전력시장운영규칙

2026. 10.

smart KPX 전기의 미래를 열어가는 전력거래소

목 차

제 1장 총칙 ····· 2
제 1절 통칙 ····· 2
제 2절 전력거래자, 직접전력거래자 및 발전기 등록 ····· 19

제 2장 가격결정 ····· 26
제 1절 발전비용 평가절차 ····· 26
제 2절 비용평가위원회 ····· 34
제 3절 발전입찰과 전력수요예측 ····· 41
제 4절 가격결정 ····· 46
제 5절 송전손실계수의 산정 및 적용 ····· 60

제 3장 전력의 거래 ····· 62
제 1절 판매사업자의 전력구매 ····· 62
제 2절 직접구매자의 전력구매 ····· 63
제 3절 구역전기사업자의 전력거래 ····· 69
제 4절 전력구매자의 재정보증 ····· 73
제 5절 재생에너지직접전력거래 ····· 78

제 4장 계량과 정산 및 결제 ····· 83
제 1절 계량 ····· 83
제 2절 정산 ····· 87
제 3절 결제 및 전력거래전담 금융기관 ····· 94

제 5장 전력계통 운영 ····· 101
제 1절 발전계획 ····· 101
제 2절 실시간급전계획 ····· 106
제 3절 급전지시 ····· 107

제 4절 송전손실 및 송전혼잡 관리 ····· 110
제 5절 발전기 자기제약 ····· 110
제 6절 보조서비스 ····· 111
제 7절 양수발전기의 양수운영 ····· 112
제 8절 전력계통 안정운영 및 자료제공 ····· 113
제 9절 발전기 및 전기저장장치의 정지 및 휴전계획 조정 ····· 117
제10절 계통평가위원회 ····· 122
제11절 신재생발전기 및 중앙계약전기저장장치에 관한 계통운영 · 127

제 6장 전력시장 감시 ····· 130
제 1절 통칙 ····· 130
제 2절 전력시장감시위원회 ····· 131
제 3절 전력시장 감시절차 및 제재 ····· 133
제 4절 감시결과 보고 및 자율시정조치 ····· 136
제 5절 전기위원회의 사실조사 및 직권시정조치 <삭제 2011.6.30.> ··· 139

제 7장 분쟁조정 ····· 140
제 1절 통칙 ····· 140
제 2절 분쟁조정위원회 ····· 140
제 3절 분쟁조정 및 불복 절차 ····· 143

제 8장 정보공개 ····· 155
제 1절 통칙 ····· 155
제 2절 정보공개위원회 ····· 156
제 3절 정보보호 ····· 162

제 9장 규칙개정 ····· 164
제 1절 통칙 ····· 164
제 2절 규칙개정위원회 ····· 164
제 3절 규칙개정 절차 ····· 168

제10장 전력거래시스템 ····· 171
제 1절 전력거래소의 설비 ····· 171
제 2절 발전사업자 및 송전사업자의 설비 ····· 171
제 3절 정보보안정책의 수립 ····· 173

제11장 공급인증서 거래 ····· 174
제 1절 공급인증서 거래시장의 운영 ····· 174
제 2절 의무이행비용 정산 ····· 178

제12장 수요반응자원의 거래 ····· 181
제 1절 통칙 ····· 181
제 2절 전력거래자, 수요반응자원, 수요반응참여고객 등록, 변경, 말소 · 186
제 3절 등록시험 및 감축시험 ····· 196
제 4절 수요반응자원의 전력부하감축량 거래 ····· 211
제 5절 사용전력량 데이터 관리 및 전력부하감축(증대)량 평가 ··· 211
제 6절 정산 ····· 217
제 7절 수요반응자원의 전력부하증대량 거래 ····· 225

제13장 정부승인차액계약 ····· 231
제 1절 정부승인차액계약의 운영 ····· 231
제 2절 정부승인차액계약운영위원회 ····· 231

제14장 재생에너지 발전량 예측제도 ····· 236
제 1절 통칙 ····· 236
제 2절 참여자원 조건 및 구성 ····· 238
제 3절 시험 및 등록 ····· 239
제 4절 예측발전량 제출 및 예측오차율 산정 ····· 241
제 5절 정산 ····· 242

제15장 저탄소 전원 중앙계약시장 ····· 247
제 1절 통칙 ····· 247

제 2절 중앙계약시장 개설 및 운영 ····· 248
제 3절 설비 운영 ····· 251
제 4절 정산 ····· 253
제 5절 중앙계약시장위원회 ····· 254
제 6절 중앙계약시장실무협의회 ····· 258

제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업 운영규칙 ····· 260
제 1절 통칙 ····· 260
제 2절 급전가능재생에너지자원의 관리기준 ····· 264
제 3절 발전입찰과 전력수요예측 ····· 274
제 4절 발전계획 및 가격결정 ····· 277
제 5절 전력의 거래 ····· 295
제 6절 정산 ····· 296
제 7절 급전가능재생에너지자원의 전력계통운영 ····· 299
제 8절 급전가능재생에너지자원의 전력거래시스템 ····· 301
제 9절 보칙 ····· 301

제17장 수소발전입찰시장 계약전력량 거래 ····· 302
제 1절 통칙 ····· 302
제 2절 정산 ····· 303

제18장 준중앙급전자원 운영 제도 ····· 305
제 1절 통칙 ····· 305
제 2절 연료형 준중앙급전발전기 참여조건 ····· 307
제 3절 연료형 준중앙급전발전기 운영 ····· 308
제 4절 연료형 준중앙급전발전기 등록시험 ····· 311
제 5절 연료형 준중앙급전발전기 급전지시 ····· 313
제 6절 연료형 준중앙급전발전기 정산 ····· 314
제 7절 재생에너지형 준중앙급전자원 참여조건 ····· 315
제 8절 재생에너지형 준중앙급전자원 운영 ····· 317
제 9절 재생에너지형 준중앙급전자원 등록시험 ····· 319

제 10절 재생에너지형 준중앙급전자원 급전지시 ····· 320
제 11절 재생에너지형 준중앙급전자원 정산 ····· 321

제19장 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원의 거래 ····· 324
제 1절 통칙 ····· 324
제 2절 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원, 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축참여고객 등록, 변경, 말소 ····· 324
제 3절 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원의 충전부하감축량 거래 ·· 328
제 4절 충전부하감축거래량 평가 ····· 329
제 5절 정산 ····· 331

제20장 분산에너지 특화지역의 전력거래 ····· 334
제 1절 통칙 ····· 334
제 2절 분산에너지사업자 등록 및 말소 ····· 334
제 3절 분산에너지사업자 발전입찰 ····· 335
제 4절 분산특구 분산에너지사업자의 전력거래 관리 ····· 335
제 5절 분산특구 내 분산에너지사업자의 재정보증 ····· 337
제 6절 분산특구 내 분산에너지사업자의 계량 ····· 339
제 7절 분산특구 내 분산에너지사업자의 정산 및 결제 ····· 341
제 8절 분산특구의 전력계통 운영 ····· 344
제 9절 분산특구 내 분산에너지사업자의 자료 및 정보보안 등에 관한 사항 ····· 344

부 칙 ····· 353

[별 표]

1. 기호 및 변수의 정의 ····· 396
2. 정산 기준 ····· 457
3. 전력계통 운영 기준 ····· 563
4. 입찰 운영 절차 ····· 583
5. 전력수요 예측 절차 ····· 604
6. 가격결정발전계획 수립 절차 <삭제 2021.1.1.> ····· 608
7. 계량설비의 설치기준 및 운영 절차 ····· 609
8. 정산 및 결제 절차 ····· 629
9. 발전계획 수립 및 계통한계가격 공개절차 ····· 655
10. 연료제약발전기 운영 절차 ····· 672
11. 실시간 급전운영 절차 ····· 679
12. 비상시 급전지시 절차 ····· 691
13. 계통운영시스템 운영 절차 ····· 707
14. 고장파급방지시스템 적용 절차 ····· 743
15. 기기번호 부여 절차 ····· 749
16. 계통보호 절차 ····· 759
17. 전력설비 정지관리 절차 ····· 770
18. 발전기정지 및 휴전업무 절차 ····· 774
19. 보조서비스 절차 ····· 790
20. 발·변전소 주변압기 탭 정정 및 유효접지 검토절차 ····· 799
21. 발전기병렬운전 및 공급방안 업무절차 ····· 805
22. 시장운영시스템 운영 절차 ····· 809
23. 전력가격 안정 등을 위한 정산금 조정 ····· 814
24. 비상시 전력시장운영 절차 ····· 820
25. 공급인증서 거래시장 운영, 정산 및 결제 절차 ····· 826
26. 수요반응자원의 정산 기준 ····· 841

27. 수요반응자원 전력거래시스템 운영 절차 ····· 896
28. 고객기준부하 산정 기준 ····· 898
29. 수요반응참여고객의 전기소비형태 검증 기준 ····· 903
30. 정부승인차액계약 처리 절차 ····· 905
31. 발전기 등 특성시험 관리 지침 ····· 915
32. 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 관한 계통운영 및 관리 절차 ··· 928
33. 전력시장 제도개선 제주 시범사업에 대한 정산기준 ····· 936
34. 전력시장 제도개선 제주 시범사업 발전계획 수립절차 ····· 976

[별지 서식]

1. 발전소별 연료 사용단가 내역서 ····· 991
1-1. 발전소별 환경열량단가 산정 내역서 ····· 992
1-2. 발전소별 환경비용 구분 내역서 ····· 993
2. 발전소별 연료 발열량 내역서 ····· 994
3. <삭제 2006.12.26.> ····· 995
4. 복합발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서 ····· 995
5. 화력발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서 ····· 997
6. 원자력발전소 기동비용 산출내역서 ····· 998
7. 발전기별 발전비용 평가자료서 ····· 999
7-1. 전기저장장치 특성자료 ····· 1000
7-2. 다조합 복합발전기 발전비용 평가자료서 ····· 1001
8. 발전비용평가 특별성능시험 요청서 ····· 1003
9. 발전기 특별성능시험 결과표 ····· 1004
10. 발전비용평가 특별성능시험 입회서 ····· 1005
11. 비용평가위원회 의결사항 부의안건 작성서식 ····· 1006
11-2. 계통평가위원회 의결사항 부의안건 작성서식 ····· 1007
12. 비용평가위원회 개최통지서 ····· 1008
12-2. 계통평가위원회 개최통지서 ····· 1009
13. 비용평가위원회 서면위원회 통지서 ····· 1010
13-2. 계통평가위원회 서면위원회 통지서 ····· 1011
13-3. 중앙계약시장위원회 서면위원회 통지서 ····· 1012
14. 비용평가위원회 서면결의표 ····· 1013
14-2. 계통평가위원회 서면결의표 ····· 1014
14-3. 중앙계약시장위원회 서면결의표 ····· 1015
15. 비용평가위원회 의사록 ····· 1016

15-2. 계통평가위원회 의사록 ····· 1017
16. 비용평가위원회 결과통지서 ····· 1018
16-2. 계통평가위원회 결과통지서 ····· 1019
17. 채무불이행 통지서 ····· 1020
18. 거래정지 통지서 ····· 1021
19. 조사요원 증표 ····· 1022
20. 시정조치 요구에 대한 조치결과 보고서 ····· 1023
21. 분쟁조정신청서 ····· 1024
22. 정보공개 신청서 ····· 1025
23. 정보공개위원회 부의안건 작성서식 ····· 1026
24. 정보공개위원회 개최통지서 ····· 1027
25. 정보공개위원회 회의록 ····· 1028
26. 정보공개 신청결과 통지서 ····· 1029
26-1. 서면결의 통지서 ····· 1030
26-2. 서면 결의표 ····· 1031
27. 정보공개 목록표 ····· 1032
28. 전력시장운영규칙 개정제안서 ····· 1033
29. 규칙개정위원회 심의결과 통지서 ····· 1034
30. 위임장 ····· 1035
31. 발전입찰서(최초) ····· 1036
31-2. 복합발전기 발전입찰서(최초) ····· 1042
31-3. 복합발전기 GT모드 발전입찰서(최초) ····· 1046
31-4. 송전사업자용 전기저장장치(주파수 조정용) 운영계획서(최초) ···· 1048
31-5. FACTS 운전대수(최초) ····· 1049
31-6. 급전가능재생에너지자원 발전입찰서(최초) ····· 1050
31-7. 1MW 초과 비중앙급전발전기에 대한 자체발전계획량(최초) ····· 1051
31-8. 연료형 준중앙급전발전기 자체발전계획량 제출서 ····· 1052
31-9. 송전사업자용 전기저장장치(계통안정화용) 운영계획서(최초) ····· 1053

31-10. 중앙계약 전기저장장치 입찰서 (최초) ····· 1054
32. 양수계획서 ····· 1056
32-1. 충전계획서 ····· 1057
33. 발전입찰서(변경) ····· 1058
33-2. 복합발전기 발전입찰서(변경) ····· 1062
33-3. 복합발전기 GT모드 발전입찰서(변경) ····· 1064
33-4. 송전사업자용 전기저장장치(주파수 조정용) 운영계획서(변경) ···· 1066
33-5. FACTS 운전대수(변경) ····· 1067
33-6. 급전가능재생에너지자원 발전입찰서(변경) ····· 1068
33-7. 1MW 초과 비중앙급전발전기에 대한 자체발전계획량(변경) ····· 1070
33-8. 송전사업자용 전기저장장치(계통안정화용) 운영계획서(변경) ····· 1071
33-9. 중앙계약 전기저장장치 입찰서 (변경) ····· 1072
34. 월간 시운전계획서 ····· 1074
35. 주간 시운전계획서 ····· 1075
36. 발전기 및 전기저장장치 변경/개시/폐지계획 ····· 1076
37. 계량 등록부(원본) ····· 1077
38. 계량등록부 및 계량데이터 열람 신청서 ····· 1079
38-1. 전력거래용 전력량계 직접시험 보고서 ····· 1080
39. 정산금 통지서 ····· 1081
39-1. 정산금 통지서<비과세분> ····· 1083
40. 전력거래대금 등 청구서/수정청구서 ····· 1084
40-1. 전력거래대금 등 청구서/수정청구서<비과세분> ····· 1086
41. 전력거래대금 등 청구요구서/수정청구요청서 ····· 1088
41-1. 전력거래대금 등 청구요구서/수정청구요청서<비과세분> ····· 1089
42-49. <삭제 2004. 11. 30> ····· 1090
42-1. 채권양도 통지서(양수인이 1인(1법인)인 경우) ····· 1091
42-2. 채권양도 통지서(양수인이 다수이거나 신탁사인 경우) ····· 1095
42-3. 질권설정 통지서(질권자가 1인(1법인)인 경우) ····· 1099

42-4. 질권설정 통지서(질권자가 다수이거나 신탁사인 경우) ····· 1103
43-1. 채권양도/질권설정 해지통지서(양수인 또는 질권자가 1인(1법인)인 경우) ···· 1108
43-2. 채권양도/질권설정 해지통지서(양수인 또는 질권자가 다수인 경우) ·· 1111
44-1. 전력거래 정산계좌 변경신청서(채권양도 통지가 없는 경우) ····· 1114
44-2. 전력거래 정산계좌 변경신청서(채권양도 통지가 있는 경우) ····· 1116
50. 정산결과조정(이의)신청서 ····· 1118
51. 조정(이의)신청등록관리부 ····· 1119
52. 정산조정회의 개최 통지서 ····· 1120
53. 정산조정회의록 ····· 1121
54. 조정(이의)신청처리결과통지서 ····· 1122
55. 정산(이의)신청처리결과통지서 ····· 1123
56-57. <삭제 2022.6.30.> ····· 1124
58. 월간 제약연료 운영계획 제출양식 ····· 1124
59. 전력설비 변경 예정서 ····· 1125
60. 전기고장 속보 ····· 1126
61. 전기고장 상보 ····· 1127
62. 휴전작업 승인서 ····· 1128
63. 휴전계획서 ····· 1129
64. 공사설명서 ····· 1130
65-66. <삭제 2008.10.31.> ····· 1132
67. 발전기 조속기 특성 자료 ····· 1132
68. 발전기 무효전력 특성자료 ····· 1133
69. 자체 기동 시험검사서 ····· 1134
70-73. <삭제 2008.10.31.> ····· 1135
74. 발·변전소 변압기 탭 검토 의뢰서 ····· 1135
75. 발·변전소 변압기 사용 탭 결정서 ····· 1136
76. 전력계통 유효접지 검토의뢰서(주변압기 현황) ····· 1137
77. 전력계통 유효접지 검토결과 통보서 ····· 1139

78. 전기판매사업자/구역전기사업자/직접구매전기사용자 전력거래자 등록신청서 ····· 1140
78-1. 재생에너지전기공급자/발전사업자 직접전력거래자 등록신청서 ····· 1141
78-2. 분산특구 전력 직접거래자 등록신청서 ····· 1142
79. 발전사업자/집단에너지사업자/자가용전기설비설치자 전력거래자 등록신청서 ····· 1143
80. 발전기 등록신청서 ····· 1144
80-1. 전기저장장치 등록신청서 ····· 1145
80-2. <삭제 2022.12.27.> ····· 1146
81. 상업운전개시신고서 ····· 1146
82. 발전설비 기술자료 제출(발전기 및 변압기) ····· 1147
83. 발전설비 기술자료 제출(조속기) ····· 1151
84. 발전설비 기술자료 제출(여자기) ····· 1152
85. 발전설비 기술자료 제출(계통안정화장치) ····· 1153
86. 전기사용 신청고객 부하 자료 제출 ····· 1154
87. 청렴서약서 ····· 1161
88. 심의 및 의결 참여불가 신청서 ····· 1162
89. 신재생에너지 공급의무화제도 공급인증서 매매계약서 ····· 1163
89-1. 신재생에너지 공급의무화제도 공급인증서 매매계약서[태양광 또는 풍력연계 ESS설비] 1165
89-2, 90. <삭제 2022.12.27.> ····· 1167
91. <삭제 2024.10.29.> ····· 1167
92. 의무이행 공급인증서 제출 및 연간정산 신청서 ····· 1168
93. 신재생에너지 공급의무화제도 현물시장 매매체결 확인서 ····· 1169
93-1. 공급인증서 거래시장 매매거래 정정/취소(해제) 협의서 ····· 1170
94. 신재생에너지 공급의무화제도 계약시장 거래내용 정산요청 확인서 · 1171
95. 전력시장운영규칙 준수 동의서 ····· 1172
96. 위임장 ····· 1173
97. 계좌이체약정서 (사업자용) ····· 1174
97-1. 사용인감계 ····· 1175
98. 규칙개정위원회 서면위원회 통지서 ····· 1176

99. 규칙개정위원회 서면결의표 ····· 1177
100-1. 수요관리사업자의 전력거래자 등록신청서 ····· 1178
100-2. 수요관리사업자의 전력거래자 변경신청서 ····· 1179
100-3. 수요관리사업자의 전력거래자 말소신청서 ····· 1180
101-1. 수요반응자원 등록신청서(표준·중소형DR) ····· 1181
101-2. 수요반응자원 등록신청서(제주DR) ····· 1182
101-3. 수요반응자원 등록신청서(국민DR) ····· 1183
101-4. 수요반응자원 등록신청서(주파수DR) ····· 1184
101-5. 수요반응자원 등록신청서(플러스DR) ····· 1185
101-6. 수요반응자원 말소신청서 ····· 1186
101-7. 신재생ESS 부하감축자원 등록신청서 ····· 1187
101-8. 신재생ESS 부하감축자원 말소신청서 ····· 1188
102-1. 수요반응참여고객 등록신청서(표준·중소형DR·제주DR) ····· 1189
102-2. 수요반응참여고객 등록신청서(국민DR) ····· 1190
102-3. 수요반응참여고객 등록신청서(주파수DR) ····· 1191
102-4. 수요반응참여고객 등록신청서(플러스DR) ····· 1192
102-5. 수요반응참여고객 변경신청서 ····· 1193
102-6. 수요반응참여고객 이동신청서 ····· 1194
102-7. 수요반응참여고객 말소신청서 ····· 1195
102-8. 신재생ESS 부하감축 참여고객 등록신청서 ····· 1196
102-9. 신재생ESS 부하감축 참여고객 변경신청서 ····· 1197
102-10. 신재생ESS 부하감축 참여고객 말소신청서 ····· 1198
103. 초기/최종 정산금 통지서 ····· 1199
104-1. 전력거래대금 등 청구서/수정청구서 ····· 1200
104-2. 전력거래대금 등 청구요청서/수정청구요청서 ····· 1201
105. 위임장 ····· 1202
106-1. 수요관리사업 참여를 위한 정보 제공 동의서 ····· 1203
106-2. 수요관리사업 참여를 위한 개인정보 제공 동의서 ····· 1204

106-3. 신재생ESS 부하감축사업 참여를 위한 정보 제공 동의서 ····· 1205
106-4. 신재생ESS 부하감축사업 참여를 위한 개인정보 제공 동의서 ··· 1206
107. 차액계약운영위원회 의결사항 부의안건 작성서식 ····· 1207
108. 차액계약운영위원회 개최통지서 ····· 1208
109. 차액계약운영위원회 의사록 ····· 1209
110. 차액계약운영위원회 결과통지서 ····· 1210
111. 중앙급전 구역전기사업자 입찰서 ····· 1211
111-1. 중앙급전 분산특구발전기 입찰서 ····· 1212
112. 풍력발전기 특성자료 ····· 1213
113. 태양광발전기 특성자료 ····· 1215
114. 연료전지발전기 특성자료 ····· 1217
115. 기타 비중앙급전발전기 특성자료 ····· 1220
116. 채권양도통지서 반송 안내 ····· 1220
117. 예측제도 시험/등록 신청서 ····· 1223
118. 전력시장운영규칙 준수 동의서 ····· 1224
119. 재생에너지 예측발전량 제출서 ····· 1225
120. 예측제도 등록시험 결과 통지서 ····· 1226
121-1. 주간전력수급전망용 자료제출서(일반발전기) ····· 1227
121-2. 주간전력수급전망용 자료제출서(복합발전기 GT모드) ····· 1229
121-3. 주간전력수급전망용 자료제출서(복합발전기 CC모드) ····· 1231
122. 전력부하증대량 구매자 등록신청서<삭제 2024.2.13.> ····· 1233
123. 예측제도 시험자원/대상자원 설비용량 변동신고 ····· 1233
124. 예측제도 시험자원/대상자원 출력제어 신고 ····· 1234
125. 급전가능재생에너지자원 등록 신청서 ····· 1235
126. 전력시장운영규칙 준수 동의서 ····· 1236
127. 연료형 준중앙급전발전기 등록신청서 ····· 1237
127-1. 연료형 준중앙급전발전기 특성자료 제출서 ····· 1238
127-2. 연료형 준중앙급전발전기 발전가격 제출서 ····· 1239

127-3 재생에너지형 준중앙급전자원 등록신청서 ····· 1240
128. 영수증 서식 ····· 1241
129. 중앙계약 권리양도 신청서 ····· 1242
130. 중앙계약 권리의무 승계확약서 ····· 1243
131. 전력시장 직접구매에 관한 약정서 ····· 1244
132. 급전지시 이행 준수 동의서 ····· 1246

[부 록]

1. 분쟁조정 비용 및 예납 기준 ····· 1247
2. 전력시장운영규칙 개정이력 ····· 1249
3. 규칙의 약칭(略稱)과 내용 ····· 1311
4. 규칙 담당부서 및 연락처 ····· 1313
5. 규칙 관련 위원회 위원 명단 ····· 1315

전력시장운영규칙

2001. 03. 30 제정
2001. 12. 21 부분개정
2002. 04. 29 부분개정
2002. 11. 15 전문개정
2003. 05. 07 부분개정
2003. 09. 18 부분개정
2003. 11. 11 부분개정
2004. 04. 22 부분개정
2004. 07. 09 부분개정
2004. 09. 07 부분개정
2004. 09. 24 부분개정
2004. 11. 30 부분개정
2004. 12. 21 부분개정
2005. 01. 21 부분개정
2005. 05. 30 부분개정
2005. 10. 10 부분개정
2006. 01. 26 부분개정
2006. 09. 14 부분개정
2006. 11. 29 부분개정
2006. 12. 26 부분개정
2007. 07. 23 부분개정
2007. 12. 27 부분개정
2008. 04. 22 부분개정
2008. 10. 31 부분개정
2009. 06. 30 부분개정
2009. 12. 31 부분개정
2010. 06. 30 부분개정
2010. 11. 30 부분개정
2010. 12. 28 부분개정
2011. 06. 30 부분개정
2011. 12. 02 부분개정
2012. 05. 31 부분개정
2012. 12. 03 부분개정
2012. 12. 31 부분개정
2013. 02. 28 부분개정
2013. 04. 30 부분개정
2013. 07. 31 부분개정
2013. 10. 01 부분개정
2014. 05. 16 부분개정
2014. 09. 01 부분개정
2014. 10. 02 부분개정
2014. 11. 03 부분개정
2014. 12. 31 부분개정
2015. 03. 17 부분개정
2015. 05. 07 부분개정
2015. 09. 30 부분개정
2016. 05. 12 부분개정
2016. 10. 31 부분개정
2016. 12. 30 부분개정
2017. 02. 28 부분개정
2017. 05. 30 부분개정
2017. 12. 29 부분개정
2018. 02. 09 부분개정
2018. 06. 15 부분개정
2018. 08. 02 부분개정
2018. 11. 01 부분개정
2018. 12. 12 부분개정
2019. 01. 02 부분개정
2019. 02. 21 부분개정
2019. 04. 02 부분개정
2019. 05. 31 부분개정
2019. 11. 07 부분개정
2019. 12. 13 부분개정
2019. 12. 31 부분개정
2020. 04. 01 부분개정
2020. 04. 29 부분개정
2020. 10. 01 부분개정
2020. 11. 01 부분개정
2020. 12. 01 부분개정
2021. 01. 01 부분개정
2021. 04. 30 부분개정
2021. 07. 01. 부분개정
2021. 09. 18. 부분개정
2021. 12. 28. 부분개정
2022. 04. 29. 부분개정
2022. 05. 31. 부분개정
2022. 06. 30. 부분개정
2022. 11. 30. 부분개정
2022. 12. 22. 부분개정
2022. 12. 27. 부분개정
2023. 02. 28. 부분개정
2023. 05. 03. 부분개정
2023. 06. 30. 부분개정
2023. 08. 30. 부분개정
2023. 09. 26. 부분개정
2023. 11. 01. 부분개정
2023. 12. 29. 부분개정
2024. 02. 13. 부분개정
2024. 02. 28. 부분개정
2024. 03. 28. 부분개정
2024. 05. 31. 부분개정
2024. 08. 01. 부분개정
2024. 10. 08. 부분개정
2024. 10. 29. 부분개정
2024. 12. 03. 부분개정
2025. 01. 08. 부분개정
2025. 02. 11. 부분개정
2025. 04. 09. 부분개정
2025. 07. 10. 부분개정
2025. 08. 06. 부분개정
2025. 10. 01. 부분개정
2025. 11. 12. 부분개정
2025. 12. 08. 부분개정
2026. 01. 28. 부분개정
2026. 03. 18. 부분개정
2026. 04. 28. 부분개정
2026. 05. 20. 부분개정
2026. 07. 24. 부분개정
2026. 10. 30. 부분개정

제1장 총칙

제1절 통칙 [절번호 신설 2007.7.23]

제1.1.1조(목적) 이 규칙은 전기사업법(이하 "법"이라 한다) 제43조 규정에 의하여 전력시장 및 전력계통의 효율적이고 안정적인 운영에 필요한 사항과 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 (이하 “신재생에너지법”이라 한다) 제12조의9에 의하여 신재생에너지 공급인증서 거래시장 운영에 필요한 사항을 정함을 목적으로 한다. <조번호변경 2007.7.23, 개정 2013.2.28.>

제1.1.2조(용어의 정의) 이 규칙에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

1. “중앙급전발전기”라 함은 전력거래소의 급전지시에 따라 운전하는 설비용량 20MW 초과 발전기를 말한다. <개정 2007.7.23, 2010.6.30>

1의2. “비중앙급전발전기”라 함은 중앙급전발전기가 아닌 발전기를 말한다. [신설 2007.7.23]

2. “공급가능용량”이라 함은 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자가 입찰을 통해 거래시간별로 공급 가능한 용량(MWh)을 말한다. <개정 2016.5.12.>

3. “계통한계가격”이라 함은 거래시간별로 적용되는 전력량에 대한 전력시장가격(원/kWh)을 말하며 육지 및 제주지역으로 구분된다. <개정 2006.12.26, 2009.12.31.>

3의2. “정산상한가격”이라 함은 육지 중앙급전발전기의 발전 전력량에 대해 적용하는 전력시장가격의 상한값(원/kWh)을 말한다. [신설 2013.2.28.]

3의3. “긴급정산상한가격”이라 함은 “전력거래가격 상한에 관한 고시” 제4조에 따라 기후에너지환경부 장관이 고시하고 전력거래소에 통보한 전력거래가격의 상한가격을 말한다. [신설 2022.11.30.] <개정 2026.1.28.>

3의4. “고정가격계약의 정산상한가격”이라 함은 「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」 제3조 제22호의 고정가격계약을 체결한 발전기의 전력량에 대한 정산에 적용할「전력거래가격 상한에 관한 고시」 제3조 제1항 단서 및 동조 제2항에 따른 전력거래가격의 상한가격을 말한다. [신설 2022.12.27.]

4. “정산조정계수”라 함은 정부의 요금규제를 받는 전기판매사업자가 50%를 초과하는 지분을 소유한 발전사업자의 발전기와 중앙급전 석탄발전기의 전력거래 정산금을 조정하기 위한 계수를 말한다. [신설 2006.12.26] <개정 2008.4.22., 2012.5.31., 2015.9.30.>

5. “용량가격”이라 함은 거래시간별 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치

의 공급가능용량에 적용되는 전력시장가격(원/kWh)을 말한다. <개정 2006.12.26., 2016.5.12.>
6. “기준용량가격”이라 함은 용량가격 결정기준 발전기가 기본 운영조건에서 순진입비용을 회수할 수 있도록 설정된, 단위시간 및 단위출력당 보상가격(원/kWh)을 말한다. 여기서 순진입비용이란 고정비 연금액에서 전력시장에서의 기대이익을 제외한 비용을 말한다. <개정 2006.12.26., 2022.5.31.>
7. “하한제약”이라 함은 열공급, 연료의무사용, 시운전 등의 제약사유에 의해 발전기 운전범위의 하한치를 설정해 놓은 것을 말한다. [신설 2006.12.26]
8. “고정출력”이라 함은 열공급, 연료의무사용, 시운전 등의 제약사유에 의해 발전기 출력을 고정된 값으로 설정해 놓은 것을 말한다. [신설 2006.12.26.]
9. “상한제약”이라 함은 열공급, 연료의무사용, 시운전, 대기오염물질 저감 등의 제약사유에 의해 발전기 운전범위의 상한치를 설정해 놓은 것을 말한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2017.5.30.>
10. “용량가격계수(RCFi)”는 최대부하, 공급용량, 송전손실계수를 고려하여 산정한 용량가격 계수를 말한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2016.10.31.>
11. “시간대별 용량가격계수(TCFt)”라 함은 시간대별로 기준용량가격을 차등 적용하기 위해 설정한 계수를 말한다.
12. “시간대별 용량가격계수 보정계수(κ)”라 함은 발전기에 대해 시간대별 용량가격계수를 적용함으로써 발생하는 공급가능용량에의 정산금 차액을 최소화하기 위한 계수를 말한다. <개정 2006.12.26.>
13. “부가정산금(Uplift)”이라 함은 전력량정산금과 공급가능용량에 대한 정산금을 제외한 발전기에 대한 정산금을 말한다. 단, 배출권 거래비용, 신재생에너지 공급의무이행비용 및 수요반응자원에 대한 정산금은 포함하지 아니한다. <개정 2021.1.1.>
14. “송전단 전력(Net Output)”이라 함은 발전단 전력에서 주변압기 손실 및 발전소 소내 소비전력을 차감한 송전망으로 인출되는 전력을 말하며, 동조 제40호의 “계량점”에서 측정되는 전력을 말한다. <개정 2021.1.1.>
14의2. “발전단 전력”이라 함은 발전기가 발전한 총 전력으로서, 발전기 단자에서 인출되는 전력을 말한다. <개정 2021.1.1.>
14의3. “소내 소비전력”이라 함은 발전소 운영과 직·간접적으로 연관된 시설에 사용하는 전력으로써 발전소에서 자체 생산하거나 전기판매사업자로부터 공급받아 사용하는 전력을 말한다. [신설 2025.8.6.]
15. “소내전력률(Auxiliary Power Ratio)”이라 함은 발전 전력량에 대한 소내 전력량의 비율을 말한다.
16. “연료의 열량단가(FC,원/Gcal)“라 함은 발전기 연료비의 단위열량에 대한 연료가격을 말하며, 연료가격에는 연료 사용으로 인한 환경개선 활동에 수반

되는 변동비와 온실가스 배출권의 거래비용이 포함될 수 있다. 단, 국내탄 발전기의 열량단가 산정 시 전력산업기반기금 지원금을 차감하여 산정한다. <개정 2019.5.31., 2019.12.31., 2020.10.1.>

16의2. “국내탄발전기”라 함은 국내탄 사용을 목적으로 설계 및 준공되어 정부가 배정한 국내탄을 소비하는 발전기를 말하며, 국내탄 수급여건에 따라 수입 무연탄, 유연탄 등으로 혼소 사용할 경우에도 국내탄 발전소로 본다. <호번호 변경 및 개정 2025.8.6.>

17. “열소비 상수(No Load Heat Rate Coefficient, NLHC, Gcal/h)”라 함은 발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력 특성곡선식의 상수를 말한다.

18. “1차 열소비 계수(Linear Heat Rate Coefficient, LHC, Gcal/㎿h)”라 함은 발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력 특성곡선식의 1차계수를 말한다.

19. “2차 열소비계수(Quadratic Heat Rate Coefficient, QHC, Gcal/㎿2h)”라 함은 발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력 특성곡선식의 2차계수를 말한다.

20. “기동비용(Start Up Cost, SUC)”이라 함은 발전기의 기동과 관련되어 소요되는 비용으로서, 원(Won)단위 양(陽)의 정수로 표시되는 비용을 말한다.

21. “최대발전용량(Maximum Generating Capacity, MGC, [MW])”이라 함은 주변압기 고압측을 기준으로 발전기가 최대로 발전할 수 있는 용량으로서 법 제63조에 따른 ‘사용전 검사’ 또는 법 제65조에 따른 ‘정기검사’ 시 부하운전시험 검사에 합격한 용량에서 소내전력을 차감한 용량을 말한다. 단, 원자력발전소는 원자력법 제16조(검사) 또는 제23조의 2(검사)에 따른 검사용량에서 소내전력을 차감한 용량을 말한다. <개정 2006.9.14>

22. “최소발전용량(Minimum Generation, MG, [㎿])”이라 함은 주변압기 고압측을 기준으로 발전기가 환경규제(대기환경보전법 등)를 준수하면서 안정한 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량을 말한다. <개정 2022.11.30>

23. “출력감소율(Ramp Down Rate, RDR, [㎿/min])“이라 함은 발전기가 분당 출력을 감소시킬 수 있는 능력을 말한다.

24. “출력증가율(Ramp Up Rate, RUR, [㎿/min])”이라 함은 발전기가 분당 출력을 증가시킬 수 있는 능력을 말한다.

25. “최소운전시간(Minimum Up Time, MUT, [h])“이라 함은 발전기가 계통연결 이후 계통분리될 수 있기까지의 최소 시간간격을 말한다.

26. “최소정지시간(Minimum Down Time, MDT, [h])”이라 함은 발전기가 계통분리 이후 계통 연결될 수 있기까지의 최소 시간간격을 말한다.

27. “발전기 성능시험”이라 함은 변동비반영발전시장(CBP)의 전력시장에 참여

하는 발전기의 특성자료와 정확한 발전비용산정 기초 자료로 활용하기 위해 발전기의 실제 운전비용을 산출하기 위한 성능시험을 말한다.
28. “혼소율(Mixed Fuel Burning Ratio)”이라 함은 2종류 이상의 연료를 혼소하는 발전기에서 소비되는 보일러 입열 중 연료별로 차지하는 열량비를 말한다. <개정 2004.12.21., 2025.8.6.>
28의2. <호번호 변경 및 삭제 2025.8.6.>
29. “기본요금”이라 함은 발전소별로 납부한 수전전력요금 중 전기요금 청구서상 전력산업 기반기금을 제외한 기본요금을 말한다.
30. “계통운영보조서비스(이하 “보조서비스”)”라 함은 전력계통의 신뢰성, 안정성을 유지하고, 전기품질을 유지하며, 전력거래를 원활하게하기 위하여 전기사업자가 제공하는 주파수조정, 예비력, 무효전력 및 자체기동 등의 서비스를 말한다. <개정 2006.9.14.>
31. <개정 2014.11.3.> <삭제 2021.1.1.>
32. “거래기간”이라 함은 거래시간의 기간으로 1시간으로 정한다.
33. “거래시간”이라 함은 한계가격이 산출, 적용되는 거래일의 단위기간으로서, 각 거래시간은 그 단위기간의 끝점으로 표시된다.(즉, 거래시간 06시는 05:00 직후부터 시작하여 06:00에 종료하는 기간을 표시한다.)
34. “거래일”이라 함은 전력시장에서 전력이 거래되는 기간 중의 1일로서, 거래시간 01시에서 시작하여 거래시간 24시에 종료하는 기간을 말한다.
35. “발전계획수립기간”이라 함은 발전계획이 작성되는 시간단위의 기간으로 거래일 거래시간 01시부터 24시까지로 한다. <개정 2021.1.1.>
36. “유효구매전력량”이라 함은 제3.2.2.1조에서 정한 전력을 직접 구매할 수 있는 자격이 있는 자로서 제3.2.2.3조의 규정에 의한 승인을 얻은 자(이하 “직접구매자”라 한다) 또는 구역전기사업자의 계량점이 발전사업자의 계량기준점과 다름으로 해서 직접구매자 또는 구역전기사업자에 따라 발생하는 송전 또는 배전과정에서 발생하는 손실을 반영하여 물리적인 계량값을 보정한 전력량을 말한다. 단, 직접구매자가 직접전력거래를 통해 구매한 전력은 송전 및 배전사업자의 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률을 적용하여 제외한다. <개정 2005.1.21., 2021.12.28.>
37. “직접구매 용량보정계수”라 함은 전력시장에서 전력을 거래하는 모든 발전기에 대한 연간 평균입찰용량을 전력시장의 연간 최대부하로 나눈 값을 말한다.
38. “직접구매 용량가격”이라 함은 제2.4.3조에서 정한 일반발전기의 용량가격에 제37호의 직접구매용량보정계수를 적용하여 보정한 용량가격을 말한다.
39. “용량가격 적용전력”이라 함은 직접구매자의 용량가격 정산에 기준전력으로 사용되는 전력으로서 계량점으로 환산한 해당 직접구매자별로 별도 산출된

유효구매전력량을 말한다.
40. “계량점”이라 함은 계량이 이루어지는 지점으로서 주변압기 고압측의 한 지점을 말하며, 법 제15조의 규정에 의한 "송·배전용 전기설비 이용규정"의 접속점을 원칙으로 한다. <개정 2012.12.31>
41. “계량설비”라 함은 계량점과 통신망에 연결되는 지점 간에 있는 전력량 측정 및 측정자료의 전송에 관련된 모든 구성요소의 집합을 말하며, 일반적인 전력거래를 위한 "주 계량설비"와 주 계량설비 고장 시 중단 없는 계량을 위해 추가로 설치되는 "비교 계량설비", 신재생에너지연계형 전기저장장치의 공급인증서 가중치 계산 등을 위한 “기타 계량설비”로 구성된다. <개정 2015.9.30.>
42. “정산”이라 함은 전력거래소가 전력시장에 참여하는 개별 사업자의 구분에 따라 보상금과 부담금을 산정하는 것을 말하며, 전력의 공급자에 대해서는 공급의 대가로 받아야 할 금액을 산출하고 전력의 구매자에 대해서는 구매의 대가로 부담해야 할 금액을 계산하는 것을 의미한다.
43. “발전계획”이라 함은 전력계통에 영향을 주는 제약조건을 고려하여 실제 계통운전 및 한계가격 산출을 위해 수립되는 각 발전기의 시간대별 배분된 발전량 계획을 말하며 수요반응자원의 감축계획 및 증대계획, 중앙급전전기저장장치가 제공하는 운영예비력을 포함한다. <개정 2014.11.3., 2015.5.7., 2021.1.1., 2022.12.27.>
44. “급전지시”라 함은 전력거래소에서 전력수급의 균형유지 및 전력계통을 안정적으로 운용하기 위하여 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 운영하는 발전사업자와 수요반응자원을 운영하는 수요관리사업자 및 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자에게 지시하는 행위를 말하며, 전력계통 비상상황 시에는 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 운영사업자에 대해서도 지시를 행할 수 있다. 다만, 수요관리사업자에 대한 급전지시는 “전력수요 의무감축요청”이라 한다. <개정 2010.6.30., 2014.11.3., 2015.5.7., 2016.5.12., 2017.12.29., 2018.2.9., 2019.12.13., 2019.12.31.>
44의2. “전력수요 의무감축요청”이란 전력거래소가 평상시 전력수요 관리와 비상상황 시 안정적인 전력수급 유지를 위해 수요관리사업자에게 수요감축을 요청하는 행위를 말한다. [신설 2019.12.13.]
45. “전력계통”이라 함은 발전소에서 생산한 전기를 전기사용자에게 공급하기 위하여 물리적으로 상호 연결된 전기설비(발전설비, 송변전설비, 배전설비, 기타 부대설비 등)를 말한다.
46. “계통운영”이라 함은 원활한 전기의 흐름과 전기의 품질유지를 위하여 전력계통의 전기 흐름을 통제, 관리, 운영하는 것을 말한다.
47. “송전망”이라 함은 전기사업자가 소유・관리하는 송전선로, 변압기, 조상설비 및 보호장치 및 전기저장장치 등을 말한다. <개정 2015.3.17.>

48. “계통조작”이라 함은 전력계통의 운전, 정지, 고장복구 등을 위하여 전기설비를 원격 또는 현장 조작하는 행위를 말한다.
49. “수급조절”이라 함은 전력수급의 균형을 유지하기 위한 발전기의 출력 조정(기동 정지포함), 수요반응자원의 전력부하감축, 부하조정, 수요조절, 전압제어, 주파수제어 및 계통 조류조절 등의 조치를 말한다. <개정 2007.12.27., 2014.11.3.>
50. “비상상황”이란 전력계통의 다중고장, 예비력 부족 등과 같은 내부 원인이나 폭풍 및 그 밖의 자연현상, 사회혼란, 태업 등과 같은 외부 원인에 의하여 전력계통에 광역정전이 야기될 수 있는 상태 또는 전력수급의 균형유지가 어렵거나 어려움이 예상되는 상태를 말한다. <개정 2019.12.13.>
51. “고장정지”라 함은 전력설비의 고장, 보호장치의 자동작동에 의해 전력설비가 서비스를 제공할 수 없는 상태로 되는 것을 말한다.
52. “긴급정지”라 함은 설비고장 임박 등 계속 운전할 수 없는 긴급상황 발생으로 설비를 계통에서 분리함으로써 전력설비가 서비스를 제공할 수 없는 상태로 되는 것을 말한다.
53. “휴전계획”이라 함은 주요장치에 대한 점검이나 보수 등을 목적으로 전력설비의 운전을 정지하기 위한 사전계획을 말한다.
54. “조상설비”라 함은 전력계통의 무효전력을 공급 또는 소비함으로써 계통의 적정 전압을 유지하는 설비로 분로리액터, 캐패시터, 정지형무효전력보상기, 동기조상기 등을 말한다.
55. “일간발전계획 프로그램”이라 함은 전력거래소에서 일일 발전계획을 수립하는데 사용하는 전산프로그램을 말한다. <개정 2021.1.1.>
56. “시운전발전기”라 함은 법 제63조의 규정에 따른 사용전검사를 받지 않은 발전기로서 제21.4조에 따른 상업운전개시 신고를 하지 않은 중앙급전발전기를 말한다. <개정 2007.7.23.>
56의2. “비중앙급전시운전발전기”라 함은 법 제63조의 규정에 따른 사용전검사를 받지 않은 발전기로서 제20.4조에 따른 상업운전개시 신고를 하지 않은 비중앙급전발전기를 말하며, 발전기 등록기준에 의하여 2기 이상의 발전기를 1기의 발전기로 보는 발전기일 경우 그중 일부분이 사용전검사를 받지 않은 발전기를 포함한다. [신설 2024.2.13.]
57. “예비력”이란 전력수급의 균형을 유지하기 위하여 전력공급 또는 전력수요를 증감할수 있는 여유용량을 말하며, 상향예비력과 하향예비력으로 구분한다. 이 경우 상향예비력은 공급예비력과 운영예비력으로 구분한다. <개정 2011.12.2., 2015.5.7., 2019.12.13., 2022.12.27., 2023.9.26.>
58. “공급예비력”이란 전력수요를 초과하여 확보하는 공급능력을 말한다. [신설 2011.12.2.] <개정 2019.12.13.>

59. “운영예비력”이란 평상시 안정적 주파수 유지를 위한 주파수제어예비력과 고장 발생 시 주파수 회복을 위한 1차예비력, 2차예비력, 3차예비력을 말한다. [신설 2011.12.2.] <개정 2019.12.13.>
59의2. “주파수제어예비력”이란 발전기의 자동발전제어(AGC) 및 전기저장장치의 원격출력제어 운전을 통해 5분 이내에 응동하여 30분 이상 출력을 유지할 수 있는 예비력을 말한다. [신설 2019.12.13.]
59의3. “주파수회복예비력”이란 고장 발생 시 주파수 회복을 위한 예비력을 말하며 1차예비력, 2차예비력, 3차예비력으로 구분한다. [신설 2019.12.13.]
59의4. “1차예비력”이란 발전기의 조속기(Governor Free) 운전 및 전기저장장치의 주파수추종 운전을 통해 주파수 변동 10초 이내에 응동하여 5분 이상 출력을 유지할 수 있는 예비력을 말한다. [신설 2019.12.13.]
59의5. “2차예비력”이란 발전기의 자동발전제어(AGC) 운전을 통해 10분 이내에 응동하여 30분 이상 유지할 수 있는 예비력을 말한다. [신설 2019.12.13.]
59의6. “3차예비력”이란 중앙급전발전기를 통해 30분 이내에 확보할 수 있는 예비력을 말한다. [신설 2019.12.13.]
59의7. “제주지역 운영예비력”이라 함은 육지계통과 별도로 제주지역 발전기 및 제주연계선의 여유용량을 통해 확보되는 운영예비력을 말한다. [신설 2019.12.13.]
60. “속응성자원”이란 제59호의 운영예비력과는 별도로 중앙급전발전기 중 20분 이내에 응동하여 4시간 이상 출력을 유지할 수 있는 발전력을 말한다. [신설 2011.12.2.] <개정 2019.12.13.>
61. “공급능력”이란 전력계통운영에 참여할 수 있는 모든 공급자원의 공급가능용량의 총합을 말한다. [신설 2011.12.2.] <개정 2019.12.13., 2023.9.26.>
61의2. “제주연계선 공급능력”이라 함은 제주연계선 상정고장을 고려하여 계산된 최대 송전용량의 총합을 말한다. [신설 2019.12.13.]
62. “급전정지”라 함은 운영예비력을 초과하여 정지중인 발전력을 말한다. <개정 2011.12.2.>
63. “열간기동대기(Hot Standby)"라 함은 급전정지 발전기를 120분 이내에 계통연결이 가능한 상태로 대기하는 것을 말한다. [신설 2011.12.2.]
64. “시송전선로”이란 계통복구 시에 자체기동발전기로부터 사전에 지정된 시송전선로 및 우선공급발전기에 이르는 계통을 말한다. <호순변경 2011.12.2., 개정 2019.12.13.>
65. “자체기동발전소”라 함은 외부로부터의 기동전력 공급 없이 비상발전기 등에 의하여 자체 기동 후 타 발전소의 기동전력 또는 부하에 전력을 공급할 수 있는 발전소를 말한다. <호순변경 2011.12.2.>
66. “계통연결”이라 함은 발전기가 기동하여 무부하 정격속도에서 동기 검정장

치에 의하여 전력계통에 병렬로 운전될 수 있도록 연결시키는 것을 말한다. <호순변경 2011.12.2.>
67. “황색차단기”라 함은 시송전선로에 연결된 차단기로서 정전 시에도 개방하지 않도록 지정된 차단기(모선연락 또는 모선구분 차단기를 포함)를 말한다. <호순변경 2011.12.2.>
68. “보호장치”란 전기설비가 고장나거나 전력계통이 불안정할 경우 이를 감지하여 고장 또는 불안정 요인을 전력계통으로부터 분리시키거나 보호대상설비 운영자 또는 계통운영자에게 경고하는 장치를 말한다. <호순변경 2011.12.2., 개정2019.12.13.>
69. “상정고장”이란 전력계통에서 발생할 수 있는 가상의 단일, 이중 또는 다중의 전력설비 고장을 말한다. <호순변경 2011.12.2., 개정 2019.12.13.>
70. “전력IT설비”라 함은 발전 및 송・배전 전력시스템, 시장운영시스템과 정보통신 기술을 접목하여 실시간 통신을 통해 운전, 제어, 감시를 가능하게 하는 지능화 기기 및 시스템을 말한다. [신설 2010.6.30.] <호순변경 2011.12.2.>
71. “수요반응자원”이라 함은 이 규칙에 따라 다수의 수요반응참여고객을 통해 전력부하를 감축하거나 증대할 수 있는 자원을 말한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2021.1.1>
72. “수요반응참여고객”이라 함은 수요반응자원을 구성하여 전력부하를 실제로 감축하거나 증대하는 최종 전기소비자 또는 전기소비자의 개별 부하, 양수동력부하를 말한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.31., 2020.11.01., 2021.1.1., 2025.4.9.>
73. “전력부하감축거래량”이라 함은 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량을 합한 것을 말하며 자발적 수요감축에 따른 전력부하감축거래량(이하 “계획감축량”), 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력부하감축거래량(이하 “전력수요 의무감축이행량”), 주파수 하락에 따른 전력부하감축거래량(이하 “주파수연계 감축량”)으로 구분한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.31, 2020.11.01.>
74. “배출권 할당대상 발전사업자”라 함은 온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률(이하 “배출권거래법”이라 한다) 제8조 제1항 제1호로 지정된 배출권 할당대상업체 중 발전연료 사용으로 발생한 온실가스 배출량이 있는 전력시장 참여 발전기를 보유한 발전사업자를 말한다. [신설 2015.3.17.] <개정 2018.12.12.>
75. 온실가스 배출권의 거래비용(이하. 배출권 비용)이라 함은 할당대상 발전사업자가 온실가스 배출목표를 달성하기 위해 장 내외에서 온실가스 배출권을 거래함에 따라 수반되는 비용을 말한다. <개정 2019.12.31.> [시행 2022.1.1.]
76. [신설 2015.3.17.] <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

77. “전기저장장치”란 전기를 충전하여 이를 다른 에너지로 변환하여 저장 후 방전하는 방식으로 전기를 공급하는 장치를 말한다. 다만, 신재생에너지 발전기와 연계하여 운영하는 전기저장장치는 제외한다. [신설 2015.5.7.] <개정 2016.5.12.>

77의2. “중앙급전전기저장장치”란 전력거래소의 급전지시에 따라 운전하는 전기사업자가 소유한 최대방전용량이 10MW를 초과하고, 최대운전시간이 2시간 이상인 전기저장장치, 부칙의 별도기준에 따른 1차예비력 서비스만 제공하는 전기저장장치와 규칙 제15장에 따라 저탄소 전원 중앙계약시장에서 계약한 전기저장장치(“이하 중앙계약전기저장장치”)를 말한다. [신설 2016.5.12.] <개정 2017.12.29., 2022.12.27., 2025.2.11., 2025.8.6., 2025.10.1.>

77의3. “비중앙급전전기저장장치”란 중앙급전전기저장장치가 아닌 발전사업자가 소유한 전기저장장치를 말한다. [신설 2016.5.12.] <호번호변경 2025.10.1.>

77의4. “송전사업자용전기저장장치”란 송전사업자가 운영하는 1차주파수제어서비스 제공을 위한 주파수조정용 전기저장장치와 계통신뢰도 개선, 발전제약 완화를 위한 계통안정화용 전기저장장치를 말한다. [신설 2016.5.12.] <개정 2025.2.11., 2025.8.6.> <호번호변경 2025.10.1.>

77의5. “재생에너지전기저장판매사업자의 전기저장장치”란 재생에너지전기저장판매사업을 하기 위해 재생에너지전기저장판매사업자가 운영하는 전기저장장치를 말한다. [신설 2025.4.9.] <호번호변경 2025.10.1.>

78. “전력계통 해석 프로그램” 이라 함은 전력계통에서 발생하는 현상을 예측하거나 분석하는데 사용하는 상용프로그램으로, 계통운영자가 요구하는 입력데이터 형식을 지원할 수 있는 프로그램을 말한다. [신설 2015.9.30.]

79. “최대충전용량”이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전을 유지하면서 충전할 수 있는 최대용량(MW)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

80. “최소충전용량”이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전을 유지하면서 충전할 수 있는 최소용량(MW)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

81. “최대방전용량”이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전을 유지하면서 방전할 수 있는 최대용량(MW)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

82. “최소방전용량”이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전을 유지하면서 방전할 수 있는 최소용량(MW)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

83. “최대저장전력량”이라 함은 전기저장장치가 완전 충전 상태에서 재충전 없이 완전 방전상태에 도달할 때까지 전력계통에 공급할 수 있는 전력량(MWh)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

84. “최소저장전력량”이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전 상태를 유지하기 위하여 최소한으로 저장하여야 하는 전력량(MWh)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

85. “운전저장전력량”이라 함은 전기저장장치가 특정 시점에서 재충전 없이 완전 방전상태에 도달할 때 까지 전력계통에 공급할 수 있는 전력량(MWh)을 말한다. [신설 2016.5.12.]
86. “충전상태(SOC : State Of Charge)”는 전기저장장치의 충전수준을 나타내는 것으로 최대저장전력량에 대한 운전저장전력량의 백분율(%)로 나타낸다. [신설 2016.5.12.]
87. “최대운전시간”이라 함은 전기저장장치가 완전 충전상태에서 최대방전용량으로 방전 가능한 시간을 말한다. [신설 2016.5.12.]
88. “운전주기효율”이라 함은 전기저장장치의 방전전력량을 투입된 충전전력량으로 나눈 백분율(%)을 말한다. [신설 2016.5.12.]
89. “공급용량계수(ICF)”는 최대수요와 공급용량을 고려하여 산정한 계수를 말한다. [신설 2016.10.31.]
90. “지역계수(LF)”는 지역신호 강화를 위하여 용량손실계수를 이용하여 산정한 계수를 말한다. [신설 2016.10.31.]
91. “용량손실계수(CTLF)”는 지역계수(LF) 산정에 적용하는 값으로 해당 발전기의 정적손실계수 중 동계(12월,1월,2월) 평일 및 하계(7월,8월,9월) 평일에 적용하는 정적손실계수를 평균한 값을 말한다. [신설 2016.10.31.]
92. “용량손실계수가중평균(WACTLF)”은 지역계수(LF) 산정에 적용하는 값으로 해당 발전기의 용량손실계수를 중앙급전발전기의 설비용량으로 가중평균한 값을 말한다. [신설 2016.10.31.]
93. “성과연동형용량가격계수(PCFi)”라 함은 전력수급의 안정을 위한 적정 설비용량의 유지와 온실가스 감축을 통한 기후변화에 효과적 대응을 목적으로 개별 발전기와 수요반응자원의 발전기여도를 고려하여 산정한 용량가격계수를 말한다. <개정 2022.5.31>
94. 규칙에서의 “대기오염물질 저감”이라 함은 환경보호를 위하여 녹색성장기본법, 전기사업법, 환경정책기본법, 대기환경보전법, 수도권대기환경에 관한특별법 등 관련법령에 따른 대기오염물질 저감을 말한다. [신설 2017.5.30.]
95. “소규모전력중개시장”(이하 “중개시장”이라 한다)이란 전기사업법 제2조제13의2호에 따라 중개사업자가 소규모전력자원을 모집·관리할 수 있도록 전력거래소가 개설하는 시장을 말한다. [신설 2018.12.12.]
96. “소규모전력중개사업자”(이하 “중개사업자”라 한다)란 소규모전력자원을 모집·관리하고 이로부터 생산 또는 저장된 전력을 거래하는 것을 주된 목적으로 하는 자로 전기사업법 제7조의2에 따라 전기신사업 등록을 한 자를 말한다. [신설 2018.12.12.]
97. “소규모전력자원”이란 전기사업법 제2조제12의6호 및 동법 시행령 제1조의3에서 정하는 신에너지 및 재생에너지 설비, 전기저장장치 및 전기자동차를 말

한다. [신설 2018.12.12.]
98. “전력자원보유자”란 소규모전력자원을 보유한 자 또는 보유예정인 자로서 중개시장을 통하여 중개사업자에게 본인이 보유 또는 보유예정인 소규모전력자원에서 생산한 전력 또는 저장된 전력 및 신재생에너지 공급인증서(이하 “공급인증서”라 한다)의 거래권한 위임 및 소규모전력자원 관리를 위탁하고자 하는 자를 말한다. [신설 2018.12.12.]
99. “집합전력자원”이라 함은 중개사업자가 중개계약을 통해 모집한 소규모전력자원 또는 중개사업자 본인이 소유한 소규모전력자원으로부터 생산된 전력을 통합하여 전력시장에서 거래하기 위한 전기설비의 집합을 말한다. [신설 2018.12.12.] <개정 2023.6.30.>
100. “수요관리사업자”란 전력시장에서 전력부하감축거래량 또는 전력부하증대거래량을 거래하기 위하여 수요반응참여고객을 모집하여 수요반응자원을 구성하는 자로 「지능형전력망의 구축 및 이용촉진에 관한 법률」 제12조 제1항에 따라 지능형전력망 서비스 제공사업자로 등록한 자 중 수요반응관리서비스제공사업자를 말한다. [신설 2019.11.07.] <개정 2021.1.1.>
101. “전력량정보제공사업자”란 수요반응참여고객의 전력량데이터를 수집, 처리, 제공 등의 업무를 수행하는 자로 「지능형전력망의 구축 및 이용촉진에 관한 법률」 제12조 제1항에 따라 지능형전력망 서비스 제공사업자로 등록한 자 중 지능형전력망 정보의 신뢰성과 안전성을 확보하기 위한 보호조치 계획을 갖춘 사업자를 말한다. [신설 2019.11.07.]
102. “제주 신재생예측시스템”이라 함은 기상실적 및 기상예측 정보를 기반으로 전력거래소가 취득한 신재생발전량과 설비특성자료를 활용하여 제주지역 신재생발전량을 예측하는 시스템을 말한다. [신설 2019.12.31]
103. “발전기정비관리시스템”이라 함은 전력거래소에서 연간, 월간, 주간 및 중간 발전기 정지계획을 수립하기 위해 사용하는 시스템을 말한다. [신설 2019.12.31.]
104. “신·재생에너지발전기”(이하 “신재생발전기”라 한다)란 신에너지 및 재생에너지 개발이용촉진법 제2조의 규정에 의한 신재생에너지(수력 제외)를 이용하여 전기를 생산하는 발전기를 말하며, 동일 사업자가 운영하는 2기 이상 발전기가 동일 모선에 연결된 경우에는 1기의 발전기로 본다. [신설 2020.4.29.]
105. “발전단전환비”라 함은 송전단 전력을 이용하여 발전단 전력을 산정하기 위한 전환비로 주변압기 손실 및 발전소 소내소비전력을 고려하여 발전사업자가 입찰한 값을 의미한다. [신설 2020.10.1.]
106. “호기별 운전정보”라 함은 수력, 양수, 복합 발전기의 발전소 내 운전가능한 발전기단위 호기 정보를 말한다. [신설 2020.10.1.]
107. “GF상한”이라 함은 거래시간 발전기의 GF 운전 상한 범위를 말한다. [신

설 2020.10.1.]
108. “GF하한”이라 함은 거래시간 발전기의 GF 운전 하한 범위를 말한다. [신설 2020.10.1.]
109. “AGC상한”이라 함은 거래시간 발전기의 AGC 운전 상한 범위를 말한다. [신설 2020.10.1.]
110. “AGC하한”이라 함은 거래시간 발전기의 AGC 운전 하한 범위를 말한다. [신설 2020.10.1.]
111. “기동소요시간(Notification Time)”이라 함은 급전지시를 받은 시각부터 발전기가 전력계통에 연결되는 시각까지 소요되는 시간을 말하며 발전기 상태에 따라서 열간(Hot), 온간(Warm), 냉간(Cold)으로 구분한다. [신설 2020.10.1.]
112. “최소발전용량 도달시간(Start-up Time)”이라 함은 발전기가 전력계통에 연결되는 시각부터 최소발전용량에 도달하는데 걸리는 시간을 말하며 발전기 상태에 따라 열간(Hot), 온간(Warm), 냉간(Cold)로 구분한다. [신설 2020.10.1.]
113. “열간-온간 천이시간(Hot to Warm Time)”이라 함은 발전기가 계통분리 이후 발전기가 열간상태에서 온간상태로 변경되는데 걸리는 시간을 말한다. [신설 2020.10.1.]
114. “온간-냉간 천이시간(Warm to Cold Time)”이라 함은 발전기가 계통분리 이후 발전기가 온간상태에서 냉간상태로 변경되는데 걸리는 시간을 말한다. [신설 2020.10.1.]
115. “계통분리시간(Shut-Down Time)”이라 함은 발전기가 최소발전용량으로부터 전력계통에서 분리되는데 걸리는 시간을 말한다. [신설 2020.10.1.]
116. “일일최대기동횟수(Maximum Daily Starts)”이라 함은 거래일 발전기가 기동할 수 있는 최대 횟수를 말한다. [신설 2020.10.1.]
117. “GT 단독운전 가능여부”라 함은 복합발전기가 CC모드 운전 외에 GT모드 운전이 가능한지 여부를 말한다. [신설 2020.10.1.]
118. “최소출력 기준GT 대수”라 함은 복합발전기가 안정하게 최소출력을 유지하기 위해 필요한 최소한의 GT 운전 대수를 말한다. [신설 2020.10.1.]
119. “GT 기동우선순위”라 함은 복합발전기 가스터빈 발전기들 중 우선적으로 기동되어야 할 가스터빈 발전기 순서를 의미한다. [신설 2020.10.1.]
120. [신설 2020.10.1.] <삭제 2022.11.30.>
121. “GT 단독운전 가능시간”이라 함은 복합발전기의 가스터빈 단독운전 시 안정운전이 가능한 최대시간을 말한다. [신설 2020.10.1.]
122. “GT 입찰대비 단독운전가능 용량비”라 함은 복합발전기의 가스터빈 단독운전 시 대표GT 입찰의 공급가능용량 대비 단독운전 가능한 용량의 비율을 말한다. [신설 2020.10.1.]
123. “비상대기예비력(Emergency Capacity Reserve, ECR)”이라 함은 미세먼지

저감 및 관리에 관한 특별법 제18조 및 제21조에 따른 미세먼지 저감과 온실가스 감축 등을 위한 가동중단, 상한제약(이하 '기후·환경 제약')에 의해 가동이 제한된 석탄발전기가 전력계통의 안정적 운영 등을 위해 전력거래소가 급전지시할 경우를 대비하여 거래시간별로 별도로 입찰한 용량(kWh)을 말한다. [신설 2020.12.1.] <개정 2026.10.30.>

124. "비상대기예비력기준단가(Emergency Capacity Reserve Reference Price, ECRRP)"라 함은 비상대기예비력을 입찰한 중앙급전발전기의 비상대기예비력 정산에 적용되는 단가(원/kWh)을 말한다. [신설 2020.12.1.]

125. "전력구매자"란 전력시장에서 전력을 구매하는 자로서 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자를 말한다. [신설 2021.1.1]

126. "전력부하증대거래량"이라 함은 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하증대량을 합한 것이며, 자발적 수요증대에 따른 전력부하증대거래량(이하 "계획증대량"), 실시간 전력수요 증대요청에 따른 전력부하증대거래량(이하 "전력수요 증대이행량")으로 구분한다. <개정 2022.5.31.>

127. "하루전발전계획" 이라 함은 송전단 기준 거래일 하루전 최초로 수립하여 통지되는 발전계획으로, 한계가격 계산에 사용되며, 거래전일 17시까지 발표함을 원칙으로 한다. 단, 계통여건 변화, 휴일 및 기타 부득이한 경우에는 거래전일까지 발표할 수 있다. [신설 2021.1.1.] <개정 2021.12.28., 2022.6.30., 2025.11.12.>

128. "신뢰도발전계획"이라 함은 하루전발전계획 이후 계통 여건의 변동을 고려하여 변경 수립한 거래일의 발전계획을 말한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2021.12.28., 2022.6.30.>

129. "다조합 복합발전기"이라 함은 2기 이상의 가스터빈발전기와 1기의 스팀터빈발전기의 다수의 발전기로 구성되어 복합모드로 운전이 가능한 발전기를 말한다. [신설 2021.1.1] [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

130. "최소발전용량 이하 운전"이란 중앙급전발전기의 최소발전용량 이하로의 연속적인 운전을 말한다. [신설 2021.7.1.]

130의1. "최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치"란 중앙급전발전기의 최소발전용량 이하로의 안정적 운전이 가능한 하향출력값을 말한다. [신설 2021.7.1.]

130의2. "최소발전용량 이하 운전 시 유지시간"란 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치에서 운전할 수 있는 시간을 말한다. [신설 2022.12.27.]

131. "기준발전기여도"라 함은 성과연동형용량가격계수의 발전기여도 산정에 적용하는 값으로 발전기의 이용률에 따라 산정한 발전기여도 산정의 기준이 되는 지표를 말한다. <개정 2022.5.31.>

132. <삭제 2025.8.6.>

133. "응동유연성기여도"라 함은 성과연동형용량가격계수의 발전기여도 산정에 적용하는 값으로 발전기의 기술특성자료를 평가하여 산정한 지표를 말한다.

<개정 2022.5.31.>
134. “기동기여도”라 함은 성과연동형용량가격계수의 발전기여도 산정에 적용하는 값으로 발전기의 기동횟수를 평가하여 산정한 지표를 말한다. <개정 2022.5.31.>
135. “월별 정산단가”란 발전회원의 거래 시간별 발전 전력량(MWh)과 해당 거래시간의 계통한계가격(SMP)을 곱하여 산정한 거래월별 정산금을 해당월의 발전 전력량(MWh)으로 나눈 값을 말한다. [신설 2021.9.18.]
136. “시장기준예비율”이라 함은 공급용량계수(ICF)의 적정공급용량 산정에 적용하는 값으로 용량가격 지급의 기준이 되는 설비예비율을 말한다. [신설 2021.9.18.]
137. “재생에너지전기공급사업자”란 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」 제2조제2호에 따른 재생에너지를 이용하여 생산한 전기를 전력시장을 거치지 아니하고 전기사용자에게 공급하는 것을 주된 목적으로 하는 자로 전기사업법 제7조의2 제1항에 따라 재생에너지전기공급사업의 등록을 한 자를 말한다. [신설 2021.12.28.]
137의2. “재생에너지전기저장판매사업자”란 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」 제2조제2호에 따른 재생에너지를 이용하여 생산한 전기를 전력시장을 거치지 아니하고 전기저장장치에 저장하여 전기사용자에게 공급하는 것을 주된 목적으로 하는 자로 전기사업법 제7조의2 제1항에 따라 재생에너지전기저장판매사업의 등록을 한 자를 말한다. [신설 2025.4.9.]
138. “재생에너지직접전력거래(”이하 직접전력거래“)란 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자가 전기사업법 제16조의5에 따라 전기사용자에게 직접 재생에너지를 공급하는 방식의 전력거래와 동법 시행령 제19조 제1항 제4호 및 제6호에 의해 재생에너지발전사업자가 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지저장판매사업자의 전기저장장치에 직접 재생에너지를 공급하는 방식의 전력거래를 말한다. [신설 2021.12.28.] <개정 2025.4.9., 2026.4.28.>
139. “직접전력거래계약”이란 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자와 전기사용자 사이에 체결되는 직접전력거래에 관한 계약을 말한다. [신설 2021.12.28.] <개정 2025.4.9.>
140. “실효용량”이라 함은 전기저장장치가 입찰한 공급가능용량 중 공급용량으로 인정되어 용량정산금이 지급되는 용량으로 입찰한 공급가능용량에 실효용량비율을 곱하여 산정되는 값을 말한다. [신설 2022.5.31.]
141. “실효용량비율”이라 함은 공급신뢰도 기여도 분석을 통해 전기저장장치 설비용량 중 공급용량으로 실효성이 인정되는 비율을 말한다. [신설 2022.5.31.]
142. “비계통연계 재생에너지직접전력거래”(이하 “비계통연계 직접전력거래“)란 송전 또는 배전사업자의 전기설비와 연결되어 있지 않은 발전기를 활용한 직접

전력거래 방식을 말한다. [신설 2022.11.30.]
143. “정상상태 운전모드”란 중앙급전전기저장장치가 평상시 계통주파수를 추종하여 충전 또는 방전하는 운전방식을 말한다. [신설 2022.12.27.]
144. “과도상태 운전모드”란 발전기 고장 등으로 계통주파수가 급격히 하락할 때 즉시 방전하는 운전방식을 말한다. [신설 2022.12.27.]
145. “회복상태 운전모드”란 중앙급전전기저장장치가 과도상태 운전모드로 동작 후 계통주파수의 회복에 따라 방전량을 회수하는 운전방식을 말한다. [신설 2022.12.27.]
146. “속도조정률”이란 발전기 조속기 및 전기저장장치의 주파수 변화에 대한 응동특성을 나타내는 것으로, 정격출력 및 정격주파수에서 순간적인 무부하 운전시 주파수 상승분과 정격주파수와의 비로 계산된다. 단, 중앙급전전기저장장치의 속도조정률은 정상상태 운전모드, 과도상태 운전모드, 회복상태 운전모드로 구분한다. [신설 2022.12.27.]
147. “재생에너지 직접전력거래비율”(이하 “직접전력거래비율”)이란 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」 제2조제2호 가목 내지 바목 에 해당하는 재생에너지를 이용하여 전기를 생산하는 발전기가 「재생에너지전기의 직접전력거래 등에 관한 고시」 제5조제5항에 따라 시간대별 거래량 중 일부를 직접전력거래를 위하여 공급하는 비율을 말한다. [신설 2022.12.27.] <개정 2025.4.9.>
148. “하향예비력”이란 전력수급의 균형을 유지하기 위하여 발전력을 감축하거나 전력수요를 증대할 수 있는 용량을 말하며, 하향주파수예비력을 포함한다. [신설 2023.9.26.]
148의2. “하향주파수예비력”이란 하향예비력 중 자동발전제어(AGC) 또는 원격출력제어 운전 등을 통해 10분 이내 응동하여 30분 이상 유지할 수 있는 예비력을 말한다. [신설 2023.9.26.]
149. "제3자간 전력거래”란 「전기사업법 시행령」 제19조제1항제3호에 따라 기후에너지환경부장관이 정한 요건을 갖춘 발전사업자가 생산한 전력을 전기판매사업자에게 직접 공급하는 거래를 체결하고, 해당 전력을 전기판매사업자가 기후에너지환경부장관이 정한 요건을 갖춘 전기사용자에게 공급하는 계약을 체결하여 전력을 거래하는 것을 말한다. [신설 2024.2.13.] <개정 2026.1.28.>
150. “지역냉난방 구역전기사업자”란 집단에너지사업법 시행령 제2조제1항제1호에 해당하는 사업자 중 전기사업법 제92조의2에 따른 의제 구역전기사업자를 말한다. [신설 2025.1.8.]
151. “산업단지 구역전기사업자”란 집단에너지사업법 시행령 제2조제1항제2호에 해당하는 사업자 중 전기사업법 제92조의2에 따른 의제 구역전기사업자를 말한다. [신설 2025.1.8.]

152. “책임공급비율”이란 구역전기사업자가 특정 공급구역내 전력수요에 맞춰 의무적으로 공급해야 하는 발전량의 비율로, 구역 내 전력수요 대비 구역전기 발전기 발전량의 백분율(%)을 말한다. [신설 2025.1.8.]

153. “전력계통 운영방안”이란 주어진 가용자원을 활용하여 전력계통이 안정적으로 유지되도록 운영계획을 수립하는 절차로서 송·변전설비의 구성 변경, 고장파급방지시스템 운영, 주요 송전선로 제약, 발전설비 제약 등을 결정하는 것을 말한다. [신설 2025.2.11.]

154. “복지특례할인비용”이란 전기판매사업자의 약관에서 정하는 바에 따라 사회적·정책적 배려계층에 대한 에너지복지 명목의 전기요금 감액을 제공하는데 소요된 비용 및 전기요금특례 등 특정산업·분야 지원 목적으로 관련 전기사용자에게 할인을 제공하는데 소요된 금액을 말한다. [신설 2025.4.9.]

155. “분산에너지사업자”란 분산에너지사업을 영위하는 자로서 분산에너지 활성화 특별법(이하 “분산에너지법”이라 한다.) 제8조에 따라 분산에너지사업의 등록을 한 자 또는 동법 제8조제1항 각호 외의 부분 단서에 따라 분산에너지사업의 등록을 한 것으로 보는 자를 말한다. [신설 2025.7.10.]

156. “분산에너지 특화지역”(이하 “분산특구”라 한다.)이란 분산에너지법 제36조에 따라 지정·고시된 지역을 말한다. 다만, 구역전기 공급구역의 일부가 분산특구에 포함되는 경우에는 해당 구역전기 공급구역 전체를 포함한다. [신설 2025.7.10.]

157. “중앙급전 분산특구발전기”란 분산특구 내 전기사용자에게 공급하고 남는 20MW 초과 공급가능용량을 입찰하고자 하는 분산에너지사업자의 발전기를 말한다. [신설 2025.7.10.]

158. “분산특구 전력 직접거래”란 분산에너지법 제43조 제1항에 따라 분산에너지사업자가 전력시장을 거치지 아니하고 직접 전기사용자에게 전기를 공급하기 위해 전기사용자와 체결한 전력거래 형태를 말한다. [신설 2025.7.10.]

159. “그리드포밍(Grid-Forming)”이란 자체적으로 전압과 주파수를 형성하는 독립적인 전압원으로 동작하며, 정상상태뿐만 아니라 계통 외란 발생 시에도 동기화를 유지하여 계통안정화에 기여하는 성능을 말한다. [신설 2026.4.28.]

159의2. “그리드포밍 인버터”란 159호에 따른 그리드포밍 성능을 구비한 인버터를 말한다. [신설 2026.4.28.]

제1.1.3조(적용 범위) ① 이 규칙은 한국전력거래소(이하 “전력거래소”라 한다)가 운영하는 전력시장 및 전력계통에서의 전력거래와 전력계통 운영에 적용한다.

② 전력거래소와 전력거래소의 회원(법 제39조에서 규정한 자로 이하 “회원”이라 한다)인 자는 규칙을 준수하여야 한다.

③ 전력거래소의 회원이 아닌 자로서 전력거래소가 운영하는 전력계통에 연결된 전기설비를 운영하는 전기사업자 및 자가용전기설비설치자는 이 규칙 제5장을 준수하여야 한다. <개정 2010.6.30>

④ 법 부칙 제8조(2000.12.23 개정 · 공포된 전기사업법 부칙 제8조를 말한다. 이하 같다.)에 의하여 전력거래소의 회원이 아닌 자와 수급계약을 체결한 전기판매사업자(이하 "판매사업자"라 한다)는 해당 발전기에 대하여 이 규칙(제5장 제외)에서의 발전사업자의 의무를 준수하여야 한다. 이 경우 판매사업자는 해당 발전기를 소유한 자로 하여금 발전사업자의 의무를 대신 준수하도록 할 수 있다. 단, 전력거래소가 전력계통의 신뢰도 확보를 위해 별도 요청할 경우에는 별표12를 준수하여야 한다. <개정 2003.11.11, 2010.6.30>

⑤ 이 규칙에서 특별히 정하지 않은 경우 구역전기사업자의 전력거래 중 공급부문에 대해서는 발전사업자에 관한 규정을 적용하고 구매부문에 대해서는 판매사업자에 관한 규정을 적용한다.[신설 2005.1.21] <조번호변경 2007.7.23.>

⑥ 이 규칙에서 특별히 정하지 않은 경우, 발전사업자의 중앙급전전기저장장치의 운영에 대해서는 중앙급전발전기에 관한 규정을, 비중앙급전전기저장장치의 운영에 대해서는 비중앙급전발전기에 관한 규정을 적용하고, 전기저장장치의 방전전력은 발전기의 발전전력으로 본다. [신설 2016.5.12.]

제1.1.4조(기호 및 변수) 이 규칙에서 사용되는 기호 및 변수의 명칭, 약어, 단위와 그 내용은 별표 1과 같다. <조번호변경 2007.7.23>

제1.1.5조(전력거래소 등의 책무) 전력거래소는 전기사용자의 부담이 최소화되도록 경제적이고 안정적으로 전력시장 및 전력계통을 운영하여야 하며 전기사업자와 수요관리사업자는 이에 협조하여야 한다. <조번호변경 2007.7.23.> <개정 2014.11.3.>

제2절 전력거래자, 직접전력거래자 및 발전기 등록

<개정 2022.5.31.> <절제목 변경 2022.11.30>

제1.2.1조(등록의무) ① 전력시장에서 전력거래를 하고자 하는 자(이하 “전력거래자”라 한다), 직접전력거래를 하고자 하는 자(이하 “직접전력거래자”라 한다) 및 분산특구 내 전기사용자와 전력 직접거래를 하고자 하는 자(이하 “분산특구 전력 직접거래자”라 한다)는 다음 각 호 및 각 목의 분류에 의하여 전력거래소에 그 자격 및 설비에 대한 등록을 하여야 한다. <개정 2022.5.31., 2022.11.30., 2025.7.10.>

1. 전력거래자
   가. 판매사업자
   나. 발전사업자
   다. 구역전기사업자
   라. 자가용전기설비설치자
   마. 직접구매자
   바. 수요관리사업자 [신설 2014.11.3.] <번호변경 2022.11.30.>
   사. 중개사업자 [신설 2018.12.12.] <번호변경 2022.11.30.>
   아. 분산에너지사업자 [신설 2025.7.10.]
2. 직접전력거래자
   가. 재생에너지전기공급사업자 [신설 2022.5.31.] <번호변경 2022.11.30.>
   나. 발전사업자(직접전력거래를 목적으로 발전기를 설치한 자)
   다. 재생에너지전기저장판매사업자 [신설 2025.4.9.]
3. 분산특구 전력 직접거래자 [신설 2025.7.10.]
   가. 분산에너지사업자
   나. 발전사업자 (분산특구내 전력 직접거래를 목적으로 발전기를 설치한 자)

② 전력거래자, 직접전력거래자 및 분산특구 전력 직접거래자가 제1항 각 호 및 각 목에 대해 2가지 이상의 자격으로 전력거래를 하고자 할 경우에는 2가지 이상의 자격에 대하여 각각 별도로 등록을 하여야 한다. 발전기를 보유하거나 설치 예정인 분산에너지사업자가 전력거래자로서 전력시장에서 전력거래를 하고자 하는 경우에는 제1항 제1호 나목과 아목에 대하여 각각 등록하여야 한다. <개정 2022.5.31., 2025.7.10.>

③ 제1항 1호 바목의 수요관리사업자의 등록은 제12장의 규정을 따른다. [신설 2014.11.3.] <개정 2025.8.6.>

④ 제1항 1호 사목의 중개사업자의 등록은 소규모전력중개시장운영규칙(이하 “중개시장운영규칙”이라 한다) 제17조의 규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2018.12.12.] <개정 2025.8.6.>

제1.2.2조(등록신청) ① 전력거래자의 등록을 하고자 하는 자는 제1.2.3조 제1항의 등록 신청서류를 갖추어 전력거래 개시 6개월 전까지 전력거래소에 전력거래자의 등록을 신청하여야 한다.

② 발전기 및 전기저장장치의 등록을 하고자 하는 자는 제1.2.3조 제2항의 등록 신청서류를 갖추어 전력거래 개시 6개월 전까지 전력거래소에 발전기 및 전기저장장치의 등록을 신청하여야 한다. <개정 2016.5.12.>

③ 전력거래소 회원은 연회비와 등록비를 전력거래소에 납부하여야 하며, 연회비는 전력거래소 회원의 자격이 유효한 기간 동안 매년 납부하여야 한다. [신설 2010.11.30]

④ 연회비 및 등록비 부과금액은 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다. [신설 2010.11.30.]

⑤ 직접전력거래자의 등록을 하고자 하는 자는 제1.2.3조 제3항의 등록 신청서류를 갖추어 해당 계약에 따른 최초 전력공급 예정일로부터 최소 6개월전까지 전력거래소에 직접전력거래자의 등록을 신청하여야 한다. 단, 제3자간 전력거래를 목적으로 하는 발전사업의 경우 직접전력거래자의 절차에 따라 등록신청하여야 한다. [신설 2022.5.31.] <개정 2022.11.30., 2024.2.13.>

제1.2.3조(등록 신청서류) ① 전력거래자의 등록에 필요한 신청서류는 다음 각 호와 같으며, 전자문서로 제출하는 것을 원칙으로 한다. <개정 2021.1.1., 2022.12.27.>

1. 판매사업자
   가. 별지 제78호서식의 등록신청서
   나. 전기판매사업허가증 사본
   다. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본 <개정 2022.12.27.>
   라. <삭제 2022.12.27.>
2. 발전사업자(자가용전기설비설치자 포함)
   가. 별지 제79호서식의 등록신청서
   나. 발전사업허가증 사본(자가용전기설비 설치자는 자가용전기설비공사 공사계획 인가서 또는 신고서 사본)
   다. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본 <개정 2022.12.27., 2026.4.28.>
   라. <삭제 2022.12.27.>
   마. 송전용 또는 배전용전기설비이용 고객 신청 접수증명서(태양광·풍력·연료전지·중앙계약전기저장장치) [신설 2026.10.30.]
3. 구역전기사업자
   가. 별지 제78호서식의 등록신청서
   나. 구역전기사업허가증 사본

다. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본 <개정 2022.12.27.>

라. <삭제 2022.12.27.>

4. 직접구매자

가. 별지 제78호서식의 등록신청서

나. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본 <개정 2022.12.27.>

다. <삭제 2022.12.27.>

② 발전기 및 전기저장장치의 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각 호와 같다. <개정 2022.12.27.>

1. 별지 제80호서식의 발전기 등록신청서 또는 별지 제 80-1호서식의 전기저장장치 등록신청서 <개정 2016.5.12., 2022.11.30., 2022.12.27.>

2. 전기사업허가증 사본(자가용전기설비 설치자, 재생에너지전기저장판매사업자는 자가용전기설비공사 공사계획 인가서 또는 신고서 사본) <개정 2025.4.9.>

③ 직접전력거래자의 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각 호와 같다. 단, 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본, 시장은행 통장 사본 및 사용 인감 증명서(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출한다)는 별표8에 따라 전자문서로 제출하는 것을 원칙으로 한다. [신설 2022.5.31.] <개정 2022.11.30., 2025.8.6., 2026.4.28.>

1. 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자 <개정 2025.4.9.>

가. 별지 제78-1호 서식의 등록신청서

나. 전기사업법 시행규칙 제7조의2 제6항에 따른 전기신사업등록증 사본

다. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본

라. <삭제 2022.12.27.>

마. 별지 제80-1호 서식의 등록신청서(재생에너지전기저장판매사업자만 제출한다.)

2. 발전사업자

가. 별지 제78-1호서식의 등록신청서

나. 발전사업허가증 사본

다. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본

라. <삭제 2022.12.27.>

제1.2.4조(발전기의 등록기준) ① 발전기의 등록은 1기의 발전기에 대하여 1개의 등록을 원칙으로 한다. 다만, 다음 각호의 경우에는 2기 이상의 발전기를 1기의 발전기로 본다. <개정 2013.10.1.>

1. 동일 수계(저수지)를 이용하고 동일한 모선에 연결되어 있는 수력 및 양수발전기

2. 동일한 주변압기에 연결된 발전기
3. 복합모드로 운전이 가능한 발전기
4. 집합전력자원 [신설 2018.12.12.]

② 발전기 1기의 설비용량이 20MW를 초과하는 경우에는 중앙급전발전기로, 20MW 이하의 경우에는 비중앙급전발전기로 등록하여야 한다. 다만, 다음 각호의 경우에는 비중앙급전발전기로 등록한다.

1. 발전기 기동정지, 출력증가/감소 등 급전지시에 따라 운전할 수 없는 발전기
2. 중앙급전 구역전기발전기를 제외한 제2.1.1.3조의 규정에 의하여 발전기의 비용요소를 결정할 수 없는 발전기 <개정 2019.1.2.>
3. 자가용 발전기
4. 설비용량 20MW 이하 및 산업단지 구역전기사업자의 발전기 <개정 2019.1.2., 2025.1.8.>
5. 신에너지및재생에너지개발·이용·보급촉진법 제2조의 규정에 의한 신재생에너지 (수력, 제주지역 바이오중유, 석탄가스화 복합발전(IGCC) 제외)를 이용하여 전기를 생산하는 발전기 <개정 2019.4.2., 2021.12.28.>
6. 집합전력자원 [신설 2018.12.12.]
7. 분산에너지사업자의 발전기(중앙급전분산특구발전기 제외) [신설 2025.7.10.]

③ 제1항 및 제2항에 따라 등록된 발전기 또는 등록기준에 적합한 신규발전기 중 열과 전기를 동시에 생산할 수 있으나 운전모드(열공급 또는 전기공급) 전환이 불가능한 발전기는 해당 발전기의 공급구역내 열수요 및 설비특성을 고려하여 중앙급전발전기와 비중앙급전발전기 등록을 3년 단위로 변경할 수 있다. [신설 2012.12.31]

1. 최초로 등록을 할 경우에는 중앙급전발전기 또는 비중앙급전발전기를 선택할 수 있다.
2. 발전기 등록을 변경하고자 하는 경우에는 이전 등록일이 포함된 해당월로부터 3년이 경과한 익월부터 적용된다.
3. 변경하고자 하는 사업자는 변경시점으로부터 3개월 전까지 신청해야 한다.
4. 비중앙급전발전기에서 중앙급전발전기로 변경을 할 경우에는 중앙급전발전기 등록요건을 충족해야 한다.

④ 설비용량 20MW 초과 구역전기발전기는 해당 발전기의 공급구역내 열·전기수요 및 설비특성을 고려하여 중앙급전발전기와 비중앙급전발전기 등록을 1년 단위로 변경할 수 있다. [신설 2019.1.2.]

1. 최초로 등록을 할 경우에는 중앙급전발전기 또는 비중앙급전발전기를 선택할 수 있다.
2. 발전기 등록을 변경하고자 하는 경우에는 이전 등록일이 포함된 해당월로부터 1년이 경과한 익월부터 적용된다.

3. 변경하고자 하는 사업자는 변경시점으로부터 3개월 전까지 신청해야 한다.

4. 비중앙급전발전기에서 중앙급전발전기로 변경을 할 경우에는 중앙급전발전기 등록 요건을 충족해야 한다.

⑤ 제1항 및 제2항에 따라 등록된 발전기가 직접전력거래비율이 적용되는 경우 사용전검사확인증에 기재된 설비용량(이하 "전체 설비용량")에서 직접전력거래비율이 적용된 설비용량(이하 "직접전력거래대상 설비용량")을 제외한 설비용량(이하 "전력시장거래대상 설비용량")이 2만킬로와트를 초과해야 한다. [신설 2022.12.27.]

⑥ 분산에너지사업자의 열공급 발전기는 분산특구 내 열·전기수요 및 설비특성을 고려하여 중앙급전발전기와 비중앙급전발전기 등록을 1년 단위로 변경할 수 있다. [신설 2025.7.10.]

1. 발전기 등록 변경 시 이전 등록일이 포함된 해당 월로부터 1년이 경과한 익월부터 적용

2. 변경하고자 하는 사업자는 변경 시점으로부터 3개월 전까지 신청

3. 비중앙급전발전기에서 중앙급전발전기로 변경 시 중앙급전발전기 등록 요건 충족 필요

제1.2.4조의2(전기저장장치의 등록기준) ① 전기저장장치의 등록은 1기의 전기저장장치에 대하여 1개의 등록을 원칙으로 한다. 다만, 동일한 주변압기에 연결된 2기 이상의 전기저장장치는 1기로 본다.

② 전기저장장치의 중앙급전 등록 여부는 다음 각 호에 따라 결정한다.

1. 중앙계약전기저장장치와 1기의 최대방전용량이 10MW를 초과하고, 최대운전시간이 2시간 이상인 전기저장장치는 중앙급전전기저장장치로, 그 외의 경우에는 비중앙급전전기저장장치로 등록한다. 단, 1차주파수제어서비스만 제공할 경우 부칙의 별도기준을 충족시키는 경우 중앙급전전기저장장치로 등록한다. <개정 2017.12.29., 2022.12.27., 2025.8.6., 2025.10.1.>

2. 제1호에도 불구하고 다음 각 목에 해당할 경우 비중앙급전전기저장장치로 등록한다.

가. 기동정지, 출력조정 등 급전지시에 따라 운전할 수 없는 전기저장장치

나. 자가용 전기저장장치

다. 재생에너지전기저장판매사업자의 전기저장장치 [신설 2025.4.9.]

[본조신설 2016.5.12.]

제1.2.5조(등록 및 최초 거래승인) ① 전력거래소는 제1.2.2조 제1항 및 제5항의 전력거래자 및 직접전력거래자 등록신청에 대하여 다음 각 호의 경우를 제외하고는 전력거래개시 예정 3영업일 전까지 등록을 완료하여야 한다. <개정 2021.1.1.,

2022.5.31., 2022.11.30., 2024.2.13.>

1. 신청서의 첨부서류가 제출되지 아니한 경우

2. 신청서에 기재한 내용이 첨부서류와 일치하지 아니한 경우

3. 법, 규칙 및 고시에서 정한 전력거래에 관한 요건을 갖추지 아니한 경우 <개정 2022.5.31.>

② 전력거래자는 발전기 및 전기저장장치의 아래 각 호의 요건을 충족하여 전력거래 개시 예정 3영업일 전까지(제16.1.10조 제1항에 따라 급전가능재생에너자원 등록 의무가 있는 발전기를 제외한 비중앙급전발전기일 경우 1영업일 전까지) 전력거래시스템을 통하여 최초전력거래개시 승인을 전력거래소에 요청하여야 하며, 전력거래소는 아래 각 호를 모두 만족할 경우 최초전력거래개시 승인을 하여야한다. <개정 2024.2.13., 2026.10.30.>

1. 신청서의 첨부서류 제출

2. 신청서에 기재한 내용이 첨부서류와 일치

3. 등록하고자 하는 설비가 법 및 규칙에서 정한 설비요건 충족

4. 규칙에 따른 설비의 계통연결을 위한 기술검토 완료

5. 제4.1.5조에 따른 계량설비 봉인

6. 제5.11.8조에 따른 원격 출력제어 성능확인 시험 합격 (단, 중앙계약전기저장장치는 제외) [신설 2026.10.30.]

③ 제2항에도 불구하고 제16.1.10조 제1항에 따라 급전가능재생에너자원 등록 의무가 있는 발전기를 제외한 태양광발전기는 제2항 각 호의 요건을 충족한 당일(이하 충족일)부터 최초전력거래개시 승인일로 인정될 수 있다. 단, 태양광발전사업자는 충족일부터 10영업일 이내에 문서로 최초전력거래개시 승인을 요청하여 전력거래소로부터 충족일을 최초전력거래개시 승인일로 지정받아야 한다. <항번호변경 및 개정 2024.2.13., 2026.10.30.>

④ 전력거래소는 최초전력거래개시 승인 요청을 한 발전기 및 전기저장장치 중에서 제2항 각호의 요건을 충족하지 않았음을 확인한 경우 발전사업자와 송·배전사업자에게 문서로 통보하여야 하며, 발전사업자와 송·배전사업자는 제2항 각 호의 요건이 충족되었음을 전력거래소로부터 문서로 통보받을 때까지 전력공급을 중단하도록 계통분리 등의 조치를 하여야 한다. [신설 2024.2.13.]

⑤ 전력거래소는 제2항 또는 제3항에 따라 최초전력거래개시승인을 한 경우 문서로 최초전력거래개시가 승인되었음을 전력거래자에게 통보하여야 하며, 통보시 제1.2.2조 제2항에 따른 등록이 완료된 것으로 본다. <항번호변경 및 개정 2024.2.13.>

제1.2.6조(등록변경에 대한 준용) 제1.2.1조 내지 제1.2.5조에 관한 규정은 전력거래자, 직접전력거래자, 재생에너지전기공급사업자, 재생에너지전기저장판매사업자,

발전기 및 전기저장장치 등록변경에 관하여 이를 준용한다. 단, 집합전력자원의 등록변경은 중개시장운영규칙 제26조의 규정에서 정한 바에 따른다. <개정 2016.5.12., 2018.12.12., 2022.5.31., 2022.11.30., 2025.4.9.>

제1.2.7조(등록의 말소 신청) ① 전력거래자 및 직접전력거래자가가 사업을 폐업하고자 하는 경우에는 3 개월 전까지 전력거래소에 전력거래자 및 직접전력거래자가 등록 및 설비 등록의 말소를 신청하여야 한다. <개정 2022.11.30.>

② 전력거래자 및 직접전력거래자가가 보유한 설비를 폐지하고자 하는 경우에는 3개월 전까지 전력거래소에 설비등록의 말소를 신청하여야 한다. <개정 2022.11.30.>

③ 중개사업자 및 집합전력자원 등록의 말소 신청은 중개시장운영규칙 제18조 제1항과 제27조 제1항 내지 제2항의 규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2018.12.12.]

제1.2.8조(등록의 말소) ① 전력거래소는 제1.2.7조에 따른 전력거래자 및 직접전력거래자의 등록말소 신청에 대하여 특별한 사정이 없는 한 해당 전력거래자 및 직접전력거래자의 사업의 폐지 또는 설비의 폐지와 동시에 등록을 말소하여야 한다. <개정 2022.11.30.>

② 전력거래소는 전력거래자 및 직접전력거래자가 사업을 폐지하였는데도 불구하고 전력거래자 및 직접전력거래자 등록말소를 신청하지 아니한 경우 직권으로 전력거래자 및 직접전력거래자, 설비 등록을 말소할 수 있다. <개정 2022.11.30.>

③ 중개사업자 및 집합전력자원 등록의 말소는 중개시장운영규칙 제18조 제2항 내지 제3항과 제27조 제3항의 규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2018.12.12.]

제1.2.9조(판매사업자와 전력수급계약을 체결한 발전사업자에 대한 준용) 제1.2.1조 내지 제1.2.8조의 전력거래자, 발전기 및 전기저장장치 등록에 관한 규정은 법 부칙<제6283호, 2000.12.23.> 제8조에 의하여 판매사업자와 전력거래를 하는 발전사업자에게 준용한다. <개정 2016.5.12.>

제2장 가격결정 <본장제목개정 2021.1.1.>

제1절 발전비용 평가절차

제1관 발전비용의 결정

제2.1.1.1조(발전기 및 전기저장장치 운전비용 등 자료 제출 및 심사) <본조 제목 변경 2022.12.27.> ① 중앙급전 구역전기발전기를 제외한 중앙급전발전기 및 중앙급전 전기저장장치를 보유한 발전사업자로서 전력시장에 전력을 공급하고자 하는 자는 발전기가 생산하는 전력 및 전기저장장치가 방전하는 전력의 시장가격의 계산, 설비의 기동·정지 및 급전을 결정하기 위하여 필요한 각 설비의 운전비용 및 기술적 특성자료를 다음 각항에 정해진 기한까지 제출하여야 한다. 단, 송전사업자는 송전사업자용 전기저장장치의 특성자료를 제출하여야 한다. <개정 2009.06.30., 2015.5.7., 2016.5.12., 2019.1.2., 2019.5.31., 2020.10.1., 2022.12.27., 2025.2.11.>

② 발전기 운전비용과 관련된 자료는 실 근무일 기준으로 다음 각 호의 기한까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 한국가스공사 LNG를 사용하는 발전기는 1호의 열량단가 자료를 제출하지 아니할 수 있다. <개정 2006.12.26., 2009.06.30., 2019.5.31.>

1. 연료의 열량단가(FC_i, 원/Gcal) : 매달 말일기준 9일전 <개정 2019.5.31.>
2. 기동비용(SUC_i) : 판매사업자가 공표한 기본공급약관 별표3의 계절별·시간대별 구분표에 따른 계절 시작월의 2개월 전 말일 <조문이동 2019.5.31., 개정 2020.10.1., 2021.9.18.>

③ 다음 각 호의 자료는 특별한 사유로 인해 변경이 필요한 경우 매달 말일 기준 9일전(실근무일 기준)까지 제출하여야 한다. 단, 미분기를 사용하는 석탄화력발전기의 경우 미분기 동작특성을 고려한 출력증가율, 출력감소율과 미분기 운전대수를 고려한 보조서비스 특성자료를 제출하여야 한다. <개정 2006.12.26., 2010.11.30., 2019.5.31., 2021.12.28., 2025.11.12.>

1. 발전기 운전비용 관련 자료

가. 발전기 출력과 소비열량의 관계를 표시하는 계수로서, 열소비상수($NLHC_i$), 1차열소비계수(LHC_i), 2차열소비계수(QHC_i)를 포함하는 입출력특성곡선식의 계수 <개정 2019.5.31., 2020.10.1., 2021.1.1.>

$H_i = QHC_iP_i^2 + LHC_iP_i + NLHC_i$

여기서,

H_i : 발전기 i의 사용열량 (Gcal/hr), P_i : 발전기 i의 출력 (MW)

단, 다조합 복합발전기의 경우, 가스터빈 및 스팀터빈발전기의 각 운전조합별

열소비상수($NLHC_{i,n:1}$), 1차열소비계수($LHC_{i,n:1}$), 2차열소비계수($QHC_{i,n:1}$)를 포함하는 입출력특성곡선식의 계수

$H_{i,n:1} = QHC_{i,n:1}P_i^2 + LHC_{i,n:1}P_i + NLHC_{i,n:1}$

여기서,

$H_{i,n:1}$: 다조합 복합발전기 i의 각 n:1 운전조합에서의 사용열량(Gcal/hr)

P_i : 다조합 복합발전기 i의 출력 (MW)

$QHC_{i,n:1}$: 다조합 복합발전기 i의 n:1 운전조합 입출력특성곡선식의 2차열소비계수

$LHC_{i,n:1}$: 다조합 복합발전기 i의 n:1 운전조합입출력특성곡선식의 1차열소비계수

$NLHC_{i,n:1}$: 다조합 복합발전기 I의 n:1 운전조합 입출력특성곡선식의 열소비상수

<개정 2021.1.1.>

나. 열공급발전기의 열과 전기 생산비율(열전비) [신설 2016.5.12.] <조문이동 2020.10.1.>

2. 발전기 기술적 특성자료 <개정 2020.10.1., 2022.12.27.>

가. 급전관련 특성자료

1) 최대발전용량(Maximum Generating Capability, MGCi)
2) 최소발전용량(Minimum Generation, MGi)
3) 출력증가율(미분기를 사용하는 석탄발전기의 경우 미분기 동작 특성을 고려한 출력증가율) <개정 2025.11.12.>
4) 출력감소율(미분기를 사용하는 석탄발전기의 경우 미분기 동작 특성을 고려한 출력감소율) <개정 2025.11.12.>
5) 기타 제약사항 <개정 2022.11.30.>
6) 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치(옵션)
7) 최소발전용량 이하 운전 시 유지시간(옵션)

나. 기동·정지관련 특성자료 <개정 2024.3.28.>

1) 열간/온간/냉간 기동소요시간
2) 열간/온간/냉간 최소발전용량도달시간
3) 열간-온간 천이시간
4) 온간-냉간 천이시간
5) 계통분리시간
6) 최소운전시간(Minimum Up Time, MUTi)
7) 최소정지시간(Minimum Down Time, MDTi)
8) 복합발전기 GT 단독운전 가능여부
9) 복합발전기 최소출력 기준 GT 대수
10) 일일/연간 최대기동 횟수
11) 기타 기동·정지 제약사항

3. 발전기 보조서비스 특성자료 <개정 2020.10.1.>

1) 주파수추종 운전범위(최대, 최소)
2) 부동대
3) 속도조정률
4) 자동발전제어 운전범위(최대, 최소)

④ 발전사업자는 전기저장장치의 운전비용 및 기술적 특성 자료에 대해 다음의 자료를 작성하여 매 분기가 시작하기 1개월 전까지(시운전의 경우에는 최초 계통연결 전월 20일까지) 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2016.5.12.]

1. 전기저장장치 운전비용 관련 자료

가. 전기저장장치 기동과 관련되어 소요되는 비용으로서, 원(Won)단위 양(陽)의 정수로 표시되는 기동비용(SUCi)

2. 전기저장장치 기술적 특성자료

1) 기동소요시간
2) 최대방전용량
3) 최소방전용량
4) 최대충전용량
5) 최소충전용량
6) 최대저장전력량
7) 최소저장전력량
8) 출력 수준별 출력증가율 4개 이하
9) 출력 수준별 출력감소율 4개 이하
10) 최대운전시간
11) 운전주기효율

3. 전기저장장치 보조서비스 특성자료

1) 주파수추종 운전범위
2) 부동대
3) 원격출력제어 운전범위
4) 정상상태 운전모드 속도조정률
5) 과도상태 운전모드 속도조정률
6) 회복상태 운전모드 속도조정률
7) 과도상태 판단기준
8) 과도상태 운전모드 지속시간
9) 과도상태 운전모드 시간지연
10) 최대 방전용량 도달시간
11) 회복상태 판단기준

<개정 2022.12.27.>

⑤ 제4항에도 불구하고, 전기저장장치의 기술적 특성자료 항목, 제출 빈도 및

기한은 계통평가위원회에서 달리 정할 수 있다. [신설 2016.5.12.] <개정 2019.12.31., 2021.7.1.>

⑥ 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자 및 송전사업자는 당해연도 6월부터 다음연도 5월까지의 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치의 상업운전개시 및 폐지 계획을 당해연도 4월말까지 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2006.12.26.] <항번호 변경 및 개정 2016.5.12.> <개정 2017.12.29.>

⑦ 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자 및 송전사업자가 제1항의 규정에 의하여 제출하는 운전비용 자료는 제2.2.1.1조의 규정에 의한 비용평가위원회의 심사를, 기술적특성 자료 및 보조서비스 특성자료는 제5.10.1조의 규정에 의한 계통평가위원회의 심사를 거쳐야 한다. <개정 2006.12.26., 2015.5.7.> <항번호 변경 및 개정 2016.5.12., 2019.12.31., 2020.10.1., 2021.7.1.>

⑧ 중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 직전년도 온실가스 배출량 자료를 차기연도 6월10일까지 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2022.5.31.]

제2.1.1.2조(자료의 제출) ① 제2.1.1.1조의 규정에 의한 발전기 및 전기저장장치의 운전비용 등 자료는 전력거래시스템을 이용하여 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 전력거래시스템의 장애 등으로 이용 불가시에는 별지 서식에 의거 제출할 수 있다. <개정 2003.11.11., 2016.5.12.> <항번호 추가 2019.5.31.>

② 제2.1.1.1조의 2항에 의한 자료는 다음 각 호에 따라 제출한다. [신설 2019.05.31.]

1. <삭제 2019.05.31.>
1. 자료항목 <호번호 변경 2019.05.31.>
   가. 발전기별 1차연료 열량단가(1차연료가 2개 이상인 발전기는 각 1차연료의 열량단가) 및 2차연료의 열량단가
   나. 발전기별 1차연료 기동비용(1차연료가 2개 이상인 발전기는 각 1차연료의 기동비용) 및 2차연료의 기동비용 <삭제 2006.12.26.> <개정 2019.05.31.>
2. 제출양식 : 별지 제1호 내지 2호, 제4호 내지 6호 서식<개정 2006.12.26., 호번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

③ 제2.1.1.1조의 3항 내지 4항에 의한 자료는 다음 각 호에 따라 제출한다. <항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

1. <삭제 2019.05.31.>
1. 자료항목 <호번호 변경 2019.05.31.>
   가. 발전기별 1차연료의 발전기 입출력 특성계수 및 가동변수(1차연료가 2개 이상인 발전기는 1차연료 각각의 발전기 입출력 특성계수 및 가동변수) <개정

2019.05.31>

나. 발전기별 2차연료(LNG를 주연료로 사용하는 발전기의 경우)의 발전기 입출력 특성계수 및 가동변수 <개정 2019.05.31.>

다. 제2.1.1.1조 제4항에 따른 중앙급전전기저장장치의 기술특성자료 [신설 2016.5.12.]

2. 제출양식 : 별지 제7호 내지 제7-1호 서식 <개정 2016.5.12.> <호번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

④ 제2.1.1.1조의 6항에 의한 자료는 다음 각 호에 따라 제출한다. [신설 2006.12.26.] <항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

1. <삭제 2019.05.31.>

1. 자료항목 : 당해연도 6월부터 다음연도 5월까지의 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치의 상업운전개시 및 폐지 계획 <개정 2016.5.12., 2017.12.29.> <호번호 변경 2019.05.31.>

2. 제출양식 : 별지 제36호서식 <호번호 변경 2019.05.31.>

⑤ 제1항 및 제2항 자료의 증빙을 위한 서류는 별도로 제출하여야 한다. <항번호변경 2006.12.26.> <개정 2016.5.12.> <항번호 변경 2019.05.31.>

⑥ 제2항 제1호 가목의 1차연료가 2개 이상인 발전기의 경우 사용연료 변경시는 발전사업자는 해당 거래일에 대한 초기입찰 마감시간 전까지 이를 전력거래소에 통지하여야 한다 [신설 2003.11.11] <항번호변경 2006.12.26., 항번호 변경 및 개정 2019.05.31.> <개정 2025.10.1., 2026.7.24.>

⑦ 발전기의 연료 변경(LNG를 주 연료로 사용하는 발전기의 경우)이 발생하였을 경우에는 그에 대한 관련 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다. <항번호변경 2006.12.26., 2019.05.31.>

⑧ 한국가스공사 공급 LNG발전기의 초과부가금이 발생하였을 경우에는 그에 대한 관련 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2012.5.31] <항번호 변경 2019.05.31.>

1. 제출시기 : 초과부가금 발생 익월, 말일기준 9일전(실근무일 기준)까지

2. 자료항목 : 비용평가위원회의 초과부가금 정산인정 여부를 심의하기 위해 필요한 근거자료

⑨ 복합모드로 운전가능한 발전기는 전력거래 정산에 필요한 경우 추가로 입출력특성계수, 기동비용 등 운전비용 및 기술적 특성자료를 제출할 수 있다. [신설 2016.5.12.] <항번호 변경 2019.05.31.>

⑩ 열공급발전기는 전기생산 기준(전기모드)와 열과 전기 동시 생산기준(열병합모드) 입출력특성계수를 제출할 수 있으며, 세부사항은 비용평가세부운영규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2016.5.12.] <항번호 변경 2019.05.31.>

⑪ 열공급발전기는 열과 전기 생산비율을 제출할 수 있으며, 세부사항은 비용평

가세부운영규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2016.5.12.] <항번호 변경 2019.05.31.>

⑫ 제2.1.1.1조의 3항 내지 4항의 기술적 특성자료 및 보조서비스 특성자료에 관한 세부사항은 계통평가세부운영규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2020.10.1.] <개정 2021.7.1.>

제2.1.1.3조(발전기 발전비용 요소) 전력거래소는 제2.1.1.1조 제2항 내지 제3항의 규정에 의하여 정해진 발전기별 운전비용 자료를 이용하여 다음 각호에서 정한 바와 같이 각 발전기의 발전비용 요소를 결정하여야 한다. <개정 2004.9.24., 2006.12.26., 2019.05.31.>

1. 기동비용(SUC_i) : 발전기 기동에 소요되는 비용으로, 각 발전기의 발전비용 계산에 이용된다.

여기서, 다조합 복합발전기의 기동비용(SUC_i)은 개별 가스터빈발전기의 기동비용($GSUC_i$)과 스팀터빈발전기의 기동비용($SSUC_i$)의 합으로 산정한다.

2. 가격상수($NLPC_i$) : 열소비상수($NLHC_i$)와 연료열량단가(FC_i)의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용된다.

$NLPC_i = NLHC_i \times FC_i$

여기서, 다조합 복합발전기의 각 운전조합별 가격상수($NLPC_{i,n:1}$)는 제2.1.1.1조 3항의 각 운전조합의 열소비상수($NLHC_{i,n:1}$)와 열량단가(FC_i)의 곱으로 계산한다.

$NLPC_{i,n:1} = NLHC_{i,n:1} \times FC_i$

3. 1차증분가격계수(LPC_i) : 1차열소비계수(LHC_i)와 연료열량단가의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용된다.

$LPC_i = LHC_i \times FC_i$

여기서, 다조합 복합발전기의 각 운전조합별 1차증분가격계수($LPC_{i,n:1}$)는 제2.1.1.1조 3항의 각 운전조합의 1차열소비계수($LHC_{i,n:1}$)와 열량단가(FC_i)의 곱으로 계산한다.

$LPC_{i,n:1} = LHC_{i,n:1} \times FC_i$

4. 2차증분가격계수(QPC_i) : 2차열소비계수(QHC_i)와 연료열량단가의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용된다.

$QPC_i = QHC_i \times FC_i$

여기서, 다조합 복합발전기의 각 운전조합별 2차증분가격계수($QPC_{i,n:1}$)는 제2.1.1.1조 3항의 각 운전조합의 2차열소비계수($QHC_{i,n:1}$)와 열량단가(FC_i)의 곱으로 계산한다.

$QPC_{i,n:1} = QHC_{i,n:1} \times FC_i$

<개정 2021.1.1.>

5.~7. <삭제 2006.12.26.>

제2.1.1.4조(배출권 비용에 대한 자료제출) ① <삭제 2018.12.12.>

② 배출권 할당 대상 발전사업자는 배출권 비용이 포함된 열량단가 산정을 위하여 필요한 다음 각 호의 자료를 제출하여야 한다. 그 외 필요한 사항은 비용평가세부운영규정에서 정한다. <개정 2019.12.31.> [시행 2022.1.1.]

1. 배출권거래법 제11조의 배출권 등록부 사본
2. 온실가스 배출량
3. 발전기별 배출권 비용 산정에 필요한 자료 <개정 2019.12.31.> [시행 2022.1.1.]
4. 기타 전력시장 영향분석을 위한 자료 [신설 2019.12.31.] [시행 2022.1.1.]

[본조신설 2015.3.17.]

제2.1.1.5조(시운전발전기의 발전비용자료 및 제출기간) ① 법 제9조 제4항의 규정에 의한 시운전 발전기를 보유한 발전사업자는 중앙급전대상 시운전발전기의 기술적 특성자료 및 연료의 열량단가 자료를 최초 계통연결 전월 20일까지 제출하여야 한다. 단, 시운전발전기의 기동비용은 "0"으로 처리한다. <조문이동 및 개정 2019.05.31.>

② 시운전 발전기의 입출력 특성계수, 기술적 특성자료는 주기기 공급계약서의 자료에 의한다. <항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

③ 시운전 발전기가 상업운전을 개시한 경우에는 상업운전 개시 후 90일 이내에 성능시험을 완료하고 그 결과를 전력거래소에 제출하여야 한다. <조번호 변경 2015.3.17.> <항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

제2.1.1.6조(자료를 제출하지 아니한 경우의 조치) 제2.1.1.2조 및 제2.1.1.4조에서 정한 제출기일까지 발전비용 관련 자료의 전부 또는 일부를 제출하지 아니하거나 허위자료를 제출한 경우에는 최근 1년 이내에 제출한 유효자료 중 가장 불리한 자료를 적용한다. 다만, 제2.1.1.2조 및 제2.1.1.4조에서 정한 자료의 제출기일까지 자료를 제출하지 아니하는 사유서를 제출하였을 경우에는 비용평가위원회에서 이를 심사할 수 있다. <조번호 변경 및 개정 2015.3.17.>

제2.1.1.7조(발전비용의 산출기준) ① 발전기 및 전기저장장치의 요소별 발전비용의 산출 및 적용기준은 비용평가위원회에서 정한다. <개정 2016.5.12.>

② 법 부칙 제8조의 규정에 의한 수급계약을 체결한 발전기의 발전비용 평가는 2.1.1.1조 내지 2.1.1.6조, 2.1.1.7조 제1항 및 제2장1절2관(발전기 성능시험의 시행)을 준용한다. <조번호 변경 2015.3.17.> <개정 2019.05.31.>

제2.1.1.8조(효력 발생) ① 운전비용과 관련하여 제출된 자료는 비용평가위원회의

심의를 거쳐 확정되며, 확정된 자료의 효력일은 비용평가위원회에서 정한다.
② 기술적 특성자료 및 보조서비스 특성자료와 관련하여 제출된 자료는 계통평가위원회의 심의를 거쳐 확정되며, 확정된 자료의 효력일은 계통평가위원회에서 정한다.<조번호 변경 2015.3.17., 개정 2020.10.1., 2021.7.1.>

제2.1.1.9조(기준용량가격의 결정) 비용평가위원회는 기준용량가격을 결정하여야 하며, 필요한 경우 기준용량가격보정계수(β)를 운영할 수 있다. <개정 2004.9.24., 2006.12.26.> <조번호 변경 2015.3.17.>

제2.1.1.10조 <삭제 2008.4.22.> <조번호 변경 2015.3.17.>

제2관 발전기 성능시험의 시행

제2.1.2.1조(성능시험 요청) 비용평가위원회는 사업자가 제출한 발전비용 관련자료가 부적정하다고 판단하는 경우에는 해당사업자에 대하여 해당 발전기의 성능시험을 시행하도록 요청할 수 있으며, 발전사업자도 필요시 별지 제8호서식에 의하여 성능시험을 요청할 수 있다.

제2.1.2.2조(성능시험의 시행) ① 비용평가위원회가 발전기의 성능시험을 요청한 경우와 발전사업자가 성능시험을 요청한 경우에 발전사업자는 특별사유가 없는 한 3개월 이내에 비용평가위원회가 별도로 정하는 시행기준에 의거 성능시험을 수행하고, 그 결과를 제2.1.1.2조에 준하여 별지 제9호서식으로 제출하여야 한다.
② 전력거래소는 사업자가 성능시험 수행시 입회하고 별지 제10호서식에 의한 입회서를 작성하여야 하며 그 결과를 적용하여야 한다.

제2.1.2.3조(성능시험을 시행하지 아니한 경우의 조치) 발전사업자가 비용평가위원회로부터 성능시험을 요청받고 기한 내에 이를 시행하지 아니할 경우에는 기한만료일 다음날부터 유사한 조건을 갖는 타 발전기의 자료를 고려하여 비용평가위원회에서 결정한 값을 적용한다.

제2.1.2.4조(성능시험의 시행기준 및 시행기관) ① 성능시험의 범위 및 조건을 포함한 시행기준은 비용평가위원회에서 정한다.
② 성능시험의 시행기관은 비용평가위원회에서 정한다.

제2절 비용평가위원회

제1관 구성 및 기능

제2.2.1.1조(설치 및 구성) ① 전력거래소에 제2.1.1.2조의 규정에 의한 발전비용 관련 자료심사와 제2.2.1.4조의 규정에 의한 기능을 수행하기 위하여 비용평가위원회(이하 "비용위원회"라 한다)를 둔다.

② 비용위원회는 위원장을 포함하여 6인 이상 9인 이내의 위원으로 구성한다.

③ 비용위원회의 위원장 및 위원은 다음 각호에 해당하는 자 중에서 전력거래소 이사장이 위촉한다. <개정 2018.8.2>

1. 전력거래소 임직원
2. 기후에너지환경부 소속 공무원 <개정 2026.1.28.>
3. 전력거래소 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자) 소속 임직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

④ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. <개정 2011.6.30., 2012.5.31., 2014.9.1., 2018.8.2>

⑤ 비용위원회의 원활한 운영을 위하여 비용위원회에 간사 1인을 두며, 동 간사는 전력거래소 소속 직원 중에서 전력거래소 이사장이 지명한다. <번호변경 2018.8.2.>

제2.2.1.1조의2(위원의 자격) 기후에너지환경부 소속 공무원, 전력거래소 임원 및 회원의 대표를 제외한 위원(이하 '위촉위원'이라 한다.)은 다음 각 호의 어느 하나에 적합한 자로 한다. [신설 2012.5.31.] <개정 2026.1.28.>

1. 대학(전문대학 등을 포함)에서 조교수 이상의 경력이 3년 이상인 자
2. 박사자격을 취득하고 당해분야에서 5년 이상 종사한 자
3. 공인된 연구기관에서 선임연구원으로 5년 이상의 경력이 있는 자
4. 그 밖에 경력 등이 1호부터 3호까지의 기준에 상당하다고 인정되는 자

제2.2.1.2조(위원장의 직무 및 회의) ① 비용위원회의 위원장은 비용위원회를 대표하며, 비용위원회의 직무를 통할한다.

② 위원장은 비용위원회의 회의를 소집하며, 그 의장이 된다.

③ 위원장이 부득이한 사유로 직무를 수행할 수 없을 때에는 위원장이 지명한 위원이나 비용위원회에서 정한 위원이 그 직무를 대행한다.

제2.2.1.3조(위원의 임기) ① 제2.2.1.1조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제2.2.1.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되, 1회 연임할 수 있다.
③ 제2.2.1.1조 제3항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.
④ 제2항에도 불구하고, 제2.2.1.1조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 비용평가 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.
⑤ 제2.2.1.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 위촉될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다. <개정 2012.5.31., 2018.8.2.>
⑥ 위원이 사임하고자 할 때에는 그 취지를 서면으로 작성하여 전력거래소 이사장에게 제출하여야 한다. <번호변경 2018.8.2>

제2.2.1.3조의2(위원의 청렴의무 및 해촉) ① 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.[신설 2012.5.31]
② 다음 각 호에 해당하는 사유가 발생할 경우에는 전력거래소 이사장은 해당 위원을 해촉할 수 있다.
1. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고이상의 형을 선고받았을 경우
2. 비용평가업무와 관련하여 금품수수 또는 부정한 청탁 등 비위사실이 확인된 경우
3. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 위원으로서 역할을 정상적으로 수행할 수 없는 경우 <개정 2025.8.6.>
4. 위원회 활동 중 알게 된 정보를 누설 또는 공개하여 타사업자에게 피해를 일으킨 경우

제2.2.1.4조(기능) 비용위원회는 제2.1.1.1조, 제2.1.1.4조, 제2.1.1.7조, 제2.1.1.9조, 제2.1.1.10조, 제2.1.2.2조, 제3.2.1.3조, 제3.2.1.4조, 제3.2.1.6조 제1항, 제3.2.1.8조, 제3.5.1조, 제11.2.2조, 제11.2.3조, 제12.4.2.1조, 제12.4.3.1조에 따라 다음 사항을 심의·조정·의결한다. <개정 2006.12.26, 2008.10.31., 2013.2.28., 2014.11.3., 2015.3.17., 2015.9.30., 2024.2.13., 2024.3.28., 2026.4.28.>
① 심의 및 의결사항
1. 발전기 연료의 열량단가
2. 발전기 출력과 소비열량의 관계를 표시하는 계수 <개정 2009.06.30., 2019.12.31>
3. 발전기 기동과 관련되어 소요되는 비용

4. 정산조정계수 <개정 2006.12.26, 2008.4.22, 2012.5.31>
5. 기준용량가격 및 기준용량가격 보정계수
6. <삭제 2006.12.26>
7. 계통운영보조서비스 제공에 대한 정산기준에 적용할 정산단가
8. 직접구매자에 대한 부가정산금단가, 손실계수, 발전측 송전요금 및 직접구매 용량보정계수
9. <개정 2004.4.22., 2016.5.12.> <삭제 2021.9.18.>
10. 구역전기사업자에 대한 손실계수 및 발전측 송전요금 [신설 2005.1.21]
11. 발전기별 정적손실계수($STLF_i$) [신설 2006.12.26]
12. 시간대별용량가격계수(TCF_t) [신설 2006.12.26]
13. 용량가격계수(공급용량계수, 시장기준예비율, 용량손실계수 및 용량손실계수가중평균, 가중치(a_{LF})) [신설 2009.06.30.] <개정 2016.10.31., 2021.9.18.>
14. 한국가스공사 공급 LNG발전기의 약정물량 허용오차 초과부가금 정산 인정 여부[신설 2009.12.31.]
15. 신재생에너지 공급인증서 기준가격 [신설 2013.02.28.] <개정 2015.9.30.>
16. 신재생에너지 공급의무자의 연간 의무이행비용 [신설 2013.02.28.] <개정 2015.9.30.>
17. <삭제 2015.9.30.>
18. 의무이행비용 소요계획 [신설 2013.02.28.]
19. 수요반응자원의 순편익가격 산정 방식 [신설 2014.11.3.]
20. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>
21. <삭제 2019.12.31>
22. <삭제 2019.12.31>
23. 발전기의 성과연동형용량가격계수(PCF_i) [신설 2016.10.31.] <개정 2019.12.31., 2022.5.31.>
24. 열공급발전기의 열전비(HR_i) 및 효율보정계수(EAf_i) [신설 2019.12.13.]
25. 비상대기예비력기준단가 [신설 2020.12.1.]
26. 전기저장장치의 실효용량비율 [신설 2022.5.31.]
27. 직접전력거래에 대한 부가정산금단가 [신설 2026.4.28.]

② 검토 및 조정사항

1. <삭제 2019.12.31>
2. 기준용량가격, 용량가격계수, 성과연동형용량가격계수 산정시 적용될 변수 선정 <개정 2006.12.26., 2016.10.31., 2022.5.31.>
3. 발전비용 평가관련 제출 자료의 적정성
4. <삭제 2024.3.28.>
5. 신재생에너지 공급인증서 중간적용가격(연2회) [신설 2015.9.30.]

6. 수요반응자원의 전력거래 요건 관련 사항 [신설 2014.11.3.] <호번호 변경 2015.9.30.>

7. 기타 발전비용에 관련된 사항 [신설 2013.02.28.] <호번호 변경 2014.11.3., 2015.9.30.>

③ 비용위원회는 특정한 사안에 대하여 실무협의회에서 심의·조정하도록 위임할 수 있다.

제2.2.1.5조(위원의 제척·기피·회피) ① 기후에너지환경부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표를 제외한 위촉위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 해당사항의 심의 및 의결에서 제척된다. [신설 2012.5.31.] <개정 2026.1.28.>

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 그 사항의 당사자가 되거나 그 사항에 관하여 공동권리자 또는 의무자의 관계에 있는 경우

2. 위원이 그 사항의 당사자와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우

3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관(회사)에 재직한 경우

4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 경우

② 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 별지 제88호 서식을 이용하여 기피신청을 할 수 있다.

③ 위원은 제1항 또는 제2항의 사유에 해당하면 스스로 그 사항의 심의·의결을 회피할 수 있다.

제2관 비용위원회 회의

제2.2.2.1조(회의개최 및 소집) ① 비용위원회는 매월 개최하는 것을 원칙으로 한다.

② 위원장은 제2.2.1.4조의 규정에 의한 기능수행을 위하여 회의를 소집한다. 다만, 위원장 유고시에는 위원 2인 이상의 발의로 회의를 소집할 수 있다.

③ 비용위원회의 위원은 별지 제11호서식에 의한 부의안건을 기록하여 위원장에게 제출함으로써 회의소집을 요청할 수 있다.

④ 제3항의 회의소집 요청에 대하여 위원장이 비용위원회를 개최하지 아니하기로 결정한 경우에는 비용위원회의 간사는 회의를 개최하지 아니한 사유를 위원에게 통지하여야 한다.

⑤ 제2항에 의하여 비용위원회를 소집하는 경우에 비용위원회의 간사는 비용위원회 개최 예정일로부터 2일전(실근무일 기준)까지 부의안건 및 관련자료와 함께 별지 제12호서식으로 전 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전에 통지할 수 있다. 또한 회의개최 및 소집사항에 대해서는 정

보공개홈페이지에 게재하여야 한다. <개정 2012.5.31>

제2.2.2.2조(부의안건 및 등록절차) ① 의결사항은 위원장 또는 위원이 제안하되, 비용평가세부운영규정 개정은 회원도 제안할 수 있다. <개정 2026.7.24.>
② 제1항에 의하여 의결사항을 제안하고자 할 때는 별지 제11호서식에 의한 의안을 작성하여 비용위원회 개최 예정일로부터 10일 전에 전력거래소에 등록하여야 한다.

제2.2.2.3조(서면결의) ① 위원장은 긴급한 의안으로서 회의의 소집이 곤란하다고 인정할 때에는 서면결의에 의한 의안처리를 결정할 수 있다.
② 서면결의에 의하여 의안을 처리하고자 할 때에는 부의안과 함께 별지 제13호 서식에 의한 서면위원회통지서 및 별지 제14호 서식에 의한 서면결의표를 각 위원에게 배부하여 찬성·반대의 의사를 표시하게 하여야 한다.
③ 위원장은 서면결의표에 의한 의결 결과를 확인하여야 한다.
④ 서면결의를 위한 의안의 통지 기일은 제2.2.2.1조 제5항의 규정에 의한다.
⑤ 서면결의는 연속 2회를 초과할 수 없다. [신설 2012.5.31]

제2.2.2.4조(성립과 의결) ① 비용위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.
② 위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가·부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.
③ 정부, 전력거래소 및 회원을 대표하는 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있으며, 위촉위원의 경우에는 대리인이 참석할 수 없다. 참석하는 대리인은 별지 제30호서식에 의한 위임장을 회의 시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다. <개정 2012.5.31>
④ 간사는 비용위원회의 운영을 담당하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제2.2.2.5조(관계인 출석) ① 비용위원회는 필요할 경우 상정된 의안의 관계인을 출석시켜 심의에 필요한 사항을 질문할 수 있으며, 관계인에게 문서 또는 전자적 방법(홈페이지 게시, 문자메시지 전송, 이메일 통지 등)을 이용하여 출석을 요청하여야 한다. <개정 2012.5.31>
② 관계인이 제1항의 규정에 의한 출석요청을 받고 정당한 사유 없이 출석하지 아니할 때에는 심의 요청된 상정 의안을 제안 위원과 협의하여 기각할 수 있다.

제2.2.2.6조(결과통지 및 공개) ① 비용위원회의 간사는 비용위원회에 입회하여 별지

제15호 서식에 의한 의사록과 회의록을 작성하여 비용위원회 위원장과 참석위원의 서명(날인)을 받아 의안과 함께 전력거래소에 보존하고 그 의사록 사본을 10일 이내에 전 위원에게 송부하여야 하며, 서면결의의 경우도 또한 같다. <개정 2012.5.31>

② <삭제 2012.5.31.> [이하신설 2012.5.31]

③ 비용위원회의 간사는 작성된 회의록을 차기 회의 시 요약 보고하여야 한다.

④ 회의 결과는 비용위원회 종료 후 10일 이내에 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다.

제2.2.2.7조(실비 지급) 비용위원회 및 실무협의회 위원에게는 회의참석 여비 및 비용위원회 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다. <개정 2008.10.31>

제2.2.2.8조(세부운영규정) 이 규칙에서 정한 사항 외에 비용위원회 운영에 관하여 필요한 세부사항은 비용위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도로 정할 수 있다.

제3관 실무협의회

제2.2.3.1조(설치 및 구성) ① 비용위원회 산하에 전력시장 비용평가실무협의회(이하 "비용실무협의회"라 한다)와 신재생에너지 공급의무이행비용 평가실무협의회(이하 "기후신재생비용실무협의회"라 한다)를 둔다. <개정 2013.2.28., 2018.12.12., 2019.12.31.> [시행 2022.1.1.]

② 각 실무협의회는 의장을 포함하여 10인 이상 13인 이내로 구성하며, 비용실무협의회 의장은 비용위원회의 간사로, 기후신재생비용실무협의회 의장은 전력거래소의 관련업무 담당 부서장으로 한다. <개정 2013.2.28., 2014.9.1., 2018.12.12.>

③ 비용실무협의회 위원은 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 해당 기관의 추천을 받아 비용위원회에서 결정한다.

1. 전력거래소 직원
2. 기후에너지환경부 소속 공무원 <개정 2026.1.28.>
3. 전력거래소 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자) 소속 직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

<개정 2011.6.30., 2013.2.28., 2018.8.2.>

④ 기후신재생비용실무협의회 위원은 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 해당 기관의 추천을 받아 비용위원회에서 결정한다. <개정 2013.2.28., 2018.8.2., 2018.12.12.>

1. 전력거래소 직원
2. 기후에너지환경부 소속 공무원 <개정 2026.1.28.>
3. 한국에너지공단 신재생에너지센터 직원
4. 공급인증서 거래회원 소속 직원
5. 판매사업자 소속 직원
6. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>
7. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

⑤ <삭제>

⑥ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. [신설 2018.8.2.]

⑦ 제4항 제7호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률, 온실가스 또는 신재생 등의 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. [신설 2018.8.2.] <개정 2018.12.12.>

⑧ 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 각 실무협의회에 간사 1인씩을 두며, 각 실무협의회의 간사는 전력거래소 이사장이 지명하고, 위원이 간사를 겸임할 수 있다. <개정 2008.10.31., 2013.2.28., 번호변경 2018.8.2.>

제2.2.3.1조의2(실무협의회 위원의 임기) ① 제2.2.3.1조 제3항 제1호 및 제2호와 제4항 제1호 내지 제3호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제2.2.3.1조 제3항 제3호 및 제4호와 제4항 제4호 내지 제7호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.

③ 제2.2.3.1조 제3항 제3호와 제4항 제4호 내지 제6호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제2.2.3.1조 제3항 제4호와 제4항 제7호의 규정에 의한 위원의 경우 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

⑤ 제2.2.3.1조 제3항 제3호 및 제4호와 제4항 제4호 내지 제7호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 선임될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다. [신설 2018.8.2.]

제2.2.3.2조(임무) ① 비용실무협의회는 전력시장의 운영과 관련하여 비용위원회에 상정할 내용을 검토·조정한다. <개정 2013.2.28>

② 기후신재생비용실무협의회는 제2.2.1.4조 1항의 15 내지 18, 20호, 제2.2.1.4조 2항의 4호 및 5호와 관련하여 비용위원회에 상정할 내용을 검토·조정한다. [신설 2013.2.28.] <개정 2018.12.12.>

③ 각 실무협의회는 비용위원회로부터 위임받은 사항을 심의·조정하며 그 결과를 차기 비용위원회에 상정하며 필요시 비용위원회에 출석하여 안건에 대한 설명을 할 수 있다. <개정 2013.2.28>

제2.2.3.3조(회의) ① 각 실무협의회는 필요할 경우 수시로 개최할 수 있다.

② 각 실무협의회의 회의 소집에 관하여는 제2.2.2.1조 제2항을 준용한다.

제3절 발전입찰과 전력수요예측

제2.3.1조(입찰서의 제출) ① 중앙급전발전기 또는 중앙급전전기저장장치를 소유한 발전사업자는 각 발전기를 기준으로 발전을 위한 입찰서, 양수계획서(양수발전기를 소유한 발전사업자에 한한다.) 및 전기저장장치 충전계획서(1기의 최대방전용량이 10MW를 초과하고, 최대운전시간이 2시간 이상인 전기저장장치를 소유한 발전사업자에 한한다.)를 거래일 전일 11시(이하 "마감시간"이라 한다)까지 전력거래소에 제출하여야 한다. <개정 2012.12.31., 2016.5.12., 2020.10.1., 2021.12.28., 2022.6.30., 2025.10.1.>

② 제1항의 규정에 의한 입찰서, 양수계획서, 전기저장장치 충전계획서의 제출절차 및 기타 입찰운영에 필요한 세부사항은 별표 4와 같다. <개정 2016.5.12.>

③ 전력거래소는 동일한 발전기 또는 중앙급전전기저장장치에 대하여 두 개 이상의 입찰서가 제출되는 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서 중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서를 유효한 입찰서로 인정한다. <개정 2016.5.12., 2025.8.6.>

④ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 입찰서에 제2.3.2조 제1항에서 정한 입찰서의 내용 중 전부 또는 일부가 누락되거나 모사전송방식에서 입찰서를 제출한 자의 서명이 누락된 경우에는 입찰서를 제출하지 아니한 것으로 간주한다.

⑤ 전력거래소는 입찰서를 제출 받은 때에는 접수된 시각을 기록하여 관리하여야 한다.

⑥ 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치에 대해서는 입찰서를 제출하지 아니한다. [신설 2005.10.10.] <개정 2016.5.12.>

제2.3.2조(입찰서의 내용) ① 제2.3.1조의 규정에 의하여 제출하는 입찰서에는 발전기(거래시간별 중앙급전 구역전기 발전기를 제외) 및 전기저장장치의 공급가능용량과 다음 각 호에서 정하는 기술적 특성 등을 기재하여야 한다. 다만, 제4호 및 제5호는

미분기를 사용하는 석탄화력발전기의 경우 제2.1.1.1조의 미분기 동작특성을 고려한 출력증가율, 출력감소율을 기재하여야 한다. <개정 2016.5.12., 2019.1.2., 2020.10.1., 2025.10.1., 2025.11.12.>

1. 열간/온간/냉간 기동소요시간
2. 최대발전용량(MGC_i)
3. 최소발전용량(MG_i)
4. 출력증가율(RUR_i) <개정 2006.9.14.>
5. 출력감소율(RDR_i) <개정 2006.9.14.>
6. 최소운전시간(MUT_i)
7. 최소정지시간(MDT_i)
8. 제약운전(열공급, 연료제약, 대기오염물질 저감 등)에 따른 발전계획량, 사유, 발전기 운전정보 <개정 2017.5.30., 2021.1.1>
9. 발전기 호기별 운전정보(복합, 수력 및 양수발전기) [신설 2006.9.14.] <개정 2014.5.16>
10. 자동발전제어서비스 제공가능 여부 [신설 2006.9.14]
11. 주파수추종서비스 제공가능 여부 [신설 2006.9.14]
12. 연료량(시간대별 사용연료배분에 의한 발전가능량, $OFCA_{i,t}$) [신설 2006.12.26]
13. 2차연료 사용여부(SFF_i) [신설 2006.12.26.]
14. 자체기동서비스 가능 여부($BSF_{i,t}$) [신설 2014.11.3.]
15. GT 단독운전 가능여부(복합발전기)
16. GT 단독운전 가능시간
17. GT 입찰대비 단독운전가능 용량비
18. 발전단전환비
19. 주파수추종서비스 상한/하한
20. 자동발전제어서비스 상한/하한
21. GT 기동우선순위(복합발전기)
22. 열간/온간/냉간 최소발전용량 도달시간
23. 일일최대기동횟수
24. 열간-온간 천이시간
25. 온간-냉간 천이시간
26. 계통분리시간
27. 최소출력 기준 GT대수(복합발전기)
28. <삭제 2022.11.30.>
29. 비상대기예비력[입찰량] [신설 2020.12.1.]
30. 미분기 운전대수(비상대기예비력으로 입찰한 상한제약 석탄발전기) [신설

2021.12.28.]
31. 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치 및 유지시간(옵션) [신설 2022.12.27.]
32. 1차연료 [신설 2024.8.1.]
33. 중앙계약전기저장장치의 방전가능전력량, 소내전력량, 운전주기효율 [신설 2025.10.1.]

② 발전기의 공급가능용량은 발전계획수립기간 내의 각 거래시간을 기준으로 "0"이상으로 하되, 최대발전용량을 초과하지 않아야 하며, 시간대별 사용연료배분에 의한 발전가능량은 공급가능용량을 초과할 수 없고, 제약사유에 따른 하한제약보다는 커야한다. 단, 비상대기예비력으로 입찰한 상한제약 석탄발전기의 공급가능용량은 상한제약을 초과하여 속도조정률 특성에 따른 0.2Hz 변동시 응답가능한 주파수 추종 이론값 범위까지 적용할 수 있으나, 계통평가위원회에서 의결한 주파수추종 최대 운전범위를 초과할 수 없다. <개정 2006.12.26., 2021.12.28.>

③ 양수발전기를 보유한 발전사업자는 발전계획수립기간 내의 각 거래시간을 기준으로 상부저수지의 최대저수용량을 초과하지 않는 범위 내에서 발전입찰량과 양수입찰량을 연계하여 각 발전소의 양수계획서를 전력거래소에 제출하여야 한다. 이러한 경우, 양수계획시간대의 당해 발전기의 발전계획량은 "0"으로 한다. <개정 2006.12.26., 2016.12.30., 2021.12.28.>

④ 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자는 최대부하저장량과 운전저장전력량을 고려하여 운전 가능한 범위 내에서 시간대별 발전량 및 충전량을 결정하고 별지 32-1호서식의 전기저장장치 충전계획서를 전력거래소에 제출하여야 한다. 단, 거래 시간대별 입찰량은 운전저장전력량을 고려하여 거래시간 동안 균일한 출력을 유지할 수 있는 용량으로 입찰하여야 한다. [신설 2016.5.12.]

⑤ 제1항 제2호 내지 제7호 및 제15호, 제23호 내지 제25호 및 제27호 자료는 특별한 사유가 발생하지 않는 한 계통평가위원회에서 의결한 값을 변경하여 입찰할 수 없으며, 입찰자료를 변경한 경우 그 사유를 기술하고 실근무일 기준 7일 이내에 기술적 특성변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하여야 한다. <항번호 변경 2016.5.12.,2020.10.1., 2021.7.1.> <개정 2025.8.6.>

⑥ <삭제 2020.10.1.>

⑦ 제2.3.1조의 규정에 의하여 20MW 이상 구역수요를 초과하는 공급가능용량을 입찰하는 중앙급전 구역전기발전기는 다음 각 호에서 정하는 입찰자료를 제출하여야 한다. [신설 2019.1.2.]

1. 시간대별 발전가능용량(주변압기 2차측 발전계량점 기준)
2. 시간대별 공급구역 예상 전력수요(송전단 기준)
3. 공급소요시간(급전지시 이후 구역수요 초과 공급가능용량을 전력계통에 공

급하는데 필요한 소요시간)

⑧ 중앙급전 구역전기발전기의 공급소요시간은 구역내 자체 전력공급을 위한 발전기 가동상태를 고려하여 입찰하여야 하며, 가스터빈 발전기는 1시간, 가스복합 발전기는 7시간을 초과할 수 없다. [신설 2019.1.2.]

⑨ 중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 공급소요시간에 대한 증빙자료를 요청할 경우 사업자는 해당 공급시간내 발전기 상태(Hot, Warm, Cold) 및 공급소요시간에 관한 기술적특성자료를 제출하여야 한다. [신설 2019.1.2.]

⑩ 2대 이상의 가스터빈발전기를 포함한 복합발전기의 최소발전용량은 1:1운전조합의 최소발전용량을 제출한다. 단, 안정적인 운전을 위한 최소발전용량이 2:1 운전조합 이상을 요구하는 경우, 해당 운전조합의 최소발전용량과 최소출력 기준 GT대수를 제출하여야 한다. [신설 2020.10.1.]

⑪ 제2.3.2조 제1항 제29호를 입찰한 발전기의 경우, 시간대별 공급가능용량과 비상대기예비력 입찰량의 합이 시간대별 최대발전용량을 초과할 수 없다. [신설 2020.12.1]

제2.3.2조의2(대기오염물질 저감을 위한 상한제약 입찰) ① 중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 다음 각 호의 경우 제1.1.2조 제9호에 따라 대기오염물질 저감을 이유로 상한제약 입찰을 할 수 있다.

1. 상업운전 개시(또는 발전기 준공) 후 30년이 경과된 노후석탄화력발전기. (단, 노후석탄발전기와 동일한 발전소 내에 있는 다른 발전기의 전년도 원단위 대기오염물질 배출량(kg/MWh)이 노후석탄발전기의 전년도 원단위 대기오염물질 배출량(kg/MWh)보다 많은 경우에는 상한제약 입찰 대상 발전기를 위 다른 발전기로 대체할 수 있다. 이 경우 법 제3조 제3항에 따라 전력거래소의 승인을 받아야 한다) <개정 2019.2.21., 2021.7.1.>
2. 전기사업법 시행령 제5조의5 제7호에 따라 발전사업자가 해당 행정기관의 장 등으로부터 전기공급의 정지를 요청받은 경우 <개정 2021.7.1.>
3. 전기사업법 또는 다른 법률에 따라 상한제약 입찰이 허용된 경우

② 제1항의 경우에도 불구하고 전력계통운영 등을 위해 필요한 경우 전력거래소는 입찰내용과 다르게 급전지시를 할 수 있다.

[본조신설 2017.5.30.]

제2.3.3조(마감시간 이후 입찰자료의 변경) ① 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자는 마감시간이 지난 경우에도 기상 상황, 불시고장 등으로 발전기의 공급가능용량 및 기술적 특성 등 입찰내용을 변경할 필요가 있는 경우, 해당 거래시간의 1시간 이전까지 그 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 양수발전기 및 전기저장장치의 공급가능용량은 마감시간

이후에는 마감시간에 제출한 공급가능용량을 초과하여 변경할수 없으며, 기술적 특성을 변경할 경우에는 해당 사유를 변경된 입찰서에 명기하여야 한다. 또한, 발전사업자가 대기오염물질 저감을 위한 상한제약 입찰을 시행 하였으나, 발령일 05시 국립환경과학원의 초미세먼지 예보에 따라 상한제약 발령이 해제된 경우에는 해당 거래시간의 15분 전까지 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출할 수 있다. <개정 2006.12.26., 2016.5.12., 2019.12.13., 2021.1.1.>

② 발전기의 고장 및 별표4의 제약이 발생한 경우에는 즉시 중앙전력관제센터에 통보하며, 변경된 입찰자료를 신속하게 전력거래소에 제출하여야 한다.<개정 2011.12.2., 2012.5.31.>

③ 전력거래소는 제1항 및 제2항의 규정에 의하여 변경된 입찰자료를 제출 받은 때에는 접수된 시각을 기록하여 관리하여야 한다.

④ 발전사업자가 마감시간 이후 제2.3.2조 제1항 제8호의 규정에 의한 제약운전에 따른 발전계획량을 변경한 경우에는 해당 사유를 입찰서에 명기하여야 한다. 시운전, 성능시험, 자체시험 외의 사유로 입찰 마감시간까지 제출한 자료와 변경입찰 자료가 20%이상 차이가 발생하는 경우에는 전력거래소가 발전사업자에게 증빙서류를 요청할 수 있으며, 해당사업자는 7일 이내 증빙서류를 제출하여야 한다. [신설 2021.12.28.]

제2.3.4조(입찰자료를 제출받지 아니한 경우) ① 전력거래소는 중앙급전 구역전기발전기를 제외한 발전기 및 전기저장장치에 대한 입찰자료를 제출받지 아니한 경우에는 그 발전기에 대한 입찰은 다음 각 호의 방식에 의하여 이루어진 것으로 본다. <개정 2006.9.14., 2016.5.12., 2019.1.2.>

1. 발전기 및 전기저장장치의 공급가능용량은 가장 최근에 제출된 전일의 유효한 입찰자료의 같은 시간대 값을 적용한다.
2. 발전기 및 전기저장장치의 기술적 특성은 거래일 이전 가장 최근에 계통평가위원회에서 결정된 자료의 값을 적용한다. <개정 2014.5.16., 2019.12.31., 2021.7.1., 2025.8.6.>
3. 열공급 제약은 가장 최근에 제출된 전일의 유효한 입찰자료의 같은 시간대 값을 적용하고 기타제약은 없는 것으로 본다.

② 전력거래소는 중앙급전 구역전기발전기에 대한 입찰자료를 제출받지 아니한 경우, 구역수요 초과 공급가능용량이 20MW 미만 또는 발전기 고장 등으로 인해 입찰하지 않은 것으로 본다. [신설 2019.1.2.]

③ 전력거래소는 거래전일 오전 5시까지 제1항을 고려하여 거래일의 입찰자료를생성하여야 한다. 단, 거래전일 오전 5시 이전에 거래일의 입찰자료를 제출한 발전기는 제외한다. [신설 2006.9.14.] <항번호 변경 2019.1.2.>

제2.3.5조(전력수요예측) ① 전력거래소는 전력거래가격의 결정, 발전계획의 수립, 실시간 계통운영, 장·단기 전력수급 분석 등을 위하여 전력수요를 예측하여야 한다. <개정 2006.9.14., 2021.1.1.>

② 전력수요예측은 일간수요예측, 실시간 수요예측, 주간수요예측, 월간수요예측, 2년간수요예측, 장기수요예측으로 구분한다. <개정 2006.9.14., 2026.7.24.>

③ 일간수요예측에서는 발전계획수립을 위한 발전계획수립기간에 속하는 기간에 대한 시간대별 전력수요를 예측한다. <개정 2021.1.1.>

④ 주간수요예측에서는 향후 7일에 대한 일별 최대부하를 예측한다.

⑤ 월간수요예측에서는 향후 1개월에 대한 일별 최대부하를 예측한다.

⑥ 2년간수요예측에서는 향후 2년에 대한 주별 최대부하를 예측하고, 월 단위의 발전전력량을 예측한다. <개정 2026.7.24.>

⑦ 장기수요예측에서는 향후 7년 이상의 기간에 대하여 연간 최대부하 및 연간 발전전력량을 예측한다.

제2.3.6조(수요예측 방법 및 절차) 제2.3.5조 제3항 및 제4항의 규정에 의한 전력수요예측에 필요한 세부기준, 방법, 절차 등은 별표 5와 같다.

제2.3.7조(수요예측 결과통지) ① 전력거래소는 제2.3.5조 제3항의 규정에 의한 전력수요예측 결과를 거래일 전일 17시까지 전기사업자 및 수요관리사업자에게 통지하여야 한다. <개정 2014.11.3., 2020.7.8., 2021.1.1., 2021.12.28., 2022.6.30.>

② 전력거래소는 제2.3.5조 제4항 내지 제7항에 의한 전력수요예측 결과를 제8.2.3.7조의 규정에 따라 공개한다.

제2.3.8조(입찰자료의 구분) <삭제 2021.1.1.>

제2.3.9조(주간전력수급전망용 자료제출) ① 발전사업자는 주간전력수급전망을 위한 송전단 공급가능용량, 송전단 제약운전발전량, 제약유형 및 발전단전환비를 입찰서와 동시에 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2020.10.1.]

② 제1항의 규정에 의한 자료는 발전기 고장 및 발전기정비관리시스템에 따른 예방정비일정을 고려하여 제출하여야 한다.

③ 자료제출은 거래일을 포함한 향후 7일(D~D+6)에 대해 제출한다.

제4절 가격결정 <본절명칭변경 2021.1.1.>

제2.4.1조(가격결정발전계획) <삭제 2021.1.1.>

제2.4.2조(계통한계가격의 결정) ① 전력거래소는 하루전발전계획의 자료를 이용하여 거래일의 각 거래시간에 대한 지역별(육지 및 제주) 계통한계가격을 계산하여야 한다. <개정 2021.1.1., 2022.5.31.>

② <개정 2014.11.3.> <삭제 2021.1.1.>

③ <개정 2006.12.26.> <삭제 2021.1.1.>

④ <삭제 2021.1.1.>

⑤ 지역별 계통한계가격은 지역별 각 발전기의 유효가격 중 가장 높은 가격으로서 다음 각 호와 같이 계산한다. <개정 2021.1.1.>

1. 계통한계가격(SMP_t)은 각 발전기의 유효발전가격($SP_{i,t}$) 중 가장 높은 값으로 결정한다.

$SMP_t = Max(SP_{i,t})$

다만, 제주지역의 계통한계가격은 다음 각 목의 경우 전체 발전기의 유효 발전가격 중 가장 높은 가격으로 한다.

가. 육지-제주간 송전제약이 없는 경우

나. 제주지역 계통한계가격을 구할 수 없는 경우

2. 각 발전기의 유효발전가격($SP_{i,t}$)은 가격결정자격을 가진 경우 발전가격($GP_{i,t}$)으로 정하며, 가격결정자격을 가지지 않은 경우 발전가격은 0원/kWh으로 정한다.

$SP_{i,t} = GP_{i,t} \times PSI_{i,t}$

$PSI_{i,t}$: 가격결정자격표시기로서 1일 경우 가격결정자격을 가지고, 0 일 경우 가격결정 자격을 가지지 못함

3. 각 발전기의 발전가격($GP_{i,t}$)은 발전계획량 수준에서의 증분가격($IP_{i,t}$), 무부하가격($NLP_{i,t}$), 기동가격($SUP_{i,t}$)의 합으로 계산한다.

4. 증분가격($IP_{i,t}$)은 발전계획량 수준에서 발전량을 한 단위 증가시키는데 소요되는 비용을 보전하기 위한 것으로서, 거래시간별로 계산한다.

가. $DAOS_{i,t} = 0$ 인 경우, $IP_{i,t} = 0$

나. $DAOS_{i,t} > 0$ 인 경우, $IP_{i,t} = [(2 \times QPC_i \times DAOS_{i,t} + LPC_i)/TLF_{i,t}]/1,000$

여기서,

QPC_i : 발전기의 2차 증분가격계수

LPC_i : 발전기의 1차 증분가격계수

$NLPC_i$: 발전기의 가격상수

단, 다조합 복합발전기의 증분가격($IP_{i,t}$)은 다음과 같이 계산한다.

$IP_{i,t} = [(2 \times QPC_{i,DAOS,t'} \times DAOS_{i,t} + LPC_{i,DAOS,t'})/TLF_{i,t}]/1,000$

여기서,

$QPC_{i,DAOS,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,DAOS,t}$:1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,DAOS,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,DAOS,t}$:1조합 1차증분가격계수

$NLPC_{i,DAOS,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,DAOS,t}$:1조합 가격상수
$NGT_{i,DAOS,t}$: 하루전발전계획 상에서 다조합 복합발전기 i가 거래시간 t에서 $DAOS_{i,t}$를 발전하기 위해 발전에 참여한 가스터빈 발전기의 운전대수
[신설 2021.1.1.] [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

5. 무부하가격($NLP_{i,t}$)는 증분가격만으로는 회수할 수 없는 연료비 결손액을 보전하기 위한 것으로서, 각 발전기의 연속운전시간에 대하여 계산한다. <개정 2021.1.1., 2021.12.28., 2025.11.12.>

가. 각 발전기의 연속운전시간은 거래일을 포함하여 거래전일 19시부터 거래익일 4시까지 총 34시간의 하루전발전계획에 의한다. 단, 거래전일 19시부터 24시까지는 거래일 하루전발전계획의 1시 결과를 준용하고, 거래익일 1시부터 4시까지는 거래일 하루전발전계획의 24시 결과를 준용한다.

나. 각 발전기의 무부하가격은 연속운전시간 중 최소출력 이상으로 계획된 거래시간에 대하여 연료비결손액 합계를 발전량 합계로 나누어 계산한다.

1) $DAOS_{i,t} < MG_i$ 이면 $NLP_{i,t} = 0$

2) $DAOS_{i,t} \geq MG_i$ 이면,

$$NLP_{i,t} = \frac{1}{TLF_{i,t}} \times \left[\frac{\sum_{t=x}^{t=y} \{(NLPC_i - QPC_i \times DAOS_{i,t}^2) \times GSI_{i,t}\}}{\sum_{t=x}^{t=y} (DAOS_{i,t} \times GSI_{i,t})} \right] / 1,000$$

x : 연속운전시간의 첫 거래시간으로서,
$DAOS_{i,t} > 0$이고, x = 거래전일 19시이거나 $DAOS_{i,x-1} = 0$ 이면 거래시간 x에서 연속운전 시작

y : 거래시간 x 이후 연속운전시간의 마지막 거래시간으로서, $DAOS_{i,y} > 0$이고, y = 거래익일 04시이거나 $DAOS_{i,y+1} = 0$이면 거래시간 y에서 연속운전 종료

$GSI_{i,t}$: 발전기 i의 유효 운전여부로서, $DAOS_{i,t} \geq MG_i$인 경우 1, 그 외의 경우에는 0으로 한다.

단, 다조합 복합발전기의 무부하가격($NLP_{i,t}$)은 다음과 같이 계산한다.

$$NLP_{i,t} = \frac{1}{TLF_{i,t}} \times \left[\frac{\sum_{t=x}^{t=y} \{(NLPC_{i,DAOS,t} - QPC_{i,DAOS,t} \times DAOS_{i,t}^2) \times CGSI_{i,t}\}}{\sum_{t=x}^{t=y} (DAOS_{i,t} \times CGSI_{i,t})} \right] / 1,000$$

여기서,
$QPC_{i,DAOS,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,DAOS,t}$:1조합 2차증분가격계수
$NLPC_{i,DAOS,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,DAOS,t}$:1조합 가격상수
$CGSI_{i,t}$: 다조합 복합발전기 i의 유효 운전여부로서, $DAOS_{i,t} \geq Max(MG_i,$

$\frac{MG_i}{\text{최소출력 } GT\text{운전대수}} \times NGT_{i,DAOS,t}$)인 경우 $CGSI_{i,t}$ = 1, 그 외의 경우에는 $CGSI_{i,t}$ = 0

$NGT_{i,DAOS,t}$: 하루전발전계획 상에서 다조합 복합발전기 i가 거래시간 t에서 $DAOS_{i,t}$를 발전하기 위해 발전에 참여한 가스터빈 발전기의 운전대수

[신설 2021.1.1.] <개정 2025.11.12., 2026.7.24.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

다. 나 목에도 불구하고, 각 발전기의 연속운전시간 내에 고정제약운전량 또는 하한제약운전량이 입찰된 경우에는 전 연속운전시간에 대한 해당 발전기의 무부하가격은 0원/kWh으로 한다.

$\sum_{t=x}^{t=y} MEGW_{i,t} > 0$인 경우, $NLP_{i,t}$ = 0

6. 기동가격($SUP_{i,t}$)은 발전기의 기동에 소요되는 비용을 보전하기 위한 것으로서, 각 발전기의 연속운전시간에 대해 계산한다. <개정 2021.1.1., 2021.12.28., 2025.11.12.>

가. 각 발전기의 연속운전시간은 제5호 가목을 준용한다.

나. 각 발전기의 기동가격은 열간(HOT) 기동비용을 연속운전시간의 발전량 합계로 나누어 계산한다.

1) $DAOS_{i,t}$ = 0 이면 $SUP_{i,t}$ = 0

2) $DAOS_{i,t-1}$ = 0 이고 $DAOS_{i,t}$ > 0 이면 $SUC_{i,t}$ = SUC_i

$$SUP_{i,t} = \frac{1}{TLF_{i,t}} \times \left(\frac{\sum_{t=x}^{t=y} SUC_{i,t}}{\sum_{t=x}^{t=y} DAOS_{i,t}} \right) / 1{,}000$$

단, 다조합 복합발전기의 기동비용($SUC_{i,t}$)은 각 개별 가스터빈 및 스팀터빈발전기의 기동비용 합계로 다음과 같이 계산한다.

$SUC_{i,t}$ = $GSUC_i \times \sum_{j=1}^{N} GSUN_{i,j,t}$ + $SSUC_i \times SSUN_{i,t}$

여기서,

$GSUC_i$: 복합발전기i의 가스터빈 1대에 대한 기동비용

$SSUC_i$: 복합발전기i의 스팀터빈 1대에 대한 기동비용으로 비용위원회에서 의결된 복합(CC)기동비용에서 가스터빈(GT)기동비용을 차감하여 산정한다

$GSUN_{i,j,t}$: 하루전발전계획에서 거래시간t에 복합발전기i의 GT j호기 기동여부를 나타내는 것으로 $DAOS_{i,j,t-1}$=0이고 $DAOS_{i,j,t}$>0이면 1, 그 이외 0

$SSUN_{i,t}$: 하루전발전계획에서 거래시간t에 복합발전기i의 ST 기동여부를 나타내는 것으로 $DAOS_{i,st,t-1}$=0이고 $DAOS_{i,st,t}$>0이면 1, 그 이외 0
$DAOS_{i,j,t}$: 하루전발전계획에서 배분된 복합발전기i의 GT j호기 발전계획량으로, 하루전발전계획을 재수립한 경우 마지막 계획을 적용한다. 단, GT모드 운전시 $SUC_{i,t}$는 비용평가에서 의결된 GT모드 기동비를 적용한다.

[신설 2021.1.1.] <개정 2025.8.6., 2025.11.12.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

다. 나목에도 불구하고, 각 발전기의 연속운전시간 내에 고정제약운전량 또는 하한제약운전량이 입찰된 경우에는 전 연속운전시간에 대한 해당 발전기의 기동가격은 0원/kWh으로 한다.

$\sum_{t=x}^{t=y} MEGW_{i,t} > 0$인 경우, $SUP_{i,t} = 0$

7. 한 시간 이내로 운영이 계획된 발전기에 대해서는 아래와 같은 조정 절차를 거쳐 발전가격($GP_{i,t}$)을 계산한다. <개정 2021.1.1.>

$DAOS_{i,t-1} = 0$ 이고 $DAOS_{i,t} > 0$, $DAO_{Si,t+1} = 0$이면

$$GP_{i,t} = \text{Min}\left[IP_{i,t} + NLP_{i,t} + SUP_{i,t},\ \{2 \times QPC_i \times A_{i,t} + LPC_i + (NLPC_i - QPC_i \times A^2_{i,t})/A_{i,t} + SUP_{i,t}/A_{i,t}\}/TLF/1{,}000\right]$$

단, 한 시간 이내로 운영이 계획된 다조합 복합발전기의 발전가격(GPi,t)은 아래와 같이 조정한다.

$$GP_{i,t} = \text{Min}\left[IP_{i,t} + NLP_{i,t} + SUP_{i,t},\ \{2 \times QPC_{i,A,t} \times A_{i,t} + LPC_{i,A,t} + (NLPC_{i,A,t} - QPC_{i,A,t} \times A^2_{i,t})/A_{i,t} + SUP_{i,t}/Ai,t\}/TLF/1{,}000\right]$$

여기서,

$QPC_{i,A,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,A,t}$:1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,A,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,A,t}$:1조합 1차증분가격계수

$NLPC_{i,A,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,A,t}$:1조합 가격상수

$NGT_{i,A,t}$: 하루전발전계획 상에서 다조합 복합발전기 i가 거래시간 t에서 공급가능용량($A_{i,t}$)를 발전하기 위해 발전에 참여한 가스터빈 발전기의 운전대수로 거래시간 t에서 입찰한 가스터빈 발전기 운전대수

단, GT단독모드로 한시간 이내로 운영이 계획된 발전기에 대해서는 비용평가자료의 GT모드 입출력 특성계수를 적용한 비용계수를 사용한다.

[신설 2021.1.1.] <개정 2025.11.12.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

8. 제2호의 각 발전기의 가격결정자격은 아래와 같이 결정된다. <개정 2021.1.1.>

$PSI_{i,t} = NMF_{i,t} \times SMF_{i,t}$

$NMF_{i,t}$: 비한계발전기표시기로서 가격결정자격이 없는경우 0, 가격결정자격이 있는경우 1

$SMF_{i,t}$: 계통운영발전기표시기로서 가격결정자격이 없는경우 0, 가격결정자격이 있는경우 1

가. 비한계발전기로서 다음의 경우에는 가격결정자격이 없는 것으로 한다.

1) 발전기가 최소발전용량(MG_i), 자체 하한제약용량($MEGW_{i,t}$), 계통 하한제약용량($CMG_{i,t}$) 중 큰 값과 하향주파수예비력 계획량 및 허용한도를 더한 값 이하로 발전계획 된 경우 <개정 2023.9.26., 2024.10.8.>

$DAOS_{i,t} \leq Max(MG_i, MEGW_{i,t}, CMG_{i,t}) + DASRDR_{i,t} + TO_MG_i$

1) 발전기가 최소발전용량(MG_i), 자체 하한제약용량($MEGW_{i,t}$), 계통 하한제약용량($CMG_{i,t}$) 중 큰 값과 하향주파수예비력 계획량 및 허용한도를 더한 값 이하로 발전계획 된 경우

$$DAOS_{i,t} \leq Max(MG_i, \frac{MG_{i,}}{\text{최소출력 } GT\text{운전대수}} \times NGT_{i,DAOS,t}, MEGW_{i,t}, CMG_{i,t}) + DASRDR_{i,t} + TO_MG_i$$

<개정 2025.11.12.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

단, 발전기들의 하향주파수예비력 계획량 합계가 별표3 제1.3.5의 하향주파수예비력 확보 기준량보다 큰 경우에는 아래 식을 따른다.

$DAOS_{i,t} \leq Max(MG_i, MEGW_{i,t}, CMG_{i,t}) + TO_MG_i$

$MEGW_{i,t}$: 발전사업자가 발전을 요구한 최소 발전량

$CMG_{i,t}$: 전력거래소가 안정적인 계통운영을 위하여 지정한 발전기의 최소 발전량

$DASRDR_{i,t}$: 하루전발전계획에서 할당된 하향주파수예비력 계획량

TO_MG_i : 최소발전 허용한도로서 필요시 계통평가위원회의 의결을 거쳐 결정한다.

단, 발전기들의 하향주파수예비력 계획량 합계가 별표3 제1.3.5의 하향주파수예비력 확보 기준량보다 큰 경우에는 아래 식을 따른다.

$$DAOS_{i,t} \leq Max(MG_i, \frac{MG_{i,}}{\text{최소출력 } GT\text{운전대수}} \times NGT_{i,DAOS,t}, MEGW_{i,t}, CMG_{i,t}) + TO_MG_i$$

$MEGW_{i,t}$: 발전사업자가 발전을 요구한 최소 발전량

$CMG_{i,t}$: 전력거래소가 안정적인 계통운영을 위하여 지정한 발전기의 최소 발전량

$DASRDR_{i,t}$: 하루전발전계획에서 할당된 하향주파수예비력 계획량

TO_MG_i : 최소발전 허용한도로서 필요시 계통평가위원회의 의결을 거쳐 결정한다.

$NGT_{i,DAOS,t}$: 하루전발전계획에서 복합발전기 i가 거래시간 t에서 $DAOS_{i,t}$를 발전하기 위해 복합모드로 운전 시 발전에 참여한 가스터빈(GT) 발전기 운전대수

<개정 2025.11.12.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

2) <삭제 2023.9.26.>

3) 발전기가 자신의 최대속도로 증발하도록 발전계획된 경우

$DAOS_{i,t} - DAOS_{i,t-1} \geq (RUR_{i,t} - TO_RR_i) \times 60$

$RUR_{i,t}$: 발전기 최대 출력증가율 (MW/분)

TO_RR_i : 출력증가/감소율 허용한도로서 필요시 계통평가위원회의 의결을 거쳐 결정한다. <개정 2021.7.1.>

3) 발전기가 자신의 최대속도로 증발하도록 발전계획된 경우

$DAOS_{i,t} - DAOS_{i,t-1} \geq (RUR_{i,t} - TO_RR_i) \times 60$

단, 다조합 복합발전기의 최대속도 증발 여부는 아래와 같이 판단한다.

$DAOS_{i,t} - DAOS_{i,t-1} \geq (RUR_{i,DAOS,t} - TO_RR_i) \times 60$

여기서,

$RUR_{i,t}$: 발전기 i의 출력증가율 (MW/분)

$RUR_{i,DAOS,t}$: 다조합 복합발전기 i의 거래시간 t에서 $NGT_{i,DAOS,t}$:1 운전조합의 출력증가율 (MW/분)

즉, $RUR_{i,DAOS,t} = RUR_{i,t} \times (NGT_{i,DAOS,t} \div N_{i,GT})$

$N_{i,GT}$: 복합발전기 i의 가스터빈(GT) 대수

$NGT_{i,DAOS,t}$: 하루전발전계획에서 복합발전기 i가 거래시간 t에서 $DAOS_{i,t}$를 발전하기 위해 복합모드로 운전 시 발전에 참여한 가스터빈(GT) 발전기 운전대수

TO_RR_i : 출력증가/감소율 허용한도로서 필요시 계통평가위원회의 의결을 거쳐 결정한다.

<개정 2021.1.1., 2021.7.1.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

4) 발전기가 자신의 최대속도로 감발하도록 발전계획된 경우

$DAOS_{i,t-1} - DAOS_{i,t} \geq (RDR_{i,t} - TO_RR_i) \times 60$

$RDR_{i,t}$: 발전기 최대 출력감소율 (MW/분)

4) 발전기가 자신의 최대속도로 감발하도록 발전계획된 경우

$DAOS_{i,t-1}$ - $DAOS_{i,t}$ ≥ ($RDR_{i,t}$ - TO_RR_i)×60

단, 다조합 복합발전기의 최대속도 감발 여부는 아래와 같이 판단한다.

$DAOS_{i,t-1}$ - $DAOS_{i,t}$ ≥ ($RDR_{i,t-1}$,DAOS - TO_RR_i)×60

여기서,

$RDR_{i,t}$: 발전기 i의 출력감소율 (MW/분)

$RDR_{i,DAOS,t-1}$: 다조합 복합발전기 i의 거래시간 t-1에서 $NGT_{i,DAOS,t-1}$:1 운전조합의 출력감소율 (MW/분)

즉, $RDR_{i,DAOS,t-1} = RDR_i \times (NGT_{i,DAOS,t-1} \div N_{i,GT})$

$NGT_{i,DAOS,t-1}$: 하루전발전계획에서 복합발전기 i가 거래시간 t-1에서 $DAOS_{i,t-1}$를 발전하기 위해 복합모드로 운전 시 발전에 참여한 가스터빈(GT) 발전기 운전대수

TO_RR_i : 출력증가/감소율 허용한도로서 필요시 계통평가위원회의 의결을 거쳐 결정한다.

<개정 2021.1.1., 2021.7.1.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

5) 고정제약으로 입찰하여 운전하도록 발전계획 된 경우

6) 판매사업자와 전력수급계약을 체결한 발전기는 한계가격을 결정하는데 제외된다. [신설 2021.12.28.]

나. 계통제약으로 운전되는 발전기로서, 다음의 경우에는 가격결정자격이 없는 것으로 한다.

1) 계통제약에 의하여 반드시 운전하여야 하는 발전기 그룹의 기동대수 합이 해당 그룹의 시간대별 최소 기동대수 이하인 경우

$$0 < \sum_{i \in i_A} GSI_{i,t} \le GCMN_{A,t}$$

$GSI_{i,t}$: 발전기 i의 운전상태로서, $DAOS_{i,t} \ge MG_i$인 경우 1, 그 외의 경우 0으로 한다.

A : 발전기그룹의 집합

i_A : 발전기그룹 A에 속한 특정발전기

$GCMN_{A,t}$: 전력거래소가 특정 지역의 안정한 계통운영을 위하여 지정한 발전기 그룹의 최소운전대수

2) 발전기 그룹의 발전량 합계가 해당 그룹의 시간대별 최소 발전량 이하인 경우

$$\sum_{i \in i_A} DAOS_{i,t} \le GCMG_{A,t}$$ <개정 2021.1.1., 2021.12.28.>

3) 자연재해, 사회적특수일 등 전력수급의 안정을 위하여 특별히 추가 기동한 발전기의 경우 <개정 2021.1.1.>

제2.4.2조의2(계통한계가격의 공개) ① 전력거래소는 지역별 계통한계가격을 거래전일 17시까지 제8.2.3.7조의 규정에 따라 공개함을 원칙으로 하되, 거래일이 휴일

및 연휴이거나 시스템 장애 등 부득이한 경우 24시까지 발표할 수 있다. <개정 2021.12.28., 2022.6.30.>

② 제5.1.2조 제1항 후단의 경우에는 별표 9에 따른다.

[본조신설 2021.1.1.]

제2.4.3조(용량가격의 결정 및 공개) ① 전력거래소는 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용될 기준용량가격을 당해 연도 7월 전까지 결정하여 그 내용을 공개하여야 한다. 이때 제주지역 발전기에 적용하는 기준용량가격은 별도로 정할 수 있다. <개정 2006.12.26., 2009.06.30., 2017.12.29.>

② 각 대상 설비의 시간대별 용량가격은 기준용량가격에 용량가격계수, 시간대별용량가격계수, 성과연동형용량가격계수를 반영하며, 용량가격계수와 시간대별용량가격계수의 산정 및 적용시기는 아래 각 호와 같다. 단, 기준용량가격, 용량가격계수, 시간대별용량가격계수, 성과연동형용량가격계수를 산정기준 변경 등의 사유 발생으로 비용위원회에서 재산정을 결정한 경우에는 재산정일 이후부터 다르게 반영할 수 있다. <개정 2011.6.30., 2016.10.31., 2022.5.31.>

1. 시간대별용량가격계수는 매 회계연도를 기준으로 적용하며, 매 회계연도가 시작하기 전까지 산정한다. [신설 2016.10.31.]
2. 용량가격계수는 당해년도 7월부터 다음연도 6월을 기준으로 적용하며, 당해연도 7월이 시작하기 전까지 산정한다. [신설 2016.10.31.]

③ 제2항의 용량가격계수(RCF_i)는 공급용량계수(ICF)와 지역계수(LF_i)를 곱하여 산출한다. [신설 2006.12.26] <개정 2012.12.31., 2016.10.31.>

④ 제3항의 공급용량계수는 제주지역을 제외하고 다음 각 호에 따라 산정하며 제주지역은 1.0으로 한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2016.10.31.>

1. 최대부하 시현기간은 하계는 7월부터 9월까지, 동계는 12월부터 익년 2월까지로 한다. [신설 2016.10.31.]
2. 최대부하 시현기간은 직전 3년 중 과반이상의 최대부하 시현 시점을 기준으로 하계 및 동계 중에서 결정한다. [신설 2016.10.31.]
3. 공급용량은 최대부하 시현기간이 하계인 경우 6월말을 기준으로 하고, 동계인 경우 11월말을 기준으로 하며, 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치와 전력시장 참여 비중앙발전기 용량과 평일 수요반응자원의 의무감축용량을 합하여 산출한다. <개정 2014.11.3.> <호번호 변경 및 개정 2016.10.31., 개정 2022.5.31., 2025.10.1>
4. 최대부하는 직전 최대부하 시현기간의 최대부하 시점의 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치 거래량, 전력시장 참여 비중앙발전기 거래량 및 수요반응자원의 전력부하감축거래량을 합한 값에 직전 3년간의 최대부하 평균 증가율(기하평균)을 곱하여 산출한다. <개정 2014.11.3.> <호번호 변경 및 개정

2016.10.31., 개정 2022.5.31.>

5. 적정공급용량은 최대부하와 시장기준예비율을 이용하여 다음과 같이 산정한다. <개정 2014.11.3.> <호번호 변경 및 개정 2016.10.31., 개정 2019.5.31., 2021.9.18.>

적정공급용량 = 최대부하 × (1+시장기준예비율)

6. 시장기준예비율은 제주지역을 제외하고 다음 각 목의 산정기준에 따라 산정하며, 세부사항은 비용평가세부운영규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2021.9.18.]

가. 시장기준예비율은 매년 산정하는 것을 원칙으로 한다.

나. 시장기준예비율은 최근 3개년 각 연도의 시간대별 기준수요로부터 산정한 6개의 시간대별 수요전망과 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지의 시간대별 공급용량전망을 이용하여 전력수급기본계획의 공급신뢰도 확보 기준을 만족하는 설비예비율을 산술평균하여 산정한다.

다. 시간대별 기준수요는 최근 3개년 각 연도의 시간대별 중앙급전발전기 거래량, 전력시장 참여 비중앙발전기 거래량, 수요반응자원의 전력부하감축거래량을 합하여 최종 3개의 기준수요를 산정한다.

라. 시간대별 수요전망은 최근 3개년 각각 연도의 시간대별 기준수요에 대하여 해당연도 기준수요의 최대부하와 연간총수요가 최대부하 전망치와 연간총수요 전망치가 같도록 조정하고, 주간단위 요일별 수요패턴이 일치하도록 보정하여 최종 6개의 시간대별 수요전망을 산정한다.

마. 최대부하 전망치는 직전년도 최대부하에 최근 3년간의 최대부하 증가율(기하평균)을 곱하여 산출한다.

바. 연간총수요 전망치는 직전년도 연간 총수요에 직전 3년간의 연간총수요 증가율(기하평균)을 곱하여 산출한다.

사. 시간대별 공급용량전망은 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 중앙급전발전기 및 전력시장 참여 비중앙 발전기 용량과 수요반응자원의 의무감축용량을 합하여 산출한다.

7. 공급용량계수는 적정공급용량을 공급용량으로 나누어 산정한다. <개정 2014.11.3.> <호번호 변경 및 개정 2016.10.31., 호번호 변경 2021.9.18.>

8. <호번호 변경 및 삭제 2016.10.31., 호번호 변경 2021.9.18.>

9. 당해년도 7월부터 다음연도 6월까지 실제 적용하는 공급용량계수는 그 직전 2년의 공급용량계수 실적치를 포함한 3년의 평균값으로 한다. [신설 2007.12.27.] <호번호 변경 및 개정 2016.10.31., 호번호 변경 2021.9.18.>

⑤ 제3항의 지역계수는 비용평가위원회에서 결정한 용량손실계수, 용량손실계수 가중평균 및 가중치(aLF)를 이용하여 다음과 같이 산정하며 제주지역의 중앙급전발전기와 수요반응자원에 대해서는 지역계수를 1.0으로 적용한다. 단, 육지지

역의 수요반응자원은 수도권과 비수도권을 구분하여 제2항 제2호에 따른 용량가격계수 산정시 적용되는 해당 지역 중앙급전발전기 지역계수의 평균값을 적용한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2016.10.31., 2025.10.1>

$$(\frac{\text{용량손실계수}}{\text{용량손실계수가중평균}} - 1) \times \text{가중치}(a_{LF}) + 1$$

⑥ 제4항의 공급용량계수 산정에 필요한 용량은 다음의 각호에 따라 산출하며, 비용위원회의 검토와 조정을 거쳐야 한다.

1. 구역전기발전기, 중앙급전 분산특구발전기 및 중앙급전전기저장장치를 제외한 중앙급전발전기의 용량은 법 제61조에 의한 인가용량에서 직전 3년간 평균 소내전력률을 인가용량에 곱하여 산정한 소내소비전력을 차감하여 적용한다. <개정 2007.12.27., 2016.10.31., 2019.1.2., 2022.5.31., 2025.7.10.>
2. <삭제 2016.10.31.>
3. <개정 2010.6.30.> <삭제 2016.10.31.>
4. 중앙급전 구역전기발전기 및 중앙급전 분산특구발전기의 용량은 직전 최대부하 시현시점의 실제 구역수요 초과 공급가능용량을 적용하여 산정한다. [신설 2019.1.2.] <개정 2025.7.10.>
5. 비중앙발전기의 용량은 직전 최대부하 시현시점의 전력거래량에 직전 3년간 최대부하 시현시점의 3년 평균 증가율을 적용하여 산정한다. [신설 2016.10.31.]
6. 중앙급전전기저장장치의 용량은 당해연도 전기저장장치의 실효용량으로 산정한다. [신설 2022.5.31.]

⑦ 시간대별용량가격계수(TCF_t)는 다음 각 호를 고려하여 비용위원회에서 결정한다.[신설 2006.12.26.] <항번호 변경 2019.1.2.>

1. 거래연도의 각 거래일은 평일과 공휴일로 구분한다. 여기서 공휴일은「관공서의 공휴일에 관한 규정」 제2조의 “공휴일” 및 토요일을 말한다. <개정 2014.11.3.>
2. 시간대별용량가격계수는 월별로 다르게 산정하고, 수요에 의한 피크기여도가 높은 시간대의 계수는 피크기여도가 낮은 시간대의 계수보다 커야 한다. <개정 2014.11.3.>
3. 시간대별용량가격계수는 피크기여도에 의한 가중평균이 1이 되도록 작성해야 한다.

⑧ 성과연동형용량가격계수(PCF_i)는 다음 각 호를 고려하여 비용위원회에서 결정한다. <개정 2022.5.31.>

1. 성과연동형용량가격계수는 개별발전기의 발전기여도를 감안하여 산정하며, 발전기여도는 기준발전기여도, 응동유연성기여도 및 기동기여도를 감안하여 산정하고, 산정에 관한 세부기준 및 절차는 비용위원회에서 별도로 정한다. <개정 2021.7.1., 2022.5.31., 2025.8.6.>
2. 발전기여도는 발전기의 제약사유를 고려하여 산출할 수 있으며, 전력거래소는 필요시 제약사유 입력과 관련한 증빙자료를 발전사업자에게 요구할 수 있

다.

3. <삭제 2022.5.31.>

4. <삭제 2021.7.1.>

5. 성과연동형용량가격계수는 발전기여도에 의한 용량가중평균이 1이 되도록 산출한다. <개정 2022.5.31.>

제2.4.4조(정산상한가격의 산정 및 적용) ① 정산상한가격은 제2.4.3조 제1항의 기준용량가격을 결정하기 위한 건설투자비 산정의 기준이 되는 발전기의 변동비 단가로 한다.

② 제1항의 정산상한가격(PC)은 다음과 같이 계산한다.

PC(원/kWh) = 열소비율(Gcal/MWh) × 열량단가(원/Gcal) / 1000

③ 제2항의 열소비율은 기준 발전기 공급계약서의 송전단 정격출력에서의 열소비율을 적용하고, 열량단가는 매월 비용평가위원회에서 결정한 한국가스공사가 공급하는 LNG의 열량단가를 적용한다.

④ 정산상한가격은 육지 중앙급전발전기의 발전전력량 정산금 산정시에 한하여 적용한다. 단, 정산 발전기의 발전가격이 정산상한가격을 초과하는 경우, 해당 발전기의 발전가격을 적용하며, 세부사항은 별표2의 정산기준에 따른다.

[본조신설 2013.2.28.]

제2.4.4조의2(긴급정산상한가격의 적용) ① 긴급정산상한가격에 대한 시행일, 상한가격 등은 “전력거래가격 상한에 관한 고시” 제4조에 따라 기후에너지환경부장관이 전력거래소에 통보한 내용에 따른다. <개정 2026.1.28.>

② 긴급정산상한가격을 적용하기 위해 산정하는“가중평균 계통한계가격”이란 거래시간별 지역별 전력시장가격과 별표9에 따른 발전계획 수립을 위한 거래시간별, 지역별 전력수요 예측량을 모두 반영하여 가중평균한 값을 말한다.

③ 긴급정산상한가격은 전력시장에서 거래하는 발전기 중 설비용량(사용전검사 검사필증 기준) 100kW 이상인 모든 발전기에 적용한다. 단, 발전기의 발전가격이 긴급정산상한가격을 초과하는 경우에는 해당 발전기의 발전가격을 적용하며 세부사항은 별표2의 정산기준에 따른다.

④ 비중앙급전발전기(중앙급전 구역전기발전기 포함) 중 긴급상한가격 적용기간 동안 지급된 전력량 정산금이 전력생산을 위한 연료비용에 미달하는 발전기가 그 미달액과 함께 근거자료를 별도로 제출한 경우 적용기간 종료일(적용기간이 연속될 경우 마지막 시행일)로부터 6개월 이내에 적정성 검토를 거쳐 그 미달액을 보전할 수 있다. 단, 평가자료의 미비 등 불가피한 사정이 있을 경우 제6항의 전문위원회의 심의를 거쳐 지급기한을 연장할 수 있다.

⑤ 제4항의 보전액을 포함한 전력량 정산금의 총액은 해당 거래시간 계통한계

가격을 적용하여 산출한 금액을 초과할 수 없다.

⑥ 전력거래소는 제4항의 미달액에 대한 적정성 검토, 보전 금액의 산정(조정을 포함한다.), 기타 이에 필요한 사항을 결정하기 위하여 아래 각 호에 해당하는 자 중 위원을 선임하여 전문위원회를 별도로 구성·운영할 수 있다. 이 때 전문위원회는 위원장 1인을 포함한 9인 이내로 구성하며, 재적의원 과반수의 찬성으로 심의·의결한다.

1. 전력거래소 임직원
2. 기후에너지환경부 소속 공무원 <개정 2026.1.28.>
3. 전력거래소 회원 소속 임직원
4. 법률, 회계 분야 전문가
5. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

⑦ 제6항의 전문위원회는 보전금액의 산정시 전력시장운영규칙 및 비용평가세부운영규정상의 중앙급전 발전기의 발전비용 평가 방식을 참고할 수 있다.

⑧ 제4항에 따라 제출한 발전기 연료비용의 근거자료가 미흡한 경우 전력거래소는 추가자료를 요청할 수 있으며, 미달액을 보전받고자 하는 발전기는 요청에 응하여야 한다. 만약 미달액을 보전받고자 하는 발전기가 자료 제출 요청에 응하지 아니하는 경우 전력거래소는 제6항의 전문위원회의 심의·의결을 거쳐 해당 비용의 보전을 거부할 수 있다. [본조신설 2022.11.30.]

제2.4.4조의3(고정가격계약의 정산상한가격 산정 및 적용) ① 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 발전기는 해당 거래시간의 계통한계가격이 고정가격의 1,000분의 1(kWh단위로 환산한 가격으로 이하 'kWh 기준 고정가격' 이라 한다)을 초과하는 경우 그 kWh 기준 고정가격을 고정가격계약의 정산상한가격으로 한다. 단, 제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격이 적용되는 경우에는 고정가격계약의 kWh 기준 고정가격과 제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격 중 낮은 값을 고정가격계약의 정산상한가격으로 하며, 세부사항은 별표2 및 별표33의 정산기준을 따른다. <개정 2024.2.13.>

② 고정가격계약의 정산상한가격의 적용은 제11.1.7조에 따라 체결된 계약기간 동안 적용한다. 단, 제11.1.7조 제3항 내지 제4항에 따라 변경계약(가중치 변경에 따른 변경계약에 한함)을 체결하였을 경우 그 변경계약의 계약일 전일, 계약파기가 있을 경우 파기일까지 기존 고정가격계약의 정산상한가격을 적용한다.

③「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영 지침」 제10조의3 제2항 단서조항에 따라 공급인증서 발급량의 일정비율에 대하여 고정가격계약을 체결하는 경우(이하"공급인증서 비율계약"이라 한다), 고정가격계약의 정산상한가격을 그 공급인증서 비율계약별로 달리 적용한다.

④ 제2.4.4조의2에도 불구하고 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 발전기

의 제2.4.4조의2 제4항 내지 제5항에 따른 보전액을 포함한 전력량 정산금의 총액은 제2.4.4조의3 제1항 내지 제3항에 따라 해당 거래시간 고정가격계약의 정산상한가격을 적용하여 산출한 금액을 초과할 수 없다.

[본조신설 2022.12.27.]

제2.4.5조(배출권거래비용 기준가격의 결정) ① <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

② <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

[본조신설 2015.3.17.]

제5절 송전손실계수의 산정 및 적용 [본절신설 2006.12.26.]

제2.5.1조(송전손실계수의 산정) ① 발전기의 송전손실계수(TLF_i)는 한계손실계수로서 임의모선의 단위부하 공급에 필요한 기준모선의 발전량을 말한다.
② 발전기의 송전손실계수는 발전소 주변압기 고압측을 기준으로 한다.
③ 비중앙급전발전기의 송전손실계수는 1.0으로 한다.
④ 송전손실계수는 정적손실계수($STLF_i$), 동적손실계수($DTLF_i$)로 구분한다. <개정 2025.8.6.>
⑤ 수요반응자원의 송전손실계수는 1.0으로 한다. [개정 2014.11.3.]
⑥ 분산에너지사업자 발전기의 송전손실계수는 1.0으로 한다. 다만, 분산에너지사업자의 설비용량 20MW 초과 열공급 발전기(중앙급전 분산특구발전기 포함)는 제2.5.2조부터 제2.5.3조의 규정에 따라 산정한다. [신설 2025.7.10.]

제2.5.2조(동적손실계수 산정) ① 실시간 급전계획을 위한 동적손실계수($DTLF_i$)는 실시간 계통상태를 반영하여 계통운영시스템의 상태추정(이하 "상태추정"이라 한다) 주기마다 산정한다. <개정 2014.10.2.>
② 제1항의 동적손실계수는 실시간급전계획 수립을 위한 계통운영시스템의 계통해석과정에 의해 산정한다. <개정 2014.10.2.>

제2.5.3조(정적손실계수의 산정) ① 정적손실계수($STLF_i$)는 계절별, 요일별로 구분함을 원칙으로 한다. 단, 전력거래소가 안정적 계통운영 및 시장운영에 필요하다고 판단한 경우 정적손실계수를 시간대별로 구분할 수 있다.
② 전력거래소는 전년도 동적손실계수 등을 고려하여 다음 해에 적용될 정적손실계수를 산정하여야 한다. <개정 2021.1.1.>
③ 직접구매자, 구역전기사업자, 중앙급전전기저장장치의 정적손실계수는 지리적으로 가장 인접한 중앙급전발전기의 정적손실계수를 적용한다. <개정 2016.5.12.>
④ 운전조합별 비용함수를 적용하는 다조합 복합발전기의 정적손실계수는 복합발전기와 동일한 정적손실계수를 적용한다. [신설 2021.1.1.]
[시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]
⑤ 신규 사업 등록 또는 발전 실적이 없어 제2.5.2조의 동적손실계수가 산정되지 않는 분산에너지사업자의 설비용량 20MW 초과 열공급 발전기(중앙급전 분산특구발전기 포함)의 정적손실계수는 전기적·지리적으로 가장 인접한 중앙급전발전기의 정적손실계수를 적용한다. [신설 2025.7.10.]

제2.5.4조(용량손실계수의 산정) ① 전력거래소는 정적손실계수 중 동계(12월,1월,2

월) 평일 및 하계(7월,8월,9월) 평일에 적용하는 정적손실계수를 평균하여 산정하여야한다.

② 직접구매자, 구역전기사업자, 중앙급전전기저장장치의 용량손실계수(CTLF)는 지리적으로 가장 인접한 중앙급전발전기의 용량손실계수를 적용한다. [본조신설 2016.10.31.]

③ 제2.5.3조 제5항에 해당하는 분산에너지사업자의 용량손실계수(CTLF)는 전기적·지리적으로 가장 인접한 중앙급전발전기의 용량손실계수를 적용한다. [신설 2025.7.10.]

제2.5.5조(정적손실계수 및 용량손실계수의 결정 및 공개) 전력거래소는 비용위원회의 의결을 거쳐 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용될 정적손실계수, 발전기별 용량손실계수 및 용량손실계수가중평균을 당해연도 6월 전까지 결정하여 이를 공개하여야 한다. 단, 제2.5.3조의 제②항에도 불구하고 계통 상황 변경 등으로 특정 발전기의 정적손실계수를 달리 적용하는 것이 타당하다고 판단하는 경우 비용평가위원회의 의결을 거쳐 이를 수정할 수 있다. <조번호 및 본조 제목변경, 개정 2016.10.31.> <개정 2017.12.29., 2021.1.1.>

제2.5.6조(조정손실계수의 산정) <삭제 2025.8.6.>

제3장 전력의 거래 <본장제목개정 2005.1.21.>

제1절 판매사업자의 전력구매

제3.1.1조(전력량가격의 적용) 판매사업자가 전력시장으로부터 구입한 전력량에 대한 가격은 제2.4.2조, 제2.4.4조, 제2.4.4조의2, 제2.4.4조의3의 규정에 근거한 시장가격을 적용한다. <개정 2006.12.26, 단서삭제 2008.4.22., 2022.11.30., 2022.12.27.>

제3.1.2조(용량가격의 적용) 판매사업자에 대한 거래시간별 용량가격은 제2.4.3조의 규정에 따라 정한 기준용량가격(기준용량가격 보정계수 포함)에 시간대별 용량가격계수(TCF_t), 용량가격계수(RCF_i), 성과연동형용량가격계수(PCF_i)를 적용한다. <개정 2006.12.26., 2009.06.30., 2016.10.31., 2022.5.31.>

제3.1.3조(부가정산금의 적용) 판매사업자에 대한 부가정산금은 별표 2에 따라 적용한다.<개정 2021.1.1.>

제3.1.4조(채무불이행시 조치) ① 판매사업자가 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반하는 채무불이행이 발생한 것으로 본다. <개정 2003.5.7., 2018.12.12.>

② 판매사업자에게 채무불이행이 발생한 경우에 전력거래소는 지체없이 다음 각호의 1의 조치를 이행하여야 한다.

1. 채무불이행을 확정하고 채무불이행 발생시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
2. 제1호에서 정한 기한까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우 전력거래소는 채권확보를 위한 모든 행위를 수행 <개정 2003.5.7>
3. 제1호에서 정한 기한까지 판매사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우 당일 자정(24:00)에 거래정지가 이뤄짐을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보 <개정 2003.5.7>
4. 거래정지 통지를 발송한 후 즉시 관련된 시장참여자에게 거래정지통지 사본을 통보
5. 거래정지 통지를 받은 판매사업자에 대한 전력시장에서의 거래자격 정지

③ 판매사업자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 판매사업자와 관련 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다.

④ 제2항의 규정에도 불구하고 정부가 100분의 51 이상을 출자한 판매사업자가 채무불이행 예정 사실과 채무불이행 해소를 위한 계획을 차수별 결제일 1영업

일 전까지 전력거래소로 통지한 경우에 한해, 제2항 각호의 조치를 30일간 보류할 수 있다. [신설 2022.5.31.]

제3.1.5조(연체이자 산정 및 납부) ① 판매사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다. <개정 2023.9.26.>

연체이자 = 채무불이행 전력거래대금 × [연체발생시점의 금융기관 대출평균금리(한국은행 경제통계시스템상의 가장 최근에 발표된 예금은행 신규취급액 기준 대출금리를 말한다)] × 연체기간/365일

② 전력거래소는 채무불이행금과 이자에 대해 회원사에게 통지 후 지급하며, 「국고금 관리법」제47조에 따라 10원 미만은 절사한다. [신설 2023.9.26.] <개정 2025.8.6.>

제2절 직접구매자의 전력구매

제1관 직접구매 가격의 적용

제3.2.1.1조(전력량가격) 직접구매자가 구입한 전력량에 대한 거래시간대별 가격은 제2.4.2조의 규정에 따라 정한 계통한계가격과 제2.4.4조에 따른 정산상한가격, 제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격 중 작은 값을 적용한다. 단, 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 발전기에서 구입한 전력량에 대한 거래시간대별 가격은 제2.4.2조의 규정에 따른 계통한계가격과 제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격, 제2.4.4조의3에 따른 고정가격계약의 정산상한가격 중 작은 값을 적용한다. <개정 2009.06.30., 2022.11.30, 2022.12.27.>

제3.2.1.2조(용량가격) ① 직접구매자에 대한 거래시간별 용량가격은 직접구매자 적용 기준용량가격(RCP_k)에 시간대별용량가격계수(TCF_t), 직접구매용량보정계수, 용량가격계수(RCF_k), 성과연동형용량가격계수(PCF_k)등을 적용한다. <개정 2006.12.26., 2009.06.30., 2016.10.31., 2022.5.31., 2025.4.9.>

② 직접구매자는 전기설비의 역률을 90%(기준역률)이상으로 유지하여야 하며, 직접구매자의 역률이 90%에 미달될 경우에는 미달 비율만큼 용량가격을 할증하여 적용한다.

③ 제2항의 규정에 의한 역률은 거래시간별로 산정하고, 역률의 산정에는 평균지상무효전력과 평균 유효전력을 적용한다.

제3.2.1.3조(부가정산금) ① 직접구매자에 대한 부가정산금(Uplift)은 부가정산금단

가(원/kWh)를 매년 6월까지 산정하여, 당해연도 7월부터 1년간 일정하게 유효구매전력량에 적용한다. <개정 2021.12.28.>

② 제1항의 규정에 의한 부가정산금단가는 전년도의 전력시장에서 발생된 부가정산금액을 토대로 비용위원회에서 정한다.

제3.2.1.4조(손실계수) ① 송전망에서 발생하는 송전손실계수(TLFC)는 제2.5.3조에 따라 산정한 정적손실계수를 적용하며, 배전망에서 발생한 배전손실계수(DLFC)는 매년 6월까지 산정하여 당해연도 7월부터 1년간 일정비율을 모든 직접구매자에게 동일하게 적용한다. <개정 2006.12.26., 2022.5.31.>

② 직접구매자의 계량기 설치위치가 계량점과 다름으로 해서 발생하는 개별적인 손실계수(이하 "개별손실계수"라 한다)는 제4.1.1조의 규정 등의 합리적인 방법으로 산정하고 제1항의 손실계수에 합산하여 해당 구매자의 송전손실계수로 적용한다. <개정 2005.1.21>

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 손실계수는 비용위원회에서 별도로 정한다.

제3.2.1.5조(손실계수의 적용) 전력거래소는 제3.2.1.1조 내지 제3.2.1.3조의 규정에 의한 가격에 적용하기 위한 유효구매전력량과 용량가격 적용전력을 결정하는 경우에 제3.2.1.4조의 규정에 의한 손실계수를 반영하여 산정한다.

제3.2.1.6조(송전요금) ① 직접구매자에 대한 발전측 송전요금은 법 제15조의 규정에 의거 기후에너지환경부장관으로부터 인가를 받은 발전측 송전요금을 기초로 하여 동 요금의 적용기준 및 적용방법은 비용위원회에서 별도로 정한다. <개정 2026.1.28.>

② 직접구매자에 대한 부하측 송전요금은 법 제15조의 규정에 의거 기후에너지환경부장관으로부터 인가를 받은 "송·배전용 전기설비 이용규정"에 따르며 이 규칙에서는 적용하지 아니한다. <개정 2005.1.21., 2012.12.31., 2026.1.28.>

제3.2.1.7조(직접구매 전력량) 직접구매자의 구입전력량은 유효구매전력량을 적용한다.

제3.2.1.8조(직접구매 용량보정계수의 결정) 제3.2.1.2조의 규정에 의한 직접구매용량보정계수는 매년 6월까지 산정하여 비용위원회에서 별도로 정하며, 당해연도 7월부터 1년간 모든 직접구매자에게 동일하게 적용한다. <개정 2022.5.31.>

제3.2.1.9조(용량가격 적용전력의 결정) ① 전력거래소는 제3.2.1.2조의 규정에 의한 용량가격을 적용하기 위하여 직접구매자별 용량가격 적용전력을 결정하여야 한

다.

② 제1항의 규정에 의한 용량가격 적용전력은 역월 단위로 적용하고, 거래당월에 대한 용량가격 적용전력은 거래 당월 및 전월을 포함하지 않은 직접구매자의 직전 12개월 중의 7월, 8월, 9월, 12월, 1월, 2월 및 거래전전월 중의 거래기간 최대 유효구매전력량으로 한다. 다만, 거래기간 최대 유효구매전력량이 수전설비 용량(역률 90%를 적용한 유효전력 기준)의 30% 이하인 경우에는 수전설비 용량의 30%로 한다. <개정 2025.4.9.>

③ 직접구매자가 전력시장에서 전력을 거래한 기간이 1년에 미달한 때에는 제2항의 규정을 준용하되, 다음 각 호에 따라 용량가격 적용전력을 결정한다. <개정 2025.4.9.>

1. 직접구매 이전 판매사업자 또는 구역전기사업자로부터 전력을 구입한 실적자료가 있는 경우, 과거 시간대별 구입량에 제3.2.1.4조의 규정에 의한 손실계수를 반영하여 유효구매전력량을 산정
2. 직접구매 이전 판매사업자 또는 구역전기사업자로부터 전력을 구입한 실적자료가 없는 경우, 최초 직접구매 개시월로부터 2개월 후 말일까지는 수전설비 용량의 30%로 적용

④ 직접구매자는 제3.2.1.10조에 따라 직접구매 거래개시 희망일 1개월 전에 판매사업자 또는 구역전기사업자로부터 직접구매 이전 직전 12개월 동안의 전력구입 여부 및 시간대별 구입량 자료를 받아 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2025.4.9.]

제3.2.1.10조(자료제출) 전력시장에서 전력을 직접구매하고자 하는 자는 다음 각호의 자료를 거래개시 희망일 1개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

1. 제3.2.1.4조 제2항의 규정에 의한 개별손실계수 산정을 위하여 필요한 자료 <개정 2005.1.21>
2. 제3.2.1.9조의 규정에 의한 용량가격 적용전력 산정을 위하여 필요한 자료

제3.2.1.11조(전력구매 이외의 추가비용 부담) [신설 2025.4.9.] 전력시장에서 전력을 직접구매하고자 하는 자는 안정적인 전력공급 및 관련 법령에 따른 의무 이행 등을 위하여 전력시장운영규칙에 따라 판매사업자 및 구역전기사업자 등이 부담하는 비용에 대해 공동으로 부담하는 것을 원칙으로 한다. 이때 부담의 여부 및 수준은 전력시장운영규칙에서 정하는 기준을 따른다.

제3.2.1.12조(복지특례할인비용 정산금) [신설 2025.4.9.] ① 직접구매자에 대한 복지특례할인비용 정산금은 복지특례할인비용 단가(원/kWh)를 유효구매전력량에 곱하여 산정한다.

② 제1항의 복지특례할인비용 단가는 전기사업법 제16조에 따라 기후에너지환경부장관으로부터 인가를 받은 판매사업자의 약관을 기초로 「신·재생 에너지 발전전력의 제3자간 전력거래계약에 관한 지침」에 따라 판매사업자가 기후에너지환경부장관에게 제출한 직전년도의 복지할인비용과 특례비용의 합계 금액을 직전년도 판매사업자의 판매량과 직접구매자의 총 유효구매전력량의 합으로 나누어 산정한다. <개정 2026.1.28.>

③ 제1항의 단가는 판매사업자가 매년 6월 산정하여 전력거래소와 직접구매자에 서면으로 통지하고, 당해연도 7월부터 1년간 적용하는 것을 원칙으로 한다.

④ 직접구매자에 대한 복지특례할인비용 정산금은 판매사업자에게 지급한다.

제2관 직접구매의 시행 및 관리

제3.2.2.1조(직접구매자의 자격) ① 전력시장에 참여하여 전력을 직접구매할 수 있는 자격은 법 제32조 및 동법 시행령 제20조에서 정한 기준을 충족한 자로서 전력거래소의 회원으로 가입한 자로 한다.

② 법 시행령 제20조에서 규정한 수전설비용량은 토지, 건물, 전기사용 시설 등을 소유자나 최종 사용자별로 구분한 단일의 전기 사용장소 및 단일의 최종 전기사용자에 대한 용량으로 한다. 단, 직접전력거래를 통해 전력을 구매하는 경우에는 「재생에너지전기의 직접전력거래 등에 관한 고시」에 따른 시간대별 정산방식으로만 구매할 수 있으며, 전기사용자의 각 수전설비를 합산한 용량을 적용할 수 있다. 수전설비를 합산한 용량에 관한 구체적인 방법은 기후에너지환경부장관이 정하는 고시에 따른다. <개정 2021.12.28., 2025.4.9., 2026.1.28.>

제3.2.2.2조(직접구매의 신청) 전력을 전력거래소에서 직접구매하고자 하는 자는 전력거래소의 정관이 정하는 바에 따라 전력거래소에 신청하여야 한다.

제3.2.2.3조(직접구매의 승인) 전력거래소는 제3.2.2.2조의 규정에 의한 신청이 있는 경우에는 다음 각호의 요건에 부합하다고 판단하는 경우에 이를 승인할 수 있다. 다만, 다음 각호의 1의 요건을 충족하지 못하는 것으로 판단하는 경우에는 이를 승인하지 아니할 수 있다.

1. 제3.2.2.1조 제2항의 규정에 의한 설비용량의 충족여부
2. 제4.1.1조의 규정에 의한 계량설비 등 규칙에서 정한 설비의 완비여부
3. 제3.4.1조의 규정에 의한 재정보증의 제공여부 <개정 2005.1.21>
4. 제5.1.4조의 규정에 의한 운영예비력 저하 또는 저하 예상 시 조치사항의 수용여부 <개정 2011.6.30, 2011.12.2.>
5. 기타 신청자의 기술적인 사유로 전력계통 운영에 지장을 초래할 가능성 여

부

제3.2.2.4조(전력거래에 관한 약정체결) ① 전력거래소는 제3.2.2.3조의 규정에 의하여 직접거래를 승인하는 경우에는 당해 직접구매자와 전력거래에 따른 세부적인 사항에 관하여 별지 제131호서식에 따라 별도의 약정을 체결하여야 한다. <개정 2025.4.9.>

② 제1항의 규정에 의한 약정에는 다음 각호의 사항이 포함되어야 한다.

1. 전력의 직접구매 종료 희망시 사전통보 및 거래종료 절차에 관한 사항
2. 채무불이행시 채무불이행금의 납부독촉 및 전기공급 중단에 관한 사항
3. 거래대금 결제일정 및 대금결제에 관한 세부사항
4. 기타 직접구매와 관련하여 전력거래소 이사장이 필요하다고 인정하는 사항

제3.2.2.5조(직접구매의 거래개시) 직접구매자에 대한 거래는 전력거래소로부터 거래승인을 받은 후 전력거래소가 지정하는 시점부터 개시한다.

제3.2.2.6조(직접구매자의 거래유지기간) <개정 2025.4.9.> ① 직접구매자는 제3.2.2.5조의 규정에 의한 거래개시일로부터 3년이 경과하여야 전력시장에서 전력거래를 종료할 수 있으며, 전력거래를 종료하고자 하는 경우에는 종료 희망예정일로부터 최소 6개월 전에 전력거래소에 서면으로 통지하여야 한다. <개정 2025.4.9.>

② 제1항의 규정에 의하여 전력거래를 종료한 자가 거래종료일로부터 1년 이내에 제3.2.2.2조의 규정에 의한 신청을 하는 경우에는 전력거래소 정관이 정하는 바에 의하여 그 신청을 제한할 수 있다.

③ 제1항에 따른 거래유지기간 만료일 이전에 직접구매자가 일방적으로 전력거래를 종료한 경우 전력거래소는 종료사유 등을 고려하여 전력거래 종료일로부터 해당 직접구매자에 적용된 거래유지기간의 최대 3배에 달하는 기간만큼 직접거래를 위한 신청을 거부할 수 있다. [신설 2025.4.9.]

④ 전력거래소는 제1항에 따른 거래유지기간을 위반한 직접구매자를 전력거래소 정관에 따라 제재할 수 있다. [신설 2025.4.9.]

제3.2.2.7조(직접구매수수료의 부과) ① 전력거래소는 직접구매자에게 직접구매자의 진입에 따라 수반되는 정산·결제와 채권확보 및 사후관리 등에 소요되는 제반 경비충당을 위해 전력거래수수료를 전력거래소 정관이 정하는 바에 따라 부과한다. <개정 2025.4.9.>

② <삭제 2025.4.9.>

제3.2.2.8조(전력산업기반기금의 부과) 직접구매자는 법 제51조의 규정에 따라 전력구매금액에 따라 부과되는 전력산업기반기금을 부담하여야 한다.

제3.2.2.9조(채무불이행시 조치) ① 직접구매자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에는 채무불이행이 발생한 것으로 본다.

1. 직접구매자가 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반하는 경우 <개정 2003.5.7., 2018.12.12.>
2. 직접구매자가 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증금액을 제3.4.4조 제1항 및 제2항에서 정한 기한까지 제공하지 못하는 경우 <개정 2003.5.7, 2013.4.30>
3. 재정보증인의 신용에 다음 각호의 1의 사유가 발생하는 경우
   가. 재정보증인의 주요 사업부분이 중단되거나 중단이 임박했을 경우
   나. 재정보증인에 대하여 법정관리, 청산인, 파산 관재인 또는 관련법에 따라 유사한 기능을 행사하는 사람이 지명되는 경우
   다. 기타 재정보증인이 자신의 채무와 직접구매자에 대한 재정보증의 이행에 대한 능력이 없다고 판단되는 경우

② 직접구매자에게 채무불이행이 발생한 경우에 전력거래소는 지체없이 다음 각호의 1의 조치를 이행하여야 한다.

1. 채무불이행을 확정하고 채무불이행 발생시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
2. 제1호에서 정한 기간까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우 제3.4.1조에 따른 해당 직접구매자의 현금보증금을 인출하여 발전사에게 임시적으로 지급. 다만, 비현금 보증에 대해서는 제4.3.6조의2의 예비계좌를 통해 발전사에게 임시적으로 지급하고 재정보증제공자에게 보증금의 지급을 청구하여 회수액을 예비계좌에 입금 <개정 2003.5.7., 2013.4.30., 2020.7.8., 2026.10.30.>
3. 제1호에서 정한 기한까지 직접구매자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우에는 당일 자정(24:00)에 거래정지가 이뤄짐을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호의 서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보 <개정 2003.5.7>
4. 해당 직접구매자에게 거래정지 통지를 발송한 후 즉시 해당 직접구매자와 관련 시장참여자에게 거래정지 통지 사본을 통보
5. 거래정지 통지를 받은 직접구매자에 대한 전력시장에서의 거래자격 정지

③ 직접구매자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 직접구매자와 관련 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다. <항번호변경 2003.5.7>

제3.2.2.10조(연체이자 산정 및 납부) ① 직접구매자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다. <개정 2023.9.26.>

연체이자 = 채무불이행 전력거래대금 × [연체발생시점의 금융기관 대출평균금

리(한국은행 경제통계시스템상의 가장 최근에 발표된 예금은행 신규취급액 기준 대출금리를 말한다)] × 연체기간/365일

② 전력거래소는 채무불이행금과 이자에 대해 회원사에게 통지 후 지급하며, 「국고금 관리법」제47조에 따라 10원 미만은 절사한다. [신설 2023.9.26.] <개정 2025.8.6.>

제3절 구역전기사업자의 전력거래 [본절신설 2005.1.21.]

제1관 구역전기사업자의 전력거래 관리

제3.3.1.1조(전력거래 요건) ① 구역전기사업자가 전력시장에서 전력을 거래할 수 있는 경우는 법 시행령 제19조 제4항에서 규정한 경우로 하며, 중앙급전 구역전기발전기를 보유한 구역전기사업자는 법 시행령 제19조 제4항 제3호에서의 기후에너지환경부령으로 정하는 기간에만 전력시장에 구역수요 초과 공급가능용량을 입찰할 수 있다. <개정 2019.1.2., 2026.1.28.>

② 구역수요 초과 공급가능용량을 입찰한 구역전기발전기는 제5.1.4조에 의한 급전 지시 또는 제5.3.1조에 따른 용량시험이 있을 경우, 입찰한 구역수요 초과 공급가능 용량을 전력을 전력시장에 공급(역송)하여야 한다. [신설 2019.1.2.]

③ 구역수요 초과 공급가능용량을 입찰한 구역전기발전기가 제5.1.4조에 따른 급전 지시를 위반한 경우에는, 차기년도 1년간 구역수요 초과 공급가능용량 입찰을 제한 한다. [신설 2019.1.2.]

④ 구역수요 초과 공급가능용량을 입찰한 구역전기발전기가 제5.3.1조에 따른 용량 시험에 불합격한 경우, 차기 용량시험 합격 시까지 구역수요 초과 공급가능용량 입찰을 제한하고 용량요금을 정산하지 아니한다. [신설 2019.1.2.]

⑤ 구역전기사업자는 발전기의 고장·정기점검 및 보수 등으로 인한 경우, 또는 기후에너지환경부령이 정하는 기간 동안 공급구역의 열수요 감소에 따른 발전기 가동단축으로 인한 부족전력을 충당하기 위한 경우를 제외하고 당해 특정한 공급구역의 수요가 허가받은 공급능력 이내일 때에 구매전력이 발생하지 않도록 하여야 한다. <개정 2009.12.31., 2025.1.8., 2026.1.28.> <항번호 변경 2019.1.2.>

⑥ 법 시행령 제19조 제4항 제3호에 의한 전력거래를 하고자 하는 구역전기사업자는 열수요 이상 발전기를 가동해야 하며, 그 실적을 입증할 열판매량, 발전량 등 증빙서류를 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2009.12.31.] <항번호 변경 2019.1.2.>

⑦ 전력거래소는 익년 1월말까지 제6항에 의한 구역전기사업자의 전력시장 거래기간 중 발전기가동실적을 분석하고, 전력시장감시위원회의 심의를 거쳐 전기

위원회에 보고하여야 한다. [신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29.> <항번호 변경 2019.1.2.>

⑧ 전력시장감시위원회는 제7항의 심의결과 법 시행령 제19조를 위반한 구역전기사업자에 대해서는 전기위원회의 승인을 얻어 익년도에 일정기간 전력시장 거래를 제한할 수 있다. 다만, 당해 사업자의 열수요가 최소발전량에 미달한 경우에는 예외로 할 수 있다. [신설 2009.12.31.] <항번호 변경 2019.1.2.>

⑨ 2025년 1월 1일 이후로 전기사업의 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자가 책임공급비율 기준을 미준수한 경우와 역송전력량이 과다한 경우 전력량정산금에 차등금액을 적용한다. 여기서, 책임공급비율 기준은 70% 이상으로 하며, 월간 발전량 대비 역송전력량 비율은 30% 이하로 정한다. [신설 2025.1.8.]

⑩ 법 시행령 제19조제4항제3호에 해당하는 사업자는 지역냉난방 구역전기사업자를 대상으로 하고, 지역냉난방 구역전기사업자가 기후에너지환경부령으로 정하는 기간 동안 전력시장에서 구매하는 부족전력에 대해서는 책임공급비율 기준 미준수에 따른 차등금액을 적용하지 아니한다. [신설 2025.1.8.] <개정 2026.1.28.>

제3.3.1.2조(전력거래의 신청) 전력거래소와 전력거래를 하고자 하는 구역전기사업자는 전력거래소의 정관이 정하는 바에 따라 전력거래소에 신청하여야 한다.

제3.3.1.3조(전력거래의 승인) 전력거래소는 제3.3.1.2조의 규정에 의한 신청에 대하여 다음 각호의 요건을 충족시키는 것으로 판단하는 경우에 이를 승인한다.

1. 제3.3.1.1조의 전력거래 요건 충족
2. 제4.1.1조의 규정에 의한 계량설비 등 이 규칙에서 정한 설비의 완비
3. 제3.4.1조의 규정에 의한 재정보증의 제공
4. 제5.1.4조의 규정에 의한 운영예비력 저하 또는 저하 예상 시 조치사항의 수용 <개정 2011.6.30, 2011.12.2.>
5. 기타 신청자의 기술적인 사유로 전력계통 운영에 지장을 초래할 우려가 없을 것

제3.3.1.4조(전력거래에 관한 약정체결) 전력거래소는 제3.3.1.3조의 규정에 의하여 거래를 승인한 경우에는 다음 각호의 1의 사항에 대한 약정을 체결할 수 있다.

1. 구역전기사업 종료 희망시 사전통보 및 거래종료 절차에 관한 사항
2. 채무불이행시 채무불이행금의 납부 및 전기공급 중단에 관한 사항
3. 거래대금 결제일정 및 대금결제에 관한 사항
4. 기타 구역전기사업자의 전력거래와 관련하여 전력거래소 이사장이 필요하다

고 인정하는 사항

제3.3.1.5조(전력거래의 개시) 구역전기사업자에 대한 거래는 전력거래소로부터 거래 승인을 받은 후 전력거래소가 지정하는 시점부터 개시한다.

제3.3.1.6조(구역전기사업자의 거래유지기간) <개정 2025.4.9.> ① 구역전기사업자는 제3.3.1.5조의 규정에 의한 거래개시일로부터 1년이 경과하여야 전력시장에서의 전력거래를 종료할 수 있다. 다만, 구역전기사업자가 제3.3.1.1조 제6항에 따라 기후에너지환경부령이 정하는 기간동안 해당 공급구역의 열수요가 감소함에 따라 발전기 가동을 단축하여 발생한 부족전력을 충당하기 위해 거래하는 경우, 또는 전력거래를 지속할 수 없는 정당한 사유가 있는 경우에는 예외로 할 수 있다. <개정 2009.12.31., 2026.1.28.>

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 전력거래를 종료한 구역전기사업자가 거래종료일로부터 1년 이내에 거래재개 신청을 하는 경우에는 거래재개를 제한할 수 있다.

제3.3.1.7조(채무불이행시 조치) ① 구역전기사업자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에는 채무불이행이 발생한 것으로 본다.

1. 구역전기사업자가 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반하는 경우 <2018.12.12.>
2. 구역전기사업자가 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증금액을 제3.4.4조 제1항 및 제2항에서 정한 기한까지 제공하지 못하는 경우
3. 재정보증인에게 다음 각목의 1의 사유가 발생하는 경우
   가. 재정보증인의 주요 사업부문이 중단되거나 중단이 임박했을 경우
   나. 재정보증인에 대하여 법정관리인, 청산인, 파산관재인 또는 관련법에 따라 유사한 기능을 행사하는 사람이 지명되는 경우
   다. 기타 재정보증인이 자신의 채무와 구역전기사업자에 대한 재정보증의 이행에 대한 능력이 없다고 판단되는 경우

② 구역전기사업자에게 채무불이행이 발생한 경우에 전력거래소는 지체 없이 다음 각호의 1의 조치를 이행하여야 한다.

1. 채무불이행을 확정하고 채무불이행 발생시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
2. 제1호에서 정한 기간까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우 제3.4.1조에 따른 해당 구역전기사업자의 현금보증금을 인출하여 발전사에게 임시적으로 지급. 다만, 비현금 보증에 대해서는 제4.3.6조의2의 예비계좌를 통해 발전사에게 임시적으로 지급하고 재정보증제공자에게 보증금의 지급을 청구하여 회수액을 예비계좌에 입금 <개정 2020.7.8., 2023.9.26., 2026.10.30.>

3. 제1호에서 정한 기한까지 구역전기사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우에는 그 기한이 속하는 날의 자정(24:00)에 거래가 정지됨을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보

4. 해당 구역전기사업자에게 거래정지 통지서를 발송한 후 즉시 해당 구역전기사업자와 관련된 시장참여자에게 거래정지 통지서 사본을 발송

5. 거래정지 통지를 받은 구역전기사업자에 대한 전력시장에서의 거래자격 정지

③ 구역전기사업자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 구역전기사업자와 관련된 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다.

제3.3.1.8조(연체이자 산정 및 납부) ① 구역전기사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다. <개정 2023.9.26.>

연체이자 = 채무불이행 전력거래대금 × [연체발생시점의 금융기관 대출평균금리(한국은행 경제통계시스템상의 가장 최근에 발표된 예금은행 신규취급액 기준 대출금리를 말한다)] × 연체기간/365일

② 전력거래소는 채무불이행금과 이자에 대해 해당 금액에 대해 회원사에게 통지 후 지급하며, 「국고금 관리법」제47조에 따라 10원 미만은 절사한다. [신설 2023.9.26.] <개정 2025.8.6.>

제2관 구매가격의 적용

제3.3.2.1조(전력량가격의 적용) 구역전기사업자가 전력시장에서 구매한 전력량에 대한 가격은 제2.4.2조, 제2.4.4조, 제2.4.4조의2, 제2.4.4조의3의 규정에 근거한 시장가격을 적용한다. <개정 2006.12.26, 단서삭제 2008.4.22., 2022.11.30., 2022.12.27.>

제3.3.2.2조(용량가격의 적용) 구역전기사업자에 대한 거래시간별 용량가격은 제2.4.3조의 규정에 따라 정한 기준용량가격에 시간대별 용량가격계수(TCF_t)와 용량가격계수(RCF_i), 성과연동형용량가격계수(PCF_i)를 적용한다. <개정 2006.12.26., 2016.10.31., 2022.5.31.>

제3.3.2.3조(제약정산금의 적용) 구역전기사업자에 대한 부가정산금은 별표 2에 따라 적용한다. <개정 2021.1.1.>

제3.3.2.4조(손실계수) ① 송전망에서 발생하는 송전손실계수(TLFL)는 제2.5.3조에

따라 산정한 정적손실계수를 적용하며 배전망에서 발생한 배전손실계수(DLFL)는 매년 6월까지 산정하여 당해연도 7월부터 1년간 단일치를 정하여 모든 구역전기사업자에게 동일하게 적용한다. <개정 2006.12.26., 2022.5.31.>

② 구역전기사업자의 계량기 설치위치가 계량점과 다름으로 해서 발생하는 개별손실계수는 제4.1.1조의 규정에 의해 산정한다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 손실계수는 비용위원회에서 별도로 정한다.

제3.3.2.5조(손실계수의 적용) 전력거래소는 구역전기사업자의 유효구매전력량을 결정할 경우 제3.3.2.4조의 규정에 의한 손실계수를 반영한다.

제3.3.2.6조(송전 및 배전요금) ① 구역전기사업자의 발전측 송전요금은 비용위원회에서 법 제15조의 규정에 의거 기후에너지환경부장관으로부터 인가를 받은 발전측 송전요금을 반영하여 산정한다. <개정 2026.1.28.>

② 구역전기사업자에 대한 부하측 송전요금 및 배전요금은 법 제15조의 규정에 의거 기후에너지환경부장관으로부터 인가를 받은 "송·배전용 전기설비 이용규정" 및 "배전용 전기설비 이용규정"에 따르며 이 규칙에서는 적용하지 아니한다. <개정 2012.12.31., 2026.1.28.>

제3.3.2.7조(구매 전력량) 구역전기사업자의 구매전력량은 유효구매전력량을 적용한다.

제3.3.2.8조(자료제출) ① 구역전기사업자는 제3.3.2.4조 제2항의 규정에 의한 개별손실계수 산정을 위하여 필요한 자료를 거래개시 희망일로부터 1개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

② 구역전기사업자는 제6.1.3조 제8호의 규정에 의한 시장감시를 위하여 전력시장감시위원회가 요청할 경우 시간대별 발전전력량, 발전에 필요한 소내소비전력량 및 관련 변압기손실량, 열판매량 등에 대한 일간, 월간, 연간 실적과 발전기의 고장·정기점검 및 보수 등의 자료를 제출하여야 한다. <개정 2009.12.31>

제4절 전력구매자의 재정보증 <절명칭개정 2005.1.21., 2021.1.1>

제3.4.1조(재정보증의 설정) ① 전력구매자는 전력시장에 참여하여 거래를 하는 기간에는 전력거래소에 지속적으로 다음 각 호의 재정보증을 별도로 제공한다. 단, 판매사업자 및 구역전기사업자 중「공공기관의 운영에 관한 법률」에 따른 공공기관이거나「자본시장과 금융투자업에 관한 법률」에 따라 금융위원회의 인가를 받은 신용평가사로부터 채권 또는 기업신용등급에 대해 최우수등급(AAA)을 받은 자는 재정보증을 면제할 수 있고, 직접구매자는 공공기관 운영에

관한 법률에 따른 공공기관이면서 「자본시장과 금융투자업에 관한 법률」에 따라 금융위원회의 인가를 받은 신용평가사로부터 채권 또는 기업신용등급에 대해 최우수등급(AAA)을 받은 자에 한하여 재정보증을 면제할 수 있다. 이 경우 신용평가등급 최우수등급은 다음과 같이 정한다. <개정 2015.3.17., 2021.1.1., 2025.4.9., 2026.10.30.>

한국신용평가	한국기업평가	NICE신용평가
AAA	AAA	AAA

1. 전력거래대금 중 신재생에너지 의무이행비용 정산대금 및 수요반응자원 정산대금을 제외한 대금지급을 위한 재정보증 <개정 2019.12.31., 2021.7.1., 2024.8.1.> [시행 2022.1.1.]
2. <삭제 2019.12.31.> [시행 2022.1.1.]
3. 전력거래대금 중 신재생에너지 의무이행비용 정산대금 지급을 위한 재정보증 [신설 2021.7.1.]
4. 전력거래대금 중 수요반응자원 정산대금 지급을 위한 재정보증 [신설 2024.8.1.]

② 제 1항의 각 재정보증의 형태는 다음 각호의 1과 같다. [신설 2015.3.17.]
1. 현금 재정보증
2. 비현금 재정보증 <개정 2005.1.21>

③ 현금 재정보증은 제4.3.4조의 규정에 의한 전력거래전담 금융기관에 개설된 전력구매자의 현금 재정보증을 위한 전력거래소 명의의 보증금계좌에 예치된 자금으로 한다. <항번호 변경 2015.3.17.> <개정 2021.1.1., 2025.11.12.>
1. <호삭제 2025.11.12>
2. <호삭제 2025.11.12>
3. <호삭제 2025.11.12>

④ 비현금 재정보증은 다음과 같은 형태로 제공할 수 있다. <항번호 변경 2015.3.17.>
1. 적정자격을 가진 재정보증제공자로부터의 재정보증이며, 재정보증제공자가 될 수 있는 자는 한국은행의 신용관리하에 있는 은행이나 금융기관에 한함
2. 전력거래소가 인정하는 형식의 보증서 또는 은행신용장

⑤ 제1항 1호의 재정보증 기간은 매년 1월부터 12월까지의 전력거래에 대한 최초입금일부터 최종입금일의 익일까지로 한다. [신설 2013.4.30.] <항번호 변경 및 개정 2015.3.17.> <개정 2026.7.24.>

⑥ 제1항 제3호의 재정보증 기간은 의무이행년도 최초 전력거래일로부터 해당 전력거래에 대한 신재생에너지 의무이행비용의 최종결제일 익일까지로 한다. <개정 2019.12.31., 2021.7.1.> [시행 2022.1.1.]

⑦ 제1항 제4호의 재정보증 기간은 매년 1월부터 12월까지의 수요반응자원거래

에 대한 최초입금일부터 최종입금일의 익일까지로 한다. [신설 2024.8.1.] <개정 2026.7.24.>

⑧ 제1항의 단서에 따라 재정보증의 면제를 받고자 하는 경우 각 호의 서류를 제출하여야 한다. <항번호 변경 2024.8.1.>

1. 공공기관 운영에 관한 법률에 의한 공공기관인 경우 재정경제부에서 발표하는 '공공기관 지정 고시'로 갈음한다. <개정 2026.1.28.>
2. 신용평가등급이 최우수등급인 회원사의 경우 신용평가사의 의견서를 전력거래개시 시작일로부터 1개월전까지 제출하여야 한다. 신용평가사의 의견서는 제출마감일 기준 1년 이내에 작성된 것으로 한다. [신설 2021.1.1.]

⑨ 제1항 단서에 의해 재정보증 면제를 받은 자가 전력거래 기간 중에 다음 각 호의 사항이 발생한 경우 해당 회원사는 전력거래소에 전력거래대금 등에 대한 재정보증을 즉시 제출하여야 한다. [신설 2021.1.1.] <항번호 변경 2024.8.1.> <개정 2026.10.30.>

1. 공공기관 지정이 해제되는 경우 [신설 2026.10.30.]
2. 신용평가 등급이 동조 제1항의 면제 기준보다 하락하는 경우 [신설 2026.10.30.]
3. 제3.3.1.7조 제1항 또는 제3.2.2.9조 제1항에 해당하는 채무불이행이 당해 또는 직전년도에 발생하는 경우 [신설 2026.10.30.]

제3.4.2조(관련자료 제출) ① 전력구매자는 다음 연도의 월별 예상구매량을 매년 11월 말까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 단, 제3.3.1.1조 제6항의 규정에 의한 구역전기사업자는 기후에너지환경부령이 정하는 거래기간의 월별 예상구매량을 거래개시 1개월전까지 제출할 수 있다. <개정 2005.1.21., 2013.4.30., 2021.1.1., 2026.1.28.>

② 전력구매자로서 시장에서 거래를 하고자 하는 자는 거래개시 희망일로부터 1개월 전까지 다음의 자료를 제출하여야 한다. <개정 2010.11.30., 2021.1.1>

1. 거래개시 직전연도의 월별 전력사용량 및 증빙 <개정 2013.4.30.>
2. <삭제 2013.4.30.>
3. 거래기간이 속한 연도의 월별 예상구매량 <개정 2013.4.30.>
4. 구역전기사업자의 경우 공급예정구역에 대해 기후에너지환경부장관으로부터 허가받은 사업허가증 사본 [신설 2010.11.30.] <개정 2026.1.28.>

③ <삭제 2010.11.30>

④ <삭제 2013.4.30.>

⑤ 제1항 및 제2항 제3호의 월별 예상구매량은 전력시장에서의 월별 구매전력량에서 해당월의 판매전력량을 차감한 값으로 한다. [신설 2013.4.30.]

제3.4.3조(재정보증금액 산정 및 통지) ① 다음 각 호의 재정보증금액은 구분하여 산정한다. [신설 2015.3.17.] <개정 2019.12.31., 2021.7.1., 2024.8.1.> [시행 2022.1.1.]

1. 전력거래대금 중 신재생에너지 의무이행비용 정산대금 및 수요반응자원 정산대금을 제외한 대금지급을 위한 재정보증
2. <삭 제>
3. 전력거래대금 중 신재생에너지 의무이행비용 정산대금 지급을 위한 재정보증
4. 전력거래대금 중 수요반응자원 정산대금 지급을 위한 재정보증 [신설 2024.8.1.]

② 제1항 제1호의 금액은 전력구매자별로 월 최대 전력구매대금을 해당월의 일수로 나누어 산출한 일평균 구매금액에 다음 각 호의 기준일수를 적용하여 산정한다. 재정보증금액 = 월 최대 전력구매대금 / 해당월일수 × 기준일수

1. 구역전기사업자의 기준일수는 전력구매일정과 거래정지 소요기간 등을 감안하여 40일 적용
2. 직접구매자의 기준일수는 전력구매일정과 거래정지 및 전기공급 중지 소요기간 등을 감안하여 80일 적용 <개정 2010.11.30., 2013.4.30.> <항번호 변경 및 개정 2015.3.17.> <개정 2019.12.31., 2024.8.1., 2025.4.9.> [시행 2022.1.1.]

③ 월 최대 전력구매대금은 다음 각호의 거래월별 값을 비교하여 가장 큰 값으로 한다. 단, 월 최대 전력구매대금이 0원보다 적으면 0원으로 간주한다. [신설 2010.11.30.] <개정 2013.4.30.> <항번호 변경 및 개정 2015.3.17.> <개정 2019.12.31.> [시행 2022.1.1.]

1. 제3.4.2조 제1항 및 제2항 제3호의 월별 예상구매량에 전년도 평균정산단가를 곱한 값 <개정 2013.4.30.>
2. 재정보증금액 통지기한 이전까지 거래월별 결제가 종료된 최근 12개월의 월별 결제금액 <개정 2013.4.30.>
3. 제3.4.2조 제2항 제1호의 월별 전력사용량에 전년도 평균정산단가를 곱한 값 [신설 2013.4.30.]

④ 제1항 제3호의 금액은 총 의무이행비용, 전력구매자의 전력구매량 비율을 적용하여 산출한 연간 정산금액으로 한다. <개정 2019.12.31., 2021.7.1.> [시행 2022.1.1.]

1. <삭 제>
2. 신재생에너지 의무이행비용 정산대금 지급을 위한 재정보증금액 = 비용평가위원회에서 의결한 전전년도 공급의무자별 연간 의무이행비용 합계 × (당해연도 의무공급량의 비율÷전전년도 의무공급량의 비율) × Max(전년도 전력구매비율, 당해년도 예상 전력구매비율) <개정 2021.7.1.>

⑤ 제1항 제4호의 금액은 전력구매자별로 다음 각 호와 같다.

1. 구역전기사업자의 재정보증 금액은 분기별 최대 수요반응자원거래의 전력거래대금으로 한다.

2. 직접구매자의 재정보증 금액은 분기별 최대 수요반응자원거래의 전력거래대금에 90분의 130을 곱한 값으로 한다. [신설 2024.8.1.] <개정 2025.4.9.>

⑥ 분기별 최대 수요반응자원거래의 전력거래대금은 다음 각호의 분기별 값을 비교하여 가장 큰 값으로 한다. 다만, 제7항의 통지 기한까지 전년도 4분기 전력거래대금이 확정되지 않은 경우, 전전년도 4분기 전력거래대금으로 대체한다. [신설 2024.8.1.]

1. 해당 사업자의 전년도 분기별 수요반응자원거래의 전력거래대금

2. 전년도 분기별 수요반응자원거래의 전력거래대금의 합계 × 해당 사업자의 예상 전력구매비율

⑦ 전력거래소는 제2항에 의해 설정된 재정보증금액을 다음 각호의 1의 기간내에 통지해야 한다. <항번호변경 2010.11.30.> <개정 2013.4.30.> <항번호 변경 및 개정 2015.3.17.> <개정 2019.12.31.> <항번호변경 2024.8.1.> [시행 2022.1.1.]

1. 전력구매자에게는 매년 12월 10일 이전까지 통지한다. 단, 제3.3.1.1조 제6항의 규정에 의한 구역전기사업자에게는 기후에너지환경부령이 정하는 거래기간의 거래개시 20일 전까지 통지한다. <개정 2013.4.30., 2021.1.1., 2026.1.28.>

2. 직접구매를 하고자 하는 자 및 전력시장에서 전력을 구매하고자 하는 구역전기사업자에게는 거래개시 희망일 20일전까지 통지한다. <개정 2005.1.21., 2026.7.24.>

제3.4.4조(재정보증금액 납부 및 검증) ① 전력구매자는 제3.4.3조의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제3.4.1조 제2항의 규정에 의한 현금 또는 동조 제3항의 규정에 의한 비현금의 형태로 매년 12월 24일까지 전력거래소에 납부하여야 한다. 단, 제3.3.1.1조 제6항의 규정에 의한 구역전기사업자는 기후에너지환경부령이 정하는 거래기간의 거래개시 7일 전까지 납부할 수 있다. <개정 2005.1.21., 2013.4.30., 2021.1.1., 2026.1.28.>

② 직접구매를 하고자 하는 자 및 전력시장에서 전력을 구매하고자 하는 구역전기사업자는 제3.4.3조의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제3.4.1조 제2항의 규정에 의한 현금 또는 동조 제3항의 규정에 의한 비현금의 형태로 거래개시 희망일 7일전까지 전력거래소에 납부하여야 한다. <개정 2005.1.21>

③ 전력거래소는 전력구매자가 제공한 재정보증이 제3.4.1조에서 정한 요건을 충족시키지 못하는 것으로 판단하는 경우에는 당해 전력구매자와의 전력거래를 정지할 수 있다. <개정 2005.1.21., 2021.1.1>

제3.4.5조(채무불이행시 해소 등) ① 채무불이행을 해소하기 위해서는 다음 각호의

조건을 모두 충족하여야 한다. [신설 2010.11.30]

1. 연체이자를 포함한 거래대금의 완납

2. 재정보증의 회복 또는 제3.4.1조 제9항에 따른 재정보증의 신규 제출 <개정 2026.10.30.>

② 당해 회원사에서 채무불이행이 발생한 차수의 연체금액을 변제하지 못한 경우에는 차후 도래하는 차수에서 거래소에 청구할 금액이 있다고 하더라도 이를 근거로 우선 변제를 요구할 수 없다. [신설 2010.11.30]

③ 제1항 제2호의 재정보증 회복에 있어 비현금재정보증은 현금형태의 재정보증으로 전환하여야 한다. 또한 이는 차년도 재정보증기간 종료 시까지 유지하여야 한다. [신설 2010.11.30.] <개정 2026.10.30.>

제3.4.6조(재정보증의 해지) 전력구매자가 전력시장을 통한 전력거래의 해지를 요청하거나 전력거래가 해지되는 경우에는 전력거래소는 해당 직접구매자 또는 구역전기사업자에 대한 재정보증을 해지한다. <조번호변경 2010.11.30., 2021.1.1.>

제5절 재생에너지직접전력거래 [본절 신설 2023.06.30.]

제3.5.1조(부가정산금의 적용) ① 직접전력거래에 대한 부가정산금(Uplift)은 부가정산금단가(원/kWh)를 매년 6월까지 산정하여, 당해연도 7월부터 1년간 일정하게 직접전력거래 전력량에 적용한다.

② 제1항의 규정에 의한 부가정산금단가는 전년도의 전력시장에서 발생된 부가정산금액을 토대로 비용위원회에서 정한다. <개정 2026.4.28.>

제3.5.2조(재정보증의 설정) ① 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자는 직접전력거래에 참여하여 거래를 하는 기간에는 전력거래소에 지속적으로 직접전력거래에 의한 부가정산금 및 거래수수료 지급을 위한 재정보증을 별도로 제공한다. <개정 2025.4.9.>

② 제1항의 재정보증의 형태는 다음 각 호의 1과 같다. <개정 2026.4.28.>

1. 현금 재정보증
2. 비현금 재정보증

③ 직접전력거래 보증금계좌는 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자의 현금재정보증을 위하여 개설한 전력거래소 명의의 계좌를 말한다. <개정 2025.4.9.>

④ 직접전력거래에 관한 현금 재정보증은 보증금계좌에 예치된 자금으로 하며 직접전력거래 중 부가정산금과 전력거래수수료의 지급만을 위한 재정보증이어야 한다.

⑤ 비현금 재정보증은 다음 각 호의 형태로 제공할 수 있다. [신설 2026.4.28.]

1. 적정자격을 가진 재정보증제공자로부터의 재정보증. 이 경우 재정보증제공자가 될 수 있는 자는 한국은행의 신용관리하에 있는 은행 또는 금융기관에 한한다.
2. 전력거래소가 인정하는 형식의 보증서 또는 은행신용장

⑥ 재정보증금 계좌에서 발생한 결산 이자는 전력거래소의 직접전력거래제도 운영 업무를 수행하는 데 사용한다. [신설 2026.4.28.]

⑦ 제1항의 재정보증 기간은 매년 1월부터 12월까지의 직접전력거래에 대한 최초입금일부터 최종입금일의 익일까지로 한다. [신설 2026.10.30.]

제3.5.3조(재정보증금액 산정 및 통지) ① 제3.5.2조 제1항의 재정보증을 위한 금액은 직접전력거래의 공급량과 직접전력거래 부가정산금단가 및 거래수수료단가를 적용하여 다음 각호의 1에 따라 산출한 금액으로 한다.

1. 재생에너지전기공급사업자의 재정보증금액은 전기사용자의 부가정산금 단가와 재생에너지발전사업자 및 전기사용자 각각의 전력거래수수료 단가의 합에 2

개월분 직접전력거래량을 곱한 금액으로 산정한다. <개정 2026.4.28.>

2. 재생에너지전기저장판매사업자의 재정보증금액은 전기사용자의 부가정산금 단가와 재생에너지발전사업자 및 전기사용자 각각의 전력거래수수료 단가의 합에 2개월분 직접전력거래량을 곱한 금액으로 산정한다. [신설 2026.4.28.]

② 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자의 재정보증금액 산정 시 제3.5.3조 제1항 각 호의 직접전력거래량은 다음 각 호에 따라 산정한다. [신설 2026.4.28.]

1. 재생에너지전기공급사업자의 직접전력거래량(1개월분) = MAX{(발전기 설비용량 × 직전년도 전력시장통계상 동일연료원의 월별 최대 이용률 × 8,760H) ÷ 12개월, 발전기의 전년도 월별 최대 재생에너지 공급량 실적}] × 1.2

2. 재생에너지전기저장판매사업자의 직접전력거래량(1개월분) = MAX{(발전기 설비용량 × 직전년도 전력시장통계상 동일연료원의 월별 최대 이용률 × 8,760H) ÷ 12개월, 전기저장장치의 전년도 월별 최대 재생에너지 공급량 실적}] × 1.2

③ 전력거래소는 제1항에서 설정된 재정보증금액을 다음 각호의 1의 기간 내에 통지해야 한다. <항번호 변경 2026.4.28.>

1. 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자에게는 매년 12월 10일까지 통지한다. <개정 2025.4.9.>

2. 직접전력거래를 하고자 하는자에게는 거래개시 희망일 20일전까지 통지한다.

제3.5.4조(재정보증금액 납부 및 검증) ① 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자는 제3.5.3조의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제3.5.2조의 제2항의 규정에 의한 현금 또는 비현금의 형태로 매년 12월 24일까지 전력거래소에 제공하여야 한다. <개정 2025.4.9., 2026.4.28.>

② 직접전력거래를 하고자 하는자는 제3.5.3조의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제3.5.2조 제2항의 규정에 의한 현금 또는 비현금의 형태로 거래개시 희망일 7일전까지 전력거래소에 제공하여야 한다. <개정 2026.4.28.>

제3.5.5조(채무불이행시 조치) ① 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에는 채무불이행이 발생한 것으로 본다. <개정 2025.4.9.>

1. 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반하는 경우

2. 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증이 제3.5.4조에서 정한 요건을 충족시키지 못하는 것으로 판단하는 경우

3. 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증금액을 제3.5.4조 제1항 및 제2항에서 정한 기한까지 제공하지 못하는 경우

4. 재정보증인의 신용에 다음 각목의 1의 사유가 발생하는 경우 [신설 2026.10.30.]

가. 재정보증인의 주요 사업부분이 중단되거나 중단이 임박했을 경우

나. 재정보증인에 대하여 법정관리, 청산인, 파산 관재인 또는 관련법에 따라 유사한 기능을 행사하는 사람이 지명되는 경우

다. 기타 재정보증인이 자신의 채무와 재생에너지공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자에 대한 재정보증의 이행에 대한 능력이 없다고 판단되는 경우

② 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자에게 채무불이행이 발생한 경우에 전력거래소는 지체없이 다음 각호의 1의 조치를 이행하여야 한다. <개정 2025.4.9.>

1. 채무불이행 발생시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보 <개정 2026.10.30.>

2. 제1호에서 정한 기간까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우 제3.5.2조에 따른 해당 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자의 현금보증금을 인출하여 발전사에게 임시적으로 지급. 다만, 비현금 보증에 대해서는 제4.3.6조의2의 예비계좌를 통해 발전사에게 임시적으로 지급하고 재정보증 제공자에게 보증금의 지급을 청구하여 회수액을 예비계좌에 입금 <개정 2026.10.30.>

3. 제1호에서 정한 기한까지 재생에너지공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우에는 당일 자정(24:00)에 거래정지가 이뤄짐을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호의 서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보 <개정 2026.10.30.>

4. 해당 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자에게 직접전력거래 정지 통지를 발송한 후 즉시 해당 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자와 관련 시장참여자에게 직접전력거래정지 통지 사본을 통보

5. 직접전력거래 정지는 관련 고시 제19조의 한국전력거래소의 역할의 정지를 의미하며 직접전력거래 정지기간동안 전기사용자의 전력공급은 전량 보완공급으로 처리한다.

③ 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자와 관련 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다. <개정 2025.4.9.>

제3.5.6조(채무불이행시 해소 등) ① 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자가 채무불이행을 해소하기 위해서는 다음 각호의 조건을 모두 충족하여야 한다. <개정 2025.4.9., 2026.10.30.>

1. 연체이자를 포함한 거래대금의 완납 [신설 2026.10.30.]
2. 재정보증의 회복 [신설 2026.10.30.]

② 당해 회원사에서 채무불이행이 발생한 차수의 연체금액을 변제하지 못한 경우에는 차후 도래하는 차수에서 거래소에 청구할 금액이 있다고 하더라도 이를 근거로 우선 변제를 요구할 수 없다.

③ 제1항 제2호의 재정보증 회복에 있어 비현금재정보증은 현금형태의 재정보증으로 전환하여야 한다. 또한 이는 차년도 재정보증기간 종료 시까지 유지하여야 한다. [신설 2026.10.30.]

제3.5.7조(재정보증의 해지) ① 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자가 직접전력거래의 해지를 요청하거나 직접전력거래가 해지되는 경우에는 전력거래소는 해당 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자에 대한 재정보증을 해지한다. <개정 2025.4.9.>

② 전력거래소는 본조 1항에 따라 재정보증이 해지 될 경우 보증금계좌에 예치된 보증금을 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자의 계좌로 이체한다. <개정 2025.4.9.>

제3.5.8조(연체이자 산정 및 납부) [신설 2026.10.30.] ① 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다.

연체이자 = 채무불이행 전력거래대금 × [연체발생시점의 금융기관 대출평균금리(한국은행 경제통계시스템상의 가장 최근에 발표된 예금은행 신규취급액 기준 대출금리를 말한다)] × 연체기간/365일

② 전력거래소는 채무불이행금과 이자에 대해 회원사에게 통지 후 지급하며, 「국고금 관리법」제47조에 따라 10원 미만은 절사한다.

제4장 계량과 정산 및 결제

제1절 계량

제4.1.1조(계량설비의 설치 및 변압기 손실보정) ① 전기사업자 및 직접구매자는 시간대별 전력량을 계량하기 위하여 별표 7에 따라 계량설비를 계량점에 설치하고 유지·관리하여야 하며, 20MW를 초과하는 발전기, 전기저장장치 및 중앙계약전기저장장치, 배전사업자의 경우 20MVA를 초과하는 변압기, 직접구매자의 경우 30MVA 이상의 변압기에 비교계량설비를 설치하여야 한다. <개정 2007.12.27., 2016.5.12., 2025.10.1.>

② 구역전기사업자는 송전용 전력량계와 수전용 전력량계는 별도로 설치하여야 하며 변성기는 공용할 수 있다. 또한, 중앙급전 구역전기발전기와 2025년 1월 1일 이후로 전기사업의 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자의 구역전기발전기는 시간대별 발전량을 계량할 수 있는 발전량 계량설비를 제1항에 따라 설치하여야 한다. [신설 2005.1.21.] <개정 2019.1.2., 2025.1.8.>

③ 전기사업자 및 직접구매자의 계량설비가 계량점이 아닌 장소에 설치된 경우에는 시간대별 변압기손실량과 선로손실량을 다음 산식에 따라 보정한다.

변압기손실량(㎾h) = 무부하손실량(㎾h) + [변압기 부하량(㎾h) / (변압기 정격용량(kVA)×부하역률×1h)]^2 × 정격부하손실량(㎾h)

선로손실량(㎾h) = [선로전력량(kWh) / (선로정격용량(kVA) × 부하역률 × 1h)]^2 × 정격선로손실량(㎾h)

정격선로손실량(㎾h) = 3 x 1상 선로의 저항(Ω) x 1상 선로의 정격전류(kA)^2 x 1h

④ 기타 계량설비 설치가 필요한 전기사업자는 별표 7에 따라 계량설비를 계량점에 설치하고 유지·관리하여야 한다. [신설 2015.9.30.]

제4.1.2조(계량데이터 취득 및 처리) ① 전력거래소는 전기사업자 및 직접구매자로부터 계량설비의 계량데이터를 전송받아 계량시스템의 데이터베이스에 저장하고 유지·관리하여야 한다.

② 전기사업자는 제1항의 규정에 의한 계량데이터의 전송을 위하여 별표 7에 따라 계량시스템과 연결되도록 통신회선 구축 등 필요한 조치를 하여야 한다.

③ 발전사업자가 전력량계 고장 등의 원인에 의하여 계량데이터를 전송하지 못한 경우에는 별표 7에 따르되 송전단 전력량은 다음 산식에 따라 계산한다.

송전단 전력량 = 발전단전력량 - 변압기 손실전력량 - 소내소비전력량 <개정 2005.10.10>

④ 배전사업자 또는 직접구매자가 전력량계 고장 등의 원인에 의하여 계량데이

터를 전송하지 못한 경우에는 전력거래가 정상적으로 이루어진 최근 10일의 평균 거래량으로 계량데이터를 산정한다. 다만, 공휴일과 근무일은 구분하여 산정한다. <개정 2005.1.21>

⑤ 발전사업자의 경우에 제3항의 규정에도 불구하고 모든 전력량계가 고장 또는 기타 원인으로 동작하지 않을 때에는 전력거래소는 다음의 우선순위에 따라 계량데이터를 작성한다.

1. 계통운영시스템(EMS)의 발전소 상대단 전력소(변전소) 인입 전력 <개정 2010.6.30>
2. 지역급전시스템(SCADA)의 발전소 상대단 전력소(변전소) 인입 전력
3. 발전소 운영 및 기록 자료
4. 기타 자료

⑥ 구역전기사업자의 역송전력 및 발전량 계량에 관한 사항은 이 절 중 발전사업자에 관련된 규정을 따르며, 수전전력 계량에 관한 사항은 이 절 중 배전사업자에 관련된 규정을 따른다. [신설 2005.1.21.] <개정 2019.1.2., 2025.1.8.>

⑦ 전력거래소의 계량시스템에 저장된 계량데이터와 전기사업자 또는 직접구매자의 전력량계에 저장되어 있는 데이터가 일치하지 않는 경우에는 전력량계에 저장되어 있는 데이터를 우선한다. <항번호변경 2005.1.21>

제4.1.3조(계량설비의 시험 및 검사) ① 전기사업자 및 직접구매자는 별표 7에 따라 계량설비에 대한 시험을 실시하고, 그 결과를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 전력거래소는 전력시장의 원활한 운영을 위하여 계량설비에 대한 시험을 요청할 수 있으며, 이 경우 해당 설비를 보유한 자는 정당한 사유가 없는 한 이에 응하여야 한다.

② 전력거래소는 계량설비 시험, 봉인 및 그 외 필요하다고 판단하는 경우 계량설비의 봉인 등과 관련된 건전성 검사를 수시로 실시할 수 있다. <개정 2010.11.30., 2021.1.1., 2023.12.29.>

③ 전력거래소는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 전력거래소 회원에 대하여 전력거래소 정관 제31조 및 제32조에 따라 조치를 취할 수 있다. [신설 2023.12.29.]

1. 계량에 관한 법률에 따른 전력량계 검정을 받지 아니한 전력량계를 전력시장에서 사용한 자
2. 제1항의 규정에 따른 계량설비에 대한 시험을 받지 아니한 전력량계를 전력시장에서 사용한 자

제4.1.4조(계량등록부의 기재) ① 전력거래소는 계량데이터의 유효성과 정확도를 검증하기 위하여 전기사업자 및 직접구매자로부터 계량설비에 관한 세부사항을

제출받아 계량등록부에 기록하고 관리하여야 하며, 계량등록부에 기재되어야 할 사항은 별표 7과 같다.

② 전력거래소는 계량등록부의 기재내용과 계량설비의 제원이 일치하지 아니하는 경우에는 해당 전기사업자 및 직접구매자에게 이에 대한 시정을 요청하여야 하며, 이 경우 요청을 받은 자는 정당한 사유가 없는 한 지체없이 응하여야 한다.

③ 전력거래소의 회원은 계량설비에 관한 계량등록부를 열람할 수 있다.

제4.1.5조(계량설비의 봉인 또는 봉인해제) ① 전력거래소는 계량데이터의 공정성을 보장하기 위하여 계량설비에 대한 봉인을 실시하여야 하며, 필요한 경우 봉인해제를 할 수 있다.

② 전기사업자 및 직접구매자는 제1항의 규정에 의한 봉인해제 또는 봉인이 필요한 경우에는 전력거래소에 사전 요청하여야 하며, 봉인이 필요한 경우 전기사업자 간 체결한 송·배전용전기설비 이용계약서(이하 "이용계약서")를 제출하여야 한다. 단, 발전사업자가 비계통연계 직접전력거래를 목적으로 송·배전용전기설비를 이용하지 않는 경우에는 이용계약서의 제출을 면제할 수 있다. <개정 2018.8.2., 2022.11.30.>

③ 전기사업자 및 직접구매자는 위험·가압설비에 봉인이 필요한 경우에는 관련설비의 휴전 등 사전에 적절한 안전조치를 취하여야 하며, 전력거래소는 이를 확인 후 봉인하여야 한다. [신설 2003.11.11.]

④ 계량설비의 최초 봉인이 완료되면 전력거래소는 계량설비 검사 및 봉인완료 통지서를 발급한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2023.12.29.>

제4.1.6조(안전성 확보를 위한 암호) ① <삭제 2019.12.13.>

② <삭제 2019.12.13.>

제4.1.7조(계량설비의 변수 및 설정 데이터변경) ① 전기사업자 및 직접구매자는 전력거래소의 승인을 얻어 계량설비의 변수 및 설정된 데이터를 변경할 수 있으며, 변경 사항을 전력거래소에 지체없이 통지하여야 한다.

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 통보 받은 내용을 계량등록부에 기재하고 계량 데이터베이스의 내용을 수정, 기록관리 하여야 한다.

제4.1.8조(계량시각의 일치) 전력거래소는 계량시각의 일치를 위하여 위치표정장치(GPS : Global Positioning System)를 운영하여야 한다.

제4.1.9조(자가용전기설비설치자의 계량) ① 법 제31조 제2항 단서의 규정에 의하여

전력을 거래하는 자가용 전기설비를 설치한 자는 동법 시행령 제19조 제2항을 준수하여야 하며, 계량에 관한 사항은 발전사업자에 따른다. 다만, 자가용전기설비의 총 생산량을 계량하기 위한 설비는 제4.1.1조 제1항에도 불구하고 비교계량기 설치 대상에서 제외한다. <개정 2022.12.27.>

② 전기사업법 시행령 제19조 제2항 제2호에 따라 태양광 설비 외의 설비를 설치한 자가 전력을 거래하는 경우 전력거래 허용한도 준수 여부를 전력거래소로부터 확인받기 위하여 총 생산량을 계량하기 위한 설비와 전력거래량을 계량하기 위한 설비를 별표7에 따라 각각 구분 시설하고 유지·관리하여야 한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2017.12.29., 2022.12.27., 2025.8.6.>

③ 전력거래소는 전기사업법 시행령 제19조 제2항 제2호에 따라 태양광 설비 외의 자가용전기설비를 설치한 자가 전력을 거래하는 경우 전력거래 허용한도 준수 여부를 연 2회 이상 확인 점검하여야 한다. 단, 전력공급예비력 부족 등으로 전력거래소의 급전지시에 의해 발전한 전력량은 전력거래 비율 산정량에서 제외한다. [신설 2012.12.31] <개정 2017.12.29., 2025.8.6.>

제4.1.10조(직접전력거래비율을 적용하는 발전기의 계량) 전력거래소는 제1.2.4조 제5항에 따라 직접전력거래비율을 적용하는 발전기에 대한 시간대별 거래량을 다음과 같이 산정한다. [신설 2022.12.27.]

1. 직접전력거래대상 설비용량에 해당하는 거래량은 발전기의 전체 설비용량에서 생산되는 모든 시간대별 거래량에 동일한 직접전력거래비율을 곱하여 산정할 것
2. 전력시장거래대상 설비용량에 해당하는 거래량은 발전기의 전체 설비용량에서 생산되는 모든 시간대별 거래량에서 제1호에 따라 직접전력거래로 공급되는 거래량을 제외하고 산정할 것

제4.1.11조(계량 세부사항) <조 번호 변경 2022.12.27.> 이 절에서 정하지 않은 계량에 관한 세부사항은 별표 7에 따른다.

제4.1.12조(비계통연계 직접전력거래 발전사업자의 계량) <조 번호 변경 2022.12.27.> 비계통연계 직접전력거래를 목적으로 발전설비를 설치한 자의 계량에 관한 사항은 발전사업자에 따른다. 단, 계량설비의 설치 위치는 발전설비가 생산한 전력이 발전소 소비전력으로 사용된 후 전기사용자에게 공급할 수 있도록 발전사업자 전기설비와 전기사용자 전기설비가 최초로 연결되는 지점으로 하며, 기타 부득이한 사유가 있는 경우에는 발전사업자, 전기사용자, 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자 및 전력거래소 간 합의에 따른다. [신설 2022.11.30.] <개정 2025.4.9.>

제4.1.13조(재생에너지전기저장판매사업자의 계량) [신설 2025.4.9.] 재생에너지전기저장판매사업자의 직접전력거래를 목적으로 전기저장장치를 설치한 자의 계량에 관한 사항은 발전사업자에 따른다. 단, 기타 부득이한 사유가 있는 경우에는 발전사업자, 전기사용자, 재생에너지전기저장판매사업자 및 전력거래소 간 합의에 따른다.

제2절 정 산

제1관 발전사업자에 대한 정산

제4.2.1.1조(전력량 등에 대한 지급금 정산) 전력거래소는 다음 각호의 내용을 고려하여 별표 2에 따라 정산한다. <개정 2006.12.26., 2021.1.1.>

1. 실제 계량된 전력량에 대한 정산금 <개정 2021.1.1>
2. 급전지시에 의해 발전하였으나 연료비 손실이 발생 하였을 경우에 변동비에 대한 정산금 <개정 2021.1.1>
3. 하루전발전계획에 포함되었으나 급전지시에 의해 발전하지 않은 전력량에 대한 정산금 <개정 2021.1.1>
4. <삭제 2021.1.1>
5. 거래일의 하루전발전계획에 포함된 기동횟수와 실제 운영에서의 기동횟수간 차이 발생분
6. <삭제 2021.1.1>
7. 전력수급상 LNG를 연료로 사용하는 발전기가 LNG 공급의 부족으로 대체연료를 사용하는 경우
8. 급전지시에 의하여 기동대기만 하고 계통에 연결하지 못한 발전기의 기동비용
9. 자기발전기의 사유로 급전지시에 순응하지 못한 경우
10. LNG를 연료로 사용하는 발전기의 약정물량 허용오차 초과로 부가금이 발생한 경우 [신설 2009.12.31.]
11. 화력발전에 대한 지역자원시설세 정산금 [신설 2016.5.12.]
12. 구역전기발전기 역송전력량(송전단 기준)

단, 2025년 1월 1일 이후로 전기사업의 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자의 경우 발전량 대비 역송전력량의 비율에 따라 차등금액을 정산한다. [신설 2019.1.2.] <개정 2025.1.8.>

13. 기타 정산기준에서 정한 사항 <호번호 변경 2009.12.31., 2016.5.12., 2019.1.2.>
14.「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」제

3조 제22호의 고정가격계약을 체결한 경우 [신설 2022.12.27.]

제4.2.1.2조(공급가능용량에 대한 지급금 정산) ① 전력거래소는 발전사업자가 입찰한 공급가능용량에 대하여 별표 2에 따라 정산한다. <개정 2008.10.31>

② 제1항의 규정에도 불구하고 제2.1.1.1조 제6항에 의하여 제출한 상업운전 예정일과 실제 상업운전 개시일이 다를 경우 다음 표의 조건에 해당하는 적용 발전기는 제출된 상업운전 예정일 1일전까지 공급가능용량에 대한 정산금은 지급하지 않는다. 단, 전력거래소 요청에 의해 상업운전개시일이 제출한 예정일보다 앞당겨지는 경우에는 정산금을 지급한다. <개정 2006.12.26., 2008.10.31., 2017.12.29.>

조건	적용대상
제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하 시현기간이 하계인 경우	당해연도 7월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 7월1일 이전에 개시하는 발전기
제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하 시현기간이 동계인 경우	당해연도 12월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 12월1일 이전에 개시하는 발전기

③ 중앙급전 구역전기발전기가 입찰한 구역수요 초과 공급가능용량이 실제 가능용량 대비 허용오차를 초과할 경우에는, 별표 2에 따라 해당시간 초과입찰량의 최대 2배에 해당하는 금액을 구역수요 초과 공급가능용량 정산금에서 차감하여 정산한다. [신설 2019.1.2.]

제4.2.1.3조(보조서비스 정산) ① 전력거래소는 발전사업자가 제공한 다음 각호의 보조서비스에 대하여 별표 2에 따라 정산하며, 속응성자원은 3차주파수제어서비스에 포함하여 정산한다.

1. 1차주파수제어서비스 <개정 2021.1.1>
   가. <삭제 2019.12.13>
   나. <삭제 2019.12.13.>
   다. 1차 예비력 [신설 2021.1.1]
2. 2차주파수제어서비스 <개정 2021.1.1>
   가. 주파수제어예비력 <호번호 변경 2021.1.1>
   나. 2차예비력 [신설 2021.1.1]
3. 3차주파수제어서비스 <개정 2021.1.1>
   가. 3차예비력 <호번호 변경 2021.1.1>
   나. 속응성자원 <호번호 변경 2021.1.1>
4. <삭제 2021.1.1>

5. 예비력용량가치 <번호 변경 2019.12.13.> <개정 2021.12.28.>
6. 자체기동 [신설 2021.12.28.]
7. 기타 정산기준에 정한 사항 <번호 변경 2019.12.13., 2021.12.28.>

② 전력거래소는 제1항 제1호 및 제2호의 정산단가 산정시 송전사업자의 전기저장장치가 제공한 보조서비스량을 고려하여야 하며, 중앙급전전기저장장치의 보조서비스 적용기준은 별표19를 따른다. [신설 2015.5.7.] <개정 2019.12.13., 2022.12.27.>

[본조신설 2006.9.14.] <개정 2021.1.1>

제4.2.1.3조의2(비상대기예비력에 대한 정산) 전력거래소는 발전사업자가 입찰한 비상대기예비력에 대해 별표 2에 따라 정산한다. [신설 2020.12.1]

제4.2.1.4조(배출권거래비용에 대한 지급금 정산) ① <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

② <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

③ <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

제4.2.1.5조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) ① 채무불이행 등의 사유로 발전사업자에게 지급할 전력거래대금보다 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자가 전력거래소에 지급한 전력거래대금이 적은 경우에는 제4.3.6조의2의 예비계좌에서 인출한 예치금으로 부족분을 충당하여 발전사업자에게 우선 지급한다. 단, 예비계좌 예치금이 전력거래대금 부족분보다 적은 경우에는 다음과 같이 각 발전사업자별로 거래대금을 산정하여 결제한다.

발전사업자의 할인된 거래대금 = (구매자가 지불한 총거래대금 + 예비계좌 사용금액) × 해당 결제일에 각 발전사업자가 받아야 할 거래대금 / 해당 결제일의 전력시장 총거래대금 <개정 2005.1.21., 2020.7.8.>

② 채무불이행된 거래대금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 발전사업자가 원래 지급받아야할 거래대금에서 전력거래대금, 지연에 따른 이자 순으로 조정하여 지급한다. <조문번호변경 2006.9.14.> <조번호 변경 2015.3.17.>

③ 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자가 채무불이행 거래대금과 지연이자를 지급하고자 할 때, 이를 지급 예정일 2영업일 전까지 공문으로 전력거래소에 통지하여야 하고, 전력거래소는 채무불이행 거래대금과 지연이자 지급을 위해 다음 각호의 조치를 이행하여야 한다. [신설 2023.9.26.]

1. 제3.1.5조, 제3.2.2.10조, 제3.3.1.8조에 따른 지급 예정 일자까지의 이자 비용을 산정하여 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 통지한다.
2. 발전사업자에게 채무불이행 금액과 이자 금액의 지급 예정 일자를 전력거래

시스템과 등록된 문자메시지로 통지한다.

3. 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 지급 예정일의 11시까지 채무불이행 금액 및 이자를 입금 요청을 하며, 입금이 되지 않을 경우 발전사업자에게 이를 통지한다.

4. 전력거래소는 결제계좌에 이체된 금액이 지급 예정일 15시까지 발전사업자 정산계좌에 이체되도록 시장은행에 지시한다.

제4.2.1.6조(고정가격계약의 전력량에 대한 정산) ① 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 발전기의 전력량에 대한 정산은 별표2 및 별표33에 따른다. <개정 2024.2.13.>

② 공급인증서 비율계약을 체결하는 경우, 해당 거래시간대 전력량 중 그 비율만큼의 전력량을 제1항에 따라 정산한다.

③ 다음 각호의 하나에 해당하는 발전기의 전력량에 대해서는 제20.2조 제1항에 따라 우선 정산하되, 공급인증서 발급을 위한 각 투입연료의 순발열량 기준 열량 비율이 확정되었을 때 시간대별 전력량에 그 비율만큼을 제1항에 따라 재정산한다.

1.「공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙」제20조 제9항 내지 제10항에 따른 바이오 및 폐기물에너지를 이용한 전력량

2.「공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙」제20조 16항에 따른 전소설비 전력량

④ 이 조에서 정하지 않은 정산 및 결제 절차에 관한 사항은 별표8에 따른다.

[본조신설 2022.12.27.]

제2관 판매사업자에 대한 정산

제4.2.2.1조(전력량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산금액은 별표2의 정산기준에 따라 계산한 전체 발전사업자의 시간대별 전력량에 대한 정산금 총액에서 직접구매자의 시간대별 전력량 정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2005.1.21., 2014.11.3., 2021.1.1.>

제4.2.2.2조(공급가능용량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 공급가능용량에 대한 정산금액은 별표 2에 따라 산정한 전체 발전사업자의 시간대별 공급가능용량 정산금 총액에서 제4.2.3.2조의 규정에 따라 산정한 직접구매자의 시간

대별 용량정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2005.1.21., 2014.11.3.>

제4.2.2.3조(부가정산금에 대한 정산) 판매사업자에게 적용하는 시간대별 부가정산금에 대한 정산금액은 발전사업자에 대한 정산기준에 따라 산정한 시간대별 부가정산금에 대한 정산금 총액(시간대별 발전정산금 총액에서 시간대별 전력량 정산금과 시간대별 가용능력 정산금을 차감한 정산금)에서 제4.2.3.3조의 규정에 따라 산정한 모든 직접구매자에 대한 시간대별 부가정산금 총액과 [별표2] 정산규정에 따라 산정한 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자(비계통연계 직접전력거래로 공급하는 경우 제외)에 대한 시간대별 직접전력거래 부가정산금 총액 및 분산에너지사업자에 대한 시간대별 전력 직접거래 부가정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2005.1.21. 2014.11.3., 2021.1.1., 2022.5.31., 2022.11.30., 2025.4.9., 2025.7.10.>

제4.2.2.4조 (배출권거래비용에 대한 정산) <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

제3관 직접구매자에 대한 정산

제4.2.3.1조(전력량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산금액은 제3.2.1.1조의 규정에서 정한 전력량가격에 직접구매자의 유효구매전력량을 곱하여 산출한 금액으로 한다. <개정 2009.06.30, 2022.11.30.>

제4.2.3.2조(용량가격에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 용량가격의 정산금액은 제3.2.1.2조의 규정에 의한 시간대별 용량가격에 직접구매자별 용량가격 적용전력과 역률조정계수를 곱하여 산출한 금액으로 한다. <개정 2021.1.1., 2021.12.28.>

제4.2.3.3조(부가정산금에 대한 정산) 직접구매자에게 적용하는 부가정산금에 대한 정산금액은 제3.2.1.3조 제2항의 규정에 의한 부가정산금 단가에 직접구매자의 시간대별 유효구매전력량을 곱하여 산출한 금액으로 한다.

제4.2.3.4(배출권거래비용에 대한 정산) <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

제4관 구역전기사업자의 전력구매에 대한 정산 [본관신설 2005.1.21]

제4.2.4.1조(전력량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산금액은 별표2의 정산기준에 따라 계산한 전체 발전사업자의 시간대별 전력량에 대한 정산금 총액에서 직접구매자의 시간대별 전력량 정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. 단, 2025년 1월 1일 이후로 전기사업의 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자의 경우 책임공급비율을 미준수하여 공급구역 내 전력수요 대비 전력시장에서 구매한 전력량의 비율에 따라 차등금액을 정산한다. <개정 2014.11.3., 2019.12.31., 2025.1.8.>

제4.2.4.2조(공급가능용량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 공급가능용량에 대한 정산금액은 별표2에 따라 산정한 전체 발전사업자의 시간대별 공급가능용량 정산금 총액에서 제4.2.3.2조의 규정에 의한 모든 직접구매자의 시간대별 용량정산금을 합한 금액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량 에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2014.11.3.>

제4.2.4.3조(부가정산금에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용하는 시간대별 부가정산금에 대한 정산금액은 발전사업자에 대한 정산기준에 따라 산정한 시간대별 부가정산금에 대한 정산금 총액(시간대별 발전정산금 총액에서 시간대별 전력량 정산금과 시간대별 가용능력 정산금을 차감한 정산금)에서 제4.2.3.3조의 규정에 따라 산정한 모든 직접구매자에 대한 시간대별 부가정산금 총액과 [별표2] 정산규정에 따라 산정한 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자(비계통연계 직접전력거래로 공급하는 경우 제외)에 대한 시간대별 직접전력거래 부가정산금 총액 및 분산에너지사업자에 대한 시간대별 전력 직접거래 부가정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2014.11.3., 2021.1.1., 2022.5.31.,

2022.11,30., 2025.4.9., 2025.7.10.>

제4.2.4.4조(배출권거래비용에 대한 정산) <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

제5관 정산 명세서 <본관번호변경 2005.1.21>

제4.2.5.1조(정산을 위한 사전조정) 전력거래소는 명백한 입찰오류 등에 대하여 정산결과를 통지하기 전에 사전조정을 할 수 있다.

제4.2.5.2조(초기정산) ① 전력거래소는 거래일로부터 2일째 되는 날 14시까지 초기정산을 위하여 필요한 거래일의 시간대별 계량데이터를 수집하여야 한다.
② 전력거래소는 거래일로부터 6일 이내에 초기정산을 하고 그 결과를 거래일로부터 9일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제4.2.5.3조(초기정산에 대한 조정신청) ① 거래당사자는 제4.2.5.2조 제2항의 규정에 의한 초기정산결과를 통지 받은 경우에, 거래일로부터 15일 이내에 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다.<개정 2007.7.23., 2019.12.13>
② 제1항의 규정에 의한 조정신청이 거래일로부터 18일 이내에 협의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다. <개정 2007.7.23, 2019.12.13>

제4.2.5.4조(최종정산) 전력거래소는 제4.2.5.3조의 규정에 의한 조정신청 처리결과를 반영하여 거래일로부터 17일 이내에 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 19일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다. <개정 2019.12.13>

제4.2.5.5조(최종정산에 대한 이의신청) ① 거래당사자는 제4.2.5.4조의 규정에 의한 최종정산결과를 통지받은 후, 거래일로부터 60일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. 단, 이의신청기간 이내에 계량기 고장 등에 의한 비정상적인 계량(과다, 과소)이 명백하고 단일건으로서 연속성이 인정되는 경우에 한하여 60일을 초과한 정산분에 대하여도 이의신청 할 수 있다. <개정 2005.1.21, 2007.7.23, 2008.10.31>
② 제1항의 규정에 의한 이의신청이 거래일로부터 85일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다. <개정 2007.7.23.>

제4.2.5.5조의2(정산정정통지) ① 전력거래소는 정산결과통지 후 발전에 대한 과다정산, 구매전력에 대한 과소정산 및 계량자료의 오류 등에 의한 명백한 정산오

류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 그 결과를 해당 거래당사자에게 통지하여야 한다.[신설 2010.11.30]

② 최종정산 이전에 정산정정통지 사유가 발생하는 경우, 최종정산과 동시에 제1항의 정산정정통지를 시행할 수 있다. [신설 2010.11.30]

③ 최종정산 통지 후 제1항의 정산정정통지가 있고 이에 대해 회원사의 이의가 있는 경우, 회원사는 통지 후 10일 이내 또는 거래일로부터 60일 이내에 이의신청을 할 수 있다. [신설 2010.11.30]

④ 제3항에 의한 이의신청이 신청 후 15일과 거래일 이후 85일이 경과할 때까지 합의되지 아니하면 제7장 제3절의 규정에 따른다. [신설 2010.11.30.]

⑤ 전력거래소는 제21.10조 제1항 제1호에 해당하는 발전기가 별표23 제7.1조에 해당하는 경우, 해당 발전기에 대해 정산을 정정하고 그 결과를 해당 거래당사자에게 통지하여야 하며, 그 밖의 절차는 제4.2.5.5조의 2 제2항 내지 제4항을 준용한다. [신설 2020.12.1]

제4.2.5.6조(재정 신청) 제4.2.5.3조 및 제4.2.5.5조의 규정에 의한 처리결과에 불복하는 경우에는 법 제57조의 규정에 따라 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다. <개정 2005.1.21>

제4.2.5.7조(거래대금의 청구) ① 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자는 별표2에 따라 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래대금을 전력거래소에 청구하여야 한다. <개정 2005.1.21>

② 전력거래소는 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자로부터 청구서를 접수받은 후 별표 2에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래 대금을 판매사업자, 발전사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 청구하여야 한다. <개정 2005. 1.21>

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 대금청구일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 거래당사자간의 합의에 따른다.

④ 제4.2.5.3조 제2항 및 제4.2.5.5조 제2항의 규정에 의한 분쟁조정절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 규정에 의한 분쟁조정결과에 따라 정산을 한다. <개정 2005.1.21.>

⑤ 전력거래소는 회원사의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사에게 청구하여야 한다. [신설 2013.10.1.]

제3절 결제 및 전력거래전담 금융기관

제4.3.1조(자금이체) ① 전력거래소는 제4.3.2조의 규정에 의한 결제금액 이체를 위하여 자금이체 설비를 갖추고 이용이 가능하도록 하여야 한다.

② 거래당사자는 전력거래 대금결제를 위하여 전력거래전담 금융기관에 제4.3.6조 제1항의 규정에 의한 정산계좌를 설정하여 이를 전력거래소에 신고하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

③ 기존에 등록된 정산계좌를 변경하고자 할 경우, 회원사는 전력거래시스템을 이용하여 온라인으로 신청하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 별표 8의 7.11.6에 따라 전력거래 대금채권을 제3자에게 채권양도한 회원사의 경우, 별표 8에서 별도로 정한 절차에 따르며, 온라인 정산계좌 등록 및 변경에 동의하지 않은 회원사는 별지 제44-1호 서식을 사용하여 전력거래소에 신고하여야 한다. [신설 2017.12.29.] <개정 2021.1.1., 2022.12.27.>

④ 제1항의 규정에 의한 자금이체 설비를 갖출 경우, 전력거래소는 동 설비의 사용이 거래당사자의 정상적인 은행 업무에 불필요한 제한을 가하지 않도록 노력하여야 한다. <항번호변경 2017.12.29.>

제4.3.2조(거래대금 결제) ① 전력거래소와 거래당사자간 거래차수별 전력거래대금, 거래수수료, 구매수수료 및 결제수수료, 수소발전입찰시장 계약전력량 차액계약 정산금, 계약거래수수료 및 중앙계약시장 계약용량정산금 등의 결제일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 거래당사자간의 합의에 따른다. <개정 2023.8.30., 2025.10.1.>

② 판매사업자, 직접구매자, 구역전기사업자, 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자는 제1항에서 결정된 전력거래 차수별 결제일 1영업일전 15시까지 제4.3.6조 제1항의 규정에 의한 시장참여자 정산계좌에 결제금액을 입금하여야 한다. 단, 전기판매사업자가 외국환으로 결제하는 경우에는 그러하지 아니하다. <개정 2005.1.21., 2018.12.12., 2022.5.31., 2023.9.26., 2025.4.9.>

③ 전력거래소는 전력거래차수별 결제일 1영업일전에 판매사업자, 직접구매자, 구역전기사업자, 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자 정산계좌에서 거래차수별 결제금액을 제4.3.6조 제1항의 규정에 의한 전력거래소 결제계좌에 이체하도록 시장은행에게 지시하며, 전력거래소 결제계좌에 이체된 금액을 전력거래차수별 결제일 15시까지 발전사업자와 수요관리사업자 정산계좌에 이체하도록 시장은행에게 지시한다. 단, 전기판매사업자가 외국환으로 결제하는 경우에는 그러하지 아니하다. <개정 2005.1.21., 2014.11.3., 2018.12.12., 2022.5.31., 2023.9.26., 2025.4.9.>

④ 회원사는 전력거래 대금채권을 제3자에게 양도하거나 담보로 제공할 수 없다. 다만, 채권양도에 한하여 별표 8이 정하는 절차에 따라 대항요건을 갖추는 경우 그 효력을 인정한다. [신설 2017.12.29.]

⑤ 회원사에 지급하는 거래대금을 대상으로 채권양도 및 가압류, 압류 등이 진행되는 동안에는 거래대금 결제가 제한될 수 있다. [신설 2012.5.31.] <항번호변경 2017.12.29.>

⑥ 제1항의 규정에도 불구하고, 정부의 요금규제를 받는 전기판매사업자와 해당 전기판매사업자가 50%를 초과하는 지분을 소유한 발전사업자는 상호 합의를 통해 제1항에서 합의된 결제일 이외에 별도의 결제일을 지정할 수 있다. <개정 2022.4.29.> [시행일 : 2022. 5. 1.]
⑦ 제6항에 따라 결제일을 조정할 경우, 조정 가능 기간은 최대 한 차수(전력시장운영규칙 별표 8의 7.12 정산 및 결제 일정표 상의 다음 차수 결제일)로 하며, 대상 금액은 발전사업자별 해당 차수 결제금액 전액 또는 일부 금액으로 한다. 이때, 결제일의 조정은 원칙적으로 조정 해당 차수의 직전 차수 결제일까지 하되, 전기판매사업자의 사정으로 인하여 불가피한 경우에 한하여 해당차수 결제일 3영업일 전까지 결제일을 조정할 수 있다. <개정 2022.4.29.> [시행일 : 2022. 5. 1.]
⑧ 제6항과 제7항의 결제일 조정 및 조정 금액에 대한 사항은 판매사업자와 발전사업자간 사전 합의된 약정서에 따른다. <개정 2022.4.29.> [시행일 : 2022. 5. 1. 시행예정]
⑨ 전기판매사업자와 발전사업자는 제6항 내지 제8항에 따른 조정사항 일체(조정 결제일, 조정 금액 등)를 지체없이 전력거래소에 문서로 통보하여야 한다. <개정 2022.4.29.> [시행일 : 2022. 5. 1.]
⑩ 전기판매사업자가 요청하는 경우 외국환으로 결제할 수 있다. 이 경우 전기판매사업자는 전력거래 수수료를 제외한 전력거래대금의 일부 금액에 대해 해당 거래 차수, 외국환결제 원화 예상금액 등을 결제일 20일 전까지 전력거래소에 공문으로 요청하여야 한다. [신설 2023.9.26.]
⑪ 전력거래소는 제10항의 외국환 결제 요청을 받은 날로부터 5일 이내에 이를 전력거래시스템을 통해 공지하며, 외국환으로 결제를 받고자 하는 발전사업자는 공지일로부터 10일 이내에 원화 신청 금액을 전력거래시스템과 공문으로 전력거래소에 제출한다. 총 신청금액이 전기판매사업자의 외국환 결제 예상금액을 초과하는 경우, 신청금액이 큰 발전사업자부터 우선하여 결정하되 신청금액이 동일한 경우 전력거래시스템상 신청 시간 순으로 결정한다. 단, 결제 예상 외국환에 미달한 금액과 미신청한 결제금액에 대해서는 해당 차수 결제일에 원화로 지급한다. [신설 2023.9.26.]
⑫ 외국환 결제일자는 청구일을 원칙으로 한다. 전기판매사업자는 제4.3.6조 제1항 제7호의 외국환 계좌로 요청차수 청구일에 고시된 매매기준환율로 환산한 금액을 청구일의 12시 전까지 입금하며, 전력거래소는 결제계좌에 이체된 금액을 청구일 14시 전까지 발전사업자의 외국환 계좌에 이체하도록 시장은행에 지시해야 한다. 단 각 회원사별 환산한 금액의 10원 이하는 절사한다. [신설 2023.9.26.]
⑬ 전기판매사업자는 외국환 거래 요청 이후 7일 이내에 경제사정의 급격한 변

동 등의 사유로 외국환 거래 취소를 요청할 수 있다. [신설 2023.9.26.]

제4.3.3조(송전요금 결제) <삭제 2010.11.30>

제4.3.4조(전력거래전담 금융기관의 지정) ① 전력거래소는 제4.3.1조의 규정에 의한 자금이체, 제4.3.2조의 규정에 의한 거래대금 결제 및 이를 위한 설비를 관리하기 위하여 전력거래전담 금융기관(이하 "시장은행"이라 한다)을 지정하여야 한다. <개정 2010.11.30>

② 시장은행은 이 규칙에서 규정한 거래대금의 결제에 관한 업무를 엄격히 수행하는 책임을 진다.

③ 시장은행의 업무에는 다음 각호의 사항이 포함된다.

1. 시장은행계좌의 제공 및 관리
2. 전력거래소의 지시에 따른 시장은행계좌간 자금이체

제4.3.5조(약정체결) ① 전력거래소는 제4.3.4조 제2항 및 제3항의 규정에 의한 업무수행을 위한 세부적인 사항에 관하여 시장은행과 별도의 약정을 체결할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의한 약정에는 다음 각호의 사항이 포함되어야 한다.

1. 시장은행이 준수하여야 할 사항 및 이를 위반하였을 경우의 조치에 관한 사항
2. 전력시장의 자금이체 및 거래대금 결제에 관한 세부적인 사항
3. 전력시장 운영 및 시장참여자에 대한 지원에 관한 사항

제4.3.6조(시장은행 계좌 등록 및 변경) <본조 제목 변경 2022.12.27.> ① 시장은행계좌는 다음 각호의 은행계좌로 구성된다. <개정 2025.8.6.>.

1. 전력거래소 결제계좌
2. 개별 시장참여자에 대한 시장참여자 정산계좌
3. 전력거래소 전력거래수수료, 연회비, 수소발전입찰시장 계약거래수수료 계좌 <개정 2010.11.30., 2023.8.30., 2025.4.9.>
4. 직접구매자, 분산에너지사업자, 구역전기사업자, 재생에너지전기공급사업자, 재생에너지전기저장판매사업자 및 소규모전력중개사업자 현금 재정보증 계좌 <개정 2005.1.21., 2025.7.10., 2025.11.12.>
5. 채무불이행 대비 전력거래대금 예비계좌 [신설 2020.7.8.]
6. 직접전력거래 부가정산금 정산계좌 [신설 2022.5.31.] <개정 2025.4.9.>
7. 전력거래소 시장은행 외국환 결제계좌 [신설 2023.9.26.]
8. 시장참여자 시장은행 외국환 정산계좌 [신설 2023.9.26.]
9. 수소발전입찰시장 차액계약정산금 결제계좌 [신설 2025.8.6.]
10. 수소발전입찰시장 차액계약정산금 정산계좌 [신설 2024.2.28.] <호번호 변경

2025.8.6.>

11. 분산에너지사업자에 대한 전력 직접거래 부가정산금 정산계좌 [신설 2025.7.10.] <호번호 변경 2025.8.6.>

12. 중앙계약전기저장장치 계약용량정산금 결제계좌 [신설 2026.7.24.]

13. 중앙계약전기저장장치 계약용량정산금 수수료 계좌 [신설 2026.7.24.]

② 각 계좌별 인출권한은 다음 표에서 정한 기준에 따른다. <개정 2003.5.7., 2005.1.21., 2020.7.8., 2022.5.31., 2023.06.30., 2023.9.26., 2024.2.28., 2025.4.9., 2025.7.10., 2025.8.6., 2025.11.12., 2026.7.24.>

구 분	계 좌 수	인 출 권 한
전력거래소 결제계좌	1개	전력거래소
전력거래소 외국환 결제계좌	1개	전력거래소
시장참여자 정산계좌	시장참여자별 각1개	전력거래소(판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자 정산계좌로부터의 인출에 한함), 시장참여자
시장참여자 외국환 정산계좌	별도로 합의된 시장참여자별 각1개	전력거래소 및 별도로 합의된 시장참여자
전력거래소 수수료계좌	1개	전력거래소
직접구매자, 분산에너지사업자, 구역전기사업자, 재생에너지전기공급사업자, 재생에너지전기저장판매사업자 및 소규모전력중개사업자 보증금계좌	직접구매자, 분산에너지사업자, 구역전기사업자, 재생에너지전기공급사업자, 재생에너지전기저장판매사업자 및 소규모전력중개사업자별 각1개	전력거래소
채무불이행 대비 전력거래대금 예비계좌	1개	전력거래소
직접전력거래 정산계좌	재생에너지 전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장 판매사업자별 각 1개	전력거래소(재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자 정산계좌로부터의 인출에 한함), 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자
전력 직접거래 정산계좌	분산에너지사업자별 각 1개	전력거래소(분산에너지사업자 정산계좌로부터의 인출에 한함), 분산에너지사업자
수소발전입찰시장 차액계약정산계좌	시장참여자별 각 1개	전력거래소(판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자 정산계좌로부터의 인출에 한함), 시장참여자
수소발전입찰시장 차액계약결제계좌	1개	전력거래소
중앙계약전기저장장치 계약용량정산금 결제계좌	1개	전력거래소
중앙계약전기저장장치 계약용량정산금 수수료계좌	1개	전력거래소

③ 제1항 제2호에 해당하는 계좌를 시장참여자별 각1개로 한다는 제2항의 규정에도 불구하고, 복수의 발전기를 보유한 발전사업자가 별표8의 7.11.6에 따라 전부 또는 일부 발전기의 전력거래 대금채권을 제3자에게 채권양도한 경우 복수의 정산계좌를 지정할 수 있다. 단, 모든 발전기의 전력거래 대금채권을 단일의 제3자에게 채권양도한 경우에는 그러하지 아니한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2025.11.12.>

1. <호삭제 2025.11.12.>
2. <호삭제 2025.11.12.>

④ 제1항 제2호의 시장참여자 정산계좌 등록 및 변경 서류는 다음 각 호와 같으며, 최초 등록서류는 제1.2.3조(등록 신청서류)에 따른 서류 제출 시 제출함을 원칙으로 한다. [신설 2022.12.27.]

1. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증
2. 사업자 인감증명서(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출한다) 또는 본인서명사실확인서(개인사업자인 경우에 한함) <개정 2025.8.6.>
3. 시장은행 통장 사본(단, 별표8 5.21 제1호, 제2호의 경우 타 금융기관 계좌 인정)
4. 사용인감계(제2호와 제3호의 날인이 다를 경우에 한함)

⑤ 제4항 제3호에 따른 통장 사본의 인정은 다음 표에서 정한 바에 따른다. [신설 2022.12.27]

구분	예금주	통장 날인
법인사업자	법인 명의	법인 인감 또는 법인 사용인감
개인사업자	사업체 또는 사업자(대표자) 명의	사업자 인감(서명) 또는 사업자 사용인감(서명)
지자체 등 비법인단체	단체 명의 원칙 (단체 명의로 개설이 불가능한 경우 별도 법적 해석에 따름)	관인 또는 단체 인감

⑥ 제1.2.3조에 따른 판매사업자, 발전사업자, 구역전기사업자, 직접구매자, 중개사업자, 분산에너지사업자, 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자의 경우 정산계좌 변경은 별표8의 7.11의 규정을 따른다. <개정 2022.5.31., 2025.4.9., 2025.7.10.> <항번호 변경 2022.12.27.>

제4.3.6조의2(예비계좌) [신설 2020.7.8.] ① 전력거래소는 구역전기사업자, 직접구매자, 재생에너지전기공급사업자, 재생에너지전기저장판매사업자의 채무불이행 등으로 인하여 발전사업자, 수요관리사업자, 제15.1.1조 제5호의 중앙계약공급자에게 지급할 전력거래대금 등이 부족한 경우, 발전사업자, 수요관리사업자, 중앙계약공급자에 대한 전력거래대금 등을 우선 지급할 목적으로 예비계좌를 설정할 수 있다. <개정 2024.8.1., 2024.10.29., 2026.4.28.>

② 예비계좌에 예치할 금액은 구역전기사업자 등의 과거 결제금액을 고려하여 전력거래소가 별도로 정하는 바에 따른다.

③ 채무불이행 등의 사유로 발전사업자, 수요관리사업자, 중앙계약공급자에게 지급할 전력거래대금 등이 부족하게 된 경우, 별표8 붙임2의 결제업무 흐름도에 따른다. <개정 2024.8.1., 2024.10.29.>

④ 예비계좌에서 차감된 금액은 채무불이행 사업자의 재정보증 회수액 등으로 보충한다. 다만 재정보증 회수액이 예비계좌 사용액 미만인 경우 부족액은 제4.2.1.5조, 제12.6.1.4조, 제15.3.4조에 따라 발전사업자, 수요관리사업자, 중앙계약공급자가 부담한 손실부담액을 통해 보충한다. <개정 2024.8.1., 2024.10.29., 2026.7.24.>

제4.3.7조(시장은행의 지정해지) 전력거래소는 시장은행이 다음 각호의 1의 경우에는 그 지정을 해지할 수 있다.

1. 규칙에서 정한 시장은행의 책무를 이행하지 아니한 경우
2. 전력거래소와 시장은행간에 체결한 약정에 대한 중대한 위반행위를 한 경우
3. 시장은행으로 지정된 금융기관이 시장은행으로서의 임무를 정상적으로 수행할 수 없는 것으로 판명되는 경우
4. 전력거래소와 지정된 금융기관 쌍방이 시장은행의 지정해지를 합의한 경우

제4.3.8조(청문) ① 전력거래소는 제4.3.7조 제1호 내지 제3호의 규정에 의하여 시장은행의 지정을 해지하고자 하는 경우에는 청문을 실시하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 청문에 관한 구체적인 사항은 전력거래소에서 별도로 정한다.

제4.3.9조(정산 및 결제 세부절차) 제2절 및 제3절에서 정하지 않은 정산 및 결제에 관한 세부사항은 별표8에 따른다.

제5장 전력계통 운영

제1절 발전계획 <본절명칭변경 2006.9.14., 2021.1.1>

제5.1.1조(하루전발전계획의 수립) ① 전력거래소는 거래일의 계통한계가격과 자원의 발전계획량을 산출하기 위하여 총 발전비용 및 수요감축비용 최소화를 목적으로 하는 하루전발전계획을 수립한다. 제2.1.1.3조의 발전비용자료, 제2.3.1조부터 제2.3.4조의 입찰자료, 제12.4.2.2조 제1항 제1호의 수요반응자원 입찰자료, 제2.3.5조의 전력수요예측자료, 제12.4.2.8조 제1항 제2호 가, 나 목의 수요반응자원 감축계획량, 비중앙급전발전기 발전실적, 발전기별 정적손실계수 및 다음 각 호를 고려하여 수립한다. <개정 2006.12.26., 2019.12.31., 2020.12.1., 2021.1.1., 2021.9.18., 2021.12.28., 2022.6.30., 2025.11.12., 2026.4.28.>

1. 별표3 1.2.2의 운영예비력 및 별표3 1.2.4.1의 하향주파수예비력 <개정 2023.9.26.>
2. 하루전발전계획 송전제약 검토서(단, 비중앙급전발전기 설비요건(신뢰도 고시 기준 등) 미비로 인한 추가예비력 및 양수펌핑은 제외) <개정 2022.12.27.>
3. 수력 및 양수발전기의 발전계획량, 중앙급전전기저장장치의 방전계획량과 양수발전기의 양수계획량, 중앙급전전기저장장치의 충전계획량은 전력계통의 신뢰성을 고려하여 조정 <개정 2011.12.2., 2016.5.12.>, <번호변경 및 개정 2022.6.30.>
4. 미분기를 사용하는 석탄발전기의 경우 미분기 동작 특성을 고려한 출력증가율 및 출력감소율 [신설 2025.11.12.]

② 제1항에 관한 세부사항은 별표9를 따른다. <개정 2014.11.3., 2021.1.1., 2022.6.30.>

③ 전력거래소는 제1항의 운영예비력 수준을 고려시 송전사업자의 전기저장장치에 의한 1차예비력을 반영하여 발전계획을 수립하여야 한다. [신설 2015.5.7.] <개정 2021.1.1., 2022.6.30., 2022.12.27.>

④ 송전사업자는 별표 4의 전자입찰시스템 또는 별지 서식 제31호의4 및 제33호의4에 따른 전기저장장치의 1차주파수제어서비스 제공가능여부와 별지서식 제31호의5, 제33호의5, 제31호의9, 제33호의8에 따른 제1항 제2호의 하루전발전계획 송전제약검토서에 기재된 FACTS 설비의 운전가능여부 및 계통안정화용 전기저장장치 운전 가능여부를 거래일 전일 11시까지 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2015.5.7.] <개정 2022.6.30., 2022.12.27., 2025.2.11., 2025.8.6.>

⑤ [신설 2021.1.1.] <삭제 2022.6.30.>

⑥ [신설 2021.1.1.] <삭제 2022.6.30.>

제5.1.2조(하루전발전계획의 통지) ① 전력거래소는 제5.1.1조에 의한 하루전발전계

획의 결과를 거래전일 17시까지 해당 발전사업자 및 송전사업자에게 통지함을 원칙으로 한다. 다만, 거래일이 휴일 및 연휴이거나, 시스템 장애 등 부득이한 경우 별표 9에 따라 24시까지 통지할 수 있다. <개정 2015.5.7., 2021.1.1., 2021.12.28., 2022.6.30.>

② 제1항의 규정에 의한 통지는 다음 각 호와 같다.

1. 해당 발전기, 전기저장장치의 하루전발전계획
2. 해당 발전기, 전기저장장치의 하루전예비력계획(주파수제어예비력, 1차예비력, 2차예비력, 운전상태 3차예비력, 하향주파수예비력을 공개하되, 정지상태 3차예비력, 하향예비력 및 속응성자원은 신뢰도발전계획에서 통지) <개정 2023.9.26.>
3. 해당 발전기, 전기저장장치의 가격결정제외사유(송전제약: 계통운영발전기표시기, 발전기 자기제약: 비한계발전기표시기)
4. 하루전발전계획 송전제약검토서
5. 전체 하루전예비력계획
6. 7.1.8의 비중앙급전자원 입력자료
7. 7.4.3의 양수발전기 입력자료
8. 기타 통지가 필요한 사항

<본항개정 2016.5.12., 2022.6.30.>

③ 제2항 외에 다음 각 호의 사항은 거래일로부터 2일 후 11시 30분까지 발전사업자에게 통지하는 것을 원칙으로 한다. [신설 2022.6.30.]

1. 전체 발전기, 전기저장장치의 시간대별 총 하한, 고정, 상한제약 입찰량 합계

④ 제2항 내지 제3항 이외의 발전계획에 관한 정보공개는 제8.2.3.7조에 따른다. 다만, 전기사업자의 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있거나, 전력계통의 취약성 정보 등 국가안보 및 국민안전과 관련된 정보는 공개하지 않는다. [신설 2021.1.1.] <항번호변경 및 개정 2022.6.30.>

제5.1.3조(신뢰도발전계획의 수립 및 통지) ① 전력거래소는 안정적인 실시간 계통운영을 효율적으로 수행하기 위하여 하루전발전계획 통지 이후 다음 각 호의 계통운영 여건의 변동상황을 추가적으로 고려하여 신뢰도발전계획을 수립할 수 있다. <개정 2021.1.1., 2021.12.28., 2022.6.30.>

1. 중앙급전발전기의 고장이나 공급가능용량의 변경
2. 예상하지 못한 송변전설비의 장애 <개정 2021.1.1.>
3. 예측수요의 변화 <개정 2022.6.30.>
4. 수시변동성 등 고려되지 않은 제약 반영 [신설 2021.12.28.] <개정 2022.6.30.>
5. 기타 안정적 실시간 계통운영을 위해 발전계획의 수정을 필요로 하는 중요한 사안의 발생 <개정 2021.1.1., 2022.6.30.> <호번호 변경 2021.12.28.>

② 전력거래소는 제1항 각호의 규정에 의한 발전계획을 변경시 일간발전계획 프로그램을 이용하기 위한 시간부족 등 긴급한 상황에서는 별표 11에 따른다. <개정 2021.1.1>

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 발전계획이 변경될 경우에는 제5.1.2조 제2항의 제1호 및 제2호에 준하는 사항을 해당 발전사업자 및 송전사업자에게 즉시 통지하여야 한다. <개정 2015.5.7., 2021.1.1., 2022.6.30.>

④ 제1항 내지 제3항 이외의 발전계획에 관한 정보공개는 제8.2.3.7조에 따른다. 다만 전기사업자의 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있거나, 전력계통의 취약성 정보 등 국가안보 및 국민안전과 관련된 정보는 공개하지 않는다. [신설 2021.1.1.]

⑤ 제1항에 관한 세부사항은 별표9를 따른다. [신설 2022.6.30.]

제5.1.4조(운영예비력 저하 또는 저하예상 시 조치) ① 공급능력의 안정적 확보를 위해 운영예비력 수준이 제3항의 규정에 해당될 경우에는 해당 조치사항 등을 기후에너지환경부장관, 전기사업자, 자가용전기설비설치자 및 분산에너지사업자에게 통보하여야 한다. 다만 공급예비력(운영예비력)이 제3항의 “준비단계” 혹은 “관심단계”에 해당될 경우에는 전력거래소가 공급예비력(운영예비력) 수준과 조치사항의 경제적 비용, 지속시간 및 시행준비 시간 등을 고려하여 조치사항을 선택하고 협의·조정·시행할 수 있다. <개정 2011.6.30, 2011.12.2., 2012.12.3., 2014.11.3., 2025.2.11., 2025.7.10., 2026.1.28.>

② 제1항에 따라 통보받은 전기사업자, 자가용전기설비설치자 및 분산에너지사업자는 운영예비력 저하를 해소하기 위하여 별도의 행위를 한 때에는 이를 즉시 전력거래소에 통지하여야 한다. <개정 2011.6.30., 2011.12.2., 2014.11.3., 2025.2.11., 2025.7.10.>

③ 전기사업자, 자가용전기설비설치자 및 분산에너지사업자는 운영예비력 저하가 예상되는 경우에 경보수준에 따라 아래의 조치사항을 수행하기 위해 협조하여야 하며, 전력거래소는 전력공급의 안정을 위해 전력계통이 별표 3의 범위를 유지하지 못할 것으로 예상될 경우에는 별표 12에 따라 조치하여야 한다. <개정 2011.6.30, 2011.12.2., 2012.5.31., 2012.12.3., 2014.11.3., 2019.1.2., 2019.12.13., 2021.9.18. 2025.1.8., 2025.2.11., 2025.7.10.>

<예비력, 경보수준 및 필요 조치사항>

<table>
<tr><th>예비력
(MW)</th><th>경보
수준</th><th>필요 조치사항</th><th>구분</th></tr>
<tr><td>4,500이상
5,500미만</td><td>준비
(경보수준
아님)</td><td rowspan="2">ㅇ<삭제 2025.2.11.>
ㅇ계획중인 발전기 정지일정 조정, 시운전발전기 시험일정 조정으로 공급능력 확보
ㅇ발전기별 공급가능용량 재검토 및 기동시 장시간 소요발전기 상태 파악
ㅇ운전상태 유지를 위한 기동가능한 모든 발전기 가동(중앙급전발전기)
ㅇ모든 중앙급전 구역전기 발전기 및 중앙급전 분산특구발전기의 입찰 공급가능용량 전량 급전지시
ㅇ비중앙급전발전기 및 비중앙급전 구역전기사업자 등 가동 준비·지시
ㅇ전기품질 유지범위 내 배전용변압기 TAP 수동운전 전환 및 조정(1단계 2.5%, 2단계 5.0%)
ㅇ<삭제 2021.9.18.>
ㅇ전력수급대책 기구 구성·운영
ㅇ수급경보 “관심” 발령</td><td>공
급
예
비
력</td></tr>
<tr><td>3,500이상
4,500미만</td><td>관심
(Blue)</td><td>운
영
예
비
력</td></tr>
<tr><td>2,500이상
3,500미만</td><td>주의
(Yellow)</td><td>ㅇ수급경보 “주의” 또는 “경계” 발령
ㅇ휴전·활선작업 시행중지 및 계통복구 지시</td><td>〃</td></tr>
<tr><td>1,500이상
2,500미만</td><td>경계
(Orange)</td><td>ㅇ수요조정지원제도(긴급절전) 시행
ㅇ발전제약 완화</td><td>〃</td></tr>
<tr><td>1,500미만</td><td>심각
(Red)</td><td>ㅇ수급경보 “심각” 발령
ㅇ긴급 부하조정(부하차단)</td><td>〃</td></tr>
</table>

④ 전력거래소 또는 한전은 일간 수요예측 결과 운영예비력이 4,500㎿미만으로 예상될 경우 기후에너지환경부에 통보한 후 다음 각 호 중에 해당하는 조치를 취할 수 있다. [신설 2011.12.2.] <개정 2019.12.13., 2026.1.28.>

1. 상기 전력위기 단계별 조치 시행 준비
2. 방송사에 보도요청(한전 시행)
3. 전력예보 또는 예비경보

제5.1.6조(운영예비력) ① 전력거래소는 전력의 안정적 공급을 위하여 운영예비력의 확보기준을 검토하여 전력계통신뢰도협의회에 상정하여야 한다.

② 특수일기간 및 특수경부하기간에는 별표9에 따라 운영예비력을 추가로 확보한다.

③ 전력거래소는 전국 계통과는 별도로 제주지역에 대한 운영예비력 기준을 설정하여 운영한다.

④ 전력거래소는 운영예비력의 종류별 확보량을 실시간으로 관리하여야 한다.

⑤ 제1항 및 제3항의 운영예비력 확보기준 등에 대한 사항은 별표3에서 정한다. [본조신설 2019.12.13]

제5.1.7조(속응성자원) 전력거래소는 전력계통의 과도한 변동성에 신속하게 대응하기 위하여 속응성자원을 확보하여 운영할 수 있다. [신설 2019.12.13.]

제5.1.8조(하향예비력의 확보 및 관리) ① 전력거래소는 전력의 안정적 공급을 위하여 매년 하향예비력의 운영기준을 마련하여 제5.10.1조의 계통평가위원회에서

검토·조정할 수 있다.

② 전력거래소는 육지계통과는 별도로 제주계통에 대한 하향예비력 기준을 설정하여 운영한다.

③ 전력거래소는 하향예비력의 종류별 확보량에 계통제약(송전제약 등)을 고려하여 신뢰도발전계획 수립 및 실시간 관리하여야 한다.

④ 제1항 및 제3항의 하향예비력 확보기준 등에 대한 사항은 별표3에서 정한다.

[본조신설 2023.9.26]

제5.1.9조(하향예비력 저하 또는 저하예상시 조치) ① 전력거래소는 계통신뢰도 유지를 위해 하향예비력 수준이 [별표 3] 1.2.5.2의 “주의단계”에 이르거나 이를 것이 예상되는 경우에는 전기사업자, 소규모전력중개사업자, 자가용전기설비설치자, 직접구매자, 수요관리사업자, 분산에너지사업자 등에게 조치사항을 통보하여야 한다. 이때 전력거래소는 조치사항을 결정함에 있어 하향예비력 수준, 경제성, 기술적 이행 가능성 및 안전성, 계통기여도 등을 고려하여 각 호의 조치사항을 결정하고 협의·조정·시행할 수 있다. <개정 2024.10.8., 2025.7.10.>

1. 신뢰도 발전계획 수립결과 [별표 3] 1.2.5.2의 “주의단계”에 이르거나 이를 것이 예상되는 경우에는 [별표 9] 7.7.2의 조치에 따라 하향예비력을 추가 확보한다.
2. 제1호의 조치에도 불구하고 하향예비력 수준이 [별표 3] 1.2.5.2의 “정상단계”에 이르지 못한 경우 비중앙 급전 발전기를 대상으로 출력제어 계획을 수립한다.

② 제1항에 따라 통보받은 자는 하향예비력 저하를 해소하기 위하여 별도의 행위를 한 때에는 이를 즉시 전력거래소에 통지하여야 한다.

③ 제1항에 따라 통보받은 자는 하향예비력 확보 수준에 따른 조치사항을 수행하기 위해 협조하여야 한다.

④ <삭제 2024.10.8.>

[본조신설 2023.9.26.]

< 하향예비력 확보 수준 단계 >

단계		정상	주의	경계	심각
하향 예비력 (MW)	육지 계통	2,000MW이상	2,000MW미만 1,200MW이상	1,200MW미만 700MW이상	700MW 미만
	제주 계통	50MW이상	50MW미만 30MW이상	30MW미만 20MW이상	20MW 미만
구분		하향예비력		하향주파수예비력	

제2절 실시간급전계획 [본절신설 2006.9.14.]

제5.2.1조(실시간 급전계획 수립) <본조 제목변경 및 개정 2014.10.2.> ① 전력거래소는 계통운영시스템을 통해 실시간 급전계획을 수립해야 하며, 이를 위해 계통운영시스템의 다음 기능을 사용하여 발전기 및 전기저장장치의 유효전력을 지시할 수 있다. [신설 2014.10.2.] <개정 2016.5.12.>

1. 경제급전(Economic Dispatch)
2. 안전도제약경제급전(Security Constrained Economic Dispatch)

② 경제급전은 발전기 비용과 예비력 제약을 포함한 발전기 제약과 송전손실계수를 고려하여 발전기 유효출력을 결정하는 기능을 말한다. [신설 2014.10.2.]

1. 전력계통 발전량·부하·연계선의 조류의 급격한 변화
2. 계통연결발전기의 상태 변화
3. AGC 대상 발전기의 상태 변화
4. 기타 필요 상황 발생시

③ 안전도제약경제급전 기능은 경제급전 기능에서 고려할 수 있는 제약과 과도한 과부하를 초과하는 상정고장 제약을 포함한 송전선로 제약 등을 고려하여 발전기 유효출력을 결정하는 기능을 말한다. [신설 2014.10.2.] <개정 2016.12.30.>

제5.2.2조(실시간급전계획 수립방법) 전력거래소는 각호의 순서와 방법에 따라 실시간급전계획을 수립한다. <본조 제목변경 및 개정 2014.10.2.>

① ~ ② <삭제 2014.10.2.>

1. 다음 각 목의 사항을 보정하기 위해 매 1분 주기로 상태추정을 시행하며, 전력거래소가 발전기별 현장 출력을 추정할 수 없는 경우에는 발전기의 현재 출력값은 최근 취득한 값으로 한다. [신설 2014.10.2.]
   가. 통신 및 시스템 장애로 인한 전력계통 자료 미취득
   나. 현장 설비의 성능저하 등으로 인한 오차 발생 등
2. 상태추정 주기에 따라 매 5분마다 향후 1시간에 대한 5분 단위 수요를 예측한다. [신설 2014.10.2.]
3. 향후 10분 후의 예측 수요를 기반으로 다음 각목을 고려하여 총 계통비용이 최소화 되도록 하는 것을 원칙으로 5분 단위의 안전도제약경제급전계획을 수립한다. [신설 2014.10.2.]
   가. 발전기 증분비용
   나. 발전사업자가 제출한 발전기별 입찰자료 및 발전기 자기제약
   다. 송전손실계수 및 송전혼잡
   라. 보조서비스 요구량

마. 발전기별 보조서비스 특성 자료
바. 기타 계통안정에 필요한 사항 등
4. 상기 3호의 안전도제약경제급전계획에 의해 계산된 발전기별 한계치를 기반으로 다음 각 목을 고려하여 최종적으로 1분 단위의 실시간 경제급전계획을 수립한다. [신설 2014.10.2.]
가. 발전기 증분비용
나. 발전사업자가 제출한 발전기별 입찰자료 및 발전기 자기제약
다. 보조서비스 요구량
5. 복합발전기는 개별 가스터빈과 스팀터빈으로 구분하여 상태추정, 급전계획 및 계통해석을 시행한다. [신설 2014.10.2.]

제5.2.3조(실시간급전계획 수립) <삭제 2014.10.2.>

제5.2.4조(실시간급전계획 통보) <삭제 2014.10.2.>

제3절 급전지시 [본절신설 2006.9.14.]

제5.3.1조(급전지시) ① 전력거래소는 발전사업자 및 송전사업자에게 다음 각호의 사항에 관하여 급전지시를 하여야 한다. <개정 2015.5.7.>
1. 발전기 및 전기저장장치의 계통연결 또는 분리 <개정 2016.5.12.>
2. 유효전력 및 주파수 조정
3. 발전출력지시
4. 무효전력 및 전압 조정
5. 자동발전제어 및 주파수 추종(Governor Free) 운전
6. 동기조상기 모드 운전
7. 수력, 양수발전기 및 전기저장장치의 발전계획량과 양수발전기의 양수계획량 및 전기저장장치의 충전계획량 <개정 2011.12.2., 2016.5.12>
8. 열간기동대기(Hot Standby) [신설 2011.12.2.]
9. 용량시험 등 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한 사항 [신설 2011.12.2.]
10. 그리드포밍 인버터 모드 운전 [신설 2026.4.28.]
11. 기타 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한 사항 <호번호 변경 2026.4.28.>
② 전력거래소는 송전사업자에게 전력계통의 안정적, 효율적 운영을 위하여 발전기 출력조정과 관련된 급전지시에 따라 송전선로 조류 조정 및 적정전압 유지를 위해 다음 각호의 사항에 관하여 급전지시를 하여야 한다.
1. 송전선로 과부하, 차단기 차단용량 등을 고려한 계통연계 및 분리

2. 지역별 조상설비 투입 및 차단

③ 전력거래소는 원활한 전력계통운영을 위하여 보호계전기, 자동재폐로계전기, 송전사업자용 전기저장장치 등에 관한 운전지시를 송전사업자에게 요구할 수 있고, 송전사업자는 특별한 사유가 없는 한 이에 협조하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

④ 전력거래소는 양수발전기, 수력발전기 및 전기저장장치를 보유한 발전사업자가 제출한 거래일의 총 발전계획량을 전력계통 신뢰성 확보를 위해 발전사업자가 제출한 입찰시간대 발전계획량을 초과 또는 미만으로 조정하여 급전지시 할 수 있다. <개정 2011.12.2., 2016.5.12>

⑤ 급전정지중인 발전기의 기동은 연료비 순위를 원칙으로 하되 발전기의 Cold, Warm, Hot 등의 상태에 의한 기동시간을 고려할 수 있다. <개정 2011.12.2.>

⑥ 전력거래소는 다음 각 호의 경우 제12.4.3.1조의 규정에 따라 수요관리사업자에게 전력수요 의무감축요청을 할 수 있다. 다만 제3, 4, 5호의 경우는 제12.1.1조 제4호에 따른 국민 수요반응자원을 등록한 수요관리사업자에 한하여 적용한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.11.07., 2019.12.31., 2025.10.1.>

1. <삭제 2025.2.11.>

2. 운영예비력이 6,500MW 미만이거나 예상되는 경우
(단, 제주계통은 운영예비력 80MW 미만이거나 예상되는 경우) <삭제 2019.12.31.> [신설 2022.6.30.] <개정 2022.12.22., 2025.2.11.>

3. 동·하계 수급대책기간의 일별 최대부하 예상시간의 공급예비력이 적정 공급예비력 미만으로 예상되는 경우 <삭제 2018.2.9.> [신설 2022.12.22]

4. 동·하계 수급대책기간의 일별 최대부하 예상시간의 기온이 기준전망 적용 기온 미만 또는 초과할 것으로 예상되는 경우 [신설 2022.12.22]

5. 기후에너지환경부의 대기정보 예보 결과 전국 19개 권역 중 3개 권역 이상이 환경정책기본법에 따른 미세먼지 등급 '나쁨' 이상으로 예상되는 경우 [신설 2019.11.07.] <호번호변경 2022.12.22.> <개정 2026.1.28.>

6. 단, 의무감축요청 대상 수요반응자원은 제12.2.2조의 규정에 따라 육지계통은 수도권과 비수도권으로 등록한 수요반응자원으로, 제주계통은 제주권으로 등록한 수요반응자원으로 한정한다. [신설 2022.5.31.] <호번호변경 2022.12.22>

⑦ 전력거래소는 전력계통의 안정적 운영을 위해 필요한 경우 비상대기예비력을 입찰한 발전사업자에게 급전지시할 수 있다. [신설 2020.12.1]

제5.3.2조(급전지시 예외) 전력거래소는 제5.3.1조의 규정에 의한 급전지시를 다음과 같은 사유로 이행하기 어려운 경우에는 급전지시를 다르게 할 수 있다.

1. 발전기, 전력계통의 사고 등에 의해 발전계획을 수립하기에 충분한 시간적 여유가 없을 때 <개정 2021.1.1>

2. 기타 전력계통의 안정을 위해 긴급하게 급전지시가 필요한 때

제5.3.3조(유효전력에 관한 급전지시의 기준) 전력거래소는 중앙급전발전기의 주변압기 고압측(송전단)을 기준으로 유효전력(MW)에 대한 급전지시를 하며, 공급능력 확인을 위해서는 발전단 유효전력(MW)으로 급전지시를 할 수 있다. <개정 2011.12.2>

제5.3.4조(급전지시의 방법 등) ① 전력거래소의 급전지시는 자동발전제어(AGC), 전화, 문서 또는 전력거래소에서 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용하여야 하며, 급전전화는 어떠한 경우에도 최우선적인 통화가 가능하도록 하여야 한다. <개정 2014.10.2>

② 전력거래소와 제1항의 규정에 의한 급전지시를 받은 전기사업자는 급전지시 사항을 일지의 작성 또는 녹음의 방법 등으로 기록하여 관리하여야 하며, 계통연결 및 분리 후 2시간 이내에 계통연결 및 분리 시간을 거래소에 제출해야 한다. 복합발전기의 경우에는 개별 GT, ST 연결 및 분리시간을 제출한다. <개정 2021.1.1.>

③ 제1항에도 불구하고 수요관리사업자에 대한 전력거래소의 전력수요 의무감축요청은 수요반응자원 전력거래시스템 또는 전력거래소에서 별도로 정하는 방식에 따라 전송되어야 한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.13., 2019.12.31>

④ 전력거래소와 제3항의 규정에 의한 전력수요 의무감축요청을 받은 수요관리사업자는 전력수요 의무감축요청 사항을 일지에 작성 또는 로그자료 등으로 기록하여 관리하여야 한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.31>

제5.3.5조(급전지시의 이행) 제5.3.1조의 규정에 의해 급전지시를 받은 전기사업자와 전력수요 의무감축요청을 받은 수요관리사업자는 지체없이 이를 이행하여야 한다. <개정 2014.11.3., 2017.12.29., 2019.12.31>

제5.3.6조(급전지시의 철회 또는 변경) ① 제5.3.1조의 규정에 의한 급전지시를 받은 전기사업자는 설비나 인명의 안전에 위해가 예상되어 급전지시를 이행하지 아니하거나 이행할 수 없을 경우에는 지체없이 그 사유 및 이행 예상시기를 전력거래소에 통지하여야 한다. <개정 2006.1.26>

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 통지를 받은 경우에는 제5.3.1조의 규정에 의한 급전지시를 철회 또는 변경할 수 있다.

제5.3.7조(비상시 급전지시) 전력거래소는 천재지변 등으로 전력계통운영에 심각한 상태가 초래되었거나 우려가 있을 경우, 전력계통의 복구 및 운전 신뢰도 유지

를 위하여 전기사업자, 자가용전기설비설치자 및 수요관리사업자에게 별표 12에 따라 송·변전설비 등의 정지 또는 수급조절 등을 지시할 수 있다. <개정 2010.6.30., 2014.11.3.>

제4절 송전손실 및 송전혼잡 관리 [본절신설 2006.9.14.]

제5.4.1조(송전손실의 적용) 전력거래소는 발전계획을 위해서 제2.5.3조의 정적손실계수를 고려하여야 한다. <개정 2006.12.26., 2021.1.1.>

제5.4.2조(계통제약 및 송전혼잡관리) ① 전력거래소는 송전계통의 물리적 상태를 고려한 계통조건을 평가하여 계통제약 및 혼잡을 관리하여야 한다.

② 전력거래소는 계통제약 및 혼잡을 가장 경제적이고 효과적으로 관리하여야 한다.

<조번호변경 2006.12.26>

제5절 발전기 자기제약 [본절신설 2006.9.14.]

제5.5.1조(발전기 자기제약 운영원칙) ① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 제약운전량을 고려하여 급전지시를 하여야 한다.

② 전력거래소는 다음 각호의 사항이 발생하거나, 예상되는 경우에는 해당 사업자에게 제약운전량을 변경하도록 요청할 수 있다. 이 경우 해당 사업자는 특별한 사유가 없는 한 변경입찰을 통해 제약운전량을 변경하여야 한다.

1. 발전기 자기제약이 전력계통의 안정적 운영을 저해하는 경우
2. 계통의 총비용이 현저하게 증가되는 경우 등

③ 제2항 제1호에 따른 전력거래소의 변경입찰 요청을 해당사업자가 받아들이지 않는 경우, 전력거래소는 급전지시를 통해 계통분리 또는 출력조정을 할 수 있다.

④ 발전사업자는 가능한 수요가 높은 시간대에 제약운전을 요청하여야 한다.

제5.5.2조(연료제약발전기 연료량 배분방법) ① 중앙급전발전기로서 법 제49조 제6호의 규정에 의한 전력산업기반기금에 의하여 지원 받는 발전기 중 국내 무연탄 또는 액화천연가스를 사용하는 발전기를 보유한 발전사업자(법 부칙 제8조의 규정에 의해 판매사업자에게 전기를 공급할 수 있는 발전사업자 포함)는 해당 연료량을 연소하기 위한 월간계획을 해당 월 개시 10일전까지 전력거래소에 제출하여야 한다. <개정 2025.8.6.>

② 제1항의 규정에 의한 발전사업자의 해당연료 물량배정방법은 별표 10과 같

다.

제5.5.3조(연료부족시의 대책) 전력거래소가 사용연료의 부족으로 인해 안정적 전력공급이 곤란하다고 판단할 경우에는 아래 각호의 사항을 결정하기 위하여 정부, 전력거래소, 시장참여자와 발전연료공급자로 구성된 협의체를 운영할 수 있다. <개정 2007.12.27>

1. 연료부족에 따른 대책적용시기
2. 연료제약발전기의 발전기별 일간사용연료량
3. 기타 안정적인 전력공급에 필요한 사항

[본조신설 2006.12.26.]

제6절 보조서비스 [본절신설 2006.9.14.]

제5.6.1조(보조서비스의 확보) ① 전력거래소는 별표 3에 따라 다음 각호의 보조서비스를 확보하여야 한다.

1. 1차주파수제어서비스 [신설 2021.1.1]
   가. <삭제 2019.12.13.>
   나. <삭제 2019.12.13.>
   다. [신설 2015.5.7.] <삭제 2019.12.13.>
   라. 1차예비력 <호번호 변경 2021.1.1>
2. 2차주파수제어서비스 [신설 2021.1.1]
   가. 2차예비력 <호번호 변경 2021.1.1>
   나. 주파수제어예비력 <호번호 변경 2021.1.1.>
   다. 하향주파수예비력 [신설 2023.9.26.]
3. 3차주파수제어서비스 [신설 2021.1.1]
   가. 3차예비력 <호번호 변경 2021.1.1>
   나. 속응성자원 <호번호 변경 2021.1.1>
4. <삭제 2021.1.1>
5. <삭제 2021.1.1> <개정 2021.1.1.>
6. 무효전력 <호번호변경 2019.12.13.>
7. 자체기동 <호번호변경 2019.12.13.>
8. 기타 계통운영의 안정에 요구되는 사항 <호번호변경 2019.12.13.>

② 제1항 제1호 라목의 1차예비력은 계통주파수가 ±0.2Hz 변동시 응동가능용량 기준으로 산정하며, 주파수제어예비력은 5분 동안 제공가능 한 용량으로 산정하며, 하향주파수예비력은 10분 이내 제공가능 한 용량으로 산정한다. <개정 2015.5.7., 2016.5.12., 2019.12.13., 2021.1.1., 2023.9.26.>

③ 전력거래소는 제1항의 보조서비스 확보를 위한 요구조건을 반영하여 발전계획 및 실시간 급전계획을 수립하여야 한다. <개정 2021.1.1.>

제5.6.2조(보조서비스의 운영) ① 전기사업자의 전력설비에 대한 보조서비스 성능은 별표 3의 성능요건을 충족하여야 한다.

② 전력거래소는 신뢰도기준에서 정한 전압을 유지하기 위해, 발전사업자와 송전사업자에게 다음 각호의 사항을 지시할 수 있다.

1. 발전기 및 동기조상기의 경우
   가. 발전기 단자전압 조정 또는 무효전력량 조절 <개정 2011.6.30>
   나. 발전단 변압기의 탭 변환 등
2. 송변전설비의 경우
   가. 리액터, 커패시터 등의 무효전력 공급설비의 개폐 또는 단자전압 제어 <개정 2011.6.30>
   나. 변압기 탭 변환
   다. 선로 개폐 등

③ 보조서비스의 세부운영방법은 별표 11 및 별표 19에 따른다.

④ 전기사업자는 제5장 제3절에 따라 보조서비스 공급에 관한 전력거래소의 급전지시를 이행하여야 한다.

제7절 양수발전기의 양수운영 <본절번호변경 2006.9.14.>

제5.7.1조(양수운영계획의 수립) ① 양수발전기를 보유한 발전사업자가 양수계획을 변경할 경우에는 거래일 전일 17:30까지 별표4에 따라 양수계획서를 제출한다. <개정 2023.9.26.>

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 제출된 양수계획을 고려하여 양수계획을 수립하고, 거래일 전일 18:00까지 해당 발전사업자에게 통지하여야 한다.

제5.7.2조(양수운영계획 변경 및 통지) ① 양수발전기를 보유한 발전사업자는 거래일 전일 17:30 이후에는 양수계획을 변경할 수 없다. 다만, 설비의 중대고장이 발생하거나 시운전 양수발전기의 경우에는 예외로 할 수 있다. <개정 2005.10.10., 2023.9.26.>

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 양수계획이 변경 제출된 경우, 양수운영계획을 재수립하고 그 결과를 해당 발전사업자에게 통지하여야 한다.

제5.7.3조(양수의 시행) ① 양수발전기를 보유한 모든 발전사업자는 제5.7.1조 및 제5.7.2조의 규정에 의한 양수운영계획을 통지 받은 후 양수를 계획대로 시행함으

로써 전력계통의 안정적 운영에 협조하여야 한다.

② 전력거래소는 양수발전기를 보유한 발전사업자가 제출한 거래일의 총 양수계획량을 경제적이고 안정된 계통운영을 위하여 조정하여 양수를 시행할 수 있다.

제8절 전력계통 안정운영 및 자료제공 <본절번호변경 2006.9.14.>

제5.8.1조(전력계통의 안정적 운영을 위한 기준) ① 전력거래소는 정상 및 비정상 상황하에서의 안정적인 전력계통 운영을 위하여 신뢰도 및 안정도 기준의 준수에 최대한 노력하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 신뢰도 및 안정도 운영기준은 별표 3과 같다.

제5.8.2조(전력계통 운영방안 수립) ① 전력거래소는 기후에너지환경부 고시 「전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준」제11조에 따라 전력시장운영규칙 제5.8.1조(전력계통의 안정적 운영을 위한 기준)에서 정한 신뢰도 및 안정도 운영기준을 만족하도록 전력계통 운영방안을 수립하여야 한다. <개정 2025.2.11., 2026.1.28.>

② 전기사업자는 제1항의 규정에 따른 전력계통 운영방안에 협조하여야 한다. <개정 2025.2.11.>

제5.8.3조(저주파계전기 운영) ① 전력거래소는 계통분리 및 대용량 발전력 탈락시 전력계통의 수급균형을 확보하기 위하여 저주파계전기의 부하차단방식 및 부하차단량을 결정하고, 각 전기사업자는 전력거래소에서 결정한 부하차단량을 확보한다.

② 제1항의 규정에 의한 저주파계전기 운영에 관한 세부사항은 별표16과 같다.

제5.8.4조(전력설비 및 운영자료 정보 제공) ① 송전사업자는 전기사업법시행령 제17조(전기설비의 시설계획 및 전기공급계획의 신고)에 의거, 매년 12월말까지 전기설비의 시설계획 및 전기공급계획서를 기후에너지환경부장관에게 신고함과 동시에 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2003.11.11.] <개정 2026.1.28.>

② 송전사업자가 제1항의 규정에 따라 전력거래소에 제출하는 자료에는 다음 각호의 내용을 포함하여야 한다.

1. 설비계획 기준
2. 연도별, 전압별 전력설비 신증설계획 및 변동내역
3. 사업건별 투자비 내역서
4. 설비계획 수립시 사용한 설비데이터의 제원 및 정수
5. 연도별 송전계통도

6. 계통해석용 TOOL에서 구동되는 데이터 파일
7. 기타 계통모의를 위해 확인이 필요한 설비관련 자료 [신설 2003.11.11]

③ 송전사업자는 전력거래소가 요청할 경우 다음 각호의 전력설비 제원 및 정수를 전력거래소에 제공하여야 한다. <항번호변경 2003.11.11>

1. 송전망 설비자료
2. 고장조사 및 분석에 관련된 자료
3. 기타 전력거래소에서 요구하는 계통운영 관련자료

④ 송전사업자는 송전망접속신청시 송전망접속을 위해 송전망 사용자로부터 제공받은 아래 각호의 전력설비관련자료 및 기록들을 전력거래소에 제공하여야 한다.

1. 계량점의 세부사항(구성, 개폐장치 정격, 공칭전압, 보호, 상호차단방안, 특수자동화설비 등)
2. 송전망사용자 설비에 영향을 미치는 계통의 분할 또는 절체계획
3. 발전기 특성 및 관련 제어시스템 자료
4. 발전소내 각 변압기 및 여자시스템 자료
5. 보호 및 제어 계전기 정정/고장제거시간
6. 송전망사용자의 전력송전용량 및 전력수전용량
7. 발전사업자에게 공급될 수요
8. 계량점과 관련된 보호시스템의 시험주기
9. 유지보수 협조를 위해 합의된 원안
10. 망접속설비의 모든 기존자산의 세부적인 리스트
11. 부지별 특수조건, 예외 및 면제조항 등
12. 기타 필요한 사항

⑤ 전력거래소는 필요시 송전망사용자에게 제4항의 각호와 관련한 자료를 요구할 수 있으며 송전망사용자가 제출한 자료 및 기록들이 별표 3의 기준에 적합한지 검토하여야 한다. <항번호변경 2003.11.11>

⑥ 전력거래소는 모든 발전설비·전력계통설비 및 송전망사용자의 설비에 관련된 자료를 유지·관리하여야 한다. <항번호변경 2003.11.11>

⑦ 비중앙급전발전기를 운영하는 전기사업자, 분산에너지사업자 및 자가용전기설비설치자는 전력거래소가 전력계통의 신뢰도 확보를 위해 별도 요청할 경우에는 발전기 정지, 운영계획, 추가 공급가능량 및 특성자료 등을 제공하여야 한다. [신설 2010.6.30.] <개정 2024.10.29., 2025.7.10.>

⑧ 송전사업자는 전력거래소가 요청할 경우 전기저장장치에 대해서 제1항 내지 제5항의 내용을 제공하여야 한다. [신설 2015.5.7.] <개정 2022.12.27.>

⑨ 그리드포밍 인버터 기반 중앙계약전기저장장치를 보유한 사업자는 해당 설비의 기술특성 자료 및 실시간 운전상태를 전력거래소에 제공하여야 하며 전력거래소는 이를 관리·감시하여야 한다. [신설 2026.4.28.]

제5.8.5조(신・증설 전력설비) ① 전기사업자, 분산에너지사업자 및 직접구매자는 전력설비의 신・증설시에는 계통가압 또는 계통연결 예정일 6개월 전에 시험 및 가압일정과 제5.8.4조에서 정한 제출자료 중 변경사항을 전력거래소에 서면으로 통지하여야 한다. <개정 2025.7.10.>

② 전력설비를 변경 및 폐지시에도 제1항의 규정을 적용한다.

③ 신설 전력설비의 최초 가압시 전력거래소의 승인을 받은 후 계통가압을 시행하여야 하며, 준공시험결과를 3개월 이내에 전력거래소에 통보하여야 한다.

④ 송전사업자는 비중앙급전발전설비가 전력계통에 연계될 경우 병렬운전 관련 사항을 전력거래소에 제출하며, 세부사항은 별표21에 따른다. <개정 2004.7.9>

⑤ 전기판매사업자 및 분산에너지사업자는 154kV 이상 전기사용자가 전력계통과 연계할 경우 계통의 안정 운영을 위하여 계통운영에 관한 제반사항을 전력거래소와 협의하여야 하며, 세부사항은 별표 21에 따른다. [신설 2004.7.9.] <개정 2025.7.10.>

⑥ 전력시장에 참여하거나 분산에너지사업자가 보유한 설비용량 300MVA 이상의 동기발전기(복합화력발전기는 총 설비용량 500MVA이상)는 계통안정화장치를 구비하여야 한다. 이 경우 동기발전기를 보유하고 있는 발전사업자는 전력계통 특성에 적합하도록 계통안정화장치의 운전특성을 유지하여야 하고, 매 10년마다 이를 점검하여야 하며 전력거래소의 계통검토 결과 저주파 진동 발생 등 점검이 필요하다고 판단된 경우에도 이를 점검하여야 한다. [신설 2015.9.30.] <개정 2019.12.13., 2025.7.10.>

⑦ 전력거래소는 선로명칭 및 기기번호를 별표 15에 따라 부여하여야 한다. <항번호변경 2004.7.9., 2015.9.30.>

⑧ 대용량 전력 사용을 신청하는 자는 전력부하의 기술특성 자료를 별지 서식 제86호에 의거하여 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2009.06.30.] <항번호 변경 2015.9.30., 개정 2019.12.13>

⑨ 전력계통에 전기저장장치의 접속 및 계통연결을 신청하는 자는 관련 제어시스템의 계통해석용 TOOL에서 구동되는 동특성 데이터 파일이 포함된 기술특성 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2015.5.7.] <항번호 변경 2015.9.30.> <개정 2026.4.28.>

⑩ 전기사업자, 분산에너지사업자 및 전력시장에 참여하는 자가용설비설치자(이하 '전기사업자 등'이라고 한다)는 정격용량 20MVA를 초과하는 발전기(동기조상기 포함) 및 이와 결합・연결된 원동기, 여자기, 조속기, 계통안정화장치 등(이하 '발전기 등'이라 한다)이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 별표 31에 따라 별지 서식 제82호 내지 제85호의 발전기 등 특성자료를 도출하여 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2019.12.13.] <개정 2025.7.10.>

1. 발전기 신·증설, 터빈 변경 및 교체, 발전기 재권선 변경 등이 발생한 경우

2. 여자시스템 또는 조속기의 변경 및 교체, 제어장치의 제어기능 변경, 전압조정장치 및 계통안정화장치의 변경 등이 발생한 경우. 다만, 설비 변경 및 교체 내역을 전력거래소에 제출하고, 설비 변경 및 교체 후에도 기존 특성자료에 변화가 없는 경우에는 예외로 한다.

3. 제1호 또는 제2호에 따라 발전기 등 특성자료 제출 후 10년이 경과한 경우. 다만, 제5.8.9조의 시각동기위상측정 장치를 이용한 발전기 운전실적 기록으로 기존 특성자료의 유효성이 검증된 경우에는 예외로 한다.

⑪ 제10항의 제1호 또는 제2호의 경우 전기사업자 등은 해당설비의 계통가압 후 6개월 이내에 발전설비 특성자료를 제출하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

⑫ 전력거래소는 전력계통 검토를 위하여 필요하다고 판단되는 경우, 20MVA 이하의 발전기 등을 갖춘 전기사업자 등에게도 발전기 등 특성자료의 제출을 요청할 수 있으며 전기사업자 등은 특별한 사유가 없는 한 이에 협조하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

⑬ 발전사업자는 계통안정화장치의 실시간 운전상태를 전력거래소에 제공하여야 하며 전력거래소는 이를 관리·감시하여야한다. [신설 2019.12.13.]

⑭ 전력시장에 참여하는 비중앙급전발전기를 운영하는 전기사업자는 발전기 신규 등록 및 변경사항 발생 시 특성자료를 별지 서식 제112호, 제113호, 제114호, 제115호에 따라 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2024.10.29.]

제5.8.6조(설비특성의 확인) ① 전력거래소는 제출된 설비자료의 정확성 검증을 위하여 설비소유자와 협의하여 다음 각호의 사항을 확인할 수 있다.

1. 이 규칙에 명시된 기술적 사항의 준수 여부
2. 신규접속 발전기의 계통연결을 위한 준비사항
3. 전력계통 안전성에 대한 과거 또는 잠재적 위험성
4. 발전기 및 전기저장장치 등 전력설비의 기술적 특성자료 [개정 2015.5.7.]

② 전력거래소는 설비소유자에게 설비특성의 확인을 위한 시험을 요청할 수 있으며, 시험시 입회할 수 있다.

제5.8.7조(보호장치 및 관련설비 적용과 운영) ① 전력거래소는 전력계통의 안정적인 운영을 위하여 법 제45조 제3항의 규정에 의하여 전력거래소가 운영하는 송전망과 20MW초과 발전기의 보호장치 운영기준을 설정하여 각 전기사업자에게 제시하고, 각 전기사업자는 이 기준을 적용한다. <개정 2021.12.28.>

② 전력거래소는 전력계통 보호를 위하여 계통전반에 관한 보호방식 적용방안을 제시할 수 있으며 전기사업자는 특별한 사유가 없는 한 이를 적극 수용하여야 한다.

③ 전력거래소는 전력거래소가 운영하는 송전망 및 20MW초과 발전기의 보호장

치에 대하여 각 전기사업자가 정정한 보호장치 정정치 검토 및 조정의견 제시와 동작분석을 수행한다. <개정 2021.12.28.>
④ 전기사업자는 보호장치 정정치 검토 및 동작분석에 필요한 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다.
⑤ 전기사업자는 별표16에 따라 계통현상분석장치를 설치하고, 전력거래소에서 지정한 특정 계통현상분석장치에 대한 통신수단 확보에 협조하여야 한다. <개정 2024.10.29.>
⑥ 보호장치 및 관련설비 적용과 운영에 관한 세부사항은 별표 16과 같다.

제5.8.8조(고장보고・조사 및 고장통계) ① 전기사업자는 전력계통 고장 발생시, 고장내용을 전력거래소에 통보하여야 하고, 전력거래소는 통보받은 사항에 관해 기후에너지환경부에 보고하여야 한다. <개정 2012.5.31., 2012.12.31., 2026.1.28.>
② 전력거래소 이사장은 전력계통의 안정적 운영과 전기품질 확보를 위하여 고장조사가 필요할 때에는 기후에너지환경부와 협의를 거쳐야 하며, 재발방지대책 수립 후 이를 기후에너지환경부에 보고하여야 한다. <개정 2012.12.31., 2026.1.28.>
③ 전력거래소는 고장통계를 작성・관리하여야 하고, 이를 종합하여 기후에너지환경부에 보고하여야 한다. <개정 2012.12.31., 2026.1.28.>
④ 기타 보고대상인 고장의 종류, 보고방법, 고장조사반 구성 및 통계 작성・관리 등 세부적인 사항은 별표 17에 따른다.

제5.8.9조(시각동기 위상측정 기술의 적용 확대) <본조제목변경 2019.12.13.> 전력거래소와 전기사업자는 시각동기 기반의 위상측정 기술을 정밀 계통감시, 고장분석 및 전력설비 특성자료 검증에 적극 활용하고 기술개발을 위해 다음 각 호의 사항을 상호 협력하여야 한다. [신설 2010.6.30.] <개정 2019.12.13.>
1. 전기사업자는 시각동기위상측정장치를 전력설비에 설치 한 경우 전력거래소에 통보 하여야 한다. [신설 2019.12.13.]
2. 시각동기위상측정장치를 설치한 전기사업자는 계통외란 발생시 전압과 전류의 변동을 기록하여야 하며, 제5.8.5조 제10항 제3호에 의한 시각동기위상측정기술을 활용하고자 할 경우 발전기 동특성정수 도출을 위한 추가 자료를 기록하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

제9절 발전기 및 전기저장장치의 정지 및 휴전계획 조정

<본절 번호변경 2006.9.14.> <본절 제목변경 2016.5.12.>

제5.9.1조(발전기 및 전기저장장치 정지 및 휴전계획) <본조 제목변경 2016.5.12.> ①

발전사업자, 분산에너지사업자 및 송전사업자는 향후 24개월간의 발전기 및 전기저장장치의 정지계획을 수립하여 발전기 정지계획은 발전기 정비 관리시스템을 통해, 전기저장장치의 정비계획은 공문을 통해 전력거래소에 제출하여야 하며, 제출대상 발전기는 다음과 같다. <개정 2008.10.31., 2015.5.7., 2015.9.30., 2019.12.31., 2025.7.10.>

1. 중앙급전 구역전기발전기를 제외한 일반 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치 및 송전사업자의 송전사업자용 전기저장장치 <개정 2019.1.2.>
2. 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 또는 1기의 설비용량이 20MW를 초과하는 연료전지 발전기(단, 집합전력자원의 경우에는 제외) <개정 2018.12.12.,2020.10.1.>

<본항개정 2016.5.12.>

② 발전 및 송전사업자는 매년 다음 1년간의 연간휴전계획을 전력거래소에 매년 제출하여야 하며, 다음 1개월간의 월간휴전계획을 매월 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2008.10.31] <개정 2012.12.31., 2015.3.17.>

③ 발전사업자가 등록한 중앙급전전기저장장치의 정지 및 휴전계획 조정, 변경제출, 비상상황 조치, 긴급정지 통보 등에 대한 사항은 제5.9.2조 부터 제5.9.6조까지의 발전기에 대한 규칙을 준용한다. [신설 2016.5.12.]

제5.9.2조(발전기 정지 및 휴전계획 조정) ① 전력거래소는 제5.9.1조의 규정에 의하여 제출된 연간 발전기 정지계획에 대하여 다음 각호의 방법으로 검토 · 조정할 수 있다.

1. 발전사업자가 제출한 발전기 정지계획의 적정성
2. 연간 적정예비력 확보를 위하여 관련자와 상호 협의
3. 발전사업자가 제출한 발전기 정지계획에 대한 조정을 권고하고 이견이 있는 경우 별표 18에 따라 발전기 정지계획일정을 조정

② 전력거래소는 제5.9.1조의 규정에 의하여 제출된 연간 휴전계획에 대하여 다음 각호의 방법으로 검토 · 조정할 수 있다.

1. 전기사업자가 제출한 휴전계획의 적정성
2. 예상되는 계통제약을 최소화하기 위해 관련자와 상호 협의
3. 전기사업자가 제출한 휴전계획에 대한 조정을 권고하고 이견이 있는 경우 별표 18에 따라 휴전계획일정을 조정

③ 발전기 정지, 송전사업자용 전기저장장치 정비계획 및 휴전계획 수립일정 시한은 다음 표와 같다. <개정 2015.5.7.>

1. 발전기 및 송전사업자용 전기저장장치 정지계획 수립일정 <개정 2015.3.17. 2015.5.7.>

기준일	관련자	조치사항
4월말까지	발전사업자 및 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자	발전기 정지 계획 및 송전사업자용 전기저장장치 정비계획 제출
6월말까지	전력거래소	최초 계획 발표
7월말까지	발전사업자 및 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자	최초 발표계획에 대한 의견 제시
9월말까지	전력거래소	최종 계획 발표
익년1월1일	모든 참여자	일정의 시작

2. 휴전계획 수립일정 <개정 2004.4.22, 2008.10.31>

가. 연간휴전계획 수립일정

전기사업자는 자체 조정된 다음 1년간의 휴전계획에 대하여 매년 8월말까지 휴전계획서를 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 동년 11월 말까지 조정결과를 발표한다.

나. 월간휴전계획 수립일정

전기사업자는 매월 1일까지 연간휴전계획에 반영된 휴전을 기준으로 자체 조정된 익월 월간휴전계획을 전력거래소에 제출하여야 하며, 전기사업자는 월간 휴전계획을 당월 5영업일까지 발표하고 전력거래소는 당월 20일까지 조정결과를 발표한다. <개정 2012.12.31., 2015.3.17., 2025.10.1>

제5.9.3조(발전기 정지 및 휴전계획 변경제출) ① 발전사업자 및 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자는 연간 정지계획의 변경이 있을 경우 전력거래소에 월간 정지계획 및 임시정지계획을 제출하여야 하며, 전력거래소는 적정예비력 확보를 위해 관련자와 상호 협의하여 해당 계획을 조정할 수 있으며, 발전사업자는 발전기 정비 관리시스템을 통해, 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자는 공문을 통해 정비작업 개시일 이전에 변경된 정지계획을 제출하여야 한다. <개정 2015.5.7., 2019.12.31>

② 전기사업자는 휴전작업 개시일 이전에 전력거래소에 휴전계획서를 제출하여야 한다. 최초 휴전계획서를 전월 1일까지 제출하며, 추후 확정된 휴전계획일정의 변동이 있을 경우 휴전시행일 7일 전에 변동사항을 제출하여야 하며, 전력거래소는 다음 우선순위에 따라 모든 휴전작업을 고려한다. <개정 2004.4.22, 2008.10.31>

1. 긴급 및 고장 정지
2. 휴전계획일정에 포함되도록 제출일에 맞춰 휴전계획서를 제출한 것
3. 휴전계획일정에는 포함되지 않았으나, 전력거래소에 임시휴전계획서를 제출한 것

제5.9.4조(운영여건 변경시 조치) ① 전력거래소는 발전기 정지계획수립 이후 계통운영 여건이 변하여 발전기 정지계획일정의 전반적인 재조정이 필요하다고 판단될 경우 발전사업자와 협의하여 정지계획일정을 조정할 수 있다.

② 전력거래소는 휴전계획 수립 이후 계통운영 여건이 변하여 휴전계획일정의 재조정이 바람직하다고 판단되는 경우 전기사업자와 협의하여 휴전계획일정을 조정할 수 있다. <개정 2004.4.22>

③ 전력거래소는 제1항 및 제2항의 규정에 의한 조정사항을 전기사업자에게 공개하여야 한다.

제5.9.5조(비상상황) 전력거래소는 비상상황 시 다음 각호의 조치를 취할 수 있다. <개정 2011.6.30>

1. 전력거래소는 제5.1.4조의 기준에 따라 발전기 정지계획을 변경하여 공급가능용량을 향상시킬 수 있다. 발전사업자는 변경계획에 대하여 이견이 있을 경우 부족전력이 해소된 후 조정을 요구할 수 있다. <개정 2011.6.30>
2. 전력거래소는 제5.8.1조의 규정에 의한 기준에 따라 전체 계통운영이 위험하게 될 우려가 있다고 판단되는 경우, 어떠한 휴전작업 및 발전기 정지작업도 연기하거나 취소할 수 있으며, 이러한 경우 전기사업자에게 그 사유를 통보하여야 한다. <개정 2004.4.22., 2010.6.30>
3. 전력거래소는 비상상황이 발생하였을 경우 전기사업자 및 수요관리사업자에게 급전지시 및 전력수요 의무감축요청을 하며, 전기사업자 및 수요관리사업자는 즉시 이를 이행하여야 한다. 전기사업자 및 수요관리사업자는 이러한 조치에 대하여 이견이 있을 경우 부족전력이 해소된 후 조정을 요구할 수 있다. [신설 2019.12.13.]

제5.9.6조(긴급정지 통보) ① 다음 각 호에 해당하는 발전기를 긴급정지 하여야 할 경우 발전사업자는 정지 이전에 전력거래소에 통보하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 불가피한 경우에는 정지 후 즉시 통보하여야 한다.

1. 중앙급전발전기
2. 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 또는 154kV 이상 선로에 연계된 1기의 설비용량이 20MW를 초과하는 풍력, 태양광, 연료전지 발전기 <개정 2003.5.7., 2015.9.30., 2018.12.12., 2020.4.29.,2020.10.1.>

② 전기사업자는 고장발생 우려 등 긴급조치를 요하는 사항이 발생한 경우 전력거래소에 긴급정지를 요청할 수 있다. <개정 2004.4.22>

제5.9.7조(전력수급전망) ① 전력거래소는 전력수급의 안정성 유지, 발전사업자의 발전기정지계획수립 및 연료수급계획수립을 지원하기 위하여 전력수요, 발전설비 신·증설 및 폐지, 발전기 정지계획 등을 고려하여 전력수급을 전망하고 관련 자료를 전력거래소 회원으로 가입한 전기사업자, 자가용전기설비를 설치한 자, 분산에너지사업자, 수요관리사업자 및 중개사업자에게 통지하여야 한다. <개정 2014.11.3., 2018.12.12., 2025.7.10.>

② 전력수급전망은 주간수급, 월간수급, 2년간수급, 7년 이상의 장기수급으로 구분한다.

③ 전력거래소는 전력수급전망 결과, 수급균형 유지가 어려울 것으로 예상되는 경우에는 발전기 정지계획 조정 및 구역수요를 초과하는 중앙급전 구역전기와 중앙급전 분산특구발전기의 가용능력파악(월간, 주간 수급검토 시) 등 제반조치

를 취하여야 하며, 전기사업자는 이에 적극 협조하여야 한다. <개정 2019.12.13., 2025.7.10.>

④ 제3항의 규정에 의한 발전기 정지계획 조정 등 제반조치는 전력시장 및 전력계통이 경제적이고 안정적으로 운영될 수 있도록 해야 한다.

제5.9.8조(신재생에너지 발전설비 운영전망 검토) <본조 제목 변경 2022.12.27.> 전력거래소는 정상 및 비정상 상황하에서의 안정적인 전력계통 운영을 위하여 별표3에 따라 향후 5년간 연도별 제주지역 신재생에너지 운영전망을 검토하고 이를 공지하여야 한다. 단, 육지계통의 적용시기는 추후 별도로 정한다. [신설 2010.6.30.] <개정 2022.12.27.>

제10절 계통평가위원회 [본절신설 2019.12.31.] <개정 2021.7.1.>

제5.10.1조(설치 및 구성) ① 전력거래소에 전력설비 기술특성 자료심사와 제5.10.6조의 규정에 의한 기능을 수행하기 위한 계통평가위원회(이하 "계통위원회"라 한다)를 둔다. <개정 2021.7.1.>

② 계통위원회는 위원장을 포함하여 6인 이상 11인 이내의 위원으로 구성한다. <개정 2021.7.1.>

③ 계통위원회의 위원장을 포함한 위원은 전력거래소 이사장이 임명 또는 위촉한다. <개정 2021.7.1.>

④ 계통위원회의 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 두며, 전력거래소 직원 중에서 전력거래소 이사장이 임명한다. <개정 2021.7.1.>

제5.10.2조(위원의 자격) ① 계통위원회 위원은 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 사람으로 한다. <개정 2021.7.1.>

1. 전력거래소 임직원
2. 기후에너지환경부 소속 공무원 <개정 2026.1.28.>
3. 송전사업자 임직원
4. 배전사업자 임직원
5. 전력거래소 회원인 발전사업자 임직원
6. 대학에서 전기공학·기계공학·에너지공학이나 그 밖의 전기 관련 학과를 전공하고, 대학에서 조교수 이상의 경력이 3년 이상이거나 공인된 연구기관에서 선임연구원 이상의 경력이 5년 이상인 사람
7. 전기 관련 기업에서 5년 이상 종사한 경력이 있거나 대표자나 임원으로서 3년 이상 종사한 경력이 있는 사람
8. 전기 관련 단체 또는 소비자보호 관련 단체에서 5년 이상 종사한 경력이 있

는 사람

9. 그 밖에 제6호 내지 제8호의 기준에 상당하다고 인정되는 사람

② 전력거래소는 제1항 제6호 내지 제9호에 해당하는 위원의 위촉을 위하여 적합한 자격을 지닌 전문가그룹을 구성하여 운영할 수 있다.

제5.10.3조(위원의 임기) ① 제5.10.2조 제1항 제1호 내지 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제5.10.2조 제1항 제5호 내지 제9호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되, 1회 연임할 수 있다.

③ 제5.10.2조 제1항 제5호의 규정에 의한 위원의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제5.10.2조 제1항 제6호 내지 제9호의 규정에 의한 위원의 경우 위원회 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

⑤ 제5.10.2조 제1항 제6호 내지 제9호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 위촉될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

⑥ 위원이 사임하고자 할 때에는 그 취지를 서면으로 작성하여 전력거래소 이사장에게 제출하여야 한다.

제5.10.4조(위원의 청렴의무 및 해촉) ① 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.

② 다음 각 호에 해당하는 사유가 발생할 경우에는 전력거래소 이사장은 해당 위원을 해임 또는 해촉할 수 있다.

1. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고이상의 형을 선고받았을 경우
2. 위원회 업무와 관련하여 금품수수 또는 부정한 청탁 등 비위사실이 확인된 경우
3. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 위원으로서의 역할을 정상적으로 수행할 수 없는 경우
4. 위원회 활동 중 알게 된 정보를 누설 또는 공개하여 타사업자에게 피해를 일으킨 경우

제5.10.5조(위원의 제척・기피・회피) ① 기후에너지환경부 소속 공무원, 전력거래소 임직원, 송전사업자 및 배전사업자 임직원, 회원의 대표를 제외한 위촉위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 해당사항의 심의 및 의결에서 제척된다. <개정 2026.1.28.>

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 해당 사항의 당사자가 되거나 해당 사항에 관하여 공동권리자 또는 의무자의 관계에 있는 경우
2. 위원이 해당 사항의 당사자와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관(회사)에 재직한 경우
4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 경우

② 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 별지 제88호 서식을 이용하여 기피신청을 할 수 있다.

③ 위원은 제1항 또는 제2항의 사유에 해당하면 스스로 그 사항의 심의·의결을 회피할 수 있다.

제5.10.6조(계통위원회의 기능) ① 계통위원회는 다음 각 호의 사항에 대하여 심의·의결한다. <개정 2021.7.1.>

1. 제2.1.1.1조 내지 제2.1.1.2조에 따른 발전기 및 전기저장장치의 기술적 특성 자료
2. 제2.1.1.1조 내지 제2.1.1.2조에 따른 발전기 및 전기저장장치의 보조서비스 특성자료
3. 제5.8.4조 내지 제5.8.6조에 따른 전력계통 해석 프로그램에서 사용되는 발전기, 전기저장장치 및 송전설비의 동특성자료
4. 별표 31의 기술특성 시험기관의 지정 및 등급조정, 자격취소 및 경고
5. 계통평가세부운영규정의 개정 [신설 2021.7.1.]
6. [별표9] 7.7.2의 신뢰도발전계획 수립시 운영예비력 추가 여유분 관련 사항 [신설 2023.9.26.]
7. [별표18] 7.1.1의 발전기 정지계획 수립시 적정 공급예비력 산정 관련 사항 [신설 2023.9.26.]
8. 기타 위원회에서 심의·의결이 필요하다고 판단한 사항 [신설 2021.7.1.] <호번호 변경 2023.9.26.>

② 계통위원회는 다음 각 호의 사항에 대하여 검토·조정할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

1. 제5.3.5조에 따른 전기사업자 및 수요관리사업자의 급전지시 불이행 사항
2. 별표19 7.7에 따른 전기사업자의 보조서비스 제공 및 이행상태 확인 관련 사항
3. 제5.8.6조의 설비특성의 확인에 관한 사항
4. 전력계통 운영에 관한 절차, 모형, 전산시스템의 현황 및 개선 관련 사항
5. 별표31의 특성시험을 위해 필요한 사항
6. 별표3의 전력계통 운영 기준 개선 사항 [신설 2021.7.1.]

7. 주요 전력계통 안정운영 대책 사항 [신설 2021.7.1.]
8. 전력계통 해석시 반영하는 재생에너지의 용량기준율 [신설 2021.7.1.]
9. 주요 전력설비 보강계획 및 운영전망 [신설 2021.7.1.]
10. 주요 발전 및 송변전 설비 신설 운영 방안 [신설 2021.7.1.]
11. 주요 계통검토 기준 및 전제 사항 [신설 2021.7.1.]
12. 전력계통 신기술 도입 검토 [신설 2021.7.1.]
13. 전력계통 해석용 설비모델 관련 사항 [신설 2021.7.1.]
14. 전력설비 정지관리 관련 사항 [신설 2021.7.1.]
15. 주요 전력계통 운영실적 분석 [신설 2021.7.1.]
16. 제5.1.8조에 따른 육지, 제주계통의 하향예비력 확보기준 관련 사항 [신설 2023.9.26.]
17. 기타 위원회에서 검토·조정이 필요하다고 판단한 사항 [신설 2021.7.1.] <호번호 변경 2023.9.26.>

③ 계통위원회는 특정한 사안에 대하여 전문위원회, 실무협의회(워킹그룹) 등을 설치・운영할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

④ 계통위원회는 특정한 사안에 대하여 전문위원회, 실무협의회(워킹그룹)에서 심의·검토·조정하도록 위임할 수 있다. [신설 2021.7.1.]

제5.10.7조(회의개최 및 소집) ① 계통위원회는 분기 1회 개최하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 필요한 경우 수시로 개최할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

② 위원장은 제5.10.6조의 규정에 의한 기능수행을 위하여 회의를 소집한다. 다만, 위원장 유고시에는 위원 2인 이상의 발의로 회의를 소집할 수 있다.

③ 계통위원회의 위원은 별지 제11호의2 서식에 의한 부의안건을 기록하여 위원장에게 제출함으로써 회의소집을 요청할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

④ 제3항의 회의소집 요청에 대하여 위원장이 계통위원회를 개최하지 아니하기로 결정한 경우에는 계통위원회의 간사는 회의를 개최하지 아니한 사유를 위원에게 통지하여야 한다. <개정 2021.7.1.>

⑤ 제2항에 의하여 계통위원회를 소집하는 경우에 계통위원회의 간사는 계통위원회 개최 예정일로부터 2일전(실근무일 기준)까지 부의안건 및 관련자료와 함께 별지 제12호의2 서식으로 전 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전에 통지할 수 있다. 또한 회의개최 및 소집사항에 대해서는 정보공개 홈페이지에 게재하여야 한다. <개정 2021.7.1.>

제5.10.8조(부의안건 및 등록절차) ① 의결사항은 위원장 또는 위원이 제안한다.

② 제1항에 의하여 의결사항을 제안하고자 할 때는 별지 제11호의2 서식에 의한 의안을 작성하여 계통위원회 개최 예정일로부터 10일 전에 전력거래소에 등

록하여야 한다. <개정 2021.7.1.>

제5.10.9조(서면결의) ① 위원장은 긴급한 의안으로서 회의의 소집이 곤란하다고 인정할 때에는 서면결의에 의한 의안처리를 결정할 수 있다.
② 서면결의에 의하여 의안을 처리하고자 할 때에는 부의안과 함께 별지 제13호의2 서식에 의한 서면위원회통지서 및 별지 제14호의2 서식에 의한 서면결의표를 각 위원에게 배부하여 찬성·반대의 의사를 표시하게 하여야 한다.
③ 위원장은 서면결의표에 의한 의결 결과를 확인하여야 한다.
④ 서면결의를 위한 의안의 통지 기일은 제5.10.7조 제5항의 규정에 의한다.
⑤ 서면결의는 연속 2회를 초과할 수 없다.

제5.10.10조(성립과 의결) ① 계통위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다. <개정 2021.7.1.>
② 위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가·부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.
③ 정부, 전력거래소, 송전사업자, 배전사업자 및 회원을 대표하는 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있으며, 위촉위원의 경우에는 대리인이 참석할 수 없다. 참석하는 대리인은 별지 제30호 서식에 의한 위임장을 회의 시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다.
④ 간사는 계통위원회의 운영을 담당하며 표결권을 보유하지 아니한다. <개정 2021.7.1.>

제5.10.11조(관계인 출석) ① 계통위원회는 필요할 경우 상정된 의안의 관계인을 출석시켜 심의에 필요한 사항을 질문할 수 있으며, 관계인에게 문서 또는 전자적 방법(홈페이지 게시, 문자메시지 전송, 이메일 통지 등)을 이용하여 출석을 요청하여야 한다. <개정 2021.7.1.>
② 관계인이 제1항의 규정에 의한 출석요청을 받고 정당한 사유 없이 출석하지 아니할 때에는 심의 요청된 상정 의안을 제안 위원과 협의하여 기각할 수 있다.

제5.10.12조(결과통지 및 공개) ① 계통위원회의 간사는 계통위원회에 입회하여 별지 제15호의2 서식에 의한 의사록과 회의록을 작성하여 계통위원회 위원장과 참석위원의 서명(날인)을 받아 의안과 함께 전력거래소에 보존하고 그 의사록 사본을 10일 이내에 전 위원에게 송부하여야 하며, 서면결의의 경우도 또한 같다. <개정 2021.7.1.>
② 계통위원회의 간사는 작성된 회의록을 차기 회의 시 요약 보고하여야 한다.

<개정 2021.7.1.>
③ 회의 결과는 계통위원회 종료 후 10일 이내에 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다. <개정 2021.7.1.>

제5.10.13조(실비 지급) ① 계통위원회 및 하부 전문위원회, 실무협의회(워킹그룹) 등에 출석한 위원 및 관계 전문가에 대하여는 회의참석 여비, 계통위원회 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다. <개정 2021.7.1.>
② 전력거래소가 계통위원회의 업무와 관련하여 관계 전문가의 의견을 요청하는 경우에는 자문료를 지급할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

제5.10.14조(세부운영규정) 이 규칙에서 정한 사항 외에 계통위원회의 운영에 관한 세부사항은 세부운영규정으로 정할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

제11절 신재생발전기 및 중앙계약전기저장장치에 관한 계통운영

<본 절 제목변경 2026.10.30.>

제5.11.1조(신재생발전기에 관한 계통운영 및 관리) [신설 2020.4.29.] ① 전력거래소와 송·배전사업자는 신재생발전기에 대한 출력 감시, 예측, 평가 및 제어를 통해 전력계통을 안정적으로 운영하여야 한다.
② 전력거래소와 송·배전사업자는 신재생발전기에 관한 계통운영 및 관리업무를 수행하여야 하며 세부사항은 다음 각 호를 따른다.
1. 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기 : 별표32 <개정 2020.10.1.>
2. 그 외 신재생발전기 : 제10.2.1조

③ 전력거래소와 송·배전사업자는 안정적인 계통운영을 위하여 별표32에 따라 제1항과 관련된 자료를 상호 공유하여야 한다.
④ 제2항 제1호의 신재생발전사업자는 출력 감시, 예측, 평가 및 제어에 필요한 발전설비 특성자료, 출력정보, 예측정보, 발전단지 기상정보 등을 별표32에 따라 전력거래소 또는 송·배전사업자에게 제공하여야 한다.
⑤ 전력거래소와 송·배전사업자는 별표32에 따라 출력제어, 접속관련 정보 등을 제2항 제1호의 신재생발전사업자에게 제공하여야 한다.

제5.11.2조(신재생발전기의 계통연계 운전) [신설 2020.4.29.] ① 신재생발전사업자는 신재생발전기의 계통연계 또는 운전 시 전력계통의 신뢰도 및 전기품질 유지에 협조하여야 한다.
② 송·배전사업자는 신재생발전기의 적정 계통연계기준을 마련·운영하여야 한다.

제5.11.3조(신재생발전기 등의 주파수 운전 기준) <본조 제목변경 2026.10.30.> 22.9kV 이상 송전연계 신재생발전기 및 중앙계약전기저장장치의 주파수 운전기준은 별표3의 11.0에 따른다. 배전연계 신재생발전기의 주파수 운전 기준에 관한 사항은 송·배전용전기설비이용규정 및 분산형전원 배전계통연계 기술 기준을 따른다. [신설 2020.4.29.] <개정 2021.7.1., 2026.10.30.>

제5.11.4조(신재생발전기 등의 계통연계 유지성능) <본조 제목변경 2026.10.30.> 22.9kV 이상 송전연계 신재생발전기 및 중앙계약전기저장장치는 별표3의 18.0에서 정한 기준에 따라 계통연계 유지가 가능해야 한다. 배전연계 신재생발전기의 계통연계 유지성능에 관한 사항은 송·배전용 전기설비 이용규정 및 분산형전원 배전계통연계 기술기준을 따른다. [신설 2020.4.29.] <개정 2020.9.18., 2021.7.1., 2026.10.30.>

제5.11.5조(신재생발전기 등의 무효전력 공급능력) <본조 제목변경 2026.10.30.> 22.9kV 이상 송전연계 신재생발전기 및 중앙계약전기저장장치의 무효전력제공 성능은 별표3의 20.0에 따른다. 배전연계 신재생발전기의 무효전력 공급능력에 관한 사항은 송·배전용 전기설비 이용규정 및 분산형전원 배전계통연계 기술기준을 따른다. [신설 2020.4.29.] <개정 2020.10.1., 2021.7.1., 2026.10.30.>

제5.11.6조(신재생발전기 등의 무효전력 제어성능) <본조 제목변경 2026.10.30.> 22.9kV 이상 송전연계 신재생발전기 및 중앙계약전기저장장치의 무효전력 제어성능은 별표3의 21.0에 따른다. 배전연계 신재생발전기의 무효전력 제어성능에 관한 사항은 송·배전용전기설비이용규정 및 분산형전원 배전계통연계 기술기준을 따른다. [신설 2020.10.1.] <개정 2021.7.1., 2026.10.30.>

제5.11.7조(신재생발전기 등의 유효전력 제어성능) <본조 제목변경 2026.10.30.> 22.9kV 이상 송전연계 신재생발전기 및 중앙계약전기저장장치의 유효전력 제어성능은 별표3의 22.0에 따른다. 배전연계 신재생발전기의 유효전력 제어성능에 관한 사항은 송·배전용전기설비이용규정 및 분산형전원 배전계통연계 기술기준을 따른다. [신설 2020.10.1.] <개정 2021.7.1., 2026.10.30.>

제5.11.8조(신재생발전기 등의 원격 출력제어 성능 관리) <본조 제목변경 2026.10.30.> [신설 2025.8.6.] <개정 2026.10.30.> ① 전력시장운영규칙 별표 32 9.0에 따라 원격 출력제어 성능 구비 대상이면서 10.0 [표3]에 따라 전력거래소 또는 송전사업자의 자료 취득 및 제어대상이 되는 발전사업자는 전력거래개시 전까지 원격 출력제어 성능을 구비하고 전력거래소 또는 송전사업자의 확인시험에 합격하여야 하며, 중앙계약전기저장장치 사업자는 상업운전개시 전까지 원격 출력제어 성능을 구비하고 전력거래소의 확인시험에 합격하여야 한다. 단,

일부 발전설비 공사(원격 출력제어 성능 구비를 포함함)만 완료 후 전력거래개시한 설비로써 추가 발전설비의 공사가 완료된 발전소를 보유한 발전사업자 및 중앙계약전기저장장치 사업자는 상업운전개시 이전까지 추가적인 전력거래소 또는 송전사업자의 확인시험에 합격하여야 한다. <개정 2026.10.30.>

② 송전사업자는 제1항에 의한 확인시험을 시행한 경우 발전사업자에게 확인서를 발급하여야하며, 발전사업자는 그 증빙을 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2026.10.30.]

③ 제1항에 따른 전력거래소의 원격 출력제어 성능 확인시험 절차는 계통평가 세부운영규정에 따른다. <항번호 변경 2026.10.30.>

④ 제1항에 따른 송전사업자의 원격 출력제어 성능 확인시험 절차는 신재생발전기 송전계통 연계 기술기준 및 송전계통 연계 신재생e 발전설비 성능확인 절차서에 따른다. [신설 2026.10.30.]

⑤ 제1항에 따른 전력거래소 또는 송전사업자의 원격 출력제어 성능 확인시험에 합격한 사업자는 원격 출력제어 성능을 상시 유지하여야 한다. <항번호 변경 및 개정 2026.10.30.>

⑥ 전력거래소 또는 송전사업자는 원격 출력제어 성능 확인시험을 통해 제어성능 유지여부를 확인할 수 있다. <항번호변경 및 개정 2026.10.30.>

제6장 전력시장 감시

제1절 통칙

제6.1.1조(목적) 이 장은 법 제21조의 규정에 의한 금지행위와 기타 전력시장에서의 불공정 행위에 대한 감시 및 시정조치사항을 규정함으로써 공정한 전력거래와 경쟁적 전력시장조성에 이바지함을 목적으로 한다.

제6.1.2조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각호와 같다. <개정 2025.8.6.>

1. “시장지배력”이라 함은 독점규제 및 공정거래에 관한 법률 제5조의 규정에 따른 시장지배적 지위를 말한다. <개정 2025.8.6.>
2. “시장지배력 행사”라 함은 제1항의 규정에 따른 시장지배적 지위를 남용하는 것을 말한다.
3. “부당공동행위”라 함은 독점규제 및 공정거래에 관한 법률 제40조의 규정에 따른 부당한 공동행위를 하는 것을 말한다. <개정 2025.8.6.>
4. “자료”라 함은 서류, 문서, 전자문서, 도서, 사진, 필름, 마그네틱테이프, 컴퓨터보조기억장치, 디스켓, 자기기록 등 특수매체기록과 유가증권 등 형태와 명칭을 불문한 제반 유체물을 말한다.

제6.1.3조(시장감시의 대상) 전력시장감시의 대상은 다음 각호의 1과 같다.

1. 법 제21조의 규정에 의한 금지행위 여부
2. 전력시장운영규칙 준수 여부
3. 전력시장에서의 시장지배력 및 시장지배력 행사 여부
4. 전력시장에서의 부당공동행위 여부
5. 전력시장의 공정경쟁을 저해하거나 저해할 가능성이 있는 행위 여부
6. 전력거래소의 전력계통운영의 적정성 여부
7. 발전, 송전, 배전·판매 및 전력수요관리사업 분야에서의 공정경쟁을 저해하는 행위 여부 <개정 2014.11.3.>
8. 구역전기사업자가 전력시장에서 전력을 거래한 경우 법 시행령 제19조 준수 여부 [신설 2005.1.21.]
9. 수요관리사업자의 전력거래에 대한 법 시행령 제19조 준수 여부 [신설 2014.11.3.]
10. 공급인증서 거래시장에서의 제2호 내지 제5호 준수 여부 [신설 2015.9.30.]
11. 중개시장에서 법 제43조의2에 따른 중개시장운영규칙 준수 여부 [신설 2018.12.12.]

12. 전력거래가격을 부당하게 높게 형성할 목적으로 전력거래소에 거짓 자료를 제출하는 행위 [신설 2021.12.28.]

13. 기타 경쟁적 전력시장의 조성 정도 <호번호변경 2005.1.21., 2014.11.3., 2015.9.30., 2018.12.12., 2021.12.28.>

제2절 전력시장감시위원회

제6.2.1조(설치 및 구성) ① 전력시장 및 중개시장 감시업무를 법과 규칙에 따라 공정하고 효율적으로 수행하기 위하여 전기위원회 소속하에 전력시장감시위원회(이하 "감시위원회"라 한다)를 둔다. <개정 2018.12.12.>

② 감시위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 구성한다.

③ 감시위원회 위원은 전기위원회 소속 공무원, 전력거래소 담당임원(이하 "당연직위원"이라 한다)과 전력시장에 대한 포괄적인 지식이 있는 자를 대상으로 전문가단(Pool)을 구성하여 그 중에서 전기위원회 위원장이 위촉(이하 "위촉위원"이라 한다)하여 구성한다. 다만, 전기사업자 소속 임직원이거나 전기사업자와 특정 이해관계가 있는 자는 위원이 될 수 없다. <개정 2012.5.31>

④ 감시위원회의 위원장은 위원 중에서 호선으로 선출한다.

⑤ 감시위원회의 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 둔다.

제6.2.2조(위원의 임기) 감시위원회 위원장 및 위원의 임기는 3년으로 하고 1회 연임할 수 있다. 다만, 당연직 위원은 해당 직위에 변동이 있는 때에는 후임자가 위원자격을 승계한다. <개정 2012.5.31., 2020.4.29.>

제6.2.2조의2(위원의 자격) ① 위촉위원은 전문가단(Pool)에서 다음 각 호의 어느 하나에 적합한 자로 한다. [신설 2012.5.31.]

1. 대학(전문대학 등을 포함)에서 조교수 이상의 경력이 3년 이상인 자
2. 박사자격을 취득하고 당해분야에서 5년 이상 종사한 자
3. 공인된 연구기관에서 선임연구원으로 5년 이상의 경력이 있는 자
4. 그 밖에 경력 등이 제1호부터 제3호까지의 기준에 상당하다고 인정되는 자

② 위원으로 위촉된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.

제6.2.3조(위원의 해촉) 전기위원회 위원장은 다음 각호의 1에 해당하는 때에는 감시위원회 위원을 해촉할 수 있다.

1. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 감시위원회 위원으로서의 역할을 정상적으로 수행할 수 없다고 판단할 때

2. 제6.3.3조 및 제6.4.2조 제1항 단서의 규정을 위반하여 전기사업자 등에 대한 자료나 정보 또는 시장감시보고서를 누설 또는 공개한 때
3. 위촉된 후에 전기사업자와 이해관계가 상충될 때
4. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고 이상의 형을 선고받은 때
5. 시장감시업무와 관련하여 금품을 수수하거나 부정한 청탁에 따라 권한을 행사하는 등의 비위사실이 나타났을 때 [이하 신설 2012.5.31]
6. 담당 업무를 태만히 하거나 직무수행능력이 부족한 때
7. 위촉 당시의 자격을 상실한 때

제6.2.4조(기능) 감시위원회는 다음 각호의 기능을 수행한다.
1. 규칙 제6.1.3조(시장감시의 대상)에 관한 감시 <개정 2025.8.6.>
2. 시장감시기준 및 시장감시지표의 결정
3. 종합시장감시시스템의 구축 및 운영
4. 시장감시계획의 수립
5. 시장감시보고서의 작성
6. 시장감시 및 조사결과의 전기위원회 보고
7. 규칙위반에 대한 자율시정조치의 결정 및 시행
8. 기타 시장감시와 관련된 사항의 결정

제6.2.5조(사무국) ① 감시위원회에 동 위원회의 시장감시업무와 사무처리를 지원하기 위하여 사무국을 둔다.
② 감시위원회 위원장은 사무국장을 지명하고, 동 사무국장은 제6.2.1조 제5항의 규정에 의한 간사를 겸직한다.
③ 사무국의 조직과 운영에 관한 세부적인 사항은 감시위원회가 제6.2.10조의 규정에 의한 세부운영규정으로 정한다.

제6.2.6조(회의소집) ① 감시위원회는 위원장 또는 위원 2인 이상의 요청이 있는 때에 개회한다.
② 사무국은 감시위원회 개회 시 긴급을 요하는 경우를 제외하고는 회의 개최 7일 전까지 모든 위원에게 통지한다.

제6.2.7조(성립과 의결) ① 감시위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.
② 위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가·부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.
③ 위원장은 당연직위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 때에는

대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있다. 이 경우 대리인은 별지 제30호서식에 의한 위임장을 회의시작 전까지 위원장에게 제출한다. <개정 2012.5.31>

④ 간사는 감시위원회의 사무처리를 지원하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제6.2.7조의2(위원의 제척·기피·회피) ① 위원회 위원은 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 해당안건의 심의·의결에서 제척된다. <2012.5.31>

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 심의·의결대상 기관과 이해관계가 있는 경우
2. 위원이 심의·의결대상 기관의 대표와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관에 재직한 경우
4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 자

② 심의·의결대상 기관은 위원에게 심의·의결의 공정을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 기피신청을 할 수 있다.

③ 위원은 제1항이나 제2항의 사유에 해당하면 스스로 해당안건의 심의·의결을 회피할 수 있다.

④ 안건의 심의·의결에 관한 사무에 관여하는 사무국 직원에게도 제1항부터 제3항까지의 규정을 준용한다.

제6.2.8조(회의안건) ① 사무국은 제6.2.4조 각호의 규정과 관련된 안건을 감시위원회에 상정한다. <단서삭제 2012.5.31>

② 사무국은 제1항의 규정에 의한 안건을 회의 개최 7일전까지 모든 위원에게 통보한다. 다만, 비밀을 요하거나 부득이한 사유가 있는 때에는 그러하지 아니하다.

제6.2.9조(비용지급) 전력거래소는 위원에게 안건 검토와 회의참석에 따른 비용, 시장감시와 관련한 국내외 회의참석・자료수집, 기타 시장감시 활동에 소요되는 필요한 비용을 지급할 수 있다.

제6.2.10조(세부운영규정) 이 규칙에서 정한 사항 외에 감시위원회 운영 등에 관하여 필요한 세부사항은 감시위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도로 정한다.

제3절 전력시장 감시절차 및 제재

제6.3.1조(시장감시계획의 수립) ① 감시위원회는 매년 11월까지 다음연도의 연간시

장감시계획을 수립하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 연간시장감시계획에는 다음 각호의 내용을 포함하여야 한다.

1. 연간 전력시장의 경쟁 환경에 대한 전망
2. 시장감시 중점 추진계획
3. 감시기준 및 감시지표
4. 종합시장감시시스템 구축 및 활용
5. 시장감시업무 추진에 예상되는 문제점 및 개선방안

제6.3.2조(자료 제출요구) ① 감시위원회는 시장감시를 위하여 필요한 경우 전력시장에 참여하는 전기사업자, 수요관리사업자, 전력거래소, 시장은행 및 중개시장에 참여하는 중개사업자, 직접구매자 및 전력자원보유자(이하 "전기사업자 등"이라 한다)에게 필요한 자료의 제출을 요구할 수 있다. <개정 2014.11.3., 2018.12.12., 2025.4.9.>

② 제1항의 규정에 의한 자료의 제출을 요구하는 경우에는 자료의 사용목적과 제출기한을 알려주어야 한다.

제6.3.3조(자료제출의 의무) 전기사업자 등은 제6.3.2조의 규정에 의한 자료제출 요구를 받은 때에는 해당 자료를 사무국에 제출하여야 한다. 다만, 해당 자료가 실물이거나 제출하는데 적당하지 아니하다고 판단되는 경우에는 사무국과 협의하여 현장확인 등으로 대체하도록 할 수 있다.

제6.3.4조(시장감시 방법) ① 감시위원회는 제6.3.2조 제1항의 규정에 의한 자료와 전기사업자 및 수요관리사업자 등이 전력거래와 관련하여 전력거래소에 제출한 자료, 전력거래소가 시장 및 계통운영 과정에서 생산한 자료 등을 조사하는 방법으로 제6.1.3조에 대하여 전력시장 및 중개시장을 감시한다. <개정 2017.12.29., 2018.12.12., 2021.12.28.>

② 감시위원회는 효율적인 전력시장 및 중개시장 감시를 위해서 제6.2.4조 제2호의 규정에 의한 시장감시지표를 활용할 수 있다. <개정 2018.12.12.>

③ 감시위원회는 제2항의 규정에 의한 시장감시지표를 활용한 시장감시와 관련하여 제6.2.4조 제2호의 규정에서 정한 시장감시기준의 위반여부도 함께 조사한다.

제6.3.5조(현장조사 등) ① 사무국장은 제6.3.4조 제1항의 규정에 의한 자료만으로는 전력시장 및 중개시장 감시에 충분하지 않다고 판단하거나 전력시장 및 중개시장 감시결과 혐의사실에 대한 증거조사가 필요하다고 인정하는 때에는 감시위

원회 위원장의 명을 받아 전기사업자 등의 사무소, 사업장 등에 대한 현장조사와 필요한 최소한의 추가자료를 요구할 수 있다. <개정 2018.12.12.>
② 감시위원회는 제1항의 규정과 관련하여 현장조사를 실시하는 자에게 별지 제19호서식에 의한 조사요원증표를 배부하고 조사요원은 현장조사시 동 증표를 제시하여야 한다.
③ 사무국장은 현장조사를 함에 있어 필요한 경우 관련전문가와 합동조사가 가능하도록 관련기관에 파견을 요청할 수 있다.
④ 제1항의 규정에 의한 현장조사를 함에 있어 시장감시 또는 증거조사에 필요하다고 인정하는 경우 조사요원은 관계인에게 필요한 질문을 하고 이를 문답서로 작성하여 조사요원과 관계인의 기명날인을 받을 수 있다.
⑤ 조사요원은 현장조사를 함에 있어 시장감시 또는 증거조사에 필요하다고 인정되는 자료나 물건에 대해서는 열람, 복사 또는 7일 이내의 영치를 요구할 수 있고 동 요구를 받은 전기사업자 등은 이를 이행함으로써 정상적인 전력거래를 할 수 없는 때를 제외하고는 이에 응하여야 한다.
⑥ 사무국장은 감시위원회에 전기사업자 등의 관계인 출석을 요구할 수 있고, 요구를 받은 자는 이에 응하여야 한다.

제6.3.6조(비밀유지의 의무) 감시위원회 및 사무국은 시장감시를 위하여 수집한 전기사업자 등에 대한 자료나 정보를 제8장의 규정에 의한 정보공개절차에 의하지 아니하고는 공개할 수 없다.

제6.3.7조(제재) ① 감시위원회는 전기사업자 등이 제6.3.2조 및 제6.3.5조의 규정에 의한 자료제출 요구에 대해 정당한 사유없이 자료제출을 거부 또는 지연하거나 허위자료를 제출하는 때에는 다음 각호의 1과 같이 관련 임직원의 문책을 요구할 수 있다.
1. 전력거래소 회원에 대해서는 전력거래소가 전력거래소 정관 제31조 내지 제34조의 규정에 따라 징계하도록 전력거래소에 요구
2. 전력거래소 또는 시장은행에 대해서는 전력거래소 또는 시장은행에 요구
3. 중개시장 회원에 대해서는 중개시장운영규칙 제14조 내지 제16조의 규정에 따라 징계하도록 전력거래소에 요구 [신설 2018.12.12.]
② 감시위원회는 사무국이 제6.3.6조의 규정을 위반한 경우에는 전력거래소 이사장에게 관련 임직원의 문책을 요구할 수 있다.
③ 제1항 또는 제2항의 요구가 있는 때에는 해당 전기사업자 등은 신속하게 이행하여야 한다.
④ 감시위원회는 제3항의 규정에 의한 이행상황을 전기위원회에 보고하여야 한다.

제6.3.8조(이의신청) ① 전기사업자 등은 제6.3.2조 내지 제6.3.6조의 규정과 관련하여 사무국에 이의신청을 제기할 수 있으며, 사무국의 이의신청 처리에 동의하지 않는 경우 제7장의 규정에 의한 분쟁조정을 신청할 수 있다.

② 사무국은 제1항의 규정에 의한 이의신청을 신속히 처리하도록 하되 해당 전기사업자 등의 의견을 청취하여야 한다.

제4절 감시결과 보고 및 자율시정조치

제6.4.1조(감시결과 보고등) ① 감시위원회는 전력시장 및 중개시장 감시 또는 조사결과 법령위반의 혐의가 있다고 판단하는 경우에는 조사를 종결하고 이를 즉시 전기위원회에 보고하여 사실조사를 요청하며 관련 조사자료를 송치하여야 한다. <개정 2018.12.12.>

② 감시위원회는 전력시장 및 중개시장 감시 또는 조사결과 제1항의 규정에 해당되지 아니하는 경우에는 그 결과를 2일 이내에 전기위원회에 보고하여야 한다. <개정 2018.12.12.>

제6.4.2조(시장감시보고서) ① 감시위원회는 제6.3.4조 및 제6.3.5조의 규정에 의거 실시한 시장감시에 대하여 월간, 분기 및 연간 시장감시보고서를 작성한다.

② 제1항의 규정에 의한 시장감시보고서는 공개함을 원칙으로 한다. 다만, 감시위원회에서 공개를 금지한 경우에는 공개하지 아니한다.

③ 시장감시보고서에는 다음 각호의 내용을 포함한다.

1. 시장감시내용 및 전력시장 경쟁환경 분석
2. 법령 및 규칙 위반 사례
3. 전력시장에서 발생한 중요 문제점 및 대책
4. 법령 및 규칙개정 필요사항
5. 전력시장에서 발생하였거나 발생할 우려가 있는 불공정 행위
6. 기타 전력시장 감시와 관련된 사항
7. 중개시장 감시와 관련된 사항 [신설 2018.12.12.]

제6.4.3조(자율시정조치) ① 감시위원회는 제6.3.4조 및 제6.3.5조의 규정에 의한 시장감시 또는 조사결과 전기사업자 등이 규칙을 위반한 것으로 판단한 때에는 즉시 다음 각호의 1과 같이 시정조치를 요구할 수 있다. <개정 2009.12.31.>

1. 전력거래소 회원이 규칙을 위반한 경우에는 전력거래소가 전력거래소 정관 제31조의 규정에 따라 징계하도록 전력거래소에 요구
2. 전기사업자 및 수요관리사업자에 대한 시정조치가 제1호의 규정에 의한 징계외의 경우에는 당해 전기사업자 및 수요관리사업자에게 요구 <개정 2017.12.29.>

3. 전력거래소 또는 시장은행이 규칙을 위반한 경우에는 당해 전력거래소 또는 시장은행에 요구
4. 중개시장 회원이 규칙을 위반한 경우에는 전력거래소가 중개시장운영규칙 제16조의 규정에 따라 징계하도록 전력거래소에 요구 [신설 2018.12.12.]

② 제1항의 자율시정조치는 필요할 경우 규칙위반으로 발생한 부당이득을 환수하여 규칙위반으로 피해를 입은 전기사업자 및 수요관리사업자에게 보상하는 조치를 포함할 수 있다. [신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29.>
③ 사무국은 제1항의 요구에 대한 이행상황과 문제점 등을 조사하여 감시위원회에 보고하여야 한다. <항번호변경 2009.12.31>

제6.4.4조(자율제재금) ① 감시위원회는 제6.4.3조 제1항의 규정에 의거 규칙을 위반한 전기사업자 및 수요관리사업자 등에 대하여 자율시정조치의 일환으로 동 전기사업자 및 수요관리사업자 등에게 자율제재금을 부과할 수 있다. <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>
② 제1항의 규정에 의한 자율제재금은 고의나 과실에 의해 규칙위반이 발생한 경우에 한하여 부과한다. <개정 2009.12.31>
③ ~ ⑧ <삭제 2009.12.31.>
⑨ 발전사업자가 고의로 공급가능용량을 과다 입찰시에는 제6.4.6조 제1항의 자율제재금을 2배 가중하여 적용한다. [신설 2012.12.31.]
⑩ 발전사업자가 전력거래가격을 부당하게 높게 형성할 목적으로 제2.3.3조 제4항의 자료를 거짓으로 제출한 경우에는 제6.4.6조 제1항의 자율제재금을 적용하여 부과할 수 있다. [신설 2021.12.28.]

제6.4.5조(자율제재금의 결정과 의견진술) ① 감시위원회의 자율제재금에 관한 결정은 규칙 제6.2.7조에 따른 감시위원회의 회의의 성립과 결의방법에 의한다. [신설 2009.12.31]
② 감시위원회는 자율제재금 결정을 위한 회의일의 2주일 전에 해당 전기사업자 및 수요관리사업자 등에게 이에 관한 통보를 하고 회의에 출석하거나 서면을 제출하여 의견을 진술할 기회를 주어야 한다.[신설 2009.12.31] <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>

제6.4.6조(자율제재금의 부과기준과 금액결정) ① 자율제재금 부과를 위한 기준금액은 위반행위의 용태 및 효과를 종합적으로 고려한 다음의 표(이하 '자율제재금 부과기준표')에 의한다.[신설 2009.12.31]

<자율제재금 부과기준표> <개정 2014.11.3.>

위반행위의 효과 / 위반자의 용태	단순한 규정위반 또는 경미한 법익 침해	다른 사업자나 소비자의 중요한 법익 침해	전력계통 교란 등 사회적 물의야기
단순한 주의태만	2천만원 이내	5천만원 이내	2억원 이내
중과실에 의한 위반	5천만원 이내	1억원 이내	5억원 이내
고의에 의한 위반	1억원 이내	3억원 이내	10억원 이내

② 감시위원회는 구체적인 제재금액을 결정함에 있어 다음 각호의 사유를 종합적으로 고려하여야 한다. 다만 그 제재금액은 제1항의 자율제재금 부과기준표에서 정한 기준금액의 한도를 초과할 수 없다. [신설 2009.12.31]

1. 위반의 횟수와 빈도, 위반행위의 존속기간
2. 규칙위반으로 인하여 전기사업자가 얻었거나 얻게 될 직간접적인 이득의 정도
3. 규칙위반으로 인한 피해의 확산방지나 피해보상 등 자율적 시정을 위한 노력
4. 규칙위반에 대한 사실은폐나 자료제출 거부사실 등
5. 임직원이나 위탁업무수행자 등의 규칙위반에 대한 전기사업자의 예방교육 기타 주의·감독의 유무와 정도
6. 기타 정상을 참작할 사유

제6.4.7조(자율제재금 통보 및 이의신청) ① 제6.4.4조 규정에 따른 자율제재금 부과결정의 대상이 된 전기사업자 및 수요관리사업자 등은 그 통보일로부터 2주 이내에 감시위원회에 대하여 이의신청을 할 수 있다. [신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>

② 제1항의 규정에 의한 이의신청이 있는 경우 감시위원회는 신청서를 접수한 날로부터 60일 이내에 재심을 하여야 한다. 다만 새로운 증거조사를 하여야 하는 등 불가피한 사정이 있을 경우 재심기간을 1회에 한하여 연장할 수 있고, 그 기간은 최대 30일로 한다. [신설 2009.12.31]

제6.4.8조(직권재심) 감시위원회는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 직권으로 재심하여 제6.4.4조에 따른 자율제재금 부과를 취소하거나 변경할 수 있다.

1. 법원의 확정판결을 감안하여 자율제재금 부과의 원인이 된 사실관계와 법률적 판단을 고려할 때 자율제재금 부과가 적절치 아니하거나 그 금액의 크기에 대한 변경이 필요하다고 인정되는 경우 [신설 2009.12.31]
2. 증거서류의 오류·누락 또는 자율제재금 부과의 원인이 된 사실관계에 반하는 새로운 증거의 발견 등으로 자율제재금 부과가 적절치 아니하거나 그 금액의 크기에 대한 변경이 필요하다고 인정되는 경우[신설 2009.12.31]

제6.4.9조(자율제재금의 납부와 납부지체시의 가산금 등) ① 전기사업자 및 수요관리사업자 등은 자율제재금이 확정된 날로부터 30일 이내에 당해 자율제재금을 감시위원회 사무국이 지정하는 방법에 따라 납부하여야 한다. [신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>

② 전항의 납부기한까지 납부하지 아니하는 회사에 대하여는 납입이 지체되는 날수에 비례하여 연 100분의 9의 연체율을 적용하여 가산된 자율제재금을 납부하여야 한다. [신설 2009.12.31]

③ 감시위원회는 해당 전기사업자 및 수요관리사업자 등이 자율제재금을 납부기한 내에 납부하지 아니하는 경우에 제4장 제2절의 규정 또는 제12장 제6절의 규정에 의한 정산시 해당 전기사업자 및 수요관리사업자 등의 정산금에서 차감하여 징수하도록 전력거래소에 요구할 수 있으며, 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 이를 이행하여야 한다. [신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>

제6.4.10조(자율제재금의 용도 및 관리) ① 자율제재금과 가산금의 징수 및 관리는 사무국이 이행하며 납부된 금액은 감시위원회의 승인을 받아 다음과 같은 용도로 사용한다.[신설 2009.12.31]

1. 전력시장 및 중개시장 감시를 위한 활동 <개정 2018.12.12.>
2. 시장감시를 위한 종합시스템 구축 및 운영
3. 기타 감시위원회가 지정하는 공익적 목적의 용도

② 사무국은 제1항에 따른 집행결과를 전력거래소 감사의 감사결과보고서를 첨부하여 매년 3월말까지 감시위원회에 보고하여야 한다. [신설 2009.12.31]

제5절 전기위원회의 사실조사 및 직권시정조치 <삭제 2011.6.30.>

제7장 분쟁조정

제1절 통칙

제7.1.1조(분쟁당사자의 합의) 분쟁당사자는 분쟁을 해소하기 위하여 이 장에 의한 조정판정을 구하기 이전에 상호 간의 합의로 분쟁을 해결하기 위하여 최선의 노력을 다하여야 한다.

제7.1.2조(분쟁조정) 전력거래소 및 모든 회원은 전력시장, 중개시장, 수소발전입찰시장, 저탄소 전원 중앙계약시장 및 전력계통의 운영에서 발생하는 각종 분쟁을 해결하고자 하는 경우에는 제7.2.1조의 규정에 따른 분쟁조정위원회(이하 "조정위원회"라 한다)의 조정을 거쳐야 한다. 다만, 동일한 분쟁 사항에 대해 이미 법적 소송이 진행 중인 경우에는 분쟁조정신청이 접수되기 전에 법적 소송이 취하되거나 각하된 경우를 제외하고는 분쟁조정을 중복해서 신청할 수 없다. <개정 2018.12.12., 2019.05.31., 2023.8.30., 2024.10.29., 2025.10.1.>

제7.1.3조(분쟁조정의 대리) 분쟁당사자는 변호사 또는 상당하다고 인정되는 자로 하여금 이 장에 의한 분쟁조정절차를 대리하게 할 수 있다.

제7.1.4조(기일의 산정) 본장 제3절에 따른 절차에 소요되는 기간을 계산할 때에는 법정 공휴일 및 전력거래소 휴무일은 이에 포함하지 아니한다. [신설 2021.7.1.]

제2절 분쟁조정위원회

제7.2.1조(위원회의 구성) ① 분쟁당사자간의 분쟁해결을 위하여 3인의 분쟁조정인으로 조정위원회를 구성한다.

② 분쟁조정인으로 될 수 있는 자는 전력시장 및 중개시장의 운영과 직·간접적으로 관련이 없는 자로서 다음 각호의 사항을 충족하는 자로 한다. 단, 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다. [단서신설 2012.5.31.] <개정 2018.12.12.>

1. 법조경력 10년 이상, 법학박사 또는 외국인변호사 자격 취득자로 법조경력 5년 이상인 변호사 <이하개정 2012.5.31>
2. 대학교수로 5년 이상 또는 박사학위자로서 5년 이상 근무한 자
3. 공인회계사, 변리사, 세무사, 관세사 등 자격 취득자로 5년 이상 현직에서 근무한 자
4. 전력산업계에 15년 이상 또는 전력산업 관련 기술사 자격 취득자로 5년 이

상 근무한 자 [이하신설 2012.5.31]

5. 분쟁해결에 상당한 식견과 경험을 가진 자로서 각각의 분쟁에 대하여 가장 최적의 분쟁해결책을 제시할 수 있는 자

③ 분쟁조정에 관한 사무를 처리하기 위하여 전력거래소에 사무국을 두며, 사무국의 조직 및 그 직능과 운영은 전력거래소가 별도로 정한다.

④ 사무국은 분쟁조정인 명부를 작성·유지하며, 사무국에서 분쟁조정인을 선정하는 경우에는 분쟁조정인 명부 중에서 선정한다. 단, 분쟁조정인 명부는 3년마다 재위촉 대상자 및 신규 후보자를 상대로 제5항의 제2호 내지 제3호에 의거 위촉 여부를 결정하여 정비하되, 다음 각호에 해당하는 자는 사무국에서 즉시 해촉한다. [단서이하 신설 2012.5.31]

1. 위촉된 후 분쟁당사자로부터 금품 또는 향응을 제공받은 경우나 사회적으로 부패행위를 야기한 경우

2. 위촉 당시 경력, 학력 또는 「부패방지 및 국민권익위원회의 설치와 운영에 관한 법률」 제2조 제4호에 따른 부패행위 전력을 거짓으로 제출한 경우

⑤ 사무국은 분쟁조정 사건의 사무를 처리하기 위하여 1인 또는 수인의 분쟁조정간사(이하 "간사"라 한다)를 지명하며, 간사는 지정된 분쟁사건에 관하여 다음 각호의 직무를 수행한다.

1. 조정위원회에 상정된 분쟁조정 사건에 대한 분쟁조정 의뢰

2. 전력거래소 및 전력시장참여자의 동의를 얻어 분쟁조정인 명부를 작성·유지

3. 전력거래소 및 전력시장참여자의 동의를 얻어 분쟁조정인 명부에 위원을 추가 또는 삭제

4. 제7.2.3조 제2항에 따른 합의조정 및 분쟁조정 판정문의 가공과 공개, 같은 조 제3항의 인용여부 공개 <개정 2021.7.1.>

5. 분쟁판정 결과를 제7.3.4.5조의 규정에 의해 분쟁당사자에게 통보하며, 해결되지 못한 분쟁사항에 대해서는 분쟁이 최종적으로 해결될 때까지 그 관계서류를 유지·관리

제7.2.2조(위원회의 의사결정) 분쟁판정을 포함한 조정위원회의 의사결정은 분쟁조정인의 과반수의 찬성으로 한다.

제7.2.3조(비공개) ① 합의조정 및 분쟁조정의 내용, 절차 및 결과는 원칙적으로 공개하지 아니한다. <개정 2021.7.1.>

② 제1항에도 불구하고 분쟁당사자 쌍방과 합의조정인 또는 해당 조정위원회 전원으로부터 합의조정 및 분쟁조정 결과에 대한 공개 동의를 얻은 경우에는 그 합의조정 및 분쟁조정결과가 포함된 판정문을 공개 동의 범위에 따라 다른

조정위원회의 분쟁조정인 또는 전력시장 참여자에 한해 공개할 수 있다. 다만 이 경우에도 분쟁당사자, 합의조정인 및 분쟁조정인은 비공개 처리하며 이를 위하여 판정문 일부를 가공하여 공개할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

③ 제1항 및 제2항에도 불구하고 분쟁신청의 인용 여부는 공개할 수 있다. 이 경우에도 분쟁당사자, 합의조정인 및 분쟁조정인은 비공개 처리한다. [신설 2021.7.1.]

제7.2.4조(이의신청권의 상실) 분쟁당사자가 이 규정의 요건이 지켜지지 아니한 것을 알았거나 알 수 있으면서 이에 대하여 지체없이 이의를 제기하지 아니하고 분쟁조정절차를 진행한 경우에는 이에 대한 이의신청권을 상실한다.

제7.2.5조(서면의 송달) 이 규칙에 의한 분쟁조정 절차의 진행을 위하여 필요로 하는 모든 서류나 통지의 송달은 서면에 의한다.

제7.2.6조(통지와 접수) ① 분쟁당사자간에 다른 합의가 없는 경우에 서면의 통지는 등기우편, 팩스, 전자문서, 이메일이 수신인의 주소·영업소, 우편연락장소 또는 수신인이 지정한 정보처리시스템에 정당하게 전달 또는 입력된 때에 수신인에게 통지된 것으로 본다. <개정 2021.7.1.>

② 제1항의 규정을 적용함에 있어서 적절한 조회를 하였음에도 수신인의 주소·영업소·우편연락장소 또는 정보처리시스템을 알 수 없는 경우에는 최후로 알려진 수신인의 주소·영업소·우편연락장소 또는 정보처리시스템에 등기우편, 팩스, 전자문서, 이메일 및 기타 발송을 증명할 수 있는 방법에 의하여 서면이 발송된 때에 수신인에게 통지된 것으로 본다. <개정 2021.7.1.>

③ 통지된 서면이 수신인에게 도달하거나 전자문서 및 이메일 등을 확인·검색한 때 통지가 접수된 것으로 본다. 다만 통지한 날부터 1주 이내에 수신인이 정당한 사유없이 수신을 거부하거나 수신인이 전자문서 및 이메일 등을 확인·검색하지 아니하는 때에는 통지한 날부터 1주가 지난 날에 접수된 것으로 본다. [신설 2021.7.1.]

④ 제3항에도 불구하고 “재난 및 안전관리 기본법”에 따른 재난상황이나 파업, 정보처리시스템의 장애 등으로 인하여 서면이 도달할 수 없거나 수신인이 전자문서 및 이메일 등을 확인할 수 없는 기간은 제3항 단서의 기간에 산입하지 아니한다. [신설 2021.7.1.]

제7.2.7조(기간의 변경) ① 분쟁당사자는 서면에 의한 합의로 이 규정에서 정한 기간을 변경할 수 있다.

② 조정위원회는 상당한 이유가 있으면 판정을 하는 기간을 제외하고는 이 규

정에서 정한 기간을 연장할 수 있다.
③ 기간을 연장하는 경우에 조정위원회는 사무국을 통하여 그 연장기간 및 이유를 상대방 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.

제7.2.8조(규정의 해석 및 적용) ① 개개의 분쟁사건에 대한 이 장의 규정에 대한 해석 및 적용은 그 분쟁사건을 담당하는 조정위원회가 한다.
② 제1항의 경우 조정위원회를 구성하는 분쟁조정인 사이에 의견일치를 보지 못하는 경우에는 제7.2.2조의 규정에 의한 방법으로 결정한다.

제3절 분쟁조정 및 불복 절차

제1관 분쟁조정의 신청

제7.3.1.1조(신청) ① 이 장의 규정에 의하여 분쟁조정을 신청하고자 하는 자(이하 "분쟁신청인" 이라 한다)는 사무국에 다음 각호의 서류를 제출하여야 한다.
1. 분쟁조정신청서(별지 제21호서식) <개정 2003.9.18>
2. 분쟁조정신청에서 주장하는 청구의 원인사실을 증명하는 서증(書證)이 있는 경우 그 서증의 원본 또는 사본
3. 대리인이 있는 경우 위임장
4. 기타 분쟁조정을 위한 참고자료

② 제1항 제1호의 분쟁조정신청서에는 다음 각호의 사항을 기재하여야 한다.
1. 분쟁당사자 성명 및 주소(법인인 경우에는 법인의 명칭 및 주소이외에 그 대표자의 성명 및 주소를 함께 기재한다)
2. 대리인이 있는 경우 그 성명 및 주소
3. 분쟁조정신청의 취지, 이유 및 입증방법
4. 규칙 관련조항

제7.3.1.2조(신청의 접수 및 통지) ① 사무국은 분쟁조정신청서를 제출받음과 동시에 당해 신청사항이 제7.3.1.1조의 규정에 적합한 것인지 여부를 확인하고, 적합한 경우에는 이를 접수한다.
② 사무국이 분쟁조정의 신청을 접수하였을 때에는 접수 후 3일 이내에 쌍방당사자에게 이를 접수하였다는 사실을 통지하며, 이 경우 피분쟁신청인에게는 분쟁조정신청서 1부를 첨부하여야 한다.

제7.3.1.3조(답변) ① 피분쟁신청인은 제7.3.1.2조의 규정에 의한 통지의 접수일(이하 "기준일"이라 한다)로부터 7일 이내에 그 통지를 한 사무국에 다음 각호의 서류

를 제출하여 답변할 수 있다.

1. 답변서
2. 답변의 이유를 증명하는 서증이 있는 경우에는 그 서증의 원본 또는 사본
3. 대리인이 답변하는 경우에는 그 위임장

② 제1항 제1호의 답변서에는 다음 각호의 사항을 기재하여야 한다.

1. 분쟁당사자 성명 및 주소(법인인 경우에는 법인의 명칭 및 주소이외에 그 대표자의 성명 및 주소를 함께 기재한다.)
2. 대리인이 있는 경우 그 성명 및 주소
3. 답변의 취지
4. 답변의 이유 및 입증방법

③ 사무국은 답변서를 제출받음과 동시에 그 답변이 제2항의 규정에 적합한 것인지의 여부를 확인하고 적합한 경우에는 이를 접수한다.

④ 사무국이 답변서를 접수하였을 때는 답변서 접수 후 3일 이내에 쌍방 분쟁당사자에게 이를 접수하였다는 뜻을 통지하며, 이 경우 분쟁신청인에게는 답변서 1부를 첨부하여야 한다.

⑤ 제1항의 규정에 의한 기간 내에 답변서의 제출이 없는 경우에는 분쟁신청인이 주장하는 청구사항을 인정하는 것으로 본다.

제7.3.1.4조(제출서류의 부수 및 형태) 제7.3.1.1조 제1항 및 제7.3.1.3조 제1항의 규정에 의하여 분쟁당사자가 제출하는 서류의 부수는 5부(원본을 제출하였을 경우에는 그 원본을 포함하여 5부)로 한다. 다만, 사무국은 필요에 따라 제출 서류의 부수를 가감할 수 있다.

제7.3.1.5조(분쟁조정신청 및 답변의 변경 또는 보완) ① 분쟁조정신청서 또는 답변서의 제출 후에 분쟁당사자의 일방 또는 쌍방이 내용을 변경하거나 보완을 하는 경우에는 이를 서면으로 작성하여 사무국에 제출하여야 한다.

② 조정위원회가 구성된 후 내용을 변경하거나 보완을 하고자 할 때에는 조정위원회의 허가를 받아야 한다. 다만 조정위원회는 내용의 변경이나 보완이 시기에 늦어 상대방의 이익을 해하거나, 절차의 완결을 지연하게 하는 것으로 인정되는 경우에는 직권 또는 상대방의 신청에 의하여 이를 허가하지 아니할 수 있다.

③ 제1항의 규정에 의한 변경에 관하여는 제7.3.1.1조 내지 제7.3.1.4조의 규정을 준용한다.

제7.3.1.6조(분쟁조정 장소의 결정) ① 분쟁조정 장소의 결정은 분쟁당사자간에 별도의 약정이 없는 한, 당해 사건에 관한 분쟁당사자의 편의, 증거조사 방법 등을 고려하여 사무국이 정한다.

제7.3.1.7조(합의조정에 의한 해결) ① 기준일로부터 10일 이내에 분쟁당사자 쌍방의 합의조정 요청이 있는 경우 사무국은 분쟁조정절차를 개시하기 전에 분쟁을 합의조정절차에 회부한다.

② 사무국은 분쟁조정인 명부 중에서 1인을 합의조정인으로 선정한다.

③ 제2항의 합의조정인은 분쟁당사자의 합의에 의하여 선정된 분쟁조정인으로 보며, 합의조정의 결과는 제7.3.4.3조의 규정에 의한 화해분쟁조정판정의 방식으로 처리되는 동시에 판정과 동일한 효력을 가진다.

④ 합의조정인이 선정된 날로부터 10일 이내에 조정이 성립되지 아니하는 경우에는 그 조정절차는 종료되며, 즉시 제7.3.2.1조의 규정에 의한 분쟁조정인의 선정 및 분쟁조정절차가 개시된다. 다만, 분쟁당사자는 합의에 의하여 위 기간을 연장할 수 있다.

⑤ 합의조정기간을 연장하고자 하는 경우 분쟁당사자가 기간 연장에 합의한다는 내용을 사무국에 통지해야 한다.

제2관 분쟁조정인의 선정

제7.3.2.1조(분쟁조정인의 선정) ① 사무국은 분쟁조정신청이 접수되면 제7.3.1.7조의 규정에 의한 조정의 가망이 없거나, 합의조정이 성립되지 아니 하였을 경우 지체없이 제7.2.1조 제4항의 규정에 의한 분쟁조정인 명부 중에서 10인 이내의 분쟁조정인 후보자를 선택하고 그 명단을 분쟁당사자에게 송부하여야 한다.

② 분쟁당사자는 제1항의 규정에 의한 명단의 접수일로부터 3일 이내에 후보자 성명 위에 희망순위를 표시하기 위한 번호를 붙여서 이를 사무국에 반송하여야 하며, 위의 기간 내에 그 명단을 반송하지 아니하는 경우에는 그 명단에 기재된 후보자 전원에 대하여 동일순위로 지명한 것으로 보고, 반송된 명단 중 동일순위로 지명된 2인 이상의 후보자나 희망순위 표시가 없는 후보자나 말소된 후보자에 대하여는 상대방의 희망순위를 참작하여 사무국이 희망순위를 조정한다. 이때, 희망순위의 조정은 동일순위로 지명된 2인 이상의 후보자, 희망순위 표시가 없는 후보자, 말소된 후보자 순으로 조정한다.

③ 사무국은 분쟁당사자가 제출한 분쟁조정인 희망순위를 집계하여 희망순위가 가장 높은 사람을 분쟁조정위원장으로 선정하며 다음 높은 순으로 분쟁조정인을 선정하며, 순위 집계결과 동일순위자가 복수일 경우에는 분쟁당사자가 표시한 순위에 대한 편차가 가장 적은 후보자를 선정한다. 다만, 편차가 같을 경우에는 연장자순으로 한다.

④ 분쟁당사자가 지명한 분쟁조정인이 취임 수락을 거절하거나 또는 다른 이유로 직무를 행할 수가 없는 경우에는 이미 제출된 명단에서 순위에 따라 지명된 분쟁조정인으로부터 취임 수락을 받는다. 다만, 이미 제출된 명단에서 선정할

수 없으면 본 조에서 정하는 방법에 따라 분쟁조정인을 다시 선정하여야 한다.
⑤ 분쟁조정인 임명 시 이미 특정 분쟁조정에 분쟁조정인으로 지정되었다고 하여 다른 분쟁조정에 분쟁조정인으로 지명되는데 결격사유가 되지 아니한다.

제7.3.2.2조(분쟁조정인 선정의 통지) ① 이 규정에 의하여 분쟁조정인 전원이 선정되면 사무국은 분쟁당사자 및 분쟁조정인 모두에게 분쟁조정인 전원의 성명, 주소 및 직업을 서면으로 통지하여야 한다.
② 사무국은 분쟁조정인에게 제1항의 규정에 의한 통지를 함에는 이 규정 1부를 첨부하여야 하며 제7.3.2.3조의 요건에 관하여 분쟁조정인의 주의를 환기시켜야 한다.
③ 사무국은 제2항의 규정에 의한 과정을 거친 후 선정된 분쟁조정인을 최초 분쟁조정인으로 간주한다.
④ 사무국은 분쟁당사자에게 제1항의 규정에 의한 통지를 함에 있어서 상대방의 분쟁조정인의 희망순위표를 첨부하여야 한다.

제7.3.2.3조(분쟁조정인의 부적격 고지) ① 선정의 통지를 받은 분쟁조정인은 자신의 공정성 또는 독립성에 관하여 정당한 의문을 야기할 수 있는 다음 각 호의 사유가 있을 때에는 최초 분쟁심리의 개시 전까지 이를 모두 사무국에 서면 고지하여야 한다.<개정 2012.5.31>[각호신설 2012.5.31]
1. 분쟁신청인 및 피분쟁신청인의 용역, 자문, 연구 등에 참여한 경우
2. 최근 3년간 분쟁조정인 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 분쟁신청인 및 피분쟁신청인의 업체에 재직한 경우
3. 분쟁조정인이 그 분쟁조정의 당사자와 「민법」 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
4. 기타 분쟁조정과 관련하여 공정성 또는 독립성을 저해할 수 있는 경우
② 사무국은 제1항의 규정에 의한 고지를 접수하였을 때에는 즉시 이를 조정위원회와 분쟁당사자에게 통지하여야 하며 분쟁당사자가 그 통지 접수일로부터 3일 이내에 제1항의 사정이 있는 분쟁조정인의 선정에 대하여 부적합하다고 이의를 제기한 경우 그 분쟁조정인은 선정되어서는 아니 된다. 다만, 분쟁당사자가 위의 기간 내에 이의를 제기하지 아니하였을 경우에는 다시 그 사정을 이유로 그 분쟁조정인의 자격에 대하여 이의를 제기할 수 없다.
③ 분쟁조정인의 선정에 대하여 이의를 제기함으로써 발생되는 분쟁조정인의 결원은 제7.3.2.4조의 규정에서 정하는 방법으로 보충한다.

제7.3.2.4조(분쟁조정인의 보궐) ① 분쟁조정인이 사임, 사망 또는 기타의 사유로 인하여 결원이 되었을 경우에는 제7.3.2.1조 제3항 및 제4항의 규정에 의해 선정하

여 통지하여야 한다.
② 별도의 합의가 있는 경우를 제외하고, 양 분쟁당사자가 제1항의 규정에 의하여 새로이 선정된 분쟁조정인(이하 "신분쟁조정인" 이라 한다)에게 종전의 심리결과를 진술하여 신분쟁조정인이 이의를 제기하지 아니하면 절차를 속행한다. 다만, 종전 심리한 사안에 대하여 분쟁당사자가 다시 심리를 신청한 때에는 신분쟁조정인은 그 심리를 하여야 한다.

제3관 분쟁심리절차

제7.3.3.1조(일시와 장소) ① 분쟁심리의 일시와 방식은 조정위원회가 정하되, 분쟁심리 장소는 제7.3.1.6조의 규정에 의하여 사무국이 정한다.
② 사무국은 제1항의 규정에 의한 결정을 분쟁심리 개시 3일전까지 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.

제7.3.3.2조(속기록의 작성 등) ① 사무국은 분쟁당사자 또는 조정위원회의 요구가 있으면 분쟁당사자의 진술이나 증언의 녹음 또는 속기록을 작성하는데 필요한 준비를 하여야 한다.
② 제1항의 규정에 의한 요구를 하는 분쟁당사자는 이에 소요되는 경비를 사무국에 예납하여야 한다.

제7.3.3.3조(분쟁심리에의 출석) ① 분쟁당사자는 분쟁심리에 출석할 수 있다.
② 분쟁당사자 이외의 자로서 분쟁조정 판정결과에 이해관계가 있는 자는 조정위원회에 이해관계가 있음을 소명하고, 조정위원회의 허가를 받아 분쟁심리에 출석할 수 있다.
③ 조정위원회는 증인의 증언 중 다른 증인의 퇴석을 요구할 수 있다.

제7.3.3.4조(분쟁심리 연기 또는 속행) 조정위원회는 상당한 이유가 있으면 직권 또는 분쟁당사자의 요구에 의하여 분쟁심리를 연기 또는 속행할 수 있다. 다만, 그 다음 기일은 7일 이내로 정하도록 하며, 계속하여 2회 이상 연기하지 않도록 하여야 한다.

제7.3.3.5조(분쟁심리준비) ① 조정위원회는 분쟁당사자에게 분쟁심리절차를 신속·정확하게 진행할 수 있도록 하기 위하여 사전에 주장과 증거방법 및 상대방 주장에 대한 의견을 기재한 준비서면과 답변서를 제출하게 할 수 있다.
② 조정위원회는 필요하다고 인정하는 경우 또는 분쟁당사자 쌍방의 요청이 있을 때에는, 분쟁당사자가 제출한 준비서면과 답변서를 요약하여 제출하게 할 수

있다. 이 경우, 조정위원회는 요약된 쟁점에 대해서만 심리·판정할 수 있다.

제7.3.3.6조(분쟁심리절차) ① 분쟁심리는 사건과 분쟁당사자의 호명으로 개시된다.

② 간사는 매 분쟁심리마다 다음 사항을 기재한 분쟁심리조서를 작성·비치하여야 한다.

1. 분쟁심리의 장소 및 일시
2. 분쟁조정인, 분쟁당사자, 대리인의 성명 및 주소
3. 증인이 있는 경우 그 성명 및 주소
4. 분쟁당사자 및 대리인의 진술 또는 분쟁심리 내용의 요지.(다만, 증거조사의 결과는 조정위원회의 별도 요구가 없는 한, 녹음으로 대체할 수 있음)

③ 조정위원회는 분쟁심리를 하기 전에 분쟁의 쟁점을 설명하는 진술을 요구할 수 있다.

④ 분쟁신청인은 신청취지 및 신청이유의 진술과 동시에 증거서류를 제출하고 증인을 출석시킬 수 있으며, 피분쟁신청인 또한 항변과 동시에 증거서류를 제출하고 증인을 출석시킬 수 있다.

⑤ 분쟁당사자 일방이 증거물을 제출하는 경우에 조정위원회는 이를 증거로서 접수할 수 있으며, 접수가 되면 간사는 번호를 붙여서 기록의 일부로 한다.

⑥ 조정위원회는 필요하다고 인정하는 경우에는 분쟁심리절차를 변경할 수 있다. 다만, 분쟁당사자에게 증거 및 관계 자료를 제출할 수 있는 공평하고 충분한 기회를 주어야 한다.

⑦ 분쟁당사자가 준비서면을 수차에 걸쳐 중복 제출함으로써, 요지를 파악하기 어렵다고 인정될 때 조정위원회는 분쟁심리의 종결에 앞서 요약된 준비서면의 제출을 명할 수 있다.

제7.3.3.7조(분쟁당사자의 해태) ① 분쟁조정을 신청한 분쟁신청인이 분쟁취지를 특정하지 아니하거나, 신청이유 및 입증방법을 명시 또는 제출하지 아니하여 분쟁조정절차의 신속한 진행을 기대할 수 없다고 조정위원회가 판단하거나, 분쟁당사자 쌍방이 주장 및 입증을 태만히 하여 조정절차의 계속적 진행이 부적합하다고 판단하는 경우에는 조정위원회는 분쟁심리절차를 종결할 수 있다. <항번호 추가 2019.5.31.>

② 동일한 분쟁 사항에 대해 법적 소송을 제기한 자는 소송 제기일로부터 3일 이내에 분쟁조정 사무국에 소송제기 사실을 알려야 한다. [신설 2019.5.31.]

③ 분쟁조정 사무국은 당사자의 소송제기 사실을 알게 된 때에는 지체 없이 해당 분쟁 건을 종료하고, 당사자에게 이를 통지하여야 한다. [신설 2019.5.31.]

제7.3.3.8조(분쟁당사자의 불출석) ① 조정위원회는 분쟁당사자에게 분쟁심리 출석을

정당하게 통지 또는 고지하였는데도 불구하고 일방이 출석하지 아니하거나, 출석하여도 분쟁심리에 응하지 아니하는 경우에도 분쟁조정은 그대로 진행시킬 수 있다.

② 조정위원회는 제1항의 경우에는 결석하거나 분쟁심리에 응하지 아니한 분쟁당사자 일방이 제출한 서면 또는 기타의 증거가 있을 때에는 이를 진술 또는 제출한 것으로 보고 출석한 분쟁당사자에게 판정에 필요한 심리를 진행시킬 수 있다.

③ 분쟁당사자 쌍방이 정당하게 통지 또는 고지가 되었는데도 불구하고 2회 이상 출석하지 아니하거나, 출석하여도 분쟁심리에 응하지 아니하는 경우에는 위원회는 분쟁조정절차 종료를 선언할 수 있다.

제7.3.3.9조(분쟁조정 신청의 철회) ① 분쟁신청인은 분쟁판정에 이르기까지 분쟁조정 신청의 일부 또는 전부를 철회할 수 있다.

② 분쟁조정의 철회는 피분쟁신청인이 이미 답변서를 제출하였거나, 분쟁심리 절차에서 피분쟁신청인의 진술이 있은 후에는 피분쟁신청인의 동의를 얻지 아니하면 그 효력이 없다.

③ 분쟁신청인이 분쟁조정신청을 철회하고자 하는 경우는 피분쟁신청인 및 사무국에 서면으로 하여야 한다.

④ 제3항의 규정에 의한 분쟁조정신청 철회의 서면이 접수된 날로부터 7일 이내에 피분쟁신청인이 이의를 제기하지 아니한 때는 철회에 동의한 것으로 본다.

제7.3.3.10조(준비서면 및 기타 문서의 제출) ① 심리당시의 합의 또는 그 이후의 합의 및 조정위원회의 요구에 의하여 제출하는 모든 준비서면 및 기타 문서는 신속한 분쟁조정심리 진행을 위하여 사무국이 접수 후 2일 이내에 위원회에 송달하여야 한다. 이 경우에는 쌍방의 분쟁당사자에게 이 서류를 조사할 수 있는 기회를 주어야 한다.

② 제1항에 규정에 의한 준비서면 및 기타 문서가 조정위원회에서 정한 기간 내에 제출되지 아니한 경우에도 조정위원회는 심리를 진행시킬 수 있다.

제7.3.3.11조(검증) 조정위원회는 검증을 할 필요가 있을 경우에는 검증하기 전에 검증의 목적, 일시 및 장소를 정하여 사무국으로 하여금 이를 분쟁당사자에게 통지하도록 하며, 분쟁당사자는 검증에 입회할 수 있다.

제7.3.3.12조(재산의 보존) 조정위원회는 분쟁당사자 어느 일방의 신청이 있는 경우 분쟁당사자의 권리나 분쟁의 최종 판정과는 관계없이 분쟁조정의 대상이 된 재산을 보호하기 위하여 분쟁당사자에게 필요한 조치를 지시할 수 있다.

제7.3.3.13조(증거) ① 분쟁당사자는 자기의 주장을 입증할 수 있는 증거를 제출하거나 증인 또는 감정인의 임의출석을 신청할 수 있다. 다만, 조정위원회는 제출된 증거와 분쟁당사자의 주장이 서로 관련이 없다고 인정할 때는 이를 조사하지 아니할 수 있다.

② 조정위원회는 필요하다고 인정할 때는 증거의 제출이나 증인 또는 감정인의 임의의 출석을 요구할 수 있다. 다만, 조정위원회가 정한 기간 내에 증거가 제출되지 아니하거나, 증인 또는 감정인이 출석하지 않은 경우에도 조정위원회는 심리를 진행시킬 수 있다.

③ 조정위원회가 분쟁조정판정에 필요하다고 인정하는 증거의 조사를 직접 할 수 없는 경우에는 직권 또는 분쟁당사자의 요구에 의하여 관할법원에 이를 신청할 수 있다.

④ 모든 증거는 분쟁당사자 전원이 출석하고, 분쟁조정인의 과반수가 출석한 자리에서 제출 조사되어야 한다. 다만, 어느 분쟁당사자가 정당한 사유 없이 출석하지 아니하거나 출석할 권리를 포기한 경우에는 그러하지 아니하다.

⑤ 분쟁조정인은 제출된 증거의 신빙성과 유용성을 자유심증으로 판단한다.

제7.3.3.14조(분쟁심리의 종결) ① 조정위원회는 분쟁당사자가 주장 및 입증을 다하였다고 인정할 때는 분쟁심리의 종결을 선언하여야 한다.

② 분쟁심리의 종결은 최초분쟁조정인 선정이 완료된 날로부터 40일 이내에 종결함을 원칙으로 한다. 다만, 분쟁당사자간 합의가 된 경우 기간의 연장이 가능하다.

③ 제7.3.3.7조의 규정에 의해 분쟁심리가 종결된 경우, 분쟁심리를 종결하도록 원인을 제공한 분쟁당사자는 조정위원회의 판정 과정에서의 어떤 불이익도 감수하여야 한다.

제7.3.3.15조(서면심리에 의한 절차) ① 분쟁당사자는 서면합의에 의하여 분쟁을 구술심리에 의하지 아니하고 서면심리에 의한 분쟁조정에 붙일 수 있다.

② 사무국은 다음 각호의 절차에 따라서 필요한 문서와 증거를 제출하도록 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.

1. 분쟁당사자는 원인사실의 진술을 포함한 쟁점에 관한 진술서에 증거를 첨부하여 사무국에 제출하여야 하며, 동 진술서에 요약서를 첨부할 수 있다.

2. 모든 서류는 진술서와 증거를 제출하도록 통지된 일로부터 7일 이내에 사무국이 요구하는 부수의 사본을 구비하여 제출되어야 한다.

3. 사무국은 일방의 분쟁당사자로부터 제출된 진술서 및 증거의 사본을 접수 후 3일 이내에 상대방 분쟁당사자에게 송부하며, 각 분쟁당사자는 상대방의 진술서 및 증거에 대하여 답변하거나 의견을 진술할 수 있다. 다만, 그 접수 후 7일 이내에 분쟁당사자가 답변서 내지 의견서를 제출하지 아니한 경우 그 분쟁

당사자는 답변 내지 의견진술의 권리를 포기한 것으로 본다.

4. 사무국은 모든 증거 및 서류를 조정위원회에 송달하며, 조정위원회는 그 송달일로부터 7일 이내에 분쟁당사자에게 추가 증거의 제출을 요구할 수 있으며, 사무국은 이 요구를 분쟁당사자에게 통지하고 분쟁당사자는 접수일로부터 7일 이내에 추가 증거를 제출하여야 한다.

5. 사무국은 분쟁당사자의 일방으로부터 제출된 추가 진술서 및 증거의 사본을 접수 후 3일 이내에 상대방 분쟁당사자에게 송부하며, 각 분쟁당사자는 그 진술서 및 증거에 대하여 답변 내지 의견을 진술할 수 있다. 다만, 서류 접수 후 7일 이내에 답변 내지 의견 진술을 하지 아니하는 분쟁당사자는 답변 내지 의견을 진술하는 권리를 포기한 것으로 본다.

③ 사무국이 본 조 각항 규정에 따라서 제출된 모든 서류를 조정위원회에 송달하였을 경우에는 분쟁심리절차는 종결된 것으로 본다.

제4관 판 정

제7.3.4.1조(판정기간 등) ① 조정위원회는 판정을 분쟁당사자의 합의가 없는 한 분쟁심리 종결일로부터 10일 이내에 판정하여야 한다.

② 분쟁조정인 일부가 판정에의 참여를 거부하거나, 정당한 이유 없이 분쟁조정판정 합의에 불참한 경우에는 과반수에 해당하는 나머지 분쟁조정인들만의 합의로 결정한다.

③ 사무국은 분쟁조정판정에 영향을 미치지 않는 범위 내에서 분쟁조정판정의 형식에 관하여 조정위원회에 의견을 제시할 수 있다.

제7.3.4.2조(판정의 형식) ① 분쟁조정 판정은 서면으로 작성하고 다음 각 호의 사항을 기재하여 분쟁조정인이 서명·날인하여야 한다.

1. 분쟁당사자 성명 및 주소(법인인 경우에는 그 대표자의 성명 및 주소를 함께 기재)
2. 대리인이 있는 경우 그 성명 및 주소
3. 판정 주문
4. 판정 이유
5. 작성년월일

② 과반수에 해당하지 아니 하는 분쟁조정인 일부가 분쟁판정에 서명을 거부하거나 서명할 수 없을 때에는 다른 분쟁조정인이 그 사유를 기재하고 서명·날인하여야 한다.

제7.3.4.3조(화해분쟁조정판정) 분쟁당사자가 분쟁조정절차 중에 화해를 하였을 경우

에 분쟁당사자가 요구하면 조정위원회는 합의된 화해의 내용을 판정으로써 기재할 수 있다.

제7.3.4.4조(판정문의 정정) 조정위원회는 판정문에서 숫자계산의 착오나 간사 또는 타자원의 과실 기타 이와 유사한 사유로 인하여 발생한 명백한 오자 또는 오류를 발견하였을 때는 직권으로 이를 정정할 수 있다. 다만, 조정위원회가 정정할 수 없는 때에는 사무국이 이를 할 수 있다.

제7.3.4.5조(판정의 송달) 사무국은 판정이 이루어진 후 2일 이내에 판정결과를 분쟁당사자에게 송부하여야 한다.

제7.3.4.6조(판정의 범위) ① 조정위원회는 분쟁조정뿐만 아니라 공정하고 정당한 배상이나 기타의 구제를 명할 수 있다.
② 조정위원회는 책임 있는 일방 또는 쌍방의 분쟁당사자에게 제7.3.6.2조 내지 제7.3.6.4조의 분쟁조정비용의 부담비율을 제시하여야 한다.

제5관 신속절차

제7.3.5.1조(적용범위) 분쟁당사자간에 이 관의 절차에 따르기로 하는 별도의 합의가 있는 경우에는 이 관의 신속절차를 적용한다.

제7.3.5.2조(분쟁조정인의 선정) 사무국은 분쟁당사자간에 별도의 합의가 없는 경우 분쟁조정인 명부 중에서 1인의 분쟁조정인을 선정하되, 선정절차는 제7.3.2.1조의 규정에 의한다.

제7.3.5.3조(분쟁심리절차) ① 조정위원회는 분쟁심리의 일시와 장소를 결정하며, 사무국은 이를 분쟁심리개시 3일 전에 서면으로 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.
② 분쟁심리는 1회로 종결함을 원칙으로 한다. 다만, 조정위원회는 상당한 이유가 있다고 인정하는 경우에는 분쟁심리를 재개할 수 있다.
③ 조정위원회는 분쟁당사자의 동의가 있는 경우, 절차의 신속화를 위하여 간사로 하여금 분쟁심리 내용을 생략한 조서를 작성하게 할 수 있다.

제7.3.5.4조(판정) ① 조정위원회는 분쟁심리 종결일로부터 5일 이내에 판정하여야 한다.
② 조정위원회는 제1항의 판정에서 분쟁당사자의 합의가 있는 경우, 판정 이유의 기재를 생략할 수 있다.

제7.3.5.5조(준용) 분쟁심리의 신속절차에 관하여 이 관에서 규정하지 않은 사항은 이 절의 나머지 조항을 준용한다.

제6관 분쟁조정 비용

제7.3.6.1조(분쟁조정비용) ① 분쟁조정비용은 제7.3.6.2조 내지 제7.3.6.3조에서 규정하는 경비, 수당으로 구분한다.

② 제1항의 분쟁조정비용은 분쟁조정판정에 의하여 결정되는 부담비율에 따라 부담한다. 다만, 분쟁조정판정에서 분쟁조정비용의 전부 또는 일부를 어느 일방 당사자 또는 쌍방 당사자의 부담으로 정하지 아니하였을 경우에는 당사자 쌍방의 균등부담으로 한다.

③ 제7.3.3.15조의 규정에 의한 서면심리에 의한 절차의 분쟁조정비용의 경우에도 본 조 내지 제7.3.6.4조의 규정을 적용한다.

④ 분쟁조정비용 예납에 따라 발생하는 이자는 반환하지 아니 한다.

⑤ 분쟁조정비용 및 예납기준은 전력거래소 이사장이 정하되, 이를 시장참여자에게 통지하여야 한다.

⑥ 제7.3.3.7조 제3항에 따라 분쟁조정절차가 종료될 경우 법적 소송을 제기한 자가 종결 시까지 소요된 분쟁조정비용을 부담한다. [신설 2019.5.31]

제7.3.6.2조(경비) ① 분쟁조정인 및 간사의 소요경비, 증거, 증인, 또는 감정인의 소요경비, 검사 또는 조사경비, 녹음 또는 속기록의 작성경비, 통역 또는 번역경비, 기타 분쟁조정에 소요되는 일체의 경비를 말한다.

② 분쟁신청인은 사무국이 정하는 경비를 예납하여야 한다.

제7.3.6.3조(수당) 분쟁신청인은 사무국이 정하는 분쟁조정인의 수당을 예납하여야 한다.

제7.3.6.4조(예납방법 등) ① 이 규정에 달리 정함이 없는 경우에는 분쟁신청인은 제7.3.6.2조 내지 제7.3.6.3조의 규정에 의한 소정의 분쟁조정비용을 분쟁조정의 신청과 동시에 사무국이 지정하는 계좌로 예납하여야 한다.

② 제1항의 예납액이 부족하게 될 것으로 인정되는 경우에는 사무국은 분쟁신청인에게 추가예납을 요구할 수 있으며. 분쟁신청인이 제1항 및 제2항의 예납을 이행하지 아니하거나 피분쟁신청인이 이를 대납하지 아니하는 경우에는 조정위원회의 결정에 따라 분쟁조정절차의 진행을 종료할 수 있다.

③ 사무국은 심리가 종결되면 예납액의 수지계산서를 작성하고 분쟁조정판정문이 작성되었을 때는 그 정산서를 작성하여 분쟁조정판정문과 함께 분쟁당사자

에게 송부하고 정산잔액을 반환한다.

제7관 불복 절차

제7.3.7.1조(재정신청) 조정위원회의 분쟁조정결과에 대하여 불복하는 분쟁당사자는 법 제57조의 규정에 의하여 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다. <개정 2019.5.31.>

제7.3.7.2조(재정신청기일) 분쟁당사자가 제7.3.7.1조의 규정에 의거 재정을 신청하고자 하는 경우에는 제7.3.4.5조 또는 제7.3.5.4조의 규정에 의한 판정결과에 대한 서면 접수 후 7일 이내에 신청하여야 한다.

제8장 정보공개 <본장개정 2015.9.30.>

제1절 통칙

제8.1.1조(목적) 이 장은 법 제41조와 동법 시행령 제22조, 별표 1의6 및 「공공기관의 정보공개에 관한 법률(이하 '정보공개법')」에 따라 전력거래소가 전력시장과 전력계통의 운영에 관한 정보(이하 "정보"라 한다)를 공개하고 효율적으로 관리하기 위하여 필요한 사항을 정하는 것을 목적으로 한다. <개정 2025.8.6.>

제8.1.2조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각호와 같다.

1. "시스템"이라 함은 전자계산조직 또는 전기통신설비를 이용하여 정보를 수집·가공·저장 또는 처리할 수 있는 하드웨어와 소프트웨어들이 유기적으로 결합된 것을 말한다.
2. "단말장치"라 함은 정보이용자가 정보를 송신 또는 수신하기 위하여 사용하는 모든 입출력장치를 말하며, 전력거래소에서 시장정보를 통제할 수 있는 소프트웨어가 탑재되어 정보를 분배하는 기능을 가진 분기장치가 포함된 설비를 말한다.
3. "전력시장과 전력계통 운영에 관한 정보"라 함은 전력거래소에서 전력시장과 전력계통을 운영하는 과정에서 취득하거나 생성 또는 가공된 수요예측, 입찰, 계량, 정산, 시장가격, 전력계통정보, 공급인증서 거래정보, 수요반응자원의 거래정보 등의 자료를 말한다.
4. "공개"라 함은 전력거래소가 전력시장과 전력계통 운영에 관한 정보를 법령 및 정보공개법 및 이 규칙에 따라 제공하는 행위를 말한다.
5. "접속계정"이라 함은 전력거래소 시스템을 통하여 전력거래 자료를 입력, 변경, 조회하는데 사용하는 계정을 말한다.

제8.1.3조(적용범위 및 다른 법률과의 관계) ① 이 장은 전력거래소가 국민에 대하여 정기적으로 법 제41조 제1항, 법 시행령 제22조 제1, 2항, 별표 1의6이 정하는 정보를 공개하는 경우(이하 '정기공개')에 적용한다. <개정 2025.8.6.>

② 이 장은 전기사업자가 법 제41조 제2항, 법 시행령 제22조 제4항에 따라 전력거래소에게 정보공개를 요구하는 경우(이하 '수시공개')에 적용한다.

③ 위 1, 2항에서 정하지 아니하는 정보공개에 관하여는 정보공개법에 따라 처리한다.

제8.1.4조(정보공개 관리) 전력거래소는 공개가 확정된 정보에 대하여 별지 제27호 서식으로 정보공개목록표를 작성하여 관리하여야 한다.

제8.1.5조(책임 등) ① 전력거래소와 회원은 법 제42조, 제101조 제6호, 제103조 제3호 및 동법 시행령 제9조 제3항의 규정에 의한 금지행위를 하여서는 아니된다.
② 이 장을 통해 정보를 제공받은 자(이하 '정보이용자')는 정보의 원활한 유통과 외부로부터의 침입 및 정보파괴 등에 대한 대책을 수립, 시행함으로써 정보보호에 노력하여야 하며, 정보를 이용하고자 하는 자에 대해 부당한 제한을 하여서는 아니 된다.
③ 정보이용자는 국내외를 불문하고 시장정보를 이용 또는 가공하여 전력시장 밖으로 유인하거나 유인을 조장하여서는 아니된다.

제8.1.6조(정보에 대한 권리귀속) 이 장에 기재된 정보에 대한 모든 권리는 전력거래소에 귀속된다.

제8.1.7조(정보공개에 관한 기간의 계산) 정보공개절차에 소요되는 기간을 계산할 때에는 「정보공개법」제29조에 따라 공휴일과 토요일은 산입하지 아니한다. [신설 2025.8.6.]

제2절 정보공개위원회

제1관 구성 및 기능

제8.2.1.1조(설치 및 구성) ① 전력거래소에 정보공개 업무의 공정성과 효율성을 확보하기 위하여 정보공개위원회(이하 "정보위원회"라 한다)를 둔다.
② 정보위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 한다.
③ 정보위원회의 위원장 및 위원은 기후에너지환경부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자), 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자로 구성된 전문가단(Pool) 중에서 전력거래소 이사장이 위촉한다. <개정 2026.1.28.>
④ 정보위원회의 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 둔다.

제8.2.1.2조(위원의 임기) 정보위원회 위원의 임기는 3년으로 하고 1회 연임할 수 있다. 다만 기후에너지환경부, 전력거래소 및 회원을 대표하는 위원은 해당직위에 변동이 있는 때에는 후임자가 위원자격을 승계한다. <개정 2026.1.28.>

제8.2.1.3조(기능) 정보위원회는 다음 각호의 사항을 심의·의결한다.
1. 정보공개여부 및 범위의 결정
가. 정기공개범위의 판단

나. 수시공개범위의 판단

2. 정보공개에 따른 타 회원의 피해 예방 대책수립

3. 정보공개에 따른 보안대책수립

4. 정보공개목록표의 작성·관리

5. 기타 정보공개 또는 정보보호에 관하여 필요하다고 인정되는 사항에 관한 제도개선

제8.2.1.4조(위원의 자격) ① 기후에너지환경부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표를 제외한 위원(이하 '위촉위원'이라 한다.)은 다음 각 호의 어느 하나에 적합한 자로 한다. <개정 2026.1.28.>

1. 대학(전문대학 등을 포함)에서 조교수 이상의 경력이 3년 이상인 자

2. 박사자격을 취득하고 당해분야에서 5년 이상 종사한 자

3. 공인된 연구기관에서 선임연구원으로 5년 이상의 경력이 있는 자

4. 그 밖에 경력 등이 1호부터 3호까지의 기준에 상당하다고 인정되는 자

② 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.

③ 다음 각호에 해당하는 자는 위원회의 위원에서 해촉한다.

1. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 정보공개위원회 위원으로서의 역할을 정상적으로 수행할 수 없다고 판단할 때

2. 위원회 활동중 알개된 정보를 누설 또는 공개하여 타사업자에게 피해를 일으킨 경우

3. 위촉된 후에 전기사업자와 이해관계가 상충될 때

4. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고 이상의 형을 선고받은 때

5. 정보공개업무와 관련하여 금품을 수수하거나 부정한 청탁에 따라 권한을 행사하는 등의 비위사실이 나타났을 때

6. 담당 업무를 태만히 하거나 직무수행능력이 부족한 때

7. 위촉 당시의 자격을 상실한 때

제8.2.1.5조(위원의 제척·기피·회피) ① 위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 해당 안건의 심의·의결에서 제척된다.

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 그 안건의 당사자가 되거나 그 안건에 관하여 공동권리자 또는 의무자의 관계에 있는 경우

2. 위원이 그 안건의 당사자와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우

3. 위원이 최근 3년 이내에 전력시장 회원사에 재직한 경우 (단, 회원을 대표하는 위원의 경우에는 제외)

4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 자

② 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 기피신청을 할 수 있다.

③ 위원은 제1항이나 제2항의 사유에 해당하면 스스로 그 안건의 심의·의결을 회피할 수 있다.

제8.2.1.6조(사무국) ① 전력거래소에 정보공개에 관한 사무처리를 위해 사무국을 두며, 사무국은 정보공개신청서의 접수, 정보위원회 개최통지 및 안건부의 등 정보위원회의 운영에 관한 제반업무를 수행한다.

② 사무국장은 전력거래소의 정보공개 업무를 담당하는 부서장으로 하고, 제8.2.1.1조 제4항의 규정에 의한 간사를 겸직한다.

③ 사무국의 조직과 운영에 관한 세부적인 사항은 전력거래소가 별도로 정한다.

제2관 정보위원회 회의

제8.2.2.1조(회의개최) ① 정보위원회의 위원장은 제8.2.1.3조의 규정에 의한 위원회의 기능수행을 위하여 정보위원회를 개최한다.

② 정보위원회의 간사는 위원장이 정보위원회의 개최를 결정하는 경우에 정보위원회 개최 예정일로부터 3일 전까지 별지 제23호 서식에 의한 부의안건과 함께 별지 제24호 서식에 의한 정보위원회 개최통지서로 전 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 하루 전에 통지할 수 있다.

③ 위원장이 회의를 개최하지 아니하기로 결정한 때에는 정보위원회의 간사는 그 사실을 사유와 함께 안건 신청회원에게 통지하여야 한다.

제8.2.2.2조(성립과 의결) ① 정보위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.

② 위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가·부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.

③ 정부, 전력거래소 및 회원을 대표하는 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 직무위임자를 대리인으로 선정하여 위원회에 참석하게 할 수 있다. 이 경우 대리인은 별지 제30호서식에 의한 위임장을 회의시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다.

④ 간사는 정보위원회의 운영을 담당하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제8.2.2.3조(서면결의) ① 위원장은 필요하다고 인정하거나 부득이한 사정이 있는 경우에는 서면결의에 의한 의안안건처리를 결정할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의하여 서면으로 심의·의결하는 경우에는 부의안건과 함께 별지 제26-1호서식의 서면결의 통지서 및 별지 제26-2호서식의 서면결의표를 각 위원에게 배부하여 찬성 또는 반대의 의사를 표시하게 하여야 한다.
③ 서면결의에 의한 심의·의결일은 제2항의 규정에 의한 의사표시를 마지막으로 한 날로 하며, 그 날에 회의를 개최한 것으로 본다.
④ 서면결의를 위한 안건의 통지기일은 제8.2.2.1조 제2항의 규정에 의한다.

제8.2.2.4조(정보위원회의 회의) ① 정보위원회의 간사는 정보위원회에 입회하여 회의결과에 대한 보고서를 작성하여 별지 제25호서식에 의한 회의록에 첨부하고 참석위원의 서명날인을 받아 별지 제26호서식으로 전 위원 및 신청회원에게 통지한다.
② 정보위원회는 안건심의 기타 업무수행에 필요하다고 인정할 때에는 이해관계인을 출석하게 하여 그 의견을 들을 수 있으며, 관계전문가에게 의견 제출을 요청할 수 있다.

제8.2.2.5조(실비 지급) ① 정보위원회에 출석한 위원과 관계 전문가에 대하여는 회의참석 여비, 정보위원회 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다.
② 관계 전문가의 의견을 요청하는 경우에는 자문료를 지급할 수 있다.

제3관 정보공개 범위 및 절차

제8.2.3.1조(정보공개의 범위) ① 전력시장과 전력계통의 운영에 관한 정보공개의 범위는 그 내용이 정보공개법 제9조의 비공개대상에 해당되거나,「부정경쟁방지 및 영업비밀보호에 관한 법률」제2조 제2호에 따른 다른 전기사업자의 영업비밀을 침해하는 등의 특별한 사유가 있는 경우 공개하지 아니할 수 있다.
② 정보공개위원회는 제1항의 비공개대상 및 다른 전기사업자의 영업비밀을 침해하는 등의 특별한 사유가 있는 정보를 다음 각 호에 따라 판단한다.
1. 개별 회원 혹은 개별 발전설비에 관한 전력·공급인증서·수요반응자원의 입찰, 계량, 정산, 발급, 거래에 관한 자료로서 경영, 영업상 이익의 침해우려가 있는 정보
2. 개별 발전설비에 관한 발전계획, 휴전계획 등 설비운영 자료로서 공개할 경우 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있는 정보
3. 발전기 특성자료 등 개별 전력설비에 관한 기술데이터, 기술자료 등 공개할 경우 공정한 전력거래에 악영향을 미치거나 영업상 이익의 침해우려가 있는 정보

4. 전력시장 전문위원회 관련 자료중 개별 회원의 전력거래 혹은 전력설비 관련 정보

5. 기타 공개시 업무수행에 현저한 지장을 초래하거나, 특정인의 이익을 침해할 우려가 있는 정보

③ 공개 청구된 정보가 제2항 각호에 포함된 부분과 공개가 가능한 부분이 혼합되어 있는 경우에는 공개청구의 취지에 어긋나지 아니하는 범위 안에서 두 부분을 분리할 수 있는 때에는 제2항 각호의 해당하는 부분을 제외하고 공개하여야 한다.

제8.2.3.2조(정기공개의 절차 및 제한) ① 전력거래소는 정기적으로 전력시장과 전력계통 운영의 투명성을 확보하기 위하여 법 제41조 제1항, 법 시행령 제22조 제1, 2항 및 별표 1의6에서 정하는 정보를 공개할 의무를 지닌다. <개정 2025.8.6.>

② 전력거래소는 매년 제1항의 정보의 각 공개시기 및 주기를 정하여 홈페이지에 공개한다.

③ 전력거래소는 위 1항의 정보를 한국전력거래소 홈페이지에 게재하는 것을 필수적으로 하고 그 외에 방송, 일간신문 또는 전력관련 전문잡지에 게재하는 방법으로 공개한다.

제8.2.3.3조(수시공개의 청구) 전기사업자가 법 제41조 제2항, 법 시행령 제22조 제4항에 의하여 전력시장과 전력계통의 운영에 관한 자료제공을 요구하는 경우 별지 제22호 서식에 따른 정보공개신청서를 작성하여 사무국에 제출하여야 한다.

제8.2.3.4조(수시공개 정보의 종류 및 보관기간) ① 정보는 시스템정보와 보관정보로 구분한다.

1. 시스템정보 : 시스템에 보관 중인 정보를 말한다.

2. 보관 정보 : 저장매체 또는 문서 등의 형태로 보관 중인 정보를 말한다.

② 정보의 종류별 보관기간은 다음 각 호와 같다.

1. 시스템정보 : 통상 6개월 내지 1년치 정보를 저장할 수 있어야 하며, 이의신청 처리 및 감사의 대상으로 사용한다.

2. 보관 정보 : 통상 3년치 정보를 저장매체 등에 기록, 보관하되, 이의신청 처리 및 감사의 대상으로 사용한다.

제8.2.3.5조(수시공개여부 결정의 절차) ① 전력거래소는 제8.2.2.1조의 청구에 대하여 그 청구를 받은 날부터 10일 이내에 공개 여부를 결정하여야 한다.

② 전력거래소는 부득이한 사유로 제1항에 따른 기간 이내에 공개 여부를 결정

할 수 없을 때에는 그 기간이 끝나는 날의 다음 날부터 기산하여 10일의 범위에서 공개 여부 결정 기간을 연장할 수 있다. 이 경우 전력거래소는 연장된 사실과 연장 사유를 전기사업자에게 지체 없이 통지하여야 한다.

③ 전력거래소는 공개 청구된 대상 정보의 전부 또는 일부가 제3자와 관련이 있다고 인정할 때에는 그 사실을 제3자에게 지체 없이 통지하여야 하며, 필요한 경우에는 그의 의견을 들을 수 있다.

제8.2.3.6조(비회원인 전기사업자에 대한 수시공개방법) ①전력거래소는 비회원인 전기사업자의 수시공개 청구에 대하여 제8.2.2.3조에 따라 공개를 결정한 경우에는 정보공개법 제13조에 따라 공개 여부 결정의 통지를 하여야 한다.

② 전력거래소는 비회원인 전기사업자가 전자적 형태로 보유·관리하는 정보에 대하여 청구인이 전자적 형태로 공개하여 줄 것을 요청하는 경우에는 정보공개법 제15조가 정하는 방법에 따라 전자적 형태로 공개하여야 한다.

③ 공개된 정보가 잘못된 것으로 판명된 경우에는 잘못된 정보를 제공받은 전기사업자에게 제1, 2항과 같은 방법으로 수정내용을 통지하여야 한다.

제8.2.3.7조(회원인 전기사업자에 대한 수시공개방법) ① 전력거래소는 전기사업자 중 회원이 공개를 청구한 정보에 대하여 정보공개시스템을 통하여 인터넷 또는 기타 방법으로 공개하는 것을 원칙으로 하되, 필요시 문서 등 기타 방법을 사용한다. 다만, 시스템 및 통신 장애발생으로 인해 인터넷을 통한 정보의 통지 및 공개가 곤란하다고 판단될 경우에는 우편 또는 모사전송 수단을 사용할 수 있다.

② 정보공개시스템을 통하여 공개된 정보가 잘못된 것으로 판명된 경우에는 정보공개시스템에 이를 공개하여야 하며, 잘못된 정보를 제공받은 회원에게 수정내용을 통지하여야 한다.

③ 전력거래소는 정보공개시스템의 접속계정에 대한 체계적인 관리 및 보안성 강화를 위해 회원의 접속계정을 관리・운영하여야 한다.

④ 발전 및 판매회원은 자사 내의 접속계정을 관리하는 계정관리자를 임명하여 운영하여야 한다.

⑤ 발전 및 판매회원은 접속계정 관리 소홀로 인하여 자사 및 타사의 거래정보가 제3자에게 노출됨으로써 야기되는 피해에 대하여 책임을 진다.

제8.2.3.8조(수시공개 정보이용에 대한 비용 부담) ① 전기사업자 중 전력거래소의 회원은 전력시장에 관한 정보를 무료로 이용할 수 있다. 다만, 일부 회원을 위한 정보공개에 수반되는 별도의 비용은 징수할 수 있다.

② 전기사업자 중 비회원이 전력시장에 관한 정보를 이용할 경우 이에 수반하는 비용을 징수할 수 있다.

제3절 정보보호

제8.3.1조(정보보호) ① 전력거래소는 정보의 원활한 이용 및 외부로부터의 침입 보호를 위하여 네트워크 규약 등 정보보호에 필요한 각종 표준 세부업무기준을 정하여 운영하여야 한다.

② 전력거래소는 공개하는 정보와 시스템 관련설비 및 매체를 효율적으로 관리하기 위하여 필요한 보호대책을 수립하고 정보이용자에게 동 조치의 이행을 요구할 수 있다.

③ 통계정보 등 필요하다고 인정되는 정보는 국내외 관계기관에 상표(서비스표를 포함한다)로 등록하여 관리할 수 있다.

④ 전력거래소는 전력시장과 계통운영을 위해 필요한 정보의 생산·관리·공개시스템의 프로그램에 대하여 정기 및 수시로 유지보수하고 기록 관리하여야 한다.

⑤ 전력거래소는 수시공개에 대한 이의신청 처리에 대비하여 전력거래소에서 생산, 관리하는 모든 프로그램 및 정보를 전력거래소가 별도로 정하는 기준에 따라 일정 기간 보관, 활용 및 폐기하여야 한다.

⑥ 전력시장과 전력계통운영에 관한 정보는 보관용 저장매체에 수록한 뒤 화재 등 비상사태에 대비하여 테이프의 내용이 변경, 조작되지 않도록 이중화된 특수용기에 보관하여야 한다.

제8.3.2조(정보이용 제한) 정보이용자는 전력거래소에서 제공한 정보 또는 가공하여 개발한 통계자료, 기타 이와 유사한 자료를 매매의 대상으로 하거나 이를 매매할 가능성이 있는 제3자에게 제공할 수 없다.

제8.3.3조(준수 확인) ① 전력거래소는 타당한 사유가 발생한 경우 이 장이 정한 규정 등의 준수 여부를 확인하기 위하여 정보이용자에게 필요한 자료의 제출을 요구하거나 관련설비 등에 대한 자료를 요구할 수 있으며, 정보이용자는 실사에 필요한 당해 장소의 출입 등 제반사항의 준비 및 편의를 제공하여야 한다.

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의한 정보이용자의 절차 등에 대한 준수 여부의 확인을 감시위원회 또는 타 기관에 위탁하여 수행할 수 있다.

제8.3.4조(위반시 조치) ① 전력거래소는 정보이용자가 제8.3.1조 및 제8.3.2조의 규정에 의한 규칙 등의 준수의무를 위반한 경우에는 이를 시정할 것을 요구할 수 있으며 정보이용자는 지체 없이 이를 이행하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 시정요구에도 불구하고 정보이용자가 이를 이행하지 아니하는 경우, 정보위원회는 전력시장의 안정이 저해되지 않는 범위 내에서 다음 각호의 1의 조치를 취할 수 있다.

1. 정보의 전부 또는 일부의 이용금지
2. 정보의 이용승인 취소
3. 기타 필요한 조치

③ 전력거래소는 제2항의 규정에 의한 정보의 제공중단 또는 이용제한을 하고자 하는 경우에는 정보를 제공받고 있는 이용자에게 그 사유를 명시하여 1개월 전에 서면으로 통보하여야 한다.

제9장 규칙개정 <본장개정 2003.11.11>

제1절 통칙

제9.1.1조(규칙의 개정) ① 전력거래소가 법 제43조 제2항의 규정에 따라 이 규칙을 개정하고자 하는 경우에는 이 장에서 정한 절차에 따른다.

② 전력거래소는 다음 각호의 1에 해당하는 경우 규칙개정위원회의 심의를 거쳐 규칙을 개정할 수 있다.

1. 전력시장의 공정하고 효율적인 운영을 위하여 필요하다고 판단한 경우
2. 규칙의 내용이 법, 동법 시행령 및 시행규칙, 고시 등 관계법령의 규정에 위배될 때
3. 제1호 및 제2호의 사유로 기후에너지환경부의 개정 권고를 받은 경우 <개정 2012.5.31., 2026.1.28.>
4. 제1호 및 제2호의 사유로 전력거래소 회원이 규칙의 개정을 서면으로 제안할 경우

③ 제2항 제4호의 규정에 의하여 전력거래소 회원이 규칙의 개정을 제안하는 경우에는 별지 제28호서식에 의한 제안서를 전력거래소에 제출하여야 한다.

제9.1.2조(기일산정의 특례) 제9.3.1조 제2항 및 제3항, 제9.3.4조 제2항, 제9.3.5조 및 제9.3.6조 제1항 전단의 규정에 의하여 기간을 계산할 때에는 법정 공휴일 및 전력거래소 휴무일은 이를 포함하지 아니한다. <개정 2018.12.12.>

제2절 규칙개정위원회

제9.2.1조(설치 및 구성) ① 이 규칙의 개정에 관한 사항을 심의·의결하기 위하여 전력거래소에 규칙개정위원회를 둔다.

② 규칙개정위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 구성한다.

③ 규칙개정위원회위원장은 전력거래소이사장으로 하며, 위원은 전력거래소이사장이 다음 각호에 해당하는 자 중에서 위촉한다.

1. 전력거래소의 규칙개정을 담당하는 임직원
2. 기후에너지환경부 소속 공무원 중 기후에너지환경부장관이 지정하는 자 <개정 2026.1.28.>
3. 전력거래소 회원을 대표하는 회원 소속의 임직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

④ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서

제2.2.1.1조의2 각호와 같다. [신설 2012.5.31.] <개정 2018.8.2.>
⑤ 규칙개정위원회의 원활한 운영을 위하여 간사를 두며, 간사는 전력거래소 소속 직원 중에서 규칙개정위원회위원장이 지정한다. <항간변경 2012.5.31>

제9.2.2조(위원의 임기) ① 제9.2.1조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다. <개정 2012.5.31.>
② 제9.2.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.
③ 제9.2.1조 제3항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.
④ 제2항에도 불구하고, 제9.2.1조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 규칙개정업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다. <개정 2018.8.2.>
⑤ 제9.2.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 위촉될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.
⑥ <삭제 2012.5.31.>
⑦ <삭제 2012.5.31.>
<본조개정 2017.12.29.>

제9.2.2조의2(위원의 청렴의무 및 제척 등) ① 위원으로 위촉된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다. [신설 2012.5.31]
② 다음 각호의 1에 해당하는 자는 위원이 될 수 없으며, 위원인 자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에 전력거래소 이사장은 해당 위원을 해촉하여야 한다.
1. 금고이상의 실형을 선고받고 그 집행이 종료되거나 집행이 면제된 날로부터 3년이 경과하지 아니한 자
2. 금고이상의 형의 집행유예 선고를 받고 그 기간이 만료된 후 1년이 경과되지 아니한 자
3. 피성년후견인, 피한정후견인, 피특정후견인 또는 피임의후견인 <개정 2014.9.1>
4. 파산선고를 받고 복권되지 아니한 자
5. 규칙개정과 관련하여 관계사로부터 받은 금품수수 또는 알선 및 청탁 등의 행위가 비위사실로 확인되어 현저하게 청렴서약을 위반했다고 인정되는 자
③ 위원회 위원 중 기후에너지환경부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표를 제외한 위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 규칙개정 심의 및 의결에서 제척 또는 기피, 회피하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 심의·의결대상 기관과 이해관계가 있는 경우
2. 위원이 심의·의결대상 기관의 대표와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관에 재직한 경우
4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 자

④ 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 별지 제88호 서식을 이용하여 기피신청을 하거나 회피할 수 있다.

⑤ 제9.2.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 서면통지의 방법에 의하여 규칙개정위원회 위원을 사임할 수 있으며, 이 경우 전력거래소 이사장은 해당 위원을 해촉하여야 한다.

제9.2.3조(기능) 규칙개정위원회는 다음 각호의 사항을 고려하여 규칙개정 안건을 심의・의결한다.

1. 규칙개정의 타당성 및 필요성
2. 규칙개정에 따른 영향
3. 규칙개정안의 형식적 적정성
4. 기타 위원회에서 검토가 필요하다고 판단한 사항

제9.2.4조(소집) 규칙개정위원회 위원장은 회의개최 예정일 7일전까지 회의개최 일시 및 장소, 회의안건을 서면으로 각 위원에게 통지하여야 하며 또한 회의일시 및 장소에 관해서는 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다. <개정 2012.5.31.>

제9.2.4조의 2(서면결의) ① 위원장은 제9.3.1조 규정에 의한 회원사 의견제출 결과 반대의견이 없는 안건의 경우 서면결의에 의한 안건처리를 결정할 수 있다.

② 서면결의에 의하여 안건을 처리하고자 할 때에는 안건과 함께 별지 98호 서식에 의한 서면위원회통지서 및 별지 99호 서식에 의한 서면결의표를 각 위원에게 배부하여 찬성·반대의 의사를 표시하게 하여야 한다.

③ 위원장은 서면결의표에 의한 의결 결과를 확인하여야 한다.

④ 서면결의를 위한 안건의 통지 기일은 9.2.4조의 규정에 의한다.

⑤ 서면결의 안건은 위원장이 실무협의회의 검토·조정이 필요 없다고 판단하는 경우 실무협의회의 검토·조정을 거치지 아니할 수 있다.

[본조신설 2014.9.1.]

제9.2.5조(회의성립과 의결) ① 규칙개정위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.

② 위원장은 표결에 참여하며, 표결결과 가부동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.
③ 기후에너지환경부, 전력거래소 회원대표 및 전력거래소 소속 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있다. 이 경우 대리인은 위원회 회의시작 전까지 별지 제30호 서식에 의한 위임장을 위원장에게 제출하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

제9.2.6조(실무협의회 구성) ① 규칙개정위원회에서 심의·의결할 규칙개정안의 내용을 검토·조정하고 규칙개정위원회로부터 위임받은 사항을 처리하기 위하여 규칙개정위원회 산하에 규칙개정실무협의회(이하 "실무협의회"라 한다)를 둔다.
② 실무협의회는 의장을 포함하여 10인이상 13인이내의 위원으로 구성한다. <개정 2008.10.31>
③ 실무협의회 의장은 전력거래소 소속 규칙개정위원회 위원으로 하며, 위원은 규칙개정위원회가 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 선임한다.
1. 전력거래소 직원
2. 기후에너지환경부 소속 공무원 <개정 2026.1.28.>
3. 전력거래소 회원 소속 임직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자
<본항개정 2017.12.29., 2018.8.2.>
④ <개정 2010.6.30.> <삭제 2017.12.29.>
⑤ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1조의2 각호와 같다. [신설 2017.12.29.] <개정 2018.8.2.>
⑥ 실무협의회 의장은 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 간사를 두며, 간사는 의장이 전력거래소 소속 직원 중에서 지정한다. <항번호변경 2017.12.29.>

제9.2.6조의 2(실무협의회 위원의 임기) ① 제9.2.6조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.
② 제9.2.6조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.
③ 제9.2.6조 제3항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.
④ 제2항에도 불구하고, 제9.2.6조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 규칙개정업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다. <개정 2018.8.2.>
⑤ 제9.2.6조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우

라도 그 후임자가 선임될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.
[본조신설 2017.12.29.]

제9.2.7조(실무협의회 운영) ① 실무협의회는 의장이 필요하다고 인정하는 경우 수시로 개최할 수 있다.
② 실무협의회 의장은 실무협의회를 개최하고자 하는 경우 회의 개최 7일 전까지 각 위원에게 회의 일시·장소 및 회의안건을 서면으로 통보하여야 한다. <개정 2008.10.31>
③ 실무협의회 회의는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되며, 출석위원 과반수의 찬성으로 결정한다. <개정 2008.10.31>

제9.2.8조(세부운영규정) 이 장에서 정한 사항 이외에 규칙개정위원회 및 실무협의회의 운영에 관하여 필요한 세부 사항은 규칙개정위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도로 정할 수 있다.

제9.2.9조(실비지급) ① 전력거래소는 규칙개정위원회 및 실무협의회에 출석한 위원, 관계 전문가에 대하여는 회의참석 여비, 규칙 개정 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다. <개정 2008.10.31>
② 전력거래소가 규칙개정과 관련하여 관계 전문가의 의견을 요청하는 경우에는 자문료를 지급할 수 있다.

제3절 규칙개정 절차

제9.3.1조(개정내용의 통보, 안건설명회 및 의견제출) <본조제목변경 2018.12.12.> ① 전력거래소가 제9.1.1조 제2항의 규정에 의하여 규칙을 개정하고자 하는 경우에는 별지 제28호서식에 의한 제안 내용을 회원 및 기후에너지환경부에 서면으로 통보하여야 한다. <개정 2026.1.28.>
② 전력거래소는 제1항의 통보일로부터 5일 이내에 안건설명회를 개최하여야 한다. [신설 2018.12.12.]
③ 회원 및 기후에너지환경부는 제1항의 제안 내용에 대하여 의견이 있는 경우에 제1항의 통보일로부터 15일 이내에 찬반의견과 사유, 수정조문 등을 명시한 의견서를 전력거래소에 제출할 수 있다. <개정 2018.12.12., 2026.1.28.>

제9.3.2조(개정안의 작성·제출) ① 전력거래소는 제9.3.1조 제2항의 규정에 의한 의견 등을 검토한 결과 당초 제안서의 내용을 보완하거나 수정하는 것이 타당하

다고 인정되는 경우, 제안서에 보완·수정 의견을 첨부하여 실무협의회에 제출할 수 있다.

② 전력거래소는 실무협의회의 검토·조정 의견을 반영한 규칙개정안건을 서면으로 작성하여 규칙개정위원회에 제출한다.

③ 전력거래소가 제2항의 규정에 의하여 작성하는 규칙개정안건에는 다음 각호의 내용이 포함되어야 한다.

1. 개정의 취지 및 필요성
2. 개정내용 요약(개정내용이 간단한 경우에는 개정(안)으로 대체)
3. 예상되는 개정의 영향 및 효과
4. 개정(안)
5. 개정 전후의 조문대비표(전문개정 또는 장, 절 전체 개정 등의 경우에는 생략할 수 있다)
6. 제1호 및 제3호의 내용을 설명하기 위한 보충자료
7. 실무협의회 주요 검토의견(개정찬성, 개정반대, 개정안 수정의견 등)

④ 제1항 및 제2항에 의해 작성되는 규칙개정안이 제9.3.1조 제1항의 제안 내용과 내용이 상이할 경우에는 최초 제안자의 동의가 있어야 하며, 최초 제안자의 동의가 없는 경우로서 실무협의회가 수정의견을 채택한 경우에는 제3항 제7호의 내용에 최초 제안자의 제안내용을 첨부하여야 한다.

⑤ 규칙개정안의 제안자는 규칙개정위원회 소집통보일 이전까지 규칙개정안을 철회할 수 있다.

제9.3.3조(심의・의결 및 결과의 보존과 통지) ① 규칙개정위원회위원장은 안건의 심의 기타 업무수행에 필요하다고 인정할 때에는 이해관계인을 출석하게 하여 그 의견을 들을 수 있으며, 관계 전문가에게 의견 제출을 요청할 수 있다. 이 경우 관계인에게 문서 또는 유선 및 전자적 방법(홈페이지 게시, 문자메세지 전송, 이메일 통지)을 이용하여 출석을 요청하여야 한다. <개정 2012.5.31>

② 규칙개정위원회 간사는 규칙개정위원회 회의에 입회하여 회의록을 작성하여야 하며, 규칙개정위원회 개최일로부터 15일 이내에 규칙개정위원회 심의결과와 회의록을 위원장 및 참석위원의 확인을 받아 이를 보관한다.

③ 규칙개정위원회 간사는 규칙개정위원회 심의・의결 결과를 제9.3.5조의 규정에 의한 승인요청 이전에 별지 제29호서식에 따라 각 회원에게 서면으로 통보하거나 정보공개 인터넷 홈페이지(www.kpx.info)에 이를 게시하여야 한다. <개정 2008.10.31>

제9.3.4조(긴급개정) ① 법, 동법 시행령 및 시행규칙, 관련고시 등의 제정・개정・폐지 등에 따라 이 규칙을 긴급히 개정할 필요가 있거나, 규칙개정위원회 위원장이 필요하다고 인정하는 경우, 전력거래소는 규칙의 긴급개정을 요청할 수 있

다. <개정 2017.12.29.>

② 제1항의 규정에 의한 긴급개정의 요청이 있는 경우 규칙개정위원회 소집통지기간은 7일 이내로, 기후에너지환경부 및 회원의 의견제출 기한은 5일 이내로 할 수 있으며, 개정안에 대한 실무협의회의 검토·조정을 거치지 아니할 수 있다. <개정 2017.12.29., 2026.1.28.>

③ 이 규칙의 내용에 명백한 오류가 있고 이로 인하여 전력시장의 운영에 중대한 지장을 초래할 것으로 판단되는 경우, 전력거래소는 규칙개정위원회의 심의를 거치지 아니하고 이를 시정하는 내용의 개정안을 기후에너지환경부장관에게 제출하여 그 승인을 요청할 수 있다. 이 경우, 지체 없이 규칙개정위원회 위원 및 회원에게 그 사실을 서면으로 통지하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

제9.3.5조(승인요청) 전력거래소는 규칙개정위원회의 심의를 거친 개정안 중 개정 의결된 안건에 대하여는 규칙개정위원회 개최일로부터 20일 이내에 기후에너지환경부장관에게 규칙 개정의 승인을 요청하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

제9.3.6조(개정규칙의 공고) ① 전력거래소는 기후에너지환경부장관이 규칙개정안을 승인한 날로부터 7일 이내에 모든 회원에게 규칙 개정 내용을 서면으로 통지하고, 전력거래소 홈페이지(www.kpx.or.kr)에도 1개월 이상 이를 공고하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

② 기후에너지환경부장관이 규칙개정안의 승인을 거절한 경우, 전력거래소 이사장은 규칙개정위원회 위원과 회원에게 그 사실과 이유를 서면으로 통지하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

제9.3.7조(개정 규칙의 발효일) 이 규칙의 개정은 별도의 규정이 없는 한 공고일 다음 날부터 효력이 발생한다.

제10장 전력거래시스템 [본장신설 2006.9.14]

제1절 전력거래소의 설비

제10.1.1조(전산시스템 설치) ① 전력거래소는 전력거래를 원활하게 수행하기 위해 다음 각 호의 기능을 갖는 전산시스템을 설치하고 운영하여야 한다.

1. 입찰, 수요예측 및 가격 결정
2. 발전기 기동정지 및 에너지 배분 결정 등을 위한 발전계획 수립
3. 송전 손실과 송전 혼잡을 반영한 실시간급전계획 수립
4. 실시간 수급 균형을 유지하기 위한 자동발전제어
5. 발전기 및 송변전설비의 실시간 자료취득
6. 급전지시
7. 주계량기 및 보조계량기의 자료 취득
8. 정산 및 결제
9. 시장 및 계통 운영관련 정보 공개
10. 수요반응자원의 운영 [신설 2014.11.3.]
11. 기타 시장운영규칙 등에서 정한 업무 <호번호변경 2014.11.3.>

② 전력거래소는 제10.1.1조 제1항의 기능을 하는 전산시스템의 장애에 의한 전력거래 중단을 최소화하기 위해 각 해당 설비를 이중화하여야 한다. 단, 일시 기능정지로 전력거래가 중지되지는 않는다고 판단되는 설비는 제외한다.

제10.1.2조(전산시스템의 운영) ① 전력거래소는 별표 13, 별표 22 및 별표 27에 따라 전산시스템을 운영하여야 한다. <개정 2014.11.3.>

② 전력거래소는 제10.1.1조 제1항의 기능을 하는 전산시스템을 주기적으로 점검하여야 하며, 회원, 거래량 및 설비 등의 증가로 시스템의 장애가 발생하지 않도록 필요 시 설비를 보강하여야 한다.

제2절 발전사업자 및 송전사업자의 설비

제10.2.1조(실시간 자료취득 및 제어 설비의 설치) ① 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 소유한 발전사업자와 송전사업자는 다음 각호의 설비를 설치하여 발전기 및 송변전설비의 운전자료를 실시간으로 전력거래소에 제공하고, 직접 설비를 제어할 수 있도록 하여야 한다. 단, 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치를 소유한 발전사업자는 제1호의 설비를 설치하여야 한다. <개정 2015.9.30., 2016.5.12>

1. 실시간 자료취득 설비

가. 변성기
나. 원격소 장치
다. 지역급전시스템(송전사업자만 해당) [신설 2010.6.30]
라. 통신선로 <문번호변경 2010.6.30>
마. 전력시장 및 계통운영에 필요한 설비 <문번호변경 2010.6.30>
2. 현장 제어 설비
가. 발전기 원격 제어
나. <삭제 2014.10.2.>
다. 전기저장장치의 원격 제어 [신설 2015.5.7.]
라. 기타 전력계통의 안정적 운영에 필요사항 등 <목번호변경 2014.10.2., 2015.5.7.>

② 비중앙급전발전기중 설비용량이 20MW 초과 200MW 미만인 발전기, 비중앙급전전기저장장치 중 설비용량이 10MW초과 200MW 미만인 전기저장장치 또는 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 중앙급전 구역전기발전기(송전단 기준)는 다음 각호의 설비를 설치하여 운전자료를 실시간으로 전력거래소에 제공하여야 한다. 단, 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 대한 실시간 자료취득 설비의 설치는 별표 32의 실시간 정보 제공 설비 기준을 따른다. [신설 2010.6.30.] <개정 2015.9.30., 2016.5.12., 2019.1.2., 2026.3.18.>

1. 실시간 자료취득 설비
가. 분산자원연계장치 <개정 2026.7.24.>
나. 통신선로
다. 전력시장 및 계통운영에 필요한 설비

③ 발전기 및 송변전 설비 등을 신증설 할 경우, 발전사업자와 송전사업자는 제1항 또는 제2항에 따른 설비를 설치하고, 설비가압 이전에 반드시 전력거래소와 시험을 완료하여야 한다. <개정 2010.6.30., 2015.9.30., 2016.5.12., 2019.1.2., 2026.3.18.>

④ 제1항, 제2항, 제3항 세부 기준 및 절차는 별표 13에 따른다. 단, 제1항, 제2항, 제3항의 적용에 있어서 집합전력자원은 제외한다. <개정 2010.6.30., 2018.12.12.>

제10.2.2조(실시간자료취득 및 제어설비 관리) ① 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치 또는 설비용량이 20MW 초과한 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 또는 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 중앙급전 구역전기발전기를 소유한 발전사업자와 송전사업자는 설비고장 또는 통신오류 등에 의해 자료제공에 장애가 발생하지 않도록 주기적으로 제10.2.1조 제1항 및 제2항의 설비를 점검하여야 한다. 단, 집합전력자원은 예외로 한다.

<개정 2010.6.30., 2016.5.12., 2018.12.12., 2019.1.2.>

② 자료 취득 및 제어 설비의 장애가 발생한 경우 전력거래소는 즉시 해당 사업자에게 통보하고, 해당 사업자는 가능한 빠른 시일 내에 정상화 시켜야 한다.

③ 제1항 및 제2항의 세부 기준 및 절차는 별표 13에 따른다.

제3절 정보보안정책의 수립 [신설 2019.12.13.]

제10.3.1조(정보보안기준의 수립) ① 전력거래소 및 전기사업자는 안정적인 전력공급과 계통운영을 위하여 제10.3.2조의 구분에 따라 다음 각 호 사항의 정보보안기준을 수립·이행하고 이를 정기적으로 검토하여 보완하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

1. 전력IT설비의 안정 및 정보보안을 위한 인력, 조직, 경비의 확보 및 관련 계획 수립 등 관리적 보호조치
2. 정당한 권한이 없는 자의 전력IT설비에 대한 접근과 침입을 방지·탐지·대응하기 위해 정보보호시스템의 설치 및 운영 등 기술적, 관리적, 물리적 보호조치
3. 전력IT설비에 대한 사이버 침해 시 분석 및 복구 등을 위한 기술적, 물리적 보호조치
4. 정보의 불법 유출, 변조, 삭제 등을 방지하기 위한 기술적, 관리적 보호조치
5. 직원의 보안의식 제고 및 역량 강화를 위한 정보보안 교육 시행 등 관리적 보호 조치

② 제1항 제2호의 물리적 보호조치는 상용망과 분리하되 부득이 연결이 필요한 경우 국가정보원의 사전승인을 거쳐 연동구간에 일방향 통신장비 설치 등 안전한 망 연동기법을 적용하여 연결한다. [신설 2019.12.13.]

③ 전력거래소 및 전기사업자는 사이버 위협·침해 발생 정보를 보안관제센터에 공유 및 보안관제센터에서 요구하는 사항을 준수하여야 한다. [신설 2019.12.13.] [본조신설 2019.12.13.]

제10.3.2조(적용대상 구분) ① 전력거래소 및 전기사업자는 정보통신기반보호법 제8조에 의해 지정된 주요정보통신기반시설 전력IT설비에 대해 제10.3.1조 제1항의 1호 내지 5호를 준수하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

② 그 외 전력IT설비에 대해서는 제10.3.1조 제1항 제4호 및 5호를 준수하여야 한다. [신설 2019.12.13.] [본조신설 2019.12.13.]

제11장 공급인증서 거래 [본장신설2013.2.28.]

제1절 공급인증서 거래시장의 운영

제11.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. “신재생에너지 공급인증서(이하 ”공급인증서“라 한다)”라 함은 신재생에너지 설비를 이용하여 전기를 공급하였음을 증명하기 위하여 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법(이하 “신재생에너지법”이라 한다) 제12조의7에 따라 발급된 인증서를 말한다. <개정 2017.2.28.>
2. “공급인증서 거래시장”이라 함은 신재생에너지법 제12조의7에 따라 공급인증서 매매거래를 위하여 전력거래소가 개설하는 시장을 말하며, 계약시장과 현물시장으로 구분한다. <개정 2017.2.28.>
3. “공급인증서 거래시장 참여자”라 함은 공급인증서 거래시장에서 공급인증서 매매거래에 참여할 수 있는 자를 말한다. [신설 2017.2.28.]
4. “공급인증서 거래시스템”이라 함은 전력거래소가 주문의 접수, 매매거래의 체결 및 정산·결제 등을 위하여 설치·운영하는 전산시스템을 말한다. [신설 2017.2.28.]
5. “공급의무자”라 함은 신재생에너지법 제12조의5제1항에 따라 발전량의 일정량 이상을 신재생에너지를 이용하여 의무적으로 공급하여야 하는 자를 말한다. <호번호 변경 및 개정 2017.2.28.>
6. “의무이행비용”이라 함은 공급의무자가 신재생에너지법 제12조의5 제2항에 따라 의무공급량 이행에 지출하는 비용을 말한다. <호번호 변경 및 개정 2017.2.28.>
7. “기준가격”이라 함은 공급의무자의 연간 의무이행비용 정산금액 산정시 기준이 되는 가격을 말한다. <호번호 변경 및 개정 2017.2.28.>
8. “중간적용가격”이라 함은 공급의무자의 월간 의무이행비용 정산금액 산정시 기준이 되는 가격을 말한다. <호번호 변경 및 개정 2017.2.28.>
9. “공급인증서 계약시장”(이하,“계약시장”이라 한다)이라 함은 신재생에너지법 제12조의7에 따라 공급인증서 매매거래를 위하여 전력거래소가 개설하는 시장을 말하며, 계약당사자가 정한 공급인증서 매매계약의 조건에 따라 매매거래가 체결되는 시장을 말한다. [신설 2020.7.8.]
10. “공급인증서 현물시장”(이하,“현물시장”이라 한다)이라 함은 신재생에너지법 제12조의7에 따라 공급인증서 매매거래를 위하여 전력거래소가 개설하는 시장을 말하며, 공급인증서의 수요와 공급으로 정하여진 조건에 따라 매매거래가 체결되는 시장을 말한다. [신설 2020.7.8.]
11. “고정가격계약 계약단가”(이하 “고정가격”이라 한다)라 함은 「신·재생에너

지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」 제3조 제22호의 고정가격계약을 체결하여 계약서에 명시된 계약단가로, 전력시장가격(SMP)과 공급인증서(REC)가격에 가중치를 고려하여 산정한 계약가격(SMP + REC × 가중치 또는 SMP + REC)을 의미한다. [신설 2022.12.27.] <개정 2025.8.6.>

12. “고정가격 경쟁입찰”이란 공급의무자가 「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」제10조에 따라 신·재생에너지센터에 사업자 선정을 의뢰하여 고정가격계약을 체결하는 제도를 말한다. [신설 2025.10.1.]

제11.1.2조(적용 범위) 이 장은 전력거래소가 운영하는 공급인증서 거래시장에 적용한다. <개정 2025.8.6.>

제11.1.3조(공급인증서 거래시장 참여자) ① 공급인증서 거래시장에서 공급인증서를 거래할 수 있는 자(이하 “공급인증서 거래시장참여자”라 한다)는 다음 각 호와 같다.

1. 신재생에너지센터를 통해 설비등록을 완료한 신재생에너지 발전사업자
2. 신재생에너지법 제12조의5 및 동법 시행령 제18조의3에 따른 공급의무자
3. 신재생에너지법 시행령 제18조의7 제2항 및 제3항에 따라 국가에 대하여 발급된 공급인증서의 거래를 대행하는 자
4. 유효기간내의 공급인증서를 소유한 자
5. 전력거래소가 인정하는 거래중개자
6. 중개사업자 [신설 2018.12.12.]

② 거래시장에서 매도자는 제1항의 각 호에 해당하는 자로 한다.

③ 거래시장에서 매수자는 제1항 제2호 및 제3호에 한한다.

④ <삭제 2020.7.8.>

제11.1.4조(등록) ① 공급인증서를 거래할 수 있는 자로서 공급인증서 거래시장에 거래회원으로 등록을 하고자 하는 자는 다음 각 호의 서류를 갖추어 공급인증서 거래시스템에 회원가입을 신청하여야 한다. 단, 다음 각 호의 서류는 공급인증서 거래시스템에 전자문서로 제출하는 것을 원칙으로 하며, 별지 제96호 서식의 위임장 제출시에는 전자서명법에 의한 사업자용도의 인증서를 사용하여 전자서명을 실시하여야 한다. <개정 2020.7.8., 2022.5.31., 2024.10.29., 2025.8.6.>

1. 대표자가 회원가입을 신청하는 경우
   가. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본
2. 대표자 외의 사용자가 회원가입을 신청하는 경우
   가. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본

나. 별지 제96호 서식의 위임장

② 현물시장에 참여하고자 하는 자는 공급인증서 거래시스템에 사업자정보 및 계좌정보를 입력하고, 다음 각 호의 서류를 갖추어 정산계좌 등록을 신청하여야 한다. 단, 다음 각 호의 서류는 전자문서로 제출하는 것을 원칙으로 하며, 전자서명법에 의한 사업자용도의 인증서를 사용하여 전자서명을 실시하여야 한다. <개정 2020.7.8., 2022.5.31., 2024.10.29., 2025.8.6.>

1. 별지 제97호 서식의 계좌이체약정서 사본
2. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본
3. 시장은행 통장 사본
4. 인감증명서 사본 및 별지 제97-1호 서식의 사용인감계 사본(단, 주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출한다) <개정 2025.8.6.>

③ 공급인증서 계약시장은 제1항, 현물시장은 제1항과 제2항의 신청을 거래 개시 1개월 전까지 모두 완료한 사업자에 한해 거래시장 참여자로 등록한다. <개정 2020.7.8.>

제11.1.5조(공급인증서 거래시장의 구분) <삭제 2020.7.8.>

제11.1.6조(공급인증서 거래시장의 개설) ① 계약시장은 연중 개설한다.

② 현물시장은 양방향 입찰방식으로 매주 화요일과 목요일에 개설하여 10시부터 16시까지 운영한다. <개정 2017.2.28., 2020.7.8.>

1. <개정 2014.9.1., 2016.5.12., 2017.2.28.> <삭제 2020.7.8.>
2. <삭제 2017.2.28.>
3. [신설 2014.9.1.] <삭제 2017.2.28.>
4. [신설 2017.2.28.] <삭제 2020.7.8.>

③ 전력거래소는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 날을 휴장일로 하여 매매거래시장을 운영하지 아니한다. [신설 2017.2.28.]

1.「관공서의 공휴일에 관한 규정」에 따른 공휴일 및 토요일
2.「근로자의 날 제정에 관한 법률」에 따른 근로자의 날
3. 그 밖에 경제사정의 급격한 변동 또는 급격한 변동이 예상되거나 전력거래소가 시장관리상 필요하다고 인정하는 날

④ 전력거래소는 매년 말일까지 차기년도 현물시장 개설일자를 공급인증서 거래시스템에 공지한다. <항번호 변경 및 개정 2017.2.28.>

⑤ 전력거래소는 제2항 및 제3항의 규정에도 불구하고 천재지변, 경제사정의 급격한 변동 그 밖에 이에 준하는 상황 또는 전산장애의 발생으로 인하여 시장의 개설이 정상적으로 이루어질 수 없다고 판단되는 때에는 현물시장 개설일자를 변경할 수 있다. <항번호 변경 2017.2.28.>

제11.1.7.조(계약시장의 매매거래 방식) ① 계약시장에서 매매거래를 하려는 모든 계약당사자는 공급인증서 거래시스템을 통해 별지 제89호, 제89-1호 서식에 따라 매매계약을 등록, 검토 해야하며 반드시 전자서명법에 의한 사업자용도의 인증서를 사용하여 전자서명을 실시하여야 한다. 계약은 쌍방이 전자서명을 완료한 날로부터 시작된다. 단, 계약일 이후 상업운전을 개시한 경우는 상업운전개시일로부터 시작한다.<개정 2019.5.31., 2020.7.8., 2022.5.31., 2022.12.27., 2025.8.6., 2025.10.1.>

② <개정 2019.5.31.> <삭제 2020.7.8.>

③ 제1항에 따른 계약체결 후 설비확인서가 발급된 경우 계약당사자는 설비확인서 발급일로부터 30일 이내에 공급인증서 거래시스템을 통해 변경계약을 체결하여야 한다. <개정 2019.5.31., 2020.7.8., 2025.8.6.>

④ 제1항에 따른 계약체결 또는 제3항에 따른 변경계약 체결 후 계약사항의 변경이 발생한 경우 계약당사자는 30일 이내에 공급인증서 거래시스템을 통해 계약을 체결하여야 한다. 단, 계약종류(별지 제89호, 제89-1호 서식의 계약 종류를 의미), 계약기간, 계약단가(단, 가중치 변경에 따른 계약단가 변경은 제외)는 변경할 수 없다. <개정 2022.12.27., 2025.8.6.>

⑤ 계약일 및 변경계약일은 제1항 내지 제4항에 따라 공급인증서 거래시스템에 계약당사자 쌍방이 전자서명을 완료한 날로 하며, 파기일은 계약당사자 쌍방이 공급인증서 거래시스템을 통해 동의한 날로 한다. [신설 2022.12.27.] <개정 2025.8.6.>

⑥ 제3항 내지 제4항에 따라 변경계약을 체결하였을 경우 변경계약일 전일까지 기존 계약이 유효한 것으로 보며, 계약파기가 있을 경우 파기일까지 기존 계약이 유효한 것으로 본다. [신설 2022.12.27.]

⑦ 11.1.7조 제1항 내지 제4항에 따라 계약당사자는 계약정보를 정확히 등록, 검토하여야 하며, 계약을 위한 주요사항(계약종류, 계약단가, 계약기간 등)이 사실과 다를 경우 계약당사자 쌍방이 동의 후 공급인증서 거래시스템을 통해 해당 계약을 파기한다. [신설 2022.12.27.] <개정 2025.8.6.>

[본조신설 2017.2.28.] <개정 2019.5.31., 2020.7.8., 2022.5.31.>

제11.1.8조(현물시장의 매매거래 방식) <삭제 2020.7.8.>

제11.1.9조(공급인증서 매매거래 세부운영규정) <조번호 및 제목변경 2017.2.28.> 공급인증서의 세부 매매거래 방법, 매매거래 대금정산 및 결제절차 등은 별표25에 따른다. <개정 2017.2.28.>

제11.1.10조(고정가격계약설비의 공급인증서 거래방법 등) [신설 2025.10.1.]

① 고정가격계약 설비의 신재생에너지 공급인증서의 계약단가는 고정가격에서

전력거래가격을 차감한 가격으로 하며, 전력거래가격이 고정가격을 초과하는 경우 공급인증서 계약단가는 '0'으로 적용한다.

② 재생에너지 입찰제도 도입 결과 전력거래가격이 음수(陰數)인 경우 계약단가를 해당 발전설비의 고정가격으로 적용한다.

③ 고정가격계약은 계약일(계약일 이후 상업운전을 개시한 경우는 상업운전개시일)이 속한 월로부터 공급된 전력량에 대한 월단위 공급인증서 전량을 공급의무자에게 이전하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 하나의 발전설비에 대해 2건 이상 분할하여 고정가격계약을 체결하거나, REC 발급량의 일정비율을 공급의무자에게 이전하는 고정가격계약을 체결할 수 있다.

④ 제11.1.7조 제4항에도 불구하고 재생에너지 입찰제도 도입지역 풍력설비에 대해서는 전체계약기간 중 전력거래가격이 음수인 시간 범위 내에서 계약만료일은 일 단위로 연장할 수 있다. 이 경우 소수점 이하의 일수는 반올림한다.

제2절 의무이행비용 정산

제11.2.1조(연간정산에 관한 자료의 제출) ① <11.2.1조의2로 이동 및 삭제 2024.10.29.> 연간정산을 받고자 하는 공급의무자는 매년 4월 10일까지 다음의 각 호를 전력거래소에 제출하여야 한다. 단, 4월 10일이 주말 또는 공휴일인 경우에는 그다음 영업일에 제출한다. <개정 2025.10.1.>

1. 별지 제92호 서식에 따른 연간정산 신청서
2. 제1호에 따른 공급인증서 세부 자료(단, 자체건설 발전기의 공급인증서인 경우 가격산정에 관한 증빙 자료 포함) <개정 2017.2.28., 2020.7.8.>

제11.2.1조의2(월간정산에 관한 자료의 제출) <11.2.1조에서 이동 및 개정 2024.10.29.> ① 월간정산을 받고자 하는 공급의무자는 해당 공급인증서를 매월 5일까지 신재생에너지센터에 제출한다.

② 신재생에너지센터는 제1항의 자료를 매월 10일까지 전력거래소에 제출한다.

③ 전력거래소는 제2항에 관한 다음 각 호의 항목을 공급인증서 거래시스템을 통하여 매월 15일까지 해당 공급의무자에게 제공한다. 단, 15일이 주말 또는 공휴일인 경우에는 그다음 영업일에 제공한다. <개정 2025.10.1.>

1. 공급인증서 제출일자
2. 공급인증서 제출 공급의무자
3. 공급인증서 번호
4. 공급인증서 제출 수량
5. 공급인증서 조달 형태
6. 공급인증서 중간적용가격(원/REC)

④ 제3항에 대하여 월간정산을 받고자 하는 공급의무자는 매월 20일까지 다음

각 호를 공급인증서 거래시스템을 통하여 전력거래소에 제출한다. 단, 20일이 주말 또는 공휴일인 경우에는 그다음 영업일까지 제출한다. <개정 2026.4.28.>

1. 공급인증서 월간정산 신청 여부(Yes/No)
2. 공급인증서 가격(원/REC)(고정가격계약(자체계약 제외)인 경우만 기재)

⑤ 전력거래소는 월간정산 자료를 검증하기 위하여 공급의무자에게 필요한 자료를 요청할 수 있으며, 이 경우 해당 공급의무자는 정당한 사유가 없는 한 이에 응하여야 한다.

⑥ 공급의무자는 공급인증서 거래시스템 장애 등으로 시스템 이용이 불가한 경우 공문 등 별도의 방법으로 제4항의 자료를 제출할 수 있으며, 이 경우 전력거래소는 해당 월간정산 신청 내역을 장애 복구 후 공급인증서 거래시스템에 반영해야 한다.

제11.2.2조(공급의무자에 대한 의무이행비용 정산) ① 공급의무자에 대한 의무이행비용 정산은 [별표 25]에서 정한 공급의무자의 의무이행비용에 따라 정산한다. <개정 2015.9.30., 항번호 변경 2022.5.31.>

② 의무이행비용 산정은 공급의무자가 제11.2.1조 제2항에 명시된 제출기한 이내에 RPS 정산시스템에 입력된 자료를 기준으로 산정함을 원칙으로 한다. [신설 2022.5.31.]

③ 제11.2.1조 제2항에 명시된 제출기한이 경과한 이후 비용 정산에 반영하여야 할 추가 또는 수정자료를 제출하는 경우 해당자료의 추가 또는 수정사유와 함께 제출기한으로부터 실근무일 5일 이내에 제출하여야 한다. [신설 2022.5.31.]

제11.2.3조(전력구매자에 대한 의무이행비용 정산) 전력구매자에게 적용할 의무이행비용 정산 금액은 [별표25]에서 정한 전체 공급의무자의 의무이행비용 총액을 각 전력구매자가 구매한 전력량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2015.9.30., 2021.7.1.>

제11.2.4조(정산 세부절차) 제2절에서 정하지 않은 정산에 관한 세부사항은 별표2와 별표25에 따른다.

제11.2.5조(산정검토안 통지) 전력거래소는 6월10일까지 연간정산을 위한 산정검토안을 공급의무자에게 통지하여야 한다. 단, 비용평가위원회 일정 등 여건을 고려하여 전력거래소는 통지시기를 조정할 수 있다. [신설 2022.5.31.]

제11.2.6조(산정검토안에 대한 조정신청) 공급의무자는 제11.2.5조의 규정에 의한 산정검토안 통지일로부터 실근무일 5일 이내에 전력거래소에 조정신청을 할 수

있다. 단, 비용평가위원회 일정 등 여건을 고려하여 전력거래소가 조정신청 기간을 별도로 정할 수 있다. [신설 2022.5.31.]

제11.2.7조(정정통지) 전력거래소는 산정검토안 통지 후 시스템 오류, 단순 오기 등에 의한 명백한 오류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 지체없이 그 결과를 해당 공급의무자에게 통지한다. [신설 2022.5.31.]

제11.2.8조(월간정산 초안 통지) 전력거래소는 월간정산 초안을 제11.2.1조의2제4항제1호 신청 월의 다음 달 10일까지 공급인증서 거래시스템을 통하여 해당 공급의무자에게 통지한다. 단, 10일이 주말 또는 공휴일인 경우에는 그다음 영업일에 통지한다. [신설 2024.10.29.] <개정 2025.10.1.>

제11.2.9조(월간정산 조정 신청) 공급의무자는 제11.2.8조의 통지일로부터 7영업일 이내에 공급인증서 거래시스템을 통하여 전력거래소에 조정신청 할 수 있다. [신설 2024.10.29.] <개정 2025.10.1.>

제11.2.10조(월간정산 결과 통지) 전력거래소는 월간정산 결과를 제11.2.1조의2제4항제1호 신청 월의 다음 달 말일까지 공급인증서 거래시스템을 통하여 해당 공급의무자에게 통지한다. [신설 2024.10.29.]

제12장 수요반응자원의 거래 [본장신설 2014.11.3.]

제1절 통칙

제12.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다. <개정 2025.10.1.>

1. “표준 수요반응자원(이하 ‘표준DR’이라 한다)”이라 함은 아래 각 호 중 하나에 해당하는 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2016.12.30.] <개정 2019.11.07., 2025.4.9.> <호번호 변경 2025.10.1.>
   가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자
   나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자
   다. 직접구매자
2. “중소형 수요반응자원(이하 ‘중소형DR’이라 한다)”이라 함은 아래 각 호 중 하나에 해당하는 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2016.12.30.] <개정 2019.11.07., 2025.4.9.> <호번호 변경 2025.10.1.>
   가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자. 단, 계약용량이 2MW를 초과하고 계약종별이 산업용에 해당하는 전기사용자는 제외한다.
   나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자. 단, 계약용량이 2MW를 초과하고 한국전력공사의 기본공급약관 별표2의 산업용전력 적용대상 기준표에 해당하는 전기사용자는 제외한다.
   다. 직접구매자. 단, 한국전력공사의 기본공급약관 별표2의 산업용전력 적용대상 기준표에 해당하는 전기사용자는 제외한다.
3. “제주 수요반응자원(이하 ‘제주DR’이라 한다)”이라 함은 아래 각 호 중 하나에 해당하는 제주지역 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2022.5.31.] <개정 2025.4.9.> <호번호 변경 2025.10.1.>
   가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자
   나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자
   다. 직접구매자
4. 국민 수요반응자원(이하 ‘국민DR’이라 한다)이라 함은 아래 각 목 중 하나에 해당하는 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말한다.
   가. 판매사업자 또는 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자 중 계약전력이 200kW 이하인 전기사용자. 단, 전기자동차 충전전력요금(충전서비스 제공사업자용)을 사용하는 전기사용자는 제외한다.
   나. 판매사업자 또는 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자 중 계약종별이 주택용에 해당하는 전기사용자 및 집합건물에 속해있는 개별세대에 해당하는 전기사용자

[신설 2019.11.07.] <개정 2022.12.22.> <호번호 변경 2025.10.1.> <개정 2025.12.8.>

5. “주파수 수요반응자원(이하 ‘주파수DR’이라 한다)”이라 함은 주파수연계 수요감축이 가능한 부하를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2020.11.01.] <호번호 변경 2025.10.1.>

6. “플러스 수요반응자원(이하 ‘플러스DR’이라 한다)”이라 함은 전력부하증대량거래를 목적으로 하며, 아래 각 호 중 하나에 해당하는 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말하고, 육지와 제주지역을 구분한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2024.3.28., 2025.4.9.> <호번호 변경 2025.10.1.>

가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자

나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자

다. 직접구매자

7. “휴일 표준 수요반응자원(이하 ‘H-표준DR’이라 한다)”이라 함은 아래 각 호 중 하나에 해당하는 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하고, 봄철(3월 1일~5월 31일 및 같은 연도 설 연휴)과 가을철(9월 1일~11월 30일) 중 “관공서의 공휴일에 관한 규정”에 따른 공휴일 및 토요일(이하 ‘휴일’이라 한다)에 참여하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2025.2.11.] <개정 2025.4.9.> <호번호 변경 2025.10.1.>

가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자

나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자

다. 직접구매자

8. “휴일 중소형 수요반응자원(이하 ‘H-중소형DR’이라 한다)”이라 함은 아래 각 호 중 하나에 해당하는 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하고, 봄철(3월 1일~5월 31일 및 같은 연도 설 연휴)과 가을철(9월 1일~11월 30일) 중 휴일에 참여하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2025.2.11.] <개정 2025.4.9.> <호번호 변경 2025.10.1.>

가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자. 단, 계약용량이 2MW를 초과하고 계약종별이 산업용에 해당하는 전기사용자는 제외한다.

나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자. 단, 계약용량이 2MW를 초과하고 한국전력공사의 기본공급약관 별표2의 산업용전력 적용대상 기준표에 해당하는 전기사용자는 제외한다.

다. 직접구매자. 단, 한국전력공사의 기본공급약관 별표2의 산업용전력 적용대상 기준표에 해당하는 전기사용자는 제외한다.

9. “휴일 제주 수요반응자원(이하 ‘H-제주DR’이라 한다)”이라 함은 아래 각 호 중 하나에 해당하는 제주지역 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하고, 봄철(3월 1일~5월 31일 및 같은 연도 설 연휴)과 가을철(9월 1일~11월 30일) 중 휴일에 참여하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2025.2.11.] <개정 2025.4.9.> <호번호 변경 2025.10.1.>

가. 판매사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자
나. 구역전기사업자와 전기사용계약을 체결한 전기사용자
다. 직접구매자

10. “전력거래기간”이라 함은 수요관리사업자가 등록한 수요반응자원이 전력부하감축량 또는 전력부하증대량의 거래에 참여할 수 있는 기간을 말한다. <개정 2019.12.31., 2021.1.1.> <호번호 변경 2025.10.1.>
11. “자발적 수요감축”이라 함은 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요감축, 피크수요 저감을 위한 수요감축을 말한다. [신설 2019.12.31.], <개정 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.12.22., 2026.4.28.> <호번호 변경 2025.10.1.>
12. “주파수연계 수요감축”이라 함은 저주파수계전기(UFR, 81U) 신호를 통해 전력부하를 감축하는 수요감축을 말한다. [신설 2020.11.01.] <호번호 변경 2025.10.1.>
13. “피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래”라 함은 다음 각 목의 “기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래” 및 “예비력 확보를 위한 수요반응자원의 거래”를 말한다. [신설 2022.12.22.] <호번호 변경 및 개정 2025.10.1.>
가. “기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래”라 함은 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획 수립을 위한 전력수요 예측치가 동·하계 수급대책기간의 최대 전력수요(기준전망)를 초과 예상 시 참여하는 거래를 말한다. [신설 2019.12.31.], <개정 2021.1.1., 2022.6.30.> <호목번호 변경 2025.10.1.>
나. “예비력 확보를 위한 수요반응자원의 거래”라 함은 일별 최대부하 예상시간의 공급예비력이 적정 공급예비력 미만 예상 시 참여하는 거래를 말한다. [신설 2022.12.22.] <호목번호 변경 2025.10.1.>
14. [신설 2019.12.31.] <삭제 2026.4.28.>
15. “주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래”라 함은 계통주파수 측정값이 전력거래소가 별도로 정하는 기준주파수(이하 ‘기준주파수’라 한다) 이하로 하락 시 주파수연계 수요감축을 통해 참여하는 거래를 말한다. [신설 2020.11.01.] <호번호 변경 2025.10.1.>
16. “자발적 수요증대”라 함은 하루전발전계획에 따른 전력부하증대량 거래를 위한 수요반응자원의 수요증대를 말한다. <개정 2022.5.31.> <호번호 변경 2025.10.1.>
17. “의무감축용량”이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따라 전력부하를 감축할 수 있는 최대용량(MW)을 말한다. <개정 2019.12.31.> <호번호 변경 2025.10.1.>
18. “감축가능용량”이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 입찰을

통해 거래시간별로 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획에 포함되어 전력부하를 감축할 수 있는 용량(MWh)을 말한다. <개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2022.6.30.> <호번호 변경 2025.10.1.>

19. “감축가격”이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 거래시간별로 감축가능용량에 대해 입찰하는 가격을 말한다. <호번호 변경 2025.10.1.>

20. “수요반응자원 순편익가격”이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 전력시장에 입찰할 수 있는 최소가격(원/kWh)을 말한다. <호번호 변경 2025.10.1.>

21. “감축계획량”이라 함은 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획에 포함된 거래시간별 수요반응자원의 전력부하감축계획량을 말한다. <개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2022.6.30.> <호번호 변경 2025.10.1.>

22. “감축예상용량”이라 함은 주파수 수요반응자원별 등록신청 직전 1개월 09시~18시 사이의 1시간 단위 주파수연계 수요감축이 가능한 평균 사용전력량(kW)을 말한다. 단, 양수동력 부하를 수요반응참여고객으로 하는 주파수 수요반응자원의 경우 등록신청 직전 1개월 09시~18시 사이의 1시간 단위 평균 양수전력량을 말한다. [신설 2020.11.01.] <개정 2023.6.30., 2025.4.9.> <호번호 변경 2025.10.1.>

23. “증대가능용량”이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 입찰을 통해 거래시간별로 신뢰도발전계획에 포함되어 전력부하를 증대할 수 있는 용량(MWh)을 말한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2022.6.30.> <호번호 변경 2025.10.1.>

24. “증대계획량”이라 함은 신뢰도발전계획에 포함된 거래시간별 수요반응자원의 전력부하증대계획량을 말한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2022.6.30.> <호번호 변경 2025.10.1.>

25. “제주 플러스DR 기준출력제어량”이라 함은 제주지역 플러스DR의 증대계획량 산정을 위해 기준이 되는 출력제어량(MWh)을 말한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2024.3.28.>

26. “제주 플러스DR 당일 기준출력제어량”이라 함은 제주지역 플러스DR의 실시간 전력수요 증대요청을 위해 기준이 되는 출력제어량(MWh)을 말한다. [신설 2022.5.31.] <개정 2024.3.28.>

27. “고객기준부하”라 함은 수요반응참여고객이 전력부하를 감축하거나 증대하지 않았다면 사용했을 평상시 사용전력량을 예측한 값을 말한다. <개정 2021.1.1.> <호번호 변경 2025.10.1.>

28. “전력부하감축량”이라 함은 수요반응참여고객이 전력부하를 감축한 거래시간별 고객기준부하와 실제 사용전력량과의 차이를 말한다. <호번호 변경 2025.10.1.>

29. “전력부하증대량”이라 함은 수요반응참여고객이 전력부하를 증대한 거래시간별 고객기준부하와 실제 사용전력량과의 차이를 말한다. [신설 2021.1.1.] <호번호 변경 2025.10.1.>

30. “독립운전 발전기”이라 함은 전력계통에 연계하지 않고 운전하는 발전기를 말한다. [신설 2018.11.1.] <호번호 변경 2019.11.07.> <호번호 변경 2025.10.1.>

31. “전기자동차 충전자원(이하 ‘EV충전자원’이라 한다)”이라 함은 중소형DR/H-중소형DR,제주DR/H-제주DR 자원 중 전기자동차 충전전력요금을 사용하는 전기사용자를 수요반응참여고객으로하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2025.12.8.]

제12.1.2조(적용 범위) 이 장은 전력시장에 참여하는 수요관리사업자의 전력거래에 적용한다.

제12.1.3조(전력시장 참여요건) ①전력시장에 참여하고자 하는 수요관리사업자는 전력거래자 등록, 수요반응자원 및 수요반응참여고객 등록을 마쳐야 한다.

② [신설 2021.1.1.] <삭제 2024.8.1.>

제12.1.4조(수요관리사업자의 의무) [본조신설 2019.12.13.] ① 수요관리사업자는 수요반응자원이 전력거래소의 전력수요 의무감축요청을 완수하도록 다음 각 호를 준수하여야 한다.

1. 수요반응참여고객의 계약기간은 해당 수요반응자원이 전력거래기간 동안 의무감축용량을 이행할 수 있도록 설정되어야 한다.
2. 수요반응참여고객과 계약한 감축용량의 합계는 전력거래기간 동안 수요반응자원의 의무감축용량보다 크거나 같아야 한다.
3. 수요반응참여고객의 전력거래기간 내 총 감축시간은 수요반응자원의 총 감축시간을 이행할 수 있도록 설정되어야 한다.
4. 수요감축이행 관련 계약내용이 수요반응자원의 감축 신뢰도를 저하시키지 않아야 한다.
5. 수요반응참여고객의 감축용량은 전력수요의무감축요청에 따른 감축이행능력을 제공할 수 있도록 산정되어야 한다. [신설 2026.4.28.]

② 수요관리사업자는 수요반응참여고객에게 전력거래소가 별도로 공지하는 전력시장과 관련한 필수정보를 고지하여야 한다.

③ 수요관리사업자는 주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래에 참여하는 수요반응자원의 주파수연계 수요감축이 자동으로 이행될 수 있도록 관련 설비를 설치하고 유지관리하여야 한다. [신설 2020.11.01.]

제12.1.5조(불공정 거래행위 금지) 수요관리사업자는 ‘독점규제 및 공정거래에 관한

법률’에 따라 불공정 거래행위를 하여서는 아니 된다. [본조신설 2019.12.13.]

제2절 전력거래자, 수요반응자원, 수요반응참여고객 등록, 변경, 말소

<절제목 변경 2024.2.13.>

제12.2.1조(전력거래자 등록) ① 수요관리사업자로서 전력거래자의 등록을 하고자 하는 자는 제2항의 등록신청서 및 첨부서류를 갖추어 전력거래 개시 2개월 전까지 전력거래소에 전력거래자의 등록을 신청하여야 한다. <개정 2016.12.30.>

② 수요관리사업자의 전력거래자 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각 호와 같다.

1. 별지 제100-1호서식의 수요관리사업자의 전력거래자 등록신청서 <개정 2024.2.13.>
2. 지능형전력망 수요반응관리서비스제공사업자 등록증 사본
3. 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본 <개정 2019.12.31., 2024.8.1.>
4. 시장은행 통장 사본 및 사업자 인감증명서(단, 시장은행 통장과 인감증명서의 날인이 다를 경우, 사용인감계를 추가 제출하며, 주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출한다) <개정 2024.2.13., 2025.8.6.>
5. 「독점규제 및 공정거래에 관한 법률」 제9조제1항의 상호출자제한기업집단과의 관계 증빙자료
6. 수요반응자원 전력거래시스템 계정신청서 [신설 2019.12.13.]

제12.2.2조(수요반응자원의 등록) ① 제12.2.1조에 따라 전력거래자로 등록한 수요관리사업자는 수요반응자원을 초기 또는 추가등록할 수 있다. 이 경우, 다음 각 호에 명시된 초기 또는 추가등록 신청기간 내에 제4항에 따른 등록 신청서류를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 제4항 제1호의 서류는 전자문서로 제출할 수 있으며 전자문서로 제출시 전자서명법에 의한 인증서를 사용하여 전자서명을 실시해야 한다. <개정 2015.9.30., 2018.6.15., 2019.11.07., 2024.2.13., 2024.8.1., 2025.2.11.>

1. 표준DR, 중소형DR, 제주DR <호번호 변경 및 개정 2019.11.07., 2020.11.01., 2021.1.1., 2022.5.31., 2022.12.27., 2023.6.30. 2024.2.13.>

구분	등록 신청기간	등록 완료일	전력거래기간
초기등록	10월10일～10월20일	11월30일	12월1일～다음해 11월 30일
추가등록	4월10일～4월20일	5월31일	6월1일～11월30일

2. H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR [신설 2025.2.11.]

구분	등록 신청기간	등록 완료일	전력거래기간
초기등록	10월10일～10월20일	11월30일	다음해 봄철 (3월1일~5월31일 및 같은 연도 설 연휴) 가을철 (9월1일~11월30일)
추가등록	4월10일～4월20일	5월31일	가을철 (9월1일~11월30일)

3. 국민DR [신설 2019.11.07.] <개정 2020.7.8., 2021.9.18., 2021.12.28., 2024.2.13.> <호번호 변경 2025.2.11.>

구분	등록 신청기간	등록 완료일	전력거래기간
초기등록	홀수년도 10월10일～10월20일	11월 30일	홀수년도 12월1일～다다음해 11월 30일
추가등록	매월 15일～20일 (단, 홀수년도 10월, 11월 제외)	매월 말일	완료일 익일부터 초기 전력거래기간 종료일

4. 주파수DR, 플러스DR [신설 2021.1.1.] <호번호 변경 및 개정 2023.6.30., 2024.2.13., 2025.2.11.>

구분	등록 신청기간	등록 완료일	전력거래기간
초기등록	10월10일～10월20일	11월30일	12월1일～다음해 11월 30일
추가등록	2월15일~2월20일	2월28일 (윤년29일)	3월1일～11월30일
	4월10일~4월20일	5월31일	6월1일～11월30일
	8월15일~8월20일	8월31일	9월1일～11월30일

② 제1항에도 불구하고 다음 각 호에 해당하는 경우 수요반응자원의 등록 신청기간 또는 등록 완료일을 변경한다. [신설 2024.2.13.]

1. 등록 신청기간의 초일 또는 말일이 공휴일 또는 거래소 휴일에 해당하는 경우, 해당 일자를 공휴일 또는 거래소 휴일 직후의 영업일로 변경한다.
2. 등록 신청기간에 포함된 영업일이 7일(2월 또는 8월의 추가등록의 경우 4일) 미만일 경우, 등록 신청기간 내 영업일이 7일(2월 또는 8월의 추가등록의 경우 4일)이 되는 일자까지 등록 신청기간을 연장한다.
3. 등록 완료일이 공휴일에 해당하는 경우, 해당 일자를 공휴일 직전의 영업일로 변경한다.

③ 수요반응자원의 등록요건은 다음 각 호와 같으며 제1항의 등록 신청기간 종료일부터 전력거래기간 종료일까지 이를 만족하여야 한다. <항번호 변경 및 개정 2017.12.29., 2019.11.07., 2024.2.13., 2024.3.28.>

1. 수요반응자원의 등록은 1개의 수요반응자원에 대하여 1개의 등록을 원칙으로 한다.

2. 수요반응자원은 다음 각 목에 따라 지역별로 구분하여 등록하여야 한다. <개정 2019.11.07., 2022.5.31., 2024.2.13., 2024.3.28., 2025.2.11., 2025.10.1>

가. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR : 수도권, 비수도권

나. 제주DR/H-제주DR : 제주권

다. 국민DR : 수도권, 비수도권, 제주권

라. 플러스DR : 육지권, 제주권

이때, 플러스DR의 육지권은 별지 제101-5호 서식에 따라 세부 지역별로 구분하여 등록한다.

마. 주파수DR : 육지권

3. 개별 수요반응자원의 의무감축용량은 다음 표의 내용을 만족하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07., 2020.7.8., 2020.11.01., 2022.5.31., 2024.2.13., 2025.2.11., 2025.12.8.>

구분	의무감축용량
표준DR/H-표준DR	10㎿ 초과 ~ 500㎿ 이하
중소형DR/H-중소형DR	2㎿ 초과 ~ 50㎿ 이하 (EV충전자원, 1MW초과 ~ 50MW이하)
제주DR/H-제주DR	2㎿ 초과 ~ 500㎿ 이하 (EV충전자원, 1MW초과 ~ 50MW이하)
국민DR	제한없음
주파수DR	1MW 이상 (감축예상용량)

4. 개별 수요반응자원의 수요반응참여고객 수는 다음 각 호를 만족하여야 한다. <개정 2020.11.01., 2021.1.1., 2022.5.31., 2024.2.13., 2025.2.11.>

가. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR, 국민DR : 10개 이상

나. 주파수DR, 플러스DR : 1개 이상

④ 수요반응자원의 등록에 필요한 등록신청서는 다음 각 호와 같다. <항번호 변경 및 개정 2024.2.13., 2024.8.1.>

1. 별지 제101-1호 내지 별지 제101-5호 서식의 등록하고자 하는 수요반응자원과 관련한 수요반응자원 등록신청서 (단, 사업자 범용 공인인증서 외 전자서명 시 별지 제105호 서식의 위임장 추가 제출) <개정 2024.2.13., 2024.8.1.>

⑤ <항번호 변경 및 삭제 2024.2.13.>

⑥ 전력거래소는 “주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래”의 기준주파수 단계별 필요용량을 등록신청기간 전 별도로 공지하고, 각 단계별 주파수 수요반응자원 감축예상용량의 합이 필요용량을 초과하지 않도록 관리하며, 수요관리사업

자는 주파수DR 수요반응자원에 대하여 전력거래기간 중 기준주파수 단계를 변경할 수 없으며 다음 각 호의 사항 중 하나를 선택하여야 한다. [신설 2020.11.01.] <개정 2022.12.27., 2023.6.30.> <항번호 변경 2024.2.13.>

1. 기준주파수 단계 <호번호 신설 2023.6.30.> <개정 2025.4.9.>

단계	1단계	2단계	3단계	4단계	5단계
기준주파수[Hz]	59.85	59.80	59.65	59.60	59.40

단, 1, 3단계는 개별부하 및 계량완화 주파수 수요반응자원만, 2, 4, 5단계는 양수동력부하 주파수DR 수요반응자원만 참여가 가능하다.

2. 계량 방식 [신설 2023.6.30.] <개정 2025.4.9.>

방식	기준
개별부하	주파수연계 수요감축에 참여하는 개별부하를 단독 계량하는 주파수DR 수요반응참여고객으로만 구성된 수요반응자원
계량완화	개별부하 및 양수동력 부하 방식 외 주파수 수요반응자원
양수동력 부하	주파수연계 수요감축에 참여하는 양수동력부하를 단독 계량하는 주파수DR 수요반응참여고객으로만 구성된 수요반응자원

제12.2.2조의2(수요반응자원 의무감축용량 상한 및 재배분) [신설 2025.2.11.] ① 전력거래소는 H-표준DR/H-중소형DR/H-제주DR 수요반응자원의 의무감축용량 상한을 등록신청 전 별도로 공지한다.

② 제12.2.2조 제1항 제2호에 따른 등록기간 이후 등록 신청된 의무감축용량의 합계가 제1항의 상한을 초과할 경우, 전력거래소는 아래 식에 따라 수요반응자원별 의무감축용량을 재배분하고, 재배분 결과를 제12.3.1.2조 제3항의 등록시험 시행 기간의 영업일 3일 이전까지 수요관리사업자에게 통지한다.

$$RORC_{i,t} = mORC_{i,t} + \max\left(0,\ ORCC - \sum_{i}^{\substack{H-표준DR,\,H-중소형DR,\\ H-제주DR}} mORC_{i,t}\right) \times \frac{ORC_{i,t} - mORC_{i,t}}{\sum_{i}^{\substack{H-표준DR,\,H-중소형DR\\ H-제주DR}} (ORC_{i,t} - mORC_{i,t})}$$

여기서,

$RORC_{i,t}$: 재배분된 개별 수요반응자원의 의무감축용량

ORCC : 전체 수요반응자원의 의무감축용량 상한

$ORC_{i,t}$: 개별 수요반응자원의 의무감축용량

$mORC_{i,t}$: 수요반응자원의 종류별 최소 의무감축용량(H-표준DR의 경우 10.001,

H-중소형DR 및 H-제주DR의 경우 2.001)

③ 제2항의 식에 따라 재배분된 의무감축용량의 합계가 제1항의 상한을 초과할 경우, 재배분된 의무감축용량을 기준으로 등록시험을 시행하고, 제12.3.1.4조에 따라 조정한다. 제12.3.1.4조에 따라 조정된 의무감축용량의 합계가 제1항의 상한을 초과할 경우, 아래 각 목에 따라 등록을 완료한다.

가. $ORCC - \sum_{i}^{n-1} RRORC_{i,t} \geq RRORC_{n,t}$일 경우, n번째 수요반응자원을 등록한다.

나. $ORCC - \sum_{i}^{n-1} RRORC_{i,t} < RRORC_{n,t}$일 경우, n번째 수요반응자원을 등록하지 않고, $RRORC_{n,t}$를 0으로 변경한다.

다. n+1번째 수요반응자원에 대해 가목과 나목의 절차를 시행한다.

여기서,

n번째 수요반응자원 : 등록시험에 참여한 수요반응자원 중 등록시험의 평균 감축이행률이 n번째로 높은 수요반응자원

$RRORC_{n,t}$: n번째 수요반응자원의 등록시험의 결과에 따라 조정된 의무감축용량

ORCC : 전체 수요반응자원의 의무감축용량 상한

제12.2.3조(수요반응참여고객의 등록) ① 제12.2.2조에 따라 등록 신청 또는 등록 완료된 수요반응자원에 수요반응참여고객을 신규 등록하고자 하는 수요관리사업자는 다음 각 호에 명시된 수요반응자원별 수요반응참여고객 등록 신청기간 내에 제4항에 따른 등록 신청서류를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 제4항 제1호의 서류는 전자문서로 제출할 수 있으며 전자문서로 제출시 전자서명법에 의한 인증서를 사용하여 전자서명을 실시해야 한다. <개정 2015.9.30., 2018.6.15., 2019.12.31., 2020.7.8., 2020.11.01., 2024.2.13., 2024.8.1.>

1. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR, 플러스DR, 주파수DR <개정 2021.1.1., 2021.12.28. 2022.5.31., 2023.6.30., 2024.2.13., 2025.2.11.>

구분	신청 기간	거래 적용일
동계	10월 10일 ~ 10월 20일	12월 1일
춘계	2월 15일 ~ 2월 20일	3월 1일
하계	4월 10일 ~ 4월 20일	6월 1일
추계	8월 15일 ~ 8월 20일	9월 1일

2. 국민DR [신설 2019.11.07.] <삭제 2020.7.8.> [신설 2021.12.28.]
   등록 신청기간은 제12.2.2조에 따른 국민DR 수요반응자원의 초기등록 및 추가등록 신청기간과 동일하며, 거래 적용일은 등록 신청 익월 1일부터로 한다.

3. 주파수DR <개정 2022.12.27.> <삭제 2023.6.30.>

② 제1항에도 불구하고 다음 각 호에 해당하는 경우 수요반응참여고객의 등록 신청기간을 연장한다. [신설 2024.2.13.]

1. 등록 신청기간의 초일 또는 말일이 공휴일 또는 거래소 휴일에 해당하는 경우, 해당 일자를 공휴일 또는 거래소 휴일 직후의 영업일로 변경한다.

2. 등록 신청기간에 포함된 영업일이 7일(춘계 또는 추계등록의 경우 4일) 미만일 경우, 등록 신청기간 내 영업일이 7일(춘계 또는 추계등록의 경우 4일)이 되는 일자까지 등록 신청기간을 연장한다.

③ 수요반응참여고객의 등록요건은 다음 각 호와 같으며, 제1항의 등록 신청기간 종료일부터 전력거래기간 종료일까지 이를 유지하여야 한다. <항번호 변경 및 개정 2017.12.29., 2019.11.07., 2024.2.13., 2024.3.28.>

1. 수요반응참여고객은 등록 신청 또는 등록 완료된 수요반응자원에 속하여야 한다. [신설 2024.2.13.]

2. 1개의 수요반응참여고객은 1개의 수요반응자원에 등록함을 원칙으로 한다. 단, H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR, 주파수DR(양수동력 부하 제외), 플러스DR의 수요반응참여고객에 한하여, 다른 종류의 수요반응자원과 중복하여 등록할 수 있다. <호번호 변경 및 개정 2020.11.01., 2021.1.1., 2024.2.13., 2025.2.11., 2025.4.9.>

3. 긴급절전제도를 제외한 비상수급수요조절제도 등 타 부하관리제도와 중복하여 참여할 수 없다. <개정 2016.12.30.> <호번호 변경 2024.2.13.>

4.「계량에 관한 법률」제14조에 따라 형식승인을 받은 전력량계가 사용되어야 하며, 전력거래소가 정하여 공고하는 요구기준(이하 “전력거래소 요구기준”이라 한다)에 따라 설치 및 사용전력량 데이터를 전송하여야 한다. 다만, 피크저감용ESS를 사용하여 H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR, 육지 플러스DR에 등록하는 수요반응참여고객의 전력량계는 ESS 사용전력량만 계량될 수 있도록 설치하여야 한다. <호번호 변경 및 개정 2016.12.30., 2019.11.07., 2019.12.31., 2020.11.01., 2023.6.30., 2024.2.13., 2024.3.28., 2025.2.11.>

5. 제4호의 전력량계 사용전력량 데이터는 당해 수요관리사업자와 특수관계(동일연결 실체내의 일원인 기업 및 관계기업, 기타 한국채택국제회계기준의 규정에서 특수관계자로 보는 경우)에 있지 아니한 다음 각 목의 사업자를 통하여 전력거래소에 원격으로 제공되어야 한다. 단, 직접구매자에 해당하는 수요반응참여고객의 경우, 제4.1.2조에 따라 취득된 계량데이터를 사용한다. [신설 2019.11.07.] <호번호 변경 및 개정 2019.12.31., 2024.2.13., 2025.4.9.>

가. 판매사업자

나. 구역전기사업자

다. 전력량정보제공사업자

6. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR에 등록하는 수요반응참여고객은 전력거래소 요구기준에 따라 사용전력량 감시기기를 설치하고 5분 단위 실시간 사용전력량 데이터를 전송하여야 한다. 단, 제4호의 전력량계가 감시기기 요구조건을 충족할 경우, 감시기기 설치를 생략할 수 있다. <개정 2017.12.29., 호번호 변경 및 개정 2019.11.07., 2019.12.31., 2021.1.1., 2022.5.31., 2024.2.13., 2025.2.11.>

7. 표준DR 수요반응참여고객의 경우 전기소비형태가 별표 29에서 정한 기준을 충족하여야 한다. <개정 2016.12.30., 호번호 변경 2019.11.07.>

8. 수요반응참여고객의 주소는 해당 수요반응참여고객이 속한 수요반응자원의 제12.2.2조 제3항 제2호에 따른 지역별 구분과 일치하여야 한다. <호번호 변경 및 개정 2019.11.07., 2022.5.31., 2024.2.13.>

9. 자가용 발전기를 사용하여 수요감축을 하는 경우 다음 각 목의 요구사항을 만족하여야 한다. [신설 2018.11.1.] <호번호 변경 2019.11.07.> <개정 2019.12.13.>

가. 전력계통에 연계하여 운전하는 발전기의 경우 송전사업자, 배전사업자, 구역전기사업자 중 해당 전력계통을 관리하는 사업자와 병렬운전조작합의를 체결하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

나. 전력계통에 연계하지 않고 독립 운전하는 발전기의 경우 독립운전을 가능하게 하는 설비가 설치되어 있어야 한다. [신설 2019.12.13.]

10. 주파수DR 수요반응참여고객은 수요반응자원을 변경할 수 없으며, 추가등록 수요반응참여고객은 신규 주파수DR 수요반응자원에 등록을 원칙으로 한다. [신설 2023.6.30.]

11. 주파수DR 수요반응참여고객의 경우 주파수연계 수요감축이 가능하여야 한다. [신설 2020.11.01.]

12. 중소형DR/H-중소형DR,제주DR/H-제주DR 수요반응참여고객 중 전기자동차 충전전력요금을 적용받는 전기자동차 충전기 및 전기자동차 충전소는 수요반응참여고객 등록시 이용자의 참여 동의 여부를 제출해야 한다.

[신설 2025.12.8.]

④ 수요반응참여고객의 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각 호와 같다. 다만, 동일 수요관리사업자가 연속하여 등록하는 수요반응참여고객의 경우, 변동사항이 없는 서류의 제출은 생략할 수 있다. <항번호 변경 및 개정 2024.2.13.>

1. 별지 제102-1호 내지 별지 제102-4호 서식의 등록하고자 하는 수요반응참여고객과 관련한 수요반응참여고객 등록신청서 (단, 사업자 범용 공인인증서 외 전자서명 시 별지 제105호 서식의 위임장 추가 제출) <개정 2024.2.13., 2024.8.1.>

2. 법인사업자의 경우 별지 제106-1호 서식의 정보 제공 동의서, 개인사업자 또는 개인인 경우 별지 제106-2호 서식의 개인정보제공 동의서 <개정 2018.6.15, 2019.11.07>

3. 전기사용계약 또는 직접구매자 등록 내용을 확인할 수 있는 객관적 증빙자료. 다만, 국민DR 수요반응참여고객 중 집합건물의 개별 세대인 전기사용자와 주파수DR 수요반응참여고객 중 전기사용자의 개별부하일 경우 생략 가능 <개정 2019.11.07., 2020.11.01., 2025.4.9.>

4. 수요관리사업자와 수요반응참여고객의 관계 증빙자료

5. 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에서 비상발전기를 수요 감축 수단으로 이용하는 경우, 대기 오염물질배출시설 설치 허가 또는 신고에 관한 증빙자료 [신설 2016.12.30.] <개정 2019.12.31>

6. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR의 수요반응참여고객의 경우 제2항 제6호에 따른 실시간 전력량 감시기기 관련 서류 일체 [신설 2017.12.29.] <개정 2019.11.07., 2024.2.13., 2025.2.11.>

7. 제2항 9호에 따라 자가용 발전기를 사용하여 수요감축을 하는 경우 다음 각 목의 해당되는 서류 [신설 2018.11.1.] <개정 2019.12.13.>

가. 전력계통에 연계하여 운전하는 발전기의 경우 병렬운전조작합의서 사본 [신설 2019.12.13.]

나. 전력계통에 연계하지 않고 독립 운전하는 발전기의 경우 전기사업법 시행규칙에 의한 사용전검사 확인증 또는 정기검사 확인증 사본 [신설 2019.12.13.]

8. 전력량데이터가 전력량정보제공사업자를 통해 전송될 경우 전력량정보제공사업자에 대한 지능형전력망 사업자 등록증 사본 [신설 2019.11.07.]

9. 전력거래소가 별도로 공지하는 전력시장 필수정보 고지 확인서 [신설 2019.12.13.]

10. 주파수DR의 수요반응참여고객의 경우 제3항 제11호에 대한 증빙자료 [신설 2020.11.01.] <개정 2024.2.13.>

⑤ <항번호 변경 및 삭제 2024.2.13.>

⑥ <항번호 변경 및 삭제 2024.2.13.>

⑦ 중소형DR/H-중소형DR,제주DR/H-제주DR 수요반응참여고객 중 전기자동차 충전전력요금을 적용받는 전기자동차 충전기 및 전기자동차 충전소는 동조 제3항 제6호 및 12호의 등록요건 확인을 위하여 별도의 검증 절차를 거치며, 검증 절차는 전력거래소 기준에 따라야 한다. [신설 2025.12.8.]

제12.2.4조(수요반응자원 전력거래시스템 자료입력) 수요관리사업자는 수요반응자원 및 수요반응참여고객의 등록정보를 등록신청기간에 수요반응자원 전력거래시스템에 입력하여야 한다. <개정 2018.12.12.>

제12.2.5조(등록말소) <본조제목변경 2019.12.13.> <조번호 변경 및 삭제 2024.2.13.>

제12.2.6조(전력거래자 변경) 수요관리사업자는 등록된 사업자 정보가 변경된 경우, 변경 사유 발생일 이후 영업일 20일 이내에 전력거래소에 별지 제100-2호의 수요관리사업자의 전력거래자 변경신청서 및 변경 정보와 관련된 증빙서류를 제출해야 하며, 수요반응자원 전력거래시스템 입력사항을 수정하여야 한다. [신설 2024.2.13.]

제12.2.7조(수요반응참여고객 변경) 수요관리사업자는 등록된 수요반응참여고객 정보가 변경된 경우, 변경 사유 발생일 이후 영업일 20일 이내에 전력거래시스템에 입력사항을 수정하고 전력거래소에 다음 각 호의 서류를 제출해야 한다. 다만, 제1호의 서류는 전자문서로 제출할 수 있으며 전자문서로 제출시 전자서명법에 의한 인증서를 사용하여 전자서명을 실시해야 한다. [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1.>

1. 별지 제102-5호의 수요반응참여고객 변경신청서(단, 사업자 범용 공인인증서 외 전자서명 시 별지 제105호 서식의 위임장 추가 제출) [신설 2024.8.1.]
2. 변경 정보와 관련된 증빙서류 [신설 2024.8.1.]

② 제1항에도 불구하고 변경 목적이 수요반응참여고객을 기존에 등록된 수요반응자원에서 타 수요반응자원으로 이동하는 것일 경우에는 제12.2.8조를 따른다. [신설 2024.8.1.]

제12.2.8조(수요반응참여고객 이동) ① 수요반응참여고객을 기존에 등록된 수요반응자원에서 타 수요반응자원으로 이동하고자 하는 수요관리사업자는 제12.2.3조 제1항의 수요반응참여고객 등록 신청기간 내에 다음 각 호의 서류를 제출해야 한다. 다만, 제1호의 서류는 전자문서로 제출할 수 있으며 전자문서로 제출시 전자서명법에 의한 인증서를 사용하여 전자서명을 실시해야 한다. [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1.>

1. 별지 제102-6의 수요반응참여고객 이동신청서 (단, 사업자 범용 공인인증서 외 전자서명 시 별지 제105호 서식의 위임장 추가 제출) [신설 2024.8.1.]

② 제1항에도 불구하고 제12.2.2조 제1항에 따라 초기등록된 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR 수요반응자원 중 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 거래에서 거래시행일별 평균 감축이행률이 80% 미만인 날이 2회 이상인 수요반응자원의 경우에는 타 수요반응자원으로 이동시킬 수 없다. [신설 2024.8.1.] <개정 2025.2.11.>

③ 수요반응참여고객의 수요반응자원 이동 시점은 해당 등록 신청기간의 거래 적용일로 한다. [신설 2024.2.13.] <항번호 변경 2024.8.1.>

제12.2.9조(전력거래자 말소) ① 수요관리사업자가 폐업 등 사유로 수요관리사업자 등록을 말소하고자 하는 경우, 말소 희망일 1개월 전까지 전력거래소에 별지 제100-3호의 수요관리사업자의 전력거래자 말소신청서를 제출하여야 한다. 이 경우, 전력거래소는 특별한 사정이 없는 한, 말소 희망일에 해당 전력거래자를 말소 처리하여야 한다. [신설 2024.2.13.]

② 전력거래소는 수요관리사업자가 수요관리사업을 폐지하였음에도 불구하고 제1항에 따라 말소 신청을 하지 않은 경우, 전력거래소는 해당 수요관리사업자를 말소 처리한다. 이때, 말소일은 수요관리사업을 폐지한 일자로 하고, 해당 일자를 객관적으로 확인할 수 없는 경우에는 전력거래소가 해당 수요관리사업자의 수요관리사업 폐지 사실을 인지한 일자로 한다. [신설 2024.2.13.]

③ 전력거래소는 제1항 또는 제2항에 따라 말소 처리한 수요관리사업자의 수요반응자원 및 수요반응참여고객을 말소 처리한다. 이 경우, 수요반응자원 및 수요반응참여고객의 말소일은 해당 수요관리사업자의 말소일로 한다. [신설 2024.2.13.]

제12.2.10조(수요반응자원 말소) ① 수요관리사업자가 수요반응자원을 말소하고자 하는 경우, 말소 희망일 전까지 다음 각 호의 서류를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 제1호의 서류는 전자문서로 제출할 수 있으며 전자문서로 제출시 전자서명법에 의한 인증서를 사용하여 전자서명을 실시해야 한다. 이 경우, 전력거래소는 특별한 사정이 없는 한, 말소 희망일에 해당 수요반응자원 말소를 처리하여야 한다. [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1.>

1. 별지 제101-6의 수요반응자원 말소신청서 (단, 사업자 범용 공인인증서 외 전자서명 시 별지 제105호 서식의 위임장 추가 제출) [신설 2024.8.1.]

② 전력거래소는 제1항에 따라 말소된 수요반응자원에 속한 수요반응참여고객을 말소 처리한다. 이 경우, 수요반응참여고객의 말소일은 해당 수요반응자원의 말소일로 한다. [신설 2024.2.13.]

③ 말소된 수요반응자원은 말소일의 익일부터 전력거래가 제한된다. [신설 2024.2.13.]

제12.2.11조(수요반응참여고객 말소) 수요관리사업자가 수요반응참여고객을 말소하고자 하는 경우, 말소 희망일 전까지 전력거래소에 다음 각 호의 서류를 제출하여야 한다. 다만, 제1호의 서류는 전자문서로 제출할 수 있으며 전자문서로 제출시 전자서명법에 의한 인증서를 사용하여 전자서명을 실시해야 한다. 이 경우, 전력거래소는 특별한 사정이 없는 한, 말소 희망일에 해당 수요반응참여고객 말소를 처리하여야 한다. [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1.>

1. 별지 제102-7의 수요반응참여고객 말소신청서 (단, 사업자 범용 공인인증서 외 전자서명 시 별지 제105호 서식의 위임장 추가 제출) [신설 2024.8.1.]

제12.2.12조(등록 취소 및 말소) <본조 제목 변경, 조번호 변경 2024.2.13.>

① 수요관리사업자가 폐업 등 부득이한 사유로 수요관리사업자 등록 또는 수요반응자원 등록을 말소하고자 하는 경우 말소 1개월 전까지 전력거래소에 신청하여야 하고, 전력거래소는 특별한 사정이 없는 한 말소 신청에 대해 처리하여야 한다. <개정 2018.6.15., 2019.12.13.>

② 전력거래소는 수요관리사업자가 수요관리사업을 폐지하였음에도 불구하고 수요관리사업자 및 수요반응자원의 등록 말소를 신청하지 아니한 경우 직권으로 등록을 말소하여야 한다. <개정 2018.6.15., 2019.12.13.>

③ 전력거래소는 다음 각 호에 해당하는 수요반응자원 또는 수요반응참여고객의 등록을 취소하거나 말소 처리할 수 있다. <개정 2024.2.13.>

1. 제12.2.2조 제4항 또는 제12.2.3조 제4항에 따라 제출한 등록신청 서류에 허위, 과장, 누락 사항이 있을 경우
2. 제12.2.4조에 따라 전력거래시스템에 입력한 등록정보에 허위, 과장, 누락 사항이 있을 경우
3. 제12.2.2조 제3항 또는 제12.2.3조 제3항의 등록요건을 만족하지 않는 경우

제3절 등록시험 및 감축시험

제1관 등록시험

제12.3.1.1조(대상) 전력거래소는 제12.2.2조에 따라 전력거래를 개시하고자 등록 신청한 신규 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR에 대하여 등록시험을 시행하여야 한다. <개정 2019.11.07., 2023.8.30., 2025.2.11.>

제12.3.1.2조(검증항목 및 일시) ① 전력거래소는 다음 각 호에 해당하는 수요반응자원의 기능을 검증하여야 한다.

1. 의무감축용량
2. 감축준비시간

② 전력거래소는 등록시험의 감축지속시간을 다음 각 호에 따라 적용한다. <개정 2018.6.15., 2022.5.31., 2025.2.11.>

1. 표준DR/H-표준DR : 3시간~4시간
2. 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR : 1시간

③ 전력거래소는 등록시험을 등록 신청기간 익월의 1~2주(주차 기준은 ISO 8601을 따름) 중에 불시에 시행한다. <개정 2015.9.30., 2019.11.07., 2024.2.13.>

④ 등록시험은 다음 각 호의 시간에 시행한다. <개정 2022.5.31., 2025.2.11.>

1. 표준DR, 중소형DR : 영업일 09시~20시(12시~13시 제외)
2. 제주DR : 영업일 10시~21시

3. H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR : 휴일 10시~17시

제12.3.1.3조(평가 및 통지) ① 전력거래소는 제12.5.1.3조에 따라 취득한 정산용 사용전력량 데이터를 활용하여 등록시험일로부터 영업일 7일 이내에 등록시험에 참여한 수요반응자원의 감축 실적을 평가하여야 한다. <개정 2017.12.29., 2019.12.13., 2024.8.1.>

② 전력거래소는 등록시험에 참여한 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자에게 등록시험일로부터 영업일 7일 이내에 등록시험의 결과 및 조치사항을 통지하여야 한다. <개정 2019.12.13., 2024.8.1.>

제12.3.1.4조(결과에 대한 조치) ① 전력거래소는 등록시험의 평균 감축이행률이 80% 이상 97% 미만인 수요반응자원에 대해서 해당 수요반응자원의 등록신청용량에 평균 감축이행률을 곱한 값으로 등록한 의무감축용량을 조정하여야 한다. <개정 2019.12.31>

② 전력거래소는 등록시험의 평균 감축이행률이 80% 미만이거나 시간대별 최소 감축이행률이 70% 미만인 수요반응자원에 대해서 해당 거래기간의 참여를 제한하며 해당 수요관리사업자에게 기본정산금 및 실적정산금을 지급하지 않는다. <개정 2019.12.31>

③ 전력거래소는 등록시험에 따른 수요반응자원의 전력부하감축거래량에 대해서 수요관리사업자에게 실적정산금을 지급하지 않는다.

제12.3.1.5조(등록시험 전 전력수요 의무감축요청이 발령된 경우에 대한 조치) <삭제 2016.12.30.>

제12.3.1.6조(결과 통지 전 전력수요 의무감축요청이 발령된 경우에 대한 조치) <삭제 2016.12.30.>

제12.3.1.7조(결과에 대한 이의신청) ① 수요관리사업자는 제12.3.1.4조의 규정에 의한 등록시험 결과를 통지 받은 후, 통지일로부터 영업일 3일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. <개정 2024.8.1.>

② 전력거래소는 제1항의 이의신청에 대해서 이의신청마감일로부터 영업일 10일 이내에 처리결과를 수요관리사업자에게 통지하여야한다. <개정 2015.9.30., 2024.8.1.>

③ 전력거래소는 수요관리사업자의 이의신청이 접수된 날로부터 합의가 이루어진 날까지 해당 수요반응자원에 대해서 전력거래 개시를 보류한다. <개정 2019.12.13.>

제12.3.1.8조(등록시험 후 수요반응참여고객 등록신청 취소) <본조제목변경 2019.12.13.> 수요관리사업자는 등록시험 결과에 따른 수요반응자원의 의무감축용량 확정 후 등록완료일 영업일 2일 전까지 수요반응참여고객의 등록신청을 취소할 수 있다. [신설 2018.6.15.] <개정 2019.12.13., 2024.8.1.>

제2관 감축시험

제12.3.2.1조(감축시험) ① 전력거래소는 제5.3.1조의 전력수요 의무감축요청 조건과 상관없이 다음 각 호에 따라 전력거래에 참여 중인 수요반응자원을 대상으로 감축시험 및 감축재시험을 시행한다. 단, 주파수DR 및 플러스DR은 시행하지 아니한다. <개정 2016.12.30., 2019.12.31., 2020.11.01., 2021.4.30., 2023.6.30., 2026.4.28.>

1. 표준DR, 중소형DR, 제주DR <개정 2022.5.31.>

가. 감축시험은 동·하계 전력수급대책기간을 포함한 12~2월 및 6~9월에, 감축재시험은 감축시험을 시행한 주차의 차주 또는 그 다음 주차에 시행함을 원칙으로 한다. 표준DR의 감축지속시간은 1~4시간으로 하며, 중소형DR 또는 제주DR의 감축지속시간은 1시간으로 한다. <개정 2019.12.31., 2022.5.31., 2024.2.13., 2026.4.28.>

나. 감축시험은 시험기간 내 전체 수요반응자원에 대하여 불시에 시행한다. <개정 2019.12.31., 2025.10.1.>

다. 감축재시험은 당월 감축시험 및 감축시험을 대체하는 전력수요 의무감축요청의 평균 감축이행률이 97% 미만이거나 시간대별 최소 감축이행률이 70% 미만인 수요반응자원 중 재시험을 희망하는 수요반응자원을 대상으로 시험기간 내 불시에 시행한다. <개정 2019.12.31., 2023.6.30., 2025.10.1.>

라. 감축시험 및 감축재시험 기간에 전력수요 의무감축요청을 받은 수요반응자원은 해당 기간 첫 번째 전력수요 의무감축 실적으로 시험을 대체한다. [신설 2019.11.07.] <개정 2019.12.31.> <목번호변경 및 개정 2023.6.30.> <개정 2025.10.1., 2026.4.28.>

마. [신설 2023.6.30.] <개정 2025.10.1.> <삭제 2026.4.28.>

2. H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR [신설 2025.2.11.]

가. 감축시험은 3월 및 9월 1~2주(주차 기준은 ISO 8601을 따름)에, 감축재시험은 3월 및 9월 3~4주에 시행함을 원칙으로 한다. H-표준DR의 감축지속시간은 1~4시간으로 하며, H-중소형DR 또는 H-제주DR의 감축지속시간은 1시간으로 한다.

나. 감축시험은 시험기간 내 전체 수요반응자원에 대하여 불시에 시행한다. <개정 2025.10.1.>

다. 감축재시험은 당월 감축시험 및 감축시험을 대체하는 전력수요 의무감축요청의 평균 감축이행률이 97% 미만이거나 시간대별 최소 감축이행률이 70% 미만인 수요반응자원 중 재시험을 희망하는 수요반응자원을 대상으로 시험기간 내 불시에 시행한다. <개정 2025.10.1.>

라. 감축시험 및 감축재시험 기간에 전력수요 의무감축요청을 받은 수요반응자원은 해당 기간 첫 번째 전력수요 의무감축 실적으로 시험을 대체한다. <개정 2025.10.1.>

3. 국민DR [신설 2019.11.07.] <호번호 변경 및 개정 2025.2.11.>

가. 매월 20일 기준 해당 월에 제5.3.1조 또는 제5.3.7조에 따른 전력수요 의무감축요청이 실시되지 않았을 경우, 해당 월 마지막 영업일까지 1회 시행한다. <개정 2025.2.11.>

나. 감축지속시간은 1시간으로 한다.

② <삭제 2016.12.30.>

③ [신설 2018.2.9.] <삭제 2019.11.07.>

④ 전력거래소는 감축시험 및 감축재시험에 대하여 실시간 급전운영에 따른 전력수요 의무감축요청과 동일하게 적용하되, 실적정산금 계산 시에는 별표 26에 따라 구분하여 정산한다. <항번호변경 2018.2.9.> <개정 2019.12.31., 2023.6.30., 2026.4.28.>

⑤ 감축시험 및 감축재시험은 수급상황에 따라 전력거래소가 시험기간을 연기 또는 시험을 면제할 수 있으며, 이는 수요자원 전력거래시스템에 사전에 공지한다. [신설 2018.2.9.] <개정 2019.12.31>

⑥ 전력거래소는 제12.5.1.3조에 따라 취득한 정산용 사용전력량 데이터를 활용하여 감축시험일 또는 감축재시험일로부터 영업일 7일 이내에 시험에 참여한 수요반응자원의 감축 실적을 평가하여 수요관리사업자에게 평가 결과 및 조치사항을 통보하여야 한다. [신설 2019.12.31.] <개정 2023.6.30., 2024.8.1., 2026.4.28.>

⑦ 전력거래소는 제1항 제1호 다목 및 제1항 제2호 다목에 따른 감축재시험 대상 중 재시험을 희망하지 않는 수요반응자원 또는 감축재시험의 평균 감축이행률이 97% 미만인 수요반응자원에 대해서 해당 수요반응자원의 의무감축용량에 평균 감축이행률을 곱한 값으로 의무감축용량을 조정하여 감축재시험일의 영업일 10일 후부터 적용하여야 한다. 다만, 감축재시험을 시행한 수요반응자원이 없는 경우, 마지막 감축시험일의 영업일 10일 후부터 적용하여야 한다.[신설 2019.12.31] <개정 2023.6.30., 2024.8.1., 2025.2.11., 2025.10.1.>

제12.3.2.2조(주파수연계 감축시험) ① 전력거래소는 다음 각 호에 따라 전력거래에 참여 중인 주파수DR을 대상으로 주파수연계 감축시험 및 감축재시험을 시

행한다. [신설 2023.6.30.]

1. 주파수연계 감축시험은 개별부하 및 양수동력 부하가 아닌 주파수DR 수요반응참여고객이 포함된 주파수DR을 대상으로 한다. <개정 2025.4.9.>

2. 주파수연계 감축시험은 제12.2.3조 제1항 제1호에 따른 주파수DR 전력거래 적용일로부터 1개월 이내에 전력거래소가 별도 통지하는 시험일 및 전력거래시간(09시~18시) 외 시행함을 원칙으로 한다. <개정 2024.2.13.>

3. 주파수연계 감축시험 및 감축재시험 이행률은 시험시간 10분 기준 주파수연계 감축량과 등록시 제출한 감축예상용량의 비율로, 감축재시험은 주파수연계 감축시험 이행률이 80%미만인 주파수DR에 대하여 해당 수요관리사업자가 감축시험일로부터 영업일 10일 이내 요청 시 전력거래소가 별도 통지하는 시험일 및 전력거래시간(09시~18시) 외 시행함을 원칙으로 한다. <개정 2024.8.1.>

4. 단, 동조 동항 제2호 및 제3호에 따른 시험일시는 전력계통 여건에 따라 전력거래소가 시험시간을 연기 또는 면제할 수 있으며, 이는 수요자원 전력거래 시스템에 사전에 공지한다.

5. 감축지속시간은 10분으로, 전력거래소는 수요반응자원별 시험일정을 수요관리사업자에게 사전 통보한다. <개정 2025.10.1.>

6. 구체적인 시험절차 및 시스템 구비요건은 전력거래소가 정하여 공고하는 주파수연계 감축시험 가이드라인(이하 “주파수연계 감축시험 가이드라인”)에 따른다. <개정 2026.4.28.>

② 수요관리사업자는 동조 제1항에 따라 자체적으로 시험을 실시하며, 시험 종료 후 영업일 5일 이내에 다음 자료를 전력거래소로 제출한다. <개정 2024.8.1.>

1. 시험 인증 양식

2. 시험기간 1초 단위 모의 주파수(Hz)

3. 시험기간 1분 단위 전력사용량(MW) <개정 2024.2.13.>

4. 시험기간 1초 단위 UFR 동작여부

5. 그 외 주파수연계 감축시험 가이드라인에 따른 요구자료

③ 주파수연계 감축시험 및 감축재시험에 대하여 별표 26에 따라 실적정산금을 정산하며, 감축횟수에 포함하지 않는다.

④ 전력거래소는 제12.5.1.3조에 따라 취득한 정산용 사용전력량데이터를 활용하여 감축시험일로부터 영업일 7일 이내에 시험에 참여한 주파수 수요반응자원의 감축 실적을 평가하여 수요관리사업자에게 평가 결과 및 조치사항을 통보하여야 한다. <개정 2024.8.1.>

⑤ 전력거래소는 동조 제1항에 따른 주파수연계 감축시험 이행률이 80% 이상 97% 미만인 주파수 수요반응자원에 대해서 해당 수요반응자원의 감축예상용량에 주파수연계 감축시험 이행률을 곱한 값으로 감축예상용량을 조정하여야 한다.

⑥ 전력거래소는 동조 제1항에 따른 주파수연계 감축재시험 이행률이 80% 미만

인 주파수 수요반응자원에 대하여 해당 거래기간의 감축예상용량을 0으로 조정하며 해당 수요관리사업자에게 주파수연계 설비 운전유지비용에 대한 정산금을 지급하지 않는다.

⑦ 동조 제6항 및 제7항에 따라 조정된 주파수 수요반응자원의 감축예상용량은 감축시험(또는 감축재시험)일의 영업일 10일 후부터 적용한다. <개정 2024.8.1.>

제4절 수요반응자원의 전력부하감축량 거래 <본절명칭변경 2021.1.1.>

제1관 전력거래기간

제12.4.1.1조(전력거래기간) 수요관리사업자는 제12.3.1.4조에 따라 등록된 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR 및 제12.2.2조에 따라 등록된 국민DR, 주파수DR에 한하여 제12.2.2조의 전력거래기간 중 전력거래를 할 수 있다. <개정 2018.5.31., 2019.11.07., 2020.11.01., 2023.8.30., 2025.2.11.>

제12.4.1.2조(고정기본정산금단가의 결정 및 공개) ① 전력거래소는 해당 전력거래기간에 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR에 적용될 월별 고정기본정산금단가를 결정하고 그 내용을 공개하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.12.31., 2020.7.8., 2022.5.31., 2025.2.11.>

② 월별 고정기본정산금단가 결정 방식은 다음과 같다. <개정 2022.5.31., 2025.2.11., 2025.10.1.>

1. 표준, 중소형DR, 제주DR 월별 고정기본정산금단가

$$= \sum_{t}^{DRT}(DRHCF_{i,t} \times FPCF_{m})$$

DRHCFi,t = RCPi × RCFi × TCFt

여기서,

DRHCFi,t : 수요반응자원의 시간대별 용량단가

RCPi : 지역별 기준용량가격

FPCFm : 수요반응자원의 거래월별 고정성과연동형용량가격계수

DRT : 지역별 수요반응자원의 거래월별 영업일 의무감축시간대(육지 : 09~12시, 13~20시, 제주 : 10~21시)

2. H-표준, H-중소형DR, H-제주DR 월별 고정기본정산금단가 = $\sum_{t}^{DRT} DRHCF_{i,t}$

$DRHCF_{i,t} = RCP_{i}$

여기서,

$DRHCF_{i,t}$: 수요반응자원의 시간대별 용량단가

RCP_i : 2004년 이전에 진입한 발전기에 적용되는 기준용량가격(H-표준DR, H-중소형DR의 경우 육지지역, H-제주DR의 경우 제주지역 발전기 기준)

DRT : 휴일 수요반응자원의 거래월별 휴일 의무감축시간대(10시~17시)

③ 전력거래소는 제2.4.3조에 따라 전력거래기간 중 용량단가가 변경될 경우, 용량 단가의 산정기준 및 계수변경에 따른 고정기본정산금단가 변경내역을 수요관리사업자에게 즉시 공지하고 정산에 반영하여야 한다.

제2관 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래

제12.4.2.1조(전력거래 요건) ① 수요반응자원의 자발적 수요감축에 대해 입찰하고자 하는 수요관리사업자는 다음 각 호의 전력거래 요건을 준수하여야 한다.

1. "관공서의 공휴일에 관한 규정"에서 규정한 공휴일, 토요일을 제외한 영업일의 거래일에 대해서 입찰할 수 있다. <개정 2025.2.11.>
2. 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에 수요관리사업자가 입찰할 수 있는 거래시간별 수요반응자원의 감축가능용량은 0.1MWh 이상이어야 한다. <개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2021.9.18.>
3. 비상발전기를 감축수단으로 이용하는 수요반응참여고객은 대기환경보전법 제23조에 따라 대기오염물질배출시설 설치 허가 또는 신고를 한 경우에만 입찰에 참여할 수 있다. [신설 2016.12.30.]
4. EV충전자원의 경우 수요반응자원을 구성하는 모든 수요반응참여고객이 입찰에 참여하여야 한다. [신설 2025.12.8.]

② 전력거래소는 수요반응자원의 순편익가격을 매월 시작일로부터 영업일 2일 전까지 공지함을 원칙으로 한다. 단, 순편익가격 공지 후 비용평가위원회 의결자료의 변경 시 매월 시작일로부터 영업일 1일 전의 제12.4.2.2조 제1항에 따른 입찰서 제출 마감시간 30분 전까지 순편익가격을 고지한 후 변경할 수 있다. <개정 2021.9.18., 2024.8.1.>

③ H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR, 주파수DR 및 플러스DR은 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에 참여할 수 없다. [신설 2019.12.31.] <개정 2020.11.01., 2021.1.1., 2021.9.18., 2025.2.11.>

④ 제주DR은 제주의 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래와 제주의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래에만 참여할 수 있으며, 제주 순편익가격이 산정 가능한 월에만 자발적 수요감축에 참여할 수 있다. [신설 2022.5.31.]

제12.4.2.2조(입찰서의 제출) ① 수요관리사업자는 다음 각 호의 수요반응자원의 자발적 수요감축에 대한 입찰서를 직전 영업일 11시까지 하나의 입찰서로 전력

거래소에 제출하여야 한다. 중소형DR에 한하여 전력거래소는 수요관리사업자가 입찰한 개별자원을 수도권/비수도권으로 구분하여 각각의 최대감축용량을 모두 합산하여 각각 1개의 통합자원으로 구성한다. 이때, 통합자원의 감축가격은 거래일의 순편익가격으로 한다. <개정 2019.12.31, 2021.9.18., 2022.6.30., 2022.12.27., 2024.8.1.>

1. 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래 <개정 2021.1.1., 2021.9.18.>
2. 피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래 <개정 2022.12.22.>
3. <삭제 2026.4.28.>

② 제1항의 규정에 의한 입찰서의 제출절차 및 기타 입찰운영에 필요한 세부사항은 별표 4를 따른다.

③ 전력거래소는 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 입찰서가 2개 이상 제출된 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서 중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서를 유효한 입찰서로 인정한다. <개정 2019.12.31., 2021.9.18.>

④ 제1항 규정에 의한 입찰서에 제12.4.2.3조에서 정한 입찰서 내용 중 전부 또는 일부가 누락되거나 모사전송방식에서 입찰서를 제출한 자의 서명이 누락된 경우에는 입찰서를 제출하지 아니한 것으로 간주한다. <개정 2019.12.31>

⑤ 전력거래소는 입찰서를 제출받은 때에는 접수된 시간을 기록하여 관리하여야 한다.

⑥ 자발적 수요감축에 입찰한 수요반응자원이 하루전발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래에서 배분받은 거래시간별 전력부하감축계획량의 합이 그 시간대의 최대감축용량 미만일 경우, 배분받은 거래시간별 전력부하감축계획량의 합을 동시간대 최종구간 감축가능용량에서부터 차감 후 잔여 감축가능용량(소수점 이하 버림)으로 작성한 수정 입찰서를 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래에 자동 제출한다. [신설 2019.12.31.] <개정 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.12.22., 2026.4.28.>

⑦ 신뢰도발전계획이 수립될 경우에 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에서 배분받은 거래시간별 전력부하감축계획량이 그 시간대의 최대감축용량 미만인 경우, 배분받은 거래시간별 전력부하감축계획량의 합을 동시간대 최종구간 감축가능용량에서부터 차감 후 잔여 감축가능용량으로 작성한 수정 입찰서를 추가적인 피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래에 자동 제출한다. [신설 2022.6.30.] <개정 2022.12.22.>

제12.4.2.3조(입찰서의 내용) ① 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에 대하여 제출하는 입찰서에는 수요반응자원의 감축가능용량, 수요반응자원의 수요

반응참여고객 중 당일 입찰에 참여하는 고객 명세 및 다음 각 호에서 정하는 기술적 특성 등을 기재하여야 한다 <개정 2015.3.17., 2019.12.31., 2021.1.1., 2021.9.18., 2025.10.1.>

1. 거래시간별 감축가능용량(MWh) 및 감축가격(원/kWh)(8개 구간 이내에 제출)

거래시간	1구간	2구간	3구간	4구간	5구간	6구간	7구간	8구간
감축가능용량								
감축가격								

2. 최소감축지속시간

② [신설 2019.12.31.] <개정 2021.1.1.><삭제 2021.9.18.>

1. <삭제 2021.9.18.>
2. <개정 2021.1.1.> <삭제 2021.9.18.>
3. <개정 2021.1.1.> <삭제 2021.9.18.>

③ [신설 2019.12.31.] <삭제 2021.9.18.>

1. <개정 2021.1.1.> <삭제 2021.9.18.>
2. <개정 2021.1.1.> <삭제 2021.9.18.>

제12.4.2.4조(마감시간 이후 입찰 자료의 변경) 수요관리사업자는 마감시간 이후 입찰 자료를 변경할 수 없다.

제12.4.2.5조(입찰 자료를 제출받지 아니한 경우) 전력거래소는 수요관리사업자가 입찰 자료를 제출하지 아니한 경우에는 해당 수요관리사업자가 보유한 모든 수요반응자원의 감축가능용량을 '0'으로 처리한다.

제12.4.2.6조(입찰제한) <본조 제목변경 2019.11.07.> ① 수요반응자원의 자발적 수요감축 감축시행일별 평균 감축이행률이 80% 미만인 횟수가 3회 이상인 경우, 전력거래소는 수요관리사업자에게 감축시행일로부터 영업일 7일 이내에 해당 수요반응자원의 입찰제한을 예고하여야 한다. <개정 2019.11.07., 2019.12.31., 2021.9.18., 2024.8.1.>

② 전력거래소는 입찰제한 요건에 해당하는 수요반응자원에 대하여 해당 사유가 발생한 거래일의 영업일 10일 후부터 표준DR, 중소형DR, 제주DR은 6개월, 국민DR은 1개월 동안 해당 거래의 입찰을 제한하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07., 2019.12.31., 2023.8.30., 2024.8.1.>

③ <삭제 2019.11.07.>

제12.4.2.7조(비정상 거래행위 금지) 수요관리사업자는 비정상적인 수요반응에 의한 시장참여 행위를 하여서는 아니 되며, 그 세부기준은 별도로 정한다.

[본조신설 2019.12.13.]

제12.4.2.8조(감축계획량 산정) ① 자발적 수요감축에 따른 거래시간별 수요반응자원의 감축계획량은 다음 각 호에 따라 산정한 거래별 감축계획량을 합한 값으로 한다. [신설 2021.9.18.] <개정 2022.6.30., 2022.12.22., 2026.4.28.>

$SSR_{i,t} = PSSR_{i,t} + PDSR_{i,t}$

$PDSR_{i,t} = IDESR_{i,t} + ADESR_{i,t} + RSSR_{i,t}$

여기서,

$SSR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$PSSR_{i,t}$: 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$PDSR_{i,t}$: 피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$EMSR_{i,t}$: <삭제 2026.4.28.>

$IDESR_{i,t}$: 하루전발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$ADESR_{i,t}$: 신뢰도발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$RSSR_{i,t}$: 예비력 확보를 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

1. 하루전발전계획의 가격결정에 따른 거래시간별 수요반응자원의 감축계획량은 제5.1.1조에 따라 수립된 하루전발전계획을 따른다. <개정 2021.1.1.> <항번호 변경 및 개정 2021.9.18.>

2. 피크수요 저감을 위한 거래시간별 수요반응자원의 감축계획량은 제2.3.5조 제3항의 규정에 의한 시간대별 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획을 위한 전력수요예측 결과가 동·하계 수급대책상의 기준수요를 초과할 경우 초과한 양(이하 “기준수요 초과량”이라 함)과 일별 최대부하 예상시간의 공급예비력이 연도별 적정 공급예비력보다 부족할 경우 부족한 양(이하 “예비력 부족량”이라 함)으로 산정하며, 예비력 부족량은 일별 최대부하 예상시간과 전후 1시간에 대하여 적용하고, 다음 각 목에 따라 수요반응자원별 감축계획량을 배분한다. 단, 국민DR은 피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래에서 감축계획량을 배분받지 아니한다. <개정 2021.1.1.> <항번호 변경 및 개정 2021.9.18.> <개정 2022.6.30., 2022.12.22., 2025.10.1.>

가. 하루전발전계획의 거래시간별 기준수요 초과량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 최대감축용량보다 같거나 클 경우, 해당 거래시간 수요반응자원

의 감축계획량은 최대감축용량으로 배분한다. <호번호 변경 및 개정 2021.9.18.>

$IDE_t \geq \sum_i SSRA_{i,t}$이면,

$IDESR_{i,t} = SSRA_{i,t}$

여기서,

IDE_t : 시간대별 하루전발전계획의 기준수요 초과량

$SSRA_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 최대감축용량

$IDESR_{i,t}$: 하루전발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량

나. 하루전발전계획의 거래시간별 기준수요 초과량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 최대감축용량보다 작은 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 감축계획량은 다음 식에 따라 최대 1MW씩 우선 배분하고 추가로 필요한 감축량에 대하여 수요반응자원별 최대감축용량에 비례하여 배분한다. <호번호 변경 및 개정 2021.9.18.>

$IDE_t < \sum_i SSRA_{i,t}$이면,

$$IDESR_{i,t} = [(SSRA_{i,t} - \min(SSRA_{i,t}, 1)) \times \frac{\max(IDE_t - \sum_i \min(SSRA_{i,t}, 1), 0)}{\sum_i (SSRA_{i,t} - \min(SSRA_{i,t}, 1))} + \min(SSRA_{i,t}, 1)] \times \min(\frac{IDE_t}{\sum_i \min(SSRA_{i,t}, 1)}, 1)$$

다. 신뢰도발전계획의 거래시간별 기준수요 초과량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 최대감축용량보다 클 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 감축계획량은 최대감축용량으로 배분한다. [신설 2022.6.30.] <개정 2026.4.28.>

$ADE_t \geq \sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t})$이면,

$ADESR_{i,t} = SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t}$

여기서,

ADE_t : 신뢰도발전계획의 시간대별 기준수요 초과량

$ADESR_{i,t}$: 신뢰도발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량

라. 신뢰도발전계획의 거래시간별 기준수요 초과량이 제출된 입찰서의 동시간

대 전체 수요반응자원의 최대감축용량보다 작은 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 감축계획량은 다음 식에 따라 최대 1MW씩 우선 배분하고 추가로 필요한 감축량에 대하여 수요반응자원별 최대감축용량에 비례하여 배분한다. [신설 2022.6.30.] <개정 2026.4.28.>

$ADE_t < \sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t})$이면,

$$ADESR_{i,t} =$$
$$[(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t} - \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t}, 1))$$
$$\times \frac{\max(ADE_t - \sum_i \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t}, 1), 0)}{\sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t} - \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t}, 1))}$$
$$+ \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t}, 1)]$$
$$\times \min\left(\frac{ADE_t}{\sum_i \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t}, 1)}, 1\right)$$

마. 제출된 입찰서의 거래시간별 전체 수요반응자원의 최대감축용량에서 다 목 또는 라 목에 따른 감축계획량을 제외한 값이 동일 거래시간의 예비력 부족량보다 작거나 같을 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 감축계획량은 최대감축용량에서 다 목 또는 라 목에 따른 감축계획량을 제외한 값으로 배분한다. [신설 2022.12.22.] <개정 2026.4.28.>

$RS_t \geq \sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t})$이면,

$RSSR_{i,t} = SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}$

여기서,

RS_t : 시간대별 예비력 부족량

바. 제출된 입찰서의 거래시간별 전체 수요반응자원의 최대감축용량에서 다 목 또는 라 목에 따른 감축계획량을 제외한 값이 동일 거래시간의 예비력 부족량보다 클 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 감축계획량은 다음 식에 따라 최대 1MW씩 우선 배분하고 추가로 필요한 감축량에 대하여 수요반응자원별 최대감축용량에 비례하여 배분한다. [신설 2022.12.22.] <개정 2026.4.28.>

$RS_t < \sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t})$이면,

$RSSR_{i,t} =$

$$[(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t} - \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}, 1))$$

$$\times \frac{\max(RS_t - \sum_i \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}, 1), 0)}{\sum_i (SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t} - \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}, 1))}$$

$$+ \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}, 1)]$$

$$\times \min(\frac{RS_t}{\sum_i \min(SSRA_{i,t} - IDESR_{i,t} - PSSR_{i,t} - ADESR_{i,t}, 1)}, 1)$$

3. <삭제 2026.4.28.>

② <개정 2021.1.1., 2022.5.31.> <삭제 2021.9.18., 2023.8.30.>

1. <삭제 2021.9.18.>
2. <삭제 2021.9.18.>
3. <삭제 2021.9.18.>

③ 전력거래소는 제1항에 따른 거래시간별 수요반응자원의 감축계획량 배분 결과를 거래일 직전 영업일 18시까지 수요반응자원 전력거래시스템을 통해 수요관리사업자에게 통지함을 원칙으로 한다. 다만, 시스템 장애 등 부득이한 경우 24시까지 통지할 수 있다. <항번호 변경 및 개정 2021.9.18.> <개정 2021.12.28.> <항번호 변경 및 개정 2024.8.1.>

④ 중소형DR 통합자원의 자발적 수요감축에 따른 거래시간별 감축계획량은 제출된 개별자원의 최대감축용량에 비례하여 다음 식에 따라 배분한다. 단, 배분 후 개별자원 감축계획량의 합계와 통합자원의 감축계획량의 차이가 발생할 경우 감축계획량이 가장 큰 개별자원에서 차감하여 일치시킨다. [신설 2022.12.27.] <항번호 변경 2024.8.1.>

$ISR_{i,t}$ =

$$[(ISRA_{i,t} - \min(ISRA_{i,t}, 1))$$

$$\times \frac{\max(CSR_t - \sum_i \min(ISRA_{i,t}, 1), 0)}{\sum_i (ISRA_{i,t} - \min(ISRA_{i,t}, 1))} + \min(ISRA_{i,t}, 1)] \times \min(\frac{CSR_t}{\sum_i \min(ISRA_{i,t}, 1)}, 1)$$

$ISR_{i,t}$: 중소형DR 개별자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$ISRA_{i,t}$: 중소형DR 개별자원의 거래시간별 최대감축용량(MWh)

CSR_t : 중소형DR 통합자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

제3관 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래

제12.4.3.1조(수요관리사업자에 대한 전력수요 의무감축요청) ① 수요관리사업자에 대한 전력수요 의무감축요청에는 수요반응자원별 다음 각 호의 내용을 포함하

고 각 호에서 정한 기준에 따라 이행되어야 한다. 단, 주파수DR 및 플러스DR은 전력수요 의무감축요청 대상에서 제외한다. <개정 2019.11.07., 2019.12.31., 2020.11.01., 2021.1., 2024.3.28., 2025.2.11.>

1. 표준DR 또는 중소형DR

수요반응자원별 전력수요 의무감축요청량(의무감축용량), 영업일(「관공서의 공휴일에 관한 규정의 "공휴일" 및 토요일 외의 날) 9시에서 20시 사이(12시에서 13시까지는 제외)의 감축시작시각 및 감축종료시각(매시 정각, 15분, 30분, 45분에 발령 가능) <개정 2019.12.31., 2025.2.11.>

2. 국민DR

영업일(「관공서의 공휴일에 관한 규정의 "공휴일" 및 토요일 외의 날) 6시에서 21시 사이의 감축시작시각 및 감축종료시각(매시 정각, 15분, 30분, 45분에 발령 가능) 단, 육지 및 제주지역을 구분하여 상기 시간 중 자발적 수요증대 또는 실시간 전력수요 증대요청 거래시간을 제외하고 가능 <개정 2015.9.30., 2016.12.30., 2019.11.07., 2022.5.31., 2024.3.28., 2025.2.11.>

3. 제주DR

수요반응자원별 전력수요 의무감축요청량(의무감축용량), 영업일(「관공서의 공휴일에 관한 규정」의 "공휴일" 및 토요일 외의 날) 10시에서 21시 사이의 감축시작시각 및 감축종료시각(매시 정각, 15분, 30분, 45분에 발령 가능) [신설 2022.5.31.] <개정 2025.2.11.>

4. H-표준DR, H-중소형DR 또는 H-제주DR

수요반응자원별 전력수요 의무감축요청량(의무감축용량), 봄철(3월 1일~5월 31일 및 같은 연도 설 연휴)과 가을철(9월 1일~11월 30일) 중 휴일(「관공서의 공휴일에 관한 규정의 "공휴일" 및 토요일) 10시에서 17시 사이의 감축시작시각 및 감축종료시각(매시 정각, 15분, 30분, 45분에 발령 가능) [신설 2025.2.11.]

② 수요관리사업자에 대한 전력수요 의무감축요청은 수요반응자원별 아래 표에 따라 이루어져야 하며 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR, 국민DR에 대한 일일 전력수요 의무감축요청은 비연속적으로 이루어져야 한다. <개정 2019.12.31., 2022.5.31., 2022.12.22., 2025.2.11.>

구분	표준DR	중소형DR	제주DR	H-표준DR	H-중소형DR	H-제주DR	국민DR
전력수요 의무감축요청 발령시각 (감축준비시간)	감축시작시각 최소 60분 전	좌 동	좌 동	좌 동	좌 동	좌 동	감축시작시각 최소 30분 전
일일 전력수요 의무감축요청 한도	2회	2회	2회	2회	2회	2회	2회
의무감축지속시간	최소 1시간 최대 4시간	1시간	1시간	최소 1시간	1시간	1시간	1시간

				최대 4시간			
전력거래기간 내 총 감축시간 한도 (추가등록 자원)	60시간 (30시간)	좌 동	좌 동	12시간 (6시간)	좌 동	좌 동	해당사항 없음

③ <개정 2016.12.30.> <삭제 2019.11.07.>

④ <개정 2018.5.31.> <삭제 2019.11.07.>

⑤ 제1항 및 제2항에 따라 요청받은 수요관리사업자는 전력수요의무감축요청 이행을 위하여 조치를 한 경우에는 이를 즉시 전력거래소에 통지하여야 한다. [신설 2025.2.11.]

제12.4.3.2조(전력거래 제한) ① 전력거래소는 제12.3.2.1조에 따른 감축시험 및 감축재시험과 제12.4.3.1조에 따른 실시간 전력수요 의무감축요청에 참여한 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR의 감축시행일별 평균 감축이행률 80% 미만 횟수가 3회 이상인 경우, 해당 수요반응자원의 수요관리사업자에게 감축시행일로부터 영업일 7일 이내에 전력거래제한 예고를 하여야 한다. 단, 추가등록자원은 2회 이상일 경우 전력거래제한 예고를 하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07., 2019.12.31., 2022.5.31., 2023.6.30., 2024.8.1., 2025.2.11., 2026.4.28.>

1. <개정 2018.12.12.> <삭제 2019.11.07.>

② 전력거래소는 제1항에 따라 전력거래 제한을 예고한 수요반응자원에 대하여 전력거래제한 사유가 발생한 날의 영업일 10일 후부터 전력거래기간 종료일까지 전력거래를 제한하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.7., 2019.12.31., 2024.8.1.>

③ <삭제 2019.11.07.>

1. <삭제 2019.11.07.>
2. <삭제 2019.11.07.>
3. <삭제 2019.11.07.>

④ 전력거래소는 제12.3.2.1조 제7항에 따라 조정된 의무감축용량이 수요반응자원별 최소 의무감축용량을 충족하지 못할 경우 감축재시험일의 영업일 10일 후부터 전력거래기간 종료일까지 전력거래를 제한하여야 한다. [신설 2019.12.31.] <개정 2024.8.1.>

⑤ 전력거래소는 제2항 및 제4항에 따라 전력거래가 제한된 수요반응자원에 대하여 다음 각 호의 조치를 하여야 한다. [신설 2019.12.31]

1. 전력수요 의무감축요청을 발령하지 아니한다.
2. 기본정산금과 실적정산금을 지급하지 아니한다.
3. 입찰을 제한한다.

제4관 주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래 [신설 2020.11.01.]

제12.4.4.1조(참여요건) 주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래에 참여하는 수요반응자원은 다음 각 호의 요건을 충족하여야 한다.

1. “관공서의 공휴일에 관한 규정”에서 규정한 공휴일, 토요일을 모두 포함한 매일 9시에서 18시 사이에 대해서 전력거래를 할 수 있다.
2. 계통주파수 측정값(소수점 셋째자리에서 올림한다.)이 각 단계별 기준주파수 이하로 하락 시 각 단계별 수요반응자원은 저주파수계전기 신호를 통해 10초 이내에 주파수연계 수요감축이 가능하여야 한다. <개정 2022.12.27.>
3. 기준주파수는 제12.2.2조 제6항에 따라 단계별로 적용하되 전력계통 운영상황에 따라 변경될 수 있으며, 기준주파수가 변경될 경우 전력거래소는 즉시 수요관리사업자에게 공지하여야 한다. <개정 2022.12.27., 2024.2.13.>
4. 주파수연계 수요감축은 10분 동안 유지되어야 한다.
5. 주파수연계 수요감축 종료 후 15분 이내에 다음 주파수연계 수요감축이 가능하여야 한다. 단, 양수동력 부하를 수요반응참여고객으로 하는 주파수 수요반응자원은 예외로 한다. [신설 2022.12.27.] <개정 2025.4.9.>

제12.4.4.2조(정산기준자료 제출) 수요관리사업자는 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량 정산을 위해 다음 각 호의 정산기준자료를 감축일로부터 영업일 5일 이내에 전력거래소에 제출하여야 한다. <개정 2024.8.1.>

1. 감축발생시점의 수요관리사업자의 저주파수계전기 동작 주파수 및 동작시간

제5관 수요반응자원의 공정거래 의무 [신설 2016.12.30.] <번호변경 2020.11.01.>

제12.4.5.1조(불공정 거래행위 금지) ① <삭제 2019.12.13.>

1. <삭제 2019.12.13.>
2. <삭제 2019.12.13.>
3. <삭제 2019.12.13.>

제12.4.5.2조(부적절한 시장참여 행위 금지) ① <삭제 2019.12.13.>

제12.4.5.3조(제재 조치) ① <삭제 2019.12.13.>

제5절 사용전력량 데이터 관리 및 전력부하감축(증대)량 평가

<본절명칭변경 2021.1.1.>

제1관 사용전력량 데이터 관리 <본관 제목변경 2019.11.07.>

제12.5.1.1조(실시간 사용전력량 감시기기 설치) 수요관리사업자는 전력거래소의 안정적인 실시간 급전운영을 위하여 제12.2.3조 제3항 제6호에 따라 실시간 사용전력량 감시기기를 설치하고 실시간 사용전력량 데이터를 안정적으로 전송할 수 있도록 관련 시스템을 유지 관리하여야 한다. <개정 2019.11.07., 2019.12.31., 2020.11.01., 2024.2.13.>

제12.5.1.2조(실시간 사용전력량 데이터 취득 및 처리) ① 전력거래소는 수요관리사업자로부터 5분 단위의 사용전력량 데이터를 전송받아 수요반응자원 전력거래시스템의 데이터베이스에 저장하고 유지 관리하여야 한다.

② 수요관리사업자는 제1항의 규정에 의한 사용전력량 데이터의 전송을 위하여 별표27에 따라 수요반응자원 전력거래시스템과 연결되도록 통신회선 구축 등 필요한 조치를 하여야 한다.

③ <삭제 2019.11.07.>

제12.5.1.3조(정산용 사용전력량 데이터 기준) 전력거래소는 수요관리사업자의 정산을 위하여 제12.2.3조 제3항 제4호에 따라 제공받은 수요반응참여고객의 사용전력량 데이터를 정산 기준 자료로 사용한다. <개정 2019.11.7., 2020.11.1., 2024.8.1.>

제12.5.1.4조(정산용 사용전력량 데이터의 취득 및 처리) ① 전력거래소는 제12.5.1.3조의 정산용 사용전력량 데이터를 전송받아 수요반응자원 전력거래시스템의 데이터베이스에 저장하고 유지 관리하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07.>

② <삭제 2016.12.30.>

③ 전력량계 고장 등의 원인에 의하여 정산용 사용전력량 데이터를 수집하지 못할 경우에는 전력거래소 요구기준을 충족하는 감시기기에 한하여 해당 사용전력량 데이터를 활용할 수 있다. <개정 2016.12.30., 2017.12.29., 2019.11.07.>

제12.5.1.5조(판매사업자의 사용전력량 데이터 제공) ① 「지능형전력망의 구축 및 이용촉진에 관한 법」제23조(지능형전력망 정보의 제공 및 공동 활용 등)에 따라 판매사업자는 전력거래소 및 수요관리사업자에게 수요반응참여고객의 사용전력량 데이터를 제공하여야 한다.

제12.5.1.6조(정보보호 의무) ① 수요관리사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자는 전력거래소에 전력량데이터의 제공을 위한 시스템 연계 시 전력거래소가 별도로 정하여 공지하는 정보보호 요구사항 등(이하 “전력거래소 정보보호 요구사

항”이라 함)을 충족하여야 한다. [신설 2019.11.07.]

② 수요관리사업자는 제12.2.3조 제3항 제5호에 따라 전력량정보제공사업자를 통하여 사용전력량 데이터를 전력거래소에 제공할 경우 전력거래소 정보보호 요구사항을 충족하도록 하여야 한다. [신설 2019.11.07.] <개정 2024.2.13.>

③ 제1항 또는 제2항의 전력거래소 정보보호 요구사항이 충족되지 않을 경우 전력거래소는 해당 수요반응자원 또는 수요반응참여고객의 전력시장 참여를 제한할 수 있다. [신설 2019.11.07.]

제2관 전력부하감축(증대)거래량 평가 <본관명칭변경 2021.1.1.>

제12.5.2.1조(고객기준부하 산정) ① 전력거래소는 다음 각 호의 기준에 따라 거래시간별 고객기준부하를 산정한다. <개정 2019.11.07., 2021.12.28.>

1. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR <개정 2022.5.31., 2025.2.11., 2025.10.1., 2025.12.8.>

수요관리사업자가 수요반응참여고객 등록 시 선택한 수요반응참여고객별 고객기준부하 산정방식 및 옵션에 따라 수요반응참여고객별 산정한다. 단, 제12.1.1조 제31호의 EV충전자원에 해당하는 수요반응자원의 경우 고객기준부하는 수요자원별로 산정하며, 해당자원의 모든 수요반응참여고객의 사용전력량을 거래시간별 합산하여 산정한다.

2. 국민DR [신설 2019.11.07.] <개정 2021.12.28., 2024.8.1., 2025.10.1.>

가. 고객기준부하 산정방식은 매월 시작일로부터 영업일 2일 전까지 별표28에서 정한 방식 중 하나를 전력거래소가 지정하여 공지한다.

나. 고객기준부하는 수요반응자원별로 산정하며, 실시간 전력수요 의무감축요청 및 감축시험의 경우 감축에 참여한 수요반응참여고객의 사용전력량을, 하루전발전계획에 따른 수요반응자원의 거래의 경우 입찰에 참여한 수요반응참여고객의 사용전력량을 거래시간별 합산하여 산정한다.

다. 수요관리사업자는 실시간 전력수요 의무감축요청 및 감축시험 후 영업일 5일 이내에 수요반응자원별 감축에 참여한 수요반응참여고객의 목록을 전력거래소에서 정하는 방법으로 전송하여야 한다.

3. 주파수DR 또는 플러스DR <개정 2021.1.1.>

전력거래기간 시작 전 전력거래소가 지정하는 고객기준부하 산정방식에 따라 수요반응참여고객별 산정한다. [신설 2020.11.01.]

② 고객기준부하 산정은 거래시간을 기본 단위로 한다. <개정 2019.11.07.>

③ 고객기준부하 산정에 관한 세부사항은 별표28에 따른다. <개정 2019.11.07.>

제12.5.2.2조(고객기준부하 산정방식의 변경) ① 수요관리사업자는 전력거래기간

중 고객기준부하 산정방식과 옵션을 임의로 변경할 수 없다. <개정 2019.11.07.>
② <삭제 2019.11.07.>
③ <삭제 2019.11.07.>

제12.5.2.3조(전력부하감축량 평가) ① 거래시간별 전력부하감축량은 다음 각 호의 기준에 따라 평가한다. <개정 2019.11.07., 2021.12.28., 2025.2.11.>

1. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR <개정 2022.5.31., 2025.2.11., 2025.12.8.>

제12.5.2.1조에 따라 거래시간별 수요반응참여고객단위 고객기준부하를 산정 후 거래시간별 실제 부하감축시간동안 수요반응참여고객의 사용전력량을 차감하여 산출한다. 단, 제12.1.1조 제31호의 EV충전자원에 해당하는 수요반응자원의 경우 제12.5.2.1조에 따라 산정한 고객기준부하에서 해당 고객기준부하 산정에 적용한 수요반응참여고객의 감축시간 사용전력량의 합을 차감하여 전력부하감축량을 산출한다.

2. 국민DR [신설 2019.11.07.] <개정 2021.12.28.>

제12.5.2.1조에 따라 산정한 고객기준부하에서 해당 고객기준부하 산정에 적용한 수요반응참여고객의 감축시간 사용전력량의 합을 차감하여 전력부하감축량을 산출한다.

3. 주파수DR

제12.5.2.1조에 따라 산정된 거래시간별 수요반응참여고객 단위 고객기준부하에서 전력거래시간 내 주파수연계 수요감축을 시작하여 전력거래 종료시간 이후까지 10분 동안의 사용전력량으로 계산한 예상 사용전력량을 차감하여 산출한다. <개정 2020.11.01., 2026.4.28.>

② <개정 2015.3.17., 2016.12.30., 2018.6.15> <삭제 2019.11.07.>

③ 감축일 감축시간대에 수요반응참여고객의 사용전력량 데이터 누락이 발생한 경우, 전력부하감축량은 다음 각 호의 기준에 따라 평가한다. [신설 2020.7.8.]

1. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR, 주파수DR <개정 2020.11.01., 2022.5.31., 2025.2.11., 2025.12.8.>

사용전력량 데이터 누락이 발생한 수요반응참여고객의 해당 거래시간 전력부하감축량은 “0”으로 적용한다. 단, 제12.1.1조 제31호의 EV충전자원에 해당하는 수요반응자원의 경우 사용전력량 데이터 누락이 발생한 수요반응참여고객을 제외하고 제1항에 따라 전력부하감축량을 산정한다.

2. 국민DR

사용전력량 데이터 누락이 발생한 수요반응참여고객을 제외하고 제1항에 따라 전력부하감축량을 산정한다.

④ 사용전력량 데이터 누락 등으로 참고일 또는 참고시간이 모두 제외되어 별표28에 따른 고객기준부하 산정이 불가할 경우 해당 거래시간의 전력부하감축

량은 “0”으로 적용한다. [신설 2020.7.8.] <개정 2020.11.01.>

제12.5.2.4조(전력부하감축거래량 평가) ① 전력부하감축거래량은 다음 각 호의 기준에 따라 평가한다. <개정 2019.11.07., 2020.11.1., 2022.5.31., 2025.2.11.>

1. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR <개정 2022.5.31., 2025.2.11., 2025.12.8.>

수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객별 전력부하감축량을 제12.5.2.3조에 따라 산정 후 모든 수요반응참여고객의 전력부하감축량을 합하여 산출한다. 단, 12.1.1조 제31호의 EV충전자원에 해당하는 수요반응자원의 경우 제12.5.2.3조에 따라 산출된 수요반응자원별 전력부하감축량을 전력부하감축거래량으로 산출한다.

2. 국민DR [신설 2019.11.07.]

제12.5.2.3조에 따라 산출된 수요반응자원별 전력부하감축량을 전력부하감축거래량으로 산출한다.

3. 주파수DR

수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객별 전력부하감축량을 제12.5.2.3조에 따라 산정 후 모든 수요반응참여고객의 전력부하감축량을 합하여 산출한다. 단, 동시간대에 주파수DR 수요반응참여고객이 포함된 표준DR 또는 중소형DR이 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래에 참여한 경우 해당 수요반응참여고객의 전력부하감축량은 제외한다. [신설 2020.11.01.]

② <개정 2015.3.17.> <삭제 2019.11.07.>

③ [신설 2015.3.17.] <삭제 2019.11.07.>

④ [신설 2019.12.31.] <삭제 2021.9.18.>

⑤ 제12.4.2.6조의 입찰제한 조치를 위한 자발적 수요감축의 감축시행일별 평균 감축이행률과 제12.4.3.2조의 거래제한 조치를 위한 감축시험 및 감축재시험과 실시간 전력수요 의무감축요청의 감축시행일별 평균 감축이행률은 다음 각 호에 따라 산출한다. <개정 2025.10.1., 2026.4.28.>

1. 자발적 수요감축의 감축시행일별 평균 감축이행률은 해당 거래일 자발적 수요감축에 참여하는 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량의 합을 자발적 수요감축에 따른 거래시간별 감축계획량의 합으로 나눈 값으로 산출한다. 즉,

$$\text{평균 감축이행률}_{i,d} = \frac{\sum_{t \in d} SR_{i,t}}{\sum_{t \in d} SSR_{i,t}}$$

$$SR_{i,t} = \sum_{c \in i}(SCLR_{i,c,t}) \div 1000$$

$$SSR_{i,t} = PSSR_{i,t} + PDSR_{i,t}$$

여기서,

$SR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량(MWh)

$SSR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh) [신설 2020.7.8.] <개정 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.12.22., 2026.4.28.>

2. 실시간 전력수요 의무감축요청(감축시험 및 감축재시험 포함)의 감축시행일별 평균 감축이행률은 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량의 합을 거래시간별 전력수요 의무감축요청량의 합으로 나눈 값으로 산출한다. 즉,

$$\text{평균감축이행률}_{i,d} = \frac{\sum_{t \in d} DR_{i,t}}{\sum_{t \in d} RSO_{i,t}}$$

$$DR_{i,t} = \sum_{c \in i} DCLR_{i,c,t} \div 1000$$

$DR_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축이행량(MWh)

$RSO_{i,t}$: 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청량(MWh) [신설 2025.10.1.] <개정 2026.4.28.>

⑥ 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에 대한 계획감축량 평가 시에는 해당 거래일 입찰에 참여하는 것으로 입찰서에 명기된 수요반응참여고객에 한하여 전력부하감축량을 합하여 산출한다. [신설 2020.11.01.]

제12.5.2.5조(전력부하증대량 평가) ① 전력부하증대량은 제12.5.2.1조에 따라 거래시간별 수요반응참여고객단위 고객기준부하를 산정 후 거래시간별 실제 부하증대시간 동안 수요반응참여고객의 사용전력량에서 차감하여 산출한다. [신설 2021.1.1.]

② 거래일 거래시간대에 수요반응참여고객의 사용전력량 데이터 누락이 발생한 경우, 해당 수요반응참여고객의 거래시간 전력부하증대량은 “0”으로 적용한다. [신설 2021.1.1.]

③ 사용전력량 데이터 누락 등으로 참고일이 모두 제외되어 별표28에 따른 고객기준부하 산정이 불가할 경우 해당 거래시간의 전력부하증대량은 “0”으로 적용한다. [신설 2021.1.1.]

제12.5.2.6조(전력부하증대거래량 평가) ① 자발적 수요증대에 따른 수요반응자원 거래의 전력부하증대거래량은 해당 거래일 입찰에 참여하는 것으로 입찰서에 명기된 수요반응참여고객에 대하여 수요반응참여고객별 전력부하증대량을 제12.5.2.5조에 따라 산정 후 전력부하증대량을 합하여 산출한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2025.10.1.>

② [신설 2021.1.1.] <삭제 2023.8.30.>

③ 실시간 전력수요 증대요청에 따른 수요반응자원 거래의 전력부하증대거래량은 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객별 전력부하증대량을 제12.5.2.5조에 따라 산정 후 전력부하증대량을 합하여 산출한다. [신설 2025.10.1.]

제12.5.2.7조(전력거래 비율 제한) [번호변경 2021.1.1.] ① 전력거래소는 법 제31조 제5항의 상호출자제한기업집단에 속하는 수요관리사업자(이하 "대기업 수요관리사업자")가 보유한 수요반응자원에 대해 시행령 제19조에 따라 제12.5.2.4조의 규정에도 불구하고 별도로 전력부하감축(증대)거래량을 평가해야한다. <개정 2021.1.1>

② 전력거래소는 대기업 수요관리사업자가 보유한 수요반응자원의 전력부하감축(증대)거래량 평가 시 제1호 및 제2호를 합한 전력부하감축(증대)거래량에서 제1호의 전력부하감축(증대)거래량이 차지하는 비율이 100분의 30을 넘어서는 아니 된다. <개정 2021.1.1>

1. 대기업 수요관리사업자가 속하는 기업집단 내부의 수요반응참여고객(해당 수요관리사업자는 제외한다)의 전력부하감축(증대)거래량 <개정 2021.1.1>
2. 해당 수요관리사업자가 속하는 기업집단 외부의 수요반응참여고객의 전력부하감축(증대)거래량 <본항개정 2018.6.15., 2021.1.1>

제6절 정산

제1관 수요관리사업자에 대한 정산

제12.6.1.1조(전력부하감축거래량 등에 대한 실적정산금 정산) ① 전력거래소는 다음 각 호의 내용을 고려하여 별표8 및 별표26에 따라 정산한다. <개정 2019.12.31>

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량 <개정 2019.12.31>
2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량 <개정 2019.12.31>
3. SMP 결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산
4. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량 [신설 2020.11.01.]
5. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량 [신설 2021.1.1.]
6. 실시간 전력수요 증대요청에 따른 전력수요 증대이행량 [신설 2022.5.31.]

제12.6.1.2조(의무감축용량에 대한 기본정산금 정산) ① 전력거래소는 다음 각호의 내용을 고려하여 별표26에 따라 정산한다.

1. 수요반응자원의 의무감축용량

② 전력거래소는 수요반응자원의 고정기본정산금을 월 단위로 정산하고 차등기본정산금을 2월, 5월, 8월, 11월에 별표 26에 따라 정산하며, 해당 월 마지막 거래일 정산명세서에 반영한다. <개정 2019.12.31>

제12.6.1.3조(감축 미이행에 대한 위약금 정산) ① 전력거래소는 수요관리사업자가 부담해야할 감축 미이행에 대한 위약금을 다음 각 호의 내용을 고려하여 별표 26에 따라 정산한다. <개정 2019.12.31>

1. 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금
2. 실시간 전력수요 의무감축요청 미이행에 대한 기본위약금

② 전력거래소는 제1항 제2호의 실시간 전력수요 의무감축요청 미이행에 대한 기본위약금을 월단위로 정산하며 거래월의 마지막 거래일 정산명세서에 반영한다. 단, 기본위약금이 해당 월 기본정산금을 초과할 경우 별표26에 따라 다음 달 기본정산금에서 추가적으로 차감하고 차감 월 마지막 거래일 정산명세서에 반영한다. <개정 2019.12.31.>

제12.6.1.4조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) [신설 2024.8.1.]

① 채무불이행 등의 사유로 수요관리사업자에게 지급할 수요반응자원거래 전력거래대금보다 판매사업자, 구역전기사업자 및 직접구매자가 전력거래소에 지급한 전력거래대금이 적은 경우에는 제4.3.6조의2의 예비계좌에서 인출한 예치금으로 부족분을 충당하여 수요관리사업자에게 우선 지급한다. 다만, 예비계좌 예치금이 수요반응자원거래 정산금 부족분보다 적은 경우에는 다음과 같이 수요관리사업자별로 거래대금을 산정하여 결제한다. <개정 2025.4.9.>

수요관리사업자의 할인된 거래대금 = (판매사업자, 구역전기사업자 및 직접구매자가 지불한 총 거래대금 + 예비계좌 사용금액) × 해당 결제일에 각 수요관리사업자가 받아야 할 거래대금 / 해당 결제일의 수요반응자원시장 총 거래대금

② 채무불이행된 거래대금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 수요관리사업자가 원래 지급받아야할 거래대금에서 전력거래대금, 지연에 따른 이자 순으로 조정하여 지급한다.

③ 판매사업자, 구역전기사업자 및 직접구매자가 채무불이행 거래대금과 지연이자를 지급하고자 할 때, 이를 지급 예정일 영업일 2일 전까지 공문으로 전력거래소에 통지하여야 하고, 전력거래소는 채무불이행 거래대금과 지연이자 지급을 위해 다음 각호의 조치를 이행하여야 한다. <개정 2025.4.9.>

1. 제3.1.5조, 제3.3.1.8조에 따른 지급 예정 일자까지의 이자 비용을 산정하여 판매사업자, 구역전기사업자 및 직접구매자에게 통지한다. <개정 2025.4.9.>
2. 수요관리사업자에게 채무불이행 금액과 이자 금액의 지급 예정 일자를 수요반응자원 전력거래시스템과 등록된 문자메시지로 통지한다.

3. 판매사업자, 구역전기사업자 및 직접구매자에게 지급 예정일의 11시까지 채무불이행 금액 및 이자를 입금 요청하며, 입금이 되지 않을 경우 수요관리사업자에게 이를 통지한다. <개정 2025.4.9.>

4. 전력거래소는 결제계좌에 이체된 금액이 지급 예정일 15시까지 수요관리사업자 정산계좌에 이체되도록 시장은행에 지시한다.

제2관 판매사업자의 수요반응자원에 대한 정산

제12.6.2.1조(자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금액과 SMP 결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가 정산금액을 합한 값을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2019.12.31., 2025.4.9.>

제12.6.2.2조(실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2019.12.31.,2025.4.9.>

제12.6.2.3조(주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. [신설 2020.11.01.] <개정 2025.4.9.>

제12.6.2.4조(의무감축용량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 월별 의무감축용량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 의무감축용량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 월별 거래량에서 판매사업자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <번호변경 2020.11.01.> <개정 2025.4.9.>

제12.6.2.5조(위약금에 대한 정산) <번호변경 2020.11.01.> <개정 2025.4.9.>

① 판매사업자에게 적용할 시간대별 실적위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 실적위약금을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

② 판매사업자에게 적용할 월별 기본위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 기본위약금을 전체 발전기의 월별 거래량에서 판매사업자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.2.6조(자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산) ① 판매사업자에게 적용할 시간대별 제주지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 별도 산정한 수요증대 정산단가로 계산한 값으로 한다. [신설 2023.8.30.]

② 판매사업자에게 적용할 시간대별 육지지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 계획증대량에 대한 정산금액을 다음 각 호의 기준에 따라 배분한 값으로 한다. [신설 2024.3.28.]

1. 판매사업자의 시간대별 계획증대량에 대한 정산금액(반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산금액은 제외한다)은 전체 수요관리사업자의 해당 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2025.4.9.>
2. 판매사업자의 시간대별 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산금액은 전체 수요관리사업자의 해당 정산금액을 해당 거래시간이 포함된 반기 동안의 전체 발전기의 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2025.4.9.>

제12.6.2.7조(실시간 전력수요 증대요청에 따른 전력수요 증대이행량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력수요 증대이행량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 전력수요 증대이행량에 별도 산정한 수요증대 정산단가로 계산한 값으로 한다. [신설 2023.8.30.]

제3관 구역전기사업자의 수요반응자원에 대한 정산

제12.6.3.1조(자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금액은 별

표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금액과 SMP 결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산금액을 합한 값을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2019.12.31., 2025.4.9.>

제12.6.3.2조(실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2019.12.31., 2025.4.9.>

제12.6.3.3조(주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 주파수 하락에 따른 시간대별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. [신설 2020.11.01.] <개정 2025.4.9.>

제12.6.3.4조(의무감축용량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 월별 의무감축용량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 의무감축용량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 월별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <번호변경 2020.11.01.> <개정 2025.4.9.>

제12.6.3.5조(위약금 정산) <번호변경 2020.11.01.> <개정 2025.4.9.>

① 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 실적위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 실적위약금을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

② 구역전기사업자에게 적용할 월별 기본위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 기본위약금을 전체 발전기의 월별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.3.6조(자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산) [신설 2024.3.28.]
구역전기사업자에게 적용할 시간대별 육지지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 계획증대량에 대한 정산금액을 다음 각 호의 기준에 따라 배분한 값으로 한다.

1. 구역전기사업자의 시간대별 계획증대량에 대한 정산금액(반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산금액은 제외한다)은 전체 수요관리사업자의 해당 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2025.4.9.>
2. 구역전기사업자의 시간대별 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산금액은 전체 수요관리사업자의 해당 정산금액을 해당 거래시간이 포함된 반기 동안의 전체 발전기의 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2025.4.9.>

제4관 발전사업자의 수요반응자원에 대한 정산 [본관신설 2021.1.1.] <삭제 2023.8.30.>

제5관 직접구매자의 수요반응자원에 대한 정산
<본관신설 2025.4.9.>

제12.6.5.1조(자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금액과 SMP 결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산금액을 합한 값을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.5.2조(실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.5.3조(주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 주파수 하락에 따른 시간대별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량

에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.5.4조(의무감축용량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 월별 의무감축용량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 의무감축용량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 월별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.5.5조(위약금 정산) ① 직접구매자에게 적용할 시간대별 실적위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 실적위약금을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

② 직접구매자에게 적용할 월별 기본위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 기본위약금을 전체 발전기의 월별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.5.6조(자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 육지지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 계획증대량에 대한 정산금액을 다음 각 호의 기준에 따라 배분한 값으로 한다.

1. 직접구매자의 시간대별 계획증대량에 대한 정산금액(반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산금액은 제외한다)은 전체 수요관리사업자의 해당 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.
2. 직접구매자의 시간대별 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산금액은 전체 수요관리사업자의 해당 정산금액을 해당 거래시간이 포함된 반기 동안의 전체 발전기의 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제6관 수요관리사업자에 대한 정산명세서

<본관번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.>

제12.6.6.1조(정산을 위한 사전조정) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> 전력거래소는 명백한 오류 등에 대하여 정산결과를 통지하기 전에 사전조정을 할 수 있다.

제12.6.6.2조(초기 정산) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> ① 전력거래소는 거래일로부터 25일째 되는 날 14시까지 초기정산을 위하여 필요한 수요반응자원을 구

성하는 수요반응참여고객들의 거래일의 시간대별 정산용 사용전력량 데이터를 수집해야 한다. <개정 2016.12.30.>

② 전력거래소는 거래일로부터 31일 이내에 초기 정산을 하고 그 결과를 거래일로부터 33일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제12.6.6.3조(초기 정산에 대한 조정신청) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> ① 거래당사자는 제12.6.6.2조 제2항의 규정에 의한 초기정산결과를 통지 받은 경우에, 거래일로부터 43일 이내에 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의한 조정신청이 거래일로부터 46일 이내에 협의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제12.6.6.4조(최종 정산) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> 전력거래소는 제12.6.6.3조의 규정에 의한 조정신청 처리결과를 반영하여 거래일로부터 45일 이내에 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 47일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제12.6.6.5조(최종 정산에 대한 이의신청) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> ① 거래당사자는 제12.6.6.4조의 규정에 의한 최종 정산 결과를 통지받은 후, 거래일로부터 85일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. 단, 이의신청기간 이내에 수요반응참여고객의 전력량계 고장 등에 의한 비정상적인 계량(과다, 과소)이 명백하고 단일 건으로서 연속성이 인정되는 경우에 한하여 85일을 초과한 정산분에 대하여도 이의신청 할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의한 이의신청이 거래일로부터 110일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제12.6.6.6조(정산정정통지) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> ① 전력거래소는 정산결과 통지 후 전력부하감축(증대)거래량에 대한 과다 정산 및 사용전력량 데이터의 오류 등에 의한 명백한 정산오류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 그 결과를 해당 거래당사자에게 통지하여야 한다. <개정 2021.1.1>

② 최종 정산 이전에 정산정정통지 사유가 발생하는 경우, 최종정산과 동시에 제1항의 정산정정통지를 시행할 수 있다.

③ 최종 정산 통지 후 제1항의 정산정정통지가 있고 이에 대해 회원사의 이의가 있는 경우, 회원사는 통지 후 10일 이내 또는 거래일로부터 85일 이내에 이의신청을 할 수 있다.

④ 제3항에 의한 이의신청이 신청 후 15일과 거래일 이후 110일이 경과할 때까지 합의되지 아니하면 제7장 제3절의 규정에 따른다.

제12.6.6.7조 <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> 제12.6.6.3조 및 제12.6.6.5조의 규정에 의한 처리결과에 불복하는 경우에는 법 제57조의 규정에 따라 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다.

제12.6.6.8조(수요반응자원의 거래대금 청구) <조번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.> ① 수요관리사업자, 판매사업자, 구역전기사업자, 직접구매자는 별표 26에 따라 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래대금을 전력거래소에 청구하여야 한다. <개정 2021.1.1., 2025.4.9.>

② 전력거래소는 수요관리사업자, 판매사업자, 구역전기사업자, 직접구매자로부터 청구서를 접수받은 후 별표 26에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래 대금을 수요관리사업자, 판매사업자, 구역전기사업자, 직접구매자에게 청구하여야 한다. <개정 2021.1.1., 2025.4.9.>

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 대금청구일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 거래당사자간의 합의에 따른다.

④ 제12.6.6.3조 제2항 및 제12.6.6.5조 제2항의 규정에 의한 분쟁조정절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 규정에 의한 분쟁조정결과에 따라 정산을 한다.

⑤ 전력거래소는 회원사의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사에게 청구하여야 한다.

⑥ 수요관리사업자의 전력거래에 대한 결제 및 전력거래전담 금융기관에 관한 규정은 규칙 제4장 제3절 및 별표8에 따른다.

제7절 수요반응자원의 전력부하증대량 거래

[본절신설 2021.1.1]

제1관 전력거래기간 [본절신설 2021.1.1]

제12.7.1.1조(전력거래기간) 수요관리사업자는 제12.2.2조에 따라 등록된 플러스DR에 한하여 제12.2.2조의 전력거래기간 중 전력거래를 할 수 있다.

제2관 전력부하증대량 구매자 등록 [본관명칭변경 2022.5.31.] <삭제 2023.8.30.>

제3관 자발적 수요증대에 따른 수요반응자원의 거래 [본관신설 2022.5.31.]

제12.7.3.1조(전력거래 요건) <조번호 변경 2022.5.31.> 수요반응자원의 자발적 수요증대에 대해 입찰하고자 하는 수요관리사업자는 다음 각 호의 전력거래 요건을 준수하여야 한다.

1. 매일 9시에서 18시까지에 대해서 입찰할 수 있다. <개정 2021.4.30., 2022.5.31>

2. 자발적 수요증대에 따른 수요반응자원의 거래에 수요관리사업자가 입찰할 수 있는 거래시간별 수요반응자원의 증대가능용량은 0.01MWh 이상이어야 한다.
3. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR, 국민DR, 주파수DR은 자발적 수요증대에 따른 수요반응자원의 거래에 참여할 수 없다. <개정 2022.5.31., 2025.2.11.>

제12.7.3.2조(입찰서의 제출) <조번호변경 2022.5.31.> ① 수요관리사업자는 수요반응자원의 자발적 수요증대에 대한 입찰서를 거래일 직전 영업일(단, 제주 플러스DR의 경우 거래일 전일) 14시까지 전력거래소에 제출하여야 한다. <개정 2024.8.1.>
② 제1항의 규정에 의한 입찰서의 제출절차 및 기타 입찰운영에 필요한 세부사항은 별표 4를 따른다.
③ 전력거래소는 동일한 수요반응자원의 입찰서가 2개 이상 제출된 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서 중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서를 유효한 입찰서로 인정한다. <개정 2024.2.13.>
④ 제1항 규정에 의한 입찰서에 제12.7.2.4조에서 정한 입찰서 내용 중 전부 또는 일부가 누락되거나 모사전송방식에서 입찰서를 제출한 자의 서명이 누락된 경우에는 입찰서를 제출하지 아니한 것으로 간주한다.
⑤ 전력거래소는 입찰서를 제출받은 때에는 접수된 시간을 기록하여 관리하여야 한다.

제12.7.3.3조(입찰서의 내용) <조번호변경 2022.5.31.> ① 전력부하증대량 거래에 대하여 제출하는 입찰서에는 다음 각 호의 내용이 기재되어야 한다.
1. 수요반응자원의 거래시간별 증대가능용량
2. 입찰에 참여하는 고객명세

제12.7.3.4조(마감시간 이후 입찰 자료의 변경) <조번호변경 2022.5.31.> 수요관리사업자는 마감시간 이후 입찰 자료를 변경할 수 없다.

제12.7.3.5조(입찰 자료를 제출받지 아니한 경우) <조번호변경 2022.5.31.> 전력거래소는 수요관리사업자가 입찰 자료를 제출하지 아니한 경우에는 해당 수요관리사업자가 보유한 모든 수요반응자원의 증대가능용량을 '0'으로 처리한다.

제12.7.3.6조(플러스DR 기준출력제어량 산정) <조번호변경 2022.5.31.> ① 전력거래소는 제주 신재생예측시스템의 출력제어 예측 정확도 및 전력계통 운영여건 등을 고려하여 플러스DR 기준출력제어량을 산정하고, 매월 시작일로부터 영업

일 2일 이전까지 공지하여야 한다. <개정 2021.4.30., 2024.8.1.>
② 기준출력제어량은 제1항에 따라 매월 산정하는 것을 원칙으로 하되, 필요시 변경일 영업일 2일 이전까지 공지하여 변경할 수 있다. <개정 2021.4.30., 2024.8.1.>

제12.7.3.7조(육지 수요증대필요량 산정) [신설 2024.3.28.] ① 전력거래소는 수요실적 및 전력계통 운영여건 등을 고려하여 기준 태양광이용률과 기준 수요구간을 결정하고, 그에 따른 수요 수준별 플러스DR 증대필요량을 지역별로 산정하여 매월 시작일로부터 영업일 2일 이전까지 공지하여야 한다. <개정 2024.8.1.>
② 증대필요량은 제1항에 따라 매월 산정하는 것을 원칙으로 하되, 필요시 변경일 영업일 1일 이전까지 공지하여 변경할 수 있다. <개정 2024.8.1.>

제12.7.3.8조(증대계획량 산정) <조번호변경 및 개정 2022.5.31., 2024.3.28.> ① 제주지역의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량은 전일 제주 하루전발전계획에 따라 공표되는 익일의 제주 하루전에너지가격이 0원 이하이고, 익일의 출력제어량이 플러스DR 기준출력제어량 이상일 경우 예측된 출력제어량(이하 "예측 출력제어량'이라 함)으로 산정하며, 다음 각 호에 따라 수요반응자원별 증대계획량을 배분한다.
단, 하루전발전계획에서「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」제3조 제22호의 고정가격계약을 체결한 신재생발전기의 출력제어가 결정될 경우에는 플러스DR을 낙찰하지 않는다. [신설 2021.1.1.] <개정 2023.8.30., 2024.3.28.>
1. 거래시간별 예측 출력제어량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 증대가능용량보다 같거나 클 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 증대계획량은 증대가능용량으로 배분한다. [신설 2021.1.1.]
SMPt $\leq$ 0 이며
$FRCA_t \geq \sum_i SLIA_{i,t}$이면,
$SLI_{i,t} = SLIA_{i,t}$
여기서,
$FRCA_t$: 예측 출력제어량
$SLIA_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 증대가능용량
$SLI_{i,t}$: 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량

2. 거래시간별 예측 출력제어량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 증대가능용량보다 작은 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 증대계획량은 다음 식에 따라 최대 0.1MW씩 우선 배분하고 추가로 필요한 증대량에 대

하여 수요반응자원별 증대가능용량에 비례하여 배분한다. [신설 2021.1.1.]

$FRCA_t < \sum_i SLIA_{i,t}$이면,

$SLI_{i,t}$ =

$$[(SLIA_{i,t} - \min(SLIA_{i,t}, 0.1)) \times \frac{\max(FRCA_t - \sum_i \min(SLIA_{i,t}, 0.1), 0)}{\sum_i (SLIA_{i,t} - \min(SLIA_{i,t}, 0.1))} + \min(SLIA_{i,t}, 0.1)] \times \min(\frac{FRCA_t}{\sum_i \min(SLIA_{i,t}, 0.1)}, 1)$$

② 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량은 전일 전력거래소에서 예측한 익일의 예측수요가 기준 수요구간을 충족하고, 전일 태양광 예측시스템을 통해 예측된 익일의 태양광이용률이 기준 태양광이용률 이상일 경우 제12.7.3.7조 제1항의 수요 수준별 증대필요량으로 산정하며, 다음 각 호에 따라 수요반응자원별 증대계획량을 배분한다. 단, 증대필요량이 별도로 공지되지 않은 경우 해당 거래시간 수요반응자원의 증대계획량은 증대가능용량으로 배분한다. [신설 2024.3.28.]

1. 거래시간별 증대필요량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 증대가능용량보다 같거나 클 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 증대계획량은 증대가능용량으로 배분한다.

$RAI_t \geq \sum_i SLIA_{i,t}$이면,

$SLI_{i,t} = SLIA_{i,t}$

여기서,

RAI_t : 거래시간별 증대필요량

$SLIA_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 증대가능용량

$SLI_{i,t}$: 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량

2. 거래시간별 증대필요량이 제출된 입찰서의 동시간대 전체 수요반응자원의 증대가능용량보다 작은 경우, 해당 거래시간 수요반응자원의 증대계획량은 다음 식에 따라 최대 0.1MW씩 우선 배분하고 추가로 필요한 증대량에 대하여 수요반응자원별 증대가능용량에 비례하여 배분한다. 단, 배분 후 거래시간별 각 수요반응자원의 증대계획량의 합계와 증대필요량의 차이가 발생할 경우 증대계획량이 가장 큰 수요반응자원에서 증감하여 일치시킨다.

$RAI_t < \sum_i SLIA_{i,t}$이면,

$SLI_{i,t}$ =

$$[(SLIA_{i,t} - \min(SLIA_{i,t}, 0.1)) \times \frac{\max(RAI_t - \sum_i \min(SLIA_{i,t}, 0.1), 0)}{\sum_i (SLIA_{i,t} - \min(SLIA_{i,t}, 0.1))} + \min(SLIA_{i,t}, 0.1)] \times \min(\frac{RAI_t}{\sum_i \min(SLIA_{i,t}, 0.1)}, 1)$$

③ 제1항, 제2항에 따른 거래시간별 수요반응자원의 증대계획량은 거래일 09시부터 18시 사이에 해당하는 시간에 배분하는 것을 원칙으로 하나, 특별한 사유가 있을 경우 사전에 고지한 후 변경할 수 있다. [신설 2021.1.1.] <개정 2021.4.30., 2024.3.28.>

④ 전력거래소는 제1항에 따른 거래시간별 수요반응자원의 증대계획량 배분 결과를 거래일 전일 18시까지, 제2항에 따른 증대계획량 배분 결과를 거래일 직전 영업일 17시30분까지 수요반응자원 전력거래시스템을 통해 수요관리사업자에게 통지하는 것을 원칙으로 하나, 부득이한 경우 24시까지 별도의 방법으로 통지할 수 있다. [신설 2021.1.1.] <개정 2021.4.30., 2023.8.30., 2024.3.28., 2024.8.1.>

⑤ 전력거래소는 제1항 및 제2항의 규정에도 불구하고 동일 시간대에 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR의 전력수요 의무감축요청이 발령될 경우, 해당 거래시간 모든 수요반응자원의 증대계획량을 "0"으로 조정하고, 조정내역을 수요관리사업자에게 즉시 공지하여야한다. <개정 2022.5.31., 2025.2.11.>

⑥ 제12.4.2.8조에 따른 표준DR, 중소형DR, 제주DR 또는 국민DR 수요반응자원의 자발적 수요감축에 따른 거래시간별 감축계획량이 '0'을 초과하여 배분된 경우 해당 거래시간을 포함하는 거래일의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 육지 플러스DR 또는 제주 플러스DR의 증대계획량은 '0'으로 조정한다. [신설 2021.1.1.] <개정 2021.4.30., 2023.8.30., 2024.3.28.>

제4관 실시간 전력수요 증대요청에 따른 수요반응자원의 거래

[본관신설 2022.5.31.]

제12.7.4.1조(수요관리사업자에 대한 전력수요 증대요청) ① 수요관리사업자에 대한 전력수요 증대요청은 제주 플러스DR을 대상으로 제주 실시간발전계획에 따라 공표된 거래일 당일의 증대 2시간 전 제주 실시간 에너지가격이 0원 이하이고, 당일의 증대 2시간 전 출력제어량이 플러스DR 당일 기준출력제어량 이상일 경우 다음 각 호에서 정한 기준에 따라 이행되어야 한다. 단, 실시간발전계획에서 「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」 제3조 제22호의 고정가격계약을 체결한 신재생발전기의 출력제어가 결정될 경우에는 플러스DR을 발령하지 않는다. [신설 2022.5.31.] <개정 2023.8.30., 2024.3.28.>

1. 매일 9시에서 18시 사이 중 제12.7.3.7조 제3항에 의해 산정된 증대계획량이

0보다 큰 거래시간을 제외한 감축시작시각 및 감축종료시각(매시 정각, 15분, 30분, 45분에 발령 가능)

2. 전력수요 증대요청 발령시각(증대준비시간) : 증대시작시각 최소 120분 전

② 동일 시간대에 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR의 전력수요 의무감축요청이 발령될 경우, 기 발령된 실시간 전력수요 증대요청을 취소할 수 있다. <개정 2025.2.11.>

제12.7.4.2조(플러스DR 당일 기준출력제어량 산정) ① 전력거래소는 제주 신재생예측시스템의 출력제어 예측 정확도 및 전력계통 운영여건 등을 고려하여 플러스DR 당일 기준출력제어량을 산정하고, 매월 시작일로부터 영업일 2일 이전까지 공지하여야 한다. [신설 2022.5.31.] <개정 2024.8.1.>

② 기준출력제어량은 제1항에 따라 매월 산정하는 것을 원칙으로 하되, 필요시 변경일 2일 이전까지 공지하여 변경할 수 있다. [신설 2022.5.31.] <개정 2024.8.1.>

제13장 정부승인차액계약 [본장신설 2014.12.31.]

제1절 정부승인차액계약의 운영

제13.1.1조(정부승인차액계약의 운영) ① 정부승인차액계약의 계약관리, 차액계약 관련자료 검토, 차액계약 인가신청서의 적정성 검토 및 차액정산 등은 별표30의 규정에 의해 처리한다.

② 정부승인차액계약 관련 세부 기준은 정부승인차액계약 세부운영규정(이하 "차액계약규정"이라 한다)에 따른다.

③ 정부승인차액계약에 따라 전력거래가 이루어지는 발전기에 대해서는 제21.10조 제1항을 적용받지 않는다.

제13.1.2조(승인) 제13.2.1.5조의 규정에 의거 정부승인차액계약운영위원회가 심의·의결한 다음 각호의 사항에 대해서는 기후에너지환경부장관의 승인을 받아야 한다. <개정 2026.1.28.>

1. 계약전력량 산정기준을 변경하는 경우
2. 기준가격 산정기준을 변경하는 경우
3. 투자보수율 산정을 위한 계수 산정기준을 변경하는 경우
4. 기타 정부승인차액계약에 현저한 영향을 미칠 우려가 있는 사항을 심의· 의결한 경우

제2절 정부승인차액계약운영위원회

제1관 구성 및 기능

제13.2.1.1조(설치 및 구성) ① 정부승인차액계약 세부운영 규정을 제·개정하기 위해 정부승인차액계약운영위원회(이하 "차액위원회"라 한다)를 둔다.

② 차액위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 구성한다. <개정 2018.8.2.>

③ 차액위원회의 위원장 및 위원은 다음 각호에 해당하는 자 중에서 전력거래소 이사장이 위촉한다. <개정 2018.8.2.>

1. 전력거래소 임직원
2. 기후에너지환경부 소속 공무원 <개정 2026.1.28.>
3. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

④ <삭제 2018.8.2.>

⑤ 제3항 제3호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운

영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. [신설 2018.8.2.]

⑥ 차액위원회의 원활한 운영을 위하여 차액위원회에 간사 1인을 두며, 동 간사는 전력거래소 소속 직원 중에서 전력거래소 이사장이 지명한다. <번호변경 2018.8.2.>

제13.2.1.2조(위원장의 직무 및 회의) ① 차액위원회의 위원장은 차액위원회를 대표하며, 차액위원회의 직무를 통할한다.

② 위원장은 차액위원회의 회의를 소집하며, 그 의장이 된다.

③ 위원장이 부득이한 사유로 직무를 수행할 수 없을 때에는 위원장이 지명한 위원이나 차액위원회에서 정한 위원이 그 직무를 대행한다.

제13.2.1.3조(위원의 임기) ① 제13.2.1.1조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제13.2.1.1조 제3항 제3호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되, 1회 연임할 수 있다.

③ 제2항에도 불구하고, 제13.2.1.1조 제3항 제3호의 규정에 의한 위원의 경우 차액계약 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

④ 제13.2.1.1조 제3항 제3호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 위촉될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

⑤ 위원이 사임하고자 할 때에는 그 취지를 서면으로 작성하여 전력거래소 이사장에게 제출하여야 한다.

<개정 및 번호변경 2018.8.2.>

제13.2.1.4조(위원의 청렴의무 및 해촉) ① 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.

② 다음 각 호에 해당하는 사유가 발생할 경우에는 전력거래소 이사장은 해당 위원을 해촉할 수 있다.

1. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고이상의 형을 선고받았을 경우
2. 금품수수 또는 부정한 청탁 등 비위사실이 확인된 경우
3. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 위원으로서 역할을 정상적으로 수행할 수 없는 경우
4. 위원회 활동 중 알게 된 정보를 누설 또는 공개하는 자

제13.2.1.5조(기능) 차액위원회는 차액계약 세부운영 규정을 제·개정하기 위해 다음 사항을 심의·의결한다.

1. 계약전력량(시간대별 계약전력량, 연간계약전력량) 산정기준
2. 기준가격(고정비단가 및 연료비 단가) 산정기준
3. 투자보수율 산정을 위한 계수 산정기준
4. 기타 차액계약 관련 필요한 사항의 결정 등

제13.2.1.6조(위원의 제척·기피·회피) ① 기후에너지환경부 소속 공무원, 전력거래소 임직원의 대표를 제외한 위촉위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 해당사항의 심의 및 의결에서 제척된다. <개정 2026.1.28.>

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 그 사항의 당사자가 되거나 그 사항에 관하여 공동권리자 또는 의무자의 관계에 있는 경우
2. 위원이 그 사항의 당사자와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관(회사)에 재직한 경우
4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 경우

② 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 별지 제88호 서식을 이용하여 기피신청을 할 수 있다.

③ 위원은 제1항 또는 제2항의 사유에 해당하면 스스로 그 사항의 심의·의결을 회피할 수 있다.

제2관 차액위원회 회의

제13.2.2.1조(회의 개최 및 소집) ① 차액위원회의 위원장은 제13.2.1.5조 규정에 의한 위원회의 기능수행을 위하여 차액위원회를 소집한다. 다만, 위원장이 유고시에는 위원 2인 이상의 발의로 회의를 소집할 수 있다.

② 차액위원회의 간사는 위원장이 차액위원회의 개최를 결정하는 경우에 차액위원회 개최 예정일로부터 3일전까지 부의안건과 함께 차액위원회 개최통지서로 전 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전까지 통지할 수 있다.

③ 위원장이 회의를 개최하지 아니하기로 결정한 때에는 차액위원회의 간사는 그 사실을 사유와 함께 안건 신청자에게 통지하여야 한다.

제13.2.2.2조(부의안건 및 등록절차) ① 의결사항은 위원장 또는 위원이 제안한다.

② 제1항에 의하여 의결사항을 제안하고자 할 때는 의안을 작성하여 차액위원회 개최 예정일로부터 10일 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

제13.2.2.3조(성립과 의결) ① 차액위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.
② 위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가·부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.
③ 정부 및 전력거래소를 대표하는 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있으며, 위촉위원의 경우에는 대리인이 참석할 수 없다. 참석하는 대리인은 규칙 별지 제30호 서식에 의한 위임장을 회의 시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다.
④ 간사는 차액위원회의 운영을 담당하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제13.2.2.4조(결과통지 및 공개) ① 차액위원회의 간사는 차액위원회에 입회하여 의사록과 회의록을 작성하여 차액위원회 위원장과 참석위원의 서명(날인)을 받아 의안과 함께 전력거래소에 보존하여야 한다.
② 차액위원회의 간사는 작성된 회의록을 차기 회의 시 요약 보고하여야 한다.
③ 회의 결과는 차액위원회 종료 후 10일 이내에 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다.

제13.2.2.5조(관계인 출석) ① 차액위원회는 필요할 경우 상정된 의안의 관계인을 출석시켜 심의에 필요한 사항을 질문할 수 있으며, 관계인에게 문서 또는 전자적 방법(문자메시지 전송, 이메일 통지 등)을 이용하여 출석을 요청하여야 한다.
② 관계인이 제1항의 규정에 의한 출석요청을 받고 정당한 사유 없이 출석하지 아니할 때에는 심의 요청된 상정 의안을 제안 위원과 협의하여 기각할 수 있다.

제13.2.2.6조(실비 지급) 차액위원회 위원에게는 회의참석 여비, 차액위원회 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 회의참석 수수료 등을 지급할 수 있다.

제13.2.2.7조(세부운영기준) 이 규칙에서 정한 사항 외에 차액위원회 운영에 관하여 필요한 세부사항은 차액위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도로 정할 수 있다.

제3관 실무협의회

제13.2.3.1조(실무협의회 설치 및 구성) ① 차액위원회에서 심의·의결할 내용을 검토·조정하고 차액위원회로부터 위임받은 사항을 처리하기 위하여 차액위원회 산하에 차액계약운영실무협의회(이하 "실무협의회"라 한다)를 둔다.
② 실무협의회는 의장을 포함하여 10인 이상 13인 이내의 위원으로 구성하며,

실무협의회 의장은 차액위원회 간사로 한다. <개정 2017.12.29.>

③ <삭제 2017.12.29.>

④ 실무협의회 위원은 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 해당 기관의 추천을 받아 차액위원회에서 결정한다. <개정 2017.12.29., 2018.8.2.>

1. 전력거래소 직원
2. 기후에너지환경부 소속 공무원 <개정 2026.1.28.>
3. 전력거래소 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자) 소속 직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

⑤ 제4항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. [신설 2017.12.29.] <개정 2018.8.2.>

⑥ 실무협의회 의장은 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 간사를 두며, 간사는 의장이 전력거래소 소속 직원 중에서 지정한다. <항번호변경 2017.12.29.>

제13.2.3.1조의 2(실무협의회 위원의 임기) ① 제13.2.3.1조 제4항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제13.2.3.1조 제4항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.

③ 제13.2.3.1조 제4항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제13.2.3.1조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

⑤ 제13.2.3.1조 제4항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 선임될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

<본조신설 2018.8.2.>

제13.2.3.2조(실무협의회 운영) ① 실무협의회는 의장이 필요하다고 인정하는 경우 수시로 개최할 수 있다.

② 실무협의회 의장은 실무협의회를 개최하고자 하는 경우 회의 개최 3일 전까지 각 위원에게 회의 일시·장소 및 회의안건을 서면으로 통보하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전까지 통지할 수 있다.

③ 실무협의회 회의는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되며, 출석위원 과반수의 찬성으로 결정한다.

제14장 재생에너지 발전량 예측제도 [본장신설 2020.10.1.]

제1절 통칙

제14.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

1. “재생에너지 예측발전량(이하 ”예측발전량“이라 한다)”이라 함은 제4호의 개별자원을 소유한 발전사업자 또는 제5호의 예측형 집합전력자원을 모집한 중개사업자가 전력거래소에 거래전일 제출하는 거래일의 시간대별 예측발전량을 말한다.
2. “재생에너지 발전량 예측제도 정산단가(이하 “예측제도 정산단가”이라 한다)”라 함은 재생에너지 발전량 예측제도(이하 “예측제도”라 한다)의 대상인 제9호의 주요자원 전력거래량에 대해 제14.5.1.1조 및 별표2에서 정한 설비이용률 및 예측오차율에 따라 적용하는 기준단가를 말한다. <개정 2021.9.18.>
3. “재생에너지 발전량 예측제도 정산금(이하 “예측제도 정산금”이라 한다)”이라 함은 제13호의 예측제도 대상자원의 전력거래량에 대해 제14.5.1.1조 및 별표2에 따라 지급하는 정산금을 말한다. <개정 2021.9.18.>
4. “개별자원”이라 함은 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 제2조 제2호에 따른 재생에너지를 발전원으로 하고 설비용량 20MW를 초과하는 1기의 비중앙급전발전기 또는 1기의 비중앙급전전기저장장치를 말한다.
5. “예측형 집합전력자원“은 중개시장운영규칙에 따라 재생에너지를 발전원으로 하는 소규모전력자원(이하 ”소규모재생전력자원“이라 한다) 및 소규모전력자원 중 전기저장장치(이하 ”소규모전기저장장치“라 한다)를 통합한 것으로, 해당 예측형 집합전력자원 내에 제9호의 주요자원의 설비용량이 20MW를 초과하여 예측제도에 참여할 수 있는 가상의 전기설비를 말한다. <개정 2021.9.18.>
6. “예측제도 참여희망자”라 함은 예측제도에 참여하고자 하는 자로서, 제13호의 예측제도 대상자원이 아닌 개별자원을 소유한 발전사업자 또는 예측형 집합전력자원을 모집한 중개사업자를 말한다. <개정 2021.9.18.>
7. “예측제도 참여자”라 함은 제13호의 예측제도 대상자원으로 등록된 개별자원을 소유한 발전사업자 또는 예측형 집합전력자원을 모집한 중개사업자를 말한다. <개정 2021.9.18.>
8. “보유자원”이라 함은 발전사업자가 소유한 개별자원 및 중개사업자가 모집한 예측형 집합전력자원을 총칭한다.
9. “주요자원”이라 함은 보유자원 중 주요 변동성 자원인 태양광 및 풍력을 발전원으로 하는 발전설비를 말한다.
10. “보조자원”이라 함은 예측정확도 제고를 위해 주요자원을 보조하는 설비로서, 보유자원 중 주요자원 이외의 설비를 말한다. <개정 2021.9.18.>

11. “예측제도 설비이용률(이하 “설비이용률”이라 한다)”이라 함은 보유자원 내 주요자원의 설비용량에 대한 주요자원 전력거래량의 백분율(%)을 말한다. 여기서, 설비용량은 전력시장에 등록된 설비용량 중 고장, 정비 등 사유로 발전을 할 수 없는 설비의 용량을 제외한 것을 말한다. <개정 2021.9.18.>

12. “재생에너지 예측오차율(이하 “예측오차율”이라 한다)”이라 함은 보유자원 내 주요자원의 설비용량에 대한 보유자원 예측발전량과 전력거래량의 차이의 절댓값의 백분율(%)을 말한다. 여기서, 설비용량은 전력시장에 등록된 설비용량 중 고장, 정비 등 사유로 발전을 할 수 없는 설비의 용량을 제외한 것을 말한다. <개정 2021.9.18.>

13. “예측제도 대상자원(이하 “대상자원”이라 한다)”이라 함은 제3절에 따라 예측제도 대상으로 등록된 보유자원을 말한다. <개정 2021.9.18.>

제14.1.2조(적용 범위) 이 장은 전력시장에 참여 중인 예측제도 참여희망자 및 참여자의 예측발전량 제출 및 정산 등에 적용한다. <개정 2021.9.18.>

제14.1.3조(예측제도 참여희망자 및 참여자의 의무) 예측제도 참여희망자 및 참여자는 전력거래소의 전력계통 및 전력시장의 원활한 운영을 위해 다음 각 항을 준수하여야 한다.

① [신설 2021.9.18.] <삭제 2022.12.27.>

② [신설 2021.9.18.] <삭제 2022.12.27.>

③ 예측제도에 등록하기 위한 예측오차율 검증시험(이하 “예측제도 등록시험”이라고 한다) 및 등록 기간동안 아래 각 호의 내용을 전력거래소에 충실히 제출해야 한다. 여기서, 개별자원에 대하여는 발전사업자가, 예측형 집합전력자원을 구성하는 소규모재생전력자원 및 소규모전기저장장치에 대하여는 중개사업자가 제출 주체가 된다. <항번호 변경 및 개정 2021.9.18., 2025.2.11.>

1. 예측발전량

2. 설비용량 변동 신고(고장, 정비 등 사유로 전력시장에 등록된 설비용량과 발전가능한 설비의 용량이 상이할 경우 별지 제123호 서식에 따라 전력거래소에 거래일로부터 3일(영업일 기준) 이내 신고)

3. 급전지시 등에 의한 출력제어 신고(별지 제124호 서식에 따라 전력거래소에 거래일로부터 3일(영업일 기준) 이내 신고. 단, 규칙 제16장 제주 시범사업 참여자원에 한하여 거래일로부터 5일(영업일 기준)이내 신고) <개정 2025.2.11.>

④ 기타 전력계통 안정 및 발전비용 최소화 등을 위해 전력거래소가 요청하는 자료를 성실하게 제출해야 한다. <항번호 변경 및 개정 2021.9.18.>

⑤ 예측제도 등록시험 자원 및 대상자원의 원활한 평가 및 정산을 위하여 계량자료 취득 상황 등을 수시로 확인하여 각종 필수 데이터가 전력거래소로 원활

히 전송되도록 하여야 한다. [신설 2021.9.18.]

제2절 참여자원 조건 및 구성 <본절명칭 변경 2021.9.18.>

제14.2.1조(참여 기준) 전력시장에 등록된 태양광과 풍력의 설비용량에 따라 개별자원 또는 예측형 집합전력자원으로 예측제도 등록시험 및 예측제도에 참여할 수 있다. 다만, 신에너지를 발전원으로 하는 설비는 제외하며, 발전기 내 주요자원 발전원이 혼재된 경우 발전원별로 분리하여 참여하여야 한다. <개정 2021.9.18., 2022.12.27., 2025.2.11.>

제14.2.2조(등록시험 자원) 제14.3.1조에 따라 예측제도 등록시험에 참여하고자 하는 예측제도 참여희망자의 보유자원은 다음 각 항의 조건을 충족해야 한다. <개정 2021.9.18.>

① 개별자원은 주요자원 1기로 단독 참여 또는 주요자원 1기와 1기 이상의 보조자원을 통합하여 참여할 수 있다. 단, 주요자원 1기와 1기 이상의 보조자원의 통합은 다음 각 호의 조건을 모두 충족한 경우로 제한한다. <개정 2022.12.27.>

1. 동일한 발전사업자가 2기 이상의 개별자원을 소유한 경우
2. 동일 계통(육지, 제주), 지역 및 송·배전망에 1기의 주요자원 및 1기 이상의 보조자원이 존재하는 경우

② 등록시험에 참여하기 위한 예측형 집합전력자원의 구성과 관련된 사항은 중개시장운영규칙을 따른다.

제14.2.3조(대상자원 내 주요자원 용량유지) 예측제도 참여 중 다음 각 호의 경우가 발생하여 등록된 대상자원 내 주요자원의 설비용량이 20MW 초과에서 20MW 이하가 된 경우, 20MW 초과에서 20MW 이하가 된 날이 속한 달의 익월 1일(거래일 기준)부터 3개월이 되는 날(이하 “복구가능기간”이라 한다) 이내에 해당 대상자원 내 주요자원의 설비용량이 20MW 초과로 복구되지 못할 경우 제3절에 따른 등록기간과 상관없이 등록제외된다. 단, 복구가능기간 중 해당 대상자원 내 주요자원 용량 추가 감소 시에도 복구가능기간은 신규 또는 추가 부여되지 않는다. [신설 2021.9.18.] <개정 2023.6.30.>

1. 개별자원의 설비의 전체 또는 부분적인 철거, 복구불가한 고장 등으로 주요자원 설비용량의 영구적인 감소가 발생한 경우
2. 예측형 집합전력자원을 구성하는 소규모재생전력자원 전체 또는 일부 설비에 대한 철거, 복구불가한 고장, 중개계약종료 등으로 주요자원 설비용량의 영구적인 감소가 발생한 경우

제3절 시험 및 등록

제14.3.1조(예측제도 등록시험) 예측제도 참여희망자는 보유자원을 예측제도 대상자원으로 등록하기 위해 다음 각 항에 따라 예측제도 등록시험 과정을 거쳐야 한다. 단, 등록시험 참여 중 고장, 정비, 급전지시 등에 의한 출력제어 등으로 인해 등록시험 자원 내 주요자원의 설비용량이 20MW 이하로 감소한 시간대가 168시간을 초과하면 해당 자원의 등록시험을 중단하고 무효로 한다. <개정 2021.9.18., 2022.12.27.>

① 시험월의 1일(거래일 기준)을 기준으로 5일 전(영업일 기준)까지 전력거래소에 별지 제117호서식에 따른 신청서와 예측제도 등록시험 참여를 위한 해당 예측제도 참여희망자 명의의 시장은행 통장 사본 및 인감 증명서(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출한다)를 제출하여야 한다. <개정 2022.12.27., 2023.12.29., 2025.8.6.>

1. <삭제 2023.12.29.>
2. <삭제 2023.12.29.>

② 신청서 제출완료 후 시험월에 대한 시간대별 예측발전량을 신청월 말일부터 시험월 말일의 전일까지 1개월 동안 제14.4.1조의 2항과 동일한 방식으로 전력거래소에 제출한다.

③ 제1항에 의해 제출해야 하는 시장은행 통장 사본 및 사용인감 증명서의 경우, 예측제도 참여를 위해 기존에 제출한 것이 있을 경우 해당 서류의 제출이 면제된다. 다만, 기존에 제출된 서류의 내용에 변경이 있을 경우 변경된 내용이 반영된 서류를 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2022.12.27.]

제14.3.2조(평가 및 통지) 전력거래소는 다음 각 항에 따라 예측제도 등록시험 평가 및 결과통지를 시행한다. <개정 2021.9.18.>

① 전력거래소는 시험대상인 보유자원의 예측발전량 및 최종정산용 전력거래량(등록시험 만료일(거래일 기준)에 대한 마지막 차수 청구일 전일 기준)을 활용하여 제14.4.2조의 각 항과 동일한 방식으로 시간대별 예측오차율을 평가한다. <개정 2021.9.18.>

1. <삭제 2021.9.18.>
2. <삭제 2021.9.18.>
3. <삭제 2021.9.18.>

② 예측오차율을 평가 후, 평가결과 및 등록가능 여부를 별지 제120호서식에 따라 시험월의 익월 내로 통지한다. 이 때, 보유자원의 등록시험 기간 평균 예측오차율이 10% 이하인 경우 예측제도 대상자원으로 등록할 수 있다. 여기서, 평균 예측오차율은 등록시험 기간 중 주요자원의 설비이용률이 10% 이상인 시간

대의 예측오차율을 산술 평균한 값을 말한다. 단, 제14.1.3조의 의무를 미준수 시 등록시험 평가 결과와 관계없이 대상자원으로 등록할 수 없다. <개정 2021.9.18.>

③ 전력거래소는 시스템 장애 발생 등으로 평가 및 통지가 어려운 경우 예측제도 참여희망자에게 공지하고, 가능한 한 빠른 시일 내에 정상화되도록 노력해야 한다. [신설 2021.9.18.] <개정 2026.4.28.>

제14.3.3조(대상자원 등록) ① 제14.3.2조에 따라 등록가능 통지를 수령한 예측제도 참여희망자는 별지 제117, 118호서식을 작성하여 통지 수령월의 익월 말일 5일 전(영업일 기준)까지 전력거래소에 제출하여 대상자원 등록신청을 완료하여야 한다. 단, 별지 제118호서식은 기제출한 경우에 면제된다. <개정 2022.12.27.> <항번호 추가 및 개정 2023.6.30.>

② 대상자원 등록자격 시작일은 대상자원 신청일에 따라 다음 각 호와 같이 결정된다.

1. 통지 수령월의 말일 5일전(영업일 기준)까지 신청한 경우 : 통지 수령월 익월 1일(거래일 기준)
2. 통지 수령월의 말일 4일전(영업일 기준) ~ 통지 수령월의 익월 말일 5일전(영업일 기준)에 신청한 경우 : 통지 수령월 익익월 1일(거래일 기준) [신설 2023.6.30.]

제14.3.4조(등록자격 기간 및 연장) ① 대상자원은 특별한 결격사유 혹은 자발적 등록제외 의사가 없을 경우 대상자원으로서 예측발전량 제출 시작일로부터 3개월 동안 대상자원 등록자격을 유지할 수 있다. 여기서, 예측발전량 제출 시작일은 대상자원 등록 신청월의 말일(등록 신청월 익월 1일에 대한 예측발전량 제출)로 한다. <개정 2023.6.30.>

② 등록자격 만료일을 기준하여 대상자원의 직전 3개월 평균 예측오차율 평가결과가 10% 이하 (등록자격 만료일(거래일 기준)에 대한 마지막 차수 청구일 전일의 최종정산용 전력거래량 기준)인 경우, 해당 대상자원의 등록자격은 이후 3개월 동안 연장된다. 여기서, 평균 예측오차율은 직전 3개월 중 주요자원의 설비이용률이 10% 이상(등록자격 만료일(거래일 기준)에 대한 마지막 차수 청구일 전일의 최종정산용 전력거래량 기준)인 시간대의 예측오차율을 산술 평균한 값을 말한다. 단, 제14.1.3조의 의무를 미준수 시 예측오차율 결과와 관계없이 대상자원 등록자격은 연장되지 않는다. <개정 2021.9.18.>

제14.3.5조(등록제외 및 재등록) ① 등록자격 만료일을 기준하여 대상자원의 직전 3개월 평균 예측오차율이 10% 초과(등록자격 만료일(거래일 기준)에 대한 마지막

차수 청구일 전일의 최종정산용 전력거래량 기준)한 경우, 평균 예측오차율 공지일 익일부터 대상자원 등록에서 제외된다. 단, 등록제외된 보유자원에 대해 등록자격 만료일부터 평균 예측오차율 공지일까지 제출한 예측발전량에 대해 정산금은 지급되지 않는다. <개정 2021.9.18.>

② 예측제도 참여자가 폐업 등 부득이한 사유로 인해 대상자원을 등록제외 하고자 하는 경우, 전력거래소에 즉시 알려야 하고, 전력거래소는 특별한 사정이 없는한 제외 신청일 익일부터 대상자원을 제외 처리하여야 한다.

③ 예측제도 참여자가 사업 허가반납 또는 폐업 등으로 예측제도 참여를 지속할 수 없음에도 불구하고 등록제외 신청을 하지 아니한 경우에는 전력거래소 직권으로 예측제도 참여자의 대상자원을 등록제외 하여야 한다.

④ 등록제외된 보유자원을 예측제도에 재등록하고자 할 경우 제14.3.1조 및 제14.3.2조의 과정을 거쳐야 한다.

제14.3.6조(평가결과에 대한 이의신청) ① 예측제도 참여희망자 또는 참여자는 예측제도 등록시험 자원 또는 대상자원에 대한 평가결과를 통지받은 후, 통지일을 포함하여 3일(영업일 기준) 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. [신설 2021.9.18.]

② 전력거래소는 제1항의 이의신청에 대해서 이의신청 마감일로부터 3일(영업일 기준) 이내에 처리결과를 해당 이의신청자에게 통지하여야 한다. 단, 이의신청 처리결과는 이의신청이 발생한 해당월에 해당 이의신청자에게 통지되어야 한다.

③ 제2항에 따른 처리결과가 통지된 후에는 전력거래량 등의 변동에 관계없이 등록자격 여부가 변동되지 않는다.

제4절 예측발전량 제출 및 예측오차율 산정 <본절명칭 변경 2021.9.18.>

제14.4.1조(예측발전량 제출) 제14.3.1조에 따라 예측제도 등록시험을 신청한 보유자원, 제14.3.3조 및 제14.3.4조에 따라 등록된 대상자원, 제14.3.6조에 따라 평가결과에 대해 이의신청 예정인 자원 및 이의신청 진행 중인 자원에 대한 예측발전량을 다음 각 항에 따라 제출할 수 있다. <개정 2021.9.18.>

① 예측제도 참여희망자 또는 참여자가 해당자원에 대해 제출한다. <개정 2021.9.18.>

② 예측발전량은 전력거래소에 총 2회 제출하며, 세부사항은 아래 각 호와 같다. <개정 2021.9.18., 2025.2.11.>

1. 1차 제출 마감시간은 거래전일 10시, 2차 제출 마감시간은 거래전일 17시이다. 다만, 제4호의 경우를 제외하고는 1차 제출 건은 거래전일 14시까지, 2차 제출 건은 거래 전일 20시까지 변경 제출할 수 있다. <개정 2025.2.11.>

2. 각 제출 차수별로 거래일 24시간에 대한 시간대별 예측발전량을 별지 제119호 서식에 작성하여 제출한다.

3. 각 제출 차수별로 마감시간 또는 변경 제출 시간까지 제출된 값 중 가장 최근에 제출한 값을 유효한 예측발전량으로 인정한다. <개정 2025.2.11.>

4. 마감시간까지 예측발전량을 제출하지 아니한 경우, 각 제출 차수별로 이전 제출 값 중 가장 최근의 제출값을 거래일의 예측발전량 제출값으로 인정한다. [신설 2021.9.18.] <개정 2025.2.11.>

제14.4.2조(대상자원의 예측오차율 산정) 전력거래소는 다음 각 항의 내용 및 별표2 Ⅴ.1.가를 준수하여 등록된 대상자원에 대한 시간대별 예측오차율을 산정한다. 단, 주요자원의 설비용량, 예측발전량, 전력거래량 및 보조자원의 예측발전량, 전력거래량에 대한 소수점 처리 관련 기준은 별표8을 따른다. [신설 2021.9.18.] <개정 2022.12.27.>

① 주요자원의 발전원별·시간대별 설비이용률을 산정한다. <개정 2022.12.27.>

② 1항에서 산정한 발전원별·시간대별 설비이용률이 10% 이상인 경우에 한하여 시간대별 예측오차율을 평가한다. <개정 2022.12.27.>

③ 계통운영 등의 사유로 인한 급전지시 등이 있어 출력을 제한한 경우, 다음 각호에 따라 해당 시간대의 설비이용률 및 예측오차율을 산정한다. 여기서, 제외하는 해당 시간대란, 지시 등에 의한 출력제한을 이행한 분단위 시간이 포함된 모든 시간대를 말한다.

1. 개별자원 중 주요자원에 대해 출력제어가 발생한 경우, 해당 주요자원의 설비용량, 예측발전량 및 전력거래량을 제외하여 설비이용률 및 예측오차율을 산정

2. 개별자원 중 보조자원에 대해 출력제어가 발생한 경우, 해당 보조자원의 예측발전량 및 전력거래량을 제외하여 예측오차율을 산정

3. 예측형 집합전력자원 내 주요자원인 소규모재생전력자원에 대해 출력제어가 발생한 경우, 해당 소규모재생전력자원의 설비용량, 예측발전량 및 전력거래량을 제외하여 설비이용률 및 예측오차율을 산정

4. 예측형 집합전력자원 내 보조자원인 소규모재생전력자원 또는 소규모전기저장장치에 대해 출력제어가 발생한 경우, 해당 소규모재생전력자원 또는 소규모전기저장장치의 예측발전량 및 전력거래량을 제외하여 예측오차율을 산정

제5절 정산

제1관 예측제도 참여자에 대한 정산

제14.5.1.1조(예측제도에 대한 정산금 산정) 전력거래소는 예측제도 참여자가 보유한

대상자원에 대해 다음 각 호의 내용을 고려하여 별표2 및 별표8에 따라 정산한다. <개정 2021.9.18.>

1. 발전사업자가 보유한 개별자원 중 주요자원의 설비용량 및 전력거래량 <개정 2021.9.18.>
2. 중개사업자가 보유한 예측형 집합전력자원 내 주요자원의 설비용량 및 전력거래량 <개정 2021.9.18.>
3. 발전사업자가 보유한 개별자원 중 보조자원의 전력거래량 <개정 2021.9.18.>
4. 중개사업자가 보유한 예측형 집합전력자원 내 보조자원의 전력거래량 <개정 2021.9.18.>

제14.5.1.2조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) ① 채무불이행 등의 사유로 예측제도 참여자에게 지급할 예측제도 정산금보다 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자가 전력거래소에 지급한 정산금이 적은 경우에는 제4.3.6조의2의 예비계좌에서 인출한 예치금으로 부족분을 충당하여 예측제도 참여자에게 우선 지급한다. 단, 예비계좌 예치금이 예측제도 정산금 부족분보다 적은 경우에는 다음과 같이 각 예측제도 참여자별로 정산금을 산정하여 결제한다.

예측제도 참여자의 할인된 예측제도 정산금 = (구매자가 지불한 예측제도 정산금 총액 + 예비계좌 사용금액) × 해당 결제일에 각 예측제도 참여자가 받아야 할 예측제도 정산금 ÷ 해당 결제일의 모든 예측제도 참여자의 총 예측제도 정산금

② 채무불이행된 예측제도 정산금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 예측제도 참여자가 원래 지급받아야할 정산금에서 예측제도 정산금, 지연에 따른 이자 순으로 조정하여 지급한다.

③ 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자가 채무불이행 거래대금과 지연이자를 지급하고자 할 때, 이를 지급 예정일 2영업일 전까지 공문으로 전력거래소에 통지하여야 하고, 전력거래소는 채무불이행 거래대금과 지연이자 지급을 위해 다음 각호의 조치를 이행하여야 한다. [신설 2023.9.26.]

1. 제조에 따른 지급 예정 일자까지의 이자 비용을 산정하여 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 통지한다.
2. 예측제도 참여자에게 채무불이행 금액과 이자 금액의 지급 예정 일자를 전력거래시스템과 등록된 문자메시지로 통지한다.
3. 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 지급 예정일의 11시까지 채무불이행 금액 및 이자를 입금 요청을 하며 입금이 되지 않을 경우, 예측제도 참여자에게 이를 통지한다.
4. 전력거래소는 결제계좌에 이체된 금액이 지급 예정일 15시까지 예측제도 참여자 정산계좌에 이체되도록 시장은행에 지시한다.

제2관 판매사업자에 대한 정산

제14.5.2.1조(전력거래량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 주요자원의 시간대별 전력거래량에 대한 정산금액은 별표 2의 정산기준에 따라 계산한 전체 예측제도 참여자가 보유한 대상자원 내 주요자원의 시간대별 전력거래량에 대한 예측제도 정산금 총액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에 대해 판매사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2021.9.18.>

제3관 직접구매자에 대한 정산

제14.5.3.1조(전력거래량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 주요자원의 시간대별 전력거래량에 대한 정산금액은 별표 2의 정산기준에 따라 계산한 전체 예측제도 참여자가 보유한 대상자원 내 주요자원의 시간대별 전력거래량에 대한 예측제도 정산금 총액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에 대해 직접구매자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2021.9.18.>

제4관 구역전기사업자에 대한 정산

제14.5.4.1조(전력거래량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 주요자원의 시간대별 전력거래량에 대한 정산금액은 별표 2의 정산기준에 따라 계산한 전체 예측제도 참여자가 보유한 대상자원 내 주요자원의 시간대별 전력거래량에 대한 예측제도 정산금 총액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에 대해 구역전기사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2021.9.18.>

제5관 정산명세서

제14.5.5.1.조(정산을 위한 사전조정) 전력거래소는 명백한 오류 등에 대하여 정산결과를 통지하기 전에 사전조정을 할 수 있다.

제14.5.5.2조(초기 정산) ① 전력거래소는 거래일로부터 2일째 되는 날 14시까지 초기정산을 위하여 필요한 거래일의 시간대별 계량데이터를 수집하여야 한다.

② 전력거래소는 거래일로부터 6일 이내에 초기정산을 하고 그 결과를 거래일로부터 9일 이내에 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업

자에게 통지하여야 한다.

제14.5.5.3조(초기 정산에 대한 조정신청) ① 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자는 제14.5.5.2조 제2항의 규정에 의한 초기정산결과를 통지받은 경우에, 거래일로부터 15일 이내에 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다.
② 제1항의 규정에 의한 조정신청이 거래일로부터 18일 이내에 협의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제14.5.5.4조(최종 정산) 전력거래소는 제14.5.5.3조의 규정에 의한 조정신청 처리결과를 반영하여 거래일로부터 17일 이내에 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 19일 이내에 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 통지하여야 한다.

제14.5.5.5조(최종 정산에 대한 이의신청) ① 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자는 제14.5.5.4조의 규정에 의한 최종정산결과를 통지받은 후, 거래일로부터 60일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. 단, 이의신청기간 이내에 계량기 고장 등에 의한 비정상적인 계량(과다, 과소, 미취득 등)이 명백하고 단일 건으로서 연속성이 인정되는 경우에 한하여 60일을 초과한 정산분에 대하여도 이의신청 할 수 있다.
② 제1항의 규정에 의한 이의신청이 거래일로부터 85일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제14.5.5.6조(정산정정통지) ① 전력거래소는 정산결과통지 후 계량자료 오류, 예측오차율 계산 오류 및 시스템 오류 등에 의한 명백한 정산오류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 그 결과를 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 통지하여야 한다.
② 최종정산 이전에 정산정정통지 사유가 발생하는 경우, 최종정산과 동시에 제1항의 정산정정통지를 시행할 수 있다.
③ 최종정산 통지 후 제1항의 정산정정통지가 있고 이에 대해 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자의 이의가 있는 경우, 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자는 통지 후 10일 이내 또는 거래일로부터 60일 이내에 이의신청을 할 수 있다.
④ 제3항에 의한 이의신청이 신청 후 15일과 거래일 이후 85일이 경과할 때까지 합의되지 아니하면 제7장 제3절의 규정에 따른다.

제14.5.5.7조(재정 신청) 제14.5.5.3조 및 제14.5.5.5조의 규정에 의한 처리결과에 불

복하는 경우에는 법 제57조의 규정에 따라 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다.

제14.5.5.8조(예측제도 정산금 청구) ① 예측제도 참여자 등은 별표2에 따라 각 거래월의 마지막 차수 결제일 이전에 예측제도 정산금을 전력거래소에 통합청구하여야 한다.

② 전력거래소는 예측제도 참여자 등으로부터 청구서를 접수받은 후 별표 2에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 예측제도 정산금을 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 청구하여야 한다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 대금청구일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 예측제도 참여자, 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자 간의 합의에 따른다.

④ 제14.5.5.3조 제2항 및 제14.5.5.5조 제2항의 규정에 의한 분쟁조정절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 규정에 의한 분쟁조정결과에 따라 정산을 한다.

⑤ 전력거래소는 회원사의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사에게 청구하여야 한다.

⑥ 예측제도 참여자에 대한 결제 및 전력거래전담 금융기관에 관한 규정은 규칙 제4장 제3절 및 별표8에 따른다.

제15장 저탄소 전원 중앙계약시장 [본장신설 2022.12.27.]

제1절 통칙

제15.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. “저탄소 전원 중앙계약시장(이하 “중앙계약시장”이라 한다)”이라 함은 전력거래소가 저탄소 전원 확산 및 안정적인 전력수급과 계통운영을 위해 공급능력, 보조서비스 등에 대해 장기계약을 체결하는 전력시장을 말한다. <개정 2024.10.29.>
2. “저탄소 전원”이라 함은 신재생에너지, 전기저장장치, 양수, 동기조상기 등 전력수급기본계획의 발전설비 계획에 따라 탄소중립 실현 및 에너지전환에 기여할 수 있는 전원의 종류를 말한다. <개정 2024.10.29.>
3. “입찰사업자”라 함은 중앙계약시장 입찰과정에 참가한 사업자를 말한다.
4. “우선협상대상사업자”라 함은 입찰제안서 평가결과에 따라 선발된 사업자로서, 계약체결 완료 전 우선적으로 협상할 수 있는 사업자를 말한다.
5. “중앙계약공급자”라 함은 중앙계약시장 계약공급자 선정과정에 선발되어 낙찰받은 설비 또는 물량(이하 ”중앙계약 물량“이라 한다)을 통해 전력시장에서 공급능력, 보조서비스 등을 공급하고 대가를 지급받는 사업자를 말한다. <개정 2024.10.29.>
6. “중앙계약수요자”라 함은 안정적인 전력수급과 계통운영을 위해 전력시장에서 중앙계약 물량의 공급능력, 보조서비스 등을 제공받고 대가를 지급하는 주체로서 전력거래소를 말한다. <개정 2024.10.29., 2025.10.1.>
7. “중앙계약대금납부자”라 함은 중앙계약 물량을 통해 전력시장에서 공급능력, 보조서비스 등의 대금을 지급하는 주체로서 제1.1.2조 제125호의 전력구매자를 말한다. [신설 2024.10.29.]
8. “기준가격”이라 함은 낙찰자 선정을 위해 평가기준으로 활용되는 계약대상 설비의 적정가격으로서 적정원가 및 이익 등을 고려한 가격을 말한다. <호번호 변경 2024.10.29.>
9. “계약가격”이라 함은 중앙계약공급자가 중앙계약 물량을 통해 전력시장에서 공급능력, 보조서비스 등을 제공하고 대가를 지급받기로 계약하는 가격을 말한다. <호번호 변경 및 개정 2024.10.29.>
10. <삭제 2025.10.1.>
11. “ESS 충전가능시간”이란 현재 배터리 충전상태를 고려하여 ESS가 전력을 저장(충전) 할 수 있도록 PCS 계약용량 기준 운영상(계약상) 허용된 시간대를 말한다. [신설 2025.10.1.]
12. “ESS 방전가능시간”이란 현재 배터리 충전상태를 고려하여 ESS가 전력을 공급(방전) 할 수 있도록 PCS 계약용량 기준 운영상(계약상) 허용된 시간대를

말한다. [신설 2025.10.1.]

13. “PCS”란 ESS에서 DC와 AC전력을 상호 변환하고 배터리와 전력계통간 전력 흐름을 제어하는 장치를 말한다. [신설 2025.10.1.]

제15.1.2조(적용범위) 이 장은 전력거래소가 운영하는 중앙계약시장에 적용한다.

제15.1.3조(역할 및 책임) ① 전력거래소는 시장운영자로서 제15.5.1조에 따라 구성된 저탄소 전원 중앙계약시장위원회(이하 “중앙계약시장위원회”라 한다)의 결정사항에 기초하여 중앙계약시장을 안정적이고 효율적으로 개설 및 운영하여야 한다. <개정 2024.10.29.>

② 전력거래소는 중앙계약수요자로서 중앙계약공급자와 계약을 체결하고, 계약대가를 지급하여야 한다. <개정 2024.10.29.>

③ 중앙계약공급자는 중앙계약시장에서 체결된 계약조건을 준수하여야 하며, 전력거래소의 계약관리 목적의 자료요구 등이 있을 때 이에 적극적으로 협조하여야 한다.

④ 중앙계약대금납부자는 본 규칙에서 정하는 바에 따라 중앙계약시장의 운영에 따른 비용 및 결제금을 전력거래소에 지급해야 한다. <개정 2024.10.29.>

제15.1.4조(참여대상 및 참여요건) ① 중앙계약시장 참여대상은 저탄소 전원으로 하며, 구체적인 대상 전원은 중앙계약시장위원회에서 결정한다. <개정 2024.10.29.>

② 중앙계약시장의 원활한 참여 및 운영을 위해 필요한 입찰사업자의 재무능력, 기술능력 등 참여요건의 세부사항은 입찰공고에 따른다. <개정 2024.10.29.>

제2절 중앙계약시장 개설 및 운영

제15.2.1조(시장개설) ① 전력거래소는 제15.5.1조에 따라 설치된 중앙계약시장위원회의 심의·의결을 거쳐 중앙계약시장을 개설한다. 이 때, 중앙계약시장위원회는 당해 대상전원, 낙찰예정물량, 기준가격, 입찰참가자격 등에 관한 사항을 결정하여야 한다.

② 중앙계약시장위원회는 제1항에 따라 대상 전원 및 낙찰예정물량을 결정할 경우, 다음 각 호의 사항을 고려할 수 있다. <개정 2024.10.29.>

1. 전력수급기본계획에서 제시된 대상 전원의 연도별·전원별 저탄소전원 계획물량 <개정 2024.10.29.>
2. 과거 연도별 대상 전원의 계약실적 및 보급현황 <개정 2024.10.29.>
3. 전력수급 및 전력계통 안정을 위해 필요한 사항

4. 그 밖에 전력거래소 이사장이 필요하다고 인정하는 사항

③ 중앙계약시장위원회는 제1항에 따라 기준가격을 결정할 경우, 다음 각 호의 사항을 고려할 수 있다.

1. 대상 전원의 적정투자비, 운영비 및 적정이익 추정단가 <개정 2024.10.29.>
2. 기계약체결 설비의 계약가격
3. 물가상승률 등 변동요인
4. 그 밖에 전력거래소 이사장이 필요하다고 인정하는 사항

제15.2.2조(입찰공고) ① 전력거래소는 중앙계약시장위원회 심의를 거쳐 우선협상대상사업자 선정을 위한 입찰공고를 입찰일 기준 10일 전까지 공지한다.

② 입찰공고에는 입찰대상 전원, 낙찰예정물량, 입찰참가자격, 입찰요건, 낙찰 및 사업자 선정방법, 입찰기한, 계약조건 등 입찰에 필요한 사항이 포함되어야 한다.

제15.2.3조(입찰) ① 입찰사업자는 제15.2.2조에 따라 입찰기한 내 입찰제안서를 제출하여야 한다.

② 입찰기한을 초과하여 입찰제안서를 제출한 입찰사업자에 대해서는 우선협상대상사업자 선정을 위한 평가에서 제외한다.

제15.2.4조(제안서평가) ① 중앙계약시장위원회는 제15.2.3조에 따라 제출된 입찰제안서를 평가하기 위한 평가위원회를 구성·운영할 수 있다.

② 평가위원회는 입찰제안서 평가 후 평가결과를 중앙계약시장위원회에 제출하여야 한다.

③ 평가위원회 구성 및 운영에 관한 사항은 중앙계약시장위원회의 결정에 따른다. <개정 2024.10.29.>

제15.2.4조의2(평가기준) ① 우선협상대상사업자 선정을 위한 평가기준은 가격평가기준과 비가격평가기준으로 구성할 수 있다. 이 경우, 가격평가기준이 전체 배점의 50% 이상이어야 한다.

② 가격평가는 입찰사업자의 입찰가격을 기준으로 평가한다. <개정 2024.10.29.>

③ 비가격평가 항목은 다음 각 호의 사항을 고려할 수 있으며, 세부 평가항목, 평가방법 및 배점 등 세부사항은 입찰공고에 따른다. <개정 2024.10.29.>

1. 재무 및 기술능력
2. 지역주민 수용성
3. 사업개발 진행도 및 적기 실현가능성
4. 전력계통 및 전력수급 안정화에 미치는 영향

5. 기술개발 및 관련산업 활성화에 미치는 영향
6. 기타 원활한 사업수행을 위해 필요할 것으로 판단되는 기준
④ 제1항부터 제3항까지의 평가기준에 관한 세부사항은 중앙계약시장위원회에서 결정한다. <개정 2024.10.29.>

제15.2.5조(우선협상대상사업자 선정) ① 중앙계약시장위원회는 평가위원회의 평가결과에 따라 다음 각 호의 사항을 고려하여 우선협상대상사업자를 심의·의결한다.
1. 평가결과가 동일점수인 경우 가격평가점수가 높은 사업자를 우선협상대상자 선발
2. 평가결과와 가격평가점수가 모두 동일한 경우 중앙계약시장위원회의 심의·의결을 거쳐 우선협상대상자 선발
② 제1항에 따라 선정된 우선협상대상사업자와의 계약체결은 제15.2.7조의 계약체결 절차에 따라 진행한다.
③ 중앙계약시장위원회가 단일사업자 입찰, 입찰물량이 낙찰예정물량의 50% 이하 등으로 사업자 선정과정에서 유효경쟁이 성립되지 않는다고 판단한 경우, 경쟁입찰 외 방식으로 우선협상대상사업자를 선정 및 계약을 할 수 있다.

제15.2.6조(이의제기) 입찰사업자 중 우선협상대상사업자로 선정되지 못한 사업자는 15.2.2조의 입찰공고에 기재된 절차에 따라 이의제기를 신청할 수 있으며, 중앙계약시장위원회는 사업자의 이의제기가 합리적인 것으로 인정될 경우 평가결과를 재심의 할 수 있다.

제15.2.7조(계약조건 및 계약관리) ① 우선협상대상사업자는 입찰공고에 정해진 시점까지 발전사업허가를 취득한 후 계약을 체결하여야 한다.
② 계약은 중앙계약공급자와 중앙계약수요자인 전력거래소가 체결하여야 하며, 전력거래소는 지속적이고 안정적인 계약의 이행을 담보하기 위해 중앙계약공급자의 계약이행 준수 여부를 관리·감독해야 한다. 이 때, 중앙계약공급자는 전력거래소의 관리·감독에 적극적으로 협조하여야 한다. <개정 2024.10.29.>
③ 중앙계약시장의 계약기간은 입찰공고에 따른다.
④ 중앙계약시장의 계약가격은 각 중앙계약공급자의 입찰가격을 바탕으로 결정하며, 중앙계약공급자별로 다르게 적용될 수 있다.
⑤ 중앙계약공급자는 계약서에 명기된 일정 및 기술요건을 반드시 준수하여야 하며, 계약기간동안 계약요건을 유지할 수 있어야 한다.
⑥ 전력거래소는 다음 각호의 사항과 같이 중앙계약공급자와의 신뢰가 훼손되거나 계약의 현실적인 이행 혹은 유지가 불가능하다고 판단될 경우, 중앙계약시

장위원회의 의결을 거쳐 계약 체결 이전에는 계약을 무효처리하고, 체결 이후에는 계약을 해제·해지할 수 있다. <개정 2024.10.29.>

1. 중앙계약공급자의 제출서류 및 제안서 내용이 부정·허위로 작성된 것으로 판명되는 경우
2. 입찰제안서의 제안사항 및 계약서의 계약조건 이행이 불가능한 경우
3. 기타 계약의 무효처리 혹은 해제·해지가 필요하다고 판단되는 경우

⑦ 중앙계약공급자는 제1항에 따라 체결된 계약상 권리를 양도하려는 경우 다음 각 호의 서류를 갖추어 전력거래소에 신청하여 중앙계약시장위원회의 승인을 얻어야 하며, 세부절차는 중앙계약공급자와 중앙계약수요자간 체결한 전력거래 표준계약조건의 계약 양도관련 조항에 따른다. 중앙계약공급자가 중앙계약시장 낙찰자 선정과정에서 그 최대주주등(최대주주가 설립예정인 경우 그 최대주주의 최대주주, 최대주주가 재무적 투자자인 경우로서 차순위 주주 등을 포함하며, 이하 같다)의 신용등급을 제출한 경우로써, 그 최대주주등을 변경하려는 경우에도 같다. [신설 2025.1.8.]

1. 별지 제129호 서식의 중앙계약 권리양도 신청서
2. 별지 제130호 서식의 중앙계약 권리의무 승계확약서

⑧ 제1항부터 제7항까지의 계약조건에 관한 세부사항은 중앙계약시장위원회가 결정한다. <개정 2024.10.29.> <항번호 변경 및 개정 2025.1.8.>

제3절 설비 운영

<절 제목 변경 2025.1.8., 2025.10.1.>

제15.3.1조(발전입찰 및 운영계획 수립) ① 중앙계약공급자는 중앙계약 물량의 계약조건을 이행하기 위해 제2.3.1조(입찰서의 제출)부터 제2.3.4조(입찰자료를 제출받지 아니한 경우)까지의 발전입찰 절차에 따라 하루전 시장에 입찰하여야 한다. 이 경우 입찰서의 내용은 계약서를 따른다. <개정 2024.10.29., 2025.10.1.>

② 중앙계약전기저장장치의 세부 입찰절차 및 입찰내용은 별표4에 따른다. [신설 2025.10.1.]

③ 중앙계약전기저장장치의 발전계획 수립 절차는 별표9를 따른다. [신설 2025.10.1.]

④ 전력거래소는 제2항에 따라 제출된 입찰서를 고려하여 운영계획(충방전계획)을 수립하고, 제5.1.2조 및 제5.1.3조에 따라 발전계획 수립 결과를 통지한다. 단, 공급가능용량이 변경되어 변경 입찰서가 제출된 경우, 운영계획(충방전계획)을 재수립하여야 한다. [신설 2025.10.1.]

⑤ 전력거래소는 안정된 계통운영을 위하여 제4항에 따른 운영계획을 조정하여 중앙계약공급자에게 충전 또는 방전을 지시할 수 있다. [신설 2025.10.1.]

제15.3.2조(중앙계약전기저장장치 운영기준) [신설 2025.1.8.] ① 중앙계약전기저장장치는 제1.2.4조의2(전기저장장치의 등록기준)에 따라 중앙급전전기저장장치로 등록하여야 한다.

② 전력거래소는 중앙계약전기저장장치 운영시 송변전설비(송전선로, 변압기 등)의 과부하가 발생하지 않도록 운영 하여야 한다.

③ 송전사업자는 중앙계약전기저장장치에 대해 적정한 계통연계기준을 마련하여야 한다.

④ 중앙계약전기저장장치의 계통연계 유지능력, 무효전력 공급 및 제어능력, 유효전력 제어 능력, 계통현상분석장치의 시설 및 운영절차는 본 규칙 「별표3 전력계통 운영 기준」 및 「별표 16 계통보호 절차」의 인버터 기반 신재생발전기(풍력, 태양광 및 연료전지 발전기) 기준에 따른다. <개정 2026.4.28.>

⑤ 중앙계약전기저장장치의 실시간 자료취득 및 통신설비 운영에 관하여는 별표13 내 중앙급전전기저장장치 기준에 따른다. [신설 2025.8.6.]

⑥ 전력계통 운영에 관하여는 제5장을 준용한다. 이 경우 “발전사업자”는 “중앙계약전기저장장치를 보유한 자“로, ”발전기“는 ”중앙계약전기저장장치“로 본다. [신설 2025.10.1.]

⑦ 중앙계약전기저장장치를 소유한 중앙계약공급자는 전력거래소의 급전지시를 성실히 이행하여야 한다. [신설 2025.10.1.]

⑧ 중앙계약전기저장장치에 대한 자료연계, 자료취득 및 제어기준은 별표13의 중앙급전저장장치 기준에 따른다. [신설 2025.10.1.]

⑨ 그리드포밍 인버터 기반 중앙계약전기저장장치의 성능요건, 성능의 유지 및 관리 기준은 「별표3 전력계통 운영 기준」을 따른다. [신설 2026.4.28.]

제15.3.3조(정산 및 결제) <삭제 2025.10.1.>

제15.3.4조(채무불이행에 따른 중앙계약 정산금 산정 및 지급) [신설 2024.10.29.] <조번호 변경 2025.1.8.> ① 채무불이행 등의 사유로 중앙계약공급자에게 지급할 중앙계약 정산금보다 중앙계약대금납부자가 전력거래소에 지급한 중앙계약대금이 적은 경우에는 제4.3.6조의2의 예비계좌에서 인출한 예치금으로 부족분을 충당하여 중앙계약공급자에게 우선 지급한다. 단, 예비계좌 예치금이 중앙계약 정산금 부족분보다 적은 경우에는 다음과 같이 각 중앙계약공급자별로 중앙계약 정산금을 산정하여 결제한다.

중앙계약공급자의 할인된 중앙계약 정산금 = (중앙계약대금납부자가 지불한 총 중앙계약대금 + 예비계좌 사용금액) × 해당 결제일에 각 중앙계약공급자가 받아야 할 중앙계약 정산금 / 해당 결제일의 중앙계약시장 총 중앙계약대금

② 채무불이행된 중앙계약대금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 중앙

계약공급자가 원래 지급받아야 할 정산금에서 중앙계약 정산금, 지연에 따른 이자 순으로 조정하여 지급한다.

③ 중앙계약대금납부자가 채무불이행 중앙계약대금과 지연이자를 지급하고자 할 때, 이를 지급 예정일 2영업일 전까지 공문으로 전력거래소에 통지하여야 하고, 전력거래소는 채무불이행 중앙계약 정산금과 지연이자 지급을 위해 다음 각 호의 조치를 이행하여야 한다.

1. 제3.1.5조, 제3.2.2.10조, 제3.3.1.8조에 따른 지급 예정 일자까지의 이자 비용을 산정하여 중앙계약대금납부자에게 통지한다.
2. 중앙계약공급자에게 채무불이행 금액과 이자 금액의 지급 예정 일자를 통지한다.
3. 중앙계약대금납부자에게 지급 예정일의 11시까지 채무불이행 금액 및 이자를 입금 요청을 하며, 입금이 되지 않을 경우 중앙계약공급자에게 이를 통지한다.
4. 전력거래소는 결제계좌에 이체된 금액이 지급 예정일 15시까지 중앙계약공급자 정산계좌에 이체되도록 시장은행에 지시한다.

제15.3.5조(기타사항) 중앙계약 물량의 운영에 관하여 동 절에서 별도로 정하지 않은 사항은 계약서 및 본 규칙의 다른 조항에 따른다. <조번호 변경 2024.10.29., 2025.1.8.>

제4절 정산 [절 신설 2025.10.1.]

제1관 중앙계약공급자에 대한 정산

제15.4.1.1조(정산금 산정 및 지급) [신설 2025.10.1.] ① 전력거래소는 중앙계약전기저장장치를 보유한 중앙계약공급자에게 다음 각 호를 고려하여 별표2 및 별표8에 따라 정산금을 산정한다.

1. 중앙계약전기저장장치의 계약용량에 대한 정산

제2관 중앙계약대금납부자에 대한 정산

제15.4.2.1조(계약용량에 대한 정산) [신설 2025.10.1.] 중앙계약대금납부자인 판매사업자, 직접구매자, 구역전기사업자에게 적용할 중앙계약전기저장장치의 계약용량에 대한 정산금은 별표2에 따라 산정한 전체 중앙계약전기저장장치의 계약용량에 대한 정산금을 시간대별 구매자별 구매전력량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제3관 중앙계약시장 정산명세서 및 청구

제15.4.3.1조(정산명세서) [신설 2025.10.1.] 중앙계약시장 정산명세서에 관한 사항은 제4.2.5.1조부터 제4.2.5.7조의 규정에 따른다.

제15.4.3.2조(청구) [신설 2025.10.1.] ① 중앙계약공급사업자로 선정된 발전사업자는 전력거래차수별 결제일 이전에 별표2에 따른 중앙계약시장 계약용량에 대한 정산금을 전력거래소에 청구하여야 한다.

② 전력거래소는 발전사업자로부터 청구서를 접수받은 후 별표 2에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 별표 2에 따른 중앙계약시장 계약용량에 대한 정산금을 판매사업자, 직접구매자, 구역전기사업자에게 청구하여야 한다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 따른 정산금 청구 일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 거래당사자간의 합의에 따른다.

④ 제4.2.5.3조 제2항 및 제4.2.5.5조 제2항에 따라 제7장 제3절의 분쟁조정절차로 처리할 경우에는 제7장 분쟁조정의 결과에 따라 정산한다.

⑤ 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자 등 회원사의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용은 회원사가 부담하며, 전력거래소는 회원사에게 이를 청구하여야 한다. 이 경우 고의 또는 과실에 대한 증명책임은 회원사에게 있다.

⑥ 중앙계약시장 계약용량 정산금에 대한 결제 및 전력거래전담 금융기관에 관한 규정은 규칙 제4장 제3절 및 별표8에 따른다.

제5절 중앙계약시장위원회

<절 번호 변경 2025.10.1.>

제15.5.1조(설치 및 구성) <조번호 변경 2025.10.1.> ① 이 규칙의 중앙계약시장 운영에 관한 사항을 심의·의결하기 위하여 전력거래소에 중앙계약시장위원회를 둔다.

② 중앙계약시장위원회는 위원장을 포함한 6인 이상 9인 이내의 위원으로 구성한다.

③ 중앙계약시장위원회의 위원장 및 위원은 다음 각호에 해당하는 자 중에서 전력거래소 이사장이 위촉한다.

1. 전력거래소 내 중앙계약시장 운영을 담당하는 임직원
2. 기후에너지환경부 소속 공무원 중 기후에너지환경부장관이 지정하는 자 <개정 2026.1.28.>
3. 전력거래소 회원의 대표 소속 임직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

④ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제15.5.1조의2 각호와 같다.

⑤ 중앙계약시장위원회의 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 두며, 동 간사는 전력거래소 소속 직원중에서 전력거래소 이사장이 지명한다.

제15.5.1조의2(위원의 자격) <조번호 변경 2025.10.1.> 기후에너지환경부 소속 공무원, 전력거래소 임원 및 회원의 대표를 제외한 위원(이하 '위촉위원'이라 한다.)은 다음 각 호의 어느 하나에 적합한 자로 한다. <개정 2026.1.28.>

1. 대학(전문대학 등을 포함)에서 조교수 이상의 경력이 3년 이상인 자
2. 박사자격을 취득하고 당해분야에서 5년 이상 종사한 자
3. 공인된 연구기관에서 선임연구원으로 5년 이상의 경력이 있는 자
4. 그 밖에 경력 등이 1호부터 3호까지의 기준에 상당하다고 인정되는 자

제15.5.2조(위원의 임기) <조번호 변경 2025.10.1.> ① 제15.5.1조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제15.5.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.

③ 제15.5.1조 제3항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제15.5.1조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 중앙계약시장 운영업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

⑤ 제15.5.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 위촉될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

⑥ 위원이 임기 중 사임하고자 할 때에는 그 취지를 서면으로 작성하여 전력거래소 이사장에게 제출하여야 한다.

제15.5.2조의2(위원의 청렴의무 및 제척 등) <조번호 변경 2025.10.1.> ① 위원으로 위촉된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.

② 다음 각호의 1에 해당하는 자는 위원이 될 수 없으며, 위원인 자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에 전력거래소 이사장은 해당 위원을 해촉하여야 한다.

1. 금고이상의 실형을 선고받고 그 집행이 종료되거나 집행이 면제된 날로부터 3년이 경과하지 아니한 자
2. 금고이상의 형의 집행유예 선고를 받고 그 기간이 만료된 후 1년이 경과되

지 아니한 자
3. 피성년후견인, 피한정후견인, 피특정후견인 또는 피임의후견인
4. 파산선고를 받고 복권되지 아니한 자
5. 중앙계약시장 운영과 관련하여 관계사로부터 받은 금품수수 또는 알선 및 청탁 등의 행위가 비위사실로 확인되어 현저하게 청렴서약을 위반했다고 인정되는 자
6. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 위원으로서 역할을 정상적으로 수행할 수 없는 경우
7. 위원회 활동 중 알게된 정보를 누설 또는 공개하여 타 사업자에게 피해를 일으킨 경우

③ 위원회 위원 중 기후에너지환경부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표를 제외한 위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 중앙계약시장 운영 심의 및 의결에서 제척 또는 기피, 회피하여야 한다. <개정 2026.1.28.>
1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 심의·의결대상 기관과 이해관계가 있는 경우
2. 위원이 심의·의결대상 기관의 대표와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관에 재직한 경우
4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 자

④ 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 별지 제88호 서식을 이용하여 기피신청을 하거나 회피할 수 있다.

⑤ 제15.5.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 서면통지의 방법에 의하여 중앙계약시장위원회 위원을 사임할 수 있으며, 이 경우 전력거래소 이사장은 해당 위원을 해촉하여야 한다.

제15.5.3조(기능) <조번호 변경 2025.10.1.> 중앙계약시장위원회는 다음 각호의 사항을 고려하여 중앙계약시장 운영 관련 안건을 심의・의결한다.
1. 중앙계약시장의 대상 전원 및 낙찰예정물량을 결정하는 경우 <개정 2024.10.29.>
2. 중앙계약시장의 입찰 및 낙찰방법(평가기준 포함)을 결정하는 경우
3. 중앙계약시장의 무효처리, 계약체결, 관리방법, 계약해제·해지를 결정하는 경우 <개정 2024.10.29.>
4. 중앙계약시장의 지급 및 결제방법을 결정하는 경우
5. 기타 위원회에서 검토가 필요하다고 판단되는 사항

제15.5.4조(소집) <조번호 변경 2025.10.1.> 중앙계약시장위원회 위원장은 회의개최

예정일 3일전까지 회의개최 일시 및 장소, 회의안건을 서면으로 각 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전까지 통지할 수 있다.

제15.5.4조의2(서면결의) <조번호 변경 2025.10.1.> ① 위원장은 긴급한 의안 등의 사유로 회의의 소집이 곤란하다고 인정할 때에는 서면결의에 의한 의안처리를 결정할 수 있다. <개정 2025.10.1.>

② 서면결의에 의하여 안건을 처리하고자 할 때에는 안건과 함께 별지 13호의3 서식에 의한 서면위원회통지서 및 별지 14호의3 서식에 의한 서면결의표를 각 위원에게 배부하여 찬성·반대의 의사를 표시하게 하여야 한다.

③ 위원장은 서면결의표에 의한 의결 결과를 확인하여야 한다.

④ 서면결의를 위한 안건의 통지 기일은 15.5.4조의 규정에 의한다.

⑤ 서면결의 안건은 위원장이 실무협의회의 검토·조정이 필요 없다고 판단하는 경우 실무협의회의 검토·조정을 거치지 아니할 수 있다.

제15.5.5조(회의성립과 의결) <조번호 변경 2025.10.1.> ① 중앙계약시장위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.

② 위원장은 표결에 참여하며, 표결결과 가부동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.

③ 기후에너지환경부, 전력거래소 회원대표 및 전력거래소 소속 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있다. 이 경우 대리인은 위원회 회의시작 전까지 별지 제30호 서식에 의한 위임장을 위원장에게 제출하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

제15.5.6조(결과통지 및 공개) <조번호 변경 2025.10.1.> ① 중앙계약시장위원회의 간사는 중앙계약시장위원회에 입회하여 의사록과 회의록을 작성하여 중앙계약시장위원회 위원장과 참석위원의 서명(날인)을 받아 의안과 함께 전력거래소에 보존하여야 한다.

② 중앙계약시장위원회의 간사는 작성된 회의록을 차기 회의 시 요약 보고하여야 한다.

③ 회의 결과는 중앙계약시장위원회 종료 후 10일 이내에 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다.

제15.5.7조(관계인 출석) <조번호 변경 2025.10.1.> ① 중앙계약시장위원회는 필요할 경우 상정된 의안의 관계인을 출석시켜 심의에 필요한 사항을 질문할 수 있으며, 관계인에게 문서 또는 전자적 방법(문자메시지 전송, 이메일 통지 등)을 이용하여 출석을 요청하여야 한다.

② 관계인이 제1항의 규정에 의한 출석요청을 받고 정당한 사유 없이 출석하지 아니할 때에는 심의 요청된 상정 의안을 제안 위원과 협의하여 기각할 수 있다.

제15.5.8조(세부운영규정) <조번호 변경 2025.10.1.> 이 장에서 정하지 않은 중앙계약시장 관련 세부사항은 중앙계약시장위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도 규정으로 정할 수 있다.

제6절 중앙계약시장실무협의회

<절 번호 변경 2025.10.1.>

제15.6.1조(실무협의회 구성) <조번호 변경 2025.10.1.> ① 중앙계약시장위원회에서 심의·의결할 중앙계약시장 운영(안)의 내용을 검토·조정하고 중앙계약시장위원회로부터 위임받은 사항을 처리하기 위하여 중앙계약시장위원회 산하에 중앙계약시장실무협의회(이하 "실무협의회"라 한다)를 둔다.

② 실무협의회는 의장을 포함하여 6인 이상 9인 이내의 위원으로 구성한다.

③ 실무협의회 의장은 중앙계약시장위원회의 간사로 하며, 위원은 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 해당 기관의 추천을 받아 중앙계약시장위원회에서 결정한다.

1. 전력거래소 직원
2. 기후에너지환경부 소속 공무원 <개정 2026.1.28.>
3. 전력거래소 회원의 대표 소속 임직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

④ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제15.5.1조의2 각호와 같다.

⑤ 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 실무협의회에 간사 1인을 두며, 실무협의회의 간사는 전력거래소 이사장이 지명하고, 필요시 위원이 간사를 겸임할 수 있다. <항번호 변경 2026.1.28.>

제15.6.1조의2(실무협의회 위원의 임기) <조번호 변경 2025.10.1.> ① 제15.6.1조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제15.6.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.

③ 제15.6.1조 제3항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제15.6.1조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 중앙계약시장 운영업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.
⑤ 제15.6.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 선임될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.
⑥ 위원이 임기 중 사임하고자 할 때에는 그 취지를 서면으로 작성하여 전력거래소 이사장에게 제출하여야 한다.

제15.6.2조(실무협의회 운영) <조번호 변경 2025.10.1.> ① 실무협의회는 의장이 필요하다고 인정하는 경우 수시로 개최할 수 있다.
② 실무협의회 의장은 실무협의회를 개최하고자 하는 경우 회의 개최 3일 전까지 각 위원에게 회의 일시·장소 및 회의안건을 서면으로 통보하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전까지 통지할 수 있다.
③ 실무협의회 회의는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되며, 출석위원 과반수의 찬성으로 결정한다.
④ 위원장은 표결에 참여하며, 표결결과 가부동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.
⑤ 기후에너지환경부, 전력거래소 회원대표 및 전력거래소 소속 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있다. 이 경우 대리인은 위원회 회의시작 전까지 별지 제30호 서식에 의한 위임장을 위원장에게 제출하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

제15.6.3조(실비지급) <조번호 변경 2025.10.1.> ① 전력거래소는 중앙계약시장위원회 및 실무협의회에 출석한 위원, 관계 전문가에 대하여는 회의참석 여비, 규칙 개정 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다.
② 전력거래소가 중앙계약시장 운영과 관련하여 관계 전문가의 의견을 요청하는 경우에는 자문료를 지급할 수 있다.

제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업 운영규칙 [본장신설 2023.8.30.]

제1절 통칙

제16.1.1조(목적) 전력시장 개선에 관한 제주 시범사업(이하 "시범사업"이라 한다)의 시행에 필요한 세부사항을 정함으로써 시범사업의 원활한 운영을 도모하는 것을 목적으로 한다.

제16.1.2조(적용범위) ① 이 장은 제주지역에서 전력거래를 하는 자에 대하여 적용한다.

② 시범사업과 관련하여 이 장에서 정하지 아니한 사항에 대하여는 별도의 지침을 마련하여 운용할 수 있다.

제16.1.3조(기본방향) ① 변동성 재생에너지 확대에 대응하기 위한 시장제도를 구현하고자 시범사업을 수행한다.

② 향후 제16.1.4조 각호의 제도가 전국에 본격적으로 안착할 수 있도록 하기 위하여 재생에너지 비중이 높은 제주지역에 시범사업으로 제도를 우선 도입하고 보완하는 기간을 가진다.

제16.1.4조(대상사업) 시범사업 대상사업은 다음 각 호와 같다.

1. 실시간시장
2. 예비력시장
3. 재생에너지 입찰제도
4. 기타 전력시장 개선과 관련된 제도개선 사항

제16.1.5조(일반원칙) 시범사업의 일반원칙은 다음과 같다.

1. 시장원칙이 작동하는 투명하고 합리적인 전력시장 체계를 조성한다.
2. 시장친화적인 방법을 통한 재생에너지의 주력 자원화를 도모한다.
3. 빠르게 변동하는 실시간 여건을 최대한 반영하는 시장구조를 구현한다.
4. 전력시장 및 전력계통 운영의 경제성 및 투명성을 제고한다.

제16.1.6조(다른 장과의 관계) 본 장에 따른 시범사업에 대한 규칙은 전력시장운영규칙 내 다른 장의 규정에 우선하여 적용한다.

제16.1.7조(다른 규칙과의 관계) 본 장에 따른 시범사업에 대한 규칙은 소규모전력중개시장운영에 관한 규칙에 우선하여 적용한다.

제16.1.8조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. “하루전시장”이라 함은 “하루전에너지시장”을 말한다.
2. “하루전에너지시장”이라 함은 거래일 전일 하루전발전계획을 통해 수립된 거래일에 대한 하루전발전계획량을 하루전에너지가격으로 거래하기 위한 시장을 말한다.
3. “하루전시장 단위거래기간”이라 함은 하루전시장에서 거래시간을 구분하기 위한 단위기간을 말한다. 하루전시장 단위거래기간은 1시간으로 정하며 각 단위거래기간은 해당 단위거래기간의의 끝 시점으로 표시한다. (즉, 06시는 05:00 직후부터 시작하여 06:00에 종료하는 기간을 의미한다.)
4. “하루전시장 입찰마감시간”이라 함은 하루전시장의 거래를 위하여 입찰자료를 제출할 수 있는 마지막시간을 의미한다. 하루전시장 입찰마감시간은 거래일 전일 오전 11시로 정한다.
5. “하루전발전계획”이라 함은 거래일 전일 거래일에 대하여 수립하는 발전계획을 말한다. 하루전발전계획에서는 하루전발전계획수립기간에 대한 발전기별 하루전발전계획량, 하루전에너지가격 및 하루전주파수제어예비력계획량, 하루전 1차예비력계획량, 하루전3차예비력계획량을 동시에 결정한다.
6. “하루전발전계획 수립기간”이라 함은 하루전발전계획이 수립되는 기간을 말한다. 하루전발전계획 수립기간은 거래일 01시부터 24시까지로 정한다.
7. “당일발전계획”이라 함은 거래시점 1시간 전 1시간 간격으로 반복 수립하는 발전계획을 말한다. 당일발전계획은 매 시간의 00분 마다 정기적으로 수립하되, 수요·재생에너지 예측값의 급격한 변동 및 발전기·송변전 설비의 고장 등이 발생한 경우 추가로 수립할 수 있다. 당일발전계획에서는 당일발전계획 수립기간에 대한 발전기별 발전계획량 및 주파수제어예비력계획량, 1차예비력계획량, 3차예비력계획량을 하루전발전계획 이후 거래일의 계통 여건 변동사항을 고려하여 수립한다.
8. “당일발전계획 단위수립기간”이라 함은 당일발전계획에서 시간을 구분하여 발전계획을 수립하기 위한 단위기간을 말한다. 당일발전계획 단위수립기간은 30분으로 정하며, 각 단위수립기간은 해당 단위거래기간의 끝 시점으로 지칭한다. (즉, 06시는 05:30직후부터 시작하여 06:00에 종료하는 기간을 의미한다.)
9. “당일발전계획 수립기간”이라 함은 당일발전계획이 수립되는 기간을 말한다. 당일발전계획 수립기간은 거래시점으로부터 12시간 후 까지 총 12시간 24개 구간으로 정한다.
10. “실시간시장”이라 함은 “실시간에너지시장”, “실시간예비력시장”을 말한다.
11. “실시간에너지시장”이라 함은 실시간 수급여건 조정을 위해 하루전발전계획량 대비 계량값과의 편차를 실시간에너지가격으로 거래하기 위한 시장을 말한다.

12. “실시간시장 단위거래기간”이라 함은 실시간시장에서 거래시간을 구분하기 위한 단위기간을 말한다. 실시간시장 단위거래기간은 1시간을 4분할 한 15분으로 정하며 각 단위거래기간은 각각 1, 2, 3, 4구간으로 지칭한다. (즉, 06시 1구간은 05:00직후부터 시작하여 05:15에 종료하는 거래기간을 의미한다.)
13. “실시간시장 입찰마감시간”이라 함은 실시간시장의 거래를 위하여 입찰자료를 제출할 수 있는 마지막시간을 의미한다. 실시간시장 입찰마감시간은 입찰하고자 하는 시간대에 대한 첫 구간의 시작시점으로부터 75분 전으로 정한다.
14. “실시간예비력시장”이라 함은 계통운영시스템(EMS)에서 집계된 실시간주파수제어예비력, 실시간1차예비력, 실시간3차예비력을 각각 실시간주파수제어예비력가격, 실시간1차예비력가격, 실시간3차예비력가격으로 거래하는 시장을 말하며, “예비력시장”으로 달리 말할 수 있다.
15. “실시간발전계획”이라 함은 거래시점 30분 전 15분 간격으로 반복 수립하는 발전계획을 말한다. 실시간발전계획에서는 실시간발전계획 수립기간 중 첫 번째 구간에 대한 발전기별 실시간발전계획량, 실시간에너지가격, 실시간주파수제어예비력계획량, 실시간주파수제어예비력가격, 실시간1차예비력계획량, 실시간1차예비력가격, 실시간3차예비력계획량 및 실시간3차예비력가격을 결정한다.
16. “실시간발전계획 수립기간”이라 함은 거래시점으로 부터 120분 후 까지 총 2시간 8개 구간으로 정한다.
17. “제주 전력시장 발전계획 프로그램”이라 함은 전력거래소에서 하루전발전계획, 당일발전계획 및 실시간발전계획 수립에 사용하는 전산프로그램을 말한다.
18. “급전가능재생에너지자원”이라 함은 “급전가능재생에너지발전기” 및 “급전가능집합전력자원” 을 말한다.
19. “급전가능재생에너지발전기”라 함은 제16.2.3조 제4항 및 제5항에 해당하는 전력거래소의 급전지시를 따를 수 있는 풍력발전기, 태양광발전기를 말한다.
20. “급전가능집합전력자원”이라 함은 풍력발전기, 태양광발전기 및 전기저장장치를 통합하여 제16.2.4조 제3항 및 제4항에 해당하는 전력거래소의 급전지시를 따를 수 있도록 구성한 집합전력자원을 말한다.
21. “보유자원”이라 함은 급전가능재생에너지발전기 및 급전가능집합전력자원을 구성하는 주요자원과 보조자원을 말한다.
22. “주요자원”이라 함은 급전가능재생에너지발전기 및 급전가능집합전력자원에 속한 보유자원 중 직접 에너지를 생산할 수 있는 풍력발전기 및 태양광발전기를 말한다.
23. “보조자원”이라 함은 급전가능재생에너지발전기 및 급전가능집합전력자원에 속한 보유자원 중 주요자원에서 생산된 에너지를 저장 및 방전할 수 있는 전기저장장치를 말한다.

24. “기준출력”이라 함은 급전지시 이행능력 시험에서 제어신호의 기준이 되는 출력을 말하며, 시험개시 이후 5분부터 10분까지의 평균 출력을 말한다. [신설 2025.10.1.]

25. “급전가능재생에너지자원 설비이용률(이하”설비이용률“이라 한다)”이라 함은 보유자원 내 주요자원의 설비용량에 대한 주요자원 전력거래량의 백분율(%)을 말한다. 여기서, 설비용량은 전력시장에 등록된 설비용량 중 고장, 정비 등 사유로 발전을 할 수 없는 설비의 용량을 제외한 것을 말한다. [신설 2025.10.1.]

제16.1.9조(급전가능재생에너지자원의 의무) ① 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자는 제16.2.7조 제1항의 전력거래개시일부터 전력거래종료일에 해당하는 기간 동안 전력거래소에 다음 각 호의 사항을 제출하여야 한다.

1. 제16.3.1조부터 제16.3.5조까지 해당하는 입찰자료
2. 기타 계통운영, 시장 감시 등을 위하여 전력거래소가 요구하는 자료

② 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 또는 소규모전력중개사업자는 발전비용 최소화 및 전력계통의 안정 등을 위한 전력거래소의 급전지시를 성실히 이행하여야 한다.

③ 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 또는 소규모전력중개사업자는 급전가능재생에너지자원의 원활한 정산을 위하여 실시간자료 및 계량자료 취득 상황 등을 수시로 확인하여 각종 필수 데이터가 전력거래소로 원활히 전송되도록 한다.

④ 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 또는 소규모전력중개사업자는 전력거래소가 별도로 정하여 공지하는 정보보호 요구사항 등을 충족하여야 한다.

⑤ 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 또는 소규모전력중개사업자는 제1항 내지 제4항에 따른 의무를 숙지하여야 하며, 미이행시 급전가능재생에너지자원 자격정지의 사유가 될 수 있음을 인지한다.

제16.1.10조(급전가능재생에너지자원 등록 의무) ① 설비용량이 3MW를 초과하는 풍력발전기 및 태양광발전기는 제16.2.6조의 규정에 따라 급전가능재생에너지자원으로 등록하고 시범사업에 참여하여 제16.1.9조의 의무를 이행하여야 한다. <개정 2024.2.28.>

② 제1항의 급전가능재생에너지자원 등록 의무가 있는 발전기임에도 불구하고 제16.2.6조의 규정에 따라 급전가능재생에너지자원으로 등록하지 않은 경우에는 전력거래소가 급전가능재생에너지자원보다 우선적으로 출력제어를 지시할 수 있다. <개정 2024.2.28.>

제16.1.11조(전력시장 안정화 조치) [신설 2024.2.28.] ① 전력거래소는 시범사업으로 인하여 계통 및 시장운영에 중대한 지장이 발생할 우려가 있다고 판단하는 경우 아래 각호에 해당하는 사항을 결정하기 위하여 전문위원회를 별도로 구성·운영할 수 있다.

1. 안정화 조치 시행여부
2. 안정화 조치 시행기간
3. 안정화 조치 세부 시행방안
4. 기타 제도 안정화를 위해 필요한 사항

② 제1항의 전문위원회는 위원장 1인을 포함한 9인 이내로 아래 각호에 해당하는 자를 위원으로 선임하며, 재적의원 과반수의 찬성으로 심의·의결한다.

1. 전력거래소 임직원
2. 기후에너지환경부 소속 공무원 <개정 2026.1.28.>
3. 전력거래소 회원 소속 임직원
4. 법률, 회계 분야 전문가
5. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

③ 제2항의 규정에 따라 실시간시장 및 예비력시장의 안정화조치가 시행된 경우 실시간에너지가격은 하루전에너지가격, 실시간1차예비력가격 및 실시간주파수예비력가격은 예비력용량가치정산단가, 실시간3차예비력가격은 0원/kWh으로 대체하여 별표33에 따른 정산규정에 적용한다.

제2절 급전가능재생에너지자원의 관리 기준

제16.2.1조(급전가능재생에너지발전기의 등록기준) 급전가능재생에너지발전기로 전력시장에 등록하고자 하는 자원은 아래 각 호의 기준을 모두 충족하여야 한다.

1. 주요자원 및 보조자원이 제주도 내 소재할 것
2. 주요자원이 풍력발전기 또는 태양광발전기이고 설비용량이 1MW를 초과할 것
3. 주요자원 및 보조자원을 보유한 사업자가 동일할 것
4. 주요자원 및 보조자원이 동일한 변전소 또는 개폐소에 연계되어 있을 것
5. 제16.2.3조의 규정에 해당하는 기술요건을 갖출 것
6. 제15장 저탄소 전원 중앙계약시장에 참여하지 않은 자원일 것
7. 제21.4조에 따른 상업운전개시를 완료한 자원일 것 [신설 2026.10.30.]

제16.2.2조(급전가능집합전력자원의 등록기준) 급전가능집합전력자원으로 전력시장에 등록하고자 하는 자원은 아래 각 호의 기준을 모두 충족하여야 한다.

1. 주요자원 및 보조자원이 제주도 내 소재할 것

2. 주요자원에 속하는 보유자원이 풍력발전기 또는 태양광발전기이고 설비용량이 20MW 이하일 것
3. 주요자원에 속하는 보유자원의 설비용량 합계는 1MW 초과 100MW 미만일 것
4. 동일한 소규모전력중개사업자가 주요자원 및 보조자원을 집합하여 구성할 것
5. 제16.2.4조의 규정에 해당하는 기술요건을 갖출 것
6. 제15장 저탄소 전원 중앙계약시장에 참여하지 않은 자원일 것
7. 제21.4조에 따른 상업운전개시를 완료한 자원일 것 [신설 2026.10.30.]

제16.2.3조(급전가능재생에너지발전기의 기술요건) ① 주요자원의 설비용량이 20MW를 초과하는 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 원격소장치(RTU)를 이용하여 4초 주기의 실시간정보를 전용망을 통해 원격으로 전력거래소에 제공하여야 한다. 다만, 부득이한 사유로 원격소장치(RTU)를 설치하는 것이 불가능한 것으로 판단되는 경우 제2항의 규정을 적용할 수 있다. <개정 2024.2.28., 2025.10.1.>

② 주요자원 설비용량이 1MW 초과 20MW 이하인 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 분산자원연계장치를 이용하여 공용망을 통해 1분 주기의 실시간정보를 원격으로 전력거래소에 제공하여야 한다. 다만, 발전사업자가 희망하는 경우 제1항의 원격소장치(RTU)에 해당하는 기준을 적용하여 정보를 제공할 수 있다. <개정 2026.7.24.>

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의하여 발전사업자가 전력거래소에 제공하여야할 실시간정보는 다음 각 호와 같다.

1. 주요자원에 대한 송전단 기준 유효전력(MW), 무효전력(MVar), 공급가능 유효전력(Available MW)
2. 주요자원이 풍력발전기인 경우 풍력발전기의 풍속, 풍향, 주변기온, 운전 중인 터빈 수
3. 주요자원이 태양광발전기인 경우 태양광발전기의 일사량, 주변기온
4. 보조자원이 있는 경우 전기저장장치의 송전단 기준 유효전력(MW), 무효전력(MVar), 충전상태(%), 최대·최소충전용량(MW) 및 최대·최소방전용량(MW)
5. 기타 전력거래소가 요청하는 실시간 정보

④ 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 원격소장치(RTU) 또는 분산자원연계장치를 통해 전력거래소가 원격으로 송신하는 출력 제어지시를 이행할 수 있어야 하며, 출력제어 지시의 이행가능여부는 제16.2.9조의 급전지시이행능력시험을 통해 검증한다. <개정 2025.10.1., 2026.7.24.>

⑤ 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 전화, 문서 또는 전력거래

소가 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용하여 전력거래소가 지시한 출력상한제어지시를 15분 평균 발전량 기준으로 이행할 수 있어야 한다. 단, 시범사업 종료 후 전국 확대 시에는 5분 평균 발전량 기준으로 변경될 수 있다.

⑥ 제1항 후단의 경우 발전사업자는 전력거래소에 증빙자료를 제출하고, 전력거래소는 증빙자료를 검토한 후 제2항의 적용여부를 결정한다. <개정 2024.2.28.>

제16.2.4조(급전가능집합전력자원의 기술요건) ① 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 분산자원연계장치를 이용하여 공용망을 통해 1분 주기의 실시간정보를 원격으로 전력거래소에 제공하여야 한다. 다만, 소규모전력중개사업자가 희망하는 경우 제16.2.3조 제1항의 원격소장치(RTU)에 해당하는 기준을 적용하여 정보를 제공할 수 있다. <개정 2026.7.24.>

② 제1항의 규정에 따라 소규모중개사업자가 전력거래소에 제공하는 실시간정보는 다음 각 호와 같다.

1. 주요자원에 대한 송전단 기준 모선별, 전원별 유효전력(MW), 공급가능 유효전력(Available MW) 합계
2. 주요자원 중 풍력발전기가 있는 경우 대표 풍력발전기의 풍속, 풍향, 주변기온
3. 주요자원 중 태양광발전기가 있는 경우 대표 태양광발전기의 일사량, 주변기온
4. 보조자원이 있는 경우 전기저장장치의 송전단 기준 모선별 유효전력(MW), 충전상태(%), 최대·최소충전용량(MW), 최대·최소방전용량(MW)

③ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 분산자원연계장치를 통해 전력거래소가 원격으로 송신하는 출력제어지시를 15분 평균 발전량 기준으로 이행할 수 있어야 한다. 단, 시범사업 종료 후 전국 확대 시에는 5분 평균 발전량 기준으로 변경될 수 있다. <개정 2026.7.24.>

④ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 전화, 문서 또는 전력거래소가 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용하여 전력거래소가 지시한 출력상한제어지시를 15분 평균 발전량 기준으로 이행할 수 있어야 한다. 단, 시범사업 종료 후 전국 확대 시에는 5분 평균 발전량 기준으로 변경될 수 있다.

제16.2.5조(급전가능재생에너지자원의 등록신청) ① 제16.2.1조 및 제16.2.2조에 따른 등록기준을 만족한 자원을 보유한 사업자가 해당 자원을 급전가능재생에너지자원으로 신청하고자 하는 경우 제16.2.7조 제1항의 급전가능재생에너지자원 전력거래개시일 2개월 전까지 별지 제125호 및 제126호의 서식을 작성하여 전력거래소에 제출하여야 한다.

② 급전가능집합전력자원을 등록하고자 하는 소규모전력중개사업자는 소규모전력자원보유자와 체결한 중개계약서, 중개약관 및 요금 산정의 근거를 전력거래소에 제출하여야 한다.

③ 제2항의 중개계약서에 기재하여야 할 사항은 다음 각 호와 같다.

1. 제주 시범사업의 전력거래 당사자는 소규모전력중개사업자이며 전력시장의 전력거래대금은 소규모전력중개사업자가 수령한다는 사항

2. 소규모전력중개사업자가 소규모전력자원보유자에 대하여 지급하여야 할 전력거래대금이 미지급 되었을 경우 소규모전력중개사업자가 책임진다는 사항

3. 소규모전력중개사업자가 거래상 지위를 이용하여 소규모전력자원보유자에게 부당한 거래를 유인하거나 강제하지 않을 것이라는 사항

4. 소규모전력자원보유자의 재생에너지 입찰제도 참여에 대한 권한을 소규모전력중개사업자에 위임하는 것에 대한 사항

④ 제1항에도 불구하고 제1항에서 정한 등록기간 중에 사업자가 직전 차시에 참여한 급전가능재생에너지자원에 대해 재등록 미희망 의사를 명시적으로 표시하지 않은 경우, 보유자원의 변경 없이 재등록을 신청한 것으로 간주한다. <개정 2026.5.20.>

제16.2.5조의2(급전가능재생에너지자원의 추가등록 시행) [본조신설 2026.5.20.]

① 제16.2.5조 제1항에도 불구하고 전력거래소는 제16.1.10조에 따라 급전가능재생에너지자원으로 등록할 의무가 있는 발전기 중 제16.2.5조 제1항의 등록신청 기간 동안 미등록한 발전기가 있는 경우, 별도로 등록기간 및 전력거래개시일을 정하여 추가등록을 시행할 수 있다.

② 제1항에 따른 추가등록을 시행하는 경우, 추가등록 가능한 급전가능재생에너지자원은 각 호 중 어느 하나를 충족한 경우 추가등록이 가능한 것으로 본다. <개정 2026.10.30.>

1. 제16.1.10조 제1항에 따라 급전가능재생에너지자원 등록 의무가 있는 발전기 [신설 2026.10.30.]

2. 아래 각 목의 조건을 모두 충족하는 발전기 또는 집합전력자원 [신설 2026.10.30.]

가. 제16.2.1조, 제16.2.2조 등록 기준 유지 <호번호 이동 2026.10.30.>

나. 제16.2.3조, 제16.2.4조 등록 기술 요건 유지 <호번호 이동 2026.10.30.>

다. 제16.2.5조 등록신청 요건 유지 <호번호 이동 2026.10.30.>

라. 자원구성에 변동이 없는 경우 <호번호 이동 2026.10.30.>

마. 직전 전력거래기간에 참여한 자원 <호번호 이동 2026.10.30.>

제16.2.6조(급전가능재생에너지자원의 등록) ① 전력거래소는 제16.2.5조 제1항의

등록신청서류를 제출받은 경우 다음 각 호에 해당하는 사항 외에는 전력거래개시일로부터 영업일 기준 10일 전까지 급전가능재생에너지발전기 및 급전가능집합전력자원의 등록을 완료하여야 한다. 다만, 제16.2.5조의2 제1항에 따른 추가등록의 경우, 전력거래소는 전력거래개시일로부터 영업일 기준 3일 전까지 등록을 완료하여야 한다. <개정 2026.5.20.>

1. 첨부서류 누락
2. 첨부서류와의 내용 불일치
3. 제16.2.9조에 의한 급전지시 이행능력시험에 불합격한 경우
4. 제16.8.1조의 규정에 따라 설치한 실시간 자료취득 및 제어설비가 전력거래소와 연계되어 있지 않은 경우
5. 기타 특별한 결격 사유

② 제1항에 따라 급전가능재생에너지자원으로 등록된 자원에 대해서도 등록 이후 동항의 각호에 해당하는 사항을 발견하였을 경우 급전가능재생에너지자원의 등록을 취소할 수 있다.

제16.2.7조(급전가능재생에너지자원의 전력거래) ① 제16.2.6조에 따라 등록된 급전가능재생에너지자원의 1차 전력거래기간은 3월 첫 번째 날부터 8월 마지막 날까지 2차 전력거래기간은 9월 첫 번째 날부터 다음해 2월 마지막 날 까지로 정한다. 다만, 첫 번째 전력거래기간은 제16장의 시범사업 시행일부터 전력거래소가 지정한 날까지로 한다. <개정 2024.2.28.>

② 제16.2.6조에 따라 등록된 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 또는 소규모전력중개사업자는 전력거래개시일에 해당하는 제16.3.1조, 제16.3.2조의 입찰자료를 하루전시장 입찰마감시간까지, 제16.3.4조의 입찰자료를 실시간시장 입찰마감시간까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

제16.2.8조(급전가능재생에너지자원 설비용량의 관리) ① 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자는 급전가능재생에너지자원 및 보유자원의 폐업, 보유자원에 대한 전체 또는 부분적인 철거, 기타 복구 불가능한 고장, 중개계약의 해지 및 질권·채권양도 및 압류·가압류 발생 등으로 인하여 설비용량의 영구적인 감소가 발생한 경우 즉시 전력거래소에 신고하여야 한다. <개정 2024.2.28.>

② 전력거래소는 설비용량 변경 분을 반영하여 해당자원의 설비용량을 변경하고, 해당 사업자에게 문자메시지 및 이메일 등의 수단으로 설비용량 변경 사실을 통지한다.

제16.2.9조(급전가능재생에너지자원에 대한 급전지시 이행능력 시험) ① 전력거래소는 제16.2.5조 제1항 따라 급전가능재생에너지자원으로 등록신청한 자원에 대하여

제16.2.6조에 따른 등록 전까지 제16.2.3조 제4항 및 제5항, 제16.2.4조 제3항 및 제4항에 따른 급전지시 이행능력을 갖춘 상태인지를 시험하여야 한다. <개정 2024.2.28.>

② 제1항에도 불구하고, 이전 차시 전력거래기간에 참여한 급전가능재생에너지자원 중 자원구성에 변동이 없거나 제16.2.5조의2 제1항에 따른 추가등록에 의해 등록한 급전가능재생에너지자원 중 동조 제2항 제2호에 해당하는 경우 시험을 면제할 수 있다. [신설 2025.10.1.] <개정 2026.5.20., 2026.10.30.>

③ 제1항에 따른 급전지시 이행능력 시험에는 다음 각 호에 대한 사항이 포함된다. <개정 2024.2.28.> <항번호 변경 및 개정 2025.10.1.>

1. 설비이용률이 15% 이상인 상태에서 기준출력의 100%, 75%, 50%, 25%, 0% 순 출력제어지시 이후 각 10분 동안의 평균출력 오차를 다음 각 목의 허용오차 이내로 유지

가. ’24년 12월 31일까지 : 주요자원 설비용량의 12% 이내

나. ’25년 1월 1일부터 ’25년 12월 31일까지 : 주요자원 설비용량의 8% 이내

다. ’26년 1월 1일부터 시범사업 종료까지 : 주요자원 설비용량의 6% 이내

2. 전기저장장치의 기술적특성 등 기타 급전지시 이행능력 검증을 위해 추가 검토가 필요한 사항 <개정 2025.10.1.>

가. 보조자원의 방전지속시간 측정시험

1) 시험 전 보조자원의 완전충전상태 유지

2) 전력거래소와 협의된 시간에 최대방전용량으로 방전

3) 기참여 보조자원(설비변동 없음)의 경우 시험 면제

나. 기타 사항

④ 전력거래소는 급전가능재생에너지자원으로 신청한 자원이 제1항에 의한 급전지시 이행능력 시험에 탈락한 경우 최초 시험을 시행한 주의 다음 주까지 제1항 및 제2항과 동일한 조건으로 재시험(최대 2회 한도)을 시행하여야 한다. 단, 설비이용률 기준에 미달한 경우에는 재시험 한도를 적용하지 않는다. <항번호 변경 및 개정 2025.10.1.>

⑤ 제16.2.5조에 따라 전력거래소는 급전가능재생에너지자원의 등록을 신청한 사업자에게 제1항에 따른 급전지시 이행능력 시험일정을 제3항의 재시험 일정을 고려하여 사업자에게 사전에 통지하여야 하고, 사업자는 불가피한 상황이 발생할 경우 전력거래소에 이를 즉시 알리고 협의하여야 한다. <항번호 변경 및 개정 2025.10.1.>

제16.2.10조(급전가능재생에너지자원의 자격정지) ① 전력거래소는 급전가능재생에너지자원이 제16.2.13조에 의한 시장 감시 결과 동조 각호의 행위를 한 것으로 판단되는 경우 급전가능재생에너지자원 및 보유자원에 대한 자격을 정지할 수

있다.

② 전력거래소는 급전가능재생에너지자원이 다음 각 호의 사항에 해당하는 경우 급전가능재생에너지자원으로서의 자격을 정지할 수 있다.

1. 급전가능재생에너지자원이 제16.1.9조의 의무를 불성실하게 이행하여 5회 이상의 시정요구를 받았음에도 불구하고 개선되지 않는 경우

2. 소규모전력중개사업자가 제공한 재정보증이 제16.2.14.1조 제1항에서 정한 요건을 충족시키지 못하는 것으로 판단되는 경우

3. 소규모전력중개사업자가 제16.6.1.1조 제4항 및 제16.6.1.2조 제6항의 규정에 의한 전력거래소의 보유자원에 대한 정산금 지급 지시에 3회 이상 불응한 경우

③ 전력거래소는 제1항 내지 제2항에 따른 사유로 인해 급전가능재생에너지자원의 자격을 정지하고자 하는 경우 해당 사업자에게 자격정지를 예고하여야 한다.

④ 전력거래소는 제16.2.11조 제1항에 따라 급전가능재생에너지자원이 이의신청을 하지 않은 경우 자격정지 통지일로부터 3일 후 급전가능재생에너지자원의 자격을 정지하여야 한다.

⑤ 전력거래소는 제16.2.11조 제2항의 이의신청이 받아들여지지 않은 경우 처리결과 통지일 다음날부터 급전가능재생에너지자원의 자격을 정지하여야 한다.

⑥ 제16.2.8조제2항의 규정에 따른 설비용량 변경으로 급전가능재생에너지자원으로 등록된 자원이 제16.2.1조제2호 및 제16.2.2조제3호의 설비용량 기준을 만족하지 못하더라도 급전가능재생에너지자원의 자격을 정지하지 아니한다. <개정 2024.2.28.>

제16.2.11조(급전가능재생에너지자원의 자격정지에 대한 이의신청) ① 제16.2.10조 제3항에 따라 자격정지 예고를 통지받은 사업자는 자격정지 통지일로 부터 3일 이내에 전력거래소에 이의를 신청할 수 있다.

② 전력거래소는 제1항의 이의신청에 대하여 이의신청일로부터 10일 이내에 그 처리결과를 해당 사업자에게 통지하여야 한다.

제16.2.12조(급전가능재생에너지자원의 등록말소) ① 전력거래소는 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자가 급전가능재생에너지자원의 등록말소를 요청하는 경우 말소 희망일 1개월 전까지 전력거래소에 신청하여야 하고, 전력거래소는 특별한 이유가 없는 한 말소 신청에 대한 처리를 하여야 한다.

② 전력거래소는 제16.2.10조 제1항에 해당하는 사유로 급전가능재생에너지자원의 자격이 정지된 경우 해당 자원의 등록을 말소하여야 한다.

③ 전력거래소는 제16.2.10조 제2항에 해당하는 사유로 급전가능재생에너지자원의 자격정지가 된 자원이 다시 급전가능재생에너지자원으로 신청하지 않는 경

우 급전가능재생에너지자원의 등록을 말소하여야 한다.
④ 전력거래소는 제16.2.5조 제4항의 재등록을 하지 않은 급전가능재생에너지자원의 등록을 말소하여야 한다.
⑤ 전력거래소는 소규모전력중개사업자가 소규모전력중개사업을 폐지하였음에도 불구하고 급전가능재생에너지자원의 등록 말소를 신청하지 아니한 경우 직권으로 등록을 말소하여야 한다.

제16.2.13조(급전가능재생에너지자원에 대한 시장 감시) 전력거래소는 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 다음 각 호에 해당하는 것으로 의심되는 행위를 할 경우 시장감시위원회에 신고할 수 있으며, 해당 사업자는 시장감시위원회의 요구 시 제6.3.4조에 의한 시장 감시 및 제6.3.5조에 의한 현장조사를 받도록 하여야 한다.

1. 담합 등의 행위를 통한 시장가격 조작
2. 계량 값 조작, 거짓자료 제출 등의 행위를 통한 정산금 부당 수령
3. 고의로 공급가능용량을 과대·과소 입찰하는 행위
4. 기타 전력시장의 공정한 경쟁을 저해하는 행위

제16.2.14.1조(급전가능집합전력자원의 재정보증) <조번호 변경 및 개정 2025.10.1.>
① 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자가 시범사업에 참여하여 거래를 하는 기간 동안에는 보유자원에 대한 원활한 정산대금 지급을 위하여 전력거래소에 지속적으로 제3.4.1조 제3항의 규정에 따른 현금 재정보증 또는 동조 제4항의 규정에 따른 비현금의 형태로 재정보증을 별도로 제공하여야 한다. 이때, 현금 재정보증은 제4.3.4조의 규정에 의한 전력거래전담 금융기관에 개설된 소규모전력중개사업자의 현금재정보증을 위하여 개설한 전력거래소 명의의 보증금계좌에 예치된 자금으로 한다. 단, 다음 각 호에 해당하는 소규모전력중개사업자의 경우 재정보증을 면제할 수 있다.

1.「공공기관의 운영에 관한 법률」에 따른 공공기관
2.「자본시장과 금융투자업에 관한 법률」에 따라 금융위원회의 인가를 받은 신용평가사로부터 채권 또는 기업신용등급에 대해 유효한 최우수등급(AAA)을 받은 자. 이 경우 신용평가등급 최우수등급은 다음과 같이 정한다.

한국신용평가	한국기업평가	NICE신용평가
AAA	AAA	AAA

3. 전력거래소가 지정한 [별표 8]에 규정된 결제시스템을 통해 소규모전력자원에게 전력거래대금을 지급하는 자. 이 경우, 해당 결제시스템은 소규모전력자원

의 계좌관리, 자금이체, 전력거래 대금보호 기능 등을 갖춰야 하며, 전력거래소는 세부적인 사항에 관하여 해당 결제시스템을 운영하는 금융기관과 협약을 체결할 수 있다. <각호신설 및 개정 2026.1.28.>

② 제1항의 재정보증 기간은 제16.2.7조 제1항의 전력거래개시일에 대한 최초결제일부터 전력거래종료일에 해당하는 급전가능집합전력자원의 최종결제일에 해당하는 제16.2.14.2조의 정산금 지급기한의 익일까지로 한다. <개정 2026.10.30.>

③ 재정보증금액은 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자별 월별 전력판매대금 중 최대 값을 해당 월의 일수로 나누어 산출한 일평균 구매금액의 40배로 하며, 월별 최대 전력판매대금은 전원 f에 대하여 아래와 같이 계산한 값으로 정한다.

월별 평균 전력판매대금
= ∑f (전원별설비용량f × 전년 월별 전원별 평균이용률f × 전년 월별 전원별 평균정산단가f)
여기서,
f : 급전가능재생에너지자원에 속한 보유자원의 전원의 집합, f = {풍력, 태양광}

④ 전력거래소는 제3항에 의해 설정된 재정보증금액을 제16.2.7조 제1항의 전력거래개시일 5일 전까지 통지한다.

⑤ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 제4항에 의하여 통지된 금액을 제3.4.1조 제3항의 규정에 의한 현금 또는 동조 제4항의 규정에 의한 비현금의 형태로 제16.2.7조 제1항의 전력거래개시일 3일 전까지 전력거래소에 납부하여야 한다.

⑥ 채무불이행 해소에 관한 사항은 제3.4.5조의 규정을 따른다.

⑦ 소규모전력중개사업자의 급전가능집합전력자원이 제16.2.12조에 따라 등록이 말소되는 경우에는 전력거래소는 해당 소규모전력중개사업자에 대한 재정보증을 해지한다.

⑧ 제1항 단서에 의해 재정보증 면제를 받은 소규모전력중개사업자가 전력거래기간 중에 다음 각호의 사항이 발생한 경우 해당 회원사는 전력거래소에 전력거래대금 등에 대한 재정보증을 즉시 제출하여야 한다. [신설 2026.10.30.]

1. 공공기관 지정이 해제되는 경우
2. 신용평가등급이 동조 1항의 2호의 면제 기준 보다 하락할 경우
3. 제16.2.14.2조 제1항에 해당하는 채무불이행이 당해 또는 직전년도에 발생하는 경우

⑨ 급전가능집합전력자원의 재정보증에 관하여 본 조에서 규정된 사항을 제외하고는 제3.4.1조(재정보증의 설정)를 준용한다. [신설 2025.10.1.] <항번호 변경

2026.10.30.>

제16.2.14.2조(채무불이행시 조치) ① 소규모전력중개사업자가 제4.3.2조 제3항의 결제일부터 18일이 되는 날의 15시까지 제16.6.1.1조 제3항에 따른 정산금을 보유자원에게 지급하지 아니한 경우 채무불이행이 발생한 것으로 본다. <개정 2026.10.30.>
② 채무불이행이 발생한 것으로 인지한 경우 전력거래소는 지체없이 다음 각호의 조치를 이행하여야 한다. <개정 2026.10.30.>
1. 채무불이행을 인지한 시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 별지 제17호서식에 따른 채무불이행 통지서를 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보 [신설 2026.10.30.]
2. 제1호에서 정한 기한까지 소규모전력중개사업자에게 지급한 정산대금에서 채무불이행에 해당하는 금액을 회수 조치할 수 있으며, 회수가 어렵다고 판단하는 경우 재정보증 수단을 통해 전력거래소 보유자원에 대한 정산대금을 확보할 수 있다. <호번호 변경 및 개정 2026.10.30.>
3. 제1호에서 정한 기한까지 소규모전력중개사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우 당일 자정(24:00)부터 전력거래가 정지됨을 알리는 별지 제18호 서식에 따른 거래정지 통지서를 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보 [신설 2026.10.30.]
4. 해당 소규모전력중개사업자에게 거래정지 통지를 발송한 후 관련 시장참여자에게 거래정지 통지서 사본을 통보 [신설 2026.10.30.]

제16.2.14.3조(채무불이행시 해소 등) [신설 2026.10.30.] ① 소규모전력중개사업자가 채무불이행을 해소하기 위해서는 다음 각호의 조건을 모두 충족하여야 한다.
1. 연체이자를 포함한 보유자원 발전대금의 완납
2. 재정보증의 회복
② 당해 회원사에서 채무불이행이 발생한 차수의 연체금액을 변제하지 못한 경우에는 차후 도래하는 차수에서 거래소에 청구할 금액이 있는 때에도 변제를 요구할 수 없다.
③ 제1항 제2호의 재정보증 회복에 있어 비현금재정보증은 현금형태의 재정보증으로 전환하여야 한다. 또한 이는 차년도 재정보증기간 종료 시까지 유지하여야 한다.

제16.2.14.4조(연체이자 산정 및 납부) [신설 2026.10.30.] ① 소규모전력중개사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다.
연체이자 = 채무불이행 금액 × [연체발생시점의 금융기관 대출평균금리(한국은

행 경제통계시스템상의 가장 최근에 발표된 예금은행 신규취급액 기준 대출금리를 말한다)] × 연체기간/365일

② 전력거래소는 채무불이행금과 이자에 대해 회원사에게 통지 후 지급하며, 「국고금 관리법」제47조에 따라 10원 미만은 절사한다.

제3절 발전입찰과 전력수요예측

제16.3.1조(하루전시장 입찰서의 제출) ① 1MW를 초과하는 발전기를 보유한 발전사업자 또는 1MW를 초과하는 집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 제16.1.8조 제4호의 하루전시장입찰마감시간까지 하루전시장 입찰서를 제16.3.2조의 내용을 포함하여 전력거래소에 제출하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 입찰서, 전기저장장치 충전계획서의 제출절차 및 기타 입찰운영에 필요한 세부사항은 별표4와 같다.

③ 전력거래소는 동일한 발전기, 중앙급전전기저장장치 및 급전가능집합전력자원에 대하여 두 개 이상의 입찰서가 제출되는 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서 중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서를 유효한 입찰서로 인정한다.

④ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 입찰서에 제16.3.2조에서 정한 입찰서의 내용 중 전부 또는 일부가 누락되거나 모사전송방식에서 입찰서를 제출한 자의 서명이 누락된 경우에는 입찰서를 제출하지 아니한 것으로 간주한다.

⑤ 전력거래소는 입찰서가 접수된 시각을 기록하여 관리한다.

제16.3.2조(하루전시장입찰서의 내용) ① 중앙급전발전기 또는 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자의 하루전시장입찰서의 내용은 제2.3.2조를 따른다.

② 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자 또는 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자의 하루전시장입찰서의 내용은 다음 각 호와 같다.

1. 시간대별 최대 10개 구간에 대한 입찰구간별 공급가능용량(MW)과 입찰가격(원/kWh)

여기서, 입찰구간은 제1구간부터 최대 제10구간까지로 나뉜다.

가. 제1구간의 공급가능용량은 0MW보다 크거나 같아야 한다.

나. 입찰구간별 입찰가격은 이전 입찰구간의 입찰가격보다 크거나 같은 가격으로 기재한다.

다. 입찰구간별 공급가능용량은 이전 입찰구간의 공급가능용량보다 큰 용량으로 기재한다.

라. 마지막 입찰구간의 공급가능용량은 시간대별 공급가능용량과 같아야 한다.

마. 마지막 입찰구간의 입찰가격은 입찰상한가격보다 작거나 같아야 한다.

바. 제1구간의 입찰가격은 입찰하한가격보다 크거나 같아야 한다.

2. 시간대별 공급가능용량(MW)

3. 시간대별 최소발전용량(MW)

여기서, 최소발전용량은 제2호의 시간대별 공급가능용량의 10% 이하로 작성한다.

4. 기동정지관련 기술특성자료

가. 기동소요시간(h)

나. 최소발전용량도달시간(h)

다. 계통분리시간(h)

라. 최소운전시간(h)

마. 최소정지시간(h)

5. 출력배분관련 기술특성자료

가. 출력증가율(MW/min)

나. 출력감소율(MW/min)

③ 제2항 제1호 마목의 입찰상한가격 및 바목의 입찰하한가격은 다음 각 호에 따라 정한다.

1. 입찰상한가격은 0원/kWh로 정한다.

2. 입찰하한가격은 과거 2개월 전 현물 REC 평균가격을 음수로 취한 값을 소수점 둘째자리까지 반올림한 값으로 정한다. <개정 2024.2.28.>

④ 송전사업자는 별표4의 전자입찰시스템 또는 별지 제31-4호, 제31-9호 서식에 의거하여 송전사업자용 전기저장장치운영계획서를 전력거래소에 제출하여야 한다. <개정 2025.2.11.>

⑤ 제1항 및 제2항에 해당되지 않는 1MW 초과 비중앙급전발전기는 별지 제31-7호 서식에 의거하여 자체발전계획량을 제출하여야 한다.

제16.3.3조(하루전시장 입찰서를 제출받지 아니한 경우) ① 전력거래소는 제16.3.1조에 의한 입찰서를 제출받지 아니한 경우에는 다음 각 호의 방식에 의하여 하루전시장 입찰이 이루어진 것으로 본다.

1. 중앙급전발전기, 급전가능재생에너지자원, 중앙급전전기저장장치의 공급가능용량 및 송전사업자용 전기저장장치의 주파수조정가능용량은 가장 최근에 제출된 유효한 입찰서의 같은 시간대 값을 적용한다.

2. 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치의 기술적 특성은 거래일 이전 가장 최근에 계통평가위원회에서 결정된 자료의 값을 적용한다. <개정 2025.8.6.>

3. 급전가능재생에너지자원의 기술적특성은 가장 최근에 제출된 유효한 입찰서의 같은 시간대 값을 적용한다.

4. 급전가능재생에너지자원의 입찰가격은 모든 발전구간에 대하여 0원/kWh를

적용한다.

② 전력거래소는 거래일 전일 오전 5시까지 제1항을 고려하여 거래일의 하루전 시장 입찰서를 생성하여야 한다.

제16.3.4조(실시간시장의 입찰) ① 실시간시장의 입찰은 제16.3.1조부터 제16.3.3조까지의 규정에 따른 하루전시장 입찰로 대신한다.

② 제1항에도 불구하고 하루전에너지시장입찰마감시간 이후 기상상황, 불시고장 등으로 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 공급가능용량 및 기술적 특성, 급전가능재생에너지자원의 입찰가격, 송전사업자용 전기저장장치의 주파수조정가능용량 및 그 외 발전기의 자체발전계획량 등의 내용을 변경할 필요가 있는 경우, 제16.1.8조 제13호의 실시간시장 입찰마감시간까지 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출하여야 한다.

③ 급전가능재생에너지자원은 모든 입찰구간에 대하여 제16.3.2조 제2항에 따라 제출한 입찰가격보다 더 높은 가격으로 입찰할 수 없다.

④ 중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 하루전시장 입찰마감시간 이후 제2.3.2조 제1항 제8호의 규정에 의한 제약운전에 따른 발전계획량을 변경한 경우 해당 사유를 입찰서에 명기하여야 한다. 시운전, 성능시험, 자체시험 외의 사유로 입찰 마감시간까지 제출한 자료와 변경입찰 자료가 20%이상 차이가 발생하는 경우에는 전력거래소가 발전사업자에게 증빙서류를 요청할 수 있으며, 이 경우 해당사업자는 요청일로부터 7일 이내 증빙서류를 제출하여야 한다.

제16.3.5조(실시간시장 입찰마감시간 이후 입찰자료의 변경) ① 실시간시장 입찰마감시간 이후 예측할 수 없는 자원의 고장 등의 사유로 입찰자료를 변경하여야 할 필요가 있는 경우 사유가 발생한 때로부터 2시간 이내에 변경된 입찰서를 제출하여야 한다. 단, 급전가능재생에너지자원의 경우 실시간시장 입찰 마감시간 이전까지 제출된 변경입찰서를 적용한다. <개정 2026.10.30.>

② 제1항에 의하여 제출된 입찰자료는 제16.4.5조의 실시간발전계획 수립을 위한 입력자료로 사용하지 아니한다.

제16.3.6조(당일수요예측 및 통지) ① 전력거래소는 당일발전계획 수립을 위한 당일수요예측을 하여야 하며, 제16.4.3조 제2항에 따른 당일발전계획 수립시점까지 당일수요예측시스템을 통해 당일발전계획 수립기간에 해당하는 수요를 예측하여야 한다.

② 전력거래소는 제1항의 당일수요예측 결과를 제16.4.4조 제1항의 당일발전계획 통지 시점에 전기사업자, 소규모전력중개사업자 및 수요관리사업자에게 통지하여야 한다.

제16.3.7조(실시간수요예측 및 통지) ① 전력거래소는 실시간발전계획 수립을 위한 실시간수요예측을 하여야 하며, 제16.4.5조 제2항에 따른 실시간발전계획 수립시점까지 실시간수요예측시스템을 통해 실시간발전계획 수립기간에 해당하는 수요를 예측하여야 한다. 단, 재생에너지의 급변 등이 예상되는 경우 실시간수요예측시스템을 통해 예측한 수요를 보정하여 적용할 수 있다. <개정 2024.2.28.>

② 전력거래소는 제1항의 실시간수요예측 결과를 제16.4.6조 제1항의 실시간발전계획 통지 시점에 전기사업자, 소규모전력중개사업자 및 수요관리사업자에게 통지하여야 한다.

제4절 발전계획 및 가격결정

제16.4.1조(하루전발전계획의 수립) ① 전력거래소는 거래일에 대한 자원의 하루전 발전계획량 및 하루전 예비력계획량을 산출하고 하루전에너지가격을 결정하기 위하여 제주지역의 총 발전 및 입찰비용과 수요감축비용 최소화를 목적으로 하는 송전단 기준의 하루전발전계획을 수립한다. 단, 육지-제주간 송전계획량에 대해서는 거래일 해당 거래시간에 대한 제2.4.2조의 계통한계가격을 적용한다.

② 제1항의 규정에 의해 수립하는 하루전발전계획의 수립단위는 1시간으로 하고, 수립기간은 거래일 1시에서 24시로 한다.

③ 제1항의 규정에 의해 수립하는 하루전발전계획에는 제2.1.1.3조의 발전비용자료, 제16.3.1조부터 제16.3.3조까지의 입찰자료, 제12.4.2.2조 제1항 제1호의 수요반응자원 입찰자료, 제2.3.5조 제3항의 일간수요예측, 제12.4.2.8조 제1항 제1호 및 동항 제2호 가목, 나목의 수요반응자원 감축계획량, 제12.7.3.7조의 수요반응자원 증대계획량, 제2.5.3조의 발전기별 정적손실계수, 제16.4.3조의 당일발전계획 수립 결과 및 다음 각 호를 고려한다.

1. 별표3 1.4의 운영예비력
2. 하루전발전계획 송전제약 검토서
3. 비중앙급전발전기 과거 발전실적 및 발전예측량
4. 제주HVDC 운영계획서 및 육지 계통한계가격

④ 제1항부터 제3항까지에 관한 세부사항은 별표34을 따른다.

⑤ 전력거래소는 제3항 제1호의 운영예비력 수준 고려 시 다음 각 호의 사항을 따라 발전계획을 수립한다.

1. 1차예비력은 송전사업자의 전기저장장치에 의한 주파수조정용량을 반영한다.
2. 주파수제어예비력은 평상시 안정적인 주파수 유지를 위해 상·하향 대칭으로 확보하여 주파수제어예비력 확보기준을 충족하도록 한다.
3. 제2호의 확보기준을 충족하기 위해 각 발전기별 주파수제어예비력은 감발가

능한 용량 수준까지 할당한다.

⑥ 전력거래소는 제3항 제3호의 비중앙급전발전기 발전예측량이 과다하여 계통의 안정적인 운영이 어려울 것으로 판단되는 경우 하루전발전계획 수립 시 비중앙급전발전기 발전량의 상한을 지정하여 적용하거나, 중앙급전발전기의 최소발전용량을 계통평가위원회에서 의결받은 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치로 변경하여 적용할 수 있다. <개정 2024.8.1.>

⑦ 하루전발전계획의 초기 입력자료로 사용되는 발전기 연속운전시간, 출력 및 전기저장장치 저장전력량 등은 하루전발전계획을 수립하는 시간으로부터 가장 최근에 수립된 당일발전계획 결과를 사용한다.

⑧ 하루전발전계획 수립기간보다 냉간 기동소요시간과 최소운전시간 및 최소정지시간을 합한 시간이 긴 발전기의 경우 발전계획 담당자의 판단에 따라 거래일의 해당발전기 운전여부를 사전 지정하여 하루전발전계획을 수립할 수 있다. <개정 2024.2.28.>

⑨ 제16.1.10조제2항의 규정에 따라 급전가능재생에너지등록 의무가 있으나 미등록한 자원에 대해서는 입찰가격을 0원/kWh로 적용한다. <개정 2024.2.28.>

제16.4.2조(하루전발전계획의 통지) ① 전력거래소는 제16.4.1조의 규정에 의한 하루전발전계획의 결과를 거래일 전일 18시까지 해당 발전사업자, 송전사업자, 수요관리사업자 및 소규모전력중개사업자에게 통지함을 원칙으로 하되, 시스템 장애 등 부득이한 상황이 발생할 경우 24시까지 발표할 수 있으며, 시범사업 동안 제주지역에 대해서는 제5.1.2조의 규정에 따른 사항을 통지하지 아니한다. <개정 2024.2.28.>

② 제1항의 규정에 의한 통지는 다음 각 호의 사항을 포함하여야 한다.

1. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 하루전발전계획량 및 수요반응자원의 감축계획량
2. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치의 하루전예비력계획(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
3. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 가격결정 제외사유(계통운영발전기표시기, 비한계발전기표시기)
4. 하루전발전계획 송전제약검토서
5. 하루전예비력계획 합계(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
6. 비중앙급전발전기 입력자료
7. 기타 통지가 필요한 사항

③ 제2항 외에 다음 각 호의 사항은 거래일로부터 2일 후 11시 30분까지 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자, 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자에게 통지하는 것을

원칙으로 한다.

앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치, 전체 급전가능재생에너지자원의 하루전발전1. 전체 중계획량

2. 전체 중앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치의 하루전예비력계획량(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)

3. 전체 중앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치, 전체 급전가능재생에너지자원의 가격결정제외사유(계통운영발전기표시기, 비한계발전기표시기)

4. 전체 중앙급전발전기의 시간대별, 제약코드별 총 하한, 고정, 상한 입찰량 합계

④ 제2항 및 제3항 이외의 하루전발전계획에 관한 정보공개는 제8.2.3.7조에 따른다. 다만, 전기사업자의 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있거나, 전력계통의 취약성 정보 등 국가안보 및 국민안전과 관련된 정보는 공개하지 않는다.

제16.4.3조(당일발전계획의 수립) ① 전력거래소는 제16.4.1조에 의한 하루전발전계획 수립 이후 다음 각 호의 변동사항을 추가적으로 고려하기 위하여 당일발전계획을 송전단 기준으로 수립한다.

1. 중앙급전발전기의 고장이나 공급가능용량의 변경
2. 예상하지 못한 송변전설비의 장애
3. 예측수요 및 비중앙급전발전기 발전예측량의 변화
4. 수시변동성 등으로 인하여 하루전발전계획에 고려되지 못한 제약 반영
5. 제12.4.2.8조 제1항 제2호 다목, 라목, 마목 및 바목의 수요반응자원의 감축계획량
6. 발전기별 출력, 운전상태, 차단기상태 등에 대한 계통운영시스템 취득정보
7. 기타 안정적 실시간 계통운영을 위하여 발전계획 수정을 필요로 하는 사안

② 제1항에 의해 수립하는 당일발전계획의 수립시점은 거래일 하루 전 18시부터 1시간마다 정기적으로 수립하되 필요에 따라 비정기적으로 수립할 수 있으며, 발전계획수립단위는 30분, 수립기간은 발전계획 수립시점으로부터 1시간 후부터 13시간 후까지 총 12시간으로 정한다.

③ 당일발전계획의 초기 입력자료로 사용되는 발전기 연속운전시간, 출력 및 전기저장장치 저장전력량 등은 제1항 제6호의 계통운영시스템에서 취득한 자료를 사용한다.

④ 전력거래소는 제1항 제3호의 비중앙급전발전기 발전예측량이 과다하여 계통의 안정적인 운영이 어려울 것으로 판단되는 경우 당일발전계획 수립 시 비중앙급전발전기 발전량의 상한을 지정하여 적용하거나, 중앙급전발전기의 최소발전용량을 계통평가위원회에서 의결받은 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치

로 변경하여 적용할 수 있다. <개정 2024.8.1.>
⑤ 당일발전계획의 수립기간보다 냉간 기동소요시간과 최소운전시간 및 최소정지시간을 합한 시간이 긴 발전기의 경우 제16.4.1조의 하루전발전계획의 운전상태를 준용하는 것을 원칙으로 하되 필요시 발전계획 담당자의 판단에 따라 조정하여 당일발전계획을 수립할 수 있다. <개정 2024.2.28.>
⑥ 제16.1.10조제2항의 규정에 따라 급전가능재생에너지자원 등록 의무가 있으나 미등록한 자원에 대해서는 입찰가격을 0원/kWh로 적용한다. <개정 2024.2.28.>

제16.4.4조(당일발전계획의 통지) ① 전력거래소는 제16.4.3조의 규정에 의한 당일발전계획의 결과를 발전계획 수립 즉시 해당 발전사업자, 송전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 통지함을 원칙으로 한다.
② 제1항에 의한 통지는 다음 각 호의 사항을 포함한다.
1. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 당일발전계획량
2. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치의 당일예비력계획(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
3. 당일예비력계획 합계(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
4. 기타 통지가 필요한 사항
③ 제2항 이외의 당일발전계획에 관한 정보공개는 제8.2.3.7조에 따른다. 다만, 전기사업자의 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있거나, 전력계통의 취약성 정보 등 국가안보 및 국민안전과 관련된 정보는 공개하지 않는다.

제16.4.5조(실시간발전계획의 수립) ① 전력거래소는 실시간 발전계획량 및 실시간예비력계획량을 산출하고 실시간에너지가격 및 실시간예비력가격을 결정하기 위하여 제주지역의 총 발전 및 입찰비용과 수요감축비용 최소화를 목적으로 하는 송전단 기준의 실시간발전계획을 수립한다. 단, 육지-제주간 송전계획량에 대해서는 거래일 해당 거래시간에 대한 제2.4.2조의 계통한계가격을 적용한다.
② 제1항의 규정에 의해 수립하는 실시간발전계획의 수립단위는 15분, 수립시점은 매 시간의 15분, 30분, 45분, 00분마다 수립하며, 수립시점으로부터 30분 후부터 150분 후까지 15분 단위 총 8개 구간에 대한 계획을 수립한다.
③ 제1항에 의한 실시간발전계획 수립 시에는 제16.4.3조의 당일발전계획, 제2.1.1.3조의 발전비용자료, 제16.3.1조 내지 제16.3.4조의 입찰자료, 제16.3.7조의 실시간수요예측, 제12.4.2.8조 제1항의 제1호 및 제2호의 수요반응자원 감축계획량, 제12.7.3.7조의 수요반응자원 증대계획량, 제2.5.3조의 발전기별 정적손실계수 및 다음 각 호를 고려한다. <개정 2024.2.13.>

1. 별표3 1.4의 운영예비력
2. 하루전발전계획 송전제약 검토서 및 송변전설비의 장애
3. 제주HVDC 운영계획서 및 거래일의 육지 계통한계가격
4. 중앙급전전기저장장치의 충전상태
5. 다조합 복합발전기의 운전조합 상태
6. 비중앙급전발전기의 발전예측량
7. 발전기별 출력, 운전상태, 차단기상태 등에 대한 계통운영시스템 취득정보
8. 기타 중요한 사안의 발생

④ 실시간발전계획의 수립기간보다 냉간 기동소요시간과 최소운전시간 및 최소정지시간을 합한 시간이 긴 발전기의 경우 실시간발전계획 수립 시 제16.4.3조의 당일발전계획의 운전상태를 준용하는 것을 원칙으로 하되 필요시 발전계획 담당자의 판단에 따라 해당발전기의 운전여부를 조정하여 적용할 수 있다. <개정 2024.2.28.>

⑤ 전력거래소는 제3항 제1호의 운영예비력 수준 고려 시 다음 각 호의 사항을 따라 발전계획을 수립하여야 한다.

1. 1차예비력은 송전사업자의 전기저장장치에 의한 주파수조정용량을 반영하여야 한다.
2. 주파수제어예비력은 평상시 안정적인 주파수 유지를 위해 상·하향 대칭으로 확보하여 주파수제어예비력 확보기준을 충족하도록 한다.
3. 제2호의 확보기준을 충족하기 위해 각 발전기별 주파수제어예비력은 감발가능한 용량 수준까지만 할당하여야 한다.

⑥ 제16.1.10조제2항의 규정에 따라 급전가능재생에너지자원 등록 의무가 있으나 미등록한 자원에 대해서는 입찰가격을 0원/kWh로 적용한다. <개정 2024.2.28.>

⑦ 전력거래소는 제3항 제6호의 비중앙급전발전기 발전예측량이 과다하여 계통의 안정적인 운영이 어려울 것으로 판단되는 경우 실시간발전계획 수립 시 비중앙급전발전기 발전량의 상한을 지정하거나, 중앙급전발전기의 최소발전용량을 계통평가위원회에서 의결받은 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치로 변경하여 적용할 수 있다. [신설 2024.8.1.]

제16.4.6조(실시간발전계획의 통지) ① 전력거래소는 제16.4.5조의 규정에 의한 실시간발전계획의 결과를 거래시점 15분전까지 해당 발전사업자, 송전사업자 및 소규모전력중개사업자 통지함을 원칙으로 하되, 시스템 장애 등 부득이한 상황 발생으로 발전계획이 정상적으로 수립되지 않은 경우 아래 각호의 우선순위에 따라 발전계획을 대체하여 적용한다. <개정 2024.2.28.>

1. 미수립구간이 포함된 가장 최근의 실시간발전계획

2. 미수립구간이 포함된 가장 최근의 당일발전계획
3. 하루전발전계획

② 제1항의 규정에 의한 통지는 다음 각호의 사항을 포함하여야 한다.

1. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 실시간발전계획량
2. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치의 실시간예비력계획(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
3. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 가격결정제외사유(계통운영발전기표시기, 비한계발전기표시기)
4. 실시간예비력계획 합계(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
5. 비중앙급전자원 입력자료
6. 기타 통지가 필요한 사항

③ 제2항 외에 다음 각 호의 사항은 거래일로부터 2일 후 11시 30분까지 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자, 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자에게 통지하는 것을 원칙으로 한다.

1. 전체 중앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치, 전체 급전가능재생에너지자원의 실시간발전계획량
2. 전체 중앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치의 실시간예비력계획량(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력)
3. 전체 중앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치, 전체 급전가능재생에너지자원의 가격결정제외사유(계통운영발전기표시기, 비한계발전기표시기)
4. 전체 중앙급전발전기의 시간대별, 제약코드별 총 하한, 고정, 상한 입찰량 합계

④ 제2항 및 제3항 이외의 실시간발전계획에 관한 정보공개는 제8.2.3.7조에 따른다. 다만, 전기사업자의 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있거나, 전력계통의 취약성 정보 등 국가안보 및 국민안전과 관련된 정보는 공개하지 않는다.

⑤ 제1항부터 제3항까지에 관한 세부사항은 별표34를 따른다. <개정 2024.2.28.>

제16.4.7조(에너지가격의 결정) ① 전력거래소는 제16.4.1조의 하루전발전계획의 자료를 이용하여 거래일의 하루전에너지가격을 계산한다.

② 전력거래소는 거래일 동안 수립된 제16.4.5조 제2항의 모든 실시간발전계획 결과 중 첫 번째 구간의 값을 취하여 거래일의 실시간에너지가격을 계산한다.

③ 전력거래소는 제2항의 규정에 의한 실시간에너지가격을 계산하기 전 제16.4.1조의 하루전발전계획 수립 결과, 제16.4.3조의 당일발전계획 수립결과 및

제16.4.5조의 실시간발전계획 수립결과를 종합하여 임시 실시간에너지가격을 제공할 수 있다.

④ 하루전에너지가격 및 실시간에너지가격은 각 중앙급전발전기, 급전가능재생에너지자원 및 HVDC의 유효발전가격 중 가장 높은 가격으로서 다음 각 호와 같이 계산한다. 단, 단위거래기간(t)은 하루전시장의 경우 제16.1.8조 제3호의 하루전시장단위거래기간, 실시간시장의 경우 동조 제12호의 실시간시장단위거래기간을 적용하여 계산한다. <개정 2024.2.28., 2024.5.31., 2024.8.1.>

1. 에너지가격($SMP_{m,t}$)은 하루전시장 및 실시간시장의 거래기간 별로 정하며, 각 자원의 유효발전가격($SP_{m,i,t}$) 중 가장 높은 값으로 결정한다.

$SMP_{m,t} = Maxi(SP_{m,i,t})$

m : 에너지시장의 집합으로 하루전에너지시장(DA)과 실시간에너지시장(RT)을 포함한다.

m = { DA, RT }

t : 에너지시장 단위거래기간의 집합

m=DA인 경우 제16.1.8조 제3호의 하루전시장단위거래기간을 적용하여 시간별 집합을 구성한다.

즉, t = {1, 2, … , 23, 24}

m=RT인 경우 제16.1.8조 제12호의 실시간시장단위거래기간을 적용하여 시간 및 구간별 집합을 구성한다. 즉, t = {1-1, 1-2, … , 24-3, 24-4}

$SMP_{m,t}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 에너지가격(원/kWh)

$SP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 유효발전가격(원/kWh)

2. 각 자원의 유효발전가격($SP_{m,i,t}$)은 가격결정자격을 가진 경우 발전가격($GP_{m,i,t}$)으로 정하며, 가격결정자격을 가지지 않은 경우 제16.3.2조 제2항, 제16.3.3조 제1항 제4호, 제16.3.4조 제3항의 규정에 의해 제출된 모든 자원의 입찰가격 중 가장 낮은 값으로 정한다.

$SP_{m,i,t} = GP_{m,i,t} \times PSI_{m,i,t} + Min\{Min_{i,s}(OFFER_PRICE_{m,i,t,s}), 0\} \times (1-PSI_{m,i,t})$

$SP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 유효발전가격(원/kWh)

$GP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh)

$PSI_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 에너지가격결정자격표시기, 가격결정자격이 있는 경우 1, 없는 경우 0

$OFFER_PRICE_{m,i,t,s}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t) 및 입찰구간(s)별 입찰가격(원/kWh)

3. 각 자원의 발전가격($GP_{m,i,t}$)은 발전계획량 수준에서의 증분가격($IP_{m,i,t}$), 무부

하가격($NLP_{m,i,t}$), 기동가격($SUP_{m,i,t}$)의 합으로 계산한다.

$GP_{m,i,t} = IP_{m,i,t} + NLP_{m,i,t} + SUP_{m,i,t}$

$GP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh)

$IP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 증분가격(원/kWh)

$NLP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 무부하가격(원/kWh)

$SUP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 기동가격(원/kWh)

4. 에너지가격($SMP_{m,t}$) 결정 시 에너지시장(m)에 대하여 자원별로 적용되는 2차 증분가격계수($QPC_{m,i,t}$), 1차증분가격계수($LPC_{m,i,t}$), 가격상수($NLPC_{m,i,t}$), 최소발전용량($MG_{m,i,t}$), 최대 출력증가율($RUR_{m,i,t}$), 최대 출력감소율($RDR_{m,i,t}$), 기동비용($SUC_{m,i,t}$)은 다음과 같다. <개정 2024.2.28., 2024.5.31., 2024.8.1.>

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기	급전가능 재생에너지 자원	제16.1.10조 제2항의 미등록 자원	HVDC
	단독 GT모드	CC모드				
$QPC_{m,i,t}$	$SNGT_{m,i,t}$:0조합 QPC_i	$SNGT_{m,i,t}$:1 조합 QPC_i	QPC_i	0원/MWh2	0원/MWh2	0원/MWh2
$LPC_{m,i,t}$	$SNGT_{m,i,t}$:0조합 LPC_i	$SNGT_{m,i,t}$:1 조합 LPC_i	LPC_i	발전계획량에 해당하는 입찰가격	0원/MWh	거래일의 육지 계통한계가격
$NLPC_{m,i,t}$	$SNGT_{m,i,t}$:0조합 $NLPC_i$	$SNGT_{m,i,t}$:1 조합 $NLPC_i$	$NLPC_i$	0원/h	0원/h	0원/h
$MG_{m,i,t}$	단독 GT $MG_i \times SNGT_{m,i,t}$	$MG_i \times (SNGT_{m,i,t} \div MIN_NGT_i)$	MG_i	시간대별 최소발전용량 입찰값	0MW	최소 운전한계량
	제16.4.1조제6항 또는 제16.4.5조제7항의 경우 단독 GT $LMG_i \times SNGT_{m,i,t}$	제16.4.1조제6항 또는 제16.4.5조제7항의 경우 $LMG_i \times (SNGT_{m,i,t} \div MIN_NGT_i)$	제16.4.1조제6항 또는 제16.4.5조제7항의 경우 LMG_i			
$RUR_{m,i,t}$	단독 GT $RUR_i \times SNGT_{m,i,t}$	$RUR_i \times (SNGT_{m,i,t} \div NGT_i)$	RUR_i	9,999 MW/min	9,999 MW/min	9,999 MW/min
$RDR_{m,i,t}$	단독 GT $RDR_i \times SNGT_{m,i,t}$	$RDR_i \times (SNGT_{m,i,t} \div NGT_i)$	RDR_i	9,999 MW/min	9,999 MW/min	9,999 MW/min
$SUC_{m,i,t}$	$GT_SUC_i \times \sum jSU_GT_{m,i,j,t}$	$GT_SUC_i \times \sum jSU_GT_{m,i,j,t} + ST_SUC_i \times SU_ST_{m,i,t}$	$SE_{m,i,t-1}=0$이고, $SE_{m,i,t}>0$ 이면 SUC_i 그 외의 경우 0원	0원	0원	0원

여기서,

$SMP_{m,t}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 에너지가격(원/kWh)

$SE_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

QPC_i : 자원(i)의 2차증분가격계수(천원/MWh2)

LPC_i : 자원(i)의 1차증분가격계수(천원/MWh)

$NLPC_i$: 자원(i)의 가격상수(천원/h)

RUR_i : 자원(i)의 출력증가율(MW/분)

RDR_i : 자원(i)의 출력감소율(MW/분)

NGT_i : 자원(i)의 가스터빈 대수

MIN_NGT_i : 자원(i)의 최소출력 운전을 위한 가스터빈 발전기 필요 운전 대수
$QPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 2차증분가격계수(천원/MWh^2)
$LPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 1차증분가격계수(천원/MWh)
$NLPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 가격상수(천원/h)
LMG_i : 계통평가위원회에서 의결받은 자원(i)의 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치(MW)
SUC_i : 자원(i)의 기동비용(원)
GT_SUC_i : 자원(i)의 가스터빈 1대에 대한 기동비용(원)
ST_SUC_i : 자원(i)의 스팀터빈에 대한 기동비용(원)
$ST_SUC_i = SUC_i - GT_SUC_i$
$RUR_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 출력증가율(MW/분)
$RDR_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 출력감소율(MW/분)
$SNGT_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 가스터빈 발전기 운전대수
$SNST_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 스팀터빈 발전기 운전대수
$SE_GT_{m,i,j,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)에 속한 가스터빈 발전기(j)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)
$SE_ST_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)에 속한 스팀터빈 발전기의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)
$SUC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 기동비용(원)
$SU_GT_{m,i,j,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)에 속한 가스터빈 발전기(j)의 거래기간(t)별 기동여부,
$SE_GT_{m,i,j,t-1} = 0$이고 $SE_GT_{m,i,j,t} > 0$이면 $SU_GT_{m,i,j,t} = 1$, 그 외의 경우 $SU_GT_{m,i,j,t} = 0$
$SU_ST_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)에 속한 스팀터빈 발전기의 거래기간(t)별 기동여부,
$SE_ST_{m,i,t-1} = 0$이고 $SE_ST_{m,i,t} > 0$이면 $SU_ST_{m,i,t} = 1$, 그 외의 경우 $SU_ST_{m,i,t} = 0$

5. 증분가격($IP_{m,i,t}$)은 발전계획량 수준에서 해당 자원의 출력을 한 단위 증가시키는데 소요되는 비용으로, 거래기간별로 계산한다. <개정 2024.2.28.>
가. $SE_{m,i,t} = 0$ 인 경우, $IP_{m,i,t} = 0$
나. $|SE_{m,i,t}| > 0$ 인 경우,
$IP_{m,i,t} = [(2 \times QPC_{m,i,t} \times SE_{m,i,t} \times 1h + LPC_{m,i,t})/STLF_{i,t}]/1,000$
$IP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 증분가격(원/kWh)

$SE_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)
$QPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 2차증분가격계수(천원/MWh^2)
$LPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 1차증분가격계수(천원/MWh)
$STLF_{i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수

6. 무부하가격($NLP_{m,i,t}$)는 증분가격만으로는 회수할 수 없는 자원의 연료비 결손액을 보전하기 위한 것으로, 각 자원의 연속운전시간 별로 계산한다.

가. 각 자원의 연속운전시간은 거래일을 포함하여 거래일 전일 19시부터 거래일 익일 4시까지 총 34시간의 발전계획을 통해 결정한다. 단, 거래전일 19시부터 24시까지는 거래일 발전계획의 첫 번째 구간의 결과를 준용하고, 거래익일 1시부터 4시까지는 거래일 발전계획의 마지막 구간의 결과를 준용한다. <개정 2024.2.28., 2024.5.31.>

나. 각 자원의 무부하가격은 연속운전시간 중 최소출력 이상으로 계획된 거래시간에 대하여 연료비결손액 합계를 발전량 합계로 나누어 계산한다.

$$NLP_{m,i,t} = \frac{1}{STLF_{i,t}} \times \left[\frac{\sum_{t=x}^{t=y} \left\{ (NLPC_{m,i,t} - QPC_{m,i,t} \times SE_{m,i,t}^2 \times 1h) \times GSI_{m,i,t} \right\}}{\sum_{t=x}^{t=y} (SE_{m,i,t} \times GSI_{m,i,t})} \right] / 1{,}000$$

다. 나 목에도 불구하고 다음의 경우에는 무부하가격을 0원/kWh로 한다.

1) 해당 자원이 정지 계획된 경우

$SE_{m,i,t} = 0$

2) 해당 자원이 연속운전시간 내에 고정제약운전량 또는 하한제약운전량이 제출된 경우

$$\sum_{t=x}^{t=y} MEGW_{m,i,t} > 0$$

3) 계통제약 자원 그룹의 운전대수 합이 해당 그룹의 필수운전 기동대수 이하인 경우 <개정 2024.2.28., 2024.5.31.>

$$0 \le \sum_{i \in i_A} (W_GSI_{m,i,t,A} \times GSI_{m,i,t}) \le GCMN_{m,t,A}$$

$MEGW_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 하한제약운전량 및 고정제약운전량(MW)
$SE_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$GSI_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 유효 운전여부

$SE_{m,i,t} \geq MG_{m,i,t}$ 인 경우 $GSI_{m,i,t} = 1$, 그 외의 경우에는 $GSI_{m,i,t} = 0$

$MG_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 최소발전용량(MW)

$NLP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 무부하가격(원/kWh)

$STLF_{i,t}$: 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수

$QPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 2차증분가격계수(천원/MWh2)

$NLPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 가격상수(천원/h)

x : 연속운전시간의 첫 거래기간,

$SE_{m,i,t} > 0$이고, x=거래일 전일 19시이거나 $SEm,i,x\text{-}1 = 0$이면 거래기간 x에서 연속운전 시작

y : 거래기간 x 이후 연속운전시간의 마지막 거래기간

$SE_{m,i,y} > 0$이고, y=거래일 익일 04시이거나 $SE_{m,i,y+1} = 0$이면 거래기간 y에서 연속운전 종료

$W_GSI_{m,i,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 운전상태 가중치

A : 계통제약의 집합

i_A : 계통제약(A)에 해당하는 자원(i)의 집합

$GCMN_{m,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 최소운전대수

$GCMG_{m,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 최소발전용량(MW)

TPD_m : 에너지시장(m)에 대한 단위거래기간(시간)

7. 기동가격($SUP_{m,i,t}$)은 자원의 기동에 소요되는 비용을 보전하기 위한 것으로서, 해당 자원의 연속운전시간 별로 계산한다.

가. 각 자원의 연속운전시간은 거래일을 포함하여 거래일 전일 19시부터 거래일 익일 4시까지 총 34시간의 발전계획을 통해 결정한다. 단, 거래전일 19시부터 24시까지는 거래일 발전계획의 첫 번째 구간의 결과를 준용하고, 거래익일 1시부터 4시까지는 거래일 발전계획의 마지막 구간의 결과를 준용한다. <개정 2024.2.28.>

나. 각 자원의 기동가격은 열간(HOT) 기동비용을 연속운전시간의 발전량 합계로 나누어 계산한다.

$$SUP_{m,i,t} = \frac{1}{STLF_{i,t}} \times \left(\frac{\sum_{t=x}^{t=y} SUC_{m,i,t}}{\sum_{t=x}^{t=y} (SE_{m,i,t} \times TPD_m)} \right) / 1{,}000$$

다. 나 목에도 불구하고 다음의 경우에는 기동가격을 0원/kWh로 한다.

1) 해당 자원이 정지 계획된 경우

$SE_{m,i,t}$ = 0

2) 해당 자원이 연속운전시간 내에 고정제약운전량 또는 하한제약운전량이 제출된 경우

$$\sum_{t=x}^{t=y} MEGW_{m,i,t} > 0$$

3) 계통제약 자원 그룹의 운전대수 합이 해당 그룹의 필수운전 기동대수 이하인 경우 <개정 2024.2.28., 2024.5.31.>

$$0 \leq \sum_{i \in i_A} (W_GSI_{m,i,t,A} \times GSI_{m,i,t}) \leq GCMN_{m,t,A}$$

$SUP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 기동가격(원/kWh)

$SUC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 기동비용(MW/분)

$MEGW_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 하한제약운전량 및 고정제약운전량(MW)

$SE_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$GSI_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 유효 운전여부

$SE_{m,i,t} \geq MG_{m,i,t}$ 인 경우 $GSI_{m,i,t}$ = 1, 그 외의 경우에는 $GSI_{m,i,t}$ = 0

$MG_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 최소발전용량(MW)

STLFi,t : 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수

x : 연속운전시간의 첫 거래기간,

$SE_{m,i,t}$ > 0이고, x=거래일 전일 19시이거나 $SE_{m,i,x-1}$ = 0이면 거래기간 x에서 연속운전 시작

y : 거래기간 x 이후 연속운전시간의 마지막 거래기간

$SE_{m,i,y}$ > 0이고, y=거래일 익일 04시이거나 $SE_{m,i,y+1}$ = 0이면 거래기간 y에서 연속운전 종료

$W_GSI_{m,i,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 운전상태 가중치

A : 계통제약의 집합

i_A : 계통제약(A)에 해당하는 자원(i)의 집합

$GCMN_{m,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 최소운전대수

$GCMG_{m,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 최소발전용량(MW)

TPD_m : 에너지시장(m)에 대한 단위거래기간(시간)

8. 제2호의 각 자원의 가격결정자격은 아래와 같이 결정된다.

$PSI_{m,i,t} = NMF_{m,i,t} \times SMF_{m,i,t}$

$PSI_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 에너지가격결정자격표시기, 가격결정자격이 있는 경우 1, 없는 경우 0

$NMF_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 비한계발전기표시기
가격결정자격이 있는 경우, $NMF_{m,i,t} = 1$, 그 외의 경우, $NMF_{m,i,t} = 0$

$SMF_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 계통운영발전기표시기
가격결정자격이 있는 경우, $SMF_{m,i,t} = 1$, 그 외의 경우, $SMF_{m,i,t} = 0$

가. 비한계자원으로서 다음의 경우에는 가격결정자격이 없는 것으로 한다.

1) 해당 자원이 최소발전용량($MG_{m,i,t}$), 주파수제어예비력계획량($SFCR_{m,i,t}$) 및 허용한도를 더한 값 이하로 발전계획된 경우 <개정 2024.2.28.>

$SE_{m,i,t} \leq MG_{m,i,t} + SFCR_{m,i,t} + TO_MG_i$

2) 해당 자원이 에너지시장 입찰 시 제출한 시간대별 고정제약운전량 및 하한제약운전량($MEGW_{m,i,t}$)에 허용한도를 더한 값 이하로 발전계획 된 경우

$SE_{m,i,t} \leq MEGW_{m,i,t} + TO_MEGW_i$

3) 해당 자원이 자신의 최대속도로 증발하도록 발전계획된 경우
단, 여기서 t-1이라 함은 직전 거래기간을 의미한다.

$SE_{m,i,t} - SE_{m,i,t-1} \geq (RUR_{m,i,t} - TO_RR_i) \times TPD_m \times 60$

4) 해당 자원이 자신의 최대속도로 감발하도록 발전계획된 경우
단, 여기서 t-1이라 함은 직전 거래기간을 의미한다. <개정 2024.2.28.>

$SE_{m,i,t-1} - SE_{m,i,t} \geq (RDR_{m,i,t-1} - TO_RR_i) \times TPD_m \times 60$

$SE_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$MG_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 최소발전용량(MW)

$SFCR_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 주파수제어예비력계획량(MW)

TO_MG_i : 자원(i)의 최소발전허용한도(MW)

TO_MEGW_i : 자원(i)의 하한제약 허용한도(MW)

$RUR_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 출력증가율(MW/분)

$RDR_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 출력감소율(MW/분)

TO_RR_i : 자원(i)의 출력증가/감소율 허용한도(MW/분)

TPD_m : 에너지시장(m)에 대한 단위거래기간(시간)

나. 계통제약으로 운전되는 자원으로서, 다음의 경우에는 가격결정자격이 없는 것으로 한다.

1) 자원 그룹의 발전량 합계가 해당 그룹의 시간대별 최소 발전량 이하인 경우

$$\sum_{i \in i_A} SE_{m,i,t} \leq GCMG_{m,t,A}$$

2) 자연재해, 사회적특수일 등 전력수급의 안정을 위하여 특별히 추가 기동한

자원의 경우

A : 계통제약의 집합

i_A : 계통제약(A)에 해당하는 자원(i)의 집합

$SE_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$GCMG_{m,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t) 별 계통제약(A)의 최소발전용량(MW)

제16.4.8조(하루전에너지가격의 공개) 전력거래소는 하루전에너지가격을 거래일 전일 18시까지 공개함을 원칙으로 하되, 시스템 장애 등 부득이한 경우 24시까지 발표할 수 있으며, 시범사업 동안 제주지역 하루전에너지가격에 대해서는 제2.4.2조의 2의 규정에 따른 사항을 공개하지 아니한다. <개정 2024.2.28.>

제16.4.9조(실시간에너지가격의 공개) 전력거래소는 제16.4.7조 제3항의 임시 실시간에너지가격을 실시간시장 거래시간 15분 전까지, 동조 제2항의 실시간에너지가격을 거래일 익일 18시까지 공개함을 원칙으로 한다. 단 실시간에너지가격의 경우 시스템 장애 등 부득이한 상황이 발생할 경우 거래일 익일 24시까지 발표할 수 있다.

제16.4.10조(실시간예비력가격 결정) ① 전력거래소는 거래일 동안 수립된 제16.4.5조 제2항의 모든 실시간발전계획 결과 중 첫 번째 구간의 값, 제16.4.7조 제2항의 실시간에너지가격 및 제16.4.7조 제4항 제3호의 자원별 실시간에너지시장 발전가격(GPRT,i,t)를 이용하여 거래일의 실시간1차예비력, 실시간주파수제어예비력 및 실시간3차예비력에 대한 가격을 계산한다.

② 전력거래소는 제1항에 의한 실시간예비력가격이 확정되기 전 제16.4.5조 제2항의 실시간발전계획 자료 및 제16.4.7조 제3항의 임시 실시간에너지가격을 이용하여 임시 실시간예비력가격을 계산할 수 있다.

③ 실시간예비력가격 결정시 실시간시장(RT)에 대하여 자원별로 적용되는 GF상한($GF_MAX_{RT,i,t}$), GF하한($GF_MIN_{RT,i,t}$), AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$), AGC하한($AGC_MIN_{RT,i,t}$), 최대 출력증가율($RUR_{RT,i,t}$), 최대 출력감소율($RDR_{RT,i,t}$) 공급가능용량($RA_{RT,i,t}$)는 다음과 같다. <개정 2024.2.28., 2024.5.31.>

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	단독 GT모드	CC모드	
$GF_MAX_{RT,i,t}$	$GF_MAX_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div ONGT_{m,i,t})$	$GF_MAX_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div ONGT_{m,i,t})$	$GF_MAX_{RT,i,t}$
$GF_MIN_{RT,i,t}$	$GF_MIN_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div MIN_NGT_i)$	$GF_MIN_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div MIN_NGT_i)$	$GF_MIN_{RT,i,t}$
$AGC_MAX_{RT,i,t}$	$AGC_MAX_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div ONGT_{m,i,t})$	$AGC_MAX_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div ONGT_{m,i,t})$	$AGC_MAX_{RT,i,t}$
$AGC_MIN_{RT,i,t}$	$AGC_MIN_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div MIN_NGT_i)$	$AGC_MIN_{RT,i,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div MIN_NGT_i)$	$AGC_MIN_{RT,i,t}$
$RUR_{RT,i,t}$	단독 GT $RUR_i \times SNGT_{m,i,t}$	$RUR_i \times (SNGT_{m,i,t} \div NGT_i)$	RUR_i
$RDR_{RT,i,t}$	단독 GT $RDR_i \times SNGT_{m,i,t}$	$RDR_i \times (SNGT_{m,i,t} \div NGT_i)$	RDR_i
$RA_{RT,i,t}$	$RA_{RTi,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div ONGT_{m,i,t})$	$RA_{RTi,t} \times (SNGT_{m,i,t} \div ONGT_{m,i,t})$	$RA_{RT,i,t}$

여기서,

$ONGT_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대하여 자원(i)가 제출한 거래기간(t)별 가스터빈 발전기 운전 가능대수

MIN_NGT_i : 자원(i)의 최소출력 운전을 위한 가스터빈 발전기 필요 운전 대수

④ 제1항 및 제2항에 의한 실시간3차예비력가격은 다음 각호의 방법으로 계산한다. <항번호 변경 2024.2.28.>

1. 실시간3차예비력가격($TR_P_{RT,t}$)은 실시간3차예비력이 계획된 자원의 실시간3차예비력기회비용($TR_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값으로 정한다.

2. 제1호의 자원별 실시간3차예비력기회비용($TR_LOC_{RT,i,t}$)은 아래 각 목의 방법으로 정한다.

가. 중앙급전발전기

1) 발전기에 실시간3차예비력이 계획되지 않은 경우($STR_{RT,i,t} = 0$) : $TR_LOC_{RT,i,t}=0$

2) 발전기가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $TR_LOC_{RT,i,t}=0$

3) 발전기의 공급가능용량($RA_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)과 실시간3차예비력계획량($STR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$) 이상일 경우($RA_{RTi,t} - SPCR_{RT,i,t} - STR_{RT,i,t} \geq AGC_MAX_{RTi,t}$)

: $TR_LOC_{RT,i,t}=0$

4) 발전기의 공급가능용량($RA_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)과 실시간3차예비력계획량($STR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$) 미만일 경우($RA_{RTi,t} - SPCR_{RT,i,t} - STR_{RT,i,t} < AGC_MAX_{RTi,t}$)

: $TR_LOC_{RT,i,t}=MAX\{(SMP_{RT,i,t} - GP_{RT,i,t}) \times STLF_{i,t}, 0\} \times 1h$

나. HVDC

1) HVDC에 실시간3차예비력이 계획되지 않은 경우($STR_{RT,i,t} = 0$) : $TR_LOC_{RT,i,t}=0$

2) HVDC가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t}$=0) : $TR_LOC_{RT,i,t}$=0

3) HVDC가 운전계획 된 경우(|$SE_{RTi,t}$|>0) : $TR_LOC_{RT,i,t}$=0

여기서,

$TR_P_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래기간(t)별 3차예비력가격(원/kW)

$TR_LOC_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t) 별 3차예비력기회비용(원/kW)

$STR_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간3차예비력계획량(MW)

$SPCR_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간1차예비력계획량(MW)

$SE_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$RA_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 입찰공급가능용량(MW)

$AGC_MAX_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 AGC상한(MW)

$GP_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh)

$STLF_{i,t}$: 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수

$SMP_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래기간(t)별 계통한계가격(원/kWh)

⑤ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 실시간주파수제어예비력가격($FCR_P_{RT,t}$)은 다음 각호의 방법으로 계산한다. <항번호 변경 2024.2.28.>

1. 자원별 실시간주파수제어하향제공가능용량($AVR_DN_{RT,i,t}$)합계가 제주 주파수제어예비력 확보기준 이하인 경우 실시간주파수제어하향기회비용($FCR_DN_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값과 실시간3차예비력가격($TR_P_{RT,t}$) 중 더 높은 값을 실시간주파수제어예비력가격(FCR_PRT,t)으로 정한다.

2. 자원별 실시간주파수제어하향제공가능용량($AVR_DN_{RT,i,t}$) 합계가 제주 주파수제어예비력 확보기준을 초과한 경우 실시간주파수제어상향기회비용($FCR_UP_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값과 실시간3차예비력가격($TR_P_{RT,t}$) 중 더 높은 값을 실시간주파수제어예비력가격($FCR_P_{RT,t}$)으로 정한다.

3. 제1호 및 제2호의 자원별 실시간주파수제어하향제공가능용량($AVR_DN_{RT,i,t}$)은 아래 각 목의 방법으로 정한다. <개정 2024.2.28.>

가. 중앙급전발전기

1) 발전기가 주파수제어예비력을 제공할 수 없는 것으로 입찰한 경우($AGC_ON_{RT,i,t}$=0) : $AVR_DN_{RT,i,t}$ = 0

2) 발전기가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t}$ = 0) : $AVR_DN_{RT,i,t}$ = 0

3) 발전기가 운전계획 된 경우($SE_{RT,i,t}$ > 0) <개정 2024.2.28.>

: $AVR_DN_{RT,i,t}$ = Max{Min{($SE_{RT,i,t}$ – $AGC_MIN_{RT,i,t}$) × $AGC_ON_{RT,i,t}$, 5 ×

$RDR_{RT,i,t} \times AGC_ON_{RT,i,t}\}$, 0}

나. HVDC

1) HVDC가 주파수제어예비력을 제공할 수 없는 상태인 경우($AGC_ON_{RT,i,T}$= 0) : $AVR_DN_{RT,i,t} = 0$

2) HVDC가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $AVR_DN_{RT,i,t} = 0$

3) HVDC가 운전계획 된 경우($|SE_{RT,i,t}| > 0$)

: $AVR_DN_{RT,i,t} = Max\{(SE_{RT,i,t} - TLA_MIN_{RT,i,t}) \times AGC_ON_{RT,i,t}, 0\}$

4. 제1호 및 제2호의 자원별 실시간주파수제어상향기회비용($FCR_UP_LOC_{RTi,t}$) 및 실시간주파수제어하향기회비용($FCR_DN_LOC_{RTi,t}$)은 아래 각 목의 방법으로 정한다.

가. 중앙급전발전기

1) 발전기에 실시간주파수제어예비력이 계획되지 않은 경우($SFCR_{RT,i,t} = 0$)

: $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = 0$, $FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = 0$

2) 발전기가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = 0$, $FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = 0$

3) 발전기가 운전계획 된 경우($SE_{RT,i,t} > 0$)

: $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = Max\{(SMP_{RT,t} - GP_{RT,i,t}) \times STLF_{i,t}, 0\} \times 1h$

$FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = Max\{(GP_{RT,i,t} - SMP_{RT,t}) \times STLF_{i,t}, 0\} \times 1h$

나. HVDC

1) HVDC에 실시간주파수제어예비력이 계획되지 않은 경우($SFCR_{RT,i,t} = 0$)

: $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = 0$, $FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = 0$

2) HVDC가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = 0$, $FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = 0$

3) HVDC가 운전계획 된 경우($|SE_{RT,i,t}| > 0$)

: $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = Max\{LOCRHF, 0\} \times 1h$

$FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = Max\{LOCRHF, 0\} \times 1h$

여기서,

$FCR_P_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래시간(t) 별 주파수제어예비력가격(원/kW)

$AVR_DN_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간주파수제어하향제공가능용량(MW)

$FCR_UP_LOC_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간주파수제어상향기회비용(원/kW)

$FCR_DN_LOC_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간주파수제어하향기회비용(원/kW)

$TR_P_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래시간(t) 별 3차예비력가격(원/kW)

$SE_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$AGC_MIN_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 AGC하한(MW)

$AGC_ON_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래시간(t)별 AGC 운전상태

$TLA_MIN_{RT,i,t}$(Minimum Availability of Transmission Line)

: 실시간시장(RT)의 HVDC(i)의 거래기간(t)별 최소공급능력(MW)

$SFCR_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간주파수제어예비력계획량(MW)

$STLF_{i,t}$: 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수

$GP_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh)

$SMP_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래기간(t)별 계통한계가격(원/kWh)

LOCRHF : 예비력용량가치 정산단가(원/kW)

⑥ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 실시간1차예비력가격($PCR_P_{RT,t}$)은 다음 각호의 방법으로 계산한다. <항번호 변경 2024.2.28.>

1. 자원별 실시간주파수제어하향제공가능용량($AVR_DN_{RT,i,t}$)합계가 제주 주파수제어예비력 확보기준 이하인 경우 실시간1차예비력기회비용($PCR_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값과 실시간3차예비력가격($TR_P_{RT,t}$) 중 더 높은 값을 실시간1차예비력가격($PCR_P_{RT,t}$)으로 정한다.

2. 자원별 실시간주파수제어하향제공가능용량($AVR_DN_{RT,i,t}$)합계가 제주 주파수제어예비력 확보기준을 초과한 경우 실시간1차예비력기회비용($PCR_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값과 실시간주파수제어예비력가격($FCR_P_{RT,t}$) 중 더 높은 값을 실시간1차예비력가격($PCR_P_{RT,t}$)으로 정한다.

3. 제1호 및 제2호의 자원별 실시간1차예비력기회비용($PCR_LOC_{RT,i,t}$)은 아래 각 목의 방법으로 정한다.

가. 중앙급전발전기

1) 발전기에 실시간1차예비력이 계획되지 않은 경우($SPCR_{RT,i,t} = 0$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$

2) 발전기가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$

3) 발전기의 GF상한($GF_MAX_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$) 이상일 경우($GF_MAX_{RTi,t} - SPCR_{RTi,t} \geq AGC_MAX_{RTi,t}$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$

4) 발전기의 GF상한($GF_MAX_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$) 미만일 경우($GF_MAX_{RTi,t} - SPCR_{RTi,t} < AGC_MAX_{RTi,t}$)

: $PCR_LOC_{RT,i,}t = MAX\{(SMP_{RT,i,t} - GP_{RT,i,t}) \times STLF_{i,t}, 0\} \times 1h$

나. HVDC <개정 2024.2.28.>

1) HVDC에 실시간1차예비력이 계획되지 않은 경우($SPCR_{RT,i,t} = 0$) :

$PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$

2) HVDC가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$

3) HVDC가 운전계획 된 경우($|SE_{RTi,t}| > 0$) <개정 2024.2.28.>

: $PCR_LOC_{RT,i,t} = MAX\{LOCRHF, 0\} \times 1h$

여기서,

$PCR_P_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래시간(t)별 1차예비력가격(원/kW)

$FCR_P_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래시간(t)별 주파수제어예비력가격(원/kW)

$PCR_LOC_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 1차예비력기회비용(원/kW)

$SPCR_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간1차예비력계획량(MW)

$SE_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전계획량(MW)

$GF_MAX_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 GF상한(MW)

$AGC_MAX_{RTi,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 AGC상한(MW)

$TLA_MAX_{RT,i,t}$(Maximum Availability of Transmission Line)

: 실시간시장(RT)의 HVDC(i)의 거래기간(t)별 최대공급능력(MW)

$TLC_{RT,i,t}$(Transmission Line Capacity) : 실시간시장(RT)의 HVDC(i)의 거래기간(t)별

설비용량(MW)

$STLF_{i,t}$: 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수

$GP_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh)

$SMP_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래기간(t)별 계통한계가격(원/kWh)

LOCRHF : 예비력용량가치 정산단가(원/kW)

제16.4.11조(실시간예비력가격의 공개) 전력거래소는 임시 실시간예비력가격을 실시간시장 거래시간 15분 전까지, 실시간예비력가격을 거래일 익일 18시까지 공개함을 원칙으로 한다. 단 실시간예비력가격의 경우 시스템 장애 등 부득이한 상황이 발생할 경우 거래일 익일 24시까지 발표할 수 있다.

제5절 전력의 거래

제16.5.1조(판매사업자의 전력구매) 판매사업자의 전력구매는 별표33을 따른다.

제16.5.2조(용량가격의 적용) 판매사업자에 대한 용량가격의 적용은 별표33을 따른다.

제16.5.3조(부가정산금의 적용) 판매사업자에 대한 부가정산금은 별표33을 따른다.

제16.5.4조(채무불이행시 조치) ① 판매사업자가 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반할 시 채무불이행이 발생한 것으로 본다.

② 판매사업자에게 채무불이행이 발생한 경우에 전력거래소는 지체없이 다음 각호의 1의 조치를 이행하여야 한다.

1. 채무불이행을 확정하고 채무불이행 발생시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
2. 제1호에서 정한 기한까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우 전력거래소는 채권확보를 위한 모든 행위를 수행
3. 제1호에서 정한 기한까지 판매사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우 당일 자정(24:00)에 거래정지가 이뤄짐을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호 서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
4. 거래정지 통지를 발송한 후 즉시 관련된 시장참여자에게 거래정지통지 사본을 통보
5. 거래정지 통지를 받은 판매사업자에 대한 전력시장에서의 거래자격 정지

③ 판매사업자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 판매사업자와 관련 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다.

제16.5.5조(연체이자 산정 및 납부) 판매사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다.

연체이자 = 채무불이행전력거래대금 × 시장은행일반대출연체이자율 × 연체기간 / 365일

제6절 정산

제1관 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에 대한 정산

제16.6.1.1조(전력량 등에 대한 지급금 정산) ① 전력거래소는 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자에 대한 다음 각 호의 정산금을 별표 33에 따라 1시간 단위로 산정하여 지급한다.

1. 에너지정산금

2. 변동비보전정산금
3. 기대이익정산금
4. 임밸런스페널티
5. 기타 정산기준에서 정한 사항

② 전력거래소는 제16.2.6조에 따라 급전가능집합전력자원으로 등록된 자원에 속한 보유자원에 대해서는 제1항 각호에 해당하는 정산금을 지급하지 아니한다.

③ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 상호 간에 계약조건에 따라 보유자원에게 제1항의 정산금을 지급한다.

④ 전력거래소는 소규모전력중개사업자에게 제3항의 규정에 따른 정산금 지급여부에 대한 증빙서류를 요청할 수 있으며, 정산금이 정상적으로 지급되지 않은 것으로 확인되는 경우 소규모전력중개사업자에게 정산금을 지급하도록 지시할 수 있고, 소규모전력중개사업자는 처리결과를 전력거래소에 통보하여야 한다.

⑤ 전력거래소는 비중앙급전발전기를 보유한 발전사업자에 대한 에너지정산금을 별표 33에 따라 1시간 단위로 산정하여 지급한다.

⑥ 전력거래소는 제16.2.10조의 규정에 의하여 급전가능집합전력자원으로서의 자격을 정지하는 경우에는 자격정지일 첫 거래시간부터, 중개계약이 해지된 경우에는 계약해지일 첫 거래시간부터 해당 보유자원에 대하여 제5항의 규정을 적용하여 정산금을 지급한다. <개정 2024.2.28.>

제16.6.1.2조(공급가능용량에 대한 지급금 정산) ① 전력거래소는 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자의 실효용량에 대하여 별표 33에 따라 정산한다. <개정 2025.10.1.>

② 제1항의 규정에도 불구하고 제2.1.1.1조 제6항에 의하여 제출한 상업운전 예정일과 실제 상업운전 개시일이 다를 경우 다음 표의 조건에 해당하는 적용 발전기는 제출된 상업운전 예정일 1일전까지 공급가능용량에 대한 정산금은 지급하지 않는다. 단, 전력거래소 요청에 의해 상업운전개시일이 제출한 예정일보다 앞당겨지는 경우에는 정산금을 지급한다.

조건	적용대상
제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하 시현기간이 하계인 경우	당해연도 7월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 7월1일 이전에 개시하는 발전기
제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하 시현기간이 동계인 경우	당해연도 12월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 12월1일 이전에 개시하는 발전기

③ 전력거래소는 제16.2.6조의 규정에 의하여 급전가능집합전력자원으로 등록된 자원에 속한 보유자원에 대해서는 제1항에 해당하는 정산금을 지급하지 아니한다.

④ 전력거래소는 제16.2.10조의 규정에 의하여 급전가능집합전력자원으로서의

자격을 정지하는 경우 자격정지일 첫 거래시간부터 제1항에 해당하는 정산금을 지급하지 아니한다.

⑤ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 상호 간의 계약조건에 따라 보유자원에게 제1항 의 정산금을 지급한다.

⑥ 전력거래소는 소규모전력중개사업자에게 제5항의 규정에 따른 정산금 지급여부에 대한 증빙서류를 요청할 수 있으며, 정산금이 미지급된 것으로 확인되는 경우 소규모전력중개사업자에게 정산금을 지급하도록 지시할 수 있고, 소규모전력중개사업자는 처리결과를 전력거래소에 통보하여야 한다.

제16.6.1.3조(보조서비스 정산) ① 전력거래소는 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자가 제공한 다음 각 호의 예비력에 대하여 별표 33에 따라 1시간 단위로 정산한다.

1. 주파수제어예비력
2. 1차예비력
3. 3차예비력

② 전력거래소는 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자가 제공한 마일리지 및 자체기동 서비스에 대하여 별표 33에 따라 1시간 단위로 정산하여야 한다.

③ 전력거래소는 제1항 제1호 및 제2호의 정산단가 산정시 송전사업자의 전기저장장치가 제공한 보조서비스량을 고려한다.

제16.6.1.4조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) ① 채무불이행 등의 사유로 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 지급할 전력거래대금보다 판매사업자가 전력거래소에 지급한 전력거래대금이 적은 경우에는 제4.3.6조의2의 예비계좌에서 인출한 예치금으로 부족분을 충당하여 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 우선 지급한다. 단, 예비계좌 예치금이 전력거래대금 부족분보다 적은 경우에는 다음과 같이 각 발전사업자 및 소규모전력중개사업자별로 거래대금을 산정하여 결제한다.

발전사업자 및 소규모전력중개사업자의 할인된 거래대금 = (구매자가 지불한 총 거래대금 + 예비계좌 사용금액) × 해당 결제일에 각 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 받아야 할 거래대금 / 해당 결제일의 전력시장 총거래대금

② 채무불이행된 거래대금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 발전사업자가 원래 지급받아야할 거래대금에서 전력거래대금, 지연에 따른 이자 순으로 조정하여 지급한다.

제16.6.1.5조(전력거래대금 채권양도 및 압류·가압류) ① 소규모전력중개사업자의

전력거래대금 질권·채권양도 및 압류·가압류와 관련하여서는 별표8의 7.11.6의 규정을 준용한다. 다만, 자원보유자의 중개사업에 따른 별도의 사유가 없는 한 전력거래소의 정산에 영향을 미치지 아니한다.

② 본 규칙에 규정되지 않은 질권·채권양도 및 압류·가압류와 관련된 사항에 대해서는 민법, 민사집행법 등 제반규정에 따른다.

제2관 판매사업자에 대한 정산

제16.6.2.1조(전력량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산금액은 별표 33의 정산기준에 따라 1시간 단위로 계산한 전체 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 중개사업자의 시간대별 전력량에 대한 정산금 총액으로 한다.

제16.6.2.2조(공급가능용량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 공급가능용량에 대한 정산금액은 별표 33에 따라 1시간 단위로 산정한 전체 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 중개사업자 시간대별 공급가능용량 정산금 총액으로 한다.

제16.6.2.3조(부가정산금에 대한 정산) 판매사업자에게 적용하는 시간대별 부가정산금에 대한 정산금액은 별표 33에 따라 정산기준에 따라 1시간 단위로 산정한 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 중개사업자의 시간대별 부가정산금에 대한 정산금 총액으로 한다.

제7절 급전가능재생에너지자원의 전력계통 운영

제16.7.1조(급전가능재생에너지자원에 관한 계통운영) ① 전력거래소는 급전가능재생에너지자원에 대한 출력 감시, 평가 및 급전지시를 통해 전력계통을 안정적으로 운영하여야 한다.

② 전력거래소와 송·배전사업자는 안정적인 계통운영을 위하여 다음 각 호의 정보를 상호 공유한다.

1. 급전가능재생에너지발전기로 등록된 보유자원 정보
2. 급전가능집합전력자원에 속하는 보유자원 정보

③ 전력거래소는 배전망의 안정적 운영에 관한 정보를 배전사업자와 공유한다. <개정 2025.7.10.>

④ 제3항의 공유정보 및 시점은 다음 각호와 같다. [신설 2025.7.10.]

1. 전체 급전가능재생에너지자원의 하루전발전계획량 : 거래일 전일 18시까지

2. 전체 급전가능재생에너지자원의 당일발전계획량 : 발전계획 수립 즉시
3. 전체 급전가능재생에너지자원의 실시간발전계획량 : 거래시점 15분 전까지

⑤ 전력거래소는 제4항에도 불구하고 전산 장애 등으로 인해 발전계획 통지가 지연되는 경우, 별표34 7.7.2.1부터 7.7.2.6에 따른 발전계획 통지 시점에 공유한다. [신설 2025.7.10.]

제16.7.2조(급전지시) ① 전력거래소는 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에게 다음 각 호의 사항에 관하여 급전지시를 할 수 있다.

1. 급전가능재생에너지자원의 계통연결 및 분리
2. 발전출력지시
3. 급전가능재생에너지자원의 급전지시 이행능력시험
4. 기타 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한 사항

② 전력거래소는 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에게 제16.4.1조의 하루전발전계획, 제16.4.3조의 당일발전계획, 제16.4.5조의 실시간발전계획에 따른 결과 또는 계통운영시스템의 실시간 급전계획 결과에 따라 제1항 제1호 및 제2호의 급전지시를 하는 것을 원칙으로 하되, 다음 각 호의 경우 급전원의 판단에 의하여 급전지시를 달리 할 수 있다.

1. 공급과잉 등 수급불균형이 예상되는 경우
2. 발전기, 전력계통의 사고 등에 의해 발전계획을 수립하기에 충분한 시간적 여유가 없는 경우
3. 기타 전력계통의 안정을 위해 긴급하게 급전지시가 필요한 경우

제16.7.3조(급전지시의 기준) 전력거래소는 급전가능재생에너지자원에 대하여 송전단 기준 유효전력(MW)으로 급전지시 한다.

제16.7.4조(급전지시의 방법 등) ① 전력거래소의 급전지시는 전력거래시스템, 계통운영시스템, 전화, 문서 또는 전력거래소에서 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용한다.

② 전력거래소와 제1항에 의한 급전지시를 받은 사업자는 계통 연결 및 분리 후 2시간 이내에 계통연결 및 분리 시간을 거래소에 제출해야한다.

제16.7.5조(급전지시의 이행) 제16.7.2조의 급전지시를 받은 사업자는 지체없이 이를 이행하여야 한다.

제16.7.6조(급전지시의 철회 또는 변경) ① 제16.7.2조의 급전지시를 받은 사업자는 설비나 인명의 안전에 위해가 예상되어 급전지시를 이행할 수 없는 경우에는 지

체없이 그 사유 및 이행 예상 시기를 전력거래소에 통지하여야 한다.
② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 통지를 받은 경우 제16.7.2조의 급전지시를 철회 또는 변경할 수 있다.

제16.7.7조(비상시 급전지시) 전력거래소는 천재지변 등으로 전력계통 운영에 심각한 상태가 초래되었거나 우려가 있을 경우, 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에게 별표 12에 따라 비상시 급전지시를 할 수 있다.

제16.7.8조(송전손실의 적용) 전력거래소는 제16.4.1조의 하루전발전계획, 제16.4.3조의 당일발전계획 및 제16.4.5조의 실시간발전계획 수립을 위하여 제2.5.3조의 정적손실계수를 고려한다.

제8절 급전가능재생에너지자원의 전력거래시스템

제16.8.1조(실시간 자료취득 및 제어설비의 설치) ① 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 제16.2.3조의 기술요건을 충족하기 위한 실시간시스템 자료취득 및 제어설비를 설치하여야 한다.
② 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 제16.2.4조의 기술요건을 충족하기 위한 실시간 자료취득 및 제어설비를 설치하여야 한다.

제16.8.2조(실시간 자료취득 및 제어설비 관리) ① 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자 및 급전가능집합전력자원를 보유한 소규모전력중개사업자는 설비고장 또는 통신오류 등에 의해 자료제공에 장애가 발생하지 않도록 주기적으로 제16.8.1조에 따라 설치한 설비를 점검하여야 한다.
② 자료취득 및 제어설비에 장애가 발생한 경우 전력거래소는 즉시 해당 사업자에게 통보하고, 해당 사업자는 가능한 빠른 시일 내에 정상화 시켜야 한다.
③ 제1항 및 제2항의 세부 기준 및 절차는 별표 13에 따른다.

제9절 보칙

제16.9.1조(별도지침의 제정) ① 전력거래소는 필요한 경우 별도의 지침을 마련하여 전기자동차 등 신자원의 전력시장 참여, 급전가능재생에너지자원의 예비력시장 참여 등 새로운 제도의 도입에 앞서 추가적인 실증을 추진할 수 있다.
② 제1항의 경우에는 가상의 테스트로 진행하며 본 6절의 전력거래대금의 정산에는 영향을 미치지 않아야 한다. <개정 2025.8.6.>

제17장 수소발전입찰시장 계약전력량 거래 [본장신설 2023.8.30.]

제1절 통칙

제17.1.1.조(목적) 이 장은 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률」제25조의6 제2항에 근거한 수소발전입찰시장에서 수소발전량 공급을 계약한 발전기의 계약전력량을 「전기사업법」제31조에 근거한 전력시장에서 전력거래를 하는 데에 필요한 사항을 정함을 목적으로 한다.

제17.1.2조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. “수소발전”이라 함은 수소 또는 수소화합물을 연료로 전기 또는 전기와 열을 생산하는 것을 말한다.
2. “수소발전입찰시장”이라 함은 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률」제25조의6 제2항에 근거하여 수소발전량의 거래를 계약하는 시장을 말한다.
3. “수소발전입찰시장 고시”라 함은 기후에너지환경부에서 고시한 「수소발전입찰시장 연도별 구매량 산정 등에 관한 고시」를 말한다. <개정 2026.1.28.>
4. “계약발전기“라 함은 수소발전입찰시장에서 수소발전량 공급을 계약한 발전기를 말한다.
5. “계약전력량“이라 함은 계약발전기가 수소발전입찰시장에서 계약한 수소발전량을 말한다.
6. “차액계약정산”이라 함은 수소발전입찰시장에서 계약발전기가 계약전력량 거래를 위해 계약한 총 계약단가와 전력시장 계통한계가격의 차이로 정산하는 것을 말한다.

제17.1.3조(적용범위) 이 장은 전력시장에서 수소발전입찰시장 계약전력량의 전력거래에 적용한다.

제17.1.4조(다른 장과의 관계) 이 장에 따른 수소발전입찰시장 계약전력량 거래에 대한 규칙은 전력시장운영규칙 내 다른 장의 규칙에 우선하여 적용한다.

제17.1.5조(계약발전기의 전력시장운영 일반원칙) ① 계약발전기는 제1.2.4조에 따라 전력시장에 등록하여야 한다.

② 계약발전기는 제5장 전력계통 운영에 관한 사항을 준수하여야 한다.

③ 계약발전기를 보유한 발전사업자는 계약발전기에 대한 전력거래소의 급전지시를 성실히 이행하여야 한다.

제2절 정산

제1관 발전사업자에 대한 정산

제17.2.1.1조(계약발전기에 대한 정산금 산정) 전력거래소는 발전사업자가 보유한 계약발전기에 대해 다음 각 호를 고려하여 별표 2 및 별표 8에 따라 정산한다.

1. 실제 계량된 전력량에 대한 정산
2. 계약전력량에 대한 차액계약정산

제2관 판매사업자에 대한 정산

제17.2.2.1조(전력량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.2.1조를 따른다.

제17.2.2.2조(계약전력량에 대한 차액계약정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 계약전력량에 대한 차액계약정산금액은 별표 2에 따라 산정한 수소발전입찰시장 전체 계약발전기의 계약전력량에 대한 차액계약정산금액을 수소발전입찰시장 고시 <별표3>에 따른 구매자별 구매량 산정을 위한 전력거래비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2024.2.28.>

제3관 구역전기사업자에 대한 정산

제17.2.3.1조(전력량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.4.1조를 따른다.

제17.2.3.2조(계약전력량에 대한 차액계약정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 계약전력량에 대한 차액계약정산금액은 별표 2에 따라 산정한 수소발전입찰시장 전체 계약발전기의 계약전력량에 대한 차액계약정산금액을 수소발전입찰시장 고시 <별표3>에 따른 구매자별 구매량 산정을 위한 전력거래비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제4관 직접구매자에 대한 정산

제17.2.4.1조(전력량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.3.1조를 따른다.

제5관 수소발전입찰시장 정산명세서

제17.2.5.1조(정산명세서) 수소발전입찰시장 정산명세서에 관한 사항은 제4.2.5.1조 내지 제4.2.5.7조에 따른다. 다만, 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약 정산금의 청구는 별도로 정한 바에 따른다.

제17.2.5.2조(계약전력량 차액계약정산금 청구) ① 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자는 별표 2에 따라 전력거래차수별 결제일 이전에 수소발전입찰시장 계약전력량 차액계약정산금을 전력거래소에 청구하여야 한다.

② 전력거래소는 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자로부터 청구서를 접수받은 후 별표 2에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 수소발전입찰시장 계약전력량 차액계약정산금을 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자에게 청구하여야 한다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 대금청구일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자 간의 합의에 따른다.

④ 제4.2.5.3조 제2항 및 제4.2.5.5조 제2항의 규정에 의한 분쟁조정절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 규정에 의한 분쟁조정결과에 따라 정산한다.

⑤ 전력거래소는 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사에게 청구하여야 한다.

⑥ 수소발전입찰시장 계약전력량 차액계약정산금에 대한 결제 및 전력거래전담금융기관에 관한 규정은 규칙 제4장 제3절 및 별표 8에 따른다.

제18장 준중앙급전자원 운영 제도

[본장신설 2024.10.8.] [본장 제목 변경 2026.1.28.]

제1절 통칙

제18.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. “준중앙급전자원”이란 경부하기 안정적인 계통운영을 위하여 사전에 정한 운영기간에 전력거래소의 급전지시에 따라 운전하는 비중앙급전발전기 및 집합전력자원으로 “연료형 준중앙급전발전기”와 “변동성 재생에너지형(태양광, 풍력발전기를 의미하며 이하 “재생에너지형”이라 한다) 준중앙급전자원”으로 구분된다. <개정 2026.1.28.>
2. ”연료형 준중앙급전발전기“란 바이오, 연료전지, 수력, 폐기물 등과 같이 풍력, 태양광 발전형태 외의 모든 준중앙급전발전기를 말한다. [신설 2026.1.28.]
3. ”재생에너지형 준중앙급전자원“이란 ‘재생에너지형 준중앙급전발전기’ 및 ‘재생에너지형 준중앙집합전력자원’을 말한다. [신설 2026.1.28.]
4. ”재생에너지형 준중앙급전발전기“란 풍력, 태양광 발전 형태의 준중앙급전발전기를 말한다. [신설 2026.1.28.]
5. ”재생에너지형 준중앙집합전력자원“이란 풍력, 태양광발전기를 통합하여 운영할 수 있도록 구성한 준중앙집합전력자원을 말한다. [신설 2026.1.28.]
6. “자체발전계획량”이란 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 마감시간(연료형 준중앙급전발전기는 하루전 14시, 재생에너지형 준중앙급전자원은 하루전 17시) 이전까지 자체적으로 수립하여 전력거래소에 제출해야 하는 송전단 기준 시간대별 계획 발전량(MWh)을 말한다. <호번호변경 및 개정 2026.1.28.>
7. “공급가능유효전력(Available MW)”이란 재생에너지형 준중앙급전자원이 출력제어를 하지 않은 상태에서 최대로 낼 수 있는 송전단 기준 유효전력 순시값을 말한다. [신설 2026.1.28.]
8. “연료형 준중앙급전발전기 제어가능용량”이란 연료형 준중앙급전발전기의 최대발전용량과 최소발전용량 사이에서 전력거래소의 급전지시에 따라 출력을 제어할 수 있는 용량(MW)을 말한다. [신설 2026.1.28.]
9. “재생에너지형 준중앙급전자원 제어가능용량”이란 재생에너지형 준중앙급전자원의 공급가능유효전력과 최소발전용량 사이에서 전력거래소의 급전지시에 따라 출력을 제어할 수 있는 용량(MW)을 말하며, 재생에너지형 준중앙급전자원의 최소발전용량은 0MW로 정한다. [신설 2026.1.28.]
10. “연속제어형 준중앙급전자원”이란 공급가능유효전력과 최소발전용량(0MW) 사이에서 출력 조정이 가능한 재생에너지형 준중앙급전자원을 말한다. [신설 2026.1.28.]

11. “고정제어형 준중앙급전자원”이란 공급가능유효전력 또는 최소발전용량(0MW)으로만 출력 조정이 가능한 재생에너지형 준중앙급전자원을 말한다. [신설 2026.1.28.]

12. “등록시험“이란 준중앙급전자원으로 등록하기 전, 급전지시에 따라 응동 가능한 제어가능용량을 검증하는 시험을 말한다. <호번호변경 및 개정 2026.1.28.>

13. ”급전지시 이행률“이란 준중앙급전자원의 급전지시 이행 수준을 판단하는 정도를 말한다. <호번호변경 및 개정 2026.1.28.>

14. “주요자원”은 재생에너지형 준중앙급전자원 중 직접 에너지를 생산할 수 있는 풍력 및 태양광발전기를 말한다. [신설 2026.1.28.]

15. “보조자원”은 주요자원과 연계하여 운영되는 전기저장장치를 말한다. [신설 2026.1.28.]

16. “재생에너지형 준중앙급전자원 설비이용률(이 장에서만 적용한다)”이라 함은 재생에너지형 준중앙급전자원 주요자원의 설비가용량에 대한 계량전력량의 백분율(%)을 말한다. 여기서, 설비가용량은 전력시장에 등록된 설비용량 중 일시적인 고장, 정비 등 사유로 발전을 할 수 없는 설비의 용량을 제외한 것을 말한다. [신설 2026.1.28.]

제18.1.2조(적용범위) 이 장은 전력시장에 참여하는 준중앙급전자원의 전력거래 및 계통운영에 대하여 적용한다. <개정 2026.1.28.>

제18.1.3조(준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자의 의무) <본조 제목 변경 2026.1.28.> ① 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자는 제도 참여기간 동안 안정적인 전력계통 운영을 위해 전력거래소의 급전지시를 성실히 이행해야 한다. <개정 2026.1.28.>

② 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자는 급전지시 이행 확인 및 원활한 정산을 위하여 실시간 계량자료, 급전자원의 출력 등에 대한 취득 상황 등을 수시로 확인하여 각종 필수 데이터가 전력거래소로 원활히 전송되도록 해야 한다. <개정 2026.1.28.>

③ 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자는 제10장 제3절의 정보보안 기준을 따라야 하며, 이를 확인하기 위한 전력거래소의 현장점검 또는 자료제출 요구에 협조하여야 한다. [신설 2026.1.28.]

④ 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자는 제1항 내지 제3항에 따른 의무를 숙지하여야 하며, 미이행시 준중앙급전자원 자격을 정지할 수 있다. [신설 2026.1.28.]

제2절 연료형 준중앙급전발전기 참여 조건

<절제목 변경 2026. 1. 28.>

제18.2.1조(등록 조건) ① 연료형 준중앙급전발전기로 전력시장에 등록하기 위해서는 아래 각 호의 조건을 모두 충족해야 한다. <개정 2026.1.28.>

1. 제1.2.4조에 따라 비중앙급전발전기로 등록된 발전기일 것
2. 설비용량이 5MW를 초과할 것
3. 제18.2.2조 및 제18.2.3조에 따른 성능 조건과 정보제공 조건을 갖출 것

② 다음 각 호에 해당하는 경우에는 연료형 준중앙급전발전기로 등록할 수 없다. <개정 2026.1.28.>

1. 태양광, 풍력발전기
2. 자가용 전기설비
3. 구역전기발전기
4. 제15장에 따라 저탄소 전원 중앙계약시장에 참여하는 발전기
5. 제17장에 따라 수소발전입찰시장에 참여하는 발전기
6. 발전사업자가 발전기 출력 조정 등의 발전설비 운영 권한을 제3자에게 위탁한 경우 (단, 별지 제132호 급전지시 이행 준수 동의서를 통해 양자 간 합의한 경우에는 등록을 허용) [신설 2026.1.28.]

제18.2.2조(성능 조건) 연료형 준중앙급전발전기는 다음 각 호의 성능 조건을 만족하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

1. 출력제어 성능
   가. 급전지시에 따라 제어가능용량 범위(최소발전용량에서 최대발전용량 사이)에서 발전기 운전이 가능할 것
   나. 유연성기여도(최소발전용량을 최대발전용량으로 나눈 값)가 60% 이하일 것
   다. 운전 중인 발전기의 출력이 급전지시 후 최소발전용량 및 최대발전용량까지 도달하는데 걸리는 시간이 1시간 이내 또는 1.5시간 이내일 것
2. 계통안정화 성능 : 전압 조정, 주파수추종운전 및 자동발전제어 운전 등이 가능할 것

② <삭제 2026.1.28.>

제18.2.3조(정보제공 조건) ① 연료형 준중앙급전발전기를 소유한 발전사업자(이하 "연료형 발전사업자"라 한다) 는 분산자원연계장치 또는 원격소장치(RTU)를 이용하여, 다음 각 호의 정보를 원격으로 전력거래개시일로부터 10일(영업일 기준) 전까지 전력거래소에 제공해야 한다. <개정 2026.1.28., 2026.7.24.>

1. 송전단 기준 유효전력(MW) 및 무효전력(MVar)
2. 전압(kV)
3. 주파수추종운전 신호
4. 자동발전제어 운전 신호

② 제1항의 분산자원연계장치 또는 원격소장치에 대한 설치 및 자료취득 기준은 별표13에 따른다. <개정 2026.7.24.>

③ 제1항의 정보에 대한 취득 주기는 1분 이내로 전력거래소에 제공할 수 있어야 한다.

④ 연료형 발전사업자는 별표13에 따른 발전소에 급전지시용 일반전화를 전력거래개시일로부터 10일(영업일 기준) 전까지 설치해야 한다. <개정 2026.1.28.>

⑤ 연료형 준중앙급전발전기로 등록하기 전, 비중앙급전발전기에 원격소장치가 설치된 경우에는 제1항에도 불구하고 원격소장치를 이용하여 정보를 제공해야 한다. <개정 2026.1.28.>

⑥ 분산자원연계장치를 설치한 연료형 준중앙급전발전기가 비중앙급전발전기로 전환되는 경우에는 별표 13의 8.1.2.6에도 불구하고, 자료취득 방식은 별표 13의 8.1.2.7을 적용하여 정보를 제공할 수 있다. <개정 2026.1.28., 2026.7.24.>

제3절 연료형 준중앙급전발전기 운영

<절제목 변경 2026.1.28.>

제18.3.1조(발전기 등록) ① 제18.2.1조 및 제18.2.2조의 조건을 만족하는 비중앙급전발전기를 소유한 발전사업자가 연료형 준중앙급전발전기로 등록하고자 하는 경우에는 전력거래개시일(제18.3.2조 제1항의 운영기간 시작일) 1개월 전까지 별지 제127호의 등록신청서 및 별지 제127-1호의 특성자료 제출서를 작성하여 전력거래소에 제출해야 한다. <개정 2026.1.28.>

1. <삭제 2026.1.28.>
2. <삭제 2026.1.28.>

② 전력거래소는 비중앙급전발전기를 소유한 발전사업자로부터 제1항의 등록신청서 및 특성자료를 제출받은 후, 전력거래개시일로부터 5일(영업일 기준) 전까지 별지 제127-2호의 발전가격을 제출한 경우, 연료형 준중앙급전발전기로 등록을 완료할 수 있다. 단, 다음 각 호에 해당하는 경우에는 연료형 준중앙급전발전기로 등록할 수 없다. <개정 2026.1.28.>

1. 제18.4.1조에 따른 등록시험에 불합격한 경우
2. 제18.3.5조의 자료가 거짓으로 판명된 경우

제18.3.2조(운영기간) ① 제18.3.1조에 따라 등록된 발전기는 다음 각 호에서 정한 운영기간의 10시부터 17시까지 연료형 준중앙급전발전기로 전력거래를 할 수 있다. <개정 2026.1.28.>

1. 봄철 운영기간 : 3월1일 ~ 5월31일(같은 연도 설 연휴 포함) <개정 2026.1.28.>
2. 가을철 운영기간 : 9월1일 ~ 11월30일 <개정 2026.1.28.>

② 제18.3.1조에 따른 발전기 등록 및 제18.3.2조제1항에 따른 운영기간에 대한 세부 일정은 경부하기 수급대책, 계통운영방안, 중앙전력관제센터의 요청 등에 따라 조정할 수 있다.

③ 제2항에 따라 조정된 일정은 제1항에서 정한 운영기간 종료일의 5일 전(영업일 기준)까지 전력거래시스템을 통해 공지한다. <개정 2026.1.28., 2026.4.28.>

제18.3.3조(지역 구분) 제18.3.1호에 따라 등록된 발전기는 다음 각 호에 따라 지역을 구분할 수 있다. 단, 지역 구분이 불명확한 경우, 전력거래소는 계통검토를 통해 발전기의 지역을 결정 또는 조정할 수 있다.

1. 수도권 : 서울, 인천, 경기
2. 비수도권 : 강원, 경남, 경북, 전남, 전북, 충남, 충북, 대전, 광주, 대구, 세종, 울산, 부산

제18.3.4조(자체발전계획량의 제출) ① 연료형 발전사업자는 별표 제31-8호에 따른 자체발전계획량 제출서를 전력거래일 전일 14시까지 전력거래소에 제출해야 한다. <개정 2026.1.28.>

② 전력거래소는 동일한 발전기의 자체발전계획량이 2개 이상 제출된 경우에는 마감시간 이전에 제출된 자체발전계획량 중 마감시간으로 부터 가장 가까운 시기에 제출된 값을 유효한 자체발전계획량으로 인정한다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 자체발전계획량에 제18.3.5조에서 정한 내용 중 전부 또는 일부가 누락되거나 모사전송방식에서 제출한 자의 서명이 누락된 경우에는 자료의 제출을 하지 아니한 것으로 간주한다.

④ 전력거래소는 연료형 준중앙급전발전기의 자체발전계획량을 제출받은 때에는 접수된 시간을 기록하여 관리하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

⑤ 거래일이 휴일인 경우에는 별표 4의 12.0에 따른 휴일 예약입찰 방식을 적용한다.

⑥ 연료형 준중앙급전발전기에 적용하는 발전가격의 경우 매월 동일한 값을 적용해야 한다. <개정 2026.1.28.>

⑦ 연료형 발전사업자는 전력거래소 요청시 발전가격에 대한 근거자료를 제출해야 한다. <개정 2026.1.28.>

⑧ 자체발전계획량을 제출하지 아니한 경우, 가장 최근에 제출한 값을 거래일의 자체발전계획량으로 적용한다.

⑨ 발전기가 고장 또는 정비 등에도 불구하고 연료형 발전사업자는 제1항의 자체발전계획량 제출서를 전력거래소에 제출해야 한다. <개정 2026.1.28.>

⑩ 연료형 발전사업자는 마감시간 이후에 불시고장 발생 또는 복구 등으로 발전기의 자체발전계획의 변경이 필요한 경우, 해당 거래시간의 2시간 이전까지 변경된 자체발전계획과 변경 사유를 전력거래소에 제출하고 중앙전력관제센터에 통보하여야 한다. 다만, 예측할 수 없는 발전기의 고장 등 부득이한 사유가 있는 경우에는 사유가 발생한 때로부터 2시간 이내에 변경된 자체발전계획과 변경 사유를 전력거래소에 제출하고 중앙전력관제센터에 통보하여야 한다. [신설 2026.1.28.]

제18.3.5조(자료의 내용) 연료형 발전사업자는 별지 제31-8호의 서식에 의거하여 자체발전계획량을 제출하는 경우 다음 각 호의 내용을 포함해야 한다. <개정 2026.1.28.>

1. 급전지시 관련 특성자료
   가. 최대발전용량(MW)
   나. 최소발전용량(MW)
   여기서, 최소발전용량은 최대발전용량의 60% 이하로 제출한다.
   다. 최소발전용량 도달시간(hr)
   여기서, 최소발전용량 도달시간은 1시간 이내 또는 1.5시간 이내로 제출한다.
   라. 최대발전요량 도달시간(hr)
   여기서, 최대발전용량 도달시간은 1시간 이내 또는 1.5시간 이내로 제출한다.
2. 보조서비스 관련 특성자료
   가. 주파수추종운전 범위(최대, 최소)
   나. 부동대
   다. 속도조정률
3. 발전가격(원/kWh)

여기서, 발전가격은 0원/kWh 이상 이어야 하며, 발전기별로 해당 월에 사용되는 연료비에 근거하여 제출해야 한다.

제18.3.6조(특성자료 등의 변경) ① 제18.3.2조의 운영기간 중 제18.3.5조에 해당하는 자료의 변경이 필요한 경우에는 거래월(전력거래개시 월의 다음 달부터 적용) 1일을 기준으로 5일(영업일 기준) 전까지 별지 제127-1호 또는 별지 제127-2호를 전력거래소에 제출한 경우에는 거래월 1일부터 변경된 값을 적용할 수 있다. 이 경우, 별지 제127-1호를 통해 제출된 특성자료는 제18.2.2조제1항의 성능조건을 만족해야 한다.

② 제1항에도 불구하고 제18.3.2조의 운영기간 중 발전기 고장 등으로 제18.3.5조에 해당하는 자료의 변경이 필요한 경우에는 즉시 전력거래소에 요청할 수 있으며, 전력거래소는 합당한 사유 등 판단하여 변경 여부를 결정할 수 있다.

제18.3.7조(자격의 상실 조건) ① 다음 각 호에 해당하는 경우에는 연료형 준중앙급전발전기의 자격은 상실할 수 있다. <개정 2026.1.28.>

1. 제18.5.4조에 따른 사유 및 시기의 통지없이 1일을 기준으로 급전지시 이행률이 50% 미만인 횟수가 3회를 초과하는 경우 <개정 2026.1.28.>
2. 제18.3.5조의 자료가 거짓으로 제출된 것이 판명 난 경우
3. 제18.3.2조제1항의 각 운영기간의 급전지시 평균 이행률이 70% 미만인 경우
4. 제18.1.3조의 의무를 불성실하게 이행하여 5회 이상의 시정요구를 받았음에도 불구하고 개선되지 않는 경우 [신설 2026.1.28.]
5. 제18.5.4조 급전지시 미이행에 대한 제출자료가 거짓으로 판명나거나, 운영기간 내 급전지시 미이행 제출 일수가 5일을 초과하는 경우 [신설 2026.1.28.]
6. 연료형 발전사업자가 준중앙급전발전기의 등록을 해제하고자 하는 경우 [신설 2026.1.28.]

② 제1항에 해당하는 경우에는 제18.6.1.1조제3호의 정산금을 지급하지 않으며, 제1항 제1호 내지 제5호에 해당하는 경우에는 차기 운영기간에 한하여 연료형 준중앙급전발전기로 등록을 할 수 없다. <개정 2026.1.28.>

③ 제18.3.2조의 운영기간 중 발전기(동일한 접속점에 2개 이상의 발전기가 단일 계량값으로 합산하여 취득되는 경우도 포함)의 정비계획이 있는 경우, 사전에 사유제출 등을 통해 전력거래소와 협의를 완료하면, 계획된 정비기간에는 일시적으로 연료형 준중앙급전발전기 자격을 상실할 수 있다. <개정 2026.1.28.>

제18.3.8조(정산데이터 기준) 제18.6.1.1조제3호의 정산에 사용되는 데이터는 제18.3.2조제1항에 따른 운영기간에 발생한 발전기 계량값, 전력시장 전체의 총 전력거래량, 직접구매자의 총 유효구매전력량, 판매사업자의 총 구매전력량 및 구역전기사업자의 총 유효구매전력량이 있으며, 제18.3.2조제1항에 따른 각 운영기간 거래종료일로부터 2개월 이내에 취득된 데이터를 기준으로 최종 확정하여 사용한다. <개정 2026.1.28.>

제4절 연료형 준중앙급전발전기 등록시험

<절제목 변경 2026.1.28.>

제18.4.1조(연료형 준중앙급전발전기에 대한 등록시험) <본조 제목 변경 2026.1.28.> 전력거래소는 제18.3.1조에 따라 등록신청서를 제출한 발전기에 대해 전력거래개시일 14일 전까지 등록시험을 완료해야 한다. <개정 2026.1.28.>

제18.4.2조(검증항목) ① 전력거래소는 제18.2.2조제1항제1호에 따른 준중앙급전발전기의 출력제어 성능을 등록시험을 통해 검증하여야 한다.

② 제1항에 따른 검증은 계량값으로 측정한다.

③ 제2항의 계량값이 동일한 접속점에 2개 이상의 발전기로부터 합산하여 취득되는 경우에는 제18.3.5조제1호의 자료 제출시 제18.2.2조제1항에 따른 각 발전기의 출력제어 성능을 합산한 값으로 검증받아야 한다.

제18.4.3조(등록시험 절차) ① 전력거래소는 제18.3.2조에 따른 운영기간 전 발전사업자와 협의를 통해 등록시험을 시행하며, 그 조건은 다음 각 호와 같다.

1. 등록시험은 10시부터 17시 사이에 시행할 것
2. 발전기 운전 중 이용률(송전단 기준 발전기 출력을 최대발전용량을 나눈 값)이 80% 이상으로 유지된 상태에서 실시할 것

② 제1항의 조건을 만족한 상태에서 별지 제127-1호 특성자료 제출서에 따라 발전사업자가 제출한 출력제어 범위 및 출력제어 시간을 검증해야 한다. 이 경우 급전지시량에 대한 시간대별 이행률은 평균 95% 이상 이어야 한다.

③ 제18.3.2조의 각 운영기간 급전지시 평균 이행률이 90% 이상인 경우에는 차기 등록시험을 면제할 수 있다.

제18.4.4조(등록시험 결과 통보) 전력거래소는 제18.4.3조의 등록시험 절차가 완료된 후 2일(영업일 기준) 이내에 발전사업자에게 등록시험 합격 여부를 통보해야 하며, 등록시험에서 탈락한 경우에는 최대 2회 한도 내에서 재시험을 시행할 수 있다. <개정 2026.1.28.>

제18.4.5조(등록시험 결과에 대한 이의신청) ① 발전사업자는 제18.4.4조의 등록시험 결과를 통지받은 후, 통지일로부터 2일(영업일 기준) 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. <개정 2026.1.28.>

② 전력거래소는 제1항의 이의신청 통지일로부터 2일(영업일 기준) 이내에 이의신청 처리결과를 통지해야 한다. <개정 2026.1.28.>

제5절 연료형 준중앙급전발전기 급전지시

<절제목 변경 2026.1.28.>

제18.5.1조(연료형 준중앙급전발전기에 대한 급전지시) <본조 제목 변경 2026.1.28.> ① 전력거래소는 연료형 발전사업자에게 다음 각 호의 사항에 관하여 급전지시를 할 수 있다. <개정 2026.1.28.>

1. 발전출력지시(송전단 기준 유효전력(MW)
2. 전압 조정(송전단 기준 무효전력(MVar), 발전기 전압(kV))
3. 주파수추종운전
4. 자동발전제어 운전
5. 기타 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한 사항

② 제1항 제2호 내지 제5호에 대한 세부사항은 별표 11 및 별표 12에 따른다.

③ 전력거래소는 제1항에 대해 다음 각 호에 해당하는 경우 연료형 발전사업자에게 급전지시를 할 수 있다. <개정 2026.1.28.>

1. 운영예비력이 6,500MW 미만이거나 예상되는 경우
2. 하향예비력이 3,000MW 미만이거나 예상되는 경우
3. 기타 안정적인 실시간 계통운영을 위해 관제사가 필요하다고 판단하는 경우

④ 전력거래소는 제1항제1호에 대한 급전지시량에 대하여 지시 시간을 통보 및 입력해야 하며, 연료형 발전사업자는 제어가능용량 범위 내에서 1시간 이내 또는 1.5시간 이내에 급전지시량에 도달하도록 해야 한다. <개정 2026.1.28.>

⑤ 전력거래소는 제4항의 급전지시량, 계량값을 통해 상향 및 하향 운전에 대한 시간대별 이행률을 측정해야 한다. <개정 2026.1.28.>

⑥ 준중앙급전발전기의 제어순위는 제18.3.5조에 따라 연료형 발전사업자가 제출한 발전가격을 고려하는 것을 원칙으로 한다. 단, 다음 각 호의 경우 관제사의 판단에 따라 제어순서를 달리할 수 있다. <개정 2026.1.28.>

1. 전력계통 발전량·부하의 급격한 변화가 발생하거나 예상되는 경우
2. 발전기, 전력계통의 사고 등에 의해 발전계획을 수립하기에 충분한 시간적 여유가 없는 경우
3. 기타 전력계통의 안정을 위해 긴급하게 급전지시가 필요한 경우

⑦ 제1항에도 불구하고 제1.1.2조제50호에 따른 비상상황 발생시 전력거래소는 발전출력지시 범위를 초과한 운전 및 발전기 계통분리 또는 연결 등에 대하여 급전지시를 할 수 있다.

⑧ 제18.3.6조제2항 및 제18.3.7조제3항에 따른 사유로 발전기(동일한 접속점에 2개 이상의 발전기가 단일 계량값으로 합산하여 취득되는 경우도 포함)가 급전지시를 이행하지 못하는 기간에 대해서는 제어가능량정산금 산정에서 제외한다.

제18.5.2조(급전지시의 방법 등) ① 연료형 준중앙급전발전기에 대한 급전지시는 급전전화, 계통운영시스템, 전화, 문서 또는 전력거래소에서 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용해야 하며, 급전전화는 어떠한 경우에도 최우선적으로 통화가 가능하도록 해야 한다. <개정 2026.1.28.>

② 제1항에 의한 급전지시를 받은 연료형 발전사업자는 급전지시 이행 완료 후 2시간 이내에 급전지시 완료 시간을 전력거래소에 통보해야 한다. <개정 2026.1.28.>

제18.5.3조(급전지시의 이행) 제18.5.1조의 급전지시를 받은 연료형 발전사업자는 지체없이 이를 이행하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

제18.5.4조(급전지시의 미이행 사유 제출) 제18.5.1조의 급전지시를 받은 연료형 발전사업자는 설비나 인명의 안전에 위해가 예상되어 급전지시를 이행할 수 없는 경우에는 지체없이 그 사유 및 미이행 예상 시기를 전력거래소에 통지해야 한다. <개정 2026.1.28.>

제6절 연료형 준중앙급전발전기 정산

<절제목 변경 2026.1.28.>

제1관 연료형 발전사업자에 대한 정산

<관제목 변경 2026.1.28.>

제18.6.1.1조(전력량 등에 대한 지급금 정산) 전력거래소는 연료형 발전사업자에 대한 다음 각 호의 정산금을 별표2 및 별표8에 따라 지급한다. <개정 2026.1.28.>

1. 전력량에 대한 정산
2. 보조서비스에 대한 정산
3. 기본정산금에 대한 정산

제18.6.1.2조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) 제18.6.1.1조에 대한 채무불이행은 제4.2.1.5조를 따른다.

제2관 판매사업자에 대한 정산

제18.6.2.1조(전력량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.2.1조를 따른다.

제18.6.2.2조(보조서비스에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 보조서비스에 대한 정산은 제4.2.2.3조를 따른다.

제18.6.2.3조(기본정산금에 대한 정산) 판매사업자가 부담할 기본정산금은 준중앙급전자원의 기본정산금 총액에 각 운영기간에 발생한 총 전력거래량에서 판매사업자가 구매한 전력량 비율을 곱한 금액으로 한다. <개정 2026.1.28.>

제3관 직접구매자에 대한 정산

제18.6.3.1조(전력량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.3.1조를 따른다.

제18.6.3.2조(보조서비스에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 보조서비스에 대한 정산은 제4.2.3.3조를 따른다.

제18.6.3.3조(기본정산금에 대한 정산) 직접구매자가 부담할 기본정산금은 준중앙급전자원의 기본정산금 총액에 각 운영기간에 발생한 총 전력거래량에서 직접구매자가 구매한 전력량 비율을 곱한 금액으로 한다. <개정 2026.1.28.>

제4관 구역전기사업자에 대한 정산

제18.6.4.1조(전력량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.4.1조를 따른다.

제18.6.4.2조(보조서비스에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 보조서비스에 대한 정산은 제4.2.4.3조를 따른다.

제18.6.4.3조(기본정산금에 대한 정산) 구역전기사업자가 부담할 기본정산금은 준중앙급전자원의 기본정산금 총액에 각 운영기간에 발생한 총 전력거래량에서 구역전기사업자가 구매한 전력량 비율을 곱한 금액으로 한다. <개정 2026.1.28.>

제7절 재생에너지형 준중앙급전자원 참여 조건

[본절 신설 2026.1.28.]

제18.7.1조 (재생에너지형 준중앙급전발전기의 등록조건) 재생에너지형 준중앙급전발전기로 전력시장에 등록하고자 하는 자원은 아래 각 호의 기준을 모두 충족하여야 한다.

1. 주요자원이 풍력발전기 또는 태양광발전기이고 설비용량이 20MW를 초과할 것

2. 제18.7.3조의 성능 조건, 제18.7.4조의 정보제공 조건을 갖출 것
3. 제14장 재생에너지 발전량 예측제도에 등록된 자원일 것
4. 주요자원이 계통관리변전소(동해안, 제주지역 제외)에 연계되어 있을 것
5. 제15장 저탄소 전원 중앙계약시장에 참여하지 않은 자원일 것
6. 송·배전용전기설비 이용규정 제29조 5항에 따라 선접속 후제어 조건부로 접속하지 않은 자원일 것

제18.7.2조(재생에너지형 준중앙집합전력자원의 등록조건) 재생에너지형 준중앙집합전력자원으로 전력시장에 등록하고자 하는 자원은 아래 각 호의 기준을 모두 충족하여야 한다.

1. 주요자원이 풍력발전기 또는 태양광발전기이고 설비용량이 20MW 이하일 것
2. 주요자원들의 설비용량 합계가 1MW 초과 500MW 미만일 것
3. 제18.7.3조 1항의 출력제어 성능 조건, 제18.7.5조의 정보제공 조건을 갖출 것
4. 주요자원이 제18.7.3조 제2항의 성능 조건을 갖출 것
5. 주요자원이 제14장 재생에너지 발전량 예측제도에 동일한 소규모전력중개사업자에 의해 등록된 자원일 것
6. 주요자원이 동일한 계통관리변전소(동해안, 제주지역 제외)에 연계되어 있을 것
7. 제15장 저탄소 전원 중앙계약시장에 참여하지 않은 자원일 것
8. 주요자원이 송·배전용전기설비 이용규정 제29조 5항에 따라 선접속 후제어 조건부로 접속하지 않은 자원일 것

제18.7.3조(재생에너지형 준중앙급전자원의 성능 조건) ① 재생에너지형 준중앙급전자원은 아래 각호의 출력제어 성능 조건을 만족하여야 한다.

1. 연속제어형 준중앙급전자원 : 급전지시에 따라 공급가능유효전력과 최소발전용량 사이에서 유효전력 조정이 가능할 것
2. 고정제어형 준중앙급전자원 : 급전지시에 따라 공급가능유효전력 또는 최소발전용량으로 유효전력 조정이 가능할 것
3. 급전지시 이후 발전기의 출력이 급전지시 값까지 도달하는데 걸리는 시간이 1분 이내일 것

② 재생에너지형 준중앙급전자원의 주요자원은 다음 각 목의 계통 연계 기준을 갖추어야 한다.

1. 신재생발전기 송전계통 연계 기술기준 6.1 가. 저전압 연계유지 기준 및 8.5 주파수 운전 기준
2. 분산형전원 배전계통 연계 기술기준 제25조 계통운전유지기능 LVRT 및 LFRT 기능

제18.7.4조(재생에너지형 준중앙급전발전기의 정보제공 조건) ① 재생에너지형 준중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 원격소장치(RTU) 또는 분산자원연계장치를 이용하여 실시간정보를 원격으로 전력거래소에 제공하여야 한다. <개정 2026.7.24.>

② 제1항의 규정에 의하여 발전사업자가 전력거래소에 제공하여야할 실시간정보는 다음 각 호와 같다.

1. 주요자원의 송전단 기준 유효전력(MW), 공급가능유효전력(MW)
2. 보조자원의 송전단 기준 유효전력(MW), 충전상태(%), 최대·최소충전용량(MW) 및 최대·최소방전용량(MW)
3. 기타 전력거래소가 요청하는 실시간 정보

제18.7.5조(재생에너지형 준중앙집합전력자원의 정보제공 조건) ① 재생에너지형 준중앙집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 분산자원연계장치를 이용하여 공용망을 통해 1분 주기의 실시간 정보를 원격으로 전력거래소에 제공하여야 한다. 다만, 소규모전력중개사업자가 희망하는 경우 제18.7.4조 제1항의 원격소장치(RTU)에 해당하는 기준을 적용하여 정보를 제공할 수 있다. <개정 2026.7.24.>

② 제1항의 규정에 따라 소규모전력중개사업자가 전력거래소에 제공하는 실시간정보는 다음 각 호와 같다.

1. 주요자원들의 송전단 기준 유효전력 합계(MW), 공급가능유효전력 합계(MW)
2. 보조자원들의 송전단 기준 유효전력 합계(MW), 충전상태 합계(%), 최대·최소충전용량 합계(MW), 최대·최소방전용량 합계(MW)
3. 기타 전력거래소가 요청하는 실시간 정보

제8절 재생에너지형 준중앙급전자원 운영

[본절 신설 2026.1.28.]

제18.8.1조(재생에너지형 준중앙급전자원의 등록) ① 발전사업자 또는 소규모전력중개사업자가 보유한 자원을 재생에너지형 준중앙급전자원으로 신청하고자 하는 경우, 전력거래개시일(제18.8.2조 제1항의 운영기간 시작일) 1개월 전까지 별지 제127-3호의 등록신청서를 작성하여 전력거래소에 제출해야 한다.

② 전력거래소는 제1항의 등록신청서류를 제출받은 경우 다음 각 호에 해당하는 사항 외에는 전력거래개시일로부터 영업일 기준 10일 전까지 재생에너지형 준중앙급전자원의 등록을 완료하여야 한다.

1. 첨부서류 누락
2. 첨부서류와의 내용 불일치

3. 제18.9.1조에 의한 등록시험에 불합격한 경우
4. 별표13에 따라 설치한 실시간 자료취득 및 제어설비가 전력거래소와 연계되어 있지 않은 경우
5. 기타 특별한 결격 사유

③ 제2항에 따라 재생에너지형 준중앙급전자원으로 등록된 경우 등록 이후 동 항의 각호에 해당하는 사항을 발견하였을 때 재생에너지형 준중앙급전자원의 등록을 취소할 수 있다.

제18.8.2조(재생에너지형 준중앙급전자원의 운영기간) ① 제18.8.1조에 따라 등록된 발전자원은 다음 각 호에서 정한 운영기간의 10시부터 17시까지 재생에너지형 준중앙급전자원으로 전력거래를 할 수 있다.

1. 봄철 운영기간: 3월1일 ~ 5월31일(같은 연도 설 연휴 포함)
2. 가을철 운영기간 : 9월1일 ~ 11월30일

② 제18.8.1조에 따른 준중앙급전자원 등록 및 제18.8.2조 제1항에 따른 운영 기간에 대한 세부 일정은 경부하기 수급대책, 계통운영방안, 중앙전력관제센터의 요청 등에 따라 조정할 수 있다.

③ 전력계통 안정도, 설비 과부하 등의 문제로 운영기간의 조정이 필요한 경우에는 특정 변전소에 연계된 준중앙급전자원에 한하여 운영기간을 조정하여 운영할 수 있다.

④ 제2항 내지 제3항에 따라 조정된 일정 및 조정 대상 변전소 정보는 제1항에서 정한 운영기간 종료일의 5일 전(영업일 기준)까지 전력거래시스템을 통해 공지한다. <개정 2026.4.28.>

제18.8.3조(재생에너지형 준중앙급전자원 설비용량의 관리) ① 재생에너지형 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자는 준중앙급전자원의 폐업, 준중앙급전자원에 대한 전체 또는 부분적인 철거, 기타 복구 불가능한 고장, 중개계약의 해지 및 질권·채권양도 및 압류·가압류 발생, 재생에너지 발전량 예측제도 등록 제외 등으로 인하여 설비용량의 영구적인 감소가 발생한 경우 즉시 전력거래소에 신고하여야 한다.

② 전력거래소는 해당 자원의 설비용량 변경분을 반영하고, 해당 사업자에게 문자메시지 및 이메일 등의 수단으로 설비용량 변경 사실을 통지한다.

제18.8.4조(자체발전계획량의 제출) ① 전력거래소는 재생에너지형 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 제14.4.1조에 따라 2차 제출 마감시간(전일 17시) 및 2차 변경 제출시간(전일 20시)까지 제출한 예측발전량 중 가장 최근에 제출한 값을 재생에너지형 준중앙급전자원의 자체발전계획량으

로 간주한다.

② 제14.4.1조의 예측발전량 2차 변경 제출시간(전일 20시) 이후 준중앙급전자원의 고장, 정비 발생 또는 복구 등 운영상의 특이사항이 발생한 경우, 재생에너지형 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자는 사유가 발생한 때로부터 2시간 이내에 중앙전력관제센터에 통보하여야 한다.

제18.8.5조(자격의 상실 조건) ① 다음 각 호에 해당하는 경우에는 재생에너지형 준중앙급전자원의 자격을 상실할 수 있다.

1. 제18.10.4조에 따른 사유 및 시기의 통지없이 1일을 기준으로 급전지시 이행률이 50% 미만인 횟수가 3회를 초과하는 경우
2. 제18.10.4조 급전지시 미이행에 대한 제출자료가 거짓으로 판명나거나, 운영기간 내 급전지시 미이행 제출 일수가 5일을 초과하는 경우
3. 제18.8.2조 제1항의 각 운영기간의 급전지시 평균 이행률이 70% 미만인 경우
4. 제18.1.3조의 의무를 불성실하게 이행하여 5회 이상의 시정요구를 받았음에도 불구하고 개선되지 않는 경우
5. 준중앙급전자원의 주요자원이 제14장 재생에너지 발전량 예측제도에 등록된 상태가 아닌 경우
6. 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 준중앙급전자원의 등록을 해제하고자 하는 경우

② 제1항에 해당하는 경우에는 제18.11.1.1조 제2호의 정산금을 지급하지 않으며, 제1항 제1호 내지 제5호에 해당하는 경우에는 차기 운영기간에 한하여 재생에너지형 준중앙급전자원으로 등록 할 수 없다.

③ 제18.8.3조제2항의 규정에 따른 설비용량 변경으로 재생에너지형 준중앙급전자원으로 등록된 자원이 제18.7.1조 및 제18.7.2조의 설비용량 기준을 만족하지 못하더라도 재생에너지형 준중앙급전자원의 자격을 정지하지 아니한다.

제18.8.6조(정산데이터 기준) 제18.11.1.1조 제2호의 정산에 사용되는 데이터는 제18.8.2조 제1항에 따른 운영기간에 발생한 준중앙급전자원의 계량값, 준중앙급전자원에 지시한 급전지시값, 전력시장 전체의 총 전력거래량, 직접구매자의 총 유효구매전력량, 판매사업자의 총 구매전력량 및 구역전기사업자의 총 유효구매전력량이 있으며, 제18.8.2조 제1항에 따른 각 운영기간 거래종료일로부터 2개월 이내에 취득된 데이터를 기준으로 최종 확정하여 사용한다.

제9절 재생에너지형 준중앙급전자원 등록시험

[본절 신설 2026.1.28.]

제18.9.1조(재생에너지형 준중앙급전자원 대한 등록시험) ① 전력거래소는 제18.8.1조에 따라 등록신청서를 제출한 급전자원에 대해 전력거래개시일 14일 전까지 등록시험을 완료해야 한다.

제18.9.2조(검증항목) ① 전력거래소는 제18.7.3조 제1항에 따른 재생에너지형 준중앙급전자원의 출력제어 성능을 등록시험을 통해 검증하여야 한다.

② 제1항에 따른 등록시험에는 다음 각 호에 대한 사항이 포함된다.

1. 연속제어형 준중앙급전자원 : 설비이용률이 15% 이상인 상태에서 관제사가 3개의 유효출력 지점을 임의로 정하여 급전지시(출력조정 및 10분 유지)를 한 이후 1분(급전지시량 도달 이행시간)이 지난 시점부터 10분 동안의 급전지시 평균이행률이 94% 이상으로 유지
2. 고정제어형 준중앙급전자원 : 설비이용률이 15% 이상인 상태에서 0MW로 급전지시(출력조정 및 10분 유지)를 한 이후 1분(급전지시량 도달 이행시간)이 지난 시점부터 10분 동안의 급전지시 평균이행률이 94% 이상으로 유지

③ 제18.8.2조의 각 운영기간 급전지시 평균 이행률이 90% 이상이고 재생에너지형 준중앙급전자원의 변동이 없는 경우에는 차기 등록시험을 면제할 수 있다.

제18.9.3조(등록시험 결과 통보) 전력거래소는 등록시험이 완료된 후 2일(영업일 기준) 이내에 재생에너지형 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 등록시험 합격 여부를 통보해야 하며, 등록시험에서 탈락한 경우에는 최대 2회 한도 내에서 재시험을 시행할 수 있다.

제18.9.4조(등록시험 결과에 대한 이의신청) ① 재생에너지형 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자는 제18.9.3조의 등록시험 결과를 통지받은 후, 통지일로부터 2일(영업일 기준) 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다.

② 전력거래소는 제1항의 이의신청 통지일로부터 2일(영업일 기준) 이내에 이의신청 처리결과를 통지해야 한다.

제10절 재생에너지형 준중앙급전자원 급전지시

[본절 신설 2026.1.28.]

제18.10.1조(재생에너지형 준중앙급전자원에 대한 급전지시) ① 전력거래소는 재생에너지형 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 다음 각 호의 사항에 관하여 급전지시를 할 수 있다.

1. 연속제어형 준중앙급전자원의 유효전력 조정 : 공급가능유효전력과 최소발

전용량 사이에서 조정

2. 고정제어형 준중앙급전자원의 유효전력 조정 : 공급가능유효전력 또는 최소발전용량으로 조정

3. 기타 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한 사항

② 제1항 제3호에 대한 세부사항은 별표 11 및 별표 12에 따른다.

③ 전력거래소는 제1항에 대해 다음 각 호에 해당하는 경우 재생에너지형 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 급전지시를 할 수 있다.

1. 전력계통 안정도 문제, 설비 과부하 등의 사유로 계통 신뢰도 유지가 어렵거나 예상되는 경우

2. 하향주파수예비력이 1,200MW 미만이거나 예상되는 경우

3. 기타 안정적인 실시간 계통운영을 위해 관제사가 필요하다고 판단하는 경우

④ 전력거래소는 급전지시량과 계량값을 통해 시간대별 이행률을 측정해야 한다.

⑤ 제1항에도 불구하고 제1.1.2조 제50호에 따른 비상상황 발생시 전력거래소는 발전출력지시 범위를 초과한 운전 및 발전자원 계통분리 또는 연결 등에 대하여 급전지시를 할 수 있다.

제18.10.2조(급전지시의 방법) 재생에너지형 준중앙급전자원에 대한 급전지시는 원격소장치(RTU) 또는 분산자원연계장치를 통해 원격으로 수행하는 것을 원칙으로 한다. <개정 2026.7.24.>

제18.10.3조(급전지시의 이행) 제18.10.1조의 급전지시를 받은 재생에너지형 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자는 지체없이 이를 이행하여야 한다.

제18.10.4조(급전지시의 미이행 사유 제출) 재생에너지형 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자는 설비나 인명의 안전에 위해가 예상되어 일시적으로 급전지시를 이행할 수 없는 경우에는 지체없이 그 사유 및 미이행 예상 시기를 전력거래소에 통지하여야 한다.

제18.10.5조(비상시 급전지시) 전력거래소는 천재지변 등으로 전력계통 운영에 심각한 상태가 초래되었거나 우려가 있을 경우, 재생에너지형 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 별표 12에 따라 비상시 급전지시를 할 수 있다.

제11절 재생에너지형 준중앙급전자원 정산

[본절 신설 2026.1.28.]

제1관 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에 대한 정산

제18.11.1.1조(전력량 등에 대한 지급금 정산) 전력거래소는 재생에너지형 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에 대해 다음 각 호의 정산금을 별표2 및 별표8에 따라 지급한다.

1. 전력량에 대한 정산
2. 기본정산금에 대한 정산

제18.11.1.2조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) ① 채무불이행 등의 사유로 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 지급할 전력거래대금보다 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자가 전력거래소에 지급한 전력거래대금이 적은 경우에는 제4.3.6조의2의 예비계좌에서 인출한 예치금으로 부족분을 충당하여 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 우선 지급한다. 단, 예비계좌 예치금이 전력거래대금 부족분보다 적은 경우에는 다음과 같이 각 발전사업자 및 소규모전력중개사업자별로 거래대금을 산정하여 결제한다.

발전사업자 및 소규모전력중개사업자의 할인된 거래대금 = (구매자가 지불한 총 거래대금 + 예비계좌 사용금액) × 해당 결제일에 각 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 받아야 할 거래대금 / 해당 결제일의 전력시장 총거래대금

② 채무불이행된 거래대금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 원래 지급받아야할 거래대금에서 전력거래대금, 지연에 따른 이자 순으로 조정하여 지급한다.

제2관 판매사업자에 대한 정산

제18.11.2.1조(전력량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.2.1조를 따른다.

제18.11.2.2조(기본정산금에 대한 정산) 판매사업자가 부담할 기본정산금은 준중앙급전자원의 기본정산금 총액에 각 운영기간에 발생한 총 전력거래량에서 판매사업자가 구매한 전력량 비율을 곱한 금액으로 한다.

제3관 직접구매자에 대한 정산

제18.11.3.1조(전력량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한

정산은 제4.2.3.1조를 따른다.

제18.11.3.2조(기본정산금에 대한 정산) 직접구매자가 부담할 기본정산금은 준중앙급전자원의 기본정산금 총액에 각 운영기간에 발생한 총 전력거래량에서 직접구매자가 구매한 전력량 비율을 곱한 금액으로 한다.

제4관 구역전기사업자에 대한 정산

제18.11.4.1조(전력량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산은 제4.2.4.1조를 따른다.

제18.11.4.2조(기본정산금에 대한 정산) 구역전기사업자가 부담할 기본정산금은 준중앙급전자원의 기본정산금 총액에 각 운영기간에 발생한 총 전력거래량에서 구역전기사업자가 구매한 전력량 비율을 곱한 금액으로 한다.

제19장 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원의 거래 [본장신설 2024.10.29.]

제1절 통칙

제19.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. “신재생 연계형 전기저장장치”라 함은 연계된 신재생발전기에서 생산된 전기를 저장하고 이를 방전하여 전기를 공급하는 전기저장장치를 말한다.
2. “주파수연계 충전부하감축”이라 함은 저주파수계전기(UFR, 81U) 신호 혹은 전력거래소 등록 계량기의 주파수 측정값을 통해 신재생 연계형 전기저장장치의 충전부하를 감축하는 것을 말한다.
3. “신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원(이하‘신재생ESS 부하감축자원’이라 한다)”이라 함은 주파수연계 충전부하감축이 가능한 신재생 연계형 전기저장장치를 참여고객으로 하는 부하감축자원을 말한다.
4. “주파수 하락에 따른 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원의 거래”라 함은 계통주파수 측정값이 전력거래소가 별도로 정하는 기준주파수(이하 ‘기준주파수’라 한다) 이하로 하락 시 주파수연계 충전부하감축을 통해 참여하는 부하감축자원 거래를 말한다.
5. “감축예상충전부하용량”이라 함은 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원별「신재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리운영지침」내 태양광설비와 연계된 ESS설비의 충전허용 시간구간에 한하여 총 전력거래기간의 1시간 단위로 계산된 주파수연계 충전부하감축이 가능한 평균 충전부하량(kW)을 말한다.
6. “신재생 연계형 전기저장장치 부하감축참여고객의 등록용량”은 1개의 신재생 연계형 전기저장장치 참여고객이 보유한 전기저장장치의 전력변환장치(PCS)의 용량의 합계를 말한다.

제2절 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원, 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축참여고객 등록, 변경, 말소

제19.2.1조(신재생ESS 부하감축자원의 등록) ① 제12.2.1조에 따라 전력거래자로 등록한 수요관리사업자는 신재생ESS 부하감축자원을 초기 또는 추가등록할 수 있다. 이 경우, 다음에 명시된 초기 또는 추가등록 신청기간 내에 제4항에 따른 등록 신청서류를 전력거래소에 제출하여야 한다.

구분	등록 신청기간	등록 완료일	전력거래기간
초기등록	10월10일～10월20일	11월30일	12월1일～다음해 11월 30일
추가등록	2월15일~2월20일	2월28일 (윤년29일)	3월1일～11월30일
	4월10일~4월20일	5월31일	6월1일～11월30일
	8월15일~8월20일	8월31일	9월1일～11월30일

② 제1항에도 불구하고 다음 각 호에 해당하는 경우 신재생ESS 부하감축자원의 등록 신청기간 또는 등록 완료일을 변경한다.

1. 등록 신청기간의 초일 또는 말일이 공휴일 또는 거래소 휴일에 해당하는 경우, 해당 일자를 공휴일 또는 거래소 휴일 직후의 영업일로 변경한다.
2. 등록 신청기간에 포함된 영업일이 7일(2월 또는 8월의 추가등록의 경우 4일) 미만일 경우, 등록 신청기간 내 영업일이 7일(2월 또는 8월의 추가등록의 경우 4일)이 되는 일자까지 등록 신청기간을 연장한다.
3. 등록 완료일이 공휴일에 해당하는 경우, 해당 일자를 공휴일 직전의 영업일로 변경한다.

③ 신재생ESS 부하감축자원의 등록요건은 다음 각 호와 같으며 제1항의 등록 신청기간 종료일부터 전력거래기간 종료일까지 이를 만족하여야 한다.

1. 신재생ESS 부하감축자원은 지역별(육지권, 제주권)로 구분하여 등록하여야 한다.
2. 개별 신재생ESS 부하감축자원의 감축예상충전부하용량은 1MW 이상이어야 한다.
3. 개별 신재생ESS 부하감축자원의 부하감축참여고객 수는 1개 이상이어야 한다.

④ 신재생ESS 부하감축자원의 등록을 위해 별지 제101-7호의 신재생ESS 부하감축자원 등록신청서를 제출하여야 한다.

⑤ 전력거래소는 “주파수 하락에 따른 신재생ESS 부하감축자원의 거래”의 기준주파수 단계별 필요용량을 제5.10.6조 제1항에 따른 계통평가위원회의 심의·의결을 거친 후 등록신청기간 전 별도로 공지하고, 각 단계별 신재생ESS 부하감축자원 감축예상충전부하용량의 합이 필요용량을 초과하지 않도록 관리하여야 한다.

⑥ 수요관리사업자는 신재생ESS 부하감축자원에 대하여 전력거래기간 중 기준주파수 단계를 변경할 수 없으며, 다음 기준주파수 단계 중 하나를 선택하여야 한다. <개정 2025.4.9.>

단계(주파수DR 준용)	기준주파수[Hz]
1단계	59.85
3단계	59.65

⑦ 수요관리사업자의 신재생ESS 부하감축자원은 부하감축참여고객의 개별부하를 단독 계량하는 방식으로 한다.

제19.2.2조(신재생ESS 부하감축참여고객의 등록) ① 제19.2.1조에 따라 등록 신청 또는 등록 완료된 신재생ESS 부하감축자원에 부하감축참여고객을 신규 등록하고자 하는 수요관리사업자는 다음 신청 기간 내에 제4항에 따른 신청서류를 전력거래소에 제출하여야 한다.

구분	신청 기간	거래 적용일
동계	10월 10일 ~ 10월 20일	12월 1일
춘계	2월 15일 ~ 2월 20일	3월 1일
하계	4월 10일 ~ 4월 20일	6월 1일
추계	8월 15일 ~ 8월 20일	9월 1일

② 제1항에도 불구하고 다음 각 호에 해당하는 경우 신재생ESS 부하감축참여고객의 등록 신청기간을 연장한다.

1. 등록 신청기간의 초일 또는 말일이 공휴일 또는 거래소 휴일에 해당하는 경우, 해당 일자를 공휴일 또는 거래소 휴일 직후의 영업일로 변경한다.
2. 등록 신청기간에 포함된 영업일이 7일(춘계 또는 추계등록의 경우 4일) 미만일 경우, 등록 신청기간 내 영업일이 7일(춘계 또는 추계등록의 경우 4일)이 되는 일자까지 등록 신청기간을 연장한다.

③ 신재생ESS 부하감축참여고객의 등록요건은 다음 각 호와 같으며, 제1항의 등록 신청기간 종료일로부터 전력거래기간 종료일까지 이를 유지하여야 한다.

1. 신재생ESS 부하감축참여고객은 등록 신청 또는 등록 완료된 신재생ESS 부하감축자원에 속하여야 한다.
2. 1개의 신재생ESS 부하감축참여고객에 대하여 1개의 신재생ESS 부하감축자원에 등록함을 원칙으로 한다. 또한, 다른 종류의 수요반응자원, 전력시장에서 운영하는 제도 및 시범사업과 중복하여 참여할 수 없다.
3.「계량에 관한 법률」제14조에 따라 형식승인을 받은 전력량계가 사용되어야 하며, 전력거래소가 정하여 공고하는 요구기준(이하 “전력거래소 요구기준”이라 한다)에 따라 설치 및 충전부하량 데이터를 전송하여야 하며, 전력량계는 주파수연계 충전부하감축에 참여하는 부하의 충전부하량만 계량될 수 있도록 설치하여야 한다.
4.“신재생ESS 부하감축참여고객의 등록용량”은 1개의 신재생ESS 부하감축참여고객이 보유한 전기저장장치의 전력변환장치(PCS)의 용량의 합계를 말한다.
5. 제3호의 전력량계 주파수 및 충전전력량 데이터는 당해 수요관리사업자와 특수관계(동일한 연결실체 내의 일원인 기업 및 관계기업, 기타 한국채택국제회계기준의 규정에서 특수관계자로 보는 경우)에 있지 아니한 전력량정보제공사업자를 통하여 전력거래소에 원격으로 제공되거나 전력거래소가 직접 취득한

데이터를 사용한다.

6. 신재생ESS 부하감축참여고객의 신재생발전기와 전기저장장치 인버터 성능 및 설정값은 KS 및「분산형전원 배전계통 연계기술기준」을 충족하여야 한다.

④ 신재생ESS 부하감축참여고객의 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각 호와 같다. 다만, 동일 수요관리사업자가 연속하여 등록하는 신재생ESS 부하감축참여고객의 경우, 변동사항이 없는 서류의 제출은 생략할 수 있다.

1. 별지 제102-8호의 신재생ESS 부하감축참여고객 등록신청서
2. 법인사업자의 경우 별지 제106-3호 서식의 정보 제공 동의서, 개인사업자 또는 개인인 경우 별지 제106-4호 서식의 개인정보제공 동의서
3. 수요관리사업자와 신재생ESS 부하감축참여고객의 관계 증빙자료
4. 전력량데이터가 전력량정보제공사업자를 통해 전송될 경우 전력량정보제공사업자에 대한 지능형전력망 사업자 등록증 사본
5. 신재생 연계형 ESS와 연계된 신재생 발전기 및 ESS의 인버터 성능 및 설정값을 확인할 수 있는 아래 각 목에 해당하는 자료
   가. 배전연계 보호기능시험(출력 부족전압, 주파수 저하)이 포함된 KS 시험성적서(KS 시험성적서 '21. 9. 28 이후 분만 유효)
   나. LVRT/LFRT 판정 기준 설정값에 대한 사진 등 증빙자료
   다. KS 및「분산형전원 배전계통 연계기술기준」 관련 인버터 설정값(비정상 전압에 대한 운전지속시간, 비정상 주파수에 대한 운전지속시간)
6. 신재생 발전설비 용량, ESS 개수 및 개수별 PCS 용량 자료

제19.2.3조(수요반응자원 전력거래시스템 자료입력) 수요관리사업자는 신재생ESS 부하감축자원 및 부하감축참여고객의 등록정보를 등록신청기간에 수요반응자원 전력거래시스템에 입력하여야 한다.

제19.2.4조(신재생ESS 부하감축참여고객 변경) 수요관리사업자는 등록된 신재생ESS 부하감축참여고객 정보가 변경된 경우, 변경 사유 발생일 이후 영업일 20일 이내에 전력거래소에 별지 제102-9호의 신재생ESS 부하감축참여고객 변경신청서 및 변경 정보와 관련된 증빙서류를 제출해야 하며, 수요반응자원 전력거래시스템 입력사항을 수정하여야 한다.

제19.2.5조(신재생ESS 부하감축자원 말소) ① 수요관리사업자가 신재생ESS 부하감축자원을 말소하고자 하는 경우, 말소 희망일 전까지 전력거래소에 별지 제101-8호의 신재생ESS 부하감축자원 말소신청서를 제출하여야 한다. 이 경우, 전력거래소는 특별한 사정이 없는 한, 말소 희망일에 해당 신재생ESS 부하감축자원 말소를 처리하여야 한다.

② 전력거래소는 제1항에 따라 말소된 신재생ESS 부하감축자원에 속한 신재생ESS 부하감축참여고객을 말소 처리한다. 이 경우, 신재생ESS 부하감축참여고객의 말소일은 해당 신재생ESS 부하감축자원의 말소일로 한다.
③ 말소된 신재생ESS 부하감축자원은 말소일의 익일부터 전력거래가 제한된다.

제19.2.6조(신재생ESS 부하감축참여고객 말소) 수요관리사업자가 신재생ESS 부하감축참여고객을 말소하고자 하는 경우, 말소 희망일 전까지 전력거래소에 별지 제102-10호의 신재생ESS 부하감축참여고객 말소신청서를 제출하여야 한다. 전력거래소는 특별한 사정이 없는 한, 말소 희망일에 해당 신재생ESS 부하감축참여고객 말소를 처리하여야 한다.

제19.2.7조(페널티에 따른 등록 취소, 말소) ① 전력거래소는 다음 각 호에 해당하는 신재생ESS 부하감축자원 또는 부하감축참여고객의 등록을 취소하거나 말소 처리할 수 있다.

1. 제19.2.1조 제4항 또는 제19.2.2조 제4항에 따라 제출한 등록신청 서류에 허위, 과장, 누락 사항이 있을 경우
2. 제19.2.3조에 따라 전력거래시스템에 입력한 등록정보에 허위, 과장, 누락 사항이 있을 경우
3. 제19.2.1조 제3항 또는 제19.2.2조 제3항의 등록요건을 만족하지 않는 경우
4. 신재생ESS 부하감축참여고객이 주파수연계 충전부하감축지시에 2회 이상 불이행(ESS 충전부하감축량의 변동량이 없을 경우) 했을 경우

② 전력거래소는 신재생 연계형 전기저장장치와 연계된 신재생 발전기의 LVRT/LFRT 기능을 확인할 수 있는 발전설비 특성자료가 다를 경우 해당 거래기간동안 지급된 실적급과 운전유지비를 모두 회수하며, 실적급과 운전유지비 회수시 차기 정산금을 차감하는 방식을 적용할 수 있다.
③ 수요관리사업자와 신재생ESS 부하감축참여고객은 전력거래소가 LVRT/LFRT 세팅치 확인을 위해 현장 점검요청을 할 경우 따라야 한다. 현장 점검요청을 따르지 않을 경우, 전력거래소는 해당 신재생ESS 부하감축참여고객의 등록을 취소할 수 있다.
④ 말소 처리는 감축 불이행일로부터 영업일 기준 10일이 되는 날짜로 적용한다.

제3절 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원의 충전부하감축량 거래

제1관 전력거래기간

제19.3.1.1조(전력거래기간) 수요관리사업자는 제19.2.1조에 따라 등록된 신재생ESS

부하감축자원에 한하여 제19.2.1조의 전력거래기간 중 전력거래를 할 수 있다.

제2관 주파수 하락에 따른 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원의 거래

제19.3.2.1조(참여요건) 주파수 하락에 따른 신재생ESS 부하감축자원의 거래에 참여하는 신재생ESS 부하감축자원은 다음 각 호의 요건을 충족하여야 한다.

1. “관공서의 공휴일에 관한 규정”에서 규정한 공휴일, 토요일을 모두 포함한 매일「신재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리운영지침」내 태양광설비와 연계된 ESS설비의 충전허용 시간구간에 대해서 전력거래를 할 수 있다.
2. 계통주파수 측정값(소수점 셋째자리에서 올림한다.)이 각 단계별 기준주파수 이하로 하락 시 각 단계별 신재생ESS 부하감축자원은 저주파수계전기 신호 혹은 전력거래소 등록 계량기내 주파수 측정값을 통해 10초 이내에 주파수연계 충전부하감축이 가능하여야 한다.
3. 기준주파수는 제19.2.1조 제6항에 따라 단계별로 적용하되 전력계통 운영상황에 따라 변경될 수 있으며, 기준주파수가 변경될 경우 전력거래소는 즉시 수요관리사업자에게 공지하여야 한다.
4. 주파수연계 충전부하감축은 10분 동안 유지되어야 한다.
5. 주파수연계 충전부하감축 종료 후 15분 이내에 다음 주파수연계 충전부하감축이 가능하여야 한다.

제19.3.2.2조(정산기준자료 제출) 수요관리사업자는 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량 정산을 위해 다음 각 호의 정산기준자료를 감축일로부터 영업일 5일 이내에 전력거래소에 제출하여야 한다.

1. 감축발생기간 1초 단위 주파수(Hz)
2. 감축발생기간 1분 단위 각 ESS의 PCS 충전전력량(MW)
3. 감축발생기간 1분 단위 UFR의 동작여부 및 주파수 및 동작시간

제4절 충전부하감축거래량 평가

제1관 충전부하량 데이터 관리

제19.4.1.1조(정산용 충전부하량 데이터 기준) 전력거래소는 수요관리사업자의 정산을 위하여 제19.2.2조 제3항 제3호에 따라 제공받은 신재생ESS 부하감축참여고객의 충전부하량 데이터를 정산 기준 자료로 사용한다.

제19.4.1.2조(정산용 충전부하량 데이터의 취득 및 처리) 전력거래소는 제19.4.1.1조

의 정산용 충전부하량 데이터를 전송받아 수요반응자원 전력거래시스템의 데이터베이스에 저장하고 유지 관리하여야 한다.

제19.4.1.3조(정보보호 의무) ① 수요관리사업자는 전력거래소에 전력량데이터의 제공을 위한 시스템 연계 시 전력거래소가 별도로 정하여 공지하는 정보보호 요구사항 등(이하 "전력거래소 정보보호 요구사항"이라 함)을 충족하여야 한다.
② 수요관리사업자는 제19.2.2조 제3항 제3호에 따라 전력량정보제공사업자를 통하여 충전부하량 데이터를 전력거래소에 제공할 경우 전력거래소 정보보호 요구사항을 충족하도록 하여야 한다.
③ 제1항 또는 제2항의 전력거래소 정보보호 요구사항이 충족되지 않을 경우 전력거래소는 해당 신재생ESS 부하감축자원 또는 부하감축참여고객의 전력시장 참여를 제한할 수 있다.

제2관 충전부하감축거래량 평가

제19.4.2.1조(고객기준충전부하 산정) ① 고객기준충전부하는 감축시작시간으로부터 최근 10분(참고시간)의 1분 단위 충전전력량을 합한 후 6을 곱한 값으로 한다.
② 고객기준충전부하 참고시간(1분 단위)의 충전전력량 데이터 누락이 발생한 시간은 참고시간에서 제외한다.
③ 고객기준충전부하 산정은 거래시간을 기본 단위로 한다.

제19.4.2.2조(충전부하감축량 평가) ① 거래시간별 충전부하감축량은 제19.4.2.1조에 따라 산정된 신재생ESS 부하감축참여고객 단위 고객기준충전부하에서 주파수연계 충전부하감축 시작 이후 10분 동안의 충전전력량으로 계산한 예상 충전전력량을 차감하여 산출한다.
② 감축일 감축시간대에 신재생ESS 부하감축참여고객의 충전전력량 데이터 누락이 발생한 경우, 해당 거래시간 충전부하감축량은 "0"으로 적용한다.

제19.4.2.3조(충전부하감축거래량 평가) 충전부하감축거래량은 해당 신재생ESS 부하감축자원을 구성하는 부하감축참여고객별 충전부하감축량을 제19.4.2.3조에 따라 산정 후 모든 부하감축참여고객의 충전부하감축량을 합하여 산출한다.

제19.4.2.4조(전력거래 비율 제한) ① 전력거래소는 법 제31조 제5항의 상호출자제

한기업집단에 속하는 수요관리사업자(이하 “대기업 수요관리사업자“)가 보유한 부하감축자원에 대해 시행령 제19조에 따라 제12.5.2.4조의 규정에도 불구하고 별도로 충전부하감축거래량을 평가해야한다.

② 전력거래소는 대기업 수요관리사업자가 보유한 부하감축자원의 충전부하감축거래량 평가 시 제1호 및 제2호를 합한 충전부하감축거래량에서 제1호의충전부하감축거래량이 차지하는 비율이 100분의 30을 넘어서는 아니 된다.

1. 대기업 수요관리사업자가 속하는 기업집단 내부의 부하감축참여고객(해당 수요관리사업자는 제외한다)의 충전부하감축거래량
2. 해당 수요관리사업자가 속하는 기업집단 외부의 부하감축참여고객의 충전부하감축거래량

제5절 정산

제1관 수요관리사업자에 대한 정산

제19.5.1.1조(충전부하감축거래량 등에 대한 실적정산금 정산) 전력거래소는 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량을 고려하여 별표8 및 별표26에 따라 정산한다.

제2관 판매사업자의 충전부하감축제도에 대한 정산

제19.5.2.1조(주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2025.4.9.>

제3관 구역전기사업자의 충전부하감축제도에 대한 정산

제19.5.3.1조(주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 주파수 하락에 따른 시간대별 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2025.4.9.>

제4관 직접구매자의 충전부하감축제도에 대한 정산 [본관신설 2025.4.9.]

제19.5.4.1조(주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 주파수 하락에 따른 시간대별 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제5관 수요관리사업자에 대한 정산명세서

<본관번호변경 2025.4.9.>

제19.5.5.1조(정산을 위한 사전조정) <조번호변경 2025.4.9.> 전력거래소는 명백한 오류 등에 대하여 정산결과를 통지하기 전에 사전조정을 할 수 있다.

제19.5.5.2조(초기 정산) <조번호변경 2025.4.9.> ① 전력거래소는 거래일로부터 25일째 되는 날 14시까지 초기정산을 위하여 필요한 부하감축자원을 구성하는 부하감축참여고객들의 거래일의 시간대별 정산용 충전부하량 데이터를 수집해야 한다.

② 전력거래소는 거래일로부터 31일 이내에 초기 정산을 하고 그 결과를 거래일로부터 33일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제19.5.5.3조(초기 정산에 대한 조정신청) <조번호변경 2025.4.9.> ① 거래당사자는 제12.6.6.2조 제2항의 규정에 의한 초기정산결과를 통지 받은 경우에, 거래일로부터 43일 이내에 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의한 조정신청이 거래일로부터 46일 이내에 협의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제19.5.5.4조(최종 정산) <조번호변경 2025.4.9.> 전력거래소는 제19.5.5.3조의 규정에 의한 조정신청 처리결과를 반영하여 거래일로부터 45일 이내에 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 47일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제19.5.5.5조(최종 정산에 대한 이의신청) <조번호변경 2025.4.9.> ① 거래당사자는 제12.6.6.4조의 규정에 의한 최종 정산 결과를 통지받은 후, 거래일로부터 85일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. 단, 이의신청기간 이내에 부하감축참여고객의 전력량계 고장 등에 의한 비정상적인 계량(과다, 과소)이 명백하

고 단일 건으로서 연속성이 인정되는 경우에 한하여 85일을 초과한 정산분에 대하여도 이의신청 할 수 있다.
② 제1항의 규정에 의한 이의신청이 거래일로부터 110일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제19.5.5.6조(정산정정통지) <조번호변경 2025.4.9.> ① 전력거래소는 정산 결과 통지 후 충전부하감축거래량에 대한 과다 정산 및 충전부하량 데이터의 오류 등에 의한 명백한 정산오류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 그 결과를 해당 거래당사자에게 통지하여야 한다.
② 최종 정산 이전에 정산정정통지 사유가 발생하는 경우, 최종정산과 동시에 제1항의 정산정정통지를 시행할 수 있다.
③ 최종 정산 통지 후 제1항의 정산정정통지가 있고 이에 대해 회원사의 이의가 있는 경우, 회원사는 통지 후 10일 이내 또는 거래일로부터 85일 이내에 이의신청을 할 수 있다.
④ 제3항에 의한 이의신청이 신청 후 15일과 거래일 이후 110일이 경과할 때까지 합의되지 아니하면 제7장 제3절의 규정에 따른다.

제19.5.5.7조 <조번호변경 2025.4.9.> 제19.5.5.3조 및 제19.5.5.5조의 규정에 의한 처리결과에 불복하는 경우에는 법 제57조의 규정에 따라 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다.

제19.5.5.8조(부하감축자원의 거래대금 청구) ① 수요관리사업자, 판매사업자, 구역전기사업자, 직접구매자는 별표 26에 따라 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래대금을 전력거래소에 청구하여야 한다. <개정 2025.4.9.>
② 전력거래소는 수요관리사업자, 판매사업자, 구역전기사업자, 직접구매자로부터 청구서를 접수받은 후 별표 26에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래 대금을 수요관리사업자, 판매사업자, 구역전기사업자, 발전사업자에게 청구하여야 한다. <개정 2025.4.9.>
③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 대금청구일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 거래당사자간의 합의에 따른다.
④ 제19.5.5.3조 제2항 및 제19.5.5.5조 제2항의 규정에 의한 분쟁조정절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 규정에 의한 분쟁조정결과에 따라 정산을 한다.
⑤ 전력거래소는 회원사의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사에게 청구하여야 한다.
⑥ 수요관리사업자의 전력거래에 대한 결제 및 전력거래전담 금융기관에 관한 규정은 규칙 제4장 제3절 및 별표8에 따른다.

제20장 분산에너지 특화지역의 전력거래 [본장신설 2025.7.10.]

제1절 통칙

제20.1.1조(목적) 이 장의 규칙은 전기사업법 제43조 규정에 따른 전력시장 및 전력계통의 효율적이고 안정적인 운영에 필요한 사항과 분산에너지법 제43조 규정에 따른 분산에너지 특화지역의 전력거래에 필요한 사항을 정함을 목적으로 한다.

제20.1.2조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

1. “분산에너지사업”이란 분산에너지를 공급하는 사업으로서 분산에너지법 제2조제2호 각목에 해당하는 사업을 말한다.
2. “분산특구 전력 직접거래 계약”이란 분산에너지법 제43조제1항에 따라 분산에너지사업자가 전력시장을 거치지 아니하고 직접 전기사용자에게 전기를 공급하기 위해 전기사용자와 체결한 계약을 말한다.

제2절 분산에너지사업자 등록 및 말소

제20.2.1조(등록 의무) 분산에너지사업자는 제1.2.1조 제1항의 각 호 및 각 목의 분류에 따라 전력거래소에 그 자격 및 설비에 관해 등록하여야 한다.

제20.2.2조(등록 신청서류) 분산에너지사업자의 등록에 필요한 신청 서류는 별지 제78호, 제78-1호, 제78-2호, 제79호서식의 등록신청서 및 부가가치세법 제8조 제7항에 의한 사업자등록증 사본을 전자문서로 제출하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 신재생 발전설비 또는 ESS를 보유한 분산에너지사업자는 다음 각호의 자료를 추가로 제출한다.

1. 신재생 발전설비 : 제5장제11절에 따른 송·배전전기설비이용규정 및 분산형전원 배전계통연계 기술기준 준수 여부를 확인할 수 있는 KS 시험성적서 등의 증빙자료 및 세팅치
2. ESS : 별표3 11.0 주파수 운전기준 및 18.2 순시전압 저하 시 계통연계 기준을 충족함을 증빙할 수 있는 KS 시험성적서 등의 증빙자료 및 세팅치

제20.2.3조(발전기의 등록 기준) 분산에너지 사업자의 발전기 등록 기준은 규칙 제1.2.4조에서 정하는 바에 따른다. 다만, 분산특구 전력공급 후 공급가능용량이 20MW 초과인 열공급발전기는 중앙급전 분산특구발전기로 등록한다.

제20.2.4조(등록의 말소) 분산에너지 사업자 등록의 말소 신청 및 말소는 규칙 제1.2.7조 및 제1.2.8조에서 정하는 바에 따른다.

제20.2.5조(기타 사항) 분산에너지사업자 등록 및 말소에 관하여 이 절에서 규정된 것을 제외하고는 본 규칙 제1장 제2절을 따른다.

제3절 분산에너지사업자 발전입찰

제20.3.1조(입찰서의 내용) ① "중앙급전 분산특구발전기"는 다음 각 호에서 정하는 입찰자료를 제출하여야 한다.

1. 시간대별 발전가능용량의 합(소내전력량 및 손실량을 제외한 접속점 송전단 기준)
2. 시간대별 분산특구 내 계약된 예상 전력수요의 합(송전단 기준)
3. 시간대별 분산특구 내 발전기별 공급가능용량의 합
4. 시간대별 기온 반영 공급가능용량(공급자원이 가스복합발전기인 경우로 한함)
5. 공급소요시간(급전지시 이후 분산특구 내 전력수요 초과 공급가능용량을 전력계통에 공급하는데 필요한 소요 시간)
6. 시간대별 발전기의 예상 발전량

② 중앙급전 분산특구발전기의 공급 소요시간은 구역내 자체 전력공급을 위한 발전기 가동상태를 고려하여 입찰하여야 하며, 가스터빈 발전기는 1시간, 가스복합 발전기는 7시간을 초과할 수 없다.

③ 중앙급전 분산특구발전기의 시간대별 공급 소요시간에 대한 증빙자료를 요청하는 경우 사업자는 해당 공급시간 내 발전기 상태(Hot, Warm, Cold) 및 공급 소요시간에 관한 기술적 특성자료를 제출하여야 한다.

제20.3.2조(입찰자료를 제출받지 아니한 경우) 전력거래소는 중앙급전 분산특구발전기에 대한 입찰자료를 제출받지 아니한 경우, 공급(초과) 가능용량이 없거나 발전기 고장 등으로 인해 입찰하지 않은 것으로 본다.

제20.3.3조(기타 사항) 분산에너지사업자 발전입찰에 관하여 이 절에서 규정된 것을 제외하고는 본 규칙 제2장 제3절을 따른다.

제4절 분산특구 분산에너지사업자의 전력거래 관리

제20.4.1조(전력거래 요건) ① 분산특구 내 분산에너지사업자가 전력시장에서 전력

을 거래할 수 있는 경우는 분산에너지법 제43조 제2항에서 규정한 경우로 한다.
② 20MW 초과 공급가능용량을 입찰한 분산에너지사업자는 제5.1.4조에 의한 급전지시 또는 제5.3.1조에 따른 용량시험이 있는 경우, 입찰한 공급가능 용량의 전력을 급전지시에 따라 전력시장에 공급하여야 한다.
③ 전력시장에서 거래하는 분산에너지사업자가 제5.1.4조에 따른 급전지시를 위반한 경우, 차기 연도 1년간 입찰을 제한한다.
④ 전력시장에서 거래하는 분산에너지사업자가 제5.3.1조에 따른 용량시험에 불합격한 경우, 차기 용량시험 합격 시까지 입찰을 제한하고 용량요금을 정산하지 아니한다.
⑤ 분산에너지사업자의 분산특구 내 책임공급비율 기준은 70% 이상으로 하며, 연간 발전량 대비 초과전력량 비율이 30%를 초과한 경우 전력량정산금에 차등금액을 적용한다.

제20.4.2조(전력거래의 신청) 전력거래소와 전력거래를 하고자 하는 분산에너지사업자는 전력거래소의 정관이 정하는 바에 따라 전력거래소에 신청하여야 한다.

제20.4.3조(전력거래의 승인) 전력거래소는 제20.4.2조의 규정에 따른 신청에 대하여 다음 각호의 요건을 충족시키는 것으로 판단하는 경우 이를 승인한다.
1. 제20.4.1조의 전력거래 요건 충족
2. 제4.1.1조의 규정에 따른 계량설비 등 본 규칙에서 정한 설비의 완비
3. 제20.5.1조의 규정에 따른 재정보증의 제공
4. 제5.1.4조의 규정에 따른 운영예비력 저하 또는 저하 예상 시 조치 사항의 수용
5. 기타 신청자의 기술적인 사유로 전력계통 운영에 지장을 초래할 우려가 없을 것

제20.4.4조(전력거래에 관한 약정체결) 전력거래소는 제20.4.3조의 규정에 따른 거래를 승인한 경우 다음 각호의 사항에 대한 약정을 체결할 수 있다.
1. 분산에너지사업 종료 희망 시 사전 통보 및 거래종료 절차에 관한 사항
2. 채무불이행 시 채무불이행금의 납부
3. 거래대금 결제 일정 및 대금결제에 관한 사항
4. 기타 분산에너지사업자의 전력거래와 관련하여 전력거래소 이사장이 필요하다고 인정하는 사항

제20.4.5조(전력거래의 개시) 분산에너지사업자에 대한 전력시장에서의 전력거래는 전력거래소로부터 거래 승인을 받은 후 전력거래소가 지정하는 시점부터 개시한다.

제20.4.6조(분산에너지사업자의 거래 유지기간) ① 분산에너지사업자는 제20.4.5조의 규정에 의한 거래개시일로부터 1년이 경과하여야 전력시장에서의 전력거래를 종료할 수 있다. 다만, 전력거래를 지속할 수 없는 정당한 사유가 있는 경우에는 예외로 할 수 있다.

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 전력거래를 종료한 분산에너지사업자가 거래종료일로부터 1년 이내에 거래재개 신청을 하는 경우에는 거래재개를 제한할 수 있다.

제20.4.7조(부가정산금의 적용) 분산에너지사업자의 전력 직접거래에 대한 부가정산금 단가는 제3.2.1.3조의 직접구매자 적용 단가를 따른다.

제20.4.8조(분산에너지사업자의 수수료) 전력거래소는 분산에너지사업자에게 전력시장 거래분에 대한 전력거래수수료와 분산특구 전력 직접거래의 부가정산금 산정 등에 따른 수수료를 전력 거래량(전력 직접 거래량 포함)에 따라 부과한다.

제5절 분산특구 내 분산에너지사업자의 재정보증

제20.5.1조(재정보증의 설정) ① 분산에너지사업자는 전력시장에 참여하여 거래하는 기간에는 전력거래소에 제3항의 보증 기간 동안 지속적으로 전력량정산금 차등금액, 분산특구 전력 직접거래 수수료 및 부가정산금 적용을 위한 재정보증을 현금 형태로 제공한다.

② 현금 재정보증은 제4.3.4조의 규정에 따른 전력거래 전담 금융기관에 개설된 해당 전력거래소의 보증금 계좌에 예치된 자금으로 하며 다음 각호의 요건을 충족하여야 한다.

1. 분산에너지사업자의 전력시장에서 거래된 초과전력량에 관한 전력거래 수수료 지급 및 차등금액 적용을 위한 재정보증일 것
2. 분산에너지사업자의 분산특구 내 전기사용자와 전력 직접거래량에 관한 부가정산금 및 전력거래 수수료 지급을 위한 재정보증일 것
3. 분산에너지사업자 보증금계좌는 현금재정보증을 위하여 개설한 전력거래소 명의의 계좌를 말한다.

③ 제1항의 재정보증 기간은 최초 전력거래일로부터 최종 전력량정산금 차등금액 청산 일의 익일까지로 한다. 이 경우 분산에너지사업자는 보증 기간 동안의 재정보증금에 대한 기대이익을 청구할 수 없다.

④ 재정보증금 계좌에서 발생한 결산 이자는 전력거래소의 분산특구 전력거래 및 운영 업무를 수행하는 데 사용한다.

제20.5.2조(재정보증 자료의 제출) ① 분산에너지사업자로서 전력시장에서 거래를 하고자 하는 자는 다음 각호의 자료를 거래개시 희망일로부터 1개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

1. 거래개시 직전 연도의 전력시장 내 전력거래량
2. 거래개시 직전 연도의 분산특구 내 전기사용자별 계약전력량

② 제1항의 사업자가 전력거래 방식이 다르거나 신규 사업 개시 등의 사유로 제1항 각호의 자료 제공이 불가능한 경우 전력거래소가 산정하는 재정보증금 방식을 따른다.

제20.5.3조(재정보증 금액 산정 및 통지) ① 전력거래소는 분산에너지사업자의 전력시장 내 거래량에 대한 전력거래수수료, 분산특구 내 전력 직접거래에 관한 부가정산금 및 수수료 지급을 위한 재정보증 금액을 산정한다. 이 경우 재정보증금액은 제20.5.2조제1항에 따라 제출된 자료를 활용하여 산출된 월 단위 평균 전력직접거래량 및 초과전력량을 적용하여 산정한다.

② 분산에너지사업자의 재정보증금액은 부가정산금 단가 및 전력거래 수수료 단가의 합에 제1항의 2개월분 전력 직접거래량을 곱한 금액과 전력거래 수수료 단가와 전력시장에서 거래된 제1항의 2개월분 초과전력량을 곱한 금액을 합하여 산정한다.

③ 분산에너지사업자의 재정보증금액 산정 시 제20.5.2조 제2항에 따른 전력 직접거래량 및 초과전력량은 다음 각 호에 따라 산정한다.

1. 전력 직접거래량(1개월분) = (분산에너지사업자가 제출하는 계약기간 단위 시간당 최대 계약전력량) × (월 단위 기준 평균 전력 거래시간)
2. 열공급 발전기의 초과 전력량(1개월분) = (분산에너지사업자의 발전 설비용량의 30%) × (월 단위 기준 예상 평균 이용률)
3. 그 외 발전설비(태양광, 풍력 및 연료전지 등)의 초과 전력량(1개월분) = (분산에너지사업자의 월 단위 기준 예상 평균 발전량) × 30%

④ 전력거래소는 제2항 및 제3항에 따라 설정된 재정보증금액을 분산에너지사업자에게 거래개시 희망일 20일 전까지 통지한다.

제20.5.4조(재정보증 금액 납부 및 검증) ① 분산에너지사업자는 제20.5.3조 제4항의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제20.5.1조 제1항의 규정에 따라 현금 형태로 거래개시 희망일 7일 전까지 제4.3.6조 제1항 제4호에 규정된 계좌에 납부하여야 한다.

② 전력거래소는 분산에너지사업자가 제공한 재정보증이 제20.5.1조 제2항에서 정한 요건을 충족시키지 못하는 것으로 판단하는 경우 해당 분산에너지사업자와의 전력거래를 정지할 수 있다.

제20.5.5조(재정보증의 해지) 전력거래소는 분산에너지사업자가 전력시장에서 전력거래 해지를 요청하거나, 제1.2.8조에 따라 등록이 말소되는 분산에너지사업자에 대한 재정보증을 해지한다. 이 경우 재정보증금액에서 미 청산된 차등금액, 전력거래수수료 및 부가정산금을 차감한다.

제20.5.6조(채무불이행 시 조치) ① 분산에너지사업자가 다음 각호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 채무불이행이 발생한 것으로 본다.

1. 분산에너지사업자가 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반하는 경우
2. 분산에너지사업자가 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증금액을 제20.5.4조 제1항에서 정한 기한까지 제공하지 못하는 경우

② 분산에너지사업자에게 채무불이행이 발생한 경우 전력거래소는 지체없이 다음 각호의 어느 하나의 조치를 이행하여야 한다.

1. 채무불이행을 확정하고 채무불이행 발생 시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
2. 제1호에서 정한 기한까지 분산에너지사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우 그 기한이 속하는 날의 자정(24:00)에 거래가 정지됨을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
3. 해당 분산에너지사업자에게 거래정지 통지서를 발송한 후 즉시 해당 분산에너지사업자와 관련된 시장참여자에게 거래정지 통지서 사본을 발송
4. 거래정지 통지를 받은 분산에너지사업자에 대한 전력시장에서의 거래 자격 정지

③ 분산에너지사업자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 분산에너지사업자와 관련된 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다.

제20.5.7조(연체이자 산정 및 납부) ① 분산에너지사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다.

연체이자 = 채무불이행 금액 × [연체발생시점의 금융기관 대출평균금리(한국은행 경제통계시스템상의 가장 최근에 발표된 예금은행 신규취급액 기준 대출금리)] × 연체기간/365일

제6절 분산특구 내 분산에너지사업자의 계량

제20.6.1조(계량설비의 설치 및 변압기 손실보정) ① 분산에너지사업자는 시간대별 전력량을 계량하기 위하여 별표 7에 따라 계량설비를 계량점에 설치하고 유지·관리하여야 한다.

② 분산에너지사업자의 계량설비가 계량점이 아닌 장소에 설치된 경우에는 시간대별 변압기손실량과 선로손실량을 다음 산식에 따라 보정한다.

변압기손실량(㎾h) = 무부하 손실량(㎾h) + [변압기 부하량(㎾h) / (변압기 정격용량(kVA) × 부하역률×1h)]^2 × 정격부하 손실량(㎾h)

선로손실량(㎾h) = [선로 전력량(kWh) / (선로 정격용량(kVA) × 부하역률 × 1h)]^2 × 정격선로 손실량(㎾h)

정격선로손실량(㎾h) = 3 × 1상 선로의 저항(Ω) × 1상 선로의 정격 전류(kA)^2 × 1h

제20.6.2조(계량데이터 취득 및 처리) ① 분산에너지사업자의 초과전력 계량에 관한 사항은 제4장 제1절의 발전사업자에 관련된 규정을 따르며, 수전전력 계량에 관한 사항은 동장 동절의 배전사업자에 관련된 규정을 따른다.

② 분산에너지사업자는 제1항의 규정에 따른 계량데이터의 전송을 위하여 별표 7에 따라 계량시스템과 연결되도록 통신회선 구축 등 필요한 조치를 하여야 한다.

③ 분산에너지사업자가 전력량계 고장 등의 원인에 의하여 계량데이터를 전송하지 못한 경우에는 별표 7에 따르되 송전단 전력량은 다음 산식에 따라 계산한다.

송전단 전력량 = 발전단전력량 - 변압기 손실전력량 - 소내소비전력량

④ 분산에너지사업가 전력량계 고장 등의 원인에 의하여 계량데이터를 전송하지 못한 경우에는 전력거래가 정상적으로 이루어진 최근 10일의 평균 거래량으로 계량데이터를 산정한다. 다만, 공휴일과 영업일은 구분하여 산정한다.

⑤ 분산에너지사업자의 경우에 제3항의 규정에도 불구하고 모든 전력량계가 고장 또는 기타 원인으로 동작하지 않을 시 전력거래소는 다음의 우선순위에 따라 계량데이터를 작성한다.

1. 계통운영시스템(EMS)의 발전소 상대단 전력소(변전소) 인입 전력
2. 지역급전시스템(SCADA)의 발전소 상대단 전력소(변전소) 인입 전력
3. 분산에너지사업자의 발전소 운영 및 기록 자료
4. 기타 자료

⑥ 전력거래소의 계량시스템에 저장된 계량데이터와 분산에너지사업자의 전력량계에 저장되어 있는 데이터가 일치하지 않을 시 전력량계에 저장되어 있는 데이터를 우선한다.

제20.6.3조(계량설비의 시험 및 검사) ① 분산에너지사업자는 별표 7에 따라 계량설비에 대한 시험을 실시하고, 그 결과를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 전력거래소는 전력시장의 원활한 운영을 위하여 계량설비에 대한 시험을 요청할 수 있으며, 이 경우 해당 설비를 보유한 자는 정당한 사유가 없는 한 이에 응하여야 한다.

② 전력거래소는 계량설비 시험, 봉인 및 그 외 필요하다고 판단하는 경우 계량설비의 봉인 등과 관련된 건전성 검사를 수시로 실시할 수 있다.

③ 전력거래소는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 전력거래소 회원에 대하여 전력거래소 정관 제31조 및 제32조에 따라 조치를 취할 수 있다.

1. 계량에 관한 법률에 따른 전력량계 검정을 받지 아니한 전력량계를 전력시장에서 사용한 자
2. 제1항의 규정에 따른 계량설비에 대한 시험을 받지 아니한 전력량계를 전력시장에서 사용한 자

제20.6.4조(계량설비의 봉인 또는 봉인해제) ① 전력거래소는 계량데이터의 공정성을 보장하기 위하여 계량설비에 대한 봉인을 실시하여야 하며, 필요시 봉인 해제를 할 수 있다.

② 분산에너지사업자는 제1항의 규정에 따른 봉인 해제 또는 봉인이 필요한 경우에는 전력거래소에 사전 요청하여야 하며, 봉인이 필요한 경우 전기사업자 간 체결한 송·배전용전기설비 이용계약서(이하 "이용계약서")를 제출하여야 한다.

③ 분산에너지사업자는 위험·가압 설비에 봉인이 필요한 경우에는 관련 설비의 휴전 등 사전에 적절한 안전조치를 취하여야 하며, 전력거래소는 이를 확인 후 봉인하여야 한다.

④ 계량설비의 최초 봉인이 완료되면 전력거래소는 계량설비 검사 및 봉인 완료 통지서를 발급한다.

제20.6.5조(계량설비의 변수 및 설정 데이터변경) ① 분산에너지사업자는 전력거래소의 승인을 얻어 계량설비의 변수 및 설정된 데이터를 변경할 수 있으며, 변경사항을 전력거래소에 지체없이 통지하여야 한다.

② 전력거래소는 제1항의 규정에 따라 통보받은 내용을 계량등록부에 기재하고 계량 데이터베이스의 내용을 수정, 기록 및 관리하여야 한다.

제20.6.6조(기타 사항) 분산특구 내 분산에너지사업자의 계량에 관하여 이 절에서 규정된 것을 제외하고는 본 규칙 제4장제1절 또는 별표7을 따른다.

제7절 분산특구 내 분산에너지사업자의 정산 및 결제

제20.7.1조(전력량에 대한 지급금 정산) 전력거래소는 분산에너지사업자 발전기의 초과전력량(송전단 기준)을 고려하여 별표2에 따라 정산한다.

제20.7.2조(공급가능용량에 대한 지급금 정산) ① 전력거래소는 분산에너지사업자가 입찰한 공급가능용량에 대하여 별표2에 따라 정산한다.

② 분산에너지사업자가 입찰한 공급가능용량이 실제 가능용량 대비 허용오차를 초과할 경우에는, 별표2에 따라 해당시간 초과입찰량의 최대 2배에 해당하는 금액을 분산특구 수요 초과 공급가능용량 정산금에서 차감하여 정산한다.

제20.7.3조(부가정산금에 대한 정산) 분산에너지사업자에게 적용하는 시간대별 부가정산금에 대한 정산금액은 분산에너지사업자에게 적용되는 부가정산금 단가에 송·배전사업자가 제공하는 분산특구 내 전기사용자와의 시간대별 거래량을 곱한 값으로 한다.

제20.7.4조(정산 및 결제 절차) 분산에너지사업자의 정산 및 결제 절차는 별표8 "정산 및 결제 절차"를 따르지 않으며, 제20.7.5조부터 제20.7.10조까지의 절차를 따른다.

제20.7.5조(초기 정산) ① 전력거래소는 송·배전사업자로부터 분산에너지사업자의 초과전력량을 통보받은 날로부터 3영업일 이내 초기 정산을 한다.

② 전력거래소는 초기 정산 결과를 분산에너지사업자에게 초기정산 후 3영업일 이내 통지하여야 한다.

제20.7.6조(초기 정산에 대한 조정신청) ① 분산에너지사업자는 초기 정산 결과를 통지받은 날로부터 5영업일 이내 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다.

② 제1항에 따른 조정신청이 조정신청일로부터 3영업일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제20.7.7조(최종 정산) ① 전력거래소는 제20.7.6조에 따른 조정신청 처리결과를 반영하여 초기정산 통지일로부터 7영업일 이내에 최종 정산을 하고, 그 결과를 2영업일 이내에 분산에너지사업자에게 통지하여야 한다.

② 전력거래소는 제20.7.6조에 합의된 결과를 최종 정산 결과통지 1영업일 이내에 반영하여 분산에너지사업자에게 통지하여야 한다.

제20.7.8조(최종 정산에 대한 이의신청) ① 분산에너지사업자는 최종 정산에 대해 이의가 있을 경우 별표 8의 조정신청 절차를 따르지 않고, 제2항 및 제3항의 절차를 따른다.

② 분산에너지사업자는 제20.7.7조에 따른 최종 정산 결과를 통지받은 날로부터 30영업일 이내 이의신청을 할 수 있다.

③ 제1항의 규정에 따른 이의신청이 신청일로부터 25영업일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제20.7.8조의2(정산 정정 통지) ① 전력거래소는 정산 결과 통지 후 과다/과소 정산, 계량자료의 오류 등의 명백한 정산 오류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 그 결과를 해당 분산에너지사업자에게 통지하여야 한다.

② 최종 정산 이전에 정산 정정 통지 사유가 발생하는 경우, 최종 정산과 동시에 제1항의 정산 정정 통지를 시행할 수 있다.

③ 최종 정산 통지 후 제1항의 정산 정정 통지가 있고 이에 대해 해당 사업자의 이의가 있는 경우, 해당 사업자는 통지 후 10영업일 이내 이의신청을 할 수 있다.

④ 제3항에 따른 이의신청이 신청 후 15영업일 이내 합의되지 아니하면 제7장 제3절의 규정에 따른다.

제20.7.9조(재정 신청) 제20.7.5조 및 제20.7.7조의 규정에 따른 처리결과에 불복하는 경우 전기사업법 제57조의 규정에 따라 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다.

제20.7.10조(거래대금의 청구) ① 분산에너지사업자는 결제일 이전에 전력거래 대금을 전력거래소에 청구하여야 한다.

② 전력거래소는 분산에너지사업자로부터 청구서를 접수 받은 후 결제일 이전에 전력거래 대금을 판매사업자, 발전사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 청구하여야 한다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 따른 대금 청구 일정 등에 관한 세부 사항은 전력거래소와 거래 당사자 간의 합의에 따른다.

④ 제20.7.5조 제2항 및 제20.7.7조 제2항 규정의 분쟁조정 절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 분쟁조정 결과에 따라 정산한다.

⑤ 회원사의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사가 부담한다.

제20.7.11조(기타 사항) 분산특구 내 분산에너지사업자의 정산 및 결제에 관하여 이 절에서 규정된 것을 제외하고는 본 규칙 제4장 제2절과 제3절, 별표2를 따른다.

제8절 분산특구의 전력계통 운영

제20.8.1조(실시간 급전운영 절차) 분산에너지사업자의 실시간 급전운영 절차는 별표11의 발전사업자 적용 규정을 따른다.

제20.8.2조(비상시 급전지시 절차) 분산에너지사업자의 비상시 급전지시 절차는 별표12의 발전사업자 적용 규정을 따른다.

제20.8.3조(계통보호 절차) 분산에너지사업자의 계통보호 절차는 별표16의 전기사업자 적용 규정을 따른다.

제20.8.4조(발전기 정지 및 휴전업무 절차) 분산에너지사업자의 발전기 정지 및 휴전 업무 절차는 별표18의 발전사업자 적용 규정을 따른다.

제20.8.5조(발·변전소 주변압기 탭 정정 및 유효접지 검토 절차) 분산에너지사업자의 발·변전소 주변압기 탭 정정 및 유효접지 검토 절차는 별표20의 전기사업자 적용 규정을 따른다. <개정 2026.4.28.>

제20.8.6조(풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 관한 계통운영 등) 분산에너지사업자의 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 관한 계통운영 및 관리 절차는 별표32를 따른다.

제20.8.7조(기타 사항) 분산특구의 전력계통 운영에 관하여 이 절에서 규정된 것을 제외하고는 본 규칙 제5장, 별표3, 별표11, 별표12 및 별표21을 따른다.

제9절 분산특구 내 분산에너지사업자의 자료 및 정보보안 등에 관한 사항

제20.9.1조(자료 제공) ① 전력거래소는 송·배전사업자가 초과전력량, 부족전력량 등을 산정할 수 있도록 전력거래 익월 5일까지 분산에너지사업자 발전기별 전력량을 제공한다.

② 송·배전사업자는 제1항의 산정 자료를 전력거래 익월 10일까지 전력거래소에 제공한다.

제20.9.2조(자료 취득 설비) 실시간 자료 취득 설비 기준은 제10장 제2절의 설비용량별 비중앙급전발전기의 기준을 따른다.

제20.9.3조(정보보안) 분산에너지사업자는 제10장 제3절의 정보보안 기준을 따른다.

제20.9.4조(현장 점검) 전력거래소는 신재생 발전설비 또는 ESS를 보유한 분산에너지사업자에게 LVRT/LFRT 등의 세팅치 확인을 위한 현장 점검 요청을 할 수 있다.

제21장 보칙

<본장번호변경 2006.9.14., 2013.2.28., 2014.11.3., 2014.12.31., 2022.12.27., 2023.8.30., 2024.10.8., 2024.10.29., 2025.7.10.>

제21.1조(시장기능정지 요청) ① 전력거래소는 천재·지변·전시·사변, 경제사정의 급격한 변동 기타 이에 준하는 사태가 발생하여 전력시장에서 전력거래가 정상적으로 이루어질 수 없다고 판단될 때에는 기후에너지환경부장관에게 전력거래의 정지·제한 등을 요청할 수 있다. <개정 2026.1.28.>

② 기후에너지환경부장관이 제1항 또는 전기사업법 제46조 제1항에 따라 전력거래의 정지·제한을 명한 경우의 세부운영 절차는 별표24와 같다. [신설 2012.12.31.] <개정 2026.1.28.>

제21.2조(중앙급전발전기가 아닌 발전기를 보유한 회원의 전력거래 및 정산) ① 전력거래소는 비중앙급전 발전기와 비중앙급전전기저장장치를 보유한 회원의 시간대별 발전전력량 및 충방전 전력량에 대해서는 해당 거래시간의 계통한계가격과 긴급정산상한가격 중 작은 값으로 정산하며 공급가능용량에 대해서는 정산하지 아니한다. 단, 100kW 미만 비중앙급전 발전기와 비중앙급전전기저장장치를 보유한 회원의 시간대별 발전전력량 및 충방전 전력량에 대해서는 해당 거래시간의 계통한계가격으로 정산한다. <항번호변경 2005.10.10.> <개정 2016.5.12., 2022.11.30.>

② 제1항의 규정에 의한 정산은 별표2 및 별표33에 따른다. <개정 2005.10.10., 2024.2.13.>

③ 비중앙급전발전기를 운영하는 전기사업자 및 자가용전기설비설치자에 대해 전력계통의 신뢰도 확보를 위해 급전지시 할 경우 전력거래소는 대용량 발전기 탈락 등 긴급한 경우를 제외하고는 3일전까지 해당 사업자에게 통지하여야 한다.[신설 2010.6.30.]

④ 비중앙급전발전기의 경우 최초 전력거래 개시 승인일로부터 전력거래가 가능하며, 최초전력거래개시 승인일 이전발전량에 대해서는 전력거래로 인정하지 않는다. [신설 2021.1.1.] <개정 2024.2.13.>

1. <삭제 2024.2.13.>
2. <삭제 2024.2.13.>
3. <삭제 2024.2.13.>

⑤ <삭제 2024.2.13.>

⑥ 제1항에도 불구하고 제11.1.7조에 따라 고정가격계약으로 체결한 발전기의 경우에는 고정가격계약의 정산상한가격을 적용하여 정산한다. [신설 2022.12.27.]

⑦ 비중앙급전시운전발전기는 비중앙급전발전기의 정산을 따른다. [신설

2024.2.13.]

제21.3조(시운전 전력) ① 시운전 발전기를 보유한 발전회원은 전력거래소에 주간, 일간 시운전발전계획을 다음의 일정 및 시각에 맞도록 별표 4에 따라 제출하여야 한다.

1. 최초 계통연결계획 : 계통연결 2개월 전까지
2. 월간 시운전발전계획 : 거래월의 전월 20일까지
3. 주간 시운전발전계획 : 거래주의 전주 수요일까지 <개정 2016.12.30.>
4. 일간 시운전발전계획 : 거래일의 전일 11시까지 <개정 2021.1.1., 2021.12.28., 2022.6.30.>

② <개정 2003.9.18.> <삭제 2019.05.31.>

③ 전력거래소는 시운전 발전기를 보유한 발전사업자가 계통안정운영을 저해하지 않는 범위 내에서 시운전 계획에 따라 시운전이 가능하도록 발전계획수립 시 우선 반영하여야 하며, 시운전 전력은(정비중인 발전기 시험운전 포함) 예비력 수준 또는 출력 안정성 등을 고려하여 전력수급 안정을 위해 실시간 공급능력에 반영할 수 있다. <개정 2019.12.13., 2021.1.1>

④ 시운전발전기를 보유한 발전사업자는 전력계통의 안정을 위해 전력거래소의 급전지시에 따라 운전되도록 최대한 협조하여야 한다.

⑤ 제21.4조의 규정에 의한 상업운전개시 신고 절차가 완료되기 전에 입찰한 전력에 대하여는 제6항의 규정에 의하여 정산한다. <개정 2003.9.18., 2007.7.23., 2021.1.1>

⑥ 전력거래소는 시운전 발전기의 전력량에 대한 가격은 제2.4.2조의 규정에 따라 정한 계통한계가격을 적용하여 별표2 시운전 전력의 정산 규정에 따라 정산하며, 공급가능용량에 대해서는 정산하지 않는다. <개정 2006.12.26, 단서삭제 2008.4.22><항번호 변경 2007.7.23.> <개정 2022.11.30.>

⑦ 제6항의 규정에 의한 정산은 별표 2.7 시운전 전력의 정산 “가”에 따른다. <항번호변경 2007.7.23.> <개정 2021.1.1>

⑧ 전력거래소는 전력계통의 안정운영을 위하여 필요하다고 판단할 경우, 계통위원회에서 기술적 특성자료에 대한 의결을 거치고 비용평가위원회에서 발전기 운전비용에 대한 의결을 거친 시운전발전기를 보유한 발전회원에게 시운전계획에 관계없는 발전출력지시를 할 수 있다. [신설 2003.9.18.] <항번호변경 2007.7.23.> <개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2021.7.1.>

⑨ 제8항에 따른 지시를 하기 위하여 전력거래소는 3일전까지 해당 발전회원에게 이와 관련된 계획을 통지하여야 하며, 해당 사유가 해소되면 즉시 이를 통지하여 시운전을 계속토록 하여야 한다.[신설 2003.9.18.] <항번호변경 2007.7.23>

⑩ 제9항의 통지가 있을 경우, 발전회원은 급전지시가 예정된 거래일에 대해 초

기입찰에 참가하여야 한다. 이 경우 가격결정발전계획담당자는 해당발전기의 입찰을 가격결정발전계획에 반영하여야 한다. 단, 9항의 통지시점이 해당거래일의 초기입찰 마감시간 이후인 경우에는 입찰에 참여하지 않을 수 있다. [신설 2003.9.18] <개정 2007.7.23., 2021.1.1>

⑪ 제8항의 지시가 있는 경우, 해당 발전기에 대한 정산은 중앙급전발전기에 대한 별표 2의 규정에 따라 정산한다. 단, 제10항의 단서조항에 따라 입찰에 참여하지 못하더라도 전력거래소의 급전지시로 발전하였을 경우에는 별표2의 7. 다호에 의해 정산한다. [신설 2003.9.18.] <항번호변경 2007.7.23.> <개정 2021.1.1.>

⑫ 전기저장장치의 시운전에 대한 사항은 제18.3조 제1항부터 제10항까지의 발전기에 대한 규칙을 준용하며 제8항의 지시가 있는 경우 해당 전기저장장치에 대한 정산은 중앙급전전기저장장치에 대한 별표 2의 규정에 따라 정산한다. 단, 제10항에 의한 입찰을 하지 않았을 경우 제6항의 규정에 따라 정산한다. 단, 전기저장장치가 시운전 시 충전을 위해 사용한 전력은 해당 거래 시간의 계통한계가격과 긴급정산상한가격 중 작은 값으로 정산한다. [신설 2016.5.12.] <개정 2022.11.30.>

제21.4조(상업운전개시 신고) ① 시운전발전기를 보유한 발전사업자가 상업운전을 개시하고자 하는 경우에는 상업운전개시 예정 3영업일 전까지 법 제63조에 따른 사용전검사에 합격한 증빙서를 첨부하여 전력거래소에 별지 제81호서식의 상업운전개시신고서를 제출하여야 한다. 단, 아래 각 호의 경우 상업운전개시신고를 반려할 수 있다. [신설 2007.7.23.] <개정 2024.2.13.>

1. 신청서의 첨부서류가 제출되지 아니한 경우
2. 신청서에 기재한 내용이 첨부서류와 일치하지 아니한 경우
3. 등록하고자 하는 설비가 법 및 규칙에서 정한 설비요건을 갖추지 아니한 경우
4. 규칙에 따른 설비의 계통연결을 위한 기술검토가 완료되지 아니한 경우

② 비중앙급전시운전발전기를 보유한 발전사업자는 발전사업허가의 준비기간 이내에 법 제 63조에 따른 사용전검사를 완료하여야 하며, 검사 후 10영업일 이내에 사용전검사에 합격한 증빙서를 첨부하여 전력거래소에 별지 제81호서식의 상업운전개시신고서를 제출하여야 한다. 단, 제1항 각 호의 경우 상업운전개시신고를 반려할 수 있다. [신설 2024.2.13.]

③ 시운전발전기 및 비중앙급전시운전발전기의 제1항 각 호의 상업운전개시신고 반려 사유에 해당하게 되었을 경우 30일이내의 유예기간을 두며, 그 이후에는 요건 충족시까지 전력거래가 정지된다. 이 경우 전력거래소는 발전사업자와 송·배전사업자에게 문서로 통보해야 하며, 발전사업자와 송·배전사업자는 제1항 각호의 요건이 충족되었음을 전력거래소로부터 문서로 통보받을 때까지 전력공급을 중단하도록 계통분리 등의 조치를 하여야 한다. [신설 2024.2.13.]

④ 제2.1.1.5조 제1항에 따라 제출한 자료를 변경하고자 하는 경우에는 상업운전 개시 전에 비용평가위원회 심의를 거쳐야 한다. [신설 2016.12.30.] <항번호변경 2024.2.13.>

제21.5조(사용전 검사필증 제출) <삭제 2024.2.13.>

제21.6조(전력거래사) ① 전력거래소 이사장은 다음 각호 1의 업무를 수행하는 전력거래사에 관한 자격제도를 운용할 수 있다.

1. 전기사업자의 입찰 등 전력거래 업무의 수행 또는 대행
2. 전력거래소의 전력시장 운영 및 전력거래업무 수행
3. 직접구매자의 입찰 등 전력거래 업무의 수행 또는 대행
4. 전기소비자의 전력거래업무 대행
5. 전기사업자 및 직접구매자의 위험관리 등 재무적 전력거래업무 수행 또는 대행
6. 전기사업자 및 직접구매자의 선물, 선도, 옵션, 스왑거래 등 전력거래 파생상품 관련업무의 수행 또는 대행
7. 전력거래와 관련한 컨설팅, 자문, 상담 등 전력거래 지원업무
8. 제1호 내지 제7호의 규정에 의한 업무에 부대되는 업무

② 전력거래소, 전기사업자 또는 직접구매자가 고용한 전력거래사의 업무상 행위는 전력거래소, 전기사업자 또는 직접구매자의 행위로 본다.

③ 전력거래소 이사장은 제1항의 규정에 의한 전력거래사 자격제도의 운용을 위하여 필요한 규정을 기후에너지환경부와 협의하여 제정·시행할 수 있다.<조번호변경 2007.7.23., 2012.5.31., 2026.1.28.>

제21.7조(승인) ① 전력거래소는 제2.2.1.4조의 규정에 의거 비용위원회가 심의한 사항 중 다음 각호의 1에 해당하는 경우에는 기후에너지환경부장관의 승인을 받아야 한다. <개정 2026.1.28.>

1. 연료의 열량단가 산정기준을 변경하는 경우
2. 기동비용의 산정기준을 변경하는 경우 <호번호변경 2009.06.30>
3. 기준용량가격보정계수(β값의 적용 또는 변경을 포함한다.)를 변경하는 경우 <개정 2004.9.24, 2006.12.26><호번호변경 2009.06.30>
4. 정산조정계수를 변경하는 경우 [신설 2006.12.26], <개정 2008.4.22, 2012.5.31>
5. 기타 거래가격에 현저한 영향을 미칠 우려가 있는 사항을 심의한 경우 <목번호변경 2006.12.26><호번호변경 2009.06.30>

② 제1항의 규정에 의한 승인요청이 있는 경우에도 제2.1.1.1조의 규정에 의하여 비용위원회가 심의한 자료는 제2.1.1.8조의 규정에 의하여 효력을 발생한다. 다만, 제1항의 규정에 의하여 기후에너지환경부장관이 변경하여 승인하거나 또는

승인을 하지 아니한 경우에는 당해 사항에 한하여 그 통지가 전력거래소에 접수된 날의 익일 0시부터 변경승인 또는 불승인의 효력이 개시한다. <개정 2019.05.31., 2026.1.28.>

③ 전력거래소가 규칙을 개정하고자 하는 경우에는 법 제43조 제2항의 규정에 의하여 기후에너지환경부장관의 승인을 받아야 한다. <조번호변경 2007.7.23.> <개정 2026.1.28.>

제21.8조(보고) ① 전력거래소는 다음 각호의 사항을 기후에너지환경부에 보고하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

1. 제2.1.1.1조의 규정에 의한 비용위원회 심의결과
2. 제2.1.1.3조의 규정에 의한 각 발전기의 발전비용요소
3. 제2.3.5조의 규정에 의한 전력수요예측
4. 제2.4.1조의 규정에 의한 가격결정발전계획 수립 결과
5. 제2.4.2조의 규정에 의한 한계가격

5의2. 제2.4.4조의 규정에 의한 정산상한가격 <개정 2013.2.28.>

6. 제2.4.3조의 규정에 의한 기준용량가격
7. 제3장의 규정에 의한 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자의 전력구매내역 <개정 2005.1.21>
8. 제3.2.1.4조 및 제3.3.2.4조 제1항의 규정에 의한 손실계수 <개정 2005.1.21>
9. 제3.2.1.8조의 규정에 의한 직접구매 용량보정계수
10. 제3.2.2.2조 및 제3.2.2.3조의 규정에 의한 직접구매의 신청 및 승인
11. <삭제 2025.4.9.>
12. 제3.3.1조의 규정에 의한 재정보증 설정
13. 제10.1.1조의 규정에 의한 계량설비 설치현황
14. 제4.2.5.4조의 규정에 의한 정산결과(월간) <개정 2005.1.21>
15. 제4.2.5.5조의 규정에 의한 이의신청 처리결과 <개정 2005.1.21>
16. 제4.3.4조의 규정에 의한 시장은행의 지정결과
17. 제4.3.5조의 규정에 의한 시장은행과의 약정체결 결과
18. 제4.3.7조의 규정에 의한 시장은행의 지정해지 결과
19. 제5.1.1조의 규정에 의한 발전계획 수립 결과 <개정 2021.1.1>
20. <삭제 11.12.2>
21. 제5.8.2조(전력계통 운영방안 수립)의 규정에 따른 전력계통 운영방안 <개정 2025.2.11.>
22. 제5.8.8조 규정에 의한 고장조사보고
23. 제5.9.2조의 규정에 의한 발전기 정지 및 휴전계획 조정 결과
24. 제5.9.7조의 규정에 의한 전력수급전망

25. 제7.1.2조의 규정에 의한 조정위원회 조정결과
26. 제8.2.1.3조의 규정에 의한 정보위원회 심의결과
27. 제9.1.2조의 규정에 의한 규칙개정 결과

② 전력거래소는 제2.3.1조(입찰서의 제출)의 규정에 따른 발전기입찰자료가 명백히 허위제출된 것으로 인정되거나 제5.3.1조(급전지시)의 규정에 따른 전력거래소의 급전지시를 해당 사업자가 특별한 사유없이 이행하지 아니한 경우 또는 제5.8.2조(전력계통 운영방안 수립)의 규정에 따른 전력계통 운영방안을 전기사업자가 특별한 사유없이 협조하지 아니한 경우에는 이를 기후에너지환경부에 보고하여야 한다. <개정 2025.2.11., 2026.1.28.>

③ 감시위원회는 다음 각호의 사항을 전기위원회에 보고하여야 한다.

1. 제6.3.1조 제1항의 규정에 의한 시장감시계획
2. 제6.3.1조 제2항의 규정에 의한 시장감시기준 및 시장감시지표
3. 제6.3.7조의 규정에 의한 제재내용
4. 제6.4.2조의 규정에 의한 시장감시보고서
5. 제6.4.3조의 규정에 의한 자율시정조치 내용
6. 제6.4.4조의 규정에 의한 자율제재금의 징수 및 사용에 관한 내용<조번호변경 2007.7.23>

제21.9조(실시간급전계획 수립) <삭제 2014.10.2.>

제21.10조(전력가격 안정 등에 대한 조치) <조번호 변경 2014.10.2.> ① 발전사업자의 전력거래대금은 '별표23'에 따라 조정할 수 있으며 그 대상발전기는 다음 각호와 같다.<개정 2012.5.31., 2015.9.30.>

1. 정부의 전기요금 규제를 받는 판매사업자의 지분이 50%를 초과하는 발전사업자가 소유한 원자력, 석탄, 국내탄 및 일반 중앙급전발전기
2. <삭제 2015.9.30>
3. 제1호에 해당되지 않는 중앙급전 석탄발전

② 제1항 제1호를 적용받는 시점은 제1항의 판매사업자가 발전사업자의 지분 50%를 초과 취득한 시점으로 한다.

③ <삭제 2012.5.31.> [본조신설 2008.4.22.]

제21.11조(소내 소비전력 사용원칙) [신설 2025.8.6.]생산한 전력을 전력시장에 공급하는 발전소는 다음 각호의 경우를 제외하고 해당 발전소에서 생산한 전력을 소내 소비전력으로 우선 사용한다.

1. 법령 및 운영지침에 따라 외부전력을 사용하는 경우
2. 소내 타 발전기의 계통분리, 수전선로 개별 구성 등 기술적으로 생산전력의

소내공급이 불가능한 경우

3. 기타 안정적 설비운영을 위해 외부전력 사용이 반드시 필요한 경우

제21.12조(전력시장 참여에 대한 한시적 적용) [본조신설 2026.1.28.] ① 전기위원회가 전력거래 관련 위반사항 해소를 위하여 별도의 임시조치를 지시한 경우에 한하여, 전력거래소는 임시조치 지시 범위 내에서 그 지시를 받은 전기사업자에 대한 전력시장 참여를 허용할 수 있다.

② 제1항에 해당하는 전기사업자에 한하여 제4장 및 별표7에도 불구하고, 다음 각 호의 사항을 적용할 수 있다.

1. 20MW를 초과하는 발전기의 비교 계량설비 설치를 유예할 수 있다.
2. 계량에 대한 방법은 아래에서 정하는 기준에 따른다.

가. 역송전력

$MGO_{i',t} = MGO_{i,t}+MEL_{d,j,t}$

$MGO_{j',t} = MGO_{j,t}$

나. 수전전력

$MEL_{d,i',t} = MEL_{d,i,t}+MGO_{j,t}$

$MEL_{d,j',t} = MEL_{d,j,t}$

여기서,

$MGO_{i,t}$: i 발전기 계량설비의 발전 계량값(주변압기 1차측)

$MGO_{j,t}$: j 발전기 계량설비의 발전 계량값(주변압기 2차측)

$MEL_{d,i,t}$: i 발전기 계량설비의 수전 계량값(주변압기 1차측)

$MEL_{d,j,t}$: j 발전기 계량설비의 수전 계량값(주변압기 2차측)

$MGO_{i',t}$: i 발전기의 적용 발전 계량값

$MGO_{j',t}$: j 발전기의 적용 발전 계량값

$MEL_{d,i',t}$: i 발전기의 적용 수전 계량값

$MEL_{d,j',t}$: j 발전기의 적용 수전 계량값

③ 임시조치 기간은 본 조 시행일로부터 2032.12.31. 까지로 한다. 단, 제1항의 위반사항이 모두 해소되는 경우에는 적용기간과 관계없이 즉시 종료된다.

④ 해당 전기사업자가 위반사항 해소를 위하여 필요한 조치를 성실히 이행하지 않거나 실질적 조치를 개시하지 않은 경우, 전력거래소는 이를 전기위원회에 보고할 수 있으며, 이 때 전기위원회는 본 조의 적용을 중단하거나 제한할 수 있다.

⑤ 본 조에서 정하지 아니한 사항은 전력시장운영규칙 내 다른 규칙을 따른다.

부 칙 (2001. 3. 30)

제1조(전력거래개시) 이 규칙에 의한 전력거래개시는 2001년 4월 2일부터 시행한다.

제2조(경과조치) 이 규칙에 의한 발전비용평가위원회 개최 이전에는 제6조의 규정에 의한 발전기 운전비용 및 기술적 특성자료의 적용기준은 산업통상자원부에서 운영한 전력시장운영위원회의 결정에 따른다.

부 칙 (2001. 11. 8)

제1조(시행일) 이 규칙은 2001년 11월 15일부터 시행한다.

부 칙 (2001. 12. 21)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고한 날부터 시행한다. 단, 별표 제3호 정산기준중 10. 기타정산의 "마"는 2001년 4월 2일부터 소급 적용한다.

부 칙 (2002. 11. 15)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고한 날부터 시행한다. 다만, 제3장 제2절 및 제3절과 제4장 제3절(직접구매제도와 관련된 조항에 한함)의 규정은 2003.1.1부터 시행한다.

제2조(규칙 별첨 및 세부운영기준의 폐지) ① 이 규칙 시행전의 별첨 1을 별표 1로 하고, 별첨 3을 별표 2로 하고, 별첨 4를 별표 3으로 하며, 별첨 1 내지 별첨 4는 이를 폐지한다.

② 세부운영기준이 규칙에 통합됨에 따라 이 규칙 시행전의 세부운영기준 중 전력수요예측절차서를 별표 5로 하고, 입찰운영절차서를 별표 4로 하고, 가격결정발전계획수립절차서를 별표 6으로 하고, 계량절차서를 별표 7로 하고, 정산절차서를 별표 8로 하고, 시장시스템운영절차서를 별표 22로 하고, 운영발전계획수립절차서를 별표 9로 하고, 실시간급전운영절차서를 별표 11로 하고, 비상시급전지시절차서를 별표 12로 하고, 연료제약발전기운영절차서를 별표 10으로 하고, 발전기정지및휴전업무절차서를 별표 18로 하고, 고장파급방지시스템적용절차서를 별표 14로 하고, 계통보호절차서를 별표 16으로 하고, 기기번호부여절차서를 별표 15로 하고, 계통운영시스템운영절차서를 별표 13으로 하고, 계통운영보조서비스절차서를 별표 19로 하고, 발·변전소주변압기텝정정및유효접지검토절차서를 별표 20으로 하고, 발전기병렬운전및공급방안업무절차서를 별표 21로 하고, 고장조사처리절차서를 별표 17로 하며, 전력수요예측절차서, 입찰운영절차서, 가격결정발전계획수립절차서, 계량절차서, 정산절차서, 시장시스템운영절차서, 정보공개절차서, 운영발전계획수립절차서, 실시간급전운영절차서, 비상시급전지시절차서, 연료제약발전기운영절차서, 발전기정지및휴전업무절차서, 고장파급방지시스템적용절차서, 계통보호절차서, 기기번호부여절차서, 계통운영시스템운영절차서, 계통운영보조서비스절차서, 발·변전소주변압기텝정정및유

효접지검토절차서, 발전기병렬운전및공급방안업무절차서, 고장조사처리절차서, 발전비용평가위원회운영규정, 분쟁조정위원회운영규정, 규칙개정위원회운영규정은 이를 폐지한다.<개정 2010.6.30>

제3조(도매전력시장 모의운영규정) ① 전력거래소는 수요측과 공급측의 경쟁을 통하여 전력거래가 이루어지는 전력시장(이하 "도매전력시장"이라 한다)의 성공적인 개설과 도매전력시장의 운영에 필요한 설비의 구축을 위하여 모의로 도매전력시장(이하 "모의도매전력시장"이라 한다)을 일정기간 운영하여야 한다.

② 법 제31조 및 제32조의 규정에 의하여 전력시장에서 전력거래를 하여야 하는 발전사업자 및 판매사업자와 송전사업자, 배전사업자 및 직접구매자는 모의도매전력시장에 참여하여야 한다.

③ 제2항의 규정에 의하여 모의도매전력시장에 참여하는 전기사업자 및 직접구매자는 전력거래소가 요구하는 바에 따라 모의도매전력시장의 운영에 필요한 설비를 갖추어야 한다.

④ 전력거래소 이사장은 모의운영기간에 적용할 "도매전력시장 모의운영규정"을 산업통상자원부와 협의하여 제정·시행하여야 한다.<개정 2012.5.31>

제4조(세부운영기준 폐지에 따른 경과조치) ① 이 규칙 시행 이전에 세부운영기준에 의하여 행하여진 전력시장 및 전력계통의 운영에 관한 모든 행위는 이 규칙에 의하여 수행한 것으로 본다.

② 부칙 제2조의 규정에 의하여 폐지된 분쟁조정위원회운영규정 중 분쟁조정비용 및 예납기준은 이 규칙 시행과 동시에 이를 제7.3.6.1조 제5항의 규정에 의한 분쟁조정비용 및 예납기준으로 본다.

제5조(별첨의 인용조문 및 용어정의에 대한 경과조치) 이 규칙 시행전의 세부운영기준에서 인용하였던 조문 및 용어는 이 규칙과 배치되지 않는 범위 내에서 개정된 규칙을 인용하는 것으로 본다.

제6조(위원의 임기에 관한 경과조치) 비용위원회의 위원 및 실무협의회 회원을 제외한 이 규칙 시행일 이전에 위촉된 위원 및 정보공개실무위원회 위원의 임기는 이 규칙 시행일에 만료한다.

제7조(발전비용평가위원회 명칭변경에 따른 경과조치) ① 이 규칙 시행 이전에 설치된 발전비용평가위원회의 명칭을 이 규칙 시행과 동시에 비용평가위원회로 변경한다.

② 이 규칙 시행 이전에 발전비용평가위원회(실무협의회를 포함한다.)에서 행하여진 모든 행위는 제1항의 규정에 의한 비용평가위원회에서 행한 것으로 본다.

부 칙 (2003. 5. 7.)

(시행일) 본 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 단, 명백한 오류의 정정(제2.2.1.1조 제1항 제2호, 별표 2, 별표3, 별표 4, 별표 6, 별표 10, 별표 19의 개정부분과

별표 8의 7.11.2.1, 7.11.3.1, 별지 제23호 및 제25호 서식)은 2002년 11월 15일부터 소급 적용한다.

부 칙 (2003. 9. 18.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2003년 9월 19일부터 시행한다.

제2조(유효전력에 관한 급전지시의 기준에 대한 경과조치) 제5.1.8조의 규정에도 불구하고, 전력거래소는 송전단 기준 급전지시가 불가능한 발전기에 대하여 2005년 12월 31일까지 발전단 기준 급전지시를 할 수 있다. 다만, 발전사업자는 제5.4.1조 내지 제5.4.7조에서 정한 연간발전기정지계획에 의하여 2004년 1월 1일 이후 정지한 뒤, 계통에 다시 연결하는 발전기에 대해서 계통연결 이전에 전력거래소의 송전단 기준 급전지시에 응동할 수 있도록 설비를 개선하여야 한다.

부 칙 (2004. 4. 22.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2004년 4월 23일부터 시행한다.

부 칙 (2004. 7. 9.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2004년 7월 10일부터 시행한다.

부 칙 (2004. 9. 7.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2004년 9월 10일부터 시행한다.

부 칙 (2004. 9. 24.)

제1조(시행일) 별표2 Ⅰ. 1. 나. 3), Ⅰ. 2. 다. 및 Ⅰ. 10. 나. 2)의 규정은 비용위원회에서 기준용량가격보정계수(αn, αc, α)를 의결하여 시행하는 날로부터 시행한다.

부 칙 (2004. 11. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행하되, 제2.1.1.3조, 별표1 및 별표2의 개정규정은 2004년 10월 1일부터 적용한다. 다만, 별표8 및 별지서식의 개정규정은 2005년 1월 1일부터 시행한다.

부 칙 (2004. 12. 21.)

이 규칙은 2004년 12월 22일부터 시행한다.

부 칙 (2005. 1. 21.)

이 규칙은 2005년 1월 22일부터 시행한다.

부 칙 (2005. 5. 30.)

이 규칙은 2005년 5월 31일부터 시행한다.

부 칙 (2005. 10. 10.)

이 규칙은 2005년 10월 11일부터 시행한다. 다만, 별표 4의 11.3의 규정 삭제에도 불구하고 시행일로부터 1년까지의 입찰마감시간 이후 변경입찰 유예에 대해서는 종전의 규정에 의한다.

부 칙 (2006. 1. 26.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2006년 1월 27일부터 시행한다.

부 칙 (2006. 9. 14.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제5장제2절 및 제4절, 별표2의 9. 가. 1), 2) 개정 규정은 2006. 10월 1일부터 적용하고, 별표13의 8.1.1.1 개정 규정은 2008. 1월 1일부터 적용한다.

제2조(154kV 변전소의 자료취득시간 단축에 대한 경과조치) 송전 및 발전사업자는 별표13의 붙임8.1.2.1에 규정된 154kV 변전소에 대한 계통자료 취득주기 단축과 붙임8.1.1.3 및 8.1.1.4에 규정된 제주지역 발·변전소 자료의 직접취득을 위해 규칙 시행일로부터 관련 설비를 보강하여야 하며, 보강이 완료된 지역계통운영센터의 154kV 변전소 및 제주지역 발·변전소부터 동조의 규정을 적용한다. 단, 송전 및 발전사업자는 지역계통운영센터의 관련 설비보강을 2008년 12월 31일까지, 제주지역 발·변전소 관련 설비보강을 2007년 12월 31일까지 완료하여야 한다.

부 칙 (2006. 11. 29.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 별표2의 V 개정규정은 2007년 1월 1일부터 적용한다.

부 칙 (2006. 12. 26.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제2.3.2조, 제2.3.3조, 제2.4.1조, 제2.4.2조, 제3.1.1조, 제3.1.2조, 제3.2.1.2조, 제3.2.1.4조, 제3.3.2.2조, 3.3.2.4조, 제4.4.1.2조, 제5.5.3조 및 별표2의 개정규정은 2007년 1월 1일(거래일 기준)부터 시행한다.

제2조(국내탄발전기의 기준용량가격 결정) 국내탄발전기 변동비지원에 대한 전기사업법 시행령 제23조 제3항의 개정전까지는 국내탄 발전기에 대해 별도의 기준용량가격을 적용할 수 있으며, 별도의 기준용량가격은 타 발전기의 기준용량가격과 함께 비용위원회 의결을 거쳐 결정 및 공개한다.

제3조(용량가격계수 산정을 위한 자료취득의 경과조치) ① 제2.4.3조의 규정에도 불구하고 2007년도 지역별 최대부하 및 공급용량은 제3차 전력수급기본계획(안)의 지역별 예측수요 및 실효공급용량을 적용한다.

② 제 2.1.1.1조 규정에도 불구하고, 발전기별 2007년도 상업운전개시계획은 제3차 전력수급기본계획(안)을 적용한다. 또한 제4.2.1.2조의 단서조항인 상업운전예정일 이전 공급가능용량에 대한 정산금 불지급은 적용하지 않는다.

제4조 (정산시스템 개발지연시 경과조치) ① 부칙 제1조 시행일 직전까지 거래소의 정산시스템 보완 및 개발이 완료되지 않을 경우에는, 시행일 이전 정산기준을 적용하여 우선 정산하고 정산시스템 보완 및 개발이 완료된 후 정산금을 조정한다.

② 이 경우 제4.2.5.3조 및 제4.2.5.5조에도 불구하고 거래당사자는 초기정산 및 최종정산 내역중 정산기준 변경과 관련된 사항에 대해서는 조정신청 및 이의신청을 생략할 수 있으며, 전력거래소가 전체적으로 정산금을 재계산하여 거래당사자에게 통지할 수 있다. 이때 제4.2.5.5조에도 불구하고 최종정산에 대한 이의신청 기간은 거래일로부터 40일 이내로 한다.

제5조(수전전력 기본요금 관련 경과조치) 수전전력 기본요금 환급절차폐지는 2007년 1월 1일부터 시행한다. 다만, 2006년에 발생한 수전전력 기본요금의 정산은 종전의 규정에 의한다.

제6조(급전전화장치 기능보강에 대한 경과조치) 전기사업자는 별표13, 붙임8.3, 8.3.6조 관련으로 급전전화 장치의 자동응답기능 및 강제 할입기능 구현을 위해 관련 설비 보강을 2007년 6월 30일까지 완료하여야 한다.

부 칙 (2007. 7. 23)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(전력거래자 등록에 대한 경과조치) 이 규칙 시행 이전에 전력거래소 회원으로서 전력거래를 하던 자는 제1.2.5조 제1항에 따라 전력거래자로 등록된 것으로 본다.

제3조(발전기 등록에 대한 경과조치) 이 규칙 시행 이전에 중앙급전기 또는 비중앙급전발전기로 운전 중인 발전기는 제1.2.5조 제2항에 따라 중앙급전발전기 또는 비중앙급전발전기로 등록된 것으로 본다.

제4조(전력량계 프로토콜 관련 경과조치) 별표7, 8.1의 “전력량계 통신 프로토콜”에 관한 개정 규정은 2008년 3월 1일부터 시행한다.

제5조(전력계통자료 취득을 위한 통신회선 설치에 대한 경과조치) 송전사업자는 별표13. 붙임8.3의 제8.3.3호 개정에 따른 설비보강은 2008년 6월 30일까지 완료하여야 한다.

제6조(급전전화 설치에 대한 경과조치) 송전사업자는 별표13. 붙임8.3의 제8.3.4호 개정에 따른 설비보강은 2008년 6월 30일까지 완료하여야 한다.

부 칙 (2007. 12. 27.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(중앙급전발전기로 등록된 구역전기사업용 발전기에 대한 경과조치) 법 부칙 <2003.12.30, 법률 제7017호> 제2조에 의해 구역전기사업자로 의제되어 2004년 7월 1일 이전부터 전력거래소에 중앙급전발전기로 등록되어 운전중인 구역전기사업용 발전기는 중앙급전발전기로 본다.

제3조(용량가격계수 적용에 관한 경과조치) 2008년도에 적용하는 용량가격계수는 제2.4.3조 제4항 제6호에도 불구하고 당해 년도 및 2007년도 용량가격계수의 2개년도 평균치를 적용한다. <개정 2016.10.31.>

부 칙 (2008. 4. 22.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2008년 5월 1일부터 시행한다.

제2조(정산시스템 보완을 위한 경과조치) ① 전력거래소는 부칙 제1조의 시행일로부터 3개월 이내에 정산시스템 보완을 완료하여야 한다.

② 이 경우 제4.2.5.3조 및 제4.2.5.5조에도 불구하고 제21.10조의 적용을 받는 거래당사자는 초기정산 및 최종정산 내역 중 별표 23과 관련된 사항에 대해서는 조정신청 및 이의신청을 생략할 수 있으며, 전력거래소가 전체적으로 정산금을 재계산하여 거래당사자에게 통지할 수 있다. 이때 제4.2.5.5조에도 불구하고 최종정산에 대한 이의신청 기간은 90일 이내로 한다.

부 칙 (2008. 10. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2008년 11월 1일부터 시행한다.

부 칙 (2009. 6. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제12.9조 및 별표7의 7.1.6, 8.3 개정규정은 2009년 10월 1일부터 적용한다.

제2조(제주지역 154kV 변전소 자료취득 이중화 관련 설비 보강에 대한 경과조치) 송전사업자는 별표13, 붙임8.1의 제8.1.2.4호 개정에 따른 관련 설비보강을 2010년 6월 30일까지 완료하여야 하며, 붙임8.3의 제8.3.4호의 급전전화 설치는 동 규칙 개정 이후 30일까지 완료하여야 한다.

부 칙 (2009. 12. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(발전계획시스템 보완을 위한 경과조치) ① 전력거래소는 규칙개정일부터 1년 이내에 제2.4.2조의 적용이 가능하도록 발전계획시스템을 보완하여야 한다.

② 전항의 발전계획시스템을 적용하여 변경된 한계가격의 영향으로 하락하는 정산금

의 연간총액은 별표23 6.0을 통해 열병합발전사업자에게 추가 지급하는 연간정산금의 규모를 초과할 수 없다.

③ 전력거래소는 제1항 및 제2항의 조건을 충족하도록 방안을 강구한 후에 제2.4.2조, 별표2 1.가 제2항, 별표4 7.11.6, 별표6 6.1.1, 6.1.2를 시행한다.

제3조(적용범위) 별표23 6.0의 열병합발전지원대상 발전기라함은 타에너지지원사업대상으로 지정되어 전기사업법 제49조에 따라 2009.12.31까지 전력산업기반기금의 지원을 받고 있는 열병합발전기로서 서울화력, 일산복합화력, 분당복합화력발전소에 한한다.

부 칙 (2010. 6. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제5.8.9조는 2011년 12월 4일부터 적용한다.

부 칙 (2010. 11. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(발전측 송전요금에 대한 경과조치) 직접구매자 및 구역전기사업자에 대한 발전측 송전요금은 제4.3.2조, 제4.3.3조, 제4.3.4조, 제4.3.6조, 별표8 및 별지9, 40, 41 서식의 규정 개정에도 불구하고 송전사업자가 송·배전용전기설비이용규정에 관련 규정을 마련할 때까지는 종전의 규정에 의한다.

부 칙 (2010. 12. 28.)

이 규칙은 2011년 1월 1일부터 시행한다.

부 칙(2011. 6. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

부 칙 (2012. 5. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(적용시점에 대한 경과조치) 제5.7.1조 및 별표2, 별표6의 양수발전기 펌핑수요 반영과 이와 관련하여 개정된 양수발전기 정산규정의 적용시점은 현재로부터 다음 전기요금 인상이 이루어진 익월부터 시행한다.

부 칙 (2012. 12. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2012년 12월 31일부터 시행한다.

제2조(발전기 실시간 공급능력 추가 제공에 관한 경과조치) 발전사업자는 별표13 붙임8.1.1.1 관련으로 발전기 실시간 공급능력 추가 제공을 위한 관련 설비보강을

2013. 12. 31까지 완료하여야 한다.

제3조(실시간 자료취득 및 제어설비 설치 규격 변경에 따른 경과조치) 전기사업자는 별표13, 7.2.4.2, 7)항의 신규설치 또는 교체보강 설비의 규격을 2013. 7. 1부터 적용한다.

부 칙 (2013. 2. 28.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2013년 3월 1일부터 시행한다.

제2조(적용기간) 제2.4.4조의 정산상한가격은 2013년 3월 1일부터 적용한다. <개정 2015.3.17.>

부 칙 (2013. 4. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2013년 5월 1일부터 시행한다.

제2조(온도에 따른 변경입찰에 대한 경과규정) 별표4의 제6.3.7.5.3조 규정에 의한 기상청 예보온도 변경에 따른 변경입찰은 입찰시스템의 보완·개발기간을 고려하여 2013년 7월1일 부터 시행한다.

부 칙 (2014. 5. 16.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(복합, 수력 및 양수발전기 입찰방식 변경 경과조치) 제2.3.2조 규정, 별지 제31호 및 별지 제33호 서식에 의한 복합, 수력 및 양수발전기 입찰방식 변경은 차세대 EMS 시스템 도입시점부터 적용한다.

부 칙 (2014. 10. 2.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(차세대 전력IT시스템 운영을 위한 규칙개정 중 일부 경과조치) 제5장 제2절, 제3절 제5.3.4조, 제10장 제2절 제10.2.1조 1항 2호, 제12장 보칙 제12.9조 개정사항은 차세대 전력IT시스템(EMS)으로 전환하는 시점부터 적용한다.

부 칙 (2014. 11. 3.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(실시간 사용전력량 감시) 제12.2.3조 제2항 제4호의 5분 단위의 사용전력량을 검침할 수 있는 감시기기 설치 규정은 2016년 11월 25일부터 적용한다.

제3조(실시간 사용전력량 데이터의 취득 및 활용) 전력거래소는 판매사업자가 제공하는 15분단위의 실시간 사용전력량 데이터를 등록시험, 전력거래 제한 요건 관리 등에 활용할 수 있다.

제4조(정산용 사용전력량 데이터의 취득 및 활용) 전력거래소는 판매사업자가 제공하는 정산용 사용전력량 데이터를 수요반응자원의 정산에 활용할 수 있다.

제5조(용량가격계수 적용) 2015년도에 적용하는 용량가격계수의 지역별 최대부하는 제2.4.3조 제4항 제2호에도 불구하고, 직전년도 하계 최대부하 시간대의 해당지역 중앙급전발전기 발전량에 융통전력량과 당해연도 수요반응자원의 의무감축용량의 50%를 합한 값에 직전 3년간의 지역별 최대부하 평균 증가율을 곱하여 산출한다. <개정 2016.10.31.>

제6조(자체기동발전기 서비스 가능여부 입찰 신설에 대한 경과조치) 자체기동발전기 서비스 가능여부에 대한 입찰 신설을 위한 제2.3.2조, 별표1, 별표2, 별표4 개정사항은 2015년 1월 1일부터 시행한다.

제7조(자기제약발전 정산시 허용오차 적용에 대한 경과조치) 자기제약발전 정산시 허용오차 적용을 위한 별표2 개정사항은 2015년 1월 1일부터 시행한다.

제8조(자율제재금 부과기준 변경 적용에 대한 경과조치) 자율제제금 부과기준 변경을 위한 제6.4.6조 1항 개정사항은 2015년 7월 1일부터 시행한다.

제9조(석탄화력 계획예방정비 계통분리시 석탄저장조 잔여탄소진을 위한 계통분리 지연 허용에 대한 경과조치) 석탄화력 계획예방정비 계통분리시 석탄저장조 잔여탄소진을 위한 계통분리 지연 허용을 위한 별표2 및 별표4 개정사항은 2015년 1월 1일부터 시행한다.

제10조(계통연결/분리시 허용오차 신설에 대한 경과조치) 계통연결/분리시 허용오차 신설을 위한 별표2 개정사항은 2015년 1월 1일부터 시행한다.

부 칙 (2014. 12. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

부 칙 (2015. 3. 17.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(배출권거래비용에 관한 개정규정 적용례)

① 이 규칙 중 배출권거래비용에 관한 개정 규정은 2015년 1월 1일 배출권 거래분부터 적용한다.

② 제3.4.3조 제4항의 재정보증금액 산정식 중 전년도 배출권 평균단가는 2015년에 한하여 거래개시 희망일 1개월 전까지의 배출권 평균단가를 적용한다.

제3조(수요반응자원의 전력부하감축량 평가 및 입찰방법 개선 적용 시점에 대한 경과조치) 제12.4.2.3조, 12.5.2.3조, 12.5.2.4조, 별표28의 3.1.1조, 3.2.1조 중 수요반응자원의 전력부하감축량 평가 및 입찰방법 개선에 관한 개정 규정은 2015년 6월 1일부터 적용한다.

부 칙 (2015. 5. 7.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(전기저장장치 성능검증 등을 위한 경과조치) ① 제4.2.1.3조, 제5.1.1조, 제5.6.1조의 개정규정은 송전사업자용 전기저장장치의 성능검증기간을 고려하여 2015년 7월 1일부터 적용한다.

② 송전사업자는 동 기간 내에 전기저장장치에 대한 성능검증을 완료하고, 동 설비의 기술적 특성에 관해 비용평가위원회의 검토 및 심의를 거쳐야 한다.

③ 제1항에도 불구하고 비용평가위원회의 심의 결과 추가 검토가 필요하다고 판단하는 경우 제1항의 적용시기를 유예할 수 있다.

④ 전력거래소는 송전사업자용 전기저장장치의 운영에 필요한 운영발전계획 수립용 프로그램 및 계통운영시스템을 보완하여야 한다. 단, 제1항의 시점까지 보완이 곤란할 것으로 판단되는 경우, 비용평가위원회의 심의를 거쳐 별도의 운영방안을 마련할 수 있다.

부 칙 (2015. 9. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(급전지시 허용오차 변경안 적용에 대한 경과조치) 급전지시 허용오차 변경을 위한 별표 2 정산기준 개정사항은 규칙 시행 시점부터 3개월 이내 시스템을 보완하고 동 기간 내에 시행한다.

제3조(공급인증서 관련 비용평가위원회 심의·의결사항 개정안 적용에 대한 경과조치) 공급인증서 관련 비용평가위원회 심의·의결사항 변경을 위한 제2.2.1.4조 개정사항은 비용평가 세부운영규정에 회원사에 대한 정보제공 규정 신설 이후부터 적용한다.

제4조(계통안정화장치 실시간 자료취득 적용에 대한 경과조치) 계통안정화장치 운전상태 실시간 자료취득을 위한 별표 13 계통운영시스템의 자료취득기준 개정사항은 2016년 12월까지 설비를 보완하고 동 기간 내에 시행한다.

제5조(제약발전 정산시 허용오차 적용 조정에 대한 경과조치) 제약발전 정산시 허용오차 적용 조정을 위한 별표 2 정산기준 개정사항은 규칙 시행 시점부터 3개월 이내 시스템을 보완하고 동 기간 내에 시행한다.

부 칙 (2016. 5. 12.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(전기저장장치의 전력시장 참여를 위한 개정 적용에 대한 경과조치) ① 본 개정규칙은 관련 규정의 정비, 가격결정발전계획 및 운영발전계획 수립을 위한 프로그램 및 시스템 보완 기간을 고려하여 2017.1.1.부터 적용한다.

② 제1항에도 불구하고 비용평가위원회의 심의 결과 추가 검토가 필요하다고 판단하는 경우

제1항의 적용시기를 유예할 수 있다.

제3조(복합발전기 계통제약 정산금 산정기준 개정 적용에 대한 경과조치) 복합발전기 계통제약 정산금 산정기준 개정을 위한 별표 2 정산기준 개정사항은 5월 1일 거래일부터 적용한다.

제4조(열공급발전기 정산금 산정기준 개정 적용에 대한 경과조치) 열공급발전기 정산금 산정기준 개정을 위한 별표 2 정산기준 개정사항은 5월 1일 거래일부터 적용한다.

제5조(화력발전 지역자원시설세 정산기준 신설 적용에 대한 경과조치) 제4.2.1.1조 제11호 및 별표2의 개정규정 중 화력발전기의 지역자원시설세 정산 부분은 공고한날부터 4개월이 넘지 아니하는 범위에서 발전기별 납부실적을 제출(최초1회)받아 정산플래그를($LPTF_i$)를 결정한 후 익월 1일부터 시행한다. 단, 공고일 기준 4개월 이내에 납부실적을 제출(최초 1회)한 발전기의 경우에는 결정된 정산플래그($LPTF_i$)를 4월 1일 거래일부터 소급 적용하여 정산하며, 공고일 기준 4개월 이후에 납부실적을 제출한 발전기의 경우에는 제출일 기준 익월 1일부터 적용하여 정산한다.

제6조(정산금 통지서, 거래대금 등 청구/요청서 개정 적용에 대한 경과조치) 정산금 통지서, 거래대금 등 청구/요청서 개정을 위한 별지 서식 개정사항은 4개월 이내 시스템을 보완하고 동 기간 내에 적용한다.

제7조(신재생에너지 공급인증서 현물시장 통합 관련 개정 적용에 대한 경과조치) 신재생에너지 공급인증서 현물시장 통합 관련 개정을 위한 제11.1.6조 제2항 제1호 및 별표25의 6.1.1.1의 개정사항은 2016년 3월 거래분부터 적용한다.

제8조(비용평가 프로세스 전산화에 따른 비용자료 제출 방법 변경 적용에 대한 경과조치) 비용자료 제출 방법 변경을 위한 제2.1.1.2조의 개정사항은 7월 1일 거래일부터 적용한다.

부 칙 (2016. 10. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(용량가격의 결정 및 공개 개정에 따른 경과조치) 제2.4.4조의 정산상한가격 산정을 위한 발전기의 열소비율은 신규발전기의 기준용량가격 산정방안 개정 전까지는 현행 기준발전기의 열소비율을 적용한다.

제3조(기준용량가격 산정기준 개정에 따른 경과조치) 제2.4.3조에도 불구하고 비용위원회에서 재산정한 기준용량가격은 규칙개정 공고월부터 적용한다.

제4조(용량가격계수 개정안 적용에 대한 경과조치) 제2.4.3조 규정에 의한 용량가격계수의 지역계수(LF)는 다음의 연도별 완화계수를 이용하여 적용한다.

① 적용값 = 1 - (1 - 지역계수) × 연도별 완화계수

② 연도별 완화계수

산출연도	2016년	2017년	2018년 이후
완화계수	33%	67%	100%

제5조(연료전환성과계수 신설안 적용에 대한 경과조치) 제2.4.3조 규정에 의한 연료전환성과계수는 다음의 연도별 완화계수를 이용하여 적용한다.

① 적용값 = 1 - (1 - 연료전환성과계수) × 연도별 완화계수

② 연도별 완화계수

산출연도	2016년	2017년	2018년	2019년	2020년 이후
완화계수	20%	40%	60%	80%	100%

부 칙 (2016. 12. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2017년 1월 1일부터 시행한다.

제2조(화석연료사용률 등을 반영한 지역자원시설세 정산을 위한 규칙개정에 따른 경과조치) 부칙 (2016. 5. 12.) 제5조(화력발전 지역자원시설세 정산기준 신설 적용에 대한 경과조치)에도 불구하고, 화석연료사용률 등을 반영한 제4.2.1.1조 제11호 및 별표2에 따른 화력발전기 지역자원시설세 정산은 다음 각호에 따라 시행한다.

1. 지역자원시설세를 납부한 발전기를 보유한 전기사업자는 한국전력거래소에 납부실적을 제출하여야 한다. 한국전력거래소는 납부실적을 제출받아 익월 1일 거래일부터 지역자원시설세 정산플래그(LPTFi)를 변경하여 정산을 시행한다.
2. 제1호에도 불구하고 규칙 공고 이전 납부실적을 제출한 전기사업자에 대해서는 제출된 납부실적을 확인하여 2016. 4. 1.일 거래일부터 소급하여 정산한다. 다만 2016. 4월 이후 과세기간에 대한 납부실적을 확인한 경우에는 확인된 과세기간이 속한 달부터 소급하여 정산한다.
3. 규칙 공고 후 행정자치부의 지방세법 유권해석에 따라 지역자원시설세를 추가로 납부한 경우에는 납부실적 제출 이후 정산을 시행하되, 소급적용에 관한 사항은 제2호에 따른다. 다만, 행정자치부의 지방세법 유권해석에 따른 정산은 2017. 12. 31.로 한정하여 시행한다.

부 칙 (2017. 2. 28.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

부 칙 (2017. 5. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(대기오염물질 저감을 위한 상한제약 입찰 적용례) 제2.3.2의2조 제1항 제1호는 2017년 6월1일(전력거래일 기준)부터 적용한다.

부 칙 (2017. 12. 29.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(RPS 의무이행비용 정산대상 발전기 변경 적용에 대한 경과조치) RPS 의무이행비용 정산대상 발전기 변경에 따른 개정사항은 제1조에 의한 시행일로 부터 2개월 이내 전력거래시스템 등 관련 시스템을 보완하고 동 기간 내에 적용한다.

제3조(전기저장장치의 등록기준 중 단서조항에 대한 세부 용량기준) 주파수조정 서비스만 제공하는 전기저장장치의 경우, 최대발전용량이 5MW를 초과하고, 비용평가세부운영규정에 정한 연속운전을 충족할 경우 중앙급전전기저장장치로 등록한다.

제4조(정부승인차액계약 관련 규칙개정 적용에 대한 경과조치) ① 별표30의 8.1.1과 8.1.2의 개정사항은 2018년 1월 1일(거래일 기준)부터 적용한다.

② 전력거래소는 제1조의 시행일로부터 3개월 이내에 정산시스템 보완을 완료하여야 한다.

③ 시행일 이후 정산시스템의 보완 및 개발이 완료되기 전까지는 시행일 이전 정산기준을 적용하여 우선 정산하고 정산시스템 보완 및 개발이 완료된 후에는 2018. 1. 1일 거래일부터 소급하여 정산한다.

제5조(차액계약 정산용 사용전력량 데이터의 취득 및 활용) 전력거래소는 전기판매사업자가 제공하는 정산용 사용전력량 데이터를 차액계약 정산에 활용할 수 있다.

제6조(용량가격의 결정 및 공개시기 개정에 따른 경과조치) 기준용량가격의 결정 및 공개는 제2.4.3조 제1항에도 불구하고, 본 규칙이 개정 · 공표된 이후로 유예한다.

부 칙 (2018. 2. 9.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

부 칙 (2018. 6. 15.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(수요반응자원의 등록 및 전력거래기간에 대한 적용례) 제12.2.2조, 제12.2.3조, 12.4.1.1조의 등록 및 전력거래기간의 개정사항은 시행일 기준 수요자원 거래시장에 참여중인 수요관리사업자, 수요반응자원 및 수요반응참여고객에 적용하여 전력거래 종료시점을 2018년 11월 30일로 한다.

제3조(수요반응자원의 등록시험 경과조치) 제12.3.1.2조의 ②항의 개정사항은 2018년 11월 1일부터 적용한다.

부 칙 (2018. 8. 2.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(SEP, GSCON 등 정산금 산정관련 규칙개정 적용에 대한 경과조치) SEP, GSCON

등 정산금 산정관련 별표2(정산기준) 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 제1조에 의한 시행일로부터 5개월 이내에 시행한다.

부 칙 (2018. 11. 1.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(수요반응참여고객 등록요건 변경 등에 따른 경과조치)

① 2018년 10월 31일까지 수요반응자원을 등록한 수요관리사업자는 2018년 11월 30일까지 제12.2.3조 제3항에 따른 병렬운전조작합의서 및 별지 제102호 서식에 따른 수요반응참여고객 등록신청서를 제출하여야 한다.

② 제1항에 따른 수요관리사업자가 2018년 11월 30일까지 병렬운전조작합의서를 제출할 수 없는 경우에는 한전이 발급한 접수증으로 갈음하되, 2018년 12월 31일까지 위 합의서를 제출하여야 한다. 만약 합의서를 제출하지 못하는 경우에 전력거래소는 등록을 취소한다.

③ 전력거래소는 제2항에 따라 등록 취소된 고객 또는 자원에 대해서는 2018년 12월분의 기본금 및 실적금을 지급하지 않으며, 2019년 1월 1일부로 등록 취소된 참여고객 감축량을 반영하여 자원용량을 재산정한다. 단, 자원용량 재산정시 용량기준은 2018년 11월 등록시험 실적을 기준으로 한다.

④ 2018년 12월 감축시험 평가는 제3항에 의거 재산정된 용량을 기준으로 하며, 1차 재시험은 2019년 1월에 시행한다.

부 칙 (2018. 12. 12)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(지역자원시설세 미정산분을 반영한 지역자원시설세 정산금 산정관련 규칙 개정 적용에 대한 경과조치) 지역자원시설세 미정산분 정산금 산정관련 별표1 (기호 및 변수의 정의) 및 별표2(정산기준) 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 제1조에 의한 시행일로부터 5개월 이내에 시행한다.

제3조(전력거래대금 결제업무 개정 적용에 대한 경과조치) 본 개정규칙에 따른 정산 및 결제 절차 변경은 시스템의 보완·개발기간을 고려하여 2019년 1월1차 청구 및 결제분부터 시행한다.

제4조(소규모전력중개시장 개설에 관한 개정(안) 경과조치) 본 개정규칙은 전기 사업법의 시행일을 고려하여 2018년 12월 13일부터 시행한다.

부 칙 (2019. 1. 2.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(중앙급전 구역전기발전기의 구역수요 초과 공급가능용량 입찰 등에 대한 경

과조치) 규칙 제3.3.1.1조에 따른 중앙급전 구역전기발전기의 구역수요 초과 공급가능용량 입찰은 공고일로부터 5개월 이내에 입찰시스템 등을 개발·보완하고 동 기간 내에 시행한다. 단, 동 시점까지 발전량 계량설비, 실시간 자료취득장치 및 급전전화 설치를 완료하지 않은 구역전기사업자에 대해서는 해당설비 설치가 완료된 이후부터 적용한다.

부 칙 (2019. 2. 21.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

부 칙 (2019. 4. 2.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제1.2.4조의 개정규정은 2019년 3월 15일부터 적용한다.

부 칙 (2019. 5. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(성능시험 적용시점에 대한 경과조치) 제2.1.1.7조 2항에 따른 성능시험은 규칙 개정 공고 이후 처음으로 도래하는 A급 계획예방정비 또는 A급계획예방 정비에 준하는 성능개선 공사 이후부터 적용한다.

제3조(환경개선 활동비용의 열량단가 반영 관련 규칙 개정 적용을 위한 경과조치) 본 규칙개정에 따른 비용평가세부운영규정 등 하위규정의 개정 및 관련시스템 보완에 필요한 준비기간을 고려하여 시행일로부터 5개월 이내에 시행한다.

제4조(계약시장 매매거래 방식에 대한 경과조치) 제11.1.7조의 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 제1조에 의한 시행일로부터 3개월 이내에 시행한다.

제5조(계통제약운전 정산기준 개정 적용에 대한 경과조치) 복합발전기 계통제약정산금 산정기준 개정을 위한 [별표2] 정산기준 Ⅰ.12.사.의 개정사항은 제1조에 의한 시행일로부터 5개월 이내에 관련 시스템을 보완하고 2019년 6월 1일 거래일부터 적용한다.

부 칙 (2019. 11. 7.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(국민DR 전력량계 취득 주기) 국민DR 수요반응참여고객에 한하여 제12.2.3조 제2항 제3호의 형식승인을 받은 전력량계의 사용전력량 원격검침 취득 주기는 2021년 12월 1일부터 적용한다. 또한 2021년 11월 30일까지는 취득 주기를 한시적으로 1시간으로 하며, 제12.4.3.1조의 국민DR 전력수요 의무감축요청은 매시 정각에만 발령한다.

제3조(국민DR 실시간 감시기기 설치) 국민DR 수요반응참여고객에 한하여 제12.2.3조 제2항 제5호의 실시간 사용전력량을 검침할 수 있는 감시기기의 설치는 2021년 12월 1일부터 적용한다.

제4조(국민DR 등록) 제12.2.2조 제1항 제2호의 국민DR 초기 등록신청 기간은 2019년에 한하여 아래와 같이 운영한다.

초기 등록 신청기간	등록 완료일	초기 전력거래기간
홀수년도 11월 15일 ~ 11월 20일	홀수년도 11월 30일	홀수년도 12월 1일 ~ 다다음해 11월 30일

제5조(국민DR 수요반응참여고객 등록) 제12.2.3조 제1항 제2호의 국민DR 수요반응참여고객 등록신청 기간은 2020년 9월 30일까지 아래와 같이 운영한다.

구분	신청기간	거래 적용일
동계	11월 15일 ~ 11월 20일	12월 1일
	12월 15일 ~ 12월 20일	1월 1일
	1월 15일 ~ 1월 20일	2월 1일
	2월 15일 ~ 2월 20일	3월 1일
하계	4월 20일 ~ 4월 30일	6월 1일
	6월 15일 ~ 6월 20일	7월 1일
	7월 15일 ~ 7월 20일	8월 1일
	8월 15일 ~ 8월 20일	9월 1일

제6조(국민DR 정산) 국민DR 제도 도입 초기 수요반응참여고객들의 시장참여 유도를 위하여 별표 26의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산 시 국민DR의 최소 의무감축용량 이상 이행 의무를 2021년 11월 30일까지 면제하여 정산한다.

제7조(국민DR 전력거래자 등록) 제12.2.1조 제1항에 따라 수요관리사업자로서 전력거래자의 등록을 하고자 하는 사업자 중 국민DR을 등록하고자 하는 사업자의 등록신청 기한은 2019년에 한하여 부칙 제4조의 초기 등록 신청기간 시작일의 전일까지로 한다.

부 칙 (2019. 12. 13.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제1.1.2조의 57, 58, 59, 59의2, 59의3, 59의4, 59의5, 59의6, 59의7 60, 61, 61의2 및 제4.2.1.3조, 제5.1.4조, 제5.1.6조, 제5.1.7조, 제5.6.1조, 별표1, 별표2의 9(보조서비스에 대한 정산), 별

표3의 1.0(운영예비력 운영 기준)과 19.0(속응성자원 운영 기준), 별표9의 7.2.2.2, 7.2.2.3, 7.2.2.4, 7.2.5, 별표10의 5.2, 7.3.1.1, 7.3.2, 별표11의 5.1, 7.3.2, 7.3.3.1, 7.3.4, 7.5.3. 7.5.4, 별표12의 5.2, 7.2.1.1, 7.2.1.5, 7.2.2.1, 7.1.2, 별표19의 5.4, 5.5, 5.9, 7.3.5, 7.6.3, 7.7.2, 7.7.3, 8.1의 개정규정은 2020년 4월 1일부터 시행한다.

제2조(화력발전 상한제약 발령 해제 시 입찰자료 변경시간 조정에 대한 경과조치) 제2.3.3조 제①항의 화력발전 상한제약 발령 해제 시 입찰자료 변경시간 개정에 따라 전력거래소는 제1조에 의한 시행일로부터 5개월 이내에 관련 시스템을 보완한다. 다만, 시스템 구축 전 화력발전 상한제약 발령 해제에 따른 입찰자료 변경이 발생한 경우 발전사업자는 별표4(입찰운영절차) 6.3.1.6 의거 입찰자료를 입찰운영담당자 및 입찰시스템 운영담당자에게 별도의 방법으로 통지할 수 있다.

제3조(양수발전기 정산기준 개정 적용에 대한 경과조치) 별표2(정산기준)의 양수발전기 공급가능용량에 대한 정산(I. 발전사업자에 대한 정산, 2. 공급가능용량의 정산, 다. 양수발전기) 및 양수동력에 대한 정산(I. 발전사업자에 대한 정산, 3. 양수발전기의 양수동력 정산)의 개정사항은 2020년 1월 1일부터 적용한다.

제4조(수요반응참여고객 등록요건 변경 등에 따른 경과조치) 2019년 10월 31일까지 수요반응자원을 등록한 수요관리사업자는 2020년 4월 30일까지 제12.2.3조 제3항에 따른 전력시장 필수정보 고지 확인서를 제출하여야 한다.

제5조(REC 소유권 이전 절차에 대한 경과조치) REC 소유권 이전 관련 별표25의 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 제1조에 의한 시행일로부터 1개월 이내에 시행한다.

제6조(계량설비 설치기준 완화에 대한 경과조치) 계량설비 설치기준 완화, 계량데이터 취득 및 처리에 대한 개정사항은 완화된 전력량계의 계량 및 통신설비를 적용 가능한 전력거래시스템 구축이 완료된 이후부터 적용한다.

제7조(가격제한폭 적용에 대한 경과조치) 가격제한폭 적용 관련 별표25의 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 제1조에 의한 시행일로부터 1개월 이내에 시행한다.

제8조(계통안정화장치에 관한 경과조치) 제5.8.5조제6항 및 별표13의 7.2.1.1에 규정된 계통안정화장치는 2021년 12월 31일까지 구축한다. 다만, 규칙개정 공고일 기준 3년 이내 폐지대상인 발전기에 대해서는 적용하지 않는다.

제9조(대체 급전전화 통신망 구축에 관한 경과조치) ① 별표13의 붙임8.7에 규정된 대체 통신수단 중 위성급전전화는 2022년 12월 31일까지 구축한다.

② 별표13의 붙임8.7에 규정된 위성전화, 휴대용 무선전화, 일반용 유선전화는 2021년 12월 31일까지 구축하되, 자가 위성주파수를 활용할 경우 2022년 12월 31일까지 설치한다.

제10조(기존 시험기관의 등급적용) 별표31 시행시 종전의 규정(발전기 기술특성시험 관리지침, 2012. 7. 2)에 의하여 인증된 시험기관 및 기술이전기관은 동일하게 지정된다. 다만, 2등급 시험기관은 1등급 시험기관으로, 3등급 시험기관은 2등급

시험기관으로 지정된 것으로 본다.

제11조(발전설비 특성시험 규정에 관한 경과조치) 부칙 제10조에도 불구하고 시험기관 및 대상사업자는 본 지침 시행 후 3개월 까지 종전의 규정의 시험기관 등급과 등급별 시험가능 용량에 따른 특성시험 용역계약을 체결할 수 있다.

부 칙 (2019.12.31)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제2.1.1.1조, 제2.2.1.4조, 제2.3.4조, 제10절 기술평가위원회, 제18.3조, [별표 4], [별표 6], [별표 31]은 2020년 3월 1일부터 적용한다.

제2조(제주 비중앙급발전기 가격결정발전계획 반영방법 개정에 대한 경과조치) 제주 신재생예측시스템과 전력거래 입찰시스템 간 연계를 위한 시스템 변경을 위해 별표 6 제주 비중앙급전발전기 가격결정발전계획 반영방법 개정은 2020년 1월 1일부터 시행한다.

제3조(복합발전기 입찰기준 및 가격계획 반영방법 개정에 대한 경과조치) 전력거래 입찰시스템 변경을 위해 별표 4 및 별표 6 복합발전기 입찰기준 및 가격계획 반영방법 개정은 규칙 공고 후 5개월 이내에 시행한다.

제4조(발전기정비관리시스템과 연계한 공급가능용량 입찰기준에 대한 경과조치) 발전기정비관리시스템과 전력거래 입찰시스템 간 연계를 위한 시스템 변경을 위해 별표 4 발전기정비관리시스템과 연계한 공급가능용량 입찰기준은 규칙 공고 후 5개월 이내에 시행한다.

제5조(차등기본정산금 적용에 따른 경과조치) 제12.6.1.2조에도 불구하고 2020년 5월까지 수요반응자원의 연료전환성과계수는 1.0으로 적용하고, 기본정산금 차등정산은 2020년 6월 거래분부터 적용한다. 다만, 기본정산금 차등을 위한 감축실적은 2019년 12월 거래분부터 인정한다.

제6조(연료전환성과계수 적용에 따른 경과조치) 중소형DR 수요반응자원에 한하여 연료전환성과계수는 다음의 연도별 완화계수를 이용하여 적용한다.

① 적용값 = 1 - (1 - 연료전환성과계수) × 연도별 완화계수

② 연도별 완화계수

산출연도	2020년	2021년	2022년 이후
완화계수	33%	67%	100%

제7조(자발적 수요감축 제도 추가신설에 대한 경과조치) 수요관리사업자는 6차년도 수요반응자원 추가등록기간(2020년 4월 20일~ 4월 30일)에 한하여 초기등록 수요반응자원 의무감축용량의 하향조정 변경을 신청할 수 있다.

제8조(온실가스 배출권 거래비용의 열량단가 반영 관련 규칙 개정 적용을 위한 경과조치 등)

① 본 규칙개정에 따른 발전기별 연료의 열량단가는 시행에 따른 전력시장 영향

분석, 하위규정의 개정 등을 위한 준비기간을 고려하여 공고일의 익월부터 2년을 넘지 아니하는 범위에서 비용평가세부운영규정으로 정하는 날부터 시행한다.

② 본 규칙개정에도 불구하고 제1항에 따른 시행일의 직전 일까지의 온실가스 배출권 구매비용은 종전의 규정에 따라 처리하는 것을 원칙으로 하되 세부적인 사항은 비용평가세부운영규정 등에 정한다.

③ 전력거래소는 개정규칙의 시행을 위하여 필요하다고 인정하는 경우에는 이 개정규칙 시행 전에 제2.1.1.4조에 따른 자료를 요청할 수 있다.

부 칙 (2020. 4. 1.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2020년 4월 1일부터 시행한다.

부 칙 (2020. 4. 29.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고 후 3개월이 경과한 날부터 시행한다. 단, 별표32 8.2 및 9.2의 개정규정은 이 규칙을 공고한 날부터 적용한다.

제2조(적용범위) 제5.11.1조 제2항 1호는 이 규칙 시행일 이후 신규로 체결된 송전용전기설비이용계약, 신규로 접수된 배전용전기설비 이용신청, 신규로 신청한 전력수급계약(PPA)에 각기 적용한다. 다만, 기설 설비의 경우에도 이 규칙의 시행일 이전에 조례 등에 의하여 해당 요건이 규정된 경우에는 그에 따른다.

제3조(재생에너지정보공유시스템 설치에 관한 경과조치) 별표32의 11.2에 규정된 재생에너지정보공유시스템은 2021년 12월 31일까지 설비를 보완하고 동 기간 내에 시행한다.

제4조(전력시장감시위원회 위원의 임기에 관한 적용례) 제6.2.2조는 공고일 이후 위촉하는 신임 위원부터 적용한다.

부 칙 (2020. 7. 8.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고한 날부터 시행한다.

제2조(공급인증서 매매대금의 정산 및 결제에 대한 경과조치) 별표25의 6.3은 제1조에 의한 시행일로부터 5개월 이내에 신재생 통합포털에 공지하는 날로부터 시행한다.

제3조 (보조서비스 정산기준 일부 개정에 대한 경과조치) 보조서비스에 대한 정산 기준 관련 별표2의 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 제1조에 의한 시행일로부터 5개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다.

제4조(고장정지 발전기 공급가능용량 변경 확인에 대한 경과규정) 별표4의 제9.7.6.2조 규정에 의한 고장정지 시 발전기 공급가능용량 변경 확인은 공고일로부터 6개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다.

제5조(고정출력 제약입찰 발전기의 변경입찰에 대한 경과규정) 개정사항은 관련 시스템을 보

완하여 규칙개정 공고일로부터 2개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다.

부 칙 (2020. 10. 1.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(시행일) 제14장, 별표1, 별표2, 별표8, 별표9의 재생에너지 발전량 예측제도와 관련된 규정은 전산시스템이 완비되는 시점을 고려하여 규칙 개정일로부터 1년 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날부터 시행한다.

제3조(동일 지역 및 송·배전망 적용에 대한 경과조치) 제14.2.2조와 관련하여 동일 지역 및 송·배전망 구분에 대한 적용은 예측제도에 참여하는 보유자원 증가 및 전력계통·시장 운영에 있어 지역 및 송·배전망 구분이 필요한 시점까지 유예한다.

제4조(운영발전계획 반영에 대한 경과조치) 별표9 7.2.1.1의 예측발전량에 대한 적용은 예측제도에 참여하는 대상자원의 3개월(월의 말일기준)의 예측오차율을 산술 평균한 값이 8% 이하인 때로부터 적용한다. 여기서, 3개월 평균 예측오차율을 산정하는 방식은 다음 각 호와 같다.

1. 평균 예측오차율은 해당기간 중 대상자원 내 주요자원의 설비이용률이 10% 이상인 시간대의 예측오차율을 산술 평균한 값이다.
2. 대상자원에 대한 시간대별 예측오차율은 대상자원 내 주요자원의 설비용량에 대한 보유자원 예측발전량과 계량전력량의 차이의 절댓값의 백분율(%)이다.

제5조(입찰자료 정확도 향상을 위한 입찰규정 개정에 대한 경과조치) 입찰자료 정확도 향상을 위한 입찰규정 개정은 전력거래 입찰시스템 등의 관련 시스템을 보완하여 1조에 의한 시행일로부터 8개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다.

제6조(적용범위) 제5장 9절, 별표3, 별표9, 별표18, 별표13, 별표32는 송·배전용전기설비이용계약을 신규로 체결하거나 전력수급계약(PPA)을 신규로 신청하는 설비에 적용한다.

제7조(연료전지발전기의 정지계획 및 발전계획 제출에 대한 경과조치) 규칙 제 5.9.1조, 제5.9.6조, 별표9 제7.1조, 별표18 제7.2조, 제7.3조, 제7.4조, 별표32 제10.7조의 개정사항은 연료전지 발전기 정지계획 및 발전계획 제출 세부운영절차와 관련 전산시스템이 도입된 시점부터 시행한다. 다만, 2020.10.1부터 송·배전용전기설비이용계약을 신규로 체결하거나 전력수급계약(PPA)을 신규로 신청하는 설비에 대해서도 개정규정을 적용한다.

부 칙 (2020. 11. 1.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2020년 11월 1일부터 시행한다.

제2조(거래기간) 주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래에 한해 한시적으로 2020

년 11월 1일부터 2021년 11월 30일까지 13개월간 초기 전력거래기간을 운영하고, 2021년 3월 1일부터 2021년 11월 30일까지 9개월간 추가 전력거래기간을 운영한다.

제3조(주파수DR 등록) 제12.2.2조 제4항에도 불구하고 2021년에 한해 신규 주파수 수요반응자원을 확보한 자는 아래와 같이 추가 등록신청을 할 수 있다.

추가 등록 신청 기간	추가 등록 완료일	추가 전력거래기간
2월15일～2월20일	2월28일	3월1일～11월30일

제4조(주파수DR 수요반응참여고객 등록) 제12.2.3조 제1항 제2호에도 불구하고 2021년 춘계 기간에 한해 아래와 같이 주파수DR 수요반응참여고객을 등록할 수 있다.

구분	신청 기간	거래 적용일
춘계	2월15일～2월20일	3월1일

제5조(사용전력량 데이터 전송) 제12.2.3조 제2항 제3호에도 불구하고 주파수DR 수요반응참여고객에 한해 한시적으로 2021년 11월 30일까지 전력량계 사용전력량 데이터를 별도의 방법으로 전송할 수 있다.

부 칙 (2020. 12. 1.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2020.12.1부터 시행한다.

제2조(비상대기예비력 입찰 및 정산에 관한 경과조치) ① 비상대기예비력 입찰시스템 구축 전까지의 비상대기예비력 입찰은 별지 122호 서식에 따라 공문, 전자우편 등을 통해 시행한다.

② 시행일 이후 비상대기예비력 정산은 정산시스템 구축 후 시행하며, 정산 일정은 전력거래시스템(e-power market)에 공지한다. 단, 이 규칙 시행일 이전의 정산에 대하여는 개정된 규칙 및 비용평가세부운영규정을 준용하여, 이 규칙 시행일이 속한 당해연도 말까지 최초 정산한다.

③ 이 규칙 시행일 전까지의 구역전기사업자의 비상대기예비력 부담분은 발전사업자의 정산금에서 제외한다.

제3조(정산조정계수 연간 적용범위($0<\pi\leq1$) 내에서의 정산금 조정에 관한 경과조치 등) ① 이 규칙 시행일이 속한 해당년도의 정산조정계수 연간 적용범위($0<\pi\leq1$) 내에서의 정산금 조정은 해당년도 말일까지 정산하는 것을 원칙으로 한다.

② 구역전기사업자에 대하여는 2021. 1. 1부터 이 규칙을 적용하며, 적용시기 전까지의 구역전기사업자의 부담분은 발전사업자의 정산금에서 제외한다.

부 칙 (2021. 1. 1.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2021.1.1.부터 시행한다.

제2조(정산계좌 등록 및 변경 절차 개정 적용에 대한 경과조치) 본 개정규칙에 따른 정산계좌 등록 및 변경 절차는 시스템 개발 기간 및 시범운영 기간을 고려하여 2021.2.1부터 시행한다.

제3조(시운전 급전지시 시 미입찰에 대한 정산기준 개정사항에 대한 경과조치) 본 규칙개정에 따른 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 시행일로부터 6개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날부터 시행한다.

제4조(태양광 전기사업자 최초 전력거래시점 개정안 대한 경과조치) 본 규칙개정에 따른 제1.2.5조, 제4.1.5조 및 보칙 제21.2조에 관한 개정사항은 2020.12.1.부터 시행한다.

제5조(플러스DR 등록 및 전력거래기간) 제12.2.2조 제1항 제1호의 플러스DR 초기 등록 및 초기 전력거래기간은 2021년에 한하여 아래와 같이 운영한다.

초기 등록 신청기간	등록 완료일	초기 전력거래기간
2월1일~2월20일	2월28일	3월1일~11월30일

제6조(플러스DR 추가등록) 제12.2.2조 제4항 제3호의 플러스DR 추가 등록 및 추가 전력거래기간은 2021년에 한하여 아래와 같이 운영한다.

추가등록 신청기간	추가등록 완료일	추가 전력거래기간
4월20일～4월30일	5월31일	6월1일～11월30일
8월15일~8월20일	8월31일	9월1일~11월30일

제7조(실계통기반 하루전 시장 도입을 위한 규칙개정 사항에 대한 경과조치) 제1장, 제2장, 제3장, 제4장, 제5장, 제12장, 별표2, 별표3, 별표4, 별표5, 별표6, 별표8, 별표9, 별표10, 별표11, 별표18, 별표19, 별표22, 별표23, 별표24, 별표26의 실계통 기반 하루전시장 도입과 관련된 규정은 정산시스템 등의 관련 전산시스템을 보완하여 2022년 9월 1일 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다. <개정 2021.12.28., 2022.6.30.>

제8조(다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입과 관련된 규정의 경과조치) 제1장, 제2장, 별표1, 별표2, 별표6, 별표7, 별표20의 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입과 관련된 규정은 정산시스템 등의 관련 전산시스템을 보완하여 제7조에 따른 실계통기반 하루전시장 시행일 이후 6개월 이내 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다. <개정 2022.6.30.>

부 칙 (2021. 4. 30)

제1조(시행일) 이 규칙은 2021년 5월 1일부터 시행한다.

부 칙 (2021. 7. 1)

제1조(시행일) 이 규칙은 2021년 7월 1일부터 시행한다.

제2조(시행일) 제3.4.1조, 제3.4.3조, 제11.2.3조, [별표 25]의 의무이행비용정산 관련 규정은 2021년 의무이행비용에 대한 정산부터 적용한다. 단, 2021년 전력구매자가 부담해야 할 의무이행비용 산정시 구역전기사업자가 구매한 전력량은 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행령 개정(관련공고 : 산업통상자원부공고 제2021-247호) 공포일 이후의 구매전력량으로 한다.

제3조(월간정산에 대한 경과조치) 판매사업자 외 전력구매자에 대한 의무이행비용 월간정산은 첫 시행년도에 한해 유예하고 연간정산으로 갈음한다.

제4조(연료전환성과계수 산정기준 개정에 따른 경과조치) 연료전환성과계수 산정기준 개정규정은 규칙개정일 이후 비용평가위원회에서 결정한 시점부터 적용한다.

제5조(분쟁조정 절차 개정규정 적용에 관한 경과조치) 이미 신청된 분쟁에 대하여는 제7장의 개정규정에도 불구하고 종전의 규정에 따른다.

부 칙 (2021. 9. 18.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(실계통기반 하루전시장의 자발적DR 규칙개정 사항에 대한 경과조치) 제5장, 제12장, 별표4, 별표8, 별표26, 별지 제103호서식, 별지 제104호서식, 별지 제105호서식의 실계통기반 하루전시장 자발적DR 개정과 관련된 규정은 제1조에 의한 시행일로부터 1년 이내에 수요반응자원 전력거래시스템에 공지하는 날로부터 시행한다.

제3조(수요반응자원의 입찰제한 횟수 산정 경과조치) 제12.4.2.6조의 수요반응자원 자발적 수요감축에 대한 입찰제한 예고 조치는 8차년도 거래기간(2021년 12월 1일~2022년 11월 30일)에 한해 다음 각 호를 합산하여 3회 이상인 경우 시행한다.

1. 2021년 12월 1일~제2조에 의거한 수요반응자원 전력거래시스템 공지일의 직전일까지의 가격결정발전계획에 따른 수요감축 감축시행일별 평균 감축이행률이 80% 미만인 횟수
2. 제2조에 의거한 수요반응자원 전력거래시스템 공지일~2022년 11월 30일의 자발적 수요감축 감축시행일별 평균 감축이행률이 80% 미만인 횟수

제4조(수요반응자원의 실적감축시간 산정 경과조치) 별표26의 수요반응자원의 실적감축시간은 8차년도 거래기간(2021년 12월 1일~2022년 11월 30일)에 한해 다음 각 호를 합산하여 산정한다.

1. 2021년 12월 1일~제2조에 의거한 수요반응자원 전력거래시스템 공지일의 직전일까지의 일별 전력거래중인 수요반응자원별 실시간 전력수요 의무감축요청(감축시험 및 감축재시험은 제외)에 따른 전력수요 의무감축요청 감축이행인정량, 가격결정발전계획에 따른 거래일별 감축량, 기준수요 초과에 따른 거래일별 감축량, 미세먼지 저감을 위한 거래일별 감축량의 합산량을 일별 의무감축용량으로 나누고 해당 기간에 대해 합산한 값

2. 제2조에 의거한 수요반응자원 전력거래시스템 공지일~2022년 11월 30일의 일별 전력거래중인 수요반응자원별 실시간 전력수요 의무감축요청(감축시험 및 감축재시험은 제외)에 따른 전력수요 의무감축요청 감축이행인정량, 자발적 수요감축에 따른 거래일별 감축량의 합산량을 일별 의무감축용량으로 나누고 해당 기간에 대해 합산한 값

제5조(제주지역 REC 변환가격 적용에 대한 경과조치) 제주지역 REC 변환가격 적용 관련 별표1 및 별표25의 개정사항은 시스템 개발 기간 및 시범운영 기간을 고려하여 제1조에 의한 시행일로부터 3개월 이내로서 전력거래시스템에 공지한 시행일부터 적용하고, 시행 전까지 제주지역 REC 변환가격은 비용평가세부운영규정 제18장 18.5.3의 제주 기준가격 산정기준을 따른다.

제6조(시장기준예비율 신설에 따른 경과조치) 시장기준예비율 신설에 따른 공급용량계수(ICF) 산정방법 개정규정은 규칙개정일 이후 비용평가위원회에서 결정한 시점부터 적용한다.

제7조(재생에너지 발전량 예측제도 개정 적용에 대한 경과조치) 제14장, 별표1, 별표2, 별표8, 별표9 등 재생에너지 발전량 예측제도와 관련된 규정은 전산시스템이 완비되는 시점을 고려하여 규칙 개정일로부터 2개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날부터 시행한다.

제8조(양수발전기 정산기준 개정 적용에 대한 경과조치) 별표2(정산기준)의 양수발전기 공급가능용량에 대한 정산(I. 발전사업자에 대한 정산, 2. 공급가능용량의 정산, 다. 양수발전기)의 개정사항은 2021년 11월 1일부터 적용한다.

부 칙 (2021. 12. 28.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2022년 1월 1일부터 시행한다. 다만, 별표26의 수요반응자원의 발전기여도는 2022년 6월 연료전환성과계수 산정 이후 적용하고 제12.5.2.3조, 별표26, 별표28의 국민DR 수요감축 및 플러스DR 수요증대와 관련된 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 규칙개정 공고일로부터 6개월 이내에 수요반응자원 전력거래시스템에 공지하는 날로부터 시행한다.

제2조(재생에너지 직접전력거래계약 제도의 도입에 따른 규칙개정에 대한 경과조치) 제1장, 제3장, 별표1, 별표2, 별표8의 재생에너지 직접전력거래계약과 관련된 규정은 전산시스템이 완비되는 시점을 고려하여 규칙개정일로부터 1년 이내에 적용한다.

제3조(석탄발전기 상한제약 입찰규정 개정에 대한 경과조치) 본 규칙 개정에 따른 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 규칙 개정일로부터 12개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날부터 시행한다.

제4조(열공급발전기의 주파수조정운전 참여규정 명확화) 별표3 15.1.2 및 15.1.6 열공급발전기 주파수조정운전 참여규정은 계통평가위원회를 통해 발전기별 기술특성을 의결

받은 후 시행한다.

제5조(석탄가스화 복합발전(IGCC) 중앙급전 적용을 위한 개정사항에 대한 경과조치) IGCC 기술요건에 관한 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준이 개정되는 날부터 시행한다.

제6조(정산기준 및 입찰운영절차에 대한 석탄가스화 복합발전기 적용범위) 석탄가스화 복합발전기(IGCC)는 [별표 2] 정산 기준 및 [별표 4] 입찰 운영 절차에 대해 복합발전기에 준하여 적용한다.

부 칙 (2022. 4. 29.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2022년 5월 1일부터 시행한다.

부 칙 (2022. 5. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2022년 6월 1일부터 시행한다.

제2조(제주지역 수요자원시장 분리운영에 대한 경과조치) 제5장, 제12장, 별표4, 별표12, 별표26, 별표28의 제주지역 수요반응자원 분리 운영과 관련된 개정사항과 제12장, 별표26의 플러스DR 당일 시장과 관련된 개정사항은 관련시스템을 보완하여 규칙개정 공고일로부터 7개월 이내에 전력거래시스템에 공지하는 날로부터 시행한다.

제3조(제주권 수요반응자원의 기준감축시간 산정 경과조치) 별표26의 제주권 수요반응자원의 기준감축시간은 11차년도수요자원시장 거래종료일(2025년 11월 30일)까지 수도권, 비수도권 수요반응자원의 기준감축시간과 동일하게 완화하여 적용한다.

제4조(제주권 수요반응자원의 제주지역 RCP 적용 경과조치) 9차년도 수요자원시장 거래시작(2022년 12월 1일) 전일까지 제주지역 RCP 재산정이 되지 않을 경우, 재산정 시점까지 별표26의 제주권 수요반응자원의 RCP는 육지지역 RCP를 적용한다.

제5조(재생에너지 직접전력거래의 정산금 관련 규칙개정에 대한 경과조치) 제1장, 제3장, 제4장, 별표1, 별표2, 별표8의 재생에너지 직접전력거래 관련된 규정은 전산시스템이 완비되는 시점을 고려하여 규칙 개정일로 부터 6개월 이내에 적용한다. 단, 별표2에 따른 부가정산금에 대한 정산은 관련 시스템이 완비된 후 재생에너지전기공급사업자의 직접전력거래 개시일로부터 소급하여 적용한다.

제6조(중앙급전전기저장장치 용량정산금 산정기준에 대한 경과조치) 제1장, 제2장, 별표1, 별표2의 중앙급전전기저장장치 용량정산금 산정기준과 관련된 규정은 6개월 이내에 비용평가위원회에서 실효용량비율 산정기준 의결 후 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다.

제7조(공급인증서 거래회원 서류접수 전자화 규정 적용에 대한 시행일) 공급인증서 거래회원 서류접수 전자화 적용 관련 제11.1.4조 및 별표25, 별지 제96호, 별지 제97호의 개정사항은 시스템 개발 기간 및 시범운영 기간을 고려하여 제1조에 의한

시행일로부터 6개월 이내로서 신재생 원스톱 사업정보 포털 및 공급인증서 거래 시스템 등에 공지한 시행일부터 적용한다.

제8조(연료전환성과계수 개정에 대한 경과조치) 본 규칙 개정 사항은 부칙(2021.1.1.) 제7조(실계통기반 하루전 시장 도입을 위한 규칙개정 사항에 대한 경과조치) 시행일과 동일한 날로부터 시행한다.

제9조(기준용량가격 산정기준 개정에 대한 경과조치) 이 규칙은 부칙(2021.1.1) 제7조에 따른 실계통기반 하루전시장 시행일 또는 규칙 공고일로부터 6개월 이내 중 늦은 일자를 기준으로 시행한다.

부 칙 (2022. 6. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(신뢰도발전계획 정보공개에 대한 경과조치) 제5.1.3조 제3항에 따른 신뢰도발전계획 정보공개와 관련된 개정사항은 전산시스템을 보완하여 규칙개정 공고일로부터 6개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다.

제3조(기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래에 대한 경과조치) 제12장의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래와 관련된 개정사항은 전산시스템을 보완하여 규칙개정 공고일로부터 6개월 이내에 수요반응자원 전력거래시스템에 공지하는 날로부터 시행한다.

부 칙 (2022. 11. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(긴급정산상한가격 도입에 대한 경과조치) ① 이 규칙은 산업통상자원부공고 제2022-425호「전력거래가격 상한에 관한 고시」 일부개정(안)의 시행일과 동일한 날부터 시행한다.

② 전력거래소는 필요한 경우 발전사업자에게 발전기 설비용량 검증 등을 위한 관련 자료 제출을 요청할 수 있으며 발전사업자는 지체 없이 이에 따라야 한다.

제3조(재생에너지 직접전력거래계약 제도의 도입 규칙개정에 대한 경과조치) 제1장, 제4장, 별표1, 별표2, 별표7의 재생에너지 직접전력거래 관련 규정은 재생에너지전기 공급사업자의 직접전력거래 등에 관한 고시(“이하 직접PPA고시”) 시행일로부터 5개월 이내 시행한다.

제4조(공급과잉에 유연한 대응을 위한 최소발전용량 규정개정에 대한 경과조치) 전력거래소는 규칙개정 시행일로부터 3개월 이내에 관련 시스템 보완을 완료하여야 한다.

부 칙 (2022. 12. 22.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(재생에너지 계통연계 유지기능 증빙자료 제출 규정에 대한 경과조치) ① 별표 32 6.4의 재생에너지 계통연계 유지기능 증빙자료 제출과 관련된 규정은 제1조에 의한 시행일로부터 3개월이 경과한 날부터 시행한다.

② 제1항에도 불구하고 규칙 시행일 이전 설비 구매 계약서 등 선구매 증빙자료를 제출한 발전사업자, 인증시험 등을 위해 시제품을 사용하는 발전사업자 등에 대해서는 적용하지 아니할 수 있다.

부 칙 (2022. 12. 27.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고한 다음날부터 시행한다. 다만, 제1.1.2조, 제2.4.4조의3, 제3.1.1조, 제3.2.1.1조, 제3.3.2.1조, 제4.2.1.1조, 제4.2.1.6조, 제11.1.1조, 제11.1.7조, 제18.2조, 별표1(고정가격계약 계약단가), 별표2, 별표 8, 별지 제89호, 별지 제89-1호의 개정규정은 산업통상자원부공고 제2022 - 730호에 따라 공고된 「전력거래가격 상한에 관한 고시」 및 산업통상자원부공고 제2022 - 757호에 따라 공고된 「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침」이 개정 및 시행된 날로부터 시행하며, 별표1(제주 신재생 설비 월별 정산단가 및 육지 월 가중평균 SMP), 별표25의 개정규정은 산업통상자원부공고 제2022 - 425호「전력거래가격 상한에 관한 고시」가 개정 및 시행된 날로부터 시행한다.

제2조(적용례) ① 제1.1.2조, 제2.4.4조의3, 제3.1.1조, 제3.2.1.1조, 제3.3.2.1조, 제4.2.1.1조, 제4.2.1.6조, 제11.1.1조, 제18.2조, 별표1(고정가격계약 계약단가), 별표2, 별표8의 개정규정은 이 규칙 시행이후 고정가격계약을 체결한 계약분부터 적용한다.

② 제11.1.7조의 개정규정은 공급인증서 계약시장에서 매매계약을 체결한 모든 계약에 적용한다.

③ 별지 제89호, 별지 제89-1호의 개정규정은 이 규칙 시행이후 공급인증서 계약시장에서 매매계약을 체결한 모든 계약에 적용한다.

제3조(고정가격계약의 정산상한가격 관련 규칙개정 적용에 대한 경과조치) ① 전력거래소는 부칙 제1조 단서의 시행일로부터 3개월 이내에 신재생에너지 공급인증서 거래시스템 및 전력거래시스템 보완을 완료하여야 한다.

② 제1항의 신재생에너지 공급인증서 거래시스템 및 전력거래시스템의 보완이 완료되기 전까지 종전 규정(2022. 11. 30. 부분개정)에 따라 정산하고, 시스템의 단계적인 보완 및 개발이 완료된 후에는 부칙 제1조 단서의 시행일로 소급하여 정산한다.

③ 제1.1.2조, 제2.4.4조의3, 제3.1.1조, 제3.2.1.1조, 제3.3.2.1조, 제4.2.1.1조, 제4.2.1.6조, 제11.1.1조, 제11.1.7조, 제18.2조, 별표1(고정가격계약 계약단가), 별표2, 별표 8, 별지 제89호, 별지 제89-1호의 개정규정에도 불구하고 다음 각 호의 하나에 해당하는 경우에는 종전 규정(2022. 11. 30. 부분개정)을 적용한다.

1. 한국에너지공단 2023년 상반기 고정가격계약 경쟁입찰 공고에서 선정되어 고정가격계약을 체결한 경우

2. 한국에너지공단 2023년 상반기 소형태양광 고정가격계약 매입참여 공고에 따라 2023년 3월 31일까지 참여신청을 완료한 경우

제4조(초과급전 공급가능용량 정산식 개정에 대한 경과조치) 별표2 정산기준의 Ⅰ.발전사업자에 대한 정산 - 12.기타정산의 나.입찰량을 초과하여 급전지시한 발전기의 정산은 2022년 9월 1일(전력거래일 기준)부로 소급하여 적용한다.

제5조(거래기간) 주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래에 한해 한시적으로 2023년 3월 1일부터 2023년 11월 30일까지 9개월간 추가 전력거래기간을 운영한다.

제6조(주파수DR 수요반응자원 등록) 제12.2.2조 제4항에도 불구하고 2023년에 한해 신규 주파수 수요반응자원을 확보한 자는 아래와 같이 추가 등록신청을 할 수 있다.

추가 등록 신청 기간	추가 등록 완료일	추가 전력거래기간
2월15일～2월20일	2월28일	3월1일～11월30일

제7조(주파수DR 수요반응참여고객 등록) 제12.2.3조 제1항 제3호에도 불구하고 2023년 춘계기간에 한해 아래와 같이 주파수DR 수요반응참여고객을 등록할 수 있다.

구분	신청 기간	거래 적용일
춘계	2월 15일 ～ 2월 20일	3월 1일

제8조(재생에너지 발전량 예측제도 혼합자원 반영을 위한 규칙개정에 대한 경과조치) 제14.4.2조, 별표1, 별표2의 개정사항은 전산시스템을 보완하여 규칙개정 공고일로부터 3개월 이내에 소규모전력중개시장 포털(der.kmos.kr)에 공지하는 날부터 시행한다.

제9조(PFR-ESS 운영체계 개편에 대한 경과조치) ① 별표19 전기저장장치의 1차예비력 산정방식 개정사항은 제2.1.1.1조 및 별표3 전기저장장치의 보조서비스 참여기준 개정사항을 반영하여 특성시험 시행 후 계통평가위원회의 심의·의결 받은 설비에 적용한다. 단, 전기저장장치의 특성시험 규정 마련 전까지 특성시험 결과를 제작사의 시험성적서로 대체할 수 있다.

② 전력거래소는 규칙개정 시행일로부터 6개월 이내에 관련 시스템 보완을 완료하여야 한다.

제10조(최소발전용량 이하 운전에 대한 경과조치) ① 별표11 7.1.5 및 7.3.3.2 최소발전용량 이하 운전 관련 실시간 급전운영 절차 규정은 계통평가위원회를 통해 최소발전용량 이하 운전 기술특성을 의결 받은 후 시행한다.

② 별표12 7.1.7의 규정 삭제에도 불구하고 ①항의 시행일 전까지 제주지역 비상시 급전지시 절차는 종전의 규정에 의한다.

③ 전력거래소는 규칙개정일로부터 4개월 이내에 관련 시스템 보완을 완료하여야 한다.

제11조(자가용전기설비설치자의 계량에 관한 특례) 제4.1.9조의 개정규정에도 불구하고 이 규칙 시행일 이전에 전력거래 중인 자가용설비설치자에 대해서는 시행일 이후 24개월까지 적용을 유예한다.

제12조(중소형DR 통합입찰에 관한 경과조치) 제12장의 중소형DR 통합입찰과 관련된 개정사항은 전산시스템을 보완하여 규칙개정 공고일로부터 14개월 이내에 수요반응자원 전력거래시스템에 공지하는 날로부터 시행한다. <개정 2023.6.30.>

제13조(재생에너지 발전사업자의 직접전력거래 참여 확대를 위한 규칙개정 대한 경과조치) 제1장, 제4장, 별표1, 별표2 및 별표7 중 직접전력거래비율과 관련된 사항은 전산시스템이 완비되는 시점을 고려하여 제1조에 따른 시행일로부터 1년 이내에 전력거래시스템에 공지하는 날로부터 시행한다.

제14조(재생에너지 발전사업자의 직접전력거래비율 반영을 위한 규칙개정 경과조치) 별표2 중 직접전력거래비율과 관련된 사항은 전산시스템이 완비되는 시점을 고려하여 제1조 따른 시행일로부터 1년 이내에 전력거래시스템에 공지하는 날로부터 시행한다.

제15조(대체 급전전화 통신망 구축에 관한 경과조치) 별표13의 붙임8.7에 규정된 위성전화, 휴대용 무선전화, 일반용 유선전화는 2023년 12월 31일까지 구축한다.

부 칙 (2023. 2. 28.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입 순연과 관련된 규정의 경과조치) 부칙(2021. 1. 1.) 제8조(다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입과 관련된 규정의 경과조치)에도 불구하고, 제1장, 제2장, 별표1, 별표2, 별표6, 별표7, 별표23의 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입과 관련된 규정은 전산시스템 개발·점검 및 모의운영을 위해 2023년 11월 1일 이내 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다. 시행일은 전력거래시스템(e-power market)에 10영업일 이전에 사전 공지한다.

부 칙 (2023. 5. 3.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(긴급정산상한가격 기간 복합발전기 정산기준 개정 적용에 대한 경과조치) 복합발전기 계통제약정산금 산정기준 개정을 위한 [별표2] 정산기준 Ⅰ. 12. 파.의 개정사항은 제1조에 의한 시행일로부터 1개월 이내에 관련 시스템을 보완하고, '22년 12월 1일 거래일부터 적용한다.

부 칙 (2023. 6. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(재생에너지 발전량 예측제도 관련 개정에 대한 경과조치) 제14.2.3조, 제14.3.3조 및 제14.3.4조 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 제1조에 의한 시행일로부터 3개월 이내에 전력거래시스템(e-power market) 전력신사업비즈니스플랫폼(der.kmos.kr)에 공지하는 날부터 시행한다.

제3조(다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 규정 명확화를 위한 규정의 경과조치) [별표2]의 4. 기동비용조정에 대한 정산, [별표2]의 12. 기타정산, [별표2]의 16. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준, 별지 제5호, 별지 제33-2호, 별지 제33-3호 관련 규정은 부칙(2023. 2. 28.) 제2조(다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입 순연과 관련된 규정의 경과조치) 시행일과 동일한 날로부터 시행한다.

제4조(감축신뢰성시험에 관한 경과조치) 제12장,별표1,별표26의 감축신뢰성시험과 관련된 개정사항은 10차년도 거래기간(2023년12월1일~2024년11월30일)부터 적용한다.

제5조(주파수DR 계량 기준 완화 및 시험규정 신설에 따른 규칙개정에 대한 경과조치) 제12.2.2조, 제12.2.3조, 제12.3.2.2조 및 별표26의 주파수DR과 관련된 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 규칙개정 공고일로부터 8개월 이내에 수요반응자원 전력거래시스템에 공지하는 날로부터 시행한다.

부 칙 (2023. 8. 30.)

제1조(시행일) ①이 규칙은 공고한 날부터 시행한다. 다만, 제16장 및 별표3, 별표4, 별표5, 별표8, 별표13, 별표33, 별표34의 전력시장 제도개선 제주 시범사업 도입과 관련된 규정 및 제12장 및 별표26의 전력시장 제도개선 제주 시범사업 도입에 따른 DR규칙개정과 관련된 규정은 전산시스템 개발·점검 및 모의운영을 위해 공고일로부터 6개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다.

② 제1항의 전력시장 제도개선 제주 시범사업은 시행하기 30영업일 이전에 전력거래시스템(e-power market)을 통해 사전공지하며, 전력시장 제도개선 제주 시범사업 도입에 따른 DR규칙개정과 관련된 규정의 시행일은 15영업일 이전에 전력거래시스템을 통해 사전 공지한다.

제2조(수소발전입찰시장 계약발전기의 전력시장 등록기준에 대한 경과조치) ① 규칙 제17.1.5조 제1항에 따라 전력시장에 비중앙급전발전기로 등록한 수소발전입찰시장 계약발전기 중 제1.1.2조 제1호의 설비용량을 초과하는 발전기는 중앙급전발전기로 전력시장에 참여하여야 한다.

② 전력거래소는 규칙개정 공고일로부터 24개월 이내에 비중앙급전발전기로 등록한 수소발전입찰시장 계약발전기 중 제1.1.2조 제1호의 설비용량을 초과하는 발전기를 중앙급전발전기로 전력시장에 참여하게 하기 위해 관련 사항의 보완을 완료하여 제1항을 시행하여야 한다.

③ 제1항을 시행하기 30영업일 이전에 전력거래시스템(e-power market)을 통해 사전 공지하여야 한다.

제3조(수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산 및 정산명세서 등에 대한 경과조치) ① 제17장 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산 및 차액계약정산금 정산명세서와 관련된 개정사항은 전산시스템을 보완하여 규칙개정 공고일로부터 12개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)을 통해 공지하는 날로부터 시행한다.

② 제1항의 경과규정에 따른 시행일 이전까지 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산은 수기로 정산하되, 세부사항은 전력거래소와 거래당사자간의 합의에 따른다.

제4조(설비용량 1MW초과 비중앙급전발전기에 대한 경과 규정) ① 제2조의 전력시장 제도개선 제주 시범사업 시행일 이전 상업운전을 개시한 1MW 초과 비중앙급전발전기는 제16.3.2조 제5항을 적용받지 아니한다.

② 제2조의 시행일 이후 상업운전을 개시한 1MW 초과 비중앙급전발전기는 제16.3.2조 제5항 규정을 시행일로부터 1년 뒤 적용한다.

제5조(예측제도 경과조치) ① 제14장 재생에너지 발전량 예측제도(이하 “예측제도”)는 제16장 제2절의 재생에너지 입찰제도(이하 “입찰제도”)가 도입된 지역에 대하여 입찰제도를 시행함과 동시에 종료한다.

② 제1항에도 불구하고 제주계통에 연결된 보유자원은 급전가능재생에너지자원으로 참여한 경우에 한하여 제1조의 시행일로부터 1년간 예측제도에 참여할 수 있으며, 이 경우 제주계통 내 예측제도 대상자원에 적용하는 예측제도 정산단가는 육지계통 내 예측제도 대상자원에 적용하는 정산단가의 50%를 적용한다.

③ 제2항의 예측제도 참여 가능기간 동안 제주계통 내 예측형 집합전력자원의 주요 자원 설비용량 합계 기준은 1MW 초과로 완화 적용한다. <개정 2024.2.13.>

④ 제2항의 예측제도 참여 가능기간 동안 전체 예측형 집합전력자원 중 육지계통의 예측형집합전력자원에 한하여 소규모전력중개시장 운영에 관한 규칙 제35조의3(설비용량별 구성)을 적용한다. <개정 2024.2.13.>

제6조(시범사업 유효기간) 제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업은 전국으로 확대 적용되기 전(2025년 말 예정)까지 효력을 가진다.

제7조(중소형DR 통합입찰 도입 순연과 관련된 규정의 경과조치) 부칙(2022. 12. 27.) 제12조(중소형DR 통합입찰에 관한 경과조치)에도 불구하고, 중소형DR 통합입찰과 관련된 개정사항은 전산시스템 개발·점검 및 모의운영을 위해 2024년 5월 1일 이내 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다. 시행일은 10영업일 이전에 전력거래시스템(e-power market)을 통해 사전 공지한다.

부 칙 (2023. 9. 26.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(적용례) 제2.4.2조, 제5.1.1조, 제5.1.2조, [별표1], [별표9]의 7.4.4, 7.5.3, 7.5.4의 개정규정은 하루전발전계획 프로그램 개선이 완료된 후부터 적용한다.

제3조(거래대금의 외국환 결제에 대한 경과조치) 본 개정규칙에 따른 외국환 결제는 시스템 개발 기간을 고려하여 2023년 12월 1일부터 시행한다.

제4조(질권설정 및 실행에 따른 전력거래대금 지급 관련 규정의 사후조치) 전력거래소는 별표8 7.11.6.9의 개정규정 시행 전에 설정사실이 통지된 질권에 관하여는 개정규정 시행 후 6개월 이내에 질권자로부터 질권설정 채권의 변제방식을 선택하는 확인서를 수취한다.

제5조(REC거래시장 참여제한 유예에 관한 경과조치) 별표25의 6.4.3.5 및 6.4.3.6 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 규칙개정 공고일로부터 3개월 이내에 신재생 원스톱 사업정보 포털에 공지하는 날로부터 시행한다.

부 칙 (2023. 11. 1.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고한 날부터 시행한다.

제2조(다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입 순연과 관련된 규정의 경과조치) ① 부칙(2023. 2. 28.) 제2조(다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입 순연과 관련된 규정의 경과조치)에도 불구하고, 제1장, 제2장, 별표1, 별표2, 별표6, 별표7, 별표23의 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입과 관련된 규정은 제도도입 여건확보 및 제도 완결성을 제고하기 위해 2026년 1월 1일부터 시행한다.

② 전력거래소는 제1항의 시행일 10영업일 이전에 전력거래시스템에 사전 공지한다.

③ 전력거래소는 2025년 6월 30일까지 제1항의 시행여건을 규칙개정위원회에 보고하여야 한다.

④ 제1항 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 제도 도입 순연에도 불구하고, 제16장 및 별표3, 별표4, 별표5, 별표8, 별표13, 별표33, 별표34 등에서 전력시장 제도개선 제주 시범사업과 관련된 규정에는 제1장, 제2장, 별표1, 별표2, 별표6, 별표7, 별표23 등에서 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 제도를 부칙(2023. 08. 30) 제1조 시행일부터 적용하여 시행한다.

부 칙 (2023. 12. 29.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

부 칙 (2024. 2. 13.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(제3자간 전력거래를 위한 등록신청 규정의 경과조치) 제1.2.2조의 규정에 의한

제3자간 전력거래를 위한 등록신청은 관련 시스템 보완 후 시행일로부터 12개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날부터 시행한다.

제3조(수요반응자원의 거래 규정의 경과조치) ① (수요반응자원의 등록 신청기간) 제12.2.2조 제1항 및 제2항에도 불구하고, 2024년 9월 30일까지 수요반응자원 등록 신청기간은 아래 각 호를 따른다.

1. 표준DR, 중소형DR, 제주DR

구분	등록 신청기간	등록 완료일	전력거래기간
추가등록	4월20일～4월30일	5월31일	6월1일～11월30일

2. 국민DR

구분	등록 신청기간	등록 완료일	전력거래기간
추가등록	매월 15일～20일 (단, 홀수년도 10월, 11월 제외)	매월 말일	완료일 익일부터 초기 전력거래기간 종료일

3. 주파수DR, 플러스DR

구분	등록 신청기간	등록 완료일	전력거래기간
추가등록	2월15일~2월20일	2월28일 (윤년29일)	3월1일～11월30일
	4월20일~4월30일	5월31일	6월1일～11월30일
	8월15일~8월20일	8월31일	9월1일～11월30일

② (수요반응참여고객의 등록 신청기간) 제12.2.3조 제1항 및 제2항에도 불구하고, 2024년 9월 30일까지 표준DR, 중소형DR, 제주DR, 플러스DR, 주파수DR 수요반응참여고객 등록 신청기간은 아래를 따른다.

구분	신청 기간	거래 적용일
춘계	2월 15일 ～ 2월 20일	3월 1일
하계	4월 20일 ～ 4월 30일	6월 1일
추계	8월 15일 ～ 8월 20일	9월 1일

③ (수요자원시장의 통지서, 청구서 및 청구요청서 변경 적용례) 별지 제103호 내지 제104-2호 서식의 개정규정은 2024년 11월 30일 이내에 전산시스템 개발 및 점검이 완료되는 날부터 적용한다. <개정 2024.8.1.>

④ (서식에 관한 경과조치) 별지 제101-1호 내지 별지 제102-7호 서식의 개정에도 불구하고, 수요자원시장 제10차(2023.12.~2024.11.)의 춘계등록(2024.2.) 이전까지 수요관리사업자가 수요반응자원 및 수요반응참여고객 등록신청서를 제출하는 경우 종전의 서식도 함께 사용할 수 있다.

부 칙 (2024. 2. 28.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(급전가능재생에너지자원 등록신청 규정의 경과조치) 제16.2.5조제1항에도 불구하

고 전력시장 제도개선 제주 시범사업 시행일에 참여하고자 하는 급전가능재생에너지자원에 대한 등록신청 마감은 시행일로부터 1개월 전까지로 한다.

제3조(설비용량 3MW초과 급전가능재생에너지자원 등록 의무 자원에 대한 경과 규정)

① 제16.1.10조, 제16.4.1조, 제16.4.3조, 제16.4.5조, 제16.4.7조, 별표34 7.5.2.1의 설비용량 3MW초과 급전가능재생에너지자원 미등록 발전기에 대한 규정은 제16.2.7조의 2024년 2차 전력거래기간부터 적용한다.

② 제16.1.10조제2항의 설비용량 3MW초과 급전가능재생에너지자원 미등록 발전기에 대해서는 16.3.2조제5항을 2024년 2차전력거래기간부터 적용한다.

부 칙 (2024. 3. 28.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(육지 플러스DR 규칙개정 사항에 대한 적용례) ① 제12장, 별표1, 별표8, 별표26, 별표28, 별지 제101-5호, 별지 제102-4호서식의 육지 플러스DR과 관련된 규정은 제12.2.2조 및 제12.2.3조 규정에도 불구하고 육지 플러스DR의 초기 등록신청기간 및 초기 전력거래기간을 2024년에 한하여 별도 공지하여 운영할 수 있고, 전산시스템 개선 전까지 수기로 운영한다.

② 제1항의 육지 플러스DR의 정산금은 반기별 8억원을 초과하지 않도록 한다.

③ 제1항의 육지 플러스DR은 '25년12월31일까지 한시적으로 운영한다. 단, 그 이전에 육지 계통에 재생에너지 입찰제도 또는 신보조서비스가 도입될 경우 운영 규모, 정산 방식 등을 재검토한다.

제3조(제약코드 관련 규칙개정 사항에 대한 경과조치) 별표4 7.11.6의 개정사항은 시스템 보완 후 규칙 시행일로부터 4개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날부터 시행한다.

부 칙 (2024. 5. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 별표3 1.4.3.1조 및 1.4.3.3조의 개정규정은 전력계통신뢰도협의회 가결 후 도래하는 최초 영업일의 익일부터 시행한다.

부 칙 (2024. 8. 1.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

① 별표2 Ⅰ. 12. 아. 의 개정규정은 시스템 보완 후 규칙 시행일로부터 1개월 이내 전력거래시스템의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

② 제12.2.2조 제4항 및 제12.2.3조 제4항에 따른 전자문서 형태의 수요반응자원 및 수요반응참여고객 등록신청서 제출은 2024년 12월 31일 이내 수요자원 전력거래시스템의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

③ 수요자원거래시장의 예비계좌 설정 및 사용에 따른 규정은 2025년 1월 1일부터 시행한다.

④ 제2.3.2조, 별표4 6.3.1.3 및 6.3.1.3의1 개정규정은 시스템 보완 후 규칙 시행일로부터 6개월 이내 전력거래시스템(e-power market)의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

⑤ 별표 29 3.1의 RRMSE 검증대상일과 관련된 규정은 2025년 4월 1일부터 시행한다.

제2조(경과조치) 제12.2.2조 제1항 및 제2항과 제12.2.3조 제1항 및 제2항에도 불구하고, 수요반응자원 및 수요반응참여고객의 제11차 초기 등록신청 기간은 2024년 10월 20일부터 31일까지로 한다.

부 칙 (2024. 10. 8.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제2.4.2조 제5항 제8호 개정규정은 시스템 보완 후 규칙 시행일로부터 3개월 이내 전력거래시스템(e-power market)의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

제2조(준중앙급전발전기 규칙개정 사항에 대한 적용례) ① 제18장, 별표1, 별표8, 별표9, 별지 31-8호, 별지 127호 등 준중앙급전발전기와 관련된 규정은 제18.2.3조, 제18.3.1조, 18.3.2조, 제18.4.4조, 제18.4.5조 및 제6절 규정에도 불구하고, 최초 운영기간에 한해서는 별도의 방법으로 전력거래시스템(e-power market)에 공지하여 운영할 수 있으며, 시스템 개선 전까지 수기로 운영한다.

② 제18장 준중앙급전발전기 운영에 관한 규칙은 육지 계통에 재생에너지 입찰제도 또는 비중앙급전발전기에 대한 보조서비스 제도가 도입될 경우 운영 규모, 정산 방식 등을 재검토한다.

제3조(경과조치) ① 제18.2.2조의 계통안정화 성능 중 전압 조정 및 주파수추종운전에 관한 사항은 발전기 및 전산시스템 개선 등을 고려하여 1년 이내에 시행한다. 단, 자동발전제어 등 기술개발에 장시간 소요가 예상되는 사항은 2025년 말까지 계통위원회를 통해서 별도 공지한다.

② 제18.2.3조제3항과 관련된 신재생자료취득장치의 정보취득 주기(2초)는 전산시스템 개선이 완료된 후 시행한다.

③ 제18.3.3조의 지역 구분은 비수도권부터 적용하여 시행하며, 수도권의 적용은 계통운영과 관련하여 필요한 시점까지 유예한다.

④ 제18.2.2조의 유연성기여도는 ’24년 가을철 운영기간에는 70% 이하, ’25년 봄철 운영기간에는 65% 이하로 적용하며, ’25년 가을철 운영기간 부터는 60% 이하를 적용한다. 단, 유연성기여도가 60% 이하를 충족하는 못하는 발전기를 소유한 발전사업자는 준중앙급전발전기로 등록하기 전까지 공문을 통해 설비개선 계획을 전력거래소에 제출해야 한다.

⑤ 제18.2.3조의 급전전화, 신재생자료취득장치 또는 원격소장치의 설치는 '24년 가을철 운영기간에 한하여 최초 전력거래개시 월의 말일까지 설치하도록 해야 한다.

부 칙 (2024. 10. 29.)

제1조(시행일) ① 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

② 제11.2.1조의2 및 제11.2.8조부터 제11.2.10조까지의 개정규정은 시스템 개발 기간을 고려하여 규칙 시행일로부터 6개월 이내에 공급인증서 거래시스템의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

③ 제19장 및 별표26의 신재생ESS 부하감축자원의 거래와 관련된 개정규정은 규칙개정 시행일로부터 12개월 이내에 수요자원 전력거래시스템(dr.kmos.kr)의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

④ 제3항에 따른 시행일 이전 별도의 시범운영기간을 정하여 운영할 수 있으며, 시범운영기간 주파수연계 충전부하감축량에 대해서는 운전유지비를 제외한 실적급만 정산한다.

⑤ 별표25의 6.4.3.3, 6.4.3.5 및 6.4.3.6의 개정 규정은 시스템 개발 기간을 고려하여 규칙 시행일로부터 3개월 이내에 공급인증서 거래시스템의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

제2조(중앙계약시장 기계약분에 관한 경과조치) 제15장 개정 전 체결된 중앙계약시장 계약분에 대해서는 본 개정사항을 반영한 변경계약 전까지 개정 전의 규칙 제15장을 적용한다.

제3조 (계통현상분석장치 설치기준에 관한 경과조치) 제5.8.7조의 개정규정은 2022.12.28.일 이후 송배전용전기설비이용계약을 체결한 발전기에 대해 적용한다.

제4조(자가용전기설비설치자의 계량에 관한 특례기간 연장) 부칙(2022. 12. 27.) 제11조(자가용설비설치자의 계량에 관한 특례)의 유예기간을 2025. 12. 31.까지 연장한다.

부 칙 (2024. 12. 3.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

부 칙 (2025. 1. 8.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제3.3.1.1조, 제4.2.1.1조, 제4.2.4.1조, 별표1 및 별표2의 구역전기사업 전력량정산금에 대한 차등금액 제도와 관련된 개정규정은 정산시스템 등의 관련 전산시스템이 완비되는 시점을 고려하여 규칙 시행일로부터 24개월 이내 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날부터 시행한다.

부 칙 (2025. 2. 11.)

제1조(시행일) ① 제5.1.1조 제4항의 개정규정은 규칙 시행일로부터 4개월 이내 전력거래시스템(e-power market)의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

② 제14.1.3조, 제14.4.1조 및 별표2(Ⅴ.예측제도 참여자에 대한 정산)의 개정규정은 시행일로부터 6개월 이내 전력신사업 비즈니스 플랫폼(der.kmos.kr)의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

단, 주요자원에 풍력을 발전원으로 포함한 경우 공지에서 정하는 날로부터 시행을 1년 유예한다.

제2조(신뢰성DR 발령기준 변경 및 휴일 운영을 위한 규칙개정 사항에 대한 적용례) ① 제12장, 별표26, 별표28, 별지 제101-1호, 별지 제101-2호, 별지 제102-1호, 별지 제102-5호 서식의 휴일 수요반응자원과 관련된 개정규정은 전산시스템을 보완하여 규칙개정 공고일로부터 12개월 이내에 수요반응자원 전력거래시스템에 공지하는 날로부터 시행한다. 이때 휴일 수요반응자원의 초기 등록신청기간 및 초기 전력거래기간 등을 별도 공지하여 운영할 수 있고,필요시 수기로 운영한다.

② 제1항의 휴일 수요반응자원 운영에 관한 규칙개정 사항은 2026년 12월 31일까지 시행한 후 운영 규모, 정산 방식 등을 재검토 한다.

부 칙 (2025. 4. 9.)

제1조(시행일) ① 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

② 제1장, 제3장, 제4장, 별표1, 별표2, 별표8, 별표30, 별지 39호, 별지 39-1호, 별지 40호, 별지 40-1호, 별지 78-1호, 별지 80-1호의 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업 관련 규정은 정산 관련 시스템 구축 및 사업자 협의 일정 등을 고려하여 재생에너지전기의 직접전력거래 등에 관한 고시(산업통상자원부 공고 제2025-203호 관련) 시행일로부터 6개월 이내에 전력신사업 비즈니스플랫폼(der.kmos.kr)에 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

③ [별표 2] I.1.다 및 I.3.나의 양수발전기 MP 적용 관련 개정규정은 차기 전력IT시스템 개발기간을 고려하여 규칙 공고일로부터 18개월 이내 전력거래시스템(e-power market)의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

④ 제12장, 별표11 및 별표16 및 별표26의 양수발전기의 주파수DR 관련 개정규정은 규칙 공고일로부터 4개월 이내 수요반응자원 전력거래시스템(dr.kmos.kr)의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

제2조(직접구매자 거래유지기간 재검토) 제3.2.2.6조 제1항에 따른 직접구매자의 거래유지기간은 이 규칙 공고일 다음날부터 3년마다 재검토 한다.

제3조(복지특례할인비용 정산금 규칙개정 사항에 대한 적용례) 별표2, 별표8, 별지 제40호서식, 별지 제41호서식의 복지특례할인비용 정산금과 관련된 규정은 별도의 방법으로 전력거래시스템(e-power market)에 공지하여 운영할 수 있으며, 시

스템 개선 전까지 수기로 운영한다.

제4조(복지특례할인비용 단가 관련 경과조치) 제3.2.1.12조 제3항에도 불구하고, 공고일로부터 2025년도 6월까지 적용할 복지특례할인비용 단가는 공고일 전에 판매사업자가 산정하여 전력거래소에 서면 통지한다.

제5조(직접구매 제도 정비를 위한 규칙개정 사항에 대한 적용례) 제12.1.1조의 직접구매자의 수요반응참여고객 등록과 관련한 규정은 전력수요입찰이 도입될 경우 수요반응자원의 거래 참여 범위 등을 재검토한다.

부 칙 (2025. 7. 10.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(경과규정) ① 분산에너지사업자의 전력거래 관련 개정 규정은 분산특구 운영을 위한 전산시스템이 완비되는 시점을 고려하여 규칙 공고일부터 24개월 이내 전력거래시스템(e-power market) 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

② 제1항의 전산시스템 완비 이전에 분산특구 운영 등의 사유로 규칙을 시행해야 하는 경우 또는 정산 금액 항목별 과세 여부가 변경되는 경우 전력거래소 홈페이지 및 전력거래시스템에 별도로 공지한 방법 및 절차에 따른다.

③ 별표2의 "Ⅷ. 분산특구 전력 직접거래에 대한 정산"에서 연간 청산 후 남은 차등금액은 법령에 관련된 사항이 명시될 때까지 보증금 계좌에 해당 금액을 예치하고, 개정된 법령에 따라 이를 처리한다.

부 칙 (2025. 8. 6.)

제1조(시행일) ① 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

② 제1항에도 불구하고, 제5.11.8조 개정 규정은 해당 규정 제2항에 따른 계통평가 세부운영규정의 절차가 마련된 이후부터 적용한다.

부 칙 (2025. 10. 1.)

제1조(시행일) ① 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

② 제2장, 제12장의 수요반응자원 지역계수 관련 개정규정은 '26/'27 용량가격계수 산정 시부터 시행한다.

③ 제12장, 별지 제101-3호, 별지 제102-2호의 국민DR 지역 구분 관련 개정규정은 국민DR 4차년도 초기등록 시부터 시행한다.

④ 중앙계약 전기저장장치의 입찰서 양식(별지 제31-10호, 제33-9호) 관련 개정규정은 차기 전력IT시스템 개발기간을 규칙 시행일부터 12개월 이내 전력거래시스템(e-power market)의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

⑤ 별표33에 관한 내용 중 "기간별 임밸런스 오차구간($IMB_TOL_{i,t,q}$) 및 SET_POINT 용어 정의($SET_POINT_{i,t}$)"에 대한 부분을 제외한 개정규정은 차기 전력IT시스템 개발기간을

고려하여 규칙 시행일로부터 24개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

제2조(육지 플러스DR 규칙개정 사항에 대한 적용례) ① 부칙(2024.3.28) 제2조 제3항에도 불구하고, 육지 플러스 DR은 2026년 12월 31일까지 운영한다. 단, 그 이전에 육지 계통에 재생에너지 입찰제도 또는 신보조서비스가 도입될 경우 운영 규모, 정산 방식 등을 재검토한다.

② 부칙(2024.3.28) 제2조 제2항에도 불구하고, 육지 플러스DR의 정산금은 운영기간 종료 시까지 32억원을 초과하지 않도록 한다.

③ 제2항 및 [별표26]의 육지 플러스DR 정산 관련 규정은 2025년 상반기 정산부터 적용한다.

제3조(고정가격계약설비의 공급인증서 거래방법 등 규칙개정 사항에 대한 적용례) 제11.1.10조 제2항 및 제4항의 개정규정은 2025년 4월 8일 이후 고정가격계약 경쟁입찰에 선정된 계약분부터 적용한다. 다만 공고일 당시 재생에너지 입찰제도가 도입되지 않은 지역에 대해서는 재생에너지 입찰제도가 도입된 이후 고정가격계약 경쟁입찰에 선정된 계약분부터 적용한다.

제4조(중앙계약시장 계약용량 정산에 대한 경과조치) 제15.2.1조(계약용량에 대한 정산)에 있어, 2023년에 개설된 중앙계약시장에 따라 발생한 ESS 계약용량에 대한 정산금은 중앙계약시장 전력거래계약을 체결한 판매사업자가 정산한다.

제5조(급전가능재생에너지자원의 성과연동형용량가격계수에 대한 적용례)

① 급전가능재생에너지자원의 성과연동형용량가격계수(RPCF)에 대하여 제1조 제5항에서 별도로 정한 시행일 전까지 비용평가위원회 의결을 거쳐 산정한다. 이 때 계수는 규칙개정 시행일로부터의 실적을 기반으로 산정한다.

② 제1항에 따라 비용평가위원회 의결을 거쳐 산정되기 전까지 급전가능재생에너지자원의 성과연동형용량가격계수는 1.00을 적용한다.

제6조(시범사업 유효기간) 부칙(2023. 8. 30) 제6조에도 불구하고, 전력시장 제도개선 제주 시범사업의 유효기간은 거래소가 별도로 정하여 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날까지로 한다.

부 칙 (2025. 11. 12.)

제1조(시행일) ① 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

② 별표3의 16.0(계통운전 담당자 교육 및 자격확보) 관련 개정규정은 교육관리시스템 및 관련 교육과정을 보완·반영하여, 규칙 시행일로부터 5개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

③ 별표9의 7.1.6(송전제약의 검토) 관련 개정규정은 규칙 시행일로부터 2개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

④ 제4.3.6조 제3항의 개정규정은 차기 전력IT시스템 개발기간을 고려하여 규칙

시행일로부터 12개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

⑤ 제1장, 제2장, 별표1, 별표2의 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 보완과 관련된 규정은 2026년 1월 1일부터 시행한다.

제2조(미분기 동작특성을 반영한 출력증가율, 감소율 현실화 대한 경과조치) 다만, 제2.1.1.1조, 제2.3.2조, 제5.1.1조, 별표9 및 별지 제31호 개정사항은 발전사의 특성자료 변경 등을 고려하여 2026년 7월 1일부터 시행한다.

부 칙 (2025. 12. 8.)

제1조(시행일) ① 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

② 제12.1.1조 제31호에 해당하는 수요반응참여고객으로 구성된 'EV충전자원'에 관한 개정규정은 시스템 개발 기간을 고려하여 2026년 12월 31일 이내 수요자원 전력거래시스템의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

부 칙 (2026. 1. 28.)

제1조(시행일) ① 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

② 제16.2.14.1조 제1항 및 별표8 5.21의 개정규정은 그린e안심결제시스템 개발기간을 고려하여 규칙 시행일로부터 12개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

③ 별표2의 열공급발전기 입찰정확도 향상과 관련된 개정규정은 관련 시스템을 보완하여 2027년 1월 1일부터 시행한다.

④ 정부조직법 개정(2025.10.1.부)에 따른 개정규정은 2025.10.1.부터 적용한다.

제2조(준중앙급전자원 규칙개정 사항에 대한 적용례) ① 제18장, 별표2, 별표8, 별지 127-3호 등 준중앙급전자원과 관련된 규정은 시스템 개선 전까지 수기로 운영한다.

② 제18장 재생e형 준중앙급전자원 운영 제도에 관한 규칙은 육지 계통에 재생에너지 입찰제도가 도입될 경우 종료한다.

③ 제18.2.2조 연료형 준중앙급전발전기 계통안정화 성능 중 주파수추종운전 및 자동발전제어운전에 관한 사항은 18.7.3조의 재생에너지형 준중앙급전자원 성능조건에 주파수추종운전 및 자동발전제어운전에 관한 사항을 반영하기 전까지 유예한다.

제3조(기동비용 지급기준 개선을 위한 규칙개정에 대한 경과조치) ① 다만, [별표2] 정산기준 4.기동비용조정에 대한 정산 개정사항은 전력IT시스템 개발 기간을 고려하여 공고일 다음날부터 2026년 12월 31일까지 발생하는 정산금액을 2027년 2월 1일까지 정산한다.

제4조(다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입 순연과 관련된 규정의 경과조치) ① 부칙(2023. 11. 1.) 제2조(다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입 순연과 관련된 규정의 경과조치)에도 불구하고, 제1장, 제2장, 별표1, 별표2, 별표23, 별지서식 제31-2호, 제31-3호의 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입과 관련된 규정은 제도도입 여건확보를 위해 2026년 7월 1일 이내로 시행한다.
② 전력거래소는 제1항의 시행일 20영업일 이전에 전력거래시스템에 사전 공지한다.

부 칙 (2026. 3. 18.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.
제2조(실시간 자료취득 및 제어설비 설치 관련 규칙개정 사항에 대한 경과조치) 이 규칙 시행일 이전에 자료연계용단말장치를 설치한 기설 설비의 경우, 제10.2.1조 제2항 1호의 실시간 자료취득 설비 설치 및 별표 13의 적용을 2027년 12월 31일까지 유예한다.

부 칙(2026. 4. 28)

제1조(시행일) ① 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.
② [별표13] 8.3.5.3의 개정규정은 전력거래소 차기전력계통운영시스템 준공을 고려하여 규칙개정 시행일 이후 3개월 이내에 전력거래시스템에서 공지하는 날부터 시행한다.
③ [별표2] Ⅰ.4.기동비용조정에 대한 정산의 개정규정은 시스템 보완 후 규칙 시행일로부터 12개월 이내 전력거래시스템의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.
제2조(신재생자료취득장치 주·후비 체계 구축에 대한 경과조치) 이 규칙 시행일 이전에 설치완료된 장치의 경우, [별표13] 8.3.5.3조의 적용을 2027년 12월 31일까지 유예한다.
제3조(직접전력거래 부가정산금단가 산정에 대한 경과조치) [별표2]의 직접전력거래 부가정산금단가 산정기준에 대한 개정규정은 제2.2.1.4조 및 제3.5.1조에 따라 비용위원회의 의결을 거쳐 산정된 시점부터 적용한다.
제4조(신재생발전기 인버터 지속운전 성능 강화를 위한 개정사항에 대한 경과조치) [별표3] 11.1, 18.0의 신재생발전기 주파수 및 전압연계 유지 관련 개정사항은 2026.2.1. 시행된 송·배전용전기설비 이용규정의 시행 이후 접수된 송전용전기설비 이용신청분에 적용한다.

부 칙(2026. 5. 20)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.
제2조(육지 플러스DR 규칙개정 사항에 대한 적용례) ① 부칙(2025.10.1) 제2조 제1항

에도 불구하고, 육지 플러스 DR은 2030년 12월 31일까지 운영한다. 단, 그 이전에 운영 규모, 정산 방식, 종결 여부 등을 재검토 한다.
② 부칙(2025.10.1) 제2조 제2항에도 불구하고, 육지 플러스DR 정산금의 상한을 두지 아니한다.
③ [별표26]의 육지 플러스DR 정산 관련 개정규정은 한전 계시별 요금제 개편일인 2026년 4월 16일 이후부터, [별표28]의 고객기준부하 산정 관련 개정규정은 시스템 개발기간을 고려하여 수요자원 전력거래시스템에 공지하는 날부터 적용한다.

부 칙(2026. 7. 24)

제1조(시행일) ① 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.
② 제2.1.1.2조 및 [별표4] 6.3.1.3의 1차연료의 사용 변경 통지와 관련한 개정사항은 차기 전력IT시스템 개발기간을 고려하여 규칙 공고일로부터 24개월 이내 전력거래시스템의 공지에서 정하는 날부터 시행한다.

제2조(다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입 순연과 관련된 규정의 경과조치) ① 부칙(2026. 1. 28.) 제4조(다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입 순연과 관련된 규정의 경과조치)에도 불구하고, 제1장, 제2장, [별표1], [별표2], [별표23], [별지서식 제31-2호], [별지서식 제31-3호]의 다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입과 관련된 규정은 2027년 1월 1일에 시행한다. 다만, 제도도입 여건이 확보된 경우 2027년 1월 1일 이전에 시행할 수 있다.
② 전력거래소는 제1항의 시행일 20영업일 이전에 전력거래시스템에 사전 공지한다.

제3조(중앙계약전기저장장치 계약용량정산금 결제계좌 및 수수료 계좌와 관련된 규정의 유효기간) 제4.3.6조 중 중앙계약전기저장장치 계약용량정산금 결제계좌 및 수수료 계좌에 관한 부분은 전력거래시스템에 별도로 공지되는 날까지 그 효력을 가진다.

부 칙(2026. 10. 30)

제1조(시행일) ① 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.
② 제1.2.3조 제1항 제2호 마목 및 제5.11.8조 제2항의 개정규정은 관련 시스템을 보완하여 전력거래시스템을 통해 규칙개정 공고일로부터 5개월 이내에 공지하고 시행하여야 한다.
③ [별표7] 제7.5.1조 개정사항은 관련 시스템을 보완 후 전력거래시스템에 규칙개정 공고일로부터 12개월 이내에 공지하는 시행일로부터 시행한다. 이 경우 시행일은 규칙개정 공고일로부터 12개월 이내로 하고, 전력거래시스템에 시행일의 10영업일 이전에 사전 공지한다.

제2조(제주지역 직접전력거래 정산에 대한 경과조치) 제주지역 직접전력거래와 관련된 정산이 제1조의 규칙 시행일 이전에 발생한 경우, 별표33의 직접전력거래 관련 정산기준에 따라 정산한다.

[별표 1] <개정 2004.4.22, 2004.9.24, 2004.11.30, 2005.1.21, 2006.12.26., 2007.7.23, 2008.4.22, 2008.10.31, 2009.12.31, 2010.12.28, 2011.12.2, 2012.5.31., 2012.12.31., 2013.2.28., 2013.10.1., 2014.11.3., 2015.3.17. 2015.9.30., 2016.5.12., 2016.10.31., 2016.12.30., 2017.12.29., 2018.12.12., 2019.1.2., 2019.5.31., 2019.12.13., 2020.7.8., 2020.11.1., 2020.12.1., 2021.4.30., 2021.7.1., 2021.9.18., 2021.12.28., 2022.5.31., 2022.12.22., 2022.12.27., 2023.5.3., 2023.6.30., 2023.8.30., 2023.9.26., 2024.2.13., 2025.1.8., 2025.4.9., 2025.7.10., 2025.8.6., 2025.10.1., 2025.11.12. 2026.1.28., 2026.4.28., 2026.7.24.>

기호 및 변수의 정의

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$A_{i,t}$	공급가능용량(Availability)	MWh	제1.1.2조 용어의 정의 참조
$AAD_{i,t}$	중앙급전 분산특구 발전기 실제 공급가능용량 (Adjusted Availability for Distributed energy business entity)	MWh	중앙급전 분산특구발전기의 시간대별 실제 공급가능용량
$AASMWP_{i,t}$	2기 이상 복합발전기의 거래시간대별 계통제약발전 보정정산금 (Additional Adjusted System Make Whole Payment)	원	2기 이상 복합발전기의 계통제약 전력량에 대해 보정비용함수를 적용한 거래시간별 정산금을 추가로 보정한 최종 정산금
$AAL_{i,t}$	중앙급전 구역전기발전기 실제 구역수요 초과 공급가능용량 (Adjusted Availability for Local sales company)	MWh	중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 발전가능용량과 시간대별 구역수요를 반영한 실제 구역수요 초과 공급가능용량
ACGi,y	연간계약전력량 (Annual Contracted Generation)	MWh	수소발전입찰시장 계약발전기의 연간 계약전력량
$ACP_{i,t}$	추가용량요금 (Added Capacity Payment)	원	예방정비일 변경시 추가용량요금
$AD_{i,t}$	중앙급전 분산특구 발전기 공급가능용량 (Availability for Distributed energy business entity)	MWh	중앙급전 분산특구발전기의 시간대별 공급가능용량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$ADESR_{i,t}$	신뢰도발전계획의 기준수요 초과에 따른 거래시간별 감축계획량 (Additional Demand Excess Scheduled Reduction)	MWh	신뢰도발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량
$AECR_{i,t}$	비상대기예비력 조정값 (Adjusted ECRi,t)	kWh	고장정지, 예방정비, 출력 변동 등에 따라 전력거래소가 재산정한 비상대기예비력
$AERD_{i,t}$	중앙급전 분산특구 발전기 공급가능용량 초과 입찰 비율 (Availability Excess Ratio for Distributed energy business entity)	%	거래시간별 실제 공급가능용량을 초과하여 분산에너지사업자가 입찰한 공급가능용량의 백분율
$AERL_{i,t}$	중앙급전 구역전기발전기 거래시간별 공급가능용량 초과율 (Availability Excess Ratio for a Local sales company)	%	중앙급전 구역전기발전기의거래시간별 구역수요 초과 공급가능용량의 실제 공급가능용량 대비 초과율
$AFCQ_{i,m/t}$	주파수제어예비력 가용용량 (Available Frequency Control Quantity)	MW	발전기별 주파수제어예비력 가용용량 (분/시간)
$AL_{i.t}$	중앙급전 구역전기발전기 구역수요 초과 공급가능용량 (Availability for a Local sales company)	MWh	중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량
$AMGO_{i,t}$	계량전력량 조정값 (Adjusted $MGO_{i,t}$)	MWh	급전지시 불응 및 지연에 대한 조정으로 재산정된 계량전력량
$APCD_i$	중앙급전 분산특구 발전기 초과입찰 공급가능용량에 대한 위약금 (Availability Penalty Charge for Distributed energy business entity)	원	중앙급전 분산특구발전기의 실제 공급가능용량 대비 초과 입찰한 공급가능용량에 대한 거래일 위약금
$APCF_{i,t}$	중앙급전 구역전기발전기 거래시간별 공급가능용량 초과입찰 위약금 가중치 (Availability Penalty Charge Factor for local sales company)	원	중앙급전 구역전기발전기의거래시간별 공급가능용량 초과율에 따른 위약금 가중치

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$APCFD_{i,t}$	중앙급전 분산특구 발전기 실제 공급가능용량 초과율에 따른 위약금 가중치 (Availability Penalty Charge Factor for Distributed energy business entity)		거래시간별 실제 공급가능용량 초과율에 따른 위약금 가중치
$APCL_i$	중앙급전 구역전기발전기 공급가능용량 초과입찰 위약금 (Availability Penalty Charge for Local sales company)	원	중앙급전 구역전기발전기의 실제 구역수요 초과 공급가능용량 대비 초과 입찰한 공급가능용량에 대한 거래일 위약금
APR_i	소내전력률 (Auxiliary Power Ratio)	%	화력발전기 i의 소내전력률
$ARA_{i,t}$	공급가능용량 조정값 (Adjusted $RA_{i,t}$)	MWh	고장정지, 급전지시 불응 및 지연 등에 대해 전력거래소가 재산정한 공급가능용량
$ARSP_i$	현물시장 제주REC 변환 정산가격 (Adjusted REC Settlement Price)	원/REC	현물시장에서 제주지역 신재생사업자의 REC 거래가격을 육지사업자와의 수익균형을 위하여 변환하여 적용하는 정산가격
$ASMWGF_{i,t}$	조정계통제약정산금(ASMWP) 대상 발전기 표시기 (Adjusted System Make Whole Generator Flag)		조정 계통제약 정산금(ASMWP)의 대상이 되는 발전기 표시기
$ASMWP_{i,t}$	거래시간대별 조정 계통제약 발전 전력량 정산금(Adjusted System Make Whole Payment)	원	계통제약으로 인해 발전한 전력량에 대해 보정비용함수를 적용한 거래시간별 정산금
$ASRES_{j,t}$	직접전력거래 공급량 조정값 (Adjusted SRES)	MWh	재생에너지전기저장판매사업을 통해 전기저장장치에 공급되는 시간대별 전력량에 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률이 적용된 값

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$ASRS_{k,t}$	직접전력거래 공급량 조정값 (Adjusted $SRS_{k,t}$)	MWh	직접전력거래를 통해 공급받은 개별 전기사용자의 시간대별 전력량에 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률을 적용한 값
~~$ASTLF_{i,t}$~~	~~조정손실계수 (Adjusted Static Transmission Loss Factor)~~		<삭제 2025.8.6>
BPCF	급전감축미이행량에 대한 기본위약금 계수 (Basic Penalty Charge Coefficient)		급전감축미이행량에 대한 기본위약금 계수
$BPC_{i,m}$	기본위약금 (Basic Penalty Charge)	원	전력수요 의무감축요청 미이행에 대한 거래월의 기본위약금
BP_m	월별 기본정산금 단가 (Basic Price)	원	수요반응자원의 의무감축용량에 대한 거래월 기본정산금 단가
$BLMP_t$	기저한계가격 (Base Load Marginal Price)	원/kWh	제1.1.2조 용어의 정의 참조
$BSF_{i,t}$	자체기동서비스 가능여부 (Black Start Flag)		실제 기동 서비스 여부 판정 Flag 가능 : 1 불가능 : 0
$BSP_{i,t}$	자체기동 정산금 (Black Start Payment)	원	자체기동 정산금
BSHF	자체기동 정산단가 (Black Start Hourly Fee)	원/MWh	자체기동 정산단가
$BSMP_i$	자체기동 최대 정산 가능 금액 (Black Start monthly Maximum Payment)	원/30일	자체기동발전기의 30일간 최대정산가능금액
$BSPP_i$	자체기동 불이행시 위약금 (Black Start Penalty Payment)	원	자체기동 불이행시 위약금
BSSC	자체기동 지정 발전력 (Black Start Scheduled Capacity)	MW	자체기동발전기로 지정된 발전기의 설비 용량
BTS_i	정산 기준시간 (Base Time of Settlement)	Hr	정산 기준시간 단위
$BRLS_m$	구역전기사업자의 기본위약금 (Basic Refund for a Local Sales Company)	원	구역전기사업자의 거래월 기본위약금
BRS_m	판매사업자의 기본위약금 (Basic Refund for Sales Company)	원	판매사업자의 거래월 기본위약금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$BSLS_m$	구역전기사업자의 거래월 기본정산금 (Basic Settlement for a Local Sales Company)	원	구역전기사업자의 거래월 기본정산금
BSS_m	판매사업자의 거래월 기본정산금 (Basic Settlement for Sales Company)	원	판매사업자의 거래월 기본정산금
$CAF_{i,t}$	주파수제어예비력 제어 가용지수 (Control Availability Factor)	%	공급가능용량 대비 자동발전제어 운전범위의 백분율
$CAWF_{i,t}$	제어가용률 가중치 (Control Availability Weighting Factor)	-	제어가용률 가중치
$CBL_{i,c,t}$	고객기준부하 (Customer Baseline Load)	kWh	제12.1.1조 용어의 정의 참조
CCP_i	변동계약가격 (Changable Contract Price)	원/kWh	수소발전입찰시장 계약발전기의 변동계약가격
$CDOF_{i,k}$	직접전력거래 데이터 확정 표시기 (Certified Data On Flag)	(1,0)	직접전력거래 데이터 확정 여부 표시기
$CDOFD_{i,k}$	분산특구 전력 거래 데이터 확정 여부 표시기 (Certified Data On Flag for Distributed energy business entity)		분산특구 내 분산에너지사업자와 전기사용자의 전력량 정보가 취득된 후 송·배전사업자가 초과발전량 및 SDC(시간대별 전력 직접거래 전력량) 데이터를 확정하는 경우 1, 그렇지 않으면 0
CFCP	직접구매 용량보정계수 (Compensation Factor of Capacity Payment for Consumers)		일반발전기의 기준용량가격으로부터 직접구매용량가격을 산정하기 위한 보정계수
$CFM_{i,t}$	주요자원 설비이용률 (Capacity Factor of Main renewable energy resource)	%	예측제도 대상자원 중 주요자원의 시간대별 설비이용률
$CFS_{i,t}$	주요자원 중 태양광 발전자원 설비이용률 (Capacity Factor of Solar energy resource)	%	예측제도 대상자원 중 태양광 발전자원의 시간대별 설비이용률

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$CFW_{i,t}$	주요자원 중 풍력 발전자원 설비이용률 (Capacity Factor of Wind energy resource)	%	예측제도 대상자원 중 풍력 발전자원의 시간대별 설비이용률
~~$CGE_{i,t}$~~	~~SMP 결정 제외 발전기의 발전량 변동비~~ ~~(Variable Cost of Energy produced by generator excluded from SMP calculation)~~	원	<2022.9.1.삭제 시행>
$CGLI_k$	전력부하증대거래 등록 발전기의 설비용량 (Capacity of Generator for scheduled Load Increase)	kW	전력부하증대량 구매자로 등록된 발전기의 설비용량
$CLI_{i,c,t}$	수요반응참여고객의 전력부하증대량 (Customer Load Increase)	kWh	제12.1.1조 용어의 정의 참조
$CMG_{A,t}$	발전기 제약 최소발전량 (Constraints of Minimum Generation)	MWh	전력거래소가 안정한 계통운영을 위하여 지정한 발전기의 최소 발전량
$COFF_i$	거래일 제약비발전 전력량 정산금 (Constrained-Off energy payment)	원	실제 계량된 발전량이 발전입찰량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금
$COFPE_i$	제약 비양수전력량 정산금 (payment for Pumping Energy not used due to Constraints)	원	전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량 미만으로 양수한 경우 양수하지 못한 전력량에 대한 정산금
$CLR_{i,c,t}$	수요반응참여고객의 전력부하감축량 (Customer Load Reduction)	kWh	제12.1.1조 용어의 정의 참조
CON_i	거래일 제약발전 전력량 정산금 (Constrained-On energy payment)	원	실제 계량된 발전량이 발전입찰량을 초과하는 경우 초과 발전한 전력량에 대한 정산금
$CONF_{i,t}$	제약발전 표시기 (Constrained-On Flag)		계통 제약발전 여부 표시기

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$CONPE_i$	거래일 초과양수량 정산금 (payment for Pumping Energy due to system Constraints)	원	전력거래소 지시로 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량을 초과하여 양수한 전력량에 대한 정산금
$CPC_{k,t}$	직접구매용량가격 (Capacity Price for Consumers)	원/kWh	직접구매자에 대한 기준용량가격으로 일반발전기의 용량기준가격에 직접구매용량보정계수를 적용하여 보정한 가격적용
CP_i	용량정산금 (Capacity Payment)	원	거래일 용량정산금
$CPF_{i,t}$	주파수제어예비력 제어 성과지수 (Control Performance Factor)	-	EMS 계획출력 대비 발전기 실제출력의 제어성과를 나타내는 지수
$CPWF_{i,t}$	주파수제어예비력 제어성과 가중치 (Control Performance Weighting Factor)	-	자동발전제어서비스 제어성과 가중치
$CRA_{i,t}$	고장정지공급가능용량 (Confirmed Re-offered Availability)	MWh	[별표4] 6.3.7.5.2 가. 발전기 고장정지 시 공급가능용량 변경 기준과 [별표4] 9.7.6.2 발전기 고장정지 시 공급가능용량 변경에 따라 계통운영담당자가 확인한 고장정지 시 공급가능용량
$CSA_{i,t,p}$	차액계약정산금 (Contract for Difference Settlement Amount)	원	수소발전입찰시장 계약발전기의 차액계약정산금
CSC_k	직접구매자의 거래일 용량가격정산금 (Capacity Settlement for a Consumer)	원	직접구매자별 거래일별 용량가격에 대한 정산금
$CSC_{k,t}$	직접구매자의 거래시간 용량가격정산금 (Capacity Settlement for a Consumer)	원	직접구매자별 거래시간별 용량가격에 대한 정산금
CSS	판매사업자의 거래일 가용능력 정산금 (Capacity Settlement for a Sales company)	원	거래일별 판매사업자의 가용능력 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
CSS_t	판매사업자의 거래시간 가용능력 정산금 (Capacity Settlement for a Sales company)	원	거래시간별 판매사업자의 가용능력 정산금
$CSLS_d$	구역전기사업자의 거래일 가용능력정산금 (Capacity Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래일 가용능력 정산금
$CSLS_{d,t}$	구역전기사업자의 거래시간 가용능력정산금 (Capacity Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래시간별 가용능력정산금
CTLF	용량손실계수 (Capacity Transmission Loss Factor)		용량가격에 지역별가격신호 제공을 위한 손실계수
$DAOS_{i,t}$	하루전발전계획의 에너지 발전량 (Day-Ahead Operation Scheduled energy)	MWh	하루전발전계획상 계획된 에너지 발전량
$DASFCR_{i,t}$	하루전발전계획에서 할당된 주파수제어예비력 (Day Ahead Scheduled Frequency Control Reserve)	MW	하루전발전계획 수립시 할당된 발전기별 주파수제어예비력 용량
DASIFi,c,t	하루 전 계획 된 시간대별 수요증대 거래 지수 (Day Ahead Scheduled load Increase Flag)	(1,0)	하루 전 계획 된 시간대별 수요증대 거래 지수
$DASPCR_{i,t}$	하루전발전계획에서 할당된 1차예비력 (Day Ahead Scheduled Primary Control Reserve)	MW	하루전발전계획 수립시 할당된 발전기별 1차예비력 용량
DASRDRi,t	하루전발전계획에서 할당된 하향주파수예비력 (Day Ahead Scheduled Regulation Down Reserve)	MW	하루전발전계획 수립시 할당된 발전기별 하향주파수예비력 용량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$DBP_{i,m}$	수요반응자원의 거래월별 차등기본정산금 (Differential Basic Price)	원	수요반응자원의 의무감축용량에 대한 거래월별 차등기본정산금
$DBPF_m$	차등기본정산금 정산월 계수 (Differential Basic Price paid Factor)	-	차등기본정산금 정산월 (2, 5, 8, 11월) 계수
$DESR_{i,t}$	기준수요 초과에 따른 거래시간별 감축계획량 (Demand Excess Scheduled Reduction)	MWh	기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 감축계획량
DBWF	주파수추종 부동대 가중치 (Dead Band Weighting Factor)	-	단위발전기의 주파수추종 부동대 가중치
$DF_{i,t}$	전력수요 의무감축요청 발령 지수 (Dispatch Flag)		수요반응자원에 대한 전력수요 의무감축요청 발령 여부 지수
$DFSF_{im}$	<삭제 2022.5.31.>		
DIi,t	실시간 전력수요 증대요청 증대이행량 (Dispatched load Increase)	MWh	실시간 전력수요 증대요청에 따른 전력부하증대량
DLFC	직접구매 배전손실계수 (Distribution Loss Factor for Consumers)		송전선로의 배전단에서 직접구매자의 계량기 설치위치까지의 배전선로 상에서 발생한 배전손실률
DLFL	구역전기사업 배전손실계수 (Distribution Loss Factor for Local Sales companies)		송전선로의 배전단에서 구역전기사업자의 계량기 설치위치까지의 배전선로 상에서 발생한 배전손실률
DLIFi,c,t	시간대별 실시간 전력수요 증대요청에 따른 거래 지수 (Dispatched Load Increase Flag)	(1,0)	실시간 전력수요 증대요청에 따른 수요증대에 참여한 수요반응참여고객 지수
DLIPi,t	실시간 전력수요 증대요청에 따른 거래시간별 증대이행량정산금 (Scheduled Load Increase Payment)	원	실시간 전력수요 증대요청에 따른 거래시간별 증대이행량에 대한 정산금액

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$DLR_{i,t}$	실시간 전력수요 의무감축 요청에 따른 거래시간별 감축인정량 (Dispatched Load Reduction)	MWh	실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축인정량
$DPCF_{im}$	수요반응자원의 차등성과연동형용량가격계수 (Differential Performance Capacity Factor)		발전기여도를 고려한 수요반응자원의 차등성과연동형용량가격계수
$DRBP_{i,m}$	기본정산금 (Demand Response Basic Payment)	원	수요반응자원의 거래월 기본정산금
$DRD_{i,t}$	전력수요 의무감축요청미이행량 (Dispatch Reduction Deficiency)	kWh	거래시간별 전력수요 의무감축요청미이행량
$DR_{i,t}$	전력수요 의무감축이행량 (Dispatched Reduction)	kWh	제12.1.1조 용어의 정의 참조
$DRHCF_{i,t}$	수요반응자원 용량단가 (DR Hourly Capacity Fee)	원/kWh	수요반응자원의 거래시간별 용량단가
$DRP_{i,t}$	전력수요 의무감축이행량정산금 (Dispatched Reduction Payment)	원	전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금
$DRPF_{i,,c,t}$	실시간 전력수요 의무감축 요청에 따른 거래 참여 지수 (Dispatched Reduction Participatioin Flag)	-	실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래 참여여부 지수
$DRRP_{i,t}$	감축가격 (Demand Response Reduction Price)	원/kWh	수요반응자원의 감축계획량에 따른 평균 감축가격
$DRSLS_{d}$	구역전기사업자의 거래일 전력수요 의무감축이행량 정산금 (Dispatched Reduction Settlement for a Local Sales Company)	원	구역전기사업자의 거래일별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금
$DRSLS_{t}$	구역전기사업자의 거래시간별 전력수요 의무감축이행량 정산금 (Dispatched Reduction Settlement for a Local Sales Company)	원	구역전기사업자의 거래시간별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$DRSS_d$	판매사업자의 거래일 전력수요 의무감축이행량 정산금 (Dispatched Reduction Settlement for Sales Company)	원	판매사업자의 거래일별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금
$DRSS_t$	판매사업자의 거래시간별 전력수요 의무감축이행량 정산금 (Dispatched Reduction Settlement for Sales Company)	원	판매사업자의 거래시간별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금
$DRTF_{i,t}$	감축시험 및 감축재시험 지수, 감축신뢰성시험 지수 (DR Test Flag)		감축시험 및 감축재시험, 감축신뢰성시험 여부 지수
$DRTM_i$	전력거래기간의 총 전력거래월수 (DR Total Month)		수요반응자원별 전력거래기간의 총 전력거래월수
$DTLF_i$	동적손실계수 (Dynamic Transmission Loss Factor)		순시적 송전손실계수로서 실급전계획에 이용됨
EAASMWP	EPC 기간 복합발전기 계통제약 보정정산금(EPC Additional Adjusted System Make Whole Payment)	원	긴급정산상한가격 시행 기간에 한해 복합발전기에 적용하는 거래시간대별 추가정산금
$EACF_i$	중앙계약 전기저장장치의 계약가격 (ESS long-term Auctioned Contract Fee)	원/kW-h	중앙계약시장에서 계약된 전기저장장치의 낙찰된 계약가격
$EACO_{i,t}$	초기입찰 미참여 시운전발전기에 대한 급전지시 발전량정산금 (payment for Energy produced As if Commercial Operation)	원	발전기가 상업운전 이전, 부득이 하게 초기입찰 미참여상황에서 전력거래소의 급전지시에 의해 생산한 전력량에 대한 정산금
$EAP_{i,t}$	중앙계약 전기저장장치의 소내전력량 (ESS long-term Auxiliary Power)	MWh	중앙계약시장 전기저장장치의 시간대별 소내전력량
$EBCO_{i,t}$	시운전 발전량정산금 (payment for Energy produced Before Commercial Operation)	원	발전기가 상업운전 이전에 생산한 전력량에 대한 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
ECD_i	중앙계약 전기저장장치의 계약된 최대방전용량 (ESS long-term Contracted Max Discharge capacity)	MW	중앙계약시장 전기저장장치의 계약기간 동안 계약된 최대방전용량
$ECE_{i,t}$	직접전력거래 초과충전량 (Excess Energy Charged of ESS for Customer)	MWh	재생에너지전기저장판매사업자의 전기저장장치가 시간대별 계량충전량이 재생에너지발전기의 시간대별 발전전력량을 초과하여 전력시장으로 공급받은 전력량
$ECPF_{it}$	용량가격 표시기 (Energy storage resource Capacity Payment Flag)		용량가격 지급 여부 표시기
$ECR_{i,t}$	비상대기예비력 (Emergency Capacity Reserve)	kWh	기후·환경 제약에 의해 가동이 제한된 석탄발전기가 전력계통의 안정적 운영 등을 위해 전력거래소가 급전 지시할 경우를 대비하여 거래시간별로 별도로 입찰한 용량
$ECRRP_{i,t}$	비상대기예비력기준단가 (Emergency Capacity Reserve Reference Price)	원/kWh	비상대기예비력에 입찰한 중앙급전발전기의 비상대기예비력 정산에 적용되는 단가
$ECRP_{i,t}$	비상대기예비력정산금 (Emergency Capacity Reserve Payment)	원	기후·환경 제약에 의해 가동이 제한된 석탄발전기가 입찰한 비상대기예비력에 대해 지급하는 정산금
ED_t	거래일 거래 시간별 수요 (Trading day Expected Demand)	MW	가격결정발전계획에 적용된 지역별 거래일 거래시간별 예상수요 하루전발전계획에 적용된 지역별 거래일 거래시간별 예상수요
$EDE_{i,t}$	직접전력거래 초과방전량 (Excess Energy DisCharged of ESS for Customer)	MWh	직접전력거래로 공급되는 재생에너지전기저장판매사업자 전기저장장치의 시간대별 계량방전량이 전기사용자의 전기사용장소가 사용한 시간대별 전력량에 전력 손실률이 적용된 값을 초과하여 전력시장으로 공급된 전력량
$EDL_{i.t}$	중앙급전 구역전기발전기 공급구역 예상수요 (Expected Demand for Local sales company)	MWh	중앙급전 구역전기발전기의 공급구역 시간대별 예상수요

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$EEC_{i,t}$	직접전력거래 초과발전량 (Excess Energy for a Consumer)	MWh	직접전력거래를 통해 전기를 공급하는 재생에너지발전기의 시간대별 계량전력량이 전기사용자의 시간대별 구매전력량을 초과하여 전력시장으로 공급된 전력량
$EED_{i,t}$	분산특구 내 분산에너지사업자 발전기 초과발전량 (Excess Energy for Distributed energy business entity)	MWh	송·배전사업자가 산정한 분산특구 내 분산에너지사업자 발전기의 시간대별 초과발전량
$EEE_{i,t}$	직접전력거래 초과발전량 (Excess Energy for a ESS)	MWh	직접전력거래로 공급되는 발전사업자의 시간대별 계량전력량이 재생에너지전기저장판매사업자의 전기저장장치가 사용한 시간대별 전력량에 전력 손실률이 적용된 값을 초과한 전력량
EEOF	직접전력거래 초과발전·방전 표시기 (Excess Energy On Flag)	(1,0)	직접전력거래에 대한 초과발전 또는 방전 여부 표시기
$EFCR_i$	실효용량비율 (Equlvalent Firm Capacity Rate)	%	공급신뢰도 기여도 분석을 통해 산정한 실효용량비율로, 공급가능용량에 실효용량비율을 적용하여 실효용량을 산정
$EFR_{i,t}$	중앙계약 전기저장장치의 급전지시 이행률 (ESS long-term fullfillment rate)	%	중앙계약시장 전기저장장치의 충·방전 지시값 대비 충·방전 계량값 비율
$EHCF_{i,t}$	전기저장장치 용량가격 (Energy Storage Hourly Capacity Fee)	원/kWh	전기저장장치의 거래시간별 용량단가
$EGMO_{i,t}$	중앙계약 전기저장장치의 발전단 계량전력량 (ESS Generation-side Metered Output)	MWh	중앙계약시장 전기저장장치의 발전단 계량설비로부터 취득한 각 거래시간별 발전전력량
$EGW_{i,t}$	거래시간대별 양수·수력 발전계획량 (Energy Generator Wants to produce)	MWh	수력·양수 발전기를 보유한 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
EMOT	중앙계약 전기저장장치의 최대운전시간 (ESS long-term Max Operation Time)	t	중앙계약시장에서 공고된 전기저장장치의 최대운전시간(최대 방전용량 기준으로 운전가능한 시간)
$EMSC_K$	직접구매자의 연료비 보전 정산금 (Emergency Make whole Settlement for Consumer)	원	직접구매자에 대한 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등 연료비 보전 정산금
$EMSL_d$	구역전기사업자의 연료비 보전 정산금 (Emergency Make whole Settlement for a Local Sales Company)	원	구역전기사업자에 대한 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등 연료비 보전 정산금
$EMSR_{i,t}$	미세먼지 저감을 위한 거래시간별 감축계획량 (EnvironMental Scheduled Reduction)	MWh	미세먼지 저감을 위한 수요반응자원의 감축계획량
EMSS	판매사업자의 연료비 보전 정산금 (Emergency Make whole Settlement for Sales Company)	원	판매사업자에 대한 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등 연료비 보전 정산금
$EMWP_i$	긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등 연료비 보전 정산금 (Emergency Make whole Payment	원/kWh	긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등 연료비 보전 정산금
ENG_i	양수·수력 거래일 비발전 전력량 (Energy Not Generated by system operator)	MWh	전력거래소 급전지시로 실제 발전하지 못한 전력량
ENP_i	거래일 제약 비양수전력량 (Energy Not used for Pumping)	MWh	전력거래소의 지시로 실제 양수하지 못한 전력량
ENPPi	중앙계약 전기저장장치의 미이행 페널티가격 (ESS Non-compliance Penalty Price)	원/kW-h	중앙계약 전기저장장치의 미이행 페널티 가격

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$ENSO_i$	양수·수력 거래일 거래소 비발전 지시량 (Energy Not produced by System Operator)	MWh	전력거래소가 발전하지 못하도록 지시한 전력량
$EOSE_{i,t}$	중앙계약 전기저장장치의 방전가능전력량 (ESS long-term Operation Storage Energy)	MWh	중앙계약시장 전기저장장치가 송전단 기준 최대운전시간 동안 공급할 수 있는 방전량(MWh)
ESC_k	직접구매자의 거래일 전력량 정산금 (Energy Settlement for a Consumer)	원	개별직접구매자의 전력량에 대한 거래일별 정산금
$ESC_{k,t}$	직접구매자의 거래시간 전력량정산금 (Energy Settlement for a Consumer)	원	개별직접구매자의 전력량에 대한 거래시간별 정산금
ESS	판매사업자의 거래일 계획발전전력량정산금 (Energy Settlement for a Sales company)	원	판매사업자의 거래시간별 계획발전 전력량에 대한 정산금
ESS_t	판매사업자의 거래시간 계획발전전력량정산금 (Energy Settlement for a Sales company)	원	판매사업자의 거래시간별 계획발전 전력량에 대한 정산금
$ESLS_d$	구역전기사업자의 거래일 전력량 정산금 (Energy Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래일 전력량에 대한 정산금
$ESLS_{d,t}$	구역전기사업자의 거래시간 전력량 정산금 (Energy Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래시간별 전력량에 대한 정산금
$ESLS_{d,m}$	구역전기사업자의 거래월 전력량 정산금 (Energy Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래월별 전력량에 대한 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
EPC_x	긴급정산상한가격 (Emergency Price Cap)	원/kWh	"전력거래가격 상한에 관한 고시"에 따라 기후에너지환경부 장관이 전력거래소에 통보한 지역별 상한가격(x는 지역구분 표시기로 육지지역은 1, 제주지역은 2)
$EPLF_j$	전기저장장치 단독 계통연계 및 발전사업허가 취득여부 표시기 (ESS connected to the Power grid and Licensed Flag)	(1,0)	전기저장장치 계통연계 여부 표시기로써, 재생에너지전기저장판매사업 전기저장장치가 송·배전사업자의 전기설비와 연결되고, 발전사업허가를 취득하였을 경우 1, 그렇지 않으면 0
ETP_g	배출권거래비용 정산금 (Emission Trading Payment)	원	발전사업자의 배출권거래비용에 대한 연간 정산금 [시행일 : 2023.6.30. 까지] * 참고 : 2021.12.31.까지 발생한 온실가스 배출권 구매비용 정산 및 이와 관련된 모든 사항은 부칙(2019.12.31) 제8조제2항에 따라 구매비용 정산처리가 완료되는 시기까지 개정 전 조문을 적용할 예정
~~ETP_g~~	~~배출권거래비용 정산금 (Emission Trading Payment)~~	~~원~~	<삭제 시행 2022.1.1.>
$FASMWGF_{i,t}$	복합발전기 20% 이하 출력(CC기준) 구간에서 자기변동비 재산정 여부 표시기 (First Adjusted System Make Whole Generator Flag)		복합발전기 20% 이하 출력(CC기준) 구간에서 자기변동비 재산정 여부 표시기
$FASMWP_{i,t}$	복합발전기 20% 이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비 (First Adjusted System Make Whole Payment)	원	복합발전기 20% 이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비
$FBP_{i,m}$	수요반응자원의 거래월별 고정기본정산금 (Fixed Basic Price)	원	수요반응자원의 의무감축용량에 대한 거래월별 고정기본정산금
FC_i	열량단가(Fuel Cost)	원/Gcal	단위 열량에 대한 연료 가격
FCIi,m	연료비 인덱스 (Fuel Cost Index)	-	수소발전입찰시장 계약발전기의 월별 연료비 인덱스
FCPi,	고정계약가격 (Fixed Contract Price)	원/kWh	수소발전입찰시장 계약발전기의 고정계약가격

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
FCRHF	주파수제어예비력 정산 단가 (Frequency Control Reserve Hourly Fee)	원/MWh	주파수제어예비력 정산단가
$FCRASP_{i,t}$	주파수제어예비력 정산금 (Frequency Control Reserve AS Payment)	원	주파수제어예비력 정산금
$FCRSC_{i,t}$	주파수제어예비력 공급량 (Primary Control Reserve Quantity)	MW	계통운영시스템(EMS)기준 주파수제어예비력 공급량
FDRBP	주파수DR 기본정산금 단가 (Frequency-linked Demand Response Basic Price)	원/kW	주파수DR의 기본정산금 단가
$FDRSLF_i$	주파수 수요반응자원의 개별부하 지수 (Frequency-linked DR Single Load Flag)		주파수 수요반응자원의 개별부하 지수
FDRT	주파수연계 감축시간대 (Frequency-linked Demand Reduction Time)	-	주파수DR의 감축시간대
$FDRTF_{i,t}$	주파수연계 감축시험 및 감축재시험 지수 (Frequency-linked DR Test Flag)		주파수연계 감축시험 및 감축재시험 지수
$FER_{i,t}$	시간대별 예측오차율 (Forecasting Error Rate by transaction time)	%	예측제도 대상자원의 시간대별 평균 예측오차율
$FER_{i,n,t}$	차수 및 시간대별 예측오차율 (Forecasting Error Rate by order and transaction time)	%	예측제도 대상자원에 대해 n차로 제출된 예측발전량에 따른 시간대별 예측오차율
$FFSF_i$	<삭제 2022.5.31.>		
$FHCF_{i,t}$	주파수DR 시간대별 용량 단가 (Frequency-linked DR Hourly Capacity Fee)	원/kWh	주파수DR의 시간대별 용량 단가
$FG_{i,n,t}$	보유자원 예측발전량 (Forecasted Generation of procured renewable energy resource)	MWh	예측제도 참여자가 대상자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$FGA_{i,n,t}$	보조자원 예측발전량 (Forecasted Generation of Assistant energy resource)	MWh	예측제도 참여자가 대상자원 중 보조자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 해당시간 예측전력량은 제외)
$FGM_{i,n,t}$	주요자원 예측발전량 (Forecasted Generation of Main energy resource)	MWh	예측제도 참여자가 대상자원 중 주요자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 해당시간 예측발전량은 제외)
$FGS_{i,n,t}$	주요자원 중 태양광 발전자원 예측발전량 (Forecasted Generation of Solar energy resource)	MWh	예측제도 참여자가 대상자원 중 태양광 발전자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 해당시간 예측발전량은 제외)
$FGW_{i,n,t}$	주요자원 중 풍력 발전자원 예측발전량 (Forecasted Generation of Wind energy resource)	MWh	예측제도 참여자가 대상자원 중 풍력 발전자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 해당시간 예측발전량은 제외)
FLF_i	계통주파수 수준별 계수 (Frequency Level Factor)	-	계통주파수 수준별 계수
$FMC_{i,t}$	주파수연계 설비 운전유지비용 (Frequency-linked DR Maintenance Cost)	원	수요반응자원의 주파수연계 설비 운전유지비용
$FP_{i,t}$	시간대별 재생에너지 예측제도 정산단가 (Forecasting Price of renewable energy)	원/kWh	예측제도 대상자원의 시간대별 예측오차율에 따라 주요자원 전력거래량에 적용되는 시간대별 기준단가
$FPCF_i$	수요반응자원의 고정성과연동형용량가격계수(Fixed Performance Capacity Factor)		발전기여도를 고려한 수요반응자원의 고정성과연동형용량가격계수
$FR_{i,t}$	주파수연계 감축량 (Frequency-linked Reduction)	MWh	수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 감축량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$FRCA_t$	예측 출력제어량 (Forcasted Renewable energy Curtailment Amount)	kWh	거래시간별 신재생발전기 예측 출력제어량
$FREC_{i,t}$	주파수DR 감축예상용량 (Frequency-linked DR Reduced Expectation Capacity)	MW	제12.1.1조(용어의 정의) 참조
$FRP_{i,t}$	주파수연계 감축량에 대한 거래시간별 정산금 (Frequency-linked Reduction Payment)	원	수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 감축량에 대한 정산금
$FRTR_i$	최소 감축유지시간 비율 (Frequency-linked Reduction Time Ratio)	-	1시간 기준 대비 주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래 최소 감축유지시간 비율
FSFi	<삭제 2022.5.31.>		
$FTCF_i$	주파수연계 감축시험 보상계수 (Frequency-linked Test Compensation Factor)		주파수연계 감축시험 보상계수
$FTP_{i,t}$	주파수연계 감축시험에 대한 거래시간별 정산금 (Frequency-linked Test Payment)	원	수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 감축시험에 대한 정산금
$GCMG_{A,t}$	발전기 그룹제약 최소발전량 (Group Constraints of Minimum Generation)	MWh	전력거래소가 특정 지역의 안정한 계통운영을 위하여 지정한 발전기 그룹의 최소 발전량
GCMN	발전기 그룹제약 최소 운전대수 (Group Constraints of Minimum Number of Generators)		전력거래소가 특정 지역의 안정한 계통운영을 위하여 지정한 바런기 그룹의 최소 운전대수
$GCL_{i,t}$	중앙급전 구역전기발전기 시간대별 발전가능용량 (Generation Capacity of Local sales company)	MW	중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 발전가능용량
$GF_{i,t}$	실발전 판정 Flag		실제발전한 여부를 판정하는 Flag. $MGO_{i,t} > 0$ 경우, $GF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면, $GF_{i,t} = 0$

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$GF_{i,g}^{\max}$	발전기의 주파수추종 최대운전용량 (Governor Free Max for Generator)	MW	발전기별 1차예비력 최대운전용량 (분)
$GF_{i,e}^{\max}$	전기저장장치의 주파수추종 최대운전용량 (Governor Free Max for Energy Storage System)	MW	전기저장장치별 1차예비력 최대운전용량 (분)
$GFRQ_{i,g}$	발전기의 주파수 0.2Hz 변동시 응동 가능한 주파수 추종 이론값 (Governor Free Response Quantity for Generator)	MW	발전기별 속도조정률 특성에 따른 0.2Hz 주파수 변동시 응동가능한 주파수 추종 이론값
$GFRQ_{i,e}$	전기저장장치의 주파수 0.2Hz 변동 시 응동 가능한 주파수 추종 이론값 (Governor Free Response Quantity for Energy Storage System)	MW	전기저장장치별 속도조정률 특성에 따른 0.2Hz 주파수 변동시 응동가능한 주파수 추종 이론값
$GHSBTH_{i,j,t}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	거래시간대별 j번째 GT발전기 열간 기동대기상태시간 (Gas turbine generator Stand-By Total Hours from notified synchronizing time to cancelled synchronizing)	h	거래시간대별 가스터빈발전기의 열간 기동대기상태시간
$GHSBTH_{i,j}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	거래일별 j번째 GT발전기 열간 기동대기상태시간 (Gas turbine generator Stand-By Total Hours from notified synchronizing time to cancelled synchronizing)	h	거래일별 가스터빈발전기의 열간 기동대기상태시간
GHSUF <2027.1.1.이전 시행 예정>	GT발전기 계통 연결 여부 표시기	(1,0)	가스터빈발전기의 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기
$GHSUTH_{i,j,t}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	거래시간대별 j번째GT발전기 열간 기동대기용 기동시간	h	거래시간대별 가스터빈발전기의 열간 기동대기를 위한 기동시간
$GHSUTH_{i,j}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	거래일별 j번째 GT발전기 열간 기동대기용 기동시간	h	거래일별 가스터빈발전기의 열간 기동대기를 위한 기동시간

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
GNFF <2027.1.1.이전 시행 예정>	고정출력발전기 (Coal & Nuclear Generator not following change of system frequency)	기	AGC 및 조속기 응동운전(G/F)을 하지 않는 석탄 및 원자력 발전기
$GNSUA_i$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	GT발전기 실적 기동 횟수	회	가스터빈 발전기가 거래일 실제 기동을 실행한 횟수
$GNSUS_i$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	GT발전기 총 계획기동횟수	회	가스터빈 발전기의 거래일 계획된 총 기동 횟수
$GSUA_{i,j,t}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	GT발전기 기동여부 표시기	(1,0)	가스터빈 발전기 기동여부 표시기
$GSUC_i$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	GT발전기 기동비용 (Gas turbine generator Start Up Cost)	원	가스터빈 발전기의 기동비용
$GSUH_i$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	GT발전기 기동소요시간 (Gas turbine generator Hours taken for Start-Up)	h	가스터빈 발전기의 기동소요시간
$GSUS_{i,j,t}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	거래시간대별 GT발전기 계획 기동 표시기	(1,0)	가스터빈 발전기의 시간대별 기동 계획표시기
$GP_{i,t}$	발전가격 (Generating unit Price)	원/kWh	한계가격 결정을 위해 산출되는, 각 발전기의 거래시간별 전력량 가격
GPGF	직접전력거래 발전기 및 전기저장장치 계통연계 여부 표시기 (Generator connected to the Power Grid Flag)	(1,0)	송·배전사업자의 전기설비와 연결된 직접전력거래 발전기 및 발전사업허가 취득 판정 여부 Flag
$GSI_{i,t}$	발전기 유효 운전여부 (Generator Status Indicator)		발전기 i의 유효 운전여부
$CGSI_{i,t}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	발전기 유효 운전여부 (Combined Generator Status Indicator)		다조합 복합발전기 i의 유효 운전여부

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$GTH_{i,j}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	거래일별 j번째 GT발전기 계통연결대기시간 (Total Hours from notified synchronizing time to cancelled synchronizing)	h	거래일별 가스터빈 발전기의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막 시간가지 소요되는 시간
$GTH_{i,j,t}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	거래시간대별 GT발전기 계통연결 대기시간 (Total Hours from notified synchronizing time to cancelled synchronizing)	h	거래시간대별 가스터빈 발전기의 기동대기시작시간부터 기동대기 마지막시간가지 소요되는 시간
$H_{i,N:1}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	복합발전기 사용 열량	Gcal/hr	N:1운전조합에서의 발전기 i의 사용열량
HBMLd,t	구역전기사업자에 대한 수소발전입찰시장 차액계약정산금 (Hydrogen power Bidding Market settlement for Local sales company)	원	구역전기사업자에 대한 수소발전입찰시장 계약전력량 차액계약정산금
HBMSt	판매사업자에 대한 수소발전입찰시장 차액계약정산금 (Hydrogen power Bidding Market settlement for Sales company)	원	판매사업자에 대한 수소발전입찰시장 계약전력량 차액계약정산금
HCF_t	일반용량가격 (Hourly Capacity Fee)	원/㎾-h	일반발전기의 거래시간별 용량 단가
$HCFB_t$	기저용량가격 (Hourly load plant Capacity Fee for Base load generator)	원/㎾-h	기저발전기의 거래시간별 용량 단가
$HMPMWG_{i,t}$	열공급 발전사업자가 입찰한 최소발전량 내에서 실제 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금 (Heat Market Price of Make Whole Generator)	원	열공급 발전사업자가 입찰한 최소발전량 내에서 실제 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금
$HMWP_{i,t}$	열제약운전계획량에 대한 변동비보전정산금 (Heat Make Whole Payment)	원	열제약운전계획량에 대한 변동비보전정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$HSCMWG_{i,t}$	열공급 발전사업자가 입찰한 최소발전량 내에서 실제 발전한 전력량에 대한 변동비 (Heat Self Cost of Make Whole Generator)	원	열공급 발전사업자가 입찰한 최소발전량 내에서 실제 발전한 전력량에 대한 변동비
$HXPRG_{i,t}$	거래시간별 기저기준 발전기 추가 정산금 (Hourly eXtra Payment for Reference Generator of base load)	원	기저기준발전기의 실열량단가가 기저발전기의 표준열량단가를 초과하는 경우 거래 시간별 기저기준발전기에 추가로 지불되는 정산금
$HXGF_{i,t}$	추가정산금 산정시 무부하 비용 보상여부 판정 Flag (no load cost flag in Hourly eXtra payment of reference Generator of base load)		기저기준발전기의 무부하비용 보상여부 표시기
$HXSCON_{i,t}$	거래시간대별 계통제약발전 전력량 추가정산금 (Hourly eXtra payment for energy of reference generator of base load produced due to System Constraints)	원	기저기준발전기가 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 추가정산금
$HXSEP_{i,t}$	거래시간대별 계획발전전력 량 추가정산금 (Hourly eXtra Scheduled Energy Payment of reference generator of base load)	원	하루전발전계획에 포함되어 발전한 기저기준발전기의 거래시간별 전력량에 대한 추가정산금
$HXXEGW_{i,t}$	거래시간대별 공급가능 용량 초과 발전량에 대한 추가 정산금 (Hourly eXtra payment for eXtra Energy of reference Generator of base load produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 기저기준발전기의 전력량에 대한 추가정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$HXXVC_{i,t}$	공급가능용량 초과 발전량에 대한 추가변동비 (Hourly eXtra Variable Cost for eXtra energy of reference generator of base load produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 기저기준발전기의 전력량에 대한 실제 변동비
$ICEM_{i,t}$	보조자원 설비용량 (Installed Capacity of renewable energy resource Excluding Main renewable energy resource)	MW	예측제도 대상자원 중 보조자원에 대한 시간대별 설비용량으로써 전력시장에 등록된 설비용량에서 고장·정비 설비 및 급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비에 대한 용량을 제외한 값. 단, 예측형 집합전력자원의 경우 소속된 소규모재생전력자원 중 보조자원의 합으로 표시
ICF	공급용량계수 (Installed Capacity Factor)		설비예비력 수준에 따른 가격신호 제공을 위한 계수
$ICM_{i,t}$	주요자원 설비용량 (Installed Capacity of Main renewable energy resource)	MW	예측제도 대상자원 중 주요자원에 대한 시간대별 유효 설비용량. 단, 예측형 집합전력자원의 경우 소속된 소규모재생전력자원 중 해당 시간대의 유효한 주요자원의 합으로 표시
$ICS_{i,t}$	주요자원 중 태양광 발전자원 설비용량 (Installed Capacity of Solar energy resource)	MW	예측제도 대상자원 중 태양광 자원에 대한 시간대별 설비용량으로써 전력시장에 등록된 설비용량에서 고장·정비 설비 및 급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비에 대한 용량을 제외한 값. 단, 예측형 집합전력자원의 경우 소속된 소규모재생전력자원 중 해당 시간대의 유효한 태양광 발전자원의 합으로 표시

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$ICW_{i,t}$	주요자원 중 풍력 발전자원 설비용량 (Installed Capacity of Wind energy resource)	MW	예측제도 대상자원 중 풍력 자원에 대한 시간대별 설비용량으로써 전력시장에 등록된 설비용량에서 고장·정비 설비 및 급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비에 대한 용량을 제외한 값. 단, 예측형 집합전력자원의 경우 소속된 소규모재생전력자원 중 해당 시간대의 유효한 풍력발전자원의 합으로 표시
$IDESR_{i,t}$	하루전발전계획의 기준수요 초과에 따른 거래시간별 감축계획량 (Initial Demand Excess Scheduled Reduction)	MWh	하루전발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량
$IFC_{k,t}$	직접구매자의 거래시간 예측제도 정산금 (Improved Forecast settlement for a Consumer)	원	직접구매자의 거래시간에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금
IFC_{k}	직접구매자의 거래일 예측제도 정산금 (Improved Forecast settlement for a Consumer)	원	직접구매자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금
$IFL_{d,t}$	구역전기사업자의 거래일 예측제도 정산금 (Improved Forecast settlement for a Local sales company)	원	구역전기사업자의 거래시간에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금
IFL_{d}	구역전기사업자의 거래일 예측제도 정산금 (Improved Forecast settlement for a Local sales company)	원	구역전기사업자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금
$IFP_{i,t}$	시간대별 예측제도 정산금 (Improved Forecast Payment of renewable energy resource)	원	예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일의 시간대별 정산금
$IFP_{i,d}$	일별 예측제도 정산금 (Improved Forecast Payment of renewable energy resource)	원	예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일 정산금
IFS_{t}	판매사업자의 거래시간 예측제도 정산금 (Improved Forecast settlement for Sales company)	원	판매사업자의 거래시간에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
IFS	판매사업자의 거래일 예측제도 정산금 (Improved Forecast settlement for Sales company)	원	판매사업자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금
$IGO_{i,m}$	발전기 현재출력 (Instant Generation Output)	MW	발전기별 매 1분단위 출력
$IP_{i,t}$	증분가격(Incremental unit Price)	원/kWh	계획 발전량 수준에서 발전량을 한 단위 증가시키는데 소요되는 비용을 보전하는데 사용
$IRRT_{i,t}$	감축시간 포함 비율 (Inclusion Ratio of Reduction Time)	-	주파수DR의 거래시간별 감축시간 포함비율
LF	지역계수 (Locational Factor)		지역신호 강화를 위한 계수
$LFC_{i,m}^{\max}$	자동발전제어 최대운전용량 (Load Frequency Control Max)	MW	발전기별 매 1분단위 자동발전제어 최대운전용량
$LFC_{i,m}^{\min}$	자동발전제어 최소운전용량 (Load Frequency Control Min)	MW	발전기별 매 1분단위 자동발전제어 최소운전용량
$LFRE_j$	재생에너지전기저장판매사업 전기저장장치 손실계수 (Loss Factor for Renewable Energy)		전기저장판매사업자의 개별 전기저장장치 직접전력거래 전력량에 적용되는 손실계수로써 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률
LHC_i	1차 열소비 계수 (Linear Heat rate Coefficient)	Gcal/MWh	발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력특성곡선식의 1차계수
$LHC_{i,N:1}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	복합발전기 N:1조합 1차 열소비 계수 (Load Heat rate Coefficient)	Gcal/MWh	복합발전기의 N:1 조합 입출력특성곡선식의 1차계수
$LLFC_k$	직접구매자 개별손실계수 (Locational Loss Factor for a Consumer)		직접구매자의 계량기 설치 위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 직접구매자의 손실계수

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$LLFL_d$	구역전기사업자 개별손실계수 (Locational Loss Factor for a Local Sales company)		구역전기사업자의 계량기 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 손실계수
$NLHC_{i,N:1}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	복합발전기 N:1조합 1차 열소비상수 (No Load Heat rate Coefficient)	Gcal/h	복합발전기의 N:1 조합 입출력특성 곡선식의 상수
$LFRE_k$	직접전력거래 손실계수 (Loss Factor for Renewable Energy)		개별 직접구매자가 직접전력거래를 통하여 공급받은 전력량에 적용되는 손실계수로써 송전 및 배전사업자의 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률
$LOCRQ_{i,t}$	예비력 용량가치 공급량 (Lost Opportunity Cost of Reserve Quantity)	MW	발전기별 예비력 용량가치 제공량
$LOCRP_{i,t}$	예비력 용량가치 정산금 (Lost Opportunity Cost of Reserve Payment)	원	발전기의 예비력 용량가치 정산금
LOCRHF	예비력 용량가치 정산단가 (Lost Opportunity Cost of Reserve Hourly Fee)	원/MWh	발전기의 예비력 용량가치 정산단가(분기/시간)
LPC_i	1차 증분가격 계수 (Linear Price Coefficient)	원/MWh	발전기 출력과 연료비의 관계를 나타내는 2차의 가격특성곡선식의 1차계수
$LPT_{i,t}$	지역자원시설세 정산금 (Local Plant Tax)	원	화력발전기에 대한 시간대별 지역자원시설세 정산금
$LPTF_i$	지역자원시설세 정산플래그 (Local Plant Tax Flag)	(1,0)	화력발전기 I의 지역자원시설세 정산 플래그
$LPTFR_i$	지역자원시설세 화석연료사용률 (Fuel Ratio for Local Plant Tax)	%	지역자원시설세 납부 발전기의 화석연료사용률

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$LPTR_i$	지역자원시설세 세율 (Local Plant Tax Rate)	원/kWh	지방세법에서 정한 화력발전 지역자원시설세 세율
LPT_MGO	지역자원시설세 미정산 전력거래량 (Local Plant Tax _ Metered Generation Output)	MWh	지역자원시설세 정산플래그 적용 이전, 지역자원시설세 납부실적을 제출한 기간의 지역자원시설세 정산금으로 정산받지 못한 조정전력거래량 합
$LTF_{i,t}$	마지막 거래시간 지수 (Last Time Factor of trading period)	-	주파수DR의 전력거래기간 마지막 거래시간 지수
$MAGF_{i,t}$	발전기정지 여부 표시기 (Margin Assurance Generator Flag)		발전량 감축시 발전기정지 여부 표시기
$MAP_{i,t}$	기대이익정산금 (Margin Assurance Payment)	원	하루전발전계획의 발전계획량 대비 거래시간에 감축한 전력량(MWh)에 대한 거래시간별 정산금
$MCA_{j,t}$	전기저장장치 계량 충전량 (Excess Energy Charged of ESS for Customer)	MWh	재생에너지전기저장판매사업자의 전기저장장치에 충전되는 전기저장장치의 시간대별 계량 충전량
$MCF_{i,,c,t}$	주파수연계 설비 운전유지비용 보상계수 (Maintenance cost Compensation Factor)	-	주파수연계 설비 운전유지비용 보상계수
$MDL_{i,m}$	중앙급전 구역전기발전기 공급구역 실적수요 (Measured Demand for Local sales company)	MWh	구역전기발전기의 공급구역 월별 실적수요
$MDL_{i,t}$	중앙급전 구역전기발전기 공급구역 실적수요 (Measured Demand for Local sales company)	MWh	중앙급전 구역전기발전기의 공급구역 시간대별 실적수요
MDT_i	최소 정지시간 (Minimum Down Time)	Hr	발전기가 계통분리 이후 계통연결될 수 있기 까지의 최소 시간가격
$ME_{i,c,t}$	수요반응참여고객의 사용전력량 (Metered Energy)	kWh	수요반응참여고객의 시간대별 사용전력량데이터

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$MEC_{k,t}$	직접구매자의 전력량 계량값 (Measured Energy for a Consumer)	MWh	개별 직접구매자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값
$MEP_{i,m}$	전력량정산금(Metered Energy Payment)	원	각 발전기의 거래월별 전력량에 대한 정산금액
$MEP_{i,t}$	전력량정산금(Metered Energy Payment)	원	각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액
$MEGW_{i,t}$	발전사업자 요구 발전량 (Minimum Energy Generator Want(have) to Produce)	MWh	발전사업자가 발전을 요구한 최소 발전 전력량
$MEL_{d,t}$	구역전기사업자의 전력량 계량값 (Measured Energy for a Local Sales company)	MWh	구역전기사업자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값
MFPi,m	월별최종계약가격 (Monthly Final contract Price)	원/kWh	수소발전입찰시장 계약발전기의 월별 최종계약가격
MG_i	최소발전용량 (Minimum Generation)	MW	발전기가 안정한 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량
MGC_i	최대발전용량 (Maximum Generating Capacity)	MW	주변압기 고압측을 기준으로 발전기에서 최대로 발전할 수 있는 용량
MGP_t	최고발전가격 (Maximum Generating Unit Price)	원/MWh	수요반응자원이 전력수요 의무감축 요청된 시간별로 운전된 육지, 제주계통별 중앙급전발전기(최소운전출력의 110% 이내로 발전한 발전기제외) 중 최고 변동비를 해당 발전기 출력으로 나눈 가격

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$MGO_{i,t}$	계량전력량 (Metered Generation Output)	MWh	발전회원의 계량설비로부터 취득한 각 거래시간별 발전전력량
$MGO_{i,j,t}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	GT발전기 j의 계량전력량 (Metered Generation Output of jth Gas turbine generator)	MWh	가스터빈 발전기 j의 시간대별 계량값
$MGOA_{i,t}$	보조자원 전력거래량 (Metered Generation Output of Assistant renewable energy resource)	MWh	예측제도 대상자원 중 보조자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외)
$MGOM_{i,t}$	주요자원 전력거래량 (Metered Generation Output of Main renewable energy resource)	MWh	예측제도 대상자원 중 주요자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외)
$MGOS_{i,t}$	주요자원 중 태양광 발전자원의 시간대별 전력거래량 (Metered Generation Output of Solar energy resource)	MWh	예측제도 대상자원 중 태양광 발전자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외)
$MGOW_{i,t}$	주요자원 중 풍력 발전자원의 시간대별 전력거래량 (Metered Generation Output of Wind energy resource)	MWh	예측제도 대상자원 중 풍력 발전자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외)
$MLFD_i$	분산특구 내 분산에너지사업자 발전기의 발전량 계량 손실계수 (Metered Loss Factor for Distributed energy business entity)		분산특구 내 분산에너지사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 개별 사업자의 변압기 손실계수
$MLFL_i$	중앙급전 구역전기발전기 발전량 계량 손실계수 (Metered Loss Factor for a Local sales company)		중앙급전 구역전기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$MPE_{i,t}$	계량된 양수전력량 (Metered Pumping Energy)	MWh	양수발전기 계량설비에서 취득한 양수동력으로 사용된 전력량
$MPGE_{i,t}$	SMP 결정 제외 발전기의 발전량 시장가격 정산금 (payment by Market Price for energy produced by Generator Excluded from SMP calculation)	원	SMP 결정시 제외된 발전기의 경우 하루전발전계획의 발전계획량 이내에서 실제 발전한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금
$MPMAG_{i,t}$	발전하지 못한 전력량을 시장가격으로 정산하는 경우의 정산금 (Market Price of Margin Assurance Generator)	원	발전하지 못한 전력량을 시장가격으로 정산하는 경우의 정산금
$MPMWG_{i,t}$	발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금 (Market Price of Make Whole Generator)	원	발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금
MRT	최대감축시간 (Maximum Reduction Time)	h	전력거래기간별 최대감축시간
$MSGL_{i,m}$	중앙급전 구역전기발전기 자체 발전량 (Metered Self Generation for a Local sales company)	MWh	구역전기발전기 월별 자체발전 계량값
$MSGD_{i,y}$	분산특구 내 분산에너지사업자 발전기의 연간 자체 발전량 (Metered Self Generation for Distributed energy business entity)	MWh	분산특구 내 분산에너지사업자 발전기의 연간 자체발전 계량값
$MSGL_{i,t}$	중앙급전 구역전기발전기 자체 발전량 (Metered Self Generation for a Local sales company)	MWh	구역전기발전기 자체발전 계량값

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
MUT_i	최소 운전시간 (Minimum Up Time)	Hr	발전기가 계통연결 이후 계통분리될 수 있기까지의 최소 시간간격
$MWGF_{i,t}$	급전지시 표시기(Make Whole Generator Flag)		급전지시 표시기
MWP_i	변동비보전정산금(Make Whole Payment)	원	변동비보전정산금
$NBTP_m$	수요반응자원 순편익가격 (Net Benefit Test Price)	원/kWh	제12.1.1조 용어의 정의 참조
$NGT_{i,}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	복합발전기 가스터빈 설비대수	대	복합발전기 1대에 속한 전체 가스터빈 설비 대수
$NGT_{i,x,t}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	복합발전기 x조합 운전 GT 대수	대	거래시간대별 다조합복합화력발전기가 x조합으로 운전시 가스터빈발전기 대수
$NLHC_i$	열소비 상수 (No Load Heat rate Coefficient)	Gcal/hr	발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력특성곡선식의 상수
$NLHC_{i,N:1}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	복합발전기 N:1조합 1차 열소비상수 (No Load Heat rate Coefficient)	Gcal/h	복합발전기의 N:1 조합 입출력특성 곡선식의상수
$NLP_{i,t}$	무부하가격(No Load unit Price)	원/kWh	증분가격만으로는 회수할 수 없는 연료비 결손액을 보전하기 위해 사용
$NLPC_i$	가격상수 (No Load Price Coefficient)	원/hr	발전기 출력과 연료비의 관계를 나타내는 2차의 가격특성곡선식의 상수
$NMF_{i,t}$	비한계발전기표시기(Non Marginal Flag)		비한계발전기표시기
NPPi	미이행 페널티가격 (Non-compliance Penalty Price)	원/kWh	수소발전입찰시장 계약발전기의 미이행 페널티 가격
$NPSI_{i,t}$	가격결정 표시기 (generating unit Non Price Setting Indicator)		한계가격의 결정에서 해당 발전기의 제외여부를 표시하기 위하여 사용되는 변수

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$NSUA_i$	총 실적기동횟수 (Number of Actual Start-Ups)	회	운용발전계획 및 급전지시에 따라 실시한 거래일의 발전기별 총 실적기동횟수
$NSUS_i$	총 계획기동횟수 (Number of Scheduled Start-Ups)	회	하루전발전계획에서 포함된 거래일의 발전기별 총 계획기동횟수
NT	1개월간 거래시간 (Number of Trading periods in a month)	Hr	1개월 동안 전력시장 거래시간
OC_i	양수발전기 기대이익 (Opportunity Cost)	원	양수발전기가 거래일 양수하여 발전할 경우 얻을 수 있는 이익
$OFCA_{i,t}$	연료량 (Offered Fuel Constrained Availability)	MWh	시간대별 사용연료 배분에 의한 발전가능량
$OPEP_i$	양수계획량 이내 양수전력량에 대한 정산금 (Offered Pumping Energy Payment)	원	거래일 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량 이내에서 실제 양수한 전력량에 대한 정산금
$ORC_{i,t}$	의무감축용량(Obligation Reduction Capacity)	MW	제12.1.1조 용어의 정의 참조
PC	정산 상한가격 (Price Cap)	원/kWh	육지 중앙급전 발전전력량에 대한 전력시장가격의 상한값
$PCASP_{i,t}$	1차주파수제어서비스 정산금 (Primary Control AS Payment)	원	발전기별 1차주파수제어서비스 정산금
PCF_i	성과연동형용량가격계수 (Performance Capacity Factor)		발전기여도를 고려한 발전기별 용량가격계수
PCHF	1차주파수제어서비스 정산단가 (Primary Control Hourly Fee)	원/MWh	1차주파수제어서비스 정산단가

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$PCRQ_{i,t}$	1차주파수제어서비스 공급량 (Primary Control Reserve Quantity)	MW	발전기별 1차주파수제어서비스 공급량
$PDSR_{i,t}$	피크수요 저감을 위한 거래시간별 감축계획량 (Peak Demand Scheduled Reduction)	MWh	피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량
$PEC_{k,t}$	직접구매자의 유효구매전력량 (Purchase Energy by a Consumer)	MWh	개별직접구매자의 거래시간에 대한 유효전력구매량 (직접구매자의 전력량 계량값)×(1+해당 손실계수)
$PENSO_i$	거래일 비양수 지시량 (Pumping Energy Not used by order of System Operation)	MWh	전력거래소가 양수발전사업자에게 양수하지 못하도록 지시한 전력량
$PEL_{d,t}$	구역전기사업자의 유효구매전력량 (Purchased Energy by a Local sales company)	MWh	구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효전력구매량(구역전기사업자의 전력량 계량값)×(1+해당 손실계수)
$PERL_{i,m}$	구역전기발전기 구매전력 비율 (Purchased Energy Ratio for a Local sales company)	%	거래월별 공급구역 전기사용자의 전력수요 합계 대비 구역전기발전기가 전력시장에서 구매한 전력량의 백분율
PES	판매사업자의 거래일 구매전력량 (Purchased Energy by Sales Company)	MWh	판매사업자의 거래일별 구매전력량
PES_m	판매사업자의 월별 구매전력량 (Purchased Energy by Sales Company)	MWh	판매사업자의 월별 구매전력량
PES_t	판매사업자의 거래시간 구매전력량 (Purchased Energy by Sales Company)	MWh	판매사업자의 거래시간별 구매전력량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$PF_{k,t}$	직접구매자의 역률 (Power Factor for a consumer)		직접구매자의 부하에 대한 역률로서 유효전력의 피상전력에 대한 비
$PFC_{k,t}$	직접구매자 역률조정계수 (Power Factor Coefficient for a consumer)		직접구매자의 용량가격을 역률에 따라 할증 또는 할인하기 위한 조정계수
PMA_i	예방정비발전기 설비용량 (Prevention Maintenance Availability)	kW	발전기가 전년도 예방정비 기간을 제외한 기간동안의 용량정산금 정산에 반영된 공급가능용량의 합계를 예방정비기간을 제외한 기간으로 나눈 예방정비발전기 설비용량
$PO_{i,t}$	양수계획량 (Offered Pumping energy)	MWh	발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 시간대별 양수계획량
$PPC_{i,t}$	자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 (Performance Penalty Charge)	원	자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금
PPCF	자발적 수요감축 미이행에 대한 위약금 계수 (Performance Penalty Charge Coefficient)		자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 계수
$PPFL_{d,m}$	구역전기사업자 구매전력 기준 초과 차등금액 가중치 (Purchased Energy Penalty Factor for a Local sales company)	-	구역전기사업자의 책임공급비율 기준에 따른 초과 구매전력에 대한 차등금액 가중치
$PPPL_{d,m}$	구역전기사업자 구매전력 기준 초과에 따른 차등금액 (Purchased Energy Penalty Payment for a Local sales company)	원	구역전기사업자의 책임공급비율 기준에 따른 초과 구매전력에 대한 차등금액
$PRAF_i$	설비용량대비 공급가능용량 입찰률 (Availability to capacity bidding rate from the previous year except the prevention maintenance period)	%	해당발전기가 전년도 예방정비 기간을 제외한 기간동안의 설비용량대비 공급가능용량 입찰률

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
PRL_p	구역전기사업자의 구매량 산정을 위한 전력거래비율 (Purchase Ratio of Local sales company)	%	수소발전입찰시장 고시에 따른 입찰시장 개설연도별 구역전기사업자의 구매량 산정을 위한 전력거래비율
$PRLS_m$	구역전기사업자의 거래월 실적위약금 (Performance Refund for a Local Sales Company)	원	구역전기사업자의 거래월 실적위약금
PRS_p	판매사업자의 구매량 산정을 위한 전력거래비율 (Purchase Ratio of Sales company)	%	수소발전입찰시장 고시에 따른 입찰시장 개설연도별 판매사업자의 구매량 산정을 위한 전력거래비율
PRS_t	판매사업자의 실적위약금 (Performance Refund for Sales Company)	원	판매사업자의 거래시간별 실적위약금
$PRSC_{i,t}$	1차예비력 공급량 (Primary Control Reserve Quantity)	MW	계통운영시스템(EMS)기준 1차예비력 공급량
$PSI_{i,t}$	가격결정자격표시기 Price Setting Indicator		가격결정자격표시기
$PSEC_{i,t}$	시운전발전기 발전량	MWh	전력거래소에 의해 급전 할당된 각 시운전발전기의 거래시간별 발전량
$PSSR_{i,t}$	하루전발전계획에 따른 거래시간별 감축계획량 (Price Setting Scheduled Reduction)	MWh	하루전발전계획에 포함된 수요반응 자원의 감축계획량
PV_i	변경 발전입찰량이 입찰 마감시간 이전 발전입찰량을 초과한 전력량 (Penalty for Violation)	MWh	발전사업자가 변경 제출한 총 발전입찰량이 마감시간 이전에 제출한 발전입찰량을 초과할 경우, 초과 전력량 (MWh)
QHC_i	2차 열소비 계수 (Quadratic Heat rate Coefficient)	$Gcal/MW^2h$	발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력특성곡선식의 2차 계수

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$QHC_{i,1:1}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	다조합 복합발전기 1:1조합 2차 열소비계수 (Quadratic Heat rate Co efficient)	Gcal/MW^2h	다조합 복합발전기의 1:1조합 입출력 특성곡선식의 2차계수
$QHC_{i,N:1}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	다조합 복합발전기 N:1조합 2차 열소비계수 (Quadratic Heat rate Co efficient)	Gcal/MW^2h	다조합 복합발전기의 N:1조합 입출력 특성곡선식의 2차계수
QPC_i	2차 증분가격 계수 (Quadratic Price Coefficient)	원/MW^2h	발전기 출력과 연료비의 관계를 나타내는 2차의 가격특성곡선식의 2차계수
$QSRASP_{i,t}$	속응성자원 정산금(Quick Start Resource AS Payment)	원	20분이내 응동가능한 정지상태 속응성자원 정산금액
$QSRSC_{i,t}$	속응성자원 지정 발전력 (Quick Start Resource Scheduled Capacity)	MWh	20분이내 응동가능한 정지상태 속응성자원으로 지정된 발전기의 공급 가능용량
QSRHF	속응성자원 정산단가(Quick Start Resource Hourly Fee)	원/MWh	20분이내 응동가능한 정지상태 속응성자원 정산단가
$QSRPP_i$	속응성자원 불이행시 위약금(Quick Start Resource Penalty Payment)	원	20분이내 응동가능한 정지상태 속응성자원 불이행시 위약금
$QSRFP_i$	속응성자원 예상 정산금 (Quick Start Resource Fore casting Payment)	원/일	20분이내 응동가능한 정지상태 속응성자원으로 지정된 발전기의 해당일 예상 정산금
$R_{i,g}$	발전기 속도조정률(Speed Regulation for Generator)	%	발전기별 속도조정률
$R_{i,e,s}$	정상상태 운전모드 속도조정률(Speed Regulation at Steady-State Control Mode for Energy Storage System)	%	전기저장장치별 정상상태 운전모드의 속도조정률

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$R_{i,e,t}$	과도상태 운전모드 속도조정률(Speed Regulation at Transient-State Control Mode for Energy Storage System)	%	전기저장장치별 과도상태 운전모드의 속도조정률
$R_{i,e,r}$	회복상태 운전모드 속도조정률(Speed Regulation at Recovery-State Control Mode for Energy Storage System)	%	전기저장장치별 회복상태 운전모드의 속도조정률
$RA_{i,t}$	변경 공급가능용량 (Re-offered Availability)	MWh	마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율을 고려하여 변경 입찰한 변경 공급가능용량. 다만, 변경 입찰이 없는 경우에는 $A_{i,t}$로 대치됨
$RAD_{i,t}$	중앙급전 분산특구 발전기 변경 공급가능용량 (Re-offered Availability for Distributed energy business entity)	MWh	중앙급전 분산특구 발전기의 시간대별 변경 공급가능용량
$RAI_{i,t}$	증대필요량(Required Amount of Increase)	MWh	시간대별 증대필요량
$RAL_{i,t}$	중앙급전 구역전기발전기 구역수요 초과 변경공급가능용량 (Re-offerd Availability for a Local sales company)	MWh	중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 변경 구역수요 초과 공급가능용량 다만, 변경 입찰이 없는 경우에는 ALi,t로 대치됨
RCF_i	용량가격계수 (Reserve Capacity Factor)		최대부하, 공급용량, 송전손실계수를 고려하여 산정한 용량가격 계수
RDR_i	출력감소율 (Ramp Down Rate)	MW/분	발전기가 출력을 감소시킬 수 있는 능력
RDF	국민DR 표시기 (Residential DR Flag)		국민DR 여부 표시기

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
RCF	일반기준용량가격 (Reference Capacity Fee)	원/kWh	일반발전기의 거래시간별 기준용량 단가
RCFB	기저기준용량가격 (Reference Capacity Fee for Base load generator)	원/kWh	기저발전기의 거래시간별 기준용량 단가
$REBCO_{i,t}$	시운전 발전량 실정산금 (Adjusted payment for Energy produced Before Commercial Operation)	원	제21.10조에 따른 발전기의 상업운전 이전에 생산한 전력량에 대한 실정산금액
$REGW_{i,t}$	거래시간대별 재선언 발전계획량 (Renotified Energy Generator Wants to produce)	MWh	양수·수력 발전사업자가 마감 시간 이후 변경 제출한 발전계획량. 만약, 재선언이 없는 경우는 $EGW_{i,t}$와 동일함
$REOE_i$	수력발전기의 거래일 발전계획량과 재선언 발전계획량과의 차이 (difference between RE-Offered Energy and initial Offered-Energy)	MWh	수력 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량과 변경 제출한 발전계획량과의 차이
RFC_i	실열량단가 (Real Fuel Cost)	원/Gcal	기저기준발전기의 단위열량에 대한 실제 연료가격
RLPT	지역자원시설세 미정산분 반영금 (Remaining Local Plant Tax)	원	화력발전기에 대한 시간대별 지역자원시설세 미정산분 반영금
$RMAP_{i,t}$	실 기대이익 정산금 (Real Margin Assurance Payment)	원	실제 기대이익 정산금
$RMEP_{i,t}$	실전력량정산금 (Real Metered Energy Payment)	원	실제 전력량정산금
$RP_{i,t}$	수요반응자원의 입찰가격 (Reduction Price)	원/kWh	감축계획량에 대한 수요반응자원의 입찰가격
RP_k	직접구매자 용량가격적용전력 (Reference Power value for a consumer)	MWh	직접구매자별 용량가격정산에 적용되는 기준전력으로 직전 7,8,9,12,1,2월 및 거래전전월의 최대유효구매 전력량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$RPO_{i,t}$	변경 양수계획량 (Re-Offered Pumping energy)	MWh	발전사업자가 마감시간 이후에 변경하여 제출한 시간대별 양수계획량
$RSCCON_{i,t}$	거래시간대별 계통제약 발전량에 대한 실제 변동비 (Real Self Cost for energy of reference generator of base load produced due to system Constraints)	원	기저기준발전기가 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 실제 변동비
$RSCON_{i,t}$	거래시간대별 계통제약 발전 전력량 실정산금 (Real payment for energy produced due to System Constraints)	원	제21.10조에 따른 발전기의 계통제약으로 추가 발전한 전력량에 대한 실정산금액
$RSEP_{i,t}$	거래시간별 계획발전 전력량 정산금의 실정산금 (Real Scheduled Energy Payment)	원	제21.10조에 따른 발전기의 하루전발전계획에 포함되어 발전한 거래시간별 전력량에 대한 실정산금액
$RSO_{i,t}$	전력수요 의무감축요청량 (Reduction Ordered by System Operator)	MWh	수요반응자원별 전력수요 의무감축요청량
RSP_i	제주 신재생 설비 월별 정산단가 (Renewable Settlement unit Price of Jeju)	원/kWh	현물시장에서 제주지역 신재생사업자가 REC매도 주문시 해당 REC 발전 월의 해당 설비의 정산단가 (제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격이 해당 설비에 적용될 경우에는 시간대별로 이를 반영하여 산정)
RSP_m	육지 월 가중평균SMP (Renewable Settlement unit Price of the main land)	원/kWh	현물시장에서 거래된 제주REC의 발전 월에 해당하는 육지의 월 가중평균SMP (단, 제주 신재생 설비 월별 정산단가에 제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격이 적용될 경우 육지의 월 가중평균SMP에 긴급정산상한가격을 반영하여 산정)
$RSSR_{i,t}$	예비력 확보를 위한 거래시간별 감축계획량 (ReServe Scheduled Reduction)	MWh	예비력 확보를 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
RTP_i	현물시장 REC 거래가격 (REC Trade Price)	원/REC	현물시장 REC 낙찰 가격
RUR_i	출력증가율 (Ramp Up Rate)	MW/분	발전기가 출력을 증가시킬 수 있는 능력
$RNLPC_i$	실가격상수 (Real No Load Price Co efficient)	원/hr	실열량단가에 의해 산출된 기저기준 발전기의 가격상수
$RLPC_i$	1차실증분가격계수 (Real Linear Price Co efficient)	원/㎿h	실열량단가에 의해 산출된 기저기준 발전기의 1차증분가격계수
$RQPC_i$	2차실증분가격계수 (Real Quadratic Price Co efficient)	원/$㎿^2$h	실열량단가에 의해 산출된 기저기준 발전기의 2차 증분가격계수
RW_i	현물시장에서 거래된 제주 REC 가중치 (REC Weight)		현물시장에서 거래된 제주지역 신재생사업자의 REC 가중치
$RXEGW_i$	공급가능용량 초과 발전량 실정산금 (Real payment for eXtra Energy produced over Generator's availability by the order of SO)	원	제21.10조에 따른 발전기가 발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 거래소가 지시한 경우 초과 발전량에 대한 실정산금
$SASMWGF_{i,t}$	복합발전기 20% 초과, 50% 이하 출력에서 자기변동비 재산정 여부 표시기 (Second Adjusted System Make Whole Generator Flag)		복합발전기 20% 초과, 50% 이하 출력에서 자기변동비 재산정 여부 표시기
$SASMWP_{i,t}$	복합발전기가 20%~50%이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비 (Second Adjusted System Make Whole Payment)	원	복합발전기가 20%~50%이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$SCASP_{i,t}$	2차주파수제어서비스 정산금 (Secondary Control AS Payment)	원	발전기별 2차주파수제어서비스 정산금
$SCEBCO_{i,t}$	시운전 발전량 변동비 (Self-Cost for Energy produced Before Commercial Operation)	원	발전기가 상업운전 이전에 생산한 전력량에 대한 변동비
SCF_k	제3자간 전력거래 표시기 (Sales Company Flag)	(1,0)	제3자간 전력거래의 판매사업자 표시기
SCHF	2차주파수제어서비스 정산단가 (Secondary Control Hourly Fee)	원/MWh	2차주파수제어서비스 정산단가
$SCMAG_{i,t}$	발전하지 못한 전력량에 대한 연료비(Self Cost of Margin Assurance Generator)	원	발전하지 못한 전력량에 대한 연료비
$SCMEP_{i,t}$	거래시간대별 발전 전력량 변동비 (Self-Cost for Metered Energy Payment)	원	거래시간대별 발전 전력량 변동비
$SCMWG_{i,t}$	발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비 (Self-Cost for Make Whole Generator)	원	발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비
$SCRQ_{i,t}$	2차주파수제어서비스 공급량 (Secondary Control Reserve Quantity)	MW	발전기별 2차주파수제어 서비스 공급량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$SDC_{k,t}$	분산특구 내 시간대별 전력 직접거래량 (Supplied Distributed Energy for a Customer)	kWh	분산특구 내 전력직접거래 초과발전량과 부족전력량을 제외하고 개별 전기사용자에게 공급되는 시간대별 전력 직접거래 전력량 (송·배전사업자 제공값)
SDWF	주파수추종 속도 조정률 가중치 (Governor Free Weighting Factor)	-	단위발전기의 주파수추종 속도조정률 가중치
SEP_i	거래일 계획발전 전력량 정산금 (Scheduled Energy Payment)	원	발전입찰량 이내에서 실제 계량된 거래일별 전력량에 대한 정산금
$SEP_{i,t}$	거래시간별 계획발전 전력량 정산금 (Scheduled Energy Payment)	원	발전입찰량 이내에서 실제 계량된 거래시간별 전력량에 대한 정산금
$SERD_{i,m(y)}$	분산특구 내 분산에너지사업자 발전기 초과전력량 비율 (Sales Energy Ratio for a Distributed energy business entity)	%	분산특구 내 분산에너지사업자 발전기의 당해 발전량 대비 당해 초과전력량의 비율
$SERL_{i,m}$	구역전기발전기 역송전력량 비율 (Sales Energy Ratio for a Local sales company)	%	구역전기발전기의 당월 발전량 대비 당월 역송전력량 백분율
$SERL_k$	전기저장장치로부터 전기사용장소별 공급비율 (Supply ESS Renewable energy Ratio for each consumer's Location)	%	재생에너지전기저장판매사업자가 각 전기사용자의 전기사용장소에 공급하는 비율
SFC_i	표준열량단가 (Standard Fuel Cost)	원/Gcal	기저발전기의 단위열량에 대한 표준연료가격
SFF_i	2차연료 사용여부 (Second Fuel Flag)		2차연료 사용표시기
$SHSBTH_{i,t}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	거래시간대별 ST발전기 열간기동대기상태시간	h	거래시간대별 스팀터빈발전기의 열간 기동대기상태시간

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$SHSBTH_i$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	거래일별 ST발전기 열간기동대기상태시간	h	거래일별 스팀터빈발전기의 열간기동대기상태시간
SHSUF <2027.1.1.이전 시행 예정>	ST발전기 계통연결 여부 표시기	(1,0)	스팀터빈발전기의 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기
$SHSUTH_{i,t}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	거래시간대별 ST발전기 열간기동대기용 기동시간	h	거래시간대별 스팀터빈발전기의 열간 기동대기를 위한 기동시간
$SHSUTH_i$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	거래일별 ST발전기 열간기동대기용 기동시간	h	거래일별 스팀터빈발전기의 열간기동대기를 위한 기동시간
$SI_{i,t}$	계획증대량 (Scheduled load Increase)	MWh	자발적 수요증대에 따른 전력부하증대량
$SINGF_t$	전력부하증대거래 시간대별 미발전 표시기 (No Generation Flag in Scheduled load Increase)	(1,0)	자발적 수요증대에 따른 거래시간별 미발전 발전기 유무를 위한 표시기
$SISG_{k,t}$	발전사업자의 거래시간에 대한 계획증대량정산금 (Scheduled Increase Settlement for a Generator)	원	자발적 수요증대에 따른 거래에 대한 발전사업자의 거래시간별 계획증대량 정산금
$SRES_{j,t}$	직접전력거래 공급량 (Supplied energy through Renewable ESS energy Supplier)	MWh	재생에너지저장판매사업을 통해 재생에너지전기저장판매사업자의 개별 전기저장장치에 공급된 시간대별 전력량
$SROF_k$	직접전력거래 표시기 (Supplied Renewable energy On Flag)	(1,0)	직접구매자의 직접전력거래 여부 표시기
$SRS_{k,t}$	직접전력거래 공급량 (Supplied energy through Renewable energy Supplier)	MWh	직접전력거래를 통하여 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자가 개별 전기사용자에게 공급하는 시간대별 전력량
$SSR_{i,t}$	자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh) (Self-Participating Scheduled Reduction)	MWh	자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$SSUA_{i,k,t}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	ST발전기 기동여부 표시기	(1,0)	거래시간대별 스팀터빈 기동여부 표시기
$SSUC_i$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	ST발전기 기동비용 (Steam turbine generator Start Up Cost)	원	스팀터빈 발전기의 기동비용
$SSUS_{i,k,t}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	ST발전기 계획기동표시기	(1,0)	거래시간대별 스팀터빈 발전기의 거래일 계획 기동 표시기
$SSUH_i$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	ST 기동소요시간 (Steam turbine generator Hours taken for Start-Up)	h	스팀터빈 발전기의 기동소요시간
STH_i <2027.1.1.이전 시행 예정>	거래일별 ST발전기계통연결 대기시간(Total Hours from notified synchronizing time to cancelled synchronizing)	h	거래일별 스팀터빈 발전기의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간가지 소요되는 시간
$STH_{i,t}$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	거래시간대별 ST발전기 계통연결 대기시간 (Total Hours from notified synchronizing time to cancelled synchronizing)	h	거래시간대별 스팀터빈 발전기의 기동대기시작시간부터 기동대기 마지막시간가지 소요되는 시간
SMP_t	계통한계가격 (System Marginal Price)	원/kWh	제1.1.2조 용어의 정의 참조
$SLI_{i,t}$	자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량 (Scheduled Load Increase)	MWh	자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량
$SLIF_{i,c,t}$	시간대별 자발적 수요증대에 따른 거래 지수 (Scheduled Load Increase Flag)		자발적 수요증대에 참여한 수요반응참여고객 지수
$SLIP_{i,t}$	자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량정산금 (Scheduled Load Increase Payment)	원	자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액
$SLRP_{i,t}$	자발적 수요감축에 따른 거래시간별 계획감축량정산금 (Scheduled Load Reduction Payment)	원	자발적 수요감축에 따른 감축계획량 이내의 실제 계획감축량에 대한 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$SMF_{i,t}$	계통운영발전기표시기(System Management Flag)		계통운영발전기표시기
$SMWP_{i,t}$	계통제약으로 발전한 전력량에 대한 변동비보전정산금(System Make Whole Payment)	원	계통제약으로 발전한 전력량에 대한 변동비보전정산금
$SNSUA_i$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	ST발전기 총 실적 기동횟수	회	스팀터빈 발전기가 거래일 실제 기동을 실행한 횟수
$SNSUS_i$ <2027.1.1.이전 시행 예정>	ST발전기 총 계획기동횟수	회	스팀터빈 발전기의 거래일 계획된 총 기동 횟수
SOGi,t	정산대상 전력량 (Settlement Object Generation)	MWh	수소발전입찰시장 계약발전기의 차액계약 정산대상 전력량
$SP_{i,t}$	유효 발전가격 (Stack Price)	원/kWh	거래시간별로 SMP결정에 포함될 자격이 있는 발전기의 발전가격
$SPFL_{i,m}$	구역전기발전기 역송전력량 비율에 대한 차등금액 가중치 (Sales Energy Penalty Factor for a Local sales company)	-	구역전기발전기의 당월 발전량 대비 당월 역송전력량의 비율에 따른 차등금액 가중치
$SPPL_{i,m}$	구역전기발전기 역송전력량 비율에 따른 차등금액 (Sales Energy Penalty Payment for a Local sales company)	원	구역전기발전기의 당월 발전량 대비 당월 역송전력량의 비율에 따른 차등금액
$SR_{i,t}$	계획감축량 (Scheduled Reduction)	MWh	제12.1.1조 용어의 정의 참조
$SRC_{k,t}$	전기사용자 직접전력거래 공급량 (Supplied Renewable energy for a Consumer)	MWh	비계통연계 직접전력거래 공급량과 직접전력거래 초과발전량을 제외하고 개별 전기사용자에게 공급되는 시간대별 직접전력거래 전력량
$SRER_i$	직접전력거래비율 (Supplied Renewable Energy Ratio for direct ppa)	%	직접전력거래 참여 재생에너지발전기의 시간대별 계량값에서 직접전력거래로 공급하는 비율

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$SRRE_j$	전기저장장치별 공급비율 (Supplied Renewable energy Ratio for each ESS)	%	재생에너지발전사업자가 각 재생에너지 전기저장판매사업자의 전기저장장치에 공급하는 재생에너지 전기의 공급비율
$SRRL_k$	전기사용장소별 공급비율 (Supplied Renewable energy Ratio for each consumer's Location)	%	재생에너지전기공급사업자가 각 전기사용자의 전기사용장소에 공급하는 재생에너지 전기의 공급비율
$SRSC_{i,t}$	2차예비력 공급량 (Primary Control Reserve Quantity)	MW	계통운영시스템(EMS)기준 2차예비력 공급량
$SRSLS_t$	구역전기사업자의 거래시간 계획감축량정산금 (Scheduled Reduction Settlement for a Local Sales Company)	원	구역전기사업자의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금
$SRSS_t$	판매사업자의 거래시간 계획감축량정산금 (Scheduled Reduction Settlement for a Sales Company)	원	판매사업자의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금
$SRSS_d$	판매사업자의 거래일 계획감축량정산금 (Scheduled Reduction Settlement for a Sales Company)	원	판매사업자의 거래일별 계획감축량에 대한 정산금
$STLF_i$	정적손실계수 (Static Transmission Loss Factor)		동적손실계수의 평균값으로서 운영발전계획에 이용됨
$SUA_{i,t}$	실적 기동상수		발전기의 거래시간별 실적 기동 표시기

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$SUAP_i$	기동비용정산금 (Start Up Payment Adjustment)	원	하루전발전계획에서 포함된 각 발전기의 거래시간별 기동횟수를 총 실적 기동횟수를 감안하여 조정, 산출되는 정산금액
SUC_i	기동비용(Start Up Cost)	원	발전기 기동에 소요되는 비용
SUH_i	기동비 산정 기동시간 (Hours taken for Start-Up)	Hr	기동에 소요되는 시간이며 제2.1.1.2조의 규정에 따라 제출한 기동시간(기동비 산정에 사용되는 기동시간)을 사용
$SUP_{i,t}$	기동가격(Start Up Price)	원	발전기의 기동에 소요되는 비용을 보전하기 위해 사용
$SUSBC_i$	기동대기 발전기 정산금 (payment for Cost of Start-Up & Stand-By without synchronizing)	원	전력거래소에서 발전사업자에게 계통연결을 지시하고 계통연결 전에 계통연결 지시를 취소하는 경우, 계통연결을 취소하는 시간까지 들어간 비용 정산금
$SUS_{i,t}$	계획 기동상수		발전기의 거래시간별 계획 기동여부 표시기
$SVF_{i,t}$	시간대별 태양광 예측제도 유효성 플래그 (Solar Validity Flag)		거래일의 시간대별 대상자원 내 태양광 발전자원의 예측제도 유효성 플래그
t	거래시간(trading period)		SMP가 산출, 적용되는 단위기간
$TA_{i,t}$	기온반영 공급가능용량 (Temperature ajusted Availibility)	MWh	거래일 일기예보 변경에 따른 복합발전기 시간대별 재선언공급가능용량
$TAD_{i,t}$	중앙급전 분산특구발전기의 기온 반영 공급가능용량 (Temperature adjusted Availability for Distributed energy business entity)	MWh	중앙급전 분산특구발전기의 기온 반영 시간대별 공급가능용량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$TASMWGF_{i,t}$	복합발전기가 50%~80%이하 출력(CC 기준) 구간에서 자기변동비 재산정 여부 표시기(Third Adjust System Make Whole Generator Flag)		복합발전기가 50%~80%이하 출력(CC 기준) 구간에서 자기변동비 재산정 여부 표시기
$TASMWP_{i,t}$	복합발전기가 50%~80% 이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비(Third Adjust System Make Whole Payment)	원	복합발전기가 50%~80% 이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비
$TCASP_{i,t}$	3차주파수제어서비스 정산금 (Tertiary Control AS Payment)	원	발전기별 3차주파수제어서비스 정산금
TCF_t	시간대별 용량가격 계수 (Time of the day Capacity Coefficient)		용량가격을 산출하기 위해 이용되는 시간대별 계수
$TCFP_i$	3차제어 예상 정산금 (Tertiary Control Fore casting Payment)	원/일	3차제어서비스로 지정된 발전기의 해당일 예산 정산금
$TDN_{i,t}$	최소 출력감소시간 (minimum ramp Down Time)	Hr	발전입찰시 제출한 출력감소율을 이용하여 거래시간별 시작시점과 종료시점의 발전량 차이를 출력감소하기 위한 최소 소요시간
$TDRBP_i$	거래기간 총 기본정산금 (Total Demand Response Basic Payment)	원	수요반응자원의 거래기간의 총 기본정산금
$TECP_{i,t}$	중앙계약 전기저장장치 시간대별 정산금 (Total ESS long-term Contract Price)	원	중앙계약시장 전기저장장치의 시간대별 정산금
$TECC_k$	직접구매자에 대한 중앙계약전기저장장치의 계약용량 정산금 (Total EESS long-term Contract Settlement for Consumer)	원	중앙계약시장 전기저장장치의 직접구매자에 대한 계약용량 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$TECS_k$	판매사업자에 대한 중앙계약전기저장장치의 계약용량 정산금 (Total ESS long-term Contract Settlement for Sales Company)	원	중앙계약시장 전기저장장치의 판매사업자에 대한 계약용량 정산금
$TECL_k$	구역전기사업자에 대한 중앙계약전기저장장치의 계약용량 정산금 (Total ESS long-term Contract Settlement for Local Sales Company)	원	중앙계약시장 전기저장장치의 구역전기사업자에 대한 계약용량 정산금
$TECF_i$	중앙계약 전기저장장치 계약가격 (Total ESS long-term Contract Fee)	원/kW-h	중앙계약시장 전기저장장치의 시간대별 정산금 산정을 위한 계약가격
$TEE_{i,t}$	ESS로 공급된 직접전력거래 거래량 (Traded Energy to ESS)	MWh	직접전력거래를 통해 거래된 전기저장장치의 전력량에 송·배전 전기설비이용규정에 따른 손실률이 적용된 값
TESC	판매사업자 계약체결 전력량 (Traded Energy through Sales Company)	MWh	판매사업자와 전력구매계약(PPA)을 체결한 발전사업자의 발전량과 전기사업법 시행령 제19조 제1항 제3호에 따른 전력거래계약을 통해 전기사용자가 공급받은 연간 전력량의 합계
TET	거래일별 총전력거래량 (Total Energy Traded)	MWh	거래일에 대한 전력거래량의 총합
TET_t	거래시간별 총전력거래량 (Total Energy Traded)	MWh	거래시간에 대한 전력거래량의 총합

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$TETP_{i,t}$	시간대별 배출권거래비용 총 정산금 (Total Emission Trading Payment)	원	발전기의 거래시간대별 배출권거래비용에 대한 정산금 [시행일 : 2023.6.30. 까지] * 참고 : 2021.12.31.까지 발생한 온실가스 배출권 구매비용 정산 및 이와 관련된 모든 사항은 부칙(2019.12.31) 제8조제2항에 따라 구매비용 정산처리가 완료되는 시기까지 개정 전 조문을 적용할 예정
~~$TETP_{i,t}$~~	~~시간대별 배출권거래비용 총 정산금 (Total Emission Trading Payment)~~	~~원~~	<2022.1.1.삭제 시행>
$TETSC_{k,t}$	직접구매자의 배출권거래비용 정산금 (Total Emission Trading Settlement for Consumer)	원	직접구매자가 부담해야할 거래시간대별 배출권거래비용에 대한 정산금 [시행일 : 2023.6.30. 까지] * 참고 : 2021.12.31.까지 발생한 온실가스 배출권 구매비용 정산 및 이와 관련된 모든 사항은 부칙(2019.12.31) 제8조제2항에 따라 구매비용 정산처리가 완료되는 시기까지 개정 전 조문을 적용할 예정
~~$TETSC_{k,t}$~~	~~직접구매자의 배출권거래비용 정산금 (Total Emission Trading Settlement for Consumer)~~	~~원~~	<2022.1.1.삭제 시행>
$TETSL_{d,t}$	구역전기사업자의 배출권거래비용 정산금 (Total Emission Trading Settlement for Local sales company)	원	구역전기사업자가 부담해야할 거래시간대별 배출권거래비용에 대한 정산금 [시행일 : 2023.6.30. 까지] * 참고 : 2021.12.31.까지 발생한 온실가스 배출권 구매비용 정산 및 이와 관련된 모든 사항은 부칙(2019.12.31) 제8조제2항에 따라 구매비용 정산처리가 완료되는 시기까지 개정 전 조문을 적용할 예정
~~$TETSL_{d,t}$~~	~~구역전기사업자의 배출권거래비용 정산금 (Total Emission Trading Settlement for Local sales company)~~	~~원~~	<2022.1.1.삭제 시행>

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$TETSS_t$	판매사업자의 배출권거래비용 정산금 (Total Emission Trading Settlement for Sales company)	원	판매사업자가 부담해야할 거래시간대별 배출권거래비용에 대한 정산금 [시행일 : 2023.6.30. 까지] * 참고 : 2021.12.31.까지 발생한 온실가스 배출권 구매비용 정산 및 이와 관련된 모든 사항은 부칙(2019.12.31) 제8조제2항에 따라 구매비용 정산처리가 완료되는 시기까지 개정 전 조문을 적용할 예정
~~$TETSS_t$~~	~~판매사업자의 배출권거래비용 정산금 (Total Emission Trading Settlement for Sales company)~~	~~원~~	<2022.1.1.삭제 시행>
TH_i	기동대기시간 (Total Hours from notified synchronizing time to cancelled synchronizing)	Hr	전력거래소에시 지시한 계통연결시간부터 계통연결 지시를 취소하는 시간까지 소요되는 시간(계통연결 대기시간)
TLF_t	송전손실계수 (Transmission Loss Factor)		발전기의 송전단에서 계량기 설치위치까지의 송전선로상에서 발생한 송전손실률
TLFC	직접구매 송전손실계수 (Transmission Loss Factor for Consumers)		발전기의 송전단에서 직접구매자의 계량기 설치위치까지의 송전선로상에서 발생한 송전손실률
TLFL	구역전기사업 송전손실계수 (Transmission Loss Factor for Local Sales companies)		발전기의 송전단에서 구역전기사업자의 계량기 설치위치까지의 송전선로상에서 발생한 송전손실률
TO_MEGW	하한제약 허용한도 (MEGW_Tolerance)	MW	하한제약 허용한도
TO_MG	최소발전 허용한도 (Minimum Generation Tolerance)	MW	발전기의 가격 결정 표시기 결정에 적용되는 최소발전 용량의 허용한도
TO_RR	출력증가/감소시간 허용한도 (Ramp Time Tolerance)	Hr	발전기의 가격결정 표시기의 결정에 적용되는 출력증가/감소율의 허용한도

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$TPCD_{i,t}$	초과 입찰 공급가능용량에 대한 거래시간별 위약금 (Trading period availability Penalty Charge for Distributed energy business entity)	원	실제 공급가능용량(분산특구 내 공급량이 차감된 공급가능용량)을 초과하여 입찰한 공급가능용량에 대한 거래시간별 위약금
$TPCL_{i,t}$	중앙급전 구역전기발전기 거래시간별 공급가능용량 초과입찰 위약금 (Trading period availability Penalty Charge for Local sales company)	원	중앙급전 구역전기발전기의 실제 공급가능용량 대비 초과 입찰한 공급가능용량에 대한 거래시간별 위약금
$TPCP_{i,t}$	거래시간별 용량정산금 (Trading Period Capacity Payment)	원	거래시간별 용량정산금
TPD	거래기간 (Trading Period Duration)	Hr	거래시간의 기간으로 1시간으로 정함
TPG	발전정산금 총액 (Total Payment for Generators)	원	거래일별 모든 발전기에 지급해야할 정산금 총액
TPG_t	거래시간별 발전정산금 총액 (Total Payment for Generators)	원	거래시간별 전체 발전기에 지급해야할 정산금 총액
$TRASP_{i,t}$	3차예비력정산금(Tertiary Reserve AS Payment)	원	30분이내 응동가능한 정지상태 3차예비력 정산금액
$TRSC_{i,t}$	3차예비력 지정 발전력 (Tertiary Reserve Scheduled Capacity)	MWh	30분이내 응동가능한 정지상태 3차예비력으로 지정된 발전기의 공급 가능용량
TRHF	3차예비력 정산단가(Tertiary Reserve Hourly Fee)	원/MWh	30분이내 응동가능한 정지상태 3차예비력 정산단가
$TRS_{k,t}$	직접전력거래 거래량 (Traded energy through Renewable energy Supplier)	MWh	직접전력거래를 통해 거래된 전기사용자의 전력량에 송·배전 전기설비이용규정에 따른 손실률이 적용된 값
TUC	직접구매자 부가정산금 총액 (Total Uplift cost for a Consumer)	원	비용위원회에서 심의 및 의결을 통해 직접구매자에 대한 부가정산금단가 산정에 활용되는 부가정산금 총액

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$TUP_{i,t}$	최소 출력증가시간 (minimum ramp Up Time)	Hr	발전입찰시 제출한 출력증가율을 이용하여 거래시간별 시작시점과 종료시점의 발전량 차이를 출력증가하기 위한 최소 소요시간
UPC	직접구매 부가정산금 단가 (Uplift Price for a Consumer)	원/kWh	직접구매자의 전력량에 따라 부과하는 부가정산금 단가
UPD	분산특구 전력 직접거래 부가정산금단가 (Uplift Settlement of energy traded by Distributed Energy Business Entity)	원/kWh	분산특구 내 전력 직접거래에 적용되는 부가정산금단가
$UPFP_{i,c,t}$	고정가격계약 계약단가 (Unit Price of the Fixed Price Contract)	원/MWh	「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영 지침」제3조 제22호에 따라 고정가격계약을 체결하여 계약서에 명시된 계약단가(c는 계약번호 구분 표시기로 고정가격계약별로 각각 적용)
UPR	직접전력거래 부가정산금단가 (Uplift Price of energy traded through Renewable energy supplier)	원/kWh	직접전력거래에 적용되는 부가정산금단가
US_t	거래시간별 제약발전 정산금 총액 (Uplift Settlement)	원	전력시장에서 발생한 제반제약정산금에 대한 거래시간별 판매사업자의 정산금
USC_k	거래일별 직접구매자 부가 정산금 (Uplift Settlement for a Consumer)	원	개별직접구매자의 거래일에 대한 부가정산금
$USC_{k,t}$	거래시간별 직접구매자 부가정산금 (Uplift Settlement for a Consumer)	원	개별직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$USD_{k,t}$	거래일별 분산특구 전력 직접거래 부가정산금 (Uplift Settlement for Distributed energy business entity)	원	분산특구 내 전력 직접거래의 거래시간에 대한 부가정산금
$USLS_d$	구역전기사업자의 거래일 제약발전정산금 (Uplift Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래일 제약발전정산금
$USLS_{d,t}$	구역전기사업자의 거래시간 제약발전정산금 (Uplift Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래시간별 제약발전정산금
USR_k	거래일별 직접전력거래 부가정산금 (Uplift Settlement of energy traded by Renewable energy supplier)	원	직접전력거래의 거래일에 대한 부가정산금
$USR_{k,t}$	거래시간별 직접전력거래 부가정산금 (Uplift Settlement of energy traded by Renewable energy supplier)	원	직접전력거래의 거래시간에 대한 부가정산금
USS	판매사업자의 거래일 제약발전정산금 (Uplift Settlement for Sales Company)	원	전력시장에서 발생한 제반제약정산금에 대한 거래일별 판매사업자의 정산금
USS_t	판매사업자의 거래시간 제약발전정산금 (Uplift Settlement for Sales Company)	원	전력시장에서 발생한 제반제약정산금에 대한 거래시간별 판매사업자의 정산금
$VC2_{i,t}$	가격결정발전계획의 발전계획량 이내의 발전량에 대한 대체연료 변동비 (Variable Cost of energy produced with Main fuel)	원	$SEP_{i,t}$정산금 산정에 적용되는 전력량을 대체연료를 사용하여 발전할 경우 소요되는 비용

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$VCPPS_i$	양수동력 변동비 (Variable Cost for Pumping of Pump Storage)	원/kWh	거래일별 양수동력에 소요되는 발전기별 변동비
$VCGPS_i$	양수발전 변동비 (Variable Cost for Generation of Pump Storage)	원/kWh	거래일별 양수발전시의 변동비(양수동력변동비/효율)
VTF_t	유효 전력거래시간 계수 (Valid Time Factor)	-	유효 전력거래시간 계수
WACTLF	용량손실계수가중평균 (Weighted Average Capacity Transmission Loss Factor)		용량손실계수를 설비용량으로 가중평균한 값
WBLMP	가중BLMP (Weighted BLMP with expected hourly demand of the system)	원/kWh	거래일의 시간대별 예측수요로 가중을 둔 평균 BLMP
$WFFR_i$	발령횟수 가중치 (Weighting Factor of Frequency-linked Reduction number)	-	주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래 발령횟수에 따른 가중치
WSDC	직접구매 복지특례할인비용 단가 (Welfare & Special Discount for a Consumer)	원/kWh	직접구매자의 전력량에 따라 부과하는 복지특례할인비용 단가
$WSDSC_{k,t}$	거래시간별 직접구매자 복지특례할인비용 정산금 (Welfare & Special Discount Settlement for a Consumer)	원	개별 직접구매자의 거래시간에 대한 복지특례할인비용 정산금
WSMP	가중 SMP (Weighted SMP with expected hourly demand of the system)	원/kWh	거래일의 시간대별 예측수요로 가중을 둔 지역별 평균 SMP
$WVF_{i,t}$	시간대별 풍력 예측제도 유효성 플래그 (Wind Validity Flag)		거래일의 시간대별 대상자원 내 풍력 발전자원의 예측제도 유효성 플래그

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$XCOFF_{i,t}$	대체연료사용 COFF 추가 정산금 (eXtra payment of COFF for energy not produced due to constraints)	원	대체연료 사용시 추가로 지급되는 COFF 정산금
$XCON_{i,t}$	대체연료사용시 CON 추가 정산금 (eXtra payment of CON for using substitute fuel)	원	대체연료 사용시 추가로 지급되는 CON 정산금
$XCP_{i,t}$	공급가능용량 초과발전량에 대한 용량정산금 (Capacity Payment for eXtra energy produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 용량 정산금
$XDRESMP_{i,t}$	SMP결정 제외 수요반응자원 추가정산금 (eXtra payment for reduction by DR Excluded from SMP calculation)	원	SMP결정 제외 수요반응자원 추가 정산금
$XEGD_{i,t}$	초과부가금 추가 정산금 (eXtra payment for Energy produced due to Generator's Dues)	원	약정물량 초과 또는 미달사용으로 부가금이 발생한 LNG발전기의 추가 정산금액
$XEGW_{i}$	공급가능용량 초과 발전량 정산금 (payment for eXtra Energy produced over Generator's availability by the order of SO)	원	발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 거래소가 지시한 경우 초과 발전량에 대한 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$XEOGA_{i,t}$	공급가능용량 초과한 발전 지시량 (eXtra Energy Over Generator's Availability ordered to generate by the order of SO)	MWh	전력거래소가 발전사업자가 제출한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과 전력량
$XESO_i$	거래일 양수·수력 실제 초과 발전량 (eXtra Energy used by System Operator)	MWh	거래소 지시로 수력·양수 발전사업자가 제출한 거래일 총발전계획량을 초과하여 발전한 실제 전력량
$XMP_{i,t}$	공급가능용량 초과 발전량 시장가격 정산금 (payment by Market Price for eXtra energy produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 금액
XPE_i	거래일 실제 초과 양수량 (eXtra Pumping Energy)	MWh	전력거래소 지시로 실제 추가 양수한 전력량
$XPESO_i$	거래일 거래소 초과양수 지시량 (eXtra Pumping Energy ordered by System Operator)	MWh	전력거래소가 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량을 초과하여 양수하도록 지시한 초과 양수전력량
$XPRG_i$	기저기준발전기 추가 정산금 (eXtra Payment Generator of base load)	원	기저기준발전기의 실열량단가가 기저발전기의 표준열량단가를 초과하는 경우 거래일의 기저기준발전기에 추가로 지불되는 정산금
$XPSF_i$	대체연료 사용 추가정산금 (eXtra Payment for extra energy produced due to constraints with Substitute Fuel)	원	대체연료 사용할 경우 해당발전기의 추가 정산금
$XRSOF_{i,t}$	의무감축용량 초과 전력수요 의무감축요청 여부표시기 (eXtra Reduction Ordered by System Operator)		전력수급 비상시 의무감축용량 초과 전력수요 의무감축요청 여부 표시기

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$XSCON_{i,t}$	공급가능용량 초과 발전량에 대한 계통제약 정산금 (payment for eXtra energy produced due to System CONstraints)	원	발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 전력거래소가 지시한 경우, 시간대별 초과 발전량에 대한 계통제약 정산금
$XSEP_{i,t}$	대체연료사용 SEP 추가정산금 (eXtra payment of SEP for using substitute fuel)	원	대체연료 사용시 추가로 지급되는 SEP 정산금
$XSLS_{d}$	구역전기사업자의 추가 정산금 (eXtra Settlement for a Local Sales company)	원	약정물량 초과 또는 미달사용으로 부가금이 발생한 LNG발전기의 추가 정산금액에 대한 구역전기사업자의 추가 정산금
XSO_{i}	거래일 거래소 초과발전 지시량 (eXtra energy ordered by System Operator)	MWh	전력거래소가 수력·양수 발전사업자가 제출한 거래일 총발전계획량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과전력량
XSS	판매사업자의 추가 정산금 (eXtra Settlement for a Sales company)	원	약정물량 초과 또는 미달사용으로 부가금이 발생한 LNG발전기의 추가 정산금액에 대한 판매사업자의 추가 정산금
$XTEBCO_{i,t}$	시운전 발전량 조정금액 (eXTracted payment for Energy produced Before Commercial Operation)	원	발전기가 상업운전 이전에 생산한 전력량 정산금에 대한 조정금액
$XTMAP_{i,t}$	거래시간별 기대이익 정산금 조정금액 (eXTracted Margin Assurance Payment)	원	거래시간별 기대이익 정산금에 대한 조정금액
$XTMEP_{i,t}$	거래시간별 전력량 정산금 조정금액 (eXTracted Metered Energy Payment)	원	거래시간별 전력량 정산금에 대한 조정금액

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$XTSCON_{i,t}$	거래시간대별 계통제약발전 전력량정산금 조정금액 (eXTracted payment for energy produced due to System Constraints)	원	계통제약으로 추가 발전한 전력량 정산금에 대한 조정금액
$XTXEGW_i$	공급가능용량 초과 발전량 정산금 조정금액 (eXTracted payment for eXtra Energy produced over Generator's availability by the order of SO)	원	발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 거래소가 지시한 경우 초과 발전량에 대한 정산금의 조정금액
$XVC_{i,t}$	공급가능용량 초과 발전량에 대한 변동비 (Variable Cost for eXtra energy produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비
α_n	원자력발전기 기준용량가격 보정계수		원자력발전기 기준용량가격 보정계수
α_c	석탄발전기 기준용량가격 보정계수		석탄발전기 기준용량가격 보정계수
α	원자력 및 석탄 발전기를 제외한 기저발전기의 기준용량가격 보정계수		원자력 및 석탄발전기를 제외한 기저발전기의 기준용량가격 보정계수
a_{LF}	가중치 (Weighted Factor for LF)		지역계수 가중치
β	일반발전기 기준용량가격 보정계수		일반발전기 기준용량가격 보정계수
γ_i	연료비용 보정계수		주연료 대비 대체연료 열량단가의 비와 대체연료 사용시 발전기 효율 저하율을 고려한 상수
η_i	양수발전기 종합효율 (Efficiency from Pumping to Generation)		양수 발전기의 종합효율로 양수효율과 발전효율을 반영한 계수(양수효율×발전효율)
η_a	양수발전기 평균 종합효율 (Average Efficiency from Pumping to Generation)		양수발전기 평균 종합효율로 상업운전 중인 양수발전기들의 개별 종합효율 η_i를 설비용량으로 가중평균한 값

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
κ	시간대별 용량가격 계수 보정계수		일반발전기 시간대별 용량가격계수의 보정계수
π_{dc}	국내탄발전기 정산조정계수		제21.10조에 따른 국내탄발전기에 적용할 정산조정계수
π_{c}	석탄발전기 정산조정계수		제21.10조에 따른 석탄발전기에 적용할 정산조정계수
π_{n}	원자력발전기 정산조정계수		제21.10조에 따른 원자력발전기에 적용할 정산조정계수
π_{p}	일반발전기 정산조정계수		제21.10조에 따른 일반발전기에 적용할 정산조정계수

[별표 2]

정산 기준

[목차] [목차신설 2006.12.26]

Ⅰ. 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에 대한 정산 <개정 2026.1.28.>

1. 전력량 등에 대한 정산 <개정 2021.1.1.>
가. 일반발전기(수력, 양수 및 중앙급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기) <개정 2019.1.2.>
나. 수력발전기
다. 양수발전기
라. 중앙급전전기저장장치 [신설 2016.5.12.]
마. 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(구역전기발전기 제외) <목번호 변경 및 개정 2016.5.12.> <개정 2025.1.8.>
바. 구역전기발전기 [신설 2019.1.2.] <개정 2025.1.8.>
사. 직접전력거래 발전기 및 전기저장장치 [신설 2021.12.28.] <개정 2026.4.28.>
아. 수소발전입찰시장 계약발전기 [신설 2023.8.30.]
자. 준중앙급전자원 [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>
차. 제3자간 전력거래 발전기 [신설 2026.4.28.]

2. 공급가능용량에 대한 정산
가. 일반발전기(수력, 양수 및 중앙급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기) <개정 2019.1.2.>
나. 수력발전기
다. 양수발전기 <개정 2021.9.18.>
라. 전기저장장치 [신설 2016.5.12.] <개정 2021.9.18.>
마. 용량가격 정산에서 제외되는 발전기 <목번호 변경 2016.5.12.>
바. 제주지역발전기에 대한 기준용량가격의 적용 <목번호 변경 2016.5.12.>
사. 중앙급전 구역전기발전기 [신설 2019.1.2.]

3. 양수발전기의 양수동력 정산
가. 양수계획량이내에서 실제 계량된 양수전력량에 대한 비용정산
나. 실제 계량된 양수전력량이 양수계획량을 초과하는 경우 초과 양수한 전력량에 대한 비용정산

다. 실제 계량된 양수량이 양수계획량 미만인 경우 양수하지 못한 전력량에 대한 정산

3.1 전기저장장치의 충전전력 정산 [신설 2016.5.12.]

4. 기동비용조정에 대한 정산

5. <삭제 2021.1.1.>

6. <삭제 2021.1.1.>

7. 시운전 전력의 정산

8. 대체연료 사용 발전기의 정산

9. 보조서비스에 대한 정산
가. 정산기준
나. 불이행시 정산

10. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

11. 예방정비 일정 변경에 대한 정산
가. 일반발전기(수력 및 양수를 제외한 발전기)
나. 복합 및 수력발전기
다. 양수발전기

12. 기타 정산
가. 기동 대기 발전기의 정산
나. 입찰량을 초과하여 급전지시한 발전기의 정산
다. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙
라. 급전지시량을 계량값으로 하는 경우
마. <삭제 2006.12.26.>
바. LNG 약정물량 허용오차 초과로 부가금이 발생한 경우 [신설 2009.12.31.]
사. 복합발전기가 계통제약운전중 효율차이에 의해 추가 정산금이 발생하는 경우 [신설 2016.5.12.]
아. 복합발전기가 계통제약운전중 일부 가스터빈이 정지후 재기동 하는 경우 기동비 정산 [신설 2016.5.12.]

자. 열공급을 위해 발전기가 기동하는 경우 기동비 일부 지급 [신설 2016.5.12.]
차. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산 [신설 2016.5.12.]
카. 기후·환경제약(가동중단, 상한제약 등)으로 비상대기예비력을 입찰한 석탄발전기의 정산 [신설 2020.12.1.]
타. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비 보전 [신설 2022.11.30.]
파. 긴급정산상한가격 시행에 따른 복합발전기 추가정산금 [신설 2023.5.3.]
하. 준중앙급전자원의 기본정산금에 관한 정산 (소규모전력중개사업자에 대한 정산은 이에 한함) [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

13. 급전지시량 산정절차
가. 수력·양수발전기의 급전지시량 산정
나. 양수발전기의 양수지시량 산정
다. 재선언 공급가능용량 이상으로 급전지시한 발전 전력량 산정
라. 계통연결 지연
마. 계통분리 지연
바. 조기 계통연결
사. 조기 계통분리
아. 발전출력을 지정하여 지시하였으나, 지시한 출력으로 발전하지 못한 경우 급전지시 발전전력량 산정

14. 양수동력변동비 산정절차
가. 양수동력변동비 산정절차
나. 산정절차 및 기준

14.1 전기저장장치 충전전력 변동비 산정절차 [신설 2016.5.12.]

15. 중앙급전 구역전기발전기 정산관련 기준 산정 [신설 2019.1.2.]
가. 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량 산정
나. 실 공급가능용량 산정
다. 급전지시 이행 검증기준

16. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준
가. 다조합 복합발전기의 시간대별 출력구간의 운전조합 판단기준
[시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

17. 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산 [신설 2023.8.30.]

18. 중앙계약시장 계약용량에 대한 정산 [신설 2025.10.1.]

Ⅱ. 직접구매자에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산

2. 용량가격에 대한 정산

3. 부가정산금에 대한 정산

4. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

5. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산[신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

6. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비 보전 정산 [신설 2022.11.30.]

7. 준중앙급전자원의 기본정산금에 관한 정산 [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

8. 복지특례할인비용에 대한 정산 [신설 2025.4.9.]

9. 중앙계약시장 계약용량에 대한 정산 [신설 2025.10.1.]

Ⅲ. 판매사업자에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산 <개정 2021.1.1.>

2. 가용능력에 대한 정산

3. 부가정산금에 대한 정산

4. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

5. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산 [신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

6. 기타 정산

7. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비 보전 정산 [신설 2022.11.30.]

8. 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산 [신설 2023.8.30.]

9. 준중앙급전자원의 기본정산금에 관한 정산 [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

10. 중앙계약시장 계약용량에 대한 정산 [신설 2025.10.1.]

Ⅳ. 구역전기사업자의 전력거래에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산

2. 가용능력에 대한 정산

3. 부가정산금에 대한 정산

4. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

5. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산[신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

6. 기타 정산

7. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비 보전 정산 [신설 2022.11.30.]

8. 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약 정산 [신설 2023.8.30.]

9. 준중앙급전자원의 기본정산금에 관한 정산 [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

10. 중앙계약시장 계약용량에 대한 정산 [신설 2025.10.1.]

Ⅴ. 예측제도 참여자에 대한 정산

Ⅵ. 전력거래차수별 대금지급 기준일정

Ⅶ. 직접전력거래 부가정산금에 대한 정산 [신설 2022.5.31.] <개정 2024.2.13.>

Ⅷ. 분산특구 전력 직접거래에 대한 정산 [신설 2025.7.10.]

Ⅰ. 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에 대한 정산

<개정 2026.1.28.>

1. 전력량 등에 대한 정산 <개정 2021.1.1.>

가. 일반발전기(수력 및 양수 및 중앙급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기) <개정 2006.12.26., 2019.1.2.>

① 계량전력량에 대한 정산 <개정 2018.8.2., 2021.1.1.>

발전기가 발전한 전력량은 MP로 정산한다. <개정>

즉,

$MEP_{i,t} = MP_{i,t} \times Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) \times 1000$

$MEP_{i,t}$: 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액

$MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$ <개정 2022.11.30.>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

SMP_t : 거래시간 계통한계가격

PC : 제2.4.4조에 의한 정산상한가격

$MGO_{i,t}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각거래 시간별 발전 전력량(MWh)

$RA_{i,t}$: 마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율을 고려하여 변경입찰한 변경 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 $A_{i,t}$ 대치됨

각 발전기의 거래일 발전전력량 정산금(MEP_i)은 다음과 같다.

$$MEP_i = \sum_t MEP_{i,t}$$

② 계통운영에 따른 변동비보전정산금 <개정 2021.1.1., 2026.1.28.>

- 전력거래소가 발전사업자의 입찰최소발전량을 초과하여 급전한 발전량에 대하여 전력량정산금으로 변동비를 회수할 수 없는 경우에는 전력량정산금과 변동비 차액을 정산한다. 단, CC모드로 입찰한 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우에는 해당 발전기의 변동비는 GT모드의 변동비를 적용한다.

변동비보전정산금(MWP_i)은 다음과 같다.

$$MWP_i = \sum_t (HMWP_{i,t} + SMWP_{i,t})$$

$HMWP_{i,t}$: 열제약운전계획량에 대한 변동비보전정산금

$SMWP_{i,t}$: 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 변동비보전정산금

즉,

$MGO_{i,t} - MEGW_{i,t} \leq \varepsilon$ 이면, $SMWP_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,
$SMWP_{i,t}$ = Max ($SCMWG_{i,t}$ – $MPMWG_{i,t}$, 0)

단, 제약사유 1번에 따라 발전기가 열제약운전중 급전지시에 의해 열제약운전요구량을 초과하여 운전한 경우,
$SMWP_{i,t}$ = Max ($SCMWG_{i,t}$ × EAf_i – $MPMWG_{i,t}$, 0)

여기서,
$SCMWG_{i,t}$
= QPC_i × {Min($MGO_{i,t}$, $RA_{i,t}+\varepsilon$)^2 – Min($RA_{i,t}$, $MEGW_{i,t}$)^2} + LPC_i × { Min($MGO_{i,t}$, $RA_{i,t}+\varepsilon$) - Min($RA_{i,t}$, $MEGW_{i,t}$)} + $NLPC_i$ × $MWGF_{i,t}$

$MPMWG_{i,t}$
= {$MP_{i,t}$ × (Min($MGO_{i,t}$, $RA_{i,t}+\varepsilon$) – Min($RA_{i,t}$, $MEGW_{i,t}$))} × 1,000

$MWGF_{i,t}$: 급전지시 표시기
$MGO_{i,t}$ > 0, $MEGW_{i,t}$ = 0 이면 $MWGF_{i,t}$ = 1, 그렇지 않으면 0
다만, $MWGF_{i,t}$ = 1인 경우라 하더라도 계통연결 거래시간이 지시받은 거래시간보다 빠르거나 계통분리 거래시간이 지시받은 거래시간보다 느린 경우 $MWGF_{i,t}$ = 0 으로 조정한다.
EAf_i : 전기단독모드(모드-III) 변동비를 열병합모드(모드-I) 변동비로 변환하는 효율보정계수
$SMWP_{i,t}$: 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 변동비보전정산금
$SCMWG_{i,t}$: 발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비
$MPMWG_{i,t}$: 발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금
$MP_{i,t}$: Min{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), $GP_{i,t}$), SMP_t,} × $TLF_{i,t}$
단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: Min{Max(Min(SMP_t, EPC_x), $GP_{i,t}$), SMP_t,} × $TLF_{i,t}$ <개정 2022.11.30.>
$RA_{i,t}$: 마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율을 고려하여 변경입찰한 변경 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 $A_{i,t}$ 대치됨
$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수
SMP_t : 거래시간 계통한계가격
$MGO_{i,t}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각 거래 시간별 발전 전력량(MWh)
허용오차(ε) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운

전한 발전기에 대해서는 ($RA_{i,t}$ × 0.01), 기타발전기는 ($RA_{i,t}$ × 0.005)를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5㎿, 최대허용오차는 5㎿를 적용한다. <개정 2023.9.26>

- 열제약운전발전기의 전력량정산금과 변동비의 차액은 열전비를 고려하여 계산하되, 열전비를 고려하여 계산한 무부하비를 초과할 수 없다. 다만, 열제약운전량의 경우 각 운전조합을 고려하여 무부하비를 아래와 같이 추가 정산한다.
즉,
$MEGW_{i,r,t}$ = 0 이면, $HMWP_{i,t}$ = 0
그렇지 않고
($|MEGW_{i,r,t} - MEGW_{i,d,t}| / MEGW_{i,d,t}$) ≤ 0.1 이면
$HMWP_{i,t}$ = Min{Max(HSCMWG$_{i,t}$ - HMPMWG$_{i,t}$, 0), $NLPC_i$ × 1/(1 + HR_i) × $MGO_{i,t}/RA_{i,t}$}

단, ($|MEGW_{i,r,t} - MEGW_{i,d,t}| / MEGW_{i,d,t}$) > 0.1이면

$HMWP_{i,t}$ = Min{Max (HSCMWG$_{i,t}$ - HMPMWG$_{i,t}$, 0), $NLPC_i \times 1/(1+HR_i) \times MGO_{i,t}/RA_{i,t}$} × Max{1-($|MEGW_{i,r,t} - MEGW_{i,d,t}| / MEGW_{i,d,t}$), 0}

여기서,
$HSCMWG_{i,t}$
= QPC_i × {Min($MEGW_{i,r,t}$ + ε × $FLAG_{i,t}$, $MGO_{i,t}$, $RA_{i,t}$)}^{2} + LPC_i × {Min($MEGW_{i,r,t}$ + ε × $FLAG_{i,t}$, $MGO_{i,t}$, $RA_{i,t}$)} + $NLPC_i$ × 1/(1 + HR_i) × $MGO_{i,t}/RA_{i,t}$

$HMPMWG_{i,t}$
= {$MP_{i,t}$ × Min($MEGW_{i,r,t}$ + ε × $FLAG_{i,t}$, $MGO_{i,t}$, $RA_{i,t}$)} × 1,000

다조합 복합발전기의 경우 $MGO_{i,t}/RA_{i,t}$를 1로 적용한다.

$MEGW_{i,d,t}$: 하루전발전계획 수립 시점에 유효한 $MEGW_{i,t}$ 입찰값
$MEGW_{i,r,t}$: 급전지시 시각에 유효한 $MEGW_{i,t}$ 입찰값

단, 운전 조합과 무관하게 $MEGW_{i,d,t}$=0인 경우에는
($|MEGW_{i,r,t} - MEGW_{i,d,t}|/MEGW_{i,d,t}$)를 1로 간주하며, 거래소 지시에 따라 제약을 변경하는 경우에는 0으로 본다.

HR_i : 열공급 발전기의 열과 전기 생산비율(열전비)
$MGO_{i,t}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각 거래 시간별 발전 전력량(MWh)
허용오차(ε) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 ($RA_{i,t}$ × 0.01), 기타발전기는 ($RA_{i,t}$ × 0.005)를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5㎿, 최대허용오차는 5㎿를 적용한다. <개정 2023.9.26.>
$RA_{i,t}$: 마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율을 고려하여 변경입찰한 변경 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 $A_{i,t}$ 대치됨
$MEGW_{i,t}$: 발전사업자가 발전을 요구한 최소 발전전력량(MWh)
$MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$
단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$ <개정 2022.11.30.>
$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수
SMP_t : 거래시간 계통한계가격
$FLAG_{i,t}$: 계통제약 발전 여부표시기로써 $MEGW_{i,t} + \varepsilon \geq MGO_{i,t}$이면, $FLAG_{i,t} = 1$이고 그렇지 않으면, $FLAG_{i,t} = 0$
$HSCMWG_{i,t}$: 열공급 발전사업자가 입찰한 최소발전량 내에서 실제 발전한 전력량에 대한 변동비
$HMPMWG_{i,t}$: 열공급 발전사업자가 입찰한 최소발전량 내에서 실제 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금

② 계통운영에 따른 변동비보전정산금 <개정 2021.1.1., 2026.1.28.>

- 전력거래소가 발전사업자의 입찰최소발전량을 초과하여 급전한 발전량에 대하여 전력량정산금으로 변동비를 회수할 수 없는 경우에는 전력량정산금과 변동비 차액을 정산한다. 단, CC모드로 입찰한 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우에는 해당 발전기의 변동비는 GT모드의 변동비를 적용한다.

변동비보전정산금(MWP_i)은 다음과 같다.

$$MWP_i = \sum_t (HMWP_{i,t} + SMWP_{i,t})$$

$HMWP_{i,t}$: 열제약운전계획량에 대한 연료비보전정산금
$SMWP_{i,t}$: 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 변동비보전정산금

즉,
$MGO_{i,t} - MEGW_{i,t} \leq \varepsilon$ 이면, $SMWP_{i,t} = 0$
그렇지 않으면,

$SMWP_{i,t} = Max\ (SCMWG_{i,t} - MPMWG_{i,t}, 0)$

단, 제약사유 1번에 따라 발전기가 열제약운전중 급전지시에 의해 열제약운전요구량을 초과하여 운전한 경우,

$SMWP_{i,t} = Max\ (SCMWG_{i,t} \times EAf_i - MPMWG_{i,t}, 0)$

여기서,

$SCMWG_{i,t}$

$= QPC_i \times \{ Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)^2 - Min(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})^2 \} + LPC_i \times \{ Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon) - Min(RA_{i,t}, MEGW_{i,t}) \} + NLPC_i \times MWGF_{i,t}$

단, 다조합 복합발전기의 $SCMWG_{i,t}$는 다음과 같이 계산한다.

$SCMWG_{i,t} = Max\ [0, QPC_{i,x,t} \times \{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)\}^2 - QPC_{i,y,t} \times \{Min(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})\}^2 + LPC_{i,x,t} \times \{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)\} - LPC_{i,y,t} \times \{Min(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})\} + (NLPC_{i,x,t} - NLPC_{i,y,t} \times GSCF_{i,t}) \times MWGMF_{i,t}\ ]$

여기서,

$GSCF_{i,t}$: $MEGW_{i,t}$=0이면 0, 그렇지 않으면 1

$MWGMF_{i,t}$: $MGO_{i,t}$=0이면 0, 그렇지 않으면 1. 다만, $MWGMF_{i,t}$ = 1인 경우라 하더라도 계통연결 거래시간이 지시받은 거래시간보다 빠르거나 계통분리 거래시간이 지시받은 거래시간보다 느린 경우 $MWGMF_{i,t}$ = 0으로 조정한다.

$QPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 1차증분가격계수

$NLPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 가격상수

$QPC_{i,y,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,y,t}$:1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,y,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,y,t}$:1조합 1차증분가격계수

$NLPC_{i,y,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,y,t}$:1조합 가격상수

$NGT_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 x:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전대수

$NGT_{i,y,t}$: 다조합 복합발전기 i의 y:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전 대수

$NGT_{i,MEGW,t}$: 다조합 복합발전기 i가 $MEGW_{i,t}$를 발전하기 위한 운전조합의 가스터빈발전기의 운전대수

$NGT_{i,MGO,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $MGO_{i,t}$를 발전하기 위한 운전조합의 가스터빈발전기의 운전 대수

x : 다조합 복합발전기 i가 $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)$를 발전하기 위한 운전조합

y : 다조합 복합발전기 i가 $Min(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})$를 발전하기 위한 운전조합

단, GT모드 운전시 변동비는 비용평가자료의 GT모드 입출력 특성계수를 적용한

비용계수를 사용한다.

$MPMWG_{i,t}$
$= \{ MP_{i,t} \times (Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon) - Min(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})) \} \times 1{,}000$

$MWGF_{i,t}$: 급전지시 표시기
$MGO_{i,t} > 0$, $MEGW_{i,t} = 0$ 이면 $MWGF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0
다만, $MWGF_{i,t} = 1$인 경우라 하더라도 계통연결 거래시간이 지시받은 거래시간보다 빠르거나 계통분리 거래시간이 지시받은 거래시간보다 느린 경우 $MWGF_{i,t} = 0$으로 조정한다.
EAf_i : 전기단독모드(모드-III) 변동비를 열병합모드(모드-I) 변동비로 변환하는 효율보정계수
$SMWP_{i,t}$: 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 변동비보전정산금
$SCMWG_{i,t}$: 발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비
$MPMWG_{i,t}$: 발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금
$MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$ <개정 2026.7.24.>
단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$ <개정 2026.7.24.>
$RA_{i,t}$: 입찰마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율 및 발전기의 여건변화 등을 고려하여 거래시간 1시간 이전까지 변경입찰한 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 $A_{i,t}$로 대치됨
$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수
SMP_t : 거래시간 계통한계가격
$MGO_{i,t}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각 거래 시간별 발전 전력량(MWh)
허용오차(ε) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 ($RA_{i,t} \times 0.01$), 기타발전기는 ($RA_{i,t} \times 0.005$)를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5㎿, 최대허용오차는 5㎿를 적용한다. <개정 2023.9.26.>

- 열제약운전발전기의 전력량정산금과 변동비의 차액은 열전비를 고려하여 계산하되, 열전비를 고려하여 계산한 무부하비를 초과할 수 없다. 다만, 열제약운전량의 경우 각 운전조합을 고려하여 무부하비를 아래와 같이 추가 정산한다.
즉,
$MEGW_{i,r,t} = 0$ 이면, $HMWP_{i,t} = 0$
그렇지 않고

$(|MEGW_{i,r,t} - MEGW_{i,d,t}| / MEGW_{i,d,t}) \leq 0.1$ 이면

$HMWP_{i,t} = Min\{Max(HSCMWG_{i,t} - HMPMWG_{i,t}, 0), NLPC_{i,x,t} \times 1/(1+HR_i) \times MGO_{i,t}/RA_{i,t} \times EEF_{i,t}\}$

단, $(|MEGW_{i,r,t} - MEGW_{i,d,t}| / MEGW_{i,d,t}) > 0.1$이면

$HMWP_{i,t} = Min\{Max(HSCMWG_{i,t} - HMPMWG_{i,t}, 0), NLPC_i \times 1/(1+HR_i) \times MGO_{i,t}/RA_{i,t}\} \times Max\{(1-(|MEGW_{i,r,t} - MEGW_{i,d,t}| / MEGW_{i,d,t}), 0\}$

다조합 복합발전기의 경우 $MGO_{i,t}/RA_{i,t}$를 1로 적용한다.

여기서,

$HSCMWG_{i,t}$

$= QPC_i \times \{Min(MEGW_{i,r,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t})\}^2 + LPC_i \times \{Min(MEGW_{i,r,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t})\} + NLPC_i \times 1/(1+HR_i) \times MGO_{i,t}/RA_{i,t} \times EEF_{i,t}$

단, 다조합 복합발전기의 $HSCMWG_{i,t}$는 다음과 같이 계산한다.

$HSCMWG_{i,t} = Max[0, QPC_{i,x,t} \times \{Min(MEGW_{i,r,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t})\}^2 + LPC_{i,x,t} \times \{Min(MEGW_{i,r,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t})\} + NLPC_{i,x,t} \times 1/(1+HR_i) \times EEF_{i,t}]$

$QPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 1차증분가격계수

$NLPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 가격상수

$NGT_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 x:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전대수

$NGT_{i,y,t}$: 다조합 복합발전기 i의 y:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전 대수

x : 다조합 복합발전기 i가 $Min(MEGW_{i,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t})$를 발전하기 위한 운전조합

단, GT모드 운전시 변동비는 비용평가자료의 GT모드 입출력 특성계수를 적용한 비용계수를 사용한다.

$HMPMWG_{i,t}$

$= MP_{i,t} \times Min(MEGW_{i,r,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t})$

HR_i : 열공급 발전기의 열과 전기 생산비율(열전비)

$MGO_{i,t}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각 거래 시간별 발전 전력량(MWh)

허용오차(ε) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 $(RA_{i,t} \times 0.01)$, 기타발전기는 $(RA_{i,t} \times 0.005)$를 적용한

다. 단, 최소허용오차는 0.5㎿, 최대허용오차는 5㎿를 적용한다. <개정 2023.9.26>

$RA_{i,t}$: 입찰마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율 및 발전기의 여건변화 등을 고려하여 거래시간 1시간 이전까지 변경입찰한 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 $A_{i,t}$로 대치됨

$MEGW_{i,t}$: 발전사업자가 발전을 요구한 최소 발전전력량(MWh)

$MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$ <개정 2022.11.30.>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

SMP_t : 거래시간 계통한계가격

$FLAG_{i,t}$: 계통제약 발전 여부표시기로써 $MEGW_{i,t}+\varepsilon \geq MGO_{i,t}$ 이면, $FLAG_{i,t}=1$이고 그렇지 않으면, $FLAG_{i,t}=0$

$SCMWG_{i,t}$: 발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비

$MPMWG_{i,t}$: 발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금

$EEF_{i,t}$: 에너지 효율적 이용을 위하여 제약사유 1번으로 입찰하여 열과 전기를 동시에 생산하는 표시기로서, $MEGW_{i,t} > MG_i$ 이며, $MGO_{i,t} > 0$ 이면 $EEF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0 [신설 2016.5.12.]

$MEGW_{i,d,t}$: 하루전발전계획 수립 시점에 유효한 $MEGW_{i,t}$ 입찰값

$MEGW_{i,r,t}$: 급전지시 시각에 유효한 $MEGW_{i,t}$ 입찰값

단, 운전 조합과 무관하게 $MEGW_{i,d,t}=0$인 경우에는

$(|MEGW_{i,r,t} - MEGW_{i,d,t}| / MEGW_{i,d,t})$를 1로 간주하며, 거래소 지시에 따라 제약을 변경하는 경우에는 0으로 본다.

<개정 2026.7.24.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

③ 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산 하루전발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소의 지시에 의해 감축한 전력량은 발전계획량으로 발전 시 기대이익(발전하지 못한 전력량에 대한 시장가격정산금과 변동비의 차액)으로 정산한다. 단, CC모드로 입찰하여 하루전발전계획에 반영된 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우, MAP 산정을 위한 SCMAG는 CC모드 변동비를 적용한다. <개정 2021.1.1., 2023.12.29.>

즉,

$MGO_{i,t} \geq Min(DAOS_{i,t}, RA_{i,t})$ 이면, $MAP_{i,t} = 0$,
그렇지 않으면,
$MAP_{i,t} = Max\{MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t} - LOCMAG_{i,t}, 0\}$ <개정 2021.9.18.>

단, 고정출력 또는 하한제약발전기의 경우 아래 조건에 따라 지급여부를 판단한다.
가) 고정출력발전기
$Min(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \varepsilon \leq MGO_{i,t}$이면, $MAP_{i,t} = 0$ <개정 2023.9.26.>
나) 하한제약발전기
$MEGW_{i,d,t} \geq DAOS_{i,t}$이고, $Min(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}, MEGW_{i,r,t}) - \varepsilon \leq MGO_{i,t}$이면, $MAP_{i,t} = 0$

여기서,
$MPMAG_{i,t} = MP_{i,t} \times [(Min(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t})] \times 1{,}000$

$SCMAG_{i,t} = QPC_i \times \{MIN(DAOS_{i,t}, RA_{i,t})^2 - MIN(MGO_{i,t}, RA_{i,t})^2\} + LPC_i \times \{MIN(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - MIN(MGO_{i,t}, RA_{i,t})\} + NLPC_i \times MAGF_{i,t}$

$LOCMAG_{i,t} = LOCRHF \times MAX\{LOCRQ_{i,t} - RA_{i,t} + MIN(RA_{i,t}, DAOS_{i,t}), 0\}$
[신설 2021.9.18.]

$LOCMAG_{i,t}$: 발전하지 못한 전력량에 대해 정산받게 되는 시간대별 예비력용량 가치 정산금 [신설 2021.9.18.]
LOCRHF : 예비력용량가치 정산단가 [신설 2021.9.18.]
$LOCRQ_{i,t}$: 예비력용량가치 공급량 [신설 2021.9.18.]
$MAGF_{i,t}$: 발전량 감축시 발전기정지 여부 표시기로서 $DAOS_{i,t} > 0$, $MGO_{i,t} = 0$ 이면 "1", 그렇지 않으면 "0"
$MAP_{i,t}$: 하루전발전계획의 발전계획량 대비 거래시간에 감축한 전력량(MWh)에 대한 거래시간별 정산금
$MPMAG_{i,t}$: 발전하지 못한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금
$SCMAG_{i,t}$: 발전하지 못한 전력량에 대한 연료비
$MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$
단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$ <개정 2022.11.30>
$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수
SMP_t : 거래시간 계통한계가격
$MGO_{i,t}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각거래 시간별 발전 전력량(MWh)

허용오차(ε) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 ($RA_{i,t} \times 0.01$), 기타발전기는 ($RA_{i,t} \times 0.005$)를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5㎿, 최대허용오차는 5㎿를 적용한다. <개정 2023.9.26>

$RA_{i,t}$: 마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율을 고려하여 변경 입찰한 변경 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 $A_{i,t}$ 대치됨

$DAOS_{i,t}$: 하루전발전계획에서 배분된 발전기별 에너지발전량 <개정 2021.1.1>

$MEGW_{i,d,t}$: 하루전발전계획 수립 시점에 유효한 $MEGW_{i,t}$ 입찰값 [신설 2023.12.29.]

$MEGW_{i,r,t}$: 급전지시 시각에 유효한 $MEGW_{i,t}$ 입찰값 [신설 2023.12.29.]

하루전발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소의 지시에 의해 발전하지 못한 전력량정산금(MAP_i)는 다음과 같다. <개정 2021.1.1>

$$MAP_i = \sum_t MAP_{i,t}$$

③ 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산

하루전발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소의 지시에 의해 감축한 전력량은 발전계획량으로 발전 시 기대이익(발전하지 못한 전력량에 대한 시장가격정산금과 변동비의 차액)으로 정산한다. 단, CC모드로 입찰하여 하루전 발전계획에 반영된 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우, MAP 산정을 위한 SCMAG는 CC모드 변동비를 적용한다.

즉,

$MGO_{i,t} \geq Min(DAOS_{i,t}, RA_{i,t})$ 이면, $MAP_{i,t} = 0$,

그렇지 않으면,

$MAP_{i,t} = Max\{(MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t} - LOCMAG_{i,t}, 0\}$ <개정 2021.9.18.>

단, 고정출력 또는 하한제약발전기의 경우 아래 조건에 따라 지급여부를 판단한다.

가) 고정출력발전기

$Min(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \varepsilon \leq MGO_{i,t}$이면, $MAP_{i,t} = 0$

나) 하한제약발전기

$MEGW_{i,d,t} \geq DAOS_{i,t}$이고, $Min(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}, MEGW_{i,r,t}) - \varepsilon \leq MGO_{i,t}$이면, $MAP_{i,t} = 0$ <개정 2023.9.26., 2025.11.12.>

여기서,

$$MPMAG_{i,t} = MP_{i,t} \times [(Min(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t})] \times 1{,}000$$

$$SCMAG_{i,t} = QPC_i \times \{MIN(DAOS_{i,t}, RA_{i,t})^2 - MIN(MGO_{i,t}, RA_{i,t})^2\} + LPC_i \times \{MIN(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - MIN(MGO_{i,t}, RA_{i,t})\} + NLPC_i \times MAGF_{i,t}$$

단, 다조합 복합발전기의 $SCMAG_{i,t}$는 다음과 같이 계산한다.

$$SCMAG_{i,t} = Max[0, QPC_{i,x,t} \times \{MIN(DAOS_{i,t}, RA_{i,t})\}^2 - QPC_{i,y,t} \times \{MIN(MGO_{i,t}, RA_{i,t})\}^2 + LPC_{i,x,t} \times MIN(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - LPC_{i,y,t} \times MIN(MGO_{i,t},$$

$RA_{i,t}$) + ($NLPC_{i,x,t}$ - $NLPC_{i,y,t}$ × $MGOF_{i,t}$) × $DAOSF_{i,t}$]

여기서,

$MGOF_{i,t}$: 발전여부 표시기로서, $MGO_{i,t}$ = 0 이면 "0", 그렇지 않으면 "1"

$DAOSF_{i,t}$: 하루전발전계획 표시기로서, $DAOS_{i,t}$ = 0 이면 "0", 그렇지 않으면 "1"

<개정 2025.8.6.>

$QPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 1차증분가격계수

$NLPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 가격상수

$QPC_{i,y,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,y,t}$:1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,y,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,y,t}$:1조합 1차증분가격계수

$NLPC_{i,y,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,y,t}$:1조합 가격상수

$NGT_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 x:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전대수

$NGT_{i,y,t}$: 다조합 복합발전기 i의 y:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전 대수

x : 다조합 복합발전기 i가 Min($DAOS_{i,t}$, $RA_{i,t}$)를 발전하기 위한 운전조합

y : 다조합 복합발전기 i가 Min($MGO_{i,t}$, $RA_{i,t}$)를 발전하기 위한 운전조합

단, GT모드 운전시 변동비는 비용평가자료의 GT모드 입출력 특성계수를 적용한 비용계수를 사용한다.

$LOCMAG_{i,t}$ = $LOCRHF$ × MAX{$LOCRQ_{i,t}$ - $RA_{i,t}$ + MIN($RA_{i,t}$, $DAOS_{i,t}$), 0} [신설 2021.9.18.]

$LOCMAG_{i,t}$: 발전하지 못한 전력량에 대해 정산받게 되는 시간대별 예비력용량가치 정산금 [신설 2021.9.18.]

$LOCRHF$: 예비력용량가치 정산단가 [신설 2021.9.18.]

$LOCRQ_{i,t}$: 예비력용량가치 공급량 [신설 2021.9.18.]

$MAGF_{i,t}$: 발전량 감축시 발전기정지 여부 표시기로서 $DAOS_{i,t}$ > 0, $MGO_{i,t}$ = 0 이면 "1", 그렇지 않으면 "0"

$MAP_{i,t}$: 하루전발전계획의 발전계획량 대비 거래시간에 감축한 전력량(MWh)에 대한 거래시간별 정산금

$MPMAG_{i,t}$: 발전하지 못한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금

$SCMAG_{i,t}$: 발전하지 못한 전력량에 대한 연료비

$MP_{i,t}$: Min{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), $GP_{i,t}$), SMP_t} × $TLF_{i,t}$ <개정 2026.7.24.>

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: Min{Max(Min(SMP_t, EPC_x), $GP_{i,t}$), SMP_t} × $TLF_{i,t}$ <개정 2026.7.24.>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

SMP_t : 거래시간 계통한계가격

$MGO_{i,t}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각거래 시간별 발전 전력량(MWh)

허용오차(ε) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 (RAi,t × 0.01), 기타발전기는 (RAi,t × 0.005)를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5㎿, 최대허용오차는 5㎿를 적용한다. <개정 2023.9.26.>

$RA_{i,t}$: 입찰마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율 및 발전기의 여건변화 등을 고려하여 거래시간 1시간 이전까지 변경입찰한 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 $A_{i,t}$로 대치됨

$DAOS_{i,t}$: 하루전발전계획에서 배분된 발전기별 에너지발전량이며, 하루전발전계획을 재수립한 경우는 마지막 계획을 적용한다. <개정 2025.8.6.>

$MEGW_{i,d,t}$: 하루전발전계획 수립 시점에 유효한 $MEGW_{i,t}$ 입찰값 [신설 2025.11.12.]

$MEGW_{i,r,t}$: 급전지시 시각에 유효한 $MEGW_{i,t}$ 입찰값 [신설 2025.11.12.]

하루전발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소의 지시에 의해 발전하지 못한 전력량정산금(MAP_i)는 다음과 같다.

$$MAP_i = \sum_t MAP_{i,t}$$

<개정 2025.8.6., 2025.11.12., 2026.7.24.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

나. 수력발전기 <개정 2006.12.26>

① 발전계획량 이내에서 실제 계량된 전력량에 대한 정산

거래일의 총 발전계획량 이내에서 실제 발전한 전력량은 발전사업자가 제출한 발전계획시간대의 가중평균MP로 정산한다.

즉,

$$SEP_i = \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} \times Min\left(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}\right) \times 1{,}000$$

여기서,

$\sum_t EGW_{i,t} = 0$ 인 경우는 $SEP_i = 0$

$EGW_{i,t}$: 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량(MWh)

$REGW_{i,t}$: 발전사업자가 마감시간 이후 변경제출한 발전계획량. 만약 변경이 없는 경우에는 $EGW_{i,t}$로 대치됨(MWh)

$MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$
<개정 2022.11.30.>
<개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2021.1.1.>
$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수 <개정 2021.1.1.>
IMF <삭제 2021.1.1.>

② 실제 계량된 발전량이 발전계획량을 초과하는 경우 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산 <개정 2018.8.2., 2026.4.28.>
계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전계획량을 초과하여 발전하는 경우, 초과 발전한 전력량은 거래일의 최고MP와 기준용량 가격을 더한 값으로 정산한다.
즉,
$\sum_t MGO_{i,t} \leq Min(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t})$이면, $CON_i = 0$,
그렇지 않으면,

$$CON_i = Max(XESO_i,0) \times \{Max(MP_{i,1\cdots24}) + RCP_i \times RCF_i \times PCF_i\} \times 1{,}000$$

$$+ REOE_i \times \left\{ \frac{\sum_t MP_{i,t}}{24} + RCP_i \times RCF_i \times PCF_i \right\} \times 1{,}000$$

여기서,

$$XESO_i = Min(\sum_t MGO_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t} + XSO_i) - Max(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t})$$

$\sum_t REGW_{i,t} \leq \sum_t EGW_{i,t}$ 경우,

$$REOE_i = Min(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}) - \sum_t REGW_{i,t}$$

$\sum_t REGW_{i,t} > \sum_t EGW_{i,t}$ 경우,

$$REOE_i = Min(\sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}) - \sum_t EGW_{i,t}$$

$XESO_i$: 전력거래소 지시로 발전사업자가 제출한 거래일 총 발전계획량을 초과하여 발전한 실제 전력량(MWh)
XSO_i : 전력거래소가 거래일 총발전계획량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과전력량(MWh)
$REOE_i$: 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량과 변경 제출한 발전

계획량과의 차이(MWh)

$MP_{i,t}$: Min{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), $GP_{i,t}$), SMP_t,} × $TLF_{i,t}$ <개정 2026.7.24.>

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: Min{Max(Min(SMP_t, EPC_x), $GP_{i,t}$), SMP_t,} × $TLF_{i,t}$ <개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2021.1.1., 2026.7.24.>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수 <개정 2021.1.1.>

IMF <삭제 2021.1.1.>

③ 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전계획량 미만으로 발전한 경우, 발전하지 못한 전력량은 정산하지 않는다.

즉,

$\sum_t MGO_{i,t} \geq Min(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t})$이면,

$COFF_i = 0$, 그렇지 않으면,

$COFF_i = ENG_i \times 0$

여기서,

$$ENG_i = Min(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) - Min(\sum_t MGO_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t} - ENSO_i)$$

ENG_i : 전력거래소 급전지시로 실제 발전하지 못한 전력량(MWh)

$ENSO_i$: 전력거래소가 발전하지 못하도록 지시한 전력량(MWh)

다. 양수발전기 <개정 2006.12.26, 2010.12.28, 2012.5.31>

① 발전입찰량 이내에서 실제 계량된 전력량에 대한 정산 <개정 2012.5.31>

거래일의 총 발전입찰량 이내에서 실제 발전한 전력량은 발전사업자가 제출한 발전계획시간대의 가중평균 MP로 정산한다. <개정 2016.12.30.>

즉,

$$SEP_i = \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} \times Min(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}) \times 1{,}000$$

<개정 2016.12.30.>

여기서,

$\sum_{t} EGW_{i,t} = 0$ 인 경우는 $SEP_i = 0$

$MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$
단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$
<개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2021.1.1., 2022.11.30>
$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수 <개정 2021.1.1.>
IMF <삭제 2021.1.1.>

② 실제 계량된 발전량이 발전입찰량을 초과하는 경우 초과 발전한 전력량에 대한 정산 <개정 2012.5.31>
계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전입찰량을 초과하여 발전하는 경우, 초과 발전한 전력량은 거래일의 양수발전 실적시간대 최고MP로 정산한다. <개정 2016.12.30., 2025.4.9.>
즉,
$\sum_{t} MGO_{i,t} \leq Min(\sum_{t} EGW_{i,t}, \sum_{t} REGW_{i,t})$이면, $CON_i = 0$,
그렇지 않으면,
$CON_i = Max\{XESO_i - PV_i, 0\} \times Max(MP_{i,xet}) \times 1{,}000$
<개정 2012.5.31., 2016.12.30., 2025.4.9.>

여기서,
$XESO_i = Min(\sum_{t} MGO_{i,t}, \sum_{t} REGW_{i,t} + XSO_i) - Min(\sum_{t} EGW_{i,t}, \sum_{t} REGW_{i,t})$
$PV_i = Max\left\{(\sum_{t} REGW_{i,t} - \sum_{t} EGW_{i,t}),\ 0\right\}$
단, $\sum_{t} EGW_{i,t} = 0$ 이면, $\dfrac{\sum_{t}(EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_{t} EGW_{i,t}} = 0$
$XESO_i$: 거래소 지시로 거래일 총 발전계획량을 초과하여 발전한 실제 전력량
PV_i : 발전사업자가 제출한 변경 발전입찰량이 마감시간 이전에 제출한 발전입찰량을 초과할 경우, 초과 전력량(MWh)
$MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$
단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$
<개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2021.1.1., 2022.11.30.>
$MP_{i,xet}$: 발전입찰량을 초과하여 양수발전한 실적시간대의 양수발전기 $MP_{i,t}$
[신설 2025.4.9.]
$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수<개정 2021.1.1.>

IMF <삭제 2021.1.1.>
$VCGPS_i$ <개정 2012.5.31.> <삭제 2016.12.30.>
$VCPPS_i$ [신설 2010.12.28.] <삭제 2016.12.30.>

③ 실제 계량된 발전량이 발전입찰량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산 <개정 2012.5.31>
계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전입찰량 미만으로 발전하는 경우, 발전하지 못한 전력량은 발전할 경우의 기대이익(발전가격과 양수가격의 차이)으로 정산한다.
즉,
$\sum_t MGO_{i,t} \geq Min(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t})$이면, $COFF_i = 0$,
그렇지 않으면,
$COFF_i = Max\{(ENG_i - ENP_i \times \eta_a), 0\} \times Max(OC_i, 0) \times 1{,}000$
<개정 2012.5.31.>

여기서,

$$ENG_i = Max[(Min(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) - Max(\sum_t MGO_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t} - ENSO_i)), \quad 0]$$

$$ENP_i = Max[(Min(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t}) - Max(\sum_t MPE_{i,t}, (\sum_t RPO_{i,t} - PENSO_i)), \quad 0]$$

$$OC_i = \left(\frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} - (VCPPS_i / \eta_a) \right)$$

$\sum_t EGW_{i,t} = 0$인 경우는, $OC_i = 0$

ENP_i : 전력거래소의 지시로 실제 양수하지 못한 전력량
$PENSO_i$: 전력거래소가 양수하지 못하도록 지시한 전력량
η_a : 발전기 평균 종합효율 (양수효율×발전효율) [신설 2012.5.31]
$MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$
단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$
<개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2021.1.1., 2022.11.30.>
$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수 <개정 2021.1.1.>
IMF <삭제 2021.1.1.>
$VCPPS_i$: 거래일 발전기별 양수동력 변동비

[신설 2010.12.28.]

라. 중앙급전전기저장장치 [신설 2016.5.12.]

① 중앙계약전기저장장치를 제외한 중앙급전전기저장장치의 전력량에 대한 정산은 양수발전의 전력량에 대한 정산규칙을 준용하되, 주파수조정 서비스만 제공하는 중앙급전전기저장장치의 경우 충·방전 전력량을 다음과 같이 SMP로 정산한다. <개정 2017.12.29., 2022.11.30., 2025.10.1.>

$$SEP_i = \sum_t [[\text{방전량}(MWh)_{i,t} - \text{충전량}(MWh)_{i,t}] \times Min[SMP_t, EPC_x]$$

② 1항의 정산과 관련하여, 양수발전의 발전량은 전기저장장치의 방전전력량으로, 양수발전 변동비는 전기저장장치의 방전변동비로, 양수발전 양수동력변동비는 전기저장장치 충전변동비로, 양수발전의 양수전력량은 전기저장장치의 충전전력량으로, 양수발전의 발전기 평균 종합효율은 전기저장장치의 운전주기효율로 본다.

마. 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(구역전기발전기 제외) <개정 2006.12.26., 2009.12.31.> <목번호 변경 및 개정 2016.5.12.> <개정 2022.6.30., 2022.11.30., 2022.12.27., 2025.1.8.>

① 비중앙급전발전기와 비중앙급전전기저장장치가 발전한 전력량은 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산하며 기타 사항은 정산하지 않는다. 즉,

$$MEP_i = \sum_t (MGO_i \times Min(SMP_t, EPC_X))$$

단, 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 발전기가 발전한 전력량은 고정가격계약의 정산상한가격을 적용하여 다음과 같이 정산한다. 즉,

$$MEP_i = \sum_t (MGO_i \times Min(Min(SMP_t, EPC_X), UPFP_{i,c,t}/1{,}000))$$

② 제1항에도 불구하고 사용전검사 검사필증 기준 설비용량 100kW 미만인 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치가 발전한 전력량은 EPC를 고려하지 않고 SMP로 정산한다. 즉,

$$MEP_i = \sum_t (MGO_i \times SMP_t)$$

단, 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 발전기가 발전한 전력량은 고정가격계약의 정산상한가격을 적용하여 다음과 같이 정산한다. 즉,

$$MEP_i = \sum_t (MGO_i \times Min(SMP_t, UPFP_{i,c,t}/1{,}000))$$

③ 제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 태양광 또는 풍력설비에 연계된 ESS설비에 대해서는 「신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영 지침」 별표 2의 비고 제21호 따라 ESS설비의 가중치가 인정되는 시간대별 전력량을 제1항의 단서조항, 제2항의 단서조항에 따라 정산한다. 단, ESS설비의 접속점이 연계발전기의 계량점보다 하단에 설치되어 있는 경우로 ESS설비의 가중치가 인정되는 시간대별 전력량이 연계발전기의 시간대별 전력량보다 큰 경우에는 그 연계발전기의 시간대별 전력량을 적용한다.

④ 제3항에 따라 고정가격계약을 체결한 ESS설비중 공급인증서 비율계약을 체결한 경우에는 제4.2.1.6조 제2항에 따르며 계약비율(백분율 기준)은 소숫점 셋째 자리에서 반올림하여 계산한다.

바. 구역전기발전기 [신설 2019.1.2.] <개정 2022.6.30., 2022.11.30., 2025.1.8., 2025.8.6.>

① 구역전기발전기의 전력량에 대한 정산

구역전기발전기가 전력계통에 공급한 전력량은 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산한다. 즉,

$$MEP_i = \sum_t (MGO_{i,t} \times Min(SMP_t, EPC_X))$$

② 구역전기발전기의 역송전력량 비율에 따른 전력량정산금에 대한 차등금액 정산 [신설 2025.1.8.]

2025년 1월 1일 이후로 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자의 구역전기발전기의 당월 역송전력량이 당월 발전량의 30% 초과 65% 이하 구간에 대해 당월 전력량정산금의 15%를 차감하고, 65% 초과 100% 이하 구간에 대해 당월 전력량정산금의 25%를 차감하여 차등금액을 부과한다. 전력량정산금에 대한 차등금액은 익월 4차수 대금지급일 정산명세서에 반영한다.

단, 전력거래소의 급전지시에 따르는 경우 해당 시간의 역송전력량에 대해서는 차등금액을 적용하지 않는다.

$SERL_{i,m}$ 구간	30%이하	30%초과 ~ 65%이하	65%초과 ~ 100%이하
$SPFL_{i,m}$	0	15%	25%

$SERL_{i,m} \leq 30\%$ 이면,

$$SPPL_{i,m} = 0$$

30% < $SERL_{i,m}$ ≤ 65% 이면,

$$SPPL_{i,m} = MEP_{i,m} \times \frac{(SERL_{i,m} - 30\%)}{SERL_{i,m}} \times 15\%$$

65% < $SERL_{i,m}$ ≤ 100% 이면,

$$SPPL_{i,m} = MEP_{i,m} \times \frac{(SERL_{i,m} - 65\%)}{SERL_{i,m}} \times 25\% + MEP_{i,m} \times \frac{35\%}{SERL_{i,m}} \times 15\%$$

$SERL_{i,m}$(Sales Energy Ratio for a Local sales company) : 구역전기발전기의 당월 발전량 대비 당월 역송전력량의 백분율(%)

$SPFL_{i,m}$(Sales Energy Penalty Factor for a Local sales company) : 구역전기발전기의 당월 발전량 대비 당월 역송전력량의 비율에 따른 차등금액 가중치

$SPPL_{i,m}$(Sales Energy Penalty Payment for a Local sales company): 2025년 1월 1일 이후로 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자의 구역전기발전기 당월 발전량 대비 당월 역송전력량의 비율에 따른 전력량정산금 차등금액

$MEP_{i,m}$(Metered Energy Payment): 각 구역전기발전기의 거래 당월 전력량에 대한 정산금액

③ 제2항에서 구역전기발전기의 당월 발전량 대비 당월 역송전력량의 비율($SERL_{i,m}$)은 아래와 같이 산출한다. [신설 2025.1.8.]

$$SERL_{i,m} = \frac{\sum_{t}^{NT} MGO_{i,t}}{MSGL_{i,m} \times (1 - MLFL_i)} \times 100$$

여기서,

$MSGL_{i,m}$(Metered Self Generation for a Local sales company) : 구역전기발전기의 월별 자체발전 계량값(MWh, 주변압기 2차측 기준)

$MGO_{i,t}$: 구역전기발전기를 보유한 구역전기사업자의 계량 전력량(역송전력량)

NT(Number of Trading periods in a month): 1개월 동안의 거래시간

$\sum_{t}^{NT} MGO_{i,t}$: 구역전기발전기를 보유한 구역전기사업자의 월별 계량 전력량(역송전력량)

$MLFL_i$(Metered Loss Factor for a Local sales company) : 중앙급전 구역전기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경

우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수로써 154kV 변압기손실률 설계치인 0.765%를 적용 (전압이 동일한 경우 0 적용)

사. 직접전력거래 발전기 및 전기저장장치 <개정 2022.5.31., 2022.6.30., 2022.11.30., 2022.12.27., 2025.4.9., 2026.4.28.>

재생에너지전기공급사업자의 발전기 및 재생에너지전기저장판매사업자의 전기저장장치의 초과발전량 및 초과방전량은 다음 각 항과 같이 정산한다.

① 재생에너지전기공급사업자 직접전력거래 발전기 [신설 2026.4.28.]

재생에너지공급사업자의 직접전력거래 발전기가 전력시장에 공급한 전력량은 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산한다. 단, 발전량 균등정산방식의 발전기 및 비계통연계 직접전력거래 발전기가 공급한 전력량은 제외한다. 즉,

1. 재생에너지전기공급사업자에 공급하는 전력량을 초과하여 전력시장에서 거래하는 경우 <번호변경 2026.4.28.>

$$MEP_i = \sum_t (EEC_{i,t} \times Min(SMP_t, EPC_X))$$

2. 제1호에도 불구하고 사용전검사 검사필증 기준 설비용량 100kW 미만인 직접전력거래 발전기가 전력시장에 공급한 전력량은 EPC를 고려하지 않고 SMP로 정산한다. <번호변경 2026.4.28.>

$$MEP_i = \sum_t (EEC_{i,t} \times SMP_t)$$

여기서, 제1호 및 제2호에 적용하는 $EEC_{i,t}$는 다음과 같다.

가) 단일한 발전기(i=1)에서 전력을 공급하는 경우

$$EEC_{i,t} = \sum_k (MGO_{i,t} \times SRRL_k - TRS_{k,t}) \times CDOF_{i,k} \times GPGF_i$$

나) 두 개 이상의 발전기에서 단일한 전기사용자(k=1)에게 전력을 공급하는 경우

$$EEC_{i,t} = \left\{ \sum_i (MGO_{i,t} \times SRRL_k) - TRS_{k,t} \right\} \times \frac{MGO_{i,t}}{\sum_i MGO_{i,t}} \times CDOF_{i,k} \times GPGF_i$$

다) 발전량 균등정산방식을 선택하여 전력을 공급하는 경우

$$EEC_{i,t} = 0$$

단, 가), 나)에 해당하는 발전기가 제1.2.4조 제5항에 따라 직접전력거래비율을 적용하는 경우 $MGO_{i,t}$는 다음과 같다.

$$MGO_{i,t} = P_t \times SRER_i$$

$EEC_{i,t}$(Excess Energy for a Consumer) : 직접전력거래로 공급되는 발전사업자의 시간대별 계량전력량이 전기사용자가 사용한 시간대별 전력량에 전력 손실률이 적용된 값을 초과하여 전력시장으로 공급된 전력량

$TRS_{k,t}$(Traded energy through Renewable energy Supplier) : 직접전력거래를 통해 거래된 전기사용자의 전력량에 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률이 적용된 값

$MGO_{i,t}$: 직접전력거래를 통해 개별전기사용자에게 공급되는 i 발전기의 시간대별 계량전력량

$CDOF_{i,k}$(Certified Data On Flag) : 직접전력거래 데이터 확정 여부 표시기로써, 직접전력거래에 참여하는 발전설비와 전기사용자 전력량 정보가 취득된 후 직접전력거래 거래량 데이터가 확정되는 경우 1, 그렇지 않으면 0 [신설 2022.5.31.]

$GPGF_i$(Generator connected to the Power Grid Flag) : 직접전력거래 발전기 또는 전기저장장치 계통연계 여부 표시기로써, 직접전력거래에 참여하는 발전설비가 송·배전사업자의 전기설비와 연결되고, 발전사업허가를 취득하였을 경우 1, 그렇지 않으면 0 [신설 2022.11.30.] <개정 2026.4.28.>

$SRRL_k$(Supply Renewable energy Ratio for each consumer's Location) : 재생에너지전기공급사업자가 각 전기사용자의 전기사용장소에 공급하는 비율 <개정 2026.4.28.>

$SRER_{i(}$(Supplied Renewable Energy Ratio for direct ppa) : 재생에너지 발전기가 시간대별 거래량 중 직접전력거래로 공급하는 비율

P_t : 동일한 주변압기에 연결된 1기의 개별 발전기 계량값

3. 제4.1.10조 제2호에 따라 직접전력거래비율을 적용하는 발전기가 전력시장에서 거래하는 경우 <번호변경 2026.4.28.>

$$MEP_j = \sum_t (MGO_{j,t} \times Min(SMP_t, EPC_x))$$

이경우 $MGO_{j,t}$는 다음과 같다.

$MGO_{j,t} = P_t \times (1 - SRER_i)$

$MGO_{j,t}$: 발전기에서 생산되는 모든 시간대별 거래량에서 직접전력거래로 공급되는 거래량을 제외하고 전력시장에서 거래하는 전력량

$SRER_{i(}$(Supplied Renewable Energy Ratio for direct ppa) : 재생에너지 발전기가 시간대별 거래량 중 직접전력거래로 공급하는 비율

P_t : 동일한 주변압기에 연결된 1기의 개별 발전기 계량값

② 재생에너지전기저장판매사업자 직접전력거래 발전기 [신설 2026.4.28.]

재생에너지전기저장판매사업자의 직접전력거래 발전기가 전력시장에 공급한 전력량은 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산한다. 단, 비계통연계 직접전력거래 발전기가 공급한 전력량은 제외한다. 즉,

1. 재생에너지전기저장판매사업자의 전기저장장치에 공급하는 전력량을 초과하여 전력시장에서 거래하는 경우

$$MEP_i = \sum_t (EEE_{i,t} \times Min(SMP_t, EPC_X))$$

2. 제1호에도 불구하고 사용전검사 검사필증 기준 설비용량 100kW 미만인 직접전력거래 발전기가 전력시장에 공급한 전력량은 EPC를 고려하지 않고 SMP로 정산한다.

$$MEP_i = \sum_t (EEE_{i,t} \times SMP_t)$$

여기서, 제1호 및 제2호에 적용하는 $EEE_{i,t}$는 다음과 같다.

가) 단일한 발전기(i=1)에서 전력을 공급하는 경우

$$EEE_{i,t} = \sum_j (MGO_{i,t} \times SRRE_j - TEE_{j,t}) \times CDOF_{i,j} \times GPGF_i$$

나) 두 개 이상의 발전기에서 단일한 전기저장장치(j=1)에게 전력을 공급하는 경우

$$EEE_{i,t} = \left\{ \sum_i (MGO_{i,t} \times SRRE_j) - TEE_{j,t} \right\} \times \frac{MGO_{i,t}}{\sum_i MGO_{i,t}} \times CDOF_{i,j} \times GPGF_i$$

$EEE_{i,t}$(Excess Energy for a ESS) : 직접전력거래로 공급되는 발전사업자의 시간대별 계량전력량이 재생에너지전기저장판매사업자의 전기저장장치가 사용한 시간대별 전력량에 전력 손실률이 적용된 값을 초과하여 전력시장으로 공급된 전력량

$TEE_{j,t}$(Traded Energy to ESS) : 재생에너지전기저장판매사업을 통해 거래된 재생에너지전기저장판매사업자 전기저장장치의 전력량에 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률이 적용된 값

$MGO_{i,t}$: 직접전력거래를 통해 개별전기저장장치에게 공급되는 i 발전기의 시간대별 계량전력량

$CDOF_{i,j}$(Certified Data On Flag) : 직접전력거래 데이터 확정 여부 표시기로써, 직접전력거래에 참여하는 발전설비와 전기저장장치 전력량 정보가 취득된 후 직접전력거래 거래량 데이터가 확정되는 경우 1, 그렇지 않으면 0

$GPGF_i$(Generator connected to the Power Grid Flag) : 직접전력거래 발전기 또는 전기저장장치 계통연계 여부 표시기로써, 직접전력거래에 참여하는 발전

설비 또는 전기저장장치가 송·배전사업자의 전기설비와 연결되고, 발전사업허가를 취득하였을 경우 1, 그렇지 않으면 0

$SRRE_j$(Supply Renewable energy Ratio for each ESS) : 재생에너지발전설비가 재생에너지전기저장장치에 공급하는 비율

③ 재생에너지전기저장판매사업자의 직접전력거래 전기저장장치 [신설 2026.4.28.]

재생에너지전기저장판매사업자의 직접전력거래 전기저장장치가 전력시장에 공급한 전력량은 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산한다. 단, 전기사용자의 전기사용장소에 비계통연계되어 전기저장장치가 공급한 전력량은 제외한다. 즉,

1. 전기사용자의 전기사용장소에 공급하는 전력량을 초과하여 전력시장에서 거래하는 경우

$$MEP_j = \sum_t (EDE_{j,t} \times Min(SMP_t, EPC_X))$$

2. 제1호에도 불구하고 사용전검사 검사필증 기준 설비용량 100kW 미만인 재생에너지전기저장판매사업 전기저장장치가 전력시장에 공급한 전력량은 EPC를 고려하지 않고 SMP로 정산한다.

$$MEP_j = \sum_t (EDE_{j,t} \times SMP_t)$$

여기서, 제1호 및 제2호에 적용하는 $EDE_{j,t}$는 다음과 같다.

가) 단일한 전기저장장치(j=1)에서 전력을 공급하는 경우

$$EDE_{j,t} = \sum_k (EMGO_{j,t} \times SERL_k - TRS_{k,t}) \times CDOF_{j,k} \times GPGF_j$$

나) 두 개 이상의 전기저장장치에서 단일한 전기사용장소(k=1)에게 전력을 공급하는 경우

$$EEC_{j,t} = \left\{ \sum_i (EMGO_{j,t} \times SERL_k) - TRS_{k,t} \right\} \times \frac{EMGO_{j,t}}{\sum_j EMGO_{j,t}} \times CDOF_{j,k} \times GPGF_j$$

$EDE_{j,t}$(Excess Energy DisCharged of ESS for Customer) : 직접전력거래로 공급되는 재생에너지전기저장판매사업자 전기저장장치의 시간대별 계량방전량이 전기사용자의 전기사용장소가 사용한 시간대별 전력량에 전력 손실률이 적용된 값을 초과하여 전력시장으로 공급된 전력량

$TRS_{k,t}$(Traded energy through Renewable energy Supplier) : 직접전력거래를 통해 거래된 전기사용자의 전력량에 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률이 적용된 값

$EMGO_{j,t}$: 직접전력거래를 통해 개별 전기사용자에게 공급되는 j 전기저장장치의 시간대별 계량전력량

$CDOF_{j,k}$(Certified Data On Flag) : 직접전력거래 데이터 확정 여부 표시기로써, 직접전력거래에 참여하는 전기저장장치와 전기사용자의 전력량 정보가 취득된 후 직접전력거래 거래량 데이터가 확정되는 경우 1, 그렇지 않으면 0

$GPGF_j$(Generator connected to the Power Grid Flag) : 직접전력거래 발전기 또는 전기저장장치 계통연계 여부 표시기로써, 직접전력거래에 참여하는 발전설비 또는 전기저장장치가 송·배전사업자의 전기설비와 연결되고, 발전사업허가를 취득하였을 경우 1, 그렇지 않으면 0

$SERL_k$(Supply ESS Renewable energy Ratio for each consumer's Location) : 재생에너지전기저장판매사업자가 각 전기사용자의 전기사용장소에 공급하는 비율

차. 제3자간 전력거래 발전기 [신설 2026.4.28.]

제3자간 전력거래에 의해 전기판매사업자에게 전력을 공급하는 발전기의 정산은 재생에너지전기공급사업자의 직접전력거래 발전기의 정산방식을 따른다.

아. 수소발전입찰시장 계약발전기 [신설 2023.8.30.]

수소발전입찰시장 계약발전기가 발전한 전력량은 SMP로 정산하며 기타 사항은 정산하지 않는다. 즉, $MEP_i = \sum_t (MGO_i \times SMP_t)$

자. 준중앙급전자원 [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

연료형·재생에너지형 준중앙급전발전기, 재생에너지형 준중앙집합전력자원에 속한 발전기의 전력량 정산은 마. 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 전력량 정산산식을 따른다.

2. 공급가능용량에 대한 정산

가. 일반발전기(수력 및 양수 및 중앙급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기) <개정 2006.12.26., 2019.1.2., 2021.1.1.>

일반발전기의 용량정산금(CP_i)은 발전사업자가 입찰시 제시한 공급가능용량과 거래시간별 재선언공급가능용량 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다. 즉,

$TPCP_{i,t} = Min(A_{i,t}, RA_{i,t}, Max(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$

단, 원자력발전기에 대해서는 급전지시 허용오차를 준수하는 한 다음과 같이 계량값에 의해 정산하고,<개정 2012.12.31>

$TPCP_{i,t}$ = Min($A_{i,t}$ + 5, $RA_{i,t}$ + 5, $MGO_{i,t}$) × ($HCF_{i,t}$ + β) × 1,000 <개정 2009.06.30., 2015.9.30.>

복합발전기의 온도예보 갱신에 따른 공급가능용량 변경에 대해서는 재선언공급 가능용량을 반영하여 아래와 같이 정산한다. [신설 2012.12.31]

$TPCP_{i,t}$ = Min($TA_{i,t}$, $RA_{i,t}$, Max($MGO_{i,t}$, $FCA_{i,t}$)) × ($HCF_{i,t}$ + β) × 1,000 [신설 2012.12.31.]

여기서,

$TA_{i,t}$: 일기예보 갱신에 따른 복합발전기 시간대별 재선언공급가능용량

$HCF_{i,t}$ = RCP_i × RCF_i × TCF_t × PCF_i <개정 2016.10.31., 2022.5.31.>

$TPCP_{i,t}$: 시간대별 용량정산금

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

PCF_i : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>

$FCA_{i,t}$: Max($OFCA_{i,t}$, $MGO_{i,t}$) <개정 2021.12.28.>

$OFCA_{i,t}$: 거래시간의 각 발전기별 연료량(전기에너지로 환산량)

$OR_{i,t}$ <삭제 2021.1.1.>

$DAOS_{i,t}$: 하루전발전계획에서 배분된 발전기별 에너지발전량 <개정 2021.1.1>

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

각 발전기의 거래일 용량정산금($CP_{i,t}$)은 다음과 같다.

$$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t}$$

나. 수력발전기 <개정 2006.12.26>

수력발전소 용량정산금($CP_{i,t}$)은 발전사업자가 입찰시 제시한 발전계획량과 거래시간별 재선언한 발전계획량 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다. 즉,

$TPCP_{i,t}$ = Min($EGW_{i,t}$, $REGW_{i,t}$) × ($HCF_{i,t}$ + β) × 1,000

여기서,

$HCF_{i,t}$ = RCP_i × RCF_i × TCF_t × PCF_i <개정 2016.10.31., 2022.5.31.>

$TPCP_{i,t}$: 시간대별 용량정산금

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

PCF_i : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

각 발전기의 거래일 용량정산금(CP_i)은 다음과 같다.

$$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t}$$

다. 양수발전기 <개정 2006.12.26., 2021.9.18.>

양수 발전기의 용량정산금($TPCP_i$) 은 다음 식에 따라 거래일 단위로 정산한다. 즉,

$TPCP_{i,t} = RA_{i,t} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times ECPF_{i,t} \times 1000$

여기서,

$ECPF_{i,t}$ = 용량가격 지급 여부 표시기로서 거래시간 1시부터 8시까지는 '0', 그 외의 시간은 '1'

$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$ <개정 2022.5.31.>

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

PCF_i : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>

$PTCF_i$: [신설 2019.12.13.] <삭제 2021.9.18.>

ζ_i : <개정 2004.4.22> <삭제 2021.9.18.>

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

각 발전기의 거래일 용량정산금(CP_i)은 다음과 같다.

$$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t}$$

라. 전기저장장치 [신설 2016.5.12.]

① 중앙계약전기저장장치를 제외한 중앙급전전기저장장치의 용량정산금($TPCP_{i,t}$)은 아래와 같이 정산한다. <개정 2022.5.31., 2025.10.1.>

$TPCP_{i,t} = RA_{i,t} \times EFCR_i \times (EHCF_{i,t} + \beta) \times 1000$

여기서,

$EFCR_i$: 비용평가위원회에서 결정한 실효용량비율

$EHCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times PCF_i$

$EHCF_{i,t}$: 전기저장장치의 거래시간별 용량가격

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

PCF_i : 성과연동형용량가격계수

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장제2절에 따른다.

각 중앙급전전기저장장치의 거래일 용량정산금(CP_i)은 다음과 같다.

$$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t}$$

② 1항의 정산과 관련하여, 실효용량비율은 전기저장장치의 최대방전용량과 최대저장전력량을 고려하여 비용평가위원회에서 결정한다. <개정 2021.9.18., 2022.5.31.>

③ 또한, 전기저장장치의 용량가격보정계수는 양수발전의 용량가격보정계수를 준용한다. [신설 2021.9.18.]

마. 용량가격 정산에서 제외되는 발전기 [신설 2003.9.18.] <목번호 변경 2016.5.12.>
주파수조정 서비스만 제공하는 중앙급전전기저장장치, 중앙급전발전기에 해당하지 않은 발전기와 상업운전 개시 이전의 발전기는 용량정산금을 지급하지 않는다. 다만, 제18.3조 제8항의 지시에 의한 경우에는 제18.3조 제11항에 의하여 지급할 수 있다. <개정 2006.9.14., 2007.7.23., 2017.12.29>

바. 제주지역발전기에 대한 기준용량가격의 적용 <목번호 변경 2016.5.12.>
제주지역의 발전기에 대한 기준용량가격의 적용은 "나. 일반발전기"의 규정에도 불구하고 제주지역의 전력계통 특수성을 감안하여 비용평가위원회에서 별도로 정할 수 있다.

사. 중앙급전 구역전기발전기 [신설 2019.1.2.]

① 중앙급전 구역전기발전기의 용량정산금(CP_i)은 구역수요 초과 공급가능용량 및 실제 공급가능용량이 20MW 이상인 경우에 한해, 구역수요 초과 공급가능용량, 거래시간별 재선언 공급가능용량 및 실제 공급가능용량 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다. 즉,

$TPCP_{i,t} = Min(AL_{i,t}, RAL_{it}, AAL_{it,}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$

여기서,

$AL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량

$RAL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 변경 구역수요 초과 공급가능용량, 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 $AL_{i,t}$ 대치됨

$AAL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 실제 구역수요 초과 공급가능용량

$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$ <개정 2022.5.31.>

$TPCP_{i,t}$: 시간대별 용량정산금

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

PCF_i : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

각 중앙급전 구역전기발전기의 거래일 용량정산금(CP_i)은 다음과 같다.

$$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t}$$

② 중앙급전 구역전기발전기의 구역수요 초과 공급가능용량이 실제 구역수요 초과 공급가능용량을 초과할 경우 중앙급전 구역전기발전기의 거래시간별 용량정산금에서 차감하여야 하는 위약금은 아래와 같이 산정한다. 즉,

$TPCL_{i,t} = (RAL_{i,t} - AAL_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times APCF_{i,t} \times 1{,}000$

여기서,

$TPCL_{i,t}$: 실제 공급가능용량을 초과하여 입찰한 공급가능용량에 대한 거래시간별 위약금

$APCF_{i,t}$: 거래시간별 실제 공급가능용량 초과율에 따른 위약금 가중치로서 아래 표에 따라 산정. 단, 최초로 중앙급전 구역전기발전기로 등록된 시점부터 1년간은 $APCF_{i,t}$의 50%를 적용한다.

$AERL_{i,t}$ [%]	10미만	10이상 15미만	15이상 20미만	20이상 25미만	25초과
$APCF_{i,t}$	0	0.5	1.0	1.5	2

$AERL_{i,t}$: 거래시간별 실제 공급가능용량을 초과하여 중앙급전 구역전기발전기가

입찰한 공급가능용량의 백분율로서 아래와 같이 산출

$$AERL_{i,t} = \frac{RAL_{i,t} - AAL_{i,t}}{AAL_{i,t}} \times 100$$

각 발전기의 거래일 용량정산금에서 차감하여야 할 공급가능용량 초과입찰에 대한 위약금($APCL_i$)은 다음과 같다.

$$APCL_i = \sum_t TPCL_{i,t}$$

3. 양수발전기의 양수동력 정산

양수동력의 정산은 법 제16조의 규정에 의하여 기후에너지환경부장관의 인가를 받은 기본공급약관 제59조(산업용전력)의 규정에도 불구하고 다음의 정산기준에 따른다. <개정 2026.1.28.>

가. 양수계획량 이내에서 실제 계량된 양수전력량에 대한 비용정산 <개정 2012.5.31., 2025.8.6.>

거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량 이내에서 실제 계량된 양수전력량의 정산은 양수계획시간대의 가중평균MP로 정산한다. 즉,

$$\mathrm{OPEP_i} = \frac{\sum_t (\mathrm{PO_{i,t}} \times \mathrm{MP_{i,t}})}{\sum_t \mathrm{PO_{i,t}}} \times \mathrm{Min}\left\{\sum_t \mathrm{RPO_{i,t}},\ \sum_t \mathrm{MPE_{i,t}}\right\} \times 1{,}000$$

여기서,

$\sum_t \mathrm{RPO_{i,t}} = 0$ 이면 $\mathrm{OPEP_i} = 0$,

$\sum_t \mathrm{PO_{i,t}} = 0$ 이면

$$\mathrm{OPEP_i} = \mathrm{Min}(\mathrm{MP_{i,9\ldots24}}) \times \mathrm{Min}\left(\sum_t \mathrm{RPO_{i,t}},\ \sum_t \mathrm{MPE_{i,t}}\right) \times \eta_a \times 1{,}000$$

$\mathrm{OPEP_i}$: 거래일 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량 이내에서 실제 양수한 전력량에 대한 정산금

$\mathrm{PO_{i,t}}$: 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 시간대별 양수계획량

$\mathrm{RPO_{i,t}}$: 발전사업자가 마감시간 이후에 변경하여 제출한 시간대별 양수계획량 [신설 2012.5.31]

$\mathrm{MPE_{i,t}}$: 양수발전기 계량설비에서 취득한 양수동력으로 사용된 전력량

$\mathrm{MP_{i,t}}$: $\mathrm{Min\{Max(Min(SMP_t,\ PC,\ EPC_x),\ GP_{i,t}),\ SMP_t,\}} \times \mathrm{TLF_{i,t}}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $\mathrm{MP_{i,t}}$: $\mathrm{Min\{Max(Min(SMP_t,\ EPC_x),\ GP_{i,t}),\ SMP_t,\}} \times \mathrm{TLF_{i,t}}$ <개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2022.11.30.>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

나. 실제 계량된 양수전력량이 양수계획량을 초과하는 경우 초과 양수한 전력량에 대한 비용정산 <개정 2025.8.6..>

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량을 초과하여 양수한 경우, 초과 양수한 전력량은 거래일의 양수동력 실적시간대 최저MP로 정산한다. <개정 2016.12.30., 2019.12.13., 2025.4.9.>

즉,

$\sum_{t} MPE_{i,t} \leq \sum_{t} RPO_{i}$ 이면. $CONPE_i = 0$

<개정 2012.5.31>

그렇지 않으면,

$$CONPE_i = Min(MP_{i,xpt}) \times XPE_i \times \eta_a \times 1{,}000 + \left[\begin{array}{l} Max\left\{ \sum_{t} MPE_{i,t} - \left(\sum_{t} RPO_{i,t} + XPESO_i \right),\ 0 \right\} \\ + Max\left\{ Min\left(\sum_{t} PO_{i,t},\ \sum_{t} MPE_{i,t} \right) - \sum_{t} RPO_{i,t},\ 0 \right\} \end{array} \right] \times Max(MP_{i,1\cdots24}) \times 1{,}000$$

<개정 2012.5.31., 2016.12.30., 2019.12.13., 2025.4.9.>

여기서,

$$XPE_i = Max\left\{ Min\left(\sum_{t} MPE_{i,t}, \sum_{t} RPO_{i,t} + XPESO_i \right) - Max\left(\sum_{t} PO_{i,t}, \sum_{t} RPO_{i,t} \right), 0 \right\}$$

$CONPE_i$: 전력거래소 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량을 초과하여 양수한 전력량에 대한 정산금

XPE_i : 전력거래소 지시로 실제 추가 양수한 전력량

$XPESO_i$: 전력거래소가 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량을 초과하여 양수하도록 지시한 초과 양수전력량

$PO_{i,t}$: 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 시간대별 양수입찰량

$RPO_{i,t}$: 발전사업자가 마감시간 이후에 변경 제출한 시간대별 양수입찰량

$MPE_{i,t}$: 양수발전기 계량설비에서 취득한 양수동력으로 사용된 전력량

$MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$ <개정 2008.4.22, 2013.2.28., 2022.11.30.>

$MP_{i,xpt}$: 양수계획량을 초과하여 양수동력한 실적시간대의 양수발전기 $MP_{i,t}$

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

다. 실제 계량된 양수량이 양수계획량 미만인 경우 양수하지 못한 전력량에 대한 정산 <개정 2025.8.6.>

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량 미만으로 양수한 경우, 양수하지 못한 전력량은 기대이익(양수하여 발전할 경우 얻을 수 있은 이익)을 지급한다.

즉,

$\sum_{t} MPE_{i,t} \geq \sum_{t} RPO_{i,t}$ 인 경우, $COFPE_i = 0$ <개정 2012.5.31>

그렇지 않으면,

$COFPE_i = Max\{ENP_i \times \eta_a \times OC_i,\ 0\} \times 1{,}000 \times (-1)$ <개정 2012.5.31>

여기서,

$$ENP_i = Max\left\{(Min(\sum_{t} PO_{i,t}, \sum_{t} RPO_{i,t}) - Max(\sum_{t} MPE_{i,t},\ (\sum_{t} RPO_{i,t} - PENSO_i)),\ 0\right\}$$

$$OCi = \left(\frac{\sum_{t} (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_{t} EGW_{i,t}} - \frac{\sum_{t} (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_{t} PO_{i,t} \times \eta_a} \right)$$ <개정 2012.5.31>

여기서 $\sum_{t} EGW_{i,t} = 0$ 이면

$$OC_i = \left(Max(MP_{i,1\ldots24}) - \frac{\sum_{t} (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_{t} PO_{i,t} \times \eta_a} \right)$$

<개정 2012.5.31>

단, $\sum_{t} RPO_{i,t} = 0$ 또는 $\sum_{t} PO_{i,t} = 0$ 이면 $OC_i = 0$

<단서신설 2012.5.31>

$COFPE_i$: 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량 미만으로 양수한 경우 양수하지 못한 전력량에 대한 정산금

$MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$ <개정 2008.4.22, 2013.2.28, 2022.11.30.>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

3.1 전기저장장치의 충전전력 정산 [신설 2016.5.12.]

가. 중앙계약전기저장장치를 제외한 중앙급전전기저장장치의 충전전력은 양수발전기의 양수동력에 대한 정산규칙을 준용한다. <개정 2025.10.1.>

나. 충전전력 정산과 관련하여, 양수발전기의 양수동력은 전기저장장치의 충전전력으로, 양수발전의 양수계획량은 전기저장장치의 충전계획량으로, 양수발전의 양수전력량은 전기저장장치의 충전전력량으로 본다.

다. 비중앙급전전기저장장치의 충전전력은 거래시간대별 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산하며 기타 사항은 정산하지 않는다. 다만, 연계된 발전기의 설비용량이 100kW 미만인 경우에는 거래시간대별 SMP로 정산한다. <개정 2022.11.30.>

라. 재생에너지전기저장판매사업자의 전기저장장치 중 계통에 발전설비 없이 단독 연계되어있으며, 발전사업허가를 취득한 전기저장장치의 초과충전전력은 거래시간대별 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산하며 기타 사항은 정산하지 않는다. 다만, 연계된 발전기의 설비용량이 100kW 미만인 경우에는 거래시간대별 SMP로 정산하며, 전기저장장치와 전기사용자의 전기사용장소가 비계통연계 되어있을 경우에는 정산하지 않는다. 즉,

$$ECE_{j,t} = \sum_{j}(MCA_{j,t} - ASRES_{j,t}) \times EPLF_{j}$$

$$ASRES_{j,t} = SRES_{j,t} \times (1 - LFRE_{j})$$

$ECE_{j,t}$(Excess Energy Charged of ESS for Customer) : 재생에너지저장판매사업을 통해 전기를 공급받는 재생에너지전기저장판매사업자의 전기저장장치가 시간대별 계량충전량이 재생에너지발전기의 시간대별 발전전력량을 초과하여 전력시장으로 공급받은 전력량

$MCA_{j,t}$(Metered Charged Amount) : 재생에너지전기저장판매사업자의 전기저장장치에 충전되는 전기저장장치의 시간대별 계량 충전량

$ASRES_{j,t}$(Adjusted SRES) : 재생에너지전기저장판매사업을 통해 전기저장장치에 공급되는 시간대별 전력량에 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률이 적용된 값

$EPLF_{j}$(ESS connected to the Power grid and Licensed Flag) : 전기저장장치 계통연계 여부 표시기로써, 재생에너지전기저장판매사업 전기저장장치가 송·배전사업자의 전기설비와 연결되고, 발전사업허가를 취득하였을 경우 1, 그렇지 않으면 0

$SRES_{j,t}$(Supplied energy through Renewable ESS energy Supplier) : 재생에너지저장판매사업을 통해 재생에너지전기저장판매사업자의 개별 전기저장장치에 공급된

시간대별 전력량

$LFRE_j$(Loss Factor for Renewable Energy) : 전기저장판매사업자의 개별 전기저장장치 직접전력거래 전력량에 적용되는 손실계수로써 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률 [신설 2026.4.28.]

4. 기동비용조정에 대한 정산

기동비용 조정($SUAP_i$)은 다음 공식에 따라 정해진다.

$SUAP_i = Max[\{SUC_i \times (NSUA_i - NSUS_i)\}, 0]$

여기서,

SUC_i : 발전기의 기동비용

$NSUA_i$: 거래일의 실제 기동을 실행한 횟수 <개정 2021.1.1>

$$NSUA_i = \sum_t SUA_{i,t}$$

거래기간 동안,

$MGO_{i,t-1} = 0$ 이고 $MGO_{i,t} > 0$ 이면, $SUA_{i,t} = 1$ 이고, 그렇지 않으면, $SUA_{i,t} = 0$

단, $MGO_{i,t-1} \neq 0$ 이며, $MGO_{i,t} > 0$ 인 경우에도 파급정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는 $SUA_{i,t} = 1$ <개정 2026.1.28.>

$NSUS_i$: 거래일의 계획된 총 기동 횟수 <개정 2021.1.1>

$$NSUS_t = \sum_t SUS_{i,t}$$

거래기간 동안,

$Min(DAOS_{i,t-1}, RA_{i,t-1}) = 0$ 이고 $Min(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) > 0$ 이면, $SUS_{i,t} = 1$이고, 그렇지 않으면, $SUS_{i,t} = 0$

단, 계통제약 사유로 $DAOS_{i,t} > 0$ 이고 $GP_{i,t} > SMP_t$이면서, 거래일의 연속운전시간 중 모든 시간대에서 $GP_{i,t} > SMP_t$이면 $SUS_{i,t} = 0$으로 하며, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는 $SUS_{i,t} = 1$ <개정 2026.1.28., 2026.4.28.>

단, 다조합 복합발전기의 기동비용 조정(SUAPi)은 다음과 같이 계산한다.

$SUAP_i = Max[\{GSUC_i \times (GNSUA_i - GNSUS_i)\}, 0] + Max[\{Max(SSUC_i, 0) \times (SNSUA_i - SNSUS_i)\}, 0]$

여기서,

$GSUC_i$: 다조합 복합발전기 i의 GT 1대에 대한 기동비용

$SSUC_i$: 다조합 복합발전기 i의 ST 1대에 대한 기동비용으로 비용위원회에서 의결된 복합(CC)기동비용에서 가스터빈(GT)기동비용을 차감하여 산정한다. <개정 2025.11.12.>

$GNSUA_i$: 다조합 복합발전기 i의 모든 가스터빈 발전기에 대한 거래일의 실제 기동을 실행한 횟수

$GNSUA_i = \sum_t \sum_j GSUA_{i,j,t}$

$GSUA_{i,j,t}$: 다조합 복합발전기 i의 가스터빈 발전기 j의 거래시간 t에서의 기동여부

$GGSI_{i,j,t-1} = 0$이며, $GGSI_{i,j,t} = 1$이면, $GSUA_{i,j,t}$ = 1이고, 그렇지 않으면, $GSUA_{i,j,t}$ = 0

단, $GGSI_{i,j,t-1} \neq 0$이며, $GGSI_{i,j,t} = 1$인 경우에도 파급정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는 $GSUA_{i,j,t}$ = 1 <개정 2023.6.30., 2026.1.28.>

$GGSI_{i,j,t}$: 다조합 복합발전기 i의 가스터빈 발전기 j의 거래시간 t에 대한 운전여부 [신설 2023.6.30.]

$SNSUA_i$: 다조합 복합발전기 i의 모든 스팀터빈 발전기에 대한 거래일의 실제 기동을 실행한 횟수

$SNSUA_i = \sum_t \sum_k SSUA_{i,k,t}$

$SSUA_{i,k,t}$: 다조합 복합발전기 i의 스팀터빈 발전기 k의 거래시간 t에서의 기동여부

$GSSI_{i,k,t-1} = 0$이며, $GSSI_{i,k,t} = 1$이면, $SSUA_{i,k,t}$ = 1 이고, 그렇지 않으면, $SSUA_{i,k,t}$ = 0

단, $GSSI_{i,k,t-1} \neq 0$ 이며 $GSSI_{i,k,t} = 1$ 인 경우에도 파급정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는 $SSUA_{i,k,t}$ = 1 <개정 2023.6.30., 2026.1.28.>

$GSSI_{i,k,t}$: 다조합 복합발전기 i의 스팀터빈 발전기 k의 거래시간 t에 대한 운전여부 [신설 2023.6.30.]

$MGO_{i,j,t}$: <삭제 2023.6.30.>

$MGO_{i,k,t}$: <삭제 2023.6.30.>

$GNSUS_i$: 다조합 복합발전기 i의 가스터빈 발전기 j에 대한 거래일의 계획된 총 기동 횟수

$GNSUS_i = \sum_t \sum_j GSUS_{i,j,t}$

$GSUS_{i,j,t}$: 다조합 복합발전기 i의 가스터빈 발전기 j의 거래시간 t에서의 기동계획 여부

$Min(DAOS_{i,j,t-1}, RA_{i,t-1}) = 0$이며, $Min(DAOS_{i,j,t}, RA_{i,t}) > 0$이면, $GSUS_{i,j,t}$ = 1 이고, 그렇지 않으면, $GSUS_{i,j,t}$ = 0

단, 계통제약 사유로 $DAOS_{i,j,t} > 0$ 이고 $GP_{i,t} > SMP_t$이면서, 거래일의 연속운전시간 중 모든 시간대에서 $GP_{i,t} > SMP_t$이면 $GSUS_{i,j,t}$ = 0으로 하며, 발전사업자의 사유로 기동한

경우에는 $GSUS_{i,j,t}$ = 1 <개정 2026.1.28., 2026.4.28.>

$SNSUS_i$: 다조합 복합발전기 i의 스팀터빈 발전기 k에 대한 거래일의 계획된 총 기동 횟수

$$SNSUS_i = \sum_t \sum_k SSUS_{i,k,t}$$

$SSUS_{i,k,t}$: 다조합 복합발전기 i의 스팀터빈 발전기 k의 거래시간 t에서의 기동계획 여부

$Min(DAOS_{i,k,t-1}, RA_{i,t-1})$ = 0이며 $Min(DAOS_{i,k,t}, RA_{i,t})$ > 0이면, $SSUS_{i,k,t}$ = 1 이고, 그렇지 않으면, $SSUS_{i,k,t}$ = 0

단, 계통제약 사유로 $DAOS_{i,k,t}$ > 0 이고 $GP_{i,t}$ > SMP_t이면서, 거래일의 연속운전시간 중 모든 시간대에서 $GP_{i,t}$ > SMP_t이면 $SSUS_{i,k,t}$ = 0으로 하며, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는 $SSUS_{i,k,t}$ = 1

<개정 2021.1.1., 2025.11.12., 2026.1.28., 2026.4.28.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

5. 한계조정발전기 조정에 대한 정산 <삭제 2021.1.1.>

6. SMP 결정시 제외된 발전기에 대한 추가 정산 <삭제 2021.1.1.>

7. 시운전 전력의 정산 <개정 2006.12.26., 2021.1.1>

가. 상업운전 이전에 발전사업자가 성능시험 등을 목적으로 전력거래소에 발전을 요청하고, 전력거래소에서 발전하도록 지시한 경우, 시운전 발전기가 생산한 전력량은 거래일의 가중평균 시장가격(MP)으로 정산한다. <목번호 신설 2016.5.12.>

즉,

$$EBCO_i = WMP_i \times \sum_t MGO_{i,t} \times 1{,}000$$

여기서,

$EBCO_{i,t}$: 발전기가 상업운전 이전에 생산한 전력량에 대한 정산금

WMP_i : 거래일 하루전발전계획에 적용하는 시간대별 수요로 가중을 준 평균MP (원/kWh).

$MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $Min\{Max(Min(SMP_t, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$ <개정 2008.4.22., 2013.2.28., 2022.11.30.>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF <삭제 2021.1.1.>

ED_t : 하루전발전계획에 적용된 시간대별 예측수요(MWh)

나. 중앙계약전기저장장치를 제외한 전기저장장치의 시운전전력에 대한 정산은 '가'의 발전기의 시운전전력 정산 규칙을 준용하되, 중앙계약전기저장장치의 시운

전 전력(충·방전량)의 경우 별도 정산을 시행하지 아니한다. [신설 2016.5.12.] <개정 2025.10.1.>

다. 급전지시에 의해 발전하였으나 초기입찰에 참여하지 못한 시운전발전기의 정산 [신설 2021.1.1.]

발전회사가 보칙 21.3조의 제8항에 의한 전력거래소의 급전지시에 의해 발전하였으나 초기입찰에 참여하지 못하여 하루전발전계획에 미반영된 경우에는 다음과 같이 정산한다. <개정 2021.12.28.>

발전한 전력량에 대해서는 시장정산금과 변동비 중 큰 값과 용량가격으로 정산한다. 즉,

$EACO_{i,t} = CONACO_{i,t} + CPACO_{i,t}$

$CONACO_{i,t} = MAX(MP_{i,t} \times 1{,}000 \times MGO_{i,t}, \ QPC_i \times MGO_{i,t}^2 + LPC_i \times MGO_{i,t} + NLPC_i)$

$CPACO_{i,t} = MGO_{i,t} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$

8. 대체연료 사용 발전기의 정산 <개정 2006.12.26., 2021.1.1.>

주연료로 LNG를 사용하는 발전기가 LNG 공급의 부족으로 대체연료를 사용할 경우 해당 발전기의 대체연료 사용 시 변동비를 적용하여 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 변동비보전정산금을 산정한다. 즉,

$SMWP_{i,t} = Max\ (SCMWG_{i,t} \times \gamma - MPMWG_{i,t}, 0)$

$$\gamma_i = \frac{\text{대체연료열량단가}}{\text{주연료열량단가}} \div (1 - \text{대체연료사용시 효율감소율}(\rho_i))$$

γ_i : 주연료 대비 대체연료 열량단가의 비와 대체연료 사용시 발전기 효율 감소율을 고려한 상수

ρ_i : 대체연료 사용시 효율 감소율이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다. <개정 2021.1.1.>

9. 보조서비스에 대한 정산 <제목변경 2006.9.14>

가. 정산기준 <개정 2006.9.14>

1) 1차주파수제어서비스 <개정 2021.1.1.>

① 발전사업자가 제공한 1차주파수제어서비스는 매시간별 주파수회복예비력 중 1차예비력을 제공한 발전기를 대상으로 제2항에 따라 정산한다. [신설 2008.10.31.] <개정 2011.6.30., 2019.12.13., 2021.1.1., 2021.12.28., 2025.8.6.>

② 발전사업자가 제공한 1차주파수제어서비스는 1차주파수제어서비스 제공량, 속도조정률 및 부동대에 따른 가중치를 고려하여 정산한다. 즉,

$PCASP_{i,t} = PCRQ_{i,t} \times SDWF_i \times DBWF_i \times PCHF$

여기서,

$PCASP_{i,t}$: 1차주파수제어서비스 정산금액

$PCRQ_{i,t}$: 발전기별 1차주파수제어서비스 공급량(1시간 평균)

$SDWF_i$: 속도조정률에 따른 가중치

$DBWF_i$: 부동대에 따른 가중치

$GFSF_{i,t}$ <삭제 2021.1.1.>

PCHF : 1차주파수제어서비스 정산단가 <개정 2021.1.1., 2025.8.6.>

③ 제2항의 1차주파수제어서비스 공급량, 속도조정율 가중치 및 부동대 가중치는 아래 각호과 같다. <개정 2019.12.13., 2020.7.8., 2021.1.1.>

1. 1차주파수제어서비스 공급량($PCRQ_{i,t}$)

발전기별 1차주파수제어서비스 공급량($PCRQ_{i,t}$)은 계통운영시스템(EMS)으로부터 취득되는 1차예비력공급량을 1시간 평균하여 아래와 같이 산정한다.

$$PCRQ_{i,t} = (\sum_{m=1}^{60} PRSC_{i,m})/60$$

$PRSC_{i,m}$: 발전기별 1차예비력 공급량 (EMS에서 1분 단위로 취득되는 상향예비력 기준)

2. 속도조정률 가중치($SDWF_i$) <개정 2019.12.13.>

속도조정률(%)	2이하	3이하	4이하	5이하	6이하	7이하	8이하	8초과
SDWF	1.075	1.05	1.025	1.0	0.95	0.9	0.85	0.8

3. 불감대 가중치($DBWF_i$) <개정 2019.12.13.>

불감대 증빙자료를 제출하지 않은 발전기는 최하위 불감대 가중치를 적용한다.[신설 2008.10.31] <개정 2019.12.13.>

불감대	%	0.04 이하	0.05 이하	0.06 이하	0.06초과
	Hz	59.976 ~ 60.024	59.97 ~ 60.03	59.964 ~ 60.036	59.964미만 또는 60.036초과
DBWF		1.05	1.025	1.0	0.0

4. 주파수추종 운전상태($GFSF_{i,t}$) <개정 2019.12.13.><삭제 2021.1.1.>

④ 발전사업자가 소유한 준중앙급전발전기, 중앙계약전기저장장치를 제외한 중앙급전전기저장장치의 1차주파수제어서비스 정산에 관하여는 제1항부터 제3항까지의 규정을 준용한다. [신설 2016.5.12.] <개정 2019.12.13., 2024.10.8., 2025.8.6., 2025.10.1.>

2) 2차주파수제어서비스 <개정 2006.9.14., 2019.12.13., 2020.7.8., 2021.1.1., 2025.8.6.>

① 발전사업자가 제공한 2차주파수제어서비스는 매시간별 주파수제어예비력을 제공한 발전기를 대상으로 하며, 2차주파수제어서비스 공급량(주파수제어예비력과 2차예비력), 제어가용률 및 제어성과에 따른 가중치를 고려하여 정산한다. 즉,

$SCASP_{i,t} = SCRQ_{i,t} \times CAWF_i \times CPWF_i \times SCHF$

여기서,

$SCASP_{i,t}$: 2차주파수제어서비스 정산금액

$SCRQ_{i,t}$: 2차주파수제어서비스 공급량

$CAWF_{i,t}$: 제어가용률에 따른 가중치

$CPWF_i$: 제어성과에 따른 가중치

SCHF : 2차주파수제어서비스 정산단가 <개정 2021.1.1.>

② 2차주파수제어서비스 공급량, 제어가용률 가중치 및 제어성과 가중치는 다음 각호와 같이 적용한다. <개정 2019.12.13., 2020.7.8., 2021.1.1., 2021.12.28., 2022.6.30.>

1. 2차주파수제어서비스 공급량($SCRQ_{i,t}$)

2차주파수제어서비스 공급량은 계통운영시스템(EMS)의 주파수제어예비력에서 1차예비력과 중복된 구간은 차감하여 다음과 같이 산정한다.

$$SCRQ_{i,t} = Max(FCRSC_{i,t} - PCRQ_{i,t}, 0)$$

여기서,

$FCRSC_{i,t}$: 발전기별 주파수제어예비력 1시간 평균(EMS에서 1분 단위로 취득되는 상향예비력 기준)

$$FCRSC_{i,t} = (\sum_{m=1}^{60} FCRSC_{i,m})/60$$

2. 제어가용률 가중치($CAWF_{i,t}$)

CAF [%]	15미만	15이상 20미만	20이상 25미만	25이상 30미만	30이상 35미만	35이상 40미만	40이상 45미만	45이상 50미만	50이상
CAWF	0.9	0.95	1	1.05	1.1	1.15	1.2	1.25	1.3

제어가용률은 입찰공급가능용량 대비 자동발전제어 운전용량의 백분율로서 아래와 같이 산출한다.

$$CAF_{i,t} = \frac{1}{60} \times \sum_{m=1}^{60} \frac{LFC_{i,m}^{\max} - LFC_{i,m}^{\min}}{RA_{i,t}} \times 100$$

여기서,

$LFC_{i,m}^{\max}$: 자동발전제어 최대운전용량 (매 1분)

$LFC_{i,m}^{\min}$: 자동발전제어 최소운전용량 (매 1분)

3. 제어성과 가중치($CPWF_i$)

CPF	0.5미만	0.5이상 ~ 0.6미만	0.6이상 ~ 0.7미만	0.7이상 ~ 0.8미만	0.8이상 ~ 0.9미만	0.9 이상 ~ 0.95미만	0.95이상
CPWF	0.8	0.85	0.9	0.95	1	1.05	1.1

제어성과는 당해 거래일의 실제출력과 계획출력의 상관계수로서 아래와 같이 산출한다. 단, 제1호의 발전기별 제어참여율이 1% 미만인 경우에는 가중치를 1로 적용한다.

$$CPF_i = CORREL_{day}(\overline{AG}_{i,m}, \overline{EG}_{i,m})$$

여기서,

$\overline{AG}_{i,m}$: 발전기 실제출력의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

$\overline{EG}_{i,m}$: 발전기 예상출력의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

$$\overline{EG}_{i,m} = \overline{DG}_{i,m} + \overline{GF}_{i,m}$$

$\overline{DG}_{i,m}$: EMS 요구출력의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

$\overline{GF}_{i,m}$: 조속기 예상응답량의 1분 평균

$$\overline{GF}_{i,m} = \frac{RG_i \times \overline{\triangle F_m}}{60 \times SD_i} \times 100$$

$\overline{\triangle F_m}$: 주파수편차의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

RG_i : 발전기의 정격출력(MW) (시장등록자료에 의거)

SD_i : 속도조정율(%) (주파수추종서비스 적용기준에 의거)

③ 복합발전기에 대한 제2항 제2호의 제어가용률은 가스터빈 운전용량과 스팀터빈 운전용량을 합하여 산정한다. 단, 스팀터빈 운전용량은 가스터빈 운전용량

에 0.5를 곱한 것으로 한다.

④ 제주도 발전기별 제어참여율은 출력증가/감소율을 기준으로 산정하며, 제어성과 가중치는 1로 한다. <개정 2019.12.13.>

⑤ 현장자료 취득 불량 등으로 실시간 자료취득이 불가능하여 2차주파수제어서비스의 정산이 불가능한 경우, 장애 이전 10분과 장애 복구 후 10분의 평균값을 적용한다. <개정 2019.12.13., 2021.1.1>

⑥ 발전사업자가 소유한 중앙계약전기저장장치를 제외한 중앙급전전기저장장치의 2차주파수제어서비스 정산에 관하여는 제1항부터 제5항까지의 규정을 준용한다. [신설 2016.5.12.] <개정 2019.12.13., 2021.1.1., 2025.8.6., 2025.10.1.>

3) 3차주파수제어서비스 <개정 2019.12.13., 2021.1.1.>

① 3차주파수제어서비스에 대한 정산은 사전에 정지상태 3차예비력과 속응성자원으로 지정된 경우에 한하여 제2항에 따라 정산한다. 단, 예비력 운영계획을 재수립할 경우, 재수립 이후 시간에 대해서는 신규 지정된 발전기에 한하여 정산한다. <개정 2011.12.2., 2019.12.13., 2021.1.1., 2021.12.28.>

② 발전기별 정산금은 다음 식에 따라 계산된다. <개정 2011.12.2., 2019.12.13., 2021.1.1., 2022.6.30.>

즉, $TCASP_{i,t} = TRASP_{i,t} + QSRASP_{i,t}$

여기에서,

$TCASP_{i,t}$: 3차주파수제어서비스 정산금

$TRASP_{i,t}$: 3차예비력 정산금

$QSRASP_{i,t}$: 속응성자원 정산금

1. 3차예비력 정산금($TRASP_{i,t}$)

3차예비력 정산금($TRASP_{i,t}$)은 사전에 정지상태의 3차예비력으로 지정된 경우에 제공하는 정산금으로 다음 식에 따라 정산한다.

$TRASP_{i,t} = TRSC_{i,t} \times TRHF$

여기서,

$TRASP_{i,t}$: 30분이내 목표출력에 도달 가능한 정지상태 3차예비력 정산금액

$TRSC_{i,t}$: 시간대별 지정된 30분 이내에 목표출력에 도달 가능한 정지상태 3차예비력(MWh)

TRHF : 30분 이내에 목표출력에 도달 가능한 정지상태 3차예비력 정산단가

2. 속응성자원 정산금($QSRASP_{i,t}$)

속응성자원 정산금($QSRASP_{i,t}$)은 정지상태의 속응성자원으로 지정된 경우에 제공하는 정산금으로 다음 식에 따라 정산한다.

여기서,

$QSRASP_{i,t} = QSRSC_{i,t} \times QSRHF$

$QSRASP_{i,t}$: 20분이내 목표출력에 도달 가능한 정지상태 속응성자원 정산금액

$QSRSC_{i,t}$: 시간대별 지정된 20분 이내에 목표출력에 도달 가능한 정지상태 속응성자원 발전력(MWh)

QSRHF : 20분 이내에 목표출력에 도달 가능한 정지상태 속응성자원 정산단가

4) 속응성자원서비스 [신설 2019.12.13.] <삭제 2021.1.1.>

5) 자체기동 서비스 <번호변경 2019.12.13.>

① 자체기동발전기에 대한 정산은 사전에 자체기동발전기로 지정되어 자체기동능력이 인정된 경우(아래 각호의 경우 포함)에 한하여 제2항에 따라 정산한다.

1. 설비점검 등의 사유로 지정된 발전기의 운전이 불가능하여 동일특성의 발전기로 대체 할 수 있는 경우에는 자체기동능력을 인정한다. [신설 2008.10.31.]

2. 2대 이상의 발전기가 자체기동발전기로 지정된 경우에는 모든 발전기가 운전이 가능할 경우에 한하여 자체기동능력을 인정한다. [신설 2008.10.31.]

3. 비상발전기 정비 등 자체기동서비스가 불가능할 경우에는 자체기동능력을 인정하지 않는다. [신설 2014.11.3.]

② 발전기별 정산금은 다음 식에 따라 계산된다. 즉,

$BSP_{i,t} = BSSC_i \times BSHF \times BSF_{i,t}$

여기에서,

$BSP_{i,t}$: 정산금액

$BSSC_i$: 자체기동발전기 지정 설비용량(MW)

BSHF : 정산단가 <개정 2008.10.31.>

$BSF_{i,t}$: 자체기동서비스 플래그 [신설 2014.11.3.]

6) 예비력용량가치 [신설 2021.1.1.]

① 예비력용량가치는 예비력 공급에 대한 정산금으로 1차주파수제어서비스와 2차예비력을 제공한 발전기를 대상으로 제2항에 따라 정산한다. <개정

2025.8.6.>

② 발전사업자가 제공한 예비력용량가치는 아래와 같이 산정한다.

$LOCRP_{i,t} = LOCRQ_{i,t} \times LOCRHF$

여기서,

$LOCRP_{i,t}$: 예비력용량가치 정산금액

$LOCRQ_{i,t}$: 예비력용량가치 공급량

LOCRHF : 예비력용량가치 정산단가 (계절별로 산정) <개정 2021.12.28.>

1. 예비력용량가치 공급량 ($LOCRQ_{i,t}$)

예비력용량가치 공급량은 주파수제어를 위해 제공된 예비력을 의미하며 1차주파수제어서비스 공급량과 2차예비력 공급량의 합으로 산정하되, 중복되는 구간은 제외한다 <개정 2021.12.28., 2025.8.6.>

$LOCRQ_{i,t} = PCRQ_{i,t} + \max(SRSC_{i,t} - PCRQ_{i,t}, 0)$ <개정 2021.12.28.>

$PCRQ_{i,t}$: 발전기별 1차주파수제어서비스 공급량

$SRSC_{i,t}$: 발전기별 2차예비력 1시간 평균 <개정 2021.12.28.>

(EMS에서 1분 단위로 취득되는 상향예비력 기준)

$$SRSC_{i,t} = (\sum_{m=1}^{60} SRSC_{i,m})/60$$

2. 예비력용량가치 정산단가 (LOCRHF)

예비력용량가치 정산단가는 직전년도 공급실적을 기준으로 1차예비력 및 2차예비력을 제공한 발전기들의 연료비와 시장가격의 차이를 평균한 값을 바탕으로 제2.5.3조의 계절별로 비용평가위원회에서 결정한다. 단, 석탄발전기의 예비력용량가치를 산정하는 경우 직전년도 발전기별 정산조정계수를 준용할 수 있다. <개정 2021.12.28., 2025.8.6.>

7) EMS의 예비력 공급량과 예비력용량가치 세부산정

① EMS의 1분 단위 예비력 항목별 공급량 산정기준은 계통평가세부운영규정에 의한다. <개정 2021.7.1.>

② 예비력용량가치 정산단가의 세부산정 기준은 비용평가 세부규정에 의한다.

나. 불이행시 정산

1) 주파수제어예비력서비스 <삭제 2021.1.1.>

2) 1차주파수제어서비스 <번호변경 및 개정 2019.12.13., 2021.1.1>

① 전력거래소의 사전 승인 없이 1차주파수제어서비스에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.

② 전력거래소에서 1차주파수제어서비스 이행상태를 평가하여 속도조정률 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다.(단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)

3) 2차주파수제어서비스 <개정 2019.12.13., 2021.1.1.>

① 전력거래소의 사전 승인 없이 2차주파수제어서비스에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.

② 전력거래소에서 2차주파수제어서비스 이행상태를 평가하여 출력증가/감소율 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다.(단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)

4) 3차주파수제어서비스 [신설 2019.12.13.] <번호변경 및 개정 2021.1.1., 개정 2025.8.6.>

① 3차주파수제어서비스로 지정된 발전기가 급전지시에도 불구하고 정해진 시간 내에 계통연결을 하지 못하거나 최소 운전시간이상 운전이 불가능할 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니하고 제2항에서 정하는 바에 따라 환수한다. 단, 고장 또는 기타사유로 3차주파수제어서비스 제공이 불가능하여 사전 신고한 경우에는 해당 시간에 대해서만 정산하지 아니한다.

② 제1항에 의한 정산금의 환수는 다음과 같이 적용한다.

$TCPP_i = 3 \times TCFP_i$

$TCPP_i$: 3차주파수제어서비스 불이행 발전기의 거래일 환수금액

$TCFP_i$: 3차주파수제어서비스 발전기의 거래일 예정 정산금액

5) 자체기동 서비스 <번호변경 2019.12.13.>

① 자체기동능력 시험후 기동능력을 보유하지 아니한 것으로 확인되는 발전기에 대하여는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니하고 제2항에서 정하는 바에 따라 환수한다. <개정 2008.10.31.>

② 제1항에 의한 정산금의 환수는 다음과 같이 적용한다.

$BSPP_i = 2 \times BSMP_i$

$BSPP_i$: 불이행 발전기의 환수금액

$BSMP_i$: 30일간 최대 정산가능금액<개정 2008.10.31.>

10. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

11. 예방정비 일정 변경에 대한 정산 <개정 2006.12.26., 2008.10.31., 2014.11.3> <조항번호변경 및 개정 2015.3.17.>

전력거래소가 전력계통의 안정 운영을 위해서 사업자가 제출한 예방정비 일정을 시간대별용량가격계수가 낮은 기간에서 높은 기간으로 변경한 경우에 지급하는 정산금은 다음과 같다. <개정 2014.11.3.> <개정 2015.3.17.>

가. 일반발전기(복합, 수력 및 양수를 제외한 발전기)

일반발전기의 계획예방정비계획 조정시에는 다음 식에 따라 조정 후 예방정비기간 동안 거래시간 단위로 추가용량요금($ACP_{i,t}$)을 지급한다. 즉,

$ACP_{i,t} = Max((PMA_i - Min(A_{i,t}, RA_{i,t}, MCO_{i,t})), 0) \times (DCF_i + \beta) \times ACTF \times 1{,}000$ <개정 2021.1.1>

여기서,

$DCF_i = RCP_i \times RCF_i \times [Max\{(TCF_d - TCF_{bd}) \div AOHD, 0\}] \times PCF_i$ <개정 2015.3.17. 2016.10.31., 2022.5.31.>

$ACP_{i,t}$: 계획예방정비계획 조정으로 인한 시간대별 추가용량요금

PMA_i : 발전기가 전년도 예방정비 기간을 제외한 기간동안의 용량정산금 정산에 반영된 공급가능용량의 합계를 예방정비기간을 제외한 기간으로 나눈 예방정비 발전기 설비용량(kW) [신설 2008.10.31]

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

TCF_d : 예방정비일정 조정 후 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계 <개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

TCF_{bd} : 예방정비일정 조정 전 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계 <개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

AOHD : 조정 후 예방정비기간(시간단위) [신설 2015.3.17.]

PCF_i : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>

$FCA_{i,t}$ <삭제 2021.1.1>

$OFCA_{i,t}$ <삭제 2021.1.1>

$OR_{i,t}$ <삭제 2021.1.1>

$DAOS_{i,t}$ <삭제 2021.1.1>

ACTF : 계획예방정비계획 조정 플래그이며, 거래소가 계획예방정비계획을 조정하

면 1, 그렇지 않으면 “0”임[신설 2008.10.31.]

각 발전기의 거래일 추가용량정산금(ACP_i)은 다음과 같다.

$$ACP_i = \sum_t ACP_{i,t}$$

나. 복합 및 수력발전기<개정 2008.10.31>

복합 및 수력발전기의 계획예방정비계획 조정시에는 다음 식에 따라 조정 후 예방정비기간동안 거래시간 단위로 추가용량정산금($ACP_{i,t}$)을 지급한다. 즉,

$ACP_{i,t} = PMA_i \times PRAF_i \times (DCF_i + \beta) \times ACTF \times 1{,}000$ <개정 2008.10.31>

여기서,

$DCF_i = RCP_i \times RCF_i \times [Max\{(TCF_d - TCF_{bd}) \div AOHD, 0\}] \times PCF_i$ <개정 2015.3.17., 2016.10.31., 2022.5.31.>

$ACP_{i,t}$: 계획예방정비계획 조정으로 인한 시간대별 추가용량정산금

PMA_i : 개별 예방정비발전기 설비용량(kW)[신설 2008.10.31]

$PRAF_i$: 발전기가 전년도 예방정비 기간을 제외한 기간 동안의 설비용량대비 공급가능용량 입찰률[신설 2008.10.31]

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

TCF_d : 예방정비일정 조정 후 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계<개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

TCF_{bd} : 예방정비일정 조정 전 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계<개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

AOHD : 조정 후 예방정비기간(시간단위) [신설 2015.3.17.]

PCF_i : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>

ACTF : 계획예방정비계획 조정 플래그이며, 전력거래소가 계획예방정비계획을 조정하면 “1“, 그렇지 않으면 “0”임 <개정 2008.10.31.>

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

각 발전기의 거래일 추가용량정산금(ACP_i)은 다음과 같다.

$$ACP_i = \sum_t ACP_{i,t}$$

다. 양수발전기

양수발전기의 계획예방정비계획 조정시에는 다음 식에 따라 조정 전 예방정비기간동안 거래시간 단위로 추가용량요금($ACP_{i,t}$)을 지급한다. 즉,

$ACP_{i,t} = PMA_i \times (DCF_i + \beta) \times ECPF_{i,t} \times ACTF \times 1{,}000$ <개정 2008.10.31., 2021.9.18.>

여기서,
$ECPF_{i,t}$ = 용량가격 지급 여부 표시기로서 거래시간 1시부터 8시까지는 '0', 그 외의 시간은 '1' [신설 2021.9.18.]
$DCF_i = RCP_i \times RCF_i \times [Max\{(TCF_d - TCF_{bd}) \div AOHD, 0\}] \times PCF_i$ <개정 2015.3.17., 2016.10.31., 2022.5.31.>
$ACP_{i,t}$: 계획예방정비계획 조정으로 인한 시간대별 추가용량요금
PMA_i : 예방정비용량으로 예방정비 개별 발전기의 최대발전용량(MGC)을 적용한다(kW)[신설 2008.10.31]
RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격
RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정
TCF_d : 예방정비일정 조정 후 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계<개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>
TCF_{bd} : 예방정비일정 조정 전 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계<개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>
AOHD : 조정 후 예방정비기간(시간단위) [신설 2015.3.17.]
PCF_i : 성과연동형용량가격계수 <개정 2022.5.31.>
ACTF : 계획예방정비계획 조정 플래그이며, 전력거래소가 계획예방정비계획을 조정하면 "1", 그렇지 않으면 "0"임<개정 2008.10.31.>
ζ_i : <개정 2004.4.22.> <삭제 2021.9.18.>
β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.
[신설 2008.10.31]

각 발전기의 거래일 추가용량정산금($ACP_{i,t}$)은 다음과 같다.

$$ACP_i = \sum_t ACP_{i,t}$$

12. 기타 정산 <조항번호변경 2006.12.26., 2015.3.17.>

가. 기동대기 발전기의 정산 <개정 2009.06.30>
계통의 안정적인 운영을 목적으로 전력거래소에서 발전사업자에게 기동대기를 지시한 경우에는 다음과 같이 정산한다.

① 계통연결 지시로 기동대기한 비용정산
전력거래소에서 발전사업자에게 계통연결을 지시하고, 계통연결 전에 계통연결 지시를 취소한 경우에는 기동대기 시작시간부터 기동대기 마지막시간에 들어간 비용은 다음과 같이 정산한다. 단, 계통연결 대기시간이 거래일 2일 이상 지속되는 경우에는 연속되는 시간을 고려하여 거래일별로 정산한다. <개정 2011.12.2>

즉, $SUSBC_{i,t} = \frac{SUC_i}{SUH_i} \times TH_{i,t}$

여기서,

$SUSBC_{i,t}$: 전력거래소가 기동대기를 지시한 경우 시간대별 정산금(원)

SUH_i : 기동에 소요되는 시간이며, 제2장제2절에 따라 제출한 기동시간(기동비 산정에 적용한 시간)을 사용한다.

TH_i : 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는시간(계통연결 대기시간)

$TH_i = \sum_t TH_{i,t}$

기동대기시작시간 : 전력거래소가 발전기를 기동하여 계통에 연결할 것을 지시한 계통연결 예정시간에서 기동시간(SUH_i)을 뺀 시간

기동대기마지막시간 : 전력거래소가 계통연결을 취소한 시간 또는 계통연결예정시간을 지나서 계통연결된 시간

각 발전기의 거래일 기동대기발전기 정산금은 다음과 같다.

$SUSBC_i = \sum_t SUSBC_{i,t}$

단, 다조합 복합발전기의 계통연결 지시로 기동대기한 비용($SUSBC_{i,t}$)은 다음과 같이 계산한다. <개정 2023.6.30.>

$SUSBC_{i,t} = \sum_j \frac{GSUC_i}{GSUH_i} \times GTH_{i,j,t} + \frac{SSUC_i}{SSUH_i} \times STH_{i,t}$

여기서,

$GSUC_i$: 다조합 복합발전기 i의 가스터빈발전기의 기동비용

$SSUC_i$: 다조합 복합발전기 i의 스팀터빈발전기의 기동비용으로 비용위원회에서 의결된 복합(CC)기동비용에서 가스터빈(GT)기동비용을 차감하여 산정한다. <개정 2025.11.12.>

$GSUH_i$: 다조합 복합발전기 i의 가스터빈발전기의 기동소요시간

$SSUH_i$: 다조합 복합발전기 i의 스팀터빈발전기의 기동소요시간

$GTH_{i,j}$: 가스터빈 발전기 j의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는시간(계통연결 대기시간)

$GTH_i = \sum_t \sum_j GTH_{i,j,t}$ <개정 2023.6.30.>

STH_i : 스팀터빈 발전기의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는시간(계통연결 대기시간)

$STH_i = \sum_t STH_{i,t}$

각 발전기의 거래일 기동대기발전기 정산금은 다음과 같다.

$SUSBC_i = \sum_t SUSBC_{i,t}$

[신설 2021.1.1.] <개정 2025.11.12.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

② 발전기가 열간(HOT) 기동대기한 경우의 비용정산 [신설 2011.12.2]

전력거래소가 안정적 계통운영을 위해 발전기의 신속한 계통연결을 목적으로 발전사업자에게 열간(HOT) 기동대기 지시를 한 경우 비용은 다음과 같이 정산한다. 단, 열간 기동 대기시간이 거래일 2일 이상 지속되는 경우에는 연속되는 시간을 고려하여 거래일별로 정산한다.

즉, $HSUSBC_{i,t} = (\frac{SUC_i}{SUH_i} \times HSUTH_{i,t} \times HSUF) + (HSBTH_{i,t}) \times SUC_i \times HCR$

$HSUSBC_{i,t}$: 전력거래소 지시에 의한 시간대별 기동대기 정산금

HSUF : 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기 (계통연결이 이뤄진 경우 "0", 계통연결이 이뤄지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우 "1")

$HSUTH_i$: 열간 기동대기를 위한 기동시간 (열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$HSUTH_i = \sum HSUTH_{i,t}$

$HSBTH_i$: 열간 기동대기 상태시간(열간 기동대기 시작시간부터 열간 기동대기 마지막 시간까지 소요되는 시간)

$HSBTH_i = \sum HSBTH_{i,t}$

기동준비 시작시간 : 열간 기동대기 시작시간에서 기동시간(SUH_i)을 뺀 시간

기동준비 마지막시간 : 열간 기동대기 시작시간 이전 열간 기동대기 준비가 완료 또는 취소된 시간

열간 기동대기 시작시간 : 전력거래소에서 지시한 열간 기동대기 시작시간

열간 기동대기 마지막시간 : 열간 기동대기 시작시간 이후 계통연결 또는 열간 기동대기가 취소된 시간

HCR : 열간 기동대기시 시간대별 기동대기 정산금 지급률(35%를 적용하며, 비용평가위원회에서 변경할 수 있음)

각 발전기의 거래일 열간 기동대기 발전기 정산금은 다음과 같다.

$HSUSBC_i = \sum_t HSUSBC_{i,t}$

단, 다조합 복합화력 발전기의 $HSUSBC_{i,t}$는 다음과 같이 계산한다. <개정 2023.6.30.>

$$HSUSBC_{i,t} = \sum_{j=1}^{NGT_i}\left(\frac{GSUC_i}{GSUH_i} \times GHSUTH_{i,j,t} \times GHSUF_{i,j}\right)$$
$$+ \sum_{j=1}^{NGT_i}\left(GHSBTH_{i,j,t} \times GSUC_i \times HCR\right)$$
$$+ \left(\frac{SSUC_i}{SSUH_i} \times SHSUTH_{i,t} \times SHSUF_i\right)$$
$$+ \left(SHSBTH_{i,t} \times SSUC_i \times HCR\right)$$

여기서,

$GSUC_i$: 다조합 복합발전기 i의 가스터빈발전기의 기동비용

$SSUC_i$: 다조합 복합발전기 i의 스팀터빈발전기의 기동비용으로 비용위원회에서 의결된 복합(CC)기동비용에서 가스터빈(GT)기동비용을 차감하여 산정한다. <개정 2025.11.12.>

$GSUH_i$: 다조합 복합발전기 i의 가스터빈발전기의 기동소요시간

$SSUH_i$: 다조합 복합발전기 i의 스팀터빈발전기의 기동소요시간

$GHSUTH_{i,j}$: 다조합 복합발전기 i의 가스터빈발전기 j의 열간 기동대기를 위한 기동시간 (열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$$GHSUTH_i = \sum_t \sum_j GHSUTH_{i,j,t}$$ <개정 2023.6.30.>

$SHSUTH_i$: 다조합 복합발전기 i의 스팀터빈발전기의 열간 기동대기를 위한 기동시간 (열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$$SHSUTH_i = \Sigma SHSUTH_{i,t}$$

$GHSUF_{i,j}$: 다조합 복합발전기 i의 가스터빈발전기 j의 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기 (계통연결이 이뤄진 경우 "0", 계통연결이 이뤄지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우 "1 ") <개정 2023.6.30.>

$SHSUF_i$: 다조합 복합발전기 i의 스팀터빈발전기의 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기 (계통연결이 이뤄진 경우 "0", 계통연결이 이뤄지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우 "1 ") <개정 2023.6.30.>

$GHSBTH_{i,j}$: 다조합 복합발전기 i의 가스터빈발전기 j의 열간 기동대기 상태시간(열간 기동대기 시작시간부터 열간 기동대기 마지막 시간까지 소요되는 시간)

$$GHSBTH_i = \sum_t \sum_j GHSBTH_{i,j,t}$$ <개정 2023.6.30.>

$SHSBTH_i$: 다조합 복합발전기 i의 스팀터빈발전기 j의 열간 기동대기 상태시간(열

간 기동대기 시작시간부터 열간 기동대기 마지막 시간까지 소요되는 시간)

$SHSBTH_i = \Sigma SHSBTH_{i,t}$

각 발전기의 거래일 열간 기동대기 발전기 정산금은 다음과 같다.

$HSUSBC_i = \sum_t HSUSBC_{i,t}$

[신설2021.1.1.] <개정 2025.11.12.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

나. 입찰량을 초과하여 급전지시한 발전기의 정산 <개정 2013.10.1., 2021.1.1., 2026.4.28.>

전력거래소가 전력계통의 안정운영을 위해서 발전기의 공급가능용량 이상으로 급전지시를 하거나, 발전기의 정비 또는 시험일정을 변경하는 경우에는 다음과 같이 정산한다.

공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대해서는 시장정산금과 변동비 중 큰 값으로 정산하고, 발전기의 실제 공급가능용량에 대해서는 용량가격으로 정산한다. 즉,

$XEGW_{i,t} = XSCON_{i,t} + XCP_{i,t}$

단, 수력 및 양수발전기는 정산하지 않는다.

여기서,

공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산은 다음과 같다.

$MGO_{i,t} \leq RA_{i,t}$이면, $XSCON_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

$XSCON_{i,t} = Max(XMP_{i,t}, XVC_{i,t})$

$XMP_{i,t} = [Min\{MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t} - MIN(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\} - RA_{i,t}] \times MP_{i,t} \times 1{,}000$ <개정 2026.4.28.>

$XVC_{i,t} = QPC_i \times [Min\{MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t} - MIN(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\}^2 - RA_{i,t}^2] +$

$LPC_i \times [Min\{MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t} - Min(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\} - RA_{i,t}]$

<개정 2021.1.1., 2026.4.28.>

단, 다조합 복합발전기의 $XVC_{i,t}$는 다음과 같이 계산한다. <개정 2023.6.30., 2026.4.28.>

$XVC_{i,t} = QPC_{i,x,t} \times Min\{MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t} - MIN(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\}^2 - QPC_{i,y,t} \times RA_{i,t}^2 + LPC_{i,x,t} \times Min\{MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t} - Min(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\} - LPC_{i,y,t} \times RA_{i,t}$ <개정 2026.4.28.>

여기서,

$QPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 2차증분가격계수
$LPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 1차증분가격계수
$QPC_{i,y,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,y,t}$:1조합 2차증분가격계수
$LPC_{i,y,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,y,t}$:1조합 1차증분가격계수
$NGT_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 x:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전대수
$NGT_{i,y,t}$: 다조합 복합발전기 i의 y:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전 대수
x : 다조합 복합발전기 i가 $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) + XEOGA_{i,t} - MIN(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})$를 발전하기 위한 운전조합
y : 다조합 복합발전기 i가 $RA_{i,t}$를 발전하기 위한 운전조합
[신설 2021.1.1.] [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

단, CC모드로 입찰한 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우에는 해당 발전기의 GT모드 변동비로 계산한다.
발전기의 실제 공급가능용량에 대한 정산은 다음과 같다.

① 일반발전기 <개정 2021.1.1., 2022.12.27.>

$$XCP_{i,t} = [\{RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}\} - Min\{A_{i,t}, RA_{i,t}, Max(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}] \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$$

단, 원자력발전기는 다음과 같다. <개정 2022.12.27.>

$$XCPi_{,t} = [\{RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}\} - Min\{A_{i,t} + 5, RA_{i,t} + 5, Max(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}] \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$$

② 복합발전기 <개정 2021.1.1., 2022.12.27.>

$$XCP_{i,t} = [\{RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}\} - Min\{RA_{i,t}, TA_{i,t}, Max(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}] \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$$

여기서,
XEGW : 발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 전력거래소가 지시한 경우, 초과 발전량에 대한 정산금
XMP : 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여 발전한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 금액
XVC : 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비
XEOGA : 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과 전력량
XCP : 전력거래소 지시에 의한 발전기의 추가 용량정산금

다. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙 <개정 2010.6.30., 2014.11.3., 2020.7.8.>

1) 계통연결 및 계통분리 지연

① 계통연결 지연 <개정 2014.11.3.>

발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시 받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연이 발생한 거래시간의 변경 공급가능용량($RA_{i,t}$)은 계량된 전력량으로 조정한다. 즉

$ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$

여기서,

$ARA_{i,t}$: 조정된 변경 공급가능용량

② 계통분리 지연 <개정 2014.11.3.>

발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시 받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연되는 시간 동안에 계량된 발전전력량($MGO_{i,m}$)을 "0"으로 조정한다. 즉 $MGO_{i,m} = 0$

해당 거래시간의 조정된 계량값($AMGO_{i,t}$) 은 다음과 같다.

$$AMGO_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} MGO_{i,m}$$

단, 석탄화력 발전기 계획예방정비 계통분리 시 석탄저장조 잔여탄 소진을 목적으로 계통분리 지연이 발생하는 경우, 계통분리 지시 시간 이후 1시간 이내만 계통분리 지연에서 제외하며 해당시간 DAOS는 다음과 같다.

$DAOS_{i,t} = 0$ <개정 2021.1.1.>

2) 조기 계통연결 및 계통분리

① 조기 계통연결 <개정 2014.11.3.>

발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시 받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 빠른 경우, 빨리 계통연결한 시간 동안에는 계량된 전력량($MGO_{i,m}$)을 “0”으로 조정한다. 즉

$MGO_{i,m} = 0$

해당 거래시간의 조정된 계량값($AMGO_{i,t}$)은 다음과 같다.

$$AMGO_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} MGO_{i,m}$$

② 조기 계통분리 <개정 2014.11.3.>

발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시 받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 빠른 경우, 빨리 계통분리한 시간 동안에는 변경 공급가능용량($RA_{i,m}$)을 “0”으로 조정한다. 즉,

$RA_{i,m} = 0$

해당 거래시간의 재선언공급가능용량($ARA_{i,t}$) 은 다음과 같다.

$$ARA_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} RA_{i,m}$$

3) 계통연결 및 계통분리 지연, 조기 계통연결 및 계통분리 시 허용시간 [신설 2014.11.3.]

구분	LNG, 유류	석탄
계통연결/분리 허용시간(δ)	±5분	±10분

4) 발전기 고장정지 시 공급가능용량의 조정 [신설 2020.7.8.]

발전기 고장정지 시 공급가능용량은 [별표4] 6.3.7.5.2 가. 발전기 고장정지 시 공급능력 변경 기준과 [별표4] 9.7.6.2 고장정지 발전기 공급가능용량 변경 확인에 따라 아래와 같이 조정한다.

$ARA_{i,t}$ = Max(Min($RA_{i,t}$, $CRA_{i,t}$), $MGO_{i,t}$)

$CRA_{i,t}$: 고장정지공급가능용량

5) 계획량 또는 급전지시량으로 발전하지 못한 경우 <개정 2010.6.30., 번호변경 2014.11.3., 2020.7.8.>

① 급전지시량에 미달하여 발전하는 경우

발전기가 전력거래소 지시가 아닌 발전회사 사유로 급전지시량에 미달되게 발전하고도 적정한 변경입찰을 하지 않은 경우 공급가능용량을 아래와 같이 조정한다.

$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon$ 이면,

$ARA_{i,t}$ = Max(Min($RA_{i,t}$, $CRA_{i,t}$), $MGO_{i,t}$) 이고,

그렇지 않으면 $ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$

단, 급전지시 미달이 1시간 이내인 최초 거래시간은 아래와 같이 조정된 값을 적용한다.

$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon$ 이면,

$ARA_{i,t}$ = Max(Min($RA_{i,t}$, $CRA_{i,t}$), $MGO_{i,t}$) 이고,

그렇지 않으면

$ARA_{i,t}$ = Max(Min($RA_{i,t}$, $CRA_{i,t}$), $MGO_{i,t}$) - $|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}|$

여기서,

가. $CRA_{i,t}$(고장정지공급가능용량)가 없을 경우는 $RA_{i,t}$로 대체

나. $EOSO_{i,t}$는 전력거래소가 급전지시한 발전전력량으로 $EOSO_{i,t}$는 12.아.1)에 의해 산정된 급전지시량을 적용한다.
허용오차(ε) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 ($RA_{i,t}$ × 0.01), 기타발전기는 ($RA_{i,t}$ × 0.005)를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5㎿, 최대허용오차는 5㎿를 적용한다. <개정 2023.9.26.>

② 급전지시량을 초과하여 발전한 경우
전력거래소의 지시에 의하지 않고 발전회사 자체사유로 급전지시량을 초과하여 발전한 경우 변경 공급가능용량($RA_{i,t}$)을 아래와 같이조정된 값을 적용한다.
$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon$ 이면, $RA_{i,t} = ARA_{i,t}$ 이고,
그렇지 않으면 $ARA_{i,t} = RA_{i,t} - |EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}|$

단, 공급가능용량으로 운전지시한 발전기가 공급가능용량 이상으로 발전한 경우에는 $|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| = 0$으로 본다.

여기서,
$EOSO_{i,t}$는 전력거래소가 급전지시한 발전전력량으로 $EOSO_{i,t}$는 12.아.2)에 의해 산정된 급전지시량을 적용한다.
허용오차(ε) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 (RAi,t × 0.01), 기타발전기는 ($RA_{i,t}$ × 0.005)를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5㎿, 최대허용오차는 5㎿를 적용한다. <개정 2023.9.26.>

6) 고정출력 제약입찰 발전기의 경우 발전량($MGO_{i,t}$)이 공급가능용량($RA_{i,t}$)보다 작을 경우 아래와 같이 조정한다. [신설 2020.7.8.]
$MGO_{i,t} + \varepsilon < RA_{i,t}$이면 $ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$

라. 급전지시량을 계량값으로 하는 경우 <개정 2006.12.26>
전력거래소가 지시한 발전 또는 양수 전력량(급전지시량) 산정이 가능할 때까지는 전력거래소가 인정할 경우 계량값($MGO_{i,t}$ 또는 $MPE_{i,t}$)을 급전지시량으로 할 수 있다. 다만, 계량값을 급전지시량으로 인정할 경우 전력거래소는 반드시 사유를 명시해야 하며 자세한 절차와 방법은 “급전지시량 산정절차”에 따른다.

마. <삭제 2006.12.26>

바. LNG 약정물량 허용오차 초과로 부가금이 발생한 경우[신설 2009.12.31]
LNG 약정물량 대비 초과 혹은 미달사용으로 부가금이 발생하여 비용평가위원회에서 의결된 발전기의 초과부가금은 추가 정산하며, 정산시점은 초과부가금 발생 익월 28일로 한다. <개정 2012.5.31.>

사. 복합발전기의 계통제약 보정정산금 [신설 2016.5.12.] <개정 2019.5.31., 2021.1.1., 2024.8.1., 2025.11.12.>
2기 이상의 발전기로 구성된 복합발전기는 계통제약 운전 시 계통제약 보정정산금(AASMWP : Additional Adjusted SMWP)을 다음과 같이 산정한다. 즉,

다음의 경우는 $AASMWP_{i,t} = 0$ 이다.
1) $SMF_{i,t} = 1$ 이고 $DAOS_{i,t} > 0$ (단, 하루전발전계획 휴전제약으로 운전하는 경우, 송전제약검토서 휴전제약 전후 1시간은 제외한다) <개정 2025.11.12.>
2) $MEGW_{i,t} > 0$

그렇지 않으면,
$AASMWP_{i,t} = MAX(ASMWP_{i,t} - MEP_{i,t} - SMWP_{i,t}, 0)$

여기서,
$ASMWP_{i,t} = FASMWP_{i,t} + SASMWP_{i,t} + TASMWP_{i,t}$

$FASMWP_{i,t}$: 복합발전기가 20%이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비
$FASMWP_{i,t}$
$= [QPC_{i,g} \times Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)^2 + LPC_{i,g} \times Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) + NLPC_{i,g} \times MWGF_{i,t}] \times FASMWGF_{i,t}$

$QPC_{i,g}$: 가스터빈(GT) 1기준으로 산정된 2차 증분가격계수
$LPC_{i,g}$: 가스터빈(GT) 1기준으로 산정된 1차 증분가격계수
$NLPC_{i,g}$: 가스터빈(GT) 1기준으로 산정된 가격상수
$FASMWGF_{i,t}$: 복합발전기 20%이하 출력에서 자기변동비 재산정 여부 표시기로서, $0 < MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 0.2$ 이고, $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 이면, $FASMWGF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

$SASMWP_{i,t}$: 복합발전기가 20%~50%이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비
$SASMWP_{i,t}$

= $[QPC_{i,m} \times Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)^2 + LPC_{i,m} \times Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) + NLPC_{i,m} \times MWGF_{i,t}] \times SASMWGF_{i,t} \times ASMWGF_{i,t}$

$QPC_{i,m}$: 전체호기 운전조합 기준으로 산정된 2차 증분가격계수
$LPC_{i,m}$: 전체호기 운전조합기준으로 산정된 1차 증분가격계수
$NLPC_{i,m}$: 전체호기 운전조합기준으로 산정된 가격상수
$SASMWGF_{i,t}$: 복합발전기가 20% 초과, 50%이하 출력에서 자기변동비 재산정 여부 표시기로서,
$RA_{i,t} \times 0.2 < MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 0.5$ 이고 $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 이면, $SASMWGF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0
$ASMWGF_{i,t}$: 조정 계통제약정산금($ASMWP_{i,t}$) 대상발전기 표시기로서 다음의 경우중 하나에 해당하면 $ASMWGF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 $ASMWGF_{i,t} = 0$

1) 발전기가 계통연결 후 3시간 이내인 경우
($RA_{i,t-3} > MGC_i \times 50\%$이고, $MGO_{i,t-3} = 0$) 이고,
[($RA_{i,t+1} > MGC_i \times 50\%$이고, $MGO_{i,t+1} \geq RA_{i,t+1} \times 50\%$) 또는 ($RA_{i,t+2} > MGC_i \times 50\%$이고, $MGO_{i,t+2} \geq RA_{i,t+2} \times 50\%$) 또는 ($RA_{i,t+3} > MGC_i \times 50\%$이고, $MGO_{i,t+3} \geq RA_{i,t+3} \times 50\%$)]

2) 발전기가 계통연결 후 3시간 이내면서, 전력거래소 급전지시에 따라 기동하여 낮은 출력수준을 유지하는 경우
($RA_{i,t-3} > MGC_i \times 50\%$이고, $MGO_{i,t-3} = 0$)이고, ($RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$이고, $MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 50\%$)

3) 안정적 계통운영을 위해 전력거래소 급전지시에 따라 일정시간 낮은 출력수준을 유지하게 되는 경우와 계통제약 운전 후 계통분리 하는 경우
($RA_{i,t-3} > MGC_i \times 50\%$이고, $MGO_{i,t-3} > 0$)이고,
($RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$이고, $MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 50\%$)

$TASMWP_{i,t}$: 복합발전기가 50%~80%이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비
$TASMWP_{i,t}$
= $[QPC_{i,m} \times Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)^2 + LPC_{i,m} \times Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) + NLPC_{i,m} \times MWGF_{i,t}] \times TASMWGF_{i,t}$

$QPC_{i,m}$: 전체호기 운전조합 기준으로 산정된 2차 증분가격계수

$LPC_{i,m}$: 전체호기 운전조합기준으로 산정된 1차 증분가격계수
$NLPC_{i,m}$: 전체호기 운전조합기준으로 산정된 가격상수
$TASMWGF_{i,t}$: 복합발전기가 50% 초과, 80%이하 출력에서 자기변동비 재산정 여부 표시기로서,
$RA_{i,t} \times 0.5 < MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 0.8$이고, $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$이면, $TASMWGF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

단, 발전기 고장 및 계통연결지연 등 발전기 사유로 인해 발전기가 운전된 경우에는 보정정산금을 지급하지 않는다.

사. 복합발전기의 계통제약 보정정산금[신설 2016.5.12.] <개정 2019.5.31.><삭제 2021.1.1.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

아. 복합발전기가 계통제약운전중 일부 가스터빈이 정지후 재기동하는 경우 기동비 정산 [신설 2016.5.12.] <개정 2024.8.1.>
2기 이상의 발전기로 구성된 복합발전기가 계통제약으로 운전되는 기간동안 거래소 지시에 의해 일부 가스터빈이 정지후 재기동하는 경우 기동비(ASUAP: Additional SUAP)를 추가 정산한다.

$$ASUAP_i = SUCp_i \times NSUAp_i$$

여기서,
$SUCp_i$: 가스터빈(GT) 기준 기동비용
$NSUAp_i$: 거래일 복합발전기가 계통제약 운전중 일부 가스터빈(GT) 재기동 횟수

$$NSUAp_i = \sum_t SUAp_{i,t}$$

$$SUAp_{i,t} = CONF_{i,t} \times PSUF_{i,t}$$

여기서,
$CONF_{i,t}$: 계통제약발전 여부 표시기로서 다음의 경우 중 하나에 해당하면 $CONF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

1) 하루전발전계획에 미포함 시
$DAOS_{i,t} = 0$ 이고, $MGO_{i,t} > 0$ 이며, $MEGW_{i,t} = 0$인 경우

2) 하루전발전계획에 포함 시
$DAOS_{i,t} > 0$, $GP_{i,t} > SMP_t$ 이고, $MGO_{i,t} > 0$ 이며, $MEGW_{i,t} = 0$ 인 경우

$PSUF_{i,t}$: 일부 가스터빈 재기동 대상여부 표시기로서 대상이면 '1', 그렇지 않으면, '0'

단, 발전사업자의 사유로 기동하는 경우에는 정산하지 않는다.

아. <삭제 2021.1.1.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

자. [신설 2016.5.12.] <삭제 2021.1.1.>

차. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산 [신설 2016.5.12.]

지방세법에 따라 부과하는 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산금은 전력거래량에 소내전력률, 화석연료사용률 및 지역자원시설세율을 반영하여 다음과 같이 정산한다. 단, 규칙 제13.1.1조 및 별표30에 따른 정부승인차액계약 체결 발전기는 계약기간에 대해서는 지역자원시설세를 정산하지 않는다. 지역자원시설세를 납부한 발전기를 보유한 전기사업자는 한국전력거래소에 납부실적을 제출하여야 한다. 한국전력거래소는 납부실적을 제출받아 제출일 익월 1일 거래일부터 지역자원시설세 정산플래그(LPTFi)를 변경하여 정산을 시행한다. 단, 지역자원시설세 정산플래그 적용일 이전 기간에 대해 지역자원시설세 납부실적을 제출한 발전기는 아래의 산식을 통해 미정산분을 반영하여 정산하되, 미정산분의 반영시기는 지역자원시설세 정산플래그 적용일 이전 2개월간의 과세기간으로 제한하며 최초 1회에 한한다.

지역자원시설세의 미정산분은 미정산분이 확정되는 익월 거래시간별로 균등 배분하여 발전기에 적용한다.

<개정 2016.12.30., 2018.12.12.>

$$LPT_{i,t} = MGO_{i,t} \div (1 - APR_i) \times LPTFR_i \times LPTR \times 1{,}000 \times 0.5 \times LPTF_i + RLPT_{i,t}$$

<개정 2016.12.30., 2018.12.12.>

여기서,

$LPT_{i,t}$: 화력발전 i의 t시간 지역자원시설세 정산금

APR_i: 화력발전기 i의 소내전력률로서, 중앙급전발전기는 용량가격계수 산정시 적용하는 최근 3년간 소내전력률 값 중 최근 1년 값을 적용하며, 비중앙급전발전기는 중앙급전발전기의 산술평균값을 적용한다. 단, 전력거래량을 기준으로 지역자원시설세를 납부하는 발전기는 소내전력률을 0으로 적용한다. <개정 2016.10.31., 2016.12.30.>

$LPTFR_i$: 화력발전기의 화석연료 사용비율로써, 매년말 전년도 7월부터 당해연도 6월까지의 발전기별 REC 발급실적 및 계량전력량을 이용하여 아래 산식에

따라 산정한 1년 평균값을 차기년도 1월부터 12월까지 적용한다. 단, 신규 발전기 준공 등으로 과거 화석연료사용률 실적을 산정할 수 없는 발전기는 유사발전기의 화석연료사용률 평균값 적용을 원칙으로 하되, 최근 REC 발급실적을 제출하는 경우는 동 실적을 바탕으로 산정한 평균값을 적용할 수 있다. [신설 2016.12.30.] <개정 2024.12.3.>

$$LPTFR_i = [\text{계량전력량}_i - (REC\text{발급량}_i \div REC\text{가중치}_i) \times LPMF_i] \div \text{계량전력량}_i$$

$LPMF_i$: 화력발전기 i의 혼소 플래그 (화석연료를 혼소한 경우 1, 아니면 0)
LPTR : 화력발전 지역자원시설세율 (원/kWh)
$LPTF_i$: 화력발전기 i의 지역자원시설세 정산 플래그 (1 또는 0)
$RLPT_{i,t}$: 화력발전기 i의 t시간의 미정산분 반영금으로서, 아래와 같이 계산한다. 단, 지역자원시설세 화석연료사용률($LPTFR_i$) 및 지역자원시설세 세율(LPTR)이 변할 경우 각 시점까지 별도 산출하여 합하여 계산한다.

$$RLPT_{i,t} = LPT_MGO_i \div (1 - APR_i) \times LPTFR \times LPTR \times 1000 \times 0.5 \times \frac{1}{NT}$$

LPT_MGO_i : 지역자원시설세 정산플래그 적용 이전, 납부실적을 제출한 기간 동안의 지역자원시설세 미정산 조정전력거래량의 합. 단, 미정산 조정전력거래량의 합산기간은 지역자원시설세 정산플래그 적용일 이전 2개월간의 과세기간으로 제한한다.
NT : 1개월간 거래시간

카. 기후·환경제약(가동중단, 상한제약 등)으로 비상대기예비력을 입찰한 석탄발전기의 정산 [신설 2020.12.1.]
기후·환경제약(가동중단, 상한제약 등)에 의해 가동이 제한됨에도 불구하고 전력계통의 안정적 운영을 위하여 비상대기하는 경우, 해당 석탄 발전기가 입찰한 비상대기예비력에 대해 비상대기예비력기준단가로 정산한다.

$ECRP_{i,t} = ECR_{i,t} \times ECRRP_{i,t}$
$ECRP_{i,t}$: 비상대기예비력에 대해 지급하는 정산금
$ECR_{i,t}$: 석탄발전기가 시간대별로 입찰한 비상대기예비력(kWh)
$ECRRP_{i,t}$: 비상대기예비력기준단가로, 비용평가위원회에서 정한 단가(원/kWh)

다만, 전력거래소가 비상대기예비력을 입찰한 발전사업자에게 급전지시를 한 경우, 급전지시에 따라 발전한 전력량에 대해서는 비상대기예비력정산금(ECRP)을 지급하지 아니하며, [별표4] 6.3.10.3에 따라 해당 시간대의 비상대기예비력 입찰

이 불가능한 경우는 $AECR_{i,t}$ = 0 으로 한다. <개정 2021.7.1.>

타. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비 보전 [신설 2022.11.30.]
제2.4.4조의2 제4항 내지 제8항에 따른 보전액은 동조 제6항의 전문위원회에서 결정한 바에 따라 추가 정산한다.

파. 긴급정산상한가격 시행에 따른 복합발전기 추가정산금 [신설 2023.5.3.]
2기 이상의 발전기로 구성된 복합발전기는 긴급정산상한가격 시행으로 인해 정산가격이 제한되었을 경우 추가정산금(EAASMWP : EPC Additional Adjusted SMWP)을 다음과 같이 산정한다. 즉,
거래일이 제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격 적용기간에 해당하는 경우로서 $SMF_{i,t}$ = 1, $DAOS_{i,t}$ > 0이고, $MEGW_{i,t}$ = 0인 경우

$EAASMWP_{i,t} = MAX(ASMWP_{i,t}-MEP_{i,t}-SMWP_{i,t}-MAP_{i,t}, 0)$

하. 준중앙급전자원의 기본정산금에 관한 정산 (소규모전력중개사업자에 대한 정산은 이에 한함) [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>
준중앙급전자원의 기본정산금은 제어가능정산금에 준중앙 제도 운영기간별 평균 이행률에 따른 차감계수 및 기본정산금 조정계수를 적용하여 산정하며, 정산금은 준중앙 제도 운영기간 거래종료일로부터 익익월 마지막 거래일 정산명세서에 반영한다.

$$SSDG_i = \left(\sum_{t}^{\text{운영기간}} DCPS_{i,t}\right) \times (1 - RF_i) \times AF_i$$

$SSDG_{i,t}$(Settlement of Semi-Dispatchable Generator) : 거래시간별 준중앙급전자원의 기본정산금
$SSDG_i$(Settlement of Semi-Dispatchable Generator) : 준중앙급전자원의 기본정산금
$DCPS_{i,t}$(Dispatchable Capacity Payment of Semi-dispatchable generator) : 준중앙 제도 운영기간 준중앙급전자원이 제공하는 시간대별 제어가능용량에 대한 정산금액(원)
RF_i(Reduction Factor) : 준중앙 제도 운영기간 중 급전지시 이행실적에 따라 산정된 시간대별 평균이행률 에 대한 차감계수
AF_i(Adjustment Factor) : 준중앙급전자원의 기본정산금 조정계수

① 제어가능량 정산금(DCPSi,t) <개정 2026.1.28.>
전력거래소가 전력계통의 안정운영을 위하여 준중앙급전자원이 제공하는 제어가

능용량에 대하여 준중앙급전자원 정산단가로 정산한다. 이 경우, 제어가능량은 준중앙급전자원에 급전지시가 발생한 경우에는 자체발전계획량과 최소발전용량의 차이로 산정하며, 준중앙급전자원이 급전지시를 대기하는 경우에는 계량값과 최소발전용량의 차이로 산정한다. 여기서, 준중앙급전자원 정산단가는 비용평가위원회에서 의결된 2004년 이전에 진입한 발전기에 적용되는 기준용량가격(RCP_i)을 말한다.

가) 준중앙급전자원에 대해 급전지시가 발생한 경우

$DCPS_{i,t} = Max(SSG_{i,t} - MG_i, 0) \times RCP_i \times DF_{i,t}$

나) 준중앙급전자원이 급전지시 대기 중인 경우

$DCPS_{i,t} = Max(MGO_{i,t} - MG_i, 0) \times RCP_i \times (1 - DF_{i,t})$

RCP_i : 준중앙급전자원에 대한 정산단가로 비용평가위원회 결정한 기준용량가격

$SSG_{i,t}$(Self Scheduled Generation) : 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 거래 전일에 제출한 시간대별 자체발전계획량

$DF_{i,t}$(Dispatch Flag) : 운영기간 중 시간대별 급전지시 플래그로, 거래시간 내 급전지시가 있으면 1, 아니면 0

여기서, 연료형 준중앙급전발전기의 경우 급전지시 전(t-1), 후(t+1) 1시간을 급전지시량 도달 이행시간으로 하여 급전지시 시간에 포함한다.

② 기본정산금 차감계수(RF_i) <개정 2026.1.28.>

준중앙급전자원 운영기간별 발생한 급전지시 평균 이행률에 따른 차감계수를 적용한다. 여기서, 이행률은 관제사가 지시한 시간대별 급전지시량과 계량값의 차이를 설비용량으로 나눈값을 기준으로 산정하며, 급전지시 시간이 1시간 미만인 경우에는 해당 시간 동안의 급전지시량과 계량값(5분단위)을 기준으로 산정한다.

가) 기본정산금 차감계수(RF_i)

급전지시 평균 이행률(AGR_i)	차감계수(RF_i)
90% 이상	0
90% 미만 ~ 80% 이상	0.2
80% 미만 ~ 70% 이상	0.4
70% 미만	1

RF_i(Reduction Factor) : 준중앙급전발전기 운영기간 중 급전지시 이행실적에 따라 산정된 시간대별 이행률의 산술평균값에 대한 차감계수

나) 급전지시 평균 이행률

$$AGR_i = \frac{\sum_{t}^{운영기간} (DGR_{i,t} + UGR_{i,t})}{n}$$

n : 준중앙 제도 운영기간 중 발생한 급전지시 시간의 횟수

(1) 급전지시량이 자체발전계획량 미만인 경우 즉, $TGSO_{i,t} < SSG_{i,t}$ 이면,

$$DGR_{i,t} = Min(100\%, (1 - \frac{MGO_{i,t} - TGSO_{i,t}}{ICSG_{i,t}}) \times 100(\%))$$

(2) 급전지시량이 자체발전계획량 이상인 경우 즉, $TGSO_{i,t} \geq SSG_{i,t}$ 이면,

$$UGR_{i,t} = Min(100\%, (1 - \frac{TGSO_{i,t} - MGO_{i,t}}{ICSG_{i,t}}) \times 100(\%))$$

$AGR_{i,t}$(Average Guarantee Rate) : 준중앙 제도 운영기간 동안 시간대별 급전지시 이행률 산술평균값

$DGR_{i,t}$(Downward disaptch Guarantee Rate) : 준중앙급전자원 하향운전에 대한 시간대별 급전지시 이행률

$UGR_{i,t}$(Upward dispatch Guarantee Rate) : 준중앙급전자원 상향운전에 대한 시간대별 급전지시 이행률

$TGSO_{i,t}$(Target Generation of System Operator) : 관제사가 지시한 시간대별 급전지시량(MW)

$ICSG_i$(Installed Capacity of Semi-dispatchable Generator) : 연료형 준중앙급전자원의 설비용량(MW) 또는 재생에너지형 준중앙급전자원의 주요자원 설비용량 합계(MW)

③ 기본정산금 조정계수(AF_i)

가) 재생e형 준중앙급전자원의 경우, 기준용량가격(RCP_i)에서 직전년도 육지 재생e 발전량 예측제도 평균 정산단가(AFP_i)의 50%를 차감한 정산단가를 적용하여 기본정산금을 산정하도록 한다.

$$AF_i = \frac{RCP_i - (AFP_i \times 0.5)}{RCP_i}$$

AFP_i(Average Forecasting Price of Renewable energy) : 직전년도 육지 재생e 발전량 예측제도 정산단가 평균(원/kWh)

나) 연료형 준중앙급전발전기의 경우, AF_i는 1을 적용한다.

13. 급전지시량 산정절차 <조항번호이동 2006.12.26., 2015.3.17.>

가. 수력·양수발전기의 급전지시량 산정

급전원은 급전지시 불이행 시간(시작 ~ 종료)을 분 단위까지 입력한다.

만일, $SOF_{i,t}$ = 1 이면, $EOSO_{i,t}$ = 0,

$SOF_{i,t}$ = 0 이면, $EOSO_{i,t}$ = $MGO_{i,t}$

$$EOSO_i = \sum_{t=1}^{24} EOSO_{i,t}$$

$XSO = Max(EOSO_i - \sum REGW_{i,t}, 0)$

$ENSO = MAX\{\sum REGW_{i,t} - MAX(\sum MGO_{i,t}, EOSO_i), 0\}$

여기서,

$SOF_{i,t}$:급전지시 불이행 표시기

$EOSO_{i,t}$: 시간대별 급전지시량

XSO_i : 전력거래소가 거래일 총 발전계획량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과전력량(MWh)

$ENSO_i$: 전력거래소가 발전하지 못하도록 지시한 전력량

나. 양수발전기의 양수지시량 산정

급전원은 급전지시 불이행 시간(시작 ~ 종료)을 분 단위까지 입력한다.

만일, $PESOF_{i,t}$ = 1 이면, $RPO_{i,t}$ = 0, $PEOSO_{i,t}$ = 0이고,

$PESOF_{i,t}$ = 0 이면, $PEOSO_{i,t}$ = $MPE_{i,t}$

$$PEOSO_i = \sum_{t=1}^{24} PEOSO_{i,t}$$

$XPESO = Max(PEOSO_i - \sum RPO_{i,t}, 0)$

$PENSO = Max\{\{\sum RPO_{i,t} - MAX(\sum MPE_{i,t}, PEOSO_i), 0\}$

여기서,

$PESOF_{i,t}$: 급전지시 불이행 표시기

$PEOSO_{i,t}$: 시간대별 양수지시량

XPESO : 전력거래소가 거래일 총 양수계획량을 초과하여 양수하도록 지시한 초과전력량(MWh)

PENSO : 전력거래소가 양수하지 못하도록 지시한 전력량

다. 재선언 공급가능용량 이상으로 급전지시한 발전 전력량 산정

급전원은 초과급전지시 시간을 분 단위까지 입력한다.
만일, $XSOF_{i,t}$ = 0 이면, $XEOGA_{i,t}$ = 0
$XSOF_{i,t}$ = 1 이면, $EOSO_{i,t}$ = $MGO_{i,t}$
$XEOGA_{i,t}$ = MAX($EOSO_{i,t}$ - $RA_{i,t}$, 0)
여기서,
$XSOF_{i,t}$: 초과급전지시 표시기
$XEOGA_{i,t}$: 전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과 전력량

라. 계통연결 지연 <개정 2014.11.3.>
급전원은 계통연결 하도록 지시한 시각과 실제 계통연결 시각을 분 단위까지 기록하며허용시간 이내 계통연결 시 $SDF_{i,t}$ = 0, 허용시간 초과 계통연결 지연 시 $SDF_{i,t}$ = 1로 한다.
만일, $SDF_{i,t}$ = 0이면, 해당 거래시간의 $ARA_{i,t}$ = $RA_{i,t}$
$SDF_{i,t}$ = 1이면, 계통연결 지연 거래시간의 $ARA_{i,t}$ = $MGO_{i,t}$
여기서,
$SDF_{i,t}$: 계통연결 지연 발생 표시기

마. 계통분리 지연 <개정 2014.11.3.>
급전원은 계통분리 하도록 지시한 시각과 실제 계통분리 시각을 분 단위까지 기록하며 허용시간 이내 계통분리 시 $DSDF_{i,t}$ = 0, 허용시간 초과 계통분리 지연 시 $DSDF_{i,t}$ = 1로 한다.
만일, $DSDF_{i,t}$ = 0이면, $AMGO_{i,t}$ = $MGO_{i,t}$
$DSDF_{i,t}$ = 1이면, 계통분리 지연 시간의 $MGO_{i,m}$ = 0

$$AMGO_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} MGO_{i,m}$$

여기서,
$DSDF_{i,t}$: 계통분리 지연 발생 표시기
계통분리 해야할 바로 직전까지의 시간(단위 : 분) 동안의 계량실적은 거래시간의 계량값의 산술평균값을 기준으로 평균하여 산정한다.

바. 조기 계통연결 <개정 2014.11.3.>
급전원은 계통연결하도록 지시한 시각과 실제 계통연결 시각을 분 단위까지 기록하며허용시간 이내 계통연결 시 $ESF_{i,t}$ = 0, 허용시간 초과 계통연결 지연 시 $ESF_{i,t}$ = 1로 한다.
만일, $ESF_{i,t}$ = 0 이면, $AMGO_{i,t}$ = $MGO_{i,t}$
$ESF_{i,t}$ = 1 이면, 조기 계통연결 시간의 $MGO_{i,m}$ = 0

$AMGO_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} MGO_{i,m}$

여기서,

$ESF_{i,t}$: 조기 계통연결 발생 표시기

계통연결 해야할 바로 직전까지의 시간(단위 : 분) 동안의 계량실적은 거래시간의 계량값의 산술평균값을 기준으로 산정한다.

사. 조기 계통분리 <개정 2014.11.3.>

급전원은 계통분리 하도록 지시한 시각과 실제 계통분리 시각을 분 단위까지 기록하며 허용시간 이내 계통분리 시 $EDSF_{i,t} = 0$, 허용시간 초과 계통분리 지연 시 $EDSF_{i,t} = 1$로 한다.

만일, $EDSF_{i,t} = 0$ 이면,$ARA_{i,t} = RA_{i,t}$

$EDSF_{i,t} = 1$ 이면, 조기 계통분리한 시간동안의 $RA_{i,m} = 0$

$ARA_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} RA_{i,m}$

여기서, $EDSF_{i,t}$ 는 조기 계통분리 발생표시기

아. 발전출력을 지정하여 지시하였으나, 지시한 출력으로 발전하지 못한 경우 급전지시 발전전력량 산정

급전원은 급전지시출력으로 발전하지 못한 경우 발전출력을 지시한 시작시간, 종료시간을 분단위로 기록하고 지시출력(SO_i)을 기록한다.

1) 지시출력미달의 경우<개정 2003.9.18>

만일, $LSOF_{i,t} = 0$ 이면, $EOSO_{i,t} = MGO_{i,t}$

$LSOF_{i,t} = 1$ 이면,

$$EOSO_{i,t} = [(MGO_{i,t-1} \times p \times Sf_{i,t}) + \sum_{m=p+1}^{q} Min\{MGO_{i,t-1} + RUR \times (m - p),\ SO_i\} + (MGO_{i,t+1}) \times (60 - q) \times Lf_{i,t}] \ /\ 60$$

여기서, $LSOF_{i,t}$ 는 지시출력미달 표시기

$Sf_{i,t}$는 최초지시시간대 표시기로서,

최초지시 시각이 포함되면, $Sf_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면, $Sf_{i,t} = 0$

$Lf_{i,t}$는 지시종료시간대 표시기로서,

지시종료 시각이 포함되면, $Lf_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면, $Lf_{i,t} = 0$

p : 출력지시 시각(분 단위),q : 출력 종료시각(분 단위)

(p, q 값은 매 거래시간별로 시작 및 종료시간 부여)

SO_i : 송전단 기준으로 급전지시하는 발전기의 급전지시 전력량. 단, 발전단 기준으로 급전지시를 받는 발전기는 다음과 같이 산정한다.

$SO_i = (1-r_i) \times$ 발전단 기준 급전지시 전력량(r_i : 각 발전소의 평균소내소 비율)

$EOSO_{i,t}$: 급전지시 발전전력량(송전단 기준)

2) 지시출력초과의 경우<개정 2003.9.18>
급전원은 급전지시출력 불이행시 발전출력을 지시한 시작시간, 종료시간을 분단위로 기록하고 지시출력(SO_i)을 기록한다.

만일. $USOF_{i,t} = 0$ 이면, $EOSO_{i,t} = MGO_{i,t}$
$USOF_{i,t} = 1$ 이면,

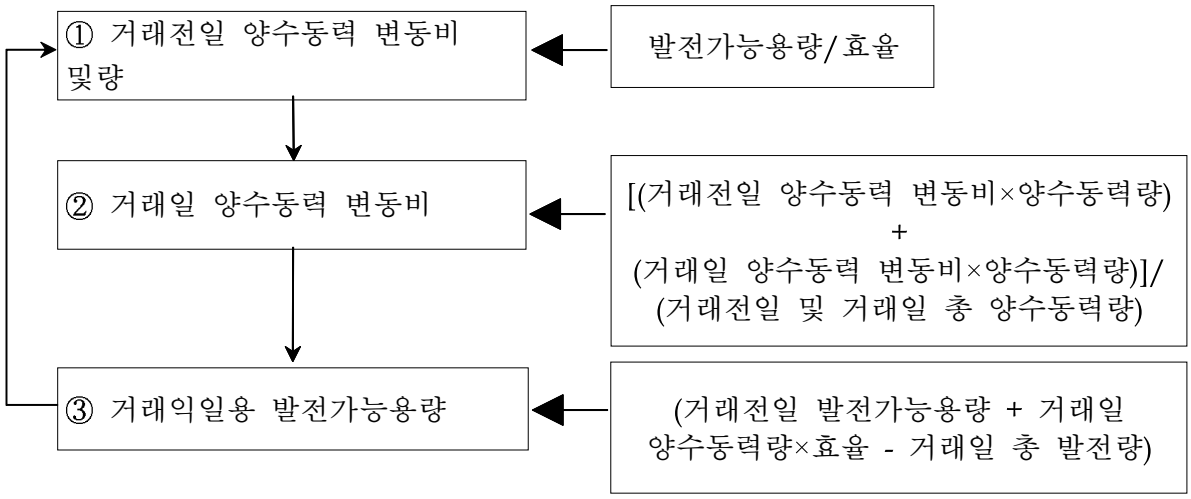
$$EOSO_{i,t} = [(MGO_{i,t-1} \times p \times Sf_{i,t}) + \sum_{m=p+1}^{q} Max\{MGO_{i,t-1} - RDR \times (m - p),\ SO_i\} + (MGO_{i,t+1}) \times (60 - q) \times Lf_{i,t}] \ / \ 60$$

여기서, $USOF_{i,t}$는 지시출력초과 표시기
$Sf_{i,t}$는 최초지시 시간표시기로서,
최초지시 시각이 포함되면, $Sf_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면, $Sf_{i,t} = 0$
$Lf_{i,t}$는 지시종료 시간표시기로서,
지시종료 시각이 포함되면, $Lf_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면, $Lf_{i,t} = 0$
p : 출력지시 시각(분단위),q : 출력 종료시각(분단위)
(p, q값은 매 거래시간별로 시작 및 종료시간 부여)
SO_i : 송전단 기준으로 급전지시하는 발전기의 급전지시 전력량. 단, 발전단 기준으로 급전지시를 받는 발전기는 다음과 같이 산정한다.$SO_i = (1 - r_i) \times$ 발전단 기준 급전지시 전력량(r_i : 각 발전소의 평균소내소비율)
$EOSO_{i,t}$: 급전지시 발전전력량(송전단 기준)

3) <개정 2006.12.26.> <삭제 2009.06.30.>

14. 양수동력변동비 산정절차 [신설 2010.12.28.] <조항번호 변경 2015.3.17.>

가. 양수동력변동비 산정절차



나. 산정절차 및 기준

① 거래전일 양수동력 변동비 및 동력량 산정

○ 최초 거래전일 양수동력 변동비는 기 결정

○ 양수동력량은 거래전일 24시 기준으로 산정된 발전가능용량을 효율로 나눈 값

② 거래일 양수동력 변동비 산정

○ 거래전일 및 거래일 양수동력, 양수동력 변동비를 양수동력량으로 가중평균

○ 산정 산식

$$\frac{(\text{거래전일 가중 양수동력변동비} \times \text{양수동력 총량}) + (\text{거래일 가중 양수동력변동비} \times \text{양수동력 총량})}{\sum(\text{거래전일 양수동력 총량} + \text{거래일 양수동력총량})}$$

* 양수동력 변동비는 양수동력정산금을 기준으로 적용 <개정 2012.5.31>

③ 거래익일용 발전가능용량 산정

○ 거래전일 발전가능용량 + 거래일 실제 양수동력량 × 효율 - 거래일 총 발전량

④ "①~③"를 반복하면서 양수동력 변동비, 양수동력량 및 발전가능용량 계산 <단서삭제 2012.5.31>

14.1 전기저장장치 충전전력 변동비 산정절차 [신설 2016.5.12.]

가. 중앙계약 전기저장장치를 제외한 전기저장장치 충전전력 변동비는 양수발전기의 양수동력 변동비 산정절차를 준용한다. <개정 2025.10.1.>

나. '가'와 관련하여, 양수발전기의 양수동력 변동비는 전기저장장치의 충전 변동비로, 양수발전의 양수동력량은 전기저장장치의 충전전력량으로, 양수발전의 효율은 전기저장장치의 운전주기효율로, 양수발전기의 양수동력 총량은 전기저장장치의 충전전력총량으로, 양수발전의 양수동력정산금은 전기저장장치의 충전전력

정산금으로 본다.

15. 중앙급전 구역전기발전기 정산관련 기준 산정 [신설 2019.1.2.]

가. 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량 산정

중앙급전 구역전기발전기가 전력계통으로 공급가능한 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량은 입찰한 시간대별 발전가능용량을 송전단 기준으로 환산한 값에서 입찰한 공급구역 예상수요를 차감하여 산정한다. 즉,

$AL_{i,t} = GCL_{i,t} \times (1 - MLFL_i) - EDL_{i,t}$

여기서,

$AL_{i,t}$: 구역전기사업자의 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량(MWh)

GCL_i : 중앙급전 구역전기발전기 거래시간대별 입찰 발전가능용량(MWh, 주변압기 2차측 기준)

$MLFL_i$: 중앙급전 구역전기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수로써 154kV 변압기손실률 설계치인 0.765%를 적용 (전압이 동일한 경우 0 적용)

$EDL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 거래시간대별 공급구역 예상수요

나. 실 공급가능용량 산정

① 거래일 이후 전력거래소는 중앙급전 구역전기발전기가 입찰한 공급가능용량과 실제 공급가능용량을 비교하여 초과입찰량에 대한 위약금을 산정한다.

② 중앙급전 구역전기발전기의 거래일 시간대별 실제 공급가능용량은 입찰한 시간대별 발전가능용량을 송전단 기준으로 환산한 값에서 구역수요 실적을 차감하여 산정한다. 즉,

$AAL_{i,t} = Max \{ [GCL_{i,t} \times (1 - MLFL_i) - MDL_{i,t}], 0\}$

여기서,

$MDL_{i,t} = MSGL_{i,t} \times (1 - MLFL_i) + MEL_{d,t} \times (1 + LLFL_d) - MGO_{i,t}$

$AAL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 실제 구역수요 초과 공급가능용량

GCL_i : 중앙급전 구역전기발전기 거래시간대별 입찰 발전가능용량(MWh, 주변압기 2차측 기준)

$MLFL_i$: 중앙급전 구역전기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수로써 154kV 변압기손실률 설계치인 0.765%를 적용 (전압이 동일한 경우 0 적용)

$MDL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 거래시간별 공급구역 실적수요로서 구역전기

발전기의 송전단 기준으로 환산한 자체발전 계량값과 해당 발전기를 보유한 구역전기사업자의 전력구매량의 합에서 전력량 계량값(계통으로 역송한 전력량)을 차감하여 산정

$MSGL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기의 자체발전 계량값(MWh, 주변압기 2차측 기준)

$MEL_{d,t}$: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값(수전전력)

$LLFL_{d}$: 구역전기사업자의 실제 계량기의 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 손실계수

$MGO_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 보유한 구역전기사업자의 계량 전력량(역송전력)

다. 급전지시 이행 검증기준

① 급전원은 규칙 제5.1.4조 및 제5.3.1조에 따라 구역수요 초과 공급가능용량 및 공급소요시간을 고려하여 중앙급전 구역전기발전기에 급전지시하고, 전력공급 시작 및 종료시간과 필요 시 전력공급을 지시한 시간을 분단위로 입력한다. <개정 2019.12.13.>

② 중앙급전 구역전기발전기 급전지시 이행 검증기준은 아래와 같다.

$|Max\ [\{Min(AL_{i,t},\ RAL_{i,t},\ AAL_{i,t})\ -\ MGO_{i,t}\},\ 0]| \leq \varepsilon$ 이면 급전지시 이행 준수, 아니면 급전지시 이행 위반 <개정 2019.12.13.>

여기서,

$EOSO_{i,t}$: <삭제 2019.12.13.>

$AL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량 [신설 2019.12.13.]

$RAL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 변경 구역수요 초과 공급가능용량 [신설 2019.12.13.]

$AAL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 실제 구역수요 초과 공급가능용량

허용오차(ε) : $Min(AL_{i,t},\ RAL_{i,t},\ AAL_{i,t}) \times 0.005$), 최소허용오차는 0.5㎿, 최대허용오차는 2㎿를 적용한다. <개정 2019.12.13.>

16. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준 [신설 2021.1.1]

가. 다조합 복합발전기의 시간대별 출력구간의 운전조합 판단기준

① 하루전발전계획의 에너지발전량(DAOS)에 대한 운전조합은 [별표9] 7.6.1에 따라 공표된 하루전발전계획 결과의 운전조합을 적용한다. <개정 2022.6.30.>

② 제약량(MEGW)에 대한 운전조합은 제2.3.2조 및 [별표4]7.11.2에 따라 입찰자료로 제출된 제약운전정보를 적용한다.

③ 입찰량(A)에 대한 운전조합은 제2.3.2조에 따라 입찰자료로 제출된 GT호기별 운전정보를 적용한다.

④ 계량값(MGO)에 대한 운전조합은 아래와 같이 정해진다.

1. GT, ST 개별계량이 가능한 발전기들은 계량데이터를 통해 실제 출력에 대한 운전여부를 판단한다. <개정 2023.6.30.>

2. 개별계량이 불가능한 발전기 EMS 원격소장치(RTU)로부터 취득된 데이터와 전력거래시스템에 제출된 각 호기별 계통연결시간을 통해 개별호기 운전여부를 판단한다. 발전사업자는 해당 운전조합 결과를 통지받은 후 7일 이내에 관련 증빙서류와 함께 이의신청 할 수 있으며 변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하고 승인받아야 한다. 또한, 전력거래소는 이의신청에 대해서 접수일로부터 10일 이내에 처리결과를 해당 전기사업자에게 통지하여야 한다. 단, 발전사업자가 전력거래시스템에 발전기 개별 호기 운전정보를 제출하지 않은 경우 직전 운전여부를 준용하여 적용한다. <개정 2023.6.30., 2026.4.28.>

3. 여기서, 운전조합의 결정은 1목 또는 2목에서 결정된 개별 호기별 운전여부를 토대로 결정한다. 해당 거래시간에서 운전조합이 복수인 경우 운전시간이 가장 큰 조합으로 한다. 만약, 가장 큰 운전조합이 여러개일 경우 비용이 가장 높은 운전조합을 적용한다. <개정 2023.6.30.>

4. 전력거래소는 규칙 제4.2.5.1조, 제4.2.5.5조의 2 및 별표8에 의거하여 발전기 운전조합을 정정할 수 있다. [신설 2023.6.30.] [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

17. 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산 [신설 2023.8.30.] <개정 2024.2.28.>

수소발전입찰시장 계약발전기의 거래시간별 계약전력량에 대한 차액계약정산금은 다음과 같이 각 발전기의 월별 조정계약가격과 계통한계가격간의 차액으로 정산한다. 즉,

$$CSA_{i,t,p} = \sum_{t=1} \{Min(MFP_{i,m} - SMP_t, MFP_{i,m}) \times SOG_{i,t}\} \times 1000$$

여기서,

$CSA_{i,t,p}$: 수소발전입찰시장 계약발전기의 차액계약정산금

p : 수소발전입찰시장 개설 연도

$MFP_{i,m}$: 수소발전입찰시장 계약발전기의 월별 최종계약가격으로서 아래와 같이 계산한다. 즉, $MFP_{i,m}= (CCP_i \times FCI_{i,m} + FCP_i - NPP_i)$

여기서,

CCP_i : 수소발전입찰시장 계약발전기의 변동계약가격

$FCI_{i,m}$: 수소발전입찰시장 계약발전기의 월별 연료비 인덱스

FCP_i : 수소발전입찰시장 계약발전기의 고정계약가격

NPP_i : 수소발전입찰시장 계약발전기의 미이행 페널티가격, 별도의 페널티가격이 없는 경우 0을 적용함

$SOG_{i,t}$: 수소발전입찰시장 계약발전기의 차액계약정산대상 전력량으로서 아래와 같이 계산한다. 즉,

$$SOG_{i,t} = MIN(MGO_{i,t}, Max(ACG_i - \sum_{h=1}^{n} MGO_{i,h}, 0))$$

여기서,

ACG_i : 수소발전입찰시장 계약발전기의 연간 계약전력량

n : 당해연도 계약거래 시작일부터 거래시점 직전 시간까지의 총시간 수

$\sum_{h=1}^{n} MGO_{i,h}$:당해연도 계약거래 시작일부터 거래시점 직전 시간까지의 총 발전 전력량

18. 중앙계약시장 계약용량에 대한 정산 [신설 2025.10.1.]

중앙계약전기저장장치 계약용량에 대한 정산금은 다음과 같이 각 전기저장장치의 계약가격에 시간대별 방전가능전력량을 최대운전시간으로 나눈 값을 곱하고, 급전지시 이행률에 따라 정산한다. 즉,

$$TECP_{i,t} = (TECF_i \times EOSE_{i,t} / EMOT_i) \times EFR_{i,t} \times 1000$$

여기서,

$TECP_{i,t}$: 중앙계약전기저장장치의 계약용량정산금(원)

$TECF_i$: 중앙계약전기저장장치의 계약가격(원/kW-h)으로 아래와 같이 계산한다.

$TECF_i = EACF_i - ENPP_i$

$EACF_i$: 중앙계약전기저장장치의 계약가격(원/kW-h)

$ENPP_i$: 중앙계약전기저장장치의 페널티 가격으로 별도의 페널티 가격(거래지연 페널티 가격 및 비가격평가 불충족 페널티가격)이 없는 경우 0을 적용함 (원/kW-h)

$EOSE_{i,t}$: 중앙계약전기저장장치 방전가능전력량(MWh)

$EMOT_i$: 중앙계약전기저장장치의 최대운전시간(h)

$EFR_{i,t}$: 중앙계약전기저장장치의 시간당 급전지시 이행률로 아래와 같이 계산한다.

i) $|SET_POINT_{i,t}| \neq 0$ 인 경우

$$EFR_{i,t} = Max[1 - \{(|SET_POINT_{i,t} - MGO_{i,t}|) / |SET_POINT_{i,t}|\}, 0]$$

다만, $|SET_POINT_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon$ 이면 $EFR_{i,t} = 1$을 적용한다.

ii) $|SET_POINT_{i,t}| = 0$ 인 경우

$EFR_{i,t} = Max\{(1 - (|EGMO_{i,t}| \div ECD_i)), 0\}$ <개정 2026.7.24.>

다만, $||EAP_{i,t}| - |MGO_{i,t}|| \leq \varepsilon$ 이고 $|EGMO_{i,t}| \leq \varepsilon$이며, $EFR_{i,t} = 1$을 적용한다. <개정 2026.7.24.>

$SET_POINT_{i,t}$: 중앙계약전기저장장치의 거래시간에 대한 60분 평균 EMS 급전지시 출력(MWh)

$EGMO_{i,t}$: 중앙계약전기저장장치의 시간대별 발전단 발전전력량(MWh)

$EAP_{i,t}$: 중앙계약전기저장장치의 시간대별 소내전력량(MWh)

ECD_i : 중앙계약전기저장장치의 계약된 최대방전용량(MW)

허용오차(ε) : 중앙계약전기저장장치는 $\pm RA_{i,t} \times 0.005$를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.05㎿h, 최대허용오차는 5㎿h를 적용한다.

Ⅱ. 직접구매자에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산 <개정 2006.12.26., 2013.2.28., 2021.12.28.>

개별 직접구매자가 부담해야 할 전력량에 대한 거래시간별 정산금은 일반발전기의 한계가격에 개별 구매자의 유효구매전력량을 곱한 값으로 한다. 단, 직접전력거래를 통해서 공급받은 시간대별 전력량은 송전 또는 배전 손실률을 적용하여 유효구매전력량에서 제외한다. 즉,

$ESC_{k,t} = Min(SMP_t, PC, EPC_x) \times PEC_{k,t} \times 1{,}000$ <개정 2026.7.24.>

여기서,

$ESC_{k,t}$(Energy Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

$PEC_{k,t} = Max\{(MEC_{k,t} - ASRS_{k,t}), 0\} \times TLF_{k,t} \times (1 + DLFC) \times (1 + LLFC_k)$ <개정 2021.12.28.>

$ASRS_{k,t} = SRS_{k,t} \times (1 - LFRE_k) \times SROF_k$ [신설 2021.12.28.]

$ASRS_{k,t}$(Adjusted $SRS_{k,t}$) : 직접전력거래를 통하여 개별 전기사용자에게 공급되는 시간대별 전력량에 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률이 적용된 값

$SRS_{k,t}$(Supplied energy throughRenewable energy Supplier) : 직접전력거래를 통하여 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자가 개별 전기사용자에게 공급하는 시간대별 전력량 [신설 2021.12.28.] <개정 2025.4.9.>

$LFRE_k$(Loss Factor for Renewable Energy) : 개별직접구매자의 직접전력거래 전

력량에 적용되는 손실계수로써 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률 [신설 2021.12.28.]

$SROF_k$(Supplied Renewable energy On Flag) : 전기사용자의 직접전력거래계약 여부 표시기로써, 직접전력거래를 통하여 공급받는 개별 전기사용자인 경우 1, 그렇지 않으면 0 [신설 2021.12.28.]

$MEC_{k,t}$(Measured Energy for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값

$TLF_{k,t}$: 거래시간대 직접구매자의 정적손실계수이며, 지리적으로 가장 근접한 중앙급전발전기의 송전손실계수를 준용한다.

DLFC(Distribution Loss Factor forConsumers) : 직접구매자의 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 배전손실 계수

$LLFC_k$(Locational Loss Factor fora Consumer) : 직접구매자의 실제 계량기의 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 직접구매자의 손실계수

개별 직접구매자의 거래일에 대한 전력량 정산금은 다음과 같다.

$$ESC_k = \sum_t ESC_{k,t}$$

2. 용량가격에 대한 정산 <개정 2006.12.26.>

직접구매자가 부담해야 할 용량가격에 대한 거래시간별 정산은 직접구매용량가격에 직접구매자별 용량가격적용전력과 거래시간의 역률조정계수를 곱하여 산출한 금액으로 한다. 즉,

$$CSC_{k,t} = CPC_t \times RP_k \times PFC_{k,t} \times 1{,}000$$

여기서,

$CPC_t = HCF_{k,t} \times CFCP$ <개정 2025.4.9.>

$HCF_{k,t} = RCP_k \times RCF_k \times TCF_t \times PCF_k$ <개정 2022.5.31., 2025.4.9.>

RCP_k : 직접구매자 적용 기준용량가격으로서 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용될 전체 육지 발전기 기준용량가격을 당해연도 6월말 기준의 설비용량으로 가중평균한 값을 7월부터 다음연도 6월까지 적용한다. 다만, 제주지역의 직접구매자에 적용하는 기준용량가격은 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용되는 전체 제주 발전기 기준용량가격을 당해연도 6월말 기준의 설비용량으로 가중평균한 값을 적용한다. <개정 2022.5.31., 2025.4.9.>

RCF_k : 직접구매자의 용량가격계수(RCF_i)는 가장 인접한 중앙급전발전기의 용량가격계수(RCF_i)를 적용한다. [신설 2021.12.28.] <개정 2025.4.9.>

TCF_t : 시간대별 용량가격계수 [신설 2021.12.28.]

PCF_k : 직접구매자의 성과연동형용량가격계수는 1로 적용한다. <개정 2022.5.31., 2025.4.9.>
$PFC_{k,t} = 1 + Max(0.9 - PF_{k,t}, 0)$
$CSC_{k,t}$(Capacity Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 용량정산금액
CPC_t(Capacity Price for Consumers) : 직접구매자에게 적용하는 거래시간별 기준용량가격
$PFC_{k,t}$(Power Factor Coefficient for a Consumer) : 직접구매자의 역률조정계수
RP_k(Reference Power Value for a Consumer) 개별 직접구매자에 대한 용량가격 적용전력
CFCP(Compensation Factor of Capacity Payment for Consumers) : 직접구매자에 대한 기준용량가격을 결정하기 위해 적용하는 용량보정계수
$PF_{k,t}$(Power Factor for a Consumer) : 직접구매자의 역률

개별 직접구매자의 거래일에 대한 용량가격 정산금은 다음과 같다.

$$CSC_k = \sum_t CSC_{k,t}$$

3. 부가정산금에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 직접구매자에 적용하는 부가정산금단가에 직접구매자의 유효구매전력량을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$USC_{k,t} = UPC \times PEC_{k,t} \times 1{,}000$$

여기서,
$USC_{k,t}$(Uplift Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금
UPC(Uplift Price for Consumers) : 직접구매자 적용 부가정산금단가(원/kWh)

개별 직접구매자의 거래일에 대한 부가정산금은 다음과 같다.

$$USC_k = \sum_t USC_{k,t}$$

4. <삭제 2019.12.31.>

5. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산 [신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

직접구매자가 부담해야 할 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래시간별 정산금은 예측제도에 참여하는 대상자원에 대한 거래시간의 총정산금에 거래시간의 전력시장 전체 총전력거래량 대비 거래시간의 직접구매자 구매전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$IFC_{k,t} = \frac{PEC_{k,t}}{TET_t} \times \sum_i IFP_{i,t}$$

여기서,

$IFC_{k,t}$(Improved Forecast settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효 구매전력량

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$IFP_{i,t}$(Improved Forecast Payment of renewable energy resource) : 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일의 시간대별 정산금

직접구매자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$IFC_k = \sum_{t=1}^{24} IFC_{k,t}$$

IFC_k(Improved Forecast settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

6. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비 보전 정산 [신설 2022.11.30.]

제2.4.4조의2 제6항의 전문위원회에서 동조 제4항 내지 제8항에 따른 보전액을 지급하기로 결정한 경우 직접구매자가 부담해야할 정산금은 긴급상한가격적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비보전정산금 총액에(이하 “EMWP” 라 한다.) EMWP가 발생한 월의 총 전력거래량에서 직접구매자가 구매한 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$\mathrm{EMSC_k} = \sum_{\mathrm{i}} \mathrm{EMWP_i} \times \frac{\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \mathrm{PEC_{k,t}}}{\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \mathrm{TET_t}}$$

여기서,

$EMSC_k$ (Emergency Make whole Settlement for Consumer): 직접구매자의 연료비 보전 정산금

$EMWP_i$: 발전기별 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등 연료비 보전 정산금

NT (Number of Trading periods in a month): 1개월 동안의 거래시간

$\sum_{t}^{NT} TET_t$: 전력시장 전체의 연료비 보전 정산금이 발생한 월에 대한 총전력거래량

$\sum_{t}^{NT} PEC_{k,t}$: 직접구매자의 연료비 보전 정산금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

7. 준중앙급전자원의 기본정산금에 관한 정산 [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

직접구매자가 부담해야할 정산금은 준중앙급전자원의 기본정산금 총액에 제18.3.2조 제1항 또는 제18.8.2조 제1항에 따른 준중앙급전자원의 각 운영기간에 발생한 총 전력거래량에서 직접구매자가 구매한 전력량의 비율로 곱한 금액으로 한다.

$$SSGC_k = \sum_i SSDG_i \times \frac{\sum_{t}^{운영기간} PEC_{k,t}}{\sum_{t}^{운영기간} TET_t}$$

$SSGC_k$(Settlement of Semi-dispatchable Generator for Consumer) : 직접구매자의 준중앙급전자원 기본정산금

$SSDG_i$(Settlement of Semi-Dispatchable Generator) : 준중앙급전자원의 기본정산금

$\sum_{t}^{운영기간} TET_t$: 준중앙 제도 운영기간에 발생한 전력시장의 총 전력거래량

$\sum_{t}^{운영기간} PEC_{k,t}$: 준중앙 제도 운영기간에 발생한 직접구매자의 총 유효구매전력량

8. 복지특례할인비용에 대한 정산 [신설 2025.4.9.]

개별 직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 복지특례할인비용 정산금은 직접구매자에 적용하는 복지특례할인비용단가에 직접구매자의 유효구매전력량을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$WSDSC_{k,t} = WSDC \times PEC_{k,t} \times 1{,}000$

여기서,

$WSDSC_{k,t}$(Welfare & Special Discount Settlement for a Consumer) : 개별직접구매자의 거래시간에 대한 복지특례할인비용 정산금

WSDC(Welfare & Special Discount for a Consumer) : 직접구매자의 전력량에

따라 부과하는 복지특례할인비용 단가(원/kWh)

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

9. 중앙계약시장 계약용량에 대한 정산 [신설 2025.10.1.]

직접구매자가 부담해야 할 중앙계약전기저장장치 계약용량에 대한 정산금은 중앙계약전기저장장치 시간대별 정산금에 전력시장 거래시간에 대한 총 전력거래량 대비 직접구매자의 거래시간별 구매전력량 비율을 곱한 금액으로 한다.

즉, $TECC_{k,t} = \sum TECP_{i,t} \times PEC_{k,t} / TET_t$ <개정 2026.7.24.>

$TECC_k$: 직접구매자의 중앙계약전기저장장치의 계약용량 정산금(원)

$TECP_{i,t}$: 중앙계약 전기저장장치의 정산금(원)

$PEC_{k,t}$: 직접구매자 별 거래시간에 대한 구매전력량

TET_t : 전력시장 거래시간에 대한 총전력거래량

Ⅲ. 판매사업자에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산 <개정 2005.1.21., 2021.1.1.>

판매사업자가 부담해야 할 전력량에 대한 거래시간별 정산금은 발전기의 거래시간별 전력량정산금 총액에서 직접구매자의 거래시간별 전력량정산금 및 계획발전정산금 총액을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$ESS_t = (\sum_i (MEP_{i,t} + SEP_{i,t}) - \sum_k ESC_{k,t}) \times \frac{PES_t}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$ <개정 2021.12.28.>

ESS_t(Energy Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

$MEP_{i,t}$: 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액 <삭제 2021.1.1.>

$ESC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간별전력량 정산금 [신설 2005.1.21]

PES_t(Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량 [신설 2005.1.21]

$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량 [신설 2005.1.21.]

판매사업자의 거래일에 대한 계획발전전력량에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$ESS = \sum_{t} ESS_t$$

2. 가용능력에 대한 정산 <개정 2005.1.21>

판매사업자가 부담해야 할 가용능력에 대한 거래시간별 정산금은 거래시간에 대한 모든 발전기의 가용능력에 대한 정산금의 합계에서 모든 직접구매자의 거래시간에 대한 용량가격 정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$CSS_t = (\sum_{i} TPCP_{i,t} - \sum_{k} CSC_{k,t}) \times \frac{PES_t}{(TET_t - \sum_{k} PEC_{k,t})}$$

여기서,

CSS_t(Capacity Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 가용능력 정산금액

$TPCP_{i,t}$: 전력시장 발전기의거래시간별 용량정산금

$CSC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간별 용량가격 정산금

PES_t(Purchased Energy by a Sales company) : 판매사업자의 거래시간별 구매 전력량[신설 2005.1.21.]

$$PES_t = TET_t - \sum_{k} PEC_{k,t} - \sum_{d} PEL_{d,t}$$

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자의 거래일 가용능력에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$CSS = \sum_{t} CSS_t$$

3. 부가정산금에 대한 정산 <개정 2005.1.21., 2021.1.1., 2022.5.31., 2025.4.9., 2025.7.10.>

판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 해당 거래시간에 발생한 전

체 부가정산금 총액에서 모든 직접구매자, 재생에너지전기공급사업자, 재생에너지전기저장판매사업자 및 분산에너지사업자의 거래시간에 대한 부가정산금을 차감한 금액에 전체발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매 사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$USS_t = (US_t - \sum_k USC_{k,t} - \sum_k USR_{k,t} - \sum_k USD_{k,t}) \times \frac{PES_t}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서,

USS_t(Uplift Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 부가정산금

US_t(Uplift Settlement) : 거래시간에 대한 부가정산금 총계

$$US_t = \sum_i TPG_{i,t} - \sum_i MEP_{i,t} - \sum_i TPCP_{i,t}$$

$USR_{k,t}$(Uplift Settlement of energy traded by Renewable energy supplier) : 직접전력거래의 거래시간에 대한 부가정산금 [신설 2022.5.31.]

$USD_{k,t}$(Uplift Settlement for Distributed energy business entity) : 분산에너지사업자의 거래시간에 대한 부가정산금 [신설 2025.7.10.]

판매사업자의 거래일 부가정산금은 다음과 같다.

$$USS = \sum_t USS_t$$

4. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

5. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산 [신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

판매사업자가 부담해야 할 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래시간별 정산금은 예측제도에 참여하는 대상자원에 대한 거래시간의 총정산금에 거래시간의 전력시장 전체 총전력거래량 대비 거래시간의 판매사업자 구매전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$IFS_t = \frac{PES_t}{TET_t} \times \sum_i IFP_{i,t}$$

여기서,

IFS_t(Improved Forecast settlement for Sales company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

PES_t(Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래시간에 대한 구매전력량

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$IFP_{i,t}$(Improved Forecast Payment of renewable energy resource) : 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일의 시간대별 정산금

판매사업자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$IFS = \sum_{t=1}^{24} IFS_t$$

IFS(Improved Forecast settlement for Sales company) : 판매사업자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

6. 기타 정산 [신설 2012.5.31.] <조번호 변경 2015.3.17.>

한국가스공사로부터 연료를 공급받는 LNG발전기가 약정물량 대비 초과 혹은 미달사용으로 부가금이 발생하여 비용평가위원회로부터 지급이 의결된 경우, 판매사업자가 부담해야 할 정산금은 초과부가금 총액에 초과부가금이 발생한 월의 총 전력거래량에서 직접구매자의 총 구매전력량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$\mathrm{XSS} = \sum_{\mathrm{i}} \mathrm{XEGD_i} \times \frac{\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \mathrm{PES_t}}{(\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \mathrm{TET_t} - \sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \sum_{\mathrm{k}} \mathrm{PEC_{k,t}})}$$

여기서,

XSS (eXtra Settlement for a Sales Company): 판매사업자의 추가 정산금

$\mathrm{XEGD_i}$: 발전기별 초과부가금 추가 정산금

NT (Number of Trading periods in a month): 1개월 동안의 거래시간

$\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \mathrm{PES_t}$: 판매사업자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총구매전력량

$\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \mathrm{TET_t}$: 전력시장 전체의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총전력거래량

$\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \sum_{\mathrm{k}} \mathrm{PEC_{k,t}}$: 직접구매자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

$\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \sum_{\mathrm{d}} \mathrm{PEL_{d,t}}$: 구역전기사업자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

7. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비 보전 정산 [신설 2022.11.30.]

제2.4.4조의2 제6항의 전문위원회에서 동조 제4항 내지 제8항에 따른 보전액을 지급하기로 결정한 경우 판매사업자가 부담해야할 정산금은 긴급상한가격적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비보전정산금 총액에(이하 “EMWP” 라 한다.) EMWP가 발생한 월의 총 전력거래량에서 판매사업자가 구매한 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$EMSS = \sum_{i} EMWP_i \times \frac{\sum_{t}^{NT} PES_t}{\sum_{t}^{NT} TET_t}$$

여기서,

EMSS (Emergency Make whole Settlement for Sales Company): 판매사업자의 연료비 보전 정산금

$EMWP_i$: 발전기별 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등 연료비 보전 정산금

NT (Number of Trading periods in a month): 1개월 동안의 거래시간

$\sum_{t}^{NT} TET_t$: 전력시장 전체의 연료비 보전 정산금이 발생한 월에 대한 총전력거래량

$\sum_{t}^{NT} PES_t$: 판매사업자의 연료비 보전 정산금이 발생한 월에 대한 총구매전력량

8. 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산 [신설 2023.8.30.] <개정 2024.2.28.>

판매사업자가 부담해야 할 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 거래시간별 차액계약정산금은 수소발전입찰시장 수소발전입찰시장 계약발전기의 거래시간별 계약전력량 차액계약정산금 총액에 수소발전입찰시장 고시 <별표 3>의 구매자별 구매량 산정을 위한 전력거래비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$HBMS_t = \sum_{i} CSA_{i,t,p} \times PRS_p$

여기서,

$HBMS_t$: 판매사업자에 대한 수소발전입찰시장 차액계약정산금

$CSA_{i,t,P}$: 수소발전입찰시장 계약발전기의 차액계약정산금

PRS_p : 수소발전입찰시장 고시에 따른 입찰시장 개설 연도별 판매사업자의 구매량 산정을 위한 전력거래비율

p : 수소발전입찰시장 개설 연도

9. 준중앙급전자원의 기본정산금에 관한 정산 [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

판매사업자가 부담해야할 정산금은 준중앙급전자원의 기본정산금 총액에 제18.3.2조 제1항 또는 제18.8.2조 제1항에 따른 준중앙급전자원의 각 운영기간에 발생한 총 전력거래량에서 판매사업자가 구매한 전력량의 비율로 곱한 금액으로 한다.

즉,

$$SSGS = \sum_{i} SSDG_i \times \frac{\sum_{t}^{\text{운영기간}} PES_t}{\sum_{t}^{\text{운영기간}} TET_t}$$

$SSGS_k$(Settlement of Semi-dispatchable Generator for Sales Company) : 판매사업자의 준중앙급전자원 기본정산금

$SSDG_i$(Settlement of Semi-Dispatchable Generator) : 준중앙급전자원의 기본정산금

$\sum_{t}^{\text{운영기간}} PES_t$: 준중앙 제도 운영기간에 발생한 판매사업자의 총 구매전력량

$\sum_{t}^{\text{운영기간}} TET_t$: 준중앙 제도 운영기간에 발생한 전력시장의 총 전력거래량

10. 중앙계약시장 계약용량에 대한 정산 [신설 2025.10.1.]

판매사업자가 부담해야 할 중앙계약전기저장장치 계약용량에 대한 정산금은 중앙계약전기저장장치 시간대별 정산금에 전력시장 거래시간에 대한 총 전력거래량 대비 판매사업자의 거래시간별 구매전력량 비율을 곱한 금액으로 한다.

즉, $TECS_{k,t} = \sum TECP_{i,t} \times PES_{k,t} / TET_t$ <개정 2026.7.24.>

$TECS_t$: 판매사업자의 중앙계약전기저장장치의 계약용량 정산금(원)

$TECP_{i,t}$: 중앙계약 전기저장장치의 정산금(원)

$PES_{k,t}$: 판매사업자의 거래시간에 대한 구매전력량

TET_t : 전력시장 거래시간에 대한 총전력거래량

Ⅳ. 잠정정산차액의 조정 <삭제 2005.1.21.>

Ⅳ. 구역전기사업자의 전력거래에 대한 정산 [신설 2005.1.21]

1. 전력량에 대한 정산 <개정 2006.12.26., 2021.1.1., 2025.1.8.>

① 구역전기사업자의 전력량에 대한 정산 <개정 2025.1.8., 2025.8.6.>

구역전기사업자가 부담해야 할 전력량에 대한 거래시간별 정산금은 전체 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금 및 계획발전정산금 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 전력량정산금 총액을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$ESLS_{d,t} = (\sum_{i}(MEP_{i,t} + SEP_{i,t}) - \sum_{k} ESC_{k,t}) \times \frac{PEL_{d,t}}{(TET_{t} - \sum_{k} PEC_{k,t})}$$

여기서,

$ESLS_{d,t}$(Energy Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

$MEP_{i,t}$: 발전기의 거래시간별 전력량 정산금

$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t} = MEL_{d,t} \times TLF_{d,t} \times (1 + DLFL) \times (1 + LLFL_{d})$

$MEL_{d,t}$ (Measured Energy for a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값

$TLF_{d,t}$: 거래시간대 구역전기사업자의 정적손실계수이며, 지리적으로 가장 근접한 중앙급전발전기의 송전손실계수를 준용한다.

DLFL(Distribution Loss Factor for Local sales companies) : 구역전기사업자의 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 배전손실계수

$LLFL_{d}$(Locational Loss Factor for a Local sales company) : 구역전기사업자의 실제 계량기의 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 손실계수

$SEP_{i,t}$: 발전입찰량 이내에서 실제 계량된 거래시간별 전력량에 대한 정산금

$ESC_{k,t}$(Energy Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

TET_{t}(Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

② 구역전기사업자의 책임공급비율에 따른 전력량정산금에 대한 차등금액 정산

[신설 2025.1.8.]

2025년 1월 1일 이후로 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자는 공급구역 내 책임공급비율을 고려하여 책임공급비율 기준을 미준수하여 구매하는 전력량에 대해서는 차등금액 가중치를 적용한 금액으로 정산한다. 당월 구역 내 전력수요 대비 당월 시장에서 구매한 전력량이 30% 초과 65% 이하 구간에 대해 당월 구매한 전력량정산금의 10%를 가산하고, 65% 초과 100% 이하 구간에 대해 당월 구매한 전력량정산금에서 20%를 가산하여 차등금액을 부과한다. 전력량정산금에 대한 차등금액은 익월 4차수 대금지급일 정산명세서에 반영한다.

단, 발전기의 고장, 정기점검 및 보수기간, 전기사업법 시행령 제19조제4항제3호에 해당하는 지역냉난방 구역전기사업자의 전력거래분은 차등금액을 적용하지 않는다.

$PERL_{i,m}$구간	30%이하	30%초과 ~ 65%이하	65%초과 ~ 100%이하
$PPFL_{d,m}$	0	10%	20%

$PERL_{i,m} \leq 30\%$ 이면,

$$PPPL_{d,m} = 0$$

$30\% < PERL_{i,m} \leq 65\%$ 이면,

$$PPPL_{d,m} = ESLS_{d,m} \times \frac{(PERL_{i,m} - 30\%)}{PERL_{i,m}} \times 10\%$$

$65\% < PERL_{i,m} \leq 100\%$ 이면,

$$PPPL_{d,m} = ESLS_{d,m} \times \frac{(PERL_{i,m} - 65\%)}{PERL_{i,m}} \times 20\% + ESLS_{d,m} \times \frac{35\%}{PERL_{i,m}} \times 10\%$$

$PERL_{i,m}$(Purchased Energy Ratio for a Local sales company) : 월별 공급구역 전기사용자의 전력수요 합계 대비 구역전기사업자가 전력시장에서 구매한 전력량의 백분율(%)

$PPFL_{d,m}$(Purchased Energy Penalty Factor for a Local Sales company) : 2025년 1월 1일 이후 사업 허가를 받은 구역전기사업자의 책임공급비율 미준수에 따른 차등금액 가중치

$PPPL_{d,m}$(Purchased Energy Penalty Payment for a Local sales company): 2025년 1월 1일 이후로 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자의 책임공급비율 기준 준수 여부에 따른 시

장에서 구매한 전력량에 대한 차등금액

$ESLS_{d,m}$(Energy Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래 당월에 대한 전력량정산금

③ 제2항에서 월별 공급구역 전기사용자의 전력수요 합계 대비 구역전기사업자가 전력시장에서 구매한 전력량의 백분율($PERL_{i,m}$)은 아래와 같이 산출한다. [신설 2025.1.8.]

$$PERL_{i,m} = Max\left\{\left[1 - \frac{MSGL_{i,m} \times (1 - MLFL_i)}{MDL_{i,m}}\right], 0\right\} \times 100$$

여기서,

$MSGL_{i,m}$(Metered Self Generation for a Local sales company) : 구역전기발전기의 월별 자체발전 계량값(MWh, 주변압기 2차측 기준)

$MDL_{i,m}$(Measured Demand for Local sales company) : 구역전기발전기의 공급구역 월별 실적수요로서 구역전기발전기의 송전단 기준으로 환산한 자체발전 계량값과 해당 발전기를 보유한 구역전기사업자의 전력구매량의 합에서 전력량 계량값(계통으로 역송한 전력량)을 차감하여 산정

$MLFL_i$(Metered Loss Factor for a Local sales company) : 중앙급전 구역전기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수로써 154kV 변압기손실률 설계치인 0.765%를 적용 (전압이 동일한 경우 0 적용)

2. 가용능력에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 가용능력에 대한 거래시간별 정산금은 전체 발전기의 거래시간별 가용능력에 대한 정산금의 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 용량가격 정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$CSLS_{d,t} = \left(\sum_{i} TPCP_{i,t} - \sum_{k} CSC_{k,t}\right) \times \frac{PEL_{d,t}}{\left(TET_t - \sum_{k} PEC_{k,t}\right)}$$

여기서,

$CSLS_{d,t}$(Capacity Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 가용능력 정산금액

$TPCP_{i,t}$: 전력시장 발전기의 거래시간별 용량정산금

$CSC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간별 용량정산금

$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매 전력량

구역전기사업자의 거래일 가용능력에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$CSLS_d = \sum_t CSLS_{d,t}$$

3. 부가정산금에 대한 정산 <개정 2021.1.1., 2022.5.31., 2025.4.9., 2025.7.10.>

구역전기사업자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 부가정산금 총액에서 모든 직접구매자, 재생에너지전기공급사업자, 재생에너지전기저장판매사업자 및 분산에너지사업자의 거래시간별 부가정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$USLS_{d,t} = (US_t - \sum_k USC_{k,t} - \sum_k USR_{k,t} - \sum_k USD_{k,t}) \times \frac{PEL_{d,t}}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서,

$USLS_{d,t}$(Uplift Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 부가정산금

US_t(Uplift Settlement) : 거래시간에 대한 부가정산금 총액

$$US_t = \sum_i TPG_{i,t} - \sum_i MEP_{i,t} - \sum_i TPCP_{i,t}$$

$USR_{k,t}$(Uplift Settlement of energy traded by Renewable energy supplier) : 직접전력거래의 거래시간에 대한 부가정산금 [신설 2022.5.31.]

$USD_{k,t}$(Uplift Settlement for Distributed energy business entity) : 분산에너지사업자의 거래시간에 대한 부가정산금 [신설 2025.7.10.]

4. <개정 2019.12.31.> <삭제 시행 2022.1.1.>

5. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산 [신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

구역전기사업자가 부담해야 할 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래시간별 정산금은 예측제도에 참여하는 대상자원에 대한 거래시간의 총정산금에 거래시간의 전력시장 전체 총전력거래량 대비 거래시간의 구역전기사업자 구매전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$IFL_{d,t} = \frac{PEL_{d,t}}{TET_t} \times \sum_i IFP_{i,t}$$

여기서,

$IFL_{d,t}$(Improved Forecast settlement for a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$IFP_{i,t}$(Improved Forecast Payment of renewable energy resource) : 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일의 시간대별 정산금

구역전기사업자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$IFL_d = \sum_{t=1}^{24} IFL_{d,t}$$

IFL_d(Improved Forecast settlement for a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래일에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

6. 기타 정산 [신설 2012.5.31.] <조번호 변경 2015.3.17.> < 개정 2025.8.6.>

한국가스공사로부터 연료를 공급받는 LNG발전기가 약정물량 대비 초과 혹은 미달사용으로 부가금이 발생하여 비용평가위원회로부터 지급이 의결된 경우, 구역전기사업자가 부담해야 할 정산금은 초과부가금 총액에 초과부가금이 발생한 월의 총 전력거래량에서 직접구매자의 총 구매전력량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$XSLS_d = \sum_i XEGD_i \times \frac{\sum_t^{NT} PEL_{d,t}}{\left(\sum_t^{NT} TET_t - \sum_t^{NT}\sum_k PEC_{k,t}\right)}$$

여기서,

$XSLS_d$ (eXtra Settlement for a Local Sales Company) : 구역전기사업자의 추가

정산금

$XEGD_i$: 발전기별 초과부가금 추가 정산금

NT (Number of Trading periods in a month) : 1개월 동안의 거래시간

$\sum_{t}^{NT} PEL_{d,t}$: 구역전기사업자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

$\sum_{t}^{NT} TET_t$: 전력시장 전체의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총전력거래량

$\sum_{t}^{NT}\sum_{k} PEC_{k,t}$: 직접구매자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

7. 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비 보전 정산 [신설 2022.11.30.]

제2.4.4조의2 제6항의 전문위원회에서 동조 제4항 내지 제8항에 따른 보전액을 지급하기로 결정한 경우 구역전기사업자가 부담해야할 정산금은 긴급상한가격적용에 따른 비중앙급전발전기 등의 연료비보전정산금 총액에(이하 “EMWP” 라 한다.) EMWP가 발생한 월의 총 전력거래량에서 구역전기사업자가 구매한 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$EMSL_d = \sum_{i} EMWP_i \times \frac{\sum_{t}^{NT} PEL_{d,t}}{\sum_{t}^{NT} TET_t}$$

여기서,

$EMSL_d$ (Emergency Make whole Settlement for a Local Sales Company): 구역전기사업자의 연료비 보전 정산금

$EMWP_i$: 발전기별 긴급정산상한가격 적용에 따른 비중앙급전발전기 등 연료비 보전 정산금

NT (Number of Trading periods in a month): 1개월 동안의 거래시간

$\sum_{t}^{NT} TET_t$: 전력시장 전체의 연료비 보전 정산금이 발생한 월에 대한 총전력거래량

$\sum_{t}^{NT} PEL_{d,t}$: 구역전기사업자의의 연료비 보전 정산금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

8. 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산 [신설

2023.8.30.] <개정 2024.2.28.>

구역전기사업자가 부담해야 할 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 거래시간별 차액계약정산금은 수소발전입찰시장 수소발전입찰시장 계약발전기의 거래시간별 계약전력량 차액계약정산금 총액에 수소발전입찰시장 고시 <별표3>의 구매자별 구매량 산정을 위한 전력거래비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$HBML_{d,t} = \sum_{i} CSA_{i,t,p} \times PRL_{p}$

여기서,

$HBML_{d,t}$: 구역전기사업자에 대한 수소발전입찰시장차액계약정산금

$CSA_{i,t,p}$: 수소발전입찰시장 계약발전기의 차액계약정산금

PRL_{p} : 수소발전입찰시장 고시에 따른 입찰시장 개설 연도별 구역전기사업자의 구매량 산정을 위한 전력거래비율

p : 수소발전입찰시장 개설 연도

9. 준중앙급전자원의 기본정산금에 관한 정산 [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

구역전기사업자가 부담해야할 정산금은 준중앙급전자원의 기본정산금 총액에 제18.3.2조 제1항 또는 제18.8.2조 제1항에 따른 준중앙급전자원의 각 운영기간에 총 전력거래량에서 구역전기사업자가 구매한 전력량의 비율로 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$SSGL_{d} = \sum_{i} SSDG_{i} \times \frac{\sum_{t}^{\text{운영기간}} PEL_{d,t}}{\sum_{t}^{\text{운영기간}} TET_{t}}$$

$SSGL_{d}$(Settlement of Semi-dispatchable Generator forLocal Sales Company) : 구역전기사업의 준중앙급전자원 기본정산금

$SSDG_{i}$(Settlement of Semi-Dispatchable Generator) : 준중앙급전자원의 기본정산금

$\sum_{t}^{\text{운영기간}} PEL_{d,t}$: 준중앙 제도 운영기간에 발생한 구역전기사업자의 총 유효구매전력량

$\sum_{t}^{\text{운영기간}} TET_{t}$: 준중앙 제도 운영기간에 발생한 전력시장의 총 전력거래량

10. 중앙계약시장 계약용량에 대한 정산 [신설 2025.10.1.]

구역전기사업자가 부담해야 할 중앙계약전기저장장치 계약용량에 대한 정산금은 중앙계약전기저장장치 시간대별 정산금에 전력시장 거래시간에 대한 총 전력거래량 대비 구역전기사업자의 거래시간별 구매전력량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$TECL_{d,t} = \sum TECP_{i,t} \times PEL_{d,t} / TET_t$ <개정 2026.7.24.>
$TECL_{d,t}$: 구역전기사업자의 중앙계약전기저장장치의 계약용량 정산금(원)
$TECP_{i,t}$: 중앙계약 전기저장장치의 정산금(원)
$PEL_{d,t}$: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 구매전력량
TET_t : 전력시장 거래시간에 대한 총전력거래량

Ⅴ. 예측제도 참여자에 대한 정산 [신설 2020.10.1.]

1. 대상자원 전력거래량에 대한 정산 <개정 2021.9.18.>

가. 주요자원 (태양광·풍력을 발전원으로 하며 20MW를 초과하는 개별발전기 또는 태양광·풍력을 발전원으로 하는 소규모재생전력자원이 20MW를 초과하도록 구성된 예측형 집합전력자원) <개정 2021.9.18.>

① 주요자원의 전력거래량에 대한 정산 <개정 2021.9.18., 2022.12.27., 2023.8.30.>

-시간대별로 대상자원이 설비이용률 및 예측오차율 기준을 충족하는 경우, 대상자원 내 주요자원의 전력거래량에 대해 정산한다. 즉,

$IFP_{i,t} = MGOM_{i,t} \times FP_{i,t} \times JFPF_i \times 1{,}000$ <개정 2022.12.27., 2023.8.30.>

$JFPF_i$: 제주 시범사업 중 재생에너지 입찰제도에 참여하는 자원에 적용하는 예측제도 정산단가 계수

적용계수		적용 조건
$JFPF_i$	0.5	제주계통 내 재생에너지 입찰제도(제주 시범사업)와 예측제도에 동시 참여하는 자원
	1	제주지역 외 지역(육지)의 예측제도 참여자원

여기서,

$IFP_{i,t}$: 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일의 시간대별 정산금

$MGOM_{i,t}$: 예측제도 대상자원 중 주요자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외) <개정 2021.9.18., 2022.12.27.>

$MGOM_{i,t} = (MGOS_{i,t} \times SVF_{i,t}) + (MGOW_{i,t} \times WVF_{i,t})$

여기서,

$MGOS_{i,t}$: 예측제도 대상자원 중 태양광 발전자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외)

$SVF_{i,t}$: 거래일의 시간대별 대상자원 내 태양광 발전자원의 예측제도 유효성 플

래그로써 $CFS_{i,t} \geq 10\%$ 이면 $SVF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

$CFS_{i,t}$: 예측제도 대상자원 중 태양광 발전자원의 시간대별 설비이용률

$$CFS_{i,t} = \frac{MGOS_{i,t}}{ICS_{i,t}} \times 100(\%)$$

$MGOW_{i,t}$: 예측제도 대상자원 중 풍력 발전자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외)

$WVF_{i,t}$: 거래일의 시간대별 대상자원 내 풍력 발전자원의 예측제도 유효성 플래그로써 $CFW_{i,t} \geq 10\%$ 이면 $WVF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

$CFW_{i,t}$: 예측제도 대상자원 중 풍력 발전자원의 시간대별 설비이용률

$$CFW_{i,t} = \frac{MGOW_{i,t}}{ICW_{i,t}} \times 100(\%)$$

$FP_{i,t}$: 예측제도 대상자원의 시간대별 예측오차율에 따라 주요자원 전력거래량에 적용되는 시간대별 기준단가는 아래 표와 같이 적용한다. <개정 2021.9.18., 2022.12.27., 2025.2.11.>

정산단가		적용 조건
$FP_{i,t}$	0원/kWh	$6\% < FER_{i,t}$
	3원/kWh	$4\% < FER_{i,t} \leq 6\%$
	4원/kWh	$FER_{i,t} \leq 4\%$

$FER_{i,t}$: 예측제도 대상자원의 시간대별 평균 예측오차율로써,

$$FER_{i,t} = \frac{\sum_{k=1}^{n} FER_{i,k,t}}{n}, \quad n = 2$$

$FER_{i,n,t}$: 예측제도 대상자원에 대해 n차(총 2차)로 제출된 예측발전량으로 산정된 시간대별 예측오차율로써,

$$FER_{i,n,t} = \frac{\left|(FGM_{i,n,t} + FGA_{i,n,t}) - (MGOM_{i,t} + MGOA_{i,t})\right|}{ICM_{i,t}} \times 100(\%), \quad n = 1,2$$

<개정 2021.9.18.>

$FGM_{i,n,t}$: 예측제도 참여자가 대상자원 중 주요자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 해당시간 예측발전량은 제외)

$FGM_{i,n,t} = (FGS_{i,n,t} \times SVF_{i,t}) + (FGW_{i,n,t} \times WVF_{i,t})$

여기서,

$FGS_{i,n,t}$: 예측제도 참여자가 대상자원 중 태양광 발전자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어

된 설비의 해당시간 예측발전량은 제외)

$FGW_{i,n,t}$: 예측제도 참여자가 대상자원 중 풍력 발전자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 해당시간 예측발전량은 제외)

<개정 2021.9.18., 2022.12.27.>

$FGA_{i,n,t}$: 예측제도 참여자가 대상자원 중 보조자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 예측전력량은 제외) <개정 2021.9.18.>

$MGOA_{i,t}$: 예측제도 대상자원 중 보조자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외) <개정 2021.9.18.>

$ICM_{i,t}$: 예측제도 대상자원 중 주요자원에 대한 시간대별 유효 설비용량. 단, 예측형 집합전력자원의 경우 소속된 소규모재생전력자원 중 해당 시간대의 유효한 주요자원의 합으로 표시

$ICM_{i,t} = (ICS_{i,t} \times SVF_{i,t}) + (ICW_{i,t} \times WVF_{i,t})$

여기서,

$ICS_{i,t}$: 예측제도 대상자원 중 태양광 자원에 대한 시간대별 설비용량으로써 전력시장에 등록된 설비용량에서 고장·정비 설비 및 급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비에 대한 용량을 제외한 값. 단, 예측형 집합전력자원의 경우 소속된 소규모재생전력자원 중 해당 시간대의 유효한 태양광 발전자원의 합으로 표시

$ICW_{i,t}$: 예측제도 대상자원 중 풍력 자원에 대한 시간대별 설비용량으로써 전력시장에 등록된 설비용량에서 고장·정비 설비 및 급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비에 대한 용량을 제외한 값. 단, 예측형 집합전력자원의 경우 소속된 소규모재생전력자원 중 해당 시간대의 유효한 풍력 발전자원의 합으로 표시 <개정 2022.12.27.>

- 거래일의 시간대별 정산금을 합산하여 거래일 정산금을 산정한다.

$$IFP_{i,d} = \sum_{t=1}^{24} IFP_{i,t}$$

$IFP_{i,d}$: 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일 정산금

Ⅵ. 전력거래차수별 대금지급 기준일정 <개정 2006.11.29., 2018.12.12.>

구분	전력거래일	대금지급일
1차	1일 ~9일	익월 5일
2차	10일 ~ 18일	익월 13일
3차	19일 ~ 27일	익월 23일
4차	28일 ~ 말일	익월 26일

단, 제4.3.2조 제6항 내지 제9항에 따라 별도의 결제일을 지정한 경우 합의된 결제일을 대금지급일로 할 수 있다. <개정 2022.4.29.>

Ⅶ. 직접전력거래 부가정산금에 대한 정산 [신설 2022.5.31.]

1. 직접전력거래 부가정산금 산정 [신설 2022.5.31.] <개정 2022.11.30., 2024.2.13., 2025.4.9., 2026.7.24.>

직접전력거래로 재생에너지전기공급사업자와 재생에너지전기저장판매사업자가 부담해야 하는 거래시간별 부가정산금은 직접전력거래에 적용하는 부가정산금단가에 직접전력거래로 전기사용자에게 공급되는 전력량을 곱한 금액으로 한다. 즉,

1) 재생에너지전기공급사업자 [신설 2026.7.24.]

$USR_{k,t} = UPR \times SRC_{k,t} \times 1{,}000 \times CDOF_{i,k} \times SCF_k$ <개정 2024.2.13.>

여기서,

$SRC_{k,t} = \sum_i MGO_{i-k,t} \times GPGF_i - \sum_i EEC_{i-k,t} \times EEOF_k$ <개정 2022.11.30.>

2) 재생에너지전기저장판매사업자 [신설 2026.7.24.]

$USR_{k,t} = UPR \times SRC_{k,t} \times 1{,}000 \times CDOF_{i,j,k}$

$SRC_{k,t} = \sum_j EMGO_{j-k,t} \times GPGF_j - \sum_j EDE_{j-k,t}$

$USR_{k,t}$(Uplift Settlement of energy traded by Renewable energy supplier) : 직접전력거래의 거래시간에 대한 부가정산금

UPR(Uplift Price of energy traded through Renewable energy supplier) : 직접전력거래에 적용되는 부가정산금단가(원/kwh)

$SRC_{k,t}$(Supplied Renewable energy for a Customer) : 비계통연계 직접전력거래 공급량과 직접전력거래 초과발전량을 제외하고 개별 전기사용자에게 공급되는 시간대별 직접전력거래 전력량 <개정 2022.11.30.>

$CDOF_{i,k}$(Certified Data On Flag) : 직접전력거래 데이터 확정 여부 표시기로써, 직접전력거래에 참여하는 발전설비와 전기사용자 전력량 정보가 취득된 후 직접전력거래 거래량 데이터가 확정되는 경우 1, 그렇지 않으면 0

$CDOF_{i,j,k}$(Certified Data On Flag) : 직접전력거래 데이터 확정 여부 표시기로써, 직접전력거래에 참여하는 발전설비, 전기저장장치 및 전기사용자 전력량 정보가 취득된 후 직접전력거래 거래량 데이터가 확정되는 경우 1, 그렇지 않으면 0 [신설 2026.7.24.]

SCF_k(Sales Company Flag) : 제3자간 전력거래 표시기로써, 제3자간 전력거래의 경우 0, 직접전력거래의 경우 1

GPGF(Generator connected to the Power Grid Flag) : 직접전력거래 발전기 또는 전기저장장치 계통연계 여부 표시기로써, 직접전력거래에 참여하는 발전설비 또는 전기저장장치가 송·배전사업자의 전기설비와 연결되고, 발전사업허가를 취득하였을 경우 1, 그렇지 않으면 0 [신설 2022.11.30.] <개정 2026.7.24.>

$MGO_{i-k,t}$: 전기사용자 k와 직접전력거래계약이 체결된 i 발전기의 시간대별 계량전력량

$EMGO_{j\text{-}k,t}$: 전기사용자 k와 직접전력거래계약이 체결된 j 전기저장장치의 시간대별 계량전력량 [신설 2026.7.24.]

$EEC_{i-k,t}$(Excess Energy for a Consumer): 직접전력거래로 공급되는 발전사업자의 시간대별 계량전력량이 전기사용자의 시간대별 구매전력량을 초과하여 전력시장으로 공급된 전력량

$EDE_{j\text{-}k,t}$(Excess energy Discharged of ESS for customer) : 직접전력거래로 공급되는 재생에너지전기저장판매사업자 전기저장장치의 시간대별 계량방전량이 전기사용자의 전기사용장소에서 사용한 시간대별 전력량에 전력 손실률이 적용된 값을 초과하여 전력시장으로 공급된 전력량 [신설 2026.7.24.]

$EEOF_k$(Excess Energy On Flag) : 직접전력거래에 대한 초과발전 여부 표시기로써, 초과발전이 발생하는 경우 1, 그렇지 않으면 0

직접전력거래를 통해 거래된 개별 전기사용자의 거래일에 대하여 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장 판매사업자가 부담하는 부가정산금은 다음과 같다. 단, 비계통연계 직접전력거래로 전력을 공급하는 재생에너지 전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자는 부가정산금을 부담하지 않는다. <개정 2022.11.30., 2025.4.9.>

$$USR_k = \sum_t USR_{k,t}]$$

2. 직접전력거래 부가정산금단가의 산정기준 [신설 2022.5.31.] <개정 2025.4.9., 2026.4.28.> <삭제 시행 2026.7.1.>

가. <개정 2026.4.28., 삭제 시행 2026.7.1.>

나. <개정 2026.4.28., 삭제 시행 2026.7.1.>

Ⅷ. 분산특구 전력 직접거래에 대한 정산 [신설 2025.7.10.]

1. 전력량 등에 대한 정산

① 분산특구 내 분산에너지사업자 발전기가 분산특구 내 수요를 우선 공급하고 남는 전력을 전력시장에서 거래할 수 있으며, 이때 공급한 전력량(이하 "초과발전량")은 SMP와 EPC 중 작은 값과 송전손실계수를 반영하여 정산한다.

$$\mathrm{MEP_i} = \sum_t \left\{ \sum_k (\mathrm{EED_{i,t}} \times \mathrm{CDOFD_{i,k}}) \times \mathrm{Min}(\mathrm{SMP_t}, \mathrm{EPC_X}) \times \mathrm{TLF_{i,t}} \right\}$$

여기서,

$EED_{i,t}$(Excess Energy for Distributed energy business entity): 송·배전사업자가 공급 약관에 따라 산정한 분산에너지사업자 발전기의 시간대별 초과발전량

② 분산특구 내 분산에너지사업자 발전기의 당해 초과전력량이 당해 발전량의 30% 초과 65% 이하 구간에 대해 당해 전력량정산금의 15%에 해당하는 금액을, 65% 초과 100% 이하 구간에 대해 당해 전력량정산금의 25%에 해당하는 금액을 해당 사업자의 재정보증 금액에서 청산한다. 다만, 전력거래소의 급전지시에 따르는 경우 해당 시간의 초과전력량에 대해서는 차등금액을 적용하지 않는다.

③ 차등금액 산정은 월별로 시행하며 최종정산 시 이를 통보하고, 분산에너지사업자에게 해당 차등금액이 반영된 전력량정산금을 지급한다. 이때, 발생한 차등금액은 해당 사업자의 재정보증금 계좌로 이체한다.

④ 전력거래 개시일로부터 1년이 지난 익월에 연간 기준으로 초과전력량 비율을 산정하고, 이에 해당하는 차등금액을 재정보증금에서 청산한다.

⑤ 차등금액 청산 시 제4항의 차등금액 대비 제3항의 차등금액 초과분(이자 제외)은 해당 분산에너지사업자에게 지급한다. 그 외 차등금액(이자 포함)은 전력거래소의 분산 특구 운영, 시스템 개발 및 유지 보수 등에 활용한다.

⑥ 제2항에서 분산특구 내 분산에너지사업자발전기의 당월(해) 발전량 대비 당월(해) 초과전력량의 비율($SERD_{i,m(y)}$)은 다음과 같이 산출한다.

$$SERD_{i,m(y)} = \frac{\text{송·배전사업자가 확정한 월(연)간 초과전력량}}{MSGD_{i,m(y)} \times (1 - MLFD_i)} \times 100$$

여기서,

$MSGD_{i,m(y)}$(Metered Self Generation for Distributed energy business entity) : 분산특구 내 분산에너지사업자 발전기의 월(연)간 자체발전 계량값(MWh, 주변압기 2차측 기준)

$MLFD_i$(Metered Loss Factor for Distributed energy business entity) : 분산에너지사업자발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 변압기 손실계수로써 154kV 변압기 손실률 설계치인 0.765%를 적용 (전압이 동일한 경우 0 적용)

$SERD_{i,m(y)}$(="S") 구간	S ≦ 30%	30% < S ≦ 65%	65% < S ≦ 100%
$SPFD_{i,m(y)}$	0	15%	25%

$SERD_{i,m(y)} \leq 30\%$이면,

$$SPPD_{i,m(y)} = 0$$

$0\% < SERD_{i,m(y)} \leqq 65\%$이면,

$$SPPD_{i,m(y)} = MEP_i \times \frac{(SERD_{i,m(y)} - 30\%)}{SERD_{i,m(y)}} \times 15\%$$

$65\% < SERD_{i,m(y)} \leqq 100\%$이면,

$$SPPD_{i,m(y)} = MEP_{i,m(y)} \times \frac{(SERD_{i,m(y)} - 65\%)}{SERD_{i,m(y)}} \times 25\% + MEP_{i,m(y)} \times \frac{35\%}{SERD_{i,m(y)}} \times 15\%$$

$SERD_{i,m(y)}$(Sales Energy Ratio for Distributed energy business entity) : 분산에너지사업자의 당해월(년) 발전량 대비 당해월(년) 초과전력량의 백분율(%)

$SPFD_{i,m(y)}$(Sales Energy Penalty Factor for Distributed energy business entity) : 분산에너지사업자 발전기의 당해 발전량 대비 당해월(년) 초과전력량의 비율에 따른 차등금액 가중치

$SPPD_{i,m(y)}$(Sales Energy Penalty Payment for Distributed energy business entity): 분산에너지사업자의 당해월(년) 발전량 대비 당해월(년) 초과전력량의 비율에 따른 전력량정산금 차등금액

MEP_i(Metered Energy Payment): 분산에너지사업자 발전기의 시장 거래분에 대한 전력량 정산금액

2. 공급가능용량에 대한 정산

① "중앙급전 분산특구발전기"의 용량정산금(CP_i)은 분산특구 수요 초과 공급가능용량 및 실제 공급가능용량(초과발전량)이 20MW 초과인 경우로 한정하며, 초과 공급가능용량, 거래시간별 재선언 공급가능용량 및 실제 공급가능용량(초과발전량) 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다. 즉,

$TPCP_{i,t} = Min(AD_{i,t}, RAD_{i,t}, AAD_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000 \times CDOFD_{i,k}$

다만, 복합발전기의 온도 예보 갱신에 따른 공급가능용량 변경에 대해서는 재선언공급 가능용량을 반영하여 아래와 같이 정산한다.

$TPCP_{i,t} = Min(TAD_{i,t}, AD_{i,t}, RAD_{i,t}, AAD_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000 \times CDOFD_{i,k}$

여기서,

$TPCP_{i,t}$: 시간대별 용량정산금

$TAD_{i,t}$ (Temperature adjusted Availability for Distributed energy business entity): 중앙급전 분산특구발전기의 기온 반영 시간대별 공급가능용량

$AD_{i,t}$ (Availability for Distributed energy business entity): 중앙급전 분산특구발전기의 시간대별 공급가능용량

$RAD_{i,t}$ (Re-offered Availability for Distributed energy business entity): 중앙급전 분산특구 발전기의 시간대별 변경 공급가능용량, 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 $AD_{i,t}$로 대처됨

$AAD_{i,t}$ (Adjusted Availability for Distributed energy business entity): 중앙급전 분산특구 발전기의 시간대별 실제 공급가능용량

$AAD_{i,t}$ = 분산특구발전기의 설비용량(복합발전기의 경우 입찰일의 최대 발전 가능용량으로 대체함) - $\sum_{k=1}^{K}$(송·배전사업자가 제공한 분산특구 전기사용자의 시간대별 계량값 k)

K : 해당 분산에너지사업자와 계약한 전기사용자 수

$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$

$TPCP_{i,t}$: 시간대별 용량정산금

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력(ICF)을 고려한 지역(LF)별 가중치

PCF_i : 성과연동형용량가격계수

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

$CDOFD_{i,k}$(Certified Data On Flag for Distributed energy business entity): 분산특구 전력 거래 데이터 확정 여부 표시기로써, 송·배전사업자가 초과발전량 및 SDC(시간대별 전력 직접거래 전력량) 데이터를 확정하는 경우 1, 그렇지 않으면 0

② 중앙급전 분산특구 발전기의 분산특구 수요 초과 공급가능용량이 실제 공급가능용량(초과발전량)을 초과할 경우, 중앙급전 분산특구 발전기의 거래시간별 용량정산금에서 차감하여야 하는 위약금은 아래와 같이 산정한다. 즉,

$TPCD_{i,t} = (RAD_{i,t} - AAD_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times APCFD_{i,t} \times 1{,}000 \times CDOFD_{i,k}$

여기서,

$TPCD_{i,t}$(Trading period availability Penalty Charge for Distributed energy business entity): 실제 공급가능용량(분산특구 내 공급량이 차감된 공급가능용량)을 초과하여 입찰한 공급가능용량에 대한 거래시간별 위약금

$APCFD_{i,t}$(Availability Penalty Charge Factor for Distributed energy business entity): 거래시간별 실제 공급가능용량 초과율에 따른 위약금 가중치로서 아래 표에 따라 산정

A(= $AERD_{i,t}$) [%]	A < 10	10 ≦ A < 15	15 ≦ A < 20	20 ≦ A < 25	25 ≦ A
$APCFD_{i,t}$	0	0.5	1.0	1.5	2.0

$AERD_{i,t}$ (Availability Excess Ratio for Distributed energy business entity): 거래시간별 실제 공급가능용량을 초과하여 분산에너지사업자가 입찰한 공급가능용량의 백분율로서 아래와 같이 산출

$$AERD_{i,t} = \frac{RAD_{i,t} - AAD_{i,t}}{AAD_{i,t}} \times 100$$

각 발전기의 거래일 용량정산금에서 차감하여야 할 공급가능용량 초과입찰에 대한 위약금($APCD_i$)은 다음과 같다.

$$APCD_i = \sum_t TPCD_{i,t}$$

$APCD_i$ (Availability Penalty Charge for Distributed energy business entity): 중앙급전 분산특구발전기의 실제 공급가능용량 대비 초과 입찰한 공급가능용량에 대한 거래일 위약금

3. 분산특구 내 전력 직접거래 부가정산금에 대한 정산

전력 직접거래로 분산특구 내 분산에너지사업자가 부담해야 하는 거래시간별 부가정산금은 분산에너지사업자의 부가정산금 단가에 전력 직접거래로 전기사용자에게 공급되는 전력량을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$USD_{k,t} = UPD \times SDC_{k,t} \times 1{,}000 \times CDOFD_{i,k}$

$USD_{k,t}$(Uplift Settlement of energy traded by Distributed Energy Business Entity) : 분산특구 내 전력 직접거래의 거래시간에 대한 부가정산금

UPD(Uplift Price of energy traded through Distributed Energy Business Entity)

: 분산특구 내 전력 직접거래에 적용되는 부가정산금단가(원/kwh)

$SDC_{k,t}$(Supplied Distributed Energy for a Customer) : 분산특구 내 전력 직접거래 초과발전량과 부족전력량을 제외하고 개별 전기사용자에게 공급되는 시간대별 전력 직접거래 전력량 (송·배전사업자가 제공하는 값 사용)

$CDOFD_{i,k}$(Certified Data On Flag for Distributed Energy Business Entity): 분산특구 전력 직접거래 데이터 확정 여부 표시기로써, 송·배전사업자로부터 초과발전량 데이터 및 SDC(시간대별 전력 직접거래 전력량)가 확정되는 경우 1, 그렇지 않으면 0

분산특구 내 전력 직접거래를 통해 거래된 개별 전기사용자의 거래일에 대하여 분산에너지사업자가 부담하는 부가정산금은 다음과 같다.

$$USD_k = \sum_t USD_{k,t}$$

[별표 3]

전력계통 운영 기준

1.0 예비력 운영 기준 <개정 2011.12.2., 2023.9.26.>

1.1 전력거래소는 수급운영 및 실시간 급전운영을 위하여 적정수준의 예비력을 확보, 운영한다. <개정 2023.9.26.>

1.2 예비력 종류는 상향예비력과 하향예비력으로 구분한다. 이 경우 상향예비력은 공급예비력, 운영예비력으로 구분한다. [신설 2023.9.26.]

1.2.1 공급예비력 [신설 2023.9.26.]

1.2.2 운영예비력 [신설 2023.9.26.]

1.2.3 운영예비력 종류별 사용목적 및 기술요건은 다음 각호와 같다. <개정 2011.12.2., 2019.12.13.> <번호변경 2023.9.26.>

1.2.3.1 주파수제어예비력 <번호변경 2023.9.26.>

1) 사용목적

평상시 계통주파수를 안정적으로 유지하기 위하여 사용되는 예비력을 말한다.

2) 기술요건

발전기의 자동발전제어(AGC) 운전 또는 전기저장장치의 원격출력제어 운전을 통하여 전력거래소로부터 급전지시 받은 출력을 5분 이내 생산하여 30분 이상 출력을 유지할 수 있어야 한다.

<개정 2015.5.7., 2019.12.13.>

1.2.3.2 주파수회복예비력 <번호변경 2023.9.26.>

고장 발생 시 계통주파수 회복을 위하여 확보하는 예비력으로 1차예비력, 2차예비력, 3차예비력으로 구분한다.

1) 1차예비력

① 사용목적

주파수 변동 초기에 응동하여 주파수의 1차 회복을 위한 예비력을 말한다. 여기서, 1차 회복이란 주파수 저하 또는 상승을 억제하고 새로운 균형점인 과도안정주파수로의 회복을 말한다.

② 기술요건

발전기의 조속기(Governor Free) 및 전기저장장치의 주파수추종운전을 통해 주파수 변동 10초 이내에 응동하여 5분 이상 출력을 유지할 수 있어야한다.

2) 2차예비력

① 사용목적

1차 회복된 과도안정주파수를 목표주파수로 회복하고, 소실된 1차예비력을 복구하기 위한 예비력을 말한다. 여기서, 목표주파수란 60Hz를 말한다.

② 기술요건

발전기의 자동발전제어(AGC) 운전을 통하여 전력거래소로부터 급전지시 받은 출력을 10분 이내 생산하여 30분 이상 출력을 유지할 수 있어야한다.

3) 3차예비력

① 사용목적

고장발생으로 소실된 2차예비력을 복구하기 위한 예비력을 말한다.

② 기술요건

중앙급전발전기를 통하여 전력거래소로부터 급전지시 받은 출력을 30분 이내 생산하여 유지할 수 있어야한다.

<개정 2011.12.2, 2019.12.13.>

1.2.3.3 [신설 2011.12.2.] <삭제 2019.12.13.> <번호변경 2023.9.26.>

1.2.3.4 [신설 2011.12.2.] <삭제 2019.12.13.> <번호변경 2023.9.26.>

1.2.4 하향예비력 [신설 2023.9.26.]

1) 사용목적

공급과잉에 대비하여 계통주파수를 안정적으로 유지하기 위하여 사용되며, 소실된 하향주파수예비력을 복구하기 위한 하향예비력을 말한다.

2) 기술요건

① 대상 : 발전력 감축, 전력수요 증대가 가능한 모든 공급자원

② 응동방법 : 자동발전제어(AGC), 원격출력제어 운전, 급전원 지시에 따른 수동조작 등

1.2.4.1 하향주파수예비력 [신설 2023.9.26.]

1) 사용목적

공급과잉에 대비하여 계통주파수를 안정적으로 유지하기 위하여 원격으로 조정 가능한 하향예비력을 말한다.

2) 기술요건

① 대상 : 발전력 감축, 전력수요 증대가 가능한 모든 공급자원

② 응동방법 : 자동발전제어(AGC) 또는 원격출력제어 운전 등

③ 응동조건 : 10분 이내 응동하여 30분 이상 유지

1.2.5 하향예비력 확보 상황 및 단계 [신설 2023.9.26.]

1.2.5.1 하향예비력 확보 상황 및 단계는 다음과 같다.

1.2.5.2 하향예비력 확보 상황 및 단계

1. 정상 : 육지계통 하향예비력이 2,000MW 이상(제주계통은 하향예비력 50MW)

2. 주의 : 육지계통 하향예비력이 1,200MW이상, 2,000MW 미만(제주계통

은 하향예비력 30MW이상, 50MW미만)

3. 경계 : 육지계통 하향주파수예비력이 700MW이상, 1,200MW 미만(제주계통은 하향주파수예비력 20MW이상, 30MW미만)

4. 심각 : 육지계통 하향주파수예비력이 700MW미만(제주계통은 하향주파수예비력 20MW미만)

1.3 예비력 종류별 확보량은 다음 각호와 같으며, 확보순서는 이용가능 시간에 따라 1차예비력, 주파수제어예비력, 하향주파수예비력, 2차예비력, 3차예비력, 하향예비력 순서로 하고 매순간(순시) 확보한다. 다만, 불시고장 등 수급변동으로 예비력이 사용되는 기간은 예비력이 재 확보될 때까지 예외로 한다. [개정 2023.9.26.]

1.3.1 주파수제어예비력 : 700MW 이상

1.3.2 1차예비력 : 1,000MW 이상 <개정 2011.12.2., 2019.12.13.>

1.3.3 2차예비력 : 1,400MW 이상 <삭제 2011.12.2.> [신설 2019.12.13.]

1.3.4 3차예비력 : 1,400MW 이상 [신설 2011.12.12.]

1.3.5 하향주파수예비력 : 1,200MW 이상 [신설 2023.9.26.]

1.3.6 하향예비력 : 2,000MW 이상 [신설 2023.9.26.]

1.3.7 운영예비력 종류별 확보량은 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준 제8조제1항에 따라 전력계통신뢰도협의회 심의결과에 따라 재산정한다. [신설 2011.12.12.] <번호변경 2023.9.26.>

1.4 제주지역의 수급운영 및 실시간 급전운영을 위하여 별도의 제주지역 예비력을 다음 각 호와 같이 확보·운영한다. <개정 2023.9.26.>

1.4.1 사용목적 및 기술요건

전국계통 예비력의 사용목적 및 기술요건과 동일한 기준을 적용한다. 다만, 제주지역 고장 발생 시 제주연계선의 설비용량 이내의 여유용량을 통해 전국계통에서 확보한 운영예비력을 공유할 수 있다. <개정 2023.9.26.>

1.4.1.1 제주연계선의 공급능력은 운전 중인 연계선의 총 설비용량에서 고장 시 탈락되는 가장 큰 연계선의 설비용량을 차감한 값으로 계산한다. 여기서 연계선 고장은 제1연계선의 공통회귀선 고장 및 각 연계선의 회선고장을 말한다.

1.4.1.2 제주연계선을 통해 운영예비력 및 하향예비력을 확보하는 경우 제주연계선은 종류별 운영예비력 및 하향예비력의 기술요건을 만족한 것으로 본다. <개정 2023.9.26.>

1.4.2 확보기준

1.4.2.1 제주지역 주파수제어예비력

제주지역 발전기 및 제주연계선의 공급능력 이내의 여유용량을 통해 확보한다.

1.4.2.2 제주지역 1차예비력

제주지역 전력계통의 신뢰도 유지를 위해 필수로 가동되는 발전기의 조속기(Governor Free) 및 전기저장장치의 주파수추종운전을 통해 확보하고, 제주연계선의 설비용량 이내의 여유용량을 통해 전국계통에서 확보한 1차 예비력을 공유한다. <개정 2024.5.31.>

1.4.2.3 제주지역 2차예비력

제주연계선의 설비용량 이내의 여유용량을 통해 전국계통에서 확보한 2차 예비력을 공유한다.

1.4.2.4 제주지역 3차예비력

제주지역 발전기 및 제주연계선의 공급능력 이내의 여유용량을 통해 확보한다.

1.4.2.5 제주지역 하향예비력 및 하향주파수예비력 [신설 2023.9.26.]

제주지역 발전기, 제주연계선 및 제주지역 공급자원을 통해 확보한다.

1.4.3 제주지역 예비력 확보량 <개정 2023.9.26., 2024.5.31.>

1.4.3.1 주파수제어예비력 : 25MW 이상

1.4.3.2 1차예비력 : 20MW 이상

1.4.3.3 3차예비력 : 160MW 이상

1.4.3.4 하향주파수예비력 : 30MW 이상 [신설 2023.9.26.]

1.4.3.5 하향예비력 : 50MW 이상 [신설 2023.9.26.]

1.5 전력거래소는 전력의 안정적 공급을 위하여 2년마다 5월 31일까지 운영예비력의 확보기준 및 확보량을 검토하여 전력계통신뢰도협의회에 상정하여야 한다. 다만, 전력거래소는 전력계통의 안정운영에 중대한 영향을 미친다고 판단되는 경우에는 이를 재검토 할 수 있다. <개정 2011.12.2., 번호변경 및 개정 2019.12.13.>

2.0 전력계통 상정고장 기준

전력거래소는 고장시에도 전력계통이 안정하게 유지될 수 있도록 다음 각 호와 같은 다양한 고장을 상정하여 계통해석 및 검토 시에 적용한다.

2.1 단일 고장

2.1.1 송전선 1회선 고장

2.1.2 변압기 1 bank 고장

2.1.3 발전기 1기 고장

2.1.4 기타 단일설비 고장 등

2.2 이중 고장

2.2.1 하나의 송전선 및 하나의 변압기 고장

2.2.2 하나의 송전선 및 하나의 발전기 고장

2.2.3 동일 발전소 발전기 2기 탈락<개정 2011.6.30>
2.2.4 병행 2회선 가공송전선로 고장
2.2.5 기타 2개의 설비가 동시에 탈락하는 고장
2.2.6 차단기의 차단실패 및 부분모선(Bus Section) 고장 등
2.3 다중 고장
2.3.1 동일 철탑의 다회선 가공송전선로 동시정지
2.3.2 동일 발전소의 전 발전기 동시 정지
2.3.3 기타 3개이상의 설비가 동시 정지
2.3.4 다수 전력설비의 정지 우려가 있는 모선 고장
2.3.5 154kV 이하 계통에서 모선구분차단기 또는 모선연락 차단기의 고장이나 차단실패로 인한 3개 이상의 설비 동시 정지 [신설 2021.9.18.]

3.0 안정유지 기준

2.0에서 정한 상정고장 기준에 따른 전력계통 안정성 유지기준은 다음 각 호와 같다.

3.1 154kV 방사상 계통

단일 고장시 장시간동안의 공급지장, 과도한 과부하 또는 저전압이 발생하지 않도록 한다.

3.2 154kV 주요 간선계통

3.2.1 단일 고장 시 장시간 동안의 공급지장, 과도한 과부하 또는 저전압이 발생하지 않도록 하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

3.2.2 이중 고장이 발생하더라도 발전기 정지나 대규모 공급지장 또는 주요 간선계통에 고장파급이 확대되지 않도록 한다. <번호추가 2019.12.13.>

3.3 345kV 방사상 계통

3.3.1 단일 고장시 장시간동안의 공급지장, 과도한 과부하 또는 저전압이 발생하지 않도록 한다.

3.3.2 이중 고장시 대규모 공급지장이 발생할 경우에 대비하여 단시간내 부하전환 등의 방안을 수립·운영한다. <개정 2019.12.13.>

3.4 345kV 주요 간선계통

3.4.1 단일 고장시 장시간 동안의 공급지장, 과도한 과부하 또는 저전압이 발생하지 않도록 한다. [신설 2025.2.11.]

3.4.2 이중 고장이 발생하더라도 발전기 동기탈조, 대규모 공급지장, 고장파급 확대, 과도한 계통동요 증가로 인한 계통분리 또는 전압 불안정이 발생하지 않도록 하여야 하며, 필요 시 고장파급방지장치 설치 및 발전력조정 등의 운영대책을 수립하여야 한다. <조번호변경 및 개정 2025.2.11.>

3.4.3 광역정전 및 전체 전력계통 불안정 등의 우려가 있을 경우에는 다중고장

을 적용할 수도 있다. <조번호변경 2025.2.11.>

3.5 765kV 계통<개정 2002.4.23>

3.5.1 단일고장시 공급지장, 과도한 과부하 또는 저전압이 발생하지 않도록 한다.

3.5.2 이중고장이 발생하더라도 발전기 동기탈조, 대규모 공급지장, 고장파급 확대, 과도한 계통동요 증가로 인한 계통분리 또는 전압 불안정이 발생하지 않도록 설비유지관리 강화 및 필요시 계통보강·고장파급방지장치 설치 및 발전력 조정 등 필요한 대책을 수립·운영하여야 한다. <개정 2019.12.13.>

3.5.3 광역정전 및 전체 전력계통 불안정 등의 우려가 있을 경우에는 다중고장을 적용할 수도 있다.

4.0 계통검토시 안정유지기준

전력계통 안정유지 대책수립을 위한 계통해석시 적용하는 각종 기준은 다음 각호와 같다.

4.1 전력계통 모델링 : 계통검토 목적에 부합하는 발전기, 송전망, 부하자료에 근거하여 모델을 구성한다.[신설 2009.06.30]

4.2 부하모델 : 조류계산시는 정전력 모델을 적용하며, 정밀모의 또는 과도모의시는 정적부하모델을 적용한다. [신설 2009.06.30.] <개정 2012.12.31., 2026.4.28.>

4.2.1 정적부하모델은 아래 대표값을 적용한다. 단, 정적부하모델의 지역특성 등을 반영한 특정한 값이 있는 경우 대표값에 우선하여 이 값을 적용한다. [신설 2026.4.28.]

구 분	유효전력	무효전력
정전류(%)	56.83	17.08
정임피던스(%)	24.95	65.80

※ 잔여부분은 정전력 부하임. <표개정 2012.12.31., 2026.4.28.>

4.2.2 한전은 5년 주기로 정적부하모델의 대표값을 갱신하여야 한다. 다만, 필요시 전력거래소와 협의를 거쳐 갱신 시기를 조정할 수 있다. [신설 2026.4.28.]

4.3 역율 : 검토목적 및 검토 대상시점에 따른 가장 부합한 부하특성 값을 적용한다. 다만, 예측이 어려운 경우 전국역률 92% (수도권 : 91.5%, 기타지역 : 92.5%)를 적용한다.[신설 2009.06.30]

4.4 검토항목 : 고장용량, 과부하, 저전압, 과도안정도, 전압안정도, 필요시 미소신호안정도 추가 검토 가능[신설 2009.06.30]

4.5 고장 종류<개정 2002.4.23><조항변경 2009.06.30>

4.5.1 345kV 이하 계통 : 3상 단락고장, 필요시 1선 지락고장<개정 2010.6.30>

4.5.2 765kV 계통 : 3상단락고장, 필요시 1선지락고장, 단순개방<개정 2010.6.30>

4.6 고장제거 시간 : 정상적인 고장제거 시간(5～6cycle) 이내<조항변경 2009.06.30>

4.6.1 345kV 이하 계통 : 6cycle

4.6.2 765kV 계통 : 5cycle

4.6.3 차단 실패 : 설비별 동작시간(10～20cycle)

4.7 재폐로 조건 : 가공 송전선로 고장시 재폐로 실패를 고려
재폐로 시간 : 선로별로 조정된 재폐로 시간(0.4~3초)<조항변경 2009.06.30>

4.8 과도한 과부하 : 설비의 수명을 단축시키거나 과부하 지속시간을 고려한 설비별 단시간 허용전류(정격의 120～150%수준)로써 적용<조항변경 2009.06.30.>

4.9 사용 프로그램: 전력계통 해석 프로그램
단, 전력계통 해석프로그램 간 의미있는 결과의 차이가 발생할 경우에는, PSS/E 프로그램의 결과를 우선한다.

5.0 자체기동발전소 지정기준

5.1 자체기동발전소는 신속한 계통복구를 위해 전국계통을 지역으로 구분하여 각 지역별로 이중으로 지정하도록 한다. <개정 2011.6.30>

5.2 자체기동발전소는 계통복구중의 안정적인 주파수 유지를 위하여 발전기 접속조건과 동일한 성능의 조속기(Governor) 설비를 구비해야 한다.

5.3 자체기동발전소는 기동시간이 길거나 우선공급 발전소의 기동지연 가능성 등을 고려하여 최소 3일 이상의 운전이 가능한 연료를 확보토록 한다.

5.4 자체기동발전소는 급전용 직통전화, 국선전화, 라디오 등의 통신 설비를 갖추어야 한다.

5.5 전력계통의 고장이나 전계통 정전시에 대비한 각 지역별 자체기동발전소와 시송전 선로, 조작방법 및 강행송전 방향 등에 대한 세부사항은 별표 12에 따른다.

6.0 시송전 선로 및 황색차단기 지정기준

6.1 시송전 선로는 154kV 선로를 중심으로 지정한다. 다만, 발전소 정격출력과 선로충전용량을 고려하여 345kV 선로도 지정할 수 있으며, 선로의 제1호선을 원칙으로 한다.

6.2 발전기 자기여자현상 방지 및 수전단 전압상승 방지를 위한 선로충전용량 최소화를 위해 최단거리의 시송전 선로를 지정한다.

6.3 급전지시 및 계통조작을 신속하게 할 수 있도록 황색차단기 및 변전소(특히 무인변전소)를 최소화하여 차단장치 및 변전소를 지정한다.

7.0 계통복구시 조작기준

7.1 각 사업자는 통신설비가 정상적인 경우 전력거래소의 급전지시에 따라 계통복구 조작업무를 수행하며, 통신설비가 비정상적(통신두절)인 경우 전력거래소와의 통신수단을 확보토록 노력하고 사전에 계획된 복구절차에 따라 자주적 조작을 실시할 수 있다.

7.2 사전에 지정된 황색차단기를 제외한 모든 차단기는 개방한다.

7.3 시송전 선로 가압시 발전기 단자전압은 무부하 송전선로 충전시 수전단 전압이 상승하는 페란티(Ferranti) 현상을 방지하기 위해서 정격전압의 약 90%로 유지한다.

7.4 자체기동발전소 및 소내운전 가능한 일반발전소의 지역부하공급은 발전기 안정운전에 필요한 최소출력 이하나 최대출력을 초과하지 않고 안정적인 주파수를 유지할 수 있도록 정격 출력의 80% 이하로 유지한다.

8.0 전압조정목표

8.1 발전소의 전압조정은 발전기 단자전압을 목표로 한다. 다만, 연계 1차 변전소와 협조를 필요로 할 때에는 송전선측 모선 전압을 목표로 할 수 있고 특별히 지정하는 때에는 발전기 역률 및 발생 무효전력을 목표로 할 수 있다.

8.2 변전소의 전압조정은 2차측 모선전압을 목표로 하며, 조상설비 운전은 1차측 모선전압을 목표로 한다.

8.3 수급부족, 계통고장등 전력계통의 비정상운전상태에서는 9 에서 정한 기준전압과 다르게 운영할 수 있으나, 이 경우에도 전력계통의 안전성이 유지되도록 하여야 한다.

9.0 기준전압

9.1 기준전압은 각 시각에 유지해야 할 전압 목표치를 말한다.

9.2 발전소의 기준전압은 다음 각호와 같다.

9.2.1 중부하시에는 발전기 정격전압 100%, 경부하시에는 95%로 함을 원칙으로 한다.

9.2.2 변압기의 사용 탭(Tap) 기타 설비상의 이유 또는 연계계통과의 협조상 9.2.1의 기준전압 유지가 상시 곤란할 때에는 중부하시와의 차이를 5%이

내에서 정한다.

9.2.3 역률을 목표로 할 때에는 중부하시에는 정격역률 또는 90%이상, 경부하시에는 95-100%의 역률을 기준으로 운전한다.

9.2.4 계통전압이 부분적으로 저하 또는 상승할 때에는 기기의 허용한도 내에서 계통전압을 개선한다.

9.3 변전소의 전압조정목표는 다음 각호와 같다. <개정 2019.12.13.>

9.3.1 765kV 계통의 전압조정목표는 (765-20)kV~(765+20)kV로 한다. [신설 2010.6.30] <개정 2019.12.13.>

기준전압 : 765kV(745～785kV)

9.3.2 345kV 계통의 전압조정목표는 (353-17)kV~(353+7)kV로 한다. <번호변경 2010.6.30., 개정 2019.12.13.>

기준전압 : 353kV(336～360kV)

9.3.3 154kV 계통의 전압조정목표는 (160-8)kV~(160+4)kV로 한다. <번호변경 및 개정 2019.12.13.>

9.3.2.1 <삭제 2019.12.13.>

9.3.2.2 <삭제 2019.12.13.>

9.3.2.3 <삭제 2019.12.13.>

9.3.4 배전용 변전소는 배전선 인출측의 전압을 기준으로 중부하시는 최대 계통운전 전압으로 하고 경부하시에는 배전선의 선로 전압 강하를 고려하여 중부하시와 경부하시의 부하비율에 따라 결정한다. 다만, 22.9kV 계통의 전압조정장치를 수동으로 운전하는 경우에는 아래의 부하대별 전압조정목표에 따른다. <번호변경 및 개정 2019.12.13.>

9.3.4.1 경부하시 : 22.0kV <번호변경 및 개정 2019.12.13.>

9.3.4.2 중부하시 : 22.9kV <번호변경 및 개정 2019.12.13.>

9.3.4.3 최대부하시 : 23.9kV <번호변경 및 개정 2019.12.13.>

9.4 전력거래소는 주파수 저하, 고장 및 기타 계통운영상 필요한 때에는 기준전압을 임시 변경할 수 있다.

10.0 계통주파수 조정 및 유지범위

10.1 전력거래소는 전기사업자에게 발전력 및 전기저장장치의 유효전력 조정 등의 급전지시를 하여 다음 각 호의 계통주파수를 유지하여야한다. <개정 2015.5.7., 2019.12.13.>

10.1.1 평상시 계통주파수를 60±0.2Hz의 범위 이내로 유지하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

10.1.2 최대 용량의 발전기 1기 고장 시 계통주파수를 최저 59.7Hz 이상으로 유지하여야 하고, 1분 이내에 59.8Hz로 회복시켜야 한다. [신설 2019.12.13.]

10.1.3 발전기 2기 고장이 발생하거나 고장파급방지장치에 의하여 발전기가 탈락시 계통주파수를 최저 59.2Hz 이상 유지하여야 하고, 1분 이내에 59.5Hz로, 10분 이내에 59.8Hz로 회복시켜야 한다. [신설 2019.12.13.]

10.2 비상상황의 경우에는 계통주파수를 62Hz~57.5Hz 범위 내에서 유지할 수 있다. <개정 2019.12.13.>

10.3 전력계통의 주파수 조정을 위한 세부사항은 별표 11에 따른다.

11.0 발전기 주파수 운전 기준

전력거래에 참여하는 발전기의 주파수 운전기준은 다음 각호와 같다. <개정 2026.4.28.>

11.1 신재생발전기 및 중앙계약전기저장장치 [신설 2026.4.28.] <개정 2026.10.30.>

11.1.1 61.5~57.5Hz 범위에서 연속운전

11.1.2 57.5~57.0Hz 범위에서 최소한 299초 이상 운전상태 유지

11.2 신재생발전기 외 발전기 <개정 2026.4.28.>

11.2.1 60±1.5Hz 범위에서 연속운전

11.2.2 58.5~57.5Hz 범위에서 최소한 20초 이상 운전상태 유지

12.0 계통주파수 조정용량

전력거래소는 계통주파수를 유지범위내로 유지하기 위하여 제1.0조에서 정한 운영예비력을 확보하여 운영한다.

13.0 조속기 및 전기저장장치의 속도조정률 정정

전력거래에 참여하는 발전기의 조속기 및 전기저장장치의 속도조정률은 음과 같이 정정함을 원칙으로 한다. 다만, 원자력 발전기는 그 특성을 고려하여 예외로 할 수 있으며, 기력발전기의 속도조정율은 원자재 수급불안 등으로 인하여 부득이 발전기 제작시에 정해진 연료설계범위를 초과 또는 미달하는 연료를 사용하는 경우에는 예외로 할 수 있다.<개정 2006.9.14., 2015.5.7.>

13.1 조속기 속도조정률(단, 2005년 1월 23일 이전에 전력시장에 진입한 발전기는 발전설비 특성에 따라 변동가능) <개정 2006.9.14., 2022.12.27.>

13.1.1 수력 및 내연발전기 : 3.0～4.0%

13.1.2 가스터빈 발전기 : 4.0～5.0%

13.1.3 기력발전기 : 5.0～6.0%

13.1.4 석탄가스화 복합발전기(IGCC) : 4.0% 이내 [신설 2021.12.28.]

13.2 주파수추종용 전기저장장치의 속도조정률

13.2.1 정상상태 운전모드 : 2.0% 이내

13.2.2 과도상태 운전모드 : 2.0% 이내

13.2.3 회복상태 운전모드 : 2.0% 이내

[신설 2015.5.7.] <개정 2022.12.27.>

13.3 신규접속 발전기(복합화력발전기의 스팀터빈 제외) 및 주파수추종용 전기저장장치의 부동대는 최대 0.06% 이내로 정정함을 원칙으로 한다.<개정 2006.9.14., 번호 변경 2015.5.7., 개정 2022.12.27.>

14.0 발전기의 출력변동 허용치

각 발전기의 출력변동 허용치 운영기준은 다음 각호와 같다. 다만, 제2호의 발전기 출력변동율은 원자재 수급불안 등으로 인하여 부득이 발전기 제작시에 정해진 연료설계범위를 초과 또는 미달하는 연료를 사용하는 경우에는 예외로 할 수 있다.<개정 2006.9.14>

14.1 경사변동폭 : 운전중 기력발전기의 연속적인 출력변동 가능치

14.1.1 석탄발전소 : 정격용량의 20% 이상

14.1.2 중유발전소 : 정격용량의 20% 이상

14.2 발전기 출력변동율 (단, 2005년 1월 23일 이전에 전력시장에 진입한 발전기는 발전설비 특성에 따라 변동가능)<개정 2006.9.14>

14.2.1 석탄발전소 : 정격용량의 3.0%/분 이상<개정 2006.9.14>

14.2.2 중유발전소 : 정격용량의 4.5%/분 이상<개정 2006.9.14>

14.2.3 가스터빈 발전소 : 정격용량의 5.0%/분 이상<개정 2006.9.14.>

14.2.4 석탄가스화 복합발전소(IGCC) : 정격용량의 3.0%/분 이상 [신설 2021.12.28.]

15.0 발전기의 주파수조정량 확보

15.1 중앙급전발전기는 최소발전용량부터 공급가능용량 이내 범위에서 자동발전제어(AGC) 및 주파수추종운전(G/F)을 하여야 한다. 다만, 다음 각호에 해당하는 발전기는 예외로 할 수 있다.<개정 2010.6.30>

15.1.1 설비 폐지가 확정된 노후발전기[신설 2010.6.30]

15.1.2 농업용수 확보 등으로 항상 일정출력을 내야 하는 발전기 [신설 2010.6.30.] <개정 2021.12.28.>

15.1.3 원자력발전기 [신설 2010.6.30]

15.1.4 기후에너지환경부 심의를 거쳐 예외가 인정된 발전기 [신설 2010.6.30.] <개정 2026.1.28.>

15.1.5 중앙급전 구역전기발전기 및 중앙급전 분산특구발전기 [신설 2019.1.2.]

<개정 2025.7.10.>

15.1.6 열공급으로 일정출력 운전을 하는 발전기 (단, 하한제약 또는 열공급 미시행시는 계통평가위원회에서 의결받은 발전기별 특성과 열공급 상황을 고려하여 참여) [신설 2021.12.28.]

15.2 발전원별 주파수조정 출력변동 범위는 다음 각호와 같다.

15.2.1 기력발전기 : 정격용량의 5% 이상

15.2.2 기타발전기 : 주파수조정이 가능한 최대운전가능 출력 <개정 2010.6.30.>

15.3 발전사업자는 전기저장장치를 이용하여 원격출력제어 및 주파수추종 운전 서비스를 제공 할 수 있다. [신설 2016.5.12.]

16.0 계통운전 담당자 교육 및 자격확보 [신설 2006.1.26]

16.1 전력거래소는 계통운전원의 비상 시 대응능력을 확보하기 위하여 계통운전 담당자에 대해 교육훈련을 시행하고, 해당 전기사업자는 동 교육훈련을 이수한 자를 현장에 배치하여 근무할 수 있도록 하여야 한다. <개정 2025.11.12.>

16.1.1 교육대상

16.1.1.1 급전소 운전원 : 중앙전력관제센터, 제주급전소, 지역계통운영센터

16.1.1.2 발전소 제어실 운전원 : 중앙급전발전기 또는 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전소 <개정 2016.5.12.>

16.1.1.3 변전소 운전원 : 345kV 이상 변전소 (단, 제주지역은 154kV 이상 변전소 (유인변전소) 및 급전분소) <개정 2006.9.14.>

16.1.1.4 비중앙급전발전기 운전원 : 전력거래소 회원사 중 500kW 이상 비중앙급전발전기를 직접 운영하거나, 운영을 위탁받아 처리하는 자 등 실질적으로 운전 및 제어 업무를 하는 자 [신설 2025.11.12.]

16.1.2 연간 교육대상 인원수 : 교대조별 근무인원의 최소 1인 이상 (단, 교대근무를 수행하지 않는 경우에는 근무인원의 최소 1인 이상) <개정 2025.11.12.>

16.1.3 교육이수시간 <개정 2025.11.12.>

16.1.3.1 급전소 운전원, 발전소 제어실 운전원, 변전소 운전원 : 6시간 이상/연간

16.1.3.2 비중앙급전발전기 운전원 : 2시간 이상/연간

16.1.4 교육과정 : 계통운영, 설비실무 (단, 비중앙급전발전기 운전원은 '계통운영' 과정만 해당) <개정 2025.11.12.>

16.1.5 교육시행자

16.1.5.1 설비실무과정은 해당 전기사업자가 시행한다.

16.1.5.2 계통운영과정은 전력거래소가 시행하되 필요시 해당 전기사업자에게 위탁할 수 있다.

16.2 전력거래소는 전기사업자와 협의하여 16.1에서 정한 교육을 시행하기 위한 세부운영방안을 별도로 정하여 운영하고, 전력거래소 및 해당 전기사업자는 교육이수를 증명하는 자료를 3년간 보관 관리하여야 한다.

17.0 전력계통 운영상태 기준 [신설 2006.11.29]

전력계통의 운전상태는 상황에 따라 다음과 같이 구분한다.

17.1 정상상태

17.1.1 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준과 전력시장운영규칙에 정한 안정(성) 유지기준(이하 '안정유지기준'이라 한다) 범위 내에서 운전되는 상태로서,

17.1.2 단일고장, 이중고장이 발생하더라도 안정유지기준을 만족할 수 있는 상태를 말한다. <개정 2019.12.13.>

17.2 경계상태

17.2.1 안정유지기준 범위를 초과하여 운전되지는 않으나, 단일, 이중고장이 발생하면 안정유지기준을 초과하거나 위반하게 되는 상태, <개정 2019.12.13.>

17.2.2 혹은 태풍, 낙뢰, 산불에 의한 영향이 예보되어 사전 대비가 필요한 상태를 말한다.

17.3 비상상태

17.3.1 안정유지기준 범위를 위반하여 운영하고 있거나, 추가 고장이 발생하면 광역고장으로 파급될 우려가 있는 상태,

17.3.2 혹은 자연현상, 사회혼란, 태업 등의 영향이 임박하여 계통불안정 이 발생하였거나 발생이 확실시되는 상태를 말한다.

17.4 복구상태

17.4.1 비상제어 등을 이미 시행하여 안정유지기준 범위를 초과하여 운전되지는 않는 상태와

17.4.2 정전개소나 발전기 정지가 남아있어 정상상태로 복귀 중에 있는 상태를 말한다.

18.0 신재생발전기 등의 계통연계 유지 [신설 2010.6.30.] <개정 2020.10.1., 2026.10.30.>

18.1 신재생발전기 및 중앙계약전기저장장치는 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준에서 정한 전압유지범위 내에서 연속운전이 가능해야 한다. <개정 2026.10.30.>

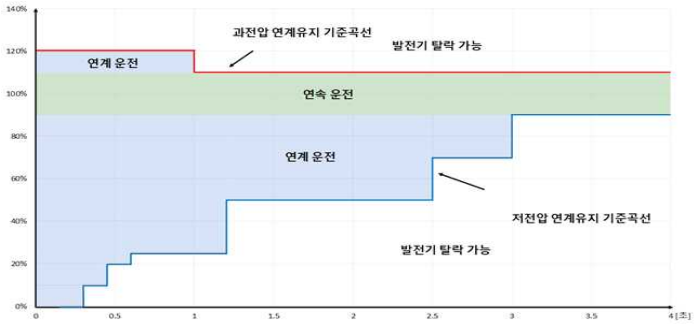
18.2 풍력, 태양광, 연료전지 발전기 및 중앙계약전기저장장치의 순시전압 저하 및 상승시 유지성능 <개정 2026.4.28., 2026.10.30.>

풍력, 태양광, 연료전지 발전기 및 중앙계약전기저장장치는 인근계통 고장

시 전압저하 및 상승 상황에서 아래 기준이상의 연계운전 유지가 가능해야 한다. <개정 2026.4.28., 2026.10.30.>

18.2.1 <삭제 2026.4.28.>

18.2.2 <삭제 2026.4.28.>

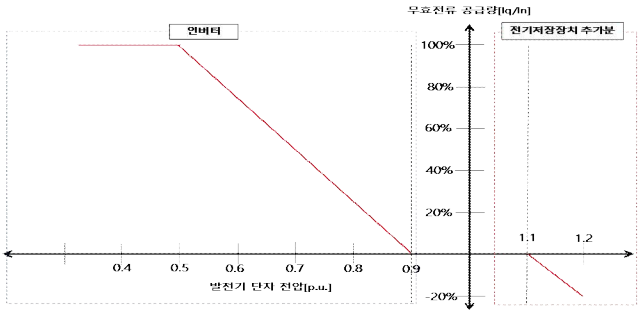


[순시전압 저하/상승시 연계운전 유지성능]

전압범위(pu)	운전조건	최소연계시간(s)
V > 1.20	발전기 탈락 가능	NA
1.10 ≤ V ≤ 1.20	연계운전	1.00
0.90 ≤ V < 1.10	연속운전	-
0.70 ≤ V < 0.90	연계운전	3.00
0.50 ≤ V < 0.70	연계운전	2.50
0.25 ≤ V < 0.50	연계운전	1.20
0.20 ≤ V < 0.25	연계운전	0.60
0.10 ≤ V < 0.20	연계운전	0.45
0.00 < V < 0.10	연계운전	0.30
0.00	연계운전	0.16

18.3 풍력, 태양광, 연료전지 발전기 및 중앙계약전기저장장치의 고장 후 무효전류 공급능력 <개정 2026.10.30.>

풍력, 태양광 및 연료전지 발전기 및 중앙계약전기저장장치는 계통 전압 지원을 위해서 고장 발생 후 3 Cycle 이내에 아래 그림을 만족하는 무효전류 공급능력을 보유하여야 한다. 단, 중앙계약전기저장장치는 계통운영자의 요구에 따라 설비능력 범위 내에서 정격용량 1.0.pu를 초과하여 무효전류를 공급할 수 있으며, 기울기 설정(0~10)에 따라 무효전류를 공급할 수 있어야 한다. <개정 2026.10.30.>



[고장발생 후 무효전류 공급능력]

18.4 풍력, 태양광, 연료전지 발전기 및 중앙계약전기저장장치의 고장 후 유효전력 회복 <개정 2026.10.30.>

풍력, 태양광, 연료전지 발전기 및 중앙계약전기저장장치는 고장 제거 이후 연계점 전압이 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준에서 정한 전압 유지 범위로 복구된 후 5초 이내에 고장 전 유효전력 출력을 공급 할 수 있어야 한다. <개정 2026.10.30.>

19.0 속응성자원 운영 기준 [신설 2019.12.13.]

19.1 전력거래소는 속응성자원을 운영예비력과는 별도로 확보하여 운영할 수 있으며, 확보순서는 운영예비력, 속응성자원 순서로 한다.

19.2 속응성자원에 관한 운영기준은 다음 각 호와 같다.

19.2.1 사용목적

전력계통의 과도한 변동성에 신속하게 대응하기 위한 자원을 말한다.

19.2.2 기술요건

전력계통에 연결되어 있지 아니하고 상시 기동이 가능한 중앙급전발전기(수력, 양수, 가스터빈 발전기 등)를 통하여 전력거래소로부터 급전지시 받은 출력을 20분 이내 생산하여 4시간 이상 출력을 유지할 수 있어야한다.

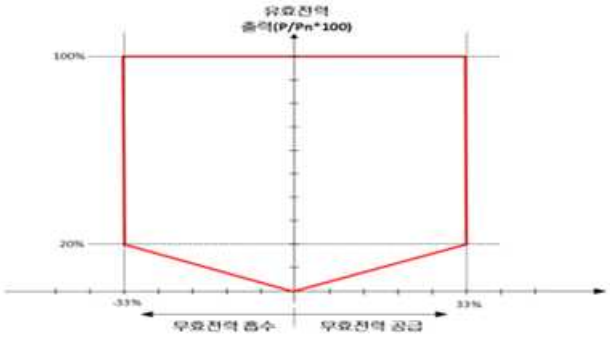
19.2.3 확보량 : 2,000MW 이상

20.0 신재생발전기 등의 무효전력 공급능력 [신설 2020.4.29.] <개정 2020.10.1., 2026.10.30.>

20.1 신재생발전기 등의 무효전력제공 성능은 다음 각 호와 같다. <개정 2026.10.30.>

20.1.1 풍력, 태양광, 연료전지 발전기

20.1.1.1 운전전압 범위(90~110%) 내에서 아래 그림과 같이 유효전력 출력에 따른 무효전력 공급능력을 보유하여야 한다. <개정 2026.10.30.>



[풍력, 태양광, 연료전지 발전기 유효전력 출력에 따른 무효전력 공급범위]

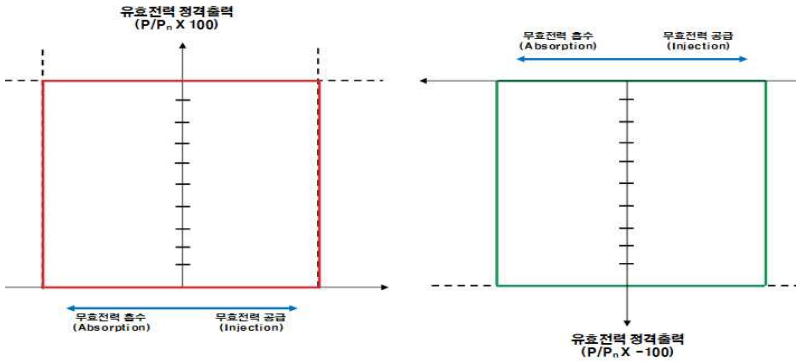
1. 유효전력 100% ~ 20% 출력시 : 유효전력 정격용량 대비 33%의 무효전력을 흡수 또는 공급 [신설 2026.10.30.]

2. 유효전력 20% ~ 0% 출력시 : 유효전력 출력감소에 따라 선형적으로 공급능력 감소 [신설 2026.10.30.]

20.1.1.2 20.1.1.1에서 정한 무효전력을 공급하기 어려운 경우, 동일한 공급능력을 제공할 수 있는 별도의 무효전력 공급설비를 구비해야 한다.

20.1.2 중앙계약전기저장장치 [신설 2026.10.30.]

20.1.2.1 운전전압 범위(90~110%) 내에서 아래 그림과 같이 유효전력 출력에 따른 무효전력 공급능력을 보유하여야 한다. [신설 2026.10.30.]



[유효전력 출력에 따른 무효전력 공급범위]

- 유효전력 100% ~ -100% 출력시 : 유효전력 정격용량 대비 33%의 무효전력을 흡수 또는 공급

20.1.2.2 20.1.2.1에서 정한 무효전력을 공급하기 어려운 경우, 동일한 공급능력을 제공할 수 있는 별도의 무효전력 공급설비를 구비해야 한다. [신설 2026.10.30.]

20.1.3 조력발전기 <번호변경 2026.10.30.>

정격출력(MW) 기준 뒤진 위상 0.95 ~ 앞선 위상 0.95범위에 해당하는 무효전력을 정격출력 범위내에서 공급할 수 있는 성능을 갖추어야 한다.

20.1.4 그 외의 신재생발전기 <번호변경 2026.10.30.>

정격출력(MW) 기준 뒤진 위상 0.9 ~ 앞선 위상 0.95 범위에 해당하는 무효전력을 정격출력 범위내에서 공급할 수 있는 성능을 갖추어야 한다.

20.2 발전기의 무효전력 출력은 전력거래소에 등록한 발전기별 특성범위 내에서 운영할 수 있어야 한다.

21.0 풍력, 태양광, 연료전지 발전기 및 중앙계약전기저장장치의 무효전력 제어능력 [신설] <개정 2026.10.30.>

풍력, 태양광, 연료전지 발전기 및 중앙계약전기저장장치는 다음의 세 가지 무효전력 제어방식을 구비하여야 하며 전력거래소가 지시하는 기능을 수행할 수 있어야 한다. 단, 별도의 지시가 없을 경우에는 21.1 일정 전압 무효전력제어(V-Q 제어 모드) 기능을 수행하는 것을 원칙으로 한다. <개정 2026.10.30.>

21.1 일정 전압 무효전력 제어 (V-Q 제어 모드)

21.2 일정 무효전력 출력제어(Mvar 제어 모드)

21.3 일정 역률 제어(PF 제어 모드)

22.0 신재생발전기 등의 유효전력 제어능력 [신설] <개정 2026.10.30.>

신재생발전기 및 중앙계약전기저장장치는 전력수급 안정과 전력계통 신뢰도 유지를 위하여 유효전력을 제어할 수 있도록 다음의 제어기능을 각각 구비해야 한다. <개정 2026.10.30.>

22.1 긴급 출력감소 조정(연료전지 제외)

유효전력의 출력은 전력거래소의 지시 후 5초 이내에 정격출력의 20%까지 출력감소 할 수 있어야 한다.

22.2 주파수 조정

풍력, 태양광, 연료전지 발전기 및 중앙계약전기저장장치 인버터는 과·저주파수 시 주파수 추종 운전이 가능해야 하며, 주파수 변화에 따라 다음과 같이 정정할 수 있는 제어성능을 구비해야 한다. <개정 2026.10.30.>

22.2.1 주파수 변화에 따른 속도조정률 : 3.0~5.0%

단, 중앙계약전기저장장치 : 2.0% 이내 <개정 2026.10.30.>

22.2.2 불감대 : 최대 0.06% 이내

22.3 출력의 상한조정

신재생발전기 및 중앙계약전기저장장치는 최소출력 이상으로 발전기를 운전하는 경우 10분 평균값으로 측정된 유효전력 발전량이 규정된 값을 초과하지 않도록 출력상한을 조정 가능해야 한다. <개정 2026.10.30.>

22.4 유효전력 증감율 조정

풍력, 태양광 및 중앙계약전기저장장치 인버터는 전력거래소의 지시에 따

라 유효전력 출력 증감율 속도를 정격의 10% 이내/분까지 제한하는 것이 가능한 제어 성능을 구비해야 한다. <개정 2026.10.30.>

22.5 유효전력 출력범위 제한 [신설 2026.10.30.]

중앙계약전기저장장치는 전력거래소의 지시에 따라 정격 범위 내에 유효전력 출력(방전)을 제한하거나 유지할 수 있어야 함

22.5.1 중앙계약전기저장장치는 전력거래소의 지시에 따라 유효전력 우선모드, 무효전력 우선모드로 전환할 수 있어야 하며, 별도의 지시가 없을 경우 무효전력 우선모드로 설정한다. [신설 2026.10.30.]

22.5.2 중앙계약전기저장장치는 충·방전중에도 계통 주파수 변화에 대응하여, 주파수 편차를 감소시키는 방향으로 유효전력 출력을 조정할 수 있어야 하며, 필요 시 충전 및 방전 모드 간 전환을 할 수 있어야 한다. [신설 2026.10.30.]

23.0 전기저장장치의 보조서비스 참여 기준 [신설 2022.12.27.]

23.1 1차주파수제어서비스 참여 기준 <개정 2025.8.6.>

1차예비력을 제공하는 전기저장장치는 다음 제어항목을 고려해야 하며, 제어항목별 기준값은 계통평가세부운영규정에서 정한다.

23.1.1 과도상태 판단기준

계통주파수가 전기저장장치의 부동대를 벗어나고 지속적으로 하락할 때 전기저장장치가 과도상태 운전모드로 진입하여 방전을 하기 위한 주파수 변화율(Rate of Change of Frequency, RoCoF)의 기준

23.1.2 과도상태 운전모드 지속시간

전기저장장치가 과도상태 운전모드를 지속할 수 있는 시간

23.1.3 과도상태 운전모드 시간지연

전력계통 고장시 전기저장장치가 과도상태를 판단하고 방전을 시작하기까지의 시간지연

23.1.4 최대 방전용량 도달시간

전기저장장치가 과도상태 운전모드에서 최대 방전용량까지 도달하는데 걸리는 시간

23.1.5 회복상태 판단기준

계통주파수 회복 후 전기저장장치가 회복상태 운전모드로 진입하여 충전을 하기 위한 주파수 기준

24.0 중앙계약전기저장장치 그리드포밍 인버터의 성능요건 [신설 2026.4.28.]

중앙계약전기저장장치 그리드포밍 인버터는 설비의 한계 내에서 아래의 요건을 갖추어야 하며, 성능 시험 등에 관한 사항은 계통평가세부운영규정에서 정한다.

24.1 계통관성 제공

계통 주파수의 변동 발생 시, 즉각적인 유효전력 공급 또는 흡수를 통해 주파수 변동을 억제하는 관성 응답을 제공하여야 한다.

24.2 계통 강건성 및 고장전류 제공

계통 고장 등으로 인한 전압 변동 발생 시, 즉각적으로 고장전류를 공급하여 전압 변동을 방지하고 계통 강건성을 지원하여야 한다. 이때 공급되는 고장전류는 보호계전기의 적절한 동작을 지원할 수 있는 특성을 가져야 한다.

24.3 위상 급변 시 동기유지 성능

계통 고장 등으로 인해 인버터 단자 전압의 위상이 급격히 변화하는 경우에도 설비는 탈락되거나 정지하지 않고 안정적으로 동기 상태를 유지하여야 한다.

24.4 약계통 연계 운전

단락용량비(SCR)가 낮은 약계통 환경에서도 안정적으로 전력을 공급하여야 한다.

24.5 자체기동 (계통 운영상 필요 시)

외부 전원 또는 계통 전압이 없는 상태에서 인버터가 자체적으로 전압을 생성하여 운전을 개시하며, 계통전압 형성에 기여할 수 있어야 한다.

25.0 그리드포밍 성능의 유지 및 관리 [신설 2026.4.28.]

그리드포밍 인버터 기반 중앙계약전기저장장치를 보유한 사업자는 별표3 24.0 중앙계약전기저장장치 그리드포밍 인버터의 성능요건에서 규정한 성능을 지속적으로 충족하여야 하며, 해당 성능이 저하되지 않도록 유지·관리 하여야 한다.

25.1 성능 확인 및 검증

그리드포밍 인버터 기반 중앙계약전기저장장치를 보유한 사업자는 계통평가세부운영규정 등에 따라 성능 검증을 받아야 한다. 또한, 전력거래소는 계통의 안정적 운영을 위해 사업자에게 검증 결과 등 관련 자료의 제출을 요구할 수 있으며, 사업자는 이에 따라야 한다.

25.2 변경관리

다음 각 항의 어느 하나에 해당하는 그리드포밍 성능에 중대한 영향을 미칠 수 있는 변경을 수행하고자 하는 경우, 해당 설비를 보유한 사업자는 사전에 전력거래소 및 한전에 통보하여야 한다.

① 인버터 제어기 또는 펌웨어·소프트웨어의 변경

② 그리드포밍 제어로직 또는 주요 제어 파라미터의 변경

③ 보호·계측·통신 설비 변경 등 성능 검증 결과에 영향을 미칠 수 있는

사항

25.3 계통운영상 조치

해당 설비의 운전 상태가 전력계통의 안정적 운영에 중대한 영향을 미칠 우려가 있는 경우, 전력거래소는 그리드포밍 운전 제한, 시정조치 및 개선계획 제출 요구 등 계통운영상 필요한 조치를 할 수 있다.

[별표 4]

입찰 운영 절차

1.0 목적

규칙 제2.3.1조의 규정에 의거 전력입찰 업무의 공정하고도 효율적인 운영을 위하여 필요한 절차를 정함에 있다.

2.0 적용범위

중앙급전발전기 또는 중앙급전전기저장장치를 보유한 전력거래소 회원과 중앙급전발전기를 보유하지 않고 전력시장에서 전력을 판매하고자 하는 회원(이하 "발전회원"이라 한다.) 및 수요반응자원을 보유한 전력거래소 회원(이하"수요회원"이라 한다.)들의 입찰행위 및 전력거래소의 입찰운영에 적용한다. <개정 2014.11.3., 2016.5.12>

3.0 책임

3.1 시장운영을 담당하는 부서장은 본 별표에 따라 입찰행위가 공정하고 효율적이며 안정적으로 수행될 수 있도록 입찰운영을 하여야 한다.

3.2 시장시스템을 운영하는 부서장은 입찰시스템을 구비하고 이를 안정적으로 운영하여야 한다.

3.3 발전회원과 수요회원은 모든 입찰행위에 대하여 책임이 있으며, 본 별표에서 정한대로 올바른 입찰 행위를 통하여 효율적이고 안정적인 전력시장 운영이 이루어지도록 하여야 한다. <개정 2014.11.3.>

3.4 발전회원 및 수요회원은 원활한 입찰 진행을 위하여 필요한 전력거래소의 조치에 최대한 협조하여야 한다. <개정 2014.11.3.>

4.0 참고자료

본 별표에 적용되는 지침, 기준, 편람 등은 다음과 같다.

4.1 별표 10 연료제약발전기운영절차

4.2 입찰시스템 운영메뉴얼

5.0 용어의 정의

본 별표에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

5.1 계통운영담당자

전력계통의 원활한 운영 및 전기의 공급과 수요를 일치시키는 일련의 업

무를 행하는 직원을 말한다.

5.2 입찰운영담당자

전력거래의 입찰운영을 담당하는 직원을 말한다.

5.3 입찰시스템운영담당자

전력거래를 위한 입찰시스템의 운영을 담당하는 직원을 말한다.

5.4 수요예측담당자

수요예측시스템을 사용하여 하루전발전계획 수립을 위한 수요예측을 담당하는 직원을 말한다. <개정 2021.1.1.>

5.5 <삭제 2021.1.1.>

5.6 계통한계가격결정담당자

계통한계가격 결정을 담당하는 직원을 말한다.

5.7 발전계획담당자 <개정 2021.1.1.>

전력계통의 각종 제약조건을 고려한 발전계획의 수립을 담당하는 직원을 말한다.

5.8 <삭제 2012.12.31.>

5.8.1 <삭제 2012.12.31.>

5.9 비용평가위원회

변동비반영발전시장 운영을 위해서 사용할 발전회원 소유인 발전기의 비용자료와 수요반응자원의 순편익가격 산정방식 등을주기적으로 사전에 평가하고 결정하기 위하여 구성된 위원회를 말한다. <개정 2014.11.3., 2019.12.31.>

5.10 중앙급전발전기 식별번호

중앙급전발전기의 구성과 식별번호는 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다.

5.11 수요반응자원 식별번호 [신설 2014.11.3.]

수요반응자원의 식별번호는 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다.

5.12 중앙급전전기저장장치 식별번호 [신설 2016.5.12.]

중앙급전전기저장장치의 구성과 식별번호는 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다.

6.0 입찰절차

6.1 입찰의 종류

입찰의 종류에는 발전입찰, 양수계획입찰, 충전계획입찰, 변경입찰, 전력부하감축(증대)입찰, 비상대기예비력입찰이 있다. <개정 2016.5.12., 2020.12.1., 2021.1.1., 2021.7.1.>

6.2 입찰시스템 사용설명서<개정 2006.12.26.>

6.2.1 전력거래소는 입찰에 필요한 사용자 설명서를 “입찰시스템”에 게시하여야 한다.

6.3 입찰방법

6.3.1 발전입찰(중앙급전 구역전기발전기, 중앙급전 분산특구발전기 제외) <개정 2019.1.2., 2025.7.10.>

6.3.1.1 입찰은 거래전일 거래시간 19시부터 거래 다음날 거래시간 4시까지 총34시간에 대하여 한다. 단, 양수발전기는 거래일 24시간에 대하여 한다. <개정 2012.12.31.>

6.3.1.2 입찰시 시간대별 공급가능용량(MWh)은 송전단 기준으로 제출하되 발전기정비관리시스템의 발전기 정비계획(승인)과 일치하여야 하며, 발전기의 출력증가/감소율을 고려하여야 한다. 즉, 거래기간 중의 공급가능용량은 해당시간의 1시간이전 공급가능용량에서 출력증가량(출력감소량)을 더한(뺀) 공급가능용량을 초과(미달)할 수 없다. <개정 2011.12.2., 2019.12.31., 2020.10.1.>

6.3.1.3 두 가지 이상의 연료를 사용하는 발전기는 발전계획수립기간의 발전기 운전형태를 원칙적으로 한 가지 연료만을 사용하는 것으로 하며, 1차연료를 변경하는 과정에서 일시적으로 두 가지 연료를 사용하는 경우를 제외하고, 두 가지 연료를 사용하여서는 아니 된다. 또한 사용연료를 변경할 때에는 입찰서에 2차연료사용 또는 1차연료변경 사실을 명기하여야 한다. (단, 1차연료 변경으로 일시적으로 두 가지 연료를 사용하는 경우에는 변경된 연료가 적용되는 거래일의 거래시간 기준 01시부터 변경 완료 시점까지 고정제약으로 참가하여야 한다.) 특히, 1차연료변경의 경우에는 변경내용을 해당 거래일에 대한 초기입찰 마감시간 전까지 전력거래소에 서면통지하여야 하며, 일일 입찰시 이를 입력하여야 한다. <개정 2003.11.11., 2021.12.28., 2024.8.1., 2025.10.1., 2026.7.24.>

6.3.1.3의 1.1차연료는 1차연료 정보를 식별하기 위해 다음과 같이 표시한다.

1 원자력, 2 석탄, 3 LNG, 4 LPG, 5 유류, 6 기타

6.3.1.4 계획예방정비 및 간이정비 후 동 발전기를 시험할 목적으로 입찰시 제약운전을 필요로 할 경우에는 시험계획에 따른 공급가능용량을 제약발전량과 동일하게 입찰하여야 하고 제약사유란에 성능시험, 시운전 등 해당 사유를 명기하여야 한다.

6.3.1.5 발전기의 시험 및 제약운전 시 제약입찰을 해야 하고 구체적인 사유를 특기사항(발전운영 참고사항)에 명기하여야 한다. [신설 2011.12.2.]

6.3.1.6 발전회원의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 입찰 마감시간 이내에 정상적인 입찰이 이루어지지 못할 경우에는 입찰운영담당자 및 입찰시스템운영담당자에게 별도의 방법으로 통지할 수 있다. <번호변경

2011.12.2.>

6.3.2 복합화력발전기

6.3.2.1 복합화력발전기는 기상청의 시간대별 예보온도를 기준으로 공급가능용량을 산정하여 입찰하되, 발전계획수립기간 내 일부 또는 전체 시간 동안 시간대별 예보온도가 발표되지 않은 경우에는 해당 거래일에 예보된 최고, 최저온도를 기준으로 다음과 같이 입찰한다. (거래시간기준)

최저온도적용 : 01시～08시
평균온도적용 : 09시~11시
최고온도적용 : 12시～18시
평균온도적용 : 19시～24시
(평균온도는 최저/최고온도의 중간)

<개정 2006.9.14., 2013.4.30., 2021.1.1.>

6.3.2.2 복합화력발전기의 공급가능용량은 해당 발전기가 속한 행정구역에 대하여 기상청이 입찰마감시간에 가장 근접하여 발표한 거래일의 예보온도를 기준으로 산정한다. 단, 기상청이 입찰 당일 해당 발전기가 속한 지역에 대하여 예보온도를 발표하지 않은 경우에는 해당 발전기와 가장 인접한 지역에 대한 예보온도를 적용한다.[신설 2006.9.14.]

6.3.2.2의 1.복합화력발전기가 6.3.7.5.3의 규정에 따라 기상청의 예보온도 갱신으로 변경입찰을 하는 경우, 변경된 공급가능용량은 입찰 마감시간 이전에 제출된 공급가능용량을 기준으로 온도변화로 인한 공급가능용량 변경만을 반영하여 산정하며, 예보온도의 변경 정보를 함께 제출해야 한다. [신설 2013.10.1.]

6.3.2.3 <삭제 2022.11.30.>

6.3.2.4 복합화력발전기는 거래일 입찰시간에 대해 GT 모드 및 CC 모드를 모두 입찰하는 것을 원칙으로 한다. 단, 거래일에 ST 부분정지가 발생하는 경우에는 해당 입찰시간에 대해서 CC 모드는 GT모드와 동일하게 입찰한다.[신설 2019.12.31.] <개정 2020.10.1.>

6.3.3 양수계획입찰

6.3.3.1 전력시장에서 전력의 거래를 원하는 회원 중 양수발전기를 소유하고 있는 회원은 거래일 24시간에 대하여 양수발전기의 양수계획서(모사전송 입찰시는 별지 제32호서식)를 마감시간까지 전력거래소에 제출하여야 한다. <개정 2012.12.31.>

6.3.3.2 양수발전기를 보유한 회원이 양수계획을 변경하고자 하는 경우에는 거래일 전일 17시 30분까지 전력거래소에 제출하여야 하며, 17시 30분 이후에는 설비의 중대고장이 발생하거나 시운전 양수발전기의 경우를 제외하고는 양수계획을 변경할 수 없다.<개정 2005.10.10., 2023.9.26.>

6.3.3.3 양수발전기의 양수계획시 제약운전을 필요로 하는 경우에는 예상수요 범위 내에서 제약운전 예상수요와 제약사유를 기재하여 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.3.3.4 양수발전기의 양수계획서 제출시 양수계획시간대의 당해 발전기의 공급가능용량은 “0”으로 한다.

6.3.3.5 양수발전기의 발전입찰량과 양수입찰량은 상호 연계하여 제출하여야 한다. 연간 허용편차율을 10% 이내로 유지하여야 하며, 양수발전기별 허용편차율은 연간 기준으로 아래 산식에 따라 산정한다. [신설 2016.12.30.]

양수발전기별 허용편차율 산식 : |(발전입찰량 - 펌핑입찰량×ηi)÷발전입찰량|

6.3.4 시운전전력 입찰

6.3.4.1 시운전발전기는 입찰서 제출시 공급가능용량과 제약운전으로 인한 공급가능용량을 기재하고 제약사유에 시운전이라는 것을 표시하여야 한다. 다만, 시운전발전기가 규칙 제18.3조 제8항에 해당될 경우 해당발전기는 시운전 제약을 해제하여야 한다.[신설 2003.9.18]<개정 2006.9.14., 2007.7.23>

6.3.4.2 시운전발전기의 기술적 특성자료는 계통평가위원회의 심사·결정 전까지 설계자료를 적용하며, 발전회원은 최초 시운전전력 입찰 7일전까지 서면으로 기술적 특성 설계자료를 제출하여야 한다. <개정 2019.12.31., 2021.7.1.>

6.3.4.3 시운전발전기를 보유한 회원은 월간 시운전발전계획을 별지 제34호서식에 의하여 거래월의 전월 20일까지 서면으로 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.3.4.4 시운전발전기를 보유한 회원은 주간 시운전발전계획을 별지 제35호서식에 의하여 거래주의 전주 목요일 16시까지 서면으로 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.3.4.5 시운전 전기저장장치의 입찰에 대한 사항은 시운전발전기의 시운전전력 입찰에 대한 규칙을 준용한다. [신설 2016.5.12.]

6.3.5 비중앙급전발전기 입찰<삭제 2005.10.10.>

6.3.6 중앙급전 구역전기발전기 및 중앙급전 분산특구발전기 입찰 [신설 2019.1.2.] <개정 2025.7.10.>

6.3.6.1 입찰은 거래일 24시간에 대하여 한다.

6.3.6.2 구역전기사업자 및 분산특구 내 분산에너지사업자와 전기사용자의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 입찰 마감시간 이내에 정상적인 입찰이 이루어지지 못할 경우에는 입찰운영담당자 및 입찰시스템 운영담당자에게 별도의 방법으로 통지할 수 있다. <개정 2025.7.10.>

6.3.7 변경 입찰 <조문번호 변경 2019.1.2.>

6.3.7.1 변경입찰은 전력거래소에서 별도로 승인하지 않는 한 전력거래입찰시스템을 우선 이용하여야 한다.

6.3.7.2 마감시간이후 입찰자료의 변경

발전회원은 마감시간이 지난 경우에도 발전기의 공급가능용량 및 기술적 특성을 변경하여 해당 거래시간 이전에 전력거래입찰시스템의 입찰홈페이지를 이용하여 제출할 수 있으며, 전력거래시스템의 고장등으로 이용 불가시에는 회원 대표자의 서명이 기입된 변경된 입찰자료(별지 제33호서식)를 모사전송 방법으로 전력거래소로 제출하고, 모사전송 방법도 이용 불가시에는 전화를 이용할 수 있다. 다만, 예측할 수 없는 발전기의 고장 등 부득이한 사유가 있는 경우에는 사유가 발생한 때로부터 2시간 이내에 변경된 입찰서를 제출하여야 한다.

6.3.7.3 발전기 기술적 특성의 변경

제2.3.2조 제1항 제2호 내지 제7호, 제15호, 제23호 내지 제25호, 제27호 자료는 특별한 사유가 발생하지 않는 한 계통평가위원회에서 의결한 값을 변경하여 입찰할 수 없으며, 입찰자료를 변경한 경우 그 사유를 기술하고 실근무일 기준 7일 이내에 기술적 특성변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하여야 한다 <개정 2019.5.31., 2019.12.31., 2020.10.1., 2021.1.1., 2021.7.1., 2025.8.6.>

6.3.7.4 전력거래소는 거래일 전일 11시까지 입찰한 자료를 반영하여 발전계획을 수립할 수 있다. <개정 2021.1.1., 2022.6.30.>

6.3.7.5 발전회원이 변경입찰을 해야 하는 경우를 예시하면 아래와 같다.

6.3.7.5.1 발전기 특성변경

보일러, 터빈 또는 발전소 보조기기 고장 등의 사유로 발전기의 기술적인 특성(출력증가/감소율, 최대/최소 발전용량 등)이 변경되었을 경우.

6.3.7.5.2 발전기 시험 및 고장

발전기 시험, 발전기 설비 고장 등의 사정으로 공급가능용량이 변경되었을 경우<개정 2013.4.30.>

가. 발전기 고장정지 시 공급능력 변경 기준[신설 2020.7.8.]

1) 발전회원은 고장정지발생 거래일·거래시간(분 단위)부터 고장 복구된 거래일·거래시간(분 단위)까지 고장정지 발생시간 직전 마지막 입찰 공급가능용량 또는 고장복구시간 직전 발전기 정상상태를 가정한 마지막 사전입찰 공급가능용량에서 매 거래시간별 정상운전기간(분 단위) 비율을 곱하여 변경입찰 한다.

가) 변경된 공급가능용량= 고장정지 전 정상 입찰용량 × (정상운전기간(분) ÷ 60분)

단, 발전소 자체설비 이상으로 거래소의 출력지시와 다르게 운전 중 고장정지가 발생되어, 공급가능용량 산정이 불가능한 거래시간은 계량값으로 변경 입찰한다.

2) 복합발전은 GT 1대분 공급가능용량, ST의 공급가능용량 및 GT 1대 당 고장정지 또는 고장복구 시 파급되는 ST공급가능용량을 매 거래시간별 CC 입찰, GT 종합입찰 및 GT 입찰 운전대수를 고려하여 산정한다.

3) 이 경우, CC 입찰, GT 종합입찰은 개별 GT, ST의 정상운전기간(분 단위)에 따라 변경하며, GT 1대 당 고장정지 또는 고장복구로 파급되는 ST 공급가능용량은 정상운전 가능한 GT 대수에 따라 균등하게 변동되는 것으로 본다.

가) GT 1대분 공급가능용량 = GT 종합입찰 ÷ GT 정상운전 대수

나) ST 공급가능용량 = CC 입찰 - GT 종합입찰

다) GT 1대 당 고장정지 또는 고장복구로 파급되는 ST 공급가능용량 = ST 공급가능용량 ÷ GT 정상운전 대수

6.3.7.5.3 기상청 예보온도 변경

복합화력발전기에 한해, 기상청 예보온도 변경으로 발전기의 공급가능용량이 변경되었을 경우[신설 2013.4.30.]

6.3.7.5.4 중앙급전구역전기발전기의 공급구역 내 수요변경

중앙급전구역전기발전기에 한해, 공급구역 내 수요 변경으로 발전기의 공급가능용량이 변경되었을 경우 [신설 2019.12.13.]

6.3.7.5.5 중앙급전 분산특구발전기에 한해, 분산특구 내 수요 변경 등으로 발전기의 공급가능용량이 변경되었을 경우 [신설 2025.7.10.]

6.3.7.6 입찰시스템운영담당자는 6.3.7에 의하여 변경된 입찰 자료를 제출받는 즉시 중앙전력관제센터의 계통운영담당자와 발전계획담당자에게 전력거래시스템의 근거리통신망 또는 기타의 방법으로 전송하여야 한다. <개정 2020.7.8., 2021.1.1.>

6.3.7.7 입찰시스템운영담당자는 6.3.7에 의하여 변경된 입찰자료 사본을 발전계획담당자에게 전달하여 다음 거래일에 입찰 자료를 제출받지 아니한 경우에도 6.3.7.6에 의해 전송받은 변경된 입찰 자료를 이용하여 발전기의 공급가능용량이 적용될 수 있도록 하여야 한다. <개정 2020.7.8., 2021.1.1.>

6.3.8 전력부하감축(증대)입찰 [신설 2014.11.3.] <조문번호 변경 2019.1.2.> <개정 2021.1.1.>

6.3.8.1 입찰시 시간대별 감축(증대)가능용량(MWh)은 수요관리사업자가 수요반응자원의 전력부하감축(증대)거래량 평가 방식에 따라 산출한 값을 기준으로 제출하며, 송전손실계수 등을 고려하지 아니한다. <개정 2021.1.1.>

6.3.8.1.1 <삭제 2022.5.31.>

6.3.8.2 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에 참여하는 경우, 수요관리사업자가 입찰하는 수요반응자원의 감축가격은 월별 수요반응자원 순편익가격 이상이어야 한다. <개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2021.9.18.>

6.3.8.3 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에 참여하는 경우, 구간별 감축가능용량 및 감축가격이 증가하도록 입찰하여야 한다. <개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2021.9.18.>

6.3.8.4 수요회원의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 입찰 마감시간 이내에 정상적인 입찰이 이루어지지 못할 경우에는 입찰운영담당자 및 입찰시스템운영담당자에게 별도의 방법으로 통지할 수 있다.

6.3.8.5 수요회원은 변경 입찰을 할 수 없다. <개정 2019.12.13.>

6.3.8.6 수요관리사업자는 거래일이 아래 각 호에 해당하는 수요반응참여고객을 수요반응자원으로 활용할 수 없다. [신설 2018.12.12.] <조문번호 변경 2019.1.2., 개정 2022.12.27., 2026.4.28.>

1. 사창립기념일, 노조창립기념일, 개교기념일, 정기휴무일, 의무휴업일 등 법령, 조례 또는 수요반응참여고객의 내부 규칙 등에 의하여 미리 특정되어 있는 휴무일(단, 휴무일임에도 불구하고 조업이 필요한 상시근무지임을 증빙할 수 있는 경우 예외)
2. 백화점의 휴점일, 공장의 하계휴가기간, 학교의 임시휴교일 등 실질적인 노력 없이도 수요감축이 가능한 날

6.3.8.7 수요회원은 제12.4.2.2조 제6항에 따라 자동 제출된 입찰서의 경우 마감시간과 관계없이 입찰서의 내용을 수정 또는 변경할 수 없다. <개정 2019.12.31.>

6.3.9 전기저장장치 충전계획입찰 [신설 2016.5.12.]

6.3.9.1 전기저장장치의 충전계획 입찰에 관련한 사항은 6.3.3.1 내지 6.3.3.4의 양수계획 입찰에 관한 규정을 준용한다.

6.3.10 비상대기예비력 입찰 [신설 2020.12.1.]

6.3.10.1 입찰은 거래전일 거래시간 19시부터 거래 다음날 거래시간 4시까지 총34시간에 대하여 한다.

6.3.10.2 입찰은 거래전일 11시까지 전력거래소에 제출하여야 하며, 예측할 수 없는 발전기의 고장 등 부득이한 사유가 있는 경우에는 사유가 발생한 때로부터 2시간 이내에 변경된 입찰서를 제출하여야 하고, 휴일 예약입찰은 별표4 제12.2조에 따른다. <개정 2021.12.28., 2022.6.30.>

6.3.10.3 입찰시 시간대별 비상대기예비력(MWh)은 송전단기준으로 제출하며, 발전기 계획정지 중 계획예방정비 및 계획중간정비정지와 비계획정지(불시정지 등), [별표4]7.11.6에 따른 고정출력 등으로 비상대기예비력을 공급할 수 없는 경우에는 비상대기예비력 입찰량을 “0”으로 한다.

해당거래시간 공급가능용량이 해당거래시간 1시간전후 공급가능용량과 모두 불일치하는 경우에는 해당거래시간은 비상대기예비력을 입찰할 수 없

다. 단, 기후·환경제약에 따라 가동이 제한된 발전기가 연속하여 기후·환경제약에 따라 가동이 제한되는 경우에는 해당거래시간에 비상대기예비력을 입찰할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

6.3.10.4 입찰시스템 구축전까지 공문, 전자우편 등으로 입찰하며, 시스템 구축시 이에 따른다. 발전회원의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 입찰마감시간 이내에 정상적인 입찰이 이루어지지 못할 경우에는 입찰운영 담당자 및 입찰시스템운영 담당자에게 별도의 방법으로 통지할 수 있다.

6.3.10.5 비상대기예비력은 하루전발전계획 수립시 반영하지 아니한다. <개정 2022.6.30.>

6.4 급전가능재생에너지자원의 입찰 [신설 2023.8.30.]

제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업에 참여하는 급전가능재생에너지자원에 대해서는 본 항목의 규정을 따르며, 본 별표 내의 타 절차와 상충되는 항목이 발생하는 경우 본 항목을 우선하여 적용한다.

6.4.1 입찰자료의 제출

6.4.1.1 입찰은 거래일 24시간에 대하여 한다.

6.4.1.2 하루전시장입찰자료는 하루전시장입찰마감시간 이전까지 전력거래입찰시스템을 통하여 제출하여야 한다. 다만, 해당자원을 보유한 회원의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 정상적인 입찰이 이루어지지 못한 경우에는 별지 제31-6호 모사전송 또는 이메일 등의 방법으로 전력거래소에 제출할 수 있다.

6.4.1.3 실시간시장입찰자료는 하루전시장입찰자료 및 실시간시장입찰마감시간 이전까지의 변경입찰자료 중 가장 최신의 입찰자료로 갈음한다. 다만, 해당자원을 보유한 회원의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 정상적인 입찰이 이루어지지 못한 경우에는 별지 제33-6호를 작성하여 모사전송 또는 이메일 등의 방법으로 전력거래소에 제출할 수 있다.

6.4.1.4 실시간시장입찰마감시간이 지난 이후 예측 불가능한 발전기의 고장 등의 사유로 변경입찰을 하지 못한 경우 사유 발생시점으로 부터 2시간 이내에 변경된 입찰서를 제출하여야 한다. 단, 해당 입찰서는 실시간에너지가격 및 실시간예비력가격 결정을 위한 실시간발전계획의 입력자료로 사용되지 아니한다.

6.4.1.5 9.1.1 및 9.1.2에도 불구하고 급전가능재생에너지자원에 대하여는 공급가능용량, 출력증가율, 출력감소율을 소수점 이하 넷째자리에서 반올림하여 셋째자리까지 입찰한다.

6.4.1.6 급전가능재생에너지에 대한 기동소요시간, 최소발전용량도달시간, 계통분리시간, 최소운전시간, 최소정지시간은 hh:mm의 형태로 분(min) 단위까지 입찰하여야 한다.

6.4.2 공급가능용량

6.4.2.1 입찰시 시간대별 공급가능용량은 급전가능재생에너지자원은 송전단 기준 예측발전량(MWh)을 제출하되, 출력증가/감소율을 고려하여야 한다.

6.4.2.2 급전가능재생에너지자원에 대한 예측발전량 변경 등으로 공급가능용량이 변경되었을 경우 6.3.7.5.2의 절차에 따라 변경입찰하여야 한다.

6.4.3 기술적특성

6.4.3.1 급전가능재생에너지자원의 변경입찰 시 특별한 사유가 발생하지 않는 한 제16.3.2조의 하루전시장 입찰서에 기재한 기술적 특성 자료를 변경하여 입찰하여서는 아니된다.

6.4.3.2 6.4.3.1에도 불구하고 급전가능재생에너지자원의 부분적인 고장으로 특성이 변경된 경우 사유를 명기하고 변경하여 입찰할 수 있다.

6.4.4 입찰가격

6.4.4.1 급전가능재생에너지자원의 입찰가격은 6.4.2.1에서 제출한 시간대별 예측발전량(MWh)에 대하여 최대 10개 구간까지 자유롭게 나누어 가격을 소수점이하 셋째자리에서 반올림하여 둘째자리까지 입찰하되, 하한은 제16.3.2조의 입찰하한가격, 상한은 제16.3.2조의 입찰상한가격으로 한다.

6.4.4.2 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자가 제16.1.8조 제4호의 하루전시장 입찰마감시간 이후 발전기의 입찰가격을 변경하고자 하는 경우 전력거래입찰시스템을 통해 6.4.4.1에 따라 제출한 구간별 입찰가격보다 전체 발전구간에 대해서 같거나 낮은 가격으로 입찰하여야 한다.

6.5 1MW초과 비중앙급전발전기의 입찰

제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업에 참여하는 1MW초과 비중앙급전발전기에 대해서는 본 항목의 규정을 따르며, 본 별표 내의 타 절차와 상충되는 항목이 발생하는 경우 해당 항목을 우선하여 적용한다.

6.5.1.1 입찰은 거래일 24시간에 대하여 한다.

6.5.1.2 하루전시장입찰자료는 하루전시장입찰마감시간 이전까지 전력거래입찰시스템을 통하여 제출하여야 한다. 다만, 해당자원을 보유한 회원의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 정상적인 입찰이 이루어지지 못한 경우에는 별지 제31-7호 모사전송 또는 이메일 등의 방법으로 전력거래소에 제출할 수 있다.

6.5.1.3 실시간시장입찰자료는 하루전시장입찰자료 및 실시간시장입찰마감시간 이전까지의 변경입찰자료 중 가장 최신의 입찰자료로 갈음한다. 다만, 해당자원을 보유한 회원의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 정상적인 입찰이 이루어지지 못한 경우에는 별지 제33-7호를 작성하여 모사전송 또는 이메일 등의 방법으로 전력거래소에 제출할 수 있다.

6.5.1.4 9.1.1 및 9.1.2에도 불구하고 1MW초과 비중앙급전자원발전기에 대하여는

공급가능용량을 소수점 이하 넷째자리에서 반올림하여 셋째자리까지 입찰한다.

6.5.2 공급가능용량

6.5.2.1 입찰시 시간대별 공급가능용량은 급전가능재생에너지자원은 송전단 기준 예측발전량(MWh)을 제출하여야 한다.

6.5.2.2 1MW초과 비중앙발전기에 대한 예측발전량 변경 등으로 공급가능용량이 변경되었을 경우 6.3.7.5.2의 절차에 따라 변경입찰하여야 한다.

6.6 중앙계약 전기저장장치의 입찰 [신설 2025.10.1.]

제15장 중앙계약시장의 전기저장장치에 대해서는 본 항목의 규정을 따른다.

6.6.1 입찰자료의 제출

6.6.1.1 입찰은 거래일 24시간에 대하여 한다.

6.6.1.2 중앙계약공급자는 거래일 24시간에 대하여 별지 제31-10호 서식(중앙계약 전기저장장치 입찰서)을 마감시간까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.6.1.3 중앙계약공급자가 입찰을 변경할 경우에는 거래일 전일 17:30까지 별지 제33-9호 서식(중앙계약전기저장장치 변경 입찰서)을 제출하여야 한다.

6.6.1.4 중앙계약공급자는 거래일 전일 17:30 이후에는 변경 입찰을 할 수 없다. 다만, 중앙계약공급자의 사유가 아닌 불가항력적인 사유나 설비의 중대고장이 발생한 경우에는 예외로 할 수 있다.

6.6.2 공급가능용량

6.6.2.1 입찰 시 시간대별 공급가능용량은 송전단 기준 시간대별 최대 방전량(MW)을 제출하되, 발전기정비관리시스템의 발전기 정비계획(승인)과 일치하여야 한다.

6.6.3 방전가능전력량

6.6.3.1 입찰시 시간대별 방전가능전력량은 송전단 기준 최대운전시간 동안 공급할 수 있는 방전량(MWh)을 제출하여야 한다.

6.6.3.2 방전가능전력량은 공급가능용량이 0인 경우에는 입찰을 할 수 없으며, 전기저장장치의 PCS와 배터리 조합을 고려하여 입찰을 하여야 한다.

6.6.4 소내전력량

6.6.4.1 입찰시 시간대별 소내전력량은 전기저장장치의 급전지시 이행 또는 대기 등 운전을 위해 필요한 부하에서 소비되는 전력량(MWh)을 계량점 기준으로 계산하여 제출하여야 한다.

6.6.5 제약운전

6.6.5.1 계획예방정비 후 전기저장장치를 시험할 목적으로 입찰시 제약운전을 필요로 할 경우에는 시험계획에 따른 공급가능용량을 제약공급가능용량과 동일하게 입찰하여야 하고, 제약사유란에 성능시험, 시운전 등 해당 사유

를 명기하여야 한다.

7.0 입찰서의 내용(중앙급전 구역전기발전기 및 중앙급전 분산특구발전기 제외) <개정 2019.1.2., 2025.7.10.>

7.1 입찰서가 유효한 거래일 날짜 <개정 2014.11.3.>

발전 및 전력부하감축(증대)에 대한 계획수립기간중 전력시장에서 전력이 거래되는 거래시간이 01시에서 시작하여 거래시간 24시에 종료하는 기간의 1일을 말한다. <개정 2021.1.1., 2021.12.28.>

7.2 발전회사

전력거래를 위하여 전력거래소에 등록된 회사를 말한다.

7.2.1 수요관리사업자

수요반응자원을 통한 전력거래를 하기 위하여 전력거래소에 등록된 회사를 말한다.

7.3 발전기명

전력거래를 위하여 전력거래소에 등록된 발전기명을 말한다.

7.3.1 수요반응자원명

전력거래를 위하여 전력거래소에 등록된 수요반응자원명을 말한다.

7.4 식별번호 <개정 2025.8.6.>

본 별표 5.10 및 5.12 참조

7.5 기동 소요시간(단위 : hh:mm)

발전기가 급전지시를 받은 시각부터 전력계통에 연결되는 시각까지 소요되는 시간을 말하며 발전상태별(열간/온간/냉간) 운전실적에 기준하여 입찰한다. <개정 2020.10.1.>

7.6 최대 발전용량(단위 : MW) <개정 2002.9.11.>

7.6.1 복합화력발전기의 경우 분기별 대표온도로 해당자료를 제출한다.<개정 2011.6.30.>

7.6.2 복합화력발전기의 분기별 대표온도 설정은 아래와 같다.<개정 2011.6.30>

구분	1/4	2/4	3/4	4/4
적 용 월	1, 2, 3	4, 5, 6	7, 8, 9	10, 11, 12
대표온도	-20℃	0℃	10℃	-20℃

7.6.3 최대감축용량(단위 : MW) [신설 2014.11.3.] <개정 2021.9.18.>

수요반응자원의 최대 감축용량은 입찰서의 마지막 구간의 감축가능용량으로 처리한다. 단, 하나의 구간으로만 입찰서가 제출된 경우에는 첫 구간의 감축가능용량을 최대감축용량으로 한다.

7.7 최소 발전용량(단위 : MW)

2대 이상의 가스터빈발전기를 포함한 복합발전기의 최소발전용량은 1:1운

전조합의 최소발전용량을 제출한다. 단, 안정적인 운전을 위한 최소발전용량이 2:1운전조합 이상을 요구하는 경우, 해당 운전조합의 최소발전용량과 최소출력 기준 GT대수를 제출 한다. <개정 2020.10.1.>

7.7.1 최소감축용량(단위 : MW) [신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.31., 2021.9.18.>
수요반응자원의 최소감축용량은 입찰서의 첫 구간의 감축가능용량으로 처리한다.

7.8 최소 정지시간(단위 : hh:mm)
발전기가 계통분리 이후 연결될 수 있기까지의 최소시간 간격으로서, 이 시간 내에는 계통에 연결될 수 없는 것을 말한다.

7.8.1 최소 감축지속시간(단위 : Hr)[신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.31., 2026.4.28.>
수요반응자원이 전력부하감축을 시작하여 중지할 수 있기까지의 최소시간 간격으로서, 이 시간 내에는 전력부하감축을 중지 할 수 없는 것을 말한다. 단, 제12.4.2.2조 제1항 제2호 피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래에 참여하는 경우 적용하지 아니한다.

7.9 공급가능용량(단위 : MWh)
중앙급전발전기를 보유한 회원이 입찰을 통해 거래시간별로 출력증가/감소율을 고려한 공급가능한 용량을 말한다.

7.9.1 수력 및 양수발전기의 발전입찰의 경우 공급가능용량(Ait)에 운전가능한 시간대별 최대용량을, 연료량(OFCAit)에 시간대별 발전계획량(EGWi,t)을 입력하여야 한다.[신설 2006.12.26.]

7.9.2 감축(증대)가능용량(단위 : MWh) [신설 2014.11.3.]
수요반응자원을 보유한 회원이 입찰을 통해 거래시간별로 전력부하를 감축(증대)할 수 있는 용량을 말한다. <개정 2021.1.1.>

7.10 연료량(단위 : MWh)
발전기가 거래시간별로 사용가능한 연료량을 발전량으로 환산하여 입력하여야 하며, 연료량은 공급가능용량을 초과하지 못한다.[신설 2006.12.26.]

7.11 제약운전 <조문번호이동 2006.12.26.>

7.11.1 제약운전은 발전기가 기술적 제약 및 대기오염물질 저감 등 특수한 상황으로 인하여 출력을 제한하여 운전하는 것을 말하며, 제약유형에 따라 하한제약, 상한제약, 고정출력으로 구분한다. <개정 2006.12.26., 2017.5.30.>

7.11.2 제약운전으로 운전시 제약유형별로 열공급, 연료의무사용, 시운전, 성능시험, 자체시험, 대기오염물질 저감 등의 제약사유와 제약운전으로 공급가능한 용량을 기재한다. <개정 2006.12.26., 2017.5.30., 2021.1.1.>

7.11.2 제약운전으로 운전시 제약유형별로 열공급, 연료의무사용, 시운전, 성능시험, 자체시험, 대기오염물질 저감 등의 제약사유와 제약운전으로

공급가능한 용량을 기재한다. 단, 다조합 복합발전기는 제약운전 시 제약운전으로 공급가능한 용량에 해당하는 개별 발전기의 운전조합을 제약운전정보에 추가 기재한다.<개정 2006.12.26., 2017.5.30., 2021.1.1.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

7.11.3 제약운전으로 입찰한 용량은 공급가능용량을 초과하지 못한다. [신설 2006.12.26.]

7.11.4 하한제약은 7.10의 연료량을 초과하지 못한다. [신설 2006.12.26.]

7.11.5 고정출력 및 상한제약은 연료량, 제약량, 공급가능용량과 동일해야 한다. 이때, 고정출력으로 입찰한 발전기의 발전량이 공급가능용량보다 허용오차를 초과해 작을 경우, 변경입찰을 통해 공급가능용량을 발전량으로 조정해야 한다. 단, 비상대기예비력으로 입찰한 상한제약의 경우 석탄발전기에 한하여 상한제약을 초과하여 속도조정률 특성에 따른 0.2Hz 변동시 응답가능한 주파수 추종 이론값 범위까지 연료량 및 공급가능용량을 입찰할 수 있으나, 적용상한 범위는 계통평가위원회에서 의결한 주파수추종 최대 운전범위로 한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2017.5.30., 2020.7.8., 2021.12.28.>

7.11.6 제약코드는 제약운전을 식별하기 위한 번호로서, 제약유형과 제약사유를 나타내는 번호를 조합하여 2 내지 3자리 숫자로 표시한다. <개정 2009.12.31., 2014.11.3., 2017.5.30., 2024.3.28.>

· 첫째자리 : 1 하한제약, 2 고정출력,3 상한제약

· 둘째·셋째자리 : 0 제약해제, 1 열공급, 2 연료의무사용, 3 시운전, 4 성능시험, 5 자체시험, 6 기타, 7 <삭제 2021.1.1>, 8 석탄화력 계획예방정비 계통분리시 석탄저장조 잔여탄 소진, 9 대기오염물질 저감, 10 열공급 중 AGC, 11 페어발전기 제약, 12 기동횟수제한, 13 석탄발전단지 필수 운전제약, 14 원전 안전운영 관련 제약

7.12 자체기동서비스 가능여부 [신설 2014.11.3.]

7.12.1 자체기동발전기는 매 시간 자체기동서비스 가능여부를 자체기동서비스 플래그에 입찰한다.

7.12.2 자체기동서비스 플래그는 1자리 숫자로 다음과 같다.

· 1: 가능, 0: 불가능

7.13 최소발전용량 도달시간(단위 : hh:mm)[신설 2020.10.1.]

발전기가 전력계통에 연결되는 시각부터 최소발전용량까지 도달하는데 걸리는 시간을 말하며 발전상태별(열간/온간/냉간)로입찰한다.

7.14 일일최대기동횟수(단위 : 회) [신설 2020.10.1.]

거래일 발전기가 최대 기동할 수 있는 횟수를 말한다. 이 항목은 발전기 현장여건 등의 사유로 일일 최대 기동 횟수에 제한이 있는 경우에만 작성한다.

7.15 발전기 상태 천이시간(단위 : hh:mm)[신설 2020.10.1.]
발전기가 정지시점을 기준으로 온간 또는 냉간 상태로 변경되는데 걸리는 시간을 말한다.

7.16 최소운전시간(단위 : hh:mm)[신설 2020.10.1.]
발전기가 계통연결 이후 계통분리 될 수 있기까지의 최소 시간간격으로 발전기 운영의 안정성을 보증하기 위하여 최소한 운전되어야 하는 시간을 말한다. 여기서 운전시간은 발전기 차단기가 닫힌 시점부터 열린 시점까지를 말한다.

7.17 계통분리시간(단위 : hh:mm)[신설 2020.10.1.]
발전기가 최소발전용량으로부터 전력계통에서 분리되는데 걸리는 시간을 말한다.

7.18 출력 증・감발율(단위 : MW/min)[신설 2020.10.1.]
발전기가 분당 출력을 증가/감소시킬 수 있는 능력을 말한다.

7.19 최소출력 기준 GT 대수(단위 : 대)[신설 2020.10.1.]
복합발전기가 안정하게 최소출력을 유지하기 위해 필요한 GT 운전대수를 말한다.

7.20 발전단전환비(단위 : 없음) [신설 2020.10.1.] <개정 2021.1.1.>
발전계획에 적용할 발전단전력을 계산하기 위해 송전단 전력에 곱하는 전환비를 말한다.

7.20.1 소내소비전력 및 변압기손실을 고려하여 매 시간 발전단전환비를 입찰해야 한다.

7.21 호기별 운전정보(단위 : 없음) [신설 2020.10.1.]
복합, 수력, 양수와 같이 여러 대로 구성된 발전기의 각 호기별 운전정보를 말하며 복합발전기는 가스터빈 운전정보를 입찰한다.

7.21.1 호기별 운전정보는 각 호기별로 운전이 가능하면 1, 운전이 불가하면 0으로 입력한다.

7.22 GT 단독운전 가능여부(단위 : O/X) [신설 2020.10.1.]
거래일 복합발전기가 CC모드 운전 외에 GT 모드 운전가능여부를 말한다.

7.23 대체연료 가능여부(단위 : O/X) [신설 2020.10.1.]
거래시간 대체연료 사용 가능여부를 말한다.

7.24 GF 여부(단위 : O/X) [신설 2020.10.1.]
거래시간 발전기의 GF 운전여부를 말한다.

7.25 AGC 여부(단위 : O/X)[신설 2020.10.1.]
거래시간 발전기의 AGC 운전여부를 말한다.

7.26 GF 상/하한(단위 : MW)[신설 2020.10.1.] <개정 2021.7.1.>
거래시간 발전기의 GF 운전 상/하한 범위를 말하며 자세한 것은 '계통평

가세부운영규정'을 따른다.

7.27 AGC 상/하한(단위 : MW)[신설 2020.10.1.] <개정 2021.7.1.>
거래시간 발전기의 AGC 운전 상/하한 범위를 말하며 자세한 것은 '계통평가세부운영규정'을 따른다.

7.28 GT 기동우선순위(단위 : 없음)[신설 2020.10.1.]
복합발전기 가스터빈 중 우선적으로 기동돼야 할 순위를 말한다.(ex. 312 → 3호기, 1호기 2호기 순으로 기동을 우선)

7.29 GT 단독운전 가능시간(단위 : hh:mm)[신설 2020.10.1.]
거래일 복합발전기의 가스터빈이 단독으로 안정운전이 가능한 최대시간을 말한다.

7.30 GT 입찰대비 단독운전가능 용량비(단위 : %)[신설 2020.10.1.]
거래일 복합발전기의 가스터빈 단독운전 시 대표GT 입찰의 공급가능용량 대비 단독운전 가능한 용량의 비율을 말한다.

7.31 비상대기예비력 [신설 2020.12.1.] <개정 2026.10.30.>
미세먼지 저감 및 관리에 관한 특별법 제18조 및 제21조에 따른 미세먼지 저감과 온실가스 감축 등을 위한 가동중단, 상한제약(이하 '기후·환경 제약')에 의해 가동이 제한된 석탄발전기가 전력계통의 안정적 운영 등을 위해 전력거래소가 급전지시할 경우를 대비하여 거래시간별로 별도로 입찰한 용량(MWh)을 말한다.

8.0 입찰서의 내용(중앙급전 구역전기발전기 및 중앙급전분산특구발전기) [신설 2019.1.2.] <개정 2025.7.10.>

8.1 입찰서가 유효한 거래일 날짜
발전에 대한 계획수립기간 중 전력시장에서 전력이 거래되는 거래시간이 01시에서 시작하여 거래시간 24시에 종료하는 기간의 1일을 말한다. <개정 2021.12.28.>

8.2 구역전기사업자명 및 분산에너지사업자명 <개정 2025.7.10.>
전력거래를 위하여 전력거래소에 등록된 회사를 말한다.

8.3 발전기명 <개정 2025.7.10.>
전력거래를 위하여 전력거래소에 등록된 중앙급전 구역전기발전기명 및 중앙급전 분산특구발전기명을 말한다.

8.4 식별번호
본 별표 5.7조 참조

8.5 시간대별 발전가능용량(단위 : MWh) <개정 2025.7.10.>
중앙급전 구역전기발전기 및 중앙급전 분산특구발전기의 발전량 계량점(주변압기 2차측) 기준 시간대별 발전가능용량을 말한다.

8.6 시간대별 공급구역 예상 전력수요(단위 : MWh)

중앙급전 구역전기발전기의 송전단을 기준으로한 공급구역의 시간대별 예상 전력수요를 말한다.

8.7 시간대별 분산특구 예상 전력수요(단위 : MWh) [신설 2025.7.10.]

분산특구 내 분산에너지사업자가 전기사용자에게 직접 공급하는 1시간 단위의 예상 전력량을 말한다.

8.8 시간대별 예상 발전량(단위 : MWh) [신설 2025.7.10.]

중앙급전 분산특구발전기의 발전량 계량점(주변압기 2차측) 기준 시간대별 예상 발전량을 말한다.

8.9 공급소요시간(단위 : Hr) <번호변경 2025.7.10.>

급전지시 이후 구역수요 및 분산특구 수요 초과 공급가능용량을 전력계통에 공급하는데 필요한 시간을 말한다.

9.0 입찰시 유의사항 <조문번호 변경 2019.1.2.>

9.1 입력 자리수

9.1.1 공급가능용량, 재선언공급가능용량, 제약운전 공급가능용량, 최대발전용량, 최소발전용량, GF 상/하한, AGC 상/하한, 일일최대기동횟수, 최소출력 기준 GT 대수, GT 호기별 운전정보, GT 기동우선순위, GT 입찰 대비 단독운전가능 용량비, 양수 예상수요, 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에서 최소감축용량, 감축가능용량은 정수(소수점 이하 첫째자리에서 반올림한다)로 입찰하여야 한다. <개정 2014.11.3., 2019.12.31., 2020.10.1., 2021.1.1., 2021.9.18.>

9.1.2 출력증가율, 출력감소율, 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래에서 최대감축용량은 소수점 이하 1자리까지 입찰하여야 한다. <개정 2019.12.31., 2021.9.18.>

9.1.3 기동소요시간, 최소발전용량도달시간, 천이시간, 최소운전시간, 최소정지시간, 계통분리시간, GT 단독운전 가능시간은 hh:mm의 형태로 분(min) 단위까지 입찰하여야 한다. [신설 2020.10.1.]

9.1.4 발전단전환비는 소수점 이하 4자리까지 입찰하여야 한다. [신설 2020.10.1.]

9.1.5 자발적 수요증대에 따른 수요반응자원의 거래에서 증대가능용량은 소수점 이하 2자리까지 입찰하여야 한다. [신설 2021.1.1.]

9.2 입찰의 무효

입찰서에 기재된 입찰내용 중 전부 또는 일부가 누락이 된 경우에는 입찰하지 않은 것으로 처리한다.

9.3 입찰자료를 제출받지 아니한 경우의 처리절차

발전기에 대한 입찰자료를 제출받지 아니한 경우에는 그 발전기에 대한 입찰은 다음의 방식에 의하여 이루어진 것으로 처리한다.

9.3.1 발전기의 발전가능용량은 가장 최근에 제출한 전일의 유효한 입찰자료의 같은 시간대 값을 적용한다.<개정 2012.12.31.>

9.3.2 입찰시스템운영담당자는 입찰자료를 제출받지 아니한 발전기에 대하여 가장 최근에 제출한 전일의 유효한 입찰자료의 같은 시간대의 입찰값을 거래일 입찰자료 전송시에 발전계획담당자 또는 발전계획시스템에 전달하여야 한다. <개정 2012.12.31., 2021.1.1.>

9.3.3 발전기의 기술적 특성은 거래일 이전 가장 최근에 계통평가위원회에서 심사하여 결정된 자료의 값을 적용한다. <개정 2019.12.31., 2021.7.1.>

9.4 동일한 발전기 및 동일한 수요반응자원에 대하여 2개 이상의 입찰서가 제출되는 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서가 발전계획 수립에 이용될 수 있도록 입찰운영담당자나 발전계획시스템에 전달되어야 한다. <개정 2014.11.3., 2021.1.1.>

9.5 동일한 시간에 제출된 입찰서가 모사전송 방식에 의해 접수된 입찰내용과 입찰 홈페이지에 입력된 입찰내용이 상이할 경우에는 입찰 홈페이지에 의해 입력된 내용을 우선 적용한다.

9.6 열공급제약, 연료제약으로 입찰한 발전기는 전력거래소가 요구시 요구일로부터 7일 이내에 제약운전증빙서류를 서면으로 전력거래소에 제출하여야 하며, 기타 제약운전은 입찰일로부터 5일 이내에 제약운전증빙서류를 서면으로 전력거래소로 제출하여야 한다.

9.7 입찰자료의 검토

9.7.1 전력거래소 입찰운영담당자는 발전회원 입찰 자료에 대해 9.7.3부터 9.7.8까지 항목을 검토한다. 다만, 9.7.6.1 및 9.7.8은 수요반응자원 전력거래시장 운영 담당자가 검토하고, 마감시간 이후 입찰변경에 대한 검토는 계통운영담당자가 한다. <개정 2020.7.8., 2020.10.1., 2021.1.1.>

9.7.2 입찰운영담당자는 필요한 경우 입찰자와 유선으로 연락하여 입찰자료를 검토하고, 변경사항이 있는 경우 입찰자는 입찰자료를 변경한다. <개정 2020.10.1.>

9.7.3 발전기 기술적 특성자료의 적정성 검토

9.7.3.1 계통평가위원회에서 결정한 발전기 기술적 특성자료와 입찰자료가 일치하는지 검토 <개정 2019.12.31., 2021.7.1.>

9.7.3.2 검토 대상 자료 <개정 2020.10.1.>

기동소요시간, 최소발전용량도달시간, 일일최대기동횟수, 천이시간, 최소운전시간, 최소정지시간, 계통분리시간, 출력증가율, 출력감소율, 최소출력

기준 GT 대수, 최대발전용량, 최소발전용량, GT 단독운전 가능여부 <개정 2022.11.30.>

9.7.4 공급가능용량 적정성 검토

9.7.4.1 공급가능용량이 발전기정비관리시스템에서 승인된 예방정비계획과 일치하는지 확인한다. [신설 2019.12.31.]

9.7.4.2 공급가능용량이 최대발전용량과 최소발전용량 범위내에 있는지 여부를 확인하고, 공급가능용량이 최대발전용량을 초과하였을 때 공급가능용량은 최대발전용량으로 수정한다. <개정 2019.12.31.>

9.7.4.3 출력증가/감소율을 위반하지 않았나를 공급가능용량에서 해당시간 1시간 이전 공급가능용량을 뺀 값의 절대값이 증(감)발율에 60을 곱한 값보다 큰지의 여부로 확인한다. [신설 2019.12.31.]

9.7.5 발전기 기술적 특성자료 변경시 사유서 제출확인

9.7.6 미자격 발전기의 입찰참여 확인

계획예방정지, 고장정지 등 발전회원의 사유로 정지중인 발전기가 입찰에 참여하였는가 확인

9.7.6.1 미자격 수요반응자원의 입찰참여 확인 [신설 2014.11.3.]

규칙 제12.4.2.6조 및 제12.4.3.2조 규정에 따라 입찰이 제한된수요반응자원이 입찰에 참여하였는가 확인

9.7.6.2 고장정지 발전기 공급가능용량 변경 확인 [신설 2020.7.8.]

별표11. 실시간급전운영 절차 7.1.6에 따라 계통운영담당자는 고장정지발전기 호기와 고장정지발생 및 정상화 일시를 분 단위까지 전력거래시스템에 입력하면, 6.3.7.5.2 가.의 발전기 고장정지 시 변경입찰 기준에 따른 변경입찰 기준값이 자동으로 생성되고 이를 계통운영담당자가 확인한 고장정지 시 공급가능용량으로 간주한다.

9.7.7 입찰자료가 RSC에 정확하게 전달되었나 확인

9.7.7.1 bidayyyymmdd.dat(가용능력 파일명), bidgyyyymmdd.dat(매개변수 파일명), bidryyyymmdd.dat (재가용능력 파일명)가 RSC에 정확하게 전달되었나 확인한다.

9.7.7.2 상기 파일 중 bidayyyymmdd.dat(가용능력 파일명), bidgyyyymmdd.dat (매개변수 파일명) 파일은 반드시 있어야 하며 해당파일이 하나도 없을 경우에는 시스템운영담당자에게 확인하여야 한다.

9.7.8 수요반응자원 입찰자료의 적정성 검토 [신설 2014.11.3.]

9.7.8.1 수요관리사업자가 입찰한 감축가격이 전력거래소에서 공개한 월별 수요반응자원 순편익가격이상인지 여부

9.7.8.2 입찰구간에 따라 감축가능용량과 감축가격이 증가하는지 여부

9.7.8.3 거래시간별 감축(증대)가능용량과 최소 감축지속시간의 적정성 여부 <개

정 2021.1.1.>

10.0 입찰 공급가능용량과 발전기 기술적 특성의 허위신고 <조문번호 변경 2019.1.2.>

10.1 발전회원은 공급가능용량이나 기술적 특성을 허위로 작성하여 입찰하여서는 아니된다.

10.2 발전계획에 있어서 문제가 되는 사항은 입찰일전 가장 최근에 계통평가위원회에서 결정한 자료를 따른다. <개정 2019.12.31., 2021.7.1.>

11.0 입찰자료의 보존, 활용, 폐기 <조문번호 변경 2019.1.2.>

11.1 기록관리

전력거래소는 본 별표 6.0의 규정에 의하여 각 발전회원과 수요회원이 입찰한 내용 및 시각을 기록하여 관리하여야 한다. <개정 2014.11.3.>

11.2 입찰시스템의 운영 및 점검

입찰시스템의 운영 및 점검은 입찰시스템 운영메뉴얼에 따른다.

11.3 전력거래소는 회원들의 입찰자료를 10년 동안 보존, 활용 후 폐기하여야 하며, 매년 1회 이상 보존기간의 적정여부를 검토하고 정세의 변화로 보존기간을 연장하거나 또는 단축하여야 할 필요가 있는 경우에는 보존기간의 변경절차를 취하여야 한다.

11.4 시스템관리부서는 입찰자료를 보존·관리함에 있어 멸실, 분실, 도난, 유출, 변조 또는 훼손되지 아니하도록 필요한 안전장치를 하여야 한다.

12.0 부칙 <조문번호 변경 2019.1.2.>

12.1 본 별표는 기후에너지환경부가 규칙을 승인하여 전력거래 입찰이 실시되는 날의 0시부터 적용한다. <개정 2026.1.28.>

12.2 휴일 예약입찰

12.2.1 6.3.1.1규정에도 불구하고 전력거래 입찰에 대하여 별도의 합의가 있을 때까지 거래일이 휴일인 경우에는 예약입찰을 시행한다. <개정 2017.12.29.>

12.2.1.1 휴일이 1일인 경우에는 거래일 이전 최종근무일의 마감시간 이전에 거래일과 거래일 다음날에 대하여 예약입찰을 시행하여야 한다.

12.2.1.2 휴일이 2일인 경우에는 거래일 이전 최종근무일의 마감시간 이전에 거래일과 거래일 다음날 2일분에 대하여 예약입찰을 시행하여야 한다.

12.2.1.3 휴일이 3일 이상인 경우에는 휴일시작 2일전 최종근무일의 마감시간 이전에 휴일시작 1일전 거래일과 휴일 2일분에 대하여 예약입찰을 시행하여야 하며, 휴일시작 1일전에 전일에 입찰한 휴일날을 제외한 나머지 휴일분과 마지막 휴일 다음날에 대하여 예약입찰을 시행하여야 한다. 단, 발전계획

수립에 지장이 있는 경우에는 거래소가 합리적으로 예약입찰 일정을 조정할 수 있다. <개정 2017.12.29., 2021.1.1.>

12.2.1.4 양수발전기의 양수계획 변경입찰은 6.3.3.2의 규정에도 불구하고 거래일이 1일 추가될 때마다 변경입찰시간을 16시까지에서 1시간씩 연장할 수 있다.

12.2.1.5 12.2.1.1 및 12.2.1.2, 12.2.1.3에서 결정된 예약입찰 일정은 당해연도 개시 전까지 회원사에 공지하여야 한다. [신설 2017.12.29.]

12.2.2 12.2.1의 규정에 의한 휴일이라 함은 "관공서의 공휴일에 관한 규정"에서 규정한 공휴일, 토요일, 근로자의 날(5월 1일)을 말한다. <개정 2004.7.9., 2024.8.1.>

12.3 마감시간이후 변경입찰 유예 <삭제 2005.10.10>

[별표 5]

전력수요 예측 절차

1.0 목적

규칙 제2.3.6조의 규정에 의거 전력수요 예측방법 및 절차를 정하여 효율적인 전력수요 예측업무 수행에 이바지함을 목적으로 한다.

2.0 적용범위

본 별표는 발전계획 수립을 위한 전력계통 수요예측 업무에 적용한다. <개정 2021.1.1.>

3.0 책임

3.1 전력거래소 주관부서장은 본 별표에 따라 전력계통 수요예측을 공정하고 투명하게 수행될 수 있도록 관리한다.

3.2 전력거래소 전력수요예측담당자는 정확하고 공정한 수요예측이 되도록 최대한 노력해야 한다.

4.0 참고자료

4.1 단기수요예측 프로그램 사용자설명서<개정 2006.1.26.>

4.2 별표4 입찰운영절차

5.0 용어의 정의

5.1 일・주간 전력수요예측시스템

전력거래소에서 개발한 단기수요예측 프로그램으로 일・주간의 수요를 예측하는 시스템을 말한다.<개정 2006.1.26, 개정 2011.12.2.>

5.2 전력수요

육지 및 제주지역 전력계통의 지역별 전력수요를 말한다.<개정 2009.12.31.>

5.2.1 발전단 전력수요

발전기 출력단자에서 측정한 전력수요 합계를 말한다.

5.2.2 송전단 전력수요

발전기 주변압기 고압측과 송전설비와의 계량점에서 계량한 전력수요 합계를 말한다.

5.3 최대부하

전력수요중 1시간평균 최대값으로 기간에 따라 연간, 월간, 주간, 일간 최

대부하로 구분한다.

5.4 평균전력

전력수요중 일정기간의 평균값을 평균전력으로 표시하며, 기간에 따라 연간, 월간, 주간, 일간 평균전력으로 구분한다.

5.5 평상일

법정공휴일 및 임시공휴일을 제외한 모든 날을 말한다.

5.6 특수일기간 <개정 2011.12.2., 2019.12.13., 2019.12.31.>

법정공휴일(일요일 제외) 및 대체, 임시공휴일을 포함하여 그 전·후 1일을 말한다.

5.7 특수경부하기간 <개정 2011.12.2., 2019.12.13., 2019.12.31.>

설날 및 추석을 포함하여 그 전·후 7일간과 하계휴가 집중기간을 말한다. 다만, 연휴 시작일 전일과 연휴 종료일 다음날이 토요일 또는 휴일인 경우에는 그날까지 포함한다.

5.8 상대계수 <삭제 2011.12.2.>

5.9 평활화법(종합분석법) <삭제 2011.12.2.>

5.10 전문가법(지식기반) <삭제 2011.12.2.>

5.11 경향분석법(증감분석법 <삭제 2011.12.2.>

5.12 중회귀법(기상분석법) <삭제 2011.12.2.>

5.13 신경망법 <삭제 2011.12.2.>

5.14 주관부서

발전계획 수립용 일·주간 전력수요 예측업무를 주관하는 전력거래소 중앙전력관제센터를 말한다. <개정 2012.5.31., 2021.1.1.>

6.0 적용지침

해당 없음.

7.0 절차

7.1 일간 전력수요예측 절차

7.1.1 수요예측기준

7.1.1.1 전력수요예측은 수요예측시스템을 이용하고, 수요예측담당자는 기상, 사회적 요인 등을 고려하여 발전계획용 수요를 예측한다. 단, 신뢰도발전계획용 수요예측은 예측시차 및 기상예보 변동 등을 추가 고려한다. <개정 2011.12.2., 2021.1.1., 2022.6.30.>

7.1.1.2 하루전 발전계획용 전력수요예측은 송전단으로 한다. 단, 신뢰도발전계획용 수요예측은 송전단에 소내소비전력을 고려한다. <개정 2011.12.2., 2021.1.1., 2022.6.30.>

7.1.1.3 발전계획용 전력수요예측은 거래일의 24시간에 대하여 시간대별로 예측한다. <개정 2020.7.8., 2021.1.1.>

7.1.1.4 제주도를 제외한 도서지역(육지 전력계통과 연계가 되지 않은 단독계통)의 전력수요는 고려하지 않는다.

7.1.1.5 전력수요예측은 수요반응자원의 자발적 수요감축에 따른 감축계획량과 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축요청량을 반영하여 예측한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.31.>

7.1.2 자료입력

7.1.2.1 수요예측담당자는 수요예측시스템의 자료관리 데이터베이스(DB)에 아래의 자료를 입력한다. <개정 2006.1.26., 2011.12.2., 2020.7.8.>

1. 전일 시간대별 발전전력량(수요실적)
2. 전국 8대도시 최고, 최저 기온 및 시간별 기온, 일사예보
3. 제주 4개지역 최고, 최저 기온

<삭제 2020.7.8.>

4. 전일 시간대별 수요반응자원의 감축계획량 및 전력수요 의무감축 요청량 [신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.31.>

7.1.2.2 일간수요예측시 적용하는 과거 실적 데이터는 수요예측시스템의 데이터베이스(DB) 자료를 사용하되 과거의 실적자료에서 양수전력을 제외한 실적을 사용한다.<개정 2006.1.26., 2011.12.2.>

7.1.3 일간수요예측

7.1.3.1 수요예측담당자는 수요예측시스템의 일간수요예측 기능과 수요예측 기법을 적용하여 24시간 수요를 예측한다. <개정 2006.1.26., 2011.12.2., 2020.7.8., 2021.1.1., 2022.6.30.>

7.1.3.2 평상일의 수요예측은 최근 실적, 기상, 사회적 요인 등을 고려하여 예측한다. <개정 2011.12.2., 2021.1.1.>

7.1.3.3 특수일기간의 수요예측은 예년 해당일 실적치의 평일대비 수요 저감율 및 수요경향을 분석한 후 전년대비 부하증가율과 최근 휴일의 평일대비 수요 저감율을 반영하여 예측한다. <개정 2025.1.8.>

7.1.3.4 특수경부하기간의 수요예측은 예년 같은 기간 실적치의 일자별 평일대비 수요 저감율 및 수요경향을 분석하여 전년대비 수요 증가율과 최근 휴일의 평일대비 수요 저감율을 반영하여 예측한다.

7.1.4 수요예측 결과 검토 및 통지

7.1.4.1 수요예측담당자는 발전계획 담당자에게 확정된 거래일의 24시간대 수요예측 자료를 통지한다. <개정 2021.1.1.>

7.1.4.3 수요예측담당자는 해당 거래일의 하루전발전계획을 위한 시간대별 수요예측 자료를 회원에게 거래일 전일 17시까지 통지한다. <개정 2021.12.28.,

2022.6.30.>

7.2 주간 전력수요예측 절차

7.2.1 주간 수요예측은 일간 전력수요예측 절차를 준용하되 수요예측시스템을 이용하여 1주간의 일별 최대부하를 예측한다. <개정 2011.12.2.>

7.2.2 주간수요예측

7.2.2.1 주간 수요예측담당자는 수요예측시스템의 주간수요예측 기능과 수요예측 기법을 적용하여 1주간의 일별 최대부하를 예측한다. <개정 2011.12.2.>

7.2.2.2 주간 수요예측은 최근 수요실적을 분석한 후 유사한 주간수요 2~5개 정도의 수요경향을 반영하여 예측한다.

7.2.2.3 특수경부하기간의 수요예측은 예년 해당기간 실적치의 평일대비 수요 저감율 및 수요경향을 분석한 후 전년대비 부하증가율과 최근 휴일의 평일대비 수요저감율을 반영하여 예측한다.

7.2.3 수요예측 결과 검토 및 자료활용

7.2.3.1 수요예측담당자는 수요예측 결과에 대하여 월간 수요예측치와 비교 검토 후 확정한다.

7.2.3.2 주간 수요예측 자료는 주간 전력수급전망 자료로 활용한다.

7.2.3.3 예측결과에 대한 자료공개 범위와 방법은 제8.2.3.7조의 규정에 따른다.

7.3 전력시장 제도개선 제주 시범사업을 위한 수요예측 절차 [신설 2023.8.30.]

본 항목은 시범사업기간 동안 하루전발전계획, 당일발전계획 및 실시간발전계획의 입력자료로 사용되는 전력수요를 예측하기 위한 절차이다.

7.3.1 수요예측 기준

7.3.1.1 수요예측은 송전단을 기준으로 한다.

7.3.1.2 일간수요예측, 당일수요예측 및 실시간수요예측은 일간수요예측시스템, 당일수요예측시스템 및 실시간수요예측시스템을 이용한다.

7.3.1.3 수요예측담당자는 7.3.1.2의 일간수요예측 및 당일수요예측 결과에 기상, 사회적 요인 등을 추가로 고려하여 결과를 보정할 수 있다.

7.3.1.4 전력수요예측은 수요반응자원의 자발적 수요감축에 따른 감축계획량과 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축요청량을 반영하여 예측한다.

7.4 부칙

7.4.1 회원간의 별도 합의가 있을 때까지 거래일 전일이 휴일인 경우 휴일 전일에 일간 전력수요를 예측하여야 한다. 만약 휴일 전일도 휴일(연휴)인 경우는 휴일이 처음 시작하는 날의 1일전에 일간 전력수요를 예측한다. [신설 2017.12.29.]

7.4.2 휴일이 3일 이상인 경우에는 '별표4. 입찰운영절차' 11.2.1.3의 규정에 의한 예약입찰 일정에 따라 일간 전력수요를 예측한다. [신설 2017.12.29.]

[별표 6]

가격결정발전계획 수립 절차 <삭제 2021.1.1.>

[별표 7]

계량설비의 설치기준 및 운영 절차

1.0 목 적

규칙 제4.1.1조의 규정에 의거 전기사업자 및 직접구매자가 설치하는 계량설비에 대한 설치기준 및 운영절차를 규정함으로써 공정하고 투명한 전력거래 질서 확립에 이바지함을 목적으로 한다.

2.0 적용범위

2.1 본 별표는 계량설비의 설치, 계량데이터의 취득 및 처리, 계량설비의 시험 및 검사 등에 필요한 절차와 전력거래소, 전기사업자 및 직접구매자의 의무사항과 권리 등에 대해 적용한다.

2.2 본별표에서 취급하는 세부업무는 다음과 같다.

2.2.1 계량설비의 설치

2.2.2 계량데이터 취득 및 처리

2.2.3 계량설비의 시험 및 검사

2.2.4 계량등록부 작성 및 관리

2.2.5 계량설비의 보안

2.2.6 계량자료의 보관, 활용, 폐기

2.2.7 계량정보의 제공

3.0 책임

3.1 전력거래소는 계량 업무처리가 공정하고 투명하게 이루어질 수 있도록 본 별표의 수정, 편집 및 개정을 관리한다. 다만, 수정, 개정 편집을 하고자 하는 경우에는 전기사업자 및 직접구매자와 상호 협의한다.

3.2 전력거래소는 전력량계에서 전송된 계량데이터를 적기에 정산시스템으로 제공하여 전력거래가 원활히 이루어질 수 있도록 하여야 한다.

3.3 전기사업자 및 직접구매자는 원활한 계량 업무처리가 이루어질 수 있도록 본 별표에 기재된 내용을 준수하여야 한다.

3.4 전기사업자 및 직접구매자의 계량담당자는 원활한 계량업무 처리를 위하여 전력거래소의 요청에 협조하여야 한다.

4.0 참고자료

4.1 법

4.2 전력량계의 허용오차 등에 관한 규정

4.3 계량에관한법률, 동시행령 및 시행규칙

4.4 한국공업규격(KSC)

5.0 용어의 정의

5.1 계기용변성기

전력량계와 함께 사용되는 전류 및 전압의 변성용기기로 변류기(CT), 계기용변압기(PT) 및 계기용 변압변류기의 총칭이며 KSC1707을 따른다.

5.2 전력량계

계기용변성기와 조합하여 전기에너지의 생산과 소비를 측정, 기록, 저장하는 전자식계량장치로서 계량에관한법률 제23조 내지 제25조 규정에 의한 검정기준을 따른다. <개정 2017.12.29.>

5.3 사용공차

전력량계 검정시 피검정 전력량계와 표준 전력량계와의 차이를 말하며 그 수치가 작을수록 정밀도가 높은 전력량계를 말한다.

5.4 계량

전기에너지의 생산 또는 소비를 현장으로부터 측정하여 기록, 저장하는 행위를 말한다.

5.5 계량데이터

계량설비로부터 취득된 원시데이터를 이용하여 처리된 데이터를 말한다.

5.6 계량데이터베이스

계량등록부에 기재된 계량설비 관련 데이터 및 계량데이터의 집합체로 계량값에 대한 기준이 되며, 계량데이터베이스의 수정 및 유지관리는 전력거래소가 수행한다.

5.7 계량설비

제1.1.2조 제41호의 규정에 의한 설비로서 계기용변성기(CT, PT), 전력량계, 모뎀, FEP 등을 말한다.<개정 2007.7.23.>

5.8 계량등록부

계량설비에 관련된 주요설비의 제원을 기록한 등록카드로 계량설비의 이상 및 노후화 여부를 판단하는 기초자료로 활용한다.

5.9 계량시스템

현장에 설치된 전력량계로부터 원격으로 취득된 원시데이터를 전력량으로 변환하여 계량데이터베이스에 저장, 관리하고 발전실적 등 각종 보고서를 출력하는 설비로서 전력거래시스템의 일부분으로 구성되어 있다.

5.10 표준전력량계(Standard Meter)[신설 2004.7.9]

오차시험의 기준이 되는 전력량계로 오차시험을 위한 기능을 갖추어야 한다.

5.11 허부하기(Phantom Load Generator)[신설 2004.7.9.]

전력량계에 시험용 전력을 공급하기 위한 장비로 전압, 전류, 역률을 임의대로 조절 할 수 있는 기능을 갖추어야 한다.

6.0 적용지침

6.1 본 별표에 적용되는 규정, 지침, 기준 등은 다음과 같다.

6.1.1 제8장 및 별표20

7.0 절차

7.1 계량설비의 설치

7.1.1 설치의무

계량설비의 설치는 제4.1.1조의 규정에 따른다. 다만 비교계량설비의 적용은 계량설비의 허용오차 초과범위 인정기간까지 유예한다.

7.1.2 설치통보

전기사업자 및 직접구매자는 계량설비(통신회선 및 전처리장치 포함)를 전력거래일 30일전까지 설치한 후 거래개시일 10일전까지 아래사항을 포함하여 전력거래시스템에 입력하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

1) 봉인 요청<삭제 2010.11.30.>

1) 계량등록부 기재사항 및 관련 첨부자료 [별지 제37호 서식] <번호변경 2010.11.30.> <개정 2017.12.29.>

7.1.3 설치기준<개정 2003. 9. 18>

1) 주전력량계, 비교전력량계 및 기타전력량계용 변성기는 각각 구분하여 별도 설치하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 현장여건상 구분하여 별도 설치가 곤란한 경우에는 하나의 변성기를 주전력량계, 비교전력량계 및 기타전력량계 상호간에 공용할 수 있으나, 2권선 방식(CT는 2개의 Core, PT 는 별도의 2차 권선)을 적용하여야 하며, 공용하는 변성기는 별표7 7.1.5의 주 계량설비의 허용오차를 준수하여야 한다. <개정 2015.9.30., 2025.11.12.>

2) 주전력량계용 변성기는 전력거래를 위한 용도로만 이용하여야 한다. 다만, 아래와 같은 경우에는 공용할 수 있으며, 공용하는 변성기는 별표7 7.1.5의 주 계량설비의 허용오차를 준수하여야 한다. <개정 2025.11.12.>

가) 현장 여건상 변성기의 설치가 곤란한 경우 판매사업자의 수전용 전력량계의 변성기를 공동으로 이용할 수 있다. 이 경우에 전력거래용 변성기는 기술적 성능 및 계량 정합성에 문제가 없어야 하며, 2권선 방식(CT는 2개의 Core, PT는 별도의 2차 권선)과 별도 봉인할 수 있는 구조를 갖추어야 한다. <개정 2019.12.13., 2019.12.31.>

나) 비교전력량계용 변성기의 부담이 초과되어 계통운영시스템(EMS)의 자료취득을 위한 현장설비를 비교전력량계용 변성기와 공용할 수 없는 경우, 계통운

영시스템의 현장설비와 공용할 수 있다. 다만, 이 경우에는 사전에 전력거래소와 협의하여야 하며, 단권선 방식(CT는 1개의 Core, PT는 1개의 2차 권선)으로 공용하는 경우에는 공용 2차 권선에 접속된 부하의 합이 변성기의 정격부담을 초과하여서는 아니된다 .<개정 2010.6.30., 2025.11.12.>

다) 중앙급전 구역전기발전기 및 중앙급전 분산특구발전기의 현장여건상 계기용변성기의 설치가 곤란한 경우에는 기타 전력설비의 변성기와 공용할 수 있다. 다만, 이 경우에는 사전에 전력거래소와 협의하여야 하며, 단권선 방식(CT는 1개의 Core, PT는 1개의 2차 권선)으로 공용하는 경우에는 공용 2차 권선에 접속된 부하의 합이 변성기의 정격부담을 초과하여서는 아니된다. [신설 2019.1.2.] [신설 2025.7.10.] <개정 2025.11.12.>

3) 비교전력량계용 변성기는 타 용도의 변성기와 공용할 수 있다. 단, 공용하는 변성기는 별표7 7.1.5의 비교 계량설비의 허용오차를 준수하여야 하며, 단권선 방식(CT는 1개의 Core, PT는 1개의 2차 권선)으로 공용하는 경우에는 공용 2차 권선에 접속된 부하의 합이 변성기의 정격부담을 초과하여서는 아니된다. <개정 2025.11.12.>

4) 기타전력량계용 변성기는 전력거래를 위한 용도로만 이용하여야 한다. 다만, 현장여건상 기타전력량계용 변성기의 설치가 곤란한 경우에는 타 용도의 변성기와 공용할 수 있으나, 2권선 방식(CT는 2개의 Core, PT 는 별도의 2차 권선)을 적용하여야 하며, 공용하는 변성기는 별표7 7.1.5의 주 계량설비의 허용오차를 준수하여야 한다. [신설 2025.11.12.]

5) 모든 전력량계는 적정규격의 판넬내에 시험용단자대(TTB)와 조합하여 설치되어야 한다. <번호변경 2025.11.12.>

6) 변성기와 전력량계의 거리는 가능한 한 최단거리가 되도록 시공하여야 하며, 변성기 2차 배선의 도중에 접속점을 만들어서는 아니된다. <번호변경 2025.11.12.>

7) 규칙 제1.2.4조 제1항에 따라 다수의 발전기를 1기 발전기로 보는 경우는 하나의 계량설비를 설치하는 것을 원칙으로 한다. 단, 이중 제3호에 해당되는 경우는, 아래 그림과 같이 복합발전기의 일부를 타 복합발전기의 일부와 공유하여 계량설비를 설치할 수 있으며, 계량설비를 공유하는 경우에는 각각의 발전기에 발전단 계량설비를 추가로 설치하여야 하며, 각 발전기의 계량값은 발전단 계량값의 비율에 따라 배분한 계량값을 적용하여 아래와 같이 산출한다.[신설 2009.06.30.] <번호변경 2025.11.12.>

$MGO_{i,t} = PMGO_{i,t}+P_{i,j,}t\times P_{i,t}/(P_{i,t}+P_{j,t)}$

$MGO_{j,t} = PMGO_{j,t}+P_{i,j,}t\times P_{j,t}/(P_{i,t}+P_{j,t})$

여기서

$PMGO_{i,t}$: i 발전기의 비공유부분 계량값

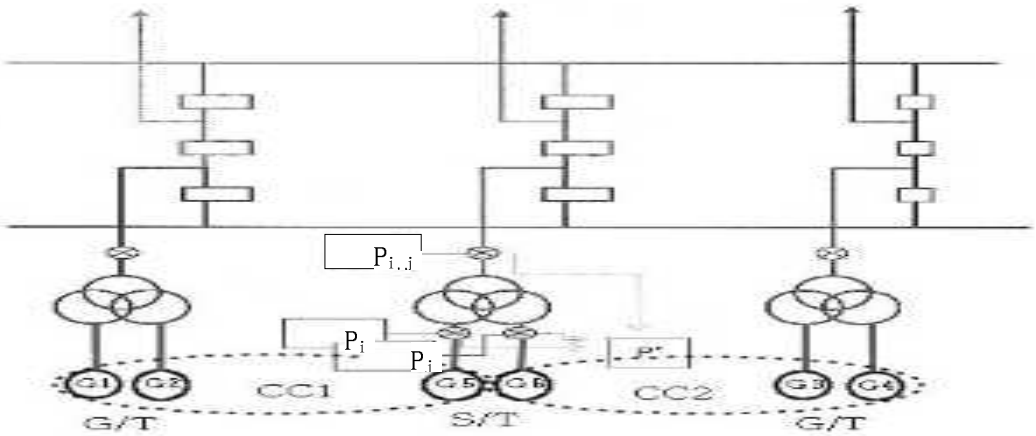
$PMGO_{j,t}$: j발전기의 비공유부분 계량값

$Pi_{,j,t}$: i, j 발전기의 공유 계량설비의 계량값

$P_{i,t}$: i 발전기 발전단 계량설비의 계량값

$P_{j,t}$: j 발전기 발전단 계량설비의 계량값

단, 2009. 1월 이전에 설치 운영 중인 발전기는 적용대상에서 제외한다.



8) 규칙 제1.2.4조 제1항 2호에 따라 다수의 발전기를 1기 발전기로 보는 경우는 하나의 계량설비를 설치하여야 한다. 단, 신재생에너지 발전기에한해 동일 사업자가 다수의 발전기를 1기의 발전기가 아닌 각각의 발전기로 구분하여 계량설비를 설치하고자 할 경우에는 계량점에 계량기를 추가로 설치하여 별표7의 7.1.3 7)의 방법에 따라 계량값을 산출한다. [신설 2012.5.31.] <개정 2019.12.13., 2019.12.31.> <개정 및 번호변경 2025.11.12.>

9) 판매사업자와의 거래를 위한 계량설비가 설치되어 있는 경우에는 해당 설비를 비교 계량설비로 이용할 수 있다. 이 경우, 계량자료의 취득은 필요한 시기에 전력거래소와 회원사가 협의하여 취득방법을 결정한다.[신설 2010.11.30.] <번호변경 2012.5.31., 2025.11.12.>

10) 기타 계량설비의 허용오차, 통신회선, 데이터 취득 및 관리, 봉인, 시험 등 계량설비 요구사항 및 운영절차는 전력거래용 계량설비의 일반조건에 따른다. [신설 2015.9.30.] <번호변경 2025.11.12.>

11) 중앙계약전기저장장치는 계량설비를 제1.1.2조 40호에서 정하는 계량점과 전기저장장치의 발전단에 설치하여야 한다. [신설 2025.10.1.] <번호변경 2025.11.12.>

7.1.4 계량설비 요구사항<개정 2009.06.30.>

전력량계, 변성기, 모뎀 등의 기술적 요구사항은 본 별표 8.0을 따른다.

7.1.5 허용오차

1) 계량설비의 허용오차 적용은 다음 표와 같다. <개정 2017.12.29.>

설비용량	주 계량설비		비교 계량설비	
	전력량계	계기용변성기	전력량계	계기용변성기
20MW 초과	0.2급 이내	0.3급 이내	0.5급 이내	0.5급 이내
20MW 이하 10MW 초과	0.5급 이내	0.3급 이내		
10MW 이하	1.0급 이내	0.5급 이내	-	-

다만, 전력량계 허용오차에 관한 기후에너지환경부장관 고시(고시 제2001-103호) 시행일(2001.9.7) 이전에 설치된 발전사업자의 계량설비에 대하여는 2003년 4월 3일, 여타 전기사업자가 설치하는 계량설비는 2004년 3월 31일까지 상기의 허용오차 초과를 인정한다. <개정 2026.1.28.>

2) 계기용변성기의 허용오차는 공인시험기관의 성적서로 확인하는 것을 원칙으로 하되, 국내 공인기관의 시험이 불가한 경우 시험성적서 또는 별표7 5.1의 관련 규정 준수 여부를 확인할 수 있는 정보가 기재된 해당 설비의 명판으로 확인하며 전력량계의 허용오차 확인은 국가검정으로 대체한다. <개정 2026.10.30.>

3) 자가용 전기설비의 총생산량을 계량하기 위한 설비는 설비용량이 20MW를 초과할 경우에는 설비용량을 20MW로 간주하여 허용오차를 적용한다. [신설 2022.12.27.]

4) 중앙계약전기저장장치를 계량하기 위한 설비는 설비용량이 20MW 이하인 경우에도 20MW 초과에 해당하는 계량설비를 적용한다. [신설 2025.10.1.]

7.1.6 통신회선 제공

전기사업자 및 직접구매자는 계량데이터의 전송을 위하여 무선이동통신을 이용하거나 전용통신회선을 통합계량시스템의 통신 인출점(분선함)까지 제공하고 유지관리 하여야 한다. 설비용량에 따른 계량기별 통신회선 기준은 다음 표와 같다. 단, 회원사의 요청 등으로 부득이한 경우 예외를 둘 수 있다.<개정 2005.10.10, 2009.06.30>

설비용량	3MW 이하	3MW 초과 ~ 20MW 이하	20MW 초과
주계량기	무선통신회선 또는 공중전화선	무선통신회선 또는 전용통신회선	
비교계량기	-	-	무선통신회선 또는 공중회선

7.1.7 전력량계 사용 승인 및 시험용 전력량계의 제출

1) 형식승인이 완료된 전력량계가 신규로 전력시장에서 사용되려면 전력거래소로부터 전력거래용 전력량계 적합성 검토를 받은 후 사용 승인을

득하여야 한다. [신설 2019.12.13.]

2) 전기사업자 및 직접구매자는 전력거래소에 등록되지 않은 형식의 전력량계를 설치하고자 하는 경우에는 계량시스템과 전력량계간 원활한 시험을 위해 전력량계(운용 소프트웨어 및 모뎀 포함) 1대를 거래개시 3개월 이전에 전력거래소로 제출하고 필요시 기술지원을 하여야 하며, 전력거래소는 시험종료후 시험용 전력량계를 전기사업자 및 직접구매자에게 반납하여야 한다. <개정 2017.12.29., 번호변경 2019.12.13.>

7.2 계량데이터 취득 및 처리

7.2.1 계량데이터 취득

1) 전력량계로부터 취득하는 계량데이터는 순방향(송전) 유효전력량, 역방향(수전)유효전력량, 지상무효전력량, 진상무효전력량, (이하 "전기에너지"라 한다)으로 구분되며, 전력량계에 저장된 5분 데이터를 주기적으로 전송받아 취득한다.

2) 설비용량 500kW 미만인 신재생발전기의 경우 전력량계 특성상 불가피한 경우 순방향(송전) 유효전력량을 제외한 취득 계량데이터의 항목을 조정할 수 있다. [신설 2019.12.13.]

3) 전력량계에 공중전화선이 설치된 경우의 계량데이터는 1일 1회 전일치 5분 데이터를 취득한다.<개정 2005.10.10., 2012.12.31., 번호변경 2019.12.13.>

7.2.2 계량데이터 취득 장애시 조치

1)계량시스템이 전력량계나 변성기 등의 장애 또는 고장으로 인해 계량데이터를 수신하지 못하는 경우, 발전사업자는 현장 Log Sheet 상에 기록된 시간대별 발전단 전력량을 기준으로 송전단 전력량(Wh)을 산정한 후 그 값을 입찰단말장치를 통해 전력거래소에 전송하여야 한다.<개정 2005.10.10.>

2) 다만, 통신회선을 통하여 계량데이터를 전송할 수 없는 경우 전기사업자 및 직접구매자는 전력량계에 저장된 계량데이터를 전자우편, 또는 모사전송 등의 방식을 이용해 전력거래소로 통보하여야 한다.

7.2.3 계량데이터 처리

1)계량설비의 비정상적인 계량(과다, 과소계량)이 발생하는 경우, 전기사업자 및 직접구매자는 개선대책을 수립, 시행하여야 한다.

2) 전력거래소는 전기사업자 및 직접구매자가 수립한 대책에 대한 검토를 거쳐 계량데이터베이스를 수정하고 계량데이터를 처리한다.

3) 제4.1.1조 제3항 규정의 변압기 손실에 대한 시험은 ANSI/IEEE C57.12.90을 따르고, 무부하손실은 정격전압과 정격주파수 조건에서의 손실이며, 부하손실은 75℃, 정격전압, 정격부하 및 정격주파수 조건에서의

손실이고, 변압기의 정격부하를 산정하는 경우의 역율은 “1”로 한다.

4) 전력거래소는 주 계량설비의 고장 등으로 계량데이터를 취득할 수 없는 경우, 비교 계량설비의 계량데이터를 사용하여 전력량을 산정하며, 기타 전력량계 고장이 발생하거나 전력량 산정이 곤란하게 되는 경우에는 제4.1.2조 제3항 내지 제5항의 규정을 따른다. <개정 2017.12.29.>

5) 전력거래소는 계량데이터의 누락 또는 계량데이터의 부정확한 사항을 감지하는 때에는 24시간 이내에 전기사업자 및 직접구매자에게 동 사실을 통보하여야 하며, 이를 통보받은 전기사업자 및 직접구매자는 정확한 계량이 이루어지도록 필요한 조치를 취하고 그 결과를 즉시 전력거래소에 통보하여야 한다.

6) 전기사업자 및 직접구매자의 조치 미흡으로 계량데이터의 누락이 발생한 경우 전기사업자 및 직접구매자는 계량데이터를 산정할 수 있는 자료를 전력거래소에 제공하여야 하며, 자료제출이 없는 경우 최근 7일의 평균거래량으로 계량데이터를 적용한다. 단, 해당기간 중 유효한 거래량 데이터가 없는 시간대의 거래량은 ‘0’으로 한다. [신설 2019.12.13.]

7.2.4 계량설비의 변수 및 설정데이터 변경

1) 전기사업자 및 직접구매자는 계량설비의 변수 및 설정된 데이터를 변경할 필요가 있는 경우에는 전력거래소에 사전 승인을 요청하여야 한다. 다만, 전력계통 운용에 영향을 미칠 수 있는 돌발적인 상황에서는 주간에는 계량설비담당자, 야간에는 전력IT관제센타 근무자로부터 구두 승인(이 경우 송·수화자의 인적사항을 상호 기록 유지)을 득한 후 시행하고, 변경된 사항을 전력거래시스템에 등록하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

2) 전력거래소는 1)의 등록내용을 확인하고 검토, 승인하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

7.3 계량설비의 시험 및 검사

7.3.1 제4.1.3조의 규정에 의한 계량설비의 시험주기는 아래와 같다.

1) 전력량계(오차시험)<개정 2007.12.27>

설비용량	1MW초과	1MW이하
시험주기	3년6월 ± 6월	면제

※ 계량에 관한 법률 제24조의 규정에 따라 재검정을 받은 전력량계는 해당 연도의 오차시험을 수행한 것으로 한다. <개정 2017.12.29.>

2) 변성기 및 기타 설비의 시험은 고장 또는 이상이 발생한 경우 시행한다.

7.3.2 전기사업자, 분산에너지사업자 및 직접구매자는 향후 2년간의 계량설비 시험계획을 작성하여 매년 12월 15일까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 전력거래시스템에 계획 및 실적을 등록한 경우에는 생략 할 수 있다. <개정 2017.12.29., 2025.7.10.>

7.3.3 전기사업자, 분산에너지사업자 및 직접구매자는 계량설비 시험을 직접 또는 공인시험기관이나 전력거래소가 인정하는 기관에 의뢰하여 시행할 수 있으며, 시행일 10일전까지 전력거래소로 신고하고, 그 시험결과를 시험시행 후 14일 이내에 전력거래시스템에 등록하여야 한다. <개정 2017.12.29., 2021.1.1., 2025.7.10.>

7.3.4 전기사업자, 분산에너지사업자 및 직접구매자가 직접 계량설비 시험을 시행하는 경우, 전력거래소는 시험에 입회하여 시험내용을 확인하여야 하며, 7.3.3에서 전력거래소가 인정하는 기관은 10.3의 시험조건을 구비하고 관련 증빙자료를 제출하여야 한다. <개정 2021.1.1., 2025.7.10.>

7.3.5 전력거래소는 다음의 경우 계량설비 건전성 검사를 수시로 실시할 수 있다. <개정 2010.11.30., 2021.1.1., 2023.12.29.>

1) 비정상(과다, 과소) 계량으로 의심되는 경우
2) 별다른 사유없이 계량값의 변동이 심한 경우
3) 이의제기가 있는 경우
4) 통신회선의 감도저하로 통신회선의 태핑(Taping)이 예상되는 경우
5) 기타

7.3.6 전기사업자, 분산에너지사업자 및 직접구매자는 해당 계량설비의 시험 및 검사에 따른 소요경비를 부담하여야 한다. <개정 2025.7.10.>

7.3.7 계량에 관한 법률 제37조의 규정에 따라 전력량계의 사용공차는 검정공차의 1.5배를 적용하며, 설치된 전력량계는 검정에 합격한 제품이라도 사용공차 범위 내의 제품만을 사용하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

7.3.8 전기사업자 및 직접구매자는 계량에 관한 법률 제24조의 규정에 따라 검정유효기간(7년)이 만료되는 전력량계를 계속 사용하고자 할 경우에는 유효기간 만료 전에 검정을 받아야 한다. <개정 2017.12.29.>

7.3.9 오차시험 결과 사용공차 범위를 초과하는 항목이 발생하는 경우, 시험일로부터 1개월 이내 계량기 교체 또는 수리 등의 조치 완료 후 해당 계량기의 오차 확인이 가능한 공인시험기관의 증빙서류를 제출하여야 한다. [신설 2021.1.1.]

7.4 계량등록부의 작성 및 관리

7.4.1 전기사업자, 분산에너지사업자 및 직접구매자는 계량설비를 신설하거나 변경한 때에는 전력거래소에 봉인요청을 하여야 하고, 이 경우에는 계량등록부의 작성을 위하여 필요한 자료를 제출하여야 한다. <개정 2025.7.10.>

7.4.2 전력거래소는 전기사업자, 분산에너지사업자 및 직접구매자가 제출한 자료를 확인하여 계량등록부에 기재하고 유지관리 하여야 한다. <개정 2025.7.10.>

7.5 계량설비의 보안

7.5.1 계량설비의 봉인 또는 봉인의 해제

1) 전기사업자, 분산에너지사업자 및 직접구매자는 제4.1.5조의 규정에 따라 봉

인 또는 봉인해제를 하고자 하는 경우, 신규발전소는 봉인 시행 14일전까지 기존발전소는 10일전까지 전력거래시스템에 신청하여야 한다. <개정 2009.06.30., 2017.12.29., 2025.7.10., 2026.10.30.>

2) 판매사업자와 장기전력구입계약(PPA)이 체결된 IPP 사업자의 계량설비에 대해서는 판매사업자가 봉인 및 봉인해제를 한다.

3) 계량설비의 최초 봉인을 신청하기 위해서는 제1.2.5조 2항 4호의 요건을 충족해야 한다. [신설 2023.12.29.]

7.5.2 인증코드

1) 전력거래소는 모든 계량점을 구분할 수 있도록 각 전력량계마다 인증코드(Identification Code)를 부여하여야 한다.

2) 전력거래소는 동일한 인증코드를 2이상의 전력량계에 부여하여서는 아니된다.

3) 인증코드의 구성은 아래와 같다. <개정 2005.10.10., 2010.11.30., 2025.7.10.>

1 2 3 4	5 6 7 8
①	②

<개정 2019.12.13.>

◈ 코드구성 내역

① 발전기 고유번호(기 부여된 고유번호) 또는 직접구매자 가입순번

② 발전사업자, 분산에너지사업자 또는 직접구매자

<표삭제 2010.11.30>

③ <삭제 2019.12.13.>

④ <삭제 2019.12.13.>

7.5.3 <삭제 2019.12.13.>

7.6 계량자료의 보관, 활용, 폐기

7.6.1 전력거래소는 제8장의 규정에 의거 계량자료를 보관, 활용, 폐기하여야 한다.

7.6.2 계량자료는 보관용 테이프에 수록한 후 화재 등 비상사태의 경우에도 테이프의 내용이 변경, 조작되지 않도록 이중화된 특수용기에 보관하여야 한다.

7.7 계량정보의 제공

7.7.1 시장에 참여한 전기사업자가 계량데이터의 공개 및 계량등록부의 열람을 신청한 경우, 전력거래소는 제8장의 규정에 의거 해당 전기사업자에게 열람을 해주어야 한다. [별지 제38호서식] <번호 추가 2019.12.13.>

7.7.2 전력거래소 계량담당자가 7.3.5의수시검사가 필요하다고 판단한 경우 전기사업자에게 전력량계에 보관된 계량데이터를 요청할 수 있으며, 사업자는 저장된 계량데이터 원본을 제출하여야 한다. [신설 2019.12.13]

8.0 계량설비 요구사항

8.1 전력량계

가. 종 류

전력량계의 결선은 3상4선식을 원칙으로 하나, 비접지 계통 및 현장 여건상 불가피한 경우에는 3상3선식을 선택할 수 있다.

나. 구 조

전력량계의 동작에 영향을 주는 외부로부터의 모든 결선과 접속장치, 표시장치에 대하여 보안기능(봉인 가능한 구조 등)을 유지할 수 있어야 한다.

다. 기능 및 성능

□ 계량

○ 기록간격은 5, 10, 15, 30, 60분으로 임의설정이 가능하여야 한다.

○ 송전, 수전 유효전력량(±Wh), 송전 진상, 송전 지상, 수전 진상, 수전 지상 무효 전력량(±Leading & Lagging Varh) 및 계량시각을 구분하여 계량할 수 있어야 한다.

□ 날짜 및 시간기능

○ 전력량계의 날짜와 시각은 전력거래소 계량시스템의 시각과 ±10초의 오차가 발생하는 경우 계량시스템의 시각을 전송받아 변경할 수 있어야 한다.

○ 전력량계의 날짜와 시각 변경은 전력거래소가 시행하며, 현장에서의 임의 조작이나 변경은 현장접속장치 등을 통하여 전력거래소만이 시행할 수 있어야 한다.

□ 기억용량

○ 8채널, 5분 단위 기록데이터를 50일분 이상 유지·보존할 수 있도록 필요한 용량 비휘발성 메모리를 내장하여야 한다. 다만, 허용오차가 0.5급 이상인 전력량계는 8채널, 5분단위 기록데이터를 20일분 이상, 설비용량 500kW 미만 신재생발전기의 전력량계는 4채널, 5분단위 기록데이터를 20일분 이상 유지·보존할 수 있는 메모리를 내장하여야 한다. <개정 2019.12.13>

□ 전력량계 전원

○ 전력량계의 전원은 변성기(PT) 또는 별도의 전원(AC 단상, DC등)에 의해 공급되어야 한다.

○ 전력량계는 정전시 메모리(MEMORY)에 기록된 Data를 보존시킬 수 있는 Back Up용 밧데리를 내장시켜야 하며, 외부에서 쉽게 교환이 가능한 구조이어야 한다.

○ 전기사업자 및 직접구매자가 Back Up용 밧데리 교환을 하는 때에는 사전에 전력거래소에 통보하여 계량데이터의 유지·보존에 협조하여야 한다.

□ 데이터 통신 및 원격취득

○ 전력량계는 아래 기술기준을 만족하여야 한다.

방식 : 전용선 및 공중전화망, 전이중통신(Full duplex) 방식

-비동기방식에 의한 양방향 동시통신이 가능

-9600bps이상의 Modem, Lan, Optical Port, RS232C, RS485C 등을 지원 가능

-원격취득에 필요한 상호접속 및 데이터 통신관련 규정은 ISO의 OSI 국제표준 규격에 따름

○ 전력거래용 전력량계는 ion, AIN Alpha, IEC62056(-21,42,46,53,61,62) 프로토콜 중 하나를 지원하여야 하며, 2010년 1월 1일 이후 전력시장에서 신규 및 교체 사용하고자 하는 전력량계는 IEC62056(-21,42,46,53,61,62)을 지원하여야 한다.<개정 2007.7.23, 2012.12.31>

○ 전력량계는 자기진단중에도 계량데이터의 원격취득이 가능하도록 하여야 한다.

○ 전력량계는 본체 또는 통신장치를 통한 외부의 조작으로 쉽게 전력량계 본래의 기능이나 계량데이터 또는 기록자료를 변형할 수 없는 구조이어야 하며, 조작, 변형에 대한 정보를 확인할 수 있어야 한다.

□ 인증코드

○ 모든 전력량계는 각 전력량계별 일련번호 등 고유 식별코드를 통하여 전력거래소 계량시스템과 통신에 사용할 수 있어야 한다. <개정 2019.12.13>

□ 자기진단 기능

○ 전력량계는 일정 주기로 전력량계의 동작상태를 스스로 진단할 수 있는 기능을 갖추어야 하며, 진단결과는 외부에서 알기 쉽게 표시하여 정확한 유지보수가 이루어질 수 있도록 하여야 한다.

○ 자기 진단 항목

- 전원 및 밧데리 저전압

- Memory check 기능

- PT 결상

□ 시스템 보안

○ 전력량계는 본체 또는 통신장치를 통하여 외부 조작에 의해서 계량값 또는 기록자료를 변경할 수 없는 구조이어야 한다. <개정 2019.12.13.>

○ 전력량계에 전력거래 이외의 목적을 위한 장치를 연결할 수 없으며, 전력계통 운영에 활용 등 필요한 경우 전력거래소와 사전에 협의하여 결정한다. [신설 2023.12.29.]

□ 전력량계 운영 프로그램 설치

○ RS-232C, RS-485 및 Optical Port 중 하나 이상의 통신 인터페이스를 이용하여 전력량계 운영프로그램을 설치, 변경 및 계량데이터의 확인이 가능하여야 한다. <개정 2019.12.13.>

8.2 변성기

가. 변성기의 내부결선과 특성을 변경할 수 있는 부분은 봉인을 시행할 수 있

는 구조로 제작되어야 한다.

나. 주전력량계용 변성기는 전력량 계량 이외의 목적을 위한 설비나 장치를 별도로 부착할 수 없도록 하여야 한다. <개정 2019.12.13.>

8.3 무선모뎀[신설 2009.06.30]

가. 기능

□ 무선모뎀은 CDMA 패킷서비스와 서킷서비스를 모두 지원하여야 하며, 패킷서비스를 위하여 모뎀 내부에 TCP/IP 기능을 보유하여야 한다.

□ 무선모뎀에 설정된 검침주기로 전력량계 데이터를 취득하며, 모뎀의 설정값(검침주기, IP주소, 포트번호 등)은 원격으로 변경 가능하여야 한다. 또한, 무선모뎀의 설정값은 정전시에도 유지되어야 한다.

□ 무선모뎀의 신호레벨, Firmware 정보 등을 원격에서 확인할 수 있어야 한다.

□ 무선망과 전력량계간 상호 전송속도의 완충을 위한 버퍼 기능을 갖추어야 한다.

□ 운영자가 모뎀의 상태를 점검하기 위하여 전원, 전력량계간 송/수신, 무선망간 송/수신 정상여부를 모뎀 외관에서 육안으로 확인할 수 있어야 한다.

□ 모뎀의 전원으로 AC 100~240V, 60Hz ± 3 Hz를 사용한다.

□ 모뎀의 정전알람을 무선망으로 송신할 수 있는 기능을 갖추어야 하며, 이를 위한 배터리를 모뎀 내에 부착할 수 있어야 한다.

□ 모뎀은 -20℃~60℃의 온도와 습도 10%~90% (단, 결빙이 되지 않은 상태)에서 사용가능하여야 한다.

□ 무선모뎀의 RS-232 통신포트에 시리얼케이블을 이용, 접속하여 자체 디버깅 및 환경 설정 기능이 있어야 한다.

나. 통신

□ 전력량계 통신 프로토콜(Ion, Ain alpha, DLMS, LS 산전)을 수용하여야 하며, 무선모뎀은 전력량계와 RS-232(422,485)통신하여 계량데이터를 취득하여야 한다.

□ 무선모뎀은 전력량계의 통신속도에 따라 2,400bps ~ 9,600bps이상의 통신속도로 설정할 수 있어야 한다.

□ 무선모뎀과 전력량계간의 검침 주기는 기본 15분이며, 최소 5분과 최대 24시간 사이에서 가변 설정할 수 있어야 한다.

다. 보안

□ 모뎀은 통신회사의 인증을 득한 모뎀이어야 하며, 무선전송망의 통신보안기능을 가져야 한다.

□ 모뎀에 전력거래 이외의 목적을 위한 장치를 연결 할 수 없으며, 전력계통 운영에 활용 등 필요한 경우 전력거래소와 사전에 협의하여 결정한다. [신설

2023.12.29.]

9.0 계량설비 봉인업무 기준<조항변경 2009.06.30.>

9.1 일반사항<조항변경 2009.06.30>

가. 봉인의 목적

봉인의 목적은 전력량계와 부속장치 등의 조작, 변조 등을 방지하여 전력거래의 공정성 및 투명성을 확보하는데 있다.

나. 봉인대상 개소<개정 2009.06.30., 2017.12.29>

아래 봉인개소를 원칙으로 하되, 현장여건을 고려하여 시행한다.

(1) 전력량계의 단자카바

(2) 시험용 단자대(TTB) 카바

(3) 전력량계 판넬(필요시)

(4) CT, PT 단자함

(5) 붓싱카바(구역전기사업자에 한함)

(6) 기타 봉인의 목적에 따라 필요하다고 판단되는 개소

(7) <삭제 2017.12.29.>

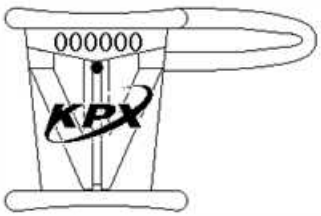
다. 봉인의 종류<개정 2004.7.9., 2023.12.29.>

플라스틱 봉인을 사용한다.

라. 봉인의 모형<개정 2004.7.9., 2023.12.29.>

(1) <삭제 2023.12.29.>

(2) 플라스틱 봉인



9.2 봉인 운용<개정 2004.7.9><조항변경 2009.06.30>

가. 봉인의 제작

(1) 봉인의 재고량이 소진되어 추가의 봉인이 필요한 경우에는 봉인 번호와 색상을 명시하여 전력거래소 봉인담당부서장이 제작을 의뢰한다.

(2) 봉인의 번호는 1자리 알파벳 문자와 5자리 숫자의 조합으로 만들어지며 번호 부여 순서는 오름차순으로 한다.

(3) 새로 제작하고자 하는 봉인의 번호는 기 제작한 봉인의 다음 번호부터 부여하며 동일 색상으로 제작하여야 한다. 다만 봉인에 표시 가능한 번호를 초과

하여 봉인을 제작하여야 하는 경우 봉인의 색상을 변경하여 제작한다.

나. 봉인업무 관리책임

(1) 전력거래소 봉인담당부서장은 봉인관련 업무를 총괄한다.

(2) 봉인관리 책임자 및 봉인 취급자는 다음과 같으며, 봉인의 시공, 보관 및 관리에 대한 책임을 진다. <개정 2017.12.29.>

(가) 봉인 관리책임자 : 담당차장

(나) 봉인 취급자 : 봉인시공 직원 및 위탁기관 봉인 시공자

(3) 봉인 제작 후 제작된 봉인번호 및 색상은 문서로 감사담당 부서에 통보한다.

(4) 봉인관리책임자는 봉인의 제작의뢰, 배분 및 폐기업무를 담당한다.

(5) 봉인관리책임자는 봉인의 번호, 색상, 수불내역, 사용목적, 취급자를 봉인수불대장에 기록 관리하여야 하며, 봉인수불대장은 영구 보존하여야 한다.

(6) 봉인관리책임자는 봉인의 번호, 색상, 취급자, 시공위치, 폐기여부, 폐기사유를 전력거래시스템에 기록 관리하여야 하며, 영구 보존하여야 한다. <개정 2023.12.29.>

다. 봉인의 교부 및 반납

(1) 봉인취급자가 봉인을 시공하고자 할 때에는 봉인수불대장에 필요한 사항을 기재하고 봉인관리책임자의 결재를 받아야 한다.

(2) 봉인관리책임자는 결재 시에 사용목적을 검토한 후 봉인취급자에게 봉인을 교부하여야 한다.

(3) 봉인취급자는 봉인 시공을 완료하면 전력거래시스템에 필요한 사항을 기재한 후 봉인관리책임자에게 남은 봉인을 반납하고 봉인관리책임자는 전력거래시스템에 봉인 수불 내역을 기록하여야 한다. <개정 2023.12.29.>

(4) 봉인은 사업장내 안전한 장소에 보관하여야 한다.

라. 봉인의 폐기

(1) <삭제 2023.12.29.>

(2) 취급 중 파손 등으로 폐기하여야 할 봉인은 봉인관리책임자가 봉인담당부서장의 결재를 받아 파괴 처리하여야 하며 그 결과를 전력거래시스템에 기록하여야 한다. <개정 2023.12.29.>

마. 봉인 분실시 조치

(1) 봉인은 항상 파손 및 분실을 방지할 수 있게 포장하여 휴대하여야 하며, 봉인을 휴대하고 출장할 때에는 분실 또는 도난에 특별히 주의하여야 한다.

(2) <삭제 2023.12.29.>

(3) 플라스틱 봉인을 분실하였을 때에는 분실한 봉인번호를 봉인사용대장에 기록하여야 한다.

9.3 봉인의 시공 <개정 2004.7.9.> <조항변경 2009.06.30>

가. 봉인사용 기준

봉인은 전력거래소 직원이 시공함을 원칙으로 한다. 다만, 필요시 위임할 수 있다.

나. 봉인의 시공요건 및 시공방법 <개정 2023.12.29.>

(1) 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우는 시공을 아니할 수 있다. 이 경우 전기사업자 및 직접구매자는 적절한 조치를 취하여야 한다. <개정 2023.12.29.>

(가) 설치가 완료된 전력량계의 계량자료를 원격 취득하는 과정에서 이상이 발생한 경우

(나) 전력량계의 검정봉인에 이상이 있는 경우

(다) 단자카바 등 손실방지를 위한 설비의 봉인구조에 이상이 있는 경우

(라) 계량설비의 부설방법과 설치위치가 적절하지 않은 경우

(마) 계량설비의 결선 및 동작에 이상이 있는 경우

(바) 발전사업허가증의 설비용량 및 허가권자가 지정한 준비기간이 법에 정한 요건에 충족되지 아니한 경우

(2) 봉인의 시공은 다음 그림과 같은 방법으로 시행하며 필요없이 봉인선을 길게 하여서는 아니된다.

(3) <삭제 2023.12.29.>

(4) 시공을 완료한 이후에는 환경을 오염시키지 아니하도록 현장을 정돈하여야 한다. <개정 2023.12.29.>

다. 안전관리 [신설 2003.11.11.] <개정 2025.7.10.>

(1) 전기사업자, 분산에너지사업자 및 직접구매자는 위험 가압설비에 대한 봉인이 필요한 경우에는 안전조치사항을 검토후 전력거래소에 봉인신청을 하여야 한다.

(2) 전기사업자, 분산에너지사업자 및 직접구매자는 계량설비 봉인시 사전에 안전조치를 취하여야 하며, 전력거래소는 안전조치사항을 확인 후 봉인을 시행하여야 한다.

라. 전산관리<항번호변경 2003.11.11>

봉인의 시공직후 시공위치, 봉인번호, 봉인자를 계량등록부에 입력하여야 한다.

10.0 전력거래용 전력량계 직접시험 기준[신설 2004.7.9.]<조항변경 2009.06.30>

10.1 목적 <조항변경 2009.06.30.> <개정 2017.12.29.>

규칙 제4.1.3조의 규정에 의거하여 시행하는 전력거래용 전력량계의 직접시험에 대한 기준을 규정함으로써 전력시장에서 거래되는 전력량 계량의 정확도 유지

를 목적으로 한다.

10.2 적용범위 <조항변경 2009.06.30.>

본 기준은 전력거래용 전력량계의 직접시험에 필요한 절차와 전력거래소, 전기사업자 및 직접구매자의 의무사항과 권리 등에 대해 적용한다.

10.3 시험조건 <조항변경 2009.06.30>

가. 시험환경

(1) 기준온도

시험실은 기준온도 23℃ ± 2℃ 이내를 유지하여야 한다.

(2) 자장 유도

외부 원인에 의한 자장 유도가 없어야 한다.

나. 시험장비

(1) 표준전력량계

(가) 계기등급

표준전력량계의 계기등급은 표 1에서 정한 바에 따르며, 이를 증명할 수 있는 국가교정업무 전담기관의 교정성적서을 구비하여야 하며 법정 교정 유효기간(2년)을 경과하여 사용할 수 없다. <개정 2017.12.29.>

표 1.표준전력량계의 계기등급

구분	계기등급	
피시험전력량계	0.2급	0.5급
표준전력량계	0.05급 이하	0.1급 이하

(나) 부가기능

시험결과를 확인할 수 있는 문서를 인쇄물이나 전자문서로 출력하는 기능을 갖추어야 한다.

(2) 허부하기

(가) 허용오차

허부하기의 허용오차는 표 2에서 정한 바에 따르며 이를 증명할 수 있는 국가공인기관 또는 제작사의 성적서를 구비하여야 한다.

표 2.허부하기의 허용 오차

항목	기준수치	허용가능 오차
전압	정격 전압	± 1.0% 이내
주파수	정격 주파수	± 0.3% 이내
파형	정현파 전압과 전류	왜곡률 2% 이내

(나) 기능

3상3선식 및 3상4선식 전력량계의 시험이 가능하고 전력량계 정격 전류의 120%, 전력량계 정격전압의 115%를 인가할 수 있어야 하며 부하전류의 역률을 0～±1까지 조정할 수 있어야 한다.

다. 안전관리

전력량계 직접시험을 시행하고자 하는 전기사업자 및 직접구매자는 시험이 실시되는 동안 일어날 수 있는 모든 위험 요소에 대하여 충분히 검토하고 이에 대한 대책을 세워 인적 및 설비적 안전을 확보하여야 한다. 특히 과실로 인한 계량값의 누락 또는 과소계량이 발생되지 않도록 하여야 한다.

10.4 시험절차 <조항변경 2009.06.30>

가. 시험신고

전력량계 오차시험은 시행일 10일전 까지 전력거래소에 신고하여야 한다. <개정 2017.12.29., 2021.1.1>

나. 봉인해제

전기사업자 및 직접구매자는 전력거래소의 승인을 받은 후 전력량계 단자대 또는 시험용 단자대(TTB)의 봉인을 해제하여야 한다. <개정 2021.1.1>

다. 오차시험

오차시험은 허부하기의 전압, 전류 출력단자를 표준전력량계와 피시험 전력량계의 입력 및 출력 단자에 연결하고 정격주파수와 정격전압하에서 표 3에 나타낸 역률의 부하전류를 흘려 시험하고 오차를 구한다.

라. 보고서

전력량계 직접시험을 시행한 전기사업자 및 직접구매자는 별지 제38-1호서식에 의한 직접시험 보고서를 2부 작성하고 표준전력량계에서 출력한 시험결과를 첨부하여 전력거래소에 1부 제출하여야 한다.

마. 기록의 유지관리

전력거래소는 계량등록부에 전력량계 오차시험 일자 및 결과를 기재한다.

바. 재봉인

전력거래소는 전력량계 시험 완료 후 재봉인을 하여야 한다.

10.5 전력거래용 전력량계의 검정공차<조항변경 2009.06.30.>

전력량계의 계기등급별 검정공차는 표 3과 같다.

표 3. 전력거래용 전력량계의 검정공차

구분	역률	부하전류 (A)	계기등급별 검정공차(%)	
			0.2급	0.5급
유효	1.0	6	±0.2	±0.5
		2.5	±0.2	±0.5
		0.125	±0.2	±0.5
	0.8 (진)	6	±0.3	±0.6
		2.5	±0.3	±0.6
		0.25	±0.3	±0.6
		0.05	±0.5	±1.0
	0.5 (지)	6	±0.3	±0.6
		2.5	±0.3	±0.6
		0.25	±0.3	±0.6
		0.05	±0.5	±1.0
무효	0	6	±2.5	±2.5
		0.25	±2.5	±2.5
	0.866	6	±2.5	±2.5
		0.5	±2.5	±2.5
		0.25	±3.0	±3.0

11.0 자가용전기설비설치자의 계량설비 기준 [신설 2025.10.1.]

11.1 자가용전기설비설치자가 규칙 제4.1.9조 제2항에 따라 시설 및 유지·관리하는 총 생산량을 계량하기 위한 설비와 전력거래량을 계량하기 위한 설비는 본 별표를 따른다.

11.2 자가용전기설비설치자가 현장여건상 총 생산량을 계량하기 위한 계기용변성기를 설치하기 곤란한 경우에는 타 용도로 사용하기 위해 설치한 변성기를 총 생산량을 계량하기 위한 전력량계와 공용할 수 있으며, 이 경우에는 별표7의 7.1.5에도 불구하고 최대 1.0급까지 변성기의 오차등급을 허용할 수 있다. 다만, 이 경우에는 변성기의 공용 2차 권선에 접속된 부하의 합이 변성기의 정격부담을 초과하여서는 아니된다.

11.3 11.2에 따라 변성기를 공용하는 자가용전기설비설치자의 총 생산량은 계량값에서 해당 변성기의 최대허용오차를 차감한 값을 적용하며, 전력거래 허용한도는 이를 기준으로 산정한다.

11.4 11.3에서 정하는 최대허용오차는 KSC1707 표준을 따르며 다음 표와 같다. 다만, KSC1707 표준이 아닌 국내·외 표준 인증을 받은 변성기를 사용하는 경우에는 다음 표에서 정한 최대허용오차에 KSC1707 표준과 기타 표준의 최대허용오차 차이를 가산하여 적용할 수 있으며, 가산 적용에 대한 방법은 전력거래소가 정하는 바에 따른다.

구분	변류기 비오차	변압기 비오차	상호 간섭오차	최대 허용오차

0.5급	1.25%	0.5%	0.25%	2%
1.0급	2.5%	1.0%	0.5%	4%

11.5 11.4의 표에서 정한 최대허용오차를 계산할 때 변성기 오차등급이 0.5급을 초과하면서 1.0급 미만인 경우에는 1.0급으로 간주한다.

[별표 8]

정산 및 결제 절차

1. 목적

규칙 제4.3.9조, 제12장 제6절, 제14장 제5절 및 제18장 제6절의 규정에 의거 전력거래 정산 및 결제에 대한 세부적인 절차를 정하여 원활한 전력시장운영을 도모하는데 있다.[개정 2014.11.3.]<개정 2020.10.1., 2024.10.8.>

2 적용범위

본 별표는 전력거래소에서 수행한 전력거래 결과의 정산, 결제, 거래관련 내역통지, 이와 관련된 이의신청 등 제반업무 처리 등에 대하여 적용한다.

3. 책임

3.1 전력거래소이사장

전력거래 정산, 결제업무, 수수료 등 정산 및 결제관련 업무 처리를 공정하고 정확히 처리되도록 총괄 관리한다.

3.2 정산담당자

전력거래 정산, 정산조정업무, 정산명세서 및 통지서 송부, 정산관련 이의신청 접수, 처리를 절차에 따라 공정하고, 정확하게 수행하며 이의조정회의를 주관한다.

3.3 결제담당자

전력거래대금 청구서, 청구요청서 발행 등 결제관련 업무를 절차에 따라 공정하고, 정확하게 수행하며 시장은행 이체지시, 결제관련 이의신청을 접수, 처리한다.

3.4 계통운영담당자

실전력계통을 안정되고 신뢰성 있게 유지하며 급전지시내용 및 정산에 영향을 주는 계통운영 결과를 전력거래소 정산담당자에게 통지한다.

3.5 거래담당자

전력시장 참여회원의 전력거래의 주된 담당자로서 전력거래소 정산 및 결제담당자의 전력거래관련 사실 확인에 최대한 협조하며, 이의조정회의에 참여하여 정산 및 결제업무 관련 협의·조정 기능을 담당한다.

3.6 이의신청자

공정하고 투명한 전력거래 질서 확립을 위해 이의제기 내용을 정확히 확인하여 신청하고, 이의신청과 관련하여 전력거래소의 필요한 사실확인에 협조한다.\

4. 참고자료

4.1 법 제31조, 제36조, 제40조, 제43조, 제43조의2 및 동법 시행령 제20조, 제22조 <개정 2020.10.1.>

4.2 전력거래소 정관

5. 용어의 정의

5.1 고장정지

발전기 자체 고장에 의해 발전기를 수동으로 정지하거나 보호장치에 의해 발전기가 자동으로 긴급히 정지되는 것

5.2 파급정지

발전기 자체는 운전이 가능하나 외부의 계통동요 또는 전력계통 제약에 의해 발전기를 정지하는 경우로서 전력거래소에서 인정한 것

5.3 출력 급감소

발전기를 입찰 공급가능용량 및 출력감소율과 다르게 긴급히 출력감소하는 것

5.4 정산조정

정산명세서 발행전 전력거래소에서 전력거래 정산에 대하여 규칙 및 관련 절차의 기준과 다르게 정산 입력되어 산정된 부분을 바르게 고치는 작업

5.5 정산명세서

전력거래 정산결과를 관련 회원에게 통지할 목적으로 정산금액 산정내역을 자세하게 기록한 문서

5.6 청구서

전력시장에 참여한 회원, 분산에너지사업자, 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자와 전력거래소간 지급받고자 하는 금액을 내역별로 기재한 것으로서 별지 제40호서식을 말한다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 관한 청구서는 별지 제104-1호서식을 말한다. <개정 2004.11.30., 2014.11.3., 2022.5.31., 2024.2.13., 2024.8.1., 2025.4.9., 2025.7.10.>

5.7 청구요청서

전력시장에 참여한 회원, 분산에너지사업자, 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자가 전력거래소에 청구할 금액을 내역별로 기재한 것으로서 별지 제41호서식을 말하며, 회원의 청구서 작성과 세금계산서 발행의 근거가 된다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 관한 청구요청서는 별지 제104-2호서식을 말한다. <개정 2004.11.30., 2014.11.3. 2022.5.31., 2024.8.1., 2025.4.9., 2025.7.10.>

5.8 지급보증서

직접구매자 및 구역전기사업자가 전력거래와 관련된 결제금액의 일부 또

는 전부를 결제하지 못할 때 전력거래소가 직접구매자 또는 구역전기사업자의 미결제금액을 대신 변제토록 청구할 수 있는 약속증서로서 직접구매자 또는 구역전기사업자가 전력거래소에 제공한 한국은행의 신용관리하에 있는 금융기관에서 발행된 보증서를 말하며 본 지급보증서에는 전력거래소가 산출하여 고지한 재정보증금액 이상의 금액이 보증금액으로 명시되어야 한다.<개정 2005.1.21.>

5.9 조정신청

전력거래소에서 수행한 초기정산 결과에 대하여 의견을 달리하여 본 규칙 및 절차에 따라 조정을 신청하는 행위

5.10 이의신청

전력거래소에서 수행한 최종정산 및 전력거래대금 결제에 관련 의견을 달리하여 본 규칙 및 절차에 따라 이의를 제기하는 행위

5.11 이의신청합의

이의신청자가 제기한 이의사항에 대하여 전력거래소 정산 및 결제담당자가 유효성을 확인하고 거래참여자간 적합성을 인정하여 이의사항에 대해 협의·조정·합의한 것

5.12 접수불가

이의신청자가 제기한 이의사항에 대하여 전력거래소 정산 및 결제담당자가 유효성을 확인하여 본 규칙을 적용하는 것이 부적합하다고 판단되는 이의신청

5.13 이의조정회의

이의신청 사항을 처리하기 위해 관련된 회원의 거래참여자간에 상호 협의, 조정을 위하여 전력거래소 정산 및 결제담당자가 주관한 이의조정 회의

5.14 합의불가

이의신청 처리과정에서 관련 회원간 협의·조정 결과 합의가 이루어지지 않은 것

5.15 정산기록

전력거래 정산 및 결제에 수행된 활동이나 실현된 결과의 객관적 증거를 제공하는 문서

5.16 전력거래수수료

전력거래소의 운영에 소요되는 제반 비용 충당을 위해 법 제40조 제1항 제2호에 의거 발전사업자, 판매사업자, 구역전기사업자, 직접구매자, 수요관리사업자, 분산에너지사업자, 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자에게 부과하는 수수료 <개정 2005.1.21., 2014.11.3., 2025.4.9., 2025.7.10., 2026.4.28.>

5.17 결제수수료 <삭제 2010.11.30.>

5.18 <항번호변경 2003.5.7.>,<삭제 2025.4.9.>

5.19 전력산업기반기금<항번호변경 2003.5.7.>

전력산업의 지속적인 발전과 전력수급의 안정을 위하여 조성되는 기금으로 법 제51조(부담금)에서 정하는 전력거래대금의 1천분의 65범위 안에서 직접구매자에게 부과하는 금액

5.20 시장은행<항번호변경 2003.5.7.>

전력거래에 참여한 회원의 자금이체, 거래대금 결제 및 이를 위한 설비를 유지, 보수하기 위하여 전력거래소가 지정한 전력거래전담 금융기관

5.21 정산계좌

판매사업자, 발전사업자, 송전사업자, 직접구매자, 구역전기사업자, 수요관리사업자, 중개사업자 및 분산에너지사업자의 전력거래와 관련된 결제금액을 입금하고 이체받기 위한 각 회원 명의의 은행계좌 또는 회원사로부터 전력거래대금채권을 양수받은 경우에는 양수인이 지정·신고한 계좌. 단, 정산계좌는 시장은행에 개설됨을 원칙으로 하되, 다음 각 호의 경우에 한하여 시장은행이 아닌 금융기관에 정산계좌를 설정할 수 있으며 이 때 발생하는 이체수수료는 다음 각 호의 당사자 부담으로 한다.<개정 2003.5.7, 2005.1.21., 2009.06.30., 2014.11.3., 2017.12.29., 2020.10.1., 2025.7.10.>

1. 2MW 이하의 설비를 소유한 신재생에너지 발전사업자의 정산계좌 [신설 2017.12.29.]

2. 회원사로부터 전력거래 대금채권을 양수받은 양수인이 지정·신고한 정산계좌 [신설 2017.12.29.]

3. 5.27에서 정한 그린e안심결제시스템을 활용하는 소규모전력중개사업자의 정산계좌 [신설 2026.1.28.]

5.22 결제계좌 <항번호변경 2003.5.7.>

전력거래에 참여한 회원의 전력거래와 관련된 결제금액을 이체하기 위하여 시장은행에 설정된 전력거래소 명의의 은행계좌

5.23 정산 및 결제일정표<항번호변경 2003.5.7.>

전력거래소와 전력거래 참여 회원간에 협의에 의하여 작성된 표로써 당해연도 정산명세서, 통지서, 청구서 송부일자 및 결제일자를 규정한 일정표

5.24 발전소 접속설비의 불가항력적 고장[신설 2004.7.9.]

송전사업자가 전기설비기술기준 및 유지보수기준 등 통상 요구되는 수준으로 송변전 설비를 관리 했음에도 불구하고 다음 각호의 사유로 발전소 접속설비가 정지되는 것을 말하며, 송전사업자가 관련자료를 제시하여 객관적으로 입증할 수 있는 경우로 한정한다.

가. 재난 및 안전관리기본법 제60조 제1항의 규정에 따라 선포된 특별재난지역내의 발전소 접속설비에 고장을 초래한 자연현상중 태풍, 호우, 홍수, 강풍, 대

설, 지진, 풍랑, 해일, 낙뢰, 산불(접속설비 결함에 의한 산불 또는 외물접촉에 따른 사고에 의한 산불은 제외)<개정 2011.6.30.>

나. 전기설비기술기준을 초과하는 바람, 빙설

5.25 발전소 접속설비[신설 2004.7.9.]

송전망중 발전소 발전력을 전력계통에 공급하기 위해 발전소와 기설·신설 송변전설비간에 설치된 장치 및 관련설비를 말한다. 다만, 송전사업자와 발전사업자간에 발전소 접속설비에 관하여 계약이 체결된 경우에는 해당 계약상의 설비로 한정한다.

5.26 수소발전입찰시장 계약거래수수료 [신설 2023.8.30.]

수소발전입찰시장 운영에 소요되는 제반 비용 충당을 위해 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률」제25조의7 제3항에 의거 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자에게 부과하는 수수료

5.27 그린e안심결제시스템

소규모전력중개사업자와 소규모전력자원 간의 전력대금 이체에 활용되는 제16.2.14.1조 제1항 제3호의 결제시스템을 말한다. [신설 2026.1.28.]

6. 적용지침

6.1 제4장 제2절 및 제3절, 제14장 제5절, 제18장 제6절 <개정 2020.10.1., 2024.10.8.>

6.2 법 제31조, 제36조, 제40조, 제43조, 제43조의2 및 동법 시행령 제20조, 제22조<개정 2020.10.1.>

7.0 절차

7.1 발전전력량, 정산 및 결제금액의 단수·소수점 처리 등

7.1.1 한계가격, 정산상한가격, 긴급정산상한가격, 발전가격, 용량가격, 최고발전가격(MGP), 수요반응자원 순편익가격(NBTP), 감축가격(RP), 직접전력거래 부가정산금단가(UPR), 분산특구 내 전력 직접거래 부가정산금단가(UPD), 월별최종계약가격(MFP)은 [원/kWh]단위로 소수점 셋째자리에서 반올림하여 둘째자리까지 계산한다. 단, 고정가격계약의 정산상한가격은 고정가격의 1,000분의1인 [원/kWh] 단위로 소수점 셋째자리까지 계산한다. <개정 2013.2.28., 2014.11.3., 2022.5.31., 2022.11.30., 2022.12.27., 2023.8.30., 2024.2.28., 2025.7.10.>

7.1.2 발전전력량(MGO), 유효구매전력량, 전력펌핑사용전력량(SD), 직접전력거래 초과발전량(EEC), 직접전력거래 거래량(TRS), 직접전력거래 공급량(SRS), 직접전력거래 공급량 조정값(ASRS), 전기사용자 직접전력거래 공급량(SRC), 판매사업자 계약체결 전력량(TESC), 정산대상전력량(SOG)은 MWh를 기

준으로 소수점 일곱째자리에서 거래시간별로 반올림 처리한다.(Wh까지 계산) <개정 2021.12.28., 2022.5.31., 2023.8.30.>

7.1.3 각 거래시간의 가격요소별 정산금액은 소수점 첫째자리에서 반올림하여 원단위까지 계산한다. <개정 2006.9.14.>

7.1.4 전력거래대금, 예측제도정산금, 수소발전입찰시장 차액계약정산금, 전력거래수수료, 수소발전입찰시장 계약거래수수료 및 결제수수료, 중앙계약시장 계약용량정산금의 단수처리는 「국고금 관리법」제47조에 따라 청구금액의 10원미만은 절사한다. <개정 2003.5.7, 2006.9.14., 2010.11.30.,2020.10.1., 2023.8.30., 2024.2.28., 2025.4.9., 2025.8.6., 2025.10.1.>

7.1.5 수요반응자원의 의무감축용량(ORC), 자발적 수요감축에 따른 감축계획량(SSR), 자발적 수요감축에 따른 계획감축량(SR), 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량(DR), 자발적 수요증대에 따른 증대계획량(SLI), 자발적 수요증대에 따른 전력부하증대량(SI), 실시간 전력수요 증대요청에 따른 전력부하증대량(DI), 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량(FR), 국민DR 고객기준부하(CBL), 국민DR 사용전력량(ME)은 MWh를 기준으로 소수점 넷째자리에서 거래시간별로 반올림 처리한다.(kWh까지 계산) [신설 2014.11.3.] <개정 2019.11.07., 2019.12.31., 2020.11.01., 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.12.27., 2024.3.28.>

7.1.6 수요반응참여고객의 전력부하감축량(CLR), 전력부하증대량(CLI), 고객기준부하(CBL) 및 사용전력량(ME)은 MWh를 기준으로 소수점 넷째자리에서 거래시간별로 반올림 처리한다.(kWh까지 계산) [신설 2014.11.3.] <개정 2021.1.1.>

7.1.7 예측제도 참여자의 대상자원에 대한 시간대별 오차율(FER), 예측제도 참여자의 대상자원 중 주요자원에 대한 시간대별 설비이용률(CFM)은 [%]단위로 소수점 넷째자리에서 반올림 처리한다.[신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

7.1.8 예측제도 참여자의 대상자원 중 주요자원의 설비용량(ICM)은 MW를 기준으로 소수점 넷째자리에서 반올림 처리한다.(kW까지 계산) [신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

7.1.9 예측제도 참여자의 대상자원 중 주요자원의 예측발전량(FGM) 및 전력거래량(MGOM)과 보조자원 예측발전량(FGA) 및 전력거래량(MGOA)은 MWh를 기준으로 소수점 넷째자리에서 반올림 처리한다.(kWh까지 계산) [신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

7.1.10 급전가능재생에너지자원의 60분 평균 EMS급전지시량($SET_POINT_{i,t}$)는 MW를 기준으로 소수점 넷째자리에서 거래시간별로 반올림 처리한다. [신설 2023.8.30.]

7.1.11 제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업의 하루전에너지가격, 실시간에너지가격, 임시실시간에너지가격, 실시간예비력가격, 임시실시간예비력가격, 실시간예

비력기회비용 및 별표33 전력시장 제도개선 제주 시범사업에 대한 정산기준의 에너지거래가격은 소수점 이하 셋째자리에서 반올림하여 둘째자리까지 계산한다. [신설 2024.2.28.]

7.1.12 준중앙급전자원의 최대발전용량(MGC_i), 최소발전용량(MG_i), 시간대별 자체발전계획량($SSG_{i,t}$) 및 시간대별 급전지시량($TGSO_{i,t}$)은 MW를 기준으로 소수점 이하 넷째자리에서 반올림 처리한다.(kW까지 계산) [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

7.1.13 준중앙급전자원의 시간대별 하향운전 급전지시 이행률($DGR_{i,t}$), 상향운전 급전지시 이행률($UGR_{i,t}$) 및 급전지시 평균 이행률($AGR_{i,t}$)은 [%] 단위로 소수점 이하 넷째자리에서 반올림 처리한다. 단, 유연성기여도(FCR_i)는 소수점 첫째자리에서 반올림 처리한다. [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

7.1.14 분산에너지사업자 발전기의 초과발전량, 전기사용자의 시간대별 전기사용량, 분산에너지사업자가 전기사용자에게 공급하는 시간대별 공급량은 MWh를 기준으로 소수점 넷째자리에서 반올림 처리한다. (kWh까지 계산) [신설 2025.7.10.]

7.1.15 제15장 중앙계약시장에서 계약된 전기저장장치의 계약가격(TECF), 낙찰된 계약가격(EACF), 중앙계약 전기저장장치의 페널티 가격(ENPP)는 [원/kW-h] 단위로 소수점 셋째자리에서 반올림하여 둘째자리까지 계산한다. 중앙계약전기저장장치의 방전가능전력량(EOSE), 급전지시량(SET_POINT), 계량값(MGO), 발전단 계량값(EGMO)은 MWh를 기준으로 소수점 일곱째자리에서 거래시간별로 반올림하여 여섯째 자리까지 계산한다.(Wh까지 계산) [신설 2025.10.1.]

7.2 전력거래시스템 및 정산자료 입력 오류·착오에 대한 정산

7.2.1 전력거래소의 전력거래시스템 장애 또는 유효한 입찰 누락·착오 등에 의하여 비정상적 거래결과로 정산된 경우 유효한 입력을 하루전발전계획에 재반영하고 계량전력량에 따라 재정산한다 <개정 2021.1.1.>

7.2.2 입찰 및 계량, 예측제도 참여자의 예측발전량 제출, 정산자료 전체에 대한 시스템 오류시에 전력거래소는 신속히 시스템을 복구해야 하며, 시스템 복구 즉시 정상 입찰자료 및 제출된 예측발전량을 재반영하여 최종정산 마감일 이전에 정산하도록 하여야 한다. 부득이 최종정산 마감일 이전까지 복구되지 않을시 초기정산을 수행한 경우 초기정산결과로 가정산하고 초기정산을 수행하지 못한 경우는 전력거래소에서 향후 정산금 변경이 최소화되도록 가능한 정산방법을 선정하여 가정산한다. 시스템이 복구된 후 즉시 차액에 대하여 최종정산한다.<개정 2020.10.1.>

7.2.3 제16장의 시범사업 기간 동안 제주계통에 대하여 전력거래소의 전력거래시스템 장애 또는 유효한 입찰 누락·착오 등에 의하여 비정상적 거래결과

로 정산된 경우 유효한 입력을 하루전발전계획 및 실시간발전계획에 재반영하여 발전계획량, 예비력계획량 및 하루전에너지가격, 실시간에너지가격, 실시간예비력가격을 산출하고 계량전력량에 따라 재정산한다. 단, 제16.3.5조의 규정에 해당하는 실시간시장입찰마감시간 이후 제출된 입찰자료에 대해서는 본 절차를 적용하지 아니한다. [신설 2023.8.30.]

7.3 정산을 위한 사전조정

7.3.1 전력거래소 정산담당자는 전력거래시스템을 통해 정산된 결과를 정산조정 확인용 내역서로 자체 검토하여 정산명세서 발행 전 명백한 정산기준 적용 오류나 입력 착오로 확인된 사항에 대하여 정산조정한다.

7.3.2 전력거래소 정산담당자는 조정작업시 전력계통 운용결과를 근거로 발전기 자체 사유에 의한 발전전력량과 고장정지, 파급정지, 출력 급감소 원인, 발전소 접속설비의 불가항력적 고장 등을 정확히 확인하여 정산기준에 따라 정산을 위한 사전조정을 한다. 다만, 발전소 접속설비의 불가항력적 고장여부에 대한 판단이 어려운 경우는 파급정지로 조정한다.<개정 2004.7.9.>

7.3.2.1 발전기의 정비·고장, 자체사유 기동·정지 등 발전회사 사유로 입찰한 전력량대로 발전이 불가능함에도 변경입찰을 하지 않은 경우 정산기준에 따라 실제 공급가능량을 확인하여 입찰량을 조정한다.[신설 2010.6.30.]

7.3.2.2 발전회원은 별표 4 제6.3.10조에 의한 비상대기예비력 입찰시 발전기 계획정지 및 비계획정지 등으로 비상대기예비력을 공급할 수 없는 경우에는 비상대기예비력 입찰을 하지 아니하여야 하며, 전력거래소 정산담당자는 정산명세서 발행전 계획정지, 고장정지, 파급정지, 출력 급감소 원인, 발전소 접속설비의 불가항력적 고장 등을 확인하여 정산기준에 따라 비상대기예비력을 사전조정을 한다.[신설2020.12.1.]

7.3.3 전력거래소 정산담당자는 정산조정 과정에서 필요시 관련된 회원의 거래담당자와 협의·조정하며 해당 회원에게 증빙자료를 요구할 수 있다.

7.3.4 전력거래소 정산담당자는 별표 2에 의거 산정한 발전사업자에 대한 정산금을 각 시간대별로 배분하기 위하여 아래와 같이 일부 항목에 대해 사전조정하여 정산명세서를 발행한다.[신설 2007.12.27.]

1. 기동비용정산금, 기동대기발전기정산금은 실제 기동 및 기동대기시간에 지급
2. 시운전발전량정산금, 수력·양수발전기의 계획발전전력량정산금, 제약발전전력량정산금은 실제 발전 시간대에 발전량을 기준으로 지급
3. 양수발전기의 제약비발전전력량정산금은 발전입찰량을 기준으로 지급 <개정 2021.1.1.>
4. 자체기동서비스 정산금, 예방정비 일정변경에 따른 추가용량정산금은 1일 정산금을 24거래시간에 균등배분하여 지급

7.3.5 발전사업자의 예방정비 계획은 규칙 제5.9.2조에 의하여 전년도 4월말까지 제출한 최종 발전기 정지 일정을 말하며, 발전사업자의 사유로 정지계획을 변경할 시는 변경된 일정을 적용한다.[신설 2008.10.31.]<개정 2015.3.17.>

7.3.6 중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 계획예방정비계획 조정으로 인한 추가용량정산금(ACP) 산정에 필요한 예방정비 시작시간과 완료시간을 거래소에 제출하여야 한다.[신설 2008.10.31.]

7.3.6.1 예방정비 시작시간은 예방정비 시작일 익일까지(익일이 공휴일이면 그 다음 첫 근무일까지) 제출하여야 한다.[신설 2008.10.31.]

7.3.6.2 예방정비 완료시간은 예방정비 완료일 익일까지(익일이 공휴일이면 그 다음 첫 근무일까지) 제출하여야 한다.[신설 2008.10.31.]

7.3.7 예방정비 일정 조정시간은 시간단위로 계산하며 분 단위는 절사한다.[신설 2008.10.31.]

7.3.8 예방정비 일정 변경에 대한 정산금 지급에 명시된 일반발전기라 함은 조합발전기를 제외한 발전기를 말한다.[신설 2008.10.31.]

7.3.9 조합발전기(복합발전기 및 수력발전기 등) 중 일부 발전기가 정비를 한 경우에 해당 발전기가 전년도 예방정비 기간을 제외한 기간동안의 설비용량대비 공급가능용량 입찰률(PRAFi) 산정시 이를 고려하여야 한다.[신설 2008.10.31.]

7.3.10 2대 이상의 가스터빈발전기와 스팀터빈발전기가 하나의 발전기로 구성된 복합발전기의 가스터빈발전기 예방정비로 인하여 출력감소된 발전용량 산정 시 스팀터빈발전기의 출력감소용량은 가스터빈발전기 설비용량의 반으로 한다.[신설 2008.10.31.]

7.3.11 예방정비발전기의 설비용량은 비용위원회에서 정한 설비용량을 원칙으로 한다. 다만, 조합발전기는 개별 발전기의 설비용량의 경우 기타자료를 참조할 수 있다.[신설 2008.10.31.]

7.4 초기정산명세서 확인 및 발행

7.4.1 전력거래소 정산담당자는 정산처리 계량체크리스트, 초기정산조정 확인용 내역서의 주요사항을 확인한다.

7.4.2 전력거래소 정산담당자는 거래일로부터 2일째 되는 날 14:00까지 중앙급전발전기를 보유하지 않은 회원의 거래시간대별로 취득된 계량전력량에 따른 전력거래량을 포함하여 거래일로부터 6일이내 초기정산을 시행하고 이상여부를 사전 검토한 후 거래일로부터 9일이내 해당 회원에게 제7.6항의 절차에 따라 통지하고, 제7.7항에 따라 초기정산명세서를 발행한다.

7.4.3 수요반응자원을 통한 전력거래에 대해서 전력거래소 정산담당자는 거래일로부터 25일 이내에 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 정산

용 사용전력량 데이터를 수집하여 31일이내 초기정산을 시행하고 이상여부를 사전 검토한 후 거래일로부터 33일이내 해당 회원에게 제7.6항의 절차에 따라 통지하고, 제7.7항에 따라 초기정산명세서를 발행한다. [신설 2014.11.3.]

7.5 최종정산명세서 확인 및 발행

7.5.1 전력거래소 정산담당자는 제7.13항에 따라 초기정산에 대한 조정신청 처리결과가 정확히 최종정산에 반영되었는지 확인한다.

7.5.2 전력거래소 정산담당자는 거래일로부터 2일째 되는 날 14:00까지 중앙급전발전기를 보유하지 않은 회원의 거래시간별로 취득된 계량전력량에 따른 전력거래량을 포함하여 거래일로부터 17일 이내 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 19일 이내 해당 회원에게 최종정산명세서를 발행한다. <개정 2019.12.13.>

7.5.3 수요반응자원을 통한 전력거래에 대해서 전력거래소 정산담당자는 거래일로부터 45일 이내 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 47일 이내 해당 회원에게 최종정산명세서를 발행한다. [신설 2014.11.3.]

7.6 초기, 최종정산명세서 발송

7.6.1 전력거래소 정산담당자는 전력거래 해당회원의 전력거래담당자가전력거래내역을 판단할 수 있는 초기·최종정산명세서를 엑셀화일로 송부하며 정산명세서에 포함할 세부항목 및 범위는 정보위원회의 결정에 따른다.

7.6.1.1 전력거래소 정산담당자는 해당 회원의 초기·최종정산명세서를 발송일 17:00까지 송부한다.

7.6.1.2 7.6.1.1의 초기,최종정산명세서 발송일자는 7.12 규정에 따른다.

7.6.1.3 초기, 최종정산명세서 발송방법은 7.10 규정에 따른다.

7.6.1.4 각 회원의 거래담당자는 전력거래시스템 및 정산 입력오류·착오 또는 초기정산을 위한 사전조정에 대하여 내역제공을 요청할 경우 해당 회원의 내역에 한하여 열람할 수 있다.

7.7 초기, 최종정산금통지서 발송

7.7.1 전력거래소 정산담당자는 각 회원에게 전력거래량, 전력량정산금 등을 기재한 별지 제39호 서식의 초기·최종정산금통지서를 발송한다. 단, 수요관리사업자에 대한 초기·최종정산금통지서는 별지 제103호 서식을 적용한다. <개정 2004.11.30., 2014.11.3.>

7.7.1.1 <삭제 2006.12.26.>

7.7.2 전력거래소 정산담당자는 다음과 같이 정산금통지서 발행번호를 부여한다.

◈ 발행번호 부여 형식 : XXX-XXX-XXXXXXXX-XX

- 처음 3자리 : KPX(전력거래소)
- 다음 3자리

ISN : Initial Settlement Notice(초기정산금통지서)

FSN : Final Settlement Notice(최종정산금통지서)

- 다음 8자리 : 20010102 (전력거래기준 년, 월, 일)
- 다음 2자리 : 회원 코드

01 : 수력원자력, 02 : 남동, 03 : 중부, 04 : 서부, 05 : 남부,

06 : 동서, 07 : 한국수자원, 08 : 한전, 10～99 : 기타

- 통지서 발행대상 회원수가 증가할 경우 회원 코드 추가부여

7.7.2.1 전력거래소 정산담당자는 수요반응자원의 전력거래에 대해서 다음과 같이 정산금통지서 발행번호를 부여한다. [신설 2014.11.3.]

◈ 발행번호 부여 형식 : XXX-XXX-XXXXXXXX-XX

- 처음 3자리 : KPX(전력거래소)
- 다음 3자리

IDN : Initial DR Settlement Notice(초기정산금통지서)

FDN : Final DR Settlement Notice(최종정산금통지서)

- 다음 8자리 : 20010102 (전력거래기준 년, 월, 일)
- 다음 2자리 : 회원 코드

7.7.3 초기, 최종정산금통지서 발송방법은 7.10 규정에 따른다.

7.7.4 초기,최종정산금통지서 발송일자는 7.12 규정에 따른다.

7.8 전력거래수수료 및 연회비 내역 통지 <개정 2010.11.30., 2025.4.9.>

7.8.1 전력거래소 정산담당자는 전력거래 수수료를 산정하기 위한 각 회원의 거래전력량에 전력거래소가 별도로 정하는 수수료율을 곱하여 산정 한다. 단, 수요관리사업자에 대해서는 전력부하감축거래량 또는 전력부하증대거래량을 기준으로 하며, 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자에 대해서는 직접전력거래량을 기준으로 하고, 분산에너지사업자에 대해서는 송·배전사업자가 제공하는 초과발전거래량 및 분산특구 내 전력 직접거래계약을 체결한 전기사용자의 전기사용량 기준으로 하며, 중앙계약전기저장장치에 대해서는 방전 계량값을 기준으로 한다. <개정 2014.11.3., 2021.1.1., 2022.5.31., 2025.4.9., 2025.7.10., 2025.10.1.>

7.8.1.1 <삭제 2025.4.9.>

7.8.1.2 수소발전입찰시장 계약전력량에 대한 차액계약정산 대상 회원에게 부과되는 수소발전입찰시장 계약거래수수료는 정산대상 전력량에 전력거래소가 별도로 정하는 수수료율을 곱하여 산정한다. [신설 2023.8.30.]

7.8.1.3 초과발전량, 부족전력량, 공급량 등 제3자간 전력거래에 관한 정보는 직접전력거래와 동일한 시스템 및 산정 방식으로 판매사업자에게 제공하며, 이와 관련된 시스템 사용 등에 따른 수수료는 직접전력거래에서 부과되는 전력거래수수료와 동일하게 산정하여 판매사업자에게 청구한다.[신설 2024.2.13.]

7.8.2 전력거래소 정산담당자는 전력거래에 참여한 각 회원에게 해당 거래일의 전력거래수수료 및 수소발전입찰시장 계약거래수수료 내역을 최종정산금 통지일과 동일하게 최종정산금통지서로 통지하며 7.9 규정에 의하여 거래차수별 청구서에 수수료 내역을 포함하여 청구한다. <개정 2023.8.30., 2025.4.9.>

7.8.3 전력거래수수료, 연회비 및 수소발전입찰시장 계약거래수수료 수수방법은 7.9(청구서 송부), 7.11(전력거래대금결제) 규정에 따른다.<개정 2010.11.30., 2023.8.30., 2025.4.9.>

7.9 전력거래대금 청구 및 청구요청서 발송

7.9.1 판매사업자, 직접구매자 전력거래대금

7.9.1.1 전력거래소 결제담당자는 판매사업자, 직접구매자 등이 지급하여야 할 전력거래와 관련된 결제금액 내역을 기재하여 각 차수별 결제일 기준 5일전까지 해당회원에게 별지 제40호서식 및 별지 제104-1호서식에 의한 청구서와 세금계산서 등을 발송한다.<개정 2004.11.30., 2012.12.31., 2014.11.3., 2019.12.13., 2024.8.1.>

7.9.1.1.1 전력거래소 결제담당자는 판매사업자, 직접구매자 등이 지급받아야 할 수요반응자원의 위약금과 관련된 결제금액 내역을 기재하여 각 차수별 결제일 기준 5일전까지 해당회원에게 별지 제104-2호서식에 의한 청구요청서를 발송한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.13., 2024.8.1.>

7.9.1.1.2 판매사업자, 직접구매자 등은 7.9.1.2의 청구요청서를 근거로 거래차수별 결제일 4일전까지 전력거래 결제금액을 전력거래소에 청구해야 하며, 청구서 서식은 별지104호 서식을 준용한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.12.13., 2026.7.24.>

7.9.1.2 전력거래소 결제담당자는 판매사업자가 판매한 양수동력정산금 및 직접구매자가 지급할 복지특례할인비용 등에 대해서 각 차수별 결제일 기준 5일전까지 해당회원에게 별지 제41호서식에 따른 청구요청서를 발송한다.<개정 2004.11.30., 2019.12.13., 2025.4.9., 2025.11.12.>

7.9.1.3 판매사업자는 7.9.1.2에서 규정한 청구요청서를 근거로 거래차수별 결제일 4일전까지 전력거래 결제금액을 전력거래소에 청구해야 하며, 청구서 서식은 별지 제40호서식을 준용한다.<개정 2004.11.30., 2019.12.13.>

7.9.1.4 판매사업자가 결제금액 청구시 전력거래소에 세금계산서 등 증빙서류를 제출해야 한다.<개정 2004.11.30., 2012.12.31>

7.9.1.5 청구서 및 청구요청서 발송방법은 7.10 규정에 따른다.<개정 2004.11.30.>

7.9.1.6 청구서 및 청구요청서 발송일자는 7.12 규정에 의한 정산 및 결제일정표에 의한다. <개정 2004.11.30.>

7.9.2 발전사업자, 수요관리사업자, 예측제도 참여자 및 분산에너지사업자 전력거래대금 <개정 2014.11.3., 2020.10.1., 2025.7.10.>

7.9.2.1 전력거래소 결제담당자는 발전사업자, 수요관리사업자, 분산에너지사업자 및 예측제도 참여자가 지급받아야 할 전력거래와 관련된 결제금액 내역을 별지 제41호서식 및 제105호서식에 의하여 각 거래차수별 결제일 기준 5일전까지 발송한다.<개정 2004.11.30., 2014.11.3., 2019.12.13., 2020.10.1., 2025.7.10.>

7.9.2.2 발전사업자, 수요관리사업자, 분산에너지사업자 및 예측제도 참여자는 7.9.2.1에서 규정한 청구요청서를 근거로 거래차수별 결제일 4일전까지 전력거래 대금을 전력거래소에 청구해야 한며, 청구서 서식은별지 제40호서식 및 제104호 서식을 준용한다<개정 2004.11.30., 2014.11.3., 2020.10.1., 2025.7.10.>

7.9.2.3 발전사업자, 수요관리사업자, 분산에너지사업자 및 예측제도 참여자가 전력거래대금을 전력거래소에 청구할 때에는 세금계산서 등 관련서류를 제출해야 한다.<개정 2004.11.30., 2012.12.31., 2014.11.3., 2020.10.1., 2025.7.10.>

7.9.2.4 전력거래소 결제담당자는 발전사업자가 지급하여야 할 양수동력정산금, 전력부하증대거래량 정산금, 수수료 등의 전력거래대금 내역에 대해 별지 제40호서식 및 제104호서식에 의한 청구서와 세금계산서 등을 발전사업자에게 발송한다. <개정 2004.11.30., 2012.12.31., 2021.1.1.>

7.9.2.5 청구서 및 청구요청서 발송방법은 7.10 규정에 따른다.<개정 2004.11.30.>

7.9.2.6 청구서 및 청구요청서 발송일자는 7.12 규정에 의한 정산 및 결제일정표에 의한다.<개정 2004.11.30.>

7.9.2.7 발전사업자가 지급하여야 할 양수동력정산금, 충전전력량 정산금, 전력부하증대거래량 정산금, 전력거래수수료, 연회비 및 이에 상응하는 부가가치세를 포함한 결제금액은 전력거래소가 별지 제40호서식 및 제104호서식에 따라 발전사업자에게 청구서를 발송한다. <개정 2010.11.30., 2016.5.12., 2021.1.1.>

7.9.2.8 수요관리사업자가 지급하여야 할 위약금, 전력거래수수료, 연회비 및 이에 상응하는 부가가치세를 포함한 결제금액은 전력거래소가 별지 제104-1호서식에 따라 수요관리사업자에게 청구서를 발송한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2024.8.1.>

7.9.2.9 중개사업자가 지급하여야 할 연회비 등 결제금액은 전력거래소가 별지 제40호서식에 따라 중개사업자에게 청구서를 발송한다.[신설 2020.10.1.]

7.9.2.10 분산에너지사업자가 지급하여야 할 전력 직접거래 수수료, 부가정산금 등 이에 상응하는 결제금액은 전력거래소가 별지 제40호 및 제40-1호 서식에 따라 분산특구 내 분산에너지사업자에게 청구서를 발송한다. [신설 2025.7.10.]

7.9.3 전력거래대금 청구의 간주[신설 2008.10.31.]

7.9.3.1 판매사업자, 구역전기사업자, 발전사업자, 수요관리사업자, 분산에너지사업자 및 예측제도 참여자가 7.9.1.3, 7.9.1.3.1 및 7.9.2.2의 청구서를 기한 내에 제

출하지 않은 경우에는, 7.9.1.2, 7.9.1.2.1 및 7.9.2.1에 따라 전력거래소가 발송한 청구요청서로써 청구서를 갈음한다. <개정 2014.11.3., 2020.10.1., 2025.7.10.>

7.9.4 전자세금계산서 발행[신설 2013.10.1.]

7.9.4.1 전력거래소와 회원사가 7.9.1.1 및 7.9.1.4, 7.9.2.3, 7.9.2.4의 규정에 따라 발행하는 세금계산서는 부가가치세법령에 정해진 전자적 방법으로 7.12에서 정한 각 차수별 청구일을 공급시기로 발행하여야 한다. 다만, 제4.2.5.4조(최종정산)에 대한 수정정산이 발생하는 경우 해당 수정정산의 청구일을 공급시기로 세금계산서를 발행하여야 한다. <개정 2025.11.12.>

7.9.4.2 전력거래소는 회원사가 7.9.4.1의 규정에 의한 방법으로 세금계산서를 발행하거나 수취할 수 있도록 전자세금계산서 발행시스템을 운영할 수 있다.

7.9.4.3 세금계산서 기재사항에 변동이 발생한 회원은 즉시 전력거래소에 통지하고 증빙서류를 제출하여야 한다.

7.9.4.4 7.9.4.1과 7.9.4.3의 규정을 위반한 회원은 그로 인하여 전력거래소가 부담하게 되는 세금 등 제비용을 모두 부담해야한다. 전력거래소는 해당금액을 회원의 거래대금에서 차감하거나 회원으로부터 입금 받을 수 있다. 다만, 전력거래소에 귀책사유가 있는 경우에는 해당하지 아니한다.

7.10 정산명세서, 통지서, 청구서, 청구요청서 발송방법

7.10.1 전력거래소 정산 및 결제담당부서에서 7.6(초기, 최종정산명세서 송부), 7.7(정산금 통지서), 7.9(청구 및 청구요청서)에 의거한 각종 서식 발송방법은 인터넷홈페이지 게시를 원칙으로 하며 상기자료의 인터넷홈페이지에 게시는 정산 및 결제에 관련된 각종서식의 발송으로 본다.

7.10.2 인터넷홈페이지 구축지연, 통신장애, 기타사유로 인터넷 게시가 불가능할 때는 회원 통지함, 팩스, e-mail 중 가장 신속하고 안정적인 방법을 선택하여 발송한다.

7.10.3 전력거래 참여회원의 거래담당자는 인터넷홈페이지에 게시된 7.6.1의 자료를 다운받아 거래내역 확인 및 청구관련 증빙서로 이용한다.

7.10.4 전력시장 참여회원의 거래담당자가 전력거래소에 전력거래대금의 지급을 청구하고자 하는 경우에는 인터넷 홈페이지에 접속하여 청구서 및 관련 증빙서류를 전자적 문서(EDI)형태로 등록하거나 우편, Fax 등의 방법을 이용할 수 있다.[신설 2004.11.30.]

7.11 전력거래대금 결제, 정산계좌 등록·변경 및 채권양도 등 <개정 2021.1.1.>

7.11.1 전력거래대금 결제일자는 매월 4차수에 걸쳐 수행되며 결제일자는 7.12(정산및결제 일정표)에 따른다. 단, 제4.3.2조 제6항 내지 제9항에 따라 판매사업자와 발전사업자간 별도의 결제일자를 합의한 경우, 합의된 결제일로 한다. <개정 2018.12.12., 2022.4.29.> [시행일 : 2022.5.1.]

7.11.1.1 비중앙 급전 발전기만을 보유한 발전사업자가 공문이나 정보공개시스템을 통해 요청할 경우, 전력 거래소는 7.11.1의 조항에도 불구하고 7.12(정산 및 결제 일정표)의 1차~4차 전력거래대금을7.12(정산 및 결제 일정표)의 4차에 총괄하여 지급할 수 있다.[신설 2009.06.30.] <개정 2018.12.12.>

7.11.1.2 수요관리사업자의 전력거래대금 결제일자는 매월 1회로 수행하며 결제일자는 별표26에 따른다. [신설 2014.11.3.]

7.11.1.3 예측제도 참여자의 전력거래대금은 7.12(정산 및 결제 일정표)의 1차~4차 전력거래대금을7.12(정산 및 결제 일정표)의 4차에 총괄하여 월 1회 지급한다. [신설 2020.10.1.]

7.11.1.4 <삭제 2024.2.13.>

7.11.1.5 분산에너지사업자의 초과전력량에 대한 전력거래대금은 7.12(정산 및 결제 일정표)의 1차~4차 전력거래대금을 7.12(정산 및 결제 일정표)의 4차에 총괄하여 월 1회 지급한다. [신설 2025.7.10.]

7.11.1.6 중앙계약 전기저장장치의 전력거래대금은 7.12(정산 및 결제 일정표)의 1차~4차 전력거래대금을 7.12(정산 및 결제 일정표)의 4차에 총괄하여 월 1회 지급한다. [신설 2025.10.1.]

7.11.2 판매사업자, 직접구매자, 구역전기사업자, 분산에너지사업자 및 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자 전력거래대금 결제 <개정 2005.1.21., 2022.5.31., 2025.4.9., 2025.7.10.>

7.11.2.1 판매사업자, 직접구매자, 구역전기사업자, 분산에너지사업자 및 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자는 거래차수별 결제일 1영업일전 15:00까지 7.9.1.1의 전력거래대금 청구서에 기록된 결제금액을 시장은행에 개설된 해당 회원 정산계좌에 입금하여야 한다.<개정 2005.1.21., 2018.12.12., 2022.5.31., 2025.4.9., 2025.7.10.>

7.11.2.2 판매사업자, 직접구매자, 구역전기사업자, 분산에너지사업자, 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자가 자기의 정산계좌에 결제금액 입금시 양수동력정산금, 복지특례할인비용 등 전력거래소로부터 정산 받아야 할 금액을 차감하여 입금한다.<개정 2005.1.21., 2022.5.31., 2025.4.9., 2025.7.10., 2025.11.12.>

7.11.3 전력거래소 결제담당자 결제금액 이체지시

7.11.3.1 전력거래소 결제담당자는 7.11.2.1에서 정한 시간 직후 전력거래대금 결제이체시스템을 이용하여 판매사업자, 직접구매자, 구역전기사업자, 분산에너지사업자, 재생에너지전기공급사업자 및 재생에너지전기저장판매사업자의 결제대금이 정상적으로 해당 회원 정산계좌에 입금되어 있는지를 확인한다. <개정 2005.1.21., 2018.12.12. 2022.5.31., 2025.4.9., 2025.7.10.>

7.11.3.2 전력거래소 결제담당자는 해당 회원의 결제금액이 정상적으로 입금되었다고

확인된 경우에는 결제일 1영업일전 결제이체시스템을 이용하여 내부결재를 거친 후 전력거래소 결제계좌에 이체하도록 시장은행에 지시한다.<개정 2018.12.12.>

7.11.4 발전사업자, 수요관리사업자, 예측제도 참여자 및 분산에너지사업자의 전력거래대금 결제 <개정 2014.11.3., 2020.10.1., 2025.7.10.>

7.11.4.1 발전사업자 등은 전력거래소로부터 정산받아야 할 금액보다 차감하여야 할 금액이 큰 경우, 그 차액을 거래차수별 결제일 1영업일 전 15:00까지 전력거래소 결제계좌로 입금하여야 하며, 전력거래소 결제담당자는 전력거래소 결제계좌에 입금된 총액이 발전사업자, 수요관리사업자, 예측제도 참여자, 분산에너지사업자 및 기타 지급처에 이체되어야 될 총액과 일치된다고 판단하는 경우에는 결제이체시스템을 이용하여 내부결재를 거친후 해당 발전사업자, 수요관리사업자, 예측제도 참여자, 분산에너지사업자 및 기타 지급처에 이체되어야 할 금액을 확정한다. <개정 2014.11.3., 2020.10.1., 2025.7.10., 2025.11.12.>

7.11.4.2 7.11.4.1에서 이체되어야 할 결제금액이 확정되면 전력거래소 결제담당자는 거래차수별 결제일 15:00까지 결제이체시스템을 통하여 정산계좌에 이체토록 시장은행에 지시한다. <개정 2017.12.29.>

7.11.4.3 전력거래소 결제담당자는 발전사업자 정산계좌에 결제대금 이체시 발전사업자의 결제금액 총액에서 발전사업자가 전력거래소에 지급하여야 할 전력거래수수료, 연회비, 양수동력 정산금, 차감사유 발생에 따른 RPS의무이행비용, 배출권 거래비용, 제4.2.5.5조의2에 따른 환수금 및 제4.2.5.7조에 의한 비용을 차감하여 이체한다. <개정 2010.11.30., 2013.10.1., 2017.12.29., 2020.7.8., 2025.11.12.>

7.11.4.4 전력거래소 결제담당자는 수요관리사업자의 정산계좌에 결제대금 이체시 수요관리사업자의 결제금액 총액에서 수요관리사업자가 전력거래소에 지급하여야 할 전력거래수수료, 연회비, 위약금 및 규칙 제4.2.5.7조에 의한 비용을 차감하여 이체한다. [신설 2014.11.3.]

7.11.4.4.1 수요관리사업자는 위약금 등 자신이 지급해야할 금액이 전력거래소로부터 지급받아야 할 금액보다 많을 경우 그 차액을 규칙 7.11.2.1의 규정에 정해진 시간까지 전력거래소가 지정한 계좌로 입금한다. [신설 2014.11.3.]

7.11.4.5 전력거래소 결제담당자는 예측제도 참여자 정산계좌에 결제대금 이체시 예측제도 참여자의 결제금액 총액에서 예측제도 참여자가 전력거래소에 지급하여야 할 연회비 및 제14.5.5.8조에 의한 비용 등을 차감하여 이체한다.[신설 2020.10.1.]

7.11.4.6 전력거래소 결제담당자는 분산에너지사업자 정산계좌에 결제대금 이체 시 분산에너지사업자의 결제금액 총액에서 분산에너지사업자가 전력거래소에

지급하여야 할 전력거래수수료, 연회비, 위약금, 규칙 제4.2.5.7조에 의한 비용 및 차등금액을 차감하여 이체한다. [신설 2025.7.10.]

7.11.5 전력거래소 결제담당자는 발전사업자, 수요관리사업자, 분산에너지사업자 및 예측제도 참여자의 정산계좌에 결제금액이 이체완료된 사실을 확인한 후 거래차수별(예측제도 참여자의 경우는 4차) 결제일 근무시간 이내에 전력거래 참여회원별 결제금액 이체현황을 출력하여 내부결재를 얻는다. <개정 2014.11.3., 2020.10.1., 2025.7.10.>

7.11.6 전력거래대금의 채권양도 및 압류·가압류[신설 2012.5.31.]

7.11.6.1 전력거래 대금채권은 제3자에게 양도하거나 질권, 채권양도담보 등을 설정하여 담보로 제공할 수 없다. 다만, 다음 각 호의 채권양도 또는 질권설정에 한하여 7.11.6.2. 내지 7.11.6.13.에 따라 그 효력을 인정한다 .[신설 2017.12.29.]<개정 2021.01.01., 2023.9.26.>

1. 수요반응자원 거래, 공급인증서 거래, 재생에너지 발전량 예측제도 정산금 채권, 수소발전입찰시장 차액계약정산금 채권을 제외한 전력거래 대금채권 <개정 2022.12.27., 2023.8.30.>
2. 발전차액지원금 채권

7.11.6.2 채권양도 또는 질권설정의 통지는 회원사 또는 회원사로부터 위임을 받은 양수인 또는 질권자가 하여야 한다. <번호변경 및 개정 2017.12.29., 2021.01.01.>

7.11.6.3 채권양도 또는 질권설정의 통지는 아래 각호의 통지서 서식에 따른 확정일자 있는 증서에 의하여 하여야 한다. 채권양도의 경우, 양수인은 각 서식에 따라 정산계좌를 지정·신고하여야 한다. [신설 2017.12.29.] <개정 2021.01.01.>

1. 채권양도 통지(양수인이 1인(1법인)인 경우) : 별지 제42-1호 서식
2. 채권양도 통지(양수인이 다수이거나 신탁사인 경우) : 별지 제42-2호 서식
3. 질권설정 통지(질권자가 1인(1법인)인 경우) : 별지 제42-3호 서식
4. 질권설정 통지(질권자가 다수이거나 신탁사인 경우) : 별지 제42-4호 서식

7.11.6.4 회원사 또는 양수인이 본 규칙을 위반하여 한 채권양도 또는 질권설정의 통지는 효력이 없으며 흠결을 보완한 채권양도통지서 또는 질권설정통지서가 도달한 때 비로소 효력이 있다. [신설 2017.12.29.] <개정 2021.01.01.>

7.11.6.5 채권양도 또는 질권설정의 효력은 채권양도통지서 또는 질권설정통지서가 도달한 때로부터 다음 각 호 중 하나의 경우가 발생할 때까지 유효하다. <개정 2021.01.01.>

1. 양수인 또는 양수인의 동의를 받은 회원사가 별지 제43-1호 또는 제43-2호 서식의 채권양도/질권설정해지통지서에 따라 통지한 채권양도/질권설정해지통지가 도달 [신설 2017.12.29.] <개정 2021.01.01.>

2. 회원사의 탈퇴, 합병·분할 등의 변경사유 발생

7.11.6.6 흠결이 없는 채권양도통지서가 전력거래소에게 도달한 때 회원사의 전력거래대금 채권과 정산계좌 변경신청 권한은 양수인에게 이전한다. [신설 2017.12.29.]

7.11.6.7 채권양도 통지 후 양수인이 전력거래 대금 정산계좌 변경을 신청하는 경우 별지 제44-2호서식의 정산계좌 변경신청서에 따라 변경·신고하여야 하며, 시장은행 외 다른 금융기관의 계좌로 정산계좌 변경을 신청할 수 있다. <번호변경 및 개정 2017.12.29., 2021.01.01., 2022.12.27.>

7.11.6.8 전력거래소는 채권양도, 질권설정 또는 압류·가압류된 전력거래대금을 공탁하거나 또는 지급에 관하여 법률검토가 필요한 경우에는 지급을 보류할 수 있다. <번호변경 및 개정 2017.12.29., 2021.01.01.>

7.11.6.9 전력거래소는 질권실행 통지가 도달하기 전까지 질권자의 동의 하에 전력거래대금을 질권설정자에게 지급할 수 있다. [신설 2023.9.26.]

7.11.6.10 질권설정 통지가 제3자의 채권양도 통지 또는 (가)압류명령 보다 가장 먼저 도달한 경우, 전력거래소는 그 질권자의 질권실행 통지가 도달한 때 전력거래대금을 질권자에게 직접 지급함을 원칙으로 한다. 단, 여러 채권자 간 권리관계가 불명확한 경우 등 필요시 법원에 공탁할 수 있다. [신설 2023.9.26.]

7.11.6.11 질권자의 질권실행 통지시 일부 실행임을 별도로 명시하지 않은 경우, 전력거래소는 최초 1회의 질권실행 통지만으로 피담보채권금액에 이를 때까지의 전력거래대금을 질권자에게 지급하거나 공탁할 수 있다. [신설 2023.9.26.]

7.11.6.12 결제일을 경과하여 공탁하거나 지급하는 경우에는 결제일 이후부터 발생하는 이자를 지급한다. 다만, 1,000원이하의 이자는 지급하지 아니한다. <번호변경 및 개정 2017.12.29., 2023.9.26.>

7.11.6.13 채권경합시의 판단기준 및 본 규정에서 정하지 않은 세부사항은 관련 법령, 규칙 및 거래소 자체규정에 따른다. <번호변경 및 개정 2017.12.29., 2023.9.26.>

7.11.7 정산계좌 등록 및 변경 절차 [신설 2021.1.1.]

7.11.7.1 정산계좌 등록 및 변경은 전력거래시스템을 이용하여 진행함을 원칙으로 한다. 단, 채권양도 등 전력거래대금과 관련한 권리관계에 변동이 있는 경우와 전력거래시스템을 이용한 정산계좌 등록 및 변경에 동의하지 않는 회원사는 우편으로 접수한다.

7.11.7.2 회원사는 전력거래시스템을 이용하여 정산계좌 등록 및 변경을 하려는 경우 동의서를 작성하여 제출하여야 한다.

7.11.7.3 전력거래시스템을 이용한 정산계좌 등록 및 변경에 동의한 회원사가 필요서류를 제출하고자 할 때는 그 서류를 전자문서로 변환하여 제출하여야 하며, 전자문서로 변환하지 않은 경우 그 서류는 제출되지 아니한 것으로 본

다. 다만 전력거래시스템에 장애가 있는 경우는 예외로 한다.

7.11.7.4 회원사가 제출한 전자문서는 열람할 수 있어야 하며 원본의 형태로 재현될 수 있어야 한다. 사업자(법인)등록번호, 인감(서명), 계좌번호 등 주요 정보 식별이 가능해야 하며 전자문서의 누락, 오류, 비식별 등의 결함이 있는 경우 전력거래소는 전력거래시스템 등을 통해 회원사에 통지하고 통지를 받은 회원사는 서류를 보완하여 제출하여야 한다. <개정 2022.12.27.>

7.11.7.5 전력거래시스템을 이용하여 전자문서를 제출하려는 자는 해당 전자문서에 전자서명법에 의한 전자서명을 해야 한다.

7.11.7.6 7.11.7.3항 및 7.11.7.4항에 따라 제출된 전자문서를 전자서명을 한 날로부터 7일(「관공서의 공휴일에 관한 규정」 제2조의 “공휴일” 및 토요일은 제외)까지 회원사가 이의를 제기하지 아니한 경우 회원사는 제출하고자 한 문서와 전력거래시스템에 등재된 전자문서 사이의 동일성에 관하여 이의를 제기할 수 없다.

7.11.7.7 회원사는 7.11.7항에 따라 제출된 전자문서의 원본을 처리완료일로부터 전력거래기간 동안 보관하고, 전력거래소의 회원 탈퇴 시 전자문서로 제출된 원본서류를 5년 동안 보관하여야 한다.

7.12 정산 및 결제 일정표

7.12.1 정산 및 결제일정표는 매회계연도 개시 1개월 전까지 전력거래소와 회원간의 협의에 의하여 작성한다.

7.12.2 7.12.1에서 결정된 정산 및 결제일정표는 매회계년도 개시 20영업일전까지 인터넷홈페이지에 공표한다.

7.13 정산결과 조정(이의)신청 및 처리

7.13.1 정산결과 조정(이의)사항 신청

7.13.1.1 전력거래소에서 수행된 전력거래 정산결과 조정(이의)신청이 있을 경우 신청자는 전력거래소 인터넷 홈페이지를 통하여 하는 것을 원칙으로 하되 불가피한 경우 문서제출(모사전송방식 포함)을 통해 이의제기 내용, 항목구분, 날짜, 신청자 소속 및 성명 등을 별지 제50호서식으로 전력거래소에 신청하고 접수여부를 확인한다. 단, 문서를 통해 조정(이의)신청을 한 경우에는 인터넷 장애요인이 제거된 후 인터넷 홈페이지에 조정(이의)신청 사항을 등록하여야 한다.

7.13.1.2 전력거래소는 조정(이의)신청서 접수 즉시 신청번호를 접수순서에 따라 조정(이의)신청 등록관리부상의 연도별 일련번호를 부여한다.

7.13.2 조정(이의)신청서 유효성 확인

7.13.2.1 전력거래소 정산담당자는 조정(이의)신청서 기재 내용, 신청 접수일시 및 현재 전력거래소 자체 정산조정 중인 내용인지 또는 정산결과 이외의 사항인지 확인한다. 필요한 경우 신청자에게 자세한 내용을 검토하여 조정(이의)신

청서의 유효성을 확인한다.

7.13.2.2 전력거래소 정산담당자가 유효성을 확인하여 접수불가한 조정(이의)신청서는 접수일로부터 4일 이내에 불가사유와 함께 해당 신청자에게 통지한다.

※ 註 : 접수불가한 경우 신청자에게 불가사유를 설명하고 수용하지 않을 경우 제7장의 규정에 따라 처리토록 안내

7.13.2.3 전력거래소 정산담당자는 접수불가한 조정(이의)신청서와 조정(이의)신청자가 자체철회한 신청서는 각각 "접수불가"와 "자체철회"로 조정(이의)신청등록관리부를 별지 제51호서식에 기술하고 처리를 종결한다.

7.13.3 초기정산결과 조정신청

7.13.3.1 초기정산 결과 조정사항 처리

7.13.3.2 전력거래결과 초기정산에 대한 초기정산 조정사항이 있을 경우 조정신청자는 거래일로부터 18일 이내에 7.13.1에 따라 정산담당자에게 신청한다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 대해서는 거래일로부터 43일 이내로 한다. <개정 2007.7.23., 2014.11.3.>

7.13.3.3 전력거래소 정산담당자는 초기정산결과 7.13.2에 따라 조정신청 유효성을 확인하고 조정신청 합의된 사항은 최종정산에 반영한다.
<개정 2014.11.3.>

7.13.3.4 전력거래소 정산담당자는 조정신청에 대하여 조정이 필요한 경우 초기정산금액 변경이 수반되는 관련 회원의 거래담당자와 협의에 의하여 조정한다.

7.13.3.5 전력거래소 정산담당자는 관련 회원간 협의·조정이 필요한 경우 조정회의를 개최하여 조정한다.

7.13.3.6 전력거래소 정산담당자는 초기정산결과 조정신청에 대한 처리결과를 해당 신청자와 초기정산금액에 영향을 받는 관련 회원에게 거래일로부터 21일 이내에 전력거래소 인터넷 홈페이지상에 입력한다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 대해서는 거래일로부터 46일 이내로 한다. <개정 2007.7.23., 2014.11.3.>

7.13.3.7 전력거래소 정산담당자는 초기정산결과 조정신청 합의사항이 최종정산에 정확히 반영되었는지 확인한다.

7.13.3.8 전력거래소 정산담당자는 이의사항 처리가 완료되면 조정(이의)신청등록관리부에 "처리종결"로 표기하여 종결한다.

7.13.4 최종정산 결과 이의신청 처리

7.13.4.1 최종정산에 대하여 이의가 있는 회원은 거래일로부터 60일 이내 7.13.1에 따라 전력거래소에 7.13.1.1의 방법으로 이의신청한다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 대해서는 거래일로부터 85일 이내로 한다. <개정 2003.5.7., 2007.7.23., 2014.11.3.>

7.13.4.2 전력거래소 정산담당자는 7.13.2에 따라 이의신청 유효성을 확인한다. <개정

2014.11.3.>

7.13.4.3 전력거래소 정산담당자는 필요시 관련 회원의 거래담당자가 참여한 이의조정회의를 개최하여 이의신청 내용을 협의·조정한다.

7.13.4.4 전력거래소 정산담당자는 이의신청 합의에 따른 최종정산금 변경내역의 정확성을 확인하고, 거래일로부터 85일 이내 이의신청 처리결과를 7.13.5 및 7.13.6.1의 절차에 따라 해당 회원이 확인 가능하도록 통지한다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 대해서는 거래일로부터 110일 이내로 한다. <개정 2007.7.23., 2014.11.3.>

7.13.4.6 전력거래소 정산담당자는 조정(이의)신청등록관리부(별지 제51호서식)에 "처리종결"로 표기하고 종결한다.

7.13.5 조정(이의)이의신청 처리결과 통지서 발행

7.13.5.1 전력거래소 정산담당자는 각 회원의 양식은 별지 제54호～제55호서식으로 조정(이의)신청처리결과통지서를 발행한다.

7.13.5.2 전력거래소 정산담당자는 다음과 같이 이의신청처리결과통지서 발행번호를 부여한다.

◈ 발행번호 부여 형식 : XXX-XX-XXXX-XX

• 처음 3자리

ISD : Initial Settlement Dispute

FSD : Final Settlement Dispute

• 다음 2+4자리 : 신청번호(년도-일련번호)

• 다음 2자리 : 회원코드

01 : 수력원자력, 02 : 남동, 03 : 중부, 04 : 서부, 05 : 남부,

06 : 동서, 07 : 한국수자원, 08 : 한전, 10 : 기타

• 통지서 발행대상 회원수가 증가할 경우 회원 코드 추가 부여

7.13.5.2.1 전력거래소 정산담당자는 수요반응자원의 전력거래에 대해서 다음과 같이 이의신청처리결과통지서 발행번호를 부여한다. [신설 2014.11.3.]

◈ 발행번호 부여 형식 : XXX-XX-XXXX-XX

• 처음 3자리 : KPX(전력거래소)

• 다음 3자리

IDD : Initial DR Settlement Dispute

FDD : Final DR Settlement Dispute

• 다음 2+4자리 : 신청번호(년도-일련번호)

• 다음 2자리 : 회원 코드

08 : 한전, 10 : 수요관리사업자

7.13.6 각 회원별 조정(이의)신청처리결과통지서 교부 및 변경 정산금 수수

7.13.6.1 전력거래소 정산담당자는 회원별 조정(이의)신청처리결과통지서를 전력거래

소 인터넷 홈페이지상에 통지마감일 16:00까지 입력한다.

7.13.6.2 각 회원은 조정(이의)신청처리결과통지서를 확인하고 최종정산에 대한 이의신청처리결과통지서를 근거로 전력거래소와 거래당사자간 청구서를 발행하여 통지일 이후 도래하는 첫 번째 대금지급일에 신청처리 결과 변경된 정산금을 수수한다.<개정 2005.1.21>

7.13.6.3 조정(이의)신청 처리결과 및 분쟁조정규정에 따른 조치결과 변경 정산금 수수에 따르는 금융비용은 송금하는 측에서 부담한다.

7.13.7 조정(이의)회의

7.13.7.1 전력거래소 정산담당자는 조정(이의)회의 소집이 필요한 경우 "SAC-XX-XXXXA"의 형식으로 회의번호를 부여한다.

- SAC : Settlement Arbitration Council의 두문자
- 다음 숫자 2+4자리 : 연도별 회의 개최 순으로 부여한 일련번호
- 다음 영문자 : 동일건에 대한 회의개최 횟수를 알파벳 순으로 표시

7.13.7.2 전력거래소 정산담당자는 회의 소집을 위해 일시, 장소 및 내용을 관련 회원의 거래담당자에게 적어도 실 근무일 하루전에 통지한다. 촉박한 일정 또는 결정사항이 긴급한 경우는 즉시 긴급통지로 조정(이의)회의를 소집한다.

7.13.7.3 전력거래소 정산담당자는 이의신청 내용을 이의조정회의에 참여한 회원의 거래담당자에게 설명하고 협의·조정한다.

7.13.7.4 이의조정회의의 결정은 이해당사자간 합의를 원칙으로 하고, 상호 합의에 이르지 못할 경우 "합의불가" 처리한다.

7.13.7.5 전력거래소 정산담당자는 이의조정회의에서 협의, 조정된 결과를 이의조정회의록(별지 제53호서식)으로 작성하여 초기정산의 경우는 거래일로부터 21일 이내, 최종정산의 경우는 거래일로부터 85일 이내에 해당 회원에게 7.13.6.1의 방법으로 통지하고 기록·관리한다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 대해서는 초기정산은 거래일로부터 46일 이내, 최종정산은 거래일로부터 110일 이내로 한다. <개정 2007.7.23., 2014.11.3.>

7.13.7.6 이의조정회의에서 합의 불가한 이의신청에 대하여 전력거래소 정산담당자는 조정(이의)신청등록관리부(별지 제51호서식)에 "합의불가"로 표기하고 확인일시를 기록하여 종결한다.

7.14 <삭제>

7.15 제7장의 규정에 의한 분쟁조정 및 전기위원회 분쟁조정결과 전력거래 정산금 변경이 수반될 경우 그 결과에 따라 정산금을 산정·처리한다.

7.16 발전소 접속설비의 불가항력적 고장에 대해서는 발전기 고장정지와 동일한 수준으로 정산한다. 다만, 그 기간은 120시간을 초과할 수 없다.[신설 2004.7.9.]

7.17 정산정정통지[신설 2010.11.30]

7.17.1 초기정산결과에 대한 정정통지처리

7.17.1.1 전력거래소 정산담당자는 초기정산결과 통지 후 최종정산결과 통지 이전에 명백한 정산오류를 발견하였을 경우 이를 정정하여 최종정산에 반영하고 그 내용을 정산금액 정정에 영향을 받는 관련 회원에게 전력거래소 인터넷 홈페이지상에 통지한다.

7.17.2 최종정산결과에 대한 정정통지처리

7.17.2.1 전력거래소 정산담당자는 최종정산결과 통지 후 명백한 정산오류를 발견하였을 경우 이를 정정하여 그 내용을 정산금액 정정에 영향을 받는 관련 회원에게 전력거래소 인터넷 홈페이지상에 통지한다.

7.17.3 정산금 정정통지서 발행

7.17.3.1 전력거래소 정산담당자는 7.13.5의 통지서 양식을 준용하여 정산금 정정통지서를 발행한다.

7.17.4 정산금 정정통지서 교부 및 변경 정산금 수수

7.17.4.1 각 회원은 정산금 정정통지서를 확인하고 최종정산에 대한 정산금 정정통지서를 근거로 전력거래소와 거래당사자간 청구서를 발행하여 통지일 이후 도래하는 첫 번째 대금지급일에 정정통지 결과를 반영하는 변경된 정산금을 수수한다.

7.17.4.2 정정통지에 따라 환수조치가 필요한 회원은 통지일 이후 도래하는 첫번째 결제일 1영업일 전 15:00 까지 반환금액을 전력거래소가 지정하는 계좌로 입금하여야 한다. [신설 2025.11.12.]

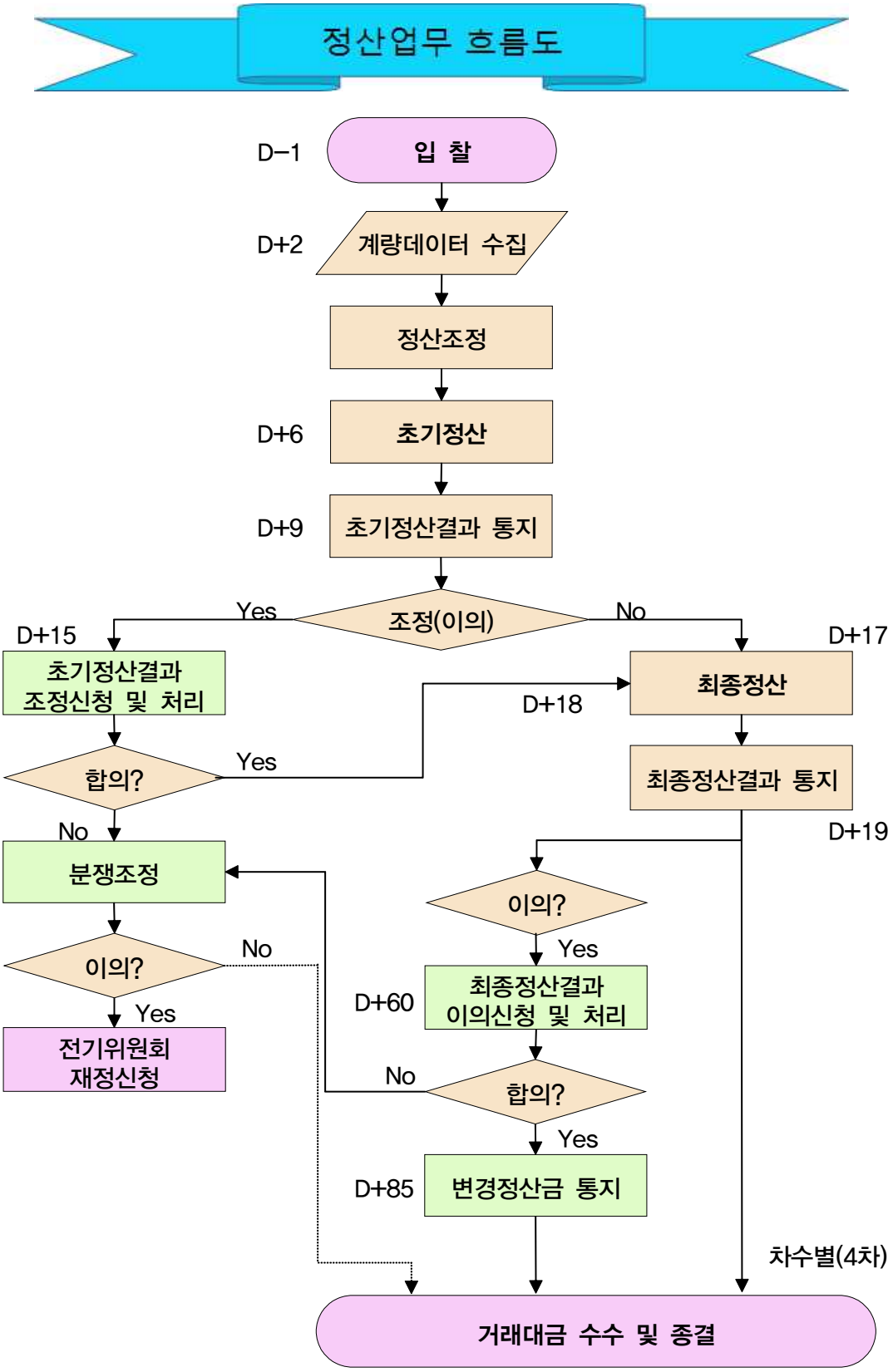
8.0 붙임

8.1 정산업무 흐름도

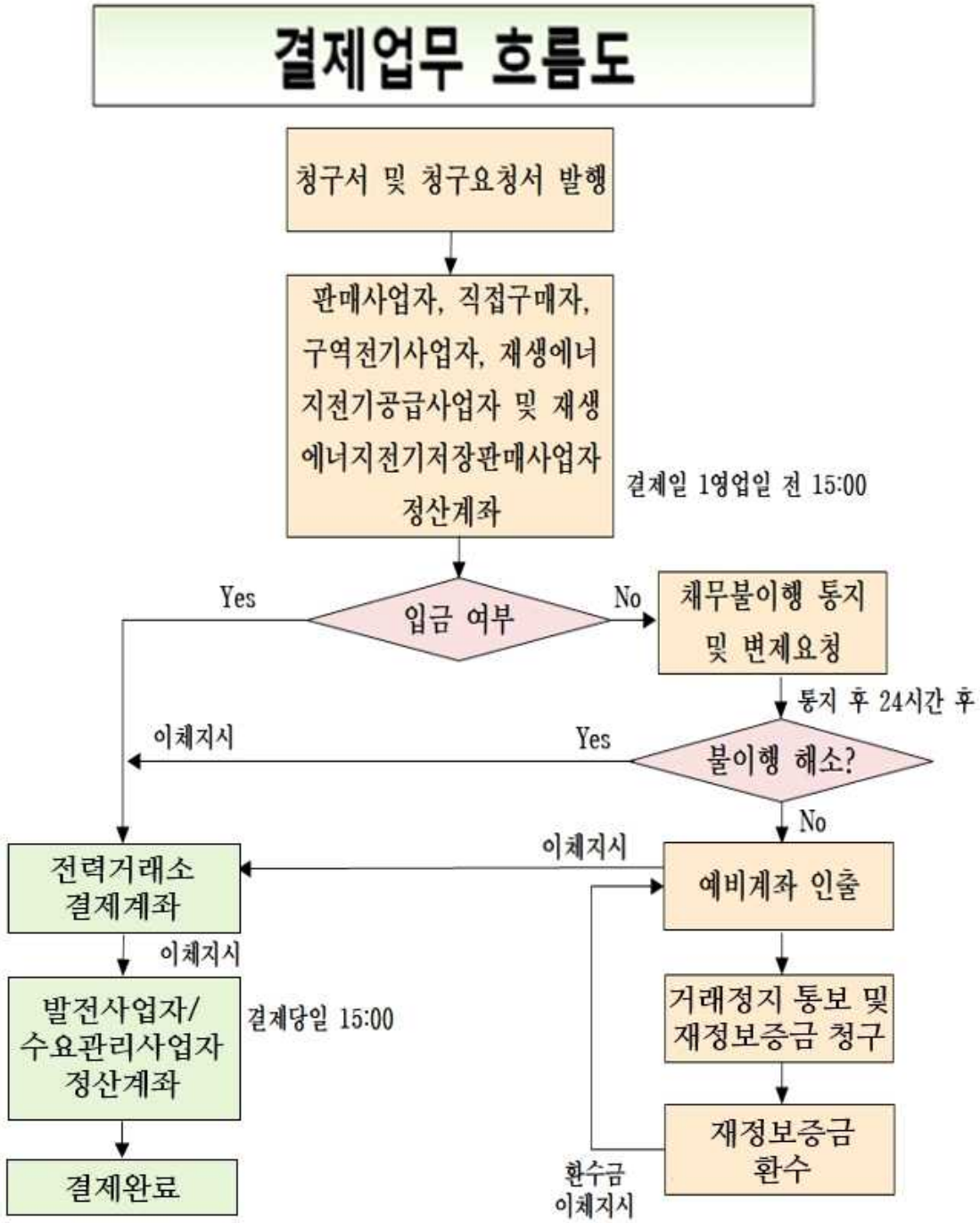
8.2 결제업무 흐름도

8.3 조정(이의)신청 처리 흐름도

[붙임 1]

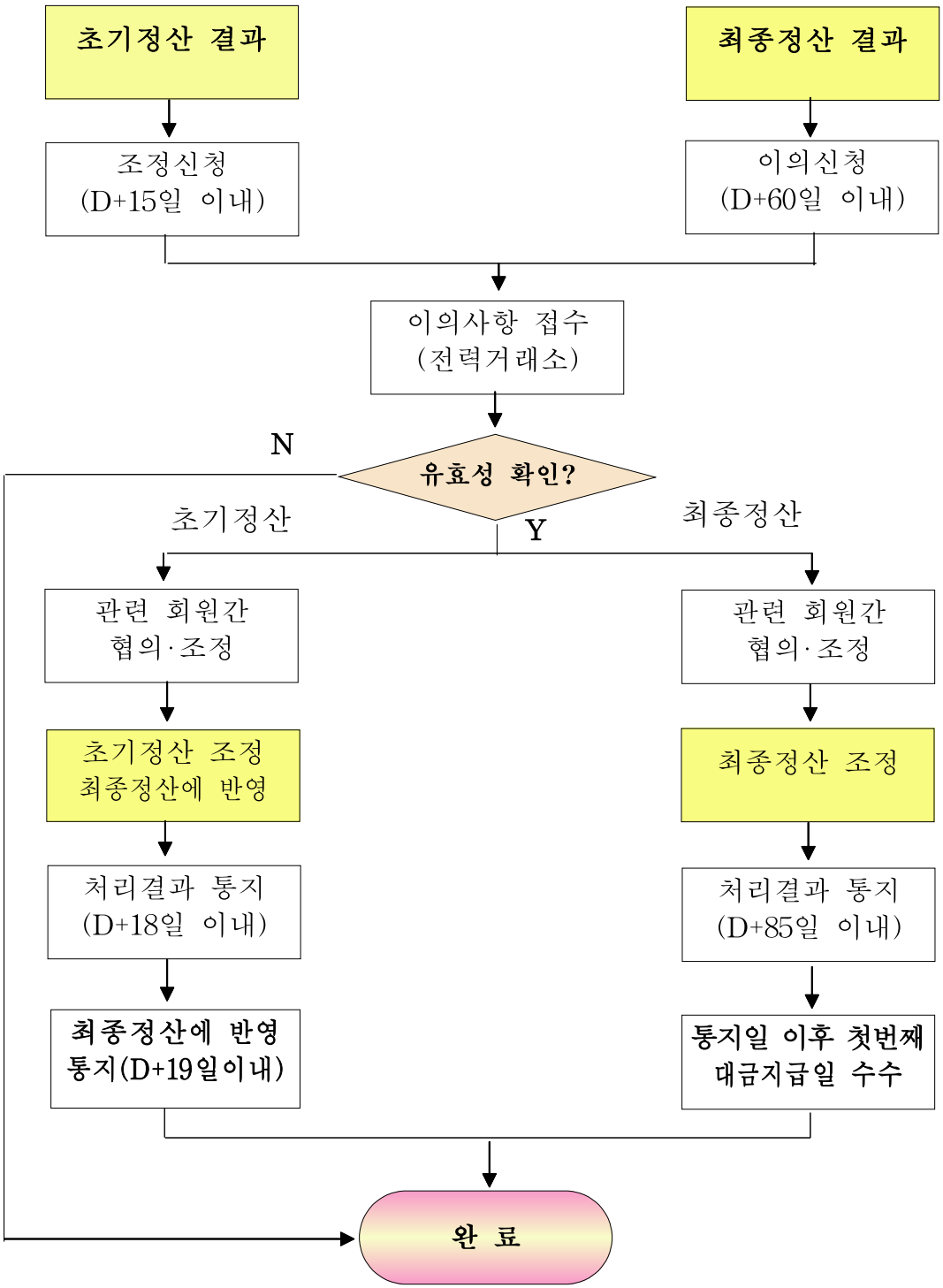

정산업무 흐름도
D-1
입 찰
D+2
계량데이터 수집
정산조정
D+6
초기정산
D+9
초기정산결과 통지
조정(이의)
Yes
No
D+15
초기정산결과
조정신청 및 처리
D+17
최종정산
D+18
합의?
Yes
최종정산결과 통지
No
D+19
분쟁조정
이의?
Yes
No
이의?
Yes
D+60
최종정산결과
이의신청 및 처리
전기위원회
재정신청
No
합의?
Yes
D+85
변경정산금 통지
차수별(4차)
거래대금 수수 및 종결

[붙임 2] <개정 2024.8.1., 2026.10.30.>



[붙임 3]<개정 2007.7.23>

조정(이의)신청 처리 흐름도



[별표 9]

발전계획 수립 및 계통한계가격 공개절차 <제목변경 2021.1.1.>

1.0 목 적

규칙 제5.1.1조 내지 제5.1.3조 및 제2.4.2조의 2의 규정에 의거한 일일발전계획 수립 업무와 계통한계가격 공개에 대하여 세부절차를 규정하여 공정하고 투명한 급전업무의 수행과 전력수급의 안정운영을 도모하는데 있다. <개정 2006.9.14., 2021.1.1.>

2.0 적용범위

2.1 하루전발전계획 수립 <개정 2021.1.1., 2022.6.30.>

2.2 하루전발전계획 수립결과 및 계통한계가격 공개 [신설 2022.6.30.]

2.3 신뢰도발전계획 수립 <번호변경 및 개정 2022.6.30.>

2.4 신뢰도발전계획 수립결과 공개 [신설 2022.6.30.]

3.0 책임

3.1 전력거래소이사장 <개정 2022.6.30.>

본 별표에 의해 발전계획 수립이 공정하고 투명하게 수행될 수 있도록 관리한다.

3.2 발전계획담당자 <개정 2011.12.2., 2014.11.3., 개정 2021.1.1., 2022.6.30.>

발전계획을 절차에 따라 공정하게 수립한다.

3.3 전력거래소 관제사 <개정 2021.1.1., 2022.6.30.>

본 별표에 의해 수립된 발전계획 운영 중 7.7.4에 따른 발전계획 변경사유가 발생할 경우 정해진 절차에 따라 계획을 재수립한다.

3.4 회원 [신설 2022.6.30.]

발전계획 수립이 효율적으로 수행될 수 있도록 전력거래소의 자료요청에 협조하여야 하며, 제5.1.2조, 제5.1.3조의 규정에 의한 통지를 받은 회원사는 해당 발전기 및 전기저장장치의 발전계획량을 준수할 수 있도록 사전에 필요한 준비를 수행하여야 한다.

4.0 참고자료

4.1 별표4 입찰운영절차 <개정 2022.6.30.>

4.2 별표 5 전력수요예측 절차

4.3 발전계획시스템(RSC) 사용설명서 <개정 2022.6.30.>

4.4 RSC입출력프로그램(RSCT) 사용설명서 [신설 2022.6.30.]

5.0 용어의 정의

5.1 일일 수요예측

거래일 24시간 시간대별 전력수요를 예측하는 것을 말하며, 일일 발전계획 수립의 기초자료로 활용한다. <개정 2021.1.1.>

5.2 발전계획 프로그램(RSC : Resource Scheduling & Commitment)

발전계획을 수립하는데 사용하기 위한 발전계획프로그램을 말한다. <개정 2021.1.1.> <번호변경 및 개정 2022.6.30.>

5.3 RSC입출력프로그램(RSCT) [신설 2022.6.30.]

RSC에 필요한 입력데이터 형태로 자료를 변환하고, 사용자가 편리하게 사용할 수 있도록 RSC의 출력물을 변환하는 프로그램을 말한다.

5.4 하루전발전계획담당자 [신설 2022.6.30.]

거래일 시간대별 각 발전기의 발전계획량 및 계통한계가격을 산출하는 직원을 말한다.

5.5 입찰운영담당자 [신설 2022.6.30.]

하루전발전계획 수립을 위해 초기입찰값을 관리하는 직원을 말한다.

5.6 송전제약담당자 [신설 2022.6.30.]

하루전발전계획 수립을 위한 송전제약을 검토하고 하루전발전계획 송전제약 검토서를 작성하는 직원을 말한다.

5.7 초기입찰 [신설 2022.6.30.]

발전사업자가 별지 제31호, 제32호의 서식에 맞추어 입찰 마감시간 전까지 제출한 입찰을 말한다.

5.8 계획수립일 [신설 2022.6.30.]

하루전발전계획을 수립하고 해당 거래일에 대한 계통한계가격을 발표하는 날짜를 말하며, 통상 거래일 전일이 해당되나, 거래일 전일이 휴일인 경우에는 별표4 12.2에 따라 예약 입찰한 날을 말한다.

5.9 비중앙급전대표발전기 [신설 2022.6.30.] <개정 2025.7.10.>

비중앙급전발전기, 비중앙급전전기저장장치, 중앙급전 구역전기발전기 및 중앙급전 분산특구발전기를 발전계획에 반영하기 위해 지역별로 만든 한 개의 비중앙급전대표발전기를 말한다.

5.10 제약 완화 설정치 [신설 2022.6.30.]

에너지 수급, 예비력 확보, 송전제약 및 발전기 기술적 특성 제약 등을 일부 충족하지 못하여 발전계획을 수립이 불가능한 경우 발전계획 재수립을 위해 제약조건을 한 단위 완화하기 위한 가상의 비용을 말한다.

5.11 경제급전상한(ECOmax) [신설 2021.12.28.] <번호변경 2022.6.30.>

송전단 기준 발전계획량을 배분할 수 있는 발전계획프로그램 상의 경제급전상한을 말한다.

5.12 필수운전발전기(Must Run) [신설 2021.12.28.] <번호변경 2022.6.30.>
계통제약 및 하한제약 입찰 등 발전기 자기사유로 인하여 거래시간에 반드시 운전해야 하는 발전기를 말한다.

5.13 페어발전기 [신설 2022.6.30.]
기동용 변압기, 보조증기 공급설비 등 공용설비를 사용하여 순차적으로 기동하도록 설계되었거나, 기타 사유 등에 의해 동시에 계통연결이 불가능한 두 개의 발전기를 말한다.

5.14 운전주기(Cycle) [신설 2025.10.1.]
전기저장장치의 충방전 운전 주기를 뜻하며, 전기저장장치의 충방전 횟수에 상관없이 누적된 방전량을 최대전력저장량(중앙계약전기저장장치는 계약된 최대전력저장량)만큼 운전한 경우를 1운전주기라고 한다.

6.0 기본원칙 <개정 2022.6.30.>

6.1 하루전발전계획은 거래일에 대해 수립되어 최초로 통지되는 발전계획으로 계획수립시 활용되는 자료의 시스템 입력 마감시간은 다음과 같다. [신설 2022.6.30.]

1. 초기입찰 입력 : 계획수립일 11시
2. 수요예측 입력 : 계획수립일 13시
3. 수요반응자원 감축계획량 : 14시
4. 송전제약 입력 : 계획수립일 14시
5. 하루전발전계획 수립 및 계통한계가격 산정 : 계획수립일 17시
6. 하루전발전계획 및 계통한계가격 발표 : 계획수립일 17시

6.2 하루전발전계획 수립이후 변동사항(수요예측 변화, 설비 고장, 계통여건 변동 등)을 고려하여 운영당일 계통운영을 수행함에 있어 전력계통 신뢰도 유지를 위한 자원이 충분히 확보되었는지 여부를 검토하여 신뢰도발전계획을 수립한다. [신설 2022.6.30.]

6.3 6.1의 계획수립일은 통상 거래일 전일이며, 거래일 전일이 휴일인 경우 별표4 12.2에 따른 예약 입찰일을 의미한다. [신설 2022.6.30.]

6.4 휴일에 대한 발전계획을 수립하는 경우 7.6.1에 따라 하루전발전계획 및 계통한계가격 발표시간을 연장할 수 있다. [신설 2022.6.30.]

7.0 절차 <개정 2022.6.30.>

7.1 자료의 취득 [신설 2022.6.00]

7.1.1 발전비용 자료취득
하루전발전계획담당자는 비용평가위원회가 가장 최근에 의결한 아래 각호의 발전비용 자료를 취득하여 사용한다. 만약, 비용평가위원회에서 가장 최근에

의결한 자료를 제공받지 못하는 경우에는 직전 자료를 계속 사용한다.

① 연료의 발열량 및 열량단가

② 발전기 출력과 열소비열량의 관계를 표시하는 1차열소비계수(LHCi), 2차열소비계수(QHCi) 열소비상수(NLHCi)

③ 기동비용(SUCi) : Hot, Warm, Cold

④ 정적손실계수(STLFi)

7.1.2 입찰 자료취득

하루전발전계획담당자는 입찰운영담당자로부터 아래 각항의 자료를 제공받아 사용한다.

① 규칙 제2.3.1조, 제2.3.2조, 제2.3.2조의2, 제2.3.4조에 따른 입찰자료. 단, 미분기를 사용하는 석탄화력발전기는 제2.1.1.1조의 미분기 동작특성을 고려한 출력증가율, 출력감소율을 사용한다. <개정 2025.11.12.>

② 규칙 제12.4.2.2조 제1항 제1호에 따른 수요반응자원 입찰자료

7.1.3 수요예측 자료취득

하루전발전계획담당자는 수요예측담당자가 별표5에 따라 작성한 수요예측자료를 제공받아 사용한다.

7.1.4 수요반응자원 감축계획량 자료취득 <개정 2026.4.28.>

하루전발전계획담당자는 수요반응자원담당자에게 규칙 제12.4.2.8조 제1항 제2호에 따른 수요반응자원 감축계획량 자료를 제공받아 사용한다.

7.1.5 송전제약 자료취득

7.1.5.1 육지 계통제약 취득

하루전발전계획담당자는 송전제약담당자로부터 하루전발전계획 송전제약 검토서를 제공받아 사용한다.

7.1.5.2 제주 계통제약 취득

하루전발전계획담당자는 제주본부로부터 아래 각항의 자료를 제공받아 사용한다.

① 제주연계선 설비용량, 공급능력, 운전한계량

② 제주지역 계통안정성을 고려한 필수운전발전기

7.1.6 송전제약의 검토

① 계통해석프로그램(PSS/E, DSA등)을 사용하여 발전단 기준으로 송전제약에 대한 계통검토를 수행한다.

② 송전제약 검토서는 계통검토 결과에 발전사가 입찰한 발전단전환비 실적을 고려하여 송전단 기준으로 적용한다.

③ 전력설비의 고장에 의한 송전제약은 하루전발전계획 송전제약검토서에 포함하지 아니하고, 휴전에 의한 송전제약은 휴전일수가 2일 이상인 경우 하루전발전계획 송전제약검토서에 포함한다. 단 긴급휴전에 해당하는 경우에는 포함하지 않

는다. <개정 2024.10.29., 2025.11.12.>

④ 발전계획시스템(RSC)에 모델링이 불가능한 송전제약의 경우 단순화하여 입력할 수 있으며, 이 경우 하루전발전계획 송전제약 검토서에 관련 사항을 기입하여야 한다.

7.1.7 기타 자료취득

하루전발전계획담당자는 송전사업자로부터 아래 각항의 자료를 제공받아 사용한다.

① 규칙 제5.1.1조 제4항에 따른 송전사업자용 전기저장장치의 주파수조정서비스 제공가능여부 및 계통안정화를 위한 운전 가능여부 <개정 2025.2.11.>

② 규칙 제5.1.1조 제4항에 따른 FACTS 설비의 운전가능여부

7.1.8 비중앙급전자원의 자료처리

하루전발전계획담당자는 비중앙급전자원에 대하여 아래 각항과 같이 자료를 처리한다.

① 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치는 전력시장에 등록된 지역을 기준으로 아래 1)~3)에 따라 수도권, 비수도권 및 제주 계통에 대해 각 한 개의 대표발전기(이하 '비중앙급전대표발전기'라 한다)를 만들어 하루전발전계획에 반영한다. <개정 2026.1.28.>

1) 수도권 : 서울, 인천, 경기 [신설 2026.1.28.]

2) 비수도권 : 강원, 경남, 경북, 전남, 전북, 충남, 충북, 대전, 광주, 대구, 세종, 울산, 부산 [신설 2026.1.28.]

3) 제주 : 제주 [신설 2026.1.28.]

② 비중앙급전대표발전기의 비용자료 및 기술적 특성자료는 아래 표1과 같이 적용한다. <개정 2024.8.1.>

[표1] 비중앙급전발전기의 하루전발전계획 반영

구 분	비중앙급전대표발전기의 하루전발전계획 반영
비용자료	1. 기동비용(SUC_i) : 0 2. 열량단가(FC_i), 가격상수($NLPC_i$), 2차증분계수(QPC_i) : 0 3. 1차증분계수(LHC_i) : 0.86
기술적 특성자료	1. 기동소요시간, 최소발전용량, 최소운전시간, 최소정지시간 : 0 2. 최대발전용량, 출력증가율, 출력감소율 : 99,999

③ 수도권 비중앙급전대표발전기의 가용능력은 다음과 같이 적용한다.

수도권 비중앙급전대표발전기 가용능력

= 수도권 비중앙급전발전기, 수도권 중앙급전 구역전기발전기 및 수도권 중앙급전 분산특구발전기의 거래일 기준 최근 7일간 같은 거래시간대 전력거래량을 시간대별로 평균한 값 + 수도권 비중앙급전전기저장장치의 거래일 기준

최근 7일간 같은 거래시간대 방전량을 시간대별 평균한 값
(단, ㉠재생에너지의 경우 시간대별 예측값을 적용할 수 있음, ㉡실적이 확보되지 않은 날은 제외하고 산정) <개정 2025.7.10., 2026.1.28.>
④ 비수도권 비중앙급전대표발전기의 가용능력은 다음과 같이 적용한다.
비수도권 비중앙급전대표발전기 가용능력
= 비수도권 비중앙급전발전기, 비수도권 중앙급전 구역전기발전기 및 비수도권 중앙급전 분산특구발전기의 거래일 기준 최근 7일간 같은 거래시간대 전력거래량을 시간대별로 평균한 값 + 비수도권 비중앙급전전기저장장치의 거래일 기준 최근 7일간 같은 거래시간대 방전량을 시간대별 평균한 값
(단, ㉠재생에너지의 경우 시간대별 예측값을 적용할 수 있음, ㉡실적이 확보되지 않은 날은 제외하고 산정) [신설 2026.1.28.]
⑤ 제주 비중앙급전대표발전기의 가용능력은 다음과 같이 적용한다.
제주 비중앙급전대표발전기 가용능력 = 비중앙급전발전기(재생에너지 제외)의 거래일 기준 최근 7일간 같은 거래시간대 전력거래량을 시간대별로 평균한 값 + 비중앙급전전기저장장치의 거래일 기준 최근 7일간 같은 거래시간대 방전량을 시간대별 평균한 값 + 제주 신재생예측시스템의 시간대별 재생에너지 예측값 - 제주 신재생발전기의 시간대별 출력제어계획값
(단, 실적이 확보되지 않은 날은 제외하고 산정) <번호변경 2026.1.28.>
⑥ 비중앙급전대표발전기는 필수운전발전기(Must Run)에 고정출력으로 적용한다. <번호변경 2026.1.28.>
⑦ 신뢰도발전계획 수립시 규칙 제14.4.1조에 따라 제출된 예측발전량을 활용하여 발전계획을 조정할 수 있다. <번호변경 2026.1.28.>

7.2 입력자료의 변환 [신설 2022.6.30.]
하루전발전계획담당자는 RSCT를 사용하여 7.1의 발전계획 입력자료를 RSC 입력파일 형태로 변환한다.

7.3 하루전발전계획 수립 기준 <개정 2021.1.1.> <번호변경 및 개정 2022.6.30.>

7.3.1 하루전발전계획담당자는 6.1의 마감시간 전까지 입력된 자료를 기준으로 하루전발전계획을 수립한다. 6.1의 마감시간 이후 변경된 자료는 신뢰도발전계획 및 실시간 급전운영에 반영한다.

7.3.2 발전계획 수립시 송전손실을 고려하여 발전기출력이 배분될 수 있도록 페널티계수(Peanlty Factor)를 적용한다. <개정 2021.1.1.> <번호변경 2022.6.30.>

7.3.3 발전계획은 송전단출력으로 수립함을 원칙으로 한다. 단, 수요반응자원의 경우는 수요반응참여고객의 전기공급 수전점단위로 한다. <개정 2021.1.1.> <번호변경 2022.6.30.>

7.4 하루전발전계획의 입력자료 작성 [신설 2022.6.30.]
하루전발전계획담당자는 아래와 같이 입력자료를 작성한다.

7.4.1 초기치 입력

전일 하루전발전계획의 24시 발전계획량 및 연속운전시간을 입력한다.

7.4.2 취득자료 입력

아래 각 항의 취득자료를 입력한다.

① 7.1.1의 발전비용자료

② 7.1.2의 입찰자료

③ 7.1.3의 수요예측자료

④ 7.1.4의 수요반응자원 감축계획량자료

⑤ 7.1.5의 송전제약자료

7.4.3 양수발전기 자료입력

규칙 제5.1.1조 제1항 제3호에 따라 최근 3년 유사수요일 3일치 전체 발전기 평균값을 수립일 공급가능용량 비율로 배분하여 입력한다.

7.4.4 예비력 입력 [신설 2019.12.13.] <번호이동 및 개정 2022.6.30., 2022.12.27., 2023.9.26.>

① 1차예비력 확보량 입력

별표3 1.3.2의 1차예비력 확보량 기준의 최소값에서 아래 1), 2) 항목을 통해 확보된 용량을 차감하여 입력한다.

1) 필수운전 발전기 : Σ(GF상한 - AGC 상한)

2) 송전사업자용전기저장장치 : Σ(전기저장장치의 1차예비력 제공량) (중앙급전전기저장장치의 1차예비력 산정방식은 별표19를 따른다.) <개정 2022.12.27.>

② 주파수제어예비력 확보량 입력

별표3 1.3.1의 주파수제어예비력 확보량 기준의 최소값을 입력한다.

③ 2차예비력 확보량 입력

별표3 1.3.3의 2차예비력 확보량 기준의 최소값을 입력한다.

④ 3차예비력 확보량 입력

별표3 1.3.4의 3차예비력 확보량 기준의 최소값을 입력한다.

⑤ 하향주파수예비력 확보량 입력 [신설 2023.9.26.]

별표3 1.3.5의 하향주파수예비력 확보량 기준의 최소값을 입력한다.

7.4.5 송전제약 입력 <번호이동 및 개정 2022.6.30.>

① 7.1.5의 송전제약 취득자료를 토대로 송전제약을 입력한다.

② 입력된 송전제약을 검토 후 저장한다.

7.4.6 수도권부하점유율 입력 [신설 2022.6.30.]

전력수요 및 기상실적, 요일 등을 고려하여 수도권 부하 점유율 유사일을 선정한 후, 유사일의 실적 점유율을 입력한다.

7.4.7 중앙계약전기저장장치 자료입력 [신설 2025.10.1.]

중앙계약전기저장장치를 보유한 중앙계약공급자가 입찰한 방전가능전력량(MWh)의 거래일 24시간 최소값(방전 기준 방전가능전력량)과 해당 값을 운전주기효율로 나눈 값(충전 기준 방전가능전력량) 이내에서 1운전주기(1day 1cycle)를 만족시키는 제약식을 구성하여 입력한다.

단, 계통 운영상 필요 시 하루 최대 2운전주기(1day 2cycle)까지 만족시키도록 입력할 수 있다.

7.5 하루전발전계획 수립 <개정 2021.1.1., 번호이동 및 개정 2022.6.30.>

7.5.1 발전계획프로그램 실행

7.4를 RSCT에 입력하여 RSC를 실행한다.

7.5.2 발전계획 목적함수

발전계획은 발전계획수립기간 동안의 총 발전비용 및 수요감축비용 최소화를 목적으로 운영예비력, 발전기 자기제약, 송전제약 등 제약을 고려한 에너지와 예비력의 동시 최적화를 수행하여 수립한다. <개정 2022.11.30.>

7.5.2.1 발전량 과부족, 예비력 부족, 기타 제약조건 미준수 등의 발생으로 정상적인 발전계획 수립이 불가능할 경우 7.5.5의 제약 완화 설정치 기준을 고려하여 발전계획을 재수립한다. <개정 2025.8.6.>

7.5.3 예비력 모델링 <번호이동 및 개정 2022.6.30., 2023.9.26.>

① 주파수 조정용량 확보를 위해 공급가능용량, 주파수추종상한(GFmax), 자동발전제어상한(AGCmax) 중 작은 값을 경제급전상한(ECOmax)으로 지정한다.

② 1차예비력은 1차예비력확보량보다 크거나 같다.

③ 주파수제어예비력은 주파수제어예비력 확보량보다 크거나 같다.

④ 주파수제어예비력과 2차예비력의 합은 주파수제어예비력확보량과 2차예비력확보량의 합보다 크거나 같다.

⑤ 주파수제어예비력, 2차예비력, 3차예비력의 합은 주파수제어예비력확보량, 2차예비력확보량, 3차예비력확보량의 합보다 크거나 같다.

⑥ 1차예비력, 주파수제어예비력, 2차예비력, 3차예비력의 합은 1차예비력확보량, 주파수제어예비력확보량, 2차예비력확보량, 3차예비력확보량의 합보다 크거나 같다.

⑦ 하향주파수예비력은 하향주파수예비력 확보량보다 크거나 같다. [신설 2023.9.26.]

7.5.4 자원별 수립 기준 <개정 2025.8.6.>

7.5.4.1 발전기(수력발전기, 양수발전기 및 비중앙발전기 제외)의 시간대별 발전량 배분은 발전기의 시간대별 공급가능용량($A_{i,t}$)과 시간대별 연료량($OFCA_{i,t}$)을 고려하여야 한다.

7.5.4.2 양수발전기는 7.4.3에 따라 입력한 일일 최대 발전량과 일일 최대 양수동력량 내에서 시간대별 제약량을 고려하여 전체 발전비용이 최소화되도록 시간대별

발전량과 양수동력량을 거래일 각 거래시간에 배분한다.

7.5.4.3 수력발전기는 시간대별 연료량($OFCA_{i,t}$)을 합산한 총 연료량 내에서 시간대별 제약량을 고려하여 전체 발전비용이 최소화되도록 시간대별 발전량을 거래일 각 거래시간에 배분한다.

7.5.4.4 중앙급전전기저장장치의 시간대별 발전력 배분은 7.5.4.2의 양수발전기에 대한 규칙을 준용한다.

7.5.5 제약 완화 설정치 기준 [신설 2022.6.30.] <개정 2023.9.26., 2024.8.1.> <번호 변경 2025.8.6.>

발전계획 수립시 발전량 과부족, 예비력 부족, 기타 제약조건 미준수 등에 대한 제약 완화 설정치는 아래 표2와 같으며, 그 기준은 다음과 같다.

① 에너지 제약 완화 설정치는 각 예비력 제약가격보다 높고, 각 예비력 제약 완화 설정치는 아래 표와 같이 차등한다.

② 발전기의 기술적 특성은 의무적으로 만족해야하므로 에너지 제약 완화 설정치보다 더 높은 제약 완화 설정치를 적용한다.

③ 연료량은 발전기의 기술적 특성과 동일하게 의무적으로 만족해야 하므로 최대출력 초과 제약 완화 설정치와 동일한 제약 완화 설정치를 적용한다.

④ 육지와 제주 간 송전제약은 연계선의 설비용량보다 낮은 제약량을 반영하고 있으므로 에너지 제약 완화 설정치보다 약간 낮은 제약 완화 설정치을 적용한다.

⑤ 양수발전기의 펌핑량은 의무적으로 만족해야 하므로 에너지 제약 완화 설정치보다 높은 최대출력 초과 제약 완화 설정치와 동일한 제약 완화 설정치를 적용한다.

⑥ 전기저장장치의 충전량 제약 완화 설정치는 양수발전기의 펌핑량 제약 완화 설정치와 동일한 설정치를 적용한다.

[표2] 발전계획 수립시 제약완화 설정치 (단위: 원/kWh)

구 분			하루전시장		비 고
			적용	비율	
❶	발전력 (에너지)	초과 (Surplus Gen)	16,000	100%	LOLE 기준*을 만족하는 공급지장비용 * 0.3일/년
		부족 (Deficit Gen)	16,000	100%	
❷	전국 예비력	1차예비력 부족 (Primary Reserve)	12,000	80%	에너지 제약 보다 낮으나, 예비력별로 제약가격 차등
		주파수제어예비력 부족 (Regulation Reserve)	9,000	60%	
		2차예비력 부족 (Spinning Reserve)	6,000	40%	
		3차예비력 부족 (Operating Reserve)	1,000	10%	

구 분			하루전시장		비 고
			적용	비율	
❸	발전기 기술적 특성	최대출력 초과 (Capacity/Unit Max)	21,000	130%	의무적 만족을 위하여 에너지 제약가격 이상
		최소출력 부족 (Capacity/Unit Min)	19,000	120%	
		증·감발율 부족 (Unit Ramp Violation)	17,000	110%	
❹	발전기 제약	연료량 초과 (Surplus Energy Constraint)	21,000	130%	의무적 만족을 위하여 에너지 제약가격 이상
		연료량 부족 (Deficit Energy Constraint)	21,000	130%	
❺	송전제약	연계선(육지·제주) 제약 초과 (Tie Line Max)	14,000	90%	연계선 설비용량 여유
		발전그룹 제약 (Generic Constraint Penalty)	17,000	110%	발전기 그룹의 발전제약
❻	양수/ESS	펌핑/충전용량 초과 (Plant Storage Violation)	21,000	130%	상부저수지 수위 및 베터리 충전용량 만족
❼	하향 주파수 예비력	하향주파수예비력 부족 (Regulation Down Reserve)	8,000	50%	에너지 제약 보다 낮음

7.5.5 결과검토 <개정 2021.1.1., 2022.6.30.>

하루전발전계획 수립결과에 대해 제약조건 및 전력수요의 만족여부를 검토하여 하루전발전계획을 확정한다.

7.6 하루전발전계획 수립결과 및 계통한계가격의 공개 <개정 2021.1.1., 번호이동 및 개정 2022.6.30.>

7.6.1 발표시각

규칙 제2.4.2조의2 및 제5.1.2조에 따라 하루전발전계획 결과 및 계통한계가격을 공개한다.

① 평일 : 17시까지 발표

② 휴일

1. 휴일이 1일인 경우 : 첫째 거래일은 17시까지, 다음날의 경우 18시까지 발표
2. 휴일이 2일 이상인 경우 : 첫째 거래일은 17시까지, 다음날의 경우 18시까지, 셋째 거래일은 19시까지 발표
3. 휴일이 3일 이상인 경우 : 규칙 별표4 12.2에 근거하여 사전에 조정된 발전계획 수립일정에 따라 발표

7.6.2 공개방법 [신설 2022.6.30.]

규칙 제2.4.2조의2 및 제5.1.2조에 따라 하루전발전계획 결과 및 계통한계가격을 7.6.1의 발표시각까지 전력거래시스템을 통해 회원에게 통지한다. 다만,

시스템 장애 등 부득이한 경우에는 24시까지 통지할 수 있다. <개정 2026.4.28.>

7.6.3 IT시스템의 장애를 비롯하여 예측하지 못한 상황으로 하루전발전계획 수립결과 및 계통한계가격 공개가 지연되는 경우에는 전력거래소가 별도로 통지할 수 있다. [신설 2021.1.1.] <번호변경 및 개정 2022.6.30.>

7.6.4 하루전발전계획 수립 후 IT시스템 장애로 인한 오류 또는 송전제약 및 수요예측자료 등의 오류를 발견한 경우 이를 수정하여 하루전발전계획을 재수립하고, 발전계획 결과 및 계통한계가격을 재통지할 수 있다. [신설 2021.1.1] <번호변경 및 개정 2022.6.30.>

7.7 신뢰도발전계획의 수립 [신설 2022.6.30.]

7.7.1 규칙 제5.1.3조에 따라 하루전발전계획의 수립 이후 거래일 실시간 계통운영을 위해 6.1의 마감시간 이후 변동된 아래 계통운영 여건을 고려하여 발전계획을 조정할 수 있다. <개정 2021.1.1.> <번호이동 및 개정 2022.6.30.>

① 중앙급전발전기의 고장이나 공급가능용량의 변경

② 송전제약 및 예상하지 못한 송변전설비의 장애

③ 예측수요의 변화

④ 시운전 및 각종 시험관련 계획의 변동

⑤ 수력발전기 일일 총발전량 적용 변경

⑥ 양수발전기 양수 및 발전량 적용 변경

⑦ 페어발전기 운전, 현장설비 정기검사 등 발전소 현장여건을 반영한 발전기의 기술적 특성

⑧ 송전손실 및 기타 전력계통의 안정적 운영을 위한 사항

⑨ 수요반응자원의 전력부하감축(증대)

⑩ 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기의 정비계획

⑪ 중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 구역수요 초과 입찰 공급가능용량

⑫ <삭제 2022.11.30.>

⑬ 발전기 1기의 설비용량이 20MW 초과인 연료전지발전기의 정지계획

⑭ 계통신뢰도 확보를 우선 고려한 양수발전계획 및 전기저장장치 충전 또는 방전계획 <개정 2025.10.1.>

⑮ 전력수요 예측오차와 발전기 불시고장 등 전력수급 불확실성을 고려한 운영예비력 확보 [신설 2022.6.30.]

⑯ 자연재해, 사회적 특수일 등 기타 전력계통의 안정적 운영을 위해 확보가 필요한 사항 [신설 2022.6.30.]

⑰ 기타 발전계획의 수정이 필요한 사항 [신설 2022.6.30.]

⑱ 연료형 준중앙급전발전기의 자체발전계획량 [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

⑲ 중앙급전 분산특구발전기의 시간대별 분산특구 수요 초과 입찰 공급가능용량 [신설 2025.7.10.]

7.7.2 신뢰도발전계획은 전력계통의 신뢰도 확보를 위하여 다음의 내용을 고려하여 예비력 확보

① 시운전발전기는 신뢰도시험 개시 이후 시운전계획을 고려하여 예비력에 반영한다.

② 전력수급 상황이 악화되어 수요관리사업자에게 전력수요 의무감축요청을 발령해야 하는 상황이 예상되는 경우 수요반응자원의 전력수요 의무감축 요청량을 반영하여 예비력을 확보한다.

③ 전력수급 상황이 악화되어 예상 공급예비력 5,500MW 미만 시 구역수요 초과입찰한 모든 중앙급전 구역전기사업자의 입찰 공급가능용량 및 중앙급전 분산특구발전기의 입찰 공급가능용량을 모두 반영하여 예비력을 확보한다. [신설 2019.1.2.] <개정 2019.12.13., 2021.12.28.> <번호이동 및 개정 2022.6.30., 2025.7.10.>

④ 정지상태 3차예비력 및 속응성자원 확보하고 대상 발전기를 지정한다. [신설 2019.12.13.] <번호이동 및 개정 2022.6.30.>

⑤ 특수일기간 및 특수경부하기간에는 운영예비력 2,000MW 이상을 추가로 확보할 수 있다. [신설 2011.12.2] <개정 2019.12.13.> <번호이동 및 개정 2022.6.30.>

⑥ 규칙 별표3 1.0의 운영예비력과 거래일에 발생 가능한 신재생 및 기상 변동성, 발전기 추가 탈락에 따른 규칙 제5.1.4조의 수급경보 수준과의 여유분을 추가 고려할 수 있다. [신설 2022.6.30.]

⑦ 전력거래소는 ⑥의 여유분에 대하여 매년 3월 31일까지 산정하여 계통평가위원회의 심의를 거쳐야 한다. [신설 2022.6.30.] <개정 2023.9.26.>

⑧ 비중앙급전발전기 영향에 따른 신뢰도 유지대책으로 예비력을 추가로 확보할 수 있다. [신설 2022.12.27.]

⑨ 신뢰도발전계획의 하향예비력은 계통제약(송전제약 등)을 고려하여 각 호에 따라 별표3 1.3.6의 하향예비력 확보량 이상으로 확보한다. [신설 2023.9.26.] <개정 2024.10.8.>

1. 신뢰도 발전계획 수립결과 [별표 3] 1.2.5.2의 “정상단계”에 이르지 못하거나, 이르지 못할 것으로 예상되는 경우 다음 표의 조치를 통해 하향예비력을 추가 확보한다.

구분	조치사항
발전사업자	계통상황을 고려한 필수운전발전기 (발전기 자기제약 제외) 지정, 열제약 및 시운전 발전기 일정 조정 등
수요관리사업자	플러스 DR 활용 등
송·배전사업자	송전사업자 전기저장장치 활용 등

2. 제1호의 조치에도 불구하고 하향예비력 수준이 [별표 3] 1.2.5.2의 “정상단계”에 이르지 못한 경우 비중앙급전 발전기를 대상으로 출력제어 계획을 수립한다.

⑩ 연료형 준중앙급전발전기의 자체발전계획량과 제어가능용량을 활용하여 예비력을 추가 확보할 수 있다. [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

7.7.3 발전계획의 조정은 기 작성된 발전계획 데이터베이스에 입찰자료 및 변동사항 등을 반영한 후 발전계획 수립절차에 준하여 시행한다. <개정 2021.1.1.> <번호이동 및 개정 2022.6.30.>

1. 송전계통의 추가적인 제약사항 발생여부를 분석하여 적용하고, 제약사항 발생시 “송전제약검토서”를 작성한다.
2. 각 발전기의 시간대별 예비력을 재산정한다.
3. 각 수요반응자원의 시간대별 전력수요 의무감축요청량을 재산정한다.

7.7.4 전력거래소의 관제사는 신뢰도발전계획을 통지한 후 다음의 변경사유가 발생될 경우 재입찰자료 등을 확보하여 신뢰도발전계획을 재수립하여 운영하여야 한다. <개정2021.1.1., 2022.6.30.>

① 발전력 1,000MW 이상 고장 또는 공급가능용량 1,000MW 이상 입찰변경시
② 송변전설비 고장 등으로 인한 발전제약 초래시
③ 수요예측 오차 1,000MW 이상 발생 전망시

<개정 2021.1.1., 번호이동 및 개정 2022.6.30.>

7.7.5 발전계획의 변경시 추가된 송전제약 및 시간대별 예비력지정 변경내용 등을 포함하여 규칙 제5.1.2조 제2항 규정의 내용을 운영시스템 등을 이용하여 해당 회원에게 즉시 통지한 후 실 계통에 운영한다. <개정 2021.1.1., 2022.6.30.>

7.7.6 변경된 신뢰도발전계획 및 각 제약내용, 기타 변경입찰내역 등 기본자료를 정리하여 관리하도록 한다. <개정 2021.1.1., 2022.6.30.>

7.8 하루전발전계획 관련 자료의 보존, 활용, 폐기 [신설 2022.6.30.]

7.8.1 전력거래소는 하루전발전계획 수립 자료를 10년 동안 보존하여야 하며, 파일의 형태로 보관한다. 단, 분쟁이 발생한 경우에는 분쟁관련 자료는 분쟁이 해결될 때까지 보관한다.

7.8.2 하루전발전계획 수립 담당 부서장은 자료가 멸실, 분실, 도난, 유출, 변조 또는 훼손되지 않도록 관리에 주의를 기울여야 한다.

8.0 붙임

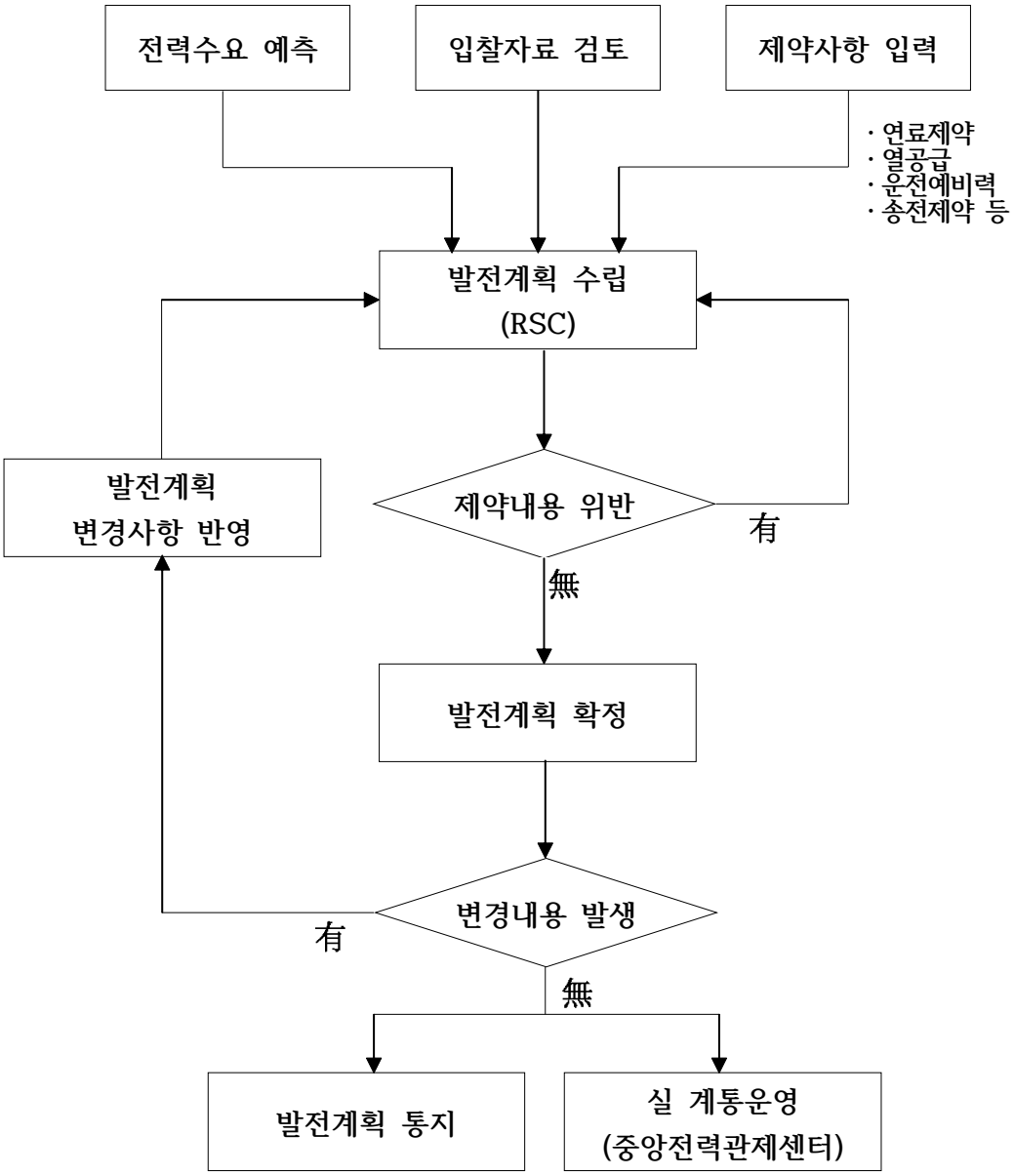
8.1 발전계획 수립 흐름도 <개정 2021.1.1.>

8.2 발전계획 수립 및 계통제약 반영기준 [신설 2022.6.30.] <개정 2024.10.29.>

8.3 페어발전기 운영 계획 기준 [신설 2022.6.30.]

[붙임8.1]

발전계획 수립 흐름도 <명칭변경 2021.1.1.>



[붙임8.2]

발전계획별 수립 및 계통제약 반영기준 [신설 2022.6.30.]

□ 발전계획별 수립기준

구 분		하루전 발전계획	신뢰도발전계획
수립 목적		계통한계가격 산출 및 최초수립 발전계획	실시간 계통운영
수립 시점		17시	18시 이후
수요 예측		13시	16시 이후
입찰 마감		거래일 전일 11시	수립 시점 변경사항 반영
계통제약	송전	발전량 제약(반영)	전체 발전량 제약 (반영, 운전상태별 제약 추가 포함)
		운전대수 제약(반영)	운전대수 제약 (반영, 운전상태별 제약 추가 포함)
		휴전제약(미반영) * 단, 긴급휴전을 제외한 2일 이상 전력설비 휴전에 의한 송전제약은 반영	휴전제약(반영)
	예비력	별표3 1.0의 운영예비력	별표3 1.0의 운영예비력, 신재생 및 기상 변동성, 발전기 탈락에 따른 규칙 제5.1.4조의 수급경보 수준과의 여유분

<개정 2022.11.30., 2024.10.29., 2025.11.12.>

[붙임8.3]

페어발전기 운영 계획 기준 [신설 2022.6.30.] <개정 2023.6.30..>

□ 전력거래소는 계통안정 운영을 위해서 기력 페어발전기 급전정지 및 기동시 다음과 같은 사항을 고려할 수 있다.

가. 페어발전기 2대 모두 운전 중인 경우 1대는 우선 급전정지

나. 페어발전기 중 1대가 정비 또는 고장으로 정지 중이면 운전 중인 발전기는 급전정지에서 제외

다. 가, 나 목을 고려하여 급전정지 후에도 추가 기력 발전기 급전정지 필요시 가, 나 목을 고려하지 않고 연료비 순위에 따라 급전정지 하되 발전단지별 최소 운전 발전기 대수를 고려하여 급전정지

라. 페어발전기 2대 모두 정지 중인 경우 1대는 우선 기동

마. 라 목을 고려하여 기동 후에도 추가 기력 발전기 기동 필요시 라 목을 고려하지 않고 연료비 순위에 따라 기동하되 발전단지별 운전여건을 고려하여 기동

바. 가, 나, 라 목의 기준을 적용받지 않는 단독발전기가 페어발전기로 인하여 급전정지 및 기동이 빈번해질수 있는 경우 별도 고려하여 운영할 수 있다.

[별표 10]

연료제약발전기 운영 절차

1.0 목적

규칙 제5.5.2조의 규정에 의거 국내무연탄 또는 액화천연가스를 사용하는 발전기를 보유한 회원에 대한 제약연료 물량배분방법, 급전원칙 등을 정하여 전력계통을 공정하고 안정적으로 운영하는데 있다.<개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 본 별표는 제약연료의 연·월간 물량배분 및 발전계획 수립업무에 적용한다. <개정 2021.1.1.>

2.2 관련자 : 전력거래소, 전기사업자 (발전사업자, 판매사업자, 송전사업자)

3.0 책임

3.1 전력거래소는 국내무연탄 또는 액화천연가스(이하 "LNG"라 한다)의 물량배정 및 급전운영이 공정하면서도 경제적이고 안정적으로 운영되도록 하여야 한다.

3.2 전력거래소는 LNG 수급특성상 안정적인 전력수급을 위하여 익년도 LNG의 연·월간 적정사용물량을 산정하여 발표하여야 한다.

3.3 전력거래소는 연간 국내탄 사용물량을 전력수요 등을 고려, 공정하고 투명한 원칙에 의거 발전기별로 배분하여 발전사업자에게 통보하여야 한다.

3.4 전기사업자는 제약연료의 연·월간 적정물량이 정확히 산출될 수 있도록 관련데이터를 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 적정물량 산출근거에 대한 전기사업자의 자료공개 요청시 정보공개절차를 거쳐 공개할 수 있다.

3.5 발전사업자는 익년도 연간 및 월별 제약연료 사용량을 전력거래소에서 산정한 연·월간 적정물량을 참고하여 연료공급업자와 협의·결정하고, 협의된 연간 및 매월 사용계획량을 전력거래소로 통보하여야 한다.

전력거래소는 전력수급과 관련하여 발전사업자에게 월간사용물량조정을 요청할 수 있으며, 이때 발전회원은 적극 협조하여야 한다.

4.0 참고자료

4.1 법

4.2 전력수급계획 및 운영해석 조합시스템(이하 "전력수급 종합시스템"이라 한다) <개정 2011.12.2>

4.3 발전기 연간예방정비계획 <개정 2011.12.2>

5.0 용어의 정의

5.1 연료제약 발전기

중앙급전발전기로서 법 제49조 제6호의 규정에 의한 전력산업기반기금에 의하여 지원받는 발전기를 말한다. <개정 2025.8.6.>

5.2 연·월간 연료 적정사용물량

전력수요, 전력계통송전제약, 운영예비력 등을 고려, 전력계통에서 전력을 안정적으로 공급하기 위하여 소요되는 제약연료 사용량 <개정 2019.12.13.>

5.3 연·월간 연료 제약물량

가. 국내탄 : 전력산업기반기금에 의해 지원받는 국내탄중 정부 또는 장기전력수급계획에서 발전용으로 결정된 물량

나. LNG : 가스수급특성 등의 사유로 전력산업기반기금의 지원을 받기로 하고 계통에 필요한 적정사용물량을 초과하여 각 발전사업자와 LNG 공급업자간 계약된 물량

5.4 연간발전계획

연간발전계획이란 연료수급계획 수립 등을 위해 계획기간동안 각종 제약조건을 만족하면서 전력계통에서 가장 경제적이고 효율적으로 발전설비를 운영하기 위한 계획으로서 연간발전계획 프로그램에 의해 수행된다.

5.5 연간발전계획 프로그램

전력수급종합시스템의 발전계획 프로그램을 말한다. <개정 2011.12.2>

5.6 발전기 입출력 특성계수

발전기출력과 투입된 연료비용과의 상관관계를 나타내는 열소비 특성계수로서 아래와 같이 표시된다.

$F(P) = aP^2 + bP + c$ (a, b, c : 입출력 특성식의 2차, 1차, 및 상수계수)

P : 발전출력(㎿),F : 시간당열량(Gcal/h)

5.7 발전기 소내소비 특성계수

발전소 소내소비전력과 발전기 출력과의 상관계수로서 이에 대한 특성식은 아래와 같이 표현된다.

Pg = aauxPn + baux (aaux, baux : 소내소비 특성식의 1차 및 상수계수)

Pg, Pn: 발전단 및 송전단 출력[MW]

5.8 연간전력수요

연간발전계획을 수립하기 위해서 연 최대부하, 월별판매전력량 등을 고려하여 예측된 1년 365일, 시간별(8,760시간) 수요를 말한다. <개정 2011.12.2>

5.9 판매전력량

판매사업자가 예측한 월별 판매전력량의 합계를 말한다.

5.10 송배전손실량

송전전력량과 판매전력량과의 차이를 말한다.

5.11 시운전발전력

법 제9조 제4항의 규정에 의한 사업개시 신고를 하지 아니한 발전기로서 시운전계획에 의해 발전되는 발전력을 말한다.

5.12 예방정비계획

발전기 성능을 유지하기 위해 정기적으로 발전기를 정지하고 정비하는 시기 및 기간을 말한다.

5.13 열공급제약 발전량

열공급발전소가 열공급을 위해 필수적으로 발전해야 할 발전량을 말한다.

6.0 지침

6.1 전력수급계획 종합시스템 개발 보고서

6.2 전력수급계획 종합시스템 연간발전계획 설명서

7.0 절차

7.1 연·월간 연료 적정사용물량 검토를 위한 자료 제출

7.1.1 익년도 제약연료의 연·월간 적정사용물량 산정과 관련하여 관계회원은 다음의 자료를 10월말까지 전력거래소로 제출하여야 한다.

7.1.1.1 발전사업자 제출자료

가. 연료관련 자료

1) 발전기별 연료종별 예상연료단가
2) 발전기별 사용연료의 발열량(최근3년간 평균치)
3) 연료 최대/최소 공급가능량
4) 발전기별 사용가능연료 (유황함량표시)
5) 계절별 LNG 가격 구조
6) 기타 운전에 영향을 미칠 수 있는 사항

나. 운전관련자료

1) 발전기별 계획예방정비 일정
2) 국내탄 발전기의 주말정비 및 간이정비 일정
3) 열공급발전기 열공급계획
4) 발전기별 시운전항목별 일정 및 출력계획
5) 환경규제준수 등을 고려한 발전기별 혼소율
6) 하계고온시 복합화력 발전기 출력감소전력
7) 발전기 입출력 특성계수
8) 발전기 소내소비 특성계수
9) 원자력 발전기 월별 발전계획
10) 수력발전소 월별 발전계획

7.1.1.2 판매사업자 제출자료

가. 판매전력량

나. 구입전력, 도서내연 발전계획

7.1.1.3 송전사업자 제출자료

가. 제주연계선 정비계획

나. 송배전 손실률

7.1.1.4 7.1.1.1에서 제출한 자료외의 필요자료는 비용평가위원회 자료를 이용한다.

7.2 전력수요 예측

전력거래소는 익년도 예상 수요성장률 등을 고려하여 시간별 수요를 예측한다. <개정 2011.12.2>

7.3 제약연료 연·월간 사용물량 산정

7.3.1 국내탄 사용물량 검토

7.3.1.1 국내탄 적정 사용물량 검토

가. 전력거래소는 전력수급종합시스템의 연간 발전계획 프로그램을 사용하여 아래 각항의 제약사항과 각 회원에게서 제출받은 자료를 가지고 제7.2항에서 예측된 수요를 토대로 전력계통에서의 국내탄 적정사용물량을 산출한다.

1) 전력계통의 송전제약

2) 운영예비력 <개정 2019.12.13.>

3) 발전소별 혼소율

4) 발전기 정지계획(O/H, 주말, 기타)

5) 기타

나. 연간 발전계획프로그램 운영은 프로그램 사용설명서에 따른다.

7.3.1.2 발전사업자별 국내탄 사용물량의 배분

가. 7.3.1.1에서 산출된 적정사용물량이 연간제약물량보다 같거나 클 때에는 적정사용물량을 발전사업자별 배분물량으로 한다.

나. 7.3.1.1에서 산출된 적정사용물량이 연간제약물량보다 적을때 아래와같은 방법으로 발전사업자별로 국내탄 사용물량을 재배분하여 최종결과를 11월말까지 발전사업자에게 통보한다.

1) 발전기별 월간 물량배분(발전기별, 월별)

발전기별 월간 적정물량(㎏) + {(연간제약물량(㎏) - 연간적정물량㎏))× 혼소율 가중치 ×(해당발전기월별운전일수/전체발전기연간운전일)

· 혼소율 가중치 = $\frac{\text{해당발전기용량(MW)}\times\text{해당발전기혼소율}}{\sum(\text{국내탄발전기용량(MW)}\times\text{혼소율})}$

· 운전일수는 발전사업자가 제출한 발전기 정지계획을 감안하여 산출

2) 연간물량은 월간물량을 합산하여 산정한다.

7.3.2 LNG의 연·월간 적정 사용물량 검토

가. 전력거래소는 전력수급종합시스템의 연간 발전계획 프로그램을 사용하여

아래 각항의 제약사항과 각 회원에게서 제출받은 자료를 가지고 제7.2항에서 예측된 수요를 토대로 전력계통에서의 LNG 적정사용물량을 산출하여 11월말까지 발표한다.

1) 전력계통의 송전제약

2) 운영예비력 <개정 2019.12.13.>

3) 7.3.2.2에서 배분된 국내탄 사용량

4) 기타 (발전계획 프로그램입력을 위해 제출받은 자료)

나. 연간 발전계획프로그램 운영은 프로그램 사용설명서에 따른다.

7.4 제약연료의 연·월간 사용물량 결정

7.4.1 발전사업자(또는 발전사업자 협의회)는 전력거래소에서 산출한 연·월간 연료 적정사용물량을 참고하여 연료 공급업자와 연·월간 사용물량을 협의, 결정하고 12월말까지 전력거래소에 통보하여야 한다. 다만, 사정에 따라 기한내 협의 및 계약이 완료되지 않아 연·월간 사용물량을 통보하지 못할 경우에는 종전년도의 연료제약 발전기별 운전실적을 기준으로 예정물량을 통보할 수 있다.

7.4.2 발전사업자는 연·월간 사용물량 결정시 전력거래소에서 산출한 적정사용물량을 고려하여야 하며, 연·월간계약물량이 적정물량보다 작아 전력수급부족 등이 예상될 때 전력거래소는 물량조정을 요청할 수 있으며 발전사업자는 적극 협조하여야 한다.

7.5 연료제약발전기의 급전운영 원칙

7.5.1 제약연료의 월간운영계획 제출

7.5.1.1 발전사업자는 제약연료의 발전기별 월간운영계획을 아래 각항을 고려하여 해당 월 개시 10일전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

가. 대용량발전소 또는 제약연료를 사용하는 발전기의 계획예방정비 변경

나. 제약연료의 수급제약 및 재고연료량을 고려한 월별 사용물량 변경

다. 기타

7.5.1.3 전력거래소는 통보된 물량이 전력수요 변동, 대용량발전기 불시정지 등에 의해 실제 필요물량보다 작아 전력수급부족 등이 예상될때 추가물량확보를 요청할 수 있으며, 이때 발전사업자는 추가물량을 최대한 확보하여야 하고 확보물량을 기준으로 월간운영계획을 재수립하여 통보하여야 한다.

7.5.2 연료제약 발전기의 일일 급전운영

7.5.2.1 연·월간 제약물량으로 운영시

가. 제약연료 발전기의 입찰서 제출

규칙 제5.5.2조 제1항의 규정에 의거 제약연료를 주연료로 하는 발전설비를 보유한 발전사업자는 해당 발전기별 일일연료사용량을 발전량으로 환산하여 거래일 전일 11시까지 모사전송방식 또는 기타 전력거래소가 정하는 방식에

의하여 제출하여야 한다.<개정 2006.9.14., 2021.12.28., 2022.6.30.>

나. 전력거래소는 통보된 제약연료 발전기의 일일발전량을 반영하여 발전계획을 수립한다. <개정 2021.1.1.>

다. 전력거래소는 입찰된 발전량이 비제약 또는 제약발전계획상의 필요발전량보다 적어 전력수급에 어려움이 예상될 때에는 일일발전량을 조정할 수 있으며, 전력수요가 낮은 주말, 특수경부하기간에는 발전사업자와 협의하여 기동정지계획을 조정할 수 있다.

7.5.2.2 연・월간 제약물량이 없을때

전력거래소에서는 연료제약 없이 하루전발전계획을 수립하여 운영한다. <개정 2021.1.1.>

7.5.3 가스공급제한으로 운영예비력 저하 예상시 급전운영 <개정 2011.6..30, 2011.12.2>

가. 발전사업자는 가스수급불안 또는 가스공급설비 고장 등의 사유로 가스공급이 제한될 경우에는 규칙 제2.3.2조에 의거 가스수급상황을 고려하여 연료전환 발전기의 2차연료 전환여부, 석탄화력 출력상향운전 등을 결정, 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출하여야 한다.

나. 전력거래소는 발전계획 수립결과 운영예비력 저하 예상시에는 규칙제5.1.4조 "운영예비력 저하시 조치" 절차에 따라 운영한다. <개정 2011.6.30., 2011.12.2., 2021.1.1.>

다. 가스공급 제한 사유의 해소 등으로 협의체의 확보 요구량을 소진하지 못하여 재고가 발생한 경우에는 동 재고를 계통제약 사유에 준하여 처리할 수 있다. [신설 2012.5.31]

7.5.4 IPP 사업자가 소유한 발전기의 급전운영

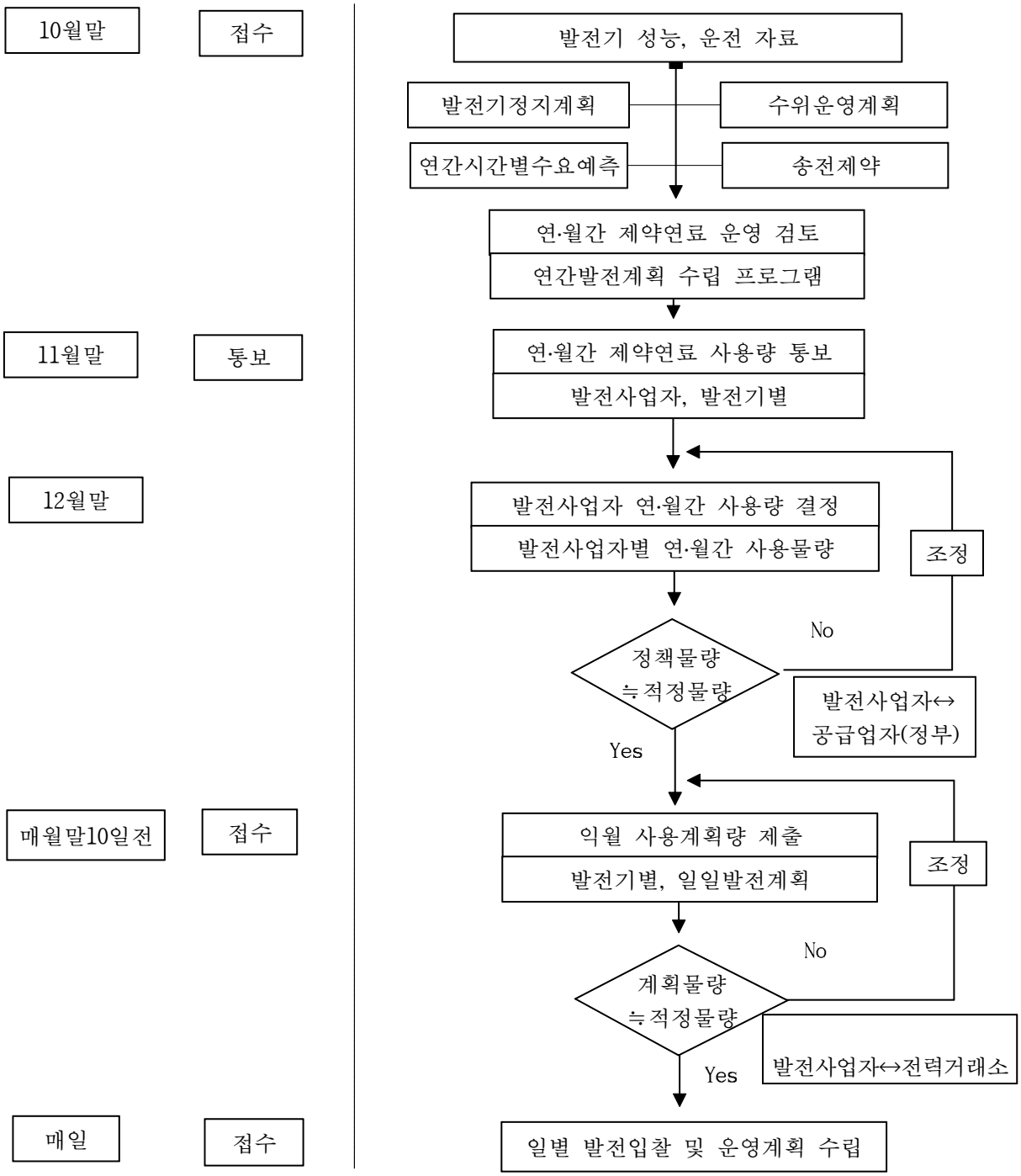
LNG를 주연료로 사용하는 발전기중 IPP사업자가 소유한 발전기의 급전 운영은 일반 발전사업자소유의 발전기에 준한다.

8.0 붙임

8.1 연료제약 발전기 운영절차

[붙임8.1]

연료제약 발전기 운영절차



[별표 11]

실시간 급전운영 절차

1.0 목적

규칙 제5.3.1조, 제5.3.5조 및 별표3의 규정에 의거 실시간 계통운영에 있어서 설비별 운영방법, 수요반응자원의 운영방법, 급전지시 및 전압·주파수 조정방법 등을 정하여 전력계통을 공정하고 안정적으로 운영하는데 있다. <개정 2006.9.14., 2014.11.3.>

2.0 적용범위

2.1 본 별표는 전력계통 운영을 위한 급전지시, 발전기와 수요반응자원 운영, 계통감시 및 전압·주파수제어 업무에 적용하며 그 세부업무는 다음과 같다. <개정 2014.11.3.>

2.1.1 급전지시

2.1.2 계통조작

2.1.3 주파수 조정

2.1.4 계통전압 제어

2.1.5 적정예비력 확보

2.1.6 계통상황 변화시 운영

3.0 책임

3.1 전력거래소

전력계통에 비상상황이 발생하였을 경우 전력계통의 안정유지 및 전력계통을 효과적으로 복구할 수 있도록 송·배전 및 판매사업자, 발전사업자 등에 대한 복구조작과 단계별 이행상황의 점검 및 지시 등 전력계통의 복구, 운영업무를 시행한다.<개정 2010.6.30>

3.2 송전·배전 및 판매사업자

전력계통 비상상황 발생시 전력거래소의 급전지시에 협조하여야 하며, "비상시 수급조절 운영계획"을 수립하여 매년 전력거래소에 통보한다.

3.3 발전사업자(구역전기사업자, 분산에너지사업자, 자가용전기설비설치자 포함) <개정 2010.6.30., 2025.7.10.>

전력계통 비상상황 발생시 전력거래소의 급전지시에 협조하여야 하며, 발전기 안정운영 및 운영능력증대를 위해 노력하여야 한다.

3.4 수요관리사업자 [신설 2014.11.3.]

전력계통 비상상황 발생시 전력거래소의 전력수요 의무감축요청에 협조하여야 하며, 수요반응자원의 전력부하감축량 증대 및 감축지속시간 연장을 위해 노력하여야 한다. <개정 2019.12.31>

4.0 참고자료

4.1 법

4.2 전력계통수요예측자료

4.3 예비력 운영기준

4.4 발전계획수립 자료 <개정 2021.1.1.>

4.5 전력계통 안정유지기준

4.6 송·변전설비 정격용량 및 과부하 내량

4.7 모선 및 선로 분리개소 현황

4.8 발·변전소 모선별 기준전압

5.0 용어의 정의

5.1 예비력 <개정 2015.5.7.> <삭제 2019.12.13.>

5.2 운영예비력 <삭제 2011.12.2>

5.3 운전예비력 <삭제 2011.12.2>

5.4 대기예비력 <삭제 2011.12.2>

5.5 대체예비력 <삭제 2011.12.2>

5.6 강행송전

운전중인 송전선로가 자동차단 또는 정지된 경우 송전을 계속하기 위하여 운전전압으로 차단기 투입을 시도하는 것을 말한다.

5.7 전압 안정성

계통에 어떤 외란이 발생했을 때 전압이 새로운 평형점에 도달하여 안정을 취할 수 있는 능력 또는 이와 관련된 성질을 말한다.

5.8 전력용 콘덴서

송변전계통 부하역률을 개선하여 송전손실의 저감이나 계통전압의 저하를 억제하는데 사용하는 콘덴서를 말한다.

5.9 분로리액터

전로에 병렬로 접속하여 선로와 부하의 진상무효전력의 보상 및 계통전압 상승을 억제하거나, 345kV 지중송전선로의 충전전류를 감소시키기 위하여 설치된 리액터를 말한다.

5.10 정지형 무효전력보상장치(SVC)

전력용 콘덴서와 분로리액터를 조합하여 무효전력을 진상에서 지상까지 연속적으로 제어하는 설비를 말한다.

5.11 EMS(Energy Management System)

전력계통운영업무를 능률적이고 효과적으로 수행하기 위한 고속의 대용량 전산설비로서 주파수 및 전압제어는 물론 경제급전 기능까지 수행할 수 있는 급전종합자동화설비를 말한다.

5.12 1조작 1지시

1조작마다 지시 및 조작결과를 보고하는 형태로서 지시 → 조작 → 조작결과보고 등을 반복하는 지시를 말한다.

5.13 일괄조작 1지시

전력거래소에서 전기사업자의 지역급전업무 담당부서 및 발·변전소에 수단계의 조작을 일괄하여 지시하는 형태로서 조작내용이 정형적이고 단순하여 오조작의 염려가 없는 경우에 한한다.

1) 변전소의 정지 또는 수전 등 정형적인 조작

2) 송전선 정지, 가압시 차단기의 정형적인 조작

5.14 목적조작 지시

전력거래소가 발·변전소에 일련의 조작목적, 조작결과의 상황 등을 총괄적으로 지시하고, 수령자는 미리 정하여진 조작 수순에 따라 조작하는 것으로서 상황 판단, 조작방법 등 지시내용이 오조작의 염려가 없는 경우에 실시한다.

1) 발전기, 변압기, 조상설비 등 기동 또는 정지

2) 기기 Loop 및 정전 절체 등

3) 송변전설비 휴전작업 관련 조작 등

5.15 자주조작

전력계통 운영, 조정 및 조작에 있어서 전기사업자가 급전지시에 의하지 않고, 미리 정해져 있는 범위와 순서에 의해 발·변전소에서 자주적으로 조작하는 것을 말한다.

6.0 지침<개정 2003.5.7>

해당없음

7.0 절차

7.1 급전지시

7.1.1 급전지시의 원칙

7.1.1.1 급전지시는 정확하고 신속하게 하여야 하며, 정당한 이유없이 이행지연 또는 내용을 변경해서는 안된다.

7.1.1.2 발전계획과 계통상황에 따라 공정하고 투명한 급전지시로 전력계통의 안정적, 효율적 운영을 위한 급전지시를 하여야 한다. <개정 2021.1.1.>

7.1.2 급전지시 내용

7.1.2.1 발전기, 변압기, 조상설비, 전기저장장치 등 전력설비의 가동·정지 <개정 2015.5.7.>

7.1.2.2 전력수급, 주파수, 전압 및 조류조정에 필요한 발전소 유·무효전력조정 및 설비조작

7.1.2.3 휴전작업, 계통구성 변경 및 전력설비 고장에 따른 개폐장치의 조작

7.1.2.4 EMS 원격소 장치(RTU), 계통보호장치의 사용상태 변경<개정 2010.6.30.>

7.1.2.5 수요반응자원의 전력부하감축 또는 증대 시행 [신설 2014.11.3.] <개정 2023.9.26.>

7.1.2.6 수급비상시 부하조정<개정 2007.12.27.>

7.1.2.7 운영예비력 확보 전기저장장치 및 발전기 지정 <번호 변경 2014.11.3., 개정 2015.5.7.>

7.1.2.8 운영예비력 확보 중앙급전 구역전기발전기의 구역수요 초과 공급가능용량에 대한 발전지시 [신설 2019.1.2.]

7.1.2.9 비상시 비상대기예비력 입찰 발전기 가동지시 [신설 2020.12.1]

7.1.3 급전지시원칙의 예외

급전지시의 원칙을 이행하기 어려운 아래와 같은 사유가 있는 경우 전력거래소 운영자의 판단에 따라 급전지시를 할 수 있다.

1) 발전기, 전력계통의 고장 등에 의해 발전계획을 수립하기에 충분한 시간적 여유가 없을 때 <개정 2021.1.1.>

2) 기타 전력계통의 안정을 위해 계통비상 상황시

7.1.4 비상시 급전지시

천재지변 등으로 전력계통운영에 심각한 사태가 초래되었거나 우려가 있을 때에는 전력계통의 복구 및 운전신뢰도 유지를 위하여 별표12에 따라 송·변전설비 등의 정지 또는 수급조절 등을 지시할 수 있다.

7.1.5 입찰자료 및 특성자료의 확인 <개정 2022.12.27.>

전력거래소는 안정적 계통운영의 범위내에서 급전지시를 통해 발전기 공급가능 용량시험 및 최소발전용량시험(최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치 포함)을 수행하고 필요시 별도의 조치를 취할 수 있다. <개정 2011.12.2, 2022.12.27.>

7.1.6 급전지시 기록

전력거래소는 급전지시 내용중 정산에 필요한 내용을 전력거래시스템에 입력한다.

7.2 계통조작

7.2.1 전력거래소는 전력계통 안전 및 신뢰도 확보를 위해 전력계통운영시스템(EMS, SCADA등)을 활용하여 발전기, 송전선 등 전력계통 전반에 대한

다음 각호의 실시간 운전상태를 감시하여야 한다.

1) 일일 부하추이

2) 발전기 및 전기저장장치 유・무효전력 <개정 2015.5.7.>

3) 계통주파수 및 전압

4) 송・변전설비의 운전상태

5) 예비력

7.2.2 계통조작지시 기준

계통조작지시는 전력계통운영기준, 송전망에 주어진 물리적 상태를 고려하여 계통조작 지시를 하여야 한다.

7.2.3 계통조작지시 종류

계통조작지시의 종류는 조작목적에 따라 자주조작, 1조작 1지시, 일괄조작 1지시, 1목적 조작지시 등이 있다.

7.2.4 전력설비조작

아래 각호에 해당하는 전력설비의 조작은 전력거래소의 지시에 따라 시행한다.

1) 345kV 이상 송전망

2) 154kV 송전망

가) 20MW 이상 발전소 및 전기저장장치 연계선로 <개정 2015.5.7., 2016.5.12>

나) 발전기출력을 조정하여야만 송전이 가능한 계통

다) 기타 전력거래소와 전기사업자가 합의한 중요 송전망

3) 제주지역의 송전망

7.2.4.1 제7.2.4항의 전력거래소가 운영하는 범위 이외의 전력계통은 전력거래소의 위임을 받아 송, 배전사업자가 운영할 수 있다.

7.2.4.2 전력거래소는 전력계통의 중대고장등 비상시에는 전기사업자가 운영하는 송전계통에 대한 급전지시를 할 수 있다.

7.2.4.3 전기사업자는 전력설비의 조작일시, 조작내용 등을 기록 유지하여 전력거래소의 요구가 있을 때에는 즉시 그 내용을 제시하여야 한다.

7.2.5 계통연계 조작

병행송전선 및 연계계통의 투입은 다음 각호의 기준에 의한다.

1) 동기검정장치에 의한 계통연계 조작

2) 병행송전선로의 1회선 운전을 확인한 후 병행운전조작

3) 기타 계통연계가 가능하다고 판단되는 경우의 수동투입은 전력거래소의 지시에 따른다.

7.2.6 강행송전방향

고장 등으로 정전된 송전선로의 강행송전 방향은 송전단측에서 수전단측

으로 하며 다음 각호를 원칙으로 한다.

1) 345kV이상 송전계통은 신옥천변전소와 가까운 변전소를 송전단으로하며 상대단 변전소를 수전단으로 한다.

2) 154kV이하 송전계통은 345kV변전소를 송전단으로 하며 상대단 변전소를 수전단으로 한다.

3) 발전소와 연계된 송전계통은 변전소를 송전단으로 하며 발전소를 수전단으로 한다.

4) 말단계통에서 송, 수전단의 구분이 어려울 경우에는 전력을 공급하는 측을 송전단으로 한다.

5) 기타 송전계통의 강행송전방향은 별표12에 따른다.

7.2.7 송전선 등의 고장 <개정 2006.9.14>

1) 방사상 부하공급 송전선로가 무전압이면 발, 변전소의 조작책임자는 제1차 강행송전을 한다. 다만, 그 결과가 불량한 경우에는 조작책임자의 판단으로 5분 경과 후 제2차 강행송전을 할 수 있다. 그 결과 또한 불량한 경우에는 선로순시를 실시하고 급전지시 계통에 순시 결과를 보고하고 즉시 고장복구 조치를 취하여야 한다.

2) 주간선 및 연계 계통의 송전선로 고장시 차단된 송전선로가 가압 상태이면 제7.2.5항의 규정에 따라 계통연계조작을 하며 무전압상태이면 제7.2.6항의 규정에 따라 다음 각호와 같이 조작한다.

가) 송전단측 발, 변전소의 조작책임자는 제1차 강행송전을 하며 그 결과가 불량한경우에는 급전지시 계통에 보고하고 급전지시에 따른다. 다만, 통신두절 등으로 인하여 급전지시 계통과의 연락이 5분이상 지연될 때에는 조작책임자의 판단으로 제2차 강행송전을 할 수 있다. 그 결과 또한 불량한 경우에는 자체에서 긴급고장 복구조치를 취함과 아울러 그 내용을 신속하게 급전지시 계통에 보고한다.

나) 수전단측 발, 변전소에서는 선로가 가압되면 제7.2.5항의 규정에 따라 계통연계조작을 한다. 다만, 선로의 가압이 5분이상 지연될 경우에는 급전지시계통의 지시에 따라 역방향으로 강행송전을 할 수 있다.

3) 재폐로계전기가 설치되어 있는 선로에 있어서 자동재폐로 실패시의 제1차 강행송전은 발, 변전소 조작책임자의 판단으로 차단기의 동작책무를 고려하여 가능한 한 신속히 행한다.

4) 선로의 전부 또는 일부가 지중화되어 있는 송전선로의 지중선측 고장으로 확인될 시에는 강행송전을 하지 아니함을 원칙으로 한다.

5) 특수 기상조건, 산불 및 작업중인 선로고장시의 조작은 급전지시에 따라 다음 각호와 같이 행한다. <개정 2025.10.1.>

가) 폭풍우시 선로가 자동차단 된 경우에는 제2차 강행송전을 한 때로부

터 15분 정도 경과 후 제3차 강행송전을 할 수 있으며 그 결과가 불량한 경우에는 풍속의 약화등 기상조건을 고려하여 제4차 강행송전을 할 수 있다.

나) 폭설시 선로가 자동차단된 경우에는 약5분 정도 경과후 제1차 강행송전을 한다.

다) 농무나 염진해로 인한 고장이나 병행 2회선 또는 4회선 송전선로의 1회선 작업도중에 건전선로에 고장이 발생한 경우에는 급전지시에 따라 강행송전 하는 것을 원칙으로 한다.

라) 산불로 인해 선로가 자동 차단 된 경우에는 30분 경과 후 제1차 강행송전을 하며 그 결과가 불량한 경우 진화 정도와 설비 건전성을 고려하여 제2차 강행송전을 할 수 있다.

단, 전력거래소는 계통상황과 현장여건 등을 고려하여 30분이 경과하지 않더라도 강행송전을 할 수 있다.

7.2.8 계통고장시 개폐기 조작

선로 및 기기 차단기의 전부 또는 일부가 차단되지 아니한 상태에서 전 모선이 정전되었을 때에는 그 차단되지 아니한 모든 차단기를 즉시 수동으로 개방하고 사전에 정해진 조작을 행한다.

7.2.9 계통고장시 발, 변전소의 조작 <개정 2006.9.14>

7.2.9.1 계통고장시 주간선, 연계계통 변전소 및 발전소의 조작<개정 2006.9.14>

1) 가압선로가 있으면 구내고장 유무를 확인한 후 즉시 모선에 수전하고 제7.2.7항의 2)에 따라 조작한다.

2) 모든 선로가 무압이면 제7.2.8항에 따라 모든 차단기를 수동 개방하고 그 이후의 조작은 급전지시에 따른다. 다만, 일부 선로가 가압되어 5분 이상 지속되면 급전지시 없이도 모선에 수전할 수 있다.

7.2.9.2 방사상계통 변전소의 정전시 조작

1) 수전측 선로가 가압되어 있으면 구내고장 유무를 확인한 후 즉시 모선에 수전하여 부하측에 공급한다.

2) 수전측 선로가 무압이고 예비선로가 가압되어 있으면 수전측 차단기를 수동 개방하고 예비선로로 수전한 후 급전지시 계통에 보고한다.

3) 모든 선로가 무압이면 주변압기 1차측을 제외한 모든 차단기를 수동 개방한 후 선로가 가압되는 즉시 모선에 수전하여 부하측에 공급한다.

7.2.9.3 변전소 구내 예비변압기 절체, 모선절체 등이 요구되는 고장 발생시 계통으로의 파급이 우려되지 않거나, 파급이 방지될 경우에 송전사업자의 운전원 책임하에 우선 조치하고 그 결과를 급전지시계통에 보고하여야 한다.

7.2.10 송전선 등의 고장시 조작

제7.2.7항, 제7.2.8항, 제7.2.9항에 대한 조작은 전력계통의 신속한 복구를

위해 전기사업자의 자체 판단에 의하여 조작할 수 있다.

7.2.11 제주지역 계통운영은 전력거래소 제주지소 급전지시에 따른다.

7.3 주파수 조정

7.3.1 전력거래소는 전기사업자 및 분산에너지사업자에게 발전력 및 전기저장장치의 유효전력 조정 등의 급전지시를 하여 계통의 주파수를 유지범위 이내로 유지하여야 한다. <개정 2015.5.7., 2016.5.12., 2019.12.13., 2025.7.10.>

7.3.2 전력거래소는 계통주파수를 유지하기 위하여 운영예비력을 확보하여야 한다. <개정 2011.12.2., 2019.12.13.>

1) <개정 2015.5.7.> <삭제 2019.12.13.>

2) <개정 2015.5.7.> <삭제 2019.12.13.>

7.3.3 평상시 주파수 조정

7.3.3.1 부하 안정시간대

1) 부하추이 및 발전계획을 토대로 주파수가 유지범위를 유지할 수 있도록 전기저장장치 및 발전기의 기동, 정지 및 운전 Mode결정 등 급전지시 한다. <개정 2015.5.7., 21.1.1.>

2) 발전회원 및 송전사업자는 발전기 부하추종(Governor Free)운전, 자동발전제어(AGC)운전 및 전기저장장치의 주파수추종 운전, 원격출력제어운전을 통해 계통주파수 유지에 적극 협조하여야 한다. <개정 2015.5.7., 2019.12.13.>

3) 응동폭이 속도조정율 규정치 보다 미달시는 설정치 등을 재확인토록 하여 변경토록 지시한다.

4) 발전회원 및 송전사업자는 부하추종운전, 자동발전제어에 의한 주파수 조정 운전이 불가능 할 경우 즉시 전력거래소에 그 사유를 통보하고, 급전지시에 따라 수동으로 발전기의 출력을 조정하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

7.3.3.2 부하 급변시간대

일일중 부하급변시간대인 아침시간, 중식시간, 재생E 출력 급변시간 및 심야 시작시간에는 발전계획을 토대로 사전에 발전기의 출력 조정(기동정지포함)을 하고, 다음 각 호를 활용하여 주파수를 유지한다. <개정 2015.5.7., 2016.5.12., 2021.1.1., 2022.12.27.>

1) 응동특성이 좋은 전기저장장치, 수력, 양수, 복합, 연계선 등

2) 최소발전용량 이하 운전

7.3.4 이상시 주파수 조정

1) 주파수가 급격하게 저하하거나 상승할 경우 그 상황을 신속하게 파악하여 다음 각호의 조치를 취하여야 한다.

가) 대용량 발전기 탈락 등으로 주파수가 급격하게 저하하는 경우 주파

수회복예비력의 활용, 속응성자원, 수요반응자원을 통한 전력부하감축, 전압조정에 의한 수요조절, 수요조절시행사업자의 수요조절, 변전소에서 일부 부하차단의 순으로 주파수를 정상으로 회복시킨다.<개정 2007.12.27., 2014.11.3., 2019.12.13.>

나) 주파수 회복은 현재 운전중인 전기저장장치 및 발전기의 출력여력분 증가 및 수력, 양수, 복합 등 응동특성이 좋은 발전기를 먼저 출력증가·기동후 안정되면 연료비 순위와 증분연료비에 따라 조정한다.<개정 2015.5.7.>

다) 부하차단 등으로 주파수가 급격하게 상승하여 계통상황이 불안정 할 경우 급전지시에 의하여 발전기를 정지시켜 주파수를 정상으로 회복시킨다.<개정 2007.12.27>

라) 양수동력 운전중 발전기사고 등으로 계통주파수가 59.80Hz 이하로 상당시간 지속 또는 전망될 경우 양수동력을 차단할 수 있다. <개정 2025.4.9.>

2) 전력계통이 2개 이상으로 분리되었을 경우에 우선 분리된 각 계통의 수급평형을 도모하여 안정시킨 후, 분리된 계통을 연결하는 조작을 시행한다. 이때 분리된 계통의 주파수 조정을 발전사업자에게 잠정적으로 위임할 수 있다.

3) 발전회원은 계통이상 등으로 주파수 저하 또는 계통분리가 되었을 경우 그 상황을 신속 정확하게 파악하여 전력거래소에 보고한 후 급전지시에 따라 운전하여야 한다. 다만, 전력거래소로부터 주파수 조정을 위임받았을 경우 또는 급전전화 불통으로 급전지시를 받을 수 없는 경우에는 분리된 자체 지역 내의 운전상황을 파악한 후 제1)항에 따라 주파수를 조정한다.

4) 발전회원은 계통주파수가60±0.5㎐를 초과할 경우에는 급전지시가 없어도 다음 각호의 조치를 취할 수 있다.

가) 운전중인 전 발전기의 출력을 신속하게 조절함은 물론 정지중인 수력, 내연 및 가스터빈 발전기를 가동할 수 있도록 준비하여 주파수가 조정범위 이내로 회복되도록 노력하여야 한다. 다만, 주파수 급상승시의 발전기 정지는 급전지시에 따라 신속하게 이행하여야 한다.

나) 자동발전제어에 의한 주파수 조정 운전 중 계통과 분리되었다고 판단될 경우에 즉시 자동급전장치의 발전기제어기를 차단시켜 부적절한 제어신호에 의한 주파수 혼란을 방지한다.

7.4 계통전압 제어

7.4.1 전력거래소는 전력계통의 안정성, 무효전력의 효율적 이용 및 고객의 적정 전압을 유지하기 위하여 발전기 단자전압, 조상설비, 변압기 Tap조정

등을 유효하게 활용하여 기준전압 유지범위 이내가 되도록 감시 및 지시한다.

7.4.2 전압조정목표

전력거래소의 전압조정 목표는 다음 각호와 같다.

1) 발전소의 전압조정은 발전기 단자전압을 목표로 한다. 다만, 연계 1차 변전소와 협조를 필요로 할 때에는 송전선측 모선 전압을 목표로 할 수 있고 특별히 지정하는 때에는 발전기 역률 및 발생 무효전력을 목표로 할 수 있다.

2) 변전소의 전압조정은 모선전압을 목표로 한다.

7.4.3 계통전압조정 방법

7.4.3.1 평상시 전압조정

7.4.3.1.1 계통전압 조정은 모선전압을 기준으로 발·변전소에서 자율적으로 조정하며, 전기사업자는 전력계통운영기준에서 정한 154kV 및 345kV 계통전압의 허용범위 유지가 어려울 때에는 전력거래소에 즉시 통보한다.

7.4.3.1.2 전압조정은 경부하, 부하변동, 중부하 시간대의 경계점에서는 급격한 전압변동이 없도록 단계적으로 조정한다.

7.4.3.1.3 전력거래소는 전력계통의 무효전력, 전압을 적절히 조정하기 위하여 전압조정장치의 운전 변경을 지시할 수 있으며, 계통의 일부에서 기준전압 허용범위 유지가 어려울 경우에는 계통절체 및 송전선로의 정지를 지시할 수 있다. 단, 송전선로 정지시 차단기 및 단로기를 모두 개방하며 전력거래소는 계통 조건과 효율적 설비 운영 등을 고려하여 단로기 운전 방법을 변경 할 수 있다. <개정 2025.10.1.>

7.4.3.2 발전기 단자전압 운영

7.4.3.2.1 발전기 단자전압 조정 범위

발전기 단자전압 조정범위는 발전기 무효전력 한계곡선 범위내에서 정격전압의 ±5%이내로 조정한다. 단, 발전기 단자전압 100% 이상 운전은 전력용 콘덴서(S.C)로 전압조정을 우선 시행한 후 필요시에 조정한다.

7.4.3.2.2 무효전력 조정에 이상이 있을시(발전기 권선온도 상승 등) 그 사유를 전력거래소에 즉시 통보하고 급전지시를 받는다.

7.4.3.3 조상설비 운영은 다음 각호에 의한다. <개정 2025.10.1.>

1) 급격한 전압변동이 없도록 단위용량별로 나누어 단계적으로 조작한다.

2) 기준전압 허용범위를 유지하도록 운전한다.

3) 인근지역의 무효전력 수급사정과 계절에 따라 가감 운전되어야 한다.

7.4.3.4 특수경부하 기간 운영

7.4.3.4.1 설날, 추석 등 특수경부하기간에는 부하의 무효전력 소비가 감소하여 기간계통의 전압이 크게 상승하므로 특수경부하시 전력거래소의 계통운영검

토서에 따라 운전한다.

7.4.3.4.2 특수경부하시 계통전압 조정을 위한 송전선로 개방은 설비의 안정적 운영을 위해 단로기와 차단기를 모두 개방하여야 한다.

단, 전력거래소는 계통상황과 효율적 설비 운영 등을 고려 하여 단로기 투입 및 개방 여부를 변경 지시할 수 있다. <개정 2025.10.1.>

7.4.3.4.3 계통운영상 또는 휴전 시 개방이 필요한 선로는 전압 저감을 위해 전력거래소 급전지시에 따라 양단 변전소에서 모두 개방한다. [신설 2025.10.1.]

7.4.3.5 고객 조상설비 운영 [신설 2025.10.1.]

7.4.3.5.1 전력거래소는 급전지시로 무효전력 조정을 위해 설치한 발전고객의 조상설비를 운영 할 수 있다.

7.4.3.5.2 급전지시를 받은 발전고객은 공용송전망 전압변동을 최소화하고 신뢰도 기준 전압 허용범위를 유지하도록 협조하여야 한다.

7.5 적정 예비력 확보

7.5.1 전력거래소는 수요와 공급의 적절한 평형을 유지하기 위하여 매순간(순시) 적정 예비력을 확보, 운영하여야 한다. 다만, 불시고장 등 수급변동으로 예비력이 사용되는 기간은 예비력이 재 확보될 때까지 예외로 한다. <개정 2017.12.29.>

7.5.2 예비력 확보량은 발전계획의 확보량을 기준으로 하며, 순시 수요변동성, 당일 수요증감, 공급능력 변동, 기상 및 제약 변동 등에 대응하여 추가 확보할 수 있다. <개정 2021.1.1., 2022.6.30.>

7.5.3 예비력 확보량은 급전종합자동화설비를 이용하여 감시하며, 예비력 과다 및 부족시는 다음 각호에 따른다.

1) 예비력 과다시

전기사업자에게 발전기 정지 및 유효전력 조정 등의 급전지시를 하여 계통의 주파수를 유지범위 이내로 유지하여야 한다. <개정 2011.12.2., 2022.6.00>

2) 공급예비력 또는 운영예비력 부족시 <개정 2023.9.26.>

수요반응자원에 전력부하감축을 지시하고 중앙급전 구역전기발전기의 구역수요 초과 공급가능용량 및 분산특구 수요 초과 공급가능용량 모두 발전지시하며 정지중인 3차예비력 발전기 및 속응성자원을 연료비 우선순위법에 따라 기동, 또는 대기토록 지시한다. 다만, 운영예비력이 4,500MW 미만이거나 예상될 경우 연료비 우선순위를 예외적으로 적용할 수 있다. <개정 2011.12.2., 2014.11.3., 2019.1.2., 2019.12.13., 2022.6.00, 2025.7.10.>

3) 하향주파수예비력 부족시 [신설 2023.9.26.] <개정 2024.10.8., 2025.7.10.>

전력거래소는 [별표 3] 1.3.5의 하향주파수예비력을 확보하기 위해 다음

각호의 지시를 할 수 있다. 이때 전력거래소는 하향예비력 확보를 위한 조치의 내용, 우선순위 등을 결정함에 있어 하향예비력 수준, 경제성, 기술적 이행 가능성 및 안전성, 계통기여도 등을 고려하여 조치사항을 결정하고 협의·조정·시행할 수 있다.

1) 수요반응자원의 전력부하 증대
2) 발전기 및 전기저장장치 등 공급자원의 출력감발 또는 정지
3) 송·배전사업자의 송·변전설비 및 배전설비 조작
4) 분산에너지사업자 공급자원의 출력감소 또는 수요자원의 전기사용량 증가

7.5.4 정지중인 3차예비력으로 지정된 발전기 및 속응성자원은 급전지시에 따라 최단 시간내에 기동할 수 있는 상태로 있어야 하며 곧바로 기동할 수 없을 때에는 즉시 전력거래소에 보고하여야 한다. <개정 2011.12.2., 2019.12.13.>

7.6 계통상황 변화시 운영

7.6.1 다음 각호의 경우에는 발전계획을 재수립한다. <개정 2021.1.1.>

1) 수요예측 오차 1,000MW이상 발생 전망시
2) 발전기 1,000MW이상 탈락시
3) 발전기 공급가능용량 1,000MW이상 변경 입찰시
4) 송, 변전설비 고장 등으로 발전제약 초래시

7.6.2 발전계획서 재수립은 “발전계획수립 및 변경절차”에 따르며, 송전제약 검토 등 관련서류는 보관한다. <개정 2021.1.1.>

7.6.3 제7.6.1항 이외의 상황 발생 및 발전계획 재수립시까지는 다음 각호에 따른다. <개정 2021.1.1.>

1) 예비력 활용
2) 연료비 우선순위법에 의한 발전기 기동, 정지
3) 등증분 연료비법에 따른 출력조정

7.6.4 발전계획을 재수립 후 해당회원에 전력거래시스템을 이용하여 통보한다. <개정 2021.1.1.>

8.0 붙임

해당 없음

[별표 12]

비상시 급전지시 절차

1.0 목적

규칙 제5.1.4조 및 제5.3.7조의 규정에 의거 천재지변 등으로 인한 전력계통의 고장, 발전기 불시고장 정지 등으로 전력계통 안정 및 전력수급 운영에 심각한 상태가 초래되거나 초래할 우려가 예상되는 경우 또는 계통운영 설비의 기능상실(EMS, 통신두절 등), 전력계통 Black-out 등 (이하 "전력계통비상") 발생시의 업무절차를 규정함에 있다.<개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 전력계통 비상시 급전지시, 급전조작 및 계통복구업무에 적용

2.2 적용대상

2.2.1 전력거래소, 전기사업자(발전, 송전, 배전, 판매사업자), 수요관리사업자 및 분산에너지사업자 <개정 2014.11.3., 2025.7.10.>

3.0 책임

3.1 전력거래소

전력계통에 비상상황이 발생하였을 경우 전력계통의 안정유지 및 전력계통을 효과적으로 복구할 수 있도록 송·배전 및 판매사업자, 발전사업자 등에 대한 복구조작과 단계별 이행상황의 점검 및 지시 등 전력계통의 복구, 운영업무를 시행한다.<개정 2010.6.30>

3.2 송전·배전 및 판매사업자

전력계통 비상상황 발생시 전력거래소의 급전지시에 협조하여야 하며, "비상시 수급조절 운영계획"을 수립하여 매년 전력거래소에 통보한다.

3.3 발전사업자(구역전기사업자, 분산에너지사업자, 자가용전기설비설치자 포함) <개정 2010.6.30., 2025.7.10.>

전력계통 비상상황 발생시 전력거래소의 급전지시에 협조하여야 하며, 발전기 안정운영 및 운영능력증대를 위해 노력하여야 한다.

3.4 수요관리사업자 [신설 2014.11.3.]

전력계통 비상상황 발생시 전력거래소의 전력수요 의무감축요청에 협조하여야 하며, 수요반응자원의 전력부하감축량 증대 및 감축지속시간 연장을 위해 노력하여야 한다. <개정 2019.12.31>

4.0 참고자료

해당 없음.

5.0 용어의 정의

이 절차에서 사용하는 용어는 제1.1.2조에서 정한 내용을 따르며 그 외의 사항은 다음과 같다.<개정 2007.7.23>

5.1 “전력계통 동요” : 전기적으로 취약한 계통에서 지역간 또는 일부지역 발전기들이 수Hz 이내의 낮은 주파수로 동요하여 출력, 전압등의 크기가 주기적으로 변하는 것으로 전력계통 불안정 현상중의 하나이다.

5.2 “수급경보” : 정상시 또는 고장시 거래시간의 운영예비력이 450만kW 이하로 발생하거나 발생할 우려가 있는 경우 발령하는 경보를 말한다.<개정 2011.6.30., 2019.12.13.>

5.3 “수요조절” : 특정한 전력사용 고객(계약에 의한)의 전력사용을 수요조절시행사업자를 통하여 특정한 시간대의 전력수요를 조정하는 것을 말한다.<개정 2007.12.27., 2014.11.3.>

5.4 “부하조정” : 전력수요에 대한 발전기의 공급 가능 전력이 부족할 경우 긴급히 변전소에서 공급하는 부하를 조절 또는 차단하는 것을 말한다.

5.5 “수요조절시행사업자” : 수요조절(긴급절전) 등을 시행하는 사업자를 말한다. <개정 2011.12.2., 2012.12.3., 2021.9.18.>

5.6 “기타발전소” : 외부로부터 기동용 전력을 공급받아 발전기를 기동할 수 있는 발전소를 총칭한다.

5.7 “지역계통운영센터” : 평상시 지역급전 업무를 수행하는 곳을 말한다. [신설 2007.12.27.]

5.8 “후비지역계통운영센터” : 지역계통운영센터 SCADA 후비시스템이 설치되어 있으며 비상시 지역급전 업무를 수행할 수 있는 곳을 말한다.[신설 2007.12.27.]

5.9 “지역계통운영원” : 지역계통운영센터에 근무하며, 지역급전 업무를 시행하는 근무자를 말한다. [신설 2017.12.29.]

6.0 지침

해당 없음.

7.0 절 차

7.1 전력계통 비상예상 또는 비상발생시 조치절차

7.1.1 급전지시 및 조작 일반

천재지변 등으로 전력계통운영에 심각한 상태가 초래되었거나 우려가 예상되는 아래 상황에서는 전력계통의 복구 및 운전 신뢰도 유지를 위하여

전력거래소 급전담당자의 경험과 판단에 따라 비상시 급전지시 및 조작을 할 수 있다.

1. 발전기, 전력계통의 고장 등에 의해 발전계획을 수립하기에 충분한 시간적 여유가 없을 때

2. 기타 전력계통 고장파급 등으로 신속한 계통복구가 필요한 때

3. 육지 또는 제주지역의 신재생발전량 증가, 수요감소에 따른 공급과잉으로 인해 육지계통 또는 제주계통의 주파수 안정성이 떨어지거나 떨어질 우려가 있을 경우 <개정 2021.7.1., 2023.9.26.>

7.1.2 상황별 적용조건

자연재해(태풍, 낙뢰, 폭우, 폭설, 지진 등) 및 산불로 인한 송전선로 고장 또는 발전기탈락 파급 우려시 또는 육지계통 또는 제주계통의 신재생발전력 증가, 수요감소 등에 따른 공급과잉 시 비상시 급전지시를 할 수 있으며, 그 상황은 아래 각호와 같다. <개정 2021.7.1., 2023.9.26.>

1. 기상정보 또는 낙뢰 감지 시스템에 의한 태풍, 낙뢰발생 경로가 전력계통의 주요 송전선로로 진행이 예상되는 경우

2. 폭우, 폭설, 산사태 등으로 전력계통의 주요 송전선로 철탑이 도괴되거나 도괴의 우려가 있는 경우

3. 원자력 또는 대단위 발전단지의 연계선로 및 주요송전선로의 선하지 또는 선하지 인근에서 산불이 발생할 경우

4. 지진으로 인하여 전력계통의 주요 송전선로 철탑이 도괴되거나 도괴의 우려가 있는 경우

5. 육지계통 또는 제주계통의 신재생발전력 증가, 수요감소 등에 따른 공급과잉으로 하향예비력 확보 수준이 [별표 3] 1.2.5.2 “경계단계”에 이르거나 이를 것으로 예상되어, 주파수 안정성이 저하 또는 저하될 우려가 있는 경우 <개정 2021.7.1., 2023.9.26.>

6. 전쟁, 테러, 폭동, 사회적 소요 발생 등으로 전력공급에 차질이 예상되는 경우 <항번호 변경 2021.7.1.>

7.1.3 재해 예상 또는 재해발생시 계통조작

7.1.3.1 자연재해로 인한 345kV 송전선로 고장 또는 발전기 탈락등으로 전력계통 안정 및 일부 송·변전설비의 과부하, 계통전압 불안정, 계통주파수의 급격한 변동이 예상될 경우 이에대한 조치는 아래 각호와 같다. <개정 2025.7.10.>

1. 기상정보 또는 낙뢰정보 시스템으로 태풍, 낙뢰, 폭우, 폭설등의 진로를 파악하여 재해 예상지역의 발전사업자(발전소), 분산에너지사업자(발전소) 및 송전사업자(지역계통운영센터, 변전소 등)에 통보하여 필요한 조치를 강구하도록 지시한다.

2. 필요시 전력계통의 연계, 발전기 출력의 조절등을 지시하며, 모든 발전사업자, 분산에너지사업자 및 송전사업자는 전력거래소의 급전지시를 이행하여야 한다.

3. 이러한 급전운영은 상황이 종료될 때까지 시행하며, 해당 사업자는 수시로 상황을 전력거래소에 통보한다.

4. 대단위 발전단지에 위협이 예상될 경우는 해당 발전기의 안정도를 검토하여 발전기의 안정운전 범위까지 발전기 출력을 조정하여 송전선로 고장으로 인한 발전기 2차 탈락을 방지한다.

7.1.3.2 전력계통 비상시 7.1.3.1 4호에 대한 발전기의 안정도 검토 대상은 다음과 같다.

1. 원자력 발전소

2. 삼천포 및 보령, 태안, 당진 등 대단지 화력발전소

7.1.3.3 전력계통 안정화 유지 조치

전력거래소는 전력계통 비상상황이 발생하거나 발생할 우려가 있는 경우에는 전력계통의 안정운영을 위하여 필요시 대책을 강구하며, 아래 각호와 같은 조치를 취할 수 있다.

1. 고장이 발생한 경우 60분 이내에 전력계통이 안정유지 기준 이내로 회복될 수 있도록 한다.

2. 주파수저하에 의해 동작된 부하차단 설비는 고장후 안정적인 계통상태로의 회복을 위해 공급 가능한 상태로 준비되어야 한다.

3. 고장에 따른 계통불안정이 예상될 경우, 전력조류, 계통전압에 대한 별도의 기술적 안정한계를 설정하여 운전할 수 있다.

4. 폭풍우, 뇌우등의 악천후나 산불로 인한 전력계통에 위해가 예상될 경우에는 상정고장기준을 강화하여 운전할 수 있다.

5. 어떤 경우에도 차단기의 차단 능력으로 고장선로나 설비등을 충분히 차단할 수 있도록 계통을 구성하여 운전하여야 한다.

7.1.4 고장으로 인한 정격초과(이하 “과부하”) 발생시 조작

전력계통의 고장으로 인하여 발전소와 연계된 송전선로에 과부하가 발생하거나 발생할 우려가 있는 때에는 아래 각호와 같이 조치한다.

7.1.4.1 발전소와 연계된 송·변전설비의 과부하 발생시

1. 과부하 개소의 정격을 초과하는 과부하량 만큼 발전력을 즉시 감소시키며 과부하율 및 시간적 여유에 따라 발전기의 출력을 감소하거나 또는 발전기 정지를 시행한다.

2. 출력감소하는 발전기의 출력감소량 만큼 신속히 다른 응동속도가 빠른 발전기의 발전력을 증가시켜 수급균형을 유지시키고, 안정된 후 발전계획에 따라 조정한다.

3. 발전소 모선에서 다중 회선으로 송출선로가 구성된 개소에서는 발전소 모선 운영방법 변경(배열조정 및 분리) 또는 송전선로 차단, 불가피한 경우 부하조정 등을 시행하여 과부하를 해소한다.<개정 2007.12.27>

7.1.4.2 발전소 연계선이 아닌 송·변전설비의 과부하 발생시

1. 과부하 해소에 영향이 큰 발전소 순으로 발전기 출력을 우선 조정하여 송전선로의 과부하율을 감소시킨다.

2. 과부하선로의 송전전력 감소에 영향을 주는 송전선로를 선택하여 1회선 또는 2회선을 차단한다. (단, 타 계통의 과부하 및 안정도에 우려가 없는 송전선로에 한하여 차단기만 차단한다.)

3. 필요시 전력거래소 급전운전원 판단하에 부하차단 조치를 취한다.

7.1.5 고장으로 인한 계통전압 불안정시 조작

7.1.5.1 전기사업자는 발전기탈락, 송·변전설비 고장 등의 원인으로 전력계통 전압 불안정이 발생한 경우에는 즉시 자체 판단에 따라 기준전압이 유지되도록 조상설비 투입, 발전기 단자전압 조정, 발전기 출력조정 등의 조치를 취하고상황을 전력거래소에 통지한다.

7.1.5.2 관련된 발전소의 발전기 단자전압을 가능한한 발전기 허용한도 내에서 최대값으로 운전되도록 급전지시한다.

7.1.5.3 관련된 지역에 대기중인 발전력(수력, 양수 및 복합)이 있을 경우 발전기를 가동할 수 있다.

7.1.5.4 전력거래소는 전압불안정의 지속 또는 전압강하로 광역정전이 발생할 우려가 있고, 시간적인 여유가 없는 경우에는 지역적인 부하차단을 지시할 수 있다.

7.1.6 전력계통 동요(Swing) 발생시 조작

송전계통의 고장으로 인한 전력계통의 발전기 출력동요 또는 전압, 주파수의 동요가 발생되었을 경우는 즉시 다음 각호와 같이 조치한다.

1. 출력동요 폭이 큰 발전기의 출력을 신속히 감소하고 다른 운전발전기의 출력을 신속히 조정하여 전력수급균형을 맞춘다.

2. 154kV 송전선로 Loop 분리개소가 있을 경우 Loop가 가능한지의 여부를 파악한 후 가능할 경우 154kV 계통을 Loop 시킨다. 이 경우 분리한 본래 목적(과부하 방지, 차단용량감소 등)을 고려하여 시행한다.

7.1.7 [신설 2021.7.1.] <삭제 2022.12.27.>

7.2 예비력 저하 또는 예상 시 조치절차 <개정 2011.6.30., 2011.12.2., 2023.9.26.>

7.2.1 운영예비력 저하 또는 예상에 따른 전력수급 경보 발령 , 발령시기, 발령절차 및 해제시기는 다음과 같다. <개정 2023.9.26.>

7.2.1.1 전력수급 경보의 종류, 경보 요건 <개정 2011.6.30., 2011.12.2.,

2019.12.13.>

1. 수급경보 관심(Blue) : 운영예비력이 3,500MW에서 4,500MW 미만으로써 향후 상황악화에 대비한 준비가 필요한 때

2. 수급경보 주의(Yellow) : 운영예비력이 2,500MW에서 3,500MW 미만으로써 사전 대비가 필요한 때

3. 수급경보 경계(Orange) : 운영예비력이 1,500MW에서 2,500MW 미만으로써 즉시 조치가 필요한 때

4. 수급경보 심각(Red) : 운영예비력이 1,500MW미만 또는 주파수조정이 곤란하여 부하조정이 필요한 긴급상황이라고 판단될 때

7.2.1.2 경보발령 시기

1. 경보 요건 발생 예상시

2. 경보 요건이 발생되는 긴급한 상황 또는 요건 해당시

7.2.1.3 경보 발령권자. <개정 2011.6.30, 2011.12.2, 2012.5.31>

1. 전력거래소 이사장

2. 이사장 부재시는 중앙전력관제센터장, 급전부장 순으로 한다.

7.2.1.4 경보발령 절차 <개정 2011.6.30, 2011.12.2, 2012.5.31>

1. 경보발령권자는 경보발령 요건 발생시 전력수급상황(운영예비력 저하 발생시간, 공급능력, 지속시간 등) 및 경보발령 단계를 작성한다.

2. 전력거래소는 수급경보 발령시 기후에너지환경부에 통보하고 경보를 발령한다. 단, 신속한 대응이 필요할 경우에는 중앙전력관제센터장(중앙전력관제센터장 부재 시 급전부장)이 사전조치 시행 후 경보발령·통보할 수 있다. <개정 2026.1.28.>

3. 사전조치 및 7.2.1.3에 의한 경보 발령권자에게 직접 보고할 필요가 있는 위급사항은 7.2.4와 같다. [신설 2011.12.2]

4. 전기사업자와 수요관리사업자에게 통지하며 이때 유관기관 전 임직원에게 동시 통보가 될 수 있도록 한다. <개정 2014.11.3.>

5. 통지는 전화, ARS, 문자메시지 또는 팩스로 한다.

6. 경보발령 기준이 되는 운영예비력은 평균전력을 적용하되 상황에 따라 순시전력을 고려할 수 있다. [신설 2011.12.2]

7.2.1.5 예비경보 발령 절차 [신설 2011.12.2]

전력거래소는 규칙 제5.1.4조에 따라 일간수요예측 결과 운영예비력 4,500㎿미만으로 예상될 경우 기후에너지환경부와 사전 협의 후 예비경보를 발령한다. <개정 2019.12.13., 2026.1.28.>

7.2.2 수급경보 발령에 따른 전력거래소, 전기사업자, 분산에너지사업자 및 수요관리사업자의 역할은 다음과 같다.

전력거래소는 전력계통 안정운영에 책임을 가지며, 송전, 판매사업자, 전

발전사업자, 분산에너지사업자 및 수요관리사업자는 전력계통 운영에 협조하여야 한다. [2014.11.3.] <개정 2025.7.10.>

7.2.2.1 수급경보 발령전(공급예비력 5,500MW 이하 발생 및 예상시) 혹은 『수급경보 관심(Blue)』 발령시 <개정 2011.6.30, 2011.12.2, 2012.5.31., 2012.12.3., 2019.12.13.>

1. 제주수요반응 자원의 경우, '제주지역 전력수급분야 위기대응 현장조치 매뉴얼'의 예비력저하 또는 예상시 조치절차에 따라 조치한다. <개정 2019.12.31., 2022.5.31., 2025.2.11.>
2. 전력거래소는 계획 중인 발전기 정지일정 조정, 시운전발전기 시험일정 조정으로 공급능력을 확보한다. <번호 변경 2014.11.3.>
3. 판매사업자는 전력수급대책 기구를 구성·운영한다. <번호 변경 2014.11.3.>
4. <개정 2015.9.30.> <삭제 2021.9.18.>
5. 전력거래소는 발전기별 공급가능용량 재검토 및 기동시 장시간 소요발전기 상태를 파악한다. <번호 변경 2014.11.3.>
6. 전력거래소는 정비중인 발전기를 복구·가동이 가능하다고 판단 시 복구지시 등을 포함한 모든 중앙급전발전기 가동을 지시하여 운전상태로 유지한다. <번호 변경 2014.11.3.>
7. 전력거래소는 송·배전사업자에게 전기품질 유지범위내 배전용변압기 Tap 수동운전 전환 및 조정을 시행한다.(1단계 : 2.5%하향, 2단계 : 5.0%하향) <번호 변경 2014.11.3.>
8. 구역수요 초과 입찰한 모든 중앙급전 구역전기 발전기 공급가능용량 모두 급전지시 [신설 2019.1.2.] <개정 2019.12.13.>
9. 전력거래소는 전력시장에서 거래하는 비중앙급전발전기, 비중앙 구역전기발전기 보유 구역전기사업자 등에 대한 가동 준비·지시를 하며, 필요시 판매사업자와 약정된 비중앙급전발전기, 구역전기사업자, 분산에너지사업자 등에 대한 가동 준비·지시를 한다. <번호 변경 2014.11.3., 2019.1.2.> <개정 2019.1.2., 2025.7.10.>
10. 분산특구 수요를 초과하여 입찰한 모든 분산특구 중앙급전발전기 공급가능용량 급전지시 [신설 2025.7.10.]

7.2.2.2 <삭제 2012.12.3>

7.2.2.3 『수급경보 주의(Yellow)』경보 발령 혹은 『수급경보 경계(Orange)』경보 발령 시 <개정 2011.12.2., 2012.12.3., 2025.1.8.>

1. <삭제 2011.6.30>
2. <삭제 2011.6.30>
3. <삭제 2011.6.30>

4. <삭제 2012.12.3>

5. <삭제 2011.12.2>

6. 송・배전사업자는 휴전, 활선작업을 중지하고 계통을 원상복구 한다. <개정 2010.6.30>

7. 수요조절시행사업자는 수요조정지원제도(긴급절전)을 시행하며, 수요조절량을 신속히 파악하여 전력거래소에 통지한다.<개정 2011.6.30., 2012.12.3., 2015.9.30.>

8.<삭제 2011.12.2>

9.<삭제 2011.12.2>

10. <삭제 2011.12.2.>

11. 규칙 제12.4.3.1조 제1항에도 불구하고 전력거래소는 수요관리사업자에게 추가적인 전력부하감축을 지시할 수 있다. [신설 2014.11.3.]

12. 전력거래소는 상기의 조치 등에도 불구하고 긴급부하조정이 불가피하다고 판단되는 경우에는 전력계통 운영방안에서 결정된 발전기 제약량을 완화하여 추가 공급자원으로 활용할 수 있다. [신설 2025.1.8.]

7.2.2.4 <삭제 2012.12.3>

7.2.2.5 『수급경보 심각(Red)』경보 발령시 <개정 2011.6.30, 2011.12.2>

1. <삭제 2010.6.30>

1. 긴급 부하조정 필요시 부하차단량, 기간 등을 결정하여 송・배전사업자에게 “비상시 수급조절 운영계획"의 수급조절 운영기준에 따라 상황별로 구분하여 지시한다. 단, 긴급 부하조정 예상시 송・배전사업자에게 신속히 통보하여 충분한 준비를 할 수 있도록 필요한 조치를 취해야 한다.

2. 송・배전사업자는 부하조정 시 사전에 정해진 절차에 따라 부하조정을 시행한다.

7.2.2.6 <삭제 2011.12.2>

7.2.3 보고서 작성, 제출에 관한 전력거래소, 전기사업자, 분산에너지사업자 및 수요관리사업자의 역할은 다음과 같다. <개정 2014.11.3., 2025.7.10.>

1. 전력거래소는 공급능력 부족에 따른 경보발령 및 시행에 대한 실적 자료를 작성하여 보관한다.

2. 전기사업자, 분산에너지사업자 및 수요관리사업자는 시행실적에 대한 자체자료를 작성한 후 전력거래소의 요청이 있을 때 즉시 제출한다. <개정 2014.11.3., 2025.7.10.>

7.2.4 사전조치 및 직접보고가 필요한 위급사항 [신설 2011.12.2]

1. “관심-주의” 단계 경보를 순차적으로 거치지 않고 “경계” 또는 “심각” 단계 경보발령시

2. 계통안정을 위하여 긴급부하조정 시행시

3. 기타 긴급대응이 필요한 경우

7.2.5 하향주파수예비력 부족 또는 부족 예상에 따른 경보의 발령시기, 발령절차는 다음과 같다. [신설 2023.9.26.]

7.2.5.1 경보 발령 시기

1. [별표 3] 1.2.5.2 “경계단계” 또는 “심각단계” 발생 또는 예상시

7.2.5.2 경보 발령권자 <개정 2024.10.8.>

1. 전력거래소 전력계통 본부장
2. 전력계통 본부장 부재시는 중앙전력관제센터장, 급전부장 순으로 한다.

7.2.5.3 경보발령 절차 <개정 2024.10.8.>

1. 경보발령권자는 경고발령 요건 발생시 전력수급상황(하향주파수예비력 저하 발생시간, 하향주파수예비력 수준, 지속시간 등) 및 경보발령 단계를 작성한다.
2. 전력거래소는 하향주파수예비력 부족시 신속한 대응을 위해 사전조치 시행 후 경보발령·통보한다.
3. 7.2.5.2에 의한 경보 발령권자에게 직접 보고할 필요가 있는 위급사항은 7.2.5.5와 같다.
4. 전기사업자, 수요관리사업자 등 조치대상에게 통지한다.
5. 통지는 전화, ARS, 문자메시지(SNS 포함), 전력거래소 홈페이지 공지, 전력거래시스템 공지, 팩스 등의 방법 중 1가지 이상을 선택한다. <개정 2026.4.28.>
6. 경보발령 세부조건은 다음과 같다.
   1) 평균전력을 적용하되 상황에 따라 순시전력을 고려할 수 있다.
   2) 하향주파수예비력 경계단계에 이르거나 이를 것으로 예상되고, 주파수 유지가 현저히 곤란한 경우 경보를 발령할 수 있다.

7.2.5.4 예비경보 발령 절차

전력거래소는 규칙 제5.1.8조에 따라 일간수요예측 결과 하향주파수예비력 1,200㎿미만으로 예상될 경우 예비경보를 발령한다.

7.2.5.5 직접보고가 필요한 위급사항 <개정 2024.10.8.>

1. 하향예비력 수준이 [별표 3] 1.2.5.2 “주의단계”를 거치지 않고 “경계단계” 또는 “심각단계” 도달시
2. 기타 긴급대응이 필요한 경우

7.2.6 하향주파수예비력 부족 또는 부족 예상시 조치절차는 다음과 같다. [신설 2023.9.26.] <개정 2024.10.8.>

7.2.6.1 전력거래소는 [별표 3] 1.2.5.2 “경계단계”에 이르거나 이를 것으로 예상될 경우 하향주파수예비력 확보를 위하여 다음 표의 조치사항을 지시할 수 있다. 이때 전력거래소는 하향주파수예비력 확보를 위한 지시의 내용, 우

선순위 등을 결정함에 있어 하향주파수예비력 수준, 경제성, 기술적 이행 가능성 및 안전성, 계통기여도 등을 고려하여 조치사항을 결정하고 협의·조정·시행할 수 있다. <개정 2024.10.8.>

구분	조치사항
발전사업자	전일 계획된 비중앙 발전기 출력제어, 전일 계획되지 않은 비중앙 발전기 중 실시간 출력제어 가능 자원의 활용, 중앙급전발전기 최소발전용량 이하 운전 활용 등
송·배전사업자	송전사업자용 전기저장장치 활용 등

7.2.6.2 전력거래소의 하향주파수예비력 부족 또는 예상시 조치지시를 받은 전기사업자, 소규모전력중개사업자, 자가용전기설비설치자, 직접구매자, 수요관리사업자, 분산에너지사업자 등은 이에 따라야 한다. <개정 2025.7.10.>

7.2.7 보고서 작성, 제출에 관한 전력거래소, 전기사업자, 분산에너지사업자 및 수요관리사업자의 역할은 다음과 같다. [신설 2023.9.26.] <개정 2025.7.10.>

1. 전력거래소는 하향예비력 부족에 따른 경보발령 및 시행에 대한 실적자료를 작성하여 보관한다.

2. 전기사업자, 분산에너지사업자 및 수요관리사업자는 시행실적에 대한 자체자료를 작성한 후 전력거래소의 요청이 있을 때 즉시 제출한다.

7.3 급전통신 기능 정지시 조치절차

7.3.1 상황통지

7.3.1.1 급전통신 기능이 정지되면 전력거래소는 송전사업자, 발전사업자 및 분산에너지사업자에게 송전사업자, 발전사업자 및 분산에너지사업자는 전력거래소와 관련 사업자에게 아래사항을 즉시 통지한다. <개정 2006.11.29., 2025.7.10.>

1. 기능정지 일시, 복구예정시간

2. 급전통신이 가능한 유선전화 또는 무선전화 번호<개정 2006.11.29>

7.3.1.2 통지방법은 일반 유선전화 또는 무선전화로 통지한다.

7.3.2 전력계통운영

7.3.2.1 계통주파수 제어 및 공급운영능력 확보<개정 2007.12.27, 2012.5.31>

1. 계통주파수의 변동범위가 60.0±0.2Hz 이내가 되도록 한강 RCC 및 양수발전소에 수동 주파수추종운전을 지시하며, 기력발전기는 발전계획에 따라 주파수추종운전을 하도록 지시하고, 필요시, 기력발전기에 대한 급전지시는 각 발전사업자의 핵심발전소 1호기(삼천포, 보령, 태안, 하동, 당진 T/P)를 통하여 할 수 있다.

2. 전력거래소(중앙전력관제센터)는 전력계통 수요 및 공급능력을 파악하고 있어야 하며, 수시로 발전기의 주파수추종운전 여부를 점검한다.

3. 발전사업자(발전소)는 발전기의 출력조절시(계획 또는 급전지시) 조절

전후의 출력사항을 중앙전력관제센터에 통지하여야 하며, 필요시 1항의 핵심 발전기 및 한강RCC를 통하여 통지할 수 있다.

4. 발전기 또는 변전소 고장등으로 계통주파수가 60.0±0.5Hz 이상으로 급격히 변동될 경우는 수력, 양수 또는 복합발전기를 자체적으로 기동, 정지할 수 있도록 사전지시하며, 사전지시 받은 발전사업자가 발전기를 자체 기동, 정지시에는 계통주파수를 고려하여야 한다.

5. 4항의 조작시 중앙전력관제센터에 통지하여야 하며, 통화가 안될 경우는 발전소 자체 판단으로 조작후 통지하여야 한다.

6. 발전기가 불시정지 되었을 때는 즉시 중앙전력관제센터에 통지하여야 하고, 원인규명 후에는 재기동하여 전력계통에 연결한다. 발전기 출력은 계통주파수를 고려하여 발전계획량까지 출력을 증가한다.

7. 6항 상황 발생시 중앙전력관제센터는 수급상황을 검토하여 공급능력을 확보한다.

7.3.2.2 전력계통 조작 및 전압조정 등<개정 2007.12.27>

전력계통 안정운영을 최우선으로 다음 각호와 같이 계통을 조작하며, 계통전압을 관리한다.

1. 휴전작업 관련 계통조작은 통신이상이 해소될 때까지 보류한다. 다만, 발전소 운전 제약에 해당되는 휴전작업은 중앙전력관제센터의 지시에 따라 조작할 수 있다.

2. 각종 기기조작 및 보호설비의 시험 등을 보류토록 지시한다.

3. 154kV 이하의 송·변전설비의 감시 및 고장복구 업무를 송전사업자에 위임한다. 다만, 발전기 운전과 관련된 계통조작은 중앙전력관제센터에 통지하고 지시에 따라야 한다.

4. 발전기 단자전압 조정은 별표 3에 따라 조정하며, 중앙전력관제센터의 급전지시가 있을 경우는 그에 따른다.

5. 계통전압은 자체적으로 별표 3에 따라 전압을 조정하며, 필요한 때에는 인근 발전소에 발전기 단자 전압 조정을 요청한다.

7.3.3 운전실적 작성, 제출 <개정 2025.7.10.>

1. 송전사업자, 분산에너지사업자 및 전 발전사업자는 평상시 및 계획과 다르게 운전한 실적을 작성하여 보관하며, 전력거래소의 요청이 있을 때 즉시 제출한다.

7.4 실시간급전계획 및 자동발전제어 기능 정지시 조치절차<개정 2006.9.14>

7.4.1 실시간급전계획 수립 기능의 정지[신설 2006.9.14]

7.4.1.1 데이터베이스 갱신, 시스템 장애 등으로 실시간급전계획 수립이 불가능한 경우, 전력거래소는 자동발전제어 기능, 전화 등을 통해 급전지시를 할 수 있다.<개정 2014.10.2>

7.4.2 자동발전제어 기능의 정지<개정 2006.9.14>

7.4.2.1 전력거래소의 자동발전제어(AGC) 기능이 정지되면 발전사업자와 송전사업자에게 전화 및 팩스 등을 통해 즉시 통지하여야 한다.

7.4.2.2 전력거래소는 주파수 및 전압의 유지, 전력계통의 안전성을 고려하여 급전원 판단에 의해 급전지시 할 수 있다.

7.4.3 전력계통운영<조문번호변경 2006.9.14>

7.4.3.1 계통주파수 제어 및 공급운영능력 확보<개정 2007.12.27., 2012.5.31., 2025.7.10.>

1. 계통주파수의 변동범위가 60.0±0.2Hz 이내가 되도록 발전계획에 따라 출력조정 및 부하추종운전을 급전지시한다.

2. 중앙전력관제센터는 전력계통 수요 및 공급능력을 파악하고 있어야 하며, 수시로 발전기의 주파수추종운전 여부를 점검한다.

3. 발전사업자(발전소), 분산에너지사업자(발전소)는 발전기의 출력조절시(계획 또는 급전지시) 조절 전후의 출력사항을 중앙전력관제센터에 통지하여야 한다.

4. 발전기가 불시정지 되었을 때는 지체없이 중앙전력관제센터에 보고하여야 하며 중앙전력관제센터는 공급능력을 검토하여 조치를 취하고, 필요한 때에는 발전계획을 재수립하여 통지하여야 한다.

7.4.3.2 전력계통 조작 및 전압조정 등<개정 2007.12.27>

전력계통 안정운영을 최우선으로 다음 각호와 같이 계통을 감시, 제어하며, 계통전압을 관리한다.

1. 휴전작업 관련 계통조작 및 각종 기기조작 및 보호설비의 시험 등은 중앙전력관제센터의 지시에 따른다.

2. 154kV 이하의 송·변전설비의 감시 및 고장복구 업무를 송전사업자에 위임한다. 다만, 발전기 운전과 관련된 계통조작은 중앙전력관제센터에 통지하고 지시에 따라야 한다.

3. 발전기 단자전압 조정은 별표 3에 따라 조정하며, 중앙전력관제센터의 급전지시가 있을 경우는 그에 따른다.

4. 계통전압은 자체적으로 별표 3에 따라 전압을 조정하며, 필요시 인근 발전소에 발전기 단자 전압 조정을 요청한다.

7.4.3.3 제주EMS 기능정지시 계통운영[신설 2006.9.14., 2012.5.31.] <개정 2025.7.10.>

1. 제주급전소는 중앙전력관제센터, 발전사업자 및 송전사업자에게 제주EMS 기능정지를 즉시 급전전화 또는 팩스 등으로 통보한다.

2. 제주 지역의 발전사업자, 분산에너지사업자 및 송전사업자는 제주EMS 기능이 정상화 될 때까지 중앙전력관제센터의 급전지시에 따라야 한다.

7.4.4 운전실적 작성, 제출<조문번호변경 2006.9.14.> <개정 2025.7.10.>

1. 송전사업자, 분산에너지사업자 및 전 발전사업자는 평상시 및 계획과 다르게 운전한 실적을 작성하여 보관하며 전력거래소의 요청이 있을 때에는 즉시 제출한다.

7.5 전 계통 정전시 조치절차

7.5.1 전계통정전시 복구 기준

7.5.1.1 전력거래소는 전계통 정전 또는 광역정전이 발생될 경우를 대비하여, 아래각호를 포함한 전계통 정전시 복구계획을 수립하여 해당 전기사업자에게 통보하여야 하며, 시송전계통의 해당 전기사업자는 전력거래소와 협의하여 자체기동발전기(소) 기동 등을 포함한 해당 분야별 세부복구계획을 수립하여 1개월 내에 전력거래소에 제출하여야 한다.<개정 2006.9.14>

1. 자체기동발전소 및 우선공급발전소 지정
2. 지역별 시송전계통도(황색차단기 지정 포함) 및 계통복구절차
3. 지역간 계통연계 복구절차<개정 2006.1.26>

7.5.1.2 전력거래소는 전계통정전시 복구계획 및 변경사항을 인터넷 또는 기타의 방법으로 회원에게 공지하여야 한다.

7.5.1.3 전력거래소는 자체기동발전기에서부터 우선공급발전기까지의 시송전계통에 대한 자체기동 능력 및 가압여부 확인을 위한 자체기동발전기 및 시송전계통관리기준을 마련하여, 시송전계통에 대한 복구능력 점검과 거래소 및 해당 전기사업자의 복구 담당자에 대한 교육훈련을 매년 시행하여야 한다.[신설 2006.1.26, 개정 2006.9.14]

7.5.1.4 전계통 정전 복구시 전력거래소는 분리된 각 계통의 주파수를 감시할 수 있는 설비를 갖추어야 하며 이를 위해 해당 전기사업자는 시송전계통의 주파수 신호를 거래소에 제공하여야 한다.[신설 2006.9.14]

7.5.2 전력계통의 시송전

전력계통의 전지역 또는 일부지역의 정전시 인접한 정상계통으로부터의 수전이 불가능하거나 또는 수전에 30분이상 소요될 것으로 예상될 경우에 전력거래소는 아래 각호와 같이 시송전을 지시한다.

1. 정전된 계통내의 자체기동발전소에서 기타발전소(7.5.5 “전 계통 정전시 기타발전소의 조작” 에 의한 발전소를 말한다)까지 시송전한다.
2. 정전된 계통의 시송전은 시송전선로의 제1호선을 원칙으로 한다.

7.5.3 개폐기 조작 일반

7.5.3.1 전계통정전 또는 광역정전이 발생된 경우에는 계통전압이 상실된 발·변전소의 차단기는 전부 즉시 개방하여야 한다, 다만 제7.5.1의 2항에서 지정된 다음 각호의 차단기들은 계통의 신속한 복구를 위하여 개방하지 아니하며,만약 차단되었을 경우에는 즉시 투입(정전작업중인 선로나 기기의

차단기를 제외한다)하여야 한다.

1. 7.5.1 “전 계통정전시 복구기준”에 의하여 정해진 시 송전 선로의 차단기

2. 시 송전 선로를 연결하는 모선연락용 또는 모선구분 차단기

3. 1항 및 2항의 지정된 각호의 차단기를 "황색차단기"라고 부르며 이를 배전반에 구분하여 표시한다.

7.5.4 자체 기동발전소의 조작

7.5.4.1 자체 기동발전소의 개폐기 조작은 다음 각호와 같다.

1. 전 계통 정전고장이 발생하면 전력거래소는 7.5.1 “전 계통 정전시 복구 기준“에서 지정한 지역별 자체기동 발전기를 즉시 기동 지시하여야 하며, 자체기동 발전기를 소유한 발전회원은7.5.4.1의 2 규정에 따라 발전기를 즉시 기동하여야 한다.<개정 2006.9.14>

2. 7.5.3의 “개폐기조작 일반”의 절차에 준하여 모든 차단기를 수동개방하고 즉시 발전기를 기동한 후 급전지시에 따라 시송전선로를 가압한다. 다만, 급전연락이 10분이상 지연될 경우에는 조작책임자의 판단으로 시송전선로를 가압할 수 있으며 이때 발전기의 단자전압은 정격전압의 약 90%를 유지한다.

3. 시송전선로 가압시 유효전력 또는 무효전력이 발전기 정격용량의 80%를 초과할 우려가 있을 때에는 지체없이 급전지시 계통에 보고하여 부하를 조절하여야 하며 기동가능한 전 발전기를 운전하여야 한다.

7.5.5 기타발전소의 조작

7.5.5.1 기타발전소는 외부의 전원공급 없이는 자체적으로 기동이 곤란한 발전소를 말하며, 이중 기동전력이 적고 기동시간이 빠른 가스터빈발전소 및 대용량 발전소들을 지역별 우선공급발전소로 지정하여 운영한다.

7.5.5.2 기타발전소의 조작방법은 다음 각호와 같다.

1. 발전소측 차단기가 차단되어 모선전압이 상실되면 7.5.3 “개폐기조작일반”에 따라 차단기를 조작하고, 시운전 계통으로부터 시운전전원이 가압되면 즉시 발전기를 기동하여 급전지시에 따라 계통연결한다. 다만, 계통으로부터의 가압이 10분이상 지연되는 경우 소내운전중이거나 또는 자체기동이 가능한 발전소는 중앙급전부서와 협의 후 지역부하를 단독 공급하며, 이때 공급부하는 발전소 출력의 80%를 초과하지 않도록 한다.

2. 발전기측 차단기가 동작함이 없이 계통선로측 차단기가 차단되어 지역부하를 단독 공급하는 것으로 판단되면 출력을 조절하여 단독계통을 안정시키고 급전지시를 기다린다. 다만, 지역부하가 없거나 단독공급이 이루어지지 아니하였을 때에는 1항 및 7.5.3 “개폐기조작 일반”에 준하여 조치를 취한다.

3. 차단기가 동작함이 없이 계통선로 조류가 급격히 영(0)으로 되었을 때

에도 2항에 준하되 지역부하 단독공급시에는 선로측 차단기를 차단하여야 한다.

7.5.6 시송전계통 변전소의 조작

7.5.6.1 전계통정전 또는 지역별 광역정전시 시송전선로와 직접 연결된 변전소의 조작은 다음 각호와 같다.

1. 가압선로가 있으면 구내고장 유무를 확인한 후 즉시 모선에 수전하고 별표 11의 송전선고장시 강행송전 방법에 따라 조작한다. 이 경우, 발전소측 선로의 제1호선에 우선적으로 공급한다.

2. 모든 선로가 무압이면 7.5.3의 "개폐기조작 일반"에 따라 조작하고 (황색차단기의 투입확인), 기타조작은 급전지시에 따른다.

3. 시송전선로가 가압되기 이전에 예비선로 또는 기타선로에서 가압되어 오면 투입되어 있는 전원측 황색차단기를 수동 개방한 후 모선에 수전하여 시송전선로의 부하측(기타발전기측)에 전원을 공급하며 기타 조작은 급전지시에 따른다. 다만, 우선공급 발전소측 송전선로 제1호선에 한하여는 우선 공급한다.

4. 변전소의 부하공급은 송전사업자의 지시에 따르며, 부하공급시에는 계통주파수 및 전압을 고려한다.

7.5.7 기타 변전소의 조작

7.5.7.1 전계통정전 또는 지역별 광역정전시 시송전선로와 연결되지 않은 변전소의 조작은 다음 각호와 같다.

1. 가압선로가 있으면 구내고장 유무를 확인한 후 즉시 모선에 수전하고 별표 11의 "송전선고장시 강행송전"의 절차에 따라 조작한다.

2. 모든 선로가 무압이면 전 개폐기를 개방하고 대기한다.

3. 송전선로가 가압되어 오면 즉시 수전하고 부하는 공급하지 않는다.

4. 송전계통의 가압 및부하공급은 송전사업자의 지시에 따라 공급하며, 부하공급시에는 계통주파수와 계통전압을 고려한다.

7.5.8 전력계통의 연계 및 운전

7.5.8.1 각 지역별 시송전 전력계통의 안정시에는 신속한 계통복구 및 계통안정을 위하여 7.5.1 "전계통 정전시 복구기준"에 따라 지역간 전력계통을 연계한다.

7.5.8.2 발전기 운영능력 확보에 따라 변전소 부하공급을 급전지시 하며, 부하공급은 송전사업자에 "비상시 수급조절 계획"의 부하 차단 역순으로 지역별, 공급량을 결정하여 지시한다.

7.6 지역계통운영센터 기능 정지시 조치 절차[신설 2007.12.27.]

7.6.1 상황통지

7.6.1.1 지역계통운영센터에서 후비지역계통운영센터로 또는 후비지역계통운영센터에서 지역계통운영센터로 운전모드 절체시 송전사업자는 전력거래소에

아래 사항을 즉시 통보한다.

1. 절체일시 및 정상상태로 복구 예정시간
2. 절체시 지역계통운영원의 주·후비 지역계통운영센터 도착 예정시간
3. 주・후비 지역계통운영센터 설비 운영상태

7.6.2 기타 전력계통 운영관련 체계는 통상적인 절차를 유지한다.

[별표 13]

계통운영시스템 운영 절차 <제목변경 2010.6.30>

1.0 목적

규칙 제10.1.1조의 규정에 의거 전력계통운영에 필요한 자료의 실시간 취득 및 전송과 설비의 원격제어를 위하여 전력거래소, 전기사업자, 급전가능재생에너지자원 또는 준중앙급전자원을 보유한 사업자가 시설하는 계통운영시스템의 시설 및 운영 기준에 대한 세부절차를 규정하여 제반 업무수행의 신뢰성, 효율성 및 투명성을 유지하고, 운영 시 결함요소를 사전예방하여 운영환경을 최적의 상태로 하는데 그 목적이 있다. <개정 2006.9.14., 2010.6.30., 2023.8.30., 2026.1.28.>

2.0 적용범위

2.1 적용대상 : 전력거래소, 전기사업자, 급전가능재생에너지자원 또는 준중앙급전자원을 보유한 사업자 <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

2.2 전력계통운영 자료의 실시간 취득 및 전송과 설비의 원격 제어를 위한 계통운영시스템 전반에 관한 시설, 운영 및 관리 업무 <개정 2010.6.30>

2.3 전력계통운영에 필요한 낙뢰정보 제공 및 운영 업무

3.0 책임

3.1 전력거래소

3.1.1 계통운영시스템 운영 및 관리 <개정 2010.6.30>

3.1.2 원격소 장치의 통신규격 및 취득자료 기준 제정 <개정 2010.6.30>

3.1.3 종합기상정보시스템의 운영, 관리 및 자료 제공

3.2 전기사업자 및 급전가능재생에너지자원 또는 준중앙급전자원을 보유한 사업자 <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

3.2.1 원격소 장치의 설치 및 유지보수 <개정 2010.6.30>

3.2.2 전력계통운영 자료의 상시제공 및 제공자료의 정도유지

3.1.3 낙뢰감지시스템의 설치장소 제공

4.0 참고자료

4.1 <삭제 2012.12.31>

4.3 원격소 장치 운영지침 <개정 2010.6.30>

4.4 EMS 원격소 장치 개발기술 규격서 <개정 2010.6.30., 2012.12.31>

4.5 분산자원연계장치 기술규격서 [신설 2021.12.28.] <개정 2026.7.24.>

5.0 용어의 정의

5.1 계통운영시스템(EMS : Energy Management System) <개정 2010.6.30., 2023.8.30.>

전국의 발전소, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원, 변전소의 운전상태를 실시간으로 감시, 제어하고 다양한 연료를 사용하는 발전소의 경제적인 전력 생산과 안정된 전력공급을 종합 관리하기 위해 전력거래소에 설치 운영되는 컴퓨터시스템 및 주변장치 <개정 2026.1.28.>

5.2 지역급전시스템(SCADA : Supervisory Control and Data Acquisition)

변전소의 운전상태를 실시간으로 감시, 제어하기 위해 지역계통운영센터에 설치되는 설비 [신설 2010.6.30.]

5.3 원격소 장치(RTU : Remote Terminal Unit, 집중감시반 등 포함)

계통운영시스템에서 전력계통 운영 설비를 원격 감시, 측정 및 제어를 위해 발, 변전소에 설치되는 설비 <개정 2010.6.30>

5.4 DB(DataBase) : 전력계통운영에 필요로 하는 전력정보 즉, 발전소, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원, 변전소의 Analog 및 Status 자료를 취득하고 저장 및 관리하기 위한 정보의 집합 <번호변경 2010.6.30.> <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

5.5 실제값 : 발전소, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원, 변전소의 Analog 또는 Digital Meter에서계측기(0.25급이상)로 측정한 값 <번호변경 2010.6.30> <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

5.6 종합기상정보시스템 : 전력계통운영에 필요로 하는 전력 기상정보를 생산하는 시스템으로 낙뢰감지시스템, 기상정보시스템 등을 말한다. <번호변경 2010.6.30>

5.7 <삭제 2026.3.18.>

5.8 분산자원연계장치 [신설 2020.4.29.] <개정 2020.10.1., 2023.8.30., 2024.10.8., 2026.1.28., 2026.3.18., 2026.7.24.>

준중앙급전자원, 급전가능재생에너지자원, 20MW 초과 200MW 미만인 비중앙급전발전기, 10MW 초과 200MW 미만인 비중앙급전전기저장장치, 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 중앙급전구역전기발전기 및 154kV 이상 송전선로에 연계된 20MW 이하 풍력, 태양광, 연료전지 발전기의 실시간 자료취득 및 전송과 원격 제어를 위해 발전기에 설치되는 설비

6.0 적용지침

해당 없음

7.0 절차

7.1 계통운영시스템 운영 및 관리 <개정 2010.6.30>

7.1.1 <삭제 2014.10.2.>

7.1.2 전력거래소는 계통운영시스템의 기본운영계획을 매년 1월말 이전에 수립하여 운영하며 수립기간은 1년으로 한다. <개정 2010.6.30>

7.1.3 기본운영계획에는 계통운영시스템 운영지침에 따른 일간점검, 주간점검, 월간, 점검, 분기점검, 반기점검, 정밀점검 사항을 포함한 예방 점검 계획을 수립한다. <개정 2010.6.30>

7.1.4 설비의 점검은 매 점검주기마다 점검항목에 따라 점검을 시행한다.

7.1.5 계통운영시스템 운전 중 고장개소가 발생시에는 즉시 복구계획을 수립하여 계통운영시스템 운영지침서 및 제작사 매뉴얼에 따라 설비를 점검하고 고장수리를 한다. <개정 2010.6.30>

7.1.6 고장수리 후에는 고장발생원인을 분석하여 유사고장 발생방지를 위한 대책을 수립한다.

7.1.7 계통운영시스템 운영실적을 매년 분석하여 기본운영계획 수립 시 반영한다. <개정 2010.6.30>

7.1.8 전력거래소는 계통운영시스템의 설비투자 계획을 매년 수립하여 시스템 개선, DB작업 및 응용프로그램의 개발 등을 수행, 시스템 안정 운영에 차질이 없도록 한다.<개정 2010.6.30.>

7.2 실시간 자료취득 및 제어설비 시설업무 <개정 2010.6.30>

7.2.1 시설 대상 <번호변경 2010.6.30>

7.2.1.1 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원, 중앙계약전기저장장치, 설비용량 20MW 초과 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치, 송전사업자용 전기저장장치, 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 변전소 및 지역급전시스템(SCADA), 전력시장에 참여하는 설비용량 300MVA 이상의 동기발전기(복합화력발전기는 총 설비용량 500MVA이상)(계통안정화장치 운전상태 정보 자료취득에 한함), 154kV이상 송전선로에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지발전기. 단, 집합전력자원은 예외로 한다. <개정 2007.7.23., 2010.6.30., 2015.5.7., 2015.9.30., 2016.5.12., 2018.12.12., 2019.12.13., 2020.4.29., 2020.10.1., 2023.8.30., 2024.10.8., 2025.8.6., 2026.1.28.>

7.2.1.2 EMS와 자료를 연계하는 원격소장치(RTU) 또는 실시간 자료취득·제어설비와 발전소 또는 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원의 제어설비 간에 신호연계가 필요한 경우 디지털 통신방식을 적용해 직접 연계한다. [신설 2018.8.2.] <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

1) RTU 신설 또는 교체할 경우 시행일부터 적용하고, 기존 설비는 시행

일로부터 5년 이내에 적용한다.

2) RTU, 실시간 자료취득·제어설비와 발전소 및 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원 제어설비의 디지털 통신방식 적용이 불가한 경우 회원사는 제작사의 공문을 첨부해 예외인정을 요청하고 거래소는 이를 검토 후 승인한다. <개정 2026.1.28.>

7.2.2 계통운영시스템의 자료취득 기준 : 붙임 8.1 <개정 2010.6.30>

7.2.3 시설계획 <번호변경 2010.6.30>

7.2.3.1 전기사업자 및 급전가능재생에너지자원 또는 준중앙급전자원을 보유한 사업자는 해당 연도부터 향후 5년간의 실시간 자료취득 및 제어 설비의 시설계획을 매년 작성하여 3월말까지 전력거래소로 제공하고, 전력거래소는 이를 검토하여 계통운영시스템(EMS)의 운영계획을 수립한다. <개정 2010.6.30., 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.2.4 실시간 자료취득 및 제어설비 설치 <개정 2010.6.30>

7.2.4.1 전력거래소는 전기사업자 및 급전가능재생에너지자원 또는 준중앙급전자원을 보유한 사업자와 협의후 계통운영시스템과 실시간 자료취득 및 제어설비간 자료취득 및 제어기준, 통신규격 등을 정하여 전기사업자 및 급전가능재생에너지자원 또는 준중앙급전자원을 보유한 사업자에게 제공한다. <개정 2010.6.30., 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.2.4.2 전기사업자 및 급전가능재생에너지자원 또는 준중앙급전자원을 보유한 사업자는 전력거래소에서 정한 자료취득 및 제어기준과 통신규격에 맞는 설비를 설치하되, 발전 및 송변전 설비 설계와 병행하여 다음 규격에 만족하도록 설계한다. 단, EMS 원격소장치에 적용되어야 하는 최소 요구규격은 전력거래소 홈페이지에 게시하고 설비운영이 필요한 부가기능은 회원사 자체 결정에 의한다. <개정 2010.6.30., 2012.12.31., 2014.5.16., 2023.8.30., 2026.1.28.>

1) 설비의 허용오차 범위는 CT/PT, 변환기, 원격소장치 등을 포함하여 계통운영시스템 제공자료 품질기준에 적합하도록 설계하되, 원격소장치와 변환장치의 계측자료에 대한 허용오차는 각각 ±0.1%, ±0.25% 이내로 한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2014.5.16.>

2) 정전시에도 4시간 이상 연속적으로 전원을 공급할 수 있도록 UPS (Uninterruptible Power Supply) 또는 축전지로부터 전원을 공급받아야 한다. [신설 2012.12.31]

3) 설비의 신뢰도 확보를 위해 공통제어장치, 통신장치, 전원공급장치 등은 이중으로 구성한다. 단, 신규 설치되는 RTU 중에서 발전기가 3기 이상 수용되거나 발전설비용량이 500MW 이상일 경우 물리적으로 이격하여 별도장소에 설치해야 한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2014.5.16>

4) 설비의 취득자료를 발전소, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원, 변전소에서 실시간으로 감시할 수 있는 단말장치 등을 설치한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

5) 설비는 상용망과 분리하되 부득이 업무망 또는 외부망과 연결이 필요한 경우 관련 기관의 승인을 거쳐 일방향 연동기법을 적용하여 연결한다. [신설 2012.12.31]

6) 범용 서버 혹은 범용 운영체제를 채용한 설비는 바이러스 감염에 대비하여 백신 프로그램을 설치한다. [신설 2012.12.31.]

7) 발전제어설비(DCS) 또는 변환장치와 원격소장치 사이는 별도의 장치 없이 직접 연결한다. [신설 2014.5.16]

8) 상기 규격은 설비의 신규 설치 또는 교체보강 시 적용하되, 5), 6), 7)항의 규격은 기존 설비에도 적용한다. [신설 2012.12.31.] <번호변경 및 개정 2014.5.16.>

7.2.4.3 전기사업자, 급전가능재생에너지자원 또는 준중앙급전자원을 보유한 사업자가 실시간 자료취득 및 제어설비 설치 전에 전력거래소의 계통운영시스템(EMS)과 온라인 시험이 필요할 경우 사전에 전력거래소에 요청하여야 하며, 전력거래소는 전력계통 운영에 지장 없는 범위 내에서 협조한다. <개정 2010.6.30., 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.2.4.4 실시간 자료취득 및 제어설비의 설치는 발전설비 및 송변전설비와 병행하여 설치하되, 기기(모선, 차단기, 기동용변압기)가압 이전에 완료하여야 한다. 단, 급전가능집합전력자원은 제16.2.9조 제4항의 급전지시 이행능력시험 20일 전까지 완료하여야 한다. <개정 2010.6.30., 2012.12.31., 2014.5.16., 2023.8.30.>

7.2.4.5 전기사업자, 급전가능재생에너지자원 또는 준중앙급전자원을 보유한 사업자는 실시간 자료취득 및 제어설비 설치 50일전에 전력거래소에 통보하여야 하며, 이때 계통운영시스템(EMS)의 DB입력에 필요한 사항(붙임8.2)과 자료취득 및 제어포인트 내역을 작성하여 같이 제출한다. <개정 2010.6.30., 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.2.4.6 전력거래소는 계통운영을 고려하여 전기사업자, 급전가능재생에너지자원 또는 준중앙급전자원을 보유한 사업자가 제출한 자료취득 및 제어포인트 내역을 검토하여 설치 30일 전까지 전기사업자에게 회신한다. <개정 2010.6.30., 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.2.4.7 실시간 자료취득 및 제어설비 설치시에는 계통운영시스템(EMS) 자료취득 포인트가 누락되지 않도록 DB에 따라서 설치한다. <개정 2010.6.30>

7.2.4.8 설치가 완료되면 전력거래소의 계통운영시스템(EMS)과 다음 순서에 따라 포인트별 연동시험을 하여 이상여부를 확인하고 이상개소 발견 시 즉시

수정하여 전력거래소에 재시험을 요청한다. <개정 2010.6.30, 2012.12.31>

1) 계통운영시스템과 자료취득 및 제어설비에 최종 구축된 DB의 포인트 순서와 Scale Factor 등을 확인한다. [신설 2012.12.31.]

2) 자료취득 시험은 상태변화(차단기 등) 취득시험⇒계측정보(유효전력 등) 취득시험⇒자동발전제어시험(변전소 제외) 순서로 시행한다. [신설 2012.12.31]

3) 상태변화 취득시험은 계통운영시스템～원격소장치 구간을 우선 시행하고 계통운영시스템～현장설비 구간의 상태정보의 일치여부를 확인한다. [신설 2012.12.31]

4) 계측정보 취득시험시 발전소, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원, 변전소의 원격소장치에서 포인트별 변환기 입력값을 5단계로(최대값의0%,25%, 50%,75%, 100%) 입력하여 EMS에서 이상 유무를 확인한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

5) 발전기, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원의 제어시험시 EMS에서 제어값을 5단계로(0%,25%,50%,75%,100%) 전송하여 원격소장치와 발전기 제어설비(DCS : Digital Control System)에서 각각 이상 유무를 확인한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

6) 상기 3), 4), 5)항의 시험결과 이상상태 발견시 원인을 분석·수정하여 기기(모선, 차단기, 기동용변압기등) 가압 이전까지, 급전가능재생에너지자원 등록 전까지 정상화 한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2014.5.16., 2023.8.30.>

7.2.4.9 계통운영시스템(EMS)과 실시간 자료취득 및 제어설비간 통신을 위한 별도 경로의 이중회선은 전력거래소의 통신 인출점(주분선반)까지 전기사업자 및 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자가 시설 및 관리하며 그 규격은 붙임8.3과 같다. <개정 2010.6.30., 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.2.4.10 전기사업자는 전력 기기(모선, 차단기, 기동용변압기등) 가압 50일전까지, 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자는 제16.2.8조 제4항의 급전지시 이행능력시험 30일 전까지 붙임8.4에 명시한 규격의 원격소장치용 통신회선을 청약하고 개통일정과 임대번호 등을 전력거래소에 통보한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2014.5.16., 2023.8.30.>

7.2.4.11 전력거래소와 전기사업자는 기기(모선, 차단기, 기동용변압기등) 가압 20일전까지, 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자는 제16.2.8조 제4항의 급전지시 이행능력시험 20일 전까지 통신회선 및 통신링크를 다음 순서에 따라 개통한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2014.5.16., 2023.8.30.>

1) 통신사 또는 통신회선 담당자로부터 회선의 채널 수용번호 혹은 케이

블 선번을 확인하여 통신실 MDF에서 원격소장치 모뎀까지 구성한다. [신설 2012.12.31]

2) 해당 모뎀의 수신레벨값(-15～-20dBm)과SQ(Signal Quality)값 (10)을 확인한다. [신설 2012.12.31]

3) "RDLB/T"(Remote Digital Loop Back/Test) 시험을 5분 이상 시행하여 통신회선에서 Error 발생여부를 확인한다. [신설 2012.12.31]

4) 3)항의 시험결과 Error가 발생할 경우 전기사업자, 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자는 통신회사에 회선점검을 요청한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2023.8.30.>

5) 전력거래소와 전기사업자는 통신회선 개통 후 EMS와 원격소장치 사이 DNP(Distributed Network Protocol) 링크를 개통한다. [신설 2012.12.31]

6) 전력거래소는 DNP 프로토콜 시험기를 통해 EMS와 원격소장치간 통신데이타 (Raw)를 확인하고 이상 시 전기사업자에게 통보한다. [신설 2012.12.31]

7.2.5 계통운영시스템 자료취득 포인트 증설 및 폐지<개정 2010.6.30>

7.2.5.1 전기사업자, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자는 전력설비의 증설시 포인트 증설계획을 수립하여 해당 설비의 계통운전과 동시에 자료를 취득할 수 있도록 취득점 증설공사를 시행하여야 한다. <개정 2010.6.30., 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.2.5.2 전기사업자, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자는 전력설비 신, 증설 및 폐지 등으로 해당 포인트의 변동이 수반될 경우 20일전에 전력거래소에 통보하여야 한다. <개정 2010.6.30., 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.2.6 실시간 자료취득 및 제어설비의 기능보강 <개정 2010.6.30>

7.2.6.1 전력거래소는 계통운영시스템(EMS)의 기능 개선 및 교체에 따른 통신규격, 자료취득 기준, 설비운영기준이 변경될 경우 전기사업자, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자와 협의 후 개선을 요청할 수 있다. <개정 2010.6.30., 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.2.6.2 전력거래소는 자료취득 및 제어기능이 기준에 미달한 경우 전기사업자, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자에게 개선을 요청할 수 있다. [신설 2010.6.30.] <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.2.6.3 전기사업자, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자는 실시간 자료취득 및 제어설비의 신설, 교체 및 기능보강이 있을 경우 전력거래소에 통보하여야 한다. <개정 2010.6.30., 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.2.7 <삭제 2010.6.30>

7.3 계통운영시스템 제공자료 품질기준 <개정 2010.6.30>

7.3.1 전기사업자, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자는 원격소 장치 및 관련 설비의 고장으로 원격소장치 단위의 자료제공이 중단될 경우 이를 신속히 처리하여야 하며, 고장복구가 1일 이상 소요될 것으로 판단되는 경우에는 그 사유 및 처리예정일자를 전력거래소에 통보한다. <개정 2003.11.11., 2010.6.30., 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.3.2 전기사업자, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자는 전력거래소에 제공하는 계통운영 자료의 정확도가 다음에 제시하는 기준값 이상으로 유지되도록 하고, 허용치 초과 시에는 전력거래소에서 장애발생통지서를 발행하여 전기사업자, 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에게 통보하여 처리한다. <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.3.2.1 Analog 데이터

7.3.2.1.1 모선측

1) 선로조류 <개정 2009.06.30>

가) 1000MW, MVar이상 : 실제값과의 조류편차가 1.5% 미만 또는 30MW, MVar 미만 중 작은값

나) 150MW, MVar 이상1000MW,MVar 미만: 실제값과의조류편차가 1.5% 미만

다) 150MW, MVar 미만: 실제값과의 조류편차가 2MW, MVar 미만

2) M.Tr조류(MW, MVar) : MW, MVar 동일

가) 100MW,MVar이상 : 실제값과의 조류편차가 2% 미만

나) 100MW,MVar미만 : 실제값과의 조류편차가 2MW 미만

3) 모선전압 :

가) 345kV이상 : 실제값과의 전압편차 3kV 미만 <개정 2003.11.11>

나) 154kV이하 : 실제값과의 전압편차 2kV 미만

7.3.2.1.2 발전기, 전기저장장치, 급전가능전기저장장치 <개정 2015.5.7., 2016.5.12., 2023.8.30.>

1) 출력(MW)

가) 250MW이상 : 실제값과의 출력편차가 5MW 미만

나) 250MW미만 : 실제값과의 출력편차가 2% 미만(단, 제주지역발전기는 1MW 미만) <개정 2006.9.14>

2) 출력(MVAr)

가) 250MVAr이상 : 실제값과의 출력편차가 5MVAr 미만

나) 250MVAr미만 : 실제값과의 출력편차가 2% 미만

3) 전압 : 실제값과의 전압편차가 0.5kV 미만

7.3.2.1.3 기타

M.Tr Tap, Gen Hi, Low Limit값 : 허용오차 없음

7.3.2.2 Status

차단기, 단로기 : On/Off 변동 상태

7.3.3 전기사업자, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자는 7.3.2조에서 정의한 품질기준을 유지하기 위해 다음 사항을 준수하여야 한다. [신설 2003.11.11.] <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.3.3.1 CT/PT, 변환장치 등 자료취득관련 설비의 규격변경시 10일전까지 DB입력에 필요한 사항을 전력거래소에 통보하여야 한다. [신설 2003.11.11]

7.3.3.2 매 2년마다 자료취득용 변환장치를 정밀 교정하여 허용오차범위 이내에서 운영하여야 한다. [신설 2003.11.11]

7.3.3.3 발전사업자는 5년±6월마다 자료취득용 CT/PT 설비에 대한 오차시험을 시행하여야 한다. [신설 2012.12.31]

7.3.3.4 매년 1월말까지 전기사업자, 급전가능재생에너지발전기, 연료형 준중앙급전발전기, 재생에너지형 준중앙발전기를 보유한 사업자는 자료취득용 변환장치(T/D)의 교정과 CT/PT 비오차시험에 대한 당해연도 계획 및 전년도 실적을, 급전가능집합전력자원, 재생에너지형 준중앙집합전력자원을 보유한 사업자는 자료취득용변환장치(T/D)의 교정에 대한 당해년도 계획 및 전년도 실적을 전력거래소에 제출하여야 한다. 이때 교정기의 교정확인서 사본도 함께 제출하여야 한다. <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.3.3.5 자료취득용 변환장치(T/D)의 교정과 CT/PT 비오차시험 실적 및 계획 제출시 [붙임8.6]의 내용을 포함하여야 한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2010.6.30., 2012.12.31.>

7.3.4 실시간 자료취득 설비의 정확도 검증시험 [신설 2026.3.18.]

7.3.4.1 전력거래소는 매 2년마다 전기사업자의 원격소장치 및 제어설비의 정확도 검증시험을 시행하고 그 결과를 전기사업자에게 통보한다. <조문이동 2026.3.18.>

7.3.4.2 전력거래소는 구형 펌웨어 사용, 취득 데이터의 이상 등 필요시 전기사업자의 분산자원연계장치 및 제어설비의 정확도 검증시험을 시행하고 그 결과를 전기사업자에게 통보한다. [신설 2026.3.18.] <개정 2026.7.24.>

7.4 장애발생 통지서 처리 절차

7.4.1 7.3항에서 정한 기준을 초과하는 경우에는 전력거래소에서 장애발생통지서를 발행하여 전기사업자, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자에게 통보한다. <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.4.2 장애발생통지서는 전력거래소에서 운영하는 TM처리시스템을 통하여 발행하며, 전기사업자, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자는 발행된 장애발생통지서의 처리상황 및 조치결과를 TM처리시스템에 입력한다. <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.4.3 전기사업자, 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자는 장애발생통지서 접수 후 문제점 해결이 3일 이상 지연될 경우에는 전력거래소에 지연 사유 및 처리 예정일자를 통보한다. <개정 2023.8.30., 2026.1.28.>

7.5 원격소 장치의 운영 및 유지보수 <개정 2010.6.30>

7.5.1 전기사업자는 원격소 장치의 보수 및 점검 등의 사유로 데이터 전송이 중지될 경우 사전에 전력거래소와 작업일정 등을 협의하여 정하고 중지 1일 전 까지 전력거래소의 TM처리시스템에 등록한다. <개정 2010.6.30., 2012.12.31>

7.5.2 전력정보의 제공 폐지 및 변경사유가 발생시 전력거래소 및 전기사업자는 사유발생 즉시 상대방에 통보하여야 한다.

7.5.3 전기사업자는 원격소장치 등 자료취득·제어설비의 장애 또는 교체에 대비하여 최종 DB를 백업 관리한다. [신설 2012.12.31]

7.5.4 전기사업자는 원격소장치 등 자료취득·제어설비에 대한 정기 예방점검을 시행하고 필요한 경우 특별점검을 시행한다. [신설 2012.12.31]

7.5.5 전기사업자는 원격소장치 및 자료취득 · 제어설비의 장애에 대비하여 예비부품을 확보하여 관리한다. [신설 2012.12.31]

7.5.6 <조문이동 및 삭제 2026.3.18.>

7.5.7 전력거래소는 전기사업자가 원격소장치를 전력거래소에서 제공한 교체주기 계산프로그램 결과에 따라 교체하도록 권고할 수 있다. [신설 2014.5.16]

7.6 계통운영시스템 자료제공 <개정 2010.6.30>

7.6.1 전력거래소는 계통운영시스템에서 취득한 발전소 스위치 야드 및 변전소 운전정보를 송전사업자의 SCADA설비에 제공한다. <개정 2010.6.30>

7.6.2 송전사업자는 송전망운용에 필요한 정보를 필요시기 20일전에 전력거래소에 통보하여야 한다

7.6.3 전력거래소는 제공포인트에 대한 DB를 필요시기 10일 전까지 제공한다

7.6.4 송전사업자는 제공포인트에 대한 DB 작업이 완료후 전력거래소와 온라인 시험을 시행하여야 한다.

7.7 낙뢰감지시스템의 운영, 관리 및 정보제공 <삭제 2010.6.30>

7.7.1 <삭제 2010.6.30>

7.7.2 <삭제 2010.6.30>

7.7.3 <삭제 2010.6.30>

8.0 붙임

8.1 계통운영시스템의 자료취득 기준 <개정 2010.6.30>

8.2 DB 입력에 필요한 사항

8.3 실시간 자료취득 및 제어설비의 통신규격 <개정 2010.6.30>
8.4 통신회선 규격 <개정 2010.6.30>
8.5 급전전화 설치기준 [신설 2010.6.30.]
8.6 계통운영시스템용 자료취득용변환장치 교정 계획 및 실적 [신설 2010.6.30]
8.7 비상용 대체 통신수단 설치기준 [신설 2019.12.13.]

[붙임8.1]

계통운영시스템의 자료취득 기준

<개정 2010.6.30., 2020.4.29>

8.1.1 직접취득

8.1.1.1 발전소 설비 <개정 2006.9.14., 2012.12.31., 2015.9.30., 2024.10.8., 2025.8.6., 2026.1.28., 2026.4.28.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(2초 이내)</th><th colspan="2">Analog(2초 이내)</th><th colspan="2">Control</th></tr>
<tr><td rowspan="3">◆발전설비
· 수 력 (양수포함)
· 화 력
· 원자력
· IPP 발전기
· 연료형 준중앙 급전발전기</td><td rowspan="3">· 154kV 이상 재폐로 CB</td><td>MW</td><td>· 발전단 MW
· 송전단 MW (step-up TR 2차)
· Target MW (Set Point)</td><td rowspan="3">AGC (Pulse, Set Point : 기본 4초, 가변가능)</td><td rowspan="3">· 수 력
· 화 력
· 복 합 (원전제외)</td></tr>
<tr><td>Hz</td><td>· 상용 주파수 (필요개소)</td></tr>
<tr><td>MW</td><td>· 154kV 이상 T/L
· 154kV 이상 M.Tr
· Start-UP Tr (Gen 접속 제외)
· Local Load
· Aux. TR</td></tr>
<tr><td></td><td>· Gen CB
· Gen DS
· 154Kv 이상 CB
· 154kV이상 DS
· Gen AGC Control (2초: High/Low, Auto/Local)
· 고장파급방지장치 Ry 상태
· UFR Ry상태 (양수 차단, 수력/양수자동기 동)
· 운전 Mode (S/T, S/T+G/T)
· G/F On/Off
· 계통안정화장치 On/Off</td><td>MVAr</td><td>· 발전단 MVAr
· 송전단 MVAr (step-up TR 2차)
· 154kV 이상 T/L
· 154kV 이상 M.Tr</td><td colspan="2" rowspan="5"></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>kV</td><td>· Gen
· 154kV 이상 BUS 별</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>Gen MW Limit</td><td>· High/Low (원전제외)</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>Gen MW 출력증가/감소율</td><td>· MW/Min.</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>수위</td><td>· 저수위
· 방수위
· 상 · 하부댐</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="5">· File 송수신 : SOE data (요구시)
* 준중앙급전발전기의 경우에는 제18.2.3조에서 요구하는 사항 외 기능에 대해서는 제공하지 못할 수 있음</td></tr>
</table>

※ MCD : Momentary Change Detection

8.1.1.2 송,변전 설비 <개정 2006.9.14., 2015.5.7., 2026.4.28.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(2초 이내)</th><th colspan="2">Analog(2초 이내)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="4">◆송・변전설비

・765kV
・345kV
・HVDC
・SVC
・전기저장장치</td><td rowspan="4">・765kV 이상 CB 각상별(HSGS포함)
・154kV 이상 CB
・154kV 이상 DS
・M.Tr 3차 CB
・SVC CB/DS
・SC/ShR CB
・ULTC Remote/Local
・전기저장장치 CB, DS
・전기저장장치 AGC contorl (High/Low, Remote/Local)
・전기저장장치의 주파수응답 On/Off</td><td>MW
MVAr</td><td>・154kV 이상 T/L
・154kV 이상 MTr
・SVC (MVAr)
・HVDC Line (MW, AMPS)
・HVDC C.Tr
・전기저장장치 송전단 MW
・Target Mw (Set Point)
・실시간 공급능력 MW
・전기저장장치 송전단 MVAr
・전기저장장치 MW limit (High/Low)
・전기저장장치 MW 출력증가/감소율 (MW/min)
・SOC(State of Charge)</td><td rowspan="4">AGC
(Set Point : 기본4초, 가변가능)</td></tr>
<tr><td>kV</td><td>・154kV 이상 BUS 별
・HVDC Pole</td></tr>
<tr><td>Tap Position</td><td>・345kV이상 MTr
・HVDC C.Tr</td></tr>
<tr><td>Hz</td><td>모선주파수
(자체기동발전기 등 필요개소)</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="3">・ File 송수신 : SOE data (요구시)</td></tr>
</table>

8.1.1.3 제주 발전소 설비 [신설 2006.9.14.] <개정 2009.12.31., 2026.4.28.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(2초 이내)</th><th colspan="2">Analog(2초 이내)</th><th colspan="2">Control</th></tr>
<tr><td rowspan="6">◆발전설비
· 화력
· IPP 발전기

(발전소→EMS) 및
(발전소→제주 EMS)</td><td rowspan="6">· Gen CB
· Gen DS
· 154kV 이상 CB
· 154kV이상 DS
· Gen AGC Control (High/Low, Auto/Local)
· 운전 Mode (G/T, C/C)
· G/F On/Off
· 계통안정화장치 On/Off</td><td>MW</td><td>· 발전단 MW
· 송전단 MW (step-up TR 2차)
· 154kV 이상 T/L
· 154kV 이상 M.Tr
· Start-UP Tr (Gen 접속 제외)
· Local Load
· Aux. TR</td><td rowspan="2">AGC (Set Point :기본4초, 가변가능)</td><td rowspan="2">· 화력
· 복합</td></tr>
<tr><td>Hz</td><td>· 모선 주파수 (자체기동발전기 등 필요개소)</td></tr>
<tr><td>MVAr</td><td>· 발전단 MVAr
· 송전단 MVAr (step-up TR 2차)
· 154kV 이상 T/L
· 154kV 이상 M.Tr</td><td colspan="2" rowspan="4"></td></tr>
<tr><td>kV</td><td>· Gen
· 154kV 이상 BUS별</td></tr>
<tr><td>Gen MW Limit</td><td>· High/Low</td></tr>
<tr><td>Gen MW 출력증가/감소율</td><td>· MW/Min.</td></tr>
<tr><td colspan="5">· File 송수신 : SOE data (요구시)</td></tr>
</table>

8.1.1.4 제주 송,변전 설비 [신설 2006.9.14.] <개정 2026.4.28.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(2초 이내)</th><th colspan="2">Analog(2초 이내)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="4">◆송·변전설비
· 154kV
· HVDC
· SVC

(154kV변전소→
제주EMS)</td><td rowspan="4">· 22.9kV 이상 CB
· 22.9kV 이상 DS
· SVC CB/DS
· SC/ShR CB
· ULTC
Auto/Manual</td><td>MW
MVAr</td><td>· 154kV 이상 T/L
· 154kV 이상 MTr
· SVC (MVAr)
· HVDC Line
(MW, AMPS)
· HVDC C.Tr</td><td rowspan="4"></td></tr>
<tr><td>Hz</td><td>모선주파수
(자체기동발전기 등
필요개소)</td></tr>
<tr><td>Tap
Position</td><td>· HVDC C.Tr
· 154kV MTr</td></tr>
<tr><td>kV</td><td>· 22.9kV 이상 BUS 별
· HVDC Pole</td></tr>
<tr><td colspan="4">· File 송수신 : SOE data (요구시)</td></tr>
</table>

8.1.1.5 중앙급전전기저장장치 [신설 2016.5.12.] <개정 2025.8.6., 2025.10.1., 2026.4.28.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(2초 이내)</th><th colspan="2">Analog(2초 이내)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="11">◆중앙급전전기저장장치</td><td rowspan="10">・154kV* 이상 CB
・154kV* 이상 DS
・ESS CB
・AGC Control
(2초: High/Low,
Auto/Local)
・UFR Ry상태
・주파수추종 On/Off
・**ESS GFM 운전모드 On/Off</td><td>MW</td><td>・발전단 MW
・송전단 MW
(ESS 접속 TR 2차)
・Target MW
(Set Point)</td><td rowspan="3">AGC
(Set Point
:기본 4초,
가변가능)</td></tr>
<tr><td>Hz</td><td>・상용 주파수
(필요개소)</td></tr>
<tr><td>MW</td><td>・154kV* 이상 T/L
・154kV* 이상 M.Tr
・Local Load</td></tr>
<tr><td rowspan="2">MVAr</td><td>・발전단 MVAr
・송전단 MVAr
(ESS 접속 TR 2차)
・154kV* 이상 T/L
・154kV* 이상 M.Tr</td><td rowspan="7">On/Off**
(저장장치
기동/정지
신호)</td></tr>
<tr><td>kV</td><td>・154kV* 이상 BUS 별
・ESS 접속 BUS 별</td></tr>
<tr><td>MW Limit</td><td>・ESS High/Low</td></tr>
<tr><td>Gen MW
출력증가/
감소율</td><td>・ESS MW/Min.</td></tr>
<tr><td>잔여저장전력량</td><td>・MWh</td></tr>
<tr><td>ESS SOC</td><td>・ESS 충전상태(%)</td></tr>
<tr><td>운전Cycle**</td><td>・운전Cycle(횟수)</td></tr>
<tr><td>충 · 방전**
(PCS 용량 기준)</td><td>・ESS 충전가능시간
・ESS 방전가능시간</td></tr>
<tr><td colspan="4">・ File 송수신 : SOE data (요구시)</td></tr>
<tr><td colspan="4">* 22.9kV 선로에 접속하는 중앙계약전기저장장치인 경우, 22.9kV의 데이터를 계통운영시스템에 제공해야 함
** 중앙계약전기저장장치에 한하여 추가 취득 (SOC는 MWh값을 취득)</td></tr>
</table>

8.1.1.6 육지 풍력, 태양광 및 연료전지 설비 [신설 2020.4.29.] <개정 2020.10.1., 2026.1.28., 2026.4.28.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(4초 이내)</th><th colspan="3">Analog(4초 이내)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="2">◆발전설비

· 154kV이상 송전선로연계 풍력발전기 (20MW 초과)

(발전기→EMS)</td><td rowspan="2">· 154kV 이상 CB, DS
* ESS 연계형인 경우 ESS CB</td><td>MW</td><td colspan="2">· 송전단 Total MW
· 송전단 Available MW
· Target MW(Set Point)
* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW</td><td>Set Point (필요시)</td></tr>
<tr><td>MVAr</td><td colspan="2">· 송전단 Total MVAr
* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVAr</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="5">· 154kV이상 송전선로연계 태양광발전기 (20MW 초과)

(발전기→EMS)</td><td rowspan="5">· 154kV 이상 CB, DS
* ESS 연계형인 경우 ESS CB</td><td>m/s</td><td>· 풍속</td><td rowspan="3">기상 정보*</td><td rowspan="5">Set Point (필요시)</td></tr>
<tr><td>º(0, 360)</td><td>· 풍향</td></tr>
<tr><td>ºC</td><td>· 주변기온</td></tr>
<tr><td>MW</td><td colspan="2">· 송전단 Total MW
· 송전단 Available MW
· Target MW (Set Point)
* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW</td></tr>
<tr><td>MVAr</td><td colspan="2">· 송전단 Total MVAr
* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVAr</td></tr>
<tr><td rowspan="5">· 154kV이상 송전선로연계 연료전지발전기 (20MW 초과)

· 재생에너지형 준중앙급전발전기

(발전기→EMS)</td><td rowspan="5">· 154kV 이상 CB, DS
* ESS 연계형인 경우 ESS CB</td><td>W/m²</td><td>· 일사량</td><td rowspan="2">기상 정보*</td><td rowspan="5">Set Point (필요시)</td></tr>
<tr><td>ºC</td><td>· 주변기온</td></tr>
<tr><td>MW</td><td colspan="2">· 송전단 Total MW
· 송전단 Available MW
· Target MW (Set Point)
* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW</td></tr>
<tr><td>MVAr</td><td colspan="2">· 송전단 Total MVAr
* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVAr</td></tr>
<tr><td>MW Limit</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low</td></tr>
<tr><td colspan="6">· File 송수신 : SOE data (요구 시)
* 기상정보
- 풍력 : 고정식 풍황계측타워 또는 원격감지계측기(소다(SODAR), 라이더(Lidar) 등) 등의 정보 기준
- 태양광 : 일사량계, 외기온도계 정보 기준
(단, 미설치된 경우 설비에 설치된 계측기 중 발전기를 대표할 수 있는 1기 선정)
'Available MW'란 실시간 공급가능 유효전력(Available MW)을 말하며, 전력거래소의 출력제어지시로 인하여 Total MW와 Available MW가 다른 경우 이를 식별하기 위하여 사용된다. 출력제어가 없는 경우 Available MW는 Total MW와 같다.</td></tr>
</table>

8.1.1.7 제주 풍력, 태양광 및 연료전지 설비 [신설 2020.4.29.] <개정 2020.10.1., 2026.4.28.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(4초 이내)</th><th colspan="3">Analog(4초 이내)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="8">◆발전설비

· 22.9kV 이상 송전선로연계 풍력발전기 (20MW 초과)

(발전기 → EMS) 및
(발전기 → 제주 EMS)</td><td rowspan="8">· 22.9kV 송전선로 이상
CB, DS
* ESS 연계형인 경우
ESS CB</td><td>MW</td><td colspan="2">· 송전단 Total MW
· 송전단 Available MW
· Target MW (Set Point)
* ESS 연계형인 경우
ESS의 송전단 Total MW</td><td>Set Point
(필요시)</td></tr>
<tr><td>MVAr</td><td colspan="2">· 송전단 Total MVAr
* ESS 연계형인 경우
ESS의 송전단 Total MVAr</td><td rowspan="7"></td></tr>
<tr><td>m/s</td><td>· 풍속</td><td rowspan="3">기상정보*</td></tr>
<tr><td>º(0, 360)</td><td>· 풍향</td></tr>
<tr><td>ºC</td><td>· 주변기온</td></tr>
<tr><td>n/a</td><td colspan="2">· 운전 중인 터빈 수</td></tr>
<tr><td>MW Limit</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low</td></tr>
<tr><td>ESS SOC</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS 충전상태(%)</td></tr>
<tr><td rowspan="7">· 22.9kV 이상 송전선로연계 태양광발전기 (20MW 초과)

(발전기 → EMS) 및
(발전기 → 제주 EMS)</td><td rowspan="7">· 22.9kV 송전선로 이상
CB, DS
* ESS 연계형인 경우
ESS CB</td><td>MW</td><td colspan="2">· 송전단 Total MW
· 송전단 Available MW
· Target MW (Set Point)
* ESS 연계형인 경우
ESS의 송전단 Total MW</td><td>Set Point
(필요시)</td></tr>
<tr><td>MVAr</td><td colspan="2">· 송전단 Total MVAr
* ESS 연계형인 경우
ESS의 송전단 Total MVAr</td><td rowspan="6"></td></tr>
<tr><td>W/m²</td><td>· 일사량</td><td rowspan="2">기상정보*</td></tr>
<tr><td>ºC</td><td>· 주변기온</td></tr>
<tr><td>MW Limit</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low</td></tr>
<tr><td>ESS SOC</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS 충전상태(%)</td></tr>
<tr><td rowspan="4">· 22.9kV 이상 송전선로연계 연료전지발전기 (20MW 초과)

(발전기 → EMS) 및
(발전기 → 제주 EMS)</td><td rowspan="4">· 22.9kV 송전선로 이상
CB, DS
* ESS 연계형인 경우
ESS CB</td><td>MW</td><td colspan="2">· 송전단 Total MW
· 송전단 Available MW
· Target MW (Set Point)
* ESS 연계형인 경우
ESS의 송전단 Total MW</td><td>Set Point
(필요시)</td></tr>
<tr><td>MVAr</td><td colspan="2">· 송전단 Total MVAr
* ESS 연계형인 경우
ESS의 송전단 Total MVAr</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>MW Limit</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low</td></tr>
<tr><td>ESS SOC</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS 충전상태(%)</td></tr>
<tr><td colspan="6">· File 송수신 : SOE data (요구 시)
* 기상정보
- 풍력 : 고정식 풍황계측타워 또는 원격감지계측기(소다(SODAR), 라이더(Lidar) 등) 등의 정보 기준
- 태양광 : 일사량계, 외기온도계 정보 기준
(단, 미설치된 경우 설비에 설치된 계측기 중 발전기를 대표할 수 있는 1기 선정)
'Available MW'란 실시간 공급가능 유효전력(Available MW)을 말하며, 전력거래소의 출력제어지시로 인하여 Total MW와 Available MW가 다른 경우 이를 식별하기 위하여 사용된다. 출력제어가 없는 경우 Available MW는 Total MW와 같다.</td></tr>
</table>

8.1.2 연계취득(지역계통운영센터 SCADA, 급전분소 SCADA 또는 기타 시스템)<개정 2007.7.23.>

8.1.2.1 주, 후비 지역계통운영센터(154kV 변전소 포함) <개정 2006.9.14., 2007.7.23., 2020.3.29. 2020.4.29., 2020.10.1., 2026.4.28.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(8초 이내)</th><th colspan="3">Analog(8초 이내)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="2">154kV
변전소
→ EMS</td><td rowspan="2">· 154kV CB
· 154kV 모선연결 DS
· SC/ShR 1차측 CB(23kV)
· UFR Ry 동작 상태</td><td>MW
MVAr</td><td colspan="2">· 154kV T/L
· 154kV MTr
· 22.9kV 배전선로 이하에 연계된 풍력, 태양광발전기의 154kV 변전소별
- 풍력발전기 Total MW, MVAr
- 태양광발전기 Total MW, MVAr</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td>kV</td><td colspan="2">· 154kV BUS별</td></tr>
<tr><td rowspan="8">· 70kV 또는 22.9kV 송전선로 연계 풍력 발전기 (1MW초과)

70kV 또는 22.9kV 변전소 → EMS</td><td rowspan="8">· 70kV 또는 22.9kV 모선연결 CB, DS
* ESS 연계형인 경우 ESS CB</td><td>MW</td><td colspan="2">· 송전단 Total MW
· 송전단 Available MW
· Target MW
* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW</td><td>Target MW (필요시)</td></tr>
<tr><td>MVAr</td><td colspan="2">· 송전단 Total MVAr
* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVAr</td><td rowspan="7"></td></tr>
<tr><td>m/s</td><td>· 풍속</td><td rowspan="3">기상 정보*</td></tr>
<tr><td>º(0, 360)</td><td>· 풍향</td></tr>
<tr><td>ºC</td><td>· 주변기온</td></tr>
<tr><td>n/a</td><td colspan="2">· 운전 중인 터빈 수</td></tr>
<tr><td>MW Limit</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low</td></tr>
<tr><td>ESS SOC</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS 충전상태(%)</td></tr>
<tr><td rowspan="6">· 70kV 또는 22.9kV 송전선로 연계태양광 발전기 (1MW초과)

70kV 또는 22.9kV 변전소 → EMS</td><td rowspan="6">· 70kV 또는 22.9kV 모선연결 CB, DS
* ESS 연계형인 경우 ESS CB</td><td>MW</td><td colspan="2">· 송전단 Total MW
· 송전단 Available MW
· Target MW
* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW</td><td>Target MW (필요시)</td></tr>
<tr><td>MVAr</td><td colspan="2">· 송전단 Total MVAr
* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVAr</td><td rowspan="5"></td></tr>
<tr><td>W/m²</td><td>· 일사량</td><td rowspan="2">기상 정보*</td></tr>
<tr><td>ºC</td><td>· 주변기온</td></tr>
<tr><td>MW Limit</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low</td></tr>
<tr><td>ESS SOC</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS 충전상태(%)</td></tr>
<tr><td rowspan="4">· 70kV 또는 22.9kV 송전선로 연계 연료 전지발전기 (1MW초과)

70kV 또는 22.9kV 변전소 → EMS</td><td rowspan="4">· 70kV 또는 22.9kV 모선연결 CB, DS
* ESS 연계형인 경우 ESS CB</td><td>MW</td><td colspan="2">· 송전단 Total MW
· 송전단 Available MW
· Target MW
* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW</td><td>Target MW (필요시)</td></tr>
<tr><td>MVAr</td><td colspan="2">· 송전단 Total MVAr
* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVAr</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>MW Limit</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low</td></tr>
<tr><td>ESS SOC</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS 충전상태(%)</td></tr>
<tr><td colspan="6">· File 송수신 : SOE data (요구시)
* 기상정보
- 풍력(20MW 초과) : 고정식 풍황계측타워 또는 원격감지계측기(소다(SODAR), 라이더(Lidar) 등) 등의 정보 기준
- 풍력(1MW 초과 20MW 미만) : 설비에 설치된 계측기 중 발전기를 대표할 수 있는 1개의 정보
- 태양광 : 일사량계, 외기온도계 정보 기준
(단, 미설치된 경우 설비에 설치된 계측기 중 발전기를 대표할 수 있는 1기 선정)
'Available MW'란 실시간 공급가능 유효전력(Available MW)을 말하며, 전력거래소의 출력제어지시로 인하여 Total MW와 Available MW가 다른 경우 이를 식별하기 위하여 사용된다. 출력제어가 없는 경우 Available MW는 Total MW와 같다.</td></tr>
</table>

8.1.2.2 한강 SCADA <개정 2026.4.28.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(4초 이내)</th><th colspan="2">Analog</th><th colspan="2">Control</th></tr>
<tr><td rowspan="6">한강계
수 력</td><td rowspan="5">· 154kV CB
· 154kV DS</td><td>MW
MVAr
(4초)</td><td>· 154kV T/L
· Local Load(MW)</td><td rowspan="5"></td><td rowspan="5"></td></tr>
<tr><td>kV
(4초)</td><td>· 154kV BUS별</td></tr>
<tr><td>댐자료
(1분)</td><td>· 댐수위
· 방수위
· 유하량
· 사용수량
· 방류량
· 수문개방수
· 수문개도</td></tr>
<tr><td>댐자료
(1시간)</td><td>· 시간 강우량
· 일 강우누계</td></tr>
<tr><td>기타
(1분)</td><td>· 홍수통제소 자료</td></tr>
<tr><td colspan="5">· File 송수신 : SOE data (요구시)</td></tr>
</table>

8.1.2.3 제주 EMS [신설 2006.9.14.] <개정 2026.4.28.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(4초 이내)</th><th colspan="2">Analog(4초 이내)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="3">제주EMS
→ EMS</td><td rowspan="3">· 154kV CB
· 154kV 모선연결 DS
· SC/ShR 1차측 CB(23kV)
· UFR Ry 동작 상태
· Gen AGC Control (Auto/Local)</td><td>MW
MVAr</td><td>· 154kV T/L
· 154kV MTr
· Gen
· Gen High/Low Limit(MW)
· HVDC Line(MW)</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>Hz</td><td>모선주파수
(자체기동발전기 등 필요개소)</td></tr>
<tr><td>kV</td><td>· 154kV BUS별
· Gen
· HVDC Pole)</td></tr>
</table>

8.1.2.4 제주 급전분소 [신설 2006.9.14.] <개정 2009.06.30., 2026.4.28.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(5초 이내)</th><th colspan="2">Analog(5초 이내)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="5">제주 급전분소 → 제주EMS 및 중앙EMS(후비포함)</td><td rowspan="4">· 22.9kV 이상 CB
· 22.9kV 이상 DS
· SC/ShR CB(23kV)
· UFR Ry 동작상태</td><td>MW
MVAr</td><td>· 154kV T/L
· 154kV이상 MTr
· SVC (MVar)</td><td rowspan="4"></td></tr>
<tr><td>Hz</td><td>모선주파수(자체기동발전기 등 필요개소)</td></tr>
<tr><td>Tap Position</td><td>· 154kV MTr</td></tr>
<tr><td>kV</td><td>· 22.9kV이상 BUS별</td></tr>
<tr><td colspan="4">· File 송수신 : SOE data (요구시)</td></tr>
</table>

8.1.2.5 분산자원연계장치 [신설 2010.6.30.] <개정 2026.3.18., 2026.7.24.>

<table>
<tr><th>Station</th><th colspan="2">Analog(4초 이내)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="3">· 20MW 초과 200MW 미만인 비중앙급전발전기
· 10MW초과 200MW 미만인 비중앙급전전기저장장치
· 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기
· 중앙급전 구역전기발전기
분산자원연계장치 → EMS</td><td>MW</td><td>· 송전단 Total MW
· Target MW(필요시)</td><td rowspan="3">Target MW (필요시)</td></tr>
<tr><td>MVAr</td><td>· 송전단 Total MVAr</td></tr>
<tr><td>kV</td><td>· Gen</td></tr>
</table>

8.1.2.6 풍력, 태양광 및 연료전지발전기 및 급전가능재생에너지자원, 재생에너지형 준중앙집합전력자원 자료연계 [신설 2020.4.29.] <개정 2020.10.1., 2023.8.30., 2026.1.28., 2026.4.28., 2026.7.24.>

Station	Analog(1분 이내)			Control
・154kV이상 송전선로연계 풍력발전기 (20MW 이하) 분산자원연계장치 →EMS	MW	・송전단 Total MW ・송전단 Available MW ・Target MW * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW		Target MW (필요시)
	MVAr	・송전단 Total MVAr * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVAr		
	m/s	・풍속	기상 정보*	
	º(0, 360)	・풍향		
	ºC	・주변기온		
	n/a	・운전 중인 터빈 수		
	MW Limit	* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low		
	ESS SOC	* ESS 연계형인 경우 ESS 충전상태(%)		
・154kV이상 송전선로연계 태양광발전기 (20MW 이하) 분산자원연계장치 →EMS	MW	・송전단 Total MW ・송전단 Available MW ・Target MW * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW		Target MW (필요시)
	MVAr	・송전단 Total MVAr * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVAr		
	W/m^2	・일사량	기상 정보*	
	ºC	・주변기온		
	MW Limit	* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low		
	ESS SOC	* ESS 연계형인 경우 ESS 충전상태(%)		
・154kV이상 송전선로연계 연료전지발전기 (20MW 이하) 분산자원연계장치 →EMS	MW	・송전단 Total MW ・송전단 Available MW ・Target MW * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW		Target MW (필요시)
	MVAr	・송전단 Total MVAr * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVAr		
	MW Limit	* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low		
	ESS SOC	* ESS 연계형인 경우 ESS 충전상태(%)		
・급전가능재생에너지자원 (분산자원연계장치를 사용하는 경우) ・재생에너지형 준중앙급전발전기	MW	・연계 모선별, 전원별 Total MW ・연계모선별, 전원별		Set Point (필요시)

<table>
<tr><td rowspan="7">(분산자원연계장치를 사용하는 경우)

· 재생에너지형 준중앙집합전력자원

분산자원연계장치
→EMS</td><td></td><td colspan="2">Available MW
· Target MW (Set Point)
* ESS 연계형인 경우
ESS에 대한 연계모선별
송전단 Total MW</td><td></td></tr>
<tr><td>m/s</td><td>· 풍속</td><td rowspan="3">대표모선
기상정보*</td><td></td></tr>
<tr><td>º(0, 360)</td><td>· 풍향</td><td></td></tr>
<tr><td>ºC</td><td>· 주변기온</td><td></td></tr>
<tr><td>n/a</td><td colspan="2">· 운전 중인 터빈 수</td><td></td></tr>
<tr><td>MW Limit</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우 연계모선별 ESS
High/Low</td><td></td></tr>
<tr><td>ESS
SOC</td><td colspan="2">* ESS 연계형인 경우
연계모선별 ESS 충전상태(%)</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="5">- 풍력 : 설비에 설치된 계측기 중 발전기를 대표할 수 있는 1개의 정보
- 태양광 : 일사량계, 외기온도계 정보 기준
(단, 미설치된 경우 설비에 설치된 계측기 중 발전기를 대표할 수 있는 1기 선정)
‘Available MW’란 실시간 공급가능 유효전력(Available MW)을 말하며, 전력거래소의 출력제어지시로 인하여 Total MW와 Available MW가 다른 경우 이를 식별하기 위하여 사용된다. 출력제어가 없는 경우 Available MW는 Total MW와 같다.</td></tr>
</table>

8.1.2.7 연료형 준중앙급전발전기 [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28., 2026.4.28., 2026.7.24.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(2초 이내)</th><th colspan="2">Analog(2초 이내)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="4">· 준중앙급전발전기
(분산자원연계장치를 사용하는 경우)

(발전기→EMS)</td><td rowspan="4">· 주파수추종 On/Off

· AGC Control (High/Low, Auto/Local)</td><td>MW</td><td>· 송전단 MW
· Target MW(Set Point)</td><td>Set Point</td></tr>
<tr><td>MVAr</td><td>· 송전단 MVAr</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>kV</td><td>· Gen</td></tr>
<tr><td>Gen MW
출력증가/감소율</td><td>· MW/Min</td></tr>
<tr><td colspan="5">* 발전기 설비특성상 제18.2.3조에서 요구하는 사항 외 기능에 대해서는 제공하지 못할 수 있음</td></tr>
</table>

8.1.3 전기사업자는 [별표14] 8.4항에 의해 고장파급방지시스템 운전상태 감시에 필요한 아래 정보를 전력거래소의 EMS로 전송(취득주기: 5분이내) 하여야 한다.[신설 2008.10.31]

1. 고장파급방지장치 전원 인가상태
2. 운전모드 절환 스위치의 선택상태
3. 관련 통신회선 상태
4. 기타, 고장파급방지시스템 운전상태 감시에 필요한 정보

[붙임8.2]

DB 입력에 필요한 사항<개정 2010.6.30., 2015.5.7., 2016.5.12., 2023.8.30>

	설비 구분	요 구 자 료 내 역	
발전소	발전기	① 용량 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 최대·최저발전가능출력 ⑦ 분당 출력증가/감소량 ⑨ 출력 증가/감소 Dead Band ⑪ 발전연료종류 ⑬ 복합 모드 접점	② 전력변환기사양(MW/MVAr/kV) ④ 계기용 P.T 비 ⑥ 최대·최저발전가능무효전력 ⑧ 발전연료비용 ⑩ 입·출력 곡선용 데이터(P, Q, Q') ⑫ Lag Time ⑭ A·B·C 및 소내소비 계수
	전기저장장치	① 용량 ③ 계기용 CT비 ⑤ 최대·최저가능유효전력 ⑦ 출력 증가/감소 Dead Band*	② 전력변환기사양 ④ 계기용 PT비 ⑥ 최대·최소전력저장량 ⑧ 분당 출력증가/감소율*
	AUX 및 STR	① 용량 ③ 계기용 C.T 비	② 전력변환기사양(MW/MVAr) ④ 계기용 P.T 비
	송전선로 (보유발전소)	① 송전전압 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 캐페시턴스 치 ⑦ T/L의 저항치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/BUS kV)	② 선종, 굵기, 조수 ④ 계기용 P.T 비 ⑥ T/L 명칭 (상대단 발·변전소명) ⑧ 인덕턴스치
	주 변압기	① 용량 ③ Tap 변경 범위 ⑤ 최대·최저 전압	② 저항 및 인덕턴스 치 ④ Normal Tap 위치
	차단기 및 LS (자기단 및 상대단)	① 사용 접점 (A,B) 종류	
변전소	송전선로	① 송전전압 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 캐페시턴스 치 ⑦ T/L의 저항치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/BUS kV)	② 선종, 굵기, 조수 ④ 계기용 P.T 비 ⑥ T/L 명칭 (상대단 발·변전소명) ⑧ 인덕턴스치
	주 변압기	① 용량 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 1-2 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑦ 1-3 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/Tap)	② Tap 변경 범위 ④ 계기용 P.T 비 ⑥ 2-3 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑧ SR/SC 용량 ⑩ 최대·최저 전압
	차단기 및 LS (자기단 및 상대단)	① 사용 접점 (A,B) 종류	
	기타 변압기	① 용량 ③ 계기용 C.T 비	② 전력변환기사양(MW/MVAr) ④ 계기용 P.T 비
	전기저장장치	① 용량 ③ 계기용 CT비 ⑤ 최대·최저가능유효전력 ⑦ 분당 출력증가/감소율	② 전력변환기사양 ④ 계기용 PT비 ⑥ 최대·최저가능무효전력 ⑧ 출력증가/감소 Dead Band
급전가능 집합전력 자원		① 용 량 ③ 분당 출력증가/감소율	②최대·최저발전가능 유효전력
기 타			

* : AGC 대상 전기저장장치만 제출

	설비 구분	요 구 자 료 내 역	
발전소	발전기	① 용량 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 최대·최저발전가능출력 ⑦ 분당 출력증가/감소량 ⑨ 출력 증가/감소 Dead Band ⑪ 발전연료종류 ⑬ 복합 모드 접점	② 전력변환기사양(MW/MVAr/kV) ④ 계기용 P.T 비 ⑥ 최대·최저발전가능무효전력 ⑧ 발전연료비용 ⑩ 입·출력 곡선용 데이터(P, Q, Q') ⑫ Lag Time ⑭ A·B·C 및 소내소비 계수
	AUX 및 STR	① 용량 ③ 계기용 C.T 비	② 전력변환기사양(MW/MVAr) ④ 계기용 P.T 비
	송전선로 (보유발전소)	① 송전전압 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 캐페시턴스 치 ⑦ T/L의 저항치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/BUS kV)	② 선종, 굵기, 조수 ④ 계기용 P.T 비 ⑥ T/L 명칭 (상대단 발·변전소명) ⑧ 인덕턴스치
	주 변압기	① 용량 ③ Tap 변경 범위 ⑤ 최대·최저 전압	② 저항 및 인덕턴스 치 ④ Normal Tap 위치
	차단기 및 LS (자기단 및 상대단)	① 사용 접점 (A,B) 종류	
변전소	송전선로	① 송전전압 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 캐페시턴스 치 ⑦ T/L의 저항치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/BUS kV)	② 선종, 굵기, 조수 ④ 계기용 P.T 비 ⑥ T/L 명칭 (상대단 발·변전소명) ⑧ 인덕턴스치
	주 변압기	① 용량 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 1-2 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑦ 1-3 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/Tap)	② Tap 변경 범위 ④ 계기용 P.T 비 ⑥ 2-3 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑧ SR/SC 용량 ⑩ 최대·최저 전압
	차단기 및 LS (자기단 및 상대단)	① 사용 접점 (A,B) 종류	
	기타 변압기	① 용량 ③ 계기용 C.T 비	② 전력변환기사양(MW/MVAr) ④ 계기용 P.T 비
	전기저장장치	① 용량 ③ 계기용 CT비 ⑤ 최대·최저가능유효전력 ⑦ 분당 출력증가/감소율	② 전력변환기사양 ④ 계기용 PT비 ⑥ 최대·최저가능무효전력 ⑧ 출력증가/감소 Dead Band
기 타		계통운영시스템 취득기준에 따른 설비의 참고 자료	

[붙임8.3]

실시간 자료취득 및 제어설비의 통신규격<개정 2010.6.30., 2023.8.30>

8.3.1 계통운영시스템의 자료취득, 제어를 위한 원격소 장치의 통신규약은 IEC60870-5 또는 DNP3.0 을 각 포트별로 지원하되 세부 파라미터는 아래의 항목을 지원해야 한다.<개정 2010.6.30.>

DNP OBJECT			EMS REQUEST		RTU RESPONSE	
Obj (dec)	Var (dec)	Description	Func Codes (dec)	Qual Codes (hex)	Func Codes (dec)	Qual Codes (hex)
1	1	Binary Input (DI Dump)	1 (Read)	00,01 (Start-Stop)	129 (Response) 130 (Unsol Resp)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)
12	1	Control Relay Output Block (Pulse AGC Control, Digital Output Control) [중앙급전발전기만 해당]	3 (Select) 4 (Operate) 5 (Direct Operate)	17,27 (Index)	129 (Response)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)
	2	Pattern Control Block (Pulse AGC Control, Digital Output Control) [중앙급전발전기만 해당]	3 (Select) 4 (Operate) 5 (Direct Operate)	07 (Limited Qty)	129 (Response)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)
30	2	16 Bit AI (Analog Input)	1 (Read)	00,01 (Start-Stop)	129 (Response) 130 (Unsol Resp)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)
41	2	16 Bit Analog Output Block(Setpoint AGC) [중앙급전발전기만 해당]	3 (Select) 4 (Operate) 5 (Direct Operate)	17,27 (Index)	129 (Response)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)
50	1	Time and Date (Time Sync)	2 (Write)	07 Quantity=1	129 (Response)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)
60	2	Class 1 Data (DI Event)	1 (Read)	06 (No Range)	129 (Response)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)
			20 (Enbl Unsol Mssg) 21 (Dis Unsol Mssg) 22 (Assign Class)	06 (No Range)	129 (Response)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)

8.3.2 EMS와 지역급전시스템(SCADA)간 자료연계를 위한 다음 통신규약은 ICCP (Inter Control Center Protocol)로 하고 IEC60870-6(TASE.2, Service and Protocol), IEC60870-6-702(TASE.2,Profiles), IEC60870-6-802, (TASE.2 Object Models) 와 호환되며 지원 Block은 다음과 같다.<개정 2010.6.30>

가) Block 1, Basic Service

나) Block 2, Extended Data Set Condition Monitoring

다) Block 3, Blocked Transfers

라) Block 4, Information Messages

마) Block 5, Device Control

바) Block 7, Events

사) Block 8, Accounts

아) Block 9, Time Series

8.3.3 <삭제 2026.3.18.>

8.3.3.1 <삭제 2026.3.18.>

8.3.4 실시간 자료취득 설비로 취득하지 않는 비중앙발전기의 출력정보는 전력거래소가 계량값을 변환하여 실시간 감시와 전력수급에 활용한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2026.3.18.>

8.3.5 분산자원연계장치는 아래 내용을 따른다. [신설 2020.4.29.] <개정 2026.7.24.>

8.3.5.1 발전기 및 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원과 분산자원연계장치 간 데이터송수신을 위한 통신은 이더넷 방식을 지원해야 한다. 발전사업자 및 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자가 분산자원연계장치 사이에 별도의 데이터 중계장치를 두는 경우, 중계장치와 분산자원연계장치간 통신은 이더넷 방식을 지원해야 한다. <개정 2023.8.30., 2026.1.28., 2026.7.24.>

8.3.5.2 분산자원연계장치와 EMS 간 데이터송수신을 위한 통신규약은 인터넷 방식을 지원해야 한다. [신설 2020.4.29.] <개정 2026.7.24.>

8.3.5.3 발전사업자 및 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 사업자는 전력거래소에서 제공하는 프로그램 가이드를 참고하여 발전기와 분산자원연계장치 간 데이터연계 기능을 개발하고, 완료 후 전력거래소와 통신시험을 수행하여야 한다. 이 경우 중앙전력관제센터 및 후비전력관제센터와 데이터를 송수신하여야 한다. [신설 2020.4.29.] <개정 2023.8.30., 2026.1.28., 2026.4.28., 2026.7.24.>

[붙임8.4]

통신회선 규격[신설 2010.6.30]

8.4.1 전력계통 자료의 직접취득 및 연계취득과 급전지시를 위한 통신회선을 전력거래소의 통신인출점까지 제공하되, 회선규격 및 제공수량은 아래와 같다.<개정 2006.9.14, 2007.7.23.><번호변경 2010.6.30.><개정 2014.5.16., 2021.12.28., 2022.12.27., 2025.8.6.>

관제센터 구분	직접취득용		연계취득용		급전지시용	
	규 격	수량	규 격	수량	규격	수량
중앙전력관제센터	데이터급 9600bps 이상 전용회선 (시리얼 또는 TCP/IP*)	1	데이터급 56Kbps 이상 전용회선 (시리얼 또는 TCP/IP*)	1(주 지역계통운영센터 SCADA 연계용) 1(후비 지역계통운영센터 SCADA 연계용) 1(한강 SCADA 연계용)	음성급, 2선식, 자석식 또는 공전식	1
후비전력관제센터**	데이터급 9600bps 이상 전용회선 (시리얼 또는 TCP/IP*)	1	데이터급 56Kbps 이상 전용회선 (시리얼 또는 TCP/IP*)	1(주 지역계통운영센터 SCADA 연계용) 1(후비 지역계통운영센터 SCADA 연계용) 1(한강 SCADA 연계용)	음성급, 2선식, 자석식 또는 공전식	1
제주급전소	데이터급 9600bps 이상 전용회선 (시리얼 또는 TCP/IP*)	2	데이터급 56Kbps 이상 전용회선 (시리얼 또는 TCP/IP*)	2	음성급 2선식, 자석식 또는 공전식	2

* TCP/IP 통신방식은 국가기관의 보안성검토 완료 후 사용 가능

** 전력거래소에서 정하는 후비전력관제센터에 직접취득용·연계취득용·급전지시용 통신회선을 제공

8.4.2 [신설 2014.5.16.] <삭제 2021.12.28.>

[붙임8.5]

급전전화 설치기준[신설 2010.6.30.]

8.5.1 전력거래소 및 전기사업자의 급전전화 설치기준은 아래와 같다. <개정 2006.9.14, 2007.7.23, 2009.06.30.><번호변경 2010.6.30.> <개정 2014.5.16., 2015.9.30., 2019.12.13., 2022.12.27., 2024.10.8., 2025.8.6., 2025.10.1., 2026.1.28.>

전력거래소	전기사업자
• 중앙전력관제센터 • 후비전력관제센터	• 중앙급전발전기 • 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 • 지역계통운영센터(후비 지역계통운영센터 포함) • 345kV이상 변전소(발전소 스위치야드 포함) 및 직류변환소. 다만, 무인변전소인 경우 관할 급전분소 • 154kV 발전소(중앙급전발전기) 연계선로 운영 변전소. 다만, 무인변전소인 경우 관할 급전분소 • 제주지역 급전(분)소 • 중앙급전발전기를 보유한 구역전기사업자 • 중앙급전전기저장장치
• 제주급전소	• 제주지역 중앙급전발전기 • 지역급전분소(후비포함) • 제주지역 154kV이상 변전소 및 변환소 (무인변전소 제외) • 제주지역 중앙급전전기저장장치

8.5.2 급전전화는 주장치 고장시 급전연락이 가능하도록 비상대피장치를 갖추어야 하며 통신회선 고장에 대비하여 DDD(Direct Distance Dialing) 방식의 통신망을 이용할 수 있어야 한다. <개정 2006.9.14.> <번호변경 2010.6.30.> <개정 2026.1.28.>

8.5.3 급전전화는 전력거래소의 급전지시가 타 전화보다 우선 통화가 가능하도록 발,변전소의 급전연락용 전화장치에 부재시 자동응답기능(확성기능 포함) 및 통화중 할입기능을 갖추어야 한다. [신설 2006.12.26.] <번호변경 2010.6.30.> <개정 2026.1.28.>

8.5.4 전계통 정전관련 발·변전소의 급전전화는 외부 전원 공급 없이 최소 3시간 이상 통화가 유지될 수 있도록 전원설비를 갖추어야 한다. [신설 2010.6.30.] <개정 2015.9.30., 2019.1.2., 2024.10.8. 2026.1.28.>

8.5.5 준중앙급전자원, 비중앙급전발전기를 보유한 사업자 및 중앙급전 발전기를 보유한 구역전기사업자는 급전지시용 일반전화를 설치한다. [신설

2012.12.31.] <개정 2026.1.28.>

8.5.6 급전지시용 일반전화는 전력거래소의 급전지시를 수신할 수 있도록 통화 및 문자메세지(SMS) 수신 기능을 갖추어야 한다. [신설 2026.1.28.]

8.5.7 급전지시용 일반전화 설치대상 사업자는 전력거래소의 급전지시 수신을 위해, 연락처 정보를 전력거래소에 제출하여야 하고, 해당 정보를 항상 최신의 상태로 유지하여야 한다. [신설 2026.1.28.]

[붙임8.6]

계통운영시스템용 자료취득용변환장치 교정, PT/CT 비오차시험 계획 및 실적

[신설 2006.12.26]<개정 2010.6.30, 2012.12.31>

8.6.1 변환기 교정 계획<번호변경 2010.6.30>

발·변전소명	교정 또는 교체 예정연월	EMS 전송용 변환기 수량	비고

8.6.2. 변환기 교정 실적<번호변경 2010.6.30>

발·변전소명	EMS 전송용 변환기 수량	교정/교체 수량		교정/교체 연월	비고 (미교체사유)
		교정			
		교체			

8.6.3 PT/CT 비오차시험 계획[신설 2012.12.31]

발·변전소명	점검예정연월	자료취득용 CT/PT 수량	비고

8.6.4 PT/CT 비오차시험 실적[신설 2012.12.31]

발전소명	EMS 자료취득용 CT/PT수량	교체수량	교체연월	비고 (미교체사유)

[붙임8.7]

비상용 대체 통신수단 설치기준 [신설 2019.12.13.] <개정 2022.12.27>

8.7.1 전력거래소 및 전기사업자는 유선통신망 급전 통신수단의 장애 등에 대비하여 위성통신망 등에 의한 대체 통신수단을 구축하여야 한다.

8.7.2 전력거래소, 전기사업자 및 급전가능재생에너지자원, 준중앙급전자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자의 대체 통신수단 설치기준은 아래와 같다. <개정 2022.12.27., 2023.8.30., 2024.10.8., 2025.8.6., 2025.10.1., 2026.1.28.>

구 축 대 상		대체 통신수단 설치기준
중심국 설치대상	단말국 설치대상	
・전력거래소 중앙전력관제센터 ・송전사업자	・주・예비 자체기동 및 우선공급 중앙급전발전기 ・시송전 선로 발・변전소, 단 무인변전소의 경우 관할 급전분소 ・500MW 이상 중앙급전발전기 ・발전단지 설비용량 합계 500MW이상인 경우 1개 발전기 ・지역계통운영센터	・위성급전전화 ・휴대용 무선전화 (원자력발전소는 제외) ・일반용 유선전화
	・200MW이상 500MW 미만 중앙급전발전기 ・발전단지 설비용량 합계 200MW이상 500MW 미만인 경우 1개 발전기 ・345kV이상 변전소(우선공급계통 변전소 제외). 단, 무인변전소의 경우 관할 급전분소	・위성전화 ・휴대용 무선전화 ・일반용 유선전화
	・ 기타 중앙급전발전기 ・ 기타 변전소 및 변환소 ・ 준중앙급전자원 ・ 중앙급전전기저장장치	・휴대용 무선전화 ・일반용 유선전화
・제주전력관제센터	・제주지역 주・예비 자체기동 및 우선공급 중앙급전발전기 ・제주지역 시송전 선로 발・변전소. 단, 무인변전소의 경우 관할 급전분소 ・무인변전소의 경우 제외	・위성급전전화시스템 ・휴대용 무선전화 ・일반용 유선전화
	・급전가능재생에너지자원 ・제주지역 중앙급전전기저장장치	・휴대용 무선전화 ・일반용 유선전화

8.7.3 위성급전전화는 전력거래소에 중심국과 발・변전소 단말국 사이 전용 위성주파수를 통하여 1:N 통신이 가능한 급전전화를 말한다.

8.7.4 위성전화는 위성전화 회사의 공용주파수를 이용하거나 전용 위성주파수를 통해 거래소와 발·변전소간 1:1 통신이 가능한 위성전화를 말한다.

8.7.5 위성급전전화의 중심국 구축・운영 및 해당 중계주파수 임대는 전력거래소가 시행하고, 단말국 구축・운영은 설치기준에 해당하는 회원사가 시행하되 중심국과 직접 통신이 가능하도록 구축하여야 한다. <개정 2022.12.27.>

8.7.6 <삭제 2022.12.27.>

8.7.7 <삭제 2022.12.27.>

8.7.8 전력거래소와 전기사업자는 위성급전전화를 이용한 급전연락 시 음성기록을 위해 녹취설비를 시설·관리하여야 한다.

8.7.9 전력거래소와 전기사업자는 상용전원 공급 중단 시에도 대체 통신이 유지될 수 있도록 통화대기시간 기준으로 위성급전전화는 30시간, 위성전

화는 20시간 이상 전원공급이 가능하도록 예비전원을 확보하여야 한다.

[별표 14]

고장파급방지시스템 적용 절차

1.0 목적

규칙 제5.8.2조의 규정에 의거 전력계통 안정도 분석결과 불안정한 계통을 안정화시키기 위하여 고장파급 방지시스템(이하 "시스템"이라 한다)을 적용함에 있어 전기사업자와 업무협조 및 처리절차를 규정하여 업무처리를 명확히 하는데 그 목적이 있다.<개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 적용대상 : 전력거래소, 전기사업자

2.2 본 별표의 적용을 받는 업무는 다음과 같다.

2.2.1 시스템의 방식 결정

2.2.2 시스템의 설치계획 수립

2.2.3 시스템의 설치 <개정 2006.11.29>

2.2.4 시스템의 시험 및 유지보수[신설 2006.11.29]

3.0 책임

3.1 전력거래소<개정 2006.11.29>

3.1.1 본 별표의 운영에 적용할 세부절차를 규정하고 정비한다.

3.1.2 정확한 안정도 분석을 통하여 적절한 방식의 시스템 적용을 결정한다.

3.1.3 결정된 방식을 구현하기 위해 최신자료를 이용하여 합리적이고 효율적인 시스템 구성방법을 선정한다.

3.2 전기사업자 <개정 2006.11.29>

전기사업자는 시스템의 설치, 시험 및 유지보수를 아래와 같이 담당한다.

3.2.1 발전기 차단 또는 출력을 감소시키는 시스템은 발전사업자

3.2.2 송전선로 또는 변압기를 차단(또는 투입)하는 시스템은 송전사업자

3.2.3 발전기 차단 또는 출력을 감소시키는 시스템이 송, 수신장치로 나누어져 설치될 경우 송신장치(통신설비 포함)는 송전사업자, 수신장치는 발전사업자

4.0 참고자료

4.1 법, 시행령, 시행규칙

4.2 전기설비기술기준

4.3 보호계전기 설명서 : 제작사 발행

5.0 용어의 정의 [신설 2006.11.29]

5.1 고장파급방지시스템

계통분리, 발전기 탈락, 송전선로의 연쇄차단 등 광범위한 파급 고장을 방지하기 위한 컴퓨터, 통신전송설비, 보호장치 등 일련의 장치들의 조합을 말한다.

5.2 준공시험

시스템을 설치한 후 사용개시 전에 시스템의 건전성을 확인하기 위하여 시행하는 시험을 말한다.

5.3 정기시험

사용 중인 시스템의 건전성 확보를 위하여 주기적으로 시행하는 시험을 말한다.

5.4 임시시험

사용 중인 시스템의 기능 또는 회로 변경이나, 오·부동작시 시행하는 시험을 말한다.

5.5 일일점검

시스템이 항상 정상적인 상태를 유지할 수 있도록 1일 1회 이상 점검하는 것을 말한다.

6.0 적용지침

해당 없음

7.0 절차

7.1 전력계통 안정도 분석

7.1.1 전력거래소는 전력계통의 안정도를 분석하여 시스템의 설치장소 및 방식을 결정한다.

7.1.2 전력거래소는 전력계통 안정도 분석 결과를 전기사업자에게 제시한다.

7.2 시스템의 설치계획 수립

7.2.1 전력거래소는 7.1.1에서 결정한 시스템 방식을 구현하기 위하여 시스템 구성 기본계획서를 작성한다. <개정 2006.11.29>

7.2.2 시스템 구성 기본계획서에는 회로도, 주요부품의 동작속도, 정격사항, 구비조건 성능 및 환경특성 등이 포함되어야 한다.

7.2.3 전력거래소는 기본계획서 작성후 시스템의 실현 가능성, 현장여건 등 제반 사항에 관해 전기사업자와 협의하여 최종 계획서를 확정하고 전기사업자에게 시스템 설치를 문서로 요청한다.

7.2.4 전기사업자는 자체 검토결과 시스템 설치가 필요하다고 판단되면 전력거래소와 협의하여 설치할 수 있다.

7.3 설치 <절명칭변경 2006.11.29>

7.3.1 전기사업자는 시스템 설치요청을 접수한 후 3개월 이내에 설치를 완료하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 부품조달 지연, 발전기 정지 또는 출력출력 감소계획 조정 등으로 준공지연이 예상될 경우 전력거래소와 사전 협의하여 시행한다. <변경 2006.11.29>

7.3.2 전기사업자는 시스템의 설치를 지연시키거나 시스템의 기능과 성능을 임의로 변경할 수 없으며 시스템 설치에 대한 의견이 있을 경우 전력거래소와 협의한다.

7.4 시스템의 개선 <절명칭변경 2006.11.29>

7.4.1 전력거래소는 시스템 개선이 필요한 경우 개선 대책을 수립하여 해당 사업자에 통보한다. <변경 2006.11.29>

7.4.2 전기사업자는 본 별표 7.4.1항에서 통보 받은 개선대책을 시행한다. 다만, 부품조달지연, 발전기 정지 또는 출력감소계획 조정 등으로 개선지연이 예상될 경우 전력거래소와 사전에 협의하여 시행한다. <변경 2006.11.29>

7.5 준공시험 [신설 2006.11.29]

7.5.1 전기사업자는 시스템을 설치한 후 시스템 사용개시 전에 준공시험을 시행한다.

7.5.2 준공시험은 아래 사항이 포함되어야 한다. 다만, 현장 여건상 시험이 불가능한 경우에는 현장여건을 고려하여 시스템의 성능을 확인할 수 있는 방법으로 시행할 수 있다.

1. 시스템 자체의 기능 확인 시험
2. 입출력회로(AC, DC Sequence) 시험
3. 시스템과 다른 장치간의 interface 관계 시험
4. 통신관련 시험
5. 종합 연동시험

7.5.3 전기사업자는 시험완료 후 즉시 전력거래소 중앙전력관제센터에 통보하고 4주 이내에 시험성적서 및 관련도면을 전력거래소에 제출한다.

7.5.4 전력거래소는 전기사업자로부터 통보받은 시험성적서를 검토하여 당초계획과 일치하는지 여부를 확인하여야 한다.

7.6 정기시험[신설 2006.11.29]

7.6.1 정기시험 주기는 2년에 1회로 한다.

7.6.2 정기시험의 범위는 7.5.2항에 준하여 시행한다.

7.6.3 전기사업자는 시험완료 후 즉시 전력거래소 중앙전력관제센터에 통보하고, 4주 이내에 시험성적서를 전력거래소에 제출한다.

7.7 임시시험 [신설 2006.11.29]

7.7.1 시스템의 기능 또는 회로 변경, 오·부동작 등이 발생한 경우 기능이나

회로변경 내용 확인 및 오·부동작 원인규명을 위해 임시시험을 시행한다. 단, 단순한 단자분리, 단자간 jumper 등 육안 점검만으로도 기능변경을 확인할 수 있는 경우에는 임시시험을 생략할 수 있다.

7.7.2 임시시험의 범위는 시험목적을 달성할 수 있는 범위내에서 시행한다.

7.7.3 전기사업자는 시험완료 후 즉시 전력거래소 중앙전력관제센터에 통보하고, 4주 이내에 시험성적서를 전력거래소에 제출한다.

7.8 일일점검 [신설 2006.11.29]

7.8.1 일일점검은 1일 1회 시행한다. 단, 원격상태 감시 기능이 있는 경우에는일일점검을 생략할 수 있다.

7.8.2 일일점검은 주로 시스템의 정상운전여부와 외부적인 상태를 육안으로 점검하는 것으로 다음의 내용이 포함되어야 한다.

1. 운전중인 시스템의 정상운전상태 여부
2. 각종 스위치 상태 정상여부
3. DC 전원의 정상여부
4. 통신을 사용하는 시스템의 경우 통신 송수신 상태 정상여부
5. 기타 외관상 이상유무 점검

7.9 시스템 운전 [신설 2006.11.29]

7.9.1 시스템 운전은 전력거래소 중앙전력관제센터의 급전지시에 따라 시행한다.

7.9.2 2계열로 시스템이 구성된 경우 상시는 2계열로 운전하고 시험 또는 유지보수 등 불가피한 경우 전력거래소와 협의하여 1계열로 운전할 수 있다.

8.0 시스템 요구 조건 [신설 2006.11.29]

8.1 시스템의 구성

8.1.1 본 규칙 별표3의 3.4항, 3.5항 대책을 위한 시스템이 부동작 할 경우발전기 동기탈조, 대규모 공급지장, 전압불안정 등 광역계통으로 파급이 우려되므로 다음 각호의 경우에는 시스템을 2계열로 구성한다. 다만, 현장설비 여건, 시공상의 문제, 단기간 비상시만 운전하는 시스템 등으로 불가피한 경우에는 1계열로 구성할 수 있다.

1. 발전기 과도안정도 대책을 위한 시스템
2. 345kV 이상 계통전압 불안정 대책을 위한 시스템

8.1.2 제주계통의 특수성을 고려하여 154kV 계통 안정화 대책을 위한 시스템은 2계열화 한다. 다만, 단기간 비상시만 운전하는 시스템 등 불가피한 경우에는 1계열로 구성할 수 있다.

8.1.3 기타 시스템 구성상 신뢰도 확보를 위하여 필요한 경우 2계열화 한다.

8.1.4 시스템의 입력요소(CT, PT, 계전기 접점, 차단기접점 등)는 원칙적으로 계

열별로 분리한다. 다만, 현장설비 여건, 시공상의 문제점 등을 고려하여 불가피한 경우는 동일 입력요소를 사용할 수 있다.

8.2 통신장치 및 전송로

8.2.1 시스템 전용의 통신장치 및 전송로를 구비한다.

8.2.2 시스템이 2계열인 경우 각 계열별로통신장치 및 전송로를 구비한다.

8.3 통신상태 감시

통신상태의 정상여부를 상시 감시하여 통신 이상시 운전원에게 경보할 수 있는 기능을 구비한다.

8.4 현장 운전정보의 제공 [신설 2008.10.31]

고장파급방지시스템 운전상태 감시를 위해 필요한 정보를 전력거래소의 EMS로 전송하는 기능을 구비한다.

8.4.1 대상개소 : 발변전소에 설치된 고장파급방지시스템 중 해당 장치의 운전상태 감시가 필요하다고 판단되어 전력거래소가 요청하는 개소

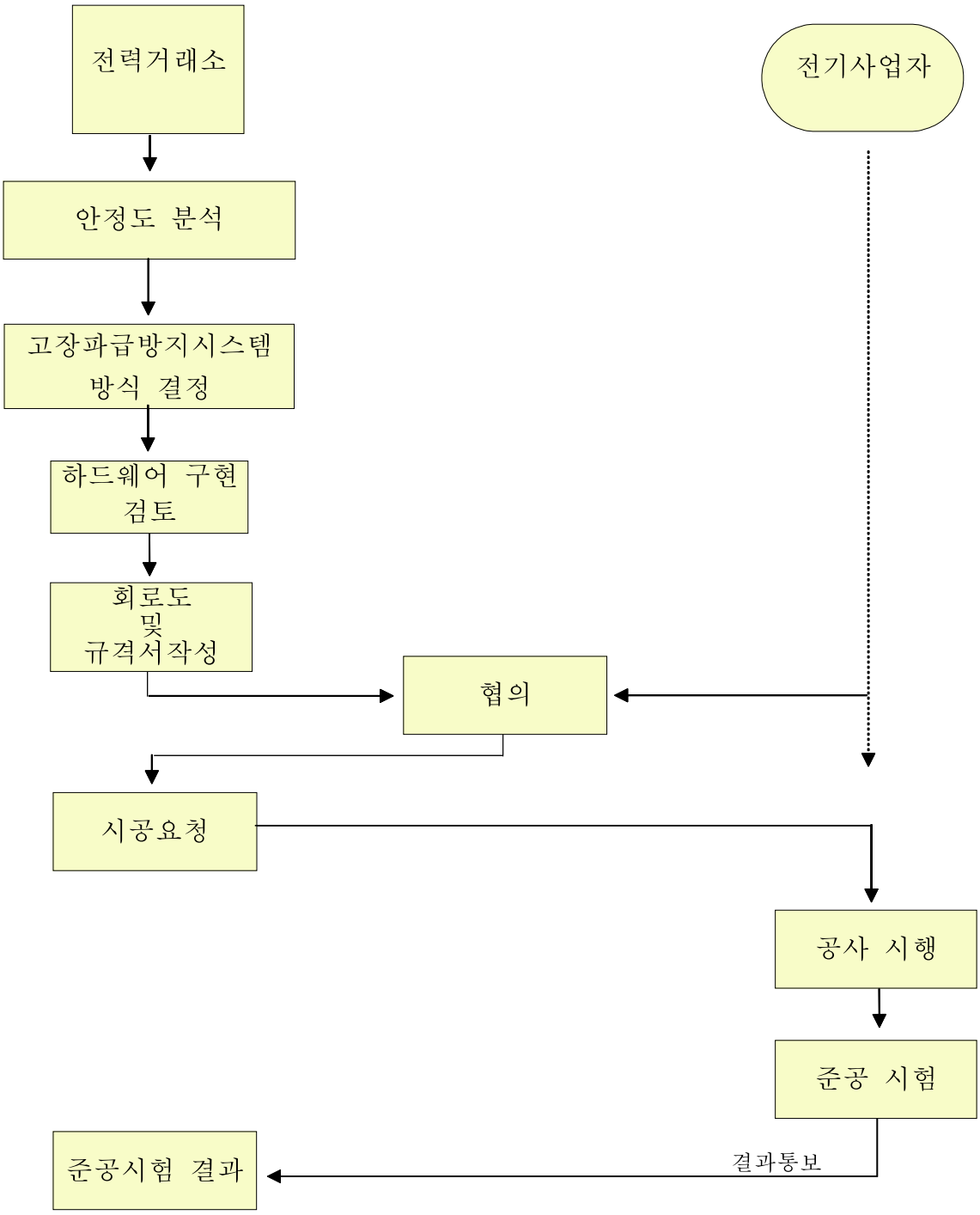
8.4.2 대상정보 : 규칙 별표13의 붙임8.1의 8.1.3항에 따른다.

9.0 붙임 <번호변경 2006.11.29>

9.1 고장파급방지시스템 적용 업무 흐름도

[붙임9.1]

고장파급방지시스템 적용 업무 흐름도



[별표 15]

기기번호 부여 절차

1.0 목적

규칙 제5.8.5조의 규정에 의거 발·송·변전 설비의 신, 증설 또는 변경시의 기기번호 및 선로명칭 부여 방법을 통일하여 전력계통의 평상시 조작, 비상시 복구조작 수행시 오조작을 예방하며 전력계통 운영 환경의 유연성을 보전하는데 그 목적이 있다.<개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 전력계통의 설비변경이나 신·증설 및 폐지시 기기번호 부여 절차와 방법

2.2 적용 사업자

2.2.1 전력망을 사용하는 발전사업자

2.1.2 송전 및 배전사업자

2.1.3 154kV 이상의 수용가

2.1.4 기타, 송전망 접속 및 사용합의서를 체결한 사업자

3.0 책임

3.1 일반사항

명칭 및 기기번호를 부여 할 때는 부여기준에 따라 부여하며 다른 회원에게 혼동을 초래하지 않도록 부여하여야 한다.

3.2 전력거래소

본 별표의 운영에 적용할 기준의 세부내용을 규정하고 필요한 내용을 수정, 정비, 보완하여 공표하며, 전기사업자가 통지한 명칭 및 기기번호를 부여한 전력계통 단선도를 검토하며 필요시 의견을 통지한다.

3.3 발전사업자

발전소(기) 및 송·변전 설비의 신·증설시 구내 전력설비의 명칭 및 기기번호를 부여하며, 부여된 전력계통 단선도를 전력거래소 및 송전사업자에게 문서로 통지한다.

3.4 송전사업자

송·변전설비의 신·증설 또는 변경시 전력설비에 대한 명칭 및 기기번호를 부여하며, 부여된 전력계통 단선도를 전력거래소 및 관련 발전사업자에게 문서로 통지한다

4.0 참고자료

4.1 한국전력공사 설계기준(공통0010)

5.0 용어의 정의

5.1 단선결선도

전력설비를 ONE-LINE 그림으로 표현하여 복잡한 전기회로를 단순화하여 표시한 전기도면

5.2 링 모선

변전소 또는 발전소의 모선구성방식의 일종으로 4개 또는 그이하 차단기를 이용하여 반지모양의 모선형태를 이루는 모선형식

5.3 개폐기

전기회로의 개로 및 폐로 또는 회로의 변경을 위한 장치의 총칭(단로기, 차단기 등)을 말한다.

6.0 지침

해당없음

7.0 절차

7.1 전력계통의 설비변경

7.1.1 설비변경 예정통보

전기사업자는 발, 변전소, 송전선로, 개폐소(개폐탑 포함), 전기저장장치의 신설, 증설, 폐지, 휴지 등(이하 '변경'이라 함)에 의하여 전력계통을 변경할 경우는 본 절차서에 의하여 전력설비 변경예정서를 작성하여 전력거래소에 문서로 통지하며, 송·배전사업자 전력계통에 접속하는 154kV 이상 수용가의 변경이 있을 경우에도 또한 같다. <개정 2015.5.7.>

7.1.2 통지기일

7.1.2.1 설비변경 예정서

전기사업자는 발, 변전소, 개폐소 및 송전선로, 변압기, 전기저장장치 신설 또는 설비의 증설, 변경, 폐지의 경우에는 계통가압 또는 계통연결 6개월 전까지, 기타개폐류 등의 단순한 증설, 변경, 폐지의 경우는 1개월 전까지 통지하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

7.1.2.2 명칭 및 기기번호 부여

1. 전기사업자는 발, 변전소, 개폐소 및 송전선로, 변압기, 전기저장장치의 신설 또는 증설에 따른 선로 명칭 및 기기번호 부여는 설비 최초가압 예정일 6개월 전까지, 기타 개폐기류의 신설 또는 증설에 따른 번호부여는 1개월 전까지 전력거래소에 통지하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

2. 전력거래소는 ①항에 대하여 의견이 있을 경우 발, 변전소, 개폐소 및

송전선로, 변압기, 전기저장장치의 신설 또는 증설의 경우는 통지를 받은 날로 부터 1개월 내에, 기타 개폐기류의 경우는 14일이내에 전기사업자에게 통지하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

7.1.2.3 통지범위

전력거래소에 통지할 명칭 및 기기번호의 통지범위는 154kV 이상 전력설비로 한다.

7.1.4 전력설비 변경 예정서 작성[별지 제59호 서식]

7.1.4.1 소재지 및 구간은 변경 또는 완성후 소재지 및 구간을 기입한다.

7.1.4.2 공사개요에 대한 내용은 다음과 같다.

1. 기기의 신설, 변경개요 및 송전선로 변경 사항

2. 단선결선도 및 전력계통도(송전관계도)를 첨부하지 않을 때에는 이의 약도

3. 기타 변경사항으로 발전소 및 전기저장장치 신설의 경우는 단선결선도, 송전선의 신설, 혹은 구간변경의 경우는 송전선로 끝의 발전소 또는 변전소의 위치를 표시하는 전력계통도(송전관계도)를 첨부하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

7.1.4.3 전력설비 변경 예정서에 기재하여야할 내용은 [표1]과 같다.

[표 1] <개정 2015.5.7., 2016.5.12>

해당전력설비	기재내용	통보범위	비 고
발전기	용량, 대수, 접속관련사항	전부	
전기 저장장치	용량, 대수, 접속관련사항	전부	
변압기	〃	154kV 이상	최상위 전압기준
송전선로	전선종류, 굵기, 구간, 긍장, 송전전압,회선수	〃	
모선	용량, 접속관련사항	〃	
개폐기	형식, 용량, 대수, 접속 관련사항	〃	
변성기	변성비, 대수	〃	
중성점접지장치	용량, 대수	〃	
조상설비	용량, 대수	전부	

7.2 명칭 및 기기번호 부여

7.2.1 전기사업자는 전력설비 신설 및 변경 전,후의 단선결선도에 명칭 및 기기번호 부여 기준에 따라 부여하여야 한다.

7.2.2 전력거래소는 전기사업자가 부여한 명칭 및 기기번호에 대하여 본 별표의 기준에 적합여부 등을 검토하여 의견이 있을 경우 이에 대하여 문서로

7.1.2에 따라 통지하며, 전기사업자는 특별한 사유가 없는 한 이를 수용하여야 한다.

7.2.3 각 해당 전기사업자는 보유하고 있는 계통도면을 재 작성(또는 가제)하여 비치한다.

7.2.4 본 별표에 적용되는 명칭 및 기기번호 부여 기준은 별도[붙임8.2]로 정한다.

7.3 신설, 증설 설비의 최초가압

7.3.1 전기사업자는 전력설비 신설 및 증설 부분에 대한 최초 가압 요청을 문서로 전력거래소에 통지하며, 전력거래소는 가압승인을 문서 또는 급전지시로 통지한다.

7.3.2 전기사업자가 전력거래소에 통지하는 가압요청 내용에는 가압예정일시, 장소,설비, 시험 및 조작내용, 책임자 등을 포함한다.

7.3.3 가압요청 통지시기는 최초가압 1개월 전까지 통지한다.

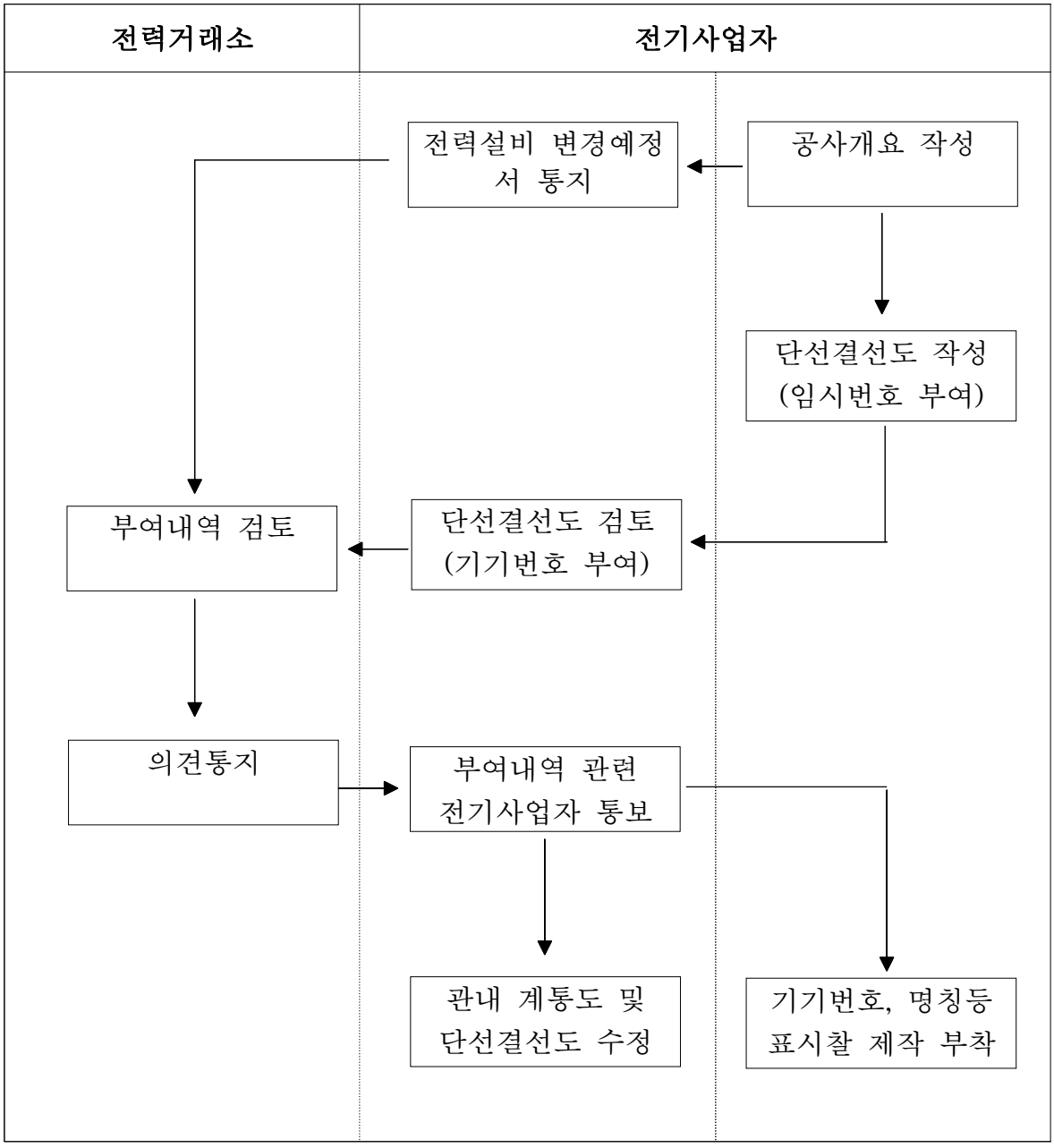
8.0 붙임

8.1 명칭 및 기기번호 부여 업무 흐름도

8.2 명칭 및 기기번호 부여 기준

[붙임 8.1]

명칭 및 기기번호 부여 업무 흐름도



[붙임 8.2]

명칭 및 기기번호 부여 기준

1. 부여의 일반사항

1) 부여번호는 발,변전소 및 개폐소에 있어서 동일설비내에서는 중복되지 않도록 한다.

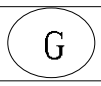
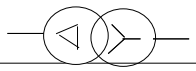
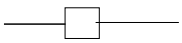
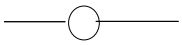
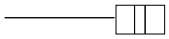
2) 부여번호의 숫자구성은 단일숫자, 2개숫자, 3개숫자, 4개숫자, 하이픈부 숫자 등 5개방식으로 구분하며 각 숫자는 기기 및 개폐기의 전압 기능 역할 위치 등을 표시 하도록 한다.

3) 기타, 발·변전소, 전기저장장치의 명칭 및 기기번호 부여가 본 기준에 따라 적용이 불가능한 경우에는 설계자의 임의로 하되 본 기준에 근사하도록 하여야 한다.

2. 기기의 약호

본 기준에 의하여 기기의 번호부여 도면을 만들 때는 [표2]와 같은 원칙으로 한다.

[표 2] 기기의 약호

약 호	표시기기	비 고
	발전기	용량, 전압 표시
	전기저장장치	〃
	변압기	〃
	차단기	
	개폐기(단로기)	
	Static Condenser	용량표시
	Shunt Reactor	〃
	피뢰기	
	C.P.D	

3. 전압별 숫자표시

공칭전압 3kV(2.4kV 포함) 이상의 전압에 대해서 그 숫자 표시는 [표3]과 같다.

[표 3] 전압별 숫자표시

전 압(kV)	숫 자	비 고
3.3	1	2.4kV급도 적용
6.6	2	5.7kV급도 적용
11	3	13.8kV급도 적용
22.9	4	22kV급도 적용
66	5	
154	6	
345	7	
765	8	

4. 선로명칭 및 번호

1) 선로명칭 부여는 345kV 이상은 신옥천변전소, 154kV 이하는 345kV 변전소를 중심으로 양쪽 발·변전소 명칭으로 부여하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 양쪽 발·변전소 명칭으로 부여하는 것이 부적합한 경우 상대방 발·변전소 또는 양쪽 발·변전소 명칭을 조합하여 부여한다.<개정 2004.12.21>

2) 154kV 선로번호는 북·서측을 #1 으로 부여한다.

3) 345kV이상의 선로번호는 북·동측을 #1 으로 부여한다. 북. 동측 판단이 곤란한 경우에는 발.변전소의 기기번호가 #1 계열이나 기수계열에 연결된 선로를 #1 으로 부여한다.

5. 발전기 및 전기저장장치 번호 <개정 2015.5.7.>

발전기번호는 공사준공 순서에 따라 전압표시 숫자는 생략하고 단일숫자의 일련번호를 부여하며 비상용 소내발전기는 본 기준에 적용을 받지 않는다.

6. 변압기 번호

1) 1대 이상의 단상 또는 삼상 변압기로서 형성되는 주요변압기 Bank 및 접지변압기 Bank, 소내변압기 등에 번호를 부여하며, 계기용 변성기, 보조변압기, 예비변압기 등에는 번호를 부여치 않는다.

2) 발·변전소의 최상급 전압의 변압기 Bank 군에는 전압숫자 표시를 생략하고 단일 숫자의 일련번호를 부여하며, 여타 변압기의 번호는 2개 숫자 번호를 부여하며 첫째자리 숫자는 변압기 고전압측의 전압표시 숫자로 하고, 둘째 자리 숫자는 변압기 Bank 군의 일련번호를 부여한다.

3) 변압기의 일련번호 부여는 삼상변압기나 단상변압기 Bank를 막론하고 저 전

압측에서 고 전압측을 향한 상태에서 좌측으로부터 우측으로 순차적으로 번호를 부여함을 원칙으로 한다.

7. 조상설비 번호

조상설비는 변압기 번호 부여방식에 준하여 부여한다.

8. 기기번호

1) 모선(BUS) 번호

가) 주변압기 위치를 기준으로 고전압측 모선은 먼쪽을 #1BUS, 가까운쪽을 #2 BUS라고 하고, 저전압측은 먼쪽을 #2BUS, 가까운쪽을 #1BUS라고 부여 한다. 단, 개폐소에서는 북측(또는 서측)에 위치한 모선을 #1BUS라 하고, 남측(또는 동측)에 위치한 모선은 #2BUS라고 부여한다.

나) 모선이 2구분 이상으로 분할되는 경우는 주변압기에서 바라볼 때 고전압측 모선은 좌측에서 우측으로, 저전압측 모선은 우측에서 좌측으로 순차적으로 다음 [표4]와 같이 부여한다.

[표 4] 전압별 숫자표시

전압(kV)	첫째구분		둘째구분		셋째구분		비 고
	#	Bus	#	Bus	#	Bus	
3.3	# 10	#1 Bus	# 11	#1 Bus	# 12	#1 Bus	2.4kV 적용
3.3	# 15	#2 Bus	# 16	#2 Bus	# 17	#2 Bus	"
6.6	# 20	#1 Bus	# 21	#1 Bus	# 22	#1 Bus	5.7kV 적용
6.6	# 25	#2 Bus	# 26	#2 Bus	# 27	#2 Bus	"
11	# 30	#1 Bus	# 31	#1 Bus	# 32	#1 Bus	13.8kV 적용
11	# 35	#2 Bus	# 36	#2 Bus	# 37	#2 Bus	"
22.9	# 40	#1 Bus	# 41	#1 Bus	# 42	#1 Bus	22kV 적용
22.9	# 45	#2 Bus	# 46	#2 Bus	# 47	#2 Bus	"
66	# 50	#1 Bus	# 51	#1 Bus	# 52	#1 Bus	
66	# 55	#2 Bus	# 56	#2 Bus	# 57	#2 Bus	
154	# 60	#1 Bus	# 61	#1 Bus	# 62	#1 Bus	
154	# 65	#2 Bus	# 66	#2 Bus	# 67	#2 Bus	
345	# 70	#1 Bus	# 71	#1 Bus	# 72	#1 Bus	
345	# 75	#2 Bus	# 76	#2 Bus	# 77	#2 Bus	
765	# 80	#1 Bus	# 81	#1 Bus	# 82	#1 Bus	
765	# 85	#2 Bus	# 86	#2 Bus	# 87	#2 Bus	

2) 개폐기 번호

가) 첫째자리 숫자 : 개폐기가 연결되는 회로의 전압에 따라서 [표3]에 의하여 부여한다.

나) 둘째자리 숫자 : 유사한 목적에 사용되는 군(Bay)별로 수개 개폐기중의 지

정한 개폐기를 표시하며, 일련번호는 저전압측에서 고전압측을 향하여 보고 좌측에서 우측으로 순차적으로 번호를 부여한다.
다) 네개숫자 번호의 셋째자리 숫자 : 지정개폐기가 속하는 군을 표시하며, 군이라 함은 발전기, 변압기, 모선연락, 조상설비 등과 같이 개폐기가 속하는 역할의 범위를 의미하며 [표5]의 기준으로 부여한다.

[표 5] 네개 숫자번호의 셋째자리 숫자

숫 자	적 요	비 고
0	모선연락용 개폐기	
1	발전소의 발전기용 개폐기	
2	선로측 개폐기	
3	변압기 Bank의 고전압측 개폐기	
4	" 저전압측 "	
5	1.5차단방식 개폐기의 BUS측 개폐기	
6	1.5차단방식 개폐기의 BUS반대측 개폐기	
7	1.5차단방식의 BUS측 차단기 조상설비용 개폐기	
8	소내 또는 보조변압기용 개폐기	
9	중성점 접지 회로용 개폐기 1) 배전선로 및 변압기 Bank군 중의 1 2) S.C Bank 중의 1 3) 모선구분	
H	고속도 접지 개폐기	765kV급 적용

라) 세개숫자 번호의 셋째자리 숫자와 네개숫자 번호의 넷째자리 숫자 : 지정개폐기가 속하는 회로에 있어서 그 개폐기의 주 역할 또는 위치를 표시하며 [표6]의 기준으로 부여한다.

[표 6] 3개 숫자번호의 셋째자리 숫자 및 4개숫자 번호의 넷째자리 숫자

숫 자	적 요
0	모선연락용 차단기
1	#1 모선에 연결되는 회로의 개폐기
2	#2 모선에 "
3	변압기 고전압측 차단기
4	변압기 저전압측 차단기
5	회로의 모선측 단로기
6	선로 및 변압기 2차측 단로기
7	송배전선로 차단기
8	측로용 개폐기
9	변압기 및 송배전선로를 제외한 회로의 개폐기 접지개폐기

마) 하이픈부 번호 부여

○ 배전선로 차단기류

○ 조상설비군의 분기회로용 개폐기

○ 모선구분 개폐기류

모선구분 개폐기로 구분되고 양측의 모선구분 번호를 하이픈으로 연결하며 차단기는 0, 단로기는 1,2를 하이픈으로 연결하여 표시한다.

예) 모선구분 번호 60 및 61의 모선구분 차단기번호는 60-61-0, 단로기는 60-61-1, 60-61-2 임.

○ GIS의 접지개폐기 (단, 모선용 접지개폐기는 제외)

바) 세개숫자 번호는 154kV 이하 송전선로의 차단기 및 단로기에 부여한다.

사) 네개숫자 번호는 마)(하이픈부 번호 부여) 및 바)를 제외한 개폐기류에 부여한다.

3) 링 모선방식의 개폐기

링 모선방식의 개폐기는 모선번호가 없고 개폐기에 의해서 발전기, 송전선로가 연계되므로 다음과 같이 부여하다.

가) 첫째자리 : [표3]의 기준으로 부여한다.

나) 둘째자리 : 제1호 발전기 접속점을 기준으로 도면상 시계방향으로 일련번호를 부여한다.

다) 셋째자리 : [표5]에 따라 모선측은 “0”, 선로측은 “2”, 변압기 고전압측은 “3” 을 부여한다.

라) 넷째자리 : [표6]에 따라 부여하며, 단로기 번호는 제1호 발전기 또는 #1 송전선로측을 기준으로 시계방향으로 “1”과 “2”를 반복하여 부여한다.

[별표 16]

계통보호 절차

1.0 목적

규칙 제5.8.3조 및 제5.8.7조의 규정에 의거 전력계통의 안정성 유지 및 전력설비 보호를 위해 적용하는 보호장치 및 관련설비의 적용과 운영에 관련한 제반업무에 대하여 전력거래소 및 각 전기사업자간의 업무협조 및 처리절차를 명확히 규정하는데 있다. <개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 본 별표는 전력거래소가 운영하는 송전망 및 20MW초과 발전기의 보호장치 및 관련설비의 적용과 운영에 관한 제반업무에 적용한다. <개정 2021.12.28.>

2.2 전력거래소가 운영하는 송전망 및 중앙급전발전기의 범위는 「발전사업세부허가기준, 전기요금산정기준, 전력량계허용오차 및 전력계통운영업무에 관한 고시」제33조 및 규칙 제1.1.2조에 따른다. <개정 2007.7.23., 2025.8.6.>

2.3. 본 별표의 적용을 받는 세부 업무는 다음 각호와 같다.

1. 보호방식 적용
2. 보호장치 운영
3. 계통현상분석장치 시설 및 운영
4. 부하차단용 저주파수계전기 적용 및 운영

3.0 책임

3.1 전력거래소 및 각 전기사업자는 계통보호업무가 원활히 수행될 수 있도록 본 별표에서 기술하는 내용을 준수할 책임이 있다.

3.2 전력거래소 및 각 전기사업자는 원활한 계통보호업무 처리를 위하여 상호 협조할 책임이 있다.

4.0 참고자료

4.1 법, 시행령, 시행규칙

4.2 발전사업세부허가기준, 전기요금산정기준, 전력량계허용오차 및 전력계통운영업무에 관한 고시 <개정 2025.8.6.>

5.0 용어의 정의

본 별표에서 사용되는 용어의 정의는 다음과 같다.

5.1 "보호장치"라 함은 전기설비 고장이나 전력계통의 불안정시 이를 감지하여 고장 또는 불안정 요인을 전력계통으로부터 분리시키거나 운영자에게 경고하는 장치를 말한다.

5.2 "보호방식"이라 함은 전력계통의 안정운전 및 전력설비 보호를 위하여 적합한 종류, 특성, 기능, 성능 등을 갖는 보호장치와 관련 기기(CT, PT, 차단기)간을 회로로 구성함으로서 보호기능을 원활히 수행하도록 만들어진 설비들의 총칭을 말한다.

5.3 "보호방식 적용"이라 함은 보호대상 설비 및 보호목적 등에 맞는 보호방식의 선정·검토, 설치, 조정 및 시험 등을 통하여 정상적인 운전이 될 수 있도록 하는 것을 말한다.

5.4 "보호장치 정정" 이라 함은 보호장치가 보호할 구간에서 전기적인 고장이 발생했을 때 이에 적절히 동작하도록 동작값을 정하는 것을 말한다.

5.5 "고장분석자료"라 함은 계통현상분석장치(PQVF, F/R, LFL등) 기록값, 보호장치 동작내용, SCADA 출력물 등 고장분석 및 보호장치 동작분석에 필요한 제반자료를 총칭한다

5.6 "계통정수 관리"라 함은 계통에 연계되어 있는 전력설비의 임피던스 등 제반정수를 관리하고 계통운영 프로그램 Data File에 입력하는 업무를 말한다.

5.7 "탈락발전량"이라 함은 정상운전중인 발전기가 고장 등으로 운전정지 되어 계통에서 분리될 때 분리직전 발전기의 발전량[MW]을 말한다.

5.8 "차단부하량"이라 함은 부하차단용 저주파수계전기가 동작하여 차단한 실제 부하량을 말한다.

5.9 "차단부하 계획량"이라 함은 부하차단용 저주파수계전기가 동작하여 차단하여야 할 부하량을 말한다.

5.10 "차단부하 확보량"이라 함은 차단부하 계획량에 일정비율을 가산하여 확보한 차단부하량을 말한다.

6.0 지침 <개정 2003.5.7>

해당없음

7.0 보호방식 적용 절차

7.1 보호방식 적용방안 제시 <개정 2003.5.7>

7.1.1 전력거래소는 전력계통의 안정운전과 고장파급방지를 위하여 전력설비별로 보호방식 선정을 위한 적용방안을 설정하고 각 전기사업자에게 이를 제시한다. 보호방식 적용방안의 제시방법은 각 전기사업자에게 문서로 통

보하고 전력거래소 인터넷 홈페이지에 게시하는 것으로 한다. <개정 2003.5.7>

7.1.2 전력설비별 보호방식은 최신 기술추세, 경제성, 신뢰성 등을 고려하여 합리적으로 설정한다.

7.1.3 각 전기사업자는 특별한 사유가 없는 한 전력거래소에서 제시한 보호방식 적용방안을 수용하여야 한다. <개정 2003.5.7>

7.2 보호방식 선정

7.2.1 각 전기사업자는 전력설비 신·증설, 보호장치 신설 및 대체 등 보호방식 선정사유가 발생하면 전력거래소가 제시한 전력설비별 보호방식 적용방안에 따라 적합한 보호방식을 선정한다. <개정 2003.5.7>

7.2.2 각 전기사업자는 다음 각호의 경우에는 전력거래소에 보호방식을 검토 의뢰한다.<개정 2003.5.7>

1. 20MW초과 발전기(관련 변압기 포함) 신·증설 및 대체시 <개정 2021.12.28.>
2. 보호장치 신설 및 대체시(기 검토된 보호방식적용시는 생략)
3. 기타 보호방식 검토가 필요한 경우 <번호변경 2018.8.2.>

7.2.3 각 전기사업자가 전력거래소에 보호방식을 검토 의뢰할 때 첨부하는 자료는 다음 각호와 같다.

1. 계통도 및 보호단선도
2. 보호장치 설명서
3. 보호장치반 도면
4. 보호장치 구매시방서
5. 기타 보호방식 검토시 요청하는 자료

7.3 보호방식 검토

7.3.1 전력거래소는 각 전기사업자가 선정하여 검토 의뢰한 보호방식에 대해 전력거래소가 제시한 보호방식 적용기준에 적합한지 여부를 검토하고 접수일로부터 1개월 이내에 의견을 제시한다. <개정 2003.5.7>

7.3.2 각 전기사업자는 전력거래소가 제시한 검토 의견에 이견이 없을 경우에는 보호방식에 반영하고, 이견이 있을 경우에는 상호 협의하여 처리한다.

7.4 보호방식 적용

7.4.1 각 전기사업자는 확정된 보호방식을 전력거래소에 통보하고 각 전기사업자의 내부절차에 따라 보호장치를 구매하여 현장에 적용한다.

8.0 보호장치 운영절차

8.1 보호장치 운영기준 제시

8.1.1 전력거래소는 전력거래소가 운영하는 송전망과 20㎿초과 발전기(관련 변

압기 포함)의 보호장치 운영기준을 설정하고 각 전기사업자에게 제시한다. 보호장치운영기준의 제시방법은 각 전기사업자에게 문서로 통보하고 전력거래소 인터넷 홈페이지에 게시하는 것으로 한다. <개정 2003.5.7., 2019.12.13.>

8.1.2 전력거래소가 제시하는 운영기준은 보호장치 정정 및 운전에 관한 기준을 말한다.

8.1.3 보호장치 운영기준은 전력계통의 안정운전 및 설비보호 측면을 고려하여 합리적으로 설정한다.

8.1.4 각 전기사업자는 전력거래소가 제시한 보호장치 운영기준을 적용한다. 단, 전력설비 또는 전력계통 특성 등으로 인하여 불가피한 경우 전력거래소와 협의하여 다르게 적용할 수 있다. <개정 2003.5.7>

8.2. 보호장치 정정

8.2.1 각 전기사업자는 전력거래소가 운영하는 송전망 및 20㎿초과 발전기(관련 변압기 포함)의 보호장치에 정정 사유 발생 시 전력거래소에서 제시한 보호장치 운영기준을 적용하여 보호장치 정정을 시행하고 보호장치 시험예정일 6주 이전까지(송변전설비 보호장치는 2주 이전까지) 전력거래소에 검토 의뢰한다. 다만, 전력거래소가 운영하는 송전망 중 345kV 변압기 및 154kV 송전망(제주지역은 66kV)의 보호장치는 정정결과를 보호장치 시험예정일 이전까지 전력거래소에 통보하고 전력거래소는 필요한 경우 의견을 제시한다. <개정 2003.5.7., 2018.8.2., 2019.12.13.>

1. 송변전 설비 신·증설 및 대체시
2. 발전기(관련 변압기 포함) 신·증설 및 대체시
3. 계통구성 변경에 따른 재정정 사유 발생시
4. 보호장치 신설 및 대체시
5. 여자기 보호·제어장치(OEL, UEL, V/HZ, 과전압, 계자상실 보호 등) 보호반의 신설 및 대체 시
6. 기타 보호장치의 정정검토가 필요한 경우 단, 여자기 보호제어기의 미세조정(Fine Tuning) 등 발전기의 (시)운전과 병행하여 정정계산이 필요한 경우에는 미세조정 완료 후 정정검토를 의뢰할 수 있으며, 검토결과반영은 발전기 정비기간 중에 시행한다.

8.2.2 각 전기사업자의 정정검토의뢰는 전력거래소에 보호장치 시험예정일 6주 이전까지(송변전설비 보호장치는 2주 이전까지)한다. 다만, 전력거래소가 운영하는 송전망 중 345kV 변압기 및 154kV송전망 보호장치의 정정결과는 거래소가 요청시 제출하며, 발전기 보호장치의 재의뢰시 또는 미세조정이 요구되는 여자기보호·제어 장치의 정정검토 의뢰는 미세조정 완료 후 2주 이내에 한다. <개정 2018.8.2>

8.2.3 보호장치 정정검토 요청시 각 전기사업자는 다음사항을 명시하고 [붙임 11.2]의 자료를 첨부하여 정정검토를 요청한다. [신설 2003.5.7., 번호변경 2018.8.2.]

1. 검토대상 보호반 명
2. 정정사유
3. 보호장치 시험예정일
4. 설비가압 예정일
5. 기타 정정검토시 특기사항

8.2.4 전력거래소는 각 전기사업자가 검토 의뢰한 보호장치 정정치를 검토하고 그 결과를 보호장치 시험예정일 2주 이전까지(송변전설비 보호장치는 1주 이전까지) 각 전기사업자에게 통보한다. <개정 2003.5.7., 번호변경 2018.8.2.>

8.2.5 각 전기사업자는 전력거래소가 통보한 검토결과에 대해 이견이 없을 경우에는 이를 반영하여 정정치를 결정하고, 이견이 있을 경우에는 상호 협의하여 처리한다. <번호변경 2018.8.2.>

8.2.5 각 전기사업자는 보호장치의 정정치 확정시 보호장치 시험예정일 이전까지 이를 전력거래소에 통보한다. 단, 전력거래소에서 정정치 검토결과 이견이 없다고 통보한 경우 각 전기사업자는 확정된 정정치 통보를 생략할 수 있다. <번호변경 2018.8.2.>

8.3 시험업무

8.3.1 각 전기사업자는 전력설비 및 보호장치에 대한 시험업무를 시행하고 시험결과를 전력거래소에 통보한다.

8.3.2 각 전기사업자는 보호장치 시험시 전력거래소가 입회를 요청할 경우 적극 협조한다.

8.4 보호장치 성능개선

8.4.1 각 전기사업자는 보호장치의 동작특성 또는 정정 방법 등에 영향을 미치는 성능개선을 시행하는 경우에는 검토자료를 첨부하여 성능개선 내용을 전력거래소에 통보한다.

8.4.2 전력거래소는 각 전기사업자로부터 통보 받은 성능개선 내용을 검토하고 필요시 각 전기사업자에게 의견을 제시한다.

8.4.3 각 전기사업자는 전력거래소가 제시한 의견에 대해 이견이 없을 경우 이를 수용하고, 이견이 있을 경우에는 상호 협의하여 처리한다.

8.5 계통정수 및 보호장치반 데이터 관리업무

8.5.1 각 전기사업자는 전력거래소가 보호장치 정정 검토 업무를 원활히 수행할 수 있도록 전력계통 설비 신·증설 또는 대체 등 계통변경시 계통운영자가 요구하는 형식의 데이터 관련 제정수에 대한 정보를 전력거래소에 통

보한다. <개정 2015.9.30.>

8.5.2 전력거래소 및 각 전기사업자는 필요시 전력계통 해석 프로그램 입력데이터를 상호 교환하여 데이터가 서로 일치할 수 있도록 협의 조정한다.

8.5.3 각 전기사업자는 전력거래소가 요청할 경우 전력거래소가 운영하는 송전망 및 20㎿초과 발전기의 보호장치 시설현황을 전력거래소에 통보한다. <개정 2019.12.13.>

8.6 보호장치 동작분석 업무<개정 2003.5.7>

8.6.1 각 전기사업자는 전력거래소가 운영하는 송전망과 20㎿초과 발전기(관련 변압기 포함)의 보호장치 동작으로 인한 운전정지 또는 계통 분리시 보호장치 동작내용을 포함한 고장상황을 전력거래소에 우선 통보하고, 보호장치 동작분석 자료를 전력거래소에 통보한다.<개정 2003.5.7., 개정 2019.12.13.>

8.6.2 전력거래소는 각 전기사업자로부터 통보 받은 보호장치 동작분석 자료를 검토하고 필요시 각 전기사업자에게 의견을 제시한다.

8.6.3 각 전기사업자는 전력거래소의 의견에 이견이 없으면 이를 수용하여 조치하고 이견이 있으면 상호 협의하여 처리한다.

8.6.4 전력거래소는 전력계통에 고장이 발생하여 광역정전이나 송전제약을 유발한 경우 또는 타 전기사업자 설비의 정상적인 운영에 지장을 초래한 경우에는 그 원인을 조사할 수 있으며, 각 전기사업자는 이에 적극 협조하여야 한다.

9.0 계통현상분석장치 시설 및 운영절차 <개정 2024.10.29.>

9.1 <삭제 2024.10.29.>

9.1.1 <조번호 변경 및 삭제 2024.10.29.>

9.1.2 <조번호 변경 및 삭제 2024.10.29.>

9.2 계통현상분석장치 시설

9.2.1 각 전기사업자는 계통현상분석장치를 설치해야 하며 적용범위는 다음과 같다. <개정 2024.10.29.>

9.2.1.1 육지계통 [신설 2024.10.29.]

1. 154kV 이상 변전소, 용량 200MW 초과(복합발전기는 CC기준) 발전기
2. 70kV 이상 송전선로에 연계되는 20MW 초과 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기

9.2.1.2 제주계통 [신설 2024.10.29.]

1. 154kV 이상 변전소, 용량 20MW 초과(복합발전기는 CC기준) 발전기
2. 22.9kV 이상 송전선로에 연계되는 20MW 초과 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기

9.2.2 전력거래소가 전력계통의 고장분석에 필요한 계통현상분석장치의 설치를 요청할 경우 특별한 사유가 없는 한 이에 응하여야 한다. [신설 2024.10.29.]

9.2.2.1 전력거래소는 계통운영상 필요한 경우 계통현상분석장치 설치 필요개소를 각 전기사업자와 협의하여 선정하고 시설을 요청한다. <조번호 변경 2024.10.29.>

9.2.2.2 계통현상분석장치 설치 필요개소 선정시 계통의 중요도, 인근 계통의 계통현상분석장치 설치 여부 등을 충분히 고려하여 합리적이고 효율적으로 선정한다. <조번호 변경 2024.10.29.>

9.2.3 각 전기사업자는 시설을 완료하고 준공시험 결과를 전력거래소에 통보한다. <조번호 변경 2024.10.29.>

9.2.4 전력거래소는 각 전기사업자와 상호 협의하여 계통현상분석장치의 동작, 입력요소 및 기본성능 등 운영에 관한 기준을 정하여 시행한다. 또한 전력거래소는 계통현상분석장치 운영기준을 각 전기사업자에게 문서로 통지하고 전력거래소 인터넷 홈페이지에 게시한다. [신설 2006.1.26.] <조번호 변경 2024.10.29.>

9.3 계통현상분석장치 운영 및 관리

9.3.1 전력거래소 및 각 전기사업자는 계통현상분석장치의 출력물을 활용하여 계통의 고장 및 안정성을 분석하고 필요시 적절한 대책을 마련한다.

9.3.2 각 전기사업자는 계통현상분석장치가 항상 정상적으로 기능을 발휘할 수 있도록 시험 및 유지·보수를 시행한다.

9.3.3 각 전기사업자는 계통현상분석장치가 취득한 자료를 전력거래소로 전송할 수 있도록 통신수단을 확보하고 통신의 건전성 확보를 위해 유지·보수를 시행한다.

9.3.4 각 전기사업자는 전력거래소가 요청할 경우 계통현상분석장치 시설현황을 전력거래소에 통보한다.

10.0 부하차단용 저주파수계전기 적용 및 운영절차

10.1 전력거래소는 발전력 탈락, 계통분리 등으로 인한 계통주파수 저하시 주파수 회복을 위하여 저주파수계전기에 의한 부하차단계획을 수립하고 각 전기사업자에 통보한다.

10.2 전력거래소는 다음과 같은 상황 발생시 부하차단용 저주파수계전기의 부하 차단계획을 검토한다.

1. 최대부하가 부하차단계획 수립시 보다 2배로 증가한 경우
2. 신규 특성의 부하차단용 저주파수계전기의 도입시
3. 기타 345kV 이상 기간계통 망의 변경 등으로 재검토가 필요하다고 판

단되는 경우

10.3 각 전기사업자는 매 분기마다 주파수 단계별 차단부하 확보량 및 운영관련 사항을 아래와 같이 조사하여 전력거래소에 통보한다.

○ 조사 기준일 : 3, 6, 9, 12월의 제3번째 수요일

(단, 제3번째 수요일이 공휴일인 경우 제4번째 수요일)

○ 조사 기준시간

가. 육지계통

시간 / 월별	심야	주간	야간
3	03	10	19
6	03	15	21
9	03	15	20
12	03	10	18

나. 제주계통

시간 / 월별	심야	주간	야간
3	03	10	20
6	03	10	20
9	03	10	20
12	03	10	20

○ 통 보 : 분기말 익월 20일까지

○ 통보내용

- 주파수저하 및 저주파수계전기 동작현황
- UFR 차단부하 확보현황

10.4 전력거래소는 각 전기사업자로부터 통보 받은 차단부하 확보량을 검토하고 적합하지 않을 경우 각 전기사업자에게 개선을 요구한다.

10.5 부하차단용 저주파수계전기 동작시 각 전기사업자는 동작일시, 동작원인, 관련 계통도 및 계통상황 등을 신속하게 전력거래소에 통보한다.

10.6 전력거래소는 발전력 탈락, 계통분리 등의 경우 계통주파수 저하특성을 검토하고 필요시 대책을 수립하여 각 전기사업자에 통보한다.

10.7 각 전기사업자는 전력거래소가 통보한 대책수립 내용을 6개월 이내에 이행 완료하고 결과를 전력거래소에 통보한다.

10.8 각 전기사업자는 부하차단용 저주파수계전기가 항상 정상적으로 운전될 수 있도록 유지·관리한다.

10.9 각 전기사업자는 부하차단용 신형 저주파수계전기 도입시 성능 등 기술적인 사항에 대하여 전력거래소와 상호 협의한다.

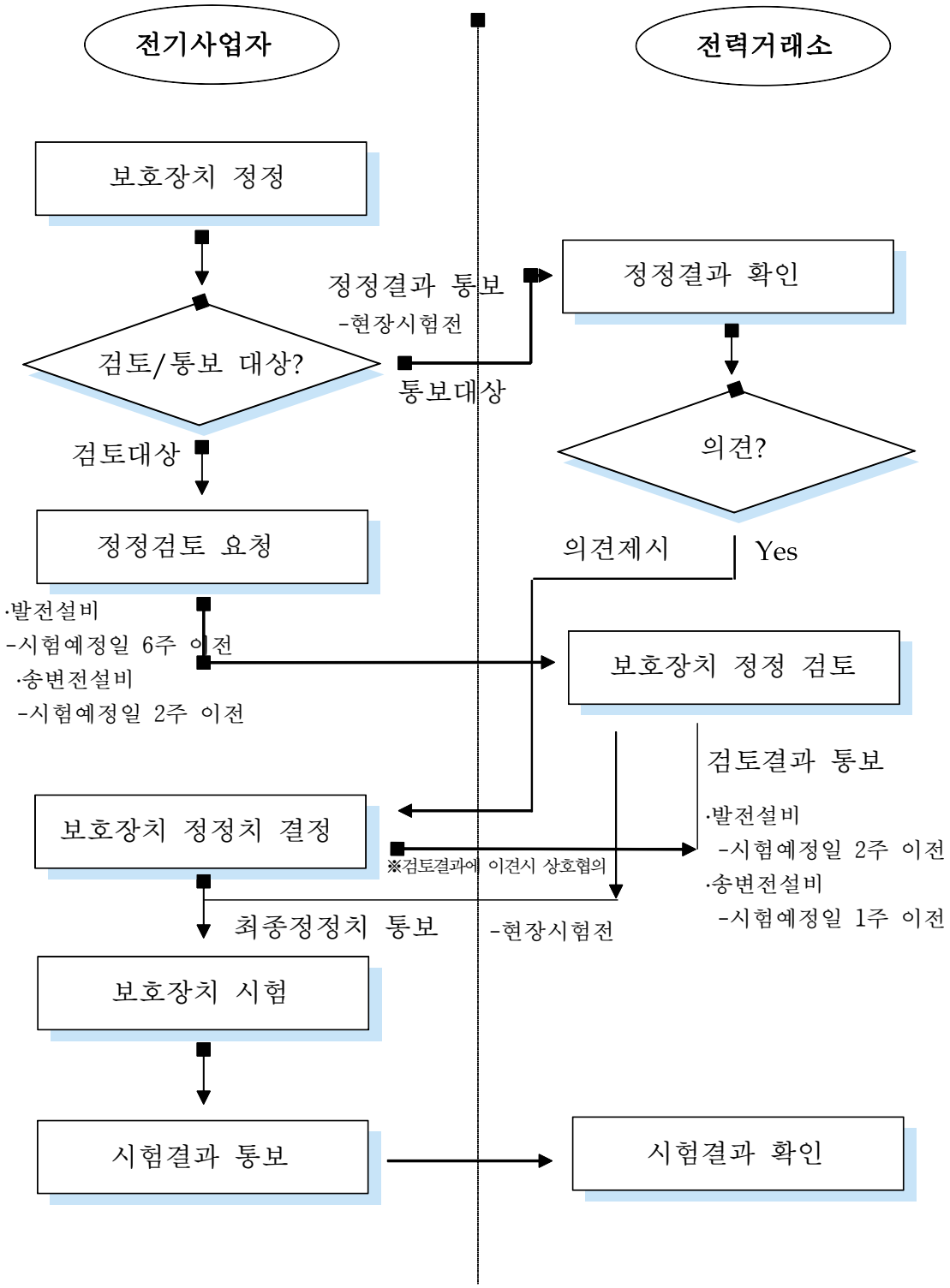
11.0 붙임 <개정 2003.5.7>

11.1 보호장치 정정 업무 흐름도 [신설 2003.5.7]

11.2 보호장치 정정검토 요청시 첨부자료 [신설 2003.5.7]

[붙임 11.1]

보호장치 정정 업무 흐름도



[붙임 11.2]

보호장치 정정 검토 자료

설비별	자료내용	제출자료		비 고
		발전설비 신·증설 변경시	송변전설비 신·증설 변경시	
기본자료	1. 보호계전기 정정표 2. 보호계전기 정정계산서 3. 신·증설설비 단선 및 3선 결선도 3. 변경 전·후 계통도	○	○	
보호계전기 배 전 반	1. 보호계전기 설명서(제작사분) 2. 보호배전반 도면(AC, DC)	○	○	
보호장치용 CT, PT	1. CT의 정격(Ratio, 부담, 오차, 2차 여자특성곡선) 2. PT의 정격(Ratio, 부담, 오차)	○	○	
차단기	1. 차단기 정격	○	○	
변압기	1. 변압기 정격(전압, 전류, 용량, 결선, %Imp 등) 2. 변압기 설명서(도면포함)	○	○	필요시
발전기	1. 발전기 정격[전압, 전류, 용량, Imp(Xd, Xd', Xd", X_2, X_0) 등] 2. 발전기 설명서(도면포함) 3. 부속 접지장치 설명서	○		
조상설비	1. 정격 2. 설명서(도면포함)	○	○	필요시
송전선로	1. 가공선로 ㅇ전선규격, 긍장, 회선수, 허용 전류 등(가공지선 포함) ㅇ지지물의 종별, 기수, 표준장주도, 지상고, 애자의 규격 및 수량 2. 지중선로 ㅇ케이블종류, 단면적, 긍장, 회선수, 케이블설명서, 포설방법, 허용전류 등 3. 선로정수 계산서		○	
제어케이블	1. 제어케이블 규격 및 긍장	○	○	필요시

[별표 17]

전력설비 정지관리 절차 <명칭변경 2006.11.29.>

1.0 목적

본 절차서는 전기사업법 제36조 및 전력시장운영규칙 제5.8.8의 규정에 따라 기후에너지환경부, 전력거래소 및 전기사업자간의 전력설비 정지관리 업무를 체계적으로 수행하여 유사 고장을 방지하고 전력계통을 안정적으로 운영하는데 그 목적이 있다. <개정 2006.11.29., 2012.5.31., 2026.1.28.>

2.0 적용범위

2.1 적용업무

본 절차서는 전력설비 정지 발생시의 정지보고, 고장조사 및 정지통계 관리업무에 관하여 적용한다. <개정 2006.11.29>

2.2 적용대상 : 전력거래소, 전기사업자

3.0 책임 및 역할<개정 2006.11.29>

3.1 전력거래소

3.1.1 전기사업자에게 통보받은 설비정지 사항에 대해 기후에너지환경부 등 관련 기관에 보고하여야 한다. <개정 2006.11.29., 2012.5.31., 2026.1.28.>

3.1.2 고장조사 필요시 고장조사반을 구성하여 원인조사 및 분석 등 고장조사에 대한 전반적인 처리절차를 관리한다. <개정 2006.11.29>

3.1.3 전력설비 정지통계를 작성·관리하여야 하며, 이를 종합하여 기후에너지환경부 및 전기사업자에게 통보하여야 한다. [신설 2006.11.29., 2012.5.31.] <개정 2026.1.28.>

3.2 전기사업자

3.2.1 설비정지가 발생한 경우, 정지내용을 전력거래소에 통보하여야 한다. <개정 2006.11.29>

3.2.2 7.3.1의 고장발생시 고장원인에 대한 조사·분석 후 대책을 수립하고 그 결과를 전력거래소에 통보하여야 한다. <개정 2006.11.29>

4.0 참고 자료

4.1 법

5.0 용어의 정의

5.1 고장

정상 운전 중인 설비의 주설비나 관련설비의 이상으로 설비가 정지되어 전력 생산 및 공급에 지장을 초래한 현상을 말한다.<개정 2006.11.29>

5.2 중대고장

5.2.1 송변전설비 고장으로 공급지장전력 3만kW이상 10만kW 미만으로 공급지장 시간이 60분이상의 고장<개정 2006.11.29>

5.2.2 송변전설비의 고장으로 공급지장전력 10만kW 이상으로 공급지장시간이 30분 이상인 고장<개정 2006.11.29>

5.2.3 154㎸이상의 송변전설비의 고장으로 인한 공급지장시간이 6시간 이상인 경우<개정 2006.11.29>

5.2.4 용량 3만kW이상의 수력발전소, 출력 30만kW 이상의 화력, 양수 및 원자력발전소 발전기가 5일 이상의 발전지장을 초래한 고장<개정 2006.11.29>

5.3 기타고장

중대고장 이외의 고장

5.4 통보의 종류[신설 2006.11.29]

5.4.1 고장속보란 고장 발생 후 24시간 이내에 전기사업자가 전력거래소에 별지 서식60호에 작성하여 통보하는 것

5.4.2 .고장상보란 중대고장 발생 후 30일 이내에 전기사업자가 전력거래소에 별지 서식61호에 작성하여 통보하는 것

6.0 적용지침

해당 없음.

7.0 정지통보 및 고장조사 절차<명칭변경 2006.11.29>

7.1 정지통보<개정 2006.11.29>

7.1.1 전기사업자는 전력설비에 아래에 해당하는 정지가 발생하였을 경우, 즉시 중앙전력관제센터에 그 사실을 유선으로 통보하여야 한다.

가. 발전설비 : 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치, 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치의 비계획정지(단, 집합전력자원의 경우에는 제외) <개정 2015.9.30., 2016.5.12., 2018.12.12.>

나. 송변전설비 : 전력계통 운영에 영향을 주는 송·변전설비의 비계획정지

다. 송전사업자용 전기저장장치의 비계획정지 <개정 2015.5.7., 2016.5.12., >

7.1.2 아래에 해당하는 정지가 발생한 경우 전력거래소에 고장속보를 제출하여야 한다.

가. 발전설비 : 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치의 비계획정지 중 불시정지 <개정 2016.5.12.>

나. 송변전설비 : 154kV이상 송·변전설비의 비계획정지. 단, 중대고장 이외의 고장내역은 전력설비 정지관리기준에 따라 제출한다.

다. 전기저장장치 : 1차예비력 또는 주파수제어예비력을 제공하는 전기저장장치의 비계획정지 중 불시정지 <개정 2015.5.7., 2019.12.13.>

7.1.3 비계획정지의 종류는 '전력설비 정지관리기준'에 따라 분류한다.

7.1.4 전기사업자는 5.2의 중대고장에 해당하는 설비 정지 시, 고장상보를 전력거래소에 제출하여야 한다, 단, 7.2의 규정에 의하여 고장조사가 실시된 고장에 대하여는 제출하지 아니할 수 있다

7.1.5 전력거래소는 7.1.1에 따라 전기사업자로부터 설비의 정지를 통보받은 때에는 그 내용을 기후에너지환경부에 보고하여야 한다. 단 발전설비의 정지 보고는 중앙급전발전기를 대상으로 한다. <개정 2012.5.31., 2015.9.30., 2026.1.28.>

7.2 고장조사 <개정 2006.11.29>

7.2.1 고장조사 대상

전력거래소는 계통운영의 안정을 위하여 다음의 고장에 대해서 기후에너지환경부와 협의하여 고장조사를 시행한다. <개정 2012.12.31., 2026.1.28.>

가. 5.2의 중대고장 중 고장조사가 필요하다고 판단된 고장

나. 전력계통 운영에 지장을 초래하여 고장에 대한 분석 및 대책수립이 필요한 기타고장

다. 전기사업자간에 이의신청, 분쟁 가능성이 있는 파급고장 등 복합적인 고장

라. 기후에너지환경부가 고장조사를 요청한 고장 <개정 2012.5.31., 2012.12.31., 2026.1.28.>

7.2.2 고장조사반

전력거래소는 고장조사 업무를 효율적으로 추진하기 위하여 다음과 같이 합동 고장조사반을 구성한다.

가. 조사반장 : 고장조사 대상의 성격 및 유형에 따라 결정<개정 2012.12.31>

나. 반원

○ 전력거래소 관련업무 담당자<개정 2012.12.31>

○ <삭제 2012.12.31>

○ 전기사업자의 관련설비 담당자

○ 필요시 고장조사와 관련된 기관·단체의 전문인력

다. 임무

○ 고장원인 분석을 위한 정밀조사 시행

○ 원인분석 및 대책수립을 포함한 고장조사보고서 작성

○ 기후에너지환경부 및 해당 전기사업자에게 고장조사보고서 송부 <개정 2026.1.28.>

○ 해당 전기사업자에게 재발방지대책 시행 요청

○ 설비의 유사고장 방지대책 수립에 참고토록 전체 전기사업자에게 조사보고서 공개

라. 고장조사보고서 포함내용

○ 고장원인 분석

○ 문제점 및 대책

○ 고장전후의 전력공급 계통도 및 관련자료

7.2.3 고장조사반이 고장분석에 필요하다고 판단하여 전기사업자에게 자료(고장기록, 설비운전상황 등)를 요청할 경우, 전기사업자는 요청 받은 자료를 특별한 사유가 없는 한 제공해야 한다.

7.3 고장분석<개정 2006.11.29>

7.3.1 전기사업자는 고장발생시 다음과 같이 고장원인을 분석하고 이에 대한대책을 수립하여 전력거래소에 통보한다.

7.3.2 고장분석 대상

가. 중대고장

나. 기타 고장분석이 필요하다고 전력거래소에서 판단한 고장

7.3.3 통보내용

가. 고장원인 분석

나. 문제점 및 대책

다. 고장전후의 전력공급 계통도 및 관련자료

7.3.4 보고기한 : 고장 조사후 15일 이내

8.0 전력설비 정지통계[신설 2006.11.29]

8.1 전력거래소는 각 전기사업자와 상호 협의하여 전력설비의 정지 분류 및 통계 항목 선정, 방법 등에 관한 '전력설비 정지관리 기준'을 정하여 시행한다. 또한 전력거래소는 전력설비 정지관리 기준을 각 전기사업자에게 문서로 통지하고 전력거래소 인터넷 홈페이지에 게시한다.

8.2 전력설비 정지통계는 '전력설비 정지관리 기준'에 따른다.

9.0 붙임 <번호변경 2006.11.29>

해당 없음

[별표 18]

발전기정지 및 휴전업무 절차

1.0 목 적

규칙 제5장제9절 “발전기 정지 및 휴전계획 조정”에서 규정한 발전회원의 발전기 정지계획 조정에 관한 업무절차 및 휴전업무의 세부절차를 규정하여 전력수급의 안정, 전기설비의 보전 및 전력계통을 공정하고 안정적으로 운영하는데 그 목적이 있다.

2.0 적용범위

본 별표의 발전기 정지 및 조정업무 절차는 발전사업자의 연간, 월간, 주간 발전기 및 전기저장장치 정지계획 수립과 조정업무에 적용하고, 휴전업무 절차는 전기사업자의 전력설비 휴전작업 시행업무에 적용한다.<개정 2004.4.22., 2016.5.12>

3.0 책 임

3.1 발전사업자는 정해진 시기에 발전기 정지일정 등 관련자료를 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 정해진 시기에 발전기 정지계획을 발전사업자에게 통보하여야 한다.

3.2 전력거래소는 기간별 전력수급 전망시 발전사업자가 제출한 발전기 정지일정을 조정하여야 할 필요가 있을 경우에는 발전사업자와 협의후 결정하며, 이때 발전사업자는 적극 협조하여야 한다.

3.3 전력거래소는 공정하고 투명하게 발전기 정지계획을 수립하여야 한다.

3.4 전력거래소는 휴전계획 및 승인과 관련한 계통검토시 전력계통의 수급균형, 계통안정, 계통이상시 복구업무 주관 등 전력계통의 안정을 위해 필요한 조치를 취한다.

3.5 전기사업자는 휴전작업으로 인한 전력계통의 안정운영을 위해 아래와 같이 협조하여야 한다.

3.5.1 휴전요청시 최적의 휴전기간 산정 및 중복휴전작업 지양

3.5.2 휴전계획 및 검토조정시 전력거래소에 적극 협조

3.5.3 휴전업무 진행중 설비고장 또는 계통운영의 문제점 발생시 전력거래소의 지시에 따라 신속한 복구조치 시행

3.5.4 전기사업자는 작업여건 조성 및 사전준비를 철저히 시행하여 휴전작업이 계획일정에 따라 진행될 수 있도록 해야 한다.

4.0 참고자료

4.1 법, 시행령, 시행규칙, 고시

4.2 전력수급계획 종합시스템 최종보고서

5.0 용어의 정의

5.1 전력수급 전망

실시간으로 변화하는 전력수요에 대하여 수요와 공급의 균형을 통한 전력의 안정적인 공급력을 확보하면서 수력, 화력, 원자력 등의 발전설비를 가장 경제적으로 운영하기 위한 방안을 강구하는 것

5.2 계획정지

발전설비의 운전상태 및 성능이 설계범위내에서 유지될 수 있도록 설비의 이상발생전 또는 고장을 예방하기 위하여 시행하는 제반 정비활동으로 사전에 계획을 수립하여 매년 또는 주기적으로 정비를 시행하기 위한 정지

5.3 임시정지

발전설비의 일부기기에 이상이 발생되었거나 차기 계획예방정비기간 이전에 발전설비의 안전성 및 신뢰도 저하를 예방하기 위하여 사전에 계획을 수립하여 전력수급에 지장이 없는 단기간동안 정비를 시행하기 위한 정지

5.4 설비용량

발전사업자가 기후에너지환경부장관의 인가를 받은 후 사업개시 신고를 한 발전기의 정격용량 <개정 2026.1.28.>

5.5 공급능력<삭제 2011.12.2>

5.5 운영능력<번호변경 2011.12.2>

예상치 못한 이상 발생시에도 안정된 전력을 공급할 수 있는 발전력으로써 공급능력에서 급전정지를 제외한 발전력

5.6 최대부하<번호변경 2011.12.2>

전력수요중 1시간 평균 최대값으로 기간에 따라 연간, 월간, 일간으로 구분

5.7 휴전<번호변경 2011.12.2>

전력설비의 수선유지, 변경, 개수, 신증설, 기타의 공사를 시행하기 위하여 전력공급을 중지하는 것

5.8 계획휴전<번호변경 2011.12.2>

연월간 시행하는 정기휴전 회의를 거쳐 시행하는 휴전<개정 2008.10.31>

5.9 임시휴전<번호변경 2011.12.2>

송변전설비 운영 중 설비 이상징후 발생으로 인해 계획휴전 이외의 휴전작업이 필요할 경우 시행하는 휴전<개정 2008.10.31>

5.9.1 설비 이상징후란 전력설비의 과열, 누유, 누기, 소음, 진동, 단선(전력선,가공지선), 보호계전기 이상, DC 전원이상, CT/PT 이상, 절연기기 파손 등

을 의미한다.[신설 2008.10.31]<번호변경 2011.12.2>

5.10 긴급휴전<번호변경 2011.12.2>

돌발사고, 인축사고, 화재사고 등의 우려가 있어 긴급히 휴전이 필요한 경우 시행하는 휴전

6.0 지침

6.1 발전기 정지는 사전에 계획을 수립하여 시행함을 원칙으로 한다.

6.1.1 연간, 월간, 주간 및 정지요청의 순으로 발전기 정지계획 조정단계를 거쳐, 발전소 운영여건 변경사항이 최대한 반영되도록 한다.

6.2 휴전작업은 연간계획에 반영하여 시행함을 원칙으로 한다. 다만,345kV 이상 차단기 및 시운전발전기 관련 전기설비에 대한 휴전작업은 월간 휴전계획에 반영하여 이를 시행할 수 있다.<개정 2004.4.22, 2005.10.10, 2008.10.31>

6.2.1 휴전계획 수립시 작업계획의 합리적 반영으로 휴전작업 빈도를 억제한다.

7.0 발전기 정지계획 수립 및 정지통보 절차

7.1 발전기 정지계획 조정기준

7.1.1 전력거래소는 전력시장 운영체제하에서 공정하고 투명한 발전기 정지계획 조정을 통하여 연중 안정적이고 경제적인 전력수급 운영계획을 수립하여야 하며, 적정 공급예비력을 확보하기 위하여 최대한 노력하여야 한다. 단, 적정 공급예비력은 아래 각호를 고려한 합산 값으로 산정하여 매년 계통평가위원회의 심의를 거쳐야 한다. <개정 2019.12.13., 2021.12.28., 2023.9.26.>

① 전력수급 비상 준비단계 공급예비력 수준 [신설 2019.12.13.] <개정 2021.12.28.>

② 속응성자원 운영 기준에 따른 확보량 [신설 2019.12.13.]<개정 2021.12.28.>

③ 발전계획 변경이 필요한 수요예측 오차 수준 [신설 2019.12.13.]<개정 2021.12.28.>

④ 재생에너지 발전량 예측오차 수준

단, 재생에너지 발전량 예측오차 = 재생에너지 발전량 예측오차율×재생에너지 설비용량 [신설 2021.12.28.]

7.2 연간 발전기 및 전기저장장치 정지계획 수립 절차

7.2.1 전기사업자(중앙급전발전기 보유 구역전기사업자 제외)와 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기, 발전기 1기의 설비용량이 20MW 초과인 연료전지 발전기를 소유한 발전사업자는 향후 2년간의 발

전기 정지계획 수립을 위한 자료들을 4월말까지 발전기 정비 관리시스템을 통해 제출하여야 한다. 단, 집합전력자원은 예외로 한다.<개정 2015.3.17., 2015.9.30., 2018.12.12., 2019.1.2., 2019.12.31.,2020.10.1.>

7.2.1.1 발전사업자 제출자료

가. 발전설비 신・증설 및 폐지계획, 시운전계획

예) 신・증설발전기는 사업개시전 기간별 가능출력

나. 발전기별 계획예방정비 일정, 희망일자, 조정가능기간

다. 간이정비 및 기타 발전기 정지를 수반하는 모든 정지일정

라. 발전기의 가능출력이 정격출력보다 적은 기간의 일별 가능출력

예) 열공급발전기의 열공급에 의한 출력감소량
복합발전기의 외기온도 상승에 따른 출력감소량
수력발전기의 댐수위저하에 따른 출력감소량 등

마. 발전기의 가능출력이 정격출력보다 많은 기간의 일별 가능출력

예) 원자력발전기의 상시운전가능한 출력증가량

바. 기타 발전기별 특기사항

예) 서울화력 하절기 냉각수 온도상승시 출력감소량
복합화력의 가스터빈 정지시 증기터빈 출력감소량

7.2.1.2 판매사업자 제출자료

가. 연간 구입전력계획

나. 연간 수요관리 목표량

7.2.1.3 송전사업자 제출자료 [신설 2015.5.7.]

가. 송전사업자용 전기저장장치 신·증설 및 폐지계획, 시운전계획

나. 송전사업자용 전기저장장치 연간 정비일정

다. 기타 가능출력 변동 내역

7.2.2 전력거래소는 안정적인 전력수급 및 발전기의 경제적 운영을 위하여 전력수요에 영향을 미치는 제반요소(기상, 심야수요, 사회적요인 등)를 고려하여 2년간의 일별 최대부하를 예측한다.<개정 2011.12.2>

7.2.3 전력거래소는 전기사업자로부터 제출받은 자료들을 검토하여 최초 수급전망(안)을 수립하고, 발전기별 정지계획 및 월별 예비력을 관련 전기사업자에게 6월말까지 통보한다. <개정 2015.3.17.>

7.2.3.1 전력거래소는 향후 2년간의 수급전망(안) 수립에 필요한 발전기 정지계획 자료들을 종합하여 일별 공급능력을 산출한다.

가. 발전설비 총 설비용량

나. 총 발전기 정지량

- 계획정지, 중간정지 및 기타 발전기 정지량

다. 구입전력량

- 중앙급전발전기를 보유하지 않은 회원, 기타

라. 신·증설 발전기의 시운전 출력

마. 총 출력증가/감소량

- 열공급발전기의 열공급에 의한 출력감소량
- 복합화력의 외기온도 상승에 따른 출력감소량
- 수력발전기의 댐수위저하에 따른 출력감소량
- 원자력발전기의 상시운전가능한 출력증가량
- 발전기 성능저하에 의한 출력감소량

바. 기타 특기사항

- 수요관리 목표량 등

7.2.3.2 7.2.2항과 7.2.3.1항에 의해 예측된 최대부하와 공급능력으로 산출한 일별 전력수급 결과를 검토하여 발전기 정지일정을 조정한다.

가. 일별 전력수급을 산출하여 적정수준의 예비력 확보 및 계통안정 여부를 검토한다.

나. 연중 적정수준의 예비력 및 계통안정성 확보 및 발전설비의 경제적 운영여부가 확인되면 발전기별 예방정비 일정을 확정하고, 그렇지 않으면 발전기별 예방정비일정 조정가능기간을 이용하여 예방정비 일정을 조정한다.

다. 만일 예방정비일정 조정가능기간을 이용해서도 적정예비력 확보 등이 확인되지 않을 때에는 발전사업자와 협의하여 재조정한다.

라. 발전기별 정지계획 조정은 발전기 전력수급종합시스템을 이용하여 수립한다.<개정 2011.12.2>

7.2.4 발전사업자 및 송전사업자는 최초 발전기 및 전기저장장치 정지계획에 대하여 변경 또는 불만족사항이 있을 경우에는 7월말까지 전력거래소에 변경된 정지계획을 발전사업자는 발전기 정비 관리시스템을 통해, 송전사업자는 공문을 통해 제출하여야 한다.<개정 2015.3.17., 2015.5.7., 2019.12.31>

7.2.4.1 의견서에는 대상 발전기, 사유, 희망시기, 조정가능범위 등을 명기한다.

7.2.4.2 전력거래소는 발전사업자와 불만족스러운 발전기 정비일정에 대한 조정일정을 반영하여 7.2.3.2의 과정을 통해 발전기 정지계획을 확정시킨다.

7.2.4.3 만일, 발전기 정지일정 조정이 원만하게 이루어지지 못하여 수급불안이 야기될 우려가 있을 경우에는 전력거래소가 발전기별 운전특성 등을 고려하여 합리적으로 조정한다. 이때 조정되는 발전기를 보유한 발전사업자와는 충분하게 협의하여 재조정에 따른 불이익이 최소화되도록 한다.

7.2.5 재조정된 발전기별 정지일정은 최종 발전기 정지계획으로 확정하고, 아래 내용을 포함한 향후 2년간의 수급전망(안)을 수립하여 시행전년도 9월말까지 관련 전기사업자에게 통보한다.<개정 2015.3.17.>

가. 연간 월별 전력수급 및 하계 전력수급 전망

나. 발전설비 신·증설 및 폐지계획

다. 발전원별 예방정비량 및 공급능력 증가/감소내역

라. 발전사업자별 발전기 예방정비 일정

7.2.6 확정된 발전기별 정지일정은 당해연도 연간 발전기 정지계획으로 1월 일부터 시행하되, 월간 발전기 정지계획 조정절차에 의해 조정될 수 있다.

7.3 월간 발전기 및 전기저장장치 정지계획 조정절차

7.3.1 전기사업자(중앙급전발전기 보유 구역전기사업자 제외)와 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기, 발전기 1기의 설비용량이 20MW 초과인 연료전지 발전기를 소유한 발전사업자는 전력거래소에 연간 발전기 및 전기저장장치 정지계획에 대한 변동사항 발생 또는 연간계획에 미반영된 발전기 및 전기저장장치가 정지해야 할 사유가 발생하였을 경우 매월 20일까지 발전기 정지계획은 발전기 정비 관리시스템을 통해, 전기저장장치의 정지계획은 공문을 통해 제출하여야 한다. 단, 집합전력자원은 예외로 한다 <개정 2015.5.7., 2015.9.30., 2016.5.12., 2018.12.12., 2019.1.2., 2019.12.31., 2020.10.1., 2021.7.1.>

7.3.1.1 제출자료

가. 발전사업자 <개정 2021.7.1.>

- 연간 발전기 정지계획 변경시 : 7.2.1.1의 제출자료중 변동사항
- 연간계획 미포함 발전기 임시정지 요청시 : 정지기간, 희망일자, 조정가능기간, 정지사유, 정지시 출력감소계획
- 시운전계획(예방정비후시험운전 포함)
  - 시간대별 출력증가/감소계획
  - 일자별 최대출력

나. 판매사업자 : 7.2.1.2의 제출자료중 변동사항

7.3.2 전력거래소는 전월 전력수요실적 및 익월의 기상전망, 사회적요인 등을 고려하여 익월의 일별 최대부하를 예측한다.

7.3.3 전력거래소는 연간 발전기 정지계획을 기준으로 전력수요, 계통운영여건 변동상황, 발전기 정지계획 변경요청사항 등을 고려하여 7.2.3.2의 과정을 통해 월간 수급전망(안)을 수립하며, 전력수급부족 대비 중앙급전발전기 보유 구역전기사업자 운영계획(발전기 정비 등을 고려한 발전가능용량 및 구역수요 전망)을 매월 25일까지 제출받을 수 있다. <개정 2019.12.13.>

7.3.3.1 발전기별 정지일정이 확정되면 아래와 같이 익월 수급전망(안)을 작성하여 관련 전기사업자에게 매월 25일까지 통보한다. 단 25일이 주말 또는 공휴일일 경우 다음 거래일까지 통보할 수 있다. <개정 2021.7.1.>

가. 월간 주별 전력수급 전망

나. 월간 발전기별 정지계획

다. 발전사업자가 변경요청한 발전기의 정지일정 조정내역

7.3.4 확정된 발전기별 정지일정은 익월 발전기 정지계획으로 1일부터 시행한다.

7.4 주간 발전기 정지계획 조정절차

7.4.1 전기사업자(중앙급전발전기 보유 구역전기사업자 제외)와 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기, 발전기 1기의 설비용량이 20MW 초과인 연료전지 발전기를 소유한 발전사업자는 월간 발전기 및 전기저장장치 정지계획에 대한 변동사항 발생 또는 월간계획에 미반영된 발전기 및 전기저장장치가 정지해야 할 사유가 발생하였을 경우에는 전주 수요일까지 발전기 정지계획은 발전기 정비 관리시스템을 통해, 전기저장장치의 정지계획은 공문을 통해 제출하여야 한다. 단, 집합전력자원은 예외로 한다. <개정 2015.5.7., 2015.9.30., 2016.5.12., 2018.12.12., 2019.1.2., 2019.12.31.,2020.10.1.>

7.4.1.1 제출자료

가. 발전사업자

- 월간 발전기 정지계획 변경시 : 7.2.1.1의 제출자료중 변동사항
- 월간계획 미포함 발전기 임시정지 요청시 : 정지기간, 희망일자, 조정가능기간, 정지사유, 정지시 출력감소계획
- 시운전계획(예방정비후시험운전 포함)
  - 시간대별 출력증가/감소계획
  - 일자별 최대출력

나. 판매사업자 : 7.2.1.2의 제출자료중 변동사항

다. 송전사업자 : 7.2.1.3의 제출자료중 변동사항 [신설 2015.5.7.]

7.4.2 전력거래소는 월간계획에 미포함된 발전기의 임시정지 요청에 대해 수급상황을 고려하여 주간 및 월간 정지계획에서 추가 검토 후 확정할 수 있다.<개정 2011.12.2>

7.4.3 전력거래소는 월간 발전기 정지계획을 기준으로 전월 및 전주 전력수요 실적분석에 의한 수요변동사항, 발전사업자 및 판매사업자의 제출자료 등을 검토하여 다음 주의 전력수급 전망(안)을 수립하며, 전력수급부족 대비 중앙급전발전기 보유 구역전기사업자 운영계획(발전기 정비 등을 고려한 발전가능용량 및 구역수요 전망)을 매주 금요일까지 제출받을 수 있다. <개정 2019.12.13.>

7.4.4 전력거래소는 7.4.2 및 7.4.3에 의해 확정된 임시정지계획 및 다음주 발전기 정지계획을 발전사업자에게 매주 금요일까지 통보한다. <개정 2011.12.2>

7.4.5 확정된 발전기별 정지일정은 다음주이후 발전기 정지계획으로 시행한다.

7.5 발전기 정지통보 절차

7.5.1 전력거래소는 전력수급 사항을 검토한 후 발전사업자와 협의하여 정지 가능여부를 결정, 통보한다.

7.5.2 월간·주간 전력수급전망 발표 후 발전기 정지일정 변경 및 임시정지 사유 발생시 발전사업자는 정지 시작일을 포함한 3일전까지 전력거래소에 발전기 정비 관리시스템을 통해 요청하여야 하며, 전력거래소는 정지기간 등을 고려하여 월간·주간 수급사항을 검토한 후 정비일정 등을 결정, 통보한다. [신설 2011.6.30.] <개정 2019.12.13., 2019.12.31>

8.0 송・변전설비 휴전업무 절차

8.1 휴전작업의 일반원칙

8.1.1 전기설비의 휴전작업은 관계부서와 협의하여 수급의 균형, 계통안정운영, 설비의 보전 등을 검토하여 휴전작업 기간을 예정한다.

8.1.2 송・변전설비의 휴전작업은 가능한 일괄하여 실시하도록 하여야 한다.

8.1.3 급전지시, 설비감시제어 및 보호용 통신에 지장이 있는 통신선로의 정지작업을 할 때에는 별도의 통신방법을 확보한 후 시행하여야 한다.

8.1.4 상시 정지중인 전기설비라도 작업을 하고자 할 때에는 반드시 본 절차를 따라야 한다.

8.1.5 작업으로 인하여 불가피하게 운전절체 또는 전기사용자의 정전이 수반될 때는 해당 전기사용자와 사전 합의후 본 절차를 따라야 한다.

8.1.6 전기사업자는 휴전계획 수립시 발전기 운전 및 정지계획을 고려하여 반영하도록 한다. <개정 2004.4.22>

8.1.7 전력거래소와 전기사업자간 휴전업무 관련 신청 및 조정요청 등은 별도 지정되지 않는 한 문서로서 진행한다. <개정 2004.4.22>

8.2 업무처리 방법

8.2.1 휴전작업 시행이 계통에 미치는 영향에 따라서 승인사항, 통보사항, 긴급사항 3가지의 휴전형태로 구분한다.

8.2.2 승인사항은 반드시 전력거래소의 승인을 득하고 시행하는 다음의 작업을 말한다.

8.2.2.1 345kV 이상의 전기설비

8.2.2.2 154kV 송전선로의 경우 승인 또는 통보사항 대상선로는 별도 합의한 바에 따른다.

8.2.2.3 발전기 정지 또는 발전기 출력증가/감소를 수반하는 작업

8.2.2.4 승인된 송・변전설비의 작업기간을 연장할 경우

8.2.3 통보사항은 전기사업자 자체 승인으로 시행하되 전력거래소에 통보후 시행하는 다음의 작업을 말한다. 단, 전력거래소에서 계통운영상 필요시 중

지시킬 수 있다.

8.2.3.1 8.2.2.2항에서 정한 통보사항의 휴전작업

8.2.3.2 154kV 이상 조상설비(S.C, Sh.R, SVC 등)의 휴전작업

8.2.3.3 154kV 이상의 활선작업

8.2.3.4 계통보호 관련 설비(통신설비 포함) 정지시

8.2.3.5 발전소 154kV 변압기 휴전작업 [신설 2015.3.17.]

8.2.4 긴급사항은 돌발사태 발생시 전기사업자가 긴급히 요청하는 다음의 작업을 말한다.

8.2.4.1 돌발고장의 발생 우려로 긴급을 요하는 작업

8.2.4.2 돌발고장 사전제거 및 복구작업

8.2.5 송·배전사업자가 자체 시행하는 휴전은 다음과 같다. [신설 2012.12.31]

8.2.5.1 154㎸ 고객전용선로(발전고객 제외) 및 154㎸ M.Tr [신설 2012.12.31]

8.2.5.2 66kV 이하 설비 [신설 2012.12.31]

8.3 휴전업무 관련서식

8.3.1 휴전업무 진행시 사용할 문서서식은 별지 제62, 63, 64호 서식과 같다.

8.4 연간 휴전계획 수립절차

8.4.1 전기사업자는 8.2.2항에서 정한 전력거래소 휴전승인 대상 송·변전설비에 대한 다음 연도의 1년간 휴전계획을 수립하여 매년 8월말까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 6.2에 규정된 345kV 이상 차단기는 연간휴전계획 제출 대상에서 제외하기로 한다. <개정 2004.4.22, 2005.10.10, 2008.10.31>

8.4.2 전력거래소는 제출된 연간 휴전계획을 전기사업자와 협의, 검토 및 조정하여 그 결과를 11월말까지 통보한다.
<개정 2004.4.22, 2008.10.31>

8.4.2.1 전력거래소는 월별 발전기 정지계획 및 예측된 수요를 바탕으로 송변전설비 휴전시 안정적인 계통운영 가능여부를 검토하며, 상세한 검토사항은 8.8항을 참조한다.

8.4.2.2 송·변전설비 휴전작업 공정의 적정성을 검토하여 휴전작업 소요일수를 반영한다.

8.4.2.3 8.4.2.1 및 8.4.2.2항에 의해 수립된 연간 휴전계획 일정을 전기사업자에게 통보한다. <개정 2004.4.22>

8.4.3 <삭제 2008.10.31>

8.4.3.1 ~8.4.3.3 <삭제 2008.10.31>

8.4.4 <삭제 2008.10.31>

8.4.3 확정된 송·변전설비 연간 휴전계획은 당해년도 1월 1일부터 시행하되, 월간 휴전계획 조정절차에 의해 조정될 수 있다.<항번호변경 2008.10.31>

8.5 월간 휴전계획 조정절차

8.5.1 휴전업무 진행은 연간 휴전계획 일정을 준수하여 진행하는 것을 원칙으로 하며 합리적인 사유에 의한 변경 및 조정이 필요할 경우 아래의 절차에 따른다.

8.5.2 전력거래소와 전기사업자는 휴전업무 진행중 연간 휴전계획 일정에 대한 변경 및 조정이 필요할 경우, 조정을 요하는 측에서 그 사유를 상대에게 제출 후 상호협의를 거쳐 세부일정을 조정한다. <개정 2004.4.22>

8.5.2.1 제출자료 : 휴전설비, 사유, 희망/가능시기 등

8.5.2.2 제출기한 : 휴전계획 개시일 전월 1일까지 <개정 2008.10.31>

8.5.3 전기사업자는 월간휴전계획을 매월 5영업일까지 발표하고, 전력거래소는 조정된 월간 휴전계획 일정을 반영하여 조정 월간 휴전계획을 당월 20일까지 발표한다. <개정 2025.10.1.>

8.5.4 확정된 월간 휴전계획은 익월 1일부터 시행한다.

8.5.5 전기사업자는 월간 휴전계획이 확정된 후 설비의 이상 징후 발생으로 추가적인 휴전작업이 필요하며, 다음 월간휴전 계획에 반영하기에는 시기적으로 늦다고 판단될 경우 그 사유를 명기하여 전력거래소에 임시휴전을 요청한다. <개정 2004.4.22, 2008.10.31>

8.5.5.1 제출자료 : 휴전설비, 사유, 희망시기 [신설 2008.10.31]

8.5.6 긴급휴전

8.5.6.1 돌발사태 발생 등 긴급조치를 요하는 사항이 발생한 경우를 말한다.

8.5.6.2 전기사업자가 정규수속의 시간적 여유가 없을 경우, 전화요구에 의하여 전력거래소 관제센터의 승인을 받아서 작업을 시행하고 사후에 정규 수속을 하여야 한다. <개정 2004.4.22, 2012.5.31., 2012.5.31., 2015.3.17.>

8.5.7 [별표18] 8.5.3에 따른 조정 월간 휴전계획상 2일 이상 전력설비 휴전으로 인한 제약사항은 발전사업자에게 전월 20일까지 통보한다. 이후 [별표18] 8.6.5에 따라 휴전작업승인서 통보로 최종적인 발전제약을 확정한다. [신설 2025.10.1.] <개정 2026.7.24.>

8.6 휴전승인

8.6.1 전력거래소와 전기사업자는 전력거래소에서 발표한 월간 휴전계획 일정에 대한 변경이 필요할 경우, 조정을 요하는 측에서 변경된 휴전작업의 내용 및 사유를 상대에게 휴전개시일 7일전까지 제출후 상호협의를 거쳐 세부일정을 조정한다. <개정 2004.4.22>

8.6.2 전력거래소는 임시휴전 작업에 대하여 전력시장운영규칙 제5.8.1조의 기준에 따라 안정적인 전력계통 운영에 문제가 없을 경우 승인 후 전기사업자에게 통보한다. <개정 2003.9.18, 2004.4.22, 2006.9.14>

8.6.3 돌발고장 등의 우려로 전기사업자가 요청한 긴급휴전작업은 전력거래소

관제센터 근무책임자 승인으로 시행한다. <개정 2012.5.31., 2015.3.17.>

8.6.4 통보사항은 전기사업자가 자체적으로 검토하여 전력거래소에 매월 25일까지 월간계획을 일괄하여 통보한다. 단, 다음의 발전소 154kV 변압기 통보휴전은 작업 전 급전전화로 통보할 수 있다. <개정 2004.4.22., 2021.1.1.>

8.6.4.1 발전기 정비 또는 고장 정지 기간에 휴전 작업일 경우 [신설 2021.1.1.]

8.6.4.2 발전기 정상 운전가능 기간에 발전 정지 또는 출력제한을 수반하지 않는 휴전 작업일 경우 [신설 2021.1.1.]

8.6.5 전력거래소는 월간 휴전계획에서 검토한 휴전작업에 따라 연계 계통 내 발전제약(정지, 출력제한, 필수운전 등)이 필요한 경우, 해당 휴전작업 승인서를 휴전작업 시작일 기준 2영업일 전까지 제약 대상 발전사업자에게 통보하는 것을 원칙으로 한다.

단, 긴급(임시)휴전 발생 등 불가피한 상황으로 인해 휴전작업 시작일 기준 2영업일 전까지 휴전작업승인서를 통보하지 못하는 경우에는 휴전작업 시작 전까지 제약 대상 발전사업자에게 통보하여야 한다. [신설 2025.10.1.]

8.7 휴전시행

8.7.1 소정의 수속이 완료된 이후라도 계통여건 및 발전기 운전상태 등의 변경 등 부득이한 사정이 발생하였을 경우에는 작업일시를 변경시킬 수 있고, 또한 작업을 중지 후 송전을 지시 할 수 있다. 이때는 변경사유를 통보하고 최단시간 내에 송전이 재개될 수 있도록 최선을 다하여야 한다.

8.7.2 승인된 휴전작업에 대하여 해당설비 조작전 전기사업자가 전력거래소에 급전전화로 조작승인을 요청한다. <개정 2004.4.22>

8.7.3 전력거래소는 계통안정 운전에 문제점이 없다고 판단될 경우 휴전 승인된 설비에 대하여 휴전조작을 승인한다.

8.7.4 전기사업자는 휴전조작 완료후 전력거래소에 그 결과를 통보하고 작업을 시행한다. <개정 2004.4.22>

8.7.5 휴전작업이 완료되면 예정시간 이내라도 전기사업자는 휴전작업 완료를 알려야 한다. <개정 2004.4.22>

8.7.6 기타 급전지시 및 조작 절차는 별표 11에 따른다.

8.7.7 악천후 또는 부득이한 사유로 인하여 작업을 중지하거나 지연될 경우에는 전기사업자가 그 경위를 전력거래소 관제센터에 연락하여 지시를 받는다. <개정 2004.4.22., 2015.3.17.>

8.7.8 전기사업자는 전기설비 조작에 대한 결과를 기록하여 관리한다.

8.7.9 전기사업자는 승인 및 통보된 휴전작업 시행 중 인근 전력설비 고장시 정전발생 예상 154㎸ 이상 전기사용자에게 휴전관련 사항을 사전에 통지한다. [신설 2012.12.31]

8.8 휴전관련 검토

8.8.1 휴전내용 검토

8.8.1.1 연간 휴전계획을 기본으로 하며, 동일설비에 대하여는 동일사유로 6개월 이내 재휴전 금지를 원칙으로한다(단, 임시휴전 및 긴급휴전은 제외한다).

8.8.1.2 휴전사유 및 가능성

8.8.1.3 관련 발전기 운전 및 정지 계획과의 적합성

8.8.1.4 휴전대상 및 기간은 안전작업에 지장이 없는 범위 내에서 최소로 하여 전력계통 안정 및 경제급전에 기여토록 한다.

8.8.2 수행하는 계통검토

8.8.2.1 사용 프로그램 : 전력계통 해석 프로그램
단, 전력계통 해석프로그램 간 의미있는 결과의 차이가 발생할 경우에는, PSS/E 프로그램의 결과를 우선한다. <개정 2015.9.30.>

8.8.2.2 과부하 검토

8.8.2.3 계통전압 검토

8.8.2.4 필요시 추가사항 : 과도안정도, 전압안정도, 차단용량 검토

8.8.2.5 북상조류 관련 선로 휴전시 북상조류한계 조류량 검토

8.8.3 전력거래소와 송전사업자는 상호 협의하여 기술검토를 수행할 전력계통 해석 프로그램 입력데이터 file을 작성한다.

9.0 붙임

9.1 연간 발전기 정지계획 조정 절차도

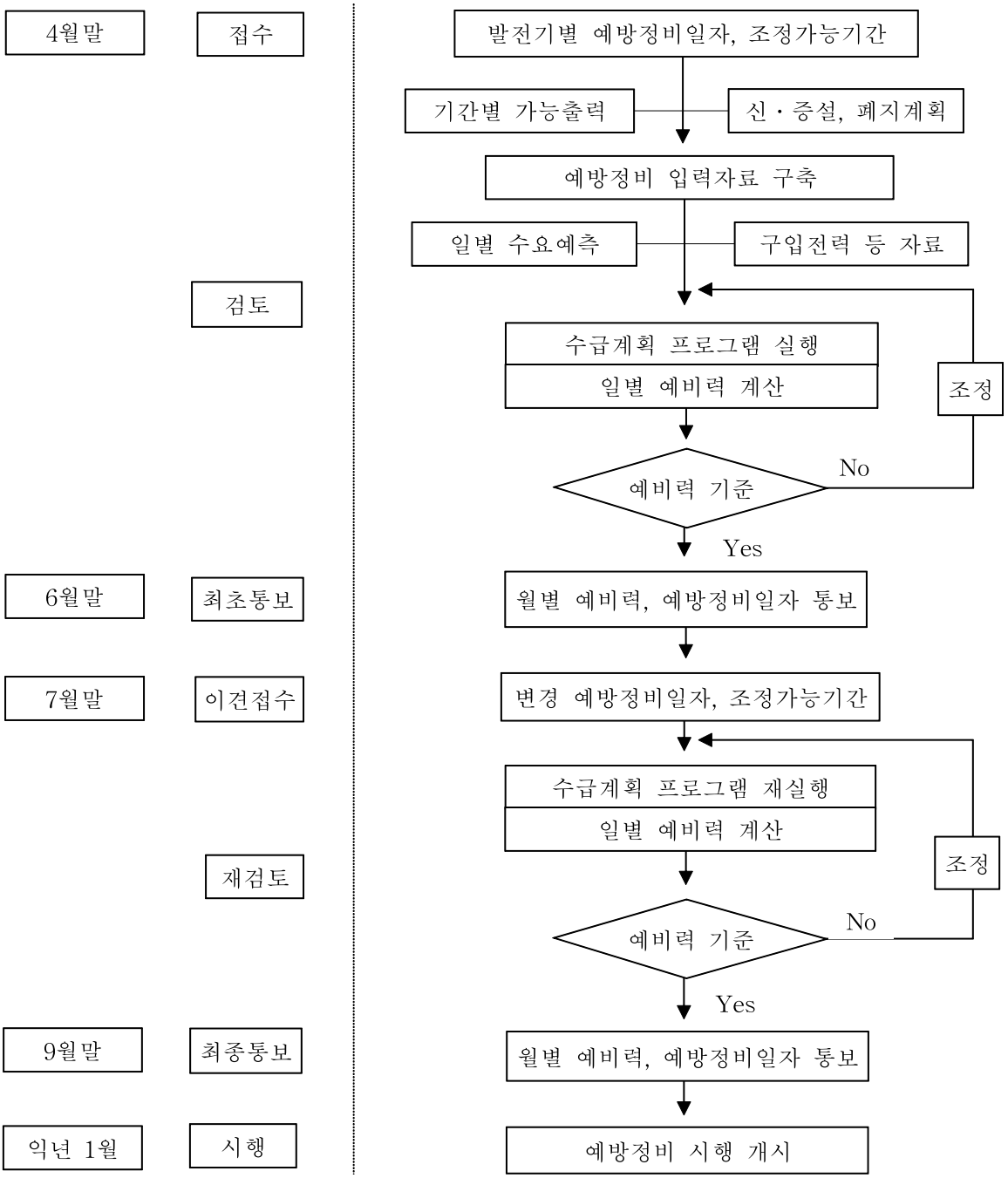
9.2 월간 및 주간 발전기 정지계획 조정 절차도

9.3 발전기 정지 통보 절차도

9.4 휴전업무 절차도

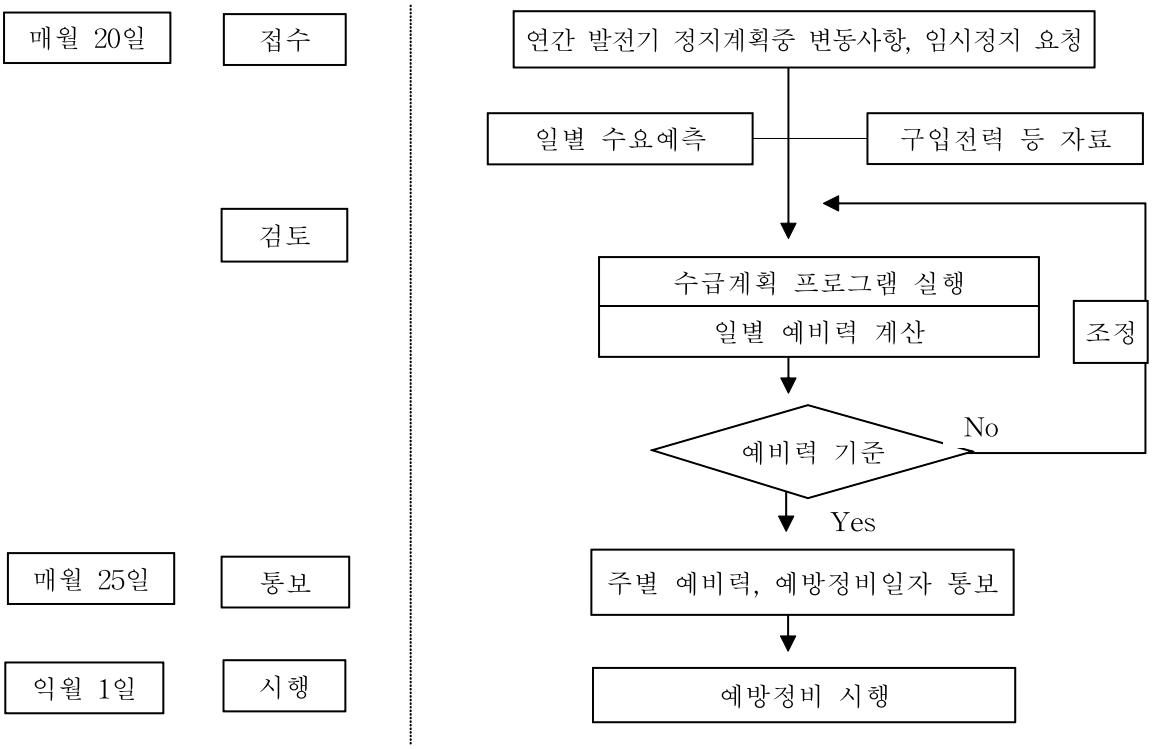
[붙임9.1]

연간 발전기 정지계획 조정 절차도

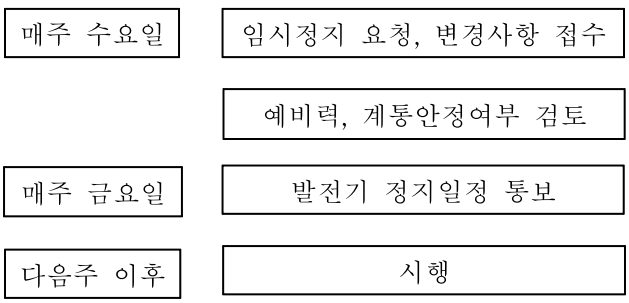


[붙임9.2] <개정 2021.7.1.>

월간 발전기 정지계획 조정 절차도

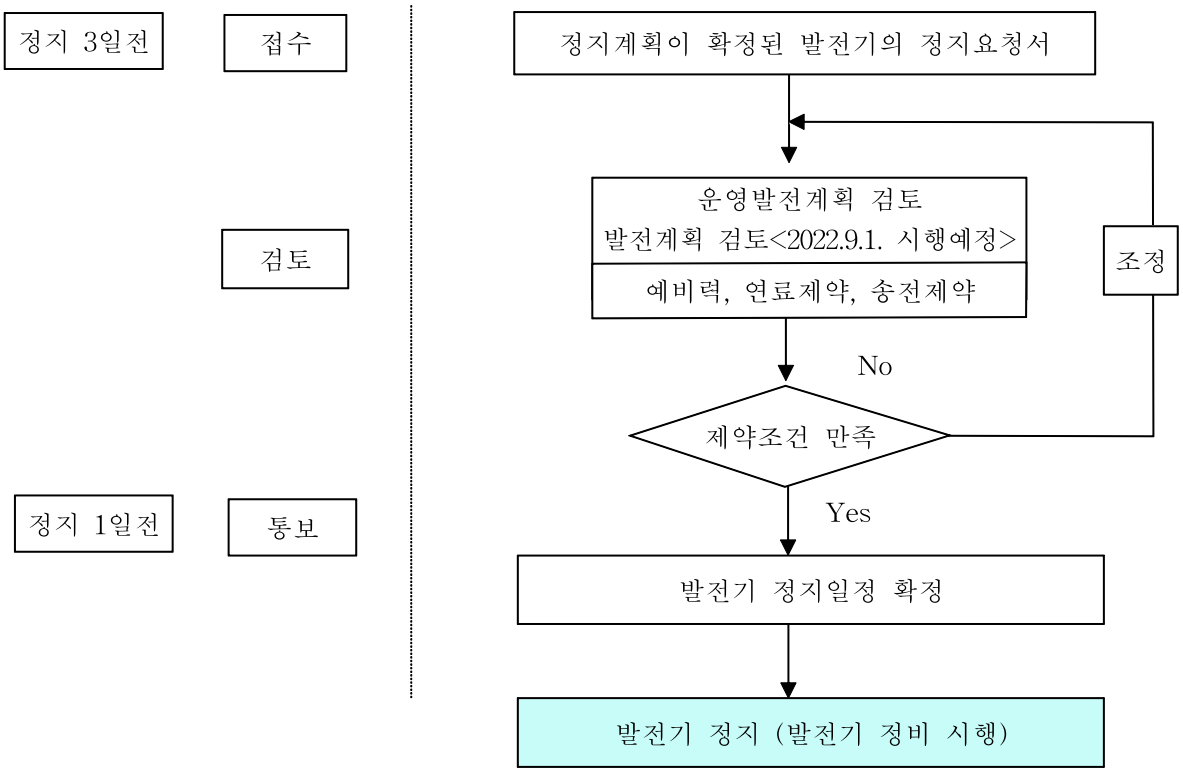


주간 발전기 정지계획 조정 절차도



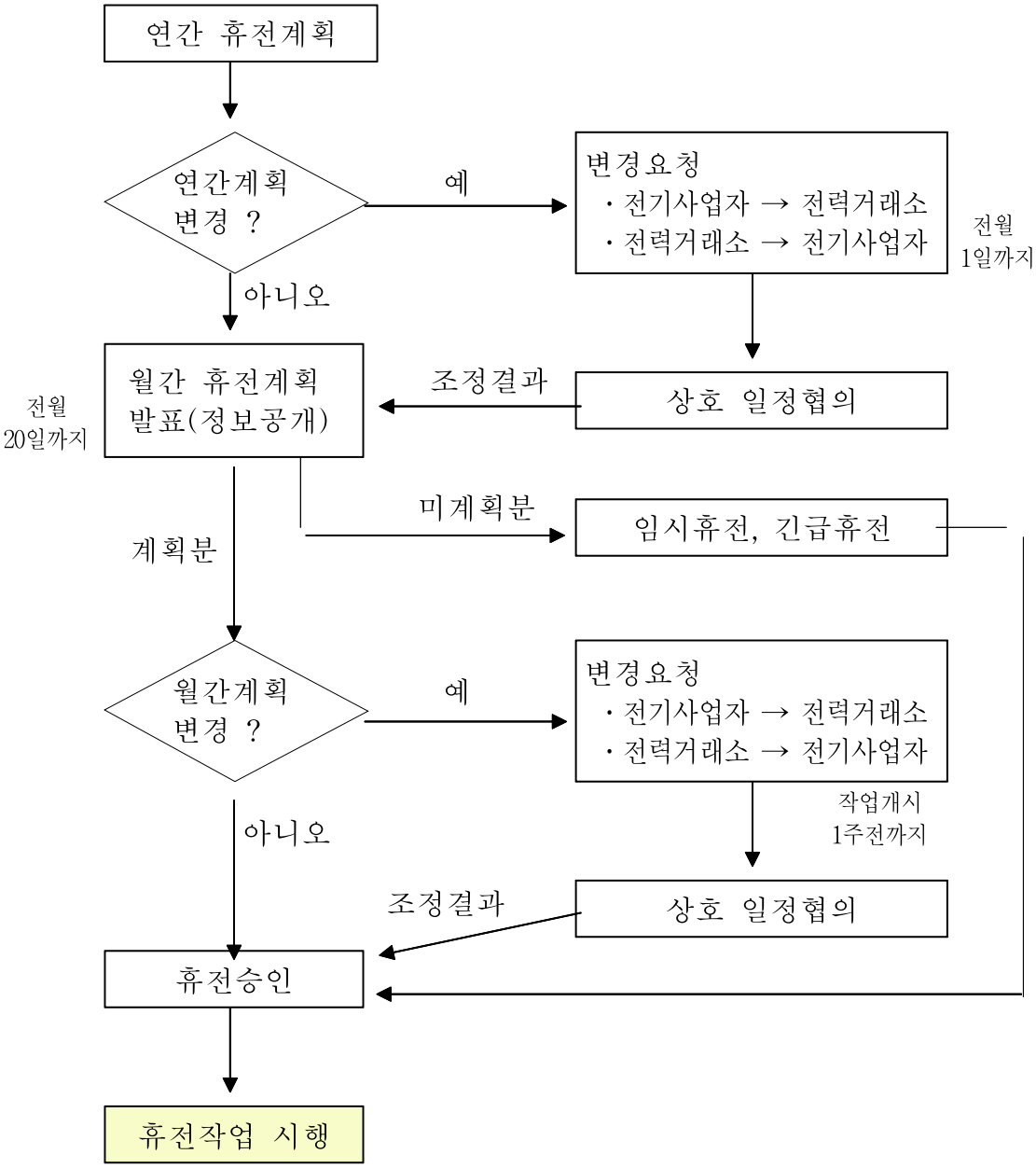
[붙임9.3] <2021.1.1. 개정> [시행일 : 2022. 9. 1. 시행예정]

발전기 정지 통보 절차도



[붙임9.4] <개정 2004.4.22, 2008.10.31>

휴전업무 절차도



[별표 19]

보조서비스 절차 <명칭변경 2006.9.14.>

1.0 목적

규칙 제5.6.1조의 규정에 의거 보조서비스 세부절차를 규정하여 안정적인 계통운영을 도모하는데 있다. <개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 보조서비스 계획 및 운영 <개정 2006.9.14>

2.2 보조서비스 이행여부 확인 <개정 2006.9.14>

3.0 책임

3.1 전력거래소

보조서비스 운영이 공정하고 투명하게 수행될 수 있도록 관리한다.<개정 2006.9.14>

3.2 전기사업자(발전사업자 및 송전사업자)

안정적인 전력계통 운영을 위해 보조서비스에 최대한 협조하여야 한다. <개정 2006.9.14>

4.0 참고자료

4.1 별표 9 발전계획 수립 및 계통한계가격 공개 <개정 2021.1.1.>

4.2 별표 11 실시간 급전운영절차

4.3 별표 12 비상시 급전지시절차

5.0 용어의 정의

5.1 조속기

수차나 터빈 발전기의 회전속도 변화에 따라 자동적으로 수차입구변이나 증기 터빈의 증기 유량제어변의 개도를 조종하는 장치를 말하며 발전기의 정격속도를 유지하기 위한 설비이다.

5.2 주파수추종운전(Governor Free 및 전기저장장치의 주파수응답) <개정 2015.5.7.>

시시각각으로 변동하는 주파수에 의해 변동되는 주파수를 추종하여 계통에 연결된 발전기 출력이 조속기에 의해 자동적으로 증가/감소되거나 전기저장장치의 유효전력이 주파수를 추종하여 자동적으로 조정됨으로써 주파수가 일정하게 유지되도록 운전하는 것을 말한다.

5.3 속도조정률 <개정 2015.5.7.>

조속기 및 전기저장장치의 주파수에 대한 응동특성을 나타내는 것으로서 정격출력, 정격주파수에서 순간적으로 무부하로 했을 때 주파수 상승분과 정격주파수와의 비(比)로서 계산식은 다음과 같다.

$$Ri = \frac{\Delta ft}{\Delta Pt} \cdot \frac{\mathrm{Pr}}{fr} \cdot 100\ [\%]$$

- Ri: 안정상태 경사 속도조정률 (%)
- Δft : 구간 주파수변화 (hz) • fr:정격주파수 (hz)
- ΔPt : 구간 출력변화 (MW) • Pr:정격출력 (MW)

5.4 주파수조정 서비스 <개정 2015.5.7., 삭제 2019.12.13.>

5.5 예비력서비스 <삭제 2019.12.13.>

5.6 자체기동서비스

전계통정전 발생에 대비하여 외부로부터의 기동전력 공급없이 비상발전기 등에 의하여 자체기동 후 타 발전소의 기동전력 또는 부하에 전력을 공급할 수 있도록 전력거래소에 의해 사전에 지정된 발전소(기)가 제공하는 서비스를 말한다.

5.7 자동발전제어운전

계통운영시스템에 의하여 발전기 출력이 원격제어되도록 운전하는 것을 말한다.<개정 2010.6.30>

5.8 원격발전력 조정 <삭제 2010.6.30>

5.9 자체기동발전기 <삭제 2019.12.13.>

5.10 기타 용어는 규칙 제1.1.2조에 따른다.<개정 2007.7.23>

6.0 적용지침(해당 없음)

7.0 절차

7.1 일반원칙

7.1.1 보조서비스 운영항목<개정 2006.9.14>

7.1.1.1 주파수제어예비력 <개정 2019.12.13.>

7.1.1.2 1차예비력 <개정 2019.12.13.>

7.1.1.3 2차예비력 [신설 2019.12.13.]

7.1.1.4 3차예비력 [신설 2019.12.13.]

7.1.1.5 속응성자원 [신설 2019.12.13.]

7.1.1.6 무효전력수급 서비스 <번호변경 2019.12.13.>

7.1.1.7 자체기동 서비스 <번호변경 2019.12.13.>

7.1.1.8 하향주파수예비력 [신설 2023.9.26.]

7.1.2 보조서비스 운영기준<개정 2006.9.14>

7.1.2.1 별표 3에 따른다.

7.2 기술적 특성자료

7.2.1 발전사업자 및 송전사업자는 보조서비스 이행을 위한 7.2.3항의 발전기 및 전기저장장치의 기술적 특성자료의 변경이 필요한 경우, 매달 말일 기준 9일전(실근무일 기준)까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 복합발전기는 대표온도 대비, 기타발전기는 이전 분기 대비 기술적 특성의 변동이 없는 경우 발전사업자는 제출하지 않을 수 있다. <개정 2006.9.14., 2015.5.7., 2019.05.31>

7.2.2 최초 제출된 발전기 및 전기저장장치의 기술적 특성은 발전기 및 전기저장장치의 시험 등 특별한 사유가 발생하거나 발전기 및 전기저장장치의 기술적 특성이 변경되지 않는 한 변경하여 제출할 수 없으며, 변경하여 제출하여야 하는 사유가 발생하는 경우에는 해당 사유를 명기하여 전력거래소에 제출하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

7.2.3 발전사업자 및 송전사업자가 제출해야 할 발전기 및 전기저장장치의 기술적 특성자료는 다음과 같다. 단, 별지 서식에 의한 자료는 전력시장에 신규로 참여하는 발전기에 한하여 제출한다. <개정 2008.10.31., 2015.5.7.>

1. 별지 제67호 서식에 의한 조속기 특성자료(자동발전제어운전 가능 발전기의 경우 자동발전제어 특성자료 포함), 별지 제7-1호 서식에 의한 전기저장장치의 주파수추종 및 원격출력제어 특성자료 <개정 2015.5.7., 2022.12.27.>
2. 별지 제68호 서식에 의한 무효전력 특성자료[신설 2008.10.31]
3. 주파수추종 운전범위, 속도조정률 및 부동대[신설 2008.10.31]
4. 자동발전제어 운전범위[신설 2008.10.31]
5. 기동형태별 발전기 기동소요시간 및 정격출력 도달시간
6. 기타 보조서비스 운영에 필요한 자료 [신설 2008.10.31]

7.3 보조서비스 운영계획 수립 <개정 2006.9.14>

7.3.1 전력거래소는 발전사업자가 제출한 입찰자료 및 발전기 기술적 특성자료, 전기저장장치 기술적 특성자료를 사용하여 보조서비스 운영계획(이하 "운영계획"이라 한다)을 수립한다. <개정 2006.9.14., 2015.5.7., 2016.5.12>

7.3.2 주파수제어예비력 <2019.12.13.>

7.3.2.1 전력거래소는 별표 3 및 별표 9에 의거 적정 예비력이 확보되도록 한다.

7.3.2.2 운영계획에는 자동발전제어운전 가능 발전기 및 전기저장장치가 포함되어야 한다. <개정 2015.5.7., 2019.12.13.>

7.3.3 1, 2, 3차주파수제어서비스 <개정 2019.12.13., 2025.8.6.>

7.3.3.1 전력거래소는 별표 3 및 별표 9에 의거 적정 예비력이 확보되도록 한다.

7.3.3.2 적정 예비력 확보를 위한 대상발전기 선정시 고려요소는 아래 각호와 같다. <개정 2008.10.31>

1. 기동형태별 기동소요시간 및 정격출력 도달시간
2. 출력 변동률(MW/분)
3. 발전기 연료비[신설 2008.10.31]
4. 발전기 단위용량
5. 양수발전기 종합효율[신설 2008.10.31]

7.3.3.3 전력거래소는 운영예비력이 적정수준 초과시 발전기 기동특성, 기동연료비, 변동비, 제약사항 등을 고려하여 적정 수준을 지정한다.

7.3.3.4 양수발전기의 예비력 지정은 상부저수지 수위를 고려하여야 한다. [신설 2011.12.2.]

7.3.3.5 전기저장장치의 1차예비력 산정방식은 다음과 같다. [신설 2022.12.27.] <개정 2025.8.6.>

7.3.3.5.1 1차주파수제어서비스 [신설 2022.12.27.] <개정 2025.8.6.>

$GFRQ_{i,e} = 0.2 \times GF_{i,e}^{max} \times 100/(R_{i,e,t} \times 60)$

단, 계통평가세부운영규정에서 정한 전기저장장치의 제어항목별 기준값을 충족하지 못한 설비는 $GFRQ_{i,e} = 0.2 \times GF_{i,e}^{max} \times 100/(R_{i,e,s} \times 60)$을 적용한다.

여기서,

$GFRQ_{i,e}$: 전기저장장치의 주파수 0.2Hz 변동 시 응동 가능한 주파수 추종 이론값

$GF_{i,e}^{max}$: 전기저장장치의 주파수추종 최대운전용량

$R_{i,e,t}$: 과도상태 운전모드의 속도조정률

$R_{i,e,s}$: 정상상태 운전모드의 속도조정률

7.3.4 속응성자원 [신설 2019.12.13.]

7.3.4.1 전력거래소는 별표 3 및 별표 9에 의거 적정 속응성자원 용량이 확보되도록 한다.

7.3.4.2 전력거래소는 발전기 기동특성, 기동연료비, 변동비, 제약사항 등을 고려하여 적정 수준을 지정한다.

7.3.5 자체기동 서비스 <번호변경 2019.12.13.>

7.3.5.1 전력거래소는 매년 자체기동 서비스 운영계획을 수립한다.

7.3.5.2 운영계획에는 자체기동 서비스 제공 대상 발전기 및 시송전선로가 포함되어야 한다.

7.3.5.3 전력거래소는 계통 및 발전설비 변경을 고려하여 매년 자체기동발전기 대상을 재검토하여 운영계획을 수립한다.

7.3.6 하향주파수예비력 [신설 2023.9.26.]

7.3.6.1 전력거래소는 별표 3 및 별표 9에 의거 적정 예비력이 확보되도록 한다.

7.3.6.2 운영계획에는 자동발전제어운전 가능 발전기 및 전기저장장치 등의 공급자원이 포함되어야 한다.

7.4 운영계획 통보

7.4.1 전력거래소는 예비력 서비스 운영계획 수립후 시간대별로 지정된 예비력 발전기 및 전기저장장치를 발전계획과 함께 발전사업자 및 송전사업자에게 통보한다. <개정 2015.5.7., 2021.1.1.>

7.4.2 자체기동 서비스에 대한 별도의 운영계획 통보는 하지 않으며 별표 12비상시급전지시절차의 7.5 전 계통정전시 조치절차에 의해 통보한 것으로 한다. <개정 2006.9.14>

7.5 운영계획 변경

7.5.1 제5.1.1조 제1항에 의한 경우 운영계획을 변경할 수 있다.

7.5.2 전력거래소는 실계통 운영시 전력수요의 예측오차가 크게 시현되거나, 발전기 불시정지, 기상급변, 부하탈락 등으로 예비력이 적정수준 이하가 되는 경우에는 전력수급안정을 위하여 추가 예비력을 발전기 기동특성, 기동 연료비, 변동비, 제약사항 등을 고려하여 확보하고 해당 발전사업자에게 통보한다. 단, 전력계통 안정운영에 지장이 없으면 추가 지정없이 운영할 수 있다. <개정 2023.9.26.>

7.5.3 지정된 자체기동발전기 정비 및 시송전선로의 휴전작업 등 전기사업자가 변경요청을 하거나 전력거래소 판단에 의해 자체기동 서비스 확보가 불가능하다고 판단되는 경우에는 자체기동서비스 대상 발전기 및 시송전선로를 변경 운영할 수 있으며 해당 전기사업자에게 통보한다.

7.6 운영절차

7.6.1 주파수추종운전 발전기 및 전기저장장치는 별도 급전지시가 없는 한, 신고한 속도조정률에 따라 주파수추종운전에 참여하여야 한다. 단, 부득이한 사유로 주파수추종운전이 불가능할 시에는 즉시 해당기간, 사유 등을 전력거래소에 통보하여야 한다. <개정 2008.10.31., 2010.6.30., 2015.5.7.>

7.6.2 자동발전제어운전 발전기 및 원격제어운전 전기저장장치는 별도 급전지시가 없는 한, 신고한 출력증가/감소율에 따라 자동발전제어 운전 및 원격제어운전에 참여하여야 한다. 단, 부득이한 사유로 자동발전제어 운전 및 원격제어 운전이 불가능할 시에는 즉시 해당기간, 사유 등을 전력거래소에 통보하여야 한다. <개정 2008.10.31., 2010.6.30., 2015.5.7.>

7.6.3 기타 주파수조정을 위한 보조서비스 세부운영은 별표 11에 따른다. <개정 2019.12.13.>

7.6.4 발전계획에 의해 예비력을 제공하기로 계획된 발전기 및 전기저장장치는 항상 기동가능한 상태로 유지되어야 하며, 특히 전력거래소의 불시 급전지시가 있는 경우 지체없이 발전기를 기동하여 계획된 발전력을 제공하여

야 한다. <개정 2015.5.7., 2021.1.1., 2025.8.6.>

7.6.5 전력거래소는 실계통 운영시 발전기 불시정지가 아닌 단순한 전력수요 증가로 인하여 추가적인 발전력 확보가 필요한 경우, 사전에 정지상태 예비력으로 지정된 발전력을 사용하지 않고 기동하여 출력감소 운전중인 발전력으로 대체하여 운영할 수 있다. 다만, 계통제약 또는 경제급전상 정지상태의 발전기를 기동하는 것이 유리한 경우는 예외로 한다.

7.6.6 전기사업자는 계통전압이 기준내에서 유지될 수 있도록 급전지시에 따라야 하며 세부 운영절차는 별표 11에 따른다.

7.6.7 지정된 자체기동발전기 및 시송전선로를 소유 운영중인 해당 전기사업자는 발전기 정비 및 휴전작업 등으로 인하여 자체기동 서비스를 제공할 수 없는 경우 지체없이 전력거래소에 통보하여야 하며 전력거래소는 그 사유 및 기간 등을 기록 관리한다.

7.7 이행여부 확인

7.7.1 원칙

7.7.1.1 전기사업자는 규칙 제5.3.1조에 따라 전력거래소의 지시가 있는 경우 이에 따라야 하며, 전력거래소는 전기사업자의 보조서비스 제공 및 이행상태를 확인한다. <개정 2006.9.14>

7.7.1.2 이행여부는 실시간 확인, 주기적 혹은 불시 및 실제 계통사고 등을 통해 파악하여야 하며 확인방법은 다음과 같다.

1. 주파수추종성 분석시스템을 통한 주파수추종운전 확인
2. 계통운영시스템을 통한 주파수추종운전, 자동발전제어운전 및 전압조정운전 확인 <개정 2010.6.30>
3. 불시 급전지시를 통한 예비력 제공대상 발전기의 대기상태 확인
4. 주기적 입회검사를 통한 자체기동 발전기의 가용능력 확인
5. 고장 또는 기타의 원인으로 이행확인을 위한 시스템이 동작하지 않을 경우에는 발전사업자가 제출한 운영기록에 의한 확인

7.7.1.3 전기사업자는 이행여부 확인을 위한 데이터 취득 및 자료제공 요청에 협조하여야 한다.

7.7.1.4 설비 이상 또는 시험 등으로 인하여 발전사업자 및 송전사업자가 제출한 발전기 및 전기저장장치 기술적 특성을 만족할 수 없는 경우 발전사업자 및 송전사업자는 전력거래소에 사전에 신고하여야 하며 전력거래소는 사유 및 시간 등을 기록 및 관리한다. <개정 2008.10.31., 2015.5.7.>

7.7.1.5 이행여부 확인에 의해 취득된 자료가 발전기 특성 및 입찰자료로 등록되어진 변수들을 만족시키지 못하거나 발전사업자 및 송전사업자가 제공하기로 동의한 보조서비스를 제공하지 못한다고 전력거래소가 판단하는 경우 전력거래소는 발전사업자 및 송전사업자에게 즉시 통보하고 서비스에

참여하도록 급전지시한다. <개정 2006.9.14., 2015.5.7.>

7.7.1.6 보조서비스 불이행으로 통보받은 전기사업자는 즉시 보조서비스가 제공되도록 조치하여야 한다. <개정 2006.9.14>

7.7.1.7 전기사업자는 보조서비스 제공 불이행에 대한 원인 설명과 관련 변수들을 충족시킬 수 있도록 하는 조치내용이 포함된 자료를 제공하여야 한다. <개정 2006.9.14>

7.7.1.8 발전사업자 및 송전사업자가 사전 신고 없이 보조서비스를 불이행한 경우, 전력거래소는 "급전관리시스템"을 이용하여 불이행실적을 기록 및 관리해야 하며 정보공개홈페이지를 통하여 불이행실적을 발전사업자에게 통보하여야 한다. [신설 2008.10.31.] ,<개정 2015.5.7.>

7.7.2 주파수제어예비력, 1,2차예비력, 하향주파수예비력 <개정 2019.12.13., 2023.9.26.>

7.7.2.1 전력거래소는 계통운영시스템을 이용하여 실시간으로 발전기 및 전기저장장치의 주파수추종 운전상태를 확인하고 계통주파수 급변시 주파수추종 응답량을 측정하여 기록, 관리하여야 한다. <개정 2008.10.31., 2010.6.30., 2019.12.13.>

7.7.2.2 <삭제 2008.10.31>

7.7.2.3 <삭제 2008.10.31>

7.7.2.2 발전사업자 및 송전사업자는 전력거래소로부터 주파수추종운전상태가 미흡하다고 통보받으면 즉시 주파수추종 운전상태를 확인 후 결과를 전력거래소에 통보하여야 한다. <항번호변경 2008.10.31.> <개정 2015.5.7.>

7.7.2.3 전력거래소는 발전기 및 전기저장장치의 출력증가/감소율을 고려하여 자동발전제어 및 원격제어운전 성능을 주기적으로 평가하고 기록, 관리하여야 한다. <개정 2008.10.31., 2015.5.7.>

7.7.2.5 <삭제 2008.10.31.>

7.7.2.6 송전사업자용 전기저장장치가 보조서비스 불이행으로 판정되는 경우, 불이행 판정시점부터 보조서비스 정산단가 산정에서 제외한다. (단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 보조서비스 정산단가 산정에 포함한다.) [신설 2022.12.27.]

7.7.3 3차예비력 및 속응성자원 <개정 2019.12.13.>

7.7.3.1 전력거래소는 발전계획에 따라 발전사업자에게 통보된 3차예비력 또는 속응성자원으로 지정된 발전기에 대한 기동가능 여부를 확인한다. <2019.12.13., 2021.1.1.>

7.7.3.2 전력거래소는 기동가능 여부를 불시 급전지시에 의한 시험으로 확인하며, 급전지시 시간, 계통연결 시간 및 기동여부 등을 기록 관리한다.

7.7.4 자체기동 서비스

7.7.4.1 자체기동능력에 대한 시험은 인증시험, 정기시험, 특별시험으로 구분하여 시행하며 시험주기 및 절차는 다음과 같다. <개정 2008.10.31>

1. 인증시험은 전력거래소에 의하여 최초로 지정되거나 지정 예정인 자체기동발전기에 대하여 시행하며 해당 년도 정기시험으로도 인정한다.[신설 2008.10.31]

2. 정기시험은 전력거래소가 년 2회 시행하며 필요시 발전사업자에게 위임할 수 있다. [신설 2008.10.31]

3. 특별시험은 정기시험 결과의 적정성을 판정하기 어려운 경우 또는 기타 사유로 자체기동능력의 확인이 필요한 경우에 시행한다. [신설 2008. 10.31]

4. 전력거래소는 시험결과를 판정하여 발전사업자에게 통보해야 한다. (별지 69호 서식 참조) [신설 2008.10.31]

7.7.4.2 자체기동 가능여부 파악을 위한 시험내용은 다음과 같다.

1. 보조발전기를 포함한 자체기동 발전기 기동가능 여부

2. 자체기동 시간 등

7.7.4.3 전력거래소에 의한 자체기동능력 시험이 불가능시 전력거래소는 해당 발전사업자에게 시험을 위임할 수 있다.

7.7.4.4 전력거래소가 발전사업자에게 시험을 위임한 경우의 시험절차는 다음과 같다. <개정 2008.10.31>

1. 발전사업자는 자체기동 시험실적을 기록·관리하여야 한다. <개정 2008. 10.31>

2. 발전사업자는 시험결과를 전력거래소에 통보한다.

3. 시험결과 이행기준을 만족하지 못한 경우에는 재시험을 시행한다.

4. 재시험은 전력거래소 입회하에 초기시험의 10일 이내에 시행한다.

7.7.4.5 <삭제 2008.10.31>

7.7.4.5 환경제약으로 인하여 자체기동 가능여부 확인이 불가능한 발전기의 경우에는 설비상태 확인 등으로 자체기동 가능여부 확인을 갈음할 수 있다. <항번호변경 2008.10.31>

7.7.4.6 가스터빈을 자체기동발전기로 소유하고 있는 발전사업자는 가스공급 중단을 대비하여 대체연료로 경유를 확보하여야 한다. [신설 2008.10.31>

7.7.4.7 자체기동발전소는 우선공급발전소의 기동지연 가능성 등을 고려하여 최소 3일 이상의 운전이 가능한 연료량을 확보해야 한다. 다만, 양수발전기는 지정된 용량에서 1시간 이상 운전 가능한 비상수량을 확보하여야 한다. [신설 2008.10.31]

7.8 <삭제 2006.9.14>

7.8.1 <삭제 2006.9.14>

8.0 보조서비스 세부운영 기준 수립 및 운영 [신설 2006.9.14]

8.1 전력거래소는 보조서비스의 효율적인 운영을 위해 다음 각호를 포함한 보조서비스 세부운영기준을 수립하여 운영할 수 있다. <개정 2019.12.13.>

1. 기술적 특성자료 관리 및 적용 방법 <개정 2008.10.31>
2. 발전기 기동형태(Cold, Warm, Hot)별 기동시간
3. 예비력발전기 지정 절차 [신설 2008.10.31]
4. 보조서비스 이행여부 확인 방법 및 절차 등
5. 자체기동발전기 지정 및 시험절차 등 [신설 2008.10.31.]

[별표 20]

발·변전소 주변압기 탭 정정 및 유효접지 검토절차

1.0 목적

별표3의 9에 의거 계통전압의 적정유지를 위하여 발·변전소 주변압기 탭(NLTC,무부하 탭절환장치) 결정과 전력계통설비의 유효접지를 확보함으로써 1선 지락고장시 건전상의 전압상승을 억제하고 적정한 고장전류를 확보하기 위한 관련사업자와의 업무협조 및 처리절차를 규정하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 관련 사업자 : 전력거래소, 전기사업자(발전사업자 및 송전사업자)

2.2 적용업무

2.2.1 발전기 154kV 이상 주변압기 NLTC 탭 정정

2.2.2 변전소 345kV 이상 주변압기 NLTC 탭 정정

2.2.3 발전기 154kV 이상 주변압기 중성점 유효접지 검토

2.2.4 변전소 154kV 이상 주변압기 중성점 유효접지 검토

3.0 책임

3.1 전력거래소는 발·변전소 주변압기 탭 정정 업무에 관한 세부규정을 제정할 책임이 있다.

3.2 전기사업자는 탭 정정 필요시 또는 전력거래소 요청시 탭 검토에 필요한 제반 자료를 제공할 의무가 있다.

3.3 전력거래소는 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 검토업무에 관한 세부 규정을 정비할 책임이 있다.

3.4 전기사업자는 유효접지 검토 필요시 또는 전력거래소 요청시 유효접지 검토에 필요한 제반 자료를 제공할 의무가 있다.

4.0 참고자료

4.1 법

4.2 한전설계기준 (송전분야 1031)

5.0 용어의 정의

5.1 ULTC

Under Load Tap Changer 의 약자로 부하가 걸린 상태로 전압을 조정하는 변압기의 부속장치를 말한다.

5.2 전력용 콘덴서

송전계통의 중부하시 전압조정과 역율개선을 위해 설치한 무효전력 보상장치의 일종을 말한다.

5.3 NLTC

No Load Tap Changer의 약자로 무부하시 전력용 변압기의 변압비를 조정하기 위한 탭절환장치의 일종을 말한다.

6.0 지침

해당 없음

7.0 발·변전소 주변압기 탭정정 절차

7.1 발·변전소 주변압기 탭 검토 의뢰

7.1.1 발전사업자 및 송전사업자는 변압기 사용 탭의 결정 또는 변경사유 발생시 계통연결 예정 2개월 이전에 별지 제74호 서식에 의거 전력거래소에 검토 의뢰한다.

7.1.1.1 발전소 154kV 이상 변압기 신·증설·변경시

7.1.1.2 병렬로 운전되는 발전기간 무효전력 수급 불균형시

7.1.1.3 변전소 345kV 이상 주변압기(ULTC 제외) 신·증설·변경시

7.1.2 타 사업자와 연계되는 변압기 탭 정정은 상호협의 후 전력거래소와 협의하여 결정한다.

7.2 발·변전소 주변압기 탭 검토

7.2.1 전력거래소에 제출한 검토의뢰 요청공문의 최초가압 예정 1개월 전까지 검토결과를 발·변전소 변압기 사용 탭 결정서 양식(별지 제75호서식)에 의거 해당 사업자에게 통보한다. <개정 2009.12.31>

7.2.2 발·변전소 주변압기 탭 정정 기준

7.2.2.1 발·변전소의 주변압기 탭은 상호 협조되도록 하여야 하며 발·변전소 전압은 별표 3을 적용하되 가능한 전압변동이 적도록 한다.

7.2.2.2 무효전력이 많이 소요되는 중부하시에는 전력용 콘덴서의 이용율을 높이도록 한다.

7.2.2.3 계통 일부의 전압개선이 타부분의 전압을 악화시키지 않도록 한다.

7.2.2.4 타계통으로 절체시 전압변동이 적도록 한다.

7.2.3 기타 전력거래소는 계통운영의 안정성 및 효율성 제고를 위해 필요시 사업자의 요청이 없어도 발·변전소 탭을 검토하여 변경·요청할 수 있다.

7.3 발·변전소 주변압기 탭 정정 시행

7.3.1 정정 통보를 받은 사업자는 해당 변압기에 대해 필요한 조치를 한 후 탭 접속을 변경하고 그 결과를 1개월 이내에 전력거래소에 통보한다. 단, 운전중

탭절환이 불가할 경우에는 전력거래소와 협의후 탭 변경일자를 통보한다.

8.0 유효접지 검토절차

8.1 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 검토 의뢰

8.1.1 발전사업자 및 송전사업자는 주변압기 중성점 유효접지 검토 또는 변경사유 발생시 별지 제76조 서식에 의거 계통연결 예정 2개월 전에 전력거래소에 검토를 의뢰한다.

8.1.1.1 발전소 154kV 이상 주변압기 신·증설 변경시

8.1.1.2 변전소 154kV 이상 주변압기 신·증설 변경시

8.2 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 검토

8.2.1 검토기준

8.2.1.1 1선지락고장 조건하에서는 어느 점에서든지 영상 Impedance대 정상 Impedance의 비는 다음의 범위내에 유지토록 한다.

$R0/X1 \leq 1 and X0/X1 \leq 3$

R0 : 영상저항

X0 : 영상임피던스

X1 : 정상임피던스

8.2.1.2 중성점 접지는 전체계통이 유효접지권내에 유지되도록 각 발전소에 최대용량의 한 Bank이상을 선택하고 만약BIL의 제약 또는 계전기 동작에 충분한 고장전류를 공급할 수 없는 발변전소에서는 필요한 변압기를 모두 접지할 수 있다.

8.2.1.3 (3상 단락전류 × 60%) ≤ 1선 지락전류

8.2.1.4 비접지 중성점의 전위상승 ≤ (상전압 × 85%)

8.3 검토결과통보

8.3.1 전력거래소는 공문접수 후 1개월 이내에 검토결과를 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 검토 결과를 별지 제77호 서식에 의거 해당 사업자에 통보한다.

8.3.2 상기 검토기준에 적합하도록 적용하고 주변압기 중성점 접지 개소 변동이 가능한 적도록 한다.

8.3.3 주변압기 중성점 접지개소가 휴전 등의 사유로 정지시에는 타 변압기의 추가접지 등 별도의 임시조치를 취한다.

8.3.4 기타 계통운영상 필요시 상기 처리사항에 대해 유효접지 검토,시행한다.

8.4 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 시행

8.4.1 유효접지 통보를 받은 사업자는 해당 주변압기에 대해 필요한 조치를 조속히 시행하고, 그 결과를 통보를 받은 날로부터 1개월 이내에 전력거래소에 통보한다.

9.0 붙임

9.1 발·변전소 변압기 탭 정정 업무 흐름도

9.2 전력계통 유효접지 검토 업무 흐름도

[붙임 9.1] <개정 2026.4.28.>

발·변전소 변압기 탭 정정 업무 흐름도

업 무 절 차	업 무 내 용	비 고
전기사업자	○ 주변압기 탭 검토 의뢰	○ 계통연결 예정 2개월 이전에 154kV 이상 발전소 주변압기 탭 검토의뢰
↓		
전력거래소	○ 탭 검토	○ 검토요청 사업자에게 최초가압 예정 1개월 전까지 통보<개정 2009.12.31>
↓		
전기사업자	○ 탭 정정 시행	○ 탭 정정후 1개월 이내에 전력거래소 검토부서에 결과 통보

[붙임9.2] <개정 2026.4.28.>

전력계통 유효접지 검토 업무

업 무 절 차	업 무 내 용	비 고
전기사업자	○ 전력계통 유효접지 검토 의뢰	○ 계통연결 예정 2개월 이전에 154kV 이상 발,변전소 주변압기 유효접지 검토의뢰
↓		
전력거래소	○ 전력계통 유효접지 검토	○ 검토요청 사업자에 공문접수후 1개월 이내에 통보
↓		
전기사업자	○ 주변압기 중성점 유효접지 검토결과 시행	○ 주변압기 중성점 유효접지 시행후 1개월 이내에 전력거래소 검토 부서에 결과 통보

[별표 21] <개정 2004.7.9>

발전기병렬운전 및 공급방안 업무절차

1.0 목적

규칙 제5.8.5조의 규정에 의거 중앙급전발전기가 아닌 발전기를 전력계통과 연결하여 병렬운전하기 위한 업무 처리절차와 154kV 이상 전기사용자에 대한 공급방안검토 업무의 세부절차를 규정함으로써 원활한 전력공급과 안정적인 전력계통 운영을 기하는데 있다. <개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 병렬운전 업무절차는 전력계통에 상시 연계하여 운전하고자 하는 발전기 중 중앙급전발전기가 아닌 발전기로서 전력시장에서 전력거래를 하지 않는 다음 각호의 신,증설발전기(이하 본 별표에서 "병렬운전발전기"라 한다)의 병렬운전 처리절차와 기술적 필요사항에 관하여 규정하는 업무에 적용한다. <개정 2025.7.10.>

1. 자가발전설비 설치자에 의한 발전기
2. 집단에너지사업법과 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법에 따라 설치한 발전기 <개정 2025.8.6.>
3. 전기사업법에 의거 구역전기사업자가 설치한 발전기
4. 전기사업법 부칙 제8조(수급계약에 관한 경과조치)의 적용을 받는 기존 전력수급계약서(PPA)를 체결한 자가 설치한 발전기
5. 분산에너지법에 의거 분산에너지사업자가 설치한 발전기

2.2 공급방안 업무절차는 전기사용자 및 분산에너지사업자에 대한 공급방안 검토 업무에 적용한다. <개정 2025.7.10.>

3.0 책임

3.1 전기판매사업자

3.1.1 병렬운전발전기 설치자가 발전기를 전력계통과 연계하여 운전하고자 병렬운전 요청시 이를 접수하고 종합 처리한다.

3.1.2 154kV 이상 전기사용자에 대한 공급방안 검토의견을 전력거래소에 요청한다.

3.2 송전사업자

3.2.1 병렬운전 요청 발전기에 대한 연계선로의 보호관련 업무를 주관하며, 병렬운전 발전기에 대한 접속처리 내역과 기술적 특성자료를 전력거래소에 제출한다.

3.3 전력거래소

3.3.1 전력계통에 연계되는 병렬운전 발전기에 대한 기술자료를 검토한다.

3.3.2 154kV 이상 전기사용자에 대한 공급방안을 전력계통의 안정운전을 고려하여 검토의견을 전기판매사업자에게 제시한다.

3.4 병렬운전 발전기 설치자

3.4.1 병렬운전 발전기측 수전반의 보호계전기에 대한 정정 및 시험을 수행하고, 송전사업자에게 정정검토서를 제출한다.

3.4.2 병렬운전 발전기를 전력계통에 상시 연결하여 운전할 경우 전력계통의 원활한 운영을 위해 전기판매사업자 또는 송전사업자와 별도의 합의서를 체결한다.

4.0 참고자료

4.1 법, 시행령, 시행규칙

4.2 발전사업세부허가기준, 전기요금산정기준, 전력량계허용오차 및 전력계통 운영업무에 관한 고시 <개정 2025.8.6.>

4.3 전기공급약관 및 동약관 시행규칙

4.4 장기 송변전 설비계획

5.0 용어의 정의

5.1 발전기병렬운전

발전기를 전력계통에 상시 연결하여 운전하는 것.

5.2 Flicker

전압변동에 따라 조명기기의 깜박임 등이 발생하는 현상

5.3 고조파

계통에서 전압 전류의 파형은 일정한 파형(정현파)을 표준으로 하고 있으나, 전기로와 같이 전력소비가 일정하지 않은 기기에 전력을 공급할 경우 이들 기기로부터 나타나는 정현파 이외의 파형

5.4 차단용량

전력계통에서 단락고장이나 지락고장 등에 의해 발생되는 고장전류를 차단할 수 있는 차단기의 차단능력

5.5 계약전력

계약상 사용할 수 있는 최대부하

5.6 최대부하

하루, 일년 등 어느 일정한 기간동안 1시간 평균전력의최대인 전력 수요값

6.0 지침

6.1 발전기 병렬운전 관련 보호업무 지침

7.0 발전기병렬운전 처리절차

7.1 전기판매사업자는 송전사업자와 상호 협조하여 병렬운전 접속관련 업무를 처리한다

7.2 송전사업자는 발전기 설치 자가 제출한 수전반 보호계전기 정정검토서에 대한 보호협조 등 기술검토를 수행하고, 발전기 병렬운전 연계선로의 보호방식은 발전기 설치자와 상호협의하여 결정한다. 단, 전력거래소가 운영하는 전력계통에 연계되는 발전기의 연계선로 보호방식은 전력거래소와 협의하여 결정한다.

7.3 송전사업자는 병렬운전발전기 설치자가 전력계통망에 발전기 접속시 제출한 기술적 특성자료를 자료접수 후 2주일 이내 전력거래소에 제출한다.

7.4 전력거래소는 병렬운전 예정인 발전기가 전력계통에 미치는 영향 등의 기술적 사항(전압, 주파수, 조류 등)과 계통운영에 필요한 제반 내용을 검토하고, 전력계통운영에 지장이 있다고 판단될 경우, 검토결과를 송전사업자에게 통보한다.

7.5 전력거래소는 전력계통의 안정적 운영과 계통연계 발전기의 병렬운전에 필요한 제반 기술적 자료를 병렬운전 발전기 설치자에게 요구할 수 있다

8.0 공급방안 업무절차

8.1 전력거래소 검토대상

8.1.1 154㎸ 이상 신·증설 전기사용자중 송변전설비의 신설 또는 변경이 수반되는 경우

8.1.2 신설 또는 증설분 계약전력이 100㎿ 이상인 전기사용자

8.1.3 주택단지나 산업단지 등이 조성됨에 따라 변전소를 신설하여 전기를 공급하는 경우

8.2 공급방안 결정 처리절차

8.2.1 전기사업자 및 분산에너지사업자는 8.1에서 정한 전기사용자의 전기사용신청이 있을 경우 전력거래소에 공급방안 검토를 의뢰하며. 이때 제출하는 자료는 다음과 같다. <개정 2025.7.10.>

가. 고객기본사항

나. 전기사업자 공급방안(안)

다. 전기사용 해당 년도 전력계통도

라. 전기사용시 Flicker, 고조파 등의 발생여부

마. 기타 필요사항

8.2.2 전력거래소는 기술적, 경제적으로 적합한 공급방안을 검토하여 전기사업

자에게 그 의견을 제시한다.

8.2.3 전기사업자 및 분산에너지사업자는 최종 공급방안이 확정되면 전력거래소에 확정된 공급방안을 통보한다. <개정 2025.7.10.>

8.3 공급방안 검토 기준일정

8.3.1 전력거래소는 전기사업자 및 분산에너지사업자의 전기공급방안 검토의뢰 공문 접수일로 부터 4주 이내에 검토 결과를 회신한다. <개정 2025.7.10.>

8.4 전기공급방안 검토시 수행하는 기술검토

8.4.1 사용프로그램 : 전력계통 해석 프로그램
단, 전력계통 해석프로그램 간 의미있는 결과의 차이가 발생할 경우에는, PSS/E 프로그램의 결과를 우선한다. <개정 2015.9.30.>

8.4.2 과부하 및 계통전압 검토

8.4.3 필요시 차단용량 검토

8.4.4 기술검토를 수행할 전력계통 해석 프로그램 DB file은 전력계통 중장기 계획시 적용하는 자료를 이용한다. <개정 2015.9.30.>

8.5 검토시 참고자료

8.5.1 예상최대부하 산정시 신증설 계약전력에 대한 수용율, 부등율 및 기타 전기사용자의 자연증가율 등은 고려하지 않은 동시 최대부하로 검토한다.

8.5.2 검토시점에서 기 검토된 고압이상 전기사용자의 공급방안이 있는 경우 그 계약전력을 가산하여 예상최대부하로 산정한다.

8.5.3 송변전설비의 건설지연 등의 사유가 있는 경우에는 유사 전기사용자의 수용율, 부등율 및 부하 절체 등을 고려하여 검토한다.

8.5.4 154㎸이상의 전압으로 공급하는 전기사용자는 인근의 변전소에서 인출하여 전력을 공급한다. 단, 불가피할 경우 신·증설 전기사용장소의 인근을 통과하는 154㎸선로가 주요 간선계통이 아니고 계통보호에 문제점이 없을 경우에는 송전선로에서 잠정적으로 T-분기 공급을 검토할 수 있다.

8.6 전기사업자 및 분산에너지사업자는 전기사용자의 수전 시기나 전기사용용량 등을 파악, 전력거래소에 통보하여 공급설비의 장기 유휴 설비가 발생되지 않도록 한다. <개정 2025.7.10.>

[별표 22] <제목변경 2026.4.28.>

시장운영시스템 운영 절차

1.0 목적

규칙 제8장 및 제10장의 규정에 의거 전력거래소의 입찰, 계량, 정산 및 정보공개시스템 등을 통칭하는 시장운영시스템(이하 "시스템"이라 한다)의 운영절차를 정함으로써 공정하고도 효율적인 전력시장의 안정운영을 도모하는데 그 목적이 있다. <개정 2009.12.31., 2026.4.28.>

2.0 적용범위

2.1 시스템의 설치 및 운영 기준

2.2 시스템의 유지보수 및 관리

2.3 기타, 재해로 인한 시스템 정지시 처리 절차

3.0 지침

3.1 법 및 동 시행령

4.0 책임

4.1 전력거래소 이사장

시스템의 설치 및 안정적인 운영을 위하여 제반 설치계획의 수립은 물론 유지보수 및 관리를 철저히 하고 시스템 운영 전반에 대한 관리를 하며, 실질적인 유지보수 및 관리가 이루어질 수 있도록 담당자를 임명한다. <개정 2026.4.28.>

4.2 발전회원

전력시장의 정상적인 운영을 위해 계량설비의 설치, 관리 및 통신회선의 임대, 유지보수와 관리 및 비용을 지불하고 계량설비 장애시 계량값의 수동입력을 시행하여야 한다.

4.3 직접구매회원

전력시장의 정상적인 운영을 위해 계량설비의 설치, 관리 및 통신회선의 임대, 유지보수와 관리 및 관련비용을 부담한다.

4.4 보안관리자

전력거래소 전체의 시스템 보안 및 인증과 암호화체제의 신설, 변경 및 수정 업무를 수행한다.

4.5 입찰부서

본 규칙에 의하여 발전회원의 입찰 여부 및 입력된 기술적 특성자료의 검

증 등을 수행한다. <개정 2026.4.28.>

4.6 회원관리부서

본 규칙에 의하여 회원의 가입, 발전기 등록 등을 수행한다. [신설 2026.4.28.]

5.0 용어의 정의

5.1 보안 관리자

전력거래의 비밀 보호와 시스템 보안을 위해 거래소 직원 중 전력거래소 이사장이 임명한 자를 말한다.

5.2 시스템운영부서

전력거래소에서 시스템의 운영업무를 담당하는 부서를 말한다.

5.3 입찰부서

전력거래소에서 전력거래의 입찰업무를 담당하는 부서를 말한다.

5.4 급전지시관리시스템 <개정 2012.12.31>

전력거래소의 전력계통을 운용하는 부서가 발전회원에게 전력계통의 운용과 관련하여 지시하는 내용을 입력하고 관리하는 시스템을 말한다.

5.5 정보공개시스템

전력시장과 전력계통 운영에 관한 정보를 저장하고 공개하는시스템이며, 인터넷 홈페이지와 전자우편 등을 이용하여 이 규칙에 명시되어 있거나 정보공개위원회에서 결정된 정보공개 항목을 회원에게 제공하는 시스템을 말한다. <개정 2006.9.14., 2012.12.31., 2026.4.28.>

5.6 거래 데이터

회원들의 업무수행을 위하여 전기사업법 및 본 규칙에서 정한 수요예측, 발전계획, 계통한계가격 등 전력거래 관련 데이터로서 정해진 시간 내에 데이터 공개가 이루어질 수 있도록 하여야 한다.

5.7 <삭제 2009.12.31>

5.8 전처리장치(FEP : Front -End Processor)

발전 및 직접구매 회원의 통신비용 절감을 위해 설치하는 장치로서 동일 구역내 일정량의 전력량계에서 취득되는 계량데이터를 취합하여 전송하는 설비를 말한다.

5.9 계량값(Metered Value)

계량설비로부터 전력거래시스템으로 직접 원격 취득되는 값을 말한다.

5.10 현장값

발전 또는 직접구매 회원 구내 배전반에 설치된 Analog Meter가 지시하는 값을 말한다.

5.11 접속계정관리자

회원이 자체 직원 중에서 선임한 자로서 전력거래소 시스템을 통하여 전력거래 자료를 통하여 전력거래 자료를 입력, 변경, 조회하는데 사용하는 계정을 관리하는 자를 말한다. <개정 2009.12.31>

6.0 참고자료

6.1 시스템운영업무편람 <개정 2006.9.14>

7.0 절차

7.1 시스템 운영

7.1.1 기동 절차 및 방법은 “시스템 기동, 정지절차“(시스템운영업무편람)에 따른다.

7.1.2 시스템 가동시간은 일일 24시간 연속 가동을 원칙으로 한다.

7.1.3 전력거래소는 시스템 운영상의 중대한 장애 발생 또는 업무상 시스템 중지가 불가피할 경우, 사전에 정지계획을 회원에게 통지하고 시스템을 일시정지시킬 수 있다. 단, 사안이 긴급하여 정지계획을 수립할 수 없는 경우에는 이를 즉시 회원에게 통지하고 시스템을 정지시킬 수 있다.

7.1.4 전력거래소는 시스템 관련 프로그램과 데이터베이스의 수정이 필요한 경우 이 규칙 관련 조항과의 비교 검증을 위하여 이를 기록하고 일정기간 유지 관리하여야 한다. <개정 2012.12.31>

7.1.5 전력거래소는 예기치 못한 사고로부터 시스템 정보의 보존 및 손상된 데이터의 신속한 복구를 위해 수시 또는 주기적으로 보조기억 매체에 보존작업을 수행한다.

7.1.6 전력거래소는 안정적인 시스템 운영과 장애 발생의 최소화를 위하여 시스템 및 부대설비의 예방정비를 아래와 같이 주기적으로 실시하여야 한다. <개정 2006.9.14>

7.1.6.1 매일 : 설비별 일일점검, 통신상태 점검

7.1.6.2 매월 : 월간 예방점검 및 설비점검(UPS, 전원 등)

7.1.6.3 분기 : 전체 설비 안전점검

7.1.7 전력거래소는 이 규칙에 명시되어 있으나 혹은 정보공개위원회에서 결정된 사항중 인터넷으로 공개하는 것은 정보공개시스템을 통하여 회원에게 제공한다. <개정 2006.9.14>

7.2 시스템 점검 및 변경

7.2.1 시스템운영부서는 매일 입찰마감 상황을 점검한 후 미 입찰내역을 입찰부서로 통보하고, 입찰부서는 발전회원에게 확인하는 등 입찰에 대한 다중점검(Cross Check)이 이루어질 수 있도록 하여야 한다. <개정 2021.12.28., 2022.6.30., 2026.4.28.>

7.2.2 시스템운영부서는 본 규칙에 정해진 시간 내에 관련 정보가 정보공개시스템에 표시되는 지의 여부를 점검하여야 한다.

7.2.3 입찰부서는 회원의 특별한 사유가 있을 경우 시스템을 통해 입찰 마감시간을 사전 변경할 수 있다. <개정 2026.4.28.>

7.2.4 시스템운영부서는 본 규칙에서 정해진 시간 내에 거래데이터의 전송 여부를 확인하고, 장애 발생시 즉각 조치하되, 미해결시 이를 정보공개시스템을 이용하여 회원에게 공지하고 전력거래소내 관련 부서에 통지한다.

7.2.5 시스템운영부서는 계량자료의 원격취득 상황을 수시로 확인하고 미취득시 모뎀 및 전력량계의 상태를 점검한 후 통신회사의 통신통제부서와 발전회원의 협조를 통해 시험을 실시하여야 하며, 발전 및 직접구매 회원은 시험에 최대한 협조하여야 한다.

7.2.6 7.2.5항의 조치에도 불구하고 계량자료가 취득되지 않을 경우 전력거래소는 계량설비의 장애상황을 해당 회원에게 통지하고 해당 회원은 거래일익일로부터 2일 이내에 정상화되도록 노력하여야 한다.

7.3 전력설비 신·증설 등에 따른 조치

7.3.1 전력거래소는 회원의 전력설비 신·증설 등에 따른 프로그램 및 제반설비의 설치에 적극 협조하여야 한다.

7.3.1.1 시스템운영부서는 시스템 접속계정 또는 전자인증 및 암호화 기능을 부여한다. <개정 2009.12.31>

7.3.1.2 회원관리부서는 신규 발전기 등록 및 발전기 정보 변경 시 시스템을 통해 관련 정보를 입력한다. <개정 2006.9.14., 2026.4.28.>

7.3.1.3 <삭제 2009.12.31>

7.3.1.4 현장 계량설비 및 모뎀 등 통신회선과의 데이터 취득 온라인 시험을 실시한다

7.3.2 발전 및 직접구매 회원은 계량설비를 위한 통신회선을 전력거래시스템의 통신 인출점(분선함)까지 제공, 유지관리하고, 전력거래소에도 모뎀을 공급, 설치한 후 통신시험을 실시하는 등 설치작업에 적극 협력하여야 한다. 단, 발전 및 직접구매 회원이 필요에 의해 현장에 전처리장치 설치시에는 전력거래소에도 전처리장치를 공급, 설치한 후 온라인 시험을 실시하여야 한다. <개정 2009.12.31>

7.3.2.1 별표 7에서 정한 기준에 맞는 계량설비를 설치하고 유지관리하여야 한다.

7.3.2.2 계량설비 및 전처리장치의 도면을 제출하여야 한다. <개정 2009.12.31>

7.3.2.3 계량을 위한 통신회선을 설치하고 유지관리하여야 한다. <개정 2009.12.31>

7.4 회원의 준수사항 <개정 2006.9.14>

7.4.1 발전 및 직접구매 회원은 전력설비 신·증설시 전력거래시스템과의 접속을 위한 제반 요구사항의 준수 등을 위한 전력거래소 직원의 현장 출입 및

작업에 최대한 협조하여야 한다. 단, 준회원의 경우에는 요청이 있을 경우 사전 고지에 의해 설치한다. <개정 2009.12.31>

7.4.2 <삭제 2009.12.31>

7.4.2.1 <삭제 2009.12.31>

7.4.2.2 <삭제 2009.12.31>

7.4.2.3 통신규약 : PPP (TCP/IP)

7.4.3 발전회원은 전력거래소 계량시스템의 신·증설 및 프로그램 수정을 위해 정부의 "장기전원개발계획"을 토대로 익년도 계량설비 신·증설계획을 수립하고 전력거래소에 통보하여야 한다.

7.4.4 발전 및 직접구매 회원은 통신비용의 절감을 위해 전처리장치를 부착할 경우, 전력거래소 계량시스템과의 통신접속 및 원활한 데이터 취득을 위해 설치 1개월 전까지 전처리장치 설계도면에 대하여 전력거래소와 기술협의를 실시하여야 한다.

7.4.5 회원은 전력거래의 비밀 보호를 위해 전력거래소가 회원에게 부여한 접속계정(또는 인증번호)을 관리하는 사내 접속계정관리자를 선임하고 이를 전력거래소 보안관리자에게 통지하여야 한다. 접속계정관리자 변경의 경우에도 동일하다.

7.4.5.1 회원의 접속계정관리자는 해당 회원의 전력시장에 관한 정보가 유출되고 그로 인하여 피해가 발생될 경우 그 책임을 진다.

7.4.5.2 회원의 접속계정관리자는 매 1개월 단위로 회원 사내 접속자의 비밀번호가 변경되도록 하여야 한다.

7.4.6 발전 및 직접구매 회원이 일반 전화회선 및 전용데이터회선을 이용하여 입찰시스템을 사용시 발생하는 데이터통신요금은 회원이 지불하여야 한다. [신설 2006.9.14.] <개정 2009.12.31>

7.5 시스템 장애시 조치

7.5.1 전력거래소는 지진, 홍수 등 천재지변이나 통신회사의 공동구 화재 등 제3자로 인하여 시스템 장애가 발생할 경우 이로 인한 피해보상을 면한다.

7.5.2 전력거래소는 시스템의 장애로 인해 전력시장이 중단되지 않도록 유지보수 및 관리를 철저히 하여야 하며, 그 기록을 유지, 관리하여야 한다.

7.5.2.1 전력거래소는 초기정산 이전에 입찰데이터의 누락, 전력거래 절차의 일부 또는 전부 중단 등 하루전발전계획에 중대한 오류가 발생한 경우 하루전발전계획의 재수립을 통해 초기 및 최종정산을 실시한다. <개정 2021.1.1.>

7.5.2.2 전력거래소는 초기정산 이후 입찰데이터의 누락 등 전력거래 절차의 일부 또는 전부가 중단될 경우 제7장의 규정에 따른다.

[별표 23] [신설 2008.4.22.]

전력가격 안정 등을 위한 정산금 조정

1.0 목적

규칙 제21.10조(전력가격 안정 등에 대한 조치)에 해당되는 발전사업자의 정산금조정에 관한 업무절차를 규정하는데 그 목적이 있다.

2.0 적용범위

본 별표는 규칙 제21.10조에 해당하는 발전사업자가 보유하는 발전기의 정산에 적용한다. 단, 양수발전기 및 신·재생에너지발전기는 제외한다.

3.0 책임

3.1 전력거래소는 본 별표에 따라 전력거래 정산금의 조정이 공정하고 투명하게 수행되도록 하여야 한다.

3.2 판매사업자 및 발전사업자는 본 별표의 업무수행과 관련된 자료를 전력거래소가 요청하는 경우 요청기한 내에 해당 자료를 제출하여야 한다.

4.0 기본원칙

4.1 본 별표의 정산조정계수는 비용위원회에서 다음과 같은 사항을 고려하여 결정하여야 한다. <개정 2012.5.31>

4.1.1 정산조정계수는 규칙 제21.10조의 각호의 구분에 따라 산정한다. <개정 2009.12.31, 2012.5.31>

4.1.2 정산조정계수 적용으로 전원별 투자 우선순위는 바뀌지 않도록 결정하여야 한다. 단, 원자력, 국내탄 등과 같이 정부정책에 의해 운영되는 전원은 예외로 할 수 있다. <개정2012.5.31>

4.1.3 <삭제 2015.9.30>

4.2 정산조정계수는 연 1회 산정함을 원칙으로 하며 규칙 제2.2.2.8조에 의한 '발전비용평가 세부운영규정'이 별도로 정하는 사유가 있는 경우 매 분기별로 조정할 수 있다. <개정 2012.5.31>

4.3 <삭제 2020.10.1.>

4.3.1 <삭제 2020.10.1.>

4.4 규칙 제21.10조 제1항 제3호 발전기의 전력거래대금은 기저전원비율, 계통한계가격 수준 등을 고려하여 원가절감을 유인할 수 있는 합리적 방법으로, 연료비, 운전유지비, 건설투자비 및 투자보수 등이 회수되도록 조정하되, 구체적 사항은 규칙 제2.2.2.8조에 의한 "비용평가 세부운영규정"에서

정한다. [신설 2012.5.31.]

4.5 정산조정계수가 1인 경우 정산조정계수를 적용하지 않고 시장가격으로 정산요소별 정산금을 산정한다. [신설 2021.1.1.]

5.0 정산금 조정기준

5.1 최종 정산금 산정

발전사업자의 정산금 중 MEP, MAP, EBCO, XEGW는 별표 2의 정산기준에서 산정한 정산금 대신 본 별표에서 보정한 금액을 지급한다.

<개정 2021.1.1., 2024.10.29.>

5.2 발전사업자의 정산금 조정

5.2.1 실제 계량된 전력량에 대한 정산금 보정 <개정 2021.1.1.>

실제 계량된 전력량에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.1.가.①)에서 발전기의 연료비용을 차감한 값에 정산조정계수를 곱하여 조정금을 산정하며, 세부 산식은 아래와 같다.

$MEP_{i,t}$ = 0이면, $XTMEP_{i,t}$ = 0

그렇지 않으면, $XTMEP_{i,t}$ = Max {($MEP_{i,t}$ - [Max {($MEP_{i,t}$ - $SCMEP_{i,t}$), 0} × π_i + $SCMEP_{i,t}$]), 0} <개정 2021.1.1.>

여기서,

π_i: 비용위원회에서 정한 국내탄(π_{dc}), 석탄(π_c) 및 원자력(π_n) 및 일반발전기(π_p)의 정산조정계수이며, 1보다 작거나 같다. <개정 2012.5.31.>

$SCMEP_{i,t}$: 해당 발전기의 변동비로, QPCi × $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)^2$ + LPCi × $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)$ + $NLPC_i$ × $GF_{i,t}$ <개정 2021.1.1.>

$GF_{i,t}$: $MGO_{i,t}$ = 0 이면 0, 그렇지 않으면 1 <개정 2009.12.31., 2012.5.31.>

실제 계량된 전력량에 대한 정산금은 아래와 같다. <개정 2009.06.30., 2021.1.1.>

$RMEP_{i,t}$ = $MEP_{i,t}$ - $XTMEP_{i,t}$

5.2.1 실제 계량된 전력량에 대한 정산금 보정<개정 2021.1.1.>

실제 계량된 전력량에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.1.가.①)에서 발전기의 연료비용를 차감한 값에 정산조정계수를 곱하여 조정금을 산정하며, 세부 산식은 아래와 같다. <개정2012.5.31>

$MEP_{i,t}$ = 0이면,$XTMEP_{i,t}$ = 0

그렇지 않으면,

$XTMEP_{i,t}$ = Max {($MEP_{i,t}$ - [Max {($MEP_{i,t}$ - $SCMEP_{i,t}$), 0} × π_i + $SCMEP_{i,t}$]), 0}

여기서,

π_i: 비용위원회에서 정한 국내탄(π_{dc}), 석탄(π_c) 및 원자력(π_n) 및 일반발전기(π_p)의 정산조정계수이며, 1보다 작거나 같다.<개정2012.5.31>

$SCMEP_{i,t}$: 해당 발전기의 변동비로,

$QPC_i \times Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)^2 +$

$LPC_i \times Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon) +$

$NLPC_i \times GF_{i,t}$

$GF_{i,t}$: $MGO_{i,t} = 0$ 이면 0, 그렇지 않으면 1

<개정 2009.12.31., 2012.5.31.>

단, 다조합 복합발전기의 변동비($SCMEP_{i,t}$)는 다음과 같이 계산한다.

$SCMEP_{i,t} = QPC_{i,x,t} \times \{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)\}^2$

$+ LPC_{i,x,t} \times Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)$

$+ NLPC_{i,x,t} \times GF_{i,t}$

여기서,

$QPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 1차증분가격계수

$NLPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 가격상수

$NGT_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 x:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전대수

x : 다조합 복합발전기 i가 $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)$를 발전하기 위한 운전조합

단, GT모드 운전시 변동비는 비용평가자료의 GT모드 입출력 특성계수를 적용한 비용계수를 사용한다.

실제 계량된 전력량에 대한 정산금은 아래와 같다.<개정 2009.06.30., 2021.1.1.>

$RMEP_{i,t} = MEP_{i,t} - XTMEP_{i,t}$

[시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

5.2.2 <삭제 2021.1.1.>

5.2.3 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우, 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금 조정

실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우, 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.1.가.③)에 정산조정계수를 곱하여 조정금액(XTMAPi,t)을 산정하며, 세부 산정수식은 아래와 같다.

$MAP_{i,t}$= 0이면,$XTMAP_{i,t} = 0$

그렇지 않으면, $XTMAP_{i,t} = MAP_{i,t} \times (1 - \pi_i)$

실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우, 발전하지 못한 전력량에 대

한 정산금(별표 2의 정산기준 I.1.가.③)은 아래와 같다.

$RMAP_{i,t} = MAP_{i,t} - XTMAP_{i,t}$

<개정 2021.1.1.>

5.2.4 시운전 전력의 정산금 조정

상업운전 이전에 생산한 전력에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.7)에서 연료비용을 차감한 값에 정산조정계수를 곱하여 조정금액($XTEBCO_{i,t}$)을 산정하며, 세부 산정수식은 아래와 같다. <개정 2012.5.31.,2020.10.1.>

$EBCO_{i,t} = 0$이면,$XTEBCO_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

$$XTEBCO_{i,t} = Max\{(EBCO_i - [Max\{ (EBCO_i - \sum_t SCEBCO_{i,t}), 0 \} \times \pi_i + Min(EBCO_i, \sum_t SCEBCO_{i,t})]), 0\}$$

여기서,$SCEBCO_{i,t}$:$QPCi \times MGO_{i,t}^2 + LPCi \times MGO_{i,t} + NLPC_i \times GF_{i,t}$

상업운전 이전에 생산한 전력에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.7)은 아래와 같다.

$REBCO_{i,t} = EBCO_{i,t} - XTEBCO_{i,t}$

5.2.4 시운전 전력의 정산금 조정 <개정 2021.1.1.>

상업운전 이전에 생산한 전력에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.7)에서 연료비용을 차감한 값에 정산조정계수를 곱하여 조정금액($XTEBCO_{i,t}$)을 산정하며, 세부 산정수식은 아래와 같다. <개정 2012.5.31>

$EBCO_{i,t} = 0$이면,$XTEBCO_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

$$XTEBCO_{i,t} = Max\{(EBCO_i - [Max\{ (EBCO_i - \sum_t SCEBCO_{i,t}), 0 \} \times \pi_i + Min(EBCO_i, \sum_t SCEBCO_{i,t})]), 0\}$$

여기서, $SCEBCO_{i,t}$:$QPC_i \times MGO_{i,t}^2 + LPC_i \times MGO_{i,t} + NLPC_i \times GF_{i,t}$

단, 다조합 복합발전기의 변동비($SCEBCO_{i,t}$)는 다음과 같이 계산한다.

$SCEBCO_{i,t} = QPC_{i,x,t} \times MGO_{i,t}^2 + LPC_{i,x,t} \times MGO_{i,t} + NLPC_{i,x,t} \times GF_{i,t}$

여기서,

$QPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 2차증분가격계수

$LPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 1차증분가격계수

$NLPC_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 $NGT_{i,x,t}$:1조합 가격상수

$NGT_{i,x,t}$: 다조합 복합발전기 i의 x:1조합 운전 시 가스터빈발전기의 운전대수

x : 다조합 복합발전기 i가 $MGO_{i,t}$를 발전하기 위한 운전조합

단, GT모드 운전시 변동비는 비용평가자료의 GT모드 입출력 특성계수를 적용한 비용계수를 사용한다.

상업운전 이전에 생산한 전력에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.7)은 아래와 같다.

$REBCO_{i,t} = EBCO_{i,t} - XTEBCO_{i,t}$

[시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

보칙 제21.3조 11항의 단서조항에 따라 시운전일정을 조정하여 급전지시에 따라 발전하였으나, 초기입찰에 참가하지 못한 경우의 $EACO_{i,t}$에 대한 정산금 조정은 연료비용을 차감한 값에 정산조정계수를 곱하여 조정금액($XTEACO_{i,t)}$을 산정하며, 세부 산정수식은 아래와 같다.

$EACO_{i,t} = 0$이면, $XTEACO_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

$XTEACO_{i,t} = Max \{(EACO_{i,t} - [Max \{(EACO_{i,t} - SCEACO_{i,t}), 0\} \times \pi_i + SCEACO_{i,t}]), 0\}$

$SCEACO_{i,t}$: 해당 발전기의 변동비로, $QPC_i \times MGO_{i,t}^2 + LPC_i \times MGO_{i,t} + NLPC_i \times GF_{i,t}$

$GF_{i,t}$: $MGO_{i,t} = 0$ 이면 0, 그렇지 않으면 1

$REACO_{i,t} = EACO_{i,t} - XTEACO_{i,t}$

<개정 2020.10.1.>

5.2.5 공급가능용량 이상으로 급전지시한 전력량 정산금 조정

공급가능용량 이상으로 급전지시한 전력량 정산금에서 연료비용을 차감하고 그 값에 정산조정계수를 곱하여 조정금액($XTXEGW_{i,t}$)을 산정하며 세부 산정수식은 아래와 같다. <개정 2012.5.31.>

$XEGW_{i,t} = 0$이면, $XTXEGW_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

$XTXEGW_{i,t} = Max\{(XEGW_{i,t} - [Max\{(XEGW_{i,t} - XVC_{i,t}), 0\}\times \pi_{i,} + XCP_{i,t} + Max(XVC_{i,t}, 0)]\}, 0\}$

<개정 2009.12.31., 2012.5.31.,2020.10.1.>

공급가능용량 이상으로 급전지시한 전력량에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I. 11.나)은 아래와 같다.

$RXEGW_{i,t} = XEGW_{i,t} - XTXEGW_{i,t}$

5.3 <삭제 2015.9.30.>

6.0 <삭제 2021.1.1>

7.0 정산조정계수 연간 적용범위(0<π≤1) 내에서의 정산금 조정 [신설 2020.12.1]

7.1 제21.10조 제1항 제1호에 해당하는 발전기의 당해연도 4/4분기 중 재산정 된 정산조정계수(이하 "재조정계수")가 '1'을 초과하거나 '0' 이하이고, 당해연도 내 이전기간에 적용된 정산조정계수(이하 "기존계수")가 '1'이하인 경우로서 정산금 조정이 필요한 경우 정산할 수 있다.

7.1.1 재조정계수가 '1' 초과인 경우

기존 계수가 적용된 기간에 대하여 정산조정계수 상한값('1')과 기존계수 적용시 차이금액과 재조정계수가 상한값('1')을 초과하여 정산하지 못한 금액 중 작은 금액으로 정산한다.

7.1.2 재조정계수가 '0' 이하인 경우

기존 계수가 적용된 기간에 대하여 정산조정계수 하한값('0.0001')과 기존계수 적용시 차이금액과 재조정계수가 하한값('0.0001')에 미달하여 정산하지 못한 금액 중 작은 금액으로 정산한다.

[별표 24] [신설 2012.12.31]

비상시 전력시장운영 절차

1.0 목적

규칙 제21.1조의 규정에 의거 천재지변·전시·사변, 경제사정의 급격한 변동, 기타 이에 준하는 사태가 발생하여 전력시장에서 정상적인 전력거래가 이루어질 수 없을 경우 전력시장의 운영절차를 규정함에 있다.

2.0 적용범위

2.1 본 절차는 다음의 각 호에 의해 전력시장에서 전력거래가 정상적으로 이루어질 수 없을 경우 적용한다.

1. 전력시장운영을 위한 핵심 거래시스템의 주요기능의 정지
2. 전력시장의 수요와 공급에 의한 정상적인 전력시장가격의 결정이 불가능
3. 연료의 긴급사용 등으로 비용평가위원회에 의해 확정된 연료비의 사용이 불가능
4. 기타 범국가적 사태로 전력시장의 운영이 불가능

2.2 적용대상

2.2.1 전력거래소

2.2.2 전력시장에 참여하는 전기사업자(발전사업자, 중개사업자, 판매사업자, 구역전기사업자 등), 자가용설비설치자, 직접구매자 등 <개정 2018.12.12.>

3.0 책임

3.1 전력거래소

3.1.1 전력거래소는 전력시장에서 정상적인 전력거래가 이루어질 수 없는 경우 시장의 공정성을 유지하고 전력거래 기능이 신속히 복구될 수 있도록 최선을 다하여야 한다.

3.1.2 전력거래소는 정부에 대한 거래정지의 요청, 거래자에 대한 상황 통지, 전력시장비상위원회의 구성 및 운영, 기타 전력거래기능의 복구을 위한 조치 등의 업무를 수행한다.

3.2 발전사업자(구역전기사업자, 자가용전기설비설치자, 분산에너지사업자 포함), 중개사업자 및 판매사업자(구역전기사업자, 직접구매자 포함) <개정 2018.12.12., 2025.7.10.>

3.2.1 발전사업자, 중개사업자 및 판매사업자 등은 전력시장에서 정상적인 전력거래가 이루어질 수 없는 경우 시장이 공정성을 유지하고 거래기능이 신속히 복구되도록 최대한 노력하여야 한다. <개정 2018.12.12.>

3.2.2 발전사업자, 중개사업자 및 판매사업자 등은 전력시장의 공정성 유지와 거래 기능 복구를 위한 조치를 적극 수용하고 협력해야 한다.<개정 2018.12.12.>

4.0 참고자료

해당 없음.

5.0 용어의 정의

이 절차에서 사용하는 용어는 규칙 제1.1.2조에서 정한 내용을 따르며 그 외의 사항은 다음과 같다.

5.1 전력거래의 정지

전력시장의 정상적인 운영을 통한 전력거래 기능이 정지됨을 말한다.

5.2 전력거래정지일

전력거래가 정지된 거래일로써 최소 단위는 1일이다.

5.3 전력거래 정지의 해제

전력거래 정지 후 다시 전력시장의 정상적인 운영이 가능한 상태로의 전환을 의미한다.

5.4 전력거래정지해제일

전력거래 정지가 해제되어 정상적인 전력시장의 운영이 가능한 거래일을 말한다.

5.5 전력거래시스템의 기능정지

전력거래시스템의 고장 및 전력거래시스템에 접속하기 위한 통신망의 운영불능 사태가 일정시간 이상 지속되어 전력시장의 정상적인 기능의 회복이 어려운 상태를 말한다.

5.6 대규모 부분정전

우리나라 전체 계통 내 광역정전이 상당기간 지속되어 전력시장의 정상적인 수요와 공급을 산정할 수 없는 상태를 말한다.

5.7 전력거래정지일 직전 유사일

전력거래정지일이 아닌 날로서 전력거래 정지 전 최근일 순으로 전력거래정지일과 전력수요패턴이 유사한 일자를 말하며, 전력거래정지일이 토요일, 일요일, 월요일인 경우의 유사일은 각 요일과 동일한 요일의 최근일, 그 외의 경우에는 그 외의 요일 중 최근일을 말한다.

6.0 지침

해당 없음.

7.0 절차

7.1 전력거래의 정지

7.1.1 전력거래 정지의 요건

전력거래소는 아래의 각 호에 해당되는 상황이 발생할 경우 기후에너지환경부장관에게 전력거래 정지를 요청할 수 있다. <개정 2026.1.28.>

1. 입찰, 가격결정, 계량, 정산, 결제 등 전력시장 운영에 필수적인 주요 거래시스템 기능의 전부 또는 일부의 정지 및 통신망의 고장 등으로 정상적인 전력거래의 유지가 불가능한 경우
2. 전계통 정전 또는 대규모 부분정전 사태가 발생하여 수요과 공급에 의한 시장가격 결정이 불가능한 경우
3. 발전기 공급가능용량의 부족으로 전력시장의 공급이 수요에 미치지 못하여 시장가격 결정이 불가능한 경우
4. 국가적 비상사태 발생으로 다수의 발전소가 연료의 긴급사용 등으로 비용평가위원회에 의해 확정된 연료비용의 사용이 불가능한 경우
5. 기타 범국가적 사태의 발생으로 정상적인 전력거래가 불가능한 경우

7.1.2 전력거래 정지의 요청

전력거래소는 기후에너지환경부장관에게 전력거래 정지를 요청할 수 있으며 요청 시 아래의 각 호에 대한 사항을 포함하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

1. 전력거래정지일
2. 주요원인 및 조치계획
3. 기타 전력시장의 비상운영과 관련된 중요사항

7.1.3 전력거래 정지의 선언

전력거래소는 전력거래 기능 정지 요청에 대한 기후에너지환경부장관의 승인 또는 기후에너지환경부장관에 의한 전력거래 정지 명령이 있을 경우 즉시 전력거래의 정지를 선언하고 활용 가능한 통신수단을 이용하여 해당 사항을 통지하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

7.2 전력거래 정지 시 업무처리 기준

7.2.1 전력거래시스템 기능의 전부 또는 일부가 정지된 경우 아래와 같이 처리함을 원칙으로 한다.

7.2.1.1 입찰시스템의 기능의 전부 또는 일부가 정지된 경우, 입찰이 가능한 발전기의 입찰은 우선 반영하되 입찰이 불가능한 발전기는 거래일의 가장 최근에 제출된 전력거래정지일 전일의 유효한 입찰자료의 같은 시간대 값을 적용하여 하루전발전계획 등을 수립하고 시장가격을 결정한다. 다만, 발전기의 정비 개시 또는 완료 등으로 인해 전일의 유효한 입찰자료 대비 공급가능용량의 변동이 명확한 경우에는 이를 반영할 수 있다. <개정 2021.1.1>

7.2.1.2 가격결정시스템의 기능이 전부 또는 일부가 정지된 경우에는 해당 시스템의 기능이 복구되는 즉시 하루전발전계획 등을 수립하여 반영하되 그 기능의

복구가불가능한 경우에는 전력거래정지일 직전 유사일의 시장가격을 기준으로 하되 전력거래정지일과 전력거래정지일 직전 유사일의 월이 다른 경우에는 월별 연료가격의 변화율을 고려할 수 있다. <개정 2021.1.1>

7.2.1.3 계량시스템의 기능이 전부 또는 일부가 정지된 경우에는 규칙 제4.1.2조 및 규칙 별표7의 7.2 기준에 따라 우선 처리하되 계량시스템의 정상복구 후 정산금 차액이 발생한 경우 그 차액분은 추가 정산한다.

7.2.1.4 정산시스템, 결제시스템의 기능이 전부 또는 일부가 정지된 경우에는 지체없이 정산 또는 결제가 중단됨을 회원사에 공지하여야 하며, 7.5.1에 따라 조정된 일정에 맞춰 다음과 같이 처리한다.

7.2.1.4.1 정산시스템이 복구되기 전까지 수동 정산시에는 7.4.1.3의 비상위원회에서 정한 정산금 지급기준에 따른다.

7.2.1.4.2 결제시스템이 복구되기 전까지 시장은행과 협의하여 시장은행 협약에 따라 처리한다.

7.2.2 전력시장의 수요와 공급에 의한 시장가격 결정이 불가능한 경우 아래와 같이 처리함을 원칙으로 한다.

7.2.2.1 전계통 정전 또는 대규모 부분정전이 발생하여 전력시장의 정상적인 수요와 공급을 산정하기 어려운 경우 정전 미발생을 상정하여 예측된 전력수요 및 발전기 공급가능용량을 기준으로 하루전발전계획 등을 수립한다. 다만, 발전기 중 정전 미발생 시를 상정한 공급가능용량이 있으나 정상적인 전력공급이 불가능한 발전기의 발전계획 발전량(DAOS)은 0으로 조정한다. <개정 2021.1.1>

7.2.2.2 발전기 공급가능용량의 부족으로 전력시장의 공급이 수요에 미치지 못한 경우 발전계획 발전량(DAOS)은 발전기가 최종 입찰한 시간대별 공급가능용량을 동일하게 적용한다. 다만, 전력시장가격은 전력거래정지일 직전 유사일의 시장가격을 기준으로 하되 전력거래정지일과 전력거래정지일 직전 유사일의 월이 다른 경우에는 월별 연료가격의 변화율을 고려할 수 있다. <개정 2021.1.1>

7.2.3 국가적 비상사태 발생으로 다수의 발전소가 연료의 긴급사용 등으로 비용평가위원회에 의해 확정된 연료비용의 사용이 불가능한 경우는 아래와 같이 처리한다.

7.2.3.1 비용평가위원회에서 사전 의결된 연료비용 등을 통하여 수립된 하루전발전계획, 시장가격에 따라 정산하되 추후 해당 전력거래정지일에 대한 연료비용을 비용평가위원회에서 별도로 의결한 경우 별표2의 대체연료사용발전기와 동일하게 정산한다. <개정 2021.1.1>

7.2.4 기타 사유로 인해 정상적인 전력거래가 불가능한 경우에는 그 사유에 따라 7.2.1 또는 7.2.3을 준용하여 적용하되 필요한 경우 별도로 정할 수 있다.

7.3 전력거래 정지의 해제

7.3.1 전력거래 정지 해제의 요청

전력거래소는 기후에너지환경부장관에게 전력거래 정지의 해제를 요청할 수 있으며 요청 시 아래의 각 호에 대한 사항을 포함하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

1. 전력거래정지 해제일
2. 전력거래정지 해제사유
3. 기타 전력시장의 비상운영과 관련된 중요사항

7.3.2 전력거래 해제의 선언

전력거래소는 전력거래소의 전력거래 정지 해제 요청에 대한 기후에너지환경부장관의 승인 또는 기후에너지환경부장관에 의한 전력거래 정지 해제 명령이 있을 경우 즉시 전력거래 정지의 해제를 선언하고 활용 가능한 통신수단을 이용하여 해당사항을 통지하여야 한다. <개정 2026.1.28.>

7.4 전력시장비상위원회의 운영

7.4.1 전력거래소는 전력시장 비상시 신속하고 공정한 전력시장의 운영 등을 위하여 전력시장비상위원회(이하 “비상위원회”라 한다.)를 둔다.

7.4.1.1 비상위원회의 위원장은 전력거래소 이사장으로 하며 위원은 규칙개정위원회, 비용평가위원회, 정보공개위원회, 시장감시위원회, 분쟁조정위원회 등 전력거래소가 운영하는 전력시장 관련 위원회의 위원(위원장 포함) 중 전력거래소 이사장이 위촉함을 원칙으로 하되 전력거래정지 사유 등에 따라 그 외에서 별도 위촉할 수 있다.

7.4.1.2 비상위원회는 위원장을 포함하여 6인 이상 9인 이내의 위원으로 구성하며 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 두며 간사는 전력거래소 이사장이 지명한다.

7.4.1.3 비상위원회는 아래 각 호의 사항에 대해 심의·의결 한다.

1. 전력거래 정지 및 정지해제에 대한 제안 및 건의
2. 전력거래 정지 및 정지해제에 대한 조사·분석·평가 및 관련보고서 발행
3. 전력거래정지일에 대한 전력가격 기준, 정산금 지급기준 및 산정결과 등의 결정
4. 관련 기관·기구·위원회에 전력시장 복구를 위한 행정·재정·금융상의 지원을 요청 등 전력시장 피해 최소화를 위한 각종 조치의 시행
5. 기타 전력거래 정지와 관련된 중요사항

7.4.1.4 비상위원회의 소집은 위원장이 한다. 다만, 위원장 유고 등 불가피한 경우 전력거래소 소속 위원이 소집할 수 있다.

7.4.1.5 비상위원회를 소집하는 경우 부의안건 및 관련 자료를 개최예정일의 1일 전까지 전 위원에게 통지하여야 한다. 단, 위원장은 긴급을 요하는 경우 서면

결의에 의한 의안 처리를 결정할 수 있다.

7.4.1.6 의결이 필요한 안건은 위원장 및 위원이 제안할 수 있다.

7.4.1.7 비상위원회의는 재적위원 과반수가 출석하고, 출석위원 과반수의 찬성으로 의결하며, 표결시 위원장은 표결에 참여한다. 다만, 표결결과가 가·부 동수인 경우에는 부결된 것으로 본다.

7.4.1.8 전력거래소, 정부, 회원사를 대표하는 위원이 부득이한 사유로 비상위원회에 참여할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 참석할 수 있으며 이 경우 대리인은 위임장을 회의시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다.

7.4.1.9 비상위원회는 필요한 경우 상정된 의안의 관계인을 출석시켜 심의에 필요한 사항을 질문할 수 있다.

7.4.1.10 비상위원회의 간사는 위원장의 서명날인을 받아 의안과 함께 전력거래소에 보관하고 그 의사록을 10일 이내에 전 위원에게 송부하여야 하며, 서면결의 경우에도 동일하다.

7.4.1.11 비상위원회와 실무협의회 위원장 및 위원에게는 회의참석 여비, 비상위원회 또는 실무협의회의 활동과 관련된 출장여비, 자료 분석 등에 필요한 수용비 및 수수료 등을 지급할 수 있다.

7.4.2 전력거래소는 필요한 경우 비상위원회 산하에 실무협의회를 둘 수 있다.

7.4.2.1 실무협의회는 의장을 포함한 10인 이상 13인 이내로 하며 규칙개정위원회, 비용평가위원회, 정보공개위원회, 시장감시위원회, 분쟁조정위원회 등 전력거래소가 운영하는 전력시장 관련 위원회의 실무협의회 위원(의장 포함) 또는 전력거래정지 사유 등에 따라 그 외에서 의장의 위촉으로 비상위원회에서 결정한다.

7.4.2.2 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 실무협의회에 간사 1인을 두며, 동 간사는 전력거래소 이사장이 지명하고, 위원이 간사를 겸할 수 있다.

7.4.2.3 실무협의회 소집은 의장이 한다. 다만, 의장 유고 등 불가피한 경우 전력거래소 소속 위원이 소집할 수 있다.

7.5 전력거래 일정의 조정에 대한 조치

7.5.1 전력거래소는 전력거래정지일 기간 동안 규칙 제2.3.1조, 제4.2.5.2조, 제4.2.5.7조, 제4.3.1조, 제4.3.2조, 제5.7.1조 및 별표4, 별표6, 별표8에서 규정된 주요 전력거래 일정에도 불구하고 이를 조정하여 운영할 수 있다. <개정 2025.8.6.>

7.5.2 전력거래소는 7.5.1에 따라 조정된 일정을 전력거래정지일로부터 7일 이내에 모든 회원사에게 공지하여야 한다.

7.5.3 전력거래정지 기간 동안 7.5.1의 일정에 따라 전력거래대금 등을 부담 또는 지급하는 것은 채무불이행으로 보지 아니한다.

[별표 25] [신설 2013.2.28]

공급인증서 거래시장 운영, 정산 및 결제 절차

1.0 목적

규칙 제11.1.6조, 제11.1.7조, 제11.2.4조 등의 규정에 의거 공급인증서 거래시장 운영, 정산 및 결제에 대한 세부적인 절차를 정하여 원활한 공급인증서 거래시장 운영을 도모하는 데 있다. <개정 2020.7.8., 2022.5.31.>

2.0 적용범위

본 별표는 공급인증서 거래시장 운영, 의무이행비용 정산 및 결제 등에 대하여 적용한다.

3.0 책임

3.1 전력거래소이사장

공급인증서 거래시장 운영, 의무이행비용 정산 및 결제 관련 업무 처리를 공정하고 정확히 처리되도록 총괄 관리한다.

3.2 공급인증서 거래회원

공급인증서 거래행위에 대하여 책임이 있으며, 본 별표에서 정한대로 올바른 거래행위를 통하여 공급인증서 거래시장이 안정적으로 운영되도록 노력하여야 한다.

3.3 공급의무자

신재생에너지 공급의무화제도의 의무이행비용 정산을 위한 증빙자료를 전력거래소에 제출하여야 하며, 제출자료에 대한 책임이 있다.

4.0 참고자료

4.1 신재생에너지법

4.2 전력거래소 정관

5.0 용어의 정의

5.1 공급인증서 거래회원

공급인증서 거래시장 참여를 위하여 전력거래소 회원으로 등록한 자를 말하며 회원의 권리 및 의무는 전력거래소 정관 제2장 제2절에 따른다.

5.2 의무공급량

신재생에너지법 제12조의5제2항에 따라 공급의무자가 연도별로 신재생에너지 설비를 이용하여 공급하여야 하는 발전량으로서 신·재생에너지 공급의무

화제도 관리 및 운영지침(이하 “신재생에너지법 지침”이라 한다) 제4조에 따라 기후에너지환경부장관이 최근 공고한 양을 말한다. <개정 2026.1.28.>

5.3 REC(Renewable Energy Certificate)

공급인증서의 발급 및 거래단위로서 공급인증서 발급대상 설비에서 공급된 MWh기준의 신재생에너지 전력량에 대해 가중치를 곱하여 부여하는 단위를 말한다.

5.4 매도자

거래시장에서 공급인증서를 판매하는 자를 말한다.

5.5 매수자

거래시장에서 공급인증서를 구매하는 자를 말한다.

5.6 주문

공급인증서 거래를 위하여 거래시장에 매도 또는 매수 의사표시를 하는 것을 말한다.

5.7 매도주문

매도자가 공급인증서를 판매하기 위하여 수량과 가격을 제출하는 것을 말한다.

5.8 매수주문

매수자가 공급인증서를 구매하기 위하여 수량과 가격을 제출하는 것을 말한다.

5.9 시가[신설 2017.2.28.]

현물시장 매매거래시간 개시 후 양방향 입찰방식에 따라 형성되는 최초의 가격을 말한다.

5.10 종가[신설 2017.2.28.]

현물시장 매매거래시간 종료시까지 양방향 입찰방식에 따라 형성되는 최종가격(기세를 포함한다)을 말한다.

5.11 기세[신설 2017.2.28.]

현물시장 매매거래시간 종료시까지 양방향 입찰방식에 따른 매매거래가 성립되지 아니한 경우 6.2.4.2의 매매기준가격보다 낮은 매도주문이 있는 경우에는 가장 낮은 매도주문의 가격을, 높은 매수주문이 있는 경우에는 가장 높은 매수주문의 가격을 말한다. 다만, 주문접수 시간 중에 매매거래가 중단되어 당일 중 매매거래가 재개되지 아니한 경우에는 기세로 보지 아니한다.

5.12 RPS 의무이행비용 정산용 발전기[신설 2017.12.29.]

신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침에 따라 공급의무자에게 의무이행비용 정산을 위해 만들어진 가상의 발전기를 말한다.

5.13 매도가능수량 [신설 2020.7.8.]

다음 각 호 중 제1호의 수량에서 제2호부터 제4호까지의 수량을 뺀 수량을 말한다.

1. 회원이 소유하고 있는 수량
2. 당일 매도주문을 제출한 수량
3. 매매체결 후 소유권이전이 완료되지 않은 수량
4. 다음 각 목에서 정하는 매도제한수량

가. 현물시장 밖에서 매도한 수량

나. 그 밖에 발급취소 등의 사유로 공급인증서의 수량이 감소될 것으로 예상되는 수량

5.14 거래증거금 [신설 2020.7.8.]

수수료 등 매매거래에 소요되는 비용과 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 금액의 합계액(부가가치세를 포함한 금액)을 말한다.

1. 매수주문을 접수한 경우 : 당일 접수한 매수주문 금액
2. 매수주문 후 주문을 취소하는 경우 : 당일 취소 후 남은 나머지 매수주문 금액

5.15 거래증거금 계좌 [신설 2020.7.8.] <개정 2024.10.29.>

매수대금의 사전 징수를 위하여 결제은행에 개설한 전력거래소 명의의 계좌를 말하며, 거래증거금 계좌에서 발생한 결산 이자는 전력거래소의 공급인증서 거래시장 운영 업무(공급인증서 거래시스템 개선 등)를 수행하는데 사용한다.

5.16 매수가능금액 [신설 2020.7.8.]

거래증거금 계좌에 납부한 금액에서 거래증거금을 뺀 금액을 말한다.

5.17 단일계약 [신설 2020.7.8.]

공급인증서 계약시장에서 하나의 발전설비에 체결된 계약건수가 1건 이하일 경우를 말한다.

5.18 다중계약 [신설 2020.7.8.]

공급인증서 계약시장에서 하나의 발전설비에 체결된 계약건수가 1건 초과일 경우를 말한다.

6.0 공급인증서 거래시장의 운영

6.1 거래회원 등록 및 현물시장 정산계좌 등록·변경절차 <삭제 2020.7.8.> [신설 2022.5.31.]

6.1.1 거래회원 등록절차

6.1.1.1 거래회원 등록은 공급인증서 거래시스템을 이용하여 진행함을 원칙으로 한다. <개정 2025.8.6.>

6.1.1.2 공급인증서 거래시스템을 이용하여 거래회원 등록 시 필요 서류를 전자문서

로 변환하여 제출하여야 하며, 전자문서로 변환하지 않은 경우 그 서류는 제출되지 아니한 것으로 본다. 다만, 공급인증서 거래시스템에 장애가 있는 경우 등 거래소가 인정하는 경우는 예외로 한다. <개정 2025.8.6.>

6.1.1.3 6.1.1.2항에 따라 제출된 전자문서에 오류가 있거나 누락된 경우 전력거래소는 공급인증서 거래시스템 등을 통해 거래회원 등록신청을 한 자에 통지하고 통지를 받은 자는 서류를 보완하여 제출하여야 한다. <개정 2025.8.6.>

6.1.1.4 대표자 외의 사용자가 공급인증서 거래시스템을 이용하여 위임장을 제출할 경우 전자서명법에 의한 사업자 용도의 인증서로 전자서명을 해야 하며, 이에 대한 동의절차를 거쳐야 한다. <개정 2025.8.6.>

6.1.2 현물시장 정산계좌 등록, 변경절차

6.1.2.1 현물시장 정산계좌 등록 및 변경은 공급인증서 거래시스템을 이용하여 진행함을 원칙으로 한다. <개정 2025.8.6.>

6.1.2.2 공급인증서 거래시스템을 이용하여 현물시장 정산계좌 등록 및 변경 시 필요 서류를 전자문서로 변환하여 제출하여야 하며, 전자문서로 변환하지 않은 경우 그 서류는 제출되지 아니한 것으로 본다. 다만, 공급인증서 거래시스템에 장애가 있는 경우 등 거래소가 인정하는 경우는 예외로 한다. <개정 2025.8.6.>

6.1.2.3 6.1.2.2항에 따라 제출된 전자문서에 오류가 있거나 누락된 경우 전력거래소는 공급인증서 거래시스템 등을 통해 정산계좌 등록신청을 한 자에 통지하고 통지를 받은 자는 서류를 보완하여 제출하여야 한다. <개정 2025.8.6.>

6.1.2.4 6.1.2.2항에 따라 전자문서를 제출할 경우 전자서명법에 의한 사업자 용도의 인증서로 전자서명을 해야 하며, 이에 대한 동의절차를 거쳐야 한다.

6.1.2.5 6.1.2.2항에 따라 제출된 전자문서에 대해 거래회원이 해당 전자문서 제출에 대한 전자서명을 한 날 이후에 거래회원은 제출하고자 한 문서와 공급인증서 거래시스템에 등재된 전자문서 사이의 동일성에 관하여 이의를 제기할 수 없다.

6.1.2.6 거래회원은 6.1.2.2항에 따라 제출된 전자문서의 원본을 공급인증서 거래기간 동안 보관하고, 공급인증서 거래시스템 회원 탈퇴 시 제출된 전자문서의 원본을 5년 동안 보관하여야 한다. <개정 2025.8.6.>

6.2 양방향 입찰방식에 의한 거래

6.2.1 양방향 입찰방식의 주문

6.2.1.1 주문의 수량단위는 1REC로 하며 주문의 가격단위는 100원으로 한다. <개정 2017.2.28.>

6.2.1.2 매도자는 공급인증서 거래시장에 매도수량과 매도가격이 포함된 매도주문을 하여야 하며, 매도주문 마감일 전일까지 발급 완료된 공급인증서를 대상으로 한다.

6.2.1.3 매수자는 매수수량과 매수가격이 포함된 매수주문을 공급인증서 거래시장에 제출하여야 한다.

6.2.2 양방향 입찰방식의 주문시간

6.2.2.1 양방향 입찰방식에 의한 현물시장의 매도 및 매수주문시간은 현물시장 개장시간부터 폐장시간까지로 한다. <개정 2017.2.28.>

6.2.2.2 전력거래소는 규칙 제11.1.6조 제5항에 따라 매매거래시간을 변경하거나 그 밖에 시장관리상 필요하다고 인정하는 경우에는 주문시간을 변경할 수 있다. [신설 2017.2.28.]

6.2.2.3 매도주문 및 매수주문은 매매가 체결되기 전까지 수정할 수 있다. <번호변경 2017.2.28.>

6.2.2.4 주문시간이 경과하면 매도자 및 매수자는 주문을 철회하거나 취소할 수 없다. <번호변경 2017.2.28.>

6.2.3 양방향 입찰방식 주문의 효력 [신설 2017.2.28.]

6.2.3.1 주문은 접수된 때부터 당일 매매거래가 성립되는 때까지 효력을 가지며, 매매거래가 성립되지 아니한 경우 당일 매매거래시간 종료시까지 효력을 가진다. 다만 다음 각 호의 경우 전력거래소는 주문의 효력을 제한할 수 있다.

1. 6.2.6.4에 따라 매매거래가 중단된 경우 해당 중단기간 중 입력된 주문(취소주문은 제외한다)
2. 그 밖에 전력거래소가 주문의 효력을 인정하는 것이 불합리하다고 인정하는 주문

6.2.3.2 주문이 접수된 후 매매거래가 성립하지 아니한 경우 주문수량의 전부 또는 일부를 취소하거나 다른 가격으로 정정할 수 있다. 이 경우 주문의 효력은 정정주문을 접수한 때 발생한다.

6.2.3.3 계약시장 매매거래에 따른 수리되지 않은 계약건의 공급인증서에 대해서는 현물시장 참여를 제한한다. 단, 양방향 입찰방식 매매거래 주문의 효력은 인정한다. <개정 2020.7.8., 2024.10.29.>

6.2.3.4 <삭제 2020.7.8.>

6.2.4 양방향입찰방식 주문의 관리 [신설 2017.2.28.]

6.2.4.1 주문은 가격제한폭을 정할 때 기준이 되는 가격(이하 “매매기준가격”이라 한다)을 기준으로 상한가(주문을 할 수 있는 가장 높은 가격을 말한다. 이하 같다)보다 높거나 하한가(주문을 할 수 있는 가장 낮은 가격을 말한다. 이하 같다)보다 낮은 가격으로 하여서는 아니 된다.

6.2.4.2 매매기준가격은 다음 각 호와 같이 정한다.

1. 최초 매매거래일(2017.03.28.)의 경우 경매방식에 의한 마지막 거래일의 평균가 <개정 2020.7.8>
2. 직전 매매거래일의 종가

3. 직전 매매거래일의 종가가 없는 경우는 직전 매매거래일의 매매기준가격

6.2.4.3 전력거래소는 6.2.4.2에도 불구하고 매매거래의 상황에 이상이 있거나 그 밖에 시장관리상 필요하다고 인정하는 경우에는 매매기준가격을 달리 정할 수 있다.

6.2.4.4 가격제한폭은 매매기준가격에 100분의 10을 곱하여 산출한 금액(해당 금액 중 100원 단위 미만의 금액은 절사한다)으로 한다. 단, 전력거래소는 매매거래의 상황에 이상이 있거나 그 밖에 시장관리상 필요하다고 인정하는 경우에는 가격제한폭, 상한가 또는 하한가를 달리 정할 수 있다. <개정 2019.12.13., 2020.7.8.>

6.2.4.5 <삭제 2020.7.8.>

6.2.4.6 <삭제 2020.7.8.>

6.2.5 양방향 입찰방식의 매도 및 매수주문의 제한 [신설 2017.2.28.]

6.2.5.1 매도자는 자신이 소유하고 있는 공급인증서 수량을 고려하여 매도가능수량 이내에서 공급인증서를 매도주문 할 수 있다.

6.2.5.2 <삭제 2020.7.8.>

6.2.5.3 매수자는 거래증거금계좌에 납부한 금액 및 당일 매도·매수대금 등을 고려하여 매수가능금액 이내에서 공급인증서를 매수 주문할 수 있다. <개정 2020.7.8.>

6.2.5.4. 거래증거금(부가세를 포함한 금액)은 수수료 등 매매거래에 소요되는 비용과 다음 각 호 중 어느 하나의 금액의 합계액을 말한다.

1. 매수주문 접수에 그치는 경우 : 당일 접수한 매수주문 금액
2. 매수주문 접수 후 거래가 성립하는 경우 : 당일 매수거래가 성립된 금액
3. 매수주문 접수 후 주문을 취소하는 경우 : 당일 취소 후 남은 나머지 매수주문 금액

6.2.5.5 매수가능금액이란 거래증거금계좌에 납부한 금액에서 거래증거금(부가세를 포함한 금액)을 뺀 금액을 말한다.

6.2.5.6 전력거래소는 6.2.5.1 및 6.2.5.3의 규정 준수 여부를 확인하기 위하여 매도자 및 매수자에게 관련 자료의 제출을 요구할 수 있다.

6.2.6 양방향 입찰방식의 매매거래 성립방법 <번호변경 및 개정 2017.2.28.>

6.2.6.1 매매가격은 복수의 매도자와 복수의 매수자간 경합에 의한 경쟁매매로 결정한다. <개정 2017.2.28.>

6.2.6.2 주문의 우선순위는 다음 각 호와 같다. <번호변경 및 개정 2017.2.28.>

1. 낮은 가격의 매도주문은 높은 가격의 매도주문에 우선하고, 높은 가격의 매수주문은 낮은 가격의 매수주문에 우선한다.
2. 같은 가격의 주문 간에는 주문이 접수된 시간적 선후에 따라 먼저 접수된 주문이 뒤에 접수된 주문에 우선한다.

6.2.6.3 6.2.6.2에 따른 가격은 매도주문과 매수주문의 경합에 따라 가장 낮은 가격의 매도주문과 가장 높은 가격의 매수주문이 합치되는 경우 가장 먼저 접수된 주문의 가격으로 하고 6.2.6.2에 따른 주문의 우선순위에 따라 합치되는 주문 간에 매매거래를 성립시킨다. [신설 2017.2.28.] <개정 2020.7.8.>

6.2.6.4 전력거래소는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 매매거래를 중단 할 수 있다. 다만, 매매거래 중단 후 그 사유가 해소되는 경우 또는 시장관리상 필요하다고 인정하는 경우에는 매매거래를 재개할 수 있다.

1. 공급인증서 거래시스템의 장애 발생으로 정상적인 매매거래를 할 수 없는 경우
2. 매매거래가 폭주하여 신속하게 매매거래를 성립시킬 수 없다고 인정되는 경우
3. 그 밖에 전력거래소가 시장관리상 필요하다고 인정하는 경우

[신설 2017.2.28.]

6.2.6.5 전력거래소는 양방향 입찰방식의 공급인증서 거래시장을 운영하는 업무를 함에 있어서 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 사유로 주문의 내용에 부합되지 아니하게 성립된 매매거래(이하 “착오매매”라 한다)를 정정할 수 있다.

1. 공급인증서 거래시스템의 장애
2. 공급인증서 거래시스템의 프로그램 운영상의 장애
3. 그 밖에 거래소가 필요하다고 인정하는 사유

[신설 2017.2.28.]

6.2.6.6 착오매매 발생 시 거래당사자와 협의 후 별지 제93-1호 서식을 전력거래소에 제출하여 공급인증서 거래시스템을 통해 전력거래소 담당자가 거래를 취소 또는 정정 할 수 있도록 한다. [신설 2017.2.28.] <개정 2024.10.29.>

6.2.6.7 전력거래소는 거래 당사자에게 매매가격, 매매수량, 거래수수료 등을 포함한 매매체결 결과를 별지 제93호 서식에 따라 매매체결 즉시 공급인증서 시스템 상에 게시한다. <번호변경 및 개정 2017.2.28., 2020.7.8., 2025.8.6.>

6.3 공급인증서 매매대금의 정산 및 결제(계약시장 거래의 경우) <개정 2017.2.28., 2020.7.8.>

6.3.1 공급인증서 매매대금의 정산 및 등록 <개정 2017.2.28.>

6.3.1.1 계약당사자는 거래수수료와 거래대금 중 거래수수료를 먼저 납부를 해야 한다. 거래수수료는 정산요청일 기준 14일 이내에 납부해야 하고, 전력거래소는 수수료 납부 확인 후 거래 당사자에게 거래내용이 포함된 정보를 별지 제94호 서식과 함께 공급인증서 거래시스템 내에 통지한다. <개정 2017.2.28., 2020.7.8., 2025.8.6.>

6.3.1.2 매도자는 전력거래소가 제공하는 별지 제94호 서식등의 정보를 기초로 하여

매수자에게 거래대금을 청구해야 하고, 매수자는 청구일로부터 7영업일 이내에 매도자에게 거래대금을 결제하여야 한다. 거래수수료의 세금계산서는 공급인증서 소유권이전 시점에 발행한다. <개정 2020.7.8., 2025.10.1.>

6.3.1.3 매수자는 거래대금의 정산결과를 전력거래소 공급인증서 거래시스템에 반드시 확인 처리 하여야 한다. <개정 2020.7.8., 2025.8.6.>

6.3.1.4 6.3.1.1 내지 6.3.1.3에 의거하여 거래수수료 납부 및 거래대금 결제가 명시된 절차대로 완료되지 않은 경우 전력거래소는 해당 공급인증서 소유권을 이전하지 아니한다. <개정 2017.2.28. 2020.7.8.>

6.3.1.5 단일계약 중 비율거래 공급인증서 체결방법은 해당 월 공급인증서 발급량에 공급인증서 거래시스템상 계약당사자가 입력한 분배율을 적용한다. 적용한 공급인증서의 결과 값이 소수점이 발생할 경우 첫째에서 반올림하여 체결하며, 반올림 적용 대상이 아닐 경우 소수점 이하 나머지는 잔여 분배율의 공급인증서 결과 값에 합산하여 판매 가능한 공급인증서로 표시 한다. [신설 2020.7.8.] <개정 2025.8.6.>

6.3.1.6 다중계약 중 비율거래 공급인증서 체결방법은 해당월 공급인증서 발급량에 공급인증서 거래시스템 상 계약당사자가 입력한 분배율을 적용한다. 적용한 공급인증서의 결과 값이 소수점이 발생할 경우 소수점 이하 버림 후 분배율이 높은 순으로 1 공급인증서 씩 순차 적용한다. 단, 분배율이 동일 할 경우, 공급인증서 거래시스템에 등록이 빠른 순으로 1 공급인증서 씩 순차 적용한다. [신설 2020.7.8.] <개정 2025.8.6.>

6.3.1.7 수량계약일 경우 공급인증서의 체결기준은 발전월로 하며, 공급인증서 거래시스템에 표시 한다. [신설 2020.7.8.] <개정 2025.8.6.>

6.3.1.8 전력거래소는 공급인증서 수량계약 중 계약당사자간의 계약조건에 따라 공급인증서 체결물량이 변동될 경우, 계약당사자가 공급인증서 거래시스템 내에서 직접 수정하도록 운영할 수 있다. [신설 2020.7.8.] <개정 2025.8.6.>

6.4 공급인증서 거래수량의 확정 및 결제대금의 정산 및 결제(양방향 입찰방식에 의한 거래의 경우) [신설 2017.2.28.]

6.4.1 공급인증서 거래수량 및 결제대금의 확정

6.4.1.1 거래당사자가 전력거래소에 납부하거나 전력거래소로부터 수령하는 공급인증서의 거래수량은 매매거래가 성립된 공급인증서 거래수량의 합계로 확정한다.

6.4.1.2 거래당사자가 전력거래소에 납부하거나 전력거래소로부터 수령하는 결제대금은 다음 각 호의 방법으로 산출하여 확정한다.

1. 매수자가 납부할 결제대금은 매매거래가 성립된 매매가격에 거래수량을 곱한 금액(이하 “매매대금”이라 한다)과 거래수수료(부가가치세를 포함한 금액)의 합계금액으로 확정한다.

2. 매도자가 수령할 결제대금은 매매대금에서 거래수수료를 차감한 금액(부가가치세를 포함한 금액)으로 확정한다. 단, 폐업한 사업자 혹은 간이과세자의 매매대금은 부가가치세를 포함하지 아니한다. <개정 2020.7.8.>

6.4.1.3 제주 소재 발전기(단, 전력시장에서 전력거래하며 2012년 7월 이후 발전사업허가 받은 제주지역 신재생 설비)의 공급인증서 결제대금은 매도주문 접수 후 다음의 산식을 적용하여 변환한다. [신설 2021.9.18.] <개정 2022.12.27.>

$$ARSP_i = RTP_i - \{(RSP_i - RSP_m) \div RW_i \times 1{,}000 \times 0.9\}$$

여기서,

$ARSP_i$(Adjusted REC Settlement Price) : 현물시장 제주 REC 변환 정산가격

RTP_i(REC Trade Price) : 현물시장 REC 거래가격

RSP_i(Renewable Settlement unit Price of Jeju) : 현물시장에서 거래된 제주REC 발전 월의 해당 설비의 정산단가(제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격이 해당 설비에 적용될 경우에는 시간대별로 이를 반영하여 산정)

즉, 설비용량 100kW이상 발전기의 경우

$$RSP_i = \frac{\sum_t (MGO_{i,t} \times Min(SMP_t, EPC_X))}{\sum_t MGO_{i,t}}$$

단, 사용전검사 검사필증 기준 설비용량 100kW미만 발전기의 경우

$$RSP_i = \frac{\sum_t (MGO_{i,t} \times SMP_t)}{\sum_t MGO_{i,t}}$$

RSP_m(Renewable Settlement unit Price of the main land) : 현물시장에서 거래된 제주REC의 발전 월에 해당하는 육지의 월 가중평균SMP (단, 제주 신재생 설비 월별 정산단가에 제2.4.4조의2에 따른 긴급정산상한가격이 적용될 경우 육지의 월 가중평균SMP에 긴급정산상한가격을 반영하여 산정)

RW_i(REC Weight) : 현물시장에서 거래된 제주REC의 가중치

i : 개별 발전기, m : 육지지역

6.4.2 결제내역의 통지

6.4.2.1 전력거래소는 확정된 공급인증서 및 결제대금의 내역(이하 "결제내역"이라 한다)을 공급인증서 거래시스템으로 전송하거나 그 밖의 방법으로 거래당사자에게 통지한다.

6.4.2.2 전력거래소는 결제내역을 확정한 때에 그 내역을 지체 없이 공급인증서 거래시스템에 게시하며, 거래당사자는 결제내역이 게시된 때 그 내역을 확인한 것으로 본다. <개정 2020.7.8., 2025.8.6.>

6.4.3 매매대금의 청구

6.4.3.1 매도자는 6.4.2.1의 통지에 따라 매매거래 성립일로부터 14영업일 이내 전력거래소에 매매대금에 대한 다음 각 호의 거래증빙 문서를 발급해야 한다. <개정 2020.7.8., 2024.10.29., 2025.10.1.>

1. 일반과세자의 경우 부가가치세법 제 17조에 따라 발행일자를 공급시기로 하는 전자세금계산서
2. 면세사업자의 경우 부가가치세법 제 17조에 따라 발행일자를 공급시기로 하는 전자계산서
3. 그 외의 경우 별지 제 128호 서식의 영수증 사본 <개정 2024.10.29.>

6.4.3.2 전력거래소는 6.4.3.1의 세금계산서 발급일로부터 14영업일 이내에 매수자에게 매매대금에 대한 세금계산서를 발급하여야 한다. <개정 2025.10.1.>

6.4.3.3 <삭제 2024.10.29.>

6.4.3.4 6.4.3.1의 규정위반 등의 원인으로 전력거래소가 부담하게 되는 세금 등 제비용이 발생하는 경우, 위반한 해당 회원사가 모두 부담한다. 전력거래소는 해당금액을 회원의 거래대금에서 차감하거나 회원으로부터 직접 입금받을 수 있다. 단, 전력거래소 귀책사유가 있는 경우는 해당하지 아니한다. [신설 2020.7.8.]

6.4.3.5 <삭제 2024.10.29.>

6.4.3.6 <삭제 2024.10.29.>

6.4.3.7 매도자는 6.4.3.1을 위반함으로써 피해를 입은 자가 있는 경우에는 세금계산서 발급기한을 초과하여 거래되지 않은 REC수량의 거래금액에 100분의 150을 곱한 범위에서 해당 피해자에 대하여 손해배상의 책임을 진다. 다만, 매도자가 고의 또는 과실이 없음을 입증한 경우에는 그러하지 아니한다. [신설 2024.10.29.]

6.4.4 결제지시

6.4.4.1 전력거래소는 거래당사자가 이전하여야 할 공급인증서 및 지급하여야 할 결제대금을 모두 납부한 경우에는 다음 각 호에 따라 공급인증서 이전 및 결제대금 지급의 지시(이하 “결제지시”라 한다)를 한다. <개정 2020.7.8.>

1. 공급인증서의 경우 : 공급인증서 거래시스템에서 자체 처리 후 신재생에너지법 제31조에 따른 신·재생에너지센터에 통지
2. 결제대금의 경우 : 결제은행에 이체를 지시

6.4.4.2. 전력거래소는 6.4.4.1의 결제대금 이체를 위한 결제은행을 지정하여야 하며, 결제은행의 업무에는 다음 각 호의 사항이 포함된다.

1. 결제은행계좌의 제공 및 관리
2. 전력거래소의 지시에 따른 결제대금이체

6.4.4.3. 전력거래소는 결제은행이 다음 각 호에 해당하는 경우에는 그 지정을 해지

할 수 있다.

1. 규칙에서 정한 결제은행의 책무를 이행하지 아니한 경우
2. 전력거래소와 결제은행 간에 체결한 약정에 대한 중대한 위반행위를 한 경우
3. 결제은행으로 지정된 금융기관이 결제은행으로서의 임무를 정상적으로 수행할 수 없는 것으로 판명되는 경우
4. 전력거래소와 지정된 금융기관 쌍방이 결제은행의 지정해지를 합의한 경우

6.4.4.4 6.4.4.1의 결제대금 지급의 지시는 6.4.3.1의 거래증빙 문서 발급일로부터 7영업일 이내로 한다. <개정 2020.7.8., 2025.10.1>

6.4.4.5 매매거래 성립일로부터 40영업일을 초과하여 결제지시가 이루어지지 않고, 공급인증서의 유효기간이 만료된 경우 전력거래소는 매도자에게 결제대금 지급을 거부하고, 매수자의 요청계좌로 결제대금을 반환할 수 있다. [신설 2020.7.8.] <개정 2025.10.1.>

6.4.5 공급인증서 및 결제대금의 이전・지급

6.4.5.1 결제지시가 있는 경우 전력거래소는 공급인증서 거래시스템을 통해 거래 및 정산정보를 에너지공단에 통지하고 소유권 이전을 요청해야 한다. <개정 2020.7.8., 2025.8.6.>

6.4.5.2 결제지시가 있는 경우 결제은행은 결제대금을 결제계좌에서 결제대금을 수령할 거래당사자의 결제계좌(회원이 결제대금 수령을 위하여 사전에 전력거래소로 통지한 자기명의의 계좌를 말한다)로 즉시 지급하여야 한다.

6.4.5.3 전력거래소는 매도자에게 공급인증서 매매대금을 지불함으로써 책임을 면한다.

6.4.5.4 거래당사자는 원활한 결제가 곤란하다고 인정하는 경우에는 그 사실을 전력거래소에 통지하여야 한다. [신설 2020.7.8.]

6.4.6 <삭제 2020.7.8.>

6.4.6.1 거래당사자는 원활한 결제가 곤란하다고 인정하는 경우에는 그 사실을 전력거래소에 통지하여야 한다.

6.4.6.2 전력거래소는 안정적이고 원활한 결제를 위하여 거래당사자의 결제에 관한 위험을 파악하고 관리한다.

6.4.7 권리양도 및 압류·가압류 <개정 2020.7.8.>

6.4.7.1 거래당사자는 공급인증서 거래를 통해 전력거래소에 대하여 가지는 권리를 제3자에게 양도하거나 담보로 제공할 수 없다.

6.4.7.2 전력거래소는 거래당사자가 6.4.7.1을 위반한 경우 거래당사자에 대한 공급인증서 이전 및 매매대금지급을 거절할 수 있다.

6.4.7.3 전력거래소는 6.4.7.2가 정하는 조치를 취하기 전 거래당사자에게 별지 제116호 서식에 따라 위반사실을 채권자에게 통지(전자우편, SMS 등) 한다. <개정 2020.7.8.>

6.4.7.4 전력거래소는 압류·가압류된 공급인증서 거래대금을 공탁하거나 또는 지급에

관하여 법률검토가 필요한 경우에는 지급을 보류할 수 있다. 다만, 이에 대한 이자는 지급하지 아니한다. [신설 2020.7.8.]

6.5 거래수수료 <번호변경 2017.2.28.>

6.5.1 공급인증서 거래수수료는 신재생에너지법 지침 제9조제1항에 근거하여 1REC당 50원을 기준금액으로 하며 공급인증서 거래량과 기준금액을 곱하여 산출한다.

6.5.2 산출된 수수료는 제세공과금을 포함하지 않은 것으로 공급인증서 거래와 관련한 제세공과금은 거래수수료를 납부한 자가 별도 부담한다.

6.5.3 거래당사자는 6.5.1에 따른 거래수수료를 각각 전력거래소에 납부하여야 한다. 단, 100kW미만 용량의 신재생에너지발전설비로부터 발생된 공급인증서에 대하여는 거래수수료를 면제한다. <개정 2017.2.28.>

6.5.4 <삭제 2020.7.8.>

6.5.5 6.5.3에도 불구하고 국가가 소유한 공급인증서에 대하여는 매수자에 한하여 거래수수료를 부과한다. <개정 2017.2.28.>

6.6 공급인증서 소유권 이전 및 재판매 금지 <번호변경 2017.2.28.>

6.6.1 매매체결에 따른 공급인증서의 소유권 이전 시점은 매수자의 거래대금 지급 확인 시점으로 한다. <개정 2019.12.13., 2020.7.8.>

6.6.2 매수자는 반드시 매도자에게 거래대금 지급 후 거래대금 확인처리 하여야 하며, 전력거래소는 필요시 거래대금 지급과 관련한 증빙자료를 제출하도록 매수자에게 요구할 수 있으며, 매수자의 거래대금 지급여부 등을 확인하고 공급인증서의 소유권을 매수자로 이전할 수 있다. 단, 6.3.1.1에 의거하여 거래수수료를 납부하지 않은 경우는 제외한다. <개정 2019.12.13., 2020.7.8.>

6.6.3 거래시장을 통하여 매수한 공급인증서는 거래시장을 통하여 다시 매도할 수 없다.

6.7 공급인증서 거래시장 안정화 노력 <번호변경 2017.2.28.>

6.7.1 <삭제 2024.3.28.>

7.0 의무이행비용 정산기준

7.1 공급의무자에 대한 정산

7.1.1 제11.2.2조에 따른 공급의무자에 대한 의무이행비용을 익월 거래시간별로 균등 배분하여 공급의무자의 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 적용한다. <개정 2017.12.29.> 즉,

$$RPS_{i,t} = RPS_i \times \frac{1}{NT}$$

RPS_i(Renewable Portfolio Standard payment) : 공급의무자 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 적용된 신재생에너지 공급의무이행비용에 대한 정산금 <개정 2017.12.29.>

$RPS_{i,t}$(Renewable Portfolio Standard payment) : 공급의무자 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 거래시간별로 적용된 신재생에너지 공급의무이행비용에 대한 정산금 <개정 2017.12.29.>

NT(Number of Trading periods in a month) : 1개월 동안의 거래시간

7.2 전력구매자에 대한 정산 <개정 2021.7.1.>

7.2.1 제11.2.3조에 따른 전력구매자가 부담해야 할 의무이행비용은 공급의무자 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 적용된 의무이행비용 정산금 총액에 개별 전력구매자가 구매한 전력량 비율을 곱한 금액으로 한다. <개정 2017.12.29., 2021.7.1.>

가. 판매사업자가 부담해야 할 의무이행비용 [신설 2021.7.1.]

$$RSS = \sum_i RPS_i \times \frac{\sum_t TET_t - \sum_d \sum_t PEL_{d,t} - \sum_k \sum_t PEC_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

여기서,

RSS(Renewable Portfolio Standard Settlement for Sales Company) : 판매사업자가 부담해야 할 신재생에너지 의무이행비용에 대한 정산

RPS_i(Renewable Portfolio Standard Payment) : 공급의무자 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 적용된 신재생에너지 공급의무이행비용에 대한 정산금

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 이행년도 거래시간에 대한 전력거래량(월간정산의 경우, 정산 전전월의 거래시간에 대한 전력거래량)

$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 이행년도 거래시간에 대한 유효구매전력량(월간정산의 경우, 정산 전전월의 거래시간에 대한 유효구매전력량)

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 이행년도 거래시간에 대한 유효구매전력량(월간정산의 경우, 정산 전전월의 거래시간에 대한 유효구매전력량)

나. 구역전기사업자가 부담해야 할 의무이행비용 [신설 2021.7.1.]

$$RSL_d = \sum_i RPS_i \times \frac{\sum_t PEL_{d,t}}{\sum_t TET_t}$$

여기서,

RSL_d(Renewable Portfolio Standard Settlement for Local sales Company) : 구역전기사업자가 부담해야 할 신재생에너지 의무이행비용에 대한 정산금

다. 직접구매자가 부담해야 할 의무이행비용 [신설 2021.7.1.]

$$RSC_k = \sum_i RPS_i \times \frac{\sum_t PEC_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

여기서,

RSC_k(Renewable Portfolio Standard Settlement for Consumer) : 직접구매자가 부담해야 할 신재생에너지 의무이행비용에 대한 정산금

7.3 의무이행비용 산정 [신설 2017.12.29.]

7.3.1 7.1 내지 7.2의 의무이행비용 산정을 위한 세부기준은 비용평가세부운영규정에 따른다.

7.4 공급의무자별 연간 의무이행비용 보전금액 [신설 2024.10.29.]

7.4.1 7.3의 연간 의무이행비용 산정은 공급의무자가 당해 연도 3월 1일부터 익년도 2월말까지 신재생에너지센터에 제출한 공급인증서를 대상으로 한다.

7.4.2 공급의무자별 연간 의무이행비용 보전금액은 공급의무자별 연간정산 산정금액에서 7.4.3의 공급의무자별 월간정산 지급금액을 차감한 금액이다.

7.4.3 7.4.2의 공급의무자별 월간정산 지급금액이란 공급의무자가 당해 연도 3월 1일부터 익년도 2월말까지 신재생에너지센터에 제출한 공급인증서 중 월간정산으로 이미 지급받은 금액을 말한다.

7.4.4 공급의무자가 당해 연도 3월 1일부터 익년도 2월말까지 신재생에너지센터에 제출한 공급인증서 중 7.4.3의 월간정산으로 지급받지 않은 금액은 7.4.2의 연간 의무이행비용 보전금액으로 지급한다.

8.0 공급인증서 거래시스템

8.1 거래시스템의 설치

8.1.1 전력거래소는 공급인증서 거래시장을 효율적으로 운영·관리하기 위하여 공급인증서의 거래와 관련한 사항을 담당하는 거래시스템을 설치하고 운영하여야 한다.

8.2 거래시스템의 기능

8.2.1 거래시스템은 공정하고 안정적인 공급인증서 거래시장을 운영하기 위해 다음 각 호의 기능을 수행한다.

1. 공급인증서 거래시장참여자 승인
2. 현물시장 개설
3. 공급인증서 현물거래
4. 계약시장 개설
5. 공급인증서 매매계약
6. 공급인증서 거래에 관련한 정보취득
7. 거래시장에 대한 감시

8. 거래시장의 정산 및 결제
9. 공급인증서 평균거래가격 및 평균거래량 정보 공개
10. 기타 거래시장 운영에 관련한 전반적인 업무 등

8.3 거래시스템의 운영

8.3.1 거래시스템 가동시간은 1일 24시간 연속 가동을 원칙으로 한다.

8.3.2 전력거래소는 거래시스템의 운영상 중대한 장애 발생 또는 업무상 시스템 중지가 불가피한 경우 사전에 거래시스템 정지계획을 수립하여 시스템이용자에게 통지하고 시스템을 일시정지 시킬 수 있다. 단, 사안이 긴급하여 정지계획을 수립할 수 없는 경우에는 사전에 통지 없이 시스템을 정지시킬 수 있다.

8.3.3 공급인증서 거래회원은 전력거래소에서 운영하는 공급인증서 거래시스템의 운영환경에 맞추어 시스템 접속 환경을 마련하여야 한다.

8.4 거래시스템 점검 및 유지관리

8.4.1 전력거래소는 안정적인 시스템 운영과 장애 발생의 최소화를 위하여 유지관리 체계를 갖추어야 하며, 최적의 상태로 시스템이 운영되도록 관리하여야 한다.

8.4.2 전력거래소는 공급의무화제도 관리 및 거래시스템 점검과정에서 추가적으로 보완이 요구되는 사항에 대해 추가개발 등 적극적인 시스템 개선 노력을 하여야 한다.

[별표 26] [신설 2014.11.3.]

수요반응자원의 정산 기준

[목차]

Ⅰ. 수요관리사업자에 대한 정산

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산 <개정 2019.12.31., 2024.2.13.>
 가. 표준DR, 중소형DR, 국민DR(수도권/비수도권)
 나. 제주DR, 국민DR(제주권)

2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산
 가. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 국민DR(수도권/비수도권) <개정 2022.5.31., 2024.2.13., 2025.2.11.>
 나. 제주DR/H-제주DR, 국민DR(제주권) <개정 2024.2.13., 2025.2.11.>

3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산 <개정 2023.6.30.>
 가. 주파수연계 감축량에 대한 정산
 나. 주파수연계 설비 운전유지비용에 대한 정산 [신설 2020.11.01.]
 다. 주파수연계 감축시험에 대한 정산 [신설 2024.2.13.]

4. 의무감축용량에 대한 정산 <개정 2019.12.31.> <번호변경 2020.11.01.>
 가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 정산
 나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 정산

5. 위약금에 대한 정산 <개정 2019.12.31.> <번호변경 2020.11.01.>
 가. 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 정산
 나. 실시간 전력수요 의무감축요청 미이행에 대한 기본위약금 정산

6. SMP결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산 <번호변경 2020.11.01.>

7. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산 [신설 2021.1.1.] <개정 2024.3.28.>
 가. 제주 플러스DR
 나. 육지 플러스DR
  1) 계획증대량에 대한 정산
  2) 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산

8. 실시간 전력수요 증대요청에 따른 전력수요 증대이행량에 대한 정산 [신설 2022.5.31.]

9. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산 [신설 2024.10.29.]
가. 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산
나. 주파수연계 충전부하감축설비 운전유지비용에 대한 정산

Ⅱ. 판매사업자에 대한 정산 <개정 2019.12.31., 2023.8.30., 2024.3.28.>

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산

2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산

3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산

4. 의무감축용량에 대한 정산
가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 정산
나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 정산

5. 위약금에 대한 정산
가. 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 정산
나. 실시간 전력수요 의무감축요청 미이행에 대한 기본위약금 정산

6. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산
가. 제주 플러스DR
나. 육지 플러스DR
1) 계획증대량에 대한 정산
2) 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산

7. 실시간 전력수요증대요청에 따른 전력수요증대요청 이행량에 대한 정산

8. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산 [신설 2024.10.29.]

Ⅲ. 구역전기사업자의 전력거래에 대한 정산<개정 2019.12.31., 2024.3.28.>

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산

2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산

3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산

4. 의무감축용량에 대한 정산
 가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 정산
 나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 정산

5. 위약금에 대한 정산
 가. 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 정산

6. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산
 가. 계획증대량에 대한 정산
 나. 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산

7. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산 [신설 2024.10.29.]

Ⅳ. 발전사업자의 전력거래에 대한 정산 [신설 2021.1.1.] <삭제 2023.8.30.>

Ⅴ. 직접구매자의 전력거래에 대한 정산 [신설 2025.4.9.]

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산

2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산

3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산

4. 의무감축용량에 대한 정산
 가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 정산
 나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 정산

5. 위약금에 대한 정산
가. 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 정산
나. 실시간 전력수요 의무감축요청 미이행에 대한 기본위약금 정산

6. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산
가. 계획증대량에 대한 정산
나. 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산

7. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산

Ⅵ. 전력거래차수별 대금지급 기준일정 <번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.>

Ⅶ. 수요반응자원의 성과연동형용량가격계수 산정기준 [신설 2019.12.31.] <번호변경 20201.1.1, 2025.4.9., 개정 2022.5.31.>

1. 고정성과연동형용량가격계수의 산정

2. 차등성과연동형용량가격계수의 산정

Ⅰ. 수요관리사업자에 대한 정산

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산

<개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.5.31., 2022.12.22., 2023.8.30., 2025.12.8.>
자발적 수요감축에 따른 감축계획량에 포함된 계획감축량은 지역별 SMP로 정산한다. 단, 감축계획량을 배분받은 거래시간과 의무감축용량에 대한 실시간 전력수요 의무감축요청이 발령된 거래시간이 중복되는 경우에는 전력수요 의무감축요청이행량에 대해 우선적으로 정산한다.

가. 표준DR, 중소형DR, 국민DR(수도권/비수도권) [신설 2023.8.30.] <개정 2025.12.8., 2026.4.28.>

$SLRP_{i,t} = SLR_{i,t} \times SMP_t \times 1000$

$SLR_{i,t} = Min\{ Max(SR_{i,t} - DLR_{i,t} , 0) , SSR_{i,t}\}$

$DLR_{i,t} = Min[Max(DR_{i,t} , 0) , RSO_{i,t} \times 1.2] \times (1-XRSOF_{i,t}) + Max(DR_{i,t} , 0) \times XRSOF_{i,t}$

$SSR_{i,t} = PSSR_{i,t} + PDSR_{i,t}$

$PDSR_{i,t} = IDESR_{i,t} + ADESR_{i,t} + RSSR_{i,t}$

$SR_{i,t} = \{\sum_{c \in i} SCLR_{i,c,t} \times (1-EVF_i) \times (1-RDF_i) + (RDSCBL_{i,t} - RDSME_{i,t}) \times (EVF_i + RDF_i)\} \div 1000$

$DR_{i,t} = \{\sum_{c \in i} DCLR_{i,c,t} \times (1-EVF_i) \times (1-RDF_i) + (RDCBL_{i,t} - RDME_{i,t}) \times (EVF_i + RDF_i)\} \div 1000$

$SCLR_{i,c,t} = (SCBL_{i,c,t} - ME_{i,c,t}) \times SRF_{i,c,t}$

$DCLR_{i,c,t} = DCBL_{i,c,t} - ME_{i,c,t}$

여기서,

$SLRP_{i,t}$: 자발적 수요감축 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금액

$SLR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축인정량(MWh)

$SR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량(MWh)

$DLR_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청 감축이행인정량(MWh)

$SSR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$SCLR_{i,c,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kWh)

$DR_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 전력수요 의무감축요청 감축이행량(MWh)
$RSO_{i,t}$: 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청량(MWh)
$XRSOF_{i,t}$: 별표12에 따라 의무감축용량을 초과한 전력수요 의무감축요청이 발령된 경우는 1 아니면 0
$PSSR_{i,t}$: 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)
$PDSR_{i,t}$: 피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)
$IDESR_{i,t}$: 하루전발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)
$ADESR_{i,t}$: 신뢰도발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요 반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)
$RSSR_{i,t}$: 예비력 확보를 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)
$EMSR_{i,t}$: <삭제 2026.4.28.>
$RDSME_{i,t}$: EV충전자원 또는 국민DR의 수요반응참여고객 중 발전계획에 참여한 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kWh) <개정 2025.12.8.>
$RDCBL_{i,t}$: 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 EV충전자원 또는 국민DR의 전력수요 의무감축이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합으로 산정한 고객기준부하(kWh) <개정 2025.12.8.>
$RDME_{i,t}$: EV충전자원 또는 국민DR의 수요반응참여고객 중 고객기준부하 산정에 포함된 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kWh) <개정 2021.12.28., 2025.12.8.>
RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)
EVF_i : EV충전자원 계수(EV충전자원의 경우 1 아니면 0) [신설 2025.12.8.]
$SCBL_{i,c,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 계획감축량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)
$DCLR_{i,c,t}$: 실시간 수요감축요청에 따른 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kWh)
$DCBL_{i,c,t}$: 실시간 수요감축요청에 따른 수요반응자원의 수요감축요청이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)
$ME_{i,c,t}$: 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)
수요반응자원의 거래일 자발적 수요감축에 따른 계획감축량정산금($SLRP_i$)은 다음과 같다.

$$SLRP_i = \sum_t SLRP_{i,t}$$

나. 제주DR, 국민DR(제주권) [신설 2023.8.30.] <개정 2025.12.8.>

$SLRP_{i,t} = SLR_{i,t} \times DA_SMP_t \times 1000$

$SLR_{i,t} = Min\{ Max(SR_{i,t} - DLR_{i,t} , 0) , SSR_{i,t}\}$

$DLR_{i,t} = Min[Max(DR_{i,t} , 0) , RSO_{i,t} \times 1.2] \times (1-XRSOF_{i,t}) + Max(DR_{i,t} , 0) \times XRSOF_{i,t}$

$SSR_{i,t} = PSSR_{i,t} + PDSR_{i,t}$

$PDSR_{i,t} = IDESR_{i,t} + ADESR_{i,t} + RSSR_{i,t}$

$SR_{i,t} = \{\sum_{c \in i} SCLR_{i,c,t} \times (1-EVF_i) \times (1-RDF_i) + (RDSCBL_{i,t} - RDSME_{i,t}) \times (EVF_i + RDF_i)\} \div 1000$

$DR_{i,t} = \{\sum_{c \in i} DCLR_{i,c,t} \times (1-EVF_i) \times (1-RDF_i) + (RDCBL_{i,t} - RDME_{i,t}) \times (EVF_i + RDF_i)\} \div 1000$

$SCLR_{i,c,t} = (SCBL_{i,c,t} - ME_{i,c,t}) \times SRF_{i,c,t}$

$DCLR_{i,c,t} = DCBL_{i,c,t} - ME_{i,c,t}$

여기서,

$SLRP_{i,t}$: 자발적 수요감축 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금액

$SLR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축인정량(MWh)

DA_SMP_t : 하루전에너지가격(원/kWh)

$SR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량(MWh)

$DLR_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청 감축이행인정량(MWh)

$SSR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$SCLR_{i,c,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kWh)

$DR_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 전력수요 의무감축요청 감축이행량(MWh)

$RSO_{i,t}$: 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청량(MWh)

$XRSOF_{i,t}$: 별표12에 따라 의무감축용량을 초과한 전력수요 의무감축요청이 발령된 경우는 1 아니면 0

$PSSR_{i,t}$: 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$PDSR_{i,t}$: 피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)
$IDESR_{i,t}$: 하루전발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)
$ADESR_{i,t}$: 신뢰도발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요 반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)
$RSSR_{i,t}$: 예비력 확보를 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)
$EMSR_{i,t}$: <삭제 2026.4.28.>
$RDSME_{i,t}$: EV충전자원 또는 국민DR의 수요반응참여고객 중 발전계획에 참여한 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kWh) <개정 2025.12.8.>
$RDCBL_{i,t}$: 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 EV충전자원 또는 국민DR의 전력수요 의무감축이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합으로 산정한 고객기준부하(kWh) <개정 2025.12.8.>
$RDME_{i,t}$: EV충전자원 또는 국민DR의 수요반응참여고객 중 고객기준부하 산정에 포함된 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kWh) <개정 2021.12.28., 2025.12.8.>
RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)
EVF_i : EV충전자원 계수(EV충전자원의 경우 1 아니면 0) [신설 2025.12.8.]
$SCBL_{i,c,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 계획감축량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)
$DCLR_{i,c,t}$: 실시간 수요감축요청에 따른 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kWh)
$DCBL_{i,c,t}$: 실시간 수요감축요청에 따른 수요반응자원의 수요감축요청이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)
$ME_{i,c,t}$: 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)

수요반응자원의 거래일 자발적 수요감축에 따른 계획감축량정산금($SLRP_i$)은 다음과 같다.

$$SLRP_i = \sum_t SLRP_{i,t}$$

다. <개정 2021.1.1> <삭제 2021.9.18.>

2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산 <개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.5.31., 2022.12.22., 2023.8.30., 2024.8.1., 2025.2.11., 2025.10.1., 2025.12.8.>

하루전발전계획의 감축계획량에 포함되지 않았지만, 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따라 전력부하감축을 시행한 경우, 수요반응자원의 지역구분 및 종류에 따라 다음 각 목과 같이 정산금을 산정한다.

가. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 국민DR(수도권/비수도권) <개정 2017.12.29., 2022.5.31., 2023.8.30., 2025.2.11., 2025.10.1., 2025.12.8.>

표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR은 전력거래소 전력수요 의무감축요청량의 1.2배와 전력수요 의무감축이행량 중 작은 값에 대해서 해당 거래시간의 육지 MGP로 정산한다. 단, 감축시험 및 감축재시험의 경우 육지 SMP로 정산하며, 별표12의 규정에 따라 『수급경보 주의(Yellow)』 경보 발령 혹은 『수급경보 경계(Orange)』 경보 발령 시 전력거래소가 추가적인 전력부하감축을 지시한 경우에는 전력수요 의무감축이행량을 정산금 산정에 적용한다.

국민DR(수도권/비수도권)은 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축이행량에 대하여 실적급 단가와 감축준비시간에 대한 가중치를 곱하여 정산한다. 단, 실적급 단가는 국민DR의 발령 가능시간에 대한 연간 기본정산금을 MRT로 나눈 후 육지 MGP를 더한 값으로 한다.

$DRP_{i,t} = [\ DLR_{i,t} \times \{SMP_t \times DRTF_{i,t} + MGP_{t,1} \times (1 - DRTF_{i,t})\} \times (1\text{-}RDF_i) + Max(DR_{i,t}, 0) \times \{(RBP_{y,1} / MRT) + MGP_{t,1}\ \} \times RDF_i\ ] \times RTWF_i \times 1000$

$DLR_{i,t} = Min[\ Max(DR_{i,t}\ , 0)\ , RSO_{i,t} \times 1.2\ ] \times (1\text{-}XRSOF_{i,t}) + Max(DR_{i,t}\ , 0) \times XRSOF_{i,t}$

$DR_{i,t} = \{\sum_{c \in i} DCLR_{i,c,t} \times (1\text{-}EVF_i) \times (1\text{-}RDF_i) + (RDCBL_{i,t} - RDME_{i,t}) \times (EVF_i + RDF_i)\} \div 1000$

단, <삭제 2020.7.8.>

$DCLR_{i,c,t} = DCBL_{i,c,t} - ME_{i,c,t}$

$RBP_{y,x} = \sum_{m}^{\text{전력거래기간}} RBP_{m,x}$ (거래기간이 상반기에 해당할 경우 전력거래기간은 전년도 7월부터 해당연도 6월, 하반기에 해당할 경우 해당연도 1월부터 12월까지로 한다.)

$RBP_{m,x} = \sum_{t}^{RDRT} RHCF_{i,t,x}$

$RHCF_{i,t,x} = RCP_{i,x} \times RCF_{i,x} \times TCF_t \times PCF_i$

$RTWF_i = 1 + \{(60 / RT_i) / 10\} \times RDF_i$

여기서,

$DRP_{i,t}$: 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액

$DLR_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축이행인정량(MWh)

$DR_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축이행량(MWh)

$RSO_{i,t}$: 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청량(MWh)

$XRSOF_{i,t}$: 별표12에 따라 의무감축용량을 초과한 전력수요 의무감축요청이 발령된 경우는 1 아니면 0

$DCLR_{i,c,t}$: 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 표준DR, 중소형DR 또는 제주DR 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kWh)

$DCBL_{i,c,t}$: 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 표준DR, 중소형DR 또는 제주DR의 전력수요 의무감축이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)

$ME_{i,c,t}$: 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)

$MGP_{t,x}$: 수요반응자원이 전력수요 의무감축요청된 시간별로 운전된 육지, 제주 계통별 중앙급전발전기(최소운전출력의 110% 이내로 발전한 발전기 및 자기제약으로 발전한 발전기 제외) 중 최고 변동비를 해당 발전기 출력으로 나눈 가격(육지지역은 1, 제주지역은 2)

$DRTF_{i,t}$: 거래시간별 감축시험 및 감축재시험 지수(감축시험 및 감축재시험인 경우 1 아니면 0) <개정 2024.8.1., 2026.4.28.>

$RDCBL_{i,t}$: 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 EV충전자원 또는 국민DR의 전력수요 의무감축이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합으로 산정한 고객기준부하(kWh) <개정 2025.12.8.>

$RDME_{i,t}$: EV충전자원 또는 국민DR의 수요반응참여고객 중 고객기준부하 산정에 포함된 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kWh) <개정 2021.12.28., 2025.12.8.>

EVF_i : EV충전자원 계수(EV충전자원의 경우 1 아니면 0) [신설 2025.12.8.]

$RBP_{y,x}$: 국민DR 지역별 연간 기본정산금 단가(원/kW)
(x는 지역구분 표시기로 수도권 지역은 1, 비수도권 지역은 2, 제주지역은 3)

$RBP_{m,x}$: 국민DR의 지역별, 거래월별 기본정산금 단가(원/kW)
(x는 지역구분 표시기로 수도권 지역은 1, 비수도권 지역은 2, 제주지역은 3)

RDRT : 국민DR의 거래월별 영업일 의무감축시간대(06~21시)

$RHCF_{i,t,x}$: 국민DR의 지역별, 시간대별 용량 단가

단, 각 적용 계수는 거래 월 기준 확정된 값을 활용하되 확정된 값이 없을 경우 직전년도 값을 사용하며 국민DR의 PCF는 1을 적용
(x는 지역구분 표시기로 수도권/비수도권 지역은 1, 제주지역은 2)
$RTWF_i$: 반응시간을 고려한 가중치
RT_i : 수요반응자원의 최소감축준비시간(분)
MRT : 전력거래기간별 최대감축시간(표준DR 기준)
RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

수요반응자원의 거래일 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량정산금(DRP_i)은 다음과 같다.

$$DRP_i = \sum_t DRP_{i,t}$$

나. 제주DR/H-제주DR, 국민DR(제주권)
<개정 2022.5.31., 2023.8.30., 2024.8.1., 2025.2.11., 2025.10.1., 2025.12.8.>
제주DR/H-제주DR은 전력거래소 전력수요 의무감축요청량의 1.2배와 전력수요 의무감축이행량 중 작은 값에 대해서 해당 거래시간의 제주 MGP로 정산한다. 단, 감축시험 및 감축재시험의 경우 실시간에너지가격($RT_SMP_{t,q}$)의 산술평균으로 정산하며, 별표12의 규정에 따라 『수급경보 주의(Yellow)』 경보 발령 혹은 『수급경보 경계(Orange)』 경보 발령 시 전력거래소가 추가적인 전력부하감축을 지시한 경우에는 전력수요 의무감축이행량을 정산금 산정에 적용한다.
국민DR(제주권)은 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축이행량에 대하여 실적급 단가와 감축준비시간에 대한 가중치를 곱하여 정산한다. 단, 실적급 단가는 국민DR의 발령 가능시간에 대한 연간 기본정산금을 MRT로 나눈 후 제주 MGP를 더한 값으로 한다.

$$DRP_{i,t} = [DLR_{i,t} \times \{RT_SMP_t \times DRTF_{i,t} + MGP_{t,x} \times (1 - DRTF_{i,t})\} \times (1\text{-}RDF_i) + Max(DR_{i,t}, 0) \times \{(RBP_{y,x} / MRT) + MGP_{t,x}\} \times RDF_i] \times RTWF_i \times 1000$$

$$DLR_{i,t} = Min[Max(DR_{i,t} , 0) , RSO_{i,t} \times 1.2] \times (1\text{-}XRSOF_{i,t}) + Max(DR_{i,t} , 0) \times XRSOF_{i,t}$$

$$DR_{i,t} = \{\sum_{c \in i} DCLR_{i,c,t} \times (1\text{-}EVF_i) \times (1\text{-}RDF_i) + (RDCBL_{i,t} - RDME_{i,t}) \times (EVF_i + RDF_i)\} \div 1000$$

단, <삭제 2020.7.8.>

$$RT_SMP_t = \frac{\sum_{q=x}^{y} RT_SMP_{t,q}}{y-x+1}$$

(x : 시작구간, y : 종료구간, $1 \leq x \leq 4$, $x \leq y \leq 4$)

$DCLR_{i,c,t} = DCBL_{i,c,t} - ME_{i,c,t}$

$RBP_{y,x} = \sum_{m}^{\text{전력거래기간}} RBP_{m,x}$ (거래기간이 상반기에 해당할 경우 전력거래기간은 전년도 7월부터 해당연도 6월, 하반기에 해당할 경우 해당연도 1월부터 12월까지로 한다.)

$RBP_{m,x} = \sum_{t}^{RDRT} RHCF_{i,t,x}$

$RHCF_{i,t,x} = RCP_{i,x} \times RCF_{i,x} \times TCF_{t} \times PCF_{i}$

$RTWF_{i} = 1 + \{ (60 / RT_{i}) / 10 \} \times RDF_{i}$

여기서,

$DRP_{i,t}$: 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액

$DLR_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축이행인정량(MWh)

$DR_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축이행량(MWh)

$RSO_{i,t}$: 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청량(MWh)

$XRSOF_{i,t}$: 별표12에 따라 의무감축용량을 초과한 전력수요 의무감축요청이 발령된 경우는 1 아니면 0

$DCLR_{i,c,t}$: 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 표준DR, 중소형DR 또는 제주DR 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kWh)

$DCBL_{i,c,t}$: 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 표준DR, 중소형DR 또는 제주DR의 전력수요 의무감축이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)

$ME_{i,c,t}$: 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)

$MGP_{t,x}$: 수요반응자원이 전력수요 의무감축요청된 시간별로 운전된 육지, 제주계통별 중앙급전발전기(최소운전출력의 110% 이내로 발전한 발전기 및 자기제약으로 발전한 발전기 제외) 중 최고 변동비를 해당 발전기 출력으로 나눈 가격(육지지역은 1, 제주지역은 2)

$DRTF_{i,t}$: 거래시간별 감축시험 및 감축재시험 지수(감축시험 및 감축재시험인 경우 1 아니면 0) <개정 2024.8.1., 2026.4.28.>

$RDCBL_{i,t}$: 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 EV충전자원 또는 국민DR의 전력수요 의무감축이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합으로 산정한 고객기준부하(kWh) <개정 2025.12.8.>

$RDME_{i,t}$: EV충전자원 또는 국민DR의 수요반응참여고객 중 고객기준부하 산정에 포함된 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kWh) <개정 2021.12.28., 2025.12.8.>

EVF_i : EV충전자원 계수(EV충전자원의 경우 1 아니면 0) [신설 2025.12.8.]

$RBP_{y,x}$: 국민DR 지역별 연간 기본정산금 단가(원/kW)

(x는 지역구분 표시기로 수도권 지역은 1, 비수도권 지역은 2, 제주지역은 3)

$RBP_{m,x}$: 국민DR의 지역별, 거래월별 기본정산금 단가(원/kW)

(x는 지역구분 표시기로 수도권 지역은 1, 비수도권 지역은 2, 제주지역은 3)

RDRT : 국민DR의 거래월별 영업일 의무감축시간대(06~21시)

$RHCF_{i,t,x}$: 국민DR의 지역별, 시간대별 용량 단가

단, 각 적용 계수는 거래 월 기준 확정된 값을 활용하되 확정된 값이 없을 경우 직전년도 값을 사용하며 국민DR의 PCF는 1을 적용

(x는 지역구분 표시기로 수도권/비수도권 지역은 1, 제주지역은 2)

$RTWF_i$: 반응시간을 고려한 가중치

RT_i : 수요반응자원의 최소감축준비시간(분)

MRT : 전력거래기간별 최대감축시간(표준DR 기준)

RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

수요반응자원의 거래일 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량정산금(DRP_i)은 다음과 같다.

$$DRP_i = \sum_t DRP_{i,t}$$

3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산 <개정 2022.5.31., 2025.10.1.>

가. 주파수연계 감축량에 대한 정산 <개정 2022.12.27., 2023.6.30., 2025.4.9., 2025.10.1>

주파수연계 감축량은 주파수 수요반응자원별 유효 전력거래시간에 대해 연간 기본정산금을 정산 기준시간 단위로 나눈 실적급 단가에 기준주파수 단계별 발령횟수 가중치와 주파수 수준별 계수를 곱한 값으로 정산한다.

$$FRP_{i,t} = Max(FR_{i,t}, 0) \times (1 - FDRTF_{i,t}) \times (FDRBP_y / BTS_i) \times WFFR_i \times FLF_i \times VTF_t \times 1{,}000$$

$$FR_{i,t} = \sum_{c \in i} (FCLR_{i,c,t} \times DRPF_{i,c,t}) \div 1{,}000$$

$$FCLR_{i,c,t} = (FCBL_{i,c,t} - FME_{i,c,t}) \times FRTR_i \times IRRT_{i,t}$$

$$FDRBP_y = \sum_{m}^{\text{전력거래기간}} FDRBP_m$$

$$FDRBP_m = \sum_{t}^{FDRT} FHCF_{i,t}$$

FDRTFi,t : 주파수연계 감축시험 및 감축재시험 지수(주파수연계 감축시험 및 감축재시험인 경우는 1, 아니면 0) <개정 2023.6.30.>

$FHCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$

여기서,

$FRP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액(원)

$FR_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 주파수연계 감축량(MWh)

$FDRBP_y$: 주파수DR의 전력거래기간 총 기본정산금 단가(원/kW)

BTS_i : 정산 기준시간 단위(1hr)

$WFFR_i$: 발령횟수에 따른 가중치로, 아래 표에 따라 단계별로 차등 적용(단, 계통주파수 측정값이 기준주파수를 초과하였으나 주파수연계 수요감축이 이루어진 경우는 1로 적용하며 발령횟수에서 제외)

단계	WFFR		
	발령 1회	발령 2회	발령 3회 이상
1~2단계	0.5	0.3	0.2
3~4단계	1.0	0.5	0.5
5단계	1.5	1.5	1.5

FLF_i : 계통주파수 수준별 계수로, 아래 표에 따라 차등 적용

FLF		적용 기준
1~2 단계	3단계 이상	
1.0		계통주파수 ≤ 단계 기준주파수
0.1	0.2	단계 기준주파수 < 계통주파수 ≤ 단계 기준주파수+0.03Hz
0		기준주파수+0.03Hz < 계통주파수

VTF_t : 유효 전력거래시간 계수 (주파수DR 전력거래 가능시간은 1, 아니면 0)

$FCLR_{i,c,t}$: 주파수 하락에 따른 주파수DR 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kWh)

$DRPF_{i,c,t}$:거래시간별 주파수DR의 수요반응참여고객이 다른 수요반응자원에 포함되어 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래 참여여부(참여 시 0, 미참여 시 1)

$FCBL_{i,c,t}$: 주파수 하락에 따른 주파수DR의 주파수연계 감축량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 예상 고객기준부하. 감축시작 직전 10분 사용전력량에 6을 곱하여 산정(kWh)

$FME_{i,c,t}$: 주파수DR을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 예상 사용전력량. 감축시작 직후 10분 사용전력량에 6을 곱하여 산정(kWh)
$FRTR_i$: 1시간 기준 대비 주파수DR의 최소 감축유지시간 비율
$IRRT_{i,t}$: 주파수DR의 거래시간별 감축시간 포함비율
$FDRBP_m$: 주파수DR의 거래월별 기본정산금 단가(원/kW)
FDRT : 주파수DR의 거래월별 감축시간대(09~18시)
$FHCF_{i,t}$: 주파수DR의 시간대별 용량 단가. 단, 각 적용 계수는 거래월 기준 확정된 값을 활용하되 확정된 값이 없을 경우 직전년도 값을 사용하며 시간대별 TCF 및 PCF는 1을 적용하고, RCF의 지역계수는 1을 적용

수요반응자원의 거래일 주파수연계에 따른 주파수연계 감축량 정산금(FRP_i)은 다음과 같다.

$$FRP_i = \sum_t FRP_{i,t}$$

나. 주파수연계 설비 운전유지비용에 대한 정산

수요반응자원의 전력거래기간 주파수연계 감축량 정산금 합계가 0일 경우, 주파수 수요반응자원 계량방식에 따라 구분하여 정산한다. 개별부하 방식은 주파수DR 수요반응참여고객별 전력거래기간 최대 사용전력량을 더한 값에 대해 주파수DR 유효 전력거래시간에 대한 연간 기본정산금을 정산 기준시간 단위로 나눈 실적급 단가에 기준주파수 단계별 운전유지비용 보상계수를 곱하여 전력거래기간 마지막 거래일 마지막 거래시간대에 정산한다. 계량완화 방식은 주파수DR 수요반응자원별 감축예상용량에 대해 주파수DR 유효 전력거래시간에 대한 연간 기본정산금 단가에 기준주파수 단계별 운전유지비용 보상계수를 곱하여 전력거래기간 마지막 거래일 마지막 거래시간대에 정산한다. <개정 2022.12.27., 2023.6.30., 2025.4.9.>

기준주파수 단계별 미발령 및 $\sum_{t}^{\text{전력거래기간}} FRP_{i,t} = 0$ 이면,

$FMC_{i,t} = [\sum_{c \in i} MME_{i,c,t} \times (FDRBP_y / BTS_i) \times FDRSLF_i + FREC_{i,t} \times FDRBP_y \times (1 - FDRSLF_i)] \times FRTR_i \times MCF_i \times LTF_{i,t} \times 1{,}000$ <개정 2023.6.30.>

여기서,

$FRP_{i,t}$: 주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액(원)

$FMC_{i,t}$: 수요반응자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)

$MME_{i,c,t}$: 수요반응참여고객의 전력거래기간 거래시간별 최대 사용전력량(MWh)

$FDRBP_y$: 주파수DR의 전력거래기간 총 기본정산금 단가(원/kW)

BTS_i : 정산 기준시간 단위(1hr)

$FDRSLF_i$: 주파수DR의 개별부하 지수 (계량 방식 구분이 개별부하 또는 양수동력 부하인 경우 1, 계량완화인 경우 0) [신설 2023.6.30.] <개정 2025.4.9.>

$FREC_{i,c,t}$: 주파수DR의 전력거래기간 감축예상용량(MW) [신설 2023.6.30.]

$FRTR_i$: 1시간 기준 대비 주파수DR의 최소 감축유지시간 비율

MCF_i : 주파수연계 설비 기준주파수 단계별 운전유지비용 보상계수 (1~2단계 0.1, 3단계이상 0.2 적용) <개정 2022.12.27., 2025.4.9.>

$LTF_{i,t}$: 주파수DR의 전력거래기간 마지막 거래시간 지수 (마지막 거래일 마지막 거래시간일 경우 1, 아니면 0)

다. 주파수연계 감축시험에 대한 정산 [신설 2023.6.30.]

주파수연계 감축시험에 참여한 주파수DR을 대상으로 주파수DR 유효 전력거래시간에 대한 연간 기본정산금을 정산 기준시간 단위로 나눈 실적급 단가에 기준주파수 단계별 주파수연계 감축시험 보상계수를 곱한 값으로 정산한다.

$FTP_{i,t} = Max(FR_{i,t}, 0) \times FDRTF_{i,t} \times (FDRBP_y / BTS_i) \times FTCF_i \times 1{,}000$

$FR_{i,t} = \sum_{c \in i}(FCLR_{i,c,t} \times DRPF_{i,c,t}) \div 1{,}000$

$FCLR_{i,c,t} = (FCBL_{i,c,t} - FME_{i,c,t}) \times FRTR_i \times IRRT_{i,t}$

여기서,

$FTP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 수요감축시험에 대한 정산금액(원)

$FR_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 주파수연계 감축량(MWh)

$FDRTF_{i,t}$: 주파수연계 감축시험 및 감축재시험 지수(주파수연계 감축시험 및 감축재시험인 경우는 1, 아니면 0)

$FDRBP_y$: 주파수DR의 전력거래기간 총 기본정산금 단가(원/kW)

BTS_i : 정산 기준시간 단위(1hr)

$FTCF_i$: 주파수연계 감축시험 보상계수 (0.1 적용)

$FCBL_{i,c,t}$: 주파수 하락에 따른 주파수DR의 주파수연계 감축량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 예상 고객기준부하. 감축시작 직전 10분 사용전력량에 6을 곱하여 산정(kWh)

$FME_{i,c,t}$: 주파수DR을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 예상 사용전력량. 감축시작 직후 10분 사용전력량에 6을 곱하여 산정(kWh)

$FRTR_i$: 1시간 기준 대비 주파수DR의 최소 감축유지시간 비율

$IRRT_{i,t}$: 주파수DR의 거래시간별 감축시간 포함비율

4. 의무감축용량에 대한 정산 <번호변경 2020.11.01.> <개정 2025.2.11.>

수요반응자원의 기본정산금($DRBP_{i,m}$)은 수요반응자원의 의무감축용량에 대해 월별 고정기본정산금($DRFBP_{i,m}$)과 차등기본정산금($DRDBP_{i,m}$)을 합산하여 정산한다. 단, H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR의 경우 고정기본정산금만 지급하고, 국민DR의 경우 기본정산금을 지급하지 아니한다.

$DRBP_{i,m} = DRFBP_{i,m} + DRDBP_{i,m}$

여기서,

$DRBP_{i,m}$: 수요반응자원의 m월에 지급되는 기본정산금

$DRFBP_{i,m}$: 수요반응자원의 m월에 지급되는 고정기본정산금
$DRDBP_{i,m}$: 수요반응자원의 m월에 지급되는 차등기본정산금
기본정산금 정산 시, 거래월과 정산월을 구분한다. 거래월(k월)은 기본정산금 계산을 위한 의무감축용량($ORC_{i,k}$)의 기준이 되는 월을 의미하고, 정산월(m월)은 기본정산금이 지급되는 월을 의미한다.

가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 정산 <개정 2020.7.8., 2021.1.1., 2022.5.31., 2025.2.11.>

1) 표준DR, 중소형DR, 제주DR의 고정기본정산금

m월에 정산되는 k월의 고정기본정산금($FBP_{i,m,k}$)은 k월의 시간대별 의무감축용량($ORC_{i,t}$)에 거래시간별 용량 단가($DRHCF_{i,t}$), 고정성과연동형용량가격계수($FPCF_k$)를 곱한 값이다.

$$FBP_{i,m,k} = \sum_{t}^{DRT_{i,k}} (ORC_{i,t} \times DRHCF_{i,k} \times FPCF_k) \times (1 - RDF_i) \times (1 - HDRF_i) \times 1000$$

$$DRHCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t$$

여기서,

$FBP_{i,m,k}$: 수요반응자원의 m월에 정산되는 k월의 의무감축용량에 대한 고정기본정산금

$DRT_{i,k}$: 수요반응자원의 k월의 의무감축시간으로, 아래 표와 같음

자원 종류	의무감축시간
표준DR, 중소형DR	영업일 09시~20시(12시~13시 제외)
제주DR	영업일 10시~21시

$ORC_{i,t}$: 수요반응자원의 시간대별 의무감축용량
$DRHCF_{i,t}$: 수요반응자원의 시간대별 용량 단가
RCP_i : 비용위원회에서 결정한 지역별 기준용량가격
RCF_i : 비용위원회에서 결정한 적정 설비예비력을 고려한 가중치
TCF_t : 비용위원회에서 결정한 시간대별 용량가격계수
$FPCF_k$: 비용위원회에서 결정한 k월의 고정성과연동형용량가격계수
RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)
$HDRF_i$: 휴일 수요반응자원 계수(H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR에 해당할 경우 1 아니면 0)

2) H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR의 고정기본정산금

m월에 정산되는 k월의 고정기본정산금($FBP_{i,m,k}$)은 k월의 시간대별 의무감축용

량($ORC_{i,t}$)에 거래시간별 용량 단가($DRHCF_{i,t}$)를 곱한 값이다.

$$FBP_{i,m,k} = \sum_{t}^{DRT_{i,k}} ORC_{i,t} \times DRHCF_{i,k} \times (1 - RDF_i) \times HDRF_i \times 1000$$

$$DRHCF_{i,t} = RCP_i$$

여기서,

$FBP_{i,m,k}$: 수요반응자원의 m월에 정산되는 k월의 의무감축용량에 대한 고정기본정산금

$DRT_{i,k}$: 수요반응자원의 k월의 의무감축시간(봄철(3월 1일~5월 31일 및 같은 연도 설 연휴)과 가을철(9월 1일~11월 30일) 중 휴일 10시~17시)

$ORC_{i,t}$: 수요반응자원의 시간대별 의무감축용량

$DRHCF_{i,t}$: 수요반응자원의 시간대별 용량 단가

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 2004년 이전에 진입한 발전기에 적용되는 지역별 기준용량가격

RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

$HDRF_i$: 휴일 수요반응자원 계수(H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR에 해당할 경우 1 아니면 0)

고정기본정산금은 정산월과 거래월이 동일하다. 즉, m월의 고정기본정산금 지급금은 해당 월의 고정기본정산금이다.

$$DRFBP_{i,m} = FBP_{i,m,k}$$

$$m = k$$

여기서,

$DRFBP_{i,m}$: 수요반응자원의 m월에 정산되는 고정기본정산금(m월의 고정기본정산금 지급금)

나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 정산 <개정 2020.7.8., 2022.5.31., 2025.2.11.>

m월에 정산되는 k월의 차등기본정산금($DBP_{i,m,k}$)은 k월의 시간대별 의무감축용량($ORC_{i,t}$)에 거래시간별 용량 단가($DRHCF_{i,t}$), 차등성과연동형용량가격계수($DPCF_{i,m,k}$)와 고정성과연동형용량가격계수($FPCF_k$)의 차이를 곱한 값이다.

$$DBP_{i,m,k} = \sum_{t}^{DRT_{i,k}} \{ ORC_{i,t} \times DRHCF_{i,t} \times (DPCF_{i,m,k} - FPCF_k) \} \times (1 - RDF_i) \times (1 - HDRF_i) \times 1000$$

$$DRHCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t$$

여기서,

$DBP_{i,m,k}$: 수요반응자원의 m월에 정산되는 k월의 의무감축용량에 대한 차등기본정산금

$DRT_{i,k}$: 수요반응자원의 k월의 의무감축시간으로, 아래 표와 같음

자원 종류	의무감축시간
표준DR, 중소형DR	영업일 09시~20시(12시~13시 제외)
제주DR	영업일 10시~21시

$ORC_{i,t}$: 수요반응자원의 시간대별 의무감축용량

$DRHCF_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 용량 단가

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 지역별 기준용량가격

RCF_i : 비용위원회에서 결정한 적정 설비예비력을 고려한 가중치

TCF_t : 비용위원회에서 결정한 시간대별용량가격계수

$FPCF_k$: 비용위원회에서 결정한 k월의 고정성과연동형용량가격계수

$DPCF_{i,m,k}$: m월 정산 시에 k월의 의무감축용량에 적용하는 차등성과연동형용량가격계수. 전력거래개시월부터 m월까지 누적된 거래실적에 따라 결정됨

RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

$HDRF_i$: 휴일 수요반응자원 계수(H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR에 해당할 경우 1 아니면 0)

차등기본정산금의 정산월은 2월, 5월, 8월, 11월이다. m월(2월, 5월, 8월, 11월)의 차등기본정산금 지급금은 전력거래개시월부터 m월까지의 의무감축용량에 대한 차등기본정산금의 합에서 기지급한 차등기본정산금 지급금을 차감하여 정산한다.

$$DRDBP_{i,m} = \left(\sum_{k=\text{전력거래 개시월}}^{m} DBP_{i,m,k} - \sum_{n=\text{전력거래 개시월}}^{m-1} DRDBP_{i,n} \right) \times DBPF_m$$

여기서,

$DRDBP_{i,m}$: 수요반응자원의 m월에 정산되는 차등기본정산금(m월의 차등기본정산금 지급금)

$DBPF_m$: 차등기본정산금 정산월 계수(2월, 5월, 8월, 11월에 해당할 경우 1 아니면 0)

5. 위약금에 대한 정산 <개정 2019.12.3., 2020.7.8., 2021.1.1> <번호변경 2020.11.01.>

가. 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 정산

<개정 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.5.31., 2023.8.30.>

수요관리사업자가 부담해야할 수요반응자원의 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금($PPC_{i,t}$)은 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량에서 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량을 차감한 값에 계통한계가격(제주지역은 하루전에너지가격)과 미 이행에 대한 위약금계수를 곱하여 시간대별로 정산한다.

1) 표준DR, 중소형DR, 국민DR(수도권/비수도권) [신설 2023.8.30.]

$PPC_{i,t}= \{SSR_{i,t} - Min\{Max(SR_{i,t}, 0), SSR_{i,t}\}\} \times SMP_t \times PPCF \times 1000$

여기서,

$PPC_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량 미이행에 대한 감축량위약금

$SSR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$SR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량(MWh)

PPCF : 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 계수로 1을 적용

수요반응자원의 거래일 자발적 수요감축에 따른 계획감축량 미이행에 대한 실적위약금($PPPC_i$)은 다음과 같다.

$$PPC_i = \sum_t PPC_{i,t}$$

2) 제주DR, 국민DR(제주권) [신설 2023.8.30.]

$PPC_{i,t}= \{SSR_{i,t} - Min\{Max(SR_{i,t}, 0), SSR_{i,t}\}\} \times Max(DA_SMP_t, 0) \times PPCF \times 1000$

여기서,

$PPC_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량 미이행에 대한 감축량위약금

$SSR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

DA_SMP_t: 하루전에너지가격(원/kWh)

$SR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량(MWh)

PPCF : 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 계수로 1을 적용

수요반응자원의 거래일 자발적 수요감축에 따른 계획감축량 미이행에 대한 실적위약금($PPPC_i$)은 다음과 같다.

$$PPC_i = \sum_t PPC_{i,t}$$

3) <삭제 2021.9.18.>

나. 실시간 전력수요 의무감축요청 미이행에 대한 기본위약금 정산 <개정 2022.5.31.>

수요관리사업자가 부담하는 전력수요 의무감축요청미이행량에 대한 기본위약금($BPC_{i,m}$)은 고정기본정산금 한도의 기본위약금($FBPC_{i,m}$)과 차등기본정산금 한도의 기본위약금($DBPC_{i,m}$)을 합산하여 구한다. <개정 2017.12.29., 2018.6.15., 2020.7.8., 2025.2.11.>

$$BPC_{i,m} = FBPC_{i,m} + DBPC_{i,m}$$

여기서,

$BPC_{i,m}$: 수요반응자원의 m월에 부과되는 기본위약금

$FBPC_{i,m}$: 수요반응자원의 m월에 부과되는 고정기본정산금 한도의 기본위약금

$DBPC_{i,m}$: 수요반응자원의 m월에 부과되는 차등기본정산금 한도의 기본위약금

기본위약금 정산 시, 거래월과 부과월을 구분한다. 거래월(k월)은 전력수요 의무감축요청미이행량이 발생한 월을 의미하고, 부과월(m월)은 기본정산금이 부과되는 월을 의미한다.

k월의 전력수요 의무감축요청미이행량에 대한 기본위약금($IBPC_{i,k}$)은 k월의 수요반응자원의 거래시간별 의무감축요청미이행량($DRD_{i,t}$)의 합계에 거래시간별 용량 단가($DRHCF_{i,t}$), 기본위약금 산정을 위한 성과연동형용량가격계수(BPPCF), 기본위약금계수를 곱한 값을, 전력거래월 수 대비 총 감축시간 한도로 나눈 값으로 한다. 다만, 국민DR은 기본위약금을 면제한다.

$$IBPC_{i,k} = \frac{\sum_t^{DRT_{i,k}} DRHCF_{i,t} \times BPPCF}{MRT_i / DRTM_i} \times \sum_t^{DRT_{i,m}} DRD_{i,t} \times BPCF \times (1 - RDF_i) \times 1000$$

$$DRHCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t$$

$$DRD_{i,t} = Max(RSO_{i,t} \times 0.97 - DR_{i,t}, 0)$$

여기서,

$IBPC_{i,k}$: k월의 전력수요 의무감축요청미이행량에 대한 기본위약금

$DRT_{i,k}$: 수요반응자원의 k월의 의무감축시간으로, 아래 표와 같음

자원 종류	의무감축시간
표준DR, 중소형DR	영업일 09시~20시(12시~13시 제외)
제주DR	영업일 10시~21시
H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR	봄철(3월 1일~5월 31일 및 같은 연도 설 연휴)과 가을철(9월 1일~11월 30일) 중 휴일 10시~17시

$DRHCF_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 용량 단가

BPPCF : 기본위약금 산정을 위한 성과연동형용량가격계수(1을 적용)

$DRD_{i,t}$: 거래시간별 전력수요 의무감축요청미이행량

BPCF : 전력수요 의무감축요청미이행량에 대한 기본위약금 계수(2를 적용)

MRT_i : 제12.4.3.1조 제2항에 따른 전력거래기간 내 총 감축시간 한도. 다만, H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR의 경우에도 표준DR, 중소형DR, 제주DR과 동일하게 적용함(초기등록 자원은 60, 추가등록 자원은 30)

$DRTM_i$: 제12.4.3.1조 제2항에 따른 전력거래월 수. 다만, H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR의 경우에도 표준DR, 중소형DR, 제주DR과 동일하게 적용함(초기등록 자원은 12, 추가등록 자원은 6)

RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

k월에 발생한 기본위약금은 해당 월과 다음 월의 기본정산금 내에서 부과된다. 이때, 해당 월의 고정기본정산금, 다음 월의 고정기본정산금, 해당 월의 차등기본정산금, 다음 월의 차등기본정산금 순으로 차감된다.

$FBPC_{i,m} = FBPCC_{i,m,k-1} + IFBPC_{i,m,k}$

$FBPCC_{i,m,k-1} = Min(IBPC_{i,k-1} - IFBPC_{i,m-1,k-1}, FBP_{i,m,k})$

$IFBPC_{i,m,k} = Min(IBPC_{i,k}, FBP_{i,m,k} - FBPCC_{i,m,k-1})$

$RBPC_{i,m,k} = IBPC_{i,k} - IFBPC_{i,m,k} - FBPCC_{i,m+1,k}$

$$DBPC_{i,m} = \{ \sum_{k = \text{전력거래 개시월}}^{m} (DBPCC_{i,m,k} + IDBPC_{i,m,k}) - \sum_{n = \text{전력거래 개시월}}^{m-1} DBPC_{i,n} \} \times DBPF_m$$

$DBPCC_{i,m,k-1} = Min(RBPC_{i,m,k-1} - IDBPC_{i,m-1,k-1}, DBP_{i,m,k})$

$IDBPC_{i,m,k} = Min(RBPC_{i,m,k}, DBP_{i,m,k} - DBPCC_{i,m,k-1})$

$m = k$

$FBPC_{i,m}$: 수요반응자원의 m월에 부과되는 고정기본정산금 한도의 기본위약금(m월 고정기본위약금 부과금)

$FBPCC_{i,m,k-1}$: 수요반응자원의 k-1월의 기본위약금 중 해당 월의 고정기본정산금을 초과하여 다음 월로 이월되어 부과되는 금액

$IFBPC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 k월의 기본위약금 중 해당 월의 고정기본정산금 내에서 부과되는 금액

$FBP_{i,k,m}$: 수요반응자원의 k월의 의무감축용량에 대해 m월에 정산되는 고정기본정산금

$RBPC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 k월의 기본위약금 중 해당 월과 다음 월의 고정기본정산금을 초과하는 금액

$DBPC_{i,m}$: 수요반응자원의 m월에 부과되는 차등기본정산금 한도의 기본위약금(m월 차등기본위약금 부과금)

$DBPCC_{i,m,k-1}$: 수요반응자원의 k-1월의 기본위약금 중 해당 월과 다음 월의 고정기본정산금, 해당 월의 차등기본정산금을 초과하는 금액

$IDBPC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 k월의 기본위약금 중 해당 월의 차등기본정산금 내에서 부과되는 금액

$DBPF_m$: 차등기본정산금 정산월 계수(2월, 5월, 8월, 11월에 해당할 경우 1 아니면 0)

6. SMP결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산

<개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2021.9.18., 2023.8.30.>

하루전발전계획의 가격결정에 따른 거래에서 감축계획량을 할당받았으나 SMP 결정시 제외되는 경우, 하루전발전계획의 가격결정에 따른 감축계획량 이내의 계획감축량에 대해서 해당 수요반응자원의 감축가격과 계통한계가격(제주지역은 하루전에너지가격)의 차액을 추가로 정산한다.

단, 제주지역 수요반응자원에 대해서는 하루전에너지가격이 0이하인 경우 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 감축계획량 이내의 계획감축량 중 하루전발전계획의 가격결정에 따른 감축계획량을 제외한 감축량을 해당시간의 순편익가격과 계통한계가격(제주지역은 하루전에너지가격)의 차액을 추가로 정산한다.

가. 표준DR, 중소형DR, 국민DR(수도권/비수도권)

$XDRESMP_{i,t}$ = Max[{$DRRP_{i,t}$ × Min{Max($SR_{i,t}$ - $DLR_{i,t}$ - $PDSR_{i,t}$, 0), $PSSR_{i,t}$} × 1000 - SMP_t × Min{Max($SR_{i,t}$ - $DLR_{i,t}$ - $PDSR_{i,t}$, 0), $PSSR_{i,t}$} × 1000}, 0] <개정 2015.9.30., 2022.12.22., 2023.8.30., 2026.4.28.>

$DLR_{i,t}$ = Min[Max($DR_{i,t}$, 0), $RSO_{i,t}$ × 1.2] × (1 - $XRSOF_{i,t}$) + Max($DR_{i,t}$, 0) × $XRSOF_{i,t}$

여기서,

$XDRESMP_{i,t}$: SMP결정시 제외된 수요반응자원에 대한 거래시간별 추가 정산금

$DRRP_{i,t}$: 수요반응자원의 감축계획량에 따른 평균 감축가격

$SR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량(MWh)

$DLR_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청 감축이행인정량(MWh)

$PSSR_{i,t}$: 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$SLRP_{i,t}$: 자발적 수요감축 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금액

나. 제주DR, 국민DR(제주권) [신설 2023.8.30.] <개정 2026.4.28.>

DA_SMP_t > 0 이면,

$XDRESMP_{i,t}$ = Max[{$DRRP_{i,t}$ × Min{Max($SR_{i,t}$ - $DLR_{i,t}$ - $PDSR_{i,t}$, 0), $PSSR_{i,t}$} × 1000 - DA_SMP_t × Min{Max($SR_{i,t}$ - $DLR_{i,t}$ - $PDSR_{i,t}$, 0), $PSSR_{i,t}$} × 1000 } , 0]

$DA_SMP_t \leq 0$ 이면,

$XDRESMP_{i,t}$ = Max[{$DRRP_{i,t}$ × Min{Max($SR_{i,t}$ - $DLR_{i,t}$ - $PDSR_{i,t}$, 0), $PSSR_{i,t}$} × 1000 - DA_SMP_t × Min{Max($SR_{i,t}$ - $DLR_{i,t}$ - $PDSR_{i,t}$, 0), $PSSR_{i,t}$} × 1000} , 0] + Max[{$NBTP_{t,2}$ × Min{Max($SR_{i,t}$ - $DLR_{i,t}$ - $PSSR_{i,t}$, 0), $PDSR_{i,t}$} ×1000 - $DA_SMP_{i,t}$ × Min{Max($SR_{i,t}$ - $DLR_{i,t}$ - $PSSR_{i,t}$, 0), $PDSR_{i,t}$} ×1000 } , 0]

$DLR_{i,t}$ = Min[Max($DR_{i,t}$, 0) ,$RSO_{i,t}$ × 1.2] × (1 - $XRSOF_{i,t}$) + Max($DR_{i,t}$, 0) × $XRSOF_{i,t}$

여기서,

$XDRESMP_{i,t}$: SMP결정시 제외된 수요반응자원에 대한 거래시간별 추가 정산금

$DRRP_{i,t}$: 수요반응자원의 감축계획량에 따른 평균 감축가격

$SR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량

(MWh)

$DLR_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청 감축이행인정량(MWh)

$PSSR_{i,t}$: 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$SLRP_{i,t}$: 자발적 수요감축 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금액

7. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산 [신설 2021.1.1.] <개정 2023.8.30., 2024.3.28., 2025.10.1.>

가. 제주 플러스DR

제주지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 다음 식에 따라 별도 산정한 정산단가로 이행률별 차등하여 정산한다. 이때, 정산단가는 아래 산식으로 산정하고, 시스템에 공지한다.

$$\sum(\text{해당 계약종별 봄·가을철 중간부하 전력량 요금} \times \frac{\sum \text{해당 계약종별 참여고객의 계약전력}}{\sum \text{제주플러스}DR\text{ 전체 참여고객의 계약전력}}) \quad \text{[신설 2021.1.1.] <개정 2023.8.30., 2024.3.28.>}$$

$SI_{i,t} < SLI_{i,t} \times 0.8$이면,

$JSLIP_{i,t} = Max(SI_{i,t}, 0) \times JPP_t \times 0.8 \times 1000$

$SI_{i,t} \geq SLI_{i,t} \times 0.8$이면,

$JSLIP_{i,t} = Min[\ Max(SI_{i,t}, 0)\ , SLI_{i,t} \times 1.2\ ] \times JPP_t \times 1000$

$SI_{i,t} = \{\sum_{c \in i} CLI_{i,c,t} \times (1\text{-}RDF_i)\} \div 1000$

$CLI_{i,c,t} = Max(ME_{i,c,t} - ICBL_{i,c,t}, 0) \times SLIF_{i,c,t}$ <개정 2021.12.28.>

여기서,

$SI_{i,t}$: 자발적 수요증대에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획증대량(MWh)

$SLI_{i,t}$: 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량(MWh)

$JSLIP_{i,t}$: 제주지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

JPP_t : 제주 플러스DR 수요증대의 정산단가(원/kWh)

$CLI_{i,c,t}$: 수요반응참여고객의 전력부하증대량(kWh)

RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

$ICBL_{i,c,t}$: 자발적 수요증대에 따른 플러스DR의 계획증대량을 산출하기 위해 별

표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)

$ME_{i,c,t}$: 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)

$SLIF_{i,c,t}$: 시간대별 자발적 수요증대에 따른 수요증대에 참여한 수요반응참여고객 지수(참여한 경우 1, 아니면 0)

나. 육지 플러스DR [신설 2024.3.28.] <개정 2025.10.1., 2026.5.20.>

육지지역의 자발적 수요증대에 따른 계획증대량은 증대계획량의 1.2배와 계획증대량 중 작은 값에 대해서 육지 플러스DR 수요증대의 정산단가로 정산한다. 다만, 증대이행률(증대계획량 대비 계획증대량의 비율)이 40% 이상 100% 미만일 경우 정산단가에 증대이행률을 곱한 값으로 정산하고, 40% 미만일 경우 정산금을 지급하지 않는다.

이때, 정산단가는 부하이전을 통한 전력구입비 절감 효과를 고려하여 설·추석 연휴 및 봄·가을철(3월 1일~5월 31일, 9월 1일~11월 30일) 중 "관공서의 공휴일에 관한 규정"에 따른 공휴일 및 토요일(이하 '휴일'이라 한다) 정산단가는 아래 산식으로 산정한 단가를 적용하며, 그 외는 50원/kWh로 적용한다.

$$\sum\left(\text{해당 계약종별 봄·가을철 경부하 전력량 요금} \times \frac{\sum \text{해당 계약종별 참여고객의 계약전력}}{\sum \text{육지플러스}DR\text{전체 참여고객의 계약전력}}\right)$$

$\frac{SI_{i,t}}{SLI_{i,t}} < 0.4$이면, $LSLIP_{i,t} = 0$

$\frac{SI_{i,t}}{SLI_{i,t}} \geq 0.4$이면,

$$LSLIP_{i,t} = RSI_{i,t} \times LPP_t \times Min\left(1, \frac{SI_{i,t}}{SLI_{i,t}}\right) \times 1000$$

$$RSI_{i,t} = Min(SI_{i,t}, SLI_{i,t} \times 1.2)$$

$$SI_{i,t} = \{\sum_{c \in i} CLI_{i,c,t} \times (1\text{-}RDF_i)\} \div 1000$$

$$CLI_{i,c,t} = Max(ME_{i,c,t} - ICBL_{i,c,t}, 0) \times SLIF_{i,c,t}$$

여기서,

$SI_{i,t}$: 자발적 수요증대에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획증대량(MWh)

$SLI_{i,t}$: 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량(MWh)

$RSI_{i,t}$: 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대인정량(MWh)

$LSLIP_{i,t}$: 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

LPP_t : 육지 플러스DR 수요증대의 정산단가(원/kWh)

$CLI_{i,c,t}$: 수요반응참여고객의 전력부하증대량(kWh)
$ICBL_{i,c,t}$: 자발적 수요증대에 따른 플러스DR의 계획증대량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)
$ME_{i,c,t}$: 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)
$SLIF_{i,c,t}$: 시간대별 자발적 수요증대에 따른 수요증대에 참여한 수요반응참여고객 지수(참여한 경우 1, 아니면 0)

8. 실시간 전력수요증대요청에 따른 전력수요증대요청이행량에 대한 정산 [신설 2022.5.31.] <개정 2023.8.30.>

전력거래소의 실시간 전력수요 증대요청에 따라 전력수요증대를 시행한 경우 실시간 전력수요 증대이행량에 대하여 다음 식에 따라 별도 산정한 정산단가로 지급한다. 이때, 정산단가는 아래 산식으로 산정하고, 시스템에 공지한다.

$$\sum\left(\text{해당 계약종별 봄·가을철 중간부하 전력량 요금} \times \frac{\sum \text{해당 계약종별 참여고객의 계약전력}}{\sum \text{플러스}DR\text{전체 참여고객의 계약전력}}\right)$$

단, 전일 예측을 통해 자발적 수요증대가 예정되어 있는 시간대에는 제외한다.

$$DLIP_{i,t} = MAX(DI_{i,t},0) \times JPP_t \times 1000$$

$$DI_{i,t} = \left\{\sum_{c\in i} CLI_{i,c,t} \times (1-RDF_i) \times (1-DASIF_{i,c,t})\right\} \div 1000$$

$$CLI_{i,c,t} = MAX(ME_{i,c,t} - ICBL_{i,c,t}, 0) \times DLIF_{i,c,t}$$

여기서,
$DI_{i,t}$: 실시간 전력수요증대요청에 따른 수요반응자원의 거래시간별 수요증대량
$DLIP_{i,t}$: 실시간 전력수요증대요청에 따른 거래시간별 수요증대량에 대한 정산금액
JPP : 제주 플러스DR 수요증대의 정산단가(원/kWh)
$CLI_{i,c,t}$: 수요반응참여고객의 전력부하증대량(kWh)
RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)
$ICBL_{i,c,t}$: 플러스DR의 수요증대량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)
$MEi_{,c,t}$: 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)
$DLIFi_{,c,t}$: 시간대별 실시간 전력수요증대요청에 따른 수요증대에 참여한 수요반응참여고객 지수(참여한 경우 1, 아니면 0)
$DASIF_{i,c,t}$: 하루 전 계획 된 시간대별 수요증대 거래 지수(증대계획량 존재할 경우 1, 아니면 0)

9. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산

[신설 2024.10.29.] <개정 2025.10.1.>

가. 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산 <개정 2025.4.9., 2025.10.1.>

주파수연계 충전부하감축량은 주파수 부하감축자원별 유효 전력거래시간에 대해 연간 기본정산금을 정산 기준시간 단위로 나눈 실적급 단가에 기준주파수 단계별 발령횟수 가중치와 주파수 수준별 계수를 곱한 값으로 정산한다.

$ESS_FRP_{i,t} = Max(ESS_FR_{i,t}, 0) \times (ESS_FDRBP_y / ESS_BTS_i) \times ESS_WFFR_i \times ESS_FLF_i \times ESS_VTF_t \times 1{,}000$

$ESS_FR_{i,t} = \sum_{c \in i} ESS_FCLR_{i,c,t} \div 1{,}000$

$ESS_FCLR_{i,c,t} = (ESS_FCBL_{i,c,t} - ESS_FME_{i,c,t}) \times ESS_FRTRi \times ESS_IRRT_{i,t}$

$ESS_FDRBP_y = \sum_{m}^{\text{전력거래기간}} ESS_FDRBP_m$

$ESS_FDRBP_m = \sum_{t}^{FDRT} ESS_FHCF_{i,t}$

$ESS_FHCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$

여기서,

$ESS_FRP_{i,t}$: 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간별 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액(원)

$ESS_FR_{i,t}$: 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간대별 주파수연계 충전부하감축량(MWh)

ESS_FDRBP_y : 신재생ESS 부하감축자원의 전력거래기간 총 기본정산금 단가(원/kW)

ESS_BTS_i : 정산 기준시간 단위(1hr)

ESS_WFFR_i : 발령횟수에 따른 가중치로, 아래 표에 따라 단계별로 차등 적용(단, 계통주파수 측정값이 기주준파수를 초과하였으나 주파수연계 충전부하감축이 이루어진 경우는 1로 적용하며 발령횟수에서 제외)

단계	WFFR		
	발령 1회	발령 2회	발령 3회 이상
1단계	0.5	0.3	0.2
3단계	1.0	0.5	0.5

ESS_FLF_i : 계통주파수 수준별 계수로, 아래 표에 따라 차등 적용

FLF		적용 기준
1단계	3단계	
1.0		계통주파수 ≤ 단계 기준주파수
0.1	0.2	단계 기준주파수 < 계통주파수 ≤ 단계 기준주파수 + 0.03Hz
0		기준주파수 + 0.03Hz < 계통주파수

ESS_VTF_t : 유효 전력거래시간 계수 (신재생ESS 부하감축 자원 전력거래 가능 시간은 1, 아니면 0)

$ESS_FCLR_{i,c,t}$: 주파수 하락에 따른 신재생ESS 부하감축자원을 구성하는 개별 ESS의 거래시간별 충전부하감축량(kWh)

$ESS_FCBL_{i,c,t}$: 주파수 하락에 따른 신재생ESS 부하감축자원의 주파수연계 충전부하감축량을 산출하기 위해 부하감축 자원를 구성하는 개별ESS의 거래시간별 고객기준충전부하. 감축시작 직전 10분 충전전력량에 6을 곱하여 산정(kWh)

$ESS_FME_{i,c,t}$: 신재생ESS 부하감축자원을 구성하는 개별ESS의 거래시간별 충전감축량. 감축시작 직후 10분 충전전력량에 6을 곱하여 산정(kWh)

ESS_FRTR_i : 1시간 기준 대비 신재생ESS 부하감축자원의 최소 감축유지시간 비율

$ESS_IRRT_{i,t}$: 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간별 감축시간 포함비율

ESS_FDRBP_m : 신재생ESS 부하감축자원의 거래월별 기본정산금 단가(원/kW)

ESS_FDRT : 신재생ESS 부하감축자원의 거래월별 감축시간대 (「신재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리운영지침」내 태양광설비와 연계된 ESS설비의 충전허용 시간구간대)

$ESS_FHCF_{i,t}$: 신재생ESS 부하감축자원의 시간대별 용량 단가. 단, 각 적용 계수는 거래월 기준 확정된 값을 활용하되 확정된 값이 없을 경우 직전년도 값을 사용하며 시간대별 TCF 및 PCF는 1을 적용하고, RCF의 지역계수는 1을 적용

신재생ESS 부하감축자원의 거래일 주파수하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량 정산금(ESS_FRP_i)은 다음과 같다.

$$ESS_FRP_i = \sum_t ESS_FRP_{i,t}$$

나. 주파수연계 충전부하감축설비 운전유지비용에 대한 정산

부하감축자원의 전력거래기간 주파수연계 충전수요감축량 정산금 합계가 0일 경우, 신재생ESS 부하감축참여고객별 전력거래기간 평균 충전전력량을 더한 값에 대해 신재생ESS 부하감축 자원 유효 전력거래시간에 대한 연간 기본정산금을 정산 기준시간 단위로 나눈 실적급 단가에 운전유지비용 보상계수를 곱하여 전력거래기간 마지막 거래일 마지막 거래시간대에 정산한다.

$\sum_{t}^{\text{전력거래기간}} \text{ESS_FRP}_{i,t} = 0$ 이면,

$\text{ESS_FMC}_{i,t} = \sum_{c \in i} ESS_AME_{i,c,t} \times (\text{ESS_FDRBP}_y / \text{BTS}_i) \times \text{FRTR}_i \times \text{MCF}_i \times \text{LTF}_{i,t} \times 1{,}000$

여기서,

$\text{ESS_FRP}_{i,t}$: 주파수 하락에 따른 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간별 주파수 연계 충전부하감축량에 대한 정산금액(원)

$\text{ESS_FMC}_{i,t}$: 신재생ESS 부하감축자원의 충전부하감축설비 운전유지비용(원)

$\text{ESS_AME}_{i,c,t}$: 수요반응참여고객의 전력거래기간 거래시간별 평균 충전전력량(MWh)

ESS_FDRBP_y : 신재생ESS 부하감축의 전력거래기간 총 기본정산금 단가(원/kW)

육지·제주권 모두 육지권 기본 정산금 단가를 적용하며 전력거래시간을「신재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리운영지침」 내 태양광설비와 연계된 ESS설비의 충전허용 시간구간으로 한다.

BTS_i : 정산 기준시간 단위(1hr)

FRTR_i : 1시간 기준 대비 주파수DR의 최소 감축유지시간 비율MCFi : 주파수 연계 설비 기준주파수 단계별 운전유지비용 보상계수 (1단계 0.1, 2단계 0.2 적용)

$\text{LTF}_{i,t}$: 주파수DR의 전력거래기간 마지막 거래시간 지수 (마지막 거래일 마지막 거래시간일 경우 1, 아니면 0)

Ⅱ. 판매사업자에 대한 정산

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산

판매사업자가 부담해야 할 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 거래시간별 정산금은 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. <개정 2025.4.9.>

$$\text{SRSS}_t = (\sum_i \text{SLRP}_{i,t} + \sum_i \text{XDRESMP}_{i,t}) \times \frac{\text{PES}_t}{\text{TET}_t}$$

여기서,

$$\text{PES}_t = \text{TET}_t - \sum_k \text{PEC}_{k,t} - \sum_d \text{PEL}_{d,t}$$

$SRSS_t$(Scheduled Reduction Settlement for a Sales Comapny) : 판매사업자의 거래시간에 대한 계획감축량정산금

$SLRP_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금액

$XDRESMP_{i,t}$: SMP결정시 제외된 수요반응자원에 대한 거래시간별 추가 정산금

PES_t(Purchased Energy by Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET_t(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축요청 이행량에 대한 정산

판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. <개정 2025.4.9.>

$$DRSS_t = \sum_i DRP_{i,t} \times \frac{PES_t}{TET_t}$$

여기서,

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

$DRSS_t$(Dispatched Reduction Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 전력수요 의무감축요청이행량정산금

$DRP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금액

PES_t(Purchased Energy by Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET_t(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자의 거래일에 대한 전력수요 의무감축요청이행량 정산금은 다음과 같다.

$DRSS_d = \sum_t DRSS_t$

3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산 [신설 2020.11.01.]

판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$FRSS_t = \sum_i (FRP_{i,t} + FMC_{i,t} + FTP_{i,t}) \times \frac{PES_t}{TET_t}$$ <개정 2023.6.30., 2025.4.9.>

여기서,

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

$FRSS_t$(Frequency-linked Reduction Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금(원)

$FRP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액(원)

$FMC_{i,t}$: 수요반응자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)

$FTP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 수요감축시험에 대한 정산금액(원) [신설 2023.6.30.]

PES_t(Purchased Energy by Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET_t(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자의 거래일에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량 정산금은 다음과 같다.

$FRSS_d = \sum_t FRSS_t$

4. 의무감축용량에 대한 정산 <번호변경 2020.11.01.>

판매사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 월별 정산금은 모든 수요반응자원의 월별 의무감축용량에 대한 고정기본정산금과 차등기본정산금으로 나누

어 정산한다.

$BSS_m = FBSS_m + DBSS_m$

여기서,

BSS_m(Basic Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 의무감축용량에 대한 월별 기본정산금액

$FBSS_m$(Fixed Basic Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 의무감축용량에 대한 월별 고정기본정산금액

$DBSS_m$(Differential Basic Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 의무감축용량에 대한 월별 차등고정정산금액

가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 <개정 2020.7.8., 2025.4.9.>

판매사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 고정기본정산금은 모든 수요반응자원의 월별 고정기본정산금 총액에 전체 발전기의 월별 거래량에서 판매사업자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$FBSS_m = \sum_i \sum_{k=m}^{m} FBP_{i,m,k} \times \frac{PES_m}{TET_m}$$

여기서,

$$PES_m = TET_m - \sum_k PEC_{k,m} - \sum_d PEL_{d,m}$$

$FBSS_m$(Fixed Basic Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 의무감축용량에 대한 월별 고정기본정산금액

$FBP_{i,m,k}$: 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금

PES_m(Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래월에 대한 구매 전력량

TET_m(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래월에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,m}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래월에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,m}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래월에 대한유효구매전력량

나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 <개정 2020.7.8., 2025.4.9.>

판매사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 차등기본정산금은 모든 수요반응자원의 월별 차등기본정산금 총액에 전체 발전기의 월별 거래량에서 판매사업자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 단, 의무감축용량에 대한 차등기본정산금은 2월, 5월, 8월, 11월에만 정산한다.

$$DBSS_m = (\sum_i \sum_{k=\text{전력거래 개시월}}^{m} DBP_{i,m,k} \times PERS_k - \sum_{k=\text{전력거래 개시월}}^{m-1} DBSS_k) \times DBPF_m$$

여기서,

$$PERS_m = \frac{PES_m}{TET_m}$$

$$PES_m = TET_m - \sum_k PEC_{k,m} - \sum_d PEL_{d,m}$$

$DBSS_m$(Differential Basic Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 의무감축용량에 대한 월별 차등고정정산금액

$DBP_{i,m,k}$: 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금

$DBPF_m$: 차등기본정산금 정산월 계수(차등기본정산금 정산월의 경우 1 아니면 0)

$PERS_m$(Purchased Energy Ratio by Sales Company) : 판매사업자의 월별 구매전력량 비율

PES_m(Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래월에 대한 구매 전력량

TET_m(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래월에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,m}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래월에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,m}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래월에 대한유효구매전력량

5. 위약금에 대한 정산 <번호변경 2020.11.01.>

가. 실적위약금에 대한 정산 <개정 2025.4.9.>

판매사업자에게 지급하는 거래시간별 실적위약금은 해당 거래시간에 발생한 전체 실적위약금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$PRS_t = \sum_i PPC_{i,t} \times \frac{PES_t}{TET_t}$$

여기서,

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

PRS_t(Performance Refund for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 실적위약금

$PPC_{i,t}$: 수요반응자원의 발전계획 미 이행에 대한 시간대별 실적위약금

PES_t(Purchased Energy by Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET_t(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자에게 지급되는 거래일에 대한 실적위약금은 다음과 같다.

$PRS_i = \sum_t PRS_t$

나. 기본위약금에 대한 정산 <개정 2020.7.8., 2025.4.9.>

판매사업자에게 지급하는 월별 기본위약금은 해당 월에 발생한 기본위약금 총액에서 전체 발전기의 월별 거래량에서 판매사업자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$BRS_m = FBRS_m + DBRS_m$

$$FBRS_m = \sum_i \sum_{k=m}^{m} (FBPCC_{i,m,k} \times PERS_{m-1} + IFBPC_{i,m,k} \times PERS_m)$$

$$DBRS_m = [\sum_i \sum_{\substack{k=\text{전력거래}\\ \text{개시월}}}^{m} (DBPCC_{i,m,k} \times PERS_{k-1} + IDBPC_{i,m,k} \times PERS_k) - \sum_{\substack{k=\text{전력거래}\\ \text{개시월}}}^{m-1} DBRS_k] \times DBPF_m$$

여기서,

$$PERS_m = \frac{PES_m}{TET_m}$$

$$PES_m = TET_m - \sum_{k,t}^{m} PEC_{k,t} - \sum_{d,t}^{m} PEL_{d,t}$$

BRS_m(Basic Refund for Sales Company) : 판매사업자의 월별 기본위약금

FBRSm(Fixed Basic Refund for Sales Company) : 판매사업자의 월별 고정기본위약금

DBRSm(Differential Basic Refund for Sales Company) : 판매사업자의 월별 차등기본위약금

$IFBPC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금 한도의 기본위약금

$IDBPC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금 한도의 기본위약금

$FBPCC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 전월에서 이월된 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금 한도의 기본위약금

$DBPCC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 전월에서 이월된 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금 한도의 기본위약금

DBPFm : 차등기본정산금 정산월 계수(차등기본정산금 정산월의 경우 1 아니면 0)

PERSm(Purchased Energy Ratio by Sales Company) : 판매사업자의 월별 구매전력량 비율

PES_m(Purchased Energy by Sales Company) : 판매사업자의 월별 구매 전력량

TET_m(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 월별 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

6. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산

[신설 2023.8.30.] <개정 2024.3.28.>

판매사업자가 부담해야 할 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금은 제주지역의 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금과 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 정산금을 합산하여 산정한다.

$$SISS_t = JSISS_t + LTSISS_t$$

여기서,

$SISS_t$: 판매사업자의 거래시간에 대한 계획증대량 정산금

$JSISS_t$: 판매사업자의 거래시간대별 제주지역의 자발적 수요증대에 따른 계획증대량정산금

$LTSISS_t$: 판매사업자의 거래시간대별 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 정산금

가. 제주 플러스DR

판매사업자가 부담해야 할 제주지역의 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 거래시간별 정산금은 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금 총액으로 한다.

$$JSISS_t = \sum_i JSLIP_{i,t}$$

여기서,

$JSISS_t$: 판매사업자의 거래시간대별 제주지역의 자발적 수요증대에 따른 계획증대량정산금

$JSLIP_{i,t}$: 제주지역의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

나. 육지 플러스DR <개정 2025.10.1.>

판매사업자가 부담해야 할 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금은 육지지역의 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$LSISS_t = \sum_i LSLIP_{i,t} \times \frac{PES_t}{TET_t}$$

여기서,

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

$LSISS_t$: 판매사업자의 거래시간별 육지지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량 정산금

$LSLIP_{i,t}$: 지역별 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

PES_t : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET_t : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t}$: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

7. 실시간 전력수요증대요청에 따른 전력수요증대요청 이행량에 대한 정산 [신설 2023.8.30.]

판매사업자가 부담해야 할 실시간 전력수요증대요청에 따른 전력수요증대요청 이행량에 대한 거래시간별 정산금은 모든 수요반응자원의 거래시간별 실시간 전력수요증대요청에 따른 전력수요증대요청 이행량에 대한 정산금 총액으로 한다.

$$DISS_t = \sum_i DLIP_{i,t}$$

$DISS_t$(Dispatched Load Increase Settlement for a Sales Comapny) : 판매사업자의 거래시간에 대한 전력수요증대요청 이행량 정산금

$DLIP_{i,t}$: 실시간 전력수요증대요청에 따른 거래시간별 수요증대량에 대한 정산

금액

8. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산

[신설 2024.10.29.] <개정 2025.4.9.>

판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 주파수 하락에 따른 주파수연계충전부하감축량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$ESS_FRSS_t = \sum_i (ESS_FRP_{i,t} + ESS_FMC_{i,t}) \times \frac{PES_t}{TET_t}$$

여기서,

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

ESS_FRSSt(Frequency-linked Reduction Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금(원)

$ESS_FRP_{i,t}$: 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간별 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액(원)

$ESS_FMC_{i,t}$: 신재생ESS 부하감축자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)

PES_t(Purchased Energy by Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET_t(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자의 거래일에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량 정산금은 다음과 같다.

$$ESS_FRSS_d = \sum_t ESS_FRSS_t$$

Ⅲ. 구역전기사업자에 대한 정산

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산 <개정 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 거래시간별 정산금은 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요감축 따른 계획감축량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$SRSLS_{d,t} = (\sum_{i} SLRP_{i,t} + \sum_{i} XDRESMP_{i,t}) \times \frac{PEL_{d,t}}{TET_{t}}$$

여기서,
$SRSLS_t$(Scheduled Reduction Settlement for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 거래시간별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금
$SLRP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 발전계획에 따른 계획감축량 정산금
TET_t(Total Energy Traded) : 전체 발전기의 거래시간에 대한 총 전력거래량
$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축요청 이행량에 대한 정산 <개정 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 거래시간별 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$DRSLS_{d,t} = \sum_{i} DRP_{i,t} \times \frac{PEL_{d,t}}{TET_{t}}$$

여기서,
$DRSLS_t$(Dispatched Reduction Settlement for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 전력수요 의무감축요청이행량정산금
$DRP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금액
TET_t(Total Energy Traded) : 전체 발전기의 거래시간에 대한 총 전력거래량
$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

구역전기사업자의 거래일에 대한 전력수요 의무감축요청이행량정산금은 다음과 같다.

$$DRSLS_d = \sum_t DRSLS_{d,t}$$

3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산 [신설 2020.11.01.] <개정 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 거래시간별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$FRSLS_{d,t} = \sum_i (FRP_{i,t} + FMC_{i,t} + FTP_{i,t}) \times \frac{PEL_{d,t}}{TET_t}$$ <개정 2023.6.30., 2025.4.9.>

여기서,

$FRSLS_t$(Frequency-linked Reduction Settlement for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금(원)

$FRP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액(원)

$FMC_{i,t}$: 수요반응자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)

$FTP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 수요감축시험에 대한 정산금액(원) [신설 2023.6.30.]

$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

TET_t(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

구역전기사업자의 거래일에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량 정산금은 다음과 같다.

$$FRSLS_d = \sum_t FRSLS_{d,t}$$

4. 의무감축용량에 대한 정산 <번호변경 2020.11.01.> <개정 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 월별 정산금은 모든 수요반응자원의 월별 의무감축용량에 대한 고정기본정산금과 차등기본정산금으로 나누어 정산한다.

$$BSLS_{d,m} = FBSLS_{d,m} + DBSLS_{d,m}$$

여기서,

$BSLS_{d,m}$(Basic Settlement for a Local Sales Company) : 구역전기사업자의 의무감축용량에 대한 월별 기본정산금액

$FBSLS_{d,m}$(Fixed Basic Settlement for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 의무감축용량에 대한 월별 고정기본정산금액

$DBSLS_{d,m}$(Differential Basic Settlement for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 의무감축용량에 대한 월별 차등고정정산금액

가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 <개정 2020.7.8., 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 고정기본정산금은 모든 수요반응자원의 월별 고정기본정산금 총액에 전체 발전기의 월별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$FBSLS_{d,m} = \sum_{i} \sum_{k=m}^{m} FBP_{i,m,k} \times \frac{PEL_{d,m}}{TET_{m}}$$

여기서,

$FBSLS_{m}$(Fixed Basic Settlement for Local Sales Company) : 판매사업자의 의무감축용량에 대한 월별 고정기본정산금액

$FBP_{i,m,k}$: 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금

TET_{m}(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래월에 대한 총 전력거래량

$PEL_{d,m}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래월에 대한유효구매전력량

나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 <개정 2020.7.8., 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 차등기본정산금은 모든 수요반응자원의 월별 차등기본정산금 총액에 전체 발전기의 월별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 단, 의무감축용량에 대한 차등기본정산금은 2월, 5월, 8월, 11월에만 정산한다.

$$DBSLS_{d,m} = \left(\sum_{i} \sum_{\substack{k=\text{전력거래} \\ \text{개시월}}}^{m} DBP_{i,m,k} \times PERL_{d,k} - \sum_{\substack{k=\text{전력거래} \\ \text{개시월}}}^{m-1} DBSLS_{d,k}\right) \times DBPF_{m}$$

여기서,

$$PERL_{d,m} = \frac{PEL_{d,m}}{TET_{m}}$$

$DBSLS_{d,m}$(Differential Basic Settlement for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 의무감축용량에 대한 월별 차등고정정산금액

$DBP_{i,m,k}$: 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금
$DBPF_m$: 차등기본정산금 정산월 계수(차등기본정산금 정산월의 경우 1 아니면 0)
$PERL_m$(Purchased Energy Ratio by Local Sales Company) : 구역전기사업자의 월별 구매 전력량 비율
TET_m(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래월에 대한 총 전력거래량
$PEL_{d,m}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래월에 대한유효구매전력량

5. 위약금에 대한 정산 <번호변경 2020.11.01.>

가. 실적위약금에 대한 정산 <개정 2025.4.9.>
구역전기사업자에게 지급하는 거래시간별 실적위약금은 해당 거래시간에 발생한 전체 실적위약금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$PRLS_{d,t} = \sum_{i} PPC_{i,t} \times \frac{PEL_{d,t}}{TET_t}$$

여기서,
$PRLS_{d,t}$(Performance Refund for a Local Sales Company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 실적위약금
$PPC_{i,t}$: 수요반응자원의 발전계획 미 이행에 대한 시간대별 실적위약금
TET_t(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량
$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

구역전기사업자에게 지급되는 거래일에 대한 실적위약금은 다음과 같다.

$$PRLS_d = \sum_{t} PRLS_{d,t}$$

나. 기본위약금에 대한 정산 <개정 2020.7.8., 2025.4.9.>
구역사업자에게 지급하는 월별 기본위약금은 해당 월에 발생한 전체 용량위약금 총액에서 전체 발전기의 월별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$BRLS_{d,m} = FBRLS_{d,m} + DBRLS_{d,m}$$

$$FBRLS_{d,m} = \sum_{i} \sum_{k=m}^{m} (FBPCC_{i,m,k} \times PERL_{d,m-1} + IFBPC_{i,m,k} \times PERL_{d,m})$$

$$DBRLS_{d,m} = [\sum_{i} \sum_{k=\text{전력거래 개시월}}^{m} (DBPCC_{i,m,k} \times PERL_{d,k-1}$$

$$+ IDBPC_{i,m,k} \times PERL_{d,k}) - \sum_{k=\text{전력거래 개시월}}^{m-1} DBRLS_{d,k}] \times DBPF_{m}$$

여기서,

$$PERL_{d,m} = \frac{PEL_{d,m}}{TET_{m}}$$

$BRLS_{d,m}$(Basic Refund for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 월별 기본위약금

$FBRLS_{d,m}$(Fixed Basic Refund for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 월별 고정기본위약금

$DBRLS_{d,m}$(Differential Basic Refund for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 월별 차등기본위약금

$IFBPC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금 한도의 기본위약금

$IDBPC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금 한도의 기본위약금

$FBPCC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 전월에서 이월된 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금 한도의 기본위약금

$DBPCC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 전월에서 이월된 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금 한도의 기본위약금

$DBPF_{m}$: 차등기본정산금 정산월 계수(차등기본정산금 정산월의 경우 1 아니면 0)

$PERL_{d,m}$(Purchased Energy Ratio by Local Sales Company) : 구역전기사업자의 월별 구매 전력량 비율

TET_{m}(Total Energy Traded) : 전체 발전기의 월별 총 전력거래량

$PEL_{d,m}$(Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 월별 유효구매전력량

6. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산 <개정 2025.10.1.>

구역전기사업자가 부담해야 할 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금은 육지지역의 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간

별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$LSISLS_{d,t} = \sum_{i} LSLIP_{i} \times \frac{PEL_{d,t}}{TET_{t}}$$

여기서,
$LSISLS_{d,t}$: 구역전기사업자의 거래시간별 육지지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량 정산금
$LSLIP_{i,t}$: 지역별 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액
TET_{t} : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량
$PEL_{d,t}$: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

7. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산

[신설 2024.10.29.] <개정 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 거래시간별 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$ESS_FRSLS_{t} = \sum_{i} (ESS_FRP_{i,t} + ESS_FMC_{i,t}) \times \frac{PEL_{t}}{TET_{t}}$$

ESS_FRSLS_{t}(Frequency-linked Reduction Settlement for Local Sales Company) : 구역전기업자의 거래시간에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금(원)
$ESS_FRP_{i,t}$: 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간별 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액(원)
$ESS_FMC_{i,t}$: 신재생ESS 부하감축자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)
$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량
TET_{t}(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

구역전기사업자의 거래일에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량 정산금은 다음과 같다.

$$\mathrm{ESS_FRSLS_d} = \sum_t ESS_FRSLS_t$$

Ⅳ. 발전사업자의 전력거래에 대한 정산 <개정 2021.4.30., 2022.5.31.>

<삭제 2023.8.30.>

Ⅴ. 직접구매자에 대한 정산 [신설 2025.4.9.]

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 거래시간별 정산금은 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요감축 따른 계획감축량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$SRSC_{k,t} = (\sum_{i} SLRP_{i,t} + \sum_{i} XDRESMP_{i,t}) \times \frac{PEC_{k,t}}{TET_{t}}$$

여기서,

$SRSC_{k,t}$(Scheduled Reduction Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금

$SLRP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 발전계획에 따른 계획감축량 정산금

TET_{t}(Total Energy Traded) : 전체 발전기의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축요청 이행량에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$DRSC_{k,t} = \sum_{i} DRP_{i,t} \times \frac{PEC_{k,t}}{TET_{t}}$$

여기서,

$DRSC_{k,t}$(Dispatched Reduction Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 전력수요 의무감축요청이행량정산금

$DRP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금액

TET_{t}(Total Energy Traded) : 전체 발전기의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

직접구매자의 거래일에 대한 전력수요 의무감축요청이행량정산금은 다음과 같다.

$$DRSC_k = \sum_t DRSC_{k,t}$$

3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$FRSC_{k,t} = \sum_i (FRP_{i,t} + FMC_{i,t} + FTP_{i,t}) \times \frac{PEC_{k,t}}{TET_t}$$

여기서,

$FRSC_{k,t}$(Frequency-linked Reduction Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금(원)

$FRP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액(원)

$FMC_{i,t}$: 수요반응자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)

$FTP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 수요감축시험에 대한 정산금액(원)

TET_t(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

직접구매자의 거래일에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량 정산금은 다음과 같다.

$$FRSC_k = \sum_t FRSC_{k,t}$$

4. 의무감축용량에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 월별 정산금은 모든 수요반응자원의 월별 의무감축용량에 대한 고정기본정산금과 차등기본정산금으로 나누어 정산한다.

$$BSC_{k,m} = FBSC_{k,m} + DBSC_{k,m}$$

여기서,

$BSC_{k,m}$(Basic Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 의무감축용량에 대한 월별 기본정산금액

$FBSC_{k,m}$(Fixed Basic Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 의무감축용량에 대한 월별 고정기본정산금액

$DBSC_{k,m}$(Differential Basic Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 의무감축용량에 대한 월별 차등고정정산금액

가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금

직접구매자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 고정기본정산금은 모든 수요반응자원의 월별 고정기본정산금 총액에 전체 발전기의 월별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$FBSC_{k,m} = \sum_{i} \sum_{k=m}^{m} FBP_{i,m,k} \times \frac{PEC_{k,m}}{TET_{m}}$$

여기서,

$FBSC_{k,m}$(Fixed Basic Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 의무감축용량에 대한 월별 고정기본정산금액

$FBP_{i,m,k}$: 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금

TET_{m}(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래월에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,m}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래월에 대한 유효구매전력량

나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금

직접구매자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 차등기본정산금은 모든 수요반응자원의 월별 차등기본정산금 총액에 전체 발전기의 월별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 단, 의무감축용량에 대한 차등기본정산금은 2월, 5월, 8월, 11월에만 정산한다.

$$DBSC_{k,m} = (\sum_{i} \sum_{n=\text{전력거래개시월}}^{m} DBP_{i,m,n} \times PERC_{k,n} - \sum_{n=\text{전력거래개시월}}^{m-1} DBSC_{k,n}) \times DBPF_{m}$$

여기서,

$$PERC_{k,m} = \frac{PEC_{k,m}}{TET_{m}}$$

$DBSC_{k,m}$(Differential Basic Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 의무감축용량에 대한 월별 차등고정정산금액

$DBP_{i,n,k}$: 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금

$DBPF_{m}$: 차등기본정산금 정산월 계수(차등기본정산금 정산월의 경우 1 아니면 0)

$PERC_{k,n}$(Purchased Energy Ratio by a Consumer) : 직접구매자의 월별 구매

전력량 비율

TET_m(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래월에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,m}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래월에 대한 유효구매전력량

5. 위약금에 대한 정산

가. 실적위약금에 대한 정산

직접구매자에게 지급하는 거래시간별 실적위약금은 해당 거래시간에 발생한 전체 실적위약금 총액에서 전체 발전기의 월별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$PRC_{k,t} = \sum_{i} PPC_{i,t} \times \frac{PEC_{k,t}}{TET_t}$$

여기서,

$PRC_{k,t}$(Performance Refund for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 실적위약금

$PPC_{i,t}$: 수요반응자원의 발전계획 미 이행에 대한 시간대별 실적위약금

TET_t(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

직접구매자에게 지급되는 거래일에 대한 실적위약금은 다음과 같다.

$$PRC_k = \sum_{t} PRC_{k,t}$$

나. 기본위약금에 대한 정산

직접구매자에게 지급하는 월별 기본위약금은 해당 월에 발생한 전체 용량위약금 총액에서 전체 발전기의 월별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$BRC_{k,m} = FBRC_{k,m} + DBRC_{k,m}$$

$$FBRC_{k,m} = \sum_{i} \sum_{n=m}^{m} (FBPCC_{i,m,n} \times PERC_{k,m-1} + IFBPC_{i,m,n} \times PERC_{k,m})$$

$$DBRC_{k,m} = [\sum_{i} \sum_{\substack{n= \text{전력거래} \\ \text{개시월}}}^{m} (DBPCC_{i,m,n} \times PERC_{k,n-1}$$

$$+ IDBPC_{i,m,n} \times PERC_{k,n}) - \sum_{\substack{n= \text{전력거래} \\ \text{개시월}}}^{m-1} DBRC_n] \times DBPF_m$$

여기서,

$$PERC_{k,m} = \frac{PEC_{k,m}}{TET_m}$$

$BRC_{k,m}$(Basic Refund for a Consumer) : 직접구매자의 월별 기본위약금

$FBRC_{k,m}$(Fixed Basic Refund for a Consumer) : 직접구매자의 월별 고정기본위약금

$DBRC_{k,m}$(Differential Basic Refund for a Consumer) : 직접구매자의 월별 차등기본위약금

$IFBPC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금 한도의 기본위약금

$IDBPC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금 한도의 기본위약금

$FBPCC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 전월에서 이월된 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금 한도의 기본위약금

$DBPCC_{i,m,k}$: 수요반응자원의 전월에서 이월된 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금 한도의 기본위약금

$DBPF_m$: 차등기본정산금 정산월 계수(차등기본정산금 정산월의 경우 1 아니면 0)

$PERC_{k,m}$(Purchased Energy Ratio by a Consumer) : 직접구매자의 월별 구매 전력량 비율

TET_m(Total Energy Traded) : 전체 발전기의 월별 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

6. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산 <개정 2025.10.1.>

직접구매자가 부담해야 할 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금은 육지지역의 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$LSISC_{k,t} = \sum_i LSLIP_{i,t} \times \frac{PEC_{k,t}}{TET_t}$$

여기서,

$LSISC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간별 육지지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량 정산금

$LSLIP_{i,t}$: 지역별 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

TET_t : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

7. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별

거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$ESS_FRSC_{k,t} = \sum_{i}(ESS_FRP_{i,t} + ESS_FMC_{i,t}) \times \frac{PEC_{k,t}}{TET_{t}}$$

여기서,

$ESS_FRSC_{k,t}$(Frequency-linked Reduction Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금(원)

$ESS_FRP_{i,t}$: 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간별 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액(원)

$ESS_FMC_{i,t}$: 신재생ESS 부하감축자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)

TET_{t}(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

직접구매자의 거래일에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량 정산금은 다음과 같다.

$$ESS_FRSC_{d} = \sum_{t} ESS_FRSC_{t}$$

Ⅵ. 수요관리사업자의 전력거래에 대한 전력거래차수별 대금지급 기준일정 <번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.>

수요관리사업자의 매월 1일부터 말일까지의 전력거래에 대한 대금지급일은 익익월 마지막 영업일로 하며, 거래차수는 5차로 표기한다. <개정 2018.12.12.>

Ⅶ. 수요반응자원의 성과연동형용량가격계수 <번호변경 2021.1.1., 2025.4.9., 개정 2022.5.31.>

수요반응자원의 성과연동형용량가격계수는 고정성과연동형용량가격계수와 차등성과연동형용량가격계수로 나누어 발전기여도를 고려하여 산정한다. <개정 2021.9.18., 2022.5.31.>

1. 수요반응자원의 고정성과연동형용량가격계수의 산정 <개정 2020.7.8., 2022.5.31.>

수요반응자원의 고정성과연동형용량가격계수는 매년 6월 산정하여 당해 7월부

터 이듬해 6월까지 고정기본정산금 정산에 적용한다. 이때 산정 기준시점 최근 자료를 사용하여 산정하고 수요반응자원의 발전기여도 개별이용률은 0을 적용한다. 정산월 기준 거래월별 고정성과연동형용량가격계수는 거래월에 계산된 값을 사용한다.

2. 수요반응자원의 차등성과연동형용량가격계수의 산정 <개정 2020.7.8., 2022.5.31.>

수요반응자원의 차등성과연동형용량가격계수는 매년 2월, 5월, 8월, 11월 마지막 거래일의 수요반응자원 전력거래대금 초기 정산일까지 산정하고 거래기간 시작월부터 해당 거래 월까지 산정하여 분기별 차등기본정산금 정산에 적용한다. 차등성과연동형용량가격계수 산정 시 수요반응자원의 발전기여도 개별이용률은 거래기간 시작 월부터 해당 월까지의 수요반응자원별 거래실적을 적용하여 산정하고 그 외의 값은 해당 월의 고정성과연동형용량가격계수 산정 시 사용한 자료를 사용한다. 정산월 기준 거래월별 차등성과연동형용량가격계수는 정산월에 계산된 값을 사용한다.

3. 수요반응자원의 발전기여도 <개정 2022.12.22.>

수요반응자원의 발전기여도는 개별이용률을 기준이용률로 나누어 산출하며, 최댓값은 1로 하며 다음 산식에 따라 산정한다. 수요반응자원의 기준이용률은 기준감축시간을 의무감축시간으로 나눈 값을 적용하고 개별이용률은 실적감축시간을 의무감축시간으로 나눈 값을 적용한다. 이때, 수요반응자원의 단위전력량당 운전유지비, 기준용량가격 중 수전전력기본요금단가, 기준용량가격, 연료비단가는 발전기와 동일하게 적용하며 비용평가세부운영규정 제24장 성과연동형용량가격계수 산정기준을 따른다.

$$\text{발전기여도} = Max(\frac{B-x}{B-A}, D) + Min(1, \frac{\text{개별이용률}}{\text{기준이용률}}) \times [1 - Max(\frac{B-x}{B-A}), D)]$$

여기서,A : 송전단 최대수요 × (1+시장기준예비율) <개정 2021.12.28.>

B : 송전단 최대수요 × C%

$$C : \frac{122 - (1+\text{시장기준예비율}) \times 100 \times D}{1-D}$$ <개정 2021.12.28.>

$$D : \frac{\text{당해연도 단위전력량당 운전유지비} + \text{기준용량가격 중 수전전력기본요금단가}}{\text{당해연도 기준용량가격}}$$

x : 연료비단가 기준 누적용량 + 해당 발전기 공급용량의 1/2

가. 수요반응자원의 기준감축시간 <개정 2022.5.31., 2022.12.22.>

수요반응자원의 기준감축시간은 해당 거래기간의 발령가능시간 합에 공휴일을

제외한 직전연도 동·하계 기간의 일수와 6시간을 곱한 값을 연간 시간으로 나누고 30% 출력의 운전을 가정하여 산정한다. 이때 기준감축시간의 산정 결과는 일의 자리에서 반올림한 값으로 적용한다. 단 공휴일과 동·하계 기간은 비용평가세부운영규정 제24장 성과연동형용량가격계수 산정기준과 동일하게 적용한다. 또한 수요반응자원 거래기간의 마지막 거래월 실적을 포함하여 차등성과연동형용량가격계수를 산정하는 경우 재산정 기준감축시간은 최대감축가능시간과 기준감축시간 중 작은 값을 적용한다. 즉,

$$\text{재산정 기준감축시간} = Min(\frac{\text{기준감축시간}}{ADRF_i}, \text{최대감축가능시간})$$

여기서, $ADRF_i$: 추가등록 자원의 보정 계수(초기등록 자원은 1, 추가등록 자원은 2) 단, 추가등록자원의 최대감축가능시간은 추가거래기간 동안의 최대감축가능시간으로만 산정한다.

나. 수요반응자원의 최대감축가능시간 <개정 2021.9.18., 2023.6.30., 2025.2.11., 2026.4.28.>

수요반응자원의 최대감축가능시간은 해당 거래기간의 전력거래중인 표준DR, 중소형DR, 제주DR 수요반응자원의 일별 실시간 전력수요 의무감축요청량, 자발적 수요감축에 따른 감축계획량의 합을 일별 전체 수요반응자원의 의무감축용량 합으로 나누고 이를 모두 합산하여 산정한다. 단, 감축시험 및 감축재시험은 제외한다. 이때 최대감축가능시간의 산정 결과는 소수점 첫째 자리에서 반올림한 값으로 적용한다. 즉,

$$\text{최대감축가능시간} = \sum_{d}^{\text{표준}DR,\ \text{중소형}DR,\ \text{제주}DR} \frac{\sum_{t}^{d}(RSO_{i,t} \times (1 - DRTF_{i,t}) + SSR_{i,t})}{\sum_{d}^{\text{표준}DR,\ \text{중소형}DR,\ \text{제주}DR} ORC_{i,d}}$$

여기서,

$RSO_{i,t}$: 실시간 전력수요 의무감축을 위하여 거래시간별전력수요 의무감축요청량(MWh)

$DRTF_{i,t}$: 거래시간별 감축시험 및 감축재시험 지수 (감축시험 및 감축재시험인 경우는 1 아니면 0) <개정 2023.6.30., 2026.4.28.>

$SSR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$ORC_{i,d}$: 수요반응자원의 거래일별 의무감축용량(MW)

다. 수요반응자원의 실적감축시간 <개정 2020.7.8., 2021.9.18., 2023.6.30.,

2026.4.28.>

수요반응자원의 실적감축시간은 해당 거래기간의 일별 전력거래중인 수요반응자원별 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축요청 감축이행인정량, 자발적 수요감축에 따른 거래일별 감축량의 합산량을 일별 의무감축용량으로 나누고 전체 거래기간에 대해 합산하여 산정한다. 단, 감축시험 및 감축재시험은 제외한다.

$$\text{실적감축시간}_i = \sum_{d}^{\text{거래기간}} \left[\frac{\sum_{t}^{d}((DLR_{i,t} + SLR_{i,t}) \times (1 - DRTF_{i,t}))}{ORC_{i,d}} + \frac{\sum_{t}^{d}((Min(Max(SR_{i,t}, 0), SSR_{i,t}) \times DRTF_{i,t})}{ORC_{i,d}} \right]$$

여기서,

$DLR_{i,t}$: 거래시간별 전력수요 의무감축요청 감축이행인정량(MWh)

$DRTF_{i,t}$: 거래시간별 감축시험 및 감축재시험 지수 (감축시험 및 감축재시험인 경우는 1 아니면 0) <개정 2023.6.30., 2026.4.28.>

$SLR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축인정량(MWh)

$SSR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$SR_{i,t}$: 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량(MWh)

$ORC_{i,d}$: 수요반응자원의 거래일별 의무감축용량(MW)

3. <삭제 2022.5.31.>

[별표 27] [신설 2014.11.3.]

수요반응자원 전력거래시스템 운영 절차

1.0 목적

규칙 제12장의 규정에 의거 전력거래소의 수요반응자원 등록, 등록시험, 입찰, 전력수요 의무감축요청, 전력부하감축(증대)량 평가 및 정산 등 수요반응자원 운영 및 전력거래를 위한 수요반응자원 전력거래시스템(이하 "시스템"이라 한다)의 운영절차를 정함으로써 원활한 수요반응자원 거래시장 운영을 도모하는데 그 목적이 있다. <개정 2021.1.1>

2.0 수요반응자원 전력거래시스템 운영

2.1 시스템의 설치

2.1.1 전력거래소는 수요반응자원 거래시장을 효율적으로 운영·관리하기 위하여 수요반응자원의 운영 및 거래와 관련한 사항을 담당하는 시스템을 설치하고 운영하여야 한다.

2.2 시스템의 기능

2.2.1 시스템은 공정하고 안정적인 수요반응자원 거래시장을 운영하기 위해 다음 각호의 기능을 수행한다.

1. 수요관리사업자, 수요반응자원 및 수요반응참여고객의 등록, 관리
2. 수요반응자원의 입찰
3. 수요반응자원의 등록시험과 감축시험의 시행 및 조치
4. 수요반응자원에 대한 실시간 전력수요 의무감축요청
5. 전력부하감축(증대)량 평가 및 정산 <개정 2021.1.1>
6. 수요반응자원 거래시장 관련 정보공개
7. 실시간 사용전력량 데이터 취득을 위한 연계 및 데이터 관리
8. 정산용 사용전력량 데이터 수집 및 관리

2.3 시스템의 운영

2.3.1 시스템의 가동시간은 1일 24시간 연속 가동을 원칙으로 한다.

2.3.2 전력거래소는 시스템의 운영상 중대한 장애 발생 또는 업무상 시스템 중지가 불가피한 경우 사전에 시스템 정지계획을 수립하여, 회원에게 통지하고 시스템을 일시정지 시킬 수 있다. 단, 사안이 긴급하여 정지계획을 수립할 수 없는 경우에는 사전에 통지 없이 시스템을 정지시킬 수 있다.

2.3.3 전력거래소는 예기치 못한 사고로부터 시스템 정보의 보존 및 손상된 데이터의 신속한 복구를 위해 수시 또는 주기적으로 보조기억 매체에 보존작업을 수행한다.

2.3.4 전력거래소는 안정적인 시스템 운영과 장애 발생의 최소화를 위하여 시스템 및 부대설비의 예방정비를 주기적으로 실시한다.

2.3.5 전력거래소는 실시간 사용전력량 데이터의 취득 상황을 수시로 확인하고 미취득시 시스템의 데이터 연계 상태를 점검한 후 통신회사의 통신통제부서와 판매사업자 및 수요관리사업자의 협조를 통해 시험을 실시하여야 하며, 판매사업자 및 수요관리사업자은 시험에 최대한 협조하여야 한다.

2.4 회원의 준수사항

2.4.1 수요관리사업자는 수요반응자원 전력거래시스템과의 접속을 위한 제반 요구사항의 준수 등을 위한 전력거래소 직원의 요청에 협조하여야 한다.

2.4.2 통신규약 : OpenADR

2.4.3 회원은 전력거래의 비밀 보호를 위해 전력거래소가 회원에게 부여한 접속계정(또는 인증번호)을 관리하는 사내 접속계정관리자를 선임하고 이를 전력거래소 보안관리자에게 통지하여야 한다. 접속계정관리자 변경의 경우에도 동일하다.

2.4.4 회원의 접속계정관리자는 매 1개월 단위로 회원 사내 접속자의 비밀번호가 변경되도록 하여야 한다.

2.4.5 수요관리사업자 회원이 전용데이터회선을 이용하여 입찰 및 사용전력량 데이터 연계 시 발생하는 데이터통신요금은 회원이 지불하여야 한다.

[별표 28] [신설 2014.11.3.]

고객기준부하 산정 기준

1.0 고객기준부하 산정방식 <개정 2019.12.31.> <개정 2021.4.30., 2025.2.11., 2025.10.1.>

1.1 Max(4/5)은 전력부하를 감축한 일(이하 “감축일”이라 함)로부터 최근 영업일 5일(참고일) 중 감축일의 거래시간별 사용전력량이 큰 순서대로 나열하여 최대 4일(유사일)을 선택한 후 유사일의 사용전력량을 평균하여 해당 거래시간의 고객기준부하로 산정하는 방식이다. <개정 2018.6.15., 2025.10.1.>

1.2 Mid(6/10)은 감축일로부터 최근 영업일 10일(참고일) 중 감축일의 거래시간별 사용전력량이 큰 순서대로 나열하여 최대 2일과 최소 2일을 제외하고 남은 6일(유사일)을 선택한 후 유사일의 사용전력량을 평균하여 해당 거래시간의 고객기준부하로 산정하는 방식이다. <개정 2018.6.15., 2025.10.1.>

1.3 Mid(4/6)은 감축일 또는 전력부하를 증대한 일(이하 “증대일”이라 함)로부터 최근 영업일 6일(참고일) 중 감축일 또는 증대일의 거래시간별 사용전력량이 큰 순서대로 나열하여 최대 1일과 최소 1일을 제외하고 남은 4일(유사일)을 선택한 후 유사일의 사용전력량을 평균하여 해당 거래시간의 고객기준부하로 산정하는 방식으로, 플러스DR 참여고객의 영업일 전력부하증대량 평가를 위한 고객기준부하 산정과 국민DR 고객기준부하 산정 시 적용할 수 있다. <개정 2021.1.1.> <개정 2021.4.30., 2025.10.1.>

1.4 Mid(8/10)은 감축일로부터 최근 영업일 10일(참고일) 중 감축일의 거래시간별 사용전력량이 큰 순서대로 나열하여 최대 1일과 최소 1일을 제외하고 남은 8일(유사일)을 선택한 후 유사일의 사용전력량을 평균하여 해당 거래시간의 고객기준부하로 산정하는 방식으로, 국민DR 고객기준부하 산정 시 적용할 수 있다. <개정 2025.10.1.>

1.5 Past(10min)은 감축시작시간으로부터 최근 10분(참고시간)의 1분 단위 사용전력량을 합한 후 6을 곱하여 해당 거래시간의 예상 고객기준부하로 산정하는 방식으로, 주파수DR 수요반응참여고객의 고객기준부하 산정 시 적용한다. [신설 2020.11.01.]

1.6 H-Mid(4/6)는 증대일로부터 “관공서의 공휴일에 관한 규정”에서 규정한 최근 휴일 6일(과거 증대일을 제외한 참고일) 중 증대일의 거래시간별 사용전력량이 큰 순서대로 나열하여 최대 1일과 최소 1일을 제외하고 남은 4일(유사일)을 선택한 후 유사일의 사용전력량을 평균하여 해당 거래시간

의 고객기준부하로 산정하는 방식으로, 플러스DR 참여고객의 공휴일, 토요일 전력부하증대량 평가를 위한 고객기준부하 산정 시 적용할 수 있다. [신설 2021.4.30.] <개정 2025.2.11., 2026.5.20.>

1.7 H-Max(4/5)은 감축일로부터 최근 휴일 5일(참고일) 중 감축일의 거래시간별 사용전력량이 큰 순서대로 나열하여 최대 4일(유사일)을 선택한 후 유사일의 사용전력량을 평균하여 해당 거래시간의 고객기준부하로 산정하는 방식이다. [신설 2025.2.11.]

1.8 H-Mid(6/10)은 감축일로부터 최근 휴일 10일(참고일) 중 감축일의 거래시간별 사용전력량이 큰 순서대로 나열하여 최대 2일과 최소 2일을 제외하고 남은 6일(유사일)을 선택한 후 유사일의 사용전력량을 평균하여 해당 거래시간의 고객기준부하로 산정하는 방식이다. [신설 2025.2.11.]

2.0 고객기준부하 산정을 위한 옵션

2.1 비정상근무일 옵션

2.1.1 목적

표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR의 실시간 전력수요 의무감축요청에 의한 감축량 산정 시, 생산설비 고장, 창립기념일 및 일시적인 생산조정 등 수요반응참여고객의 평상시 전기소비형태와 매우 다른 날이 참고일에 포함되어 고객기준부하 산정의 왜곡이 발생하는 것을 방지하기 위함이다. <개정 2022.5.31., 2025.2.11.>

2.1.2 적용방식

2.1.2.1 최대참고일(10일 또는 20일)의 해당 전력수요 의무감축요청 감축시간대에 대한 평균 사용전력량을 산출한다. <개정 2018.6.15>

2.1.2.2 2.1.2.1에서 산출한 평균 사용전력량보다 75% 미만인 날을 비정상근무일로 인정하여 참고일산정에서 우선 제외한다.

2.1.2.3 전기요금 종별이 산업용인 수요반응참여고객에 한하여 비정상근무일을 우선 제외한 후 재산정한 최대참고일의 감축시간대에 대한 평균 사용전력량에 비해 75% 미만인 날과 125% 초과인 날을 일시적인 생산 조정일로 인정하여 추가적으로 참고일에서 제외한다. <개정 2020.7.8.>

2.2 감축일의 전기소비형태 반영 옵션(이하 “SAA(Symmetric Additive Adjustment)”)

2.2.1 목적

표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR의 실시간 전력수요 의무감축요청에 의한 감축량 산정 시, 유사일과 감축일의 기온오차 등에 따른 전기소비형태 변화를 고객기준부하 산정에 반영하여 고객기준부하가 감축일의 수요반응참여고객의 전기소비형태를 정확하게 예측

하기 위함이다. <개정 2022.5.31., 2025.2.11.>

2.2.2 적용방식 <개정 2019.12.31>

감축일의 감축시작시간으로부터 1시간 전에서 4시간 전까지의 3시간 동안의 평균 사용전력량에서 감축시작시간 유사일의 동일 시간대 평균 사용전력량으로 차감한 값을 고객기준부하 산정방식에서 산정한 거래시간별 고객기준부하 값에 합하여 최종적인 고객기준부하를 산출한다. 단, 감축시간이 거래시간대에 1시간 미만으로 포함될 경우, 유사일의 동일시간대의 사용전력량에 보정계수를 곱한 값을 적용하여 산정한다. <개정 2018.6.15>

거래시간별 감축시간에 대한 보정계수 = 거래시간대별 부하감축 지시 시간(분 단위로 60, 45, 30, 15 중 하나의 수) / 60

3.0 고객기준부하 산정을 위한 세부기준

3.1 제12.2.3조에 따른 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR의 수요반응참여고객 등록신청 시 수요관리사업자는 수요반응참여고객의 평상시 전기소비형태를 분석하여 감축일의 전기소비형태를 정확하게 예측할 수 있는 고객기준부하 산정방식과 SAA옵션을 선택하여 수요반응참여고객을 등록하여야 한다. <개정 2022.5.31., 2025.2.11.>

3.1.1 <개정 2015.3.17., 삭제 2019.11.07>

3.1 <삭제 2018.6.15.>

3.2 실시간 전력수요 의무감축요청에 의한 전력부하감축량 및 실시간 전력수요증대요청에 의한 전력수요증대량 산정 시 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청(등록시험 및 감축시험, 감축재시험, 감축신뢰성시험 포함)에 따른 감축일, 자발적 수요감축에 따른 감축일, 주파수 하락에 따른 감축일, 자발적 수요증대, 실시간 전력수요증대요청에 따른 증대일은 최대참고일에 포함하지 아니한다. <개정 2015.3.17., 2019.12.31., 2020.11.1., 2021.1.1., 2022.5.31., 2024.8.1.>

3.2.1 Max(4/5)방식에서 참고일은 이전 감축일을 제외하고 최대 영업일 10일전, H-Max(4/5)방식은 최대 휴일 10일전, Mid(6/10)방식은 최대 영업일 20일전, H-Mid(6/10)방식은 최대 휴일 20일전까지 적용한다. Mid방식의 경우 참고일 개수가 부족하고(Null data포함 등) 제외가능한 최대일과 최소일 개수가 다르면 최소일을 우선 제외한다. <개정 2018.12.12., 번호변경 및 개정 2019.11.07., 2024.3.28., 2025.2.11., 2025.10.1.>

3.2.2 비정상근무일 및 일시적인 생산 조정일이 제외되어 참고일 수가 부족할 경우 가장 최근에 제외된 일시적인 생산 조정일을 우선적으로 참고일에 포함한다. 그럼에도 불구하고 참고일 수가 부족할 경우 가장 최근에 제외된 비정상근무일을 참고일에 포함한다. <번호변경 2019.11.07.>

3.2.3 3.2.2의 경우 비정상근무일 옵션을 재시행하지 아니한다. <번호변경 및 개정 2019.11.07.>

3.2.4 전력거래소 전력수요 의무감축요청의 감축시작시간 및 감축종료시간이 거래시간대에 1시간 미만으로 포함될 경우, 15분단위의 실제 감축시간을 기준으로 고객기준부하 산정방식 및 옵션을 적용한다. <개정 2017.12.29.>

3.2.5 전력거래소의 전력수요 의무감축요청이 1일 2회 이상 발령된 경우에는 각 전력수요 의무감축요청에 대한 고객기준부하를 별도로 산정하고, 첫 전력수요 의무감축요청에서 산정한 SAA 옵션을 동일하게 적용한다. <개정 2018.6.15.>

3.2.6 전력거래소 실시간 전력수요 증대요청의 증대시작시간 및 증대종료시간이 거래시간대에 1시간 미만으로 포함될 경우, 15분단위의 실제 증대시간을 기준으로 고객기준부하 산정방식을 적용한다. [신설 2022.12.27.]

3.3 자발적 수요감축(증대)에 따른 전력부하감축(증대)량 산정 시 참고일에서 입찰일을 우선 제외한다. 단, 예약입찰의 경우 예약입찰일과 거래일 사이 일자도 참고일에서 우선 제외한다. <개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2024.8.1.>

3.4 정산용 전력량계 고장 등에 따른 사용전력량 데이터 누락에 대한 조치 <번호변경 2019.11.07., 2020.7.8.>

3.4.1 규칙 제12.5.1.2조에 따라 수요관리사업자가 설치한 사용전력량 감시기기의 데이터를 적용할 수 있다. <개정 2018.6.15., 번호변경 2019.11.07.>

3.4.2 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 제주DR/H-제주DR, 플러스DR의 고객기준부하 산정을 위한 거래시간의 사용전력량 데이터 누락이 발생한 날은 참고일에서 제외한다. <개정 2019.12.31., 2020.7.8., 2022.5.31., 2025.2.11.>

3.4.3 <번호변경 2019.11.07.> <삭제 2020.7.8.>

3.4.4 사용전력량 데이터 누락으로 SAA를 적용하지 못하는 경우에는 SAA를 적용하지 아니하고 고객기준부하를 산정한다. <번호변경 2019.11.07.>

3.4.5 사용전력량 데이터 누락으로 참고일이 제외되어 유사일이 부족한 경우, 남은 참고일의 사용전력량을 평균하여 거래시간별 고객기준부하로 산정한다. [신설 2019.11.07.] <삭제 2020.7.8.>

3.4.6 국민DR 및 EV충전자원의 고객기준부하 산정을 위한 참고일에서 개별 수요반응참여고객의 사용전력량 데이터 누락이 발생한 경우에는 해당 사용전력량 데이터를 “0”으로 적용한다. [신설 2020.7.8.] <개정 2025.12.8.>

3.4.7 주파수DR 수요반응참여고객의 고객기준부하 산정을 위한 참고시간(1분단위)의 사용전력량 데이터 누락이 발생한 시간은 참고시간에서 제외한다. [신설 2020.11.01.]

3.4.8 참고일 중 거래시간별 사용전력량이 동일한 일자가 존재할 경우, 감축일 또

는 증대일에 가까운 순으로 유사일에 포함한다. [신설 2025.10.1.]

3.4.9 EV충전자원의 경우 고객기준부하 산정시 자원 내 수요반응참여고객의 고객기준부하 산정방식과 동일하게 산정하며 비정상근무일 옵션은 제외한다. [신설 2025.12.8.]

[별표 29] [신설 2014.11.3.]

수요반응참여고객의 전기소비형태 검증 기준

1.0 목적

수요반응자원의 전력부하감축거래량 평가의 정확성 제고 및 수요반응자원의 전력부하감축에 대한 실효성을 검증하기 위하여 전기소비형태가 해당 기준에 적합한 전기소비자만을 수요반응참여고객으로 등록하기 위함이다.

2.0 용어의 정의

2.1 RRMSE(Relative Root Mean Squared Error) : 검증기간의 시간별 고객기준부하와 실제 사용전력량의 평균 오차와 검증기간의 평균 사용전력량의 비율로 전기소비자의 전기소비형태를 검증하는 통계방식임

3.0 RRMSE 산식

$$\sqrt{\frac{\sum_{d\in D,t\in T}\left(CBL_{d,t}-Load_{d,t}\right)^2}{D(n)\times T(n)}} \div \frac{\sum_{d\in D,t\in T} Load_{d,t}}{D(n)\times T(n)}$$

D : 검증대상일

D(n) : 검증대상일 개수

T : 검증대상 시간대

T(n) : 검증대상 시간대 개수

$CBL_{d,t}$: d일 t시의 고객기준부하

$Load_{d,t}$: d일 t시의 소비전력량

3.1 검증대상일의 검증시작일은 수요반응참여고객의 등록일의 10일 전이고, 검증종료일은 검증시작일의 영업일 45일 전이다. 최대검증대상일의 검증시작일은 검증대상일과 동일하고, 검증종료일은 검증시작일의 영업일 75일 전이다. <개정 2016.12.30., 2024.8.1.>

3.1.1 3.1에도 불구하고 2014년 초기 전력거래기간에 대한 수요반응참여고객 등록 시 2014년 하계 비상수급조절제도 참여 등을 고려하여 검증대상일을 10월 31일부터 이전 평일 45일을 적용할 수 있다.

3.2 검증대상 시간대는 9시부터 20시까지(09:00~20:00)이다.

3.3 수요관리사업자는 등록하고자 하는 수요반응참여고객에 대한 고객기준부하 산정방식을 선택하여야 하며, 등록일 기준 10일전에서부터 영업일 90일의 9시부터 20시까지 사용전력량 데이터를 전력거래소에 제공하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2018.6.15., 2019.12.27., 2025.10.1.>

3.4 수요관리사업자는 검증대상일 중 비정상근무일 등 수요반응참여고객의 평

상시 전기소비형태와 다른 날을 최대 5일까지 선택하여 제외할 수 있다.

3.5 검증대상일에 실시간 전력수요 의무감축요청(감축시험, 감축재시험, 감축신뢰성시험 포함)에 따른 감축일, 자발적 수요감축에 따른 감축일, 자발적 수요증대에 따른 증대일이 포함될 경우 해당일은 검증대상일에서 제외하며, 제외일수 만큼 검증대상일의 과거로 거슬러 가며, 최대검증대상일 한도 내에서 등록일로부터 최근 일을 검증대상일에 추가한다. 제외일수가 많아 최대검증대상일 한도 내의 검증대상일이 45일이 안 될 경우 제외된 날 중 등록일로부터 최근일을 검증일에 포함시킨다. [신설 2016.12.30.] <개정 2019.12.31., 2024.8.1.>

3.6 전력거래소는 고객기준부하 산정을 위한 옵션은 적용하지 아니한다. <번호변경 2016.12.30.>

3.7 검증대상일의 계량데이터가 누락되었을 경우 누락된 시간의 사용전력량을 “0”으로 하여 전기소비형태를 검증한다. [신설 2019.12.13.]

4.0 절차

4.1 전력거래소는 신규 등록 및 수요관리사업자를 변경하고자 하는 수요반응참여고객에 대해서 전기소비형태를 검증하여야 한다.

4.2 전력거래소는 수요반응 참여고객별로 마지막 검증년도부터 매 2년 마다 초기등록기간에 전기소비형태를 검증하여야 한다. [신설 2016.12.30.]

4.3 수요관리사업자는 수요반응참여고객 등록 신청 시 수요반응참여고객별 사용전력량 데이터를 전력거래소가 정한 서식 형식에 따라 파일을 작성하여 수요반응 전력거래시스템에 해당 파일을 제출해야한다. <번호변경 2016.12.30.>

4.4 전력거래소는 수요관리사업자가 제출한 파일을 활용하여 전기소비형태를 검증하고 그 결과를 수요관리사업자에게 통지한다. <번호변경 2016.12.30.>

5.0 전기소비형태 검증 기준

5.1 전력거래소는 전기소비형태 검증 결과가 30% 이하인 전기소비자를 수요반응참여고객으로 등록한다.

5.2 전기소비형태 검증 계산 시 소수점 셋째자리에서 반올림한 값을 사용한다. [신설 2019.12.13.]

[별표 30] [신설 2014.12.31.]

정부승인차액계약 처리 절차

1.0 목적

규칙 제13장(정부승인차액계약)의 규정에 의한 정부승인차액계약(이하 "차액계약")의 관리, 차액계약 관련자료 검토, 차액계약 인가신청서의 적정성 검토 및 차액정산 등에 관한 사항을 규정함으로써 차액계약에 의한 전력거래가 공정하고 효율적으로 이루어지도록 하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 본 절차는 차액계약의 운영에 관련한 제반 업무에 적용한다.

3.0 책임

3.1 전력거래소는 차액계약에 의한 전력거래가 공정하고 투명하게 수행되도록 하여야 한다.

3.2 차액계약 대상 발전사업자는 전기사업법 시행령(이하 "시행령"이라 한다)에 따라 관련 자료를 제출하여야 한다.

3.3 전력거래소는 차액계약 대상 발전사업자에게 관련자료 제출을 요청할 수 있으며 발전사업자는 이에 따라야 한다.

4.0 참고자료

4.1 전기사업법(이하 "법"이라 한다) 및 시행령

4.2 정부승인차액계약운영에 관한 고시(이하 "차액계약고시"라 한다)

4.3 정부승인차액계약 세부운영규정(이하 "차액계약규정"이라 한다)

5.0 용어의 정의

이 절차에서 사용하는 용어는 규칙 제1.1.2조에서 정한 내용을 따르며 그 외의 사항은 다음과 같다.

5.1 차액계약(VC; Vesting Contract)

법 제34조제2항에 따라 전력수급의 안정 및 전기사용자의 보호를 위해 해당 발전사업자와 전력구매자간에 체결되는 계약을 말한다.

5.2 계약전력량(VCQ; Vesting Contract Quantity)

차액계약의 기준가격 산정을 위한 전력량으로서 시간별계약전력량(HVCQ; Hourly Vesting Contract Quantity)과 연간예상전력량(YVCQ; Yearly Vesting Contract Quantity)으로 구분된다.

5.3 기준가격(SP; Strike Price)

시장가격과의 차액을 정하도록 차액계약으로 정한 정산가격을 말하며, 기준가격은 고정비 기준가격(ISP; Investment Strike Price)과 연료비 기준가격(FSP; Fuel Strike Price)의 합으로 구성된다.

5.4 차액정산금(VCP; Vesting Contract Payment)

차액계약 조건에 의해 거래한 결과 계약당사자간에 발생하는 채권 혹은 채무금액을 말한다.

5.5 차액정산(VCS; Vesting Contract Settlement)

전력거래와 차액계약 간의 차액을 보전하는 정산을 말한다.

6.0 차액계약 자료 제출, 검토 및 계약체결

6.1 차액계약 체결 전 관련자료 사전 제출

6.1.1 차액계약 대상 사업자는 다음 각 호에 관련된 회계자료를 계약기간 개시 8개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 하며, 상세내용은 차액계약규정에 따른다.

6.1.1.1 자산명세서

1. 사업소별/자산종류별 자산리스트
2. 자산의 취득시기, 감가상각방법, 취득가액, 잔존가액, 내용연수, 감가상각비, 감가상각누계액
3. 재평가 시기, 재평가차액, 재평가차액에 대한 감가상각비, 재평가차액에 대한 감가상각누계액
4. 기타 차액계약 체결에 필요한 자료

6.1.1.2 운전유지비 산출을 위한 원가자료

1. 사업소별 손익계산서
2. 발전기별 원가명세서
3. 전기사업법 및 타 법령에 의해 부담하는 비용
4. 기타 차액계약 체결에 필요한 자료

6.1.2 차액계약 대상 발전기를 보유한 발전사업자는 다음 각 호에 관련된 발전기 운영자료를 매년 4월 말일까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

1. 차액계약 대상 기간의 발전기별 계획예방정비정지일정 최신자료 및 근거서류
2. 발전기별 발전량 실적 자료
3. 기타 차액계약 체결에 필요한 자료

6.1.3 차액계약 대상 사업자가 6.1.1에 의하여 제출하는 자료는 외부 전문기관의 검증 후 관련 증빙 회계자료를 첨부하여야 하며 세부 내용은 차액계약규정에 따른다.

6.2 차액계약 체결 전 제출 자료의 검토

6.2.1 전력거래소는 6.1.1 규정에 의거 제출된 차액계약 관련 자료의 적정성을 사전에 검토, 해당 발전사업자와 협의하여 차액계약 체결을 위한 기본 회계자료를 확정하여야 한다.

6.2.2 전력거래소의 검토결과 제출 자료의 수정 및 보완이 필요한 경우, 차액계약 대상 사업자는 요청일로부터 2주일이내에 제출 자료를 수정 및 보완하여야 한다.

6.2.3 전력거래소는 회계자료의 전체 또는 일부의 적정성 검토를 위하여 외부전문기관에 의뢰를 요청할 수 있다.

6.2.4 전력거래소는 해당 회계자료의 적정성 검토가 완료된 후 기후에너지환경부장관에 보고한다. <개정 2026.1.28.>

6.3 차액계약 인가(변경) 검토

6.3.1 전력거래소는 해당 발전사업자와 전력구매자간 시행령 제20조의 4항에 규정된 기한 내에 차액계약 인가신청을 위하여 해당 사업자와 사전 협의·중재하며 차액계약 적용(안)을 제시할 수 있다.

6.3.2 차액계약 대상 발전사업자와 전력구매자는 기후에너지환경부장관에게 인가 신청시 제출한 관련 자료 사본을 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 기준가격 산정 등 차액계약 세부내용의 적정성을 검토한다. <개정 2026.1.28.>

6.3.3 전력거래소는 계약체결의 수정 및 보완이 필요한 경우 수정사항을 포함한 검토결과를 기후에너지환경부장관에게 보고한다. <개정 2026.1.28.>

6.3.4 차액계약 대상 발전사업자와 전력구매자는 차액계약 인가 완료 후 차액정산이 가능하도록 관련 서류의 사본을 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.3.5 전력거래소는 차액계약 대상 발전사업자와 전력구매자간의 차액계약서의 변경 신청이 있는 경우 6.3.2 및 6.3.4 규정에 따라 처리한다.

6.4 계약체결 신청지연시 업무처리

6.4.1 전기사업법 시행령 제20조의4에 따라 지정된 기한까지 차액계약 인가신청이 지연되는 경우 전력거래소는 해당 발전사업자 및 전력구매자와 협의조정을 할 수 있다.

7.0 차액계약 기준가격 산정

7.1 차액계약 기준가격은 고정비 기준가격과 연료비 기준가격의 합으로 구성된다.

단, 발전원의 특성을 고려하여 별도의 항목으로 구성할 수 있다.

7.1.1 고정비 기준가격

7.1.1.1 발전기별 고정비 기준가격은 계약기간 총 필요수입금액을 연간예상전력량

으로 나누어 산정하며, 계약기간 총 필요수입금액은 투자비에 대한 감가상각비, 운전유지비, 법인세비용, 투자보수 등으로 구성된다.

7.1.1.2 고정비 기준가격은 계약기간 내 시간별 동일한 값으로 산정하되 필요시 시간별로 달리 산정할 수 있다.

7.1.1.3 고정비 기준가격은 발전기별 산정을 원칙으로 하되, 필요시 발전소별 혹은 발전사업자별로 산정할 수 있다.

7.1.1.4 고정비 기준가격 산정을 위한 세부기준은 차액계약규정에 따른다.

7.1.2 연료비 기준가격

7.1.2.1 발전기별 연료비 기준가격은 월별 비용평가위원회에서 의결되는 발전기별 연료소비 특성 및 열량단가와 필요시 기타 비용요소를 반영하여 산정하는 것을 원칙으로 한다.

7.1.2.2 연료비 기준가격 산정을 위한 세부기준은 차액계약규정에 따른다.

7.2 계약전력량

7.2.1 시간별계약전력량은 시간별 차액정산금 산정시 적용되는 기준량으로 계약기간 이전 실적자료와 고장정지율 및 중간예방정비정지율, 전력예비율 전망, 송전제약 등을 고려하여 산정하는 것을 원칙으로 한다.

7.2.2 시간별계약전력량은 계약기간동안 동일한 값을 적용하는 것을 원칙으로 하되 필요시 시간별로 달리 적용할 수 있다.

7.2.3 연간예상전력량은 고정비 기준가격 산정을 위한 예상 기준량으로서 시간별계약전력량에 계약기간 내 계획예방정비정지시간 등을 고려하여 산정한다.

7.2.4 강수량 영향, 연료수급 영향, 열제약 등으로 발전출력 변동이 있는 발전기에 대해서는 시간별계약전력량 및 연간예상전력량을 별도 적용할 수 있다.

7.2.5 계약전력량 산정을 위한 세부기준은 차액계약규정에 따른다.

7.3 고장정지율(시간) 및 예방정지율(시간)

7.3.1 고장정지율(시간) 및 중간예방정비정지율(시간)은 전력거래소에서 매년 발표하는 “고장정지통계기준”을 기초로 하여 계약기간 이전의 고장정지율(시간) 및 중간예방정비정지율(시간) 등을 감안하여 산정한다.

7.3.2 계획예방정비정지계획은 발전사업자가 제출하고 전력거래소에 의해 확정된 계획기간을 반영한다.

7.3.3 수력, 부생가스 등 시간별계약전력량을 적용하지 않는 발전기에 대해서는 7.3.1 및 7.3.2 규정을 적용하지 아니할 수 있다.

7.3.4 고장정지율(시간) 및 예방정지율(시간)산정을 위한 세부기준은 차액계약규정에 따른다.

8.0 발전원별 기준가격 산정

8.1 부생가스발전기 기준가격 산정

8.1.1 부생가스발전기의 기준가격은 계통한계가격과 자가발전대체가격으로 한다. <개정 2017.12.29.>

8.1.2 계통한계가격은 제2.4.2조(한계가격의 결정)의 전력시장가격이며, 자가발전대체가격은 부생가스공급원의 자가용전기설비 대체가격으로서, 고정비기준가격, 변동비기준가격과 기타비용기준가격의 합으로 산정하며, 세부사항은 차액계약규정에 따른다. <개정 2017.12.29.>

8.2 수력발전기 기준가격 산정

8.2.1 수력발전기 기준가격은 7.0 규정 적용을 원칙으로 산정한다.

8.2.2 수력발전기 연료비 기준가격은 별도로 산정하지 않는다.

8.2.3 수력발전기의 시간별계약전력량, 고장정지율(시간) 및 예방정비정지율(시간)은 적용하지 않는다.

8.2.4 수력발전기 기준가격 산정을 위한 세부사항은 차액계약규정에 따른다.

8.3 석탄발전기 기준가격 산정

석탄발전기 기준가격은 7.0 규정 적용을 원칙으로 산정하되, 세부사항은 차액계약규정에 따른다.

8.4 원자력발전기 기준가격 산정

원자력발전기 기준가격은 7.0 규정 적용을 원칙으로 산정하되, 세부사항은 차액계약규정에 따른다.

9.0 차액계약 차액정산

9.1 차액계약의 정산

9.1.1 발전사업자의 최종정산금은 전력시장 정산금에 차액정산금을 반영하여 산정한다.

9.2 발전사업자에 대한 차액정산

9.2.1 차액정산금의 산정 원칙

9.2.1.1 전력거래소는 발전기별 시간별 계약전력량, 기준가격 등을 고려하여 다음과 같은 산식에 의해 시간별 차액정산금을 산정하여야 한다.

차액정산금($VCP_{i,t}$)= 차액금액 + 위약금 + 기타정산금

9.2.1.1.1 차액금액은 시장가격, 기준가격, 계약전력량, 발전량 등을 고려하여 산정한다.

9.2.1.1.2 위약금은 발전기별 시장가격, 기준가격 및 부족전력량(계약전력량에서 발전량을 차감한 값)을 고려하여 산정한다.

9.2.1.1.3 기타정산금은 거래시간별 기대이익정산금(MAP), 거래시간별 용량정산금(TPCP) 등을 반영한다. <개정 2021.12.28.>

9.2.1.2 시간별 계약전력량을 적용하지 않는 발전기는 9.2.1.1.2의 위약금을 부과하

지 않는다.

9.2.1.3 시간별 계약전력량을 산정하지 않는 발전기에 대해서는 일별 기간으로 차액정산금을 산정할 수 있다.

9.2.1.4 차액정산금 산정을 위한 세부기준은 차액계약규정에 따른다.

9.3 발전원별 차액정산기준

9.3.1 부생가스발전기는 거래시간별 차액금액을 산정하되 거래시간별 발전량 실적을 기준으로 산정할 수 있다.

9.3.2 수력발전기는 9.2.1.1에도 불구하고, 거래일별 발전량 실적을 기준으로 차액정산금을 산정할 수 있다.

9.3.3 발전원별 차액정산을 위한 세부기준은 차액계약규정에 따른다.

9.4 전력구매자의 차액정산

9.4.1 전력구매자의 최종정산금은 전력시장 정산금의 총액에서 차액정산금의 총액을 차감하여 산정한다.

9.4.2 직접구매자에 대한 차액정산

차액계약이 있는 직접구매자의 차액정산금은 거래시간별 직접구매자 부담 정산금 중에서 차액계약 대상 발전기의 전력거래량 비율을 적용한 금액을 의미한다. 즉, <개정 2026.10.30.>

$$TVCP_{k,t} = VCPESC_{k,t} + VCPCSC_{k,t} + VCPUSC_{k,t}$$

여기서,

$VCPESC_{k,t}$(Vesting Contract Payment among the Energy Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 전력량 정산금 중 차액계약 대상 발전기(v)의 전력거래량 비율을 고려한 차액정산금 (원)

$$VCPESC_{k,t} = ESC_{k,t} \times \sum_{v} VCGTR_{v,t} - \sum_{v} TFC_{v,t} \times (PEC_{k,t} \div TET_t)$$

$ESC_{k,t}$: 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 전력량 정산금 (원)

$VCGTR_{v,t}$(Vesting Contract Generator Trading Ratio) : 차액계약 체결 발전기(v)의 거래시간별 전력거래량 비율 (%)

$VCGTR_{v,t} = AMGO_{v,t} \div TET_t$

$TFC_{v,t}$(Total Fuel Cost) : 시간대별 차액계약 대상 발전기(v)의 연료비용 (원)

$TFC_{v,t} = QPC_v \times AMGO_{v,t}^2 + LPC_v \times AMGO_{v,t} + NLPC_v \times GF_{v,t}$

$GF_{v,t}$: 실발전 판정 Flag

$PEC_{k,t} = Max\{(MEC_{k,t} - ASRS_{k,t}), 0\} \times TLF_{k,t} \times (1 + DLFC) \times (1 + LLFC_k)$

$MEC_{k,t}$(Measured Energy for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값

$ASRS_{k,t} = SRS_{k,t} \times (1 - LFRE_k) \times SROF_k$

$ASRS_{k,t}$(Adjusted $SRS_{k,t}$) : 직접전력거래를 통하여 개별 전기사용자에게 공급되는 시간대별 전력량에 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률이 적용된 값

$SRS_{k,t}$(Supplied energy through Renewable energy Supplier) : 직접전력거래를 통하여 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매사업자가 개별 전기사용자에게 공급하는 시간대별 전력량 <개정 2025.4.9.>

$LFRE_k$(Loss Factor for Renewable Energy) : 개별직접구매자의 직접전력거래 전력량에 적용되는 손실계수로, 송·배전용전기설비 이용규정에 따른 손실률

$SROF_k$(Supplied Renewable energy On Flag) : 전기사용자의 직접전력거래계약 여부 표시기로, 직접전력거래를 통하여 공급받는 개별 전기사용자인 경우 1, 그렇지 않으면 0

$TLF_{k,t}$: 거래시간대 직접구매자의 정적손실계수이며, 지리적으로 가장 근접한 중앙급 전발전기의 송전손실계수를 준용한다.

DLFC(Distribution Loss Factor for Consumers) : 직접구매자의 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 배전손실 계수

$LLFC_k$(Locational Loss Factor fora Consumer) : 직접구매자의 실제 계량기의 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 직접구매자의 손실계수

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$VCPCSC_{k,t}$(Vesting Contract Payment among the Capacity Payment for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 용량정산금액 중 차액계약 대상 발전기(v)의 비율을 고려한 차액정산금 (원)

$VCPCSC_{k,t} = CSC_{k,t} \times \sum_{v} VCGTR_{v,t} - PEC_{k,t} \times \sum_{v} (ISP_{v,t} \times VCGTR_{v,t})$

$CSC_{k,t}$: 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 용량정산금액 (원)

$VCGTR_{v,t}$(Vesting Contract Generator Trading Ratio) : 차액계약 체결 발전기(v)의 거래시간별 전력거래량 비율 (%)

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$ISP_{v,t}$: 차액계약 체결 발전기별 시간대별 고정비 기준가격(원/kWh)

$VCPUSC_{k,t} = USC_{k,t} \times \sum_{v} VCGTR_{v,t}$

$VCPUSC_{k,t}$(Vesting Contract Payment of Uplift Settlement for a Consumer) = 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금 중 차액계약 대상 발전기(v)의 비율을 고려한 차액정산금 (원)

$USC_{k,t}$(Uplift Settlement for Consumers) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금(원)

$VCGTR_{v,t}$(Vesting Contract Generator Trading Ratio) : 차액계약 체결 발전기(v)의 거래시간별 전력거래량 비율 (%)

직접구매자의 거래일에 대한 최종 차액정산금은 다음과 같다.

$$TVCP_k = \sum_t TVCP_{k,t}$$

9.4.3 판매사업자에 대한 차액정산 <조번호 변경 및 개정 2024.10.29.>

판매사업자의 차액정산금은 거래시간별 차액정산금의 총액에서 차액계약이 있는 직접구매자의 거래시간에 대한 차액정산금을 차감한 금액에 거래시간별 판매사업자의 구매전력량과 차액계약이 있는 구역전기사업자의 유효구매전력량의 총합 대비 해당 판매사업자의 구매전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉, <개정 2026.10.30.>

$$TVCP_{s,t} = (\sum_i VCP_{i,t} - \sum_k TVCP_{k,t}) \times \frac{PES_{s,t}}{PES_{s,t} + \sum_d UPEL_{d,t}}$$

여기서,

$TVCP_{s,t}$(Total VC Payment for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간별 차액정산금

$VCP_{i,t}$: 발전기의 거래시간별 차액정산금

$TVCP_{k,t}$(Total VC Payment for a Consumer) : 직접구매자의 시간대별 최종 차액정산금 (원)

$PES_{s,t}$(Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

$$PES_{s,t} = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$\sum_d PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량의 총합

$$\sum_d PEL_{d,t} = \sum_d UPEL_{d,t} + \sum_d XPEL_{d,t}$$

$UPEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company Under VC) : 차액계약이 있는 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$UPEL_{d,t} = MEL_{d,t} \times TLF_{d,t} \times (1 + DLFL) \times (1 + LLFL_d)$

$XPEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company eXcept for VC) : 차액계약이 없는 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$XPEL_{d,t} = MEL_{d,t} \times TLF_{d,t} \times (1 + DLFL) \times (1 + LLFL_d)$

$MEL_{d,t}$ (Measured Energy for a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값

$TLF_{d,t}$: 거래시간대 구역전기사업자의 정적손실계수이며, 지리적으로 가장 근접한 중앙급전발전기의 송전손실계수를 준용한다.

DLFL(Distribution Loss Factor for Local sales companies) : 구역전기사업자의 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 배전손실계수

$LLFL_d$(Locational Loss Factor for a Local sales company) : 구역전기사업자의 실제 계량기의설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 손실계수

판매사업자의 거래일에 대한 최종 차액정산금은 다음과 같다.

$$TVCP_s = \sum_t TVCP_{s,t}$$

9.4.4 구역전기사업자에 대한 차액정산 <조번호 변경 및 개정 2024.10.29.>

차액계약이 있는 구역전기사업자의 차액정산금은 거래시간별 차액정산금의 총액에서 차액계약이 있는 직접구매자의 거래시간에 대한 차액정산금을 차감한 금액에 거래시간별 판매사업자의 구매전력량과 차액계약이 있는 구역전기사업자의 유효 구매전력량의 총합 대비 해당 구역전기사업자의 유효 구매전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉, <개정 2026.10.30.>

$$TVCP_{d,t} = (\sum_i VCP_{i,t} - \sum_k TVCP_{k,t}) \times \frac{UPEL_{d,t}}{PES_{s,t} + \sum_d UPEL_{d,t}}$$

여기서,

$TVCP_{d,t}$(Total VC Payment for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 거래시간별 차액정산금 <개정 2026.10.30.>

$VCP_{i,t}$: 발전기의 거래시간별 차액정산금

$TVCP_{k,t}$(Total VC Payment for a Consumer) : 직접구매자의 시간대별 최종 차액정산금 (원)

$PES_{s,t}$(Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

$$PES_{s,t} = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$\sum_{d} PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량의 총합

$$\sum_{d} PEL_{d,t} = \sum_{d} UPEL_{d,t} + \sum_{d} XPEL_{d,t}$$

$UPEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company Under VC) : 차액계약이 있는 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$UPE_{Ld,t} = MEL_{d,t} \times TLF_{d,t} \times (1 + DLFL) \times (1 + LLFL_{d})$

$XPEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company eXcept for VC) : 차액계약이 없는 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$XPEL_{d,t} = MEL_{d,t} \times TLF_{d,t} \times (1 + DLFL) \times (1 + LLFL_{d})$

$MEL_{d,t}$ (Measured Energy for a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값

$TLF_{d,t}$: 거래시간대 구역전기사업자의 정적손실계수이며, 지리적으로 가장 근접한 중앙급전발전기의 송전손실계수를 준용한다.

DLFL(Distribution Loss Factor for Local sales companies) : 구역전기사업자의 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 배전손실계수

$LLFL_{d}$(Locational Loss Factor for a Local sales company) : 구역전기사업자의 실제 계량기의설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 손실계수

구역전기사업자의 거래일에 대한 최종 차액정산금은 다음과 같다.

$$TVCP_{d} = \sum_{t} TVCP_{d,t}$$

10.0 차액계약 분쟁해결

10.1 차액계약의 해석 및 적용과 관련한 차액계약 당사자간의 분쟁해결을 위하여 전력거래소는 다음 각 호의 업무를 수행할 수 있다.

1. 이해 당사자의 의견청취
2. 분쟁 조정(안) 제시
3. 기타 분쟁 해결에 필요한 사항

10.2 차액계약의 해석 및 적용과 관련한 차액계약 당사자간의 분쟁해결은 규칙 제7장 분쟁조정에 따른다.

10.3 차액계약 당사자는 분쟁해결의 결과를 전력거래소에 통보하여야 한다.

[별표 31] [신설 2019.12.13.]

발전기 등 특성시험 관리 지침

1.0 목적

규칙 제5.8.5조 제10항 규정에 의거 발전기 등 특성자료 도출, 검증, 제출에 대한 세부적인 내용 및 그 지침을 규정하여 효율적인 운영을 도모하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 본 지침은 발전기 등 특성자료 도출, 검증, 제출 관련 업무에 관하여 적용한다.

3.0 참고자료

3.1 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준 고시

3.2 발전기 기술특성시험 관리 지침 (2012. 07. 02일 최초 제정)

4.0 용어의 정의

4.1 발전기 등 기술특성시험(이하 “특성시험”이라 함)
전기사업자 등의 발전기 등 특성자료 도출을 위해 4.4의 발전기 등 기술특성 시험기관이 행하는 시험을 말한다.

4.2 특성시험 관리기관(이하 “관리기관” 이라 함)
공정하고 정확한 발전기 등 기술특성시험이 이루어지도록 이를 관리 및 운영하는 기관으로 전력거래소를 말한다.

4.3 특성시험 기술이전기관(이하 “기술이전기관” 이라 함)
특성시험을 수행하고자 하는 기관에 특성시험 기술을 이전하도록 관리기관이 지정한 기관을 말한다.

4.4 특성시험 대상 전기사업자(이하 “대상사업자”라 함)
규칙 제5.8.5조에 따른 특성시험 대상 발전기 등을 보유한 전기사업자 등을 말한다.

4.5 발전기 등 기술특성 시험기관(이하 “시험기관”이라 함)
특성시험을 현장에서 수행하여 자료를 취득·분석하여 도출된 결과 및 모델정수를 제출하는 기관을 말한다.

4.6 계통평가위원회(이하 “위원회”라 함)<개정 2019.12.31., 2021.7.1.>
규칙 제5.10.6조의 규정에 의한 시험기관의 신규지정, 시험기관의 등급조정, 시험기관 자격의 경고 및 취소, 특성시험 결과 검증 등 특성시험 운영 관련 업무를 수행하는 위원회를 말한다.

4.7 전력설비 모델링 및 검증 실무협의회(이하 “협의회”라 함)

특성시험 절차 및 결과의 적정성 평가, 모델선택 및 파라미터의 적정성 검증 등 관리기관이 의뢰한 전력설비 모델링 및 검증업무 관련 자문업무를 수행하는 위원회 산하 실무협의회를 말한다.

4.8 공동 특성시험 (이하 “공동시험”이라 함)
시험기관이 등급상향 혹은 신규지정을 위하여 수행하는 특성시험으로 상위 시험기관의 책임하에 하위 또는 신규 시험기관과 공동으로 수행하는 특성시험 형태를 말한다.

5.0 책임

5.1 대상사업자는 특성시험 시행 주체로서 다음의 업무를 수행한다.
5.1.1 매년 11월 5개년도 시험대상 발전기별 특성시험 계획 수립 및 제출
5.1.2 발전기 등 특성시험 사업계약 체결 및 이행
5.1.3 발전기 등 특성시험 결과의 제출(별지 제82호 ~ 제85호 서식에 따름)
5.1.4 기타 특성시험 업무 수행을 위해 관리기관이 필요하다고 요청한 사항
5.2 관리기관은 발전설비 특성시험 절차가 공정하고 정확하게 처리되도록 다음의 업무를 수행한다.
5.2.1 시험기관 지정 및 인증서 발급
5.2.2 기술이전기관 지정 및 인증서 발급
5.2.3 기술이전기관 및 시험기관 평가
5.2.4 특성시험 시행 계획 및 실시의 관리감독
5.2.5 특성시험 결과의 적정성 검토
5.2.6 현장시험 과정에서 유발된 사고의 조사 및 그 결과의 제출
5.3 시험기관은 대상사업자의 의뢰에 따라 특성시험을 실시하며 다음의 업무를 수행한다.
5.3.1 발전기 등 특성시험 현장실시 및 모델정수 도출
5.3.2 기술이전기관으로 부터 특성시험 기술의 취득
5.3.3 등급별 자격요건에 따른 시험기관 자격의 확보 및 유지
5.3.4 시험기관 사업별 발전기 등 특성시험 시행 세부절차 수립
5.3.5 매 분기별 특성시험 실적 및 계획 제출
5.4 기술이전기관은 발전기 등 특성시험을 수행하고자 하는 기관에 대한 기술이전에 협조하여야 하며 다음의 업무를 수행한다.
5.4.1 특성시험을 수행하고자 하는 기관에 기술이전
5.4.2 특성시험 실시(1등급 시험기관과 동일)
5.4.3 관리기관이 요청한 특성시험 관련 자료의 제출과 자문
5.4.4 기타 특성시험 업무 수행을 위해 관리기관이 필요하다고 요청한 사항
5.5 위원회는 발전설비 특성시험 운영 관련 다음의 업무를 수행한다.
5.5.1 시험기관 신규지정을 위한 자격요건 종합검토 및 심사
5.5.2 시험기관 등급조정을 위한 특성시험 수행능력 종합검토 및 심사
5.5.3 특성시험 시험기관의 경고, 지정취소 등을 위한 심의

5.5.4 특성시험 결과의 적정성 검증 및 의견제시

5.5.5 기타 원활한 특성시험 운영을 위하여 관리기관이 의뢰한 사항

6.0 시험기관, 기술이전기관의 지정과 등급 상향

6.1 시험기관의 신청

6.1.1 관리기관은 신규 시험기관의 지정이나 시험기관의 등급 상향이 필요한 경우 이를 검토한다.

6.1.2 시험기관으로 신청하려는 자는 붙임16.2의 시험기관 신청서에 다음 각 호의 서류를 첨부하여 관리기관에 제출하여야 한다.

1. 붙임16.1의 시험실적, 전문인력, 시험장비 등의 증빙 서류
2. 법인의 정관
3. 이사의 명단 및 이력서(금고이상의 실형 선고 또는 면제 등의 이력포함)
4. 최초 1년간의 사업계획서
5. 사무소의 소유권 또는 사용권을 증명하는 서류
6. 시험인력 명세와 그 자격을 증명하는 서류
7. 시험장비 명세서와 그 내용을 증명하는 서류
8. 시험 업무 규정
9. 법인등기부 등본
10. 기타 검토에 필요하다고 인정되는 서류

6.2 시험기관의 신규 지정

6.2.1 관리기관은 시험기관을 지정하여 특성시험을 수행하게 한다.

6.2.2 시험기관 지정기준은 다음 각 호와 같다.

1. 붙임16.1의 시험 전문인력, 장비, 시험실적 등 등급별 자격 조건을 갖출 것
2. 7.0에 따라 시험기관 자격이 취소된 경우에는 취소된 날로부터 2년 이상 경과 할 것
3. 기관의 대표가 금고 이상의 실형을 선고 받았거나 집행이 면제된 경우, 그 집행이 완료(집행이 끝난 것으로 보는 경우를 포함한다)된 이후로 부터 2년 이상 경과할 것

6.2.3 관리기관은 시험기관을 평가하고 지정하기 위한 평가를 위원회에 의뢰하며 이 경우 평가 기준은 붙임16.3을 따른다.

6.2.4 관리기관은 다음 각 호 중의 하나로 등급을 구분하여 시험기관을 지정하고, 붙임16.4의 인증서를 발급한다.

1. 1등급 시험기관
2. 2등급 시험기관

6.3 시험기관의 등급 상향

6.3.1 관리기관은 시험기관의 등급 상향이 필요한 경우 위원회에 의뢰하여 시험기관을 평가하고 등급을 상향 할 수 있다. 이 경우 평가기준은 붙임16.3을

따른다.

6.4 기술이전기관의 신청 및 지정에 관해서는 6.1 및 6.2를 준용한다.

7.0 시험기관 지정취소 및 경고

7.1 관리기관은 다음 각 호에 해당하는 경우 시험기관의 지정을 취소할 수 있다.

1. 특성시험 시행으로 인하여 발전기가 불시 정지되어 전력수급에 중대한 차질이 발생한 경우
2. 화재 및 안전사고 등 중대한 사고의 귀책사유가 시험기관에 있는 경우
3. 특성시험 검증 결과 중대한 수정·보완 사유 및 오류가 반복적으로 확인된 경우
4. 5년 이상의 기간 동안 특성시험 수행실적이 없는 경우(결과제출완료 기준)
5. 7.2에 따라 관리기관으로부터 경고를 2회 이상 받은 경우
6. 11.1을 준수하지 아니하고 특성시험을 시행한 경우
7. 그 밖에 공정하고 정확한 특성시험을 해할 위험성이 중대하고 명백하여 자격의 취소가 필요하다고 판단되는 경우

7.2 관리기관은 다음 각 호에 해당되는 경우 시험기관에게 경고할 수 있다.

1. 특성시험 시행으로 인하여 발전기가 불시 정지된 경우
2. 화재 및 안전사고 등 사고가 경미한 경우
3. 시험결과 검증 결과 중대한 수정·보완 사유 및 오류가 확인된 경우
4. 특별한 사유 없이 붙임16.5의 시험항목을 누락후 관련사항을 결과보고서에 명기 하지 않은 경우
5. 시험기관의 지정기준을 유지하지 못한 경우
6. 관리기관이 특성시험 운영 업무를 차질 없이 수행하기 위해 관련사항을 요청하였으나 이를 고의로 지연한 경우
7. 현장시험후 1년 이내 결과보고서를 관리기관에 제출하지 않는 경우
8. 3년 이상의 기간 동안 특성시험 수행실적이 없는 경우(결과제출완료 기준)
9. 매년 실시하는 특성시험기관 자격유지 교육에 불참한 경우
10. 그 밖에 공정하고 정확한 특성시험을 해할 수 있는 우려가 있어 경고가 필요하고 판단되는 경우

7.3 관리기관은 사안 발생시 7.1, 7.2에 의한 지정의 취소 및 경고 해당여부를 검토하여 필요하다고 판단하는 경우 위원회에 심의를 의뢰할 수 있다.

7.4 관리기관은 시험기관의 명백한 취소사유가 발생, 시험기관을 대상으로하는 수사기관 및 감사기관의 조사 진행 상황 등 신속한 조치가 필요하다고 판단될 경우 위원회의 심의 없이 일시적으로 시험기관의 특성시험 업무를 중지시킬 수 있다. 이 경우 관리기관은 정확한 경위를 파악한 후 위원회에 관련사항의 심의를 지체 없이 의뢰하여야 한다.

7.5 시험기관 지정이 취소된 기관이 이를 재지정 받고자 하는 경우에는 6.2에

따른다.

8.0 기술이전, 공동시험 등 기술의 전수

8.1 기술이전의 실시

8.1.1 기술이전기관은 특성시험을 수행하고자하는 기관으로부터 6.0의 시험기관 자격 확보를 위해 기술이전을 요청받은 경우, 다음 각 호의 사항을 포함하는 상호 협약을 체결하여 기술이전을 실시해야 한다.

1. 기술이전 기간 및 범위, 비용
2. 붙임16.1에 따른 기술이전에 필요한 전문 인력 및 장비 지원내용
3. 기타 관리기관이 필요하다고 지정한 사항

8.1.2 기술이전기관은 기술이전 요청기관이 특별한 사유 없이 이전절차를 지연하거나 협약을 준수하지 아니하는 경우에는 기술이전을 실시하지 않을 수 있다.

8.1.3 기술이전기관은 기술이전 절차가 마무리 되면 기술이전 요청기관에게 기술이전완료 증명을 발급한다.

8.1.4 8.1.1~8.1.3에도 불구하고 시험기관 자격을 확보하여 특성시험을 수행하고자 하는 기관이 기술이전기관이 아닌 국내·외 특성시험 기술보유 기관으로부터 기술을 전수받은 후 다음 각 호의 자료를 제출하여 위원회의 심의를 득한 경우 붙임 16.1의 기술이전을 득한 것으로 본다.

1. 기술보유 기관의 회사 개요, 기술 및 기술인력 보유 현황, 특성시험 실적
2. 기술 교육내용, 기술특화 사항
3. 기술 전수 기간 및 장소
4. 기술 전수자의 경력 및 기술수준
5. 사용 장비의 사양 및 사용법
6. 기타 기술 전수 내용을 설명하는데 필요한 자료

8.2 공동시험의 실시

8.2.1 상위등급 시험기관과 공동시험을 요청하는 기관은 시험착수 2주전까지 관리기관의 승인을 득하여야 한다.

8.2.2 시험기관은 하위 시험기관 혹은 신규 시험기관을 신청하려는 자로부터 공동시험 요청을 받은 경우 다음 각 호의 사항을 포함하는 상호 협약을 체결하여 공동시험을 실시해야 한다. 다만, 요청받은 공동시험이 불가능할 경우 그 사유에 대해 관리기관의 승인을 득했을 시 그러하지 아니한다.

1. 공동시험 기간 및 범위, 비용
2. 공동시험을 위하여 필요한 전문인력·장비 및 업무분장
3. 기타 관리기관이 필요하다고 지정한 사항

8.2.3 안전하고 효율적인 공동시험을 위하여 상위등급 시험기관의 책임하에 특성시험을 실시하며 특성시험 결과보고서를 작성한다. 하위등급 시험기관은 특성시험을 차질 없이 수행하기 위해 상위등급 시험기관의 요청사항을

준수해야 한다.

8.2.4 공동시험 시행 후 하위등급 시험기관은 다음 각 호의 사항을 포함하는 별도의 공동시험 결과보고서를 작성하여 상위등급 시험기관 및 관리기관에 제출 하여야 한다.

1. 공동시험 세부내용
2. 시험절차별 현장시험 참여 증빙
3. 모델정수 도출 과정 및 결과

8.2.5 공동시험 절차가 마무리 되면 상위등급 시험기관은 공동시험을 요청한 시험기관에게 공동시험완료 증명을 발급한다.

9.0 발전설비 특성시험 수행

9.1 대상사업자는 시험기관과 상호 협조하여 특성시험을 수행한다.

9.2 시험기관은 현장시험 시 붙임 16.5의 특성시험 항목을 누락 없이 시험하여 정확한 모델정수를 도출해야 한다. 다만, 전력계통 조건과 발전설비 사양에 따라 시험내용은 적절히 조정할 수 있다.

9.3 대상사업자는 해당 발전설비 특성시험 시행계획을 수립하고 시험착수 2주 전까지 관리기관에 통보한다. 다만, 시행계획이 변경된 경우에는 변경사유를 명시한 변경계획서를 변경일 기준 2주 이내에 관리기관에 통보한다.

9.4 시험기관은 특성시험을 시행 후 특성시험 결과보고서를 대상사업자에게 제출한다. 다만, 결과 보고서 제출이 지연될 경우에는 사유서를 제출한다.

9.5 시험기관은 특성시험 결과보고서 작성 시 공학적 이론배경, 취득된 데이터, 분석 및 모의 사항, 시험절차 및 현장 시험 시 특기사항 등 모델정수를 도출한 충분한 근거를 명기 하여야 한다.

10.0 시각동기위상측정 장치를 이용한 특성시험 대체

10.1 시험대상 발전기 단자에 시각동기위상측정장치가 설치된 경우에만 적용할 수 있다.

10.2 관리기관은 시각동기위상측정장치를 이용하여 해당 발전설비 모델정수의 유효성을 전력계통 시뮬레이션 등의 방법을 이용하여 검토한 후 계통검토용 데이터베이스에 반영하여야 한다.

10.3 10.2의 검토결과 설비모델이 과거 제출된 모델의 특성과 다른 것으로 판단될 경우 대상사업자는 시험기관을 통한 특성시험을 실시하여야 한다.

11.0 특성시험의 제한 및 시험기관 자격의 유지

11.1 시험기관은 특성시험시 다음의 사항을 준수하여야 한다.

11.1.1 시험기관은 붙임 16.1의 해당 등급 외 발전설비의 특성시험을 수행할 수 없다.

11.1.2 시험기관은 자체 소유 발전설비의 특성시험을 실시할 수 없다.

11.1.3 시험기관은 대상사업자로부터 의뢰받은 특성시험을 붙임 16.1의 전문인력을 이용하여 직접 수행하여야 한다. 다만, 다음의 업무는 시험기관이 아닌 용역기관의 지원을 받을 수 있다.

1. 시험장비 및 케이블의 현장 운반
2. 신호 케이블의 포설·해체 및 주변 정리

11.2 관리기관은 시험등급 미준수, 하도급, 대리 특성시험, 기타 부적절한 방법 등 정당한 절차를 거치지 아니하고 제출된 특성시험 결과를 반려할 수 있다.

11.3 시험기관은 매년 1~2회 개최되는 자격유지 계속교육에 참석하여야 한다.

11.4 시험기관은 붙임16.1의 전문인력 확보사항 변경시 즉시 관리기관에 통보하여야 한다.

12.0 시험결과의 적정성 검증 및 반려

12.1 관리기관은 특성시험 결과의 적정성을 검토한 후 계통검토용 데이터베이스에 반영하여야 하며 필요시 협의회의 자문을 받을 수 있다.

12.3 관리기관은 자체 검증결과, 협의회의 자문, 위원회의 심의결과 등을 바탕으로 대상사업자로부터 제출된 결과보고서에 오류 혹은 상당한 접수 거절 이유가 있다고 판단될 경우 특성시험 결과를 반려할 수 있다. 이때 관리기관은 반려 사유 및 재 제출 기한을 대상사업자와 시험기관에게 명확하게 알려야 한다.

12.4 특성시험 결과가 반려되면 대상사업자 및 시험기관은 반려 사유에 따라 현장시험 재실시 또는 데이터 재해석 등의 방법으로 특성시험 결과를 수정·보완 하여야 한다.

12.5 관기기관은 시험결과 적정성 검증 및 반려 검토에 시각동기위상측정장치의 외란시 기록데이터를 이용할 수 있다.

13.0 특성시험 현장점검 및 조사

13.1 관리기관은 필요 시 특성시험 실시방법의 적절성 및 시험결과의 확인을 위해 현장점검을 할 수 있다.

13.2 대상사업자 및 시험기관은 다음 각 호의 하나에 해당하는 특성시험 관련 문제가 발생한 경우, 영업일 7일내에 문제발생 일시, 원인, 내용 등 제반 사항을 관리기관에 제출하여야 한다.

1. 특성시험의 현장시험 과정에서 시험인원의 실수에 의한 발전기 트립 고장 발생
2. 특성시험 과정에서 직접 유발된 인적사고 발생

13.3 관리기관은 13.2에 따른 문제가 발생한 경우 필요시 관리기관 및 관련 전문가 등을 포함한 합동조사반을 구성하여 조사를 실시할 수 있다.

13.4 대상사업자 및 시험기관은 13.3에 따른 관리기관의 조사에 협조하여야 한다.

13.5 관리기관은 13.3에 따른 조사결과를 7.0에 따라 조치할 수 있다.

13.6 13.1에 따른 현장점검 및 13.3에 따른 합동조사에 수반되는 제반비용을 대상사업자 또는 시험기관에 청구할 수 있다.

14.0 발전설비 특성시험 결과의 활용

14.1 관리기관은 발전설비 특성시험 결과를 다음 각 호에 활용한다.

1. 전력계통 운영계획 수립
2. 전력계통 신뢰도 평가
3. 전기사업자에 대한 설비보강 요청
4. 전력계통 안정도해석 모델자료의 정확도 평가 및 관리

15.0 발전설비 특성시험 미이행 관련 조치

15.1 관리기관은 대상사업자 또는 시험기관이 다음 각 호에 해당하는 경우 "전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준"에 관한 고시 제 56조의 전력계통 신뢰도 협의회에 보고한다.

1. 규칙 제5.8.5조에 따른 특성시험 시행 요건 발생에도 불구하고 특성시험을 시행하지 않은 경우
2. 대상사업자 또는 시험기관이 특성시험 및 검증에 따른 자료를 규정된 시한까지 제출하지 아니한 경우
3. 대상사업자 또는 시험기관이 본 지침을 준수하지 아니한 경우
4. 관리기관이 발전설비 특성시험 업무를 차질 없이 수행하기 위해 관련 사항을 요청하였으나 이를 고의로 지연한 경우

16.0 붙임

16.1 발전기 등 특성시험 시험기관 등급별 자격요건
16.2 발전기 등 특성시험 시험기관 신청서
16.3 발전기 등 특성시험 시험기관 평가지표
16.4 발전기 등 특성시험 시험기관 등급 인증서
16.5 발전기 등 특성시험 필수 시험 항목

[붙임16.1]

발전기 등 특성시험 시험기관 등급별 자격요건

[신설 2019.12.13.]

<table>
<tr><th>항목</th><th>구비 요건 및 시험등급(Level) 구분</th></tr>
<tr><td>시험
실적
요건</td><td>
○ 발전원별, 용량별 등급 및 특성시험 수행.기술이전 실적별 등급 구분
- 시험기관 등급별 시험가능 용량(정격용량기준)
<table>
<tr><th>원별 구분</th><th>1 등급</th><th>2 등급</th></tr>
<tr><td>화력</td><td>500MVA 이상</td><td>500MVA 미만</td></tr>
<tr><td>복합(Combined Cycle Unit 기준)</td><td>400MVA 이상</td><td>400MVA 미만</td></tr>
<tr><td>수력(양수,조력)</td><td>200MVA 이상</td><td>200MVA 미만</td></tr>
<tr><td>원자력</td><td colspan="2">기술이전기관 또는 기술이전기관과 원자력 발전 공동시험 2건 완료한 1등급 시험기관이 수행</td></tr>
</table>
- 상위등급 시험기관으로 승급을 위해서는 다음의 승급조건을 모두 충족해야함
<table>
<tr><th colspan="2">구 분</th><th>1 등급 승급</th><th>2 등급 신규 인증</th></tr>
<tr><td rowspan="3">실적
요건
(최근 5년 이내의 실적만 인정)</td><td>공동
수행</td><td>양수 또는 수력 1건, 1등급
화력 1건, 1등급 복합 1건
등 총 3건</td><td>2등급 설비 공동시험 실적
총 2건 이상</td></tr>
<tr><td>단독
수행</td><td>2등급 설비 단독수행 실적
10건 이상</td><td>-</td></tr>
<tr><td>기술
이전</td><td>-</td><td>기술이전기관으로부터
기술이전 완료</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>전문
인력
확보</td><td>
○ 등급별 전문인력 확보 요건
- 시험기관 및 검증기관은 기술수준별 전문인력 확보요건을 충족해야함 :팀별 최소 3명이상
<table>
<tr><th>구 분</th><th>2등급</th><th>1등급</th><th>업무경력 요건</th></tr>
<tr><td>연구원</td><td>1명</td><td>-</td><td>- 학사졸업후 발전현장근무 또는 유사시험 2년 (팀원 참여)</td></tr>
<tr><td>선임연구원</td><td>1명</td><td>1명</td><td>- 발전제어계 시험·운영·전력계통해석 경험 3년 미만</td></tr>
<tr><td>전문연구원</td><td>1명</td><td>1명</td><td>- 발전제어계 시험·운영·전력계통해석 경험 3년 이상</td></tr>
<tr><td>관리책임자</td><td>-</td><td>1명</td><td>- 발전제어계 시험·운영·전력계통해석 경험 5년 이상(1등급 시험 및 분석)</td></tr>
</table>
※ 발전제어계 시험·운영·전력계통해석 경험 : 발전기 또는 제어계통 시험·정정, 소내보호계통유지보수·전력계통해석 업무 경력(관련업무 종사 인정을 위해 해당 경력증명이 가능해야함)
- 발전기 모델링 자료의 검증·분석자는 전력계통 동특성 분석기술 보유 필요
</td></tr>
<tr><td>시험
장비
확보</td><td>
○ 특성시험 장비.분석 툴 구비 요건
- 시험기관은 현장시험에 필요한 장비확보.운영능력이 있어야 함. (장비의 임대계약도 가능)
<table>
<tr><th>장비 명</th><th>시험.분석 장비의 성능</th></tr>
<tr><td>Phasor 측정장치</td><td>- 일반 Recorder 사용배제
- 필히 절연증폭기 사용
- 계통주파수 변동에도 정확한 RMS 전압/전류값 계산 가능할 것
- DSM(PTI), K-DSM(KERI), Tabular system(Powertec) 등</td></tr>
<tr><td>부하각 계측기</td><td>- 발전기 치차센서 주파수 범위 720Hz~7.2kHz까지 수용
- 부하각 장치는 고주파 치차센서 주파수를 기본 주파수 60Hz로 변환</td></tr>
<tr><td>기본 분석 툴
-PSS/E
-DaDisp, KPlot, KGTA 등</td><td>- 분석 툴과 운영능력 확보
- 기타 SW, version</td></tr>
<tr><td>기타장비(필요시 구비)</td><td>- 멀티미터
- 오실로스코프
- Calibrator 및 Dynamic System Analyzer</td></tr>
</table>
- 시험장비의 신규 개발 또는 유사 성능의 장비 사용을 위해서는 위 요건 충족여부에 대해 현장특성시험을 통한 실적증명이 있어야 함(기술이전기관과 공동 특성시험 또는 성능자문 결과 등)
</td></tr>
</table>

[붙임16.2]

발전기 등 특성시험 시험기관 신청서

[신설 2019.12.13.] <개정 2026.1.28.>

발전기 등 특성시험 시험기관 신청서

신청 업체	업체명(법인명)						
	대 표 자			대표자 생년월일			
	사업자등록번호			업체규모			
	사업의 종류	업태		종목			
	사업장 등록주소						
	홈페이지 주소						
	구 분 (최근 3개년)	자산총액 (백만원)	자기자본 (백만원)	총매출액 (백만원)	영업이익 (백만원)	종업원 수 (명)	수출액 (천불)
	20 년						
	20 년						
	20 년						
요청 등급	☐ 1등급 / ☐ 2등급 / ☐ 기술이전기관						
실무 책임자 인적 사항	성명	소속/직위	연락 주소지				
	TEL. (휴대폰)		FAX.		E-mail		
구비 서류	1. 발전기 등 특성시험 시험기관 등급별 자격요건 <붙임 16.1> 2. 발전기 등 특성시험 운영 지침 6.1.2의 각 호 서류 3. 회사감사 사본(발간물 형태)						

발전기 등 특성시험 수행을 위한 ( )등급 시험기관 자격을 신청함에 있어 “전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준” 제37조(기후에너지환경부 고시) 및 “전력시장운영규칙” 별표31 “발전기 등 특성시험 관리지침”을 준수하고 시험기관으로서 책무와 전력수급업무 협조를 성실히 수행할 것을 약속합니다.

20 년 월 일

시험기관 대표 (인)

[붙임16.3]

발전기 등 특성시험 시험기관 평가지표

[신설 2019.12.13.]

O 평가위원 : (인)　　O 평가일시 : 20　.　.　.

구 분	평가항목	세부 내용	평가 기준	배점	평가
시험 수행 능력	①재무능력	기관의 재무건전성 (자산총액/연매출액/ 영업이익)	유동비율,부채비율, 자기자본비율	5	
	②전문지식	실무경험 및 논문 작성	전력계통 및 발전설비 관련 프로젝트 수행 건수 및 논문(등급, 건수)	10	
	③전문인력	발전기 모델링 및 안정도 해석 유경험자 (전문가의 실 참여율 고려)	(책임자/전문/선임급) 인력확보 등	20	
		기술인력의 관련 교육이수 및 지속적인 전문가 확보	관련 교육 이수	5	
	④시험장비	Phasor 측정장치, 부하각 계측기, 분석Tool 등 특성 시험을 위한 장비	확보/임대 여부	10	
심사 평가	⑤종합역량	특성시험 수행을 위한 기관의 전력계통 및 발전기 관련 전문지식, 응용능력 등 종합역량.	심사평가	30	
	⑥신뢰성	기관의 사업실적, 안정성 및 전문가의 이중 취업 여부 등 종합신뢰성	심사평가	20	
평가 결과	의견 :			100	

* ① ~ ⑥ 특성시험 수행기관의 요소별 배점상한에 따라 평가점수 기입

[붙임16.4]

발전기 등 특성시험 시험기관 등급 인증서

[신설 2019.12.13.]

발전기 등 기술특성시험 시험기관 인증서	
시험 기관 (대표자)	
사업자 등록번호	
자격 등급	□ 1등급 / □ 2등급 / □ 기술이전기관

위 기관을 “전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준” 제37조(발전설비 특성자료 제출)의 효율적 추진을 위한 “발전기 등 특성시험 관리지침”에 의거하여 특성시험 시험기관으로 인증합니다.

20 . .

한국전력거래소 이사장 (인)

※ 전력거래소와 위원회 결과에 따라 발행

[붙임16.5]

발전기 등 특성시험 필수 시험 항목

[신설 2019.12.13.]

시 험	내 용	목 적
V-curve 측정 시험	ㅇ 유효출력 조정 : 100%, 75%, 50%, 25% MW ㅇ 무효출력 조정 : -20%, -10%, 0%, 10%, 20% MVar	Ifd-Vt 곡선 도출
무효전력 한계 시험	ㅇ 최대 무효전력 시험(과여자) ㅇ 최소 무효전력 시험(저여자) ㅇ 정격 출력 100% MW에서 단자전압 조정	무효전력 한계치 도출
PSS 응동 시험	ㅇ 단자 전압을 ±2% Step 조정 ㅇ 100% MW, 0% Mvar	PSS 응동 확인 및 모델정수 도출
부하차단 시험 (부하각 측정기 이용시 차단횟수 조정가능)	ㅇ 0MW-20%Mvar 차단 (수동계자전압조정)	Xd, Xd', Xd", Tdo', Tdo"
	ㅇ 10%MW-1%Mvar 차단 (수동계자전압조정)	Xq, Xq', Xq", Tqo', Tqo"
	ㅇ 25%MW-10%Mvar 차단 (자동계자전압조정)	여자계 특성 확인
여자시스템 STEP 시험 (무부하)	ㅇ 단자전압을 ±2% Step 조정 ㅇ 무부하, 정격속도, AVR 운전	무부하시 AVR 및 여자계 특성
발전기 포화 특성 시험	ㅇ 여자전류를 조정하여 정격단자전압의 70%~110% 까지 측정	포화정수S(1.0), S(1.2) 도출

* 현장 전력계통 조건과 발전설비 사양에 따라 시험 항목 조정 가능

[별표 32][신설 2020.4.29.]

풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 관한 계통운영 및 관리 절차

1.0 목적

규칙 제5.11.1조의 규정에 의거 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 관한 계통운영 및 관리 절차를 규정하여 전력계통의 안정적 운영을 도모하는데 그 목적이 있다. <개정 2020.10.1.>

2.0 적용범위

2.1 적용대상 : 전력거래소, 송·배전사업자, 풍력발전사업자, 태양광발전사업자, 연료전지발전사업자 <개정 2020.10.1.>

2.2 풍력, 태양광 및 연료전지 발전사업자가 전력거래소와 송·배전사업자에게 제공하여야 하는 발전설비 특성자료 및 출력정보 등의 제출과 관리 업무에 적용한다. <개정 2020.10.1.>

2.3 전력거래소와 송·배전사업자의풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 대한 출력 감시, 예측, 평가 및 제어 업무에 적용한다. <개정 2020.10.1.>

2.4 전력거래소와 송·배전사업자간풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 관한 상호 자료공유 업무에 적용한다. <개정 2020.10.1.>

3.0 책임

3.1 전력거래소와 송·배전사업자는풍력, 태양광 및 연료전지 발전기가 공정하고 효율적이며 안정적으로 운영될 수 있도록 차질 없이 계통운영 업무를 수행하여야 한다. <개정 2020.10.1.>

3.2 전력거래소와 송·배전사업자는 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 관한 계통운영을 위하여 필요한 정보를 상호 공유하여야 한다. <개정 2020.10.1.>

3.3 풍력, 태양광 및 연료전지 발전사업자는 모든 자료 및 정보의 제출 행위에 대하여 책임이 있으며, 본 별표에서 정한대로 올바른 자료 및 정보의 제출이 이루어지도록 노력하여야 한다. <개정 2020.10.1.>

3.4 풍력, 태양광 및 연료전지 발전사업자는 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한 전력거래소와 송·배전사업자의 조치에 따르도록 노력하여야 한다. <개정 2020.10.1.>

4.0 참고자료

4.1 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준

4.2 송·배전용전기설비이용규정

4.3 전력수급계약(PPA)규정

5.0 용어의 정의

본 별표에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

5.1 육지계통

육지계통이란 제주계통을 제외한 육지지역 전력계통을 말한다.

5.2 제주계통

제주계통이란 제주지역 전력계통을 말한다.

6.0 발전설비 특성자료의 제출

6.1 1MW를 초과하는 발전기를 보유한 풍력과 연료전지 발전사업자 및 90kW를 초과하는 발전기를 보유한 태양광발전사업자는 송·배전용전기설비이용계약이나 전력수급계약(PPA) 체결 시 재생에너지정보공유시스템을 통하여 다음 각 호의 1에 해당하는 발전설비 특성자료를 제출하여야 한다. <개정 2020.10.1.>

1. 풍력발전기 : 별지 제112호 서식[풍력발전기 특성자료]
2. 태양광발전기 : 별지 제113호 서식[태양광발전기 특성자료]
3. 연료전지발전기 : 별지 제114호 서식[연료전지발전기 특성자료]

6.2 풍력, 태양광 및 연료전지 발전사업자는 6.1의 자료가 확정되지 않은 경우에는 잠정 자료를 제출할 수 있으며, 자료가 확정되는 즉시 확정된 자료를 재생에너지정보공유시스템을 통해 전력거래소 또는 송·배전사업자에게 제출하여야 한다. <개정 2020.10.1.>

6.3 70kV 및 22.9kV 송전선로에 연계되는 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기인 경우 송전사업자는 6.1의 자료 이외에 154kV/70kV 또는 154kV/22.9kV 2차측 변압기 정보와 송전선로 임피던스 정보, 변압기 특성자료 등을 재생에너지정보공유시스템을 통해 전력거래소에 제공하여야 한다. <개정 2020.10.1.>

6.4 풍력, 태양광 및 연료전지 발전사업자는 6.1 및 6.2에 따른 발전설비 특성자료 제출시 각 연계구분에 따라 해당하는 증빙자료를 제출하여야 한다.

1. 송전연계 : 별표3의 11.0 및 18.2의 기능 보유여부 확인이 가능한 증빙자료
2. 배전연계(다음 각 목 중 어느 하나 이상)
   가. KS C 8564(소형 태양광발전용 인버터) 또는 KS C 8565(중대형 태양광발전용 인버터)의보호기능시험(출력 과전압 및 부족전압, 주파수 상승 및 저하)이 포함된 시험성적서
   나. 분산형전원 배전계통 연계 기술기준 제13조(한전계통 이상시 분산형전원 분리 및 재병입) 및 제24조(계통연계 유지) 기능 보유 여부 확인이 가능한 증빙자료 [신설 2022.12.22.]

7.0 기상자료 제공 요구조건

7.1 20MW 초과 풍력 발전기를 보유한 발전사업자는 고정식 풍황계측타워 또는 원격감지계측기(소다(Sodar), 라이더(Lidar) 등) 등을 통한 발전기의 기상정보를 8.1.1 및 8.2.1에 따라 전력거래소 또는 송·배전사업자에게 제공하여야 한다.

7.2 1MW 초과 20MW 이하 풍력 발전기를 보유한 발전사업자는 풍향계측기 등을 통한 발전기의 기상정보를 8.1.1 및 8.2.1에 따라 전력거래소 또는 송·배전사업자에게 제공하여야 한다.

7.3 1MW 초과 태양광 발전기를 보유한 발전사업자는 일사량계 및 외기온도계 등을 통한 발전기의 기상정보를 8.1.1 및 8.2.1에 따라 전력거래소 또는 송·배전사업자에게 제공하여야 한다.

7.4 기상자료를 제출하는 대표발전기의 지정 등 세부사항은 풍력 및 태양광 발전사업자와 전력거래소 또는 송·배전사업자가 협의하여 결정한다.

8.0 실시간 정보의 제공

8.1 육지계통

8.1.1 1MW 초과 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기를 보유한 발전사업자는 [표1]의 정보제공 설비를 구비하여 발전기의 실시간 정보를 원격으로 제공하여야 한다. <개정 2020.10.1.>

[표1] 발전기의 실시간 정보 제공 주기, 방법 및 주요 제공 항목

<개정 2026.7.24.>

<table>
<tr><th rowspan="2">설비용량</th><th rowspan="2">연계전압</th><th rowspan="2">정보제공 장치</th><th rowspan="2">구분</th><th rowspan="2">제공주기</th><th colspan="3">주요 제공 항목</th></tr>
<tr><th>풍력발전기</th><th>태양광발전기</th><th>연료전지발전기</th></tr>
<tr><td rowspan="2">20MW 초과</td><td>154kV 이상</td><td>원격소장치 (RTU)</td><td>전용망</td><td rowspan="2">4초</td><td rowspan="2">· MW 및 MVAr
· Available MW
· 풍속, 풍향, 주변기온
· 운전 중인 터빈 수</td><td rowspan="2">· MW 및 MVAr
· Available MW
· 일사량, 주변기온</td><td rowspan="2">· MW 및 MVAr
· Available MW</td></tr>
<tr><td>154kV 미만</td><td colspan="2">송·배전사업자가 제시하는 기준</td></tr>
<tr><td rowspan="2">1MW 초과 20MW 이하</td><td>154kV 이상</td><td>분산자원연계장치 수준 이상</td><td>공용망</td><td rowspan="2">1분 이내</td><td rowspan="2">· MW 및 MVAr
· Available MW
· 풍속, 풍향, 주변기온
· 운전 중인 터빈 수</td><td rowspan="2">· MW 및 MVAr
· Available MW
· 일사량, 주변기온</td><td rowspan="2">· MW 및 MVAr
· Available MW</td></tr>
<tr><td>154kV 미만</td><td colspan="2">송·배전사업자가 제시하는 기준</td></tr>
</table>

단, 154kV에 연계된 1MW이하 발전기를 보유한 발전사업자는‘1MW 초과 20MW 이하’에 해당하는 실시간 정보를 제공하여야 한다.

8.1.1.1 154kV 이상 선로에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지 발전사업자는 8.1.1의 실시간 정보를 별표13의 붙임8.1에 따라 전력거래소에 제공한다. <개

정 2020.10.1.>

8.1.1.2 154kV 미만 선로에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지 발전사업자는 8.1.1의 실시간 정보를 송·배전용전기설비이용규정에 따라 송·배전사업자에게 제공한다. <개정 2020.10.1.>

8.1.2 154kV 미만 선로에 연계된 1MW 이하 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기의 실시간 정보 제공에 관한 사항은 송·배전용전기설비이용규정을 따른다. <개정 2020.10.1.>

8.2 제주계통

8.2.1 1MW 초과 풍력, 태양광 및 연료전지발전기를 보유한 신재생발전사업자는 [표2]의 정보제공 설비를 구비하여 발전기의 실시간 정보를 원격으로 제공하여야 한다. <개정 2020.10.1.>

[표2] 발전기의 실시간 정보 제공 주기, 방법 및 주요 제공 항목

<table>
<tr><th rowspan="2">설비용량</th><th rowspan="2">연계전압</th><th rowspan="2">정보제공 장치</th><th rowspan="2">구분</th><th rowspan="2">제공주기</th><th colspan="3">주요 제공 항목</th></tr>
<tr><th>풍력발전기</th><th>태양광발전기</th><th>연료전지발전기</th></tr>
<tr><td>20MW 초과</td><td>22.9kV 송전선로 이상</td><td>원격소장치 (RTU)</td><td>전용망</td><td>4초</td><td>· MW 및 MVAr
· Available MW
· 풍속, 풍향, 주변기온
· 운전 중인 터빈 수</td><td>· MW 및 MVAr
· Available MW
· 일사량, 주변기온</td><td>· MW 및 MVAr
· Available MW</td></tr>
<tr><td rowspan="2">1MW 초과 20MW 이하</td><td>22.9kV 송전선로 이상</td><td>신재생 자료취득장치 수준 이상</td><td>공용망</td><td rowspan="2">1분 이내</td><td rowspan="2">· MW 및 MVAr
· Available MW
· 풍속, 풍향, 주변기온
· 운전 중인 터빈 수</td><td rowspan="2">· MW 및 MVAr
· Available MW
· 일사량, 주변기온</td><td rowspan="2">· MW 및 MVAr
· Available MW</td></tr>
<tr><td>22.9kV 배전선로 이하</td><td colspan="2">배전사업자가 제시하는 기준</td></tr>
</table>

단, 22.9kV 송전선로 이상에 연계된 1MW이하 발전기를 보유한 발전사업자는‘1MW 초과 20MW 이하’에 해당하는 실시간 정보를 제공하여야 한다.

8.2.1.1 22.9kV 송전선로 이상에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지 발전사업자는 8.2.1의 실시간 정보를 별표13의 붙임8.1에 따라 전력거래소에 제공한다. <개정 2020.10.1.>

8.2.1.2 22.9kV 배전선로 이하에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지 발전사업자는 8.2.1의 실시간 정보를 송·배전용전기설비이용규정에 따라 배전사업자에게 제공한다. <개정 2020.10.1.>

8.2.2 22.9kV 배전선로 이하에 연계된 1MW 이하 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기의 실시간 정보 제공에 관한 사항은 송·배전용전기설비이용규정을 따른다. <개정 2020.10.1.>

9.0 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기의 제어성능 요구조건

9.1 육지계통 <개정 2020.10.1.>

9.1.1 20MW 초과 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기를 보유한 발전사업자는 전

력거래소 및 송·배전사업자의 목표출력(set-point) 제어지시를 이행할 수 있도록 제어기능 및 통신설비를 구비하여야 한다. 여기서, '목표출력 제어지시'란 발전기에 대한 출력감소율(Ramp Down Rate, [MW/min]) 제어지시 또는 출력상한 제어지시를 말한다.

9.1.2 1MW 초과 20MW 이하 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기를 보유한 발전사업자는 전력거래소 및 송·배전사업자의 출력상한 제어지시를 이행할 수 있도록 제어기능 및 통신설비를 구비하여야 한다.

9.1.3 154kV에 연계된 1MW 이하 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기는 9.1.2의 제어성능 요구조건을 따른다.

9.1.4 154kV 미만 선로에 연계된 1MW 이하 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기의 제어성능 요구조건에 관한 사항은 송·배전용전기설비이용규정을 따른다.

9.2 제주계통 <개정 2020.10.1.>

9.2.1 20MW 초과 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기를 보유한 발전사업자는 전력거래소의 목표출력(set-point) 제어지시를 이행할 수 있도록 제어기능 및 통신설비를 구비하여야 하며, 목표출력(set-point) 제어지시가 송출되는 경우 이에 따라야 한다. 여기서, '목표출력 제어지시'란 발전기에 대한 출력감소율(Ramp Down Rate, [MW/min]) 제어지시 또는 출력상한 제어지시를 말한다.

9.2.2 1MW 초과 20MW 이하 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기를 보유한 발전사업자는 전력거래소 및 배전사업자의 출력상한 제어지시를 이행할 수 있도록 제어기능 및 통신설비를 구비하여야 하며, 출력제어 지시가 송출되는 경우 이에 따라야 한다.

9.2.3 22.9kV 송전선로 이상에 연계된 1MW 이하 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기는 9.2.2의 제어성능 요구조건을 따른다.

9.2.4 22.9kV 배전선로 이하에 연계된 1MW 이하 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기의 제어성능 요구조건에 관한 사항은 송·배전용전기설비이용규정을 따른다.

9.2.5 전력거래소는 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기의 효율적 계통운영을 위해 다음 각 호를 포함한 세부운영기준을 수립하여 운영할 수 있다.

1. 출력제어 대상 순위 선정 방법
2. 출력제어량 산정 방안
3. 출력제어 절차 및 제어방식
4. 제어지시 이행여부 확인 및 절차 등

10.0 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 관한 계통운영 <개정 2020.10.1.>

10.1 전력거래소와 송·배전사업자는 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기의 전력계통 수용성을 확대하고, 안정적인 전력공급 체계를 지속적으로 유지하기 위하여 상호 협력하여야 한다.

10.2 전력거래소와 송·배전사업자는 10.2 내지 10.6에 따라 풍력, 태양광 및 연

료전지 발전기에 대한 출력 감시, 예측, 평가 및 제어 업무를 수행한다.

[표3] 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 대한 연계지점별 계통운영 주체

구분	발전기 연계지점	취득 및 제어
육지계통	154kV 이상 선로	전력거래소
	70kV, 22.9kV 송전선로	송전사업자
	22.9kV 배전선로 이하	배전사업자
제주계통	22.9kV 송전선로 이상	전력거래소
	22.9kV 배전선로 이하	배전사업자

10.3 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기의 자료 취득 <개정 2020.10.1.>

10.3.1 육지계통

10.3.1.1 154kV 이상 선로에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기는 전력거래소가 자료를 취득하여 관리한다.

10.3.1.2 70kV 및 22.9kV 송전선로에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지는 송전사업자가 자료를 취득하여 관리한다.

10.3.1.3 22.9kV 배전선로 이하에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지는 배전사업자가 자료를 취득하여 관리한다.

10.3.2 제주계통

10.3.2.1 22.9kV 송전선로 이상에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지는 전력거래소가 자료를 취득하여 관리한다.

10.3.2.2 22.9kV 배전선로 이하에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지는 배전사업자가 자료를 취득하여 관리한다.

10.4 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 대한 감시 <개정 2020.10.1.>

10.4.1 전력거래소는 수급균형 유지 및 송전망의 안정운영 업무를 수행하기 위하여 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 대한 전국단위 감시를 수행한다.

10.4.2 송·배전사업자는 전기품질 및 신뢰도 유지, 과부하 방지 및 안정적 계통운영을 위하여 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 대한 감시를 수행한다.

10.4.3 송전사업자는 10.4.1을 지원하기 위하여 다음 각 호의 1에 따른 감시정보를 별표13의 붙임8.1에 따라 전력거래소에 제공하여야 한다.

1. 70kV 및 22.9kV 송전선로에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기인 경우 발전사업자가 8.0에 따라 제공한 발전기 단위 실시간 정보를 제공한다.

2. 22.9kV 배전선로 이하에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기인 경우 154kV 모선 기준 1기의 등가발전기로 유효전력 및 무효전력 정보를 제공한다.

3. <삭제 2020.10.1.>

10.4.4 전력거래소는 10.4.2를 지원하기 위하여 154kV 이상 송전선로에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기의 8.0에 따른 실시간 정보를 송전사업자에게 제공하여야 한다.

10.5 풍력 및 태양광 발전기에 대한 예측

10.5.1 전력거래소는 수급균형 유지 및 송전망의 안정적 운영, 발전계획 수립 등의 업무를 수행하기 위하여 전국단위 풍력 및 태양광 발전기의 발전량을 예측한다.

10.5.2 송·배전사업자는 전기품질, 신뢰도 유지, 과부하 방지 및 안정적 계통운영을 위하여 풍력 및 태양광 발전기에 대한 출력예측을 수행한다.

10.5.3 전력거래소와 송·배전사업자는 발전량 예측정보를 상호 공유한다.

10.6 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 관한 제어 <개정 2020.10.1.>

10.6.1 전력거래소 및 송·배전사업자는 10.2의 제어 권한에 따라 정상 및 비상시 안정적인 계통운영을 위하여 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 대한 출력제어 등의 제어지시를 할 수 있다.

10.6.2 전력거래소는 수급균형 및 송전망의 안정운영을 위하여 육지계통의 154kV 미만 선로에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 대한 출력제어가 필요한 경우 이를 송전사업자에게 지시할 수 있다.

10.6.3 전력거래소는 수급균형 및 송전망의 안정운영을 위하여 제주계통의 22.9kV 배전선로 이하에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 대한 출력제어가 필요한 경우 이를 배전사업자에게 지시할 수 있다.

10.6.4 전력거래소와 송·배전사업자는 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 대한 지시내용을 11.2에 따른 재생에너지정보공유시스템을 통해 상호 공유함으로써 전력계통이 안정적으로 운영되도록 협력하여야 한다.

10.6.5 전력거래소 및 송·배전사업자는 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기의 감시 및 제어를 위하여 실시간 감시 및 제어를 위한 장치의 설치가 필요하다고 판단되는 경우 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기를 보유한 발전사업자와 협의하여 이를 설치할 수 있다.

10.7 연료전지 발전기의 발전계획 및 정지계획 제출 [신설 2020.10.1.]

10.7.1 1기의 설비용량이 20MW 초과인 연료전지 발전기를 보유한 연료전지 발전기를 보유한 발전사업자는 각 발전기를 기준으로 전일 19시부터 다음날 04시까지 총 34시간에 대한 시간대별 공급가능용량을 오전 10시까지 제출하여야 한다.

10.7.2 1기의 설비용량이 20MW 초과인 연료전지 발전기를 보유한 발전사업자는 별표18(7.2.1항, 7.3.1항, 7.4.1항), 해당 항목별 규정에 따라 연료전지 발전기의 정지계획을 제출하여야 한다.

11.0 정보 공유 및 제공

11.1 전력거래소와 송·배전사업자는 6.0 및 10.0의 업무를 수행함에 따라 생성 및 요구되는 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 관한 다음 각 호의 정보를 상호 공유하여야 한다. <개정 2020.10.1.>

1. 6.0의 발전설비 특성자료
2. 전력수급계약(PPA)이 체결된 풍력, 태양광 및 연료전지발전기의 월간 전국 및 지역단위 발전량 실적정보

3. 요금상계거래계약이 체결된 풍력, 태양광 및 연료전지발전기 고객의 전국 및 지역단위 설비용량(kW) 정보
4. 10.5의 풍력, 태양광 및 연료전지발전기에 대한 예측정보
5. 10.6의 풍력, 태양광 및 연료전지발전기에 대한 1MW를 초과한 제어지시 내용
6. 기타 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기의 계통운영 업무를 수행하는데 필요한 정보

11.2 전력거래소는 11.1의 정보 관리 및 공유를 위하여 재생에너지정보공유시스템을 구축하여 운영 및 유지보수 한다.

11.3 전력거래소와 송·배전사업자는 11.1의 정보를 최신의 값으로 유지하도록 노력하여야하며, 재생에너지정보공유시스템을 통하여 공유하여야 한다.

11.4 전력거래소와 송·배전사업자는 재생에너지정보공유시스템을 통하여 발전사업자에게 다음 각 호의 정보를 제공하여야 한다.
1. 사업자가 보유한 해당 발전기에 대한 발전설비 특성자료
2. 사업자가 보유한 해당 발전기에 대한 출력제어 정보
3. 사업자가 보유한 해당 발전기에 대한 접속관련 정보
4. 전국 및 지역단위 발전량 예측정보
5. 전국 및 지역단위 발전량 실적정보

11.5 송·배전사업자는 11.1에 따라 전력거래소로부터 제공받은 정보를 제5.11.1조제1항의 업무외의 다른 목적을 위하여 사용하여서는 아니된다.

11.6 전력거래소는 11.1에 따라 송·배전사업자로부터 제공받은 정보를 제5.11.1조제1항의 업무외의 다른 목적을 위하여 사용하여서는 아니된다.

[별표 33][신설 2023.8.30.]

전력시장 제도개선 제주 시범사업에 대한 정산기준

[목차]

1. 목적

2. 적용범위

3. 발전사업자 및 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에 대한 정산

가. 전력량에 대한 정산
(1) 일반발전기
(2) 급전가능재생에너지자원
(3) 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치
(4) 시운전발전기
(5) 직접전력거래 발전기 및 전기저장장치 [신설 2026.10.30.]
나. 공급가능용량에 대한 정산
(1) 일반발전기
(2) 급전가능재생에너지자원
(3) 시운전발전기
(4) 용량가격 정산에서 제외되는 발전기
다. 보조서비스에 대한 정산
(1) 예비력정산금
(2) 마일리지정산금
(3) 자체기동서비스정산금
라. 기동대기 발전기의 정산
(1) 계통연결 지시로 기동대기한 비용정산
(2) 열간(HOT) 기동대기한 비용정산
마. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산
바. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙
(1) 계통연결 및 계통분리 지연
(2) 조기 계통연결 및 계통분리
(3) 계통연결 및 계통분리 지연, 조기 계통연결 및 계통분리 시 허용시간(δi)
(4) 발전기 고장정지 시 공급가능용량의 조정

(5) 계획량 또는 급전지시량으로 발전하지 못한 경우

(6) 고정출력 제약입찰 발전기의 발전량($MGO_{i,t}$)이 공급가능용량($RA_{i,t}$)보다 작을 경우

사. 급전지시량 산정 절차

(1) 지시출력 미달의 경우

(2) 지시출력 초과의 경우

(3) 급전지시이행 허용오차 산정 기준

(4) 급전지시량을 계량값으로 하는 경우

아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준

자. 비중앙급전전기저장장치의 충전전력 정산 [신설 2025.10.1.]

4. 판매사업자에 대한 정산

가. 에너지정산금

나. 용량정산금

다. 부가정산금

라. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산

5. 예측제도 참여자에 대한 정산

6. 직접전력거래 부가정산금에 대한 정산 [신설 2026.10.30.]

1. 목적

규칙 제16장 제6절의 규정에 의거 발전사업자, 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에 대한 정산금 산정에 대한 세부산식을 정함으로써 공정하고 투명한 전력시장 운영을 도모하는 것을 목적으로 한다.

2. 적용범위

본 별표에서는 제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업에 대한 모든 정산산식에 대하여 규정하며 특별한 언급이 없는 이상 별표2의 정산산식은 적용하지 아니한다.

3. 발전사업자 및 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에 대한 정산

가. 전력량에 대한 정산

(1) 일반발전기

(가) 에너지정산금($MEP_{i,t}$)

에너지정산금은 하루전에너지정산금과 실시간에너지정산금의 합으로 구성된다.

$MEP_{i,t} = DA_MEP_{i,t} + \sum_q RT_MEP_{i,t,q}$

하루전에너지시장 정산금은 하루전에너지계획량에 대해 하루전에너지가격으로 계산한다.

$DA_MEP_{i,t} = DA_MP_{i,t} \times DA_SE_{i,t} \times 1h \times 1{,}000$

실시간에너지시장 에너지정산금은 하루전에너지계획량과 계량값과의 편차에 대하여 실시간에너지가격으로 계산한다. 단, 급전지시가 아닌 상황에서 공급가능용량을 초과한 전력량에 대해서는 계산하지 아니한다.

$RT_MEP_{i,t,q}$

$= RT_MP_{i,t,q} \times \{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} - DA_SE_{i,t} \times 1h\} \times TPR_E_{i,t,q} \times 1{,}000$

$MEP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 에너지정산금(원)

$DA_MEP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지정산금(원)

$RT_MEP_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지정산금(원)

$DA_MP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$DA_MP_{i,t} = DA_SMP_{i,t} \times STLF_{i,t}$

$RT_MP_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$

DA_SMP_{t} : 거래시간(t)별 하루전에너지가격(원/kWh)

$RT_SMP_{t,q}$: 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh)

$DA_SE_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량(MW)

$MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

$MGO_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)

$RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)

$TPR_E_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 에너지 거래단위 변환계수

$MGO_{i,t} = 0$ 인 경우, $TPR_E_{i,t,q} = 0.25$

그 외의 경우, $TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$

$XSOF_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부,

초과 급전지시를 한 경우 $XSOF_{i,t} = 1$, 그렇지 않은 경우 $XSOF_{i,t} = 0$

$\varepsilon_{i,t}$: 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)별허용오차로 아래 기준을 따름

주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 $\pm(RA_{i,t} \times 0.01)$, 기타발전기의 경우 $\pm(RA_{i,t} \times 0.005)$

단, 최소허용오차는 ±0.5MWh, 최대허용오차는 ±5MWh를 적용한다.

(나) 변동비보전정산금($MWP_{i,t}$) <개정 2025.10.1.>

변동비보전정산금은 전력거래소의 급전지시에 따라 발전사업자가 최소발전제약량을 초과하여 공급가능용량 이내로 발전한 전력량에 대하여 에너지정산금 및 예비력정산금으로 변동비를 회수할 수 없는 경우 변동비에서 에너지정산금 및 예비력정산금을 차감한 금액으로 정산한다. 단, 급전지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 경우에 대해서는 최소발전제약량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비 차액을 정산한다. 단, 주 연료로 LNG를 사용하는 발전기가 LNG 공급의 부족으로 대체연료를 사용할 경우에는 대체연료사용에 따른 열량단가 상승 및 효율감소를 반영한 변동비를 적용한다. <개정 2024.2.28., 2024.5.31.>

$MWP_{i,t} = Max(SCMWG_{i,t} \times \gamma_i - MPMWG_{i,t} - RTRCP_{i,t}, 0) \times SCMWG_FLAG_{i,t}$

$SCMWG_{i,t} = Max[\{X_QPC_{i,t} \times \{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\}^2 - Y_QPC_{i,h} \times Min\{RA_{i,t}, Max_n(MEGW_{n,i,t})\}^2\}$
$+ \{X_LPC_{i,t} \times \{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\} - Y_LPC_{i,t} \times Min\{RA_{i,t}, Max_n(MEGW_{n,i,t})\}\}$

+ (X_NLPC$_{i,t}$ × 1h × X_FLAG$_{i,t}$ - Y_NLPC$_{i,t}$ × 1h × Y_FLAG$_{i,t}$) + (ESUC$_{i,t}$ × 1h × SUCR_FLAG$_{i,t}$), 0]

MPMWG$_{i,t}$ = {Min(RA$_{i,t}$, DA_SE$_{i,t}$) × 1h - Min(Max$_n$(MEGW$_{n,i,t}$), RA$_{i,t}$×1h, DA_SE$_{i,t}$ × 1h)} × DA_MP$_{i,t}$ × 1,000 + $\sum_q$[{Min(MGO$_{i,t}$, RA$_{i,t}$ + $\varepsilon_{i,t}$) × (1 - XSOF$_{i,t}$) + MGO$_{i,t}$ × XSOF$_{i,t}$ - Max(Max$_n$(MEGW$_{n,i,t}$), Min(RA$_{i,t}$, DA_SE$_{i,t}$) × 1h)} × TPR_E$_{i,t,q}$ × RT_MP$_{i,t,q}$ × 1,000] <개정 2025.10.1.>

RTRCP$_{i,t}$ = RT_FCRCP$_{i,t}$ + RT_PCRCP$_{i,t}$ + RT_TRCP$_{i,t}$ <개정 2026.4.28.>

MWP$_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금(원)
SCMWG$_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 변동비(원)
MPMWG$_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 에너지 정산금(원)
RT_RCP$_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간예비력 정산금(원)
SCMWG_FLAG$_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 플래그

Min(MGO$_{i,t}$, RA$_{i,t}$) × (1 - XSOF$_{i,t}$) + MGO$_{i,t}$ × XSOF$_{i,t}$ > Max$_n$(MEGW$_{n,i,t}$)+$\varepsilon_{i,t}$ 일 경우 <개정 2025.10.1., 2026.10.30.>
SCMWG_FLAG$_{i,t}$ = 1, 그 외의 경우 SCMWG_FLAG$_{i,t}$ = 0
MGO$_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)
MGO$_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)
DA_SE$_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량(MW)
RA$_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)
$\varepsilon_{i,t}$: 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)별허용오차로 아래 기준을 따름
주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 ±(RA$_{i,t}$ × 0.01), 기타발전기의 경우 ±(RAi,t × 0.005)
단, 최소허용오차는 ±0.5MWh, 최대허용오차는 ±5MWh를 적용한다.
XSOF$_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부,
초과 급전지시를 한 경우 XSOF$_{i,t}$ = 1, 그렇지 않은 경우 XSOF$_{i,t}$ = 0
MEGW$_{n,i,t}$: 발전기(i)가 변경입찰 회차(n)에 제출한 거래시간(t)에 대한 발전사업자 하한제약량(MWh)
Max$_n$(MEGW$_{n,i,t}$) : 발전기(i)가 변경입찰한 회차(n)에 제출한 거래시간(t)에 대한 발전사업자 하한제약량 중 최댓값(MWh)
단, 전력거래소의 급전지시로 제약을 변경한 경우에는 자기제약량은 최종 제

출한 하한제약량을 사용한다.

$TPR_E_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환계수

단, $MGO_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_E_{i,t,q} = 0.25$

그 외의 경우 $TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$

QPC_i : 발전기(i)별 2차증분가격계수(원/MWh^2)

LPC_i : 발전기(i)별 1차증분가격계수(원/MWh)

$NLPC_i$: 발전기(i)별 가격상수(원/h)

γ_i : 발전기(i)에 대한 주연료 대비 변동비 상승분 반영 상수, 대체연료를 사용하지 않은 경우 $\gamma_i = 1$,

그렇지 않은 경우 γ_i = 대체연료열량단가/{주연료열량단가 × (1 - ρ_i)}

ρ_i : 발전기(i)에 대한 대체연료 사용 시 효율감소율, 본 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따름

$X_FLAG_{i,t}$: $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} > 0$일 경우 $X_FLAG_{i,t} = 1$,

그렇지 않을 경우 $X_FLAG_{i,t} = 0$, 위 조건과 관계없이 조기병입 및 병해지연의 경우 0

$X_QPC_{i,t}$: $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$에 대한 2차증분가격계수(원/$MWh^2$)

$X_LPC_{i,t}$: $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$에 대한 1차증분가격계수(원/MWh)

$X_NLPC_{i,t}$: $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$에 대한 가격상수(원/h)

$X_QPC_{i,t}$, $X_LPC_{i,t}$, $X_NLPC_{i,t}$는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다. <개정 2024.5.31.>

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	급전지시에 따라 GT모드로 운전한 경우	그 밖의 경우	
$X_QPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 QPC_i	$X_NGT_{i,t}$:1 조합의 QPC_i	QPC_i
$X_LPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 LPC_i	$X_NGT_{i,t}$:1 조합의 LPC_i	LPC_i
$X_NLPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $NLPC_i$	$X_NGT_{i,t}$:1 조합의 $NLPC_i$	$NLPC_i$

$X_NGT_{i,t}$: $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 가스터빈 발전기 운전 대수

세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준을 따름

$Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} = RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}$인 경우 $RA_{i,t}$ 기준을 적용

$Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} = MGO_{i,t}$인 경우

$MGO_{i,t}$ 기준을 적용

$X_NST_{i,t}$: $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 스팀터빈 발전기 운전 대수

세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} = RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}$인 경우 $RA_{i,t}$ 기준을 적용

$Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} = MGO_{i,t}$인 경우 $MGO_{i,t}$ 기준을 적용

$Y_FLAG_{i,t}$: $Max_n(MEGW_{n,i,t}) > 0$ 일 경우 $Y_FLAG_{i,t} = 1$, 그렇지 않을 경우 $Y_FLAG_{i,t} = 0$

단, 위 조건과 관계없이 조기병입 및 병해지연의 경우 0

$Y_QPC_{i,t}$: $Max_n(MEGW_{n,i,t})$에 해당하는 요소에 대한 2차증분가격계수(원/MWh^2)

$Y_LPC_{i,t}$: $Max_n(MEGW_{n,i,t})$에 해당하는 요소에 대한 1차증분가격계수(원/MWh)

$Y_NLPC_{i,t}$: $Max_n(MEGW_{n,i,t})$에 해당하는 요소에 대한 가격상수(원/h)

$Y_QPC_{i,t}$, $Y_LPC_{i,t}$, $Y_NLPC_{i,t}$는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다. <개정 2024.5.31.>

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	급전지시에 따라 GT모드로 운전한 경우	그 밖의 경우	
$Y_QPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 QPC_i	$Y_NGT_{i,t}$:1 조합의 QPC_i	QPC_i
$Y_LPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 LPC_i	$Y_NGT_{i,t}$:1 조합의 LPC_i	LPC_i
$Y_NLPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $NLPC_i$	$Y_NGT_{i,t}$:1 조합의 $NLPC_i$	$NLPC_i$

$Y_NGT_{i,t}$: $Max_n(MEGW_{n,i,t})$에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 가스터빈 발전기 운전 대수

세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$Max_n(MEGW_{n,i,t}) = MEGW_{k,i,t}$인 경우 $MEGW_{k,i,t}$ 기준을 적용

$Y_NST_{i,t}$: $Max_n(MEGW_{n,i,t})$에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 스팀터빈 발전기 운전 대수

세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$Max_n(MEGW_{n,i,t}) = MEGW_{k,i,t}$인 경우 $MEGW_{k,i,t}$ 기준을 적용

$ESUC_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 등가기동비용(원/h)

다조합복합발전기의 경우

$$ESUC_{i,t}=\{GSUC_i\times\sum_{t1=X_t}^{Y_t}(\sum_j GSUA_{i,j,t1})+SSUC_i\times\sum_{t1=X_t}^{Y_t}(\sum_j SSUA_{i,j,t1})\}\times MGO_{i,t}/\sum_{t1=X_t}^{Y_t}(MGO_{i,t1})$$

그 외의 경우 $ESUC_{i,t} = (SUC_i \times MGO_{i,t} \times \sum_{t1=X_t}^{Y_t} SUA_{i,t1}) / \sum_{t1=X_t}^{Y_t} (MGO_{i,t1})$

$SUA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 기동여부,

$MGO_{i,t-1} = 0$, $MGO_{i,t} > 0$인 경우 $SUA_{i,t} = 1$ (단, 발전사업자의 사유로 기동 시 $SUA_{i,t} = 0$)

$MGO_{i,t-1} \neq 0$, $MGO_{i,t} > 0$일 경우 $SUA_{i,t} = 0$

(단, 파급정지 및 급전지시 정지 후 급전지시 재기동한 경우, $SUA_{i,t} = 1$)

$GSUA_{i,j,t}$: 다조합 복합발전기(i)의 가스터빈 발전기(j)의 거래시간(t)별 기동여부

$GGSI_{i,j,t-1} = 0$이고, $GGSI_{i,j,t} = 1$이면, $GSUA_{i,j,t} = 1$, 그렇지 않으면, $GSUA_{i,j,t} = 0$

단, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는 GSUAi,j,t = 0 이며,

또한, $GGSI_{i,j,t-1} \neq 0$이고, $GGSI_{i,j,t} = 1$인 경우에도 파급정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는 $GSUA_{i,j,t} = 1$을 적용한다.

$GGSI_{i,j,t}$: 다조합 복합발전기(i)의 가스터빈 발전기(j)의 거래시간 (t)별 운전여부

$SSUA_{i,j,t}$: 다조합 복합발전기(i)의 스팀터빈 발전기(j)의 거래시간(t)별 기동여부

$GSSI_{i,j,t-1} = 0$이고, $GSSI_{i,j,t} = 1$이면, $SSUA_{i,j,t} = 1$, 그렇지 않으면, $SSUA_{i,j,t} = 0$

단, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는 SSUAi,j,t = 0 이며,

또한, $GSSI_{i,j,t-1} \neq 0$이고, $GSSI_{i,j,t} = 1$인 경우에도 파급정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는 $SSUA_{i,j,t} = 1$을 적용한다.

$GSSI_{i,j,t}$: 다조합 복합발전기(i)의 스팀터빈 발전기(j)의 거래시간 (t)별 운전여부

$GSUC_i$: 다조합 복합발전기(i)별 가스터빈 1기에 대한 기동비용(원)

$SSUC_i$: 다조합 복합발전기(i)별 스팀터빈 1기에 대한 기동비용(원)

$SUCR_FLAG_{i,t}$: 거래시간(t)가 속한 연속운전시간 동안의 각 발전기(i)의 기동비 보상 여부 플래그

$\sum_{t1=X_t}^{Y_t} (MEGW_{i,t1}) > 0$인 경우 $SUCR_FLAG_{i,t} = 0$, 그 외의 경우 $SUCR_FLAG_{i,t} = 1$

$X_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 연속운전구간의 첫 거래시간,

거래시간(t)내 연속운전기간 동안 $MGO_{i,t1-1} = 0$ 이고, $MGO_{i,t1} > 0$ 인 경우 $X_t = t1$

단, $MGO_{i,1} > 0$인 경우 $X_{i,t} = 1$

$Y_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 연속운전구간의 마지막 거래시간,

거래시간(t)내 연속운전기간 동안 $MGO_{i,t1+1} = 0$ 이고 $MGO_{i,t1} > 0$ 인 경우, $Y_t = t1$

단, $MGO_{i,24} > 0$인 경우 $Y_{i,t} = 24$

$RT_FCRCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간주파수제어예비력 정산금(원)

$RT_PCRCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간1차예비력 정산금(원)

$RT_SRCP_{i,t}$ <삭제 2026.4.28.>

$RT_TRCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간3차예비력 정산금(원)

(다) 기대이익정산금($MAP_{i,t}$) <개정 2025.10.1.>

기대이익정산금은 전력거래소의 급전지시에 의해 하루전에너지계획량과 다르게 운전한 경우, 하루전발전계획으로 발전했을 시의 기대이익을 보전하기 위한 금액을 정산하며, 에너지에 대한 기대이익정산금과 예비력에 대한 기대이익정산금의 합에서 변동비보전정산금을 차감한 금액이 0보다 큰 경우 아래 정산산식에 따라 지급한다.

$MGO_{i,t} \geq Min(DA_SE_{i,t}, RA_{i,t})$이면, $MAP_{i,t}=0$

$MAP_{i,t} = Max(E_MAP_{i,t} + R_MAP_{i,t} - MWP_{i,t}, 0)$

단, 예비력을 제공하지 못하는 고정출력발전기에 대해서는 다음과 같은 사항을 추가로 고려한다.

$|Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon_{i,t}$ 이면, $MAP_{i,t} = 0$

에너지기대이익정산금은 하루전에너지계획량 대비 실제 발전한 전력량과의 편차에 해당하는 에너지정산금과 변동비의 차이로 계산한다.

$E_MAP_{i,t} = MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t}$

$MPMAG_{i,t}$

$=\sum_q[\{Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) - \{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\}\} \times RT_MP_{i,t,q} \times TPR_E_{i,t,q}] \times 1{,}000$

$SCMAG_{i,t}$

$= V_QPC_{i,t} \times Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})^2 - W_QPC_{i,t} \times \{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\}^2$

$+ V_LPC_{i,t} \times Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) - W_LPC_{i,t} \times \{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\}$

$+ V_NLPC_{i,t} \times 1h \times V_FLAG_{i,t} - W_NLPC_{i,t} \times 1h \times W_FLAG_{i,t}$

예비력기대이익 정산금은 각 예비력 요소별 하루전예비력계획량 대비 실제 제공한 예비력과의 편차를 예비력 가격으로 계산한다.

$R_MAP_{i,t} = \Sigma_q \{ (DA_SPCR_{i,t} \times TPR_PCR_{i,t,q} - Min(SPCR_{i,t,q}, PCRQ_{i,t,q})) \times 0.25h \times RT_PCR_P_{i,t,q} \times PCRCP_FLAG_{i,t}$

$+ (DA_SFCR_{i,t} \times TPR_FCR_{i,t,q} - Min(SFCR_{i,t,q}, FCRQ_{i,t,q})) \times 0.25h \times RT_FCR_P_{i,t,q} \times FCRCP_FLAG_{i,t}$

$+ (DA_STR_{i,t} \times TPR_TR_{i,t,q} - Min(STR_{i,t,q}, TRQ_{i,t,q})) \times 0.25h \times RT_TR_P_{i,t,q} \times$

$TRCP_FLAG_{i,t}\}$ × 1,000

$MAP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금(원)
$MWP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금(원)
$E_MAP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 에너지기대이익정산금(원)
$MPMAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량과 계량전력량 편차에 대한 에너지정산금(원)
$SCMAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량과 계량전력량 편차에 대한 변동비(원)
$MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)
$MGO_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)
$DA_SE_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 (MW)
$RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)
$\varepsilon_{i,t}$: 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)별허용오차로 아래 기준을 따름
주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 ±($RA_{i,t}$ × 0.01), 기타발전기의 경우 ±(RAi,t × 0.005)
단, 최소허용오차는 ±0.5MWh, 최대허용오차는 ±5MWh를 적용한다.
$XSOF_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부,
초과 급전지시를 한 경우, $XSOF_{i,t}$ = 1, 그렇지 않은 경우 $XSOF_{i,t}$ = 1
$TPR_E_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환계수
단, $MGO_{i,t}$ = 0 인 경우 $TPR_E_{i,t,q}$ = 0.25
그 외의 경우 $TPR_E_{i,t,q}$ = $MGO_{i,t,q}$ / $MGO_{i,t}$
QPC_i : 발전기(i)별 2차증분가격계수(원/MWh^2)
LPC_i : 발전기(i)별 1차증분가격계수(원/MWh)
$NLPC_i$: 발전기(i)별 가격상수(원/h)
$V_FLAG_{i,t}$: Min($DA_SE_{i,t}$ × 1h, $RA_{i,t}$) > 0 일 경우 $V_FLAG_{i,t}$ = 1, 그렇지 않을 경우, $V_FLAG_{i,t}$ = 0
$V_QPC_{i,t}$: Min($DA_SE_{i,t}$ × 1h, $RA_{i,t}$)에 대한 2차증분가격계수(원/MWh^2)
$V_LPC_{i,t}$: Min($DA_SE_{i,t}$ × 1h, $RA_{i,t}$)에 대한 1차증분가격계수(원/MWh)
$V_NLPC_{i,t}$: Min($DA_SE_{i,t}$ × 1h, $RA_{i,t}$)에 대한 가격상수(원/h)

$V_QPC_{i,t}$, $V_LPC_{i,t}$, $V_NLPC_{i,t}$는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다. <개정 2024.5.31.>

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	급전지시에 따라 GT모드로 운전한 경우	그 밖의 경우	
$V_QPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 QPC_i	$V_NGT_{i,t}$:1 조합의 QPC_i	QPC_i
$V_LPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 LPC_i	$V_NGT_{i,t}$:1 조합의 LPC_i	LPC_i
$V_NLPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $NLPC_i$	$V_NGT_{i,t}$:1 조합의 $NLPC_i$	$NLPC_i$

$V_NGT_{i,t}$: $Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})$에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 가스터빈 발전기 운전 대수, 세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) = DA_SE_{i,t} \times 1h$ 인 경우 $DA_SE_{i,t}$ 기준을 적용

$Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) = RA_{i,t}$ 인 경우 $RA_{i,t}$ 기준을 적용

$V_NST_{i,t}$: $Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})$에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 스팀터빈 발전기 운전 대수, 세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) = DA_SE_{i,t} \times 1h$ 인 경우 $DA_SE_{i,t}$ 기준을 적용

$Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) = RA_{i,t}$ 인 경우 $RA_{i,t}$ 기준을 적용

$W_FLAG_{i,t}$: $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} > 0$일 경우, $W_FLAG_{i,t} = 1$

그렇지 않을 경우, $W_FLAG_{i,t} = 0$

$W_QPC_{i,t}$: $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$에 대한 2차 증분가격계수(원/$MWh^2$)

$W_LPC_{i,t}$: $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$에 대한 1차 증분가격계수(원/MWh)

$W_NLPC_{i,t}$: $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$에 대한 가격상수(원/h)

$W_QPC_{i,t}$, $W_LPC_{i,t}$, $W_NLPC_{i,t}$는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다. <개정 2024.5.31.>

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	급전지시에 따라 GT모드로 운전한 경우	그 밖의 경우	
$W_QPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 QPC_i	$W_NGT_{i,t}$:1 조합의 QPC_i	QPC_i
$W_LPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 LPC_i	$W_NGT_{i,t}$:1 조합의 LPC_i	LPC_i
$W_NLPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $NLPC_i$	$W_NGT_{i,t}$:1 조합의 $NLPC_i$	$NLPC_i$

$W_NGT_{i,t}$: $Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t})$에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 가스터빈 발전기 운전 대수로, 세부결정방안은 아.다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$Min(MGO_{i,t},RA_{i,t}) = MGO_{i,t}$ 인 경우 $MGO_{i,t}$ 기준을 적용

$Min(MGO_{i,t},RA_{i,t}) = RA_{i,t}$ 인 경우 $RA_{i,t}$ 기준을 적용

$W_NST_{i,t}$: Min($MGO_{i,t}$, $RA_{i,t}$)에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 스팀터빈 발전기 운전 대수로, 세부결정방안은 아.다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

Min($MGO_{i,t}$, $RA_{i,t}$) = $MGO_{i,t}$ 인 경우 $MGO_{i,t}$ 기준을 적용

Min($MGO_{i,t}$, $RA_{i,t}$) = $RA_{i,t}$ 인 경우 $RA_{i,t}$ 기준을 적용

$DA_SPCR_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전 1차예비력 계획량(MW)

$DA_SFCR_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전 주파수제어예비력 계획량(MW)

$DA_STR_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전 3차예비력 계획량(MW)

$TPR_PCR_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 1차예비력 거래단위 변환계수

단, $PCRQ_{i,t}$ = 0 인 경우 $TPR_PCR_{i,t,q}$ = 1

그 외의 경우 $TPR_PCR_{i,t,q}$ = $PCRQ_{i,t,q}$ / $PCRQ_{i,t}$

$TPR_FCR_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 주파수제어예비력 거래단위 변환계수

단, $FCRQ_{i,t}$ = 0 인 경우 $TPR_FCR_{i,t,q}$ = 1

그 외의 경우 $TPR_FCR_{i,t,q}$ = $FCRQ_{i,t,q}$ / $FCRQ_{i,t}$

$TPR_TR_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 3차예비력 거래단위 변환계수

단, $TRQ_{i,t}$ = 0 인 경우 $TPR_TR_{i,t,q}$ = 1

그 외의 경우 $TPR_TR_{i,t,q}$ = $TRQ_{i,t,q}$ / $TRQ_{i,t}$

$PCRQ_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 1차예비력 평균(MW)

$FCRQ_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 주파수제어예비력 정산용량(MW) <개정 2024.5.31.>

$FCRQ_{i,t,q}$ = Max{Min($FCRSC_{i,t,q}$ – $PCRQ_{i,t,q}$, $MGO_{i,t,q}$/0.25 – $LFCMIN_{i,t,q}$), 0}

$FCRSC_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 평균(MW)

$LFCMIN_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 하한(MW)

$TRQ_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 3차예비력 정산용량(MW) <개정 2024.5.31.>

$TRQ_{i,t,q}$ = Max($TREC_{i,t,q}$ – $FCRQ_{i,t,q}$ – $PCRQ_{i,t,q}$, 0)

$TREC_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 3차예비력 평균(MW)

$RT_PCR_P_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간 1차예비력 가격(원/kW-h)

$RT_FCR_P_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간 주파수제어예비력 가격(원/kW-h)

$RT_TR_P_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간 3차예비력 가격(원/kW-h)
$PCRCP_FLAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 1차예비력 정산금 지급여부 플래그
$FCRCP_FLAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 주파수제어예비력 정산금 지급여부 플래그
$SRCP_FLAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 2차예비력 정산금 지급여부 플래그
$TRCP_FLAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 3차예비력 정산금 지급여부 플래그

(라) 임밸런스페널티($IMBP_{i,t}$)
임밸런스페널티는 중앙급전발전기에 대하여 사업자가 제출한 하한 및 고정제약발전량에 미달하여 발전한 경우 해당 발전량에 대하여 실시간에너지시장 에너지거래가격($RT_MP_{i,t,q}$)의 20%를 환수한다. 단, 성능시험 사유로 인한 제약입찰 시에는 임밸런스 페널티를 적용하지 아니한다.

$MEGW_{i,t}$ = 0 또는 제약코드 4(성능시험 사유)로 제약입찰 한 경우, $IMBP_{i,t}$ = 0

그 외의 경우,
$IMBP_{i,t} = \sum_q (IMBP_{i,t,q})$
$IMBP_{i,t,q} = -\ Max\{Max\{(MEGW_{i,t} - MGO_{i,t}) - \varepsilon_{i,t},\ 0\} \times TPR_E_{i,t,q} \times RT_MP_{i,t,q} \times 0.2 \times 1{,}000,\ 0\}$

$MEGW_{i,t}$: 발전기(i)가 거래시간(t)에 제출한 발전사업자 하한제약량(MWh)
$TPR_E_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 에너지 거래단위 변환계수
단, $MGO_{i,t}$ = 0 인 경우 $TPR_E_{i,t,q}$ = 0.25
그 외의 경우 $TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$
$RT_MP_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)
$RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$
$\varepsilon_{i,t}$: 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)별허용오차로 아래 기준을 따름
주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 $\pm(RA_{i,t} \times 0.01)$, 기타발전기의 경우 $\pm(RA_{i,t} \times 0.005)$
단, 최소허용오차는 ±0.5MWh, 최대허용오차는 ±5MWh를 적용한다.

(2) 급전가능재생에너지자원 <개정 2024.2.13.>
(가) 에너지정산금($MEP_{i,t}$) <개정 2024.2.13.>

에너지정산금은 급전가능재생에너지자원에 속한 보유자원별 제11.1.7조에 따른 고정가격계약 물량에 대한 에너지정산금과 그 외 물량에 대한 에너지정산금 합으로 구성되며, 고정가격계약 물량에 대한 에너지정산금은 에너지거래가격과 고정가격계약단가 중 작은 값으로 조정하여 산정한다. 여기서, 제11.1.7조에 따른 고정가격계약은 2023년 4월 1일 이후 체결된 계약을 말한다.

$MEP_{i,j,t} = \sum_c C_MEP_{i,j,c,t} + S_MEP_{i,j,t}$
$MEP_{i,t} = \sum_j MEP_{i,j,t}$

하루전에너지시장 정산금은 하루전에너지계획량에 대해 하루전에너지가격으로 계산한다.
$DA_MEP_{i,t} = DA_MP_{i,t} \times DA_SE_{i,t} \times 1h \times 1{,}000$

실시간에너지시장 에너지정산금은 하루전에너지계획량과 계량전력량의 편차를 실시간에너지가격으로 계산한다.
$RT_MEP_{i,t,q} = RT_MP_{i,t,q} \times (MGO_{i,t} - DA_SE_{i,t} \times 1h) \times TPR_E_{i,t,q} \times 1{,}000$

$MEP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 에너지정산금(원)
$DA_MEP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지정산금(원)
$RT_MEP_{i,t,q}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지정산금(원)
$DA_MP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)
$DA_MP_{i,t} = DA_SMP_{i,t} \times STLF_{i,t}$
$RT_MP_{i,t,q}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)
$RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$
DA_SMP_t : 거래시간(t)별 하루전에너지가격(원/kWh)
$RT_SMP_{t,q}$: 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh)
$DA_SE_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 (MW)
$MGO_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)
$MGO_{i,t,q}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)
$TPR_E_{i,t,q}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 에너지 거래단위 변환계수
단, $MGO_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_E_{i,t,q} = 0.25$

그 외의 경우 $TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$

에너지거래가격은 하루전시장 에너지정산금과 실시간시장 에너지정산금을 계량전력량으로 나눈값으로 한다.

$EP_{i,t} = (DA_MEP_{i,t} + \sum_q RT_MEP_{i,t,q})/MGO_{i,t}/1{,}000$

제11.1.7조에 따른 고정가격계약을 고려한 에너지정산금은 다음과 같은 조정절차에 따라 산정한다.

① 제11.1.7조에 따른 고정가격계약 물량에 대한 에너지정산금

$C_MEP_{i,j,c,t} = Min(EP_{i,t}, UPFP_{i,j,c,t}/1{,}000) \times MGO_{i,j,t} \times CR_{i,j,c,t}$

② 그 외 물량에 대한 에너지정산금

$S_MEP_{i,j,t} = EP_{i,t} \times MGO_{i,j,t} \times (1 - \sum_c CR_{i,j,c,t})$

제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 태양광 또는 풍력설비에 연계된 ESS설비에 대해서는 신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영 지침」 별표 2의 비고 제21호 따라 ESS설비의 가중치가 인정되는 시간대별 전력량을 위의 정산산식에 따라 정산한다. 단, ESS설비의 접속점이 연계발전기의 계량점보다 하단에 설치되어 있는 경우로 ESS설비의 가중치가 인정되는 시간대별 전력량이 연계발전기의 시간대별 전력량보다 큰 경우에는 그 연계발전기의 시간대별 전력량을 적용한다.

$EP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 대한 에너지 거래가격(원/kWh)

$C_MEP_{i,i,c,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c) 물량에 대한 거래시간(t)별 에너지정산금(원)

$S_MEP_{i,i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c)이 아닌 물량에 대한 거래시간(t)별 에너지정산금(원)

$MEP_{i,i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 거래시간(t)별 에너지정산금(원)

$MGO_{i,j,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

$CR_{i,j,c,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c)에 대한 거래시간(t) 별 비율로서 소숫점 셋째자리에서 반올림하여 계산한다.

$UPFP_{i,j,c,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c)에 대한 거래시간(t) 별 고정가격계약단가(원/MWh)

(나) 변동비보전정산금($MWP_{i,t}$) <개정 2025.10.1.>

변동비보전정산금은 공급가능용량 이내로 발전한 전력량에 대하여 에너지정산금으로 입찰비용을 회수할 수 없는 경우 에너지정산금과 입찰비용 간의 차액으로 정산한다. 단, 급전지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 경우에 대해서는 발전한 전력량 전체에 대한 입찰비용 차액을 정산한다.

$MGO_{i,t} \leq 0$인 경우, $MWP_{i,t} = 0$

그 외의 경우,

$MWP_{i,t} = Max(SCMWG_{i,t} - MPMWG_{i,t}, 0)$

$$SCMWG_{i,t} = \int_{0}^{MWG_UP_{i,t}} \{ RT_OFFER_PRICE_{i,t}(MW) \cdot d(MW) \} \times 1{,}000$$

$MWG_UP_{i,t} = Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}, SET_POINT_{i,t} \times 1h + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$

$MPMWG_{i,t} = Min(RA_{i,t}, DA_SE_{i,t}) \times 1h \times DA_MP_{i,t} \times 1{,}000 + \sum_q [\{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}, SET_POINT_{i,t} \times 1h + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} - Min(RA_{i,t}, DA_SE_{i,t}) \times 1h\} \times TPR_E_{i,t,q} \times RT_MP_{i,t,q} \times 1{,}000]$

$MWP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금(원)

$SCMWG_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급영역에 대한 변동비(원)

$MWG_UP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급영역 상한(MWh)

$MPMWG_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급영역에 대한 에너지정산금(원)

$SET_POINT_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 EMS 급전지시 출력(MW) <개정 2026.10.30.>

$SET_POINT_{i,t} = Min(\sum_m SET_POINT_{i,t,m}/60, Max(MGO_{i,t}, RA_{i,t})) \times (1\text{-}XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$ [신설 2026.10.30.]

$SET_POINT_{i,t,m}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 분(m)에 대한 EMS 급전지시 출력(MW) <개정 2026.10.30.>

(다만, 시스템 장애 또는 작업 등으로 $SET_POINT_{i,t,m}$ 미송출 시, $SE_{RT,i,t,q}$을 EMS 급전지시 출력으로 볼 수 있다.)

$SE_{RT,i,t,q}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)에 대한 구간(q)별 발전계획량(MW) [신설 2026.10.30.]
$RT_OFFER_PRICE_{i,t}$(MW) : 급전가능재생에너지자원(i)의 실시간시장 입찰구간별(MW) 입찰가격(원/kWh)
단, 실시간시장의 입찰 공급가능용량을 초과한 구간에 대한 가격은 마지막 구간의 가격을 적용한다.
$MGO_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)
$MGO_{i,t,q}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)별 계량전력량(MWh)
$DA_SE_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량(MW)
$DA_MP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)
$DA_MP_{i,t} = DA_SMP_{i,t} \times STLF_{i,t}$
$RT_MP_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)
$RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$
DA_SMP_{t} : 거래시간(t)별 하루전에너지가격(원/kWh)
$RT_SMP_{t,q}$: 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh)
$RA_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)
$\varepsilon_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 허용오차(MWh)
$XSOF_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부,
계통운영상 초과 급전지시를 한 경우, $XSOF_{i,t} = 1$, 그렇지 않은 경우, $XSOF_{i,t} = 0$ <개정 2026.10.30.>
$TPR_E_{i,t,q}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환계수
단, $MGO_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_E_{i,t,q} = 0.25$
그 외의 경우 $TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$

(다) 기대이익정산금($MAP_{i,t}$)
기대이익정산금은 전력거래소의 급전지시에 의해 하루전에너지계획량과 다르게 운전한 경우, 하루전발전계획으로 발전했을 시의 기대이익을 보전하기 위한 금액을 정산하며, 에너지에 대한 기대이익정산금에서 변동비보전정산금을 차감한 금액이 0보다 큰 경우 아래 정산산식에 따라 지급한다.
$MAP_{i,t} = Max(E_MAP_{i,t} - MWP_{i,t}, 0)$

$E_MAP_{i,t} = MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t}$

$SET_POINT_{i,t} \leq DA_SE_{i,t}$인 경우,

$MPMAG_{i,t} = \sum_q [RT_MP_{i,t,q} \times \{Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) - \{Min\{Max\{Min(MGO_{i,t}, DA_SE_{i,t} \times 1h), SET_POINT_{i,t} \times 1h\}, RA_{i,t}\} \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\}\} \times TPR_E_{i,t,q}] \times 1{,}000$

$SET_POINT_{i,t} > DA_SE_{i,t}$인 경우,

$MPMAG_{i,t} = \sum_q [RT_MP_{i,t,q} \times \{Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) - \{Min\{Max(MGO_{i,t}, DA_SE_{i,t} \times 1h), SET_POINT_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}\} \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\}\} \times TPR_E_{i,t,q}] \times 1{,}000$

$$SCMAG_{i,t} = \int_{MAG_LO_{i,t}}^{MAG_UP_{i,t}} \{ DA_OFFER_PRICE_{i,t}(MW) \cdot d(MW) \} \times 1{,}000$$

$SET_POINT_{i,t} \leq DA_SE_{i,t}$인 경우,

$MAG_UP_{i,t} = Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})$

$MAG_LO_{i,t} = Min(Max(Min(MGO_{i,t}, DA_SE_{i,t} \times 1h), SET_POINT_{i,t} \times 1h), RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$

$SET_POINT_{i,t} > DA_SE_{i,t}$인 경우,

$MAG_UP_{i,t} = Min(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})$

$MAG_LO_{i,t} = Min(Max(MGO_{i,t}, DA_SE_{i,t} \times 1h), SET_POINT_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$

$MAP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금(원)

$E_MAP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 에너지기대이익정산금(원)

$MWP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금(원)

$MPMAG_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 대비 실제 발전한 전력량과의 편차에 해당하는 에너지정산금(원)

$SCMAG_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 대비 실제 발전한 전력량과의 편차에 해당하는 변동비(원)

$MAG_UP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금 지급 영역 상한(MWh)

$MAG_LO_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금 지급 영역 하한(MWh)

$DA_OFFER_PRICE_{i,t}(MW)$: 급전가능재생에너지자원(i)가 구간별 발전예측량(MW)에 대하여 하루전시장에서 입찰한 가격(원/kWh)

단, 하루전시장의 입찰 공급가능용량을 초과한 구간에 대한 가격은 마지막 구간의 가격을 적용한다.

$SET_POINT_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 EMS 급전지시 출력(MW) <개정 2026.10.30.>

$SET_POINT_{i,t} = Min(\sum_m SET_POINT_{i,t,m}/60,\ Max(MGO_{i,t},\ RA_{i,t}))\times(1-XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t}\times XSOF_{i,t}$ [신설 2026.10.30.]

$SET_POINT_{i,t,m}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 분(m)에 대한 EMS 급전지시 출력(MW) [신설 2026.10.30.]

(다만, 시스템 장애 또는 작업 등으로 $SET_POINT_{i,t,m}$ 미송출 시, $SE_{RT,i,t,q}$을 EMS 급전지시 출력으로 볼 수 있다.)

$SE_{RT,i,t,q}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)에 대한 구간(q)별 발전계획량(MW) [신설 2026.10.30.]

$TPR_E_{i,t,q}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환계수

단, $MGO_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_E_{i,t,q} = 0.25$

그 외의 경우 $TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$

$DA_SE_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량(MW)

$RA_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)

$MGO_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

$MGO_{i,t,q}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 구간(q)별 계량전력량(MWh)

$XSOF_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부, 계통운영상 초과 급전지시를 한 경우, $XSOF_{i,t} = 1$, 그렇지 않은 경우, $XSOF_{i,t} = 0$ <개정 2026.10.30.>

$RT_MP_{i,t,q}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$

(라) 임밸런스페널티($IMBP_{i,t}$) <개정 2024.2.28., 2025.10.1., 2026.10.30.>

임밸런스페널티는 급전가능재생에너지자원에 대하여 급전지시량 대비 실제계량값이 허용오차를 초과하였을 경우 해당 전력량에 대한 정산금을 환수한다.

$IMBP_{i,t} = \sum_q(IMBP_{i,t,q})$

$IMBP_{i,t,q}$

$= -[Max\{\ |MGO_{i,t} - SET_POINT_{i,t}\ | - ICDM_i \times IMB_TOL_{i,t,q}, 0\} \times 0.25h \times IMBPP_{i,t,q} \times 1{,}000]$

여기서 $IMBPP_{i,t,q}$는 아래 표에 따라 결정한다. <개정 2026.10.30.>

	$RT_MP_{i,t,q} \le 0$	$RT_MP_{i,t,q} > 0$	
		$DRECF_{i,t,q} = 1$	$DRECF_{i,t,q} = 0$

$MGO_{i,t}$ - $SET_POINT_{i,t}$ > 0 (초과발전)	Max { - MIN_OFFER_PRICE, 0 }×2.5 + $RT_FCR_P_{i,t,q}$	Max {$RT_MP_{i,t,q}$ − $Min_s(OFFER_PRICE_{i,t,s})$, 0} + $RT_FCR_P_{i,t,q}$	$RT_FCR_P_{i,t,q}$
$MGO_{i,t}$ - $SET_POINT_{i,t}$ < 0 (미달발전)	0	0	$RT_FCR_P_{i,t,q}$

$MGO_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 계량전력량(MWh) <개정 2026.10.30.>

$SET_POINT_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 EMS 급전지시 출력(MW) <개정 2026.10.30.>

$SET_POINT_{i,t} = Min(\sum_m SET_POINT_{i,t,m}/60, Max(MGO_{i,t}, RA_{i,t}))\times(1-XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t}\times XSOF_{i,t}$

$SET_POINT_{i,t,m}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 분(m)에 대한 EMS 급전지시 출력(MW) [신설 2026.10.30.]

(다만, 시스템 장애 또는 작업 등으로 $SET_POINT_{i,t,m}$ 미송출 시, $SE_{RT,i,t,q}$을 EMS 급전지시 출력으로 볼 수 있다.)

$SE_{RT,i,t,q}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)에 대한 구간(q)별 발전계획량(MW) [신설 2026.10.30.]

$XSOF_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부,

계통운영상 초과 급전지시를 한 경우, $XSOF_{i,t} = 1$, 그렇지 않은 경우 $XSOF_{i,t} = 0$ [신설 2026.10.30.]

$DRECF_{i,t,q}$(Dispatchable Renewable Energy Curtailment Flag) : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 구간(q)별 출력감발 시행여부를 구분하는 표시기로서, 해당 구간(q)에 계통운영시스템(EMS)의 출력감발 기능이 활성화된 상태이고 $SET_POINT_{i,t} < RA_{i,t}$인 경우 1, 그 밖의 경우 0 [신설 2026.10.30.]

$ICDM_i$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 주요자원 설비용량(MW-h)

$IMB_TOL_{i,t,q}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 구간(q)별 임밸런스 오차구간으로 아래 표에 따라 달리 적용한다. <개정 2025.10.1., 2026.10.30.>

구 분	2024년 12월 31일 까지	2025년 12월 31일 까지	2026년 1월 1일 이후
$RT_MP_{i,t,q} \leq 0$ 또는 $DRECF_{i,t,q} = 1$	12%	8%	1.5%
그 밖의 경우			6%

$IMBPP_{i,t,q}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 구간(q)별 임밸런스 페널티 적용가격(원/kWh)

$RT_MP_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$

$RT_SMP_{t,q}$: 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh)

MIN_OFFER_PRICE : 제16.3.2조제3항제2호의 입찰하한가격(원/kWh)

$OFFER_PRICE_{i,t,s}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 입찰구간(s)별 입찰가격(원/kWh)

$Min_s(OFFER_PRICE_{i,t,s})$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 최소 입찰가격(원/kWh)

(3) 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 <개정 2024.2.13., 2024.2.28., 2025.10.1.>

(가) 에너지정산금($MEP_{i,t}$)

에너지정산금은 제11.1.7조에 따른 고정가격계약 물량에 대한 에너지정산금과 그 외 물량에 대한 에너지정산금의 합으로 구성되며, 고정가격체결 물량에 대한 에너지정산금은 에너지거래가격과 고정가격계약단가 중 작은 값으로 조정하여 산정한다.

단, 급전가능집합전력자원의 보유자원에 해당하는 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치에 대해서는 정산금을 지급하지 아니한다. 여기서, 제11.1.7조에 따른 고정가격계약은 2023년 4월 1일 이후 체결된 계약을 말한다.

$MEP_{i,t} = \sum_c C_MEP_{i,j,c,t} + S_MEP_{i,j,t}$

하루전에너지시장 정산금은 하루전발전계획량에 대해 하루전에너지가격으로 계산한다. 단, 제16.3.1조의 하루전에너지시장 입찰 대상이 아닌 발전기에 대해서는 전체계량전력량을 하루전에너지가격으로 정산한다.

하루전에너지시장 입찰대상 발전기의 경우,

$DA_MEP_{i,t} = DA_MP_{i,t} \times DA_SE_{i,t} \times 1{,}000 \times 1h$

그 외의의 경우,

$DA_MEP_{i,t} = DA_MP_{i,t} \times MGO_{i,t} \times 1{,}000 \times 1h$

실시간에너지시장 에너지정산금은 하루전발전계획량과 계량전력량의 편차를 실시간에너지가격으로 계산한다. 단, 제16.3.1조의 하루전에너지시장 입찰 대상이 아닌 발전기에 대해서는 정산하지 아니한다.

하루전에너지시장 입찰대상 발전기의 경우,

$RT_MEP_{i,t,q} = RT_MP_{i,t,q} \times (MGO_{i,t} - DA_SE_{i,t} \times 1h) \times TPR_E_{i,t,q} \times 1{,}000$

그 외의의 경우,

$RT_MEP_{i,t,q} = 0$

$MEP_{i,t}$: 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 에너지 정산금(원)

$DA_MEP_{i,t}$: 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 정산금(원)

$RT_MEP_{i,t,q}$: 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지정산금(원)

$DA_MP_{i,t}$: 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$DA_MP_{i,t} = DA_SMP_{i,t} \times STLF_{i,t}$

$RT_MP_{i,t,q}$: 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$

DA_SMP_{t} : 거래시간(t)별 하루전에너지가격(원/kWh)

$RT_SMP_{t,q}$: 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh)

$DA_SE_{i,t}$: 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 (MW)

$MGO_{i,t}$: 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

$MGO_{i,t,q}$: 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)

$TPR_E_{i,t,q}$: 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 에너지 거래단위

변환계수

단, $MGO_{i,t}$ = 0 인 경우 $TPR_E_{i,t,q}$ = 0.25
그 외의 경우 $TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$

에너지거래가격은 하루전시장 에너지정산금과 실시간시장 에너지정산금을 계량 전력량으로 나눈값으로 한다.
$EP_{i,t} = (DA_MEP_{i,t} + \sum_q RT_MEP_{i,t,q})/MGO_{i,t}/1{,}000$

제11.1.7조에 따른 고정가격계약을 고려한 에너지정산금은 다음과 같은 조정절차에 따라 산정한다.

① 제11.1.7조에 따른 고정가격계약 물량에 대한 에너지정산금
$C_MEP_{i,c,t} = Min(EP_{i,t}, UPFP_{i,c,t}/1{,}000) \times MGO_{i,t} \times CR_{i,c,t}$

② 그 외 물량에 대한 에너지정산금
$S_MEP_{i,t} = EP_{i,t} \times MGO_{i,t} \times (1 - \sum_c CR_{i,c,t})$

제11.1.7조에 따라 고정가격계약을 체결한 태양광 또는 풍력설비에 연계된 ESS 설비에 대해서는 신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영 지침」 별표 2의 비고 제21호 따라 ESS설비의 가중치가 인정되는 시간대별 전력량을 위의 정산산식에 따라 정산한다. 단, ESS설비의 접속점이 연계발전기의 계량점보다 하단에 설치되어 있는 경우로 ESS설비의 가중치가 인정되는 시간대별 전력량이 연계발전기의 시간대별 전력량보다 큰 경우에는 그 연계발전기의 시간대별 전력량을 적용한다.

$EP_{i,t}$: 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)에 대한 에너지 거래가격(원/kWh)
$C_MEP_{i,c,t}$: 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c) 물량에 대한 거래시간(t)별 에너지정산금(원)
$S_MEP_{i,t}$: 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c)이 아닌 물량에 대한 거래시간(t)별 에너지정산금(원)
$CR_{i,c,t}$: 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치(i)의 고정가격계약(c) 비율로서 소숫점 셋째자리에서 반올림하여 계산

(나) 임밸런스페널티($IMBP_{i,t}$) [신설 2025.10.1.]
비중앙급전발전기 중 제16.1.10조제2항의 급전가능재생에너지자원 등록의무가 있음에도 등록하지 않은 발전기에 대해서는 급전가능재생에너지자원과 동일하게 임밸런스페널티를 적용한다.

(4) 시운전 발전기

(가) 에너지정산금($MEP_{i,t}$)

시운전 발전기에 대한 에너지정산금은 (1)일반발전기의 (가)에너지정산금 정산산식을 따른다.

(나) 변동비보전정산금($MWP_{i,t}$)

보칙 21.3조 제8항에 의한 전력거래소 급전지시에 따라 발전한 시운전 발전기에 대한 변동비보전정산금은 (1)일반발전기의 (나)변동비보전정산금 정산산식을 따른다.

(5) 직접전력거래 발전기 및 전기저장장치 [신설 2026.10.30.]

전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 직접전력거래 발전기 및 전기저장장치에 대한 정산은 별표2의 'Ⅰ. 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에 대한 정산 - 1. 전력량 등에 대한 정산 - 사. 직접전력거래 발전기 및 전기저장장치'를 따른다. 단, SMP 대신 DA_MP를 적용한다.

나. 공급가능용량에 대한 정산

(1) 일반발전기 <개정 2024.2.28.>

일반발전기의 시간대별 용량정산금($TPCP_{i,t}$), 급전지시에 의한 시간대별 추가 용량정산금($XCP_{i,t}$)은 아래 정산산식에 따른다.

시간대별 용량정산금($TPCP_{i,t}$)은 발전사업자가 입찰 시 제시한 공급가능용량과 거래시간별 재선언공급가능용량 등을 반영하여 정산한다. 단, 복합발전기의 경우 공급가능용량 대신 기온반영 공급가능용량을 적용하여 정산한다.

복합발전기가 아닌 발전기의 경우,

$TPCP_{i,t} = Min(A_{i,t}, RA_{i,t}, Max(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$

복합발전기의 경우,

$TPCP_{i,t} = Min(TA_{i,t}, RA_{i,t}, Max(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$

전력거래소가 전력계통의 안정운영을 위하여 발전기의 공급가능용량 이상으로 급전지시를 하거나, 발전기의 정비 또는 시험일정을 변경하는 경우에는 전력거래소 지시에 의한 발전기의 추가 용량정산금($XCP_{i,t}$)을 아래 산식에 따라 지급한다. 단, 복합발전기의 경우 공급가능용량 대신 기온반영 공급가능용량을 적용하여 정산한다.

복합발전기가 아닌 발전기의 경우,

$XCP_{i,t}$ =[{$RA_{i,t}$ + $XEOGA_{i,t}$} - Min{$A_{i,t}$, $RA_{i,t}$, Max($MGO_{i,t}$,$FCA_{i,t}$)}] × ($HCF_{i,t}$ + β) × 1,000

복합발전기의 경우,

$XCP_{i,t}$ = [{$RA_{i,t}$ + $XEOGA_{i,t}$} - Min{$RA_{i,t}$, $TA_{i,t}$, Max($MGO_{i,t}$,$FCA_{i,t}$)}] × ($HCF_{i,t}$ + β) × 1,000

$TPCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 용량정산금(원)

$XCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 발전량에 대한 용량정산금(원)

$A_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량(MW-h)

$RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)

$TA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 기온반영 공급가능용량(MW-h)

$MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

$HCF_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 일반용량가격(원/kW-h)

$HCF_{i,t}$ = RCP_i × RCF_i × TCF_t × PCF_i

RCP_i : 발전기(i)에 대한 제주지역 기준용량가격(원/kW-h)

RCF_i : 발전기(i)에 대한 적정설비 예비력을 고려한 지역별 가중치

PCF_i : 발전기(i)에 대한 성과연동형용량가격계수

TCF_t : 거래시간(t)에 대한 시간대별용량가격계수

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

$XEOGA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t) 별 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과전력량(MWh)

(2) 급전가능재생에너지자원 <개정 2024.2.28., 2024.5.31., 2025.10.1.>

급전가능재생에너지자원에 대한 정산은 실효용량을 반영하여 아래와 같이 정산한다.

$TPCP_{i,t}$ = EA_i × RCP_i × $RPCF_i$ ×1,000

$TPCP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 용량정산금(원)

EA_i : 급전가능재생에너지자원(i)에 대한 실효용량(MW-h),

EA_i = $\sum_{j,t}$ ($MGC_{i,j}$ × $EFCR_j$ × $EA_FLAG_{i,j,t}$)

$EA_FLAG_{i,j,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 실효용량 합산 플래그로서, 일간 전력공급 실적이 있는 자원에 대해서만 실효용량을 합산한다.

$\sum_t |MGO_{i,j,t}| > 0$ 인 경우 1,

그 밖의 경우 0

$RPCF_i$: 급전가능재생에너지자원(i)의 성과연동형용량가격계수
$MGC_{i,j}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 최대발전용량(MW), 전기저장장치의 경우 최대방전용량으로 한다.
$EFCR_j$: 보유자원(j)에 해당하는 전원별 실효용량비율, 본 계수는 비용평가위원회에서 결정한다.
RCP_i : 급전가능재생에너지자원(i)에 대한 제주지역 기준용량가격(원/kW-h)

(3) 시운전발전기
보칙 제21.3조 제1항에 따른 입찰자료를 제출하지 않았으나 동조 제8항에 의한 전력거래소 급전지시에 따라 발전한 시운전발전기의 시간대별 용량정산금은 아래 산식에 따라 지급한다.
$XCP_{i,t} = MGO_{i,t} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$

$XCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 발전량에 대한 용량정산금(원)
$MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)
$HCF_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 일반용량가격(원/kW-h)
$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$
RCP_i : 발전기(i)에 대한 제주지역 기준용량가격(원/kW-h)
RCF_i : 발전기(i)에 대한 적정설비 예비력을 고려한 지역별 가중치
PCF_i : 발전기(i)에 대한 성과연동형용량가격계수
TCF_t : 거래시간(t)에 대한 시간대별용량가격계수
β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

(4) 용량가격 정산에서 제외되는 발전기
주파수조정 서비스만 제공하는 중앙급전전기저장장치, 중앙급전발전기, 급전가능재생에너지, 급전가능집합전력자원에 해당하지 않는 발전기와 상업운전 개시 이전의 발전기는 용량정산금을 지급하지 않는다. 다만, 제17.3조 제8항의 지시에 의한 경우에는 별표33 나. (3)에 따라 지급한다.

다. 보조서비스에 대한 정산
(1) 예비력정산금
(가) 주파수제어예비력에 대한 정산 <개정 2024.2.13.>
주파수제어예비력에 대한 정산은 계통운영시스템(EMS)에서 1분 단위로 산정되는 주파수제어예비력 공급량에 대한 15분 단위 평균치와 실시간 주파수제어예비력가격을 고려하여 아래 산식에 따라 정산한다.
$RT_FCRCP_{i,t} = \sum_q RT_FCRCP_{i,t,q}$

$RT_FCRCP_{i,t,q}$ = {Min($SFCR_{i,t,q}$, $FCRQ_{i,t,q}$) × 0.25h} × $RT_FCR_P_{t,q}$ × $FCRCP_FLAG_{i,t}$ × 1,000

$RT_FCRCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간 주파수제어예비력 정산금(원)
$RT_FCRCP_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 주파수제어예비력 정산금(원)
$FCRQ_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 주파수제어예비력 정산용량(MW) <개정 2024.5.31.>
$FCRQ_{i,t,q}$ = Max{Min($FCRSC_{i,t,q}$ - $PCRQ_{i,t,q}$, $MGO_{i,t,q}$/0.25h - $LFCMIN_{i,t,q}$), 0}
$FCRSC_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 평균(MW)
$LFCMIN_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 하한(MW)
$MGO_{i,t,q}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)
$SFCR_{i,t,q}$: 발전기(i)에 대한 거래기간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간주파수제어예비력계획량(MW)
$RT_FCR_P_{t,q}$: 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 실시간 주파수제어예비력 가격(원/kW-h)
$FCRCP_FLAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 주파수제어예비력 정산금 지급여부 플래그
단, 주파수제어예비력을 불이행한 경우에는 아래의 사항에 따른다.
① 전력거래소의 사전 승인 없이 주파수제어예비력에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.
② 전력거래소에서 주파수제어예비력 이행 상태를 평가하여 출력증가/감소율 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다. (단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)

(나) 1차예비력에 대한 정산 <개정 2024.2.13.>
1차예비력에 대한 정산은 계통운영시스템(EMS)에서 1분 단위로 산정되는 1차예비력 공급량에 대한 15분 단위 평균치를 실시간시장 거래단위를 고려하여 실시간 1차예비력가격으로 정산한다.
$RT_PCRCP_{i,t}$ = $\sum_q$ $RT_PCRCP_{i,t,q}$
$RT_PCRCP_{i,t,q}$ = {Min($SPCR_{i,t,q}$, $PCRQ_{i,t,q}$) × 0.25h} × $RT_PCR_P_{t,q}$ × $PCRCP_FLAG_{i,t}$ × 1,000

$RT_PCRCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 1차예비력 정산금(원)
$RT_PCRCP_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 1차예비력 정산금(원)
$PCRQ_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 1차예비력 평균(MW)
$SPCR_{i,t,q}$: 발전기(i)에 대한 거래기간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간1차예비력계획량(MW)
$RT_PCR_P_{t,q}$: 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 1차예비력가격(원/kW-h)
$PCRCP_FLAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 1차예비력 정산금 지급여부 플래그
단, 1차예비력을 불이행한 경우에는 아래의 사항에 따른다.
① 전력거래소의 사전 승인 없이 1차예비력에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.
② 전력거래소에서 1차예비력 이행상태를 평가하여 속도조정률 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다. (단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)

(다) 3차예비력에 대한 정산 <개정 2024.2.13.>
3차예비력에 대한 정산은 계통운영시스템(EMS)에서 1분 단위로 산정되는 3차예비력 공급량에 대한 15분 단위 평균치를 실시간시장 거래단위를 고려하여 실시간 3차예비력가격으로 정산한다.

$$RT_TRCP_{i,t} = \sum_{q} RT_TRCP_{i,t,q}$$

$$RT_TRCP_{i,t,q} = \{Min(STR_{i,t,q}, TRQ_{i,t,q}) \times 0.25h\} \times RT_TR_P_{t,q} \times TRCP_FLAG_{i,t} \times 1{,}000$$

$RT_TRCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 3차예비력 정산금(원)
$RT_TRCP_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 3차예비력 정산금(원)
$TRQ_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 3차예비력 정산용량(MW)

$$TRQ_{i,t,q} = Max(TREC_{i,t,q} - FCRQ_{i,t,q} - PCRQ_{i,t,q}, 0)$$

$TREC_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 3차예비력 평균(MW)
$STR_{i,t,q}$: 발전기(i)에 대한 거래기간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 3차예비력계획량(MW)

$RT_TR_P_{t,q}$: 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 3차예비력가격(원/kW-h)

$TRCP_FLAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 3차예비력 정산금 지급여부 플래그

단, 3차예비력을 불이행한 경우에는 아래의 사항에 따른다.

① 3차주파수제어서비스로 지정된 발전기가 급전지시에도 불구하고 정해진 시간 내에 계통연결을 하지 못하거나 최소 운전시간이상 운전이 불가능할 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니하고 제2항에서 정하는 바에 따라 환수한다. 단, 고장 또는 기타사유로 3차예비력 제공이 불가능하여 사전 신고한 경우에는 해당 시간에 대해서만 정산하지 아니한다.

② 3차예비력 정산금의 환수는 다음과 같이 적용한다.

$TCPP_i = 3 \times \sum_{t,q} RT_TRCP_{i,t,q}$

(2) 마일리지 정산금 <개정 2024.2.13.>

마일리지정산금은 계통운영시스템(EMS)에서 15분 마일리지 합산치를 제어성과를 고려하여 마일리지 정산단가로 정산한다.

$$FCMP_{i,t} = \sum_q [\sum_m \{(|EG_{i,t,q,m} - EG_{i,t,q,m-1}|) \times Max\{(1 - |AG_{i,t,q,m} - EG_{i,t,q,m}|/EG_{i,t,q,m}), 0\}\} \times Max\{CORREL_m(AG_{i,t,q,m}, EG_{i,t,q,m}), 0\}] \times FCMHF \times FCRCP_FLAG_{i,t} \times 1{,}000$$

$FCMP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 마일리지정산금(원)

$AG_{i,t,q,m}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)내 1분 단위 주파수제어 출력지시 구간(m)의 발전기 실제출력(MW)

단, 발전기의 실시간 출력 자료취득 시 누락이 발생한 경우 해당 구간(m) 및 전(m-1), 후(m+1)에 해당하는 구간을 제외한다.

$EG_{i,t,q,m}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)내 1분 단위 주파수제어 출력지시 구간(m)의 예상출력(MW)

단, 발전기의 실시간 출력 자료취득 시 누락이 발생한 경우 해당 구간(m) 및 전(m-1), 후(m+1)에 해당하는 구간을 제외한다.

FCMHF : 마일리지 정산단가(원/△kW)

$FCRCP_FLAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 주파수제어예비력 정산금 지급여부 플래그

단, 주파수제어예비력을 불이행하여 마일리지를 제공할 수 없는 경우에는 아래의 사항에 따른다.

① 전력거래소의 사전 승인 없이 주파수제어예비력에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.

② 전력거래소에서 주파수제어예비력이행 상태를 평가하여 출력증가/감소율 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다. (단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)

(3) 자체기동서비스 정산금 <개정 2024.2.13.>

자체기동발전기에 대한 정산은 사전에 자체기동발전기로 지정되어 자체기동능력이 인정된 경우 아래의 사항을 확인하여 산식에 따라 정산한다.

$BSP_{i,t} = BSSC_i \times BSHF \times BSF_{i,t}$

여기서,

$BSP_{i,t}$: 정산금액

$BSSC_i$: 자체기동발전기 지정 설비용량(MW)

BSHF : 정산단가

$BSF_{i,t}$: 자체기동서비스 플래그

① 설비점검 등의 사유로 지정된 발전기의 운전이 불가능하여 동일특성의 발전기로 대체 할 수 있는 경우에는 자체기동능력을 인정한다.

② 2대 이상의 발전기가 자체기동발전기로 지정된 경우에는 모든 발전기가 운전이 가능할 경우에 한하여 자체기동능력을 인정한다.

③ 비상발전기 정비 등 자체기동서비스가 불가능할 경우에는 자체기동능력을 인정하지 않는다.

④ 자체기동능력 시험후 기동능력을 보유하지 아니한 것으로 확인되는 발전기에 대하여는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니하고 아래 산식에 따라 정산금을 환수한다.

$BSPP_i = 2 \times BSMP_i$

라. 기동대기 발전기의 정산

(1) 계통연결 지시로 기동대기한 비용정산

전력거래소에서 발전사업자에게 계통연결을 지시하고 계통연결 지시를 취소하거나, 계통연결 예정시간을 지나서 계통연결 하도록 지시한 경우에는 기동대기 시작시간부터 기동대기 마지막시간에 소요된 비용은 다음과 같이 정산한다. 단, 계통연결 대기시간이 거래일 2일 이상 지속되는 경우에는 연속되는 시간을 고려하여 거래일별로 정산한다.

$SUSBC_{i,t} = (SUC_i/SUH_i) \times TH_{i,t}$

단, 다조합복합발전기의 경우

$SUSBC_{i,t} = \sum_j\{(GSUC_i/GSUH_i) \times GTH_{i,j,t}\} + (SSUC_i/SSUH_i) \times STH_{i,t}$

$SUSBC_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대하여 전력거래소가 기동대기를 지시한 경우 시간대별 정산금(원)

SUC_i : 발전기(i)에 대한 기동비용(원)

$GSUC_i$: 다조합 복합발전기(i)별 가스터빈 1기에 대한 기동비용(원)

$SSUC_i$: 다조합 복합발전기(i)별 스팀터빈 1기에 대한 기동비용(원)

SUH_i : 발전기(i)의 기동소요시간(h)

$GSUH_i$: 다조합 복합발전기(i)별 가스터빈 1기에 대한 기동소요시간(h)

$SSUH_i$: 다조합 복합발전기(i)별 스팀터빈 1기에 대한 기동소요시간(h)

TH_i : 발전기(i)의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는 시간(계통연결 대기시간)

$TH_i = \sum_t(TH_{i,t})$

$GTH_{i,j}$: 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 가스터빈 발전기(j)의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는 시간(계통연결대기시간) (h)

$GTH_{i,j} = \sum_t(GTH_{i,t})$

STH_i : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 스팀터빈 발전기의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는 시간(계통연결대기시간) (h)

$STH_{i,j} = \sum_t(STH_{i,t})$

기동대기시작시간 : 전력거래소가 발전기를 기동하여 계통에 연결할 것을 지시한 계통연결 예정시간에서 기동시간(SUH_i)을 뺀 시간

기동대기마지막시간 : 전력거래소가 계통연결을 취소한 시간 또는 계통연결 예정시간을 지나서 계통연결된 시간

(2) 열간(HOT) 기동대기한 비용정산

전력거래소에서 발전사업자에게 열간(HOT)기동대기를 지시한 경우 소요된 비용은 다음과 같이 정산한다. 단, 열간(HOT) 기동대기시간이 거래일 2일 이상 지속되는 경우에는 연속되는 시간을 고려하여 거래일별로 정산한다.

$HSUSBC_{i,t} = (SUC_i/SUH_i) \times HSUTH_{i,t} \times HSUF_i + HSBTH_{i,t} \times SUC_i \times HCR$

단, 다조합복합발전기의 경우

$HSUSBC_{i,t} = \sum_j\{(GSUC_i/GSUH_i) \times GHSUTH_{i,j,t} \times GHSUF_{i,j}\} + \sum_j(GHSBTH_{i,j,t} \times GSUC_i \times HCR) + (SSUC_i/SSUH_i) \times SHSUTH_{i,t} \times SHSUF_i + SHSBTH_{i,t} \times SSUC_i \times HCR$

$HSUSBC_{i,t}$: 전력거래소 지시에 의한 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 시간대별 기동대기 정산금(원)

SUC_i : 발전기(i)별 기동비용(h)

$GSUC_i$: 다조합 복합발전기(i)별 가스터빈 1기에 대한 기동비용(원)

$SSUC_i$: 다조합 복합발전기(i)별 스팀터빈 1기에 대한 기동비용(원)

SUH_i : 발전기(i)별 기동소요시간(h)

$GSUH_i$: 다조합 복합발전기(i)별 가스터빈 1기에 대한 기동소요시간(h)

$SSUH_i$: 다조합 복합발전기(i)별 스팀터빈 1기에 대한 기동소요시간(h)

$HSUTH_i$: 발전기(i)의 열간 기동대기를 위한 기동시간(h)

(열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$HSUTH_i = \sum_t(HSUTH_{i,t})$

$GHSUTH_{i,j}$: 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 가스터빈 발전기(j)에 대한 열간 기동대기를 위한 기동시간(h)

(열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$GHSUTH_{i,j} = \sum_t(GHSUTH_{i,j,t})$

$SHSUTH_i$: 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 스팀터빈 발전기에 대한 열간 기동대기를 위한 기동시간(h)

(열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$SHSUTH_i = \sum_t(SHSUTH_{i,t})$

$HSUF_i$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기

계통연결이 이루어진 경우, HSUF = 0

계통연결이 이루어지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우, HSUF = 1

$GHSUF_{i,j}$: 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 가스터빈발전기(j)에 대한 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기

계통연결이 이루어진 경우, $GHSUF_{i,j,t} = 0$

계통연결이 이루어지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우, $GHSUF_{i,j,t} = 1$

$SHSUF_i$: 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 스팀터빈발전기의 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기

계통연결이 이루어진 경우, $SHSUF_{i,j,t} = 0$

계통연결이 이루어지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우, $SHSUF_{i,j,t} = 1$

$HSBTH_i$: 발전기(i)의 열간 기동대기 상태시간(h)

(열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$HSBTH_i = \sum_t(HSBTH_{i,t})$

$GHSBTH_{i,j}$: 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 가스터빈 발전기(j)의 열간 기동대기 상태시간(h)

(열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)
$GHSBTH_{i,j} = \sum_t(GHSBTH_{i,j,t})$
$SHSBTH_{i,j,t}$: 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 스팀터빈 발전기의 열간 기동대기 상태시간(h)
(열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)
$SHSBTH_i = \sum_t(SHSBTH_{i,t})$
HCR : 열간 기동대기시 시간대별 기동대기 정산금 지급률, 35%를 적용하되 변경 필요시 비용평가위원회에서 결정
기동준비시작시간 : 열간 기동대기 시작시간에서 기동시간(SUH_i)을 뺀 시간
기동준비마지막시간 : 열간 기동대기 시작시간 이전 열간 기동대기 준비 완료 또는 취소된 시간
열간 기동대기 시작시간 : 전력거래소에서 지시한 열간 기동대기 시작시간
열간 기동준비 마지막시간 : 열간 기동대기 시작시간 이후 계통연결 또는 열간 기동대기가 취소된 시간

마. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산 <개정 2026.7.24.>
화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산은 별표2 Ⅰ. 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에 대한 정산 12.기타 정산 차. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산을 따른다.

바. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙
(1) 계통연결 및 계통분리 지연
(가) 계통연결 지연
발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연이 발생한 거래시간의 변경 공급가능용량($RA_{i,t}$)는 계량된 전력량으로 조정한다.
$ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$

$ARA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h)
$MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)

(나) 계통분리 지연
발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연되는 시간 동안에 계량된 발전전력량($MGO_{i,m}$)을 “0”으로 산정하여 계량값을 조정한다.
$AMGO_{i,t} = \sum_m MGO_{i,t,m}$

$AMGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 조정 계량전력량(MWh)
$MGO_{i,t,m}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 분(m)에 대한 계량전력량(MWh)

(2) 조기 계통연결 및 계통분리
(가) 조기 계통연결
발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 빠를 경우, 조기 계통연결되는 시간 동안에 계량된 발전전력량($MGO_{i,m}$)을 "0"으로 산정하여 계량값을 조정한다.
$AMGO_{i,t} = \sum_m MGO_{i,t,m}$

$AMGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 조정 계량전력량(MWh)
$MGO_{i,t,m}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 분(m)에 대한 계량전력량(MWh)

(나) 조기 계통분리
발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 빠를 경우, 조기 계통분리되는 시간 동안에 변경 공급가능용량($RA_{i,t,m}$)을 "0"으로 조정한다.
$ARA_{i,t} = \sum_m RA_{i,t,m}$

$ARA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h)
$RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)
$EDSF_{i,t,m}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 분(m)에 대한 조기계통분리 표시기

(3) 계통연결 및 계통분리 지연, 조기 계통연결 및 계통분리 시 허용시간(δ_i)
LNG 및 유류발전기, $\delta_i = \pm 5$분
δ_i : 발전기(i)에 대한 계통연결/분리 허용시간(분)

(4) 발전기 고장정지 시 공급가능용량의 조정
발전기 고장정지 시 공급가능용량은 [별표4] 6.3.7.5.2 가. 발전기 고장정지 시 공급능력 변경 기준과 [별표4] 9.7.6.2 고장정지 발전기 공급가능용량 변경 확인 기준을 준용하여 아래와 같이 조정한다.
$ARA_{i,t} = Max(Min(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t})$

$RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)

$CRA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 고장정지공급가능용량(MW-h)
$MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 계량전력량(MWh)

(5) 계획량 또는 급전지시량으로 발전하지 못한 경우 <개정 2024.2.13.>
(가) 급전지시량에 미달하여 발전하는 경우 <개정 2024.2.13.>
발전기가 전력거래소 지시가 아닌 사업자 사유로 급전지시량에 미달되게 발전하고도 적절한 변경입찰을 하지 않은 경우 공급가능용량을 아래와 같이 조정한다.
$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon_{i,t}$ 이면, $ARA_{i,t} = Max\{Min(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t}\}$
그렇지 않으면, $ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$

단, 급전지시 미달이 1시간 이내인 최초 거래시간은 아래와 같이 조정된 값을 적용한다.
$ARA_{i,t} = Max\{Min(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t}\} - |EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}|$
여기서,
① $CRA_{i,t}$(고장정지공급가능용량)가 없을 경우는 $RA_{i,t}$로 대체
② $EOSO_{i,t}$는 전력거래소가 급전지시한 발전전력량으로 $EOSO_{i,t}$는 3.사.(1)에 의해 산정된 급전지시량을 적용한다.

$ARA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h)
$RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)
$CRA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 고장정지공급가능용량(MW-h)
$EOSO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 전력거래소 급전지시 발전전력량(MWh)
$MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 계량전력량(MWh)
$\varepsilon_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 허용오차(MWh)

(나) 급전지시량을 초과하여 발전하는 경우 <개정 2024.2.13.>
발전기가 전력거래소 지시가 아닌 사업자 사유로 급전지시량을 초과하여 발전한 경우 공급가능용량을 아래와 같이 조정한다.
$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon_i$ 이면, $ARA_{i,t} = RA_{i,t}$ 이고,
그렇지 않으면, $ARA_{i,t} = RA_{i,t} - |EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}|$
단, 공급가능용량으로 운전지시한 발전기가 공급가능용량 이상으로 발전한 경우에는 $|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| = 0$으로 본다.
여기서, $EOSO_{i,t}$는 전력거래소가 급전지시한 발전전력량으로 $EOSO_{i,t}$는 3.사.(2)에 의해 산정된 급전지시량을 적용한다.

$ARA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h)
$RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)
$EOSO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 전력거래소 급전지시 발전전력량(MWh)
$MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 계량전력량(MWh)
$\varepsilon_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 허용오차(MWh)

(6) 고정출력 제약입찰 발전기의 발전량($MGO_{i,t}$)이 공급가능용량($RA_{i,t}$)보다 작을 경우
$MGO_{i,t} + \varepsilon_{i,t} < RA_{i,t}$인 경우, $ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$

그 외의 경우, $ARA_{i,t} = RA_{i,t}$

$ARA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h)
$RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)
$\varepsilon_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 허용오차(MWh)

사. 급전지시량 산정 절차

(1) 지시출력 미달의 경우
$LSOF_{i,t} = 0$ 인 경우, $EOSO_{i,t} = MGO_{i,t}$
$LSOF_{i,t} = 1$ 인 경우,

$$EOSO_{i,t} = [(MGO_{i,t-1} \times p_{i,t} \times Sf_{i,t}) + \sum_{m=p+1}^{q} Min\{MGO_{i,t} + RUR_i \times (m - p), SO_{i,t}\} + MGO_{i,t+1} \times (60-q_{i,t}) \times Lf_{i,t}]/60$$

$EOSO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 전력거래소 급전지시 발전전력량(MWh)
$LSOF_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 지시출력미달 표시기
$Sf_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 최초지시시간대 표시기
최초지시 시각이 포함되었을 경우, $Sf_{i,t} = 1$
그렇지 않을 경우, $Sf_{i,t} = 0$
$Lf_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 지시종료시간대 표시기
지시종료 시각이 포함되었을 경우, $Lf_{i,t} = 1$
그렇지 않을 경우, $Lf_{i,t} = 0$
$p_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 출력지시 분 단위 시각(분)
$q_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 출력종료 분 단위 시각(분)
$SO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 송전단기준 급전지시 전력량(MWh)

발전단기준 급전지시를 받는 경우, SO_i = 발전단 기준 급전지시 전력량 × (1 - r_i)
r_i : 발전기(i)의 평균 소내소비율

(2) 지시출력 초과의 경우
$USOF_{i,t}$ = 0 인 경우, $EOSO_{i,t}$ = $MGO_{i,t}$
$USOF_{i,t}$ = 1 인 경우,

$$EOSO_{i,t} = [(MGO_{i,t-1} \times p_{i,t} \times Sf_{i,t}) + \sum_{m=p+1}^{q} Min\{MGO_{i,t} - RDR_i \times (m - p), SO_{i,t}\} + MGO_{i,t+1} \times (60 - q_{i,t}) \times Lf_{i,t}] / 60$$

$EOSO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 전력거래소 급전지시 발전전력량(MWh)
$USOF_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 지시출력초과 표시기
$Sf_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 최초지시시간대 표시기
최초지시 시각이 포함되었을 경우, $Sf_{i,t}$ = 1
그렇지 않을 경우, $Sf_{i,t}$ = 0
$Lf_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 지시종료시간대 표시기
지시종료 시각이 포함되었을 경우, $Lf_{i,t}$ = 1
그렇지 않을 경우, $Lf_{i,t}$ = 0
$p_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 출력지시 분 단위 시각(분)
$q_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 출력종료 분 단위 시각(분)
$SO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 송전단기준 급전지시 전력량(MWh)
발전단기준 급전지시를 받는 경우, SO_i = 발전단 기준 급전지시 전력량 × (1 - r_i)
r_i : 발전기(i)의 평균 소내소비율

(3) 급전지시이행 허용오차 산정 기준
제2.3.2조 제1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전 신고 후 실제 운전한 발전기의 경우,
$\varepsilon_{i,t} = \pm Min\{Max(RA_{i,t} \times 0.01, 0.5), 5\}$

그 외 발전기의 경우,
$\varepsilon_{i,t} = \pm Min\{Max(RA_{i,t} \times 0.005, 0.5), 5\}$

(4) 급전지시량을 계량값으로 하는 경우
전력거래소가 지시한 발전량 산정이 가능할 때 까지는 전력거래소가 인정하는 경우 계량값($MGO_{i,t}$)를 급전지시량으로 할 수 있다. 다만, 계량값을 급전지시량

으로 인정할 경우 전력거래소는 사유를 명시해야 한다.

아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준

(1) 하루전에너지계획량($DA_SE_{i,t}$)에 대한 운전조합은 하루전발전계획 결과의 운전조합을 적용한다.

(2) 제약량($MEGW_{n,i,t}$)에 대한 운전조합은 제2.3.2조 및 [별표4]7.11.2에 따라 입찰자료로 제출된 제약운전정보를 적용한다.

(3) 입찰량($A_{i,t}$, $RA_{i,t}$)에 대한 운전조합은 제2.3.2조에 따라 입찰자료로 제출된 GT호기별 운전정보를 적용한다.

(4) 계량값($MGO_{i,t}$)에 대한 운전조합은 아래와 같이 정해진다.

(가) GT, ST 개별계량이 가능한 발전기들은 계량데이터를 통해 실제 출력에 대한 운전여부를 판단한다.
(나) 개별계량이 불가능한 발전기는 EMS 원격소장치(RTU)로부터 취득된 데이터와 전력거래시스템에 제출된 각 호기별 계통연결시간을 통해 개별호기 운전여부를 판단한다. 발전사업자는 해당 운전조합 결과를 통지받은 후 7일 이내에 관련 증빙서류와 함께 이의신청 할 수 있으며 변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하고 승인받아야 한다. 또한, 전력거래소는 이의신청에 대해서 접수일로부터 10일 이내에 처리결과를 해당 전기사업자에게 통지하여야 한다. 단, 발전사업자가 전력거래시스템에 발전기 개별 호기 운전정보를 제출하지 않은 경우 직전 운전여부를 준용하여 적용한다. <개정 2026.4.28.>
(다) 여기서, 운전조합의 결정은 (가) 또는 (나)에서 결정된 개별 호기별 운전여부를 토대로 결정한다. 해당 거래시간에서 운전조합이 복수인 경우 운전시간이 가장 큰 조합으로 한다. 만약, 가장 큰 운전조합이 여러개일 경우 비용이 가장 높은 운전조합을 적용한다.
(라) 전력거래소는 규칙 제4.2.5.1조, 제4.2.5.5조의 2 및 별표8에 의거하여 발전기 운전조합을 정정할 수 있다.

(5) 전력거래소는 규칙 제4.2.5.1조, 제4.2.5.5조의 2 및 별표8에 의거하여 (2) ~ (4)의 항목에 대한 발전기 운전조합을 정정할 수 있다. <개정 2024.2.28.>

자. 비중앙급전전기저장장치의 충전전력 정산 [신설 2025.10.1.] <개정 2026.7.24.>
비중앙급전전기저장장치의 충전전력 정산은 별표2 Ⅰ. 발전사업자 및 소규모전

력중개사업자에 대한 정산 3.1 전기저장장치의 충전전력 정산의 정산산식을 따른다.

4. 판매사업자에 대한 정산

가. 에너지정산금

전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 에너지정산금은 제주지역 자원의 거래시간에 대한 에너지정산금 총액으로 한다.

$ESS_t = \sum_i MEP_{i,t}$

ESS_t : 판매사업자의 거래시간(t)에 대한 전력량정산금(원)

$MEP_{i,t}$: 자원(i)의 거래시간(t)에 대한 에너지정산금(원)

나. 용량정산금

전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 용량정산금은 제주지역 자원의 용량정산금과 공급가능용량 초과 발전량 용량정산금의 합으로 한다.

$CSS_t = \sum_i (TPCP_{i,t} + XCP_{i,t})$

CSS_t : 판매사업자의 거래시간(t)에 대한 용량정산금(원)

$TPCP_{i,t}$: 자원(i)의 거래시간(t)에 대한 용량정산금(원)

$XCP_{i,t}$: 자원(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 발전량에 대한 용량정산금(원)

다. 부가정산금

전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 부가정산금 총액에서 제주 지역의 모든 재생에너지전기공급사업자, 재생에너지전기저장판매사업자의 거래시간에 대한 부가정산금을 차감한 금액으로 한다. 즉, <개정 2026.10.30.>

$USS_t = US_t - \sum_k USR_{k,t}$

여기서,

USS_t(Uplift Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 부가정산금

US_t(Uplift Settlement) : 거래시간에 대한 부가정산금 총계

$USR_{k,t}$(Uplift Settlement of energy traded by Renewable energy supplier) : 직접전력거래의 거래시간에 대한 부가정산금

판매사업자의 거래일 부가정산금은 다음과 같다.

$$USS = \sum_{t} USS_t$$

라. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산

전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 발전량 예측 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 발전량 예측 정산금 총액으로 한다.

$$IFS_t = \sum_i IFP_{i,t}$$

$IFP_{i,t}$: 예측제도에 참여한 대상자원(i)의 거래시간(t)에 대한 발전량 예측 정산금(원)

IFS_t : 판매사업자의 거래시간(t)에 대한 발전량 예측 정산금(원)

5. 예측제도 참여자에 대한 정산

전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 예측제도 참여자에 대한 정산은 별표2의 Ⅴ. 예측제도 참여자에 대한 정산을 따른다.

6. 직접전력거래 부가정산금에 대한 정산 [신설 2026.10.30.]

전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 직접전력거래 부가정산금에 대한 정산은 별표2의 'Ⅶ. 직접전력거래 부가정산금에 대한 정산'을 따른다.

[별표 34][신설 2023.8.30.]

전력시장 제도개선 제주 시범사업 발전계획 수립절차

1.0 목적

전력시장 제도개선 제주 시범사업(이하 '시범사업')을 위한 규칙에 의거한 하루전·당일·실시간 발전계획 수립 업무와 하루전·실시간 시장가격 공개에 대하여 세부절차를 규정하여 공정하고 투명한 발전계획 수립업무의 수행을 도모하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 하루전발전계획 수립 및 공개
2.2 당일발전계획 수립 및 공개
2.3 실시간발전계획 수립 및 공개
2.4 하루전에너지가격 공개
2.5 임시 실시간에너지가격 공개
2.6 실시간에너지가격 공개
2.7 실시간예비력가격 공개
2.8 임시예비력가격 공개

3.0 책임

3.1 전력거래소 이사장은 발전계획을 공정하고 투명하게 수립될 수 있도록 관리한다.

3.2 시범사업(실시간시장·예비력시장)을 운영하는 부서장은 제주실시간가격결정시스템을 안정적으로 운영하여야 한다.

3.3 발전계획의 입력데이터를 연계하는 시스템을 운영하는 부서장은 가격결정시스템의 입력자료가 효율적이고 안정적으로 연계되도록 협조하여야 한다.

3.4 전력거래소 회원은 발전계획 수립이 효율적으로 수행될 수 있도록 전력거래소의 자료요청에 협조하여야 하며, 발전계획 또는 급전지시 등의 통지를 받은 회원사는 해당 자원의 발전계획량을 준수할 수 있도록 사전에 필요한 준비를 수행하여야 한다.

4.0 참고자료

4.1 별표 3 전력계통 운영기준
4.2 별표 4 입찰운영절차
4.2 별표 5 전력수요 예측절차

4.3 별표 9 발전계획 수립 및 계통한계가격 공개 절차

4.4 별표 11 실시간 급전운영 절차

4.5 별표 12 비상시 급전지시 절차

4.6 별표 24 비상시 전력시장 운영 절차

5.0 용어의 정의

5.1 전력거래소 시장관제사

제주 발전계획을 발전계획시스템을 사용하여 하루전발전계획, 당일발전계획 및 실시간발전계획을 수립하고 절차에 따라 제주 에너지·예비력가격 공표를 수행하는 직원을 말한다.

5.2 실시간시장 운영담당자

실시간시장 운영에 대한 전반적인 전력시장운영, 실시간·예비력시장 이슈관리, 실적분석 및 시장정보공개 등의 업무를 수행하는 직원을 말한다.

5.3 온라인연계자료

발전계획수립에 필요한 자료 중 타 시스템과 연계하여 취득하는 자료를 말한다.

5.3.1 입찰자료

사업자가 별지 제31호, 제31-2호, 제31-3호, 제33호, 제33-2호, 제33-3호, 제31-6호, 제33-6호, 제31-7호, 제33-7호의 서식에 맞추어 각 발전계획별 입찰마감시간 전까지 제출한 모든 입찰을 말한다.

5.3.2 제주계통운영시스템 자료

발전소 및 변전소의 운전 상태를 실시간으로 감시하는 정보 중 발전기 발전량 및 차단기 투입정보를 말하며, 발전계획 수립의 초기자료로 사용한다.

5.3.3 제주신재생예측시스템 자료

각 발전계획의 거래단위별 비중앙발전기의 발전량을 예측한 자료를 말한다.

5.3.4 수요예측시스템 자료

각 발전계획의 거래단위별 전력수요를 예측한 자료를 말한다.

5.3.5 수요반응자원 전력거래시스템 자료

수요반응시장에 참여하는 수요반응자원의 입찰 및 낙찰 자료를 말한다.

5.4 사용자입력정보

발전계획 수립에 필요한 자료 중 계통운영담당자 또는 전력거래소 담당자가 확인하여 입력하는 모든 자료를 말한다.

5.4.1 급전지시정보

발전계획을 수립시 사용하기 위한 전력거래소 관제사가 확인하고 지시하는 모든 계통운영의 조작정보를 말한다.

5.4.2 제주송전제약 정보

계통운영담당자가 제주계통 안전운전시 필요한 모든 계통제약정보를 말한다.

5.4.3 제주발전량제약 정보

계통운영담당자가 제주계통 안전운전시 필요한 모든 계통제약정보를 말한다.

5.5 제주 실시간가격결정시스템

시장관제사가 제주 발전계획을 수립하는데 사용하기 위한 발전계획 프로그램을 말한다.

5.5.1 입력데이터 처리

실시간시장운영자가 입력 및 연계자료를 사용 또는 가공하여 생성한 발전계획 입력자료를 말한다.

5.5.2 목적함수

발전계획수립기간 동안의 총 발전비용 및 수요감축비용 최소화를 목적으로 운영예비력, 발전기 자기제약, 송전제약 등 제약을 고려한 에너지와 예비력의 동시 최적화를 수행한다.

6.0 기본원칙

6.1 하루전발전계획은 제16.4.1조에 의거하여 수립하며 전력거래일에 대해 최초로 통지되는 발전계획으로 전력거래일 전일 수립을 원칙으로 한다.

1. 초기입찰 입력 : 계획수립일 11시
2. 제주수요예측 연계 : 계획수립일 16시
3. 제주 수요반응자원 감축계획량 : 14시
4. 송전제약 입력 : 계획수립일 16시
5. 육지가격정보 입력 : 계획수립일 17시
6. 하루전발전계획 수립 및 하루전에너지가격 산정 : 계획수립일 17시
7. 하루전발전계획 및 하루전에너지가격 공표 : 계획수립일 18시

6.2 당일발전계획은 제16.4.3조에 의거하여 매시간마다 통지되는 발전계획으로 발전계획 수립시 최신 예측정보 및 송전제약을 사용하여 수립한다.

1. 입찰 마감시간 : 거래시간 1시간전
2. 제주수요예측 연계 : 발전계획 수립 직전 예측수요 사용
3. 제주 수요반응자원 감축계획량 : 발전계획 수립 직전 감축(증대)계획량 사용
4. 송전제약 입력 : 발전계획 수립 직전 송전제약 사용
5. 당일발전계획 수립 : 하루전 거래시간 1시간전
6. 당일발전계획 발표 : 하루전 거래시간 30분전

6.3 실시간발전계획은 제16.4.5조에 의거하여 실시간시장 단위거래시간인 15분마다 통지되는 발전계획으로, 발전계획 수립시 최신예측정보 및 송전제약을 사용하여 수립한다.

1. 입찰 마감시간 : 거래시간 기준 75분전

2. 제주수요예측 연계 : 발전계획 수립 직전 예측수요 사용
3. 제주 수요반응자원 감축계획량 : 발전계획 수립 직전 감축(증대)계획량 사용
4. 송전제약 입력 : 발전계획 수립 직전 송전제약 사용
5. 실시간발전계획 수립 및 실시간 임시에너지가격 산정 : 실시간 거래시점 30분전
6. 실시간발전계획 및 실시간 임시에너지가격 발표 : 실시간 거래시점 15분전
7. 실시간에너지가격・실시간예비력가격 산정 및 발표 : 거래일 익일 18시

6.4 <삭제 2024.2.28.>

7.0 절차

7.1 자료의 취득

7.1.1 전력거래시스템 자료 취득

시장관제사는 실시간시장운영담당자로부터 아래 각항의 입찰자료를 제공받아 사용한다

① 제2.1.1.1조의 운전비용 및 기술적 특성자료

② 제12.4.2.2조 제1항 제1호에 따른 제주 수요반응자원 입찰자료

③ 제16.3.1조 부터 제16.3.7조까지의 규정에 따른 발전입찰 및 전력수요예측 자료

④ 별표 9의 7.6.2에 따라 발표된 계통한계가격을 제공받아 제주 연계선의 육지가격

7.1.2 수요예측정보 자료취득

시장관제사는 제2.3.5조 제2항에 의거하여 수요예측담당자가 수요예측시스템을 연계하여 제공하는 송전단 기준 수요예측자료를 확인 후 사용한다.

7.1.3 제주신재생예측시스템 자료취득

시장관제사는 제주계통운영자가 제주신재생예측시스템을 연계하여 제공하는 제주지역 비중앙발전기 발전량 예측자료를 확인 후 사용한다.

7.1.4 계통운영시스템 자료취득

발전계획 수립시 계통운영시스템으로부터 아래 각 항의 발전기 정보를 연계하여 발전계획 초기정보로 사용한다.

① 발전기 출력

② 차단기 투입 및 개방 시간

③ 전기저장장치 SOC 정보

7.1.5 송전제약 자료 취득

7.1.5.1 제주본부로부터 계통운영을 고려한 송전제약 정보를 제공받아 사용한다.

① 제주연계선의 설비용량, 공급능력, 운전한계량 정역송 운전정보 등

② 제주지역 계통안정성을 고려한 필수운전발전기

③ 그 외 송전 또는 계통 제약 자료 등

7.1.5.2 실시간시장 운영담당자는 제5.1.1조 제4항에 따라 송전사업자로부터 아래 각항의 자료를 제공받아 사용한다.

① 송전사업자용 전기저장장치의 주파수조정서비스 제공가능여부

② FACTS 설비의 운전가능여부

7.1.6 수요반응자원 전력거래시스템 자료취득

수요반응자원 전력거래시스템으로부터 제주 수요반응자원의 거래 정보를 연계하여 사용한다.

① 제12.4.2.3조에 따라 자발적수요감축 입찰량

② 제12.4.2.8조에 따라 산정한 기준수요 초과에 따른 거래시간별 수요반응자원의 감축계획량

③ 제12.4.3.1조에 따라 요청된 수요반응자원의 의무감축량

7.1.7 급전지시 자료

시장관제사는 전력거래소 관제사의 급전지시사항에 대한 정보를 입력한다.

① 5.3.1, 제16.7.2조에 따라 급전지시한 발전기 기동정지

② 5.3.2에 따라 급전지시 예외사항으로 지시한 전력거래소 관제사의 계획변경

7.2 입력자료의 검증

시장관제사는 각 시스템으로부터 연계된 입력자료를 검증하고 사용한다. 검증 시 입력자료의 오류 혹은 이상 데이터를 확인하면 연계자료의 주관부서에 데이터 정정 및 재연계를 요청한 후 재검증하여 사용할 수 있다.

7.3 발전계획수립기준

7.3.1 시장관제사는 규칙 제16.4.1조, 제16.4.3조, 제16.4.5조 규정에 따라 발전계획을 수립한다.

7.3.2 발전계획 수립시 송전손실을 고려하여 발전기출력이 배분될 수 있도록 페널티계수(Peanlty Factor)를 적용한다.

7.3.3 발전계획은 송전단출력으로 수립함을 원칙으로 한다. 단, 수요반응자원의 경우는 수요반응참여고객의 전기공급 수전점단위로 한다.

7.4 발전계획의 입력자료 작성

시장관제사는 아래와 같이 처리된 입력자료를 확인하고 사용한다.

7.4.1 발전기 데이터 처리

데이터 처리는 규칙 제2.1.1.1조 제3항 제2호 및 제2.3.2조에 의거하여 기술적 특성자료를 사용하여 발전계획을 수립하기 위한 입력자료를 생성하고, 자료 충돌시 발전계획이 수립될 수 있도록 자료를 관리한다.

7.4.2 운전비용

규칙 제2.1.1.1조 제1항 내지 제3항에 따라 따른 운전비용등과 관련한 자료를 제출받아 발전계획 수립시 사용한다. 단, 다조합복합발전기의 운전비용은 7.4.1에서 생성된 비용특성을 사용한다.

입찰자료		단위	구분	발전기	비고
운전비용	기동비용	원	일	일반발전기	운전비용
				복합발전기	운전비용
				중앙급전전기저장장치	0
				비중앙급전발전기	0
	입출력특성계수	-	일	중앙급전발전기	입출력특성계수
				중앙급전전기저장장치	0
				비중앙급전발전기	2차 증분계수, 가격상수 = 0 1차 증분계수 = 0.86
	열량단가	원/Gcal	일	중앙급전발전기	입찰 열량단가
				중앙급전전기저장장치	0
				비중앙급전발전기	0
입찰가격		원/kWh	시간	경제성 DR	입찰 가격
				급전가능재생에너지발전기	입찰 가격
				급전가능집합전력자원	입찰 가격
지역가격		원/kWh	시간	제주 연계선	하루전발전계획 육지 시장가격

7.4.3 기술적 특성자료

제2.1.1.1조 제3항 제2호, 제4항 내지 제7항에 의거한 발전기 기술적 특성자료 및 본 별표 7.4.1.2 내지 7.4.1.3의 데이터 처리 결과를 사용하여 발전계획을 수립한다.

① 발전기별 최대발전용량

② 발전기별 시간대별 공급가능용량

③ 발전기별 시간대별 최소발전용량 또는 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치 <개정 2024.8.1.>

④ 발전기별 출력증가율

⑤ 발전기별 출력감소율

⑥ 발전기별 최소운전시간

⑦ 발전기별 최소정지시간

⑧ 발전기별 기동증가율

⑨ 발전기별 정지감소율

⑩ 중앙급전전기저장장치 충전상태

⑪ 단, 다조합복합발전기의 기술적특성은 본 별표 7.4.1의 데이터 처리자료와 아래 표의 내용을 적용한다. <개정 2024.2.28.>

입찰자료	단위	구분	발전기		비고
최대 발전용량	MW	일	중앙급전발전기		입찰용량
공급 가능용량	MW	시간	중앙급전발전기		입찰 용량
			급전가능재생에너지발전기		
			급전가능집합전력자원		
			중앙급전 전기저장장치		입찰 용량 (최대충전용량, 최대방전용량)
			비중앙급전발전기		예측량
최소 발전용량	MW	시간	중앙급전발전기		입찰 용량
			급전가능재생에너지발전기		
			급전가능집합전력자원		
			중앙급전 전기저장장치		입찰 용량 (최소방전용량, 최소충전용량)
			비중앙급전발전기		0
출력 증가율	MW/min	일	중앙급전발전기		입찰 출력증가율
			급전가능재생에너지발전기		9999
			급전가능집합전력자원		
			중앙급전 전기저장장치		
			비중앙급전발전기		
출력 감소율	MW/min	일	중앙급전발전기		입찰 출력감소율
			급전가능재생에너지발전기		9999
			급전가능집합전력자원		
			중앙급전 전기저장장치		
			비중앙급전발전기		
최소 운전시간	hh:mm	일	중앙급전 발전기	일반발전기	입찰 기술 특성
				개별GT	대표CC의 최소운전시간
				단독GT	대표GT 최소운전시간
				개별ST	대표CC의 최소운전시간
			급전가능재생에너지발전기		0
			급전가능집합전력자원		
			중앙급전 전기저장장치		
			비중앙급전발전기		
최소 정지시간	hh:mm	일	중앙급전 발전기	일반발전기	입찰 기술 특성
				개별GT	대표CC의 최소정지시간
				단독GT	대표GT 최소정지시간
				개별ST	대표CC의 최소정지시간
			급전가능재생에너지발전기		0
			급전가능집합전력자원		
			중앙급전 전기저장장치		
			비중앙급전발전기		
기동 증가율	MW/min	시간	중앙급전발전기		최소발전용량 ÷ 최소발전용량도달시간* (열간/온간/냉간 상태 따라 입찰특성 적용)
정지 감소율	MW/min	시간	중앙급전발전기		최소발전용량 ÷ 계통분리시간
최종 충전상태	MWh	시간	중앙급전전기저장장치		입찰 특성

7.4.4 발전기 초기정보

1. 하루전발전계획

하루전발전계획 수립시간 공표된 최신 당일발전계획 결과의 24시 발전계획량 및 연속운전시간을 사용한다.

2. 당일발전계획

당일발전계획수립 시 본 별표 7.1.4의 계통운영시스템의 발전기 출력 및 Status를 사용하여 7.4.1에서 데이터 처리 된 발전기 상태정보를 사용한다.

3. 실시간발전계획

실시간발전계획수립 시 본 별표 7.1.4의 계통운영시스템의 발전기 출력 및 Status를 사용하여 7.4.1에서 데이터 처리된 발전기 상태정보를 사용한다.

7.4.5 발전기 기동정지 결정

제주실시간가격결정시스템의 기동정지 결정기준은 제2.1.1.1조 및 제16.3.1조 내지 제16.3.5조에 의거하여 제출한 발전기 기술특성을 고려하여 아래 각 항에 따라 결정하며, 기동정지가 결정된 발전기는 발전계획 온라인 수립 시 반영한다.

1. 하루전발전계획 기동정지

개별 발전기의 기동소요시간 및 최소운전시간의 합이 12시간을 초과하는 발전기

2. 당일발전계획 기동정지

개별 발전기의 기동소요시간 및 최소운전시간의 합이 12시간 이내, 2시간을 초과하는 발전기

3. 실시간발전계획 기동정지

개별 발전기의 기동소요시간 및 최소운전시간의 합이 2시간 이내인 발전기

4. 복합발전기의 복합모드와GT단독모드 운전의 기술특성은 구분하여 적용한다.

7.4.6 운영예비력 입력

① 1차예비력 확보량 입력

별표3 1.4.3.2의 1차예비력 확보량 기준의 최소값에서 송전사업자용 전기저장장치에서 확보된 용량을 차감한 값을 입력한다.

② 주파수제어예비력 확보량 입력

별표3 1.4.3.1의 주파수제어예비력 확보량 기준의 최소값을 입력한다.

③ 3차예비력 확보량 입력

별표3 1.4.3.3의 3차예비력 확보량 기준의 최소값을 입력한다.

7.4.7 송전제약 입력

1. 본 별표 7.1.5.1의 송전제약 취득자료를 토대로 송전제약을 입력한다.

2. 입력된 송전제약을 검토 후 사용한다.

7.5 발전계획의 수립

7.5.1 실시간가격결정시스템 운영

실시간가격결정시스템은 제16.4.1조, 제16.4.3조, 제16.4.5조 규정에 따른 발전계획을 온라인으로 수립하며, 시장관제사는 각 발전계획의 입력자료 및 결과를 확인한다.

7.5.2 발전계획 목적함수

7.5.2.1 발전계획은 발전계획수립구간의 총 발전비용 및 수요감축비용 최소화를 목적으로 운영예비력, 발전기 자기제약, 송전제약 등 제약을 고려한 에너지와 예비력의 동시 최적화를 수행하여 수립한다. 단, 비중앙급전발전기의 출력제어에 대해서는 7,000원/kWh, 제16.1.10조제2항의 급전가능재생에너지자원 등록의무가 있으나 미등록한 자원의 발전가격은 0원/kWh으로 적용한다. <개정 2024.2.28.>

7.5.2.2 발전량 과부족, 예비력 부족, 기타 제약조건 미준수 등의 발생으로 정상적인 발전계획 수립이 불가능할 경우 별표9의 7.5.4의 제약 완화 설정치 기준을 고려하여 발전계획을 수립한다. <개정 2024.2.28.>

7.5.3 예비력 확보기준

구 분	제 약 조 건
1차 예비력	$\sum Prim_b \geq (Prim_Req - \sum Prim_a)$
주파수 제어 예비력	$\sum Prim_b + \sum Reg \geq Max\{ Prim_Req - \sum Prim_a, 0 \} + Reg_Req$
3차 예비력	$\sum Prim_b + \sum Reg + \sum Tert_ON + \sum Tert_OFF \geq Max\{ Prim_Req - \sum Prim_a, 0 \} + Reg_Req + Tert_Req$
기호의 정의	Prim_Req : 1차예비력 요구량 Reg_Req : 주파수제어예비력 요구량 Tert_Req : 3차예비력 요구량 Prim_a : 발전기별 1차 예비력 우선 제공량 Prim_b : 발전기별 1차 예비력 a를 차감한 제공량 Reg : 발전기별 주파수제어예비력 제공량 Tert_ON : 발전기별 운전중인 발전기 3차 예비력 제공량 Tert_OFF : 발전기별 정지중인 발전기 3차 예비력 제공량

1. 7.4.6에 따라 입력한 1차 예비력 확보량에서 송전사업자용 전기저장장치에서 확보된 용량을 우선 확보한다.

2. 1)항목에 따라 우선 확보된 예비력 외에 발전기가 제공가능한 예비력이 별표3 1.2.1 주파수제어예비력 및 별표3 1.2.2 주파수회복예비력에 따른 기술요건을 각각 충족하는 경우 1차예비력, 주파수제어예비력, 3차예비력

의 순서로 각각 구분하여 확보 할 수 있다.

3. 주파수 조정용량 확보를 위해 공급가능용량, 주파수추종상한(GFmax), 자동발전제어상한(AGCmax) 중 작은 값을 경제급전상한(ECOmax)으로 지정한다.

4. 주파수 조정용량 확보를 위해 최소발전용량, 주파수추종하한(GFmin), 자동발전제어하한(AGCmin) 중 큰 값을 경제급전하한(ECOmin)으로 지정한다.

5. 1차예비력은 1차예비력확보량보다 크거나 같다.

6. 1차예비력과 주파수제어예비력의 합은 1차예비력확보량과 주파수제어예비력확보량의 합보다 크거나 같다.

7. 1차예비력, 주파수제어예비력, 3차예비력의 합은 1차예비력확보량, 주파수제어예비력확보량, 3차예비력확보량의 합보다 크거나 같다.

8. 주파수제어예비력은 발전계획량에서 자동발전제어하한(AGCmin)을 차감한 값과 5분 감발가능용량 보다 작거나 같다.

7.5.4 발전계획 검토

시장관제사는 발전계획수립결과에 대해 제약조건 및 전력수요의 만족여부를 검토하여 발전계획을 확정한다.

7.6 발전계획결과 공개

7.6.1 발표시각

1. 하루전발전계획 및 하루전 시장가격 : 전력거래일 하루 전 18시까지 발표

2. 당일발전계획 : 거래시간 30분 전 발표

3. 실시간발전계획 및 임시 실시간에너지가격 : 실시간시장 전력거래시점 15분전

4. 실시간에너지가격 및 실시간예비력가격 : 거래 익일 18시

7.6.2 공개방법

시장관제사는 규칙 제16.4.1조, 제16.4.3조, 제16.4.5조, 제16.4.7조, 제16.4.10조에 따라 결정된 에너지계획, 에너지가격, 예비력가격을 규칙 제16.4.8조, 제16.4.9조 및 제16.4.11조의 공개원칙에 따라 회원에게 공개한다.

7.7 별표 24 7.1 전력거래의 정지에 해당하는 경우, 별표24의 7.2 전력거래 정지시 업무처리 기준에 따라서 7.2.1, 7.2.2, 7.2.3에 준하는 조치를 수행하여야 한다.

7.7.1 전력거래소는 시범사업 기간동안 비상상황이 발생할 경우 별표24의 7.4 전력시장비상위원회의 운영에 준하는 조치를 수행하여야 한다.

7.7.2 가격결정시스템의 기능이 전부 또는 일부가 정지된 경우에는 해당 시스템의 기능이 복구되는 즉시 시스템을 정상화하여 발전계획을 수립하거나 발전계획 수립 불가 시 최근 발전계획을 준용하여 에너지가격과 예비력가격

을 결정하여야 하며 자세한 사항은 다음 절차를 따른다. <개정 2024.2.28.>

7.7.2.1 시스템 장애 등에 따른 입력데이터 미취득으로 하루전발전계획이 정상적으로 수립되지 않았으나 이후 입력데이터가 정상적으로 취득된 경우 하루전발전계획을 재수립하고 거래일 전일 24시까지 제16.4.2조제2항의 하루전발전계획에 대한 사항과 제16.4.8조의 하루전에너지가격을 발표한다. [신설 2024.2.28.]

7.7.2.2 시스템 장애 등에 따라 입력데이터 미취득으로 하루전발전계획 수립이 불가능한 경우 유사일의 하루전발전계획을 준용하여 하루전에너지가격을 결정하고 7.7.2.1의 발표시간까지 통지한다. [신설 2024.2.28.]

7.7.2.3 시스템 장애를 비롯하여 예측하지 못한 상황으로 하루전발전계획 수립결과 및 하루전에너지가격 공개가 7.7.2.1의 발표시간보다 지연되는 경우에는 전력거래소가 별도로 통지할 수 있다. [신설 2024.2.28.]

7.7.2.4 시스템 장애 등에 따른 입력데이터 미취득 등으로 실시간발전계획 수립이 불가하여 실시간에너지가격 및 실시간예비력가격을 결정할 수 없는 경우 아래 우선순위에 따라 발전계획 미수립 구간을 정상적으로 수립된 발전계획으로 대체하여 실시간에너지가격 및 실시간예비력가격을 결정하고 거래일 익일 24시까지 통지한다. [신설 2024.2.28.]

1. 미수립구간이 포함된 가장 최근의 실시간발전계획
2. 미수립구간이 포함된 가장 최근의 당일 발전계획
3. 하루전발전계획
4. 유사일의 하루전발전계획

7.7.2.5 시스템 장애를 비롯하여 예측하지 못한 상황으로 당일발전계획 수립결과, 실시간발전계획 수립결과, 실시간에너지가격 및 실시간예비력가격 공개가 7.7.2.4의 발표시간보다 지연되는 경우에는 전력거래소가 별도로 통지할 수 있다. [신설 2024.2.28.]

7.7.2.6 7.7.2.2, 7.7.2.4의 유사일은 별표24 5.7의 전력거래정지일 직전의 유사일을 말한다. [신설 2024.2.28.]

7.8 제주 전력시장 시범사업 발전계획 관련 자료의 보존, 활용, 폐기

7.8.1 전력거래소는 제주 전력시장 시범사업에서 수립한 발전계획 자료를 10년 동안 보존하여야 한다. 단, 분쟁이 발생한 경우에는 분쟁관련 자료는 분쟁이 해결될 때까지 보관한다.

7.8.2 전력거래소는 7.8.1의 자료를 IT시스템에 5년 동안 보관하여야 하며, 규칙 제16.4.2조, 제16.4.4조, 제16.4.6조의 통지자료, 제16.4.9조의 임시 실시간에너지가격, 제16.4.11조의 임시 실시간예비력가격 정보는 3년 동안 보관한다.

7.8.3 7.8.2의 기간을 경과한 자료는 파일 또는 문서 등의 형태로 별도 보관한다.

8.0 붙임

8.1 제주 통합운영 발전계획별 타임라인

8.2 발전계획 수립 흐름도

8.3 다단계발전계획 수립 흐름도

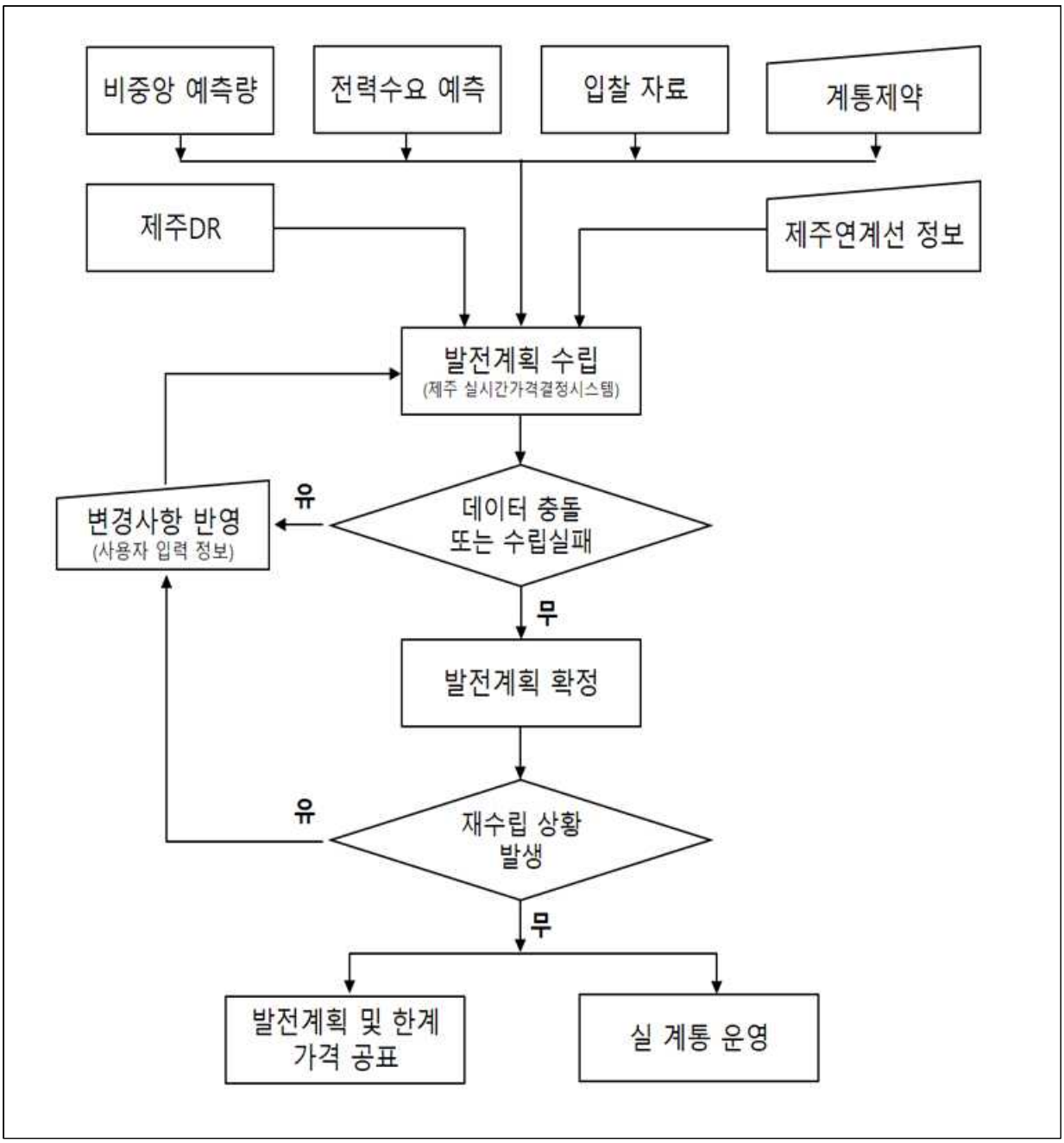
[붙임8.1]

제주 통합운영 발전계획별 타임라인

<table>
<tr><th colspan="2">구 분</th><th>하루전발전계획(DA)</th><th>당일발전계획(OP)</th><th>실시간발전계획(RT)</th></tr>
<tr><td colspan="2">입찰 정보
(신재생 입찰 포함)</td><td>11시 마감</td><td>거래시간 1시간전</td><td>거래시간 75분전</td></tr>
<tr><td colspan="2">수요예측</td><td rowspan="3">16시 검토</td><td rowspan="3">거래시간 1시간 전</td><td rowspan="3">거래시점 30분전</td></tr>
<tr><td colspan="2">비중앙 예측량</td></tr>
<tr><td colspan="2">송전제약 검토서</td></tr>
<tr><td colspan="2">제주 연계선 가격</td><td colspan="3">육지 계통한계가격 D-1 17시 수신</td></tr>
<tr><td rowspan="3">수요
반응
자원</td><td>피크수요</td><td>낙찰량 14시 수신</td><td>낙찰량 D-1
23시 수신</td><td>낙찰량 D-1
23시 30분 수신</td></tr>
<tr><td>경제성</td><td>입찰값 14시 수신</td><td colspan="2">DA기준 낙찰정보 연계</td></tr>
<tr><td>신뢰성</td><td>-</td><td>-</td><td>발령 1시간 전
결정량 반영</td></tr>
<tr><td colspan="2">발전계획 수행</td><td>17시</td><td>거래시간 1시간전
(1시간 간격)</td><td>거래시점 30분전
(15분 간격)</td></tr>
<tr><td colspan="2">발전계획 공표</td><td>18시까지</td><td>거래시간 30분전
(1시간 간격)</td><td>거래시점 15분전
(15분 간격)</td></tr>
<tr><td colspan="2">한계가격</td><td>18시까지</td><td>-</td><td>임시가격 :
발전계획 공표
15분 마다
확정가격 : D+1
18시</td></tr>
</table>

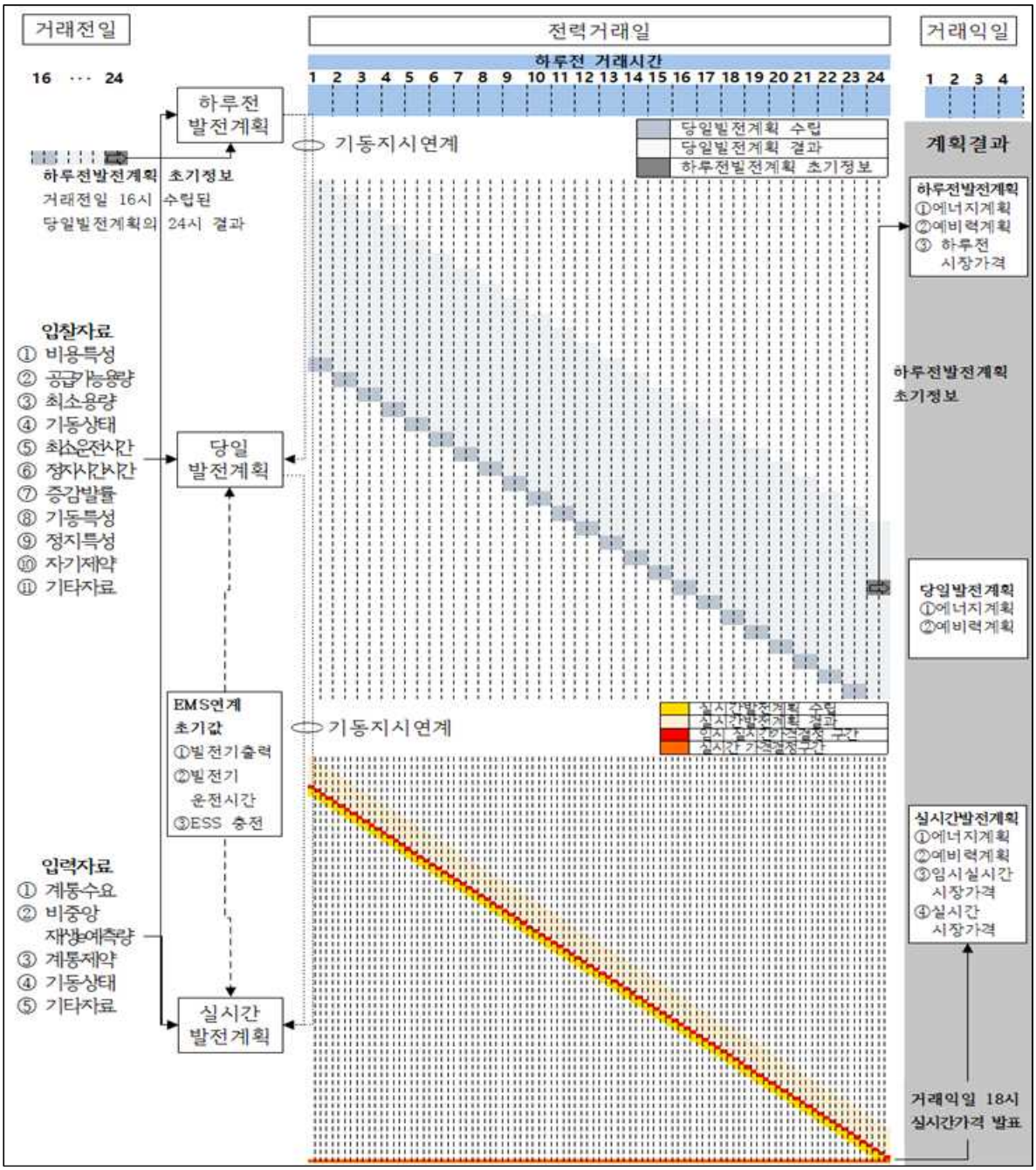
[붙임8.2]

발전계획 수립 흐름도



[붙임8.3]

다단계발전계획 수립 흐름도



[별지 제1호서식]

발전소별 연료 사용단가 내역서

20 년 월 발전소별 연료 사용단가

발 전 소	연 료	출 고 단 가	단 위	비 고

※ 연료비단가 세부내역에 대한 증빙서류는 별도 첨부.

[별지 제1-1호서식] [신설 2019.5.31.]

발전소별 환경열량단가 산정 내역서

20 년 발전소별 환경열량단가

발 전 소 명 :

- 사 용 연 료 :

구 분	금 액 (원)						계	발열량 (Gcal)
	탈황비용			탈질비용	규제비용			
	석회석 등	용수비	폐수 처리약품비	탈질 재료비	배출부과금	폐기물 처리부담금		
1 월								
2 월								
3 월								
4 월								
5 월								
6 월								
7 월								
8 월								
9 월								
10 월								
11 월								
12 월								
계								

N년도 적용 환경열량단가	단 위
	원/Gcal

※ 관련 증빙서류는 별도 첨부.

[별지 제1-2호서식] [신설 2019.5.31.]

20 년 발전소별 환경비용 구분 내역서

발 전 소 명 :

- 발전기 A : (○○화력 ○~○호기) , 발전형식(ex) 석탄기력)
- 발전기 B : (○○복합 ○~○호기), 발전형식(ex) LNG복합)

공통 비용항목	발전기	구분산정기간	금액(원)		
ex) 탈황비용 용수비	A	20○.○.○ ~ 20○.○.○			
	B				

구 분	ex) 탈황비용 용수비 (원)		ex) 배출부과금 (원)		구분기준 : (비중 %)	
	A	B	A	B	A	B
1 월					(%)	(%)
2 월					(%)	(%)
3 월					(%)	(%)
4 월					(%)	(%)
5 월					(%)	(%)
6 월					(%)	(%)
7 월					(%)	(%)
8 월					(%)	(%)
9 월					(%)	(%)
10 월					(%)	(%)
11 월					(%)	(%)
12 월					(%)	(%)
계					(%)	(%)

※ 관련 증빙서류는 별도 첨부.

[별지 제2호서식]

발전소별 연료 발열량 내역서

20 년 월 발전소별 연료 발열량

발전소명 : 20 . [단위 : ℓ, ㎉, ㎏]

월 별	구분 \ 연료별					
20 .	연 료					
	열 량					
계	연 료					
	열 량					
발열량[㎉/㎏, ℓ]						
열량단가[원/Gcal]						

※ 열량단가 = 연료비 / 연료 발열량

※ 발열량은 자료취득 가능한 1개월 직전의 평균실적을 적용

※ 연료발열량 : 인수식(무연탄, 역청탄의 경우)

※ 혼소율 반영 열량단가 : $\sum_{i}$ (i열량단가 * i가중치),

i : 사용연료 종별

※ 기동연료는 혼소율 계산시 제외

[별지 제3호서식] <삭제 2006.12.26.>
[별지 제4호서식]

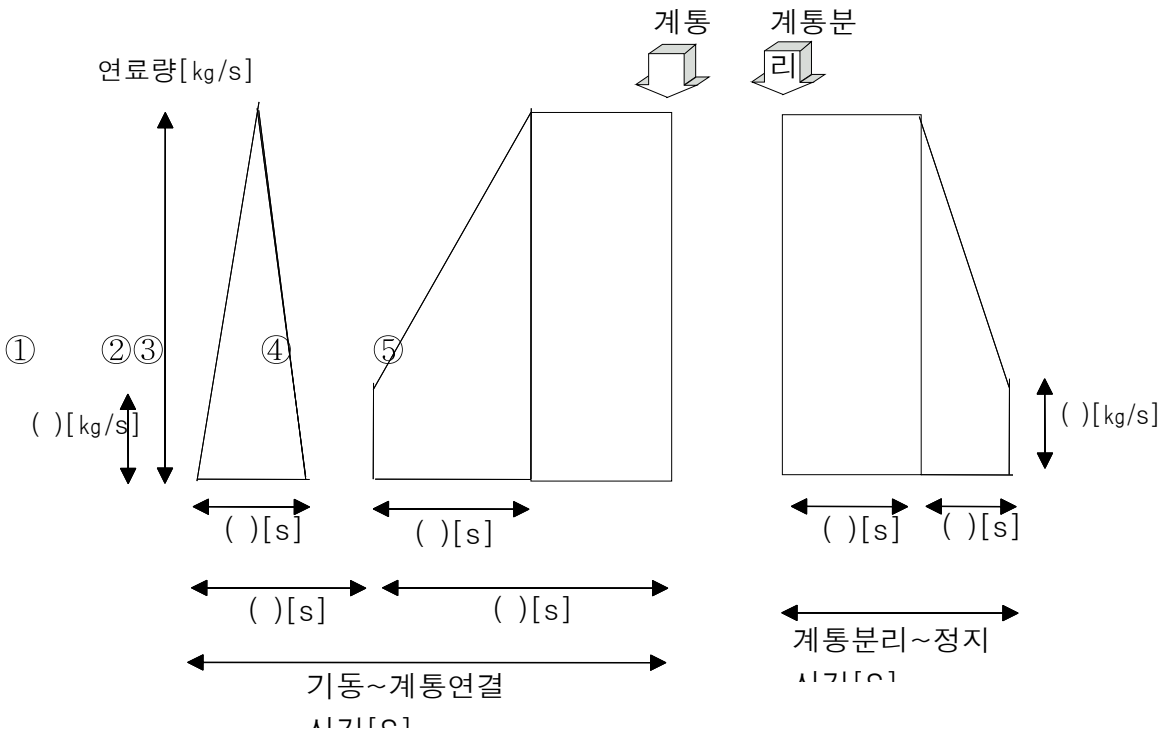
복합발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서

○○복합 기동연료비 / 소내소비전력 ■ 용수(순수) 산출내역(예)

Ⅰ. 기동연료비

1. GT 1대당 기동연료 산출내역

○ 기동 FLOW도(예)



○ 사용연료량 산출내역(예)

단위 : kg

No.	사 용 내 용	사 용 량	소 계
1	기동 Purge 연료		기동시 :
2	점화(720rpm)~3450rpm 승속연료		
3	3450rpm~3600rpm도달 및 계통연결전연료		
4	계통분리~Cooling 연료(5분)		정지시 :
5	3600rpm~2400rpm(연료차단) 감속연료		
누 계			

○ C/C Mode의 사용연료량

- G/T 1대의 기동연료비만 적용

Ⅱ. 소내소비전력

1. GT 1대당 소내소비전력

○ 기동시

단위 : kWh

구분	기기명	정격용량	운전대수	사용전력량(HOT)	비고
세부내역					
합 계					

○ 정지시

단위 : kWh

구분	기기명	정격용량	운전대수	사용전력량(HOT)	비고
세부내역					
합 계					

Ⅲ. 용수비용

1. 용수사용단가

단위 : 원/ton

구분	원수료	전력료	원수처리 약품비	여재수지 교체비	하수료	기타	계
단가							

[별지 제5호서식] <개정 2023.6.30.>

화력발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서

○○화력 기동연료비 / 소내소비전력 ■ 용수(순수) 산출내역(예)

■ 발전기명 : ○○화력 ○○호기(1대기준)

○ 운전조건 : HOT(정지기간 6시간 이내), 산출기간 명시

No	호기	계통분리일	계통연결일	정지기간 (Hr:Min)	기동기간 (Hr:Min)	기동 연료량 (연료종류) (ℓ, ㎏)			소내소비전력 사용량(㎾h)			용수 사용량 (ton)
						1연료	2연료	보조연료	정지시	기동시	소계	
1	1											
	2											
	…											
	평균											
2	1											
	2											
	…											
	평균											
평 균												

* 복합 연속운전시간 내 기동실적을 GT 호기별로 작성하여 1회 실적으로 기입
** 각 GT 호기별 정지·기동기간이 6시간 이내일 경우 실적 기입

○용수사용단가
단위 : 원/ton

구분	원수료	전력료	원수처리 약품비	여재수지 교체비	하수료	기타	계
단가							

[별지 제6호서식]

원자력발전소 기동비용 산출내역서

○○원자력 기동비용 산출내역(예)

■ 발전기명 : ○○원자력 ○○호기(1대기준)

항 목	내용 및 단위	고온대기(HOT)	비 고
기동소요시간	Hr		
소내소비전력	사용량(kWh)		
	단가(원/kWh)		
	비용(원/회)		
용수비	사용량(톤)		
	단가(원/톤)		
	비용(원/회)		
화학약품비	사용량(kg)		
	단가(원/kg)		
	비용(원/회)		
보조연료	사용량(l)		
	단가(원/ l)		
	비용(원/회)		
기동비용	원/회		

[별지 제7호서식]

발전기별 발전비용 평가자료서

발전기별 발전비용 평가자료

■ 발전소 명 :　■ 발전기 명 :

연료종류	2차 계수	1차 계수	상수항	혼소율	소내전력율 (부하수준별)

가. 입출력 특성계수

※ 송전단 기준

참고사항

① 열소비 상수(NLHCi) : 소숫점이하 7자리에서 반올림하여 6자리

② 1차 열소비 계수(LHCi) : 소숫점이하 7자리에서 반올림하여 6자리

③ 2차 열소비 계수(QHCi) : 소숫점이하 7자리에서 반올림하여 6자리

나. 발전기 가동변수

최대발전용량[MW]	최소발전용량[MW]	부하출력증가율 [MW/min]	부하출력감소율 [MW/min]	최소운전시간[h]	최소정지시간[h]	비 고

※ 송전단 기준

[별지 제7-1호서식] [신설 2016.5.12.]

전기저장장치 특성자료

<table>
<tr><td colspan="6">전기저장장치 특성자료</td></tr>
<tr><td>전기저장장치명</td><td colspan="5"></td></tr>
<tr><td>소 재 지</td><td colspan="5"></td></tr>
<tr><td>설비용량 (kW)</td><td colspan="5"></td></tr>
<tr><td>기동비용(원)</td><td colspan="2"></td><td>기동소요시간(분)</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>송전단최대
방전용량 (kW)</td><td colspan="2"></td><td>송전단최소
방전용량 (kW)</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>송전단최대
충전용량 (kW)</td><td colspan="2"></td><td>송전단최소
충전용량 (kW)</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>최대 전력
저장량(kWh)</td><td colspan="2"></td><td>최소 전력
저장량(kWh)</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>최대 운전 시간(hr)</td><td colspan="5"></td></tr>
<tr><td>운전주기효율(%)</td><td colspan="5"></td></tr>
<tr><td rowspan="4">출력증가/감소율</td><td>구분</td><td>구간1</td><td>구간2</td><td>구간3</td><td>구간4</td></tr>
<tr><td>출력 수준
(MW)</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>출력증가율
(MW/min)</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>출력감소율
(MW/min)</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">주파수추종 운전범위</td><td colspan="2">최소(MW)</td><td colspan="3">최대(MW)</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>부동대(%)</td><td colspan="5"></td></tr>
<tr><td rowspan="3">속도조정률(%)</td><td colspan="2">정상상태 운전모드</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">과도상태 운전모드</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">회복상태 운전모드</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">원격출력제어 운전범위</td><td colspan="2">최소(MW)</td><td colspan="3">최대(MW)</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>과도상태 판단기준(Hz/s)</td><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>과도상태 운전모드 지속시간(s)</td><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>과도상태 운전모드 시간지연(s)</td><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>최대 방전용량 도달시간(s)</td><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>회복상태 판단기준(Hz)</td><td colspan="2"></td><td colspan="3"></td></tr>
</table>

[별지 제7-2호서식] [신설 2021.1.1.] [시행일 : 2023.11.1. 시행예정]

다조합 복합발전기 발전비용 평가자료서

다조합 복합발전기 발전비용 평가자료

■ 발전소 명 : ■ 발전기 명 :

연료종류	2차 계수 (1:1조합)	1차 계수 (1:1조합)	상수항 (1:1조합)	가스터빈 (대수)	스팀터빈 (대수)	혼소율	소내전력율 (부하수준별)

가. 입출력 특성계수

운전조합	1:1조합	2:1조합	3:1조합	4:1조합	5:1조합	6:1조합
2차 열소비 계수 (QHC_i)						
1차 열소비 계수 (LHC_i)						
열소비 상수 ($NLHC_i$)						

※ 송전단 기준

참고사항

① 열소비 상수(NLHCi) : 소숫점이하 7자리에서 반올림하여 6자리

② 1차 열소비 계수(LHCi) : 소숫점이하 7자리에서 반올림하여 6자리

③ 2차 열소비 계수(QHCi) : 소숫점이하 7자리에서 반올림하여 6자리

나. 발전기 가동변수

최대발전 용량[MW]	최소발전 용량[MW]	부하출력증 가율 [MW/min]	부하출력감 소율 [MW/min]	최소운전 시간[h]	최소정지 시간[h]	비 고

※ 송전단 기준

[별지 제8호서식]

발전비용평가 특별성능시험 요청서

20 . . .

발 전 소 명		발전소 호기 (설비용량 : MW) (사용연료 :)
시 험 요 청 내 용	구 분	□ 신규설비 □ 연료전환 □ 설비개조 □ 비상운전 □ 기 타
	사 유	
	시험일시	~ (일간)
비 고		
신 청 자		직 위 : 성 명 :(인)

[별지 제9호서식]

발전기 특별성능시험 결과표

▣ 발전소 명 :▣ 발전기 명 :

20 . . .

1. 연료 종류 및 혼소율

연 료 종 류	혼 소 율 (%)	비 고

2. 부하별 송전단열소비율 및 소내전력율

구 분	100%	75%	50%	30%
열소비율(㎉/㎾h)				
효 율 (%)				
소내전력율 (%)				

3. 입출력 특성계수

2차계수	1차계수	상 수	소내소비계수	소내소비상수	비고

※ 소수점이하 7자리에서 반올림하여 6자리

[별지 제10호서식]

발전비용평가 특별성능시험 입회서

20 . . .

발 전 소 명	발전소 호기 (설비용량 : MW)	
시험입회내용	입회자의견	비고
1. 시험부하 선정 확인 ○설비 성능의 대표성? ○선정된 시험부하의 종류? ○Combine 및 Simple Cycle 시험부하계획의 선정여부? ○선정된 시험부하의 횟수?		
2. 설비상태 및 운전조건 확인 ○설비 사전점검표 확인여부? ○시험 중 설비가 정상적인운전이 가능한가? ○계통 격리(Cycle Isolation)의 적정 여부?		
3. 시험 진행상태 확인 ○설비 운전상태? ○계측상태? ○기록상태? ○대표성이 있는 측정값 취득 여부?		
성능시험 진 행 자	소 속 : 직 위 : 성 명 : (서명)	
입 회 자	소 속 : 직 위 : 성 명 : (서명)	

[별지 제11호서식] <개정 2026.7.24.>

비용평가위원회 의결사항 부의안건 작성서식

제 차 위 원 회
부 의 안 건

제목	

의안 번호	제 호
의결 일자	20 년 월 일

제 안 자	
제 출 일 자	20 년 월 일
제 안 근 거	전력시장운영규칙 제2.2.2.2조 제2항의 규정에 의함

(내 용)
제 목 :

1. 의결주문
2. 제안사유
3. 주요내용
4. 참고사항

[별지 제11호의2 서식] [신설 2019.12.31.] <개정 **2021.7.1.**>

계통평가위원회 의결사항 부의안건 작성서식

제 차 위 원 회
부 의 안 건

제목	

의안 번호	제 호
의결 일자	20 년월 일

제 안 위 원	
제 출 일 자	20 년월 일
제 안 근 거	전력시장운영규칙 제5.10.8조 제2항의 규정에 의함

(내 용)
제 목 :

1. 의결주문
2. 제안사유
3. 주요내용
4. 참고사항

[별지 제12호서식]

비용평가위원회 개최통지서

제 차 비용평가위원회

개 최 통 지 서

귀하

다음과 같이 비용평가위원회를 개최하고자 전력시장운영규칙 제2.2.2.1조 제5항의 규정에 의하여 통지합니다.

1. 일 시 : 20 년 월 일 시 분
2. 장 소 :
3. 의 안

의 안 번 호	제목
제 호	
제 호	
제 호	

첨부 : 제 차 위원회부의안 부

20 년 월 일

비용평가위원회 위원장 : (직인)

[별지 제12호의2 서식] [신설 2019.12.31.] <개정 2021.7.1.>

계통평가위원회 개최통지서

제 차 계통평가위원회

개 최 통 지 서

귀하

다음과 같이 계통평가위원회를 개최하고자 전력시장운영규칙 제5.10.7조 제5항의 규정에 의하여 통지합니다.

1. 일 시 : 20 년 월 일 시 분
2. 장 소 :
3. 의 안

의 안 번 호	제목
제 호	
제 호	
제 호	

첨부 : 제 차 계통평가위원회 부의안 부

20 년 월 일

계통평가위원회 위원장 : (직인)

[별지 제13호서식]

비용평가위원회 서면위원회 통지서

제 차 위원회

서 면 위 원 회 통 지 서

귀 하

다음 안건은 부득이한 사유로 서면에 의하여 의결코자 위원회 규정 제 조에 의거 통지합니다.

일 자	의 안 번 호	제 목
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	

첨부 : 1. 제 차 위원회 부의안부.

2. 서면결의표 부.

20 년 월 일

위원장의 명에 의하여

위원회 간사(인)

[별지 제13호의2 서식] [신설 2019.12.31.] <개정 2021.7.1.>

계통평가위원회 서면위원회 통지서

제 차 계통평가위원회

서 면 위 원 회 통 지 서

귀 하

다음 안건은 부득이한 사유로 서면에 의하여 의결코자 전력시장운영규칙 제5.10.9조 제2항에 의거 통지합니다.

일 자	의 안 번 호	제 목
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	

첨부 : 1. 제 차 계통평가위원회 부의안부.

2. 서면결의표 부.

20 년 월 일

위원장의 명에 의하여

위원회 간사(인)

[별지 제13호의3 서식] [신설 2025.10.1.]

중앙계약시장위원회 서면위원회 통지서

제 차 중앙계약시장원원회

서 면 위 원 회 통 지 서

귀 하

다음 안건은 부득이한 사유로 서면에 의하여 의결코자 전력시장운영규칙 제15.5.4조의2 제2항에 의거 통지합니다.

일 자	의 안 번 호	제 목
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	

첨부 : 1. 제 차 중앙계약시장위원회 부의안 부.

2. 서면결의표 부.

20 년 월 일

위원장의 명에 의하여

위원회 간사 (인)

[별지 제14호서식]

비용평가위원회 서면결의표

제차 위원회

서 면 결 의 표

제 차 위원회 부의안건에 대하여 본인의 의사를 다음과 같이 표시 합니다

일 자	의안번호	제 목	결 과	
			찬 성	반 대
20 . . .	제 호			

20 년 월 일

위원 (인)

(의사표시는 해당란에 서명날인함)

[별지 제14호의2 서식] [신설 2019.12.31.] <개정 2021.7.1.>

계통평가위원회 서면결의표

제차 계통평가위원회

서 면 결 의 표

제 차 위원회 부의안건에 대하여 본인의 의사를 다음과 같이 표시 합니다

일 자	의안번호	제 목	결 과	
			찬 성	반 대
20 . . .	제 호			

20 년 월 일

위원 (인)

(의사표시는 해당란에 서명날인함)

[별지 제14호의3 서식] [신설 2025.10.1.]

중앙계약시장위원회 서면결의표

제 차 중앙계약시장위원회

서 면 결 의 표

제 차 위원회 부의안건에 대하여 본인의 의사를 다음과 같이 표시합니다.

일 자	제안번호	제 목	결 과	
20 . . .	제 호		찬 성	반 대

20 년 월 일

위원 (인)

(의사표시는 해당란에 서명날인함)

[별지 제15호서식]

0000년 제00차 비용평가위원회 의사록

일 시		장 소	
소 집 자		기 록 자	
출석위원	위원장 외 명 (총 명)		
결석위원			

의안구분	의 결 사 항	의결결과
보고안건		
의결안건		

위 의결의 명확을 기하기 위하여 위원과 위원장이 서명(날인)함.

위 원	서명	위원	서명

비용평가위원회 위원장 (인)

위 결의를 확인함

붙임 : 회의록

[별지 제15호의2 서식] [신설 2019.12.31.] <개정 2021.7.1.>

0000년 제00차 계통평가위원회 의사록

일 시		장 소	
소 집 자		기 록 자	
출석위원	위원장 외 명 (총 명)		
결석위원			

의안구분	의 결 사 항	의결결과
보고안건		
의결안건		

위 의결의 명확을 기하기 위하여 위원과 위원장이 서명(날인)함.

위 원	서명	위원	서명

계통평가위원회 위원장 (인)

위 결의를 확인함

붙임 : 회의록

[별지 제16호서식]

비용평가위원회 결과통지서

위 원 회 결 과 통 지

제 차 위원회	의안번호 : 제 호
일 시	20 년 월 일 시
수 신	
제 목	

의결결과

20 년 월 일

비용평가위원회 위원장 (직인)

[별지 제16호의2 서식] [신설 2019.12.31.] <개정 2021.7.1.>

계통평가위원회 결과통지서

계통평가위원회 결과통지

제 차 계통평가위원회	의안번호 : 제 호
일 시	20 년 월 일 시
수 신	
제 목	

의결결과

20 년 월 일

계통평가위원회 위원장 (직인)

[별지 제17호서식]

채무불이행 통지서

발행번호 FDN - OO - OOOO - OO

회 원 사 명		회원번호	
주 소			
채 무 불 이 행 발 생 일 자		통지일자	
채무불이행 금액	\		

채무불이행 사유

귀사는 상기 사유로 인하여 채무불이행이 발생됨을 알려드리오니 00월00일 00시까지 불이행 사유를 조속히 해소하여 주시기 바랍니다.
만약, 지정일시까지 해소하지 못한 경우에는 당일 자정(24:00)에 전력거래가 정지됨을 알려 드립니다.
상기사항에 대해 자세한 정보를 원하시면 아래의 연락처로 연락바랍니다.

한국전력거래소 결제 담당부서
담 당 자 : O O O
T E L : OO - OOOO - OOOO
F A X : OO - OOOO - OOOO
E - mail : ID@kpx.or.kr

[별지 제18호 서식]

거래정지 통지서

발행번호 TSN - OO - OOOO - OO

회 원 사 명		회원번호	
주 소			
거 래 정 지 일 자		통지일자	

거래정지 사유

귀사는 상기 사유로 인하여 전력거래가 정지됨을 통지하오니
거래정지일(OO월OO일 OO시) 이후부터는 전력거래와 관련된 모든 자격이 정지됨을 알려드립니다.
상기사항에 대해 자세한 정보를 원하시면 아래의 연락처로 연락바랍니다.

한국전력거래소 결제 담당부서
담 당 자 : O O O
T E L : OO - OOOO - OOOO
F A X : OO - OOOO - OOOO
E - mail : ID@kpx.or.kr

[별지 제19호서식]

조사요원 증표

조 사 요 원 증

사진	성명 : 소속 :

위 사람은 전력시장운영규칙 제6.3.5조 제2항의 규정에 의하여 전력시장감시를 위한 조사요원임을 증명함

200 년 월 일

전력시장감시위원회 위원장 (인)

가로 7㎝ × 세로 10㎝

[별지 제20호서식]

시정조치 요구에 대한 조치결과 보고서

1. 시정조치 요구
   ㅇ 요구일자
   ㅇ 요구내용 요약

2. 조치결과
   ㅇ 조치일자
   ㅇ 조치 이행여부 : 완전조치, 부분조치, 미조치

3. 부분조치 및 미조치 사유

첨부 1. 조치내용 1부
2. 부분조치 및 미조치에 대한 향후 조치계획 1부

전력시장운영규칙 제6.5.5조의 규정에 의하여 시정조치 요구에 대한 조치결과를 보고합니다.

20 년 월 일

해당기관 기관장 (인)

[별지 제21호서식] <개정 2025.8.6.>

분쟁조정신청서

1. 분쟁당사자의 성명 및 주소

(가) 신청인

법 인	법인명칭		법인주소 전화번호	
	대 표 자 성 명		대 표 자 주 소	
개 인	성 명		주 소 전화번호	
대리인	성 명		주 소 전화번호	

(나) 피신청인

법 인	법인명칭		법인주소 전화번호	
	대 표 자 성 명		대 표 자 주 소	
개 인	성 명		주 소 전화번호	

2. 분쟁조정신청의 취지(필요시 별지기재)

3. 분쟁조정신청 사유(필요시 별지기재)

4. 전력시장운영규칙 관련조항(필요시 별지기재)

20 년 월 일

위 신청인 (인)

(구비서류) 가. 분쟁조정신청서 5부

나. 법인등기등본(개인인 경우 주민등록등본. 단, 주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출) 1부

다. 대리인 신청시는 위임장 1부

라. 분쟁조정비용 예납영수증 1부

마. 기타 분쟁조정을 위한 참고자료 1부

한국전력거래소 귀중

[별지 제22호서식] <개정 2015.9.30., 2025.8.6.>

정보공개 신청서

접수번호	접수일	처리기간

청구인	성명(법인・단체명 및 대표자 성명)		생년월일
	주소(소재지)		사업자(법인・단체)등록번호
	전화번호	팩스번호	전자우편주소
	[ ]발전사업자, [ ]송전사업자, [ ]배전사업자 [ ]전기판매사업자, [ ]구역전기사업자		[ ]전력거래소 회원 [ ]전력거래소 비회원
청구 내용			
공개 방법	[ ]열람・시청 [ ]사본・출력물 [ ]전자파일 [ ]복제・인화물 [ ]기타( )		
수령 방법	[ ]직접 방문 [ ]우편 [ ]팩스 전송 [ ]정보통신망 [ ]기타( )		
수수료	[ ]감면 대상임	[ ]감면 대상 아님	
	감면 사유		
	※ 「공공기관의 정보공개에 관한 법률 시행령」 제17조제3항, 전력시장운영규칙 제8.2.2.7조에 따라 수수료 감면 대상에 해당하는 경우에만 적으며, 감면 사유를 증명할 수 있는 서류를 첨부하시기 바랍니다.		

전기사업법 제41조 제2항, 동 시행령 제22조 제4항, 전력시장운영규칙 제8.1.3조의 규정에 따라 위와 같이 정보공개 등을 신청합니다.

년 월 일

청구인 (서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

접 수 증

접수번호	청구인 성명
접수부서	접수자 성명 (서명 또는 인)

귀하의 청구서는 위와 같이 접수되었습니다.

년 월 일

한 국 전 력 거 래 소 이 사 장 직인

유 의 사 항

1. 공개 청구된 공개 대상 정보의 전부 또는 일부가 제3자와 관련이 있다고 인정되는 경우에는 「공공기관의 정보공개에 관한 법률」 제11조제3항에 따라 청구사실이 제3자에게 통지됩니다.
2. 정보 공개를 청구한 날로부터 20일이 경과하도록 정보공개 결정이 없는 경우에는 「공공기관의 정보공개에 관한 법률」 제18조부터 제20조까지의 규정에 따라 한국전력거래소에 이의신청을 하거나, 행정심판 또는 행정소송을 제기할 수 있습니다.

[별지 제23호서식]

정보공개위원회 부의안건 작성서식

제 차 정보공개위원회
부 의 안 건

의결사항

제목	

안건 번호	제 호
의결 일자	20 년월 일

제 안 위 원 (신청회원)	
제 출 일 자	20 년월 일
제 안 근 거	

(내 용)

제 목 :

1. 의결주문
2. 제안사유
3. 주요내용
4. 참고사항

[별지 제24호서식]

정보공개위원회 개최통지서

제 차 정 보 공 개 위 원 회
개 최 통 지 서

귀하

전력시장운영규칙 제8.2.2.1조 제2항에 의하여 다음과 같이 정보공개위원회 개최를 통지합니다.

1. 일 시 : 20 년 월 일 시 분
2. 장 소 :
3. 안 건

안 건 번 호	제목
제 호	
제 호	
제 호	

첨부 : 제 차 정보공개위원회 부의안 부

20 년 월 일

정보공개위원회 위원장 : (직인)

[별지 제25호서식]

정보공개위원회 회의록

20 년 월 일

제 차 정보공개위원회 회의록

일 시	20 년 월 일	장 소	
소 집 자		기 록 자	
출 석 위 원			
결 석 위 원			
참 여 자			

소 관	의 결 내 용	비 고
	안건번호 제 호 내용 설명 안 건 명	
	안건번호 제 호 내용 설명 안 건 명	

의 결 결 과

위 의결결과의 명확을 기하기 위하여 위원 연서 날인함.

위원장 (인) 가 , 부
위원 (인) 가 , 부
위원 (인) 가 , 부
위원 (인) 가 , 부
위원 (인) 가 , 부
위원 (인) 가 , 부
위원 (인) 가 , 부

[별지 제26호서식]

정보공개 신청결과 통지서

정보공개신청 결과통지

수　　신 :

제　　목 :

검토결과 :

20 년 월 일

정보공개위원회 위원장　　(직인)

[별지 제26-1호서식] [신설 2015.9.30.]

서면결의 통지서

제 차 정보공개위원회

서 면 결 의 통 지 서

귀 하

다음 안건은 부득이한 사유로 서면에 의하여 의결하고자 정보공개위원회세부운영규정 제 조에 의거 통지합니다.

의 안 번 호	제 목	비 고
제 호		
제 호		
제 호		
제 호		
제 호		
제 호		

첨부 : 1. 제 차 정보공개위원회 부의안부.

2. 서면결의표 부.

20 년 월 일

위원장의 명에 의하여

정보공개위원회 간사 (인)

[별지 제26-2호서식] [신설 2015.9.30.]

서 면 결 의 표

제 차 정보공개위원회

서 면 결 의 표

제 차 정보공개위원회 부의안건에 대하여 본인의 의사를 다음과 같이 표시합니다

의안번호	제 목	결 과	
제 호		찬 성	반 대

20 년 월 일

위원 (인)

(의사표시는 “결과”의 해당란에 서명날인 함)

[별지 제27호서식]

정보공개 목록표

분 야	공개항목	공개범위	공개대상	표시주기	공개방법	보관주기	비 고

[별지 제28호서식]

전력시장운영규칙 개정제안서

한국전력거래소 귀중

전력시장운영규칙 제9.3.1조의 규정에 의거 아래와 같이 전력시장운영규칙의 개정을 제안합니다.

1. 개정 필요성 :

2. 개정 내용 :

3. 개정 효과 :

년 월 일

제 안 자 성 명 :
주 소 :
전화번호 :

첨부
1. 현행 및 개정안 대비표
2. 제안사유서

[별지 제29호서식]

규칙개정위원회 심의결과 통지서

규칙개정위원회 심의결과 통지

제 차 규칙개정위원회	제안번호 : 제 호
위원회 개최일시	20 년 월 일 시
제 안 자	
제안내용	
토의내용	- - - - 표결결과 : 찬성 명, 반대 명, 기권 명

심의결과

20 년 월 일

규칙개정위원회 위원장 (직인)

[별지 제30호서식] <개정 2025.8.6.>

위 임 장

수 임 자

소속 및 직책 :

성 명 :

생년월일 :

위임사유 :

위 사람에게 20 년 제 차위원회 참석에 따른 일체의 권한을 위임합니다.

20 년 월 일

위 임 자 : 위원(인)

_ __위원회 위원장 귀중

[별지 제31호서식] <개정 2006.9.14., 2006.12.26., 2014.5.16., 2014.11.3., 2020.10.1., 2020.12.1., 2022.11.30., 2022.12.27., 2024.8.1., 2025.11.12.>

발 전 입 찰 서 (최초)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
발전기 기동정지	열간 기동소요시간			발전기 기동정지	열간 - 온간 천이시간		
	온간 기동소요시간				온간 - 냉간 천이시간		
	냉간 기동소요시간				최소운전시간		
	열간 최소발전용량도달시간				최소정지시간		
	온간 최소발전용량도달시간				계통분리시간		
	냉간 최소발전용량도달시간			발전기 출력배분	출력증가율		
	일일최대기동횟수(옵션)				출력감소율		
					미분기 고려 출력증가율		
					미분기 고려 출력감소율		

* 미분기를 사용하는 석탄화력발전기의 경우 미분기 동작특성을 고려한 출력증가율, 출력감소율 입찰

5. 에너지 입찰 : 공급가능용량, 발전단전환비, 최대·최소발전용량, 호기별 운전정보, 자기제약, 대체연료 가능여부, 1차연료

구 분	D-1						D																								D+1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
공급가능용량($A_{i,t}$)																																		
연료량(OFCA,EGW)																																		
발전단전환비																																		
최대발전용량																																		

최소발전용량																																		
최소발전용량 이하 운전시 출력하한치(옵션)																																		
호기별 운전정보 (수력,양수)																																		
자기제약	제약유형																																	
	제약사유																																	
	제약량																																	
대체연료 가능여부																																		
1차연료																																		

6. 예비력 입찰 : GF 여부, GF 상·하한값 및 AGC 여부, AGC 상·하한값

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GF	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
AGC	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
비상대기예비력																																			

7. 기동특성 : BS여부

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
BS	여부(○,X)																																		

8. 특기사항(최소발전용량 이하 운전시 유지시간 등 급전운영 참고사항):

9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31호서식] <개정 2006.9.14., 2006.12.26., 2014.5.16., 2014.11.3., 2020.10.1., 2020.12.1., 2021.12.28., 2022.11.30., 2022.12.27., 2024.8.1., 2025.11.12.>

발 전 입 찰 서 (최초)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
발전기 기동정지	열간 기동소요시간			발전기 기동정지	열간 - 온간 천이시간		
	온간 기동소요시간				온간 - 냉간 천이시간		
	냉간 기동소요시간				최소운전시간		
	열간 최소발전용량도달시간				최소정지시간		
	온간 최소발전용량도달시간				계통분리시간		
	냉간 최소발전용량도달시간			발전기 출력배분	출력증가율		
	일일최대기동횟수(옵션)				출력감소율		
					미분기 고려 출력증가율		
					미분기 고려 출력감소율		

* 미분기를 사용하는 석탄화력발전기의 경우 미분기 동작특성을 고려한 출력증가율, 출력감소율 입찰

5. 에너지 입찰 : 공급가능용량, 발전단전환비, 최대·최소발전용량, 호기별 운전정보, 자기제약, 대체연료 가능여부, 1차연료

구 분	D-1						D																								D+1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
공급가능용량($A_{i,t}$)																																		
연료량(OFCA,EGW)																																		
발전단전환비																																		
최대발전용량																																		
최소발전용량																																		

최소발전용량 이하 운전시 출력하한치(옵션)																																			
호기별 운전정보 (수력,양수)																																			
자기제약	제약유형																																		
	제약사유																																		
	제약량																																		
대체연료 가능여부																																			
1차연료																																			

6. 예비력 입찰 : GF 여부, GF 상·하한값 및 AGC 여부, AGC 상·하한값, 미분기 운전대수

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GF	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
AGC	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
비상대기예비력																																			
미분기 운전대수																																			

7. 기동특성 : BS여부

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
BS	여부(○,X)																																		

8. 특기사항(최소발전용량 이하 운전시 유지시간 등 급전운영 참고사항):

9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31-2호서식] [신설 2015.5.7.] <개정 2020.10.1., 2022.11.30., 2022.12.27., 2024.8.1.>

복 합 발 전 기 발 전 입 찰 서 (최초)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
발전기 기동정지	열간 기동소요시간			발전기 기동정지	열간 - 온간 천이시간		
	온간 기동소요시간				온간 - 냉간 천이시간		
	냉간 기동소요시간				최소운전시간		
	열간 최소발전용량도달시간				최소정지시간		
	온간 최소발전용량도달시간				계통분리시간		
	냉간 최소발전용량도달시간			발전기 출력배분	출력증가율		
	일일최대기동횟수(옵션)				출력감소율		
					최소출력 기준 GT 대수		

5. 에너지 입찰 : 공급가능용량, 발전단전환비, 최대·최소발전용량, GT 호기별 운전정보, GT 단독운전 가능여부, 자기제약, 대체연료 가능여부, 1차연료

구 분	D-1						D																								D+1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
공급가능용량($A_{i,t}$)																																		
공급가능용량($TA_{i,t}$)																																		
연료량(OFCA,EGW)																																		
발전단전환비																																		
최대발전용량																																		
최소발전용량																																		
최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치(옵션)																																		
GT 호기별 운전정보																																		

자기제약	제약유형																																
	제약사유																																
	제약량																																
대체연료 가능여부																																	
1차연료																																	

6. 예비력 입찰 : GF 여부, GF 상·하한값 및 AGC 여부, AGC 상·하한값

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GF	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
AGC	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		

7. 기동특성 : GT 기동우선순위 및 BS여부

구 분	D-1						D																								D+1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GT 기동우선순위																																		
BS여부(○,X)																																		

8. 특기사항(최소발전용량 이하 운전시 유지시간 등 급전운영 참고사항):

9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31-2호서식] <개정 2021.1.1., 2022.11.30., 2022.12.27., 2024.8.1.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

복 합 발 전 기　발 전 입 찰 서 (최초)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
발전기 기동정지	열간 기동소요시간			발전기 기동정지	열간 - 온간 천이시간		
	온간 기동소요시간				온간 - 냉간 천이시간		
	냉간 기동소요시간				최소운전시간		
	열간 최소발전용량도달시간				최소정지시간		
	온간 최소발전용량도달시간				계통분리시간		
	냉간 최소발전용량도달시간			발전기 출력배분	출력증가율		
	일일최대기동횟수(옵션)				출력감소율		
					최소출력 기준 GT 대수		

5. 에너지 입찰 : 공급가능용량, 발전단전환비, 최대·최소발전용량, GT 호기별 운전정보, GT 단독운전 가능여부, 자기제약, 대체연료 가능여부, 1차연료

구 분	D-1						D																								D+1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
공급가능용량($A_{i,t}$)																																		
공급가능용량($TA_{i,t}$)																																		
연료량(OFCA,EGW)																																		
발전단전환비																																		
최대발전용량																																		
최소발전용량																																		
최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치(옵션)																																		
GT 호기별 운전정보																																		

자기제약	제약유형																																		
	제약사유																																		
	제약량																																		
	운전정보																																		
대체연료 가능여부																																			
1차연료																																			

6. 예비력 입찰 : GF 여부, GF 상·하한값 및 AGC 여부, AGC 상·하한값

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GF	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
AGC	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		

7. 기동특성 : GT 기동우선순위 및 BS여부

구 분	D-1						D																								D+1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GT 기동우선순위																																		
BS여부(○,X)																																		

8. 특기사항(최소발전용량 이하 운전시 유지시간 등 급전운영 참고사항):

9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31-3호서식] [신설 2020.10.1.] <개정 2022.11.30., 2022.12.27., 2024.8.1.>

복 합 발 전 기 G T 모 드 발 전 입 찰 서 (최초)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
발전기 기동정지	열간 기동소요시간			발전기 기동정지	일일최대기동횟수(옵션)		
					GT 단독운전 가능여부		
	온간 기동소요시간				GT 단독운전 가능시간		
	냉간 기동소요시간				GT 입찰대비 단독운전 가능용량비		
	열간 최소발전용량도달시간				최소운전시간		
	온간 최소발전용량도달시간				최소정지시간		
	냉간 최소발전용량도달시간				계통분리시간		
	열간 - 온간 천이시간			발전기 출력배분	출력증가율		
	온간 - 냉간 천이시간				출력감소율		

5. 에너지 입찰 : 공급가능용량, 발전단전환비, 최대·최소발전용량, 자기제약, 대체연료 가능여부, 1차연료

구 분	D-1						D																						D+1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
공급가능용량($A_{i,t}$)																																		
공급가능용량($TA_{i,t}$)																																		
연료량(OFCA,EGW)																																		
발전단전환비																																		
최대발전용량																																		
최소발전용량																																		
최소발전용량 이하 운전																																		

시 출력하한치(옵션)																																				
자기제약	제약유형																																			
	제약사유																																			
	제약량																																			
대체연료 가능여부																																				
1차연료																																				

6. 예비력 입찰 : GF 여부, GF 상·하한값 및 AGC 여부, AGC 상·하한값

구 분		D-1						D																										D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GF	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
AGC	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		

7. 기동특성 : GT 기동우선순위 및 BS여부

구 분	D-1						D																										D+1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GT 기동우선순위																																			
BS여부(○,X)																																			

8. 특기사항(최소발전용량 이하 운전시 유지시간 등 급전운영 참고사항):

9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31-3호서식] <개정 2021.1.1., 2022.11.30., 2022.12.27., 2024.8.1.> [시행일 : 2027.1.1.이전 시행예정]

복 합 발 전 기 G T 모 드 발 전 입 찰 서 (최초)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
발전기 기동정지	열간 기동소요시간			발전기 기동정지	일일최대기동횟수(옵션)		
					GT 단독운전 가능여부		
	온간 기동소요시간				GT 단독운전 가능시간		
	냉간 기동소요시간				GT 입찰대비 단독운전 가능용량비		
	열간 최소발전용량도달시간				최소운전시간		
	온간 최소발전용량도달시간				최소정지시간		
	냉간 최소발전용량도달시간				계통분리시간		
	열간 - 온간 천이시간			발전기 출력배분	출력증가율		
	온간 - 냉간 천이시간				출력감소율		

5. 에너지 입찰 : 공급가능용량, 발전단전환비, 최대·최소발전용량, 자기제약, 대체연료 가능여부, 1차연료

구 분	D-1						D																						D+1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
공급가능용량($A_{i,t}$)																																		
공급가능용량($TA_{i,t}$)																																		
연료량(OFCA,EGW)																																		
발전단전환비																																		
최대발전용량																																		
최소발전용량																																		

최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치(옵션)																																			
자기제약	제약유형																																		
	제약사유																																		
	제약량																																		
	운전정보																																		
대체연료 가능여부																																			
1차연료																																			

6. 예비력 입찰 : GF 여부, GF 상·하한값 및 AGC 여부, AGC 상·하한값

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GF	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
AGC	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		

7. 기동특성 : GT 기동우선순위 및 BS여부

구 분	D-1						D																								D+1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GT 기동우선순위																																		
BS여부(○,X)																																		

8. 특기사항(최소발전용량 이하 운전시 유지시간 등 급전운영 참고사항):

9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31-4호서식] [신설 2015.5.7.] <호 번호 변경 2020.10.1.> <개정 2022.12.27., 2025.2.11., 2025.8.6>

송 전 사 업 자 용 전 기 저 장 장 치(주파수 조정용) 운 영 계 획 서 (최초)

1. 1차예비력 제공일 _____
2. 송전사업자명 _____
3. 전기저장장치명(식별번호) _____
4. 1차예비력 제공량

구 분	D-1						D																								D +1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
주파수추종 가능용량																																		

5. 특기사항(급전운영 참고사항):
6. 송전사업자 서명 _____ 날짜 _____

---

7. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31-5호서식] [신설 2022.6.30.]

F A C T S 운 전 대 수 (최초)

1. 거래일 날짜 _____
2. 송전사업자 _____
3. FACTS 운전대수

설비명 \ 시간	D																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

4. 특기사항(급전운영 참고사항):
5. 송전사업자 _____ (서명) 날짜 _____

---

6. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31-6호서식] [신설 2023.8.30.]

급전가능재생에너지 자원 발전입찰서 (최초)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 자원명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
기동정지	기동소요시간			출력배분	출력증가율		
	최소발전용량도달시간				출력감소율		
	계통분리시간						
	최소운전시간						
	최소정지시간						

5. 에너지입찰 : 공급가능용량(MW), 입찰구간별 공급가능용량(MW)/입찰가격(원/kWh) 입찰

구 분		D																						
거래시간		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
공급가능용량* ($A_{i,t}$)																									
최소발전용량																									
입찰구간	1구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	2구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	3구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	4구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	5구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	6구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	7구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	8구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	9구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	10구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

* 거래시간별 마지막 입찰구간은 공급가능용량과 같도록 입찰

8. 특기사항(급전운영 참고사항):
9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31-7호서식] [신설 2023.8.30.]

1MW 초과 비중앙급전발전기에 대한 자체발전계획량 (최초)

1. 거래일 날짜 _____
2. 회사명 _____
3. 자원명(식별번호) _____
4. 자체발전량

구 분	D																							
거래시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
자체발전 계획량																								

5. 특기사항(급전운영 참고사항):
6. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

7. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31-8호서식] [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

연료형 준중앙급전발전기 자체발전계획량 제출서

1. 거래일 날짜 _____
2. 회사명 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 발전가격(원/kWh) _____
5. 기술특성자료

특성 분류	구분	제출값	구분	제출값
출력제어	최대발전용량(MW)		최대발전용량도달시간(h)	
	최소발전용량(MW)		최소발전용량도달시간(h)	
보조서비스	속도조정률(%)		부동대(%)	

6. 자체발전계획량

구 분	D																							
거래시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
발전계획량																								

7. 보조서비스 특성자료 : GF 여부, GF 상·하한값

구 분		D																						
거래시간		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
GF	여부(○,X)																								
	상한																								
	하한																								

8. 특기사항(급전운영 참고사항):
9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31-9호서식] [신설 2025.2.11.]

송 전 사 업 자 용 전 기 저 장 장 치(계통안정화용) 운 영 계 획 서 (최초)

1. 거래일 날짜 _____
2. 송전사업자명 _____
3. 전기저장장치명(식별번호) _____
4. 전기저장장치 운전량

구 분	D-1						D																								D +1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
전기저장장치 운전용량																																		

5. 특기사항(급전운영 참고사항):
6. 송전사업자 서명 _____ 날짜 _____

---

7. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31-10호서식] [신설 2025.10.1.]

중앙계약 전기저장장치 입찰서 (최초)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 전기저장장치명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
설비효율	운전주기효율			출력배분	출력증가율		
					출력감소율		

5. 세부 입찰내용

구 분	D																							
거래시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
공급가능용량																								
방전가능전력량																								
소내전력량																								

6. 예비력 입찰 : GF 여부, GF 상한값 및 AGC 여부, AGC 상한값

구 분		D																						
거래시간		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
GF	여부(○,X)																								
	상한																								
AGC	여부(○,X)																								
	상한																								

7. 제약운전여부

구 분	D																							
거래시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
제약량																								
제약사유																								

8. 특기사항(급전운영 참고사항):
9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제32호서식] <개정 2006.9.14.>

양 수 계 획 서

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 예상수요

구 분	D-1						D																								D +1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
예상수요																																		

5. 제약운전여부

구 분	D-1						D																								D +1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
예상수요																																		
제약사유																																		

6. 특기사항(급전운영 참고사항):
7. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

8. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제32-1호서식] [신설 2016.5.12.]

충 전 계 획 서

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 전기저장장치명(식별번호) _____
4. 예상수요

구 분	D-1						D																								D +1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
예상수요																																		

5. 제약운전여부

구 분	D-1						D																								D +1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
예상수요																																		
제약사유																																		

6. 특기사항(급전운영 참고사항):
7. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

8. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제33호서식] <개정 2006.9.14, 2006.12.26., 2012.12.31., 2014.5.16., 2014.11.3., 2020.10.1., 2020.12.1., 2021.12.28., 2022.11.30., 2022.12.27., 2024.8.1.>

발 전 입 찰 서 (변경)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
발전기 기동정지	열간 기동소요시간			발전기 기동정지	열간 - 온간 천이시간		
	온간 기동소요시간				온간 - 냉간 천이시간		
	냉간 기동소요시간				최소운전시간		
	열간 최소발전용량도달시간				최소정지시간		
	온간 최소발전용량도달시간				계통분리시간		
	냉간 최소발전용량도달시간			발전기 출력배분	출력증가율		
	일일최대기동횟수(옵션)				출력감소율		

5. 에너지 입찰 : 공급가능용량, 발전단전환비, 최대·최소발전용량, 호기별 운전정보, 자기제약, 대체연료 가능여부, 1차연료

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
공급가능용량($A_{i,t}$)																																			
연료량(OFCA,EGW)																																			
발전단전환비																																			
최대발전용량																																			
최소발전용량																																			
최소발전용량 이하 운전시 출력하한치(옵션)																																			
호기별 운전정보 (수력,양수)																																			
자기제약	제약유형																																		
	제약사유																																		
	제약량																																		

대체연료 가능여부																																
1차연료																																

6. 예비력 입찰 : GF 여부, GF 상·하한값 및 AGC 여부, AGC 상·하한값

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GF	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
AGC	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
비상대기예비력																																			

7. 기동특성 : BS여부

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
BS	여부(○,X)																																		

8. 특기사항(최소발전용량 이하 운전시 유지시간 등 급전운영 참고사항):

9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제33호서식] <개정 2006.9.14, 2006.12.26., 2012.12.31., 2014.5.16., 2014.11.3., 2020.10.1., 2020.12.1., 2021.12.28., 2022.11.30., 2022.12.27., 2024.8.1.>

발 전 입 찰 서 (변경)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
발전기 기동정지	열간 기동소요시간			발전기 기동정지	열간 - 온간 천이시간		
	온간 기동소요시간				온간 - 냉간 천이시간		
	냉간 기동소요시간				최소운전시간		
	열간 최소발전용량도달시간				최소정지시간		
	온간 최소발전용량도달시간				계통분리시간		
	냉간 최소발전용량도달시간			발전기 출력배분	출력증가율		
	일일최대기동횟수(옵션)				출력감소율		

5. 에너지 입찰 : 공급가능용량, 발전단전환비, 최대·최소발전용량, 호기별 운전정보, 자기제약, 대체연료 가능여부, 1차연료

구 분		D-1						D																										D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
공급가능용량($A_{i,t}$)																																			
연료량(OFCA,EGW)																																			
발전단전환비																																			
최대발전용량																																			
최소발전용량																																			
최소발전용량 이하 운전시 출력하한치(옵션)																																			
호기별 운전정보 (수력,양수)																																			
자기제약	제약유형																																		
	제약사유																																		
	제약량																																		

대체연료 가능여부																																
1차연료																																

6. 예비력 입찰 : GF 여부, GF 상·하한값 및 AGC 여부, AGC 상·하한값, 미분기 운전대수

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GF	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
AGC	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
비상대기예비력																																			
미분기 운전대수																																			

7. 기동특성 : BS여부

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
BS	여부(○,X)																																		

8. 특기사항(최소발전용량 이하 운전시 유지시간 등 급전운영 참고사항):

9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제33-2호서식] [신설 2020.10.1.] <개정 2022.11.30., 2022.12.27., 2023.6.30., 2024.8.1.>

복 합 발 전 기 발 전 입 찰 서 (변경)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
발전기 기동정지	열간 기동소요시간			발전기 기동정지	열간 - 온간 천이시간		
	온간 기동소요시간				온간 - 냉간 천이시간		
	냉간 기동소요시간				최소운전시간		
	열간 최소발전용량도달시간				최소정지시간		
	온간 최소발전용량도달시간				계통분리시간		
	냉간 최소발전용량도달시간			발전기 출력배분	출력증가율		
	일일최대기동횟수(옵션)				출력감소율		
					최소출력 기준 GT 대수		

5. 에너지 입찰 : 공급가능용량, 발전단전환비, 최대·최소발전용량, GT 호기별 운전정보, GT 단독운전 가능여부, 자기제약, 대체연료 가능여부, 1차연료

구 분		D-1						D																									
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
공급가능용량($A_{i,t}$)																																			
공급가능용량($TA_{i,t}$)																																			
연료량(OFCA,EGW)																																			
발전단전환비																																			
최대발전용량																																			
최소발전용량																																			
최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치(옵션)																																			
GT 호기별 운전정보																																			
자기제약	제약유형																																		
	제약사유																																		

	제약량																																
	운전정보																																
대체연료 가능여부																																	
1차연료																																	

6. 예비력 입찰 : GF 여부, GF 상·하한값 및 AGC 여부, AGC 상·하한값

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GF	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
AGC	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		

7. 기동특성 : GT 기동우선순위 및 BS여부

구 분	D-1						D																								D+1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GT 기동우선순위																																		
BS여부(○,X)																																		

8. 특기사항(최소발전용량 이하 운전시 유지시간 등 급전운영 참고사항):

9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제33-3호서식] [신설 2020.10.1.] <개정 2022.12.27., 2023.6.30., 2024.8.1.>

복 합 발 전 기 G T 모 드 발 전 입 찰 서 (변경)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
발전기 기동정지	열간 기동소요시간			발전기 기동정지	일일최대기동횟수(옵션)		
					GT 단독운전 가능여부		
	온간 기동소요시간				GT 단독운전 가능시간		
	냉간 기동소요시간				GT 입찰대비 단독운전 가능용량비		
	열간 최소발전용량도달시간				최소운전시간		
	온간 최소발전용량도달시간				최소정지시간		
	냉간 최소발전용량도달시간				계통분리시간		
	열간 - 온간 천이시간			발전기 출력배분	출력증가율		
	온간 - 냉간 천이시간				출력감소율		

5. 에너지 입찰 : 공급가능용량, 발전단전환비, 최대·최소발전용량, 자기제약, 대체연료 가능여부, 1차연료

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
공급가능용량($A_{i,t}$)																																			
공급가능용량($TA_{i,t}$)																																			
연료량(OFCA,EGW)																																			
발전단전환비																																			
최대발전용량																																			
최소발전용량																																			
최소발전용량 이하 운전시 출력하한치(옵션)																																			
자기제약	제약유형																																		
	제약사유																																		
	제약량																																		

	운전정보																																
대체연료 가능여부																																	
1차연료																																	

6. 예비력 입찰 : GF 여부, GF 상·하한값 및 AGC 여부, AGC 상·하한값

구 분		D-1						D																								D+1			
거래시간		19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GF	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		
AGC	여부(○,X)																																		
	상한																																		
	하한																																		

7. 기동특성 : GT 기동우선순위 및 BS여부

구 분	D-1						D																								D+1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
GT 기동우선순위																																		
BS여부(○,X)																																		

8. 특기사항(최소발전용량 이하 운전시 유지시간 등 급전운영 참고사항):

9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제33-4호서식] [신설 2015.5.7.] <호 번호 변경 2020.10.1.> <개정 2022.12.27., 2025.2.11., 2025.8.6>

송 전 사 업 자 용 전 기 저 장 장 치(주파수 조정용) 운 영 계 획 서 (변경)

1. 1차예비력 제공일 _____
2. 송전사업자명 _____
3. 전기저장장치명(식별번호) _____
4. 1차예비력 제공량

구 분	D-1						D																								D +1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
주파수추종 가능용량																																		

5. 특기사항(급전운영 참고사항):
6. 송전사업자 서명 _____ 날짜 _____

---

7. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제33-5호서식] [신설 2022.6.30.]

F A C T S 운 전 대 수 (변경)

1. 거래일 날짜 _____
2. 송전사업자 _____
3. FACTS 운전대수

시간 / 설비명	D																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

4. 특기사항(급전운영 참고사항):
5. 송전사업자 _____ (서명) 날짜 _____

---

6. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제33-6호서식] [신설 2023.8.30.]

급전가능재생에너지 자원 발전입찰서 (변경)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 자원명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
기동정지	기동소요시간			출력배분	출력증가율		
	최소발전용량도달시간				출력감소율		
	계통분리시간						
	최소운전시간						
	최소정지시간						

5. 에너지입찰 : 공급가능용량(MW), 입찰구간별 공급가능용량(MW)/입찰가격(원/kWh) 입찰

구 분		D																						
거래시간		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
공급가능용량* ($A_{i,t}$)																									
최소발전용량																									
입찰구간	1구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	2구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	3구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	4구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	5구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	6구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	7구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	8구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	9구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	10구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

* 거래시간별 마지막 입찰구간은 공급가능용량과 같도록 입찰

8. 특기사항(급전운영 참고사항):
9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제33-7호 서식] [신설 2023.8.30.]

1MW 초과 비중앙급전발전기에 대한 자체발전계획량 (변경)

1. 거래일 날짜 _____
2. 회사명 _____
3. 자원명(식별번호) _____
4. 자체발전량

구 분	D																							
거래시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
자체발전 계획량																								

5. 특기사항(급전운영 참고사항):
6. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

7. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제33-8호서식] [신설 2025.2.11.]

송 전 사 업 자 용 전 기 저 장 장 치(계통안정화용) 운 영 계 획 서 (변경)

1. 거래일 날짜 _____
2. 송전사업자명 _____
3. 전기저장장치명(식별번호) _____
4. 전기저장장치 운전량

구 분	D-1						D																								D +1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
전기저장장치 운전용량																																		

5. 특기사항(급전운영 참고사항):
6. 송전사업자 서명 _____ 날짜 _____

---

7. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제33-9호서식] [신설 2025.10.1.]

중앙계약 전기저장장치 입찰서 (변경)

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 전기저장장치명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
설비효율	운전주기효율			출력배분	출력증가율		
					출력감소율		

5. 세부 입찰내용

구 분	D																							
거래시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
공급가능용량																								
방전가능전력량																								
소내전력량																								

6. 예비력 입찰 : GF 여부, GF 상한값 및 AGC 여부, AGC 상한값

구 분		D																						
거래시간		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
GF	여부(○,X)																								
	상한																								
AGC	여부(○,X)																								
	상한																								

7. 제약운전여부

구 분	D																							
거래시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
제약량																								
제약사유																								

8. 특기사항(급전운영 참고사항):
9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

---

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제34호서식]

월 간 시 운 전 계 획 서

1. 제출날짜 .....
2. 발전회사 .....
3. 발전기명(식별번호) .....
4. 시운전 계획

시운전 일자	시운전 내용	비 고

5. 연속지 사용 ------- 예/아니오 6. 발전회사 서명 .....

7. 접수시각 ..... 접수자 .....(서명)

[별지 제35호서식]

주 간 시 운 전 계 획 서

1. 제출날짜 .....
2. 발전회사 .....
3. 발전기명(식별번호) .....
4. 시운전 계획

시운전 일자	시간	시운전 내용	출력(MW)	비 고

5. 연속지 사용 ------- 예/아니오 6. 발전회사 서명 .....

7. 접수시각 ..... 접수자 .....(서명)

[별지 제36호서식] [신설 2006.12.26.] <개정 2016.5.12., 2022.12.27.>

발전기 및 전기저장장치 변경/개시/폐지계획

1. 제출날짜 .....

2. 발전회사 .....

3. 발전기 또는 전기저장장치명 .....

4. 변경/개시/폐지 계획

일 자 (YYMMDD)	사 유 (변경/개시/폐지)	설비용량(MW)		접속점	연계점	비 고
		이전	변경			

5. 연속지 사용 ------- 예/아니오

6. 발전회사 서명 .....

7. 접수시각 .....

접수자 .....(서명)

[별지 제37호서식] <개정 2017.12.29., 2023.12.29., 2026.10.30.>

(앞면)

계량 등록부 (원본) □ 주 □ 비교 □ ESS

발 전 소

발 전 회 사 명		대 표 자 명	
발전소명 및 호기		발 전 소 주 소	
발 전 소 담 당 자		전화번호(사선/국선)	
전 자 우 편 주 소		사용전검사 (예정)일자	

발 전 기

설 비 용 량	[MW]	발 전 기 코 드	

전력량계

인 증 코 드		정 격 (C T / P T)	/
제 조 회 사		계 량 점	
일 련 번 호		접 속 점	
모 델 명		계 량 기 위 치	
전 력 량 계 형 식		계 기 정 수	
검 정 연 월		설정프로그램 비밀번호	
계 기 등 급 (정 밀 도)	[급]	기 타	

채널1	채널2	채널3	채널4	비고
송전유효전력량	수 전 유 효 전 력 량	송전지상무효전력량	송전진상무효전력량	기록주기:5분

PT				CT			
명 판	A상	B상	C상	명 판	A상	B상	C상
제작회사				제작회사			
일련번호				일련번호			
모 델 명				모 델 명			
절연형식	□ SF6 □ OIL □ MOLD □ 기타( )			절연형식	□ SF6 □ OIL □ MOLD □ 기타( )		
P T 비	/			C T 비	/		
2 차 전 압	/ [V]			2 차 전 류	/ [A]		
오차계급	[급]	[급]	[급]	오차계급	[급]	[급]	[급]
정격부담	[VA]	[VA]	[VA]	정격부담	[VA]	[VA]	[VA]

주변압기,또는보조변압기(손실기준:75℃,자냉식,정격탭전압,1BANK,전부하)

무 부 하 손 실	[k W]	부 하 손 실	[k W]
정 격 용 량	[MVA]	전 압 / 결 선	/

통신설비 (*설치사업소만해당)

모 뎀 제 작 사		* F E P 제 작 사	
모 뎀 일 련 번 호		* F E P 일 련 번 호	
모 뎀 모 델 명		* F E P 모 델 명	
모 뎀 형 식		* F E P 형 식	
통 신 속 도	[BPS]	* 집합형 모뎀 배치번호	
통신회선 구성내역			

작성자	소속		직위		성명		작성일	
입회자	소속		직위		성명		입회일	
확인자	소속		직위		성명		검토일	
	소속		직위		성명		검토일	

(뒷면)

년 월 일	기재사항 변경	확인인

* 첨부#1 회원사 발전설비 배치 도면
* 첨부#2 발전설비 삼상결선도 및 단선결선도 (발전소 Single Line 도면) <개정 2026.10.30.>
* 첨부#3 공인시험기관 성적서 또는 제작업체 성적서 (계량기성적서, 재검정 성적서 발행시 포함)
* 첨부#4 공인시험기관 성적서 또는 국내 공인기관 시험 불가할 경우 제작업체 성적서 또는 [별표7] 5.1의 관련 규정 준수여부를 확인할 수 있는 정보가 기재된 해당 설비의 명판으로 대체 가능 (PT, CT, MOF) <개정 2026.10.30.>
* 첨부#5 공인시험기관 성적서 또는 제작업체 성적서 (주변압기 및 보조변압기)
* 첨부#6 계량설비 검사 및 봉인 완료 통지서(거래소 담당자 및 현장 담당자 서명)
* 첨부#7 전력거래용 전력량계 삼상결선도 [신설 2026.10.30.]

※ 한전PPA에서 전력시장으로 발전기 전환 등록을 하고자하는 경우 첨부#1,#2,#5 면제 (단, 한전PPA 거래 여부를 입증할 수 있는 자료를 제출한 경우에 한함) [신설 2026.10.30.]

[별지 제38호서식] <개정 2025.8.6.>

계량등록부 및 계량데이터 열람 신청서

※ 접수일자와 접수번호는 신청인이 기재하지 않습니다.

※ 접 수 일 자			※ 접 수 번 호	
신청인	이 름 (법인명칭 및 대표자)		생년월일	
			사업자(법인·단체)등록번호	
	주 소 (소재지)	(전화번호)		
열 람 대 상		□ 전체 □일부( )		
열 람 목 적		□ 회원 보유분 분실 ● 분실 사유		
		□ 회원 보유분과 비교 ● 현장 확인자(전력거래소) : ● 비교내용		
		□ 기타 ● 확인사항		

위와 같이 계량등록부 및 계량데이터의 열람을 신청합니다.

년 월일

신 청 인 (서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀 하

처 리 결 과

접 수 번 호		신청인 이름	
처 리 결 과			

귀하의 열람신청서는 위와 같이 처리되었습니다.

년월 일

한국전력거래소 이사장

[별지 제38-1호서식] [신설 2004.7.9.]

전력거래용 전력량계 직접시험 보고서

1. 회원사 정보

회원명		사업소명		계량기명		주, 비교

2. 전력량계 정보

인증코드		오차등급	
제 작 사		정 격	/ (V/A)
제 번		제작년월	
형 식	상 선식	계기정수	Wh/Pulse

3. 표준전력량계 정보

제 작 사		검정기관	
제 번		검정유효기간	
오차등급		-	-

4. 시험결과

구분		유효								
역률		1.0			0.8(진)				0.5(지)	
부하전류(A)		6	2.5	0.125	6	2.5	0.25	0.05	6	2.5
오차허용한도 (%)	0.2급	±0.2	±0.2	±0.2	±0.3	±0.3	±0.3	±0.5	±0.3	±0.3
	0.5급	±0.5	±0.5	±0.5	±0.6	±0.6	±0.6	±1.0	±0.6	±0.6
시험결과										

구분		유효		무효				시험일시
역률		0.5(지)		0		0.866		년 월 일 시 분
부하전류(A)		0.25	0.05	6	0.25	6	0.5	0.25
오차허용한도 (%)	0.2급	±0.3	±0.5	±2.5	±2.5	±2.5	±2.5	±3.0
	0.5급	±0.6	±1.0	±2.5	±2.5	±2.5	±2.5	±3.0
시험결과								

시험자	소속		직위		성명		서명	
입회자	소속	전력거래소	직위		성명		서명	

[별지 제39호서식] <개정 2004.11.30, 2006.9.14, 2006.12.26, 2010.11.30., 2013.2.28., 2014.12.31., 2015.3.17., 2016.5.12., 2020.10.1., 2021.12.28., 2022.12.27., 2023.8.30., 2025.4.9., 2025.7.10., 2025.10.1.>

ㅇ 초기
ㅇ 최종

정산금 통지서

○ 회원사명 :
○ 주 소 :
○ 발행번호 : KPX-ISN, FSN-00000000-00
○ 거 래 일 : 0000년 00월 00일

정산금(1번 항목-2번 항목+3번 항목)	원
전력거래량	KWh
1. 시장정산금	원
11 전력량정산금	원
12 용량정산금	원
13 부가정산금 131 에너지정산금 132 보조서비스정산금 133 의무이행비용정산금 134 배출권거래비용정산금 135 지역자원시설세정산금	 원 원 원 원
14 양수동력 정산금 양수동력 사용 전력량 141 양수전력량정산금	 KWh 원
15 중앙계약시장 계약정산금 151 전기저장장치 계약용량정산금	 원
16 수수료 161 전력거래수수료	 원
2. 차액정산금	원
21 차액금액	원
22 기타 정산금	원
3. 재생에너지 발전량 예측제도 정산금	
예측제도 정산대상 발전량 31 예측제도 참여자 정산금	KWh 원

직접전력거래 정산금	원
직접전력거래량	KWh
11 직접전력거래 부가정산금	원
12 직접전력거래수수료	원

분산특구 전력 직접거래 정산금	원
분산특구 전력 직접거래량(분산에너지사업자 공급량)	KWh
11 분산특구 전력 직접거래 부가정산금	원
12 분산특구 전력 직접거래 수수료	원

수소발전입찰시장 차액계약정산금	원
계약거래량	KWh
11 차액계약정산금	원
12 수소발전입찰시장 계약거래수수료	원

한국전력거래소
전남 나주시 빛가람로 625 우편번호 58322
전화 061-0000-0000~0000, 팩스 061-0000-0000

[별지 제39-1호서식] [신설 2016.5.12.] <개정 2021.12.28., 2022.12.27., 2023.8.30., 2025.1.8., 2025.4.9., 2025.7.10., 2026.7.24.>

ㅇ **초기**

ㅇ **최종**

정산금 통지서 <비과세분>

○ 회원사명 :
○ 주 소 :
○ 발행번호 : KPX-ISN, FSN-00000000-00
○ 거 래 일 : 0000년 00월 00일

정산금(1번 항목-2번 항목)	원
전력거래량	KWh
1. 시장정산금	원
11 부가정산금 111 에너지정산금 112 보조서비스정산금 113 비상대기예비력정산금	 원 원 원
12 양수동력 정산금 121 제약비양수전력량정산금	 원
13 예비력불이행 환수금	원
14 수수료 141 연회비 142 차등금액	 원
15 전력산업기반기금 (부과율)	원 (%)
16 채무불이행 연체이자	원
2. 차액정산금	원
21 위약금	원
22 기타 정산금	원

직접전력거래 정산금(부가정산금)	원
직접전력거래량	KWh

분산특구 전력 직접거래 부가정산금	원
분산특구 전력 직접거래량(분산에너지사업자 공급량)	KWh

수소발전입찰시장 차액계약정산금	원
계약거래량	KWh

복지특례할인비용 정산금	원

한국전력거래소
전남 나주시 빛가람로 625 우편번호 58322
전화 061-0000-0000~0000, 팩스 061-0000-0000

[별지 제40호서식] <개정 2004.11.30, 2006.9.14, 2006.12.26, 2010.11.30, 2013.2.28 2014.12.31., 2015.3.17., 2016.5.12., 2021.12.28., 2022.12.27., 2023.8.30., 2025.4.9., 2025.7.10., 2025.10.1., 2025.11.12., 2026.7.24.>

전력거래대금 등

○ 청구서

○ 수정청구서

문서번호 : 제○○-○○○○-○○○○호
수 신 :
참 조 :
발행일자 :
제 목 : 전력거래대금(○○○○년 ○○월 ○차) 청구서

○○○○년 ○○월 ○차분 전력거래대금 등을 아래와 같이 청구하오니 ○○○○년 ○○월 ○○일까지 시장은행의 귀사 정산계좌(발전사업자의 경우 전력거래소 결제계좌)에 입금하여 주시기 바랍니다.

정산금(1번 항목-2번 항목+3번 항목)	원(VAT 포함)		
	금액	VAT	합계
1. 시장정산금			
11 전력량정산금			
12 용량정산금			
13 부가정산금 131 에너지정산금 132 보조서비스정산금 133 의무이행비용정산금 134 배출권거래비용정산금 135 지역자원시설세정산금			
14 양수동력 정산금 141 양수전력량정산금			
15 중앙계약시장 계약정산금 151 전기저장장치 계약용량정산금			
16 수수료 161 전력거래수수료			
2. 차액정산금			
3. 재생에너지 발전량 예측제도 정산금			

직접전력거래 정산금	원(VAT 포함)		
11 직접전력거래 부가정산금			
12 직접전력거래수수료			

분산특구 전력 직접거래 정산금	원(VAT 포함)		
11 분산특구 전력 직접거래 부가정산금			
12 분산특구 전력 직접거래 수수료			

수소발전입찰시장 차액계약정산금	원(VAT 포함)		
11 차액계약정산금			
12 수소발전입찰시장 계약거래수수료			

한국전력거래소
전남 나주시 빛가람로 625 우편번호 58322
전화 061-0000-0000~0000, 팩스 061-0000-0000

[별지 제40-1호서식] [신설 2016.5.12.] <개정 2021.12.28., 2022.12.27., 2023.8.30., 2025.1.8., 2025.4.9., 2025.7.10., 2025.11.12., 2026.7.24.>

ㅇ 청구서

전력거래대금 등 **<비과세분>**

ㅇ 수정청구서

문서번호 : 제○○-○○○○-○○○○호
수 신 :
참 조 :
발행일자 :
제 목 : 전력거래대금(○○○○년 ○○월 ○차) 청구서

○○○○년 ○○월 ○차분 전력거래대금을 아래와 같이 청구하오니 ○○○○년 ○○월 ○○일까지 시장은행의 귀사 정산계좌(발전사업자의 경우 전력거래소 결제계좌)에 입금하여 주시기 바랍니다.

정산금(1번 항목-2번 항목)	원
	금액
1. 시장정산금	
11 부가정산금 111 에너지정산금 112 보조서비스정산금 113 비상대기예비력정산금	
12 양수동력 정산금 121 제약비양수전력량정산금	
13 예비력불이행 환수금	
14 수수료 141 연회비 142 차등금액	
15 전력산업기반기금	
16 채무불이행 연체이자	
2. 차액정산금	

직접전력거래정산금(부가정산금)	원

분산특구 전력 직접거래 정산금(부가정산금)	원

수소발전입찰시장 차액계약정산금	원

복지특례할인비용 정산금	원

한국전력거래소
전남 나주시 빛가람로 625 우편번호 58322
전화 061-0000-0000~0000, 팩스 061-0000-0000

[별지 제41호서식] <개정 2004.11.30, 2006.9.14, 2006.12.26, 2010.11.30., 2013.2.28. 2014.12.31., 2015.3.17., 2016.5.12., 2021.12.28., 2023.8.30., 2025.4.9., 2025.10.1., 2026.7.24.>

전력거래대금 등

○ 청구요청서
○ 수정청구요청서

문서번호 : 제○○-○○○-○○○호
수 신 :
참 조 :
발행일자 :
제 목 : 전력거래대금(○○○○년 ○○월 ○차) 청구요청서

○○○○년 ○○월 ○차분 전력거래대금 등을 아래와 같이 통보하오니 ○○○○년 ○○월 ○○일까지 전력거래소에 청구하여 주시기 바랍니다.

정산금(1번 항목-2번 항목+3번 항목+4번 항목+5번 항목)	원(VAT 포함)		
	금액	VAT	합계
1. 시장정산금			
11 전력량정산금			
12 용량정산금			
13 부가정산금 131 에너지정산금 132 보조서비스정산금 133 의무이행비용정산금 134 배출권거래비용정산금 135 지역자원시설세정산금			
14 양수동력 정산금 141 양수전력량정산금			
15 중앙계약시장 계약정산금 151 전기저장장치 계약용량정산금			
16 수수료 161 전력거래수수료			
2. 차액정산금			
3. 재생에너지 발전량 예측제도 정산금			
4. 수소발전입찰시장 차액계약정산금			
5. <삭제 2026.7.24.>			

한국전력거래소
전남 나주시 빛가람로 625 우편번호 520-350
전화 061-0000-0000~0000, 팩스 061-0000-0000

[별지 제41-1호서식] [신설 2016.5.12.] <개정 2021.12.28., 2023.8.30., 2025.1.8., 2026.7.24.>

전력거래대금 등<비과세분> ㅇ **청구요청서** / ㅇ **수정청구요청서**

문서번호 : 제○○-○○○-○○○호
수 신 :
참 조 :
발행일자 :
제 목 : 전력거래대금(○○○○년 ○○월 ○차) 청구요청서

○○○○년 ○○월 ○차분 전력거래대금을 아래와 같이 통보하오니 ○○○○년 ○○월 ○○일까지 전력거래소에 청구하여 주시기 바랍니다.

정산금(1번 항목-2번 항목)	원
	금액
1. 시장정산금	
11 부가정산금 111 에너지정산금 112 보조서비스정산금 113 비상대기예비력정산금	
12 양수동력 정산금 121 제약비양수전력량정산금	
13 예비력불이행 환수금	
14 수수료 141 연회비 142 차등금액	
15 전력산업기반기금	
16 채무불이행 연체이자	
2. 차액정산금	
3. 수소발전입찰시장 차액계약정산금	
4. 복지특례할인비용 정산금	

한국전력거래소
전남 나주시 빛가람로 625 우편번호 58322
전화 061-0000-0000~0000, 팩스 061-0000-0000

[별지 제42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49호서식] [삭제 2004. 11. 30]

[별지 제42-1호서식] [신설 2017.12.29.] [삭제 2021.1.1.]

[별지 제42-2호서식] [신설 2017.12.29.] [삭제 2021.1.1]

[별지 제43-1호서식] [신설 2017.12.29.] [삭제 2021.1.1]

[별지 제44-1호서식] [신설 2017.12.29.] [삭제 2021.1.1]

[별지 제42-1호서식] <개정 2025.8.6., 2026.7.24.>

채권양도 통지서
[양수인이 1인(1법인)인 경우]

수　　신 : 한국전력거래소 결제담당자
발　　신 : _____ (☐ 채권양도인(회원사) / ☐ 채권양수인)[1]
채권양도인 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)
채권양수인 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)

1. 귀 소의 무궁한 발전을 기원합니다.

2. 귀 소의 회원 ○○○[2](이하 "양도인"이라 함)은/는 ○○○○년 ○○월 ○○일[3](이하 "계약체결일"이라 함) 귀 소에 대하여 가지는 아래 채권을 전력시장운영규칙 제4.3.2조 제4항, [별표8]에 따라 ○○○[4](이하 "양수인"이라 함)에게 양도하였습니다.

- 아　래 -

양도할 채권의 범위	
해당 발전기(모두 기재)	
양도할 채권 (본 채권양도 통지서 도달 이후 발생하는 모든 채권)	☐ 전력거래대금 ☐ 발전차액지원금 ☐ 기타(　　)

3. 이에 (☐ 양도인 / ☐ 양도인으로부터 위임받은 양수인)은 전력시장운영규칙 [별표8]에 따라 귀 소에 채권양도 사실을 통지합니다.

4. 양도인은 위 2.항의 채권에 대한 지급청구·수령 및 정산계좌 지정·변경 권한을 전력시장운영규칙 [별표8]에 따라 본 채권양도 통지 도달일부터 양수인에게 이전합니다.

5. 양도인 및 양수인은 본 채권양도의 효력이 채권양도 통지 도달일부터 전력시장운영규칙 [별표8] 7.11.6.5 각 호가 정하는 사유가 발생할 때까지 유효함을 확인합니다.

---

1) 우편발신인을 기재하고, 해당 사항에 체크(☑)하시기 바랍니다.
2) 채권양도인(회원사)의 회원사명을 기재하시기 바랍니다.
3) 채권양도 계약체결일을 기재하시기 바랍니다.
4) 채권양수인의 성명 또는 법인명을 기재하시기 바랍니다.

6. 양수인은 위 2.항의 채권을 제3자에게 다시 양도하거나 질권, 채권양도담보 등을 설정하는 방법으로 담보로 제공하지 않을 것을 약정합니다.

7. 양수인은 전력시장운영규칙 제4.3.1조 및 [별표8] 7.11.6.3에 따라 아래 표에 기재된 금융계좌를 정산계좌로 지정·신고합니다.

- 아 래 -

양수인이 지정하는 정산계좌	
은행명(금융기관명)	
예금주명	
계좌번호	

8. 양도인 및 양수인은 귀 소가 본 채권양도 통지에 따라 시행한 정산 및 결제를 유효한 채무변제로 인정하며, 이에 대하여 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

9. 양도인 및 양수인은 본 채권양도와 경합하는 여타 권리관계가 발생하는 경우 전력시장운영규칙 및 귀 소의 내부규정에 따르고, 이에 대하여 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

붙임 : 1. 양도인의 법인(또는 개인)인감증명서 원본[5] 1부
2. 양수인의 법인(또는 개인)인감증명서 원본[6] 1부
3. 양도인의 사업자등록증 1부
4. 양수인의 사업자등록증[7] 1부
5. 양수인이 지정하는 정산계좌 사본[8] 1부
6. 채권양도 통지 위임장(별첨 양식 참조)[9] 1부

---

5) 채권양도 통지서에 날인한 인감과 다를 경우 사용인감계를 별도로 제출하시기 바랍니다.(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출)
6) 채권양도 통지서에 날인한 인감과 다를 경우 사용인감계를 별도로 제출하시기 바랍니다.(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출)
7) 채권양수인이 사업자가 아닌 경우 제출하실 필요 없습니다.
8) 기존에 등록된 정산계좌와 동일할 경우 제출하실 필요 없습니다.
9) 우편발신인이 채권양도인(회원사)일 경우 제출하실 필요 없습니다.

○○○○년 ○○월 ○○일[10]

채권양도인(회원사) 회 원 사 명 (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

채권양수인 법인명(성명) (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

10) 제출일(우편 발송일)을 기재하시기 바랍니다.

< 채권양도 통지서 별첨 > <개정 2022.12.27.>

채권양도 통지 위임장

한국전력거래소의 회원 ○○○[1](이하 "양도인"이라 함)은 ○○○○년 ○○월 ○○일[2] 채권양수인 ○○○[3](이하 "양수인"이라 함)와 채권양도 계약을 체결하였습니다. 이와 관련하여, 양도인은 양수인에게 전력거래소에 채권양도 통지를 할 권한을 위임하며, 해당 채권양도 통지의 내용 및 형식과 관련된 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

○○○○년 ○○월 ○○일[4]

채권양도인(회원사) 회 원 사 명 (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

1) 채권양도인(회원사)의 회원사명을 기재하시기 바랍니다.
2) 채권양도 계약체결일을 기재하시기 바랍니다.
3) 채권양수인의 성명 또는 법인명을 기재하시기 바랍니다.
4) 제출일(우편 발송일)을 기재하여 주시기 바랍니다.

[별지 제42-2호서식] <개정 2025.8.6., 2026.7.24.>

채권양도 통지서
[양수인이 다수거나 신탁사인 경우]

수　　신 : 한국전력거래소 결제담당자

발　　신 : _____

(☐ 채권양도인(회원사) / ☐ 채권양수인의 대표 또는 신탁사)[1]

채권양도인 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)

채권양수인 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)

1. 귀 소의 무궁한 발전을 기원합니다.

2. 귀 소의 회원 ○○○[2](이하 "양도인"이라 함)은/는 ○○○○년 ○○월 ○○일[3](이하 "계약체결일"이라 함) 귀 소에 대하여 가지는 아래 채권을 전력시장운영규칙 제4.3.2조 제4항, [별표8]에 따라 4.항 목록 기재 채권양수인들(이하 "양수인")에게 양도하였습니다.

- 아　래 -

양도할 채권의 범위	
해당 발전기(모두 기재)	
양도할 채권 (본 채권양도 통지서 도달 이후 발생하는 모든 채권)	☐ 전력거래대금 ☐ 발전차액지원금 ☐ 기타(　　)

3. 이에 (☐ 양도인 / ☐ 양도인으로부터 위임받은 양수인의 대표자 또는 신탁사)은/는 전력시장운영규칙 [별표8]에 따라 귀 소에 채권양도 사실을 통지합니다.

4. 양수인들은 아래와 같은 양수인의 (☐ 대표자 ☐ 신탁사)에게 본 채권양도와 관련한 모든 권한(채권양도 통지, 전력거래대금 채권의 지급청구·수령, 정산계좌 지정·변경, 채권양도 해지통지 등)을 위임합니다.

---

1) 우편발신인을 기재하고, 해당 사항에 체크(☑)하시기 바랍니다.
2) 채권양도인(회원사)의 회원사명을 기재하시기 바랍니다.
3) 채권양도 계약체결일을 기재하시기 바랍니다.

- 아 래 -

양수인의 (□ 대표자 □ 신탁사)	
양수인 또는 대주 목록 (양수인의 대표자 또는 신탁사 포함)	①
	②
	③
	④
	⑤
	⑥

5. 양도인은 위 2.항의 채권에 대한 지급청구·수령 및 정산계좌 지정·변경 권한을 전력시장운영규칙 [별표8]에 따라 본 채권양도 통지 도달일부터 양수인의 (□ 대표자 □ 신탁사)에게 이전합니다.

6. 양도인 및 양수인은 본 채권양도의 효력이 채권양도 통지 도달일부터 전력시장운영규칙 [별표8] 7.11.6.5 각 호가 정하는 사유가 발생할 때까지 유효함을 확인합니다.

7. 양수인은 위 2.항의 채권을 제3자에게 다시 양도하거나 질권, 채권양도담보 등을 설정하는 방법으로 담보로 제공하지 않을 것을 약정합니다.

8. 양수인의 (□ 대표자 □ 신탁사)는 전력시장운영규칙 제4.3.1조 및 [별표8] 7.11.6.3에 따라 아래 표에 기재된 금융계좌를 정산계좌로 지정·신고합니다.

- 아 래 -

양수인이 지정하는 정산계좌	
은행명(금융기관명)	
예금주명	
계좌번호	

9. 양도인 및 양수인은 귀 소가 본 채권양도 통지에 따라 시행한 정산 및 결제를 유효한 채무변제로 인정하며, 이에 대하여 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

10. 양도인 및 양수인은 본 채권양도와 경합하는 여타 권리관계가 발생하는 경우 전력시장운영규칙 및 귀 소의 내부규정에 따르고, 이에 대하여 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

붙임 : 1. 양수인의 대표자에 대한 위임장 또는 신탁계약서 각 1부
(양수인 또는 대주들의 각 인감 날인본)
2. 양도인의 법인(또는 개인)인감증명서 원본[4] 1부
3. 각 양수인의 법인(또는 개인)인감증명서 원본[5] 각 1부
4. 양도인의 사업자등록증 1부
5. 각 양수인의 사업자등록증[6] 1부
6. 양수인의 대표자 또는 신탁사가 지정하는 정산계좌 사본[7] 1부
7. 채권양도 통지 위임장(별첨 양식 참조)[8] 1부

○○○○년 ○○월 ○○일[9]

채권양도인(회원사) 회 원 사 명 (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

채권양수인의 법인명(성명) (인) *인감도장 날인*

대표자 또는 신탁사 대 표 자

주 소

---

4) 채권양도 통지서에 날인한 인감과 다를 경우 사용인감계를 별도로 제출하시기 바랍니다.(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출)
5) 채권양도 통지서에 날인한 인감과 다를 경우 사용인감계를 별도로 제출하시기 바랍니다.(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출)
6) 채권양수인이 사업자가 아닌 경우 제출하실 필요 없습니다.
7) 기존에 등록된 정산계좌와 동일할 경우 제출하실 필요 없습니다.
8) 우편발신인이 채권양도인(회원사)일 경우 제출하실 필요 없습니다.
9) 제출일(우편 발송일)을 기재하시기 바랍니다.

< 채권양도 통지서 별첨 > <개정 2022.12.27.>

채권양도 통지 위임장

한국전력거래소의 회원 ○○○[1](이하 "양도인"이라 함)은 ○○○○년 ○○월 ○○일[2] 채권양수인 ○○○[3](이하 "양수인"이라 함)와 채권양도 계약을 체결하였습니다. 이와 관련하여, 양도인은 양수인에게 전력거래소에 채권양도 통지를 할 권한을 위임하며, 해당 채권양도 통지의 내용 및 형식과 관련된 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

○○○○년 ○○월 ○○일[4]

채권양도인(회원사) 회 원 사 명 (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

1) 채권양도인(회원사)의 회원사명을 기재하시기 바랍니다.
2) 채권양도 계약체결일을 기재하시기 바랍니다.
3) 채권양수인의 성명 또는 법인명을 기재하시기 바랍니다.
4) 제출일(우편 발송일)을 기재하여 주시기 바랍니다.

[별지 제42-3호서식] <개정 2023.9.26., 2025.8.6.>

질권설정 통지서
[질권자가 1인(1법인)인 경우]

수　　신 : 한국전력거래소 결제담당자

발　　신 : _____ (☐ 질권설정자(회원사) / ☐ 질권자)[1]

질권설정자 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)

질권자 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)

1. 귀 소의 무궁한 발전을 기원합니다.

2. 귀 소의 회원 ○○○[2](이하 "질권설정자"라 함)은/는 ○○○○년 ○○월 ○○일[3](이하 "계약체결일"이라 함) 귀 소에 대하여 가지는 아래 채권을 전력시장운영규칙 제4.3.2조 제4항, [별표8]에 따라 ○○○[4](이하 "질권자"라 함)을/를 위해 질권을 설정하였습니다.

- 아　　래 -

질권설정할 채권의 범위	
해당 발전기(모두 기재)	
질권설정할 채권 (복수 해당하는 경우 중복 선택 가능)	☐ 전력거래대금 ☐ 발전차액지원금 ☐ 기타(　　)
질권설정 금액	
질권설정 채권의 변제방식[5] (복수 선택 불가함, 1개만 선택 가능)	☐ 지급보류(공탁 포함) ☐ 질권설정자

3. 이에 (☐ 질권설정자 / ☐ 질권설정자로부터 위임받은 질권자)는 전력시장운영규칙 [별표8]에 따라 귀 소에 질권설정 사실을 통지합니다.

4. 2항의 질권설정 채권의 변제방식 중 지급보류를 선택(☑ 지급보류(공탁 포함))한 경우, 질권설정자 및 질권자는 전력거래소가 질권자의 질권실행 통지가 도달하기 전까지 전력거래대금을 보관 또는 공탁하는 것에 동의합니다

---

1) 우편발신인을 기재하고, 해당 사항에 체크(☑)하시기 바랍니다.
2) 질권설정자(회원사)의 회원사명을 기재하시기 바랍니다.
3) 질권설정 계약체결일을 기재하시기 바랍니다.
4) 질권자의 성명 또는 법인명을 기재하시기 바랍니다.
5) 질권실행 통지서가 도달하기 전까지의 변제방식을 의미하며, 한가지만 선택 가능합니다.

5. 2항의 질권설정 채권의 변제방식 중 질권설정자를 선택(☑ 질권설정자)한 경우, 질권설정자 및 질권자는 전력거래소가 전력시장운영규칙 [별표8] 7.11.6.9에 따라 질권자의 질권실행 통지가 도달하기 전까지 전력거래대금을 질권설정자에게 지급하는 것에 동의합니다.

6. 질권설정자 및 질권자는 전력거래소가 전력시장운영규칙 [별표8] 7.11.6.11에 따라 질권자의 최초 1회의 질권실행 통지만으로 피담보채권금액에 이를 때까지 질권자에게 전력거래대금을 지급하거나 법원에 공탁할 수 있음을 확인합니다.

7. 질권설정자 및 질권자는 본 질권설정의 효력이 질권설정 통지 도달일로부터 전력시장운영규칙 [별표8] 7.11.6.5 각 호가 정하는 사유가 발생할 때까지 유효함을 확인합니다.

8. 질권설정자 및 질권자는 전력거래소가 전력시장운영규칙 등에 따라 시행한 정산 및 결제를 유효한 채무변제로 인정하며, 이에 대하여 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

9. 질권설정자 및 질권자는 본 질권설정과 경합하는 여타 권리관계가 발생하는 경우 전력시장운영규칙 및 귀 소의 내부규정에 따르고, 이에 대하여 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

붙임 : 1. 질권설정자의 법인(또는 개인)인감증명서 원본[6] 1부
2. 질권자의 법인(또는 개인)인감증명서 원본[7] 1부
3. 질권설정자의 사업자등록증 1부
4. 질권자의 사업자등록증[8] 1부
5. 질권설정 통지 위임장(별첨 양식 참조)[9] 1부

○○○○년 ○○월 ○○일[10]

6) 질권설정 통지서에 날인한 인감과 다를 경우 사용인감계를 별도로 제출하시기 바랍니다.(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출)
7) 질권설정 통지서에 날인한 인감과 다를 경우 사용인감계를 별도로 제출하시기 바랍니다.(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출)
8) 질권자가 사업자가 아닌 경우 제출하실 필요 없습니다.
9) 우편발신인이 질권설정자(회원사)일 경우 제출하실 필요 없습니다.
10) 제출일(우편 발송일)을 기재하시기 바랍니다.

질권설정자(회원사) 회 원 사 명 (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

질권자 법인명(성명) (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

< 질권설정 통지서 별첨 >

질권설정 통지 위임장

한국전력거래소의 회원 ○○○[1](이하 "질권설정자"이라 함)은 ○○○○년 ○○월 ○○일[2] 질권자 ○○○[3](이하 "질권자"이라 함)와 질권설정 계약을 체결하였습니다. 이와 관련하여, 질권설정자는 질권자에게 전력거래소에 질권설정 통지를 할 권한을 위임하며, 해당 질권설정 통지의 내용 및 형식과 관련된 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

○○○○년 ○○월 ○○일[4]

질권설정자(회원사) 회 원 사 명 (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

1) 질권설정자(회원사)의 회원사명을 기재하시기 바랍니다.
2) 질권설정 계약체결일을 기재하시기 바랍니다.
3) 질권자의 성명 또는 법인명을 기재하시기 바랍니다.
4) 제출일(우편 발송일)을 기재하시기 바랍니다.

[별지 제42-4호서식] <개정 2023.9.26., 2025.8.6.>

질권설정 통지서
[질권자가 다수이거나 신탁사인 경우]

수　　신 : 한국전력거래소 결제담당자

발　　신 : _____

(☐ 질권설정자(회원사) / ☐ 질권자의 대표 또는 신탁사)[1]

질권설정자 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)

질권자 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)

1. 귀 소의 무궁한 발전을 기원합니다.

2. 귀 소의 회원 ○○○[2](이하 "질권설정자"라 함)은/는 ○○○○년 ○○월 ○○일[3](이하 "계약체결일"이라 함) 귀 소에 대하여 가지는 아래 채권을 전력시장운영규칙 제4.3.2조 제4항, [별표8]에 따라 7항 목록 기재 질권자들(이하 "질권자")를 위해 질권을 설정하였습니다.

- 아　래 -

질권설정할 채권의 범위	
해당 발전기(모두 기재)	
질권설정할 채권 (복수 해당하는 경우 중복 선택 가능)	☐ 전력거래대금 ☐ 발전차액지원금 ☐ 기타(　　)
질권설정 금액	
질권설정 채권의 변제방식[4] (복수 선택 불가함, 1개만 선택 가능)	☐ 지급보류(공탁 포함) ☐ 질권설정자

3. 이에 (☐ 질권설정자 / ☐ 질권설정자로부터 위임받은 질권자의 대표자 또는 신탁사)는 전력시장운영규칙 [별표8]에 따라 귀 소에 질권설정 사실을 통지합니다.

---

1) 우편발신인을 기재하고, 해당 사항에 체크(☑)하시기 바랍니다.
2) 질권설정자(회원사)의 회원사명을 기재하시기 바랍니다.
3) 질권설정 계약체결일을 기재하시기 바랍니다.
4) 질권실행 통지서가 도달하기 전까지의 변제방식을 의미하며, 한가지만 선택 가능합니다.

4. 2항의 질권설정 채권의 변제방식 중 지급보류를 선택(☑ 지급보류(공탁 포함))한 경우, 질권설정자 및 질권자는 전력거래소가 질권자의 질권실행 통지가 도달하기 전까지 전력거래대금을 보관 또는 공탁하는 것에 동의합니다.

5. 2항의 질권설정 채권의 변제방식 중 질권설정자를 선택(☑ 질권설정자)한 경우, 질권설정자 및 질권자는 전력거래소가 전력시장운영규칙 [별표8] 7.11.6.9에 따라 질권자의 질권실행 통지가 도달하기 전까지 전력거래대금을 질권설정자에게 지급하는 것에 동의합니다.

6. 질권설정자 및 질권자는 전력거래소가 전력시장운영규칙 [별표8] 7.11.6.11에 따라 질권자의 최초 1회의 질권실행 통지만으로 피담보채권금액에 이를 때까지 질권자에게 전력거래대금을 지급하거나 법원에 공탁할 수 있음을 확인합니다.

7. 질권자들은 아래와 같은 질권자의 (☐ 대표자 ☐ 신탁사)에게 본 질권설정과 관련한 모든 권한(질권설정 통지, 전력거래대금 채권의 지급청구·수령, 질권설정 해지통지 등)을 위임합니다.

-아 래 -

질권자의 (☐ 대표자 ☐ 신탁사)	
질권자 또는 대주 목록 (질권자의 대표자 또는 신탁사 포함)	①
	②
	③
	④
	⑤
	⑥

8. 질권설정자 및 질권자는 본 질권설정의 효력이 질권설정 통지 도달일로부터 전력시장운영규칙 [별표8] 7.11.6.5 각 호가 정하는 사유가 발생할 때까지 유효함을 확인합니다.

9. 질권설정자 및 질권자는 전력거래소가 전력시장운영규칙 등에 따라 시행한 정산 및 결제를 유효한 채무변제로 인정하며, 이에 대하여 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

10. 질권설정자 및 질권자는 본 질권설정과 경합하는 여타 권리관계가 발생하는 경우 전력시장운영규칙 및 귀 소의 내부규정에 따르고, 이에 대하여 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

붙임 : 1. 질권자의 대표자에 대한 위임장 또는 신탁계약서 각 1부
(질권자 또는 대주들의 각 인감 날인본)
2. 질권설정자의 법인(또는 개인)인감증명서 원본[5] 1부
3. 각 질권자의 법인(또는 개인)인감증명서 원본[6] 각 1부
4. 질권설정자의 사업자등록증 1부
5. 각 질권자의 사업자등록증[7] 각 1부
6. 질권설정 통지 위임장(별첨 양식 참조)[8] 1부

○○○○년 ○○월 ○○일[9]

5) 질권설정 통지서에 날인한 인감과 다를 경우 사용인감계를 별도로 제출하시기 바랍니다.(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출)
6) 질권설정 통지서에 날인한 인감과 다를 경우 사용인감계를 별도로 제출하시기 바랍니다.(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출)
7) 질권자가 사업자가 아닌 경우 제출하실 필요 없습니다.
8) 우편발신인이 질권설정자(회원사)일 경우 제출하실 필요 없습니다.
9) 제출일(우편 발송일)을 기재하시기 바랍니다.

질권설정자(회원사) 회 원 사 명 (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

질권자의 법인명(성명) (인) *인감도장 날인*

대표자 또는 신탁사 대 표 자

주 소

< 질권설정 통지서 별첨 >

질권설정 통지 위임장

한국전력거래소의 회원 ○○○[1](이하 "질권설정자"이라 함)은 ○○○○년 ○○월 ○○일[2] 질권자 ○○○[3](이하 "질권자"이라 함)와 질권설정 계약을 체결하였습니다. 이와 관련하여, 질권설정자는 질권자에게 전력거래소에 질권설정 통지를 할 권한을 위임하며, 해당 질권설정 통지의 내용 및 형식과 관련된 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

○○○○년 ○○월 ○○일[4]

질권설정자(회원사) 법인명(성명) (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

1) 질권설정자(회원사)의 회원사명을 기재하시기 바랍니다.
2) 질권설정 계약체결일을 기재하시기 바랍니다.
3) 질권자의 대표자 또는 신탁사의 성명 또는 법인명을 기재하시기 바랍니다.
4) 제출일(우편 발송일)을 기재하시기 바랍니다.

[별지 제43-1호서식] <개정 2025.8.6.>

채권양도/질권설정 해지통지서
[양수인 또는 질권자가 1인(1법인)인 경우]

수　　신 : 한국전력거래소 결제담당자
발　　신 : _____
(☐ 채권양도인 또는 질권설정자(회원사) / ☐ 채권양수인 또는 질권자)[1]
채권양수인/질권자 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)
채권양도인/질권설정자 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)

1. 귀 소의 무궁한 발전을 기원합니다.

2. 채권양수인 또는 질권자 ○○○[2](이하 "양수인 등"이라 함)은 귀 소의 회원 ○○○[3](이하 "양도인 등"이라 함)이 귀 소에 대하여 가지는 아래 채권을 전력시장운영규칙 제4.3.2조 제4항, [별표8]에 따라 양수인 등에게 양도 또는 질권을 설정하였습니다.

- 아　래 -

양도(질권설정)한 채권의 범위	
해당 발전기(모두 기재)	
양도(질권설정)한 채권	☐ 전력거래대금 ☐ 발전차액지원금 ☐ 기타(　　)

3. 2.의 채권양도 또는 질권설정 계약이 ○○○○년 ○○월 ○○일[4] 해지됨에 따라 전력시장운영규칙 [별표8] 따라 (☐ 양수인 등 / ☐ 양도인 등)은 귀 소에 채권양도 또는 질권설정 해지 사실을 통지합니다.

4. 양수인 등은 2.의 채권양도 또는 질권설정 사실을 통지함으로써 양수인 등이 보유했던 모든 권한을 본 해지통지서 도달일로부터 회원사에 반환합니다.

---

1) 우편발신인을 기재하고, 해당 사항에 체크(☑)하시기 바랍니다.
2) 채권양수인 또는 질권자의 성명 또는 법인명을 기재하시기 바랍니다.
3) 채권양도인 또는 질권설정자(회원사)의 회원사명을 기재하시기 바랍니다.
4) 채권양도 또는 질권설정 계약해지(종료)일을 기재하시기 바랍니다.

붙임 : 1. 양수인 등의 법인(또는 개인)인감증명서 원본[5] 1부
2. 양수인 등의 사업자등록증[6] 1부
3. 채권양도/질권설정 해지 동의서(별첨 양식 참조)[7] 1부

○○○○년 ○○월 ○○일[8]

채권양도인 또는 질권설정자 회 원 사 명 (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

채권양수인 또는 질권자 법인명(성명) (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

5) 채권양도/질권설정 해지통지서에 날인한 인감과 다를 경우 사용인감계를 별도로 제출하시기 바랍니다.(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출)
6) 채권양수인 또는 질권자가 사업자가 아닐 경우 제출하실 필요 없습니다.
7) 우편발신인이 채권양수인 또는 질권자일 경우 제출하실 필요 없습니다.
8) 제출일(우편 발송일)을 기재하시기 바랍니다.

< 채권양도/질권설정 해지통지서 별첨 > <개정 2023.9.26.>

채권양도/질권설정 해지 동의서

채권양수인 또는 질권자 ○○○[1](이하 "양수인 등"이라 함)은 한국전력거래소의 회원 ○○○[2](이하 "양도인 등"이라 함)이 귀 소에 대해 가지는 채권에 대해 체결한 채권양도 또는 질권설정 계약을 ○○○○년 ○○월 ○○일[3] 해지하였습니다. 이와 관련하여, 채권양도 또는 질권설정을 통지함으로써 양수인 등이 보유했던 모든 권한을 양도인 등에게 반환함을 동의합니다.

○○○○년 ○○월 ○○일[4]

채권양수인
또는 질권자

법인명(성명) (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

1) 채권양수인 또는 질권자의 성명 또는 법인명을 기재하시기 바랍니다.
2) 채권양도인 또는 질권설정자(회원사)의 회원사명을 기재하시기 바랍니다.
3) 채권양도 또는 질권설정 계약해지(종료)일을 기재하시기 바랍니다.
4) 제출일(우편 발송일)을 기재하시기 바랍니다.

[별지 제43-2호서식] <개정 2025.8.6.>

채권양도/질권설정 해지통지서
[양수인 또는 질권자가 다수인 경우]

수　　신 : 한국전력거래소 결제담당자

발　　신 : _____

(☐ 채권양도인 또는 질권설정자(회원사) / ☐ 채권양수인 또는 질권자)[1]

채권양수인/질권자 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)

채권양도인/질권설정자 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)

1. 귀 소의 무궁한 발전을 기원합니다.

2. 채권양수인 또는 질권자의 (☐ 대표자 / ☐ 신탁사) ○○○[2](이하 "양수인 등"이라 함)은 귀 소의 회원 ○○○[3](이하 "양도인 등"이라 함)이 귀 소에 대하여 가지는 아래 채권을 전력시장운영규칙 제4.3.2조 제4항, [별표8]에 따라 양수인 등에게 양도 또는 질권을 설정하였습니다.

- 아　래 -

양도(질권설정)한 채권의 범위	
해당 발전기(모두 기재)	
양도(질권설정)한 채권	☐ 전력거래대금 ☐ 발전차액지원금 ☐ 기타(　　)

3. 2.의 채권양도 또는 질권설정 계약이 ○○○○년 ○○월 ○○일[4] 해지됨에 따라 전력시장운영규칙 [별표8] 따라 (☐ 양수인 등 / ☐ 양도인 등)은 귀 소에 채권양도 또는 질권설정 해지 사실을 통지합니다.

4. 양수인 등은 2.의 채권양도 또는 질권설정 사실을 통지함으로써 양수인 등이 보유했던 모든 권한을 본 해지통지서 도달일로부터 회원사에 반환합니다.

---

1) 우편발신인을 기재하고, 해당 사항에 체크(☑)하시기 바랍니다.
2) 채권양수인 또는 질권자의 대표자(신탁사)의 성명 또는 법인명을 기재하시기 바랍니다.
3) 채권양도인 또는 질권설정자(회원사)의 회원사명을 기재하시기 바랍니다.
4) 채권양도 또는 질권설정 계약해지(종료)일을 기재하시기 바랍니다.

붙임 : 1. 양수인 또는 질권자의 대표자에 대한 위임장 각 1부
2. 각 양수인 또는 질권자의 법인(또는 개인)인감증명서 원본[5] 각 1부
3. 각 양수인 또는 질권자의 사업자등록증[6] 1부
4. 채권양도/질권설정 해지 동의서(별첨 양식 참조)[7] 1부

○○○○년 ○○월 ○○일[8]

채권양도인 또는 회 원 사 명 (인) *인감도장 날인*

질권설정자 대 표 자

주 소

채권양수인 또는 법인명(성명) (인) *인감도장 날인*

질권자의 대 표 자

대표자 또는 신탁사 주 소

5) 채권양도/질권설정 해지통지서에 날인한 인감과 다를 경우 사용인감계를 별도로 제출하시기 바랍니다.(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출)
6) 채권양수인 또는 질권자가 사업자가 아닐 경우 제출하실 필요 없습니다.
7) 우편발신인이 채권양수인 또는 질권자일 경우 제출하실 필요 없습니다.
8) 제출일(우편 발송일)을 기재하시기 바랍니다.

< 채권양도/질권설정 해지통지서 별첨 > <개정 2023.9.26.>

채권양도/질권설정 해지 동의서

채권양수인 또는 질권자의 대표자(신탁사) ○○○[1](이하 "양수인 등"이라 함)은 한국전력거래소의 회원 ○○○[2](이하 "양도인 등"이라 함)이 귀 소에 대해 가지는 채권에 대해 체결한 채권양도 또는 질권설정 계약을 ○○○○년 ○○월 ○○일[3] 해지하였습니다. 이와 관련하여, 채권양도 또는 질권설정을 통지함으로써 양수인 등이 보유했던 모든 권한을 양도인 등에게 반환함을 동의합니다.

○○○○년 ○○월 ○○일[4]

채권양수인
또는 질권자의
대표자 또는 신탁사 법인명(성명) (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

1) 채권양수인 또는 질권자의 성명 또는 법인명을 기재하시기 바랍니다.
2) 채권양도인 또는 질권설정자(회원사)의 회원사명을 기재하시기 바랍니다.
3) 채권양도 또는 질권설정 계약해지(종료)일을 기재하시기 바랍니다.
4) 제출일(우편 발송일)을 기재하시기 바랍니다.

[별지 제44-1호서식] <개정 2025.8.6., 2026.7.24.>

전력거래 정산계좌 변경신청서
[채권양도 통지가 없는 경우]

수　　신 : 한국전력거래소 결제담당자

발　　신 : _____ (회원사)

담당자 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)

1. 귀 소의 무궁한 발전을 기원합니다.

2. 귀 소의 회원 ○○○[1]은/는 전력시장운영규칙 [별표8] 7.11.6.7에 따라 아래 표에 기재된 금융계좌를 정산계좌로 변경 및 신고합니다.

- 아　래 -

변경 정산계좌	
은행명(금융기관명)	
예금주명	
계좌번호	

※ 전력시장운영규칙 [별표8] 5.21에 의하여 정산계좌는 시장은행에 개설된 계좌를 사용하여야 합니다. 다만, 2MW 이하의 설비를 보유한 신재생에너지 발전사업자의 경우 시장은행이 아닌 금융기관에 개설된 계좌를 사용할 수 있습니다.

※ 예금주명은 회원사명 또는 회원사의 대표자명과 동일해야 합니다.

1) 회원사명을 기재하시기 바랍니다.

붙임 : 1. 회원사의 인감증명서 원본[2] 1부

2. 회원사의 사업자등록증 1부

3. 변경 정산계좌 통장 사본 1부

○○○○년 ○○월 ○○일[3]

회원사 회 원 사 명 (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

2) 변경신청서 또는 정산계좌에 날인한 인감과 다를 경우 사용인감계를 별도로 제출하시기 바랍니다.(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출)

3) 제출일(우편 발송일)을 기재하시기 바랍니다.

[별지 제44-2호서식] <개정 2025.8.6., 2026.7.24.>

전력거래 정산계좌 변경신청서
[채권양도 통지가 있는 경우]

수　　신 : 한국전력거래소 결제담당자

발　　신 : _____ (채권양수인)

담당자 연락처 : _____ - _____ - _____ (회사내 연락처 기입)

1. 귀 소의 무궁한 발전을 기원합니다.

2. 귀 소의 회원 ○○○[1]은/는 ○○○○년 ○○월 ○○일[2] 귀 소에 대하여 가지는 아래 채권을 ○○○[3](이하 "양수인"이라 함)에게 양도하였습니다.

- 아　래 -

양도한 채권의 범위	
해당 발전기(모두 기재)	
양도할 채권 (본 채권양도 통지서 도달 이후 발생하는 모든 채권)	□ 전력거래대금 □ 발전차액지원금 □ 기타(　　)

3. 양수인은 전력시장운영규칙 [별표8] 7.11.6.7에 따라 아래 표에 기재된 금융계좌를 정산계좌로 변경 및 신고합니다.

- 아　래 -

1) 채권양도인(회원사)의 회원사명을 기재하시기 바랍니다.
2) 전력거래소로 채권양도를 통지한 시점을 기재하시기 바랍니다.
3) 채권양수인이 다수일 경우 양수인의 대표자 또는 신탁사)의 성명 또는 법인명을 기입하시기 바랍니다.

변경 정산계좌	
은행명(금융기관명)	
예금주명	
계좌번호	

붙임 : 1. 양수인의 인감증명서 원본[4] 1부

2. 양수인의 사업자등록증[5] 1부

3. 변경 정산계좌 통장 사본 1부

○○○○년 ○○월 ○○일[6]

채권양수인 법인명(성명) (인) *인감도장 날인*

대 표 자

주 소

4) 변경신청서에 날인한 인감과 다를 경우 사용인감계를 별도로 제출하시기 바랍니다.(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출)
5) 채권양수인이 사업자가 아닌 경우 제출하실 필요 없습니다.
6) 제출일(우편 발송일)을 기재하시기 바랍니다.

[별지 제50호서식] <개정 2014.11.3.>

정산결과조정(이의)신청서

신청번호	0 0 0
신청일시	
접 수 자	
신 청 자	

회 원 사 명		정산구분	초기 ■ 최종 □
전력거래일		정산결과 교부일	
신청자	성 명	소속부서명	직 위 / 전화번호
			팀 장
대상 전력설비명 (수요반응자원명)			
신청 항목구분	□ 입찰, □ 계량, □ 급전지시, □ 정산, □ 한계가격, □ 가격결정발전계획, □ 운용발전계획, □ 수요예측, □ 기타		

1/2

조정(이의)신청내용 :

※ 필요한 경우 본 형식의 乙紙 사용

위와 같은 내용으로 조정(이의)을 신청합니다

한국○○발전(주) 사장 (인)

[별지 제51호서식]

조정(이의)신청등록관리부

신청 번호	회원 사명	신청자	접수자	접수일	처리결과	종결일	종결 처리자

[별지 제52호서식]

정산조정회의 개최 통지서

00발전(주)사장 귀하

조정(이의)신청 번호 XX-XXXX번에 대하여 협의·조정을 위한 조정회의(SAC-XX-001A)를 다음과 같이 개최하고자 합니다.

1. 일 시 : 20 년 00월 00일, 00:00

2. 장 소 :

3. 조정(이의)신청 및 협의내용

한국전력거래소이사장 (인)

[별지 제53호서식]

정산조정회의록

회의일시		회의번호	SAC-XX-001A
장 소		기 록 자	
참 석 자			
정산조정 및 협의내용			
000년 00월 00일 한국전력거래소 정산담당자 0 0 0 (인)			

[별지 제54호서식] <개정 2014.11.3.>

조정(이의)신청처리결과통지서

〈발전사업자, 구역전기사업자용, 수요관리사업자용〉

발행번호 : ISD(FSD)-XX-XXXX-XX

회원사명 :			정산구분 : 초기 / 최종정산
적용거래일 :		통지일시 :	
신청자	성 명	소 속	신청일시
신청 처리결과	◆ 처리내용 요약		
정산금 변경 관련 회원사			

조정(이의)신청 처리결과 정산금 변경내역

정산금 변경	전	(원)
	후	(원)
차 액		(원)

양수동력 정산금 변경내역

양수동력 정산금 변경	전	(원)
	후	(원)
차 액		(원)

한 국 전 력 거 래 소

[별지 제55호서식]

정산(이의)신청처리결과통지서

〈판매사업자, 직접구매자, 구역전기사업자용〉

발행번호 : ISD(FSD)-XX-XXXX-XX

회원사명 :	정산구분 : 초기/최종정산
적용거래일 :	통지일시 :

신청자	성 명	소 속	신청일시

처리결과	◆ 처리내용 요약
정산금 변경 관련 회원사	한전 ⇒ 0A발전(주), 0B발전(주) 직접구매자 ⇒ 전력거래소

조정(이의)신청 처리결과 정산금 변경내역

회원사명	변경 전(원)	변경 후(원)	차 액(원)
수력원자력			
한국남동			
한국중부			
한국서부			
한국남부			
한국동서			
기 타			
합 계			

양수동력 정산금 변경내역

회원사명	변경 전(원)	변경 후(원)	차 액(원)
한국남동			
한국중부			
한국서부			
한국남부			
한국동서			
합 계			

□ 한 국 전 력 거 래 소 □

[별지 제56호, 제57호서식] [삭제 2022.6.30.]

[별지 제58호서식]

월간 제약연료 운영계획 제출양식

( )월 제약연료 운영계획

1. 제출 날짜 .....
2. 발전회사 .....
3. 제약연료 운영계획

제약연료명	발전기명	연료사용량(톤)	발전량(MWh)	비 고
국내탄				
	합 계			
LNG				
	합 계			

5. 연속지 사용 ------- 예/아니오 6. 발전회사 서명 .....

7. 접수시각 ..... 접수자 .....(서명)

[별지 제59호서식]

전력설비 변경 예정서

시행예정일		소재지	
준공예정일		소재구간	
공사개요			
계통약도 [변경전] [변경후]			
기타			

[별지 제60호서식]

전기고장 속보

1. 고장발생일시 : 년 월 일 (:) 일기 :
2. 고장발생장소 :
3. 고장발생전기설비 :
4. 고장개요

5. 고장원인 :
7. 응급조치 :
7. 복구대책 :

8. 복구(예정)일시 :
9. 기타 :

[별지 제61호서식]

전 기 고 장 상 보

① 고장발생설비의 종류			② 고장발생일시 및 일기	
③ 고 장 발 생 장 소				
④ 고 장 상 황				
⑤ 고 장 원 인				
⑥ 고장발생시의 각 부 보안장치의 지시 또는 동작상황				
⑦ 고장발생전의 관계 전기설비 상태				
⑧ 고 장 복 구 일 시				
⑨ 고장의 결과	가. 공급지장의 종류			
	나. 공급지장을 받는 수용가 또는 구역			
	다. 공급지장전력			
	라. 공급정지시간			
	마. 복 구 조 치			
⑩ 고장재발 방지대책				
⑪ 고장복구 소요비용		자산상 손해금액	공급지장으로 인한 손해금액	손해금액계

[별지 제62호서식]

휴전작업 승인서

결재	과 장	부 장	소 장

승 인 번 호		발 신	
기안 년월일		수 신	
제목			

작 업 일 시	작업 할 전기설비	세 부 작 업 내 용	비 고
가.			
나.			
다.			
리.			
마.			

지장전력 및 수용가 관계	
작업전 조치사항	
기 타 (상정고장시 조치 사항)	
수 화 자	

공 람		부 장	과 장	계 통	발 전	자 료
	1 부					
	2 부					
	3 부					
	4 부					
	5 부					

한국전력거래소

[별지 제63호서식]

휴전계획서

전압 : kV

번호	설비명	작업개요	작업공정	휴전일시	기기조작사항	비고

휴전작업 통보서(월)

번호	설비명	작업개요	휴전일시	비 고

[별지 제64호서식]

공 사 설 명 서

1. 공사명 :

2. 공사목적

   가.

   나.

   다.

3. 공사개요

   가.

   나.

   다.

4. 휴전작업 예정기간 :

5. 시공방법 :

6. 계통도

7. 일별 공정표

공 종	일 정						비 고
	d일	d+1일	d+2일	d+3일	d+4일	…	

8. 휴전작업 일수 산정기준

9. 관련계통 현장사진 (필요시)

10. 기타 추가 필요사항

[별지 제65호, 제66호서식] <삭제 2008.10.31.>

[별지 제67호서식] <개정 2008.10.31.>

발전기 조속기 특성 자료

발전기명 : ○○○ 발전소 제 ○,○호기

구 분		내 용	작성예시
발전기 정격용량[MW]			5002MW
보일러 형식			드럼형(관류형)
보일러 사용연료			유연탄(국내탄, 중유, LNG)
운전 제어 형식			터빈협조제어(또는 보일러 추종, 터빈 추종)
조 속 기 일반형식	형 식		DEHC(MHC, EHC,)
	제 작 사		GE
	설치년도		2007년
조속기특성	G.F운전범위 (최소MW~최대MW)		260~520MW
	부동대(%)		0.02%
조속기 속도조정률	기준치(%)		4~5%
	설계치(%)		4~5%
	설정치(%)		5%
AGC 운전가능 발전기	AGC 운전범위 (최소MW~최대MW)		260~520
	출력변동률 (MW/Min)		15MW/Min
특기사항			복합발전기 AGC 운전범위 ex) G/T 2대, S/T 1대 - 최소 : G/T 1대시 최소값 - 최대 : G/T 2대시 최대값 (S/T 운전상태 기준)

붙임 1 : 부동대 증빙자료 1부

2 : 조속기 속도조정률 설정자료 1부.끝.

[별지 제68호서식] <개정 2008.10.31.>

발전기 무효전력 특성자료

발전기명 : xxxxx , ○○ 발전소 제 ## 호기

구분			내용	작성예시	비고
발전기	정격용량 [MVAr]			612000[KVA]	
	정격역률[pf]			지상0.9~진상0.95[pf]	
	정격단자 전압[kV]			18kV	
AVR	제작사			GE	
	모델명			EX2000	
	형 식			정지형, 직접여자방식	
	정격계자 전류[A]			4631[A]	
	과여자 보호 장치	제한 설정 OEL		○ 110% : 60초 지속시 동작 ○ 120% : 30초 지속시 동작 ○ 130% : 순시 동작	정격계자전류 기준
		보호 설정 OET		○ 110% : 120초 지속시 trip ○ 120% : 60초 지속시 trip ○ 140% : 순시 trip	정격계자전류 기준
	저여자 보호장치 (UEL)			○ 0[MW] : -100 [MVAr] ○ 150[MW] : -90 [MVAr] ○ 300[MW] : -80 [MVAr] ○ 450[MW] : -65 [MVAr] ○ 600[MW] : -50 [MVAr]	

붙임 1 : 발전기 공급곡선(P-Q 곡선) 1부
2 : AVR 매뉴얼(AVR 구성회로 및 OEL/UEL 동작개요 확인용) 1부
3 : 발전기 V 곡선 1부
4 : 발전기 무부하 시험곡선(포화, 불포화) 1부
5 : 발전기 단락시험 곡선 1부. 끝.

[별지 제69호서식] <개정 2008.10.31.>

자 체 기 동 시 험 검 사 서

사업자명			
대상설비			
시험종류	□ 인증시험	□ 정기시험	□ 특별시험
시험일시	년 월 일		
판 정	적합 / 부적합		

위의 전력설비는 전력시장운영규칙 별표19[보조서비스 절차]에 따라 자체기동시험을 시행하였음을 확인합니다.

시 험 자	소속		직위	
			성명	
입 회 자	소속		직위	
			성명	

붙임 1 : 자체기동발전기 시험성적서 1부
2 : 비상발전기 시험성적서 1부. 끝.

[별지 제70호~제73호서식] <삭제 2008.10.31.>

[별지 제74호서식]

발·변전소 변압기 탭 검토 의뢰서

발전소명	항목		내용	비고
발전기명	정격용량(MW)			
	정격전압(kV)			
변압기명	정격용량(MVA)	H	/	
		X	/	
		Y	/	
	정격전압(kV)	H	kV	
		X	kV	
		Y	kV	
	%임피던스	H-X	%(MVA)	
		X-Y	%(MVA)	
		H-Y	%(MVA)	
	변압기 탭 전압		① ② ③ ④ ⑤	
	탭전환장치			

첨부서류 : 1. 발·변전소내 단선도
2. 발전기 일반사양
3. 발전기 무효전력 특성 곡선표

[별지 제75호서식]

발·변전소 변압기 사용 탭 결정서

<table>
<tr><td colspan="2">항 목</td><td colspan="2">내 용</td><td>비 고</td></tr>
<tr><td colspan="2">변압기명</td><td colspan="2"></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">상 수</td><td colspan="2"></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">용량(MVA)×대수</td><td colspan="2"></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">결 선</td><td colspan="2"></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">%임피던스</td><td>H-M</td><td colspan="2">%(MVA기준)</td><td></td></tr>
<tr><td>M-L</td><td colspan="2">%(MVA기준)</td><td></td></tr>
<tr><td>H-L</td><td colspan="2">%(MVA기준)</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">사 용 탭</td><td>변경전</td><td>신증설:변경후</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">정정기한</td><td colspan="2">일까지</td><td></td></tr>
</table>

[별지 제76호서식]

전력계통 유효접지 검토의뢰서(주변압기 현황)

발·변전소 명		
M.Tr 명		
정격용량 [MVA] (1차/2차/3차/4차)		
정격전압 [kV] (1차/2차/3차/4차)		
탭전환장치 (NLTC, ULTC)	TAP 위치	
	TAP 전압[kV]	
변압기 결선(1차, 2차, 3차)		
중성점 BIL [kV]		
% 임피던스/기준용량 [MVA]	1~2차	
	2~3차	
	1~3차	
중성점 접지방식		

○ 작성요령

1. 작성대상 설비 : 타사발전기 및 자가발전기를 포함한 154㎸ 이상 모든 신·증설 설비

2. 작성요령

가. 발·변전소명

나. M.Tr 명 : 발전소의 경우 - 호기명

변전소의 경우 - M.Tr 번호

다. 정격용량 : 발전소의 경우 - 각 호기에 대한 주변압기 용량

변전소의 경우 - 154㎸S/S 이상 각 변압기 권선에 대한 용량

라. 정격전압 : 발전소의 경우 - 각 호기에 대한 주변압기 1,2차 전압

변전소의 경우 - 154㎸S/S 이상 각 변압기 권선에 대한 전압

마. 탭전환장치(NLTC,ULTC) : 해당난에 NLTC 또는 ULTC 표기

(1) TAP 위치

① NLTC의 경우 - 정정치로 지정된 현재 TAP위치 예) 5개 TAP중에 3번 TAP으로 운전할 경우 : “3/5”로 표기

② ULTC의 경우 - 운전 가능한 TAP을 표기

예) 1번 ~ 17번까지 TAP이 있을 경우 TAP운전이 전부 가능하면 “1-9-17”번으로 표기

(2) TAP 전압 : 제일 높은전압, 중간전압, 제일 낮은전압 순으로 작성 예) 379.5 - 345 - 310.5

바. 변압기 결선 : 1,2,3,4차 권선별로 구분하되 3차 또는 4차가 안전권선인 경우 “( )”로 표기 예) Y-Y-(△), Y-Y-Y-(△)

사. 중성점 BIL : 1차(계통)측 중성점 BIL을 기록

아. %임피던스/기준용량 : 변압기 명판에 기록되어 있는 것을 기록

자. 중성점접지방식 : LA접지, 직접접지, 비접지 등

○ **첨부서류 :** 1. 전력계통 단선도, 2. 주발전기 일반사양

[별지 제77호서식]

전력계통 유효접지 검토결과 통보서

○ 회사명 :

M.Tr명	호기	정격전압 (kV)		결 선		중성점 BIL (kV)	**중성점 접지방식**
		저압측	고압측	저압측	고압측		

[별지 제78호서식]

□전기판매사업자
□구역전기사업자
□직접구매전기사용자

전력거래자 등록신청서

신청인	상 호(명칭)			
	대 표 자 명		전화번호	
	주 소(본사)			
	사업자등록번호			
사 업 구 역		소 재 지		
		최대부하	kW	
		공급능력	kW	

전력시장운영규칙 제1.2.2조 제1항의 규정에 따라 전력거래자의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년월일

신청인(대표자)(인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제78-1호서식] [신설 2022.11.30.] <개정2025.4.9.>

□재생에너지전기공급사업자
□발전사업자
□재생에너지전기저장판매사업자

직접전력거래자 등록신청서

신청인	상 호(명칭)			
	대 표 자 명		전화번호	
	주 소(본사)			
	사업자등록번호			
발 전 설 비		소 재 지		
		설비용량	kW	
전기저장장치 설비		소 재 지		
		설비용량 (배터리)	kW	

전력시장운영규칙 제1.2.2조 제5항의 규정에 따라 직접전력거래자의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년월일

신청인(대표자)(인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제78-2호서식] [신설 2025.7.10.]

<table>
<tr><td colspan="5">□발전기 보유한 분산에너지사업자
□발전기 미보유한 분산에너지사업자
□발전사업자

분산특구 전력 직접거래자 등록신청서</td></tr>
<tr><td rowspan="4">신청인</td><td>상 호(명칭)</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>대 표 자 명</td><td></td><td>전화번호</td><td></td></tr>
<tr><td>주 소(본사)</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>사업자등록번호</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">발 전 설 비</td><td>소 재 지</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>설비용량</td><td colspan="2">kW</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">전기저장장치 설비</td><td>소 재 지</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>최대부하</td><td colspan="2">kW</td></tr>
<tr><td>공급능력</td><td colspan="2">kW</td></tr>
<tr><td colspan="5">전력시장운영규칙 제20.2.1조의 규정에 따라 분산특구 전력 직접거래자의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하</td></tr>
</table>

[별지 제79호서식]

□발전사업자
□집단에너지사업자
□자가용전기설비설치자

전력거래자 등록신청서

신청인	상 호(명칭)			
	대 표 자 명		전화번호	
	주 소(본사)			
	사업자등록번호			
발 전 설 비		소 재 지		
		설비용량	kW	

전력시장운영규칙 제1.2.2조 제1항의 규정에 따라 전력거래자의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년월일

신청인(대표자)(인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제80호서식]

발전기 등록신청서

발 전 기 명			
소 재 지			
설비용량 (kW)		대수 (기수)	
발 전 단 최 대 발전용량 (kW)		송 전 단 최 대 발전용량 (kW)	
발 전 단 최 소 발전용량 (kW)		송 전 단 최 소 발전용량 (kW)	
연계전압		연계변전소명	
연계선로명			
발 전 형 식	□기력 □복합 □수력 □양수 □내연 □기타		
발전원 또는 발전연료	□원자력 □석탄 □수력 □LNG □중유 □경유 □기타 □신재생에너지(태양광, 풍력, 매립가스, 폐기물, 기타)		
용 도 구 분	□발전사업용(계통연계 직접전력거래 발전기 포함) □집단에너지사업용 □구역전기사업용 □자가용 □비계통연계 직접전력거래용		
직접전력거래비율(%)	※ 직접전력거래비율 적용 관련 계약서 등 서류 첨부		

※ 비계통연계 직접전력거래용 발전기의 경우, 연계전압·연계변전소명·연계선로명 미기입

전력시장운영규칙 제1.2.2조 제2항의 규정에 따라 발전기의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년월일

신청인(대표자)(인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제80-1호서식] [신설 2016.5.12.] <개정 2022.12.27., 2025.4.9.>

전기저장장치 등록신청서

전기저장장치 명			
소 재 지			
설비용량 (kW)		설비효율(%)*	
발전단최대 방전용량 (kW)		송전단최대 방전용량 (kW)	
발전단최소 방전용량 (kW)		송전단최소 방전용량 (kW)	
발전단최대 충전용량 (kW)		송전단최대 충전용량 (kW)	
발전단최소 충전용량 (kW)		송전단최소 충전용량 (kW)	
최대 전력 저장량(kWh)		최소 전력 저장량(kWh)	
최대 운전 시간(hr)			
용 도 구 분	□발전사업용 □집단에너지사업용 □구역전기사업용□자가용 □직접전력거래용 (□ 계통연계 / □ 비계통연계)		
희 망 급 전 방 식	□중앙급전 □비중앙급전 ※중앙급전 등록 여부는 전력시장운영규칙 제1.2.4조의2 제2항에 따라 결정됨		
PCS 용량 (kW)*		PCS 효율 (%)*	

* 계통연계·비계통연계 직접전력거래 전기저장장치에 한하여 작성

전력시장운영규칙 제1.2.2조 제2항 및 제5항의 규정에 따라 전기저장장치의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년월일

신청인(대표자)(인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제80-2호서식] [신설 2022.11.30.] <삭제 2022.12.27.>

[별지 제81호서식]

상업운전개시신고서

신청인	상 호(명칭)			
	대 표 자 명		전화번호	
	주 소(본사)			
발 전 기 명				
소 재 지				
설 비 용 량		kW		
상업운전개시일				

전력시장운영규칙 제18.4조의 규정에 따라 위와 같이 상업운전개시를 신고합니다.

년월일

신고인(대표자)(인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제82호서식] [신설 2009.06.30]

발전설비 기술자료 제출(발전기 및 변압기)

1. 발전기 일반자료 <개정 2009.12.31>

번호	기술자료 항목(약호 또는 조건, 설명)	증빙자료	(선택요소) 또는 데이터 제출값 [단위]
1	사업자 명/발전소 명/ 호기(급전명칭)	문서	
2	발전기 모델,유형	문서	(원통;Round / 돌극;Salient) (동기기 / 유도기)
3	발전기 설계/제작/시공/검증시험사 명	문서	
4	정격 주파수 / 정격 회전수	문서	[Hz] / [RPM]
5	송전접속 관계 도면 (송전망 접속 한전변전소, 접속설비 명)	계통도, 위치도	"별도 첨부"
6	발전소 구내 단선계통도 (전압, 설비제원, 선종 등을 표기)	단선도	"별도 첨부"
7	발전기운전 모드형태별 설비의 구성 (기타 발전기의 기술적 특성)	문서	"별도 첨부"
8	발전기 출력단 정격 전압	문서	[kV]
9	발전기 정격출력	문서	[MW]
10	유효전력 발전단 최대출력(Pmax)	문서	[MW]
11	유효전력 발전단 최소출력(Pmin)	문서	[MW]
12	무효전력 발전단 최대출력(Qmax)	문서	[Mvar]
13	무효전력 발전단 최소출력(Qmin)	문서	[Mvar]
14	d축 과도 개로시정수	문서	[Sec]
15	q축 과도 개로시정수	문서	[Sec]
16	d축 차과도 개로시정수	문서	[Sec]
17	q축 차과도 개로시정수	문서	[Sec]
18	관성정수(1<H<10 p.u.) 단, $H=5.48\times10^{-9}\times[kg\cdot m^2]\times[rpm]^2/MVAr$ - $[kg\cdot m^2]$ = : 관성모멘트, [rpm]: 회전수 - LP,MP,HP,Gen. 전체 합산	문서	[MW·Sec/MVA]
19	댐핑계수	문서	[p.u.]

번호	기술자료 항목(약호 또는 조건, 설명)	증빙자료	(선택요소) 또는 데이터 제출값 [단위]
20	d축 포화/불포화 동기리액턴스(Xd<2.5)	문서	[p.u.] / [p.u.]
21	q축 포화/불포화 동기리액턴스(Xq<Xd)	문서	[p.u.] / [p.u.]
22	d축 포화/불포화 과도리액턴스(X'd<0.5*Xd)	문서	[p.u.] / [p.u.]
23	q축 포화/불포화 과도리액턴스(X'q<Xq)	문서	[p.u.] / [p.u.]
24	d축 포화/불포화 차과도리액턴스(X"d<X'd)	문서	[p.u.] / [p.u.]
25	q축 포화/불포화 차과도리액턴스(X"q)	문서	[p.u.] / [p.u.]
26	누설 포화/불포화 리액턴스(Xl<X"d)	문서	[p.u.] / [p.u.]
27	발전기 포화계수(0<S(1.0) / S(1.0)<S(1.2)) - 포화특성곡선 참조	문서	S(1.0): / S(1.2):
28	발전기 포화특성 곡선	도면	"별도 첨부"
29	역상 포화/불포화 리액턴스(X2)	문서	[p.u.] / [p.u.]
30	영상 포화/불포화 리액턴스(X0)	문서	[p.u.] / [p.u.]
31	발전기 출력특성 곡선(P-Q Curve) - 유,무효출력(최대, 최소), OEL/UEL 한계, 보호장치 설정치 포함	도면	"별도 첨부"
32	대기온도에 따른 출력 가능값(원자력 제외) [섭씨-10도~40도 등 1도 단위)별 상관관계 작성]	도면	필요시 "별도 첨부"
33	발전기 V Curve	도면	"별도 첨부"
34	발전기 제작사 매뉴얼 - 발전기 기기특성 데이터 부분	문서	"별도 첨부"
35	계획 및 건설 중인 발전기의 최초가압, 시운전 및 상업운전 일정	문서	"별도 첨부"
36	발전소 SW에서 전력공급을 담당하는 부하 (부하율, 수용률 등 첨기)	문서	[MW] [Mvar]
37	소내부하 (50%/ 75%/ 100%출력대별 소내부하)	문서	유효전력: / / [MW] 무효전력: / / [Mvar]

주) 32번은 복합발전기 등 관련이 있을 경우에만 제출

2. 발전기 송전용 변압기 일반자료

번호	기술자료 항목(약호 또는 조건, 설명)	증빙자료	(선택요소) 또는 데이터 제출값 [단위]
1	사업자 명/발전소 명 / 호기(급전명칭)	문서	
2	변압기 호기 명칭	문서	
3	변압기 제작/시공/검증시험사 명	문서	
4	변압기 제작 특성사항	문서	(단상, 3상2권선, 3상3권선) (내철형, 외철형) (공랭식, 수냉식 등)
5	변압기 결선 방식(1차/2차/3차)	문서	(Y, D / Y, D / Y, D)
6	정격용량(예 : 3권선인 경우) OA/FA/FOA1/FOA2등 각 냉각방식별 용량구분 작성 - 1차 - 2차 - 3차	문서	 [MVA-h] [MVA-l] [MVA-t]
7	권선별 정격전압 - 1차 - 2차 - 3차	도면,문서	 [kV-h] [kV-l] [kV-t]
8	임피던스(예 : 3권선인 경우 MVAh base) - 1~2차 - 2~3차 - 3~1차	문서	 [Per unit](H-L) [Per unit](L-T) [Per unit](T-H)
9	탭 절환기 유형 및 취부위치		(NLTC, OLTC) (고압측, 저압측)
10	총 탭수/현재 운전 탭위치	문서	/
11	탭 위치별 전압	문서	[kV]/ [kV]/..../ [kV]
12	1탭당 전압변동 폭	문서	[kV/스텝]
13	중성점 BIL / 접지방식	문서	[kV] /
14	변압기 명판 데이터 (각변위 자료)	도면	“별도 첨부”
15	변압기 제작사 매뉴얼 - 변압기 기기특성 데이터 부분	문서	“별도 첨부”

주) 발전기 송전용 변압기 외에 보조설비/기동용/여자용 변압기 기술 자료는 별도 요청시 제출

3. 발전기 모델링 파라미터(Parameter) 자료

번호	파라미터명	값	비고
1	P		
2	P+1		
3	P+2		
.	.		
.	.		
n+1	P+n		

☞ 첨부서류 : 발전기 데이터시트 작성 근거 서류 1부

[별지 제83호서식] [신설 2009.06.30]

발전설비 기술자료 제출(조속기)

1. 조속기 일반자료

번호	기술자료 항목(약호 또는 조건, 설명)	증빙자료	(선택요소) 또는 데이터 제출값 [단위]
1	사업자 명/발전소 명 / 호기(급전명칭)	문서	
2	조속기 제작사 / 검증시험사 / 모델명	문서	/ /
3	조속기 전달함수 블록선도 등 관련자료	도면	"별도 첨부"
4	조속기 제작사 매뉴얼 - 조속기 기기특성 데이터 부분	문서	"별도 첨부"

2. 조속기 모델링 파라미터(Parameter) 자료

번호	파라미터명	값	비고
1	P		
2	P+1		
3	P+2		
.	.		
.	.		
n+1	P+n		

☞ 첨부서류 : 조속기 데이터시트 작성 근거 서류 1부

[별지 제84호서식] [신설 2009.06.30]

발전설비 기술자료 제출(여자기)

1. 여자기 일반자료

번호	기술자료 항목(약호 또는 조건, 설명)	증빙자료	(선택요소) 또는 데이터 제출값 [단위]
1	사업자 명/발전소 명 / 호기(급전명칭)	문서	
2	여자기 제작사 / 검증시험사 / 모델명	문서	//
3	여자기 전달함수 블록선도 등 관련자료	도면	"별도 첨부"
4	여자기 제작사 매뉴얼 - 여자기 기기특성 데이터 부분	문서	"별도 첨부"

2. 여자기 모델링 파라미터(Parameter) 자료

번호	파라미터명	값	비고
1	P		
2	P+1		
3	P+2		
.	.		
.	.		
n+1	P+n		

☞ 첨부서류 : 여자기 데이터시트 작성 근거 서류 1부

[별지 제85호서식] [신설 2009.06.30]

발전설비 기술자료 제출(계통안정화장치)

1. 계통안정화장치(Power System Stabilizer)

번호	기술자료 항목(약호 또는 조건, 설명)	증빙자료	(선택요소) 또는 데이터 제출값 [단위]
1	사업자 명/발전소 명 / 호기(급전명칭)	문서	
2	PSS 제작사 / 검증시험사 / 모델명	문서	//
3	PSS 전달함수 블록선도 등 관련자료	도면	"별도 첨부"
4	PSS 제작사 매뉴얼 - PSS 기기특성 데이터 부분	문서	"별도 첨부"
5	PSS설치일 / Tuning 시행여부 (변경시 파라메터 값 포함)	문서	년 월 일/
6	운전여부 및 사유	문서	(운전,정지), 사유:

주) 계통안정화장치(P.S.S)가 설치된 경우에 작성

2. 계통안정화장치 모델링 파라미터(Parameter) 자료

번호	파라미터명	값	비고
1	P		
2	P+1		
3	P+2		
.	.		
.	.		
n+1	P+n		

☞ 첨부서류 : 계통안정화장치 데이터시트 작성 근거 서류 1부

[별지 제86호서식] [신설 2009.06.30]

전기사용 신청고객 부하 자료 제출

1. 전력공급방안 기술검토용 일반자료

번호	기술자료 항목	증빙자료 및 형태	제출값
1	공급변전소 명(또는 계통선로 분기점)	문서	
2	접속선로 구성도 및 설비의 정격	문서	
3	접속설비의 전압	kV	
4	계약 전력량(증감분 표기)	MW	
5	고객측의 최대부하 실적(3개년) 또는 예측치	P MW + jQ MVAr	
6	고객측의 최소부하 실적(3개년) 또는 예측치	P MW + jQ MVAr	
7	접속변전소와 연계된 345kV 변전소의 최대부하 실적(3개년) 또는 예측치	P MW + jQ MVAr	
8	접속변전소와 연계된 345kV 변전소의 최소부하 실적(3개년) 또는 예측치	P MW + jQ MVAr	
9	공급을 담당하는 154kV 설비와 이에 연계된 345kV 설비의 신증설 또는 변경계획	문서	
10	기존 공급방안 및 수급계약서, 변동내역	문서	
11	고객측 수전설비의 단선결선도, 설비목록	문서	
12	고객측 수전설비의 변압기 정격 및 TAP 특성	문서	
13	고객측 주변압기 접지방식 및 특성	문서	
14	고객측 수전설비 보호방식 및 정정치	문서	
15	설비별 연속정격, 과도정격, 차단성능, 절연특성에 관련된 상시/비상시 정격자료	문서	
16	비상시 공급용 발전설비 또는 수전대책	문서	
17	고객의 비정상적인 특성을 가진 부하	문서	
18	전압 및 주파수 변동에 민감한 부하	문서	
19	1MW 이상의 수요변동을 유발하는 부하	문서	
20	부하 불평형[%], 전압왜형율[%] 자료	문서	

주) 10번 항목의 공급방안 관련 자료는 공급방안 협의록, 수급계약서 등의 변경 전,후 내용이 첨부되어야 함

주) 12~20번 항목은 공급방안 검토 목적상 필요한 경우에 전력거래소의 요청에 따라 제출하여야 함

2. 접속변전소 및 고객 수전측 차단기 상세 자료

번호	기술자료 항목	증빙자료 및 형태	제출값
1	설비 급전명칭 (접속측/수전측)	문서	
2	정격전압	kV	
3	운전전압	kV	
4	3상단락고장 정격 차단전류	kA	
5	1상지락고장 정격 차단전류	kA	
6	정격 3상 부하차단 전류	kA	
7	정격 1상 부하차단 전류	kA	
8	정격 3상 투입전류	kA	
9	정격 1상 투입전류	kA	

주) 3번 및 5~9번 항목은 공급방안 검토 목적상 필요시 전력거래소의 요청에 따라 제출

3. 접속변전소로부터 고객 수전점을 연결하는 전력선(가공,지중) 상세 자료

번호	기술자료 항목	증빙자료 및 형태	제출값
1	설비 급전명칭 (가공/지중케이블 구분)	문서	
2	공칭 운전전압	kV	
3	건설 세부사항 (예: 이중회로, 삼중 코어 또는 코어 케이블, 준공시기)	문서	
4	자기 임피던스와 어드미턴스 (매 회선, 100MVA기준) a. 정상 임피던스 b. 정상 어드미턴스	 R_{11}+j X_{11}[pu] B_{11}[pu]	
5	자기 임피던스와 어드미턴스 (매 회선, 100MVA기준) a. 영상 임피던스 b. 영상 어드미턴스	 R_{00}+j X_{00}[pu] B_{00}[pu]	
6	상호 임피던스와 어드미턴스 (다중2회선 경우, 100MVA기준위) a. 영상 임피던스	 R_0+j $X_{0\ (1-2)}$[pu]	
7	상호 임피던스와 어드미턴스 (다중2회선 경우, 100MVA기준) a. 영상 어드미턴스	 $B_{0\ (1-2)}$[pu]	
8	회선별 정격최대 전류	A	
9	단시간 정격전류 및 시간	A, time	
10	위 정격전류의 경우 주변 운전조건	문서	
11	자동 재폐로 세부사항	문서	

주) 가공 다중회선으로 구성되는 송전선로일 경우에는 위 5~7번 항목을 포함한 각 회선의 자기 임피던스 및 어드미턴스가 해당 회로와 각 관련 회선사이의 상호 임피던스와 어드미턴스 데이터를 함께 제출하여야 함.

주) 3,11번 항목은 공급방안 검토 목적상 필요시 전력거래소의 요청에 따라 제출

4. 고객측 무효전력 보상설비(S.C, Sh.R, FACTS 등) 상세 자료

번호	기술자료 항목	증빙자료 및 형태	제출값
1	설비 급전명칭	문서	
2	접속점 및 전압	문서, kV	
3	보상설비 유형, 형식	문서	
4	정격 및 운전범위	MVAr	
5	단위기별 용량 및 전체 설치 용량	MVAr	
6	스위치 기기의 수 (적용가능 시)	개수	
7	제어 및 개폐시 과도 특성	문서	
8	성능의 모델링에 필요한 제어장치의 개별 설비별 기술사항, 보호시스템 설정	문서	

주) 고객측 무효전력 보상설비(S.C, Sh.R, FACTS 등) 상세 자료는 병렬 리액터, 병렬 및 직렬 커패시터 뱅크 등의 설비 보유시 제출

주) 8번 항목은 공급방안 검토 목적상 필요시 전력거래소의 요청에 따라 제출

주) SVC, 유연송전시스템(FACTS) 등 동적 무효전력보상설비의 특성 자료 : 설비의 설치위치, 기기유형, 정격 등의 기술적인 데이터는 설비의 동적 및 정적 성능에 대한 모델링에 필요한 개별 설비별 세부기술사항이 기술된 상세 자료와 함께 제출

5. 고객측 위상변이변압기 상세 자료

번호	기술자료 항목	증빙자료 및 형태	제출값
1	설비 급전명칭(변압기 구분 ID)	문서	
2	세부사항(단상/3상, 권선수, 운전시기 등)	문서	
4	각 권선수의 정격 a. 고압 H b. 저압 L c. (존재하면) 저압 3차측 T	 MVA H MVA L MVA T	
5	주요 탭 정격전압	kVH/kVL	
6	권선간 임피던스(100MVA h 기준) a. 고압 중압간 b. 고압 저압 3차간(존재하면) c. 중압 저압 3차간(존재하면)	 R+j X_{H-L}[p.u.] R+j X_{H-T}[p.u.] R+j X_{L-T}[p.u.]	
7	탭 권선	문서	
8	탭 변경 범위	kV ~ kV	
9	탭 변경 단위 크기	%	
10	탭 변경자 유형, On.Off 부하	On/Off	
11	권선 벡터 그룹	문서	
12	중성 접지 설비	문서	
13	포화 곡선과 기준권선	문서	
14	각 권선의 단시간 전류비율과 관련 지속시간 a. 고압 b. 저압 c. (존재하면) 저압 3차측	 A, time A, time A, time	
15	기타 운전제약조건 및 보호시스템 설정	관련 문서	

주) 고객측 위상변이변압기 상세 자료는 고객 설비에 포함되어 있을 경우 제출
주) 15번 항목은 공급방안 검토 목적상 필요시 전력거래소의 요청에 따라 제출

6. 플리커(Flicker) 검토 자료

번호	기술자료 항목	증빙자료	제출값
1	플리커 예측 계산서 (예측검토서)	문서	분석검토서 제출
2	고객소유선로 평면도	문서	
3	고객구내 단선 결선도 (선로긍장, 규격, 전압, 용량, %Z 등 표시)	문서	
4	수전용 변압기 명판 사본 (용량, 임피던스, 결선방식, %Z 등)	문서	
5	보상설비 명판 사본 (용량, 임피던스, 결선방식, %Z 등)	문서	
6	전기로용 변압기 명판 사본 (용량, 임피던스, 결선방식, %Z 등)	문서	
7	전기로용 리액터(Reactor) 명판 사본 (용량, 임피던스, 결선방식, %Z 등)	문서	
8	전기로 명판 사본	문서	

주) 플리커(Flicker) 검토 자료는 고객의 설비중 전기로 신·증설등 플리커 유발하는 설비를 보유시 제출

주) 명판사본 제출항목에는 각 기기의 Tap전압 및 %Imp가 명시되어야 하며, 명판 사본이 없을 경우는 기기의 Tap전압 및 %Imp가 기재된 공인시험기관의 시험성적서 또는 제작회사의 시험성적서를 제출

7. 고조파 검토 자료

번호	기술자료 항목	증빙자료	제출값
1	고조파 예측 계산서 (예측검토서)	문서	분석검토서 제출
2	고객구내 단선결선도(선로긍장, 규격, 전압, 용량, %Z 등 표시)	문서	
3	고조파 발생기기의 명판 사본(형식, 용량, 결선방식, Pulse수 등)	문서	
4	수전용 변압기 명판 사본(용량, 임피던스, 결선방식, %Z 등)	문서	
5	발생기기 공급용 변압기 명판 사본(용량, 임피던스, 결선방식, %Z 등)	문서	
6	제어방식 및 제어각	문서	
7	공급계통 Impedance Map	문서	
8	선로 자료(선종, 긍장, R+jX)	문서	
9	부하자료(용량, 부하율, 역율)	문서	
10	고조파 저감을 위한 보상장치(SVC 등) 명판 사본	문서	
11	고조파 저감을 위한 SC 명판사본	문서	
12	고조파 저감을 위한 FILTER 명판사본	문서	
13	고조파 저감을 위한 RC BANK 명판사본 등	문서	

주) 고조파 검토 자료는 고조파를 유발하는 전력변환장치등을 신・증설하는 경우에 제출

주) 명판사본 제출항목에는 각 기기의 정격 및 %Imp가 명시되어야 하며, 명판 사본이 없을 경우는 기기의 설계치나 시험치가 기재된 공인시험기관의 시험성적서 또는 제작회사의 시험성적서를 제출

[별지 제87호 서식]

청렴서약서

소　　속 :
직　　위 :
성　　명 :

위 본인은 ○○○○위원회 위원으로 위촉되어 활동을 함에 있어서, 관련 규정과 절차에 따라 공정하고 투명하게 업무를 집행함은 물론 심의·의결과 관련하여 지득한 내용은 어떠한 경우에도 일체 누설하지 않을 것이며, 만일의 경우 이를 위반하여 물의를 야기할 때에는 전적인 책임을 지고 어떠한 처벌이라도 감수할 것을 서약합니다.

년　　월　　일

위 서약자 (인)

○○○○○ ○○○ 귀하

[별지 제88호 서식]

심의 및 의결 참여불가 신청서

위 본인은 ○○○○위원회 위원으로서 다음의 사항에 대하여 심의 및 의결에 참여할 수 없음을 알려드립니다.

○ 회 의 명 :

○ 회의일시 :

○ 기피안건 :

위원 (인)

○○○○위원회 위원장 귀하

[별지 제89호 서식] [신설 2013.2.28.] <개정 2017.2.28., 2019.5.31., 2022.12.27., 2025.8.6., 2025.10.1.>

신재생에너지 공급의무화제도(RPS)
공급인증서(REC) 매매계약서

<table>
<tr><td rowspan="10">계
약
자</td><td rowspan="3">구
매
자</td><td colspan="2">상 호 명</td><td></td><td>사업자등록번호</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">대 표 자</td><td></td><td>전 화 번 호</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">주 소</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="7">판
매
자</td><td colspan="2">발 전 소 명</td><td></td><td>사업자등록번호</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">대 표 자</td><td></td><td>전 화 번 호</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">주 소</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="5">설
비
현
황</td><td>에 너 지 원</td><td>(설치유형 (예:일반부지)</td><td>설 비 용 량</td><td>kW</td></tr>
<tr><td>소 재 지</td><td colspan="3">(우편번호) (주소) (상세주소)</td><td>(지역 (예:전남))</td></tr>
<tr><td rowspan="2">(예상)가중치</td><td rowspan="2"></td><td>발전사업허가번호</td><td></td></tr>
<tr><td>발전사업허가일</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">설비코드</td><td>계약번호(발전기코드)</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="11">계
약
내
용</td><td rowspan="2">계약종류</td><td>고정가격</td><td colspan="2">□ 선정(년, 상·하반기)
□ 소형태양광(년, 상·하반기) □ 자체</td><td rowspan="2">□ESS 계약여부</td></tr>
<tr><td>REC단가</td><td colspan="2">□ 자체</td></tr>
<tr><td colspan="2">계약서 상의 계약일</td><td colspan="3">년 월 일</td></tr>
<tr><td colspan="2">계약기간</td><td colspan="3">년 월 부터 ~ 년 월 까지 (년 개월)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">계약단가</td><td>고정가격</td><td colspan="3">□ 원/(SMP+1REC×가중치)</td></tr>
<tr><td>REC단가</td><td colspan="3">□ 원/REC
〔사후재정산 여부 : □ 사후재정산 □ 해당없음〕</td></tr>
<tr><td colspan="2">공급인증서 매매량
(예상)</td><td colspan="3">REC/년
* 연평균 가동율 기준의 예상전력량에 가중치를 적용한 추정치</td></tr>
<tr><td colspan="2">계약보증금</td><td colspan="3">금 (한글) 원정(₩)</td></tr>
<tr><td colspan="2">SPC 여부</td><td colspan="3">□ SPC적용〔지분율: %〕〔구매자가 참여하는 SPC사업〕</td></tr>
<tr><td rowspan="2">REC
매매방식</td><td>고정가격</td><td colspan="3">비율 □ 〔(매매)율 : 100%〕</td></tr>
<tr><td>REC단가</td><td colspan="3">비율 □ 〔(매매)율 : 100%〕
수량 □ (연/월별 매매수량 : 별첨)</td></tr>
<tr><td colspan="6">구매자와 판매자는「공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙」에 따라 발급된 공급인증서를 「전력시장운영규칙」에 따라 판매 및 구매할 것을 확약하며 이 계약의 증거로서 계약서를 작성하여 당사자가 전자서명한 후 각각 1통씩 보관한다.
년월일
구 매 자 전자서명
판 매 자 전자서명</td></tr>
<tr><td colspan="2">계약보증증권</td><td>제출</td><td></td><td>면제</td><td></td></tr>
</table>

※ 필수 첨부서류 :

- 매도자 : 설비확인서(별지포함), 사업자등록증, 발전사업허가증, 계약보증증권
- 매수자 : 계약 일반조건/특수조건

※ 참고사항 ☑ (참고사항 확인 체크)

1. 본 계약서에 입력된 거래조건에 따라 REC 거래는 자동으로 이루어지므로 위 거래조건 이외 거래는 불가하며, 일반(특수)조건의 계약종류, 계약기간, 계약단가는 본 계약서와 동일하게 작성하여야 한다.

① 단, 본 계약서가 사후재정산 방식인 경우 일반(특수)조건에서 계약단가를 달리할 수 있다. (사후재정산 : 계약체결 시점의 확정 계약단가가 아니라 일반(특수)조건에 따라 사후 재정산하는 방식)

② 일반(특수)조건 등과 상충 시 본 계약서가 우선한다.

③ 계약사항의 변경이 발생하여 변경계약을 체결하는 경우에도 계약종류, 계약기간, 계약단가(단, 가중치 변경에 따른 계약단가 변경은 제외)는 변경할 수 없다.

2. 공급인증서 매매거래는 계약일이 속한 월부터 계약만료일(또는 계약 파기일)까지 공급된 전력량에 대한 공급인증서를 거래하는 것으로 한다. 위 계약조건에 해당하는 공급인증서는 현물거래가 금지된다.
여기서, 계약일(계약일 이후 상업운전을 개시한 경우는 상업운전개시일)은 공급인증서 거래시스템에 계약당사자 쌍방이 전자서명을 완료한 날을 말한다.
여기서, 계약 파기일은 계약당사자가 계약의 파기를 동의하여 공급인증서 거래시스템에 쌍방이 전자서명을 완료한 날을 말한다..

3. 100kW 이상 설비의 공급인증서 발급수수료는 공급인증서 매도자가 부담하며, 거래수수료는 쌍방이 각각 부담한다.

4. 설비의 양도양수시 반드시 매수자에게 통보하여 매수자는 양수인과 변경계약을 체결해야 하며, 미준공(설비확인서 미발급) 상태 양도양수시도 동일하다.

5. REC채권의 양도양수시 반드시 매수자에게 통보하여 계약당사자간 계약이 착오없이 이행되도록 한다.

6. 계약기간은 공급인증서 거래시스템에 계약당사자 쌍방이 전자서명법 제2조 제2호에 따른 전자서명을 완료한 날로부터 시작된다. 단, 계약일 이후에 상업운전을 개시한 경우는 상업운전 개시일로부터 시작한다.

7. 소수점 이하 REC에 대해 단일계약일 경우 소수점 첫째자리에서 반올림되며, 다중 계약일 경우 비율이 높은 계약으로 우선/순차적으로 배분된다.

8. 계약당사자는 상호이익을 존중하되 계약상의 의무를 신의에 따라 성실히 이행함으로써 상호 공정한 거래관계를 추구하며, 계약사실에 대한 분쟁 발생시 분쟁이 확정적으로 해결된 후 이에 대한 결과를 공급인증기관에 고지한다.

[별지 제89-1호 서식] [신설 2019.5.31.] <개정 2022.12.27., 2025.10.1.>

신재생에너지 공급의무화제도(RPS) 공급인증서(REC) 매매계약서 (태양광 또는 풍력 연계 ESS설비)

계약자	구매자	상 호 명		사업자등록번호		
		대 표 자		전 화 번 호		
		주 소				
	판매자	발 전 소 명		사업자등록번호		
		대 표 자		전 화 번 호		
		주 소				
		설비현황 에 너 지 원	(설치유형 (예:일반부지))	설 비 용 량		kW
		소 재 지	(우편번호) (주소)	(상세주소)		(지역 (예:전남))
		(예상)가중치		발전사업허가번호		
				발전사업허가일		
		설비코드		계약번호(발전기코드)		

계약내용	계약종류	고정가격	□ 선정(년, 상·하반기) □ 소형태양광(년, 상·하반기) □ 자체	ESS 계약여부	□ ESS분 □ 기여분
		REC단가	□ 자체		
	계약서 상의 계약일		년 월 일		
	계약기간		년 월 부터 ~ 년 월 까지 (년 개월)		
	계약단가	고정가격	□ 원/(SMP+1REC×가중치)		
		REC단가	□ 원/REC 〔사후재정산 여부 : □ 사후재정산 □ 해당없음〕		
	공급인증서 매매량 (예상)		REC/년 * 연평균 가동율 기준의 예상전력량에 가중치를 적용한 추정치		
	계약보증금		금 (한글) 원정(₩)		
	SPC 여부		□ SPC적용〔지분율: %〕〔구매자가 참여하는 SPC사업〕		
	REC 매매방식	고정가격	비율 □ 〔(매매)율 : 100%〕		
		REC단가	비율 □ 〔(매매)율 : 100%〕 수량 □ (연/월별 매매수량 : 별첨)		

구매자와 판매자는「공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙」에 따라 발급된 공급인증서를「전력시장운영규칙」에 따라 판매 및 구매할 것을 확약하며 이 계약의 증거로서 계약서를 작성하여 당사자가 전자서명한 후 각각 1통씩 보관한다.

년월일

구 매 자 전자서명

판 매 자 전자서명

계약보증증권	제출		면제		

※ 필수 첨부서류 :

- 매도자 : 설비확인서(별지포함), 사업자등록증, 발전사업허가증, 계약보증증권
- 매수자 : 계약 일반조건/특수조건

※ 참고사항 ☑ (참고사항 확인 체크)

1. 본 계약서에 입력된 거래조건에 따라 REC 거래는 자동으로 이루어지므로 위 거래조건 이외 거래는 불가하며, 일반(특수)조건의 계약종류, 계약기간, 계약단가는 본 계약서와 동일하게 작성하여야 한다.
   ① 단, 본 계약서가 사후재정산 방식인 경우 일반(특수)조건에서 계약단가를 달리할 수 있다. (사후재정산 : 계약체결 시점의 확정 계약단가가 아니라 일반(특수)조건에 따라 사후 재정산하는 방식)
   ② 일반(특수)조건 등과 상충 시 본 계약서가 우선한다.
   ③ 계약사항의 변경이 발생하여 변경계약을 체결하는 경우에도 계약종류, 계약기간, 계약단가(단, 가중치 변경에 따른 계약단가 변경은 제외)는 변경할 수 없다.
2. 공급인증서 매매거래는 계약일이 속한 월부터 계약만료일(또는 계약 파기일)까지 공급된 전력량에 대한 공급인증서를 거래하는 것으로 한다. 위 계약조건에 해당하는 공급인증서는 현물거래가 금지된다.
   여기서, 계약일(계약일 이후 상업운전을 개시한 경우는 상업운전개시일)은 공급인증서 거래시스템에 계약당사자 쌍방이 전자서명을 완료한 날을 말한다.
   여기서, 계약 파기일은 계약당사자가 계약의 파기를 동의하여 공급인증서 거래시스템에 쌍방이 전자서명을 완료한 날을 말한다.
3. 100kW 이상 설비의 공급인증서 발급수수료는 공급인증서 매도자가 부담하며, 거래수수료는 쌍방이 각각 부담한다.
4. 설비의 양도양수시 반드시 매수자에게 통보하여 매수자는 양수인과 변경계약을 체결해야 하며 미준공(설비확인서 미발급) 상태 양도양수시도 동일하다.
5. REC채권의 양도양수시 반드시 매수자에게 통보하여 계약당사자간 계약이 착오없이 이행되도록 한다.
6. 계약기간은 공급인증서 거래시스템에 계약당사자 쌍방이 전자서명법 제2조 제2호에 따른 전자서명을 완료한 날로부터 시작된다. 단, 계약일 이후에 상업운전을 개시한 경우는 상업운전 개시일로부터 시작한다.
7. 소수점 이하 REC에 대해 단일계약일 경우 소수점 첫째자리에서 반올림되며, 다중 계약일 경우 비율이 높은 계약으로 우선/순차적으로 배분된다.
8. 계약당사자는 상호이익을 존중하되 계약상의 의무를 신의에 따라 성실히 이행함으로써 상호 공정한 거래관계를 추구하며, 계약사실에 대한 분쟁 발생시 분쟁이 확정적으로 해결된 후 이에 대한 결과를 공급인증기관에 고지한다.

[별지 제89-2호 서식] [신설 2019.5.31.] [삭제 2022.12.27.]

[별지 제90호서식] [신설 2013.2.28.] <개정 2017.2.28., 2019.5.31.> [삭제 2022.12.27.]

[별지 제91호서식] [신설 2013.2.28.] <개정 2020.7.8.> <삭제 2024.10.29.>

[별지 제92호서식] [신설 2013.2.28.] <개정 2020.7.8.>

의무이행 공급인증서 제출 및 연간정산 신청서

□ 공급의무자

법인명		사업자등록번호	
대표자		전화번호	
주 소			
담당자		전화번호	

□ 공급인증서

(단위 : REC)

구분	인증서 번호	조달 형태	유효기간 만료일	제출수량	가격 (원/REC)	이행년도
태양광						
비태양광						

상기와 같이 의무이행비용 연간정산을 신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

<작성요령>

1. 의무이행실적으로 제출할 에너지원 구분에 따라 작성합니다.
2. 조달형태는 계약시장(선정,자체), 현물시장, 자체건설 등 이행형태에 대해 작성합니다.
3. 공급인증서 수량이 많을 경우 별첨으로 제출 가능합니다.

[별지 제93호서식] [신설 2013.2.28.]

신재생에너지 공급의무화제도
현물시장 매매체결 확인서

거래 당사자	매도자	상 호 명		발전소명	
		주소			
		사업자등록번호		대 표 자	
		전 화 번 호			
	매수자	상 호 명			
		주 소			
		사업자등록번호		대 표 자	
		전 화 번 호			
거래 정보	설 비 용 량		kW	에너지원	
	매 물 번 호			거래체결일	
	거 래 량		REC		
	R E C 가 격		원/REC		
	거 래 대 금		원 (부가세 별도)		
	매 도 수 수 료		원 (부가세 별도)		
	매 수 수 수 료		원 (부가세 별도)		

「전력시장운영규칙」 별표25 6.1.3.2에 의거하여 상기와 같이 매매가 체결되었음을 통보합니다.

년월일

한국전력거래소 이사장 (인)

[별지 제93-1호서식] [신설 2024.10.29.]

<table>
<tr><td colspan="6">공급인증서 거래시장
매매거래 정정/취소(해제) 협의서</td></tr>
<tr><td rowspan="8">계약자</td><td rowspan="4">매
도
자</td><td>상 호 명</td><td></td><td>발전소명</td><td></td></tr>
<tr><td>주소</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>사업자등록번호</td><td></td><td>대 표 자</td><td></td></tr>
<tr><td>전 화 번 호</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="4">매
수
자</td><td>상 호 명</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>주 소</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>사업자등록번호</td><td></td><td>대 표 자</td><td></td></tr>
<tr><td>전 화 번 호</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">협의내용</td><td colspan="4">□ 매매거래 정정 □ 매매거래 취소(해제)</td></tr>
<tr><td colspan="2">사유</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td rowspan="5">정정/취소(해제)
내역</td><td>거 래 체 결 일</td><td></td><td>체결번호</td><td></td></tr>
<tr><td>거 래 량</td><td colspan="3">REC</td></tr>
<tr><td>거 래 대 금</td><td colspan="3">원 (부가가치세 별도)</td></tr>
<tr><td>매 도 수 수 료</td><td colspan="3">원 (부가가치세 별도)</td></tr>
<tr><td>매 수 수 수 료</td><td colspan="3">원 (부가가치세 별도)</td></tr>
<tr><td colspan="2">정정내용</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="2">특이사항</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="6">「전력시장운영규칙」 별표25 6.2.6.5 및 6.2.6.6에 근거하여 상기와 같이 매매거래를 정정/취소(해제)하기로 협의합니다.

년월일

(매도자) (매수자)
상호명: 상호명:

대표자: (직인) 대표자: (직인)</td></tr>
</table>

[별지 제94호서식] <개정 2022.5.31.>

신재생에너지 공급의무화제도
계약시장 거래내용 정산요청 확인서

거래당사자	매도자	상 호 명		발전소명	
		주 소			
		사업자등록번호		대 표 자	
		전 화 번 호			
	매수자	상 호 명			
		주 소			
		사업자등록번호		대 표 자	
		전 화 번 호			
거래정보	설 비 용 량		kW	에너지원	
	계 약 번 호			정산요청일	
	거 래 량		REC		
	계 약 가 격		원/(REC, SMP+REC, SMP+가중치*REC)		
	거 래 대 금		원 (부가세 별도)		
	매 도 수 수 료		원 (부가세 별도)		
	매 수 수 수 료		원 (부가세 별도)		

「전력시장운영규칙」 별표25 6.3.1.1에 의거하여 상기와 같이 거래내용을 통보합니다.

년월일

한국전력거래소 이사장 (인)

[별지 제95호서식] [신설 2013.2.28.]

전력시장운영규칙 준수 동의서

본인은 신재생에너지 공급인증서 거래시장 참여자로서 공급인증서 거래시장의 공정하고 원활한 운영을 위해 전기사업법 제43조에 따른 전력시장운영규칙을 성실히 준수하는 것에 동의합니다.

년 월일

상호명

대표자 (인)

[별지 제96호서식] [신설 2013.2.28.] <개정 2020.7.8., 2022.5.31.>

위 임 장

수 임 자

대표자와의 관계 :

성 명 :

연락처 :

ID :

위 임 자

사업등록번호 :

성 명 :

<삭제>

위 사람에게 공급인증서(REC) 거래시스템 사용에 따른 일체의 권한을 위임합니다.

20 년 월 일

위 임 자 : 전자서명

한국전력거래소 이사장 귀중

[별지 제97호서식] [신설 2013.2.28.] <개정 2018.12.12., 2020.7.8., 2022.5.31., 2025.8.6.>

계좌이체약정서 (사업자용)

한국전력거래소 앞

귀사와 계좌이체거래를 함에 있어 다음의 계좌이체약정서를 따를 것임을 확약합니다.

20 년 월 일

- 상 호 :
- 대 표 자 :
- 사업자등록번호 :
- 주 소 :
- 전화번호 :
- 계좌이체 거래은행 (인감)
  - · 은 행 명 : 은행
  - · 계좌번호 :
  - · 예 금 주 :
- 구 분 : □ 신규등록 □ 변경등록

※ 통장에 날인된 인감이 인감증명서 상의 인감과 동일할 경우, (인감) 란에 **인감**만 날인

※ 통장에 날인된 인감이 인감증명서 상의 인감과 동일하지 않거나 서명일 경우, (인감) 란에 **인감** 날인 후 옆의빈 공란에 **통장인감** 추가 날인 또는 **서명**

1. (계좌의 조정) 채권자의 거래은행은 원칙적으로 채권자가 임의로 선정합니다. 다만, 당사의 사정에 따라 이체방법 등을 변경하여야 할 사유가 있을 때에는 채권자와 사전합의 후 변경할 수 있습니다.
2. (수수료의 부담) 계좌이체시 송금수수료 및 통신료가 발생할 경우에는 채권자의 부담으로 합니다.
3. (차감계산) 당사가 지급할 금액에서 당사가 수납할 유보금, 연체료 등과 채권자가 부담할 송금수수료 및 통신료는 지급할 금액에서 우선 공제한 후 채권계좌에 이체하여 드립니다.
4. (계산승인) 채권자가 계좌에 입금이체를 받은 금액에 대하여 이의가 있을 경우에는 입금일로부터 10일 이내에 당사에 그 구체적인 사실을 통보하고 확인을 받아야 합니다. 만일 10일이 경과하여도 이의 통보가 없을 때에는 이체금액 수령에 이상이 없는 것으로 간주합니다.
5. (면책) ①본 약정서에 명시된 거래은행, 계좌번호, 예금주명에 의하여 대가를 계좌입금한 이후에 발생한 손해에 대하여는 당사는 일체 그 책임을 지지 않습니다.
②채권자가 본 약정서에 명시된 약정사항을 준수하지 아니함으로써 발생한 손해에 대하여도 당사는 그 책임을 지지 않습니다.
6. (신고사항의 변경) ①본 약정서에 기입된 주소, 예금주명, 계좌번호 등에 변경이 있을 때에는 즉시 서면으로 당사에 신고하여 계좌이체에 틀림이 없도록 소정의 절차를 밟아야 합니다.
②전 항의 신고 전에 신고사항의 변경으로 인한 손해에 대하여는 당사는 책임을 지지 않습니다.
7. (해지) 본 계좌이체거래는 채권자 또는 당사의 사정에 따라 서면통지로 해지할 수 있습니다. 다만, 채권자의 해지통보는 당사가 서면접수 후 승인한 경우에 그 효력이 발생합니다.
8. (기타) 본 약정의 체결을 확실히 하기 위하여 첨부의 서류를 제출하여야 합니다. 다만, 거래빈도수가 극히 적은 경우(선수금 환불 등)에는 계약담당부서의 인감대조원의 인감대조확인으로 인감증명서를 대신할 수 있습니다.

※ 첨부 : 사업자등록증 사본 1부 , 거래통장 사본 1부, 인감증명서(주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출) 사본 1부

[별지 제97-1호서식] [신설 2020.7.8.]

사 용 인 감 계

법인(개인) 인 감	통 장 인 감(서명)

귀사와의 REC거래대금 정산에 사용하고자 위의 사용인감을 제출합니다.

년월 일

상 호 :
대 표 자 :
주 소 :

사업자등록번호 :

[별지 제98호서식] [신설 2014.9.1]

규칙개정위원회 서면위원회 통지서

제 차 규칙개정위원회

서 면 위 원 회 통 지 서

귀 하

다음 안건은 서면에 의하여 의결코자 규칙개정위원회 규정 제 조에 의거 통지합니다.

일 자	의 안 번 호	제 목
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	

첨부 : 1. 제 차 규칙개정위원회 안건 부.

2. 서면결의표 부.

20 년 월 일

위원장의 명에 의하여

위원회 간사(인)

[별지 제99호서식] [신설 2014.9.1]

규칙개정위원회 서면결의표

제차 규칙개정위원회

서 면 결 의 표

제 차 규칙개정위원회 부의안건에 대하여 본인의 의사를 다음과 같이 표시 합니다

일 자	의안번호	제 목	결 과	
			찬 성	반 대
20 . . .	제 호			

20 년 월 일

위원 (인)

(의사표시는 해당란에 서명날인함)

[별지 제100-1호서식] [신설 2014.11.3.] <개정 2019.11.07.> <호번호 변경 2024.2.13.>

수요관리사업자의 전력거래자 등록신청서		
신청인	사업자등록번호	
	상 호(명칭)	
	대 표 자	
	주 소(본사)	
	기업 분류	□ 대기업 □ 중견기업 □ 중소기업 □ 기타
지능형전력망 사업자 등록번호		
지능형전력망 사업자 등록 연월일		

전력시장운영규칙 제12.2.1조 제1항의 규정에 따라 전력거래자의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년월일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제100-2호 서식] [신설 2024.2.13.]

수요관리사업자의 전력거래자 변경신청서			
구분		변경 전	변경 후
신청인	사업자등록번호		
	상호(명칭)		
	대표자		
	주소(본사)		
	기업 분류	□ 대기업 □ 중견기업 □ 중소기업 □ 기타	□ 대기업 □ 중견기업 □ 중소기업 □ 기타
지능형전력망 사업자 등록번호			
지능형전력망 사업자 등록 연월일			

전력시장운영규칙 제12.2.6조의 규정에 따라 전력거래자의 변경을 위와 같이 신청합니다.

년월일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제100-3호 서식] [신설 2024.2.13.]

<table>
<tr><th colspan="3">수요관리사업자의 전력거래자 말소신청서</th></tr>
<tr><td rowspan="5">신청인</td><td>사업자등록번호</td><td></td></tr>
<tr><td>상호(명칭)</td><td></td></tr>
<tr><td>대표자</td><td></td></tr>
<tr><td>주소(본사)</td><td></td></tr>
<tr><td>기업 분류</td><td>☐ 대기업 ☐ 중견기업 ☐ 중소기업 ☐ 기타</td></tr>
<tr><td colspan="2">지능형전력망
사업자 등록번호</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">지능형전력망
사업자 등록 연월일</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">말소 희망일</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="3">전력시장운영규칙 제12.2.9조의 규정에 따라 전력거래자의 말소를 위와 같이 신청합니다.
년월일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하</td></tr>
</table>

[별지 제101-1호서식] [신설 2014.11.3.] <호번호 변경 및 개정 2016.12.30., 2020.11.01., 2021.1.1., 2022.5.31., 2022.12.27., 2023.6.30., 2024.2.13., 2024.8.1., 2025.2.11., 2025.12.8.>

수요반응자원 등록신청서(표준·H-표준·중소형·H-중소형DR)	
수요관리사업자명	
수요반응자원명	
수요반응자원 종류	□ 표준DR □ 중소형DR □ 중소형DR(EV) □ H-표준DR □ H-중소형DR □ H-중소형DR(EV)
지역구분	□ 수도권 □ 비수도권
의무감축용량(kW)	

전력시장운영규칙 제12.2.2조 제1항의 규정에 따라 수요반응자원의 등록을 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제101-2호서식] [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1., 2025.2.11., 2025.12.8.>

수요반응자원 등록신청서(제주·H-제주DR)	
수요관리사업자명	
수요반응자원명	
수요반응자원 종류	□ 제주DR □ H-제주DR □ 제주DR(EV) □ H-제주DR(EV)
지역구분	제주권
의무감축용량(kW)	

전력시장운영규칙 제12.2.2조 제1항의 규정에 따라 수요반응자원의 등록을 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제101-3호서식] [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1., 2025.10.1.>

수요반응자원 등록신청서(국민DR)	
수요관리사업자명	
수요반응자원명	
수요반응자원 종류	국민DR
지역구분	□ 수도권 □ 비수도권 □ 제주권

전력시장운영규칙 제12.2.2조 제1항의 규정에 따라 수요반응자원의 등록을 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제101-4호서식] [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1., 2025.4.9.>

<table>
<tr><th colspan="3">수요반응자원 등록신청서(주파수DR)</th></tr>
<tr><td>수요관리사업자명</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>수요반응자원명</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>수요반응자원 종류</td><td colspan="2">주파수DR</td></tr>
<tr><td rowspan="2">기준주파수 단계</td><td>개별부하
계량완화</td><td>☐1단계 ☐3단계 ☐단계 무관</td></tr>
<tr><td>양수동력부하</td><td>☐2단계 ☐4단계 ☐5단계</td></tr>
<tr><td>계량 방식</td><td colspan="2">☐ 개별부하 ☐ 계량 완화 ☐ 양수동력부하</td></tr>
<tr><td>지역구분</td><td colspan="2">육지권</td></tr>
<tr><td>감축예상용량(kW)</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td colspan="3">전력시장운영규칙 제12.2.2조 제1항의 규정에 따라 수요반응자원의 등록을 위와 같이 신청합니다
년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하</td></tr>
</table>

[별지 제101-5호서식] [신설 2024.2.13.] <개정 2024.3.28., 2024.8.1.>

수요반응자원 등록신청서(플러스DR)	
수요관리사업자명	
수요반응자원명	
수요반응자원 종류	플러스DR
지역구분	□ 육지권 □ 제주권
육지권 세부구분	□ 서울 □ 인천 □ 경기북부 □ 경기 □ 강원 □ 충북 □ 대전충남 □ 전북 □ 광주전남 □ 대구 □ 경북 □ 부산울산 □ 경남
증대 가능용량(kW) (육지권일 경우)	

전력시장운영규칙 제12.2.2조 제1항의 규정에 따라 수요반응자원의 등록을 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제101-6호서식] [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1.>

수요반응자원 말소신청서	
수요관리사업자명	
수요반응자원명	
말소 희망일	

전력시장운영규칙 제12.2.10조 제1항의 규정에 따라 수요반응자원의 말소를 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제101-7호서식] [신설 2024.10.29.]

신재생ESS 부하감축자원 등록신청서	
수요관리사업자명	
부하감축자원명	
기준주파수 단계	□ 1단계 □ 2단계 □ 단계 무관
지역구분	□ 육지권 □ 제주권
예상충전 부하감축 용량(kW)	

전력시장운영규칙 제19.2.1조 제1항의 규정에 따라 부하감축자원의 등록을 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제101-8호서식] [신설 2024.10.29.]

신재생ESS 부하감축자원 말소신청서	
수요관리사업자명	
말소 희망일	

전력시장운영규칙 제19.2.5조의 규정에 따라 부하감축자원의 말소를 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제102-1호서식] [신설 2014.11.3.] <호번호 변경 및 개정 2018.11.1., 2020.11.01., 2022.5.31., 2024.2.13., 2024.8.1., 2025.2.11.>

<table>
<tr><th colspan="5">수요반응참여고객 등록신청서
(표준・H-표준・중소형・H-중소형・제주・H-제주DR)</th></tr>
<tr><td>수요관리사업자명</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>수요반응자원명</td><td colspan="2"></td><td colspan="2">☐ 표준 ☐ 중소형 ☐ 제주
☐ H-표준 ☐ H-중소형 ☐ H-제주
☐ 수도권 ☐ 비수도권 ☐ 제주권</td></tr>
<tr><td>수요반응참여고객명</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>주소(전기요금기준)</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">전기요금 계약</td><td>고객번호</td><td>계약종별</td><td colspan="2">계약용량(kW)</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>계량기번호</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>전기사용자 고객번호*
(참여고객이 개별부하일 경우)</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>계열사 구분</td><td colspan="4">☐ 자체 ☐ 계열사 ☐ 외부</td></tr>
<tr><td rowspan="2">전력부하감축량 산정방식</td><td colspan="2">고객기준부하</td><td colspan="2">SAA</td></tr>
<tr><td colspan="2">☐ Max(4/5) ☐ Mid(6/10)</td><td colspan="2">☐ 적용 ☐ 미적용</td></tr>
<tr><td rowspan="2">자가용발전기로
수요감축 시**</td><td colspan="2">전력계통 연계 여부</td><td colspan="2">감축용량(kW)</td></tr>
<tr><td colspan="2">☐ 연계 ☐ 미연계</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>비상발전기로
자발적 수요감축 참여</td><td colspan="4">☐ 참여 ☐ 미참여</td></tr>
</table>

* 참여고객이 개별부하인 경우에만 작성
** 해당하는 참여고객에 한하여 작성

전력시장운영규칙 제12.2.3조 제1항의 규정에 따라 수요반응참여고객의 등록을 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제102-2호서식] [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1., 2025.10.1.>

<table>
<tr><th colspan="4">수요반응참여고객 등록신청서(국민DR)</th></tr>
<tr><td>수요관리사업자명</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>수요반응자원명</td><td></td><td colspan="2">☐ 수도권 ☐ 비수도권 ☐ 제주권</td></tr>
<tr><td>수요반응참여고객명</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>주소(전기요금기준)</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">전기요금 계약</td><td>고객번호</td><td>계약종별</td><td>계약용량(kW)</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>계량기번호</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>전기사용자 고객번호*
(참여고객이 개별부하일 경우)</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>계열사 구분</td><td colspan="3">☐ 자체 ☐ 계열사 ☐ 외부</td></tr>
</table>

* 참여고객이 개별부하인 경우에만 작성

전력시장운영규칙 제12.2.3조 제1항의 규정에 따라 수요반응참여고객의 등록을 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제102-3호서식] [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1.>

수요반응참여고객 등록신청서(주파수DR)	
수요관리사업자명	
수요반응자원명	
수요반응참여고객명	
주소(전기요금기준)	
고객번호	
계량기번호	
계열사 구분	□ 자체 □ 계열사 □ 외부

전력시장운영규칙 제12.2.3조 제1항의 규정에 따라 수요반응참여고객의 등록을 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제102-4호서식] [신설 2024.2.13.] <개정 2024.3.28., 2024.8.1.>

수요반응참여고객 등록신청서(플러스DR)		
수요관리사업자명		
수요반응자원명		□ 육지권 □ 제주권
수요반응참여고객명		
주소(전기요금기준)		
고객번호		
계량기번호		
전기사용자 고객번호* (참여고객이 개별부하일 경우)		
계열사 구분	□ 자체 □ 계열사 □ 외부	

* 참여고객이 개별부하인 경우에만 작성

전력시장운영규칙 제12.2.3조 제1항의 규정에 따라 수요반응참여고객의 등록을 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제102-5호서식] [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1., 2025.2.11.>

<table>
<tr><th colspan="7">수요반응참여고객 변경신청서</th></tr>
<tr><td>수요관리사업자명</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>수요반응자원명</td><td colspan="2"></td><td colspan="4">☐ 표준 ☐ 중소형 ☐ 제주
☐ H-표준 ☐ H-중소형 ☐ H-제주
☐ 국민 ☐ 주파수 ☐ 플러스</td></tr>
<tr><td>구분</td><td colspan="3">변경 전</td><td colspan="3">변경 후</td></tr>
<tr><td>수요반응참여고객명</td><td colspan="3"></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>주소(전기요금기준)</td><td colspan="3"></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">전기요금 계약</td><td>고객번호</td><td>계약종별</td><td>계약용량(kW)</td><td>고객번호</td><td>계약종별</td><td>계약용량(kW)</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>계량기번호</td><td colspan="3"></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>전기사용자 고객번호*
(참여고객이 개별부하일 경우)</td><td colspan="3"></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>계열사 구분</td><td colspan="3">☐ 자체 ☐ 계열사 ☐ 외부</td><td colspan="3">☐ 자체 ☐ 계열사 ☐ 외부</td></tr>
<tr><td rowspan="4">자가용발전기로
수요감축 시**</td><td colspan="3">전력계통 연계 여부</td><td colspan="3">전력계통 연계 여부</td></tr>
<tr><td colspan="3">☐ 연계 ☐ 미연계</td><td colspan="3">☐ 연계 ☐ 미연계</td></tr>
<tr><td colspan="3">감축용량(kW)</td><td colspan="3">감축용량(kW)</td></tr>
<tr><td colspan="3"></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>비상발전기로
자발적 수요감축 참여</td><td colspan="3">☐ 참여 ☐ 미참여</td><td colspan="3">☐ 참여 ☐ 미참여</td></tr>
<tr><td>변경 희망일</td><td colspan="6"></td></tr>
</table>

* 참여고객이 개별부하인 경우에만 작성
** 해당하는 참여고객에 한하여 작성

전력시장운영규칙 제12.2.7조의 규정에 따라 수요반응참여고객의 변경을 위와 같이 신청합니다
년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제102-6호서식] [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1.>

<table>
<tr><td colspan="4">수요반응참여고객 이동신청서</td></tr>
<tr><td>수요관리사업자명</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">수요반응자원명</td><td>이동 전</td><td colspan="2">이동 후</td></tr>
<tr><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>수요반응참여고객명</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">전기요금 계약</td><td>고객번호</td><td>계약종별</td><td>계약용량(kW)</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="4">전력시장운영규칙 제12.2.8조의 규정에 따라 수요반응참여고객의 이동을 위와 같이 신청합니다
년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하</td></tr>
</table>

[별지 제102-7호서식] [신설 2024.2.13.] <개정 2024.8.1., 2025.10.1.>

수요반응참여고객 말소신청서

수요관리사업자명			
수요반응자원명			
수요반응참여고객명			
전기요금계약	**고객번호**	**계약종별**	**계약용량(kW)**
말소 희망일			

전력시장운영규칙 제12.2.11조의 규정에 따라 수요반응참여고객의 말소를 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제102-8호서식] [신설 2024.10.29.]

신재생ESS 부하감축 참여고객 등록신청서	
수요관리사업자명	
부하감축참여고객명	
주소	
발전기코드(ESS)	
계량기번호	
계열사 구분	□ 자체 □ 계열사 □ 외부
등록용량	

전력시장운영규칙 제19.2.2조 제1항의 규정에 따라 부하감축참여고객의 등록을 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제102-9호서식] [신설 2024.10.29.]

신재생ESS 부하감축 참여고객 변경신청서		
수요관리사업자명		
부하감축자원명		
구분	**변경 전**	**변경 후**
부하감축참여고객명		
주소		
계량기번호		
계열사 구분	□ 자체 □ 계열사 □ 외부	□ 자체 □ 계열사 □ 외부
변경 희망일		

전력시장운영규칙 제19.2.4조의 규정에 따라 부하감축참여고객의 변경을 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (전자서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제102-10호서식] [신설 2024.10.29.]

신재생ESS 부하감축참여고객 말소신청서	
수요관리사업자명	
부하감축자원명	
부하감축참여고객명	
말소 희망일	

전력시장운영규칙 제19.2.6조의 규정에 따라 부하감축참여고객의 말소를 위와 같이 신청합니다

년월일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제103호서식] [신설 2014.11.3.] <개정 2020.11.01., 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.5.31., 2024.2.13., 2024.8.1., 2024.10.29.>

○ 초기
○ 최종

정산금 통지서

○ 회원사명 :
○ 주　　소 :
○ 발행번호 : KPX-000-00000000-00
○ 거 래 일 : 0000년 00월 00일

1. 수요반응자원의 전력거래 정산금 내역	
11 전력부하감축거래량 111 자발적 수요감축에 따른 감축거래량 112 전력수요 의무감축요청에 따른 감축거래량 113 주파수 하락에 따른 감축거래량 12 전력부하증대거래량	kWh kWh kWh kWh kWh
13 실적정산금 131 자발적 수요감축에 따른 계획감축량 정산금 과세분 132 전력수요 의무감축이행량정산금 과세분 133 주파수연계 감축량 정산금 과세분 134 주파수연계 설비 운전유지비용 정산금 과세분 135 주파수연계 감축시험 정산금 과세분 136 하루전발전계획 가격결정에 따른 감축량추가정산금 과세분 137 자발적 수요증대에 따른 증대량 정산금 과세분 138 실시간 전력수요 증대요청에 따른 증대량 정산금 과세분 139 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금 과세분 13A 주파수연계 충전부하감축설비 운전유지비용에 대한 정산금 과세분	원 원 원 원 원 원 원 원 원
14 기본정산금 141 고정기본정산금 과세분 142 차등기본정산금 과세분	원 원
2. 위약금 내역	
21 발전계획의 감축 미이행량 211 자발적 수요감축 감축계획 미이행량	kWh
22 전력수요 의무감축요청의 감축 미이행량	kWh
23 실적위약금 231 자발적 수요감축 감축계획 미이행량 과세분	원
24 기본위약금 241 고정기본위약금 과세분 242 차등기본위약금 과세분	원 원
3. 수수료	원
31 전력거래수수료 과세분 32 연회비 비과세분	원 원

[별지 제104-1호서식] [신설 2014.11.3.] <개정 2020.11.01., 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.5.31., 2024.2.13., 2024.8.1. 2024.10.29.>

전력거래대금 등 ○ 청구서
○ 수정청구서

문서번호 : 제○○○○-○○○○-D○○○호
수　　신 :
참　　조 :
발행일자 :
제　　목 : 전력거래대금(○○○○년 ○○월 ○차) 청구서

○○○○년 ○○월 ○차분 전력거래대금을 아래와 같이 청구하오니 ○○○○년 ○○월 ○○일까지 시장은행의 귀사 정산계좌에 입금하여 주시기 바랍니다.

1. 청구금액	원(VAT 포함)		
	금액	VAT	합계
2 실적정산금 21 자발적 수요감축에 따른 감축량 정산금 과세분 22 전력수요 의무감축이행량 정산금 과세분 23 주파수연계 감축량 정산금 과세분 24 주파수연계 설비 운전유지비용 정산금 과세분 25 주파수연계 감축시험 정산금 과세분 26 하루전발전계획 가격결정에 따른 감축량추가정산금 과세분 27 자발적 수요증대에 따른 증대량 정산금 과세분 28 실시간 전력수요 증대요청에 따른 증대량 정산금 과세분 29 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금 과세분 2A 주파수연계 충전부하감축설비 운전유지비용에 대한 정산금 과세분			
3. 기본정산금 31. 고정기본정산금 과세분 32. 차등기본정산금 과세분			
4. 위약금 41 실적위약금 411 자발적 수요감축 감축계획 미이행량 과세분 42 기본위약금 421 고정기본위약금 과세분 422 차등기본위약금 과세분			
5. 수수료 51 전력거래수수료 과세분 52 연회비 과세분			

[별지 제104-2호서식] [신설 2014.11.3.] <개정 2016.12.30., 2020.11.01., 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.5.31., 2024.2.13., 2024.8.1., 2024.10.29.>

전력거래대금 등 ○ **청구요청서**
○ **수정청구요청서**

문서번호 : 제○○○○-○○○○-D○○○호
수　　신 :
참　　조 :
발행일자 :
제　　목 : 전력거래대금(○○○○년 ○○월 ○차) 청구요청서

○○○○년 ○○월 ○차분 전력거래대금을 아래와 같이 통보하오니, ○○○○년 ○○월 ○○일까지 전력거래소에 청구하여 주시기 바랍니다.

1. 청구금액	원(VAT 포함)		
	금액	VAT	합계
2 실적정산금 21 자발적 수요감축에 따른 감축량 정산금 과세분 22 전력수요 의무감축이행량 정산금 과세분 23 주파수연계 감축량 정산금 과세분 24 주파수연계 설비 운전유지비용 정산금 과세분 25 주파수연계 감축시험 정산금 과세분 26 하루전발전계획 가격결정에 따른 감축량추가정산금 과세분 27 자발적 수요증대에 따른 증대량 정산금 과세분 28 실시간 전력수요 증대요청에 따른 증대량 정산금 과세분 29 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금 과세분 2A 주파수연계 충전부하감축량설비 운전유지비용에 대한 정산금 과세분			
3. 기본정산금 31 고정기본정산금 과세분 32 차등기본정산금 과세분			
4. 위약금 41 실적위약금 411 자발적 수요감축 감축계획 미이행량 과세분 42 기본위약금 421 고정기본위약금 과세분 422 차등기본위약금 과세분			
5. 수수료 51 전력거래수수료			

[별지 제105호서식] [신설 2024.8.1.] <개정 2025.8.6.>

위 임 장

위 임 자
사업자명 :
사업자등록번호 :
성 명 :
*대표임을 입증할 수 있는 증빙서류에 기재된 대표자일 것

수 임 자
성 명 :
대표자와의 관계 : 위임하는 자의 소속 직원
연락처 :

1. 위임자는 수임자에게 수요반응자원 및 수요반응참여고객의 등록, 변경, 말소 등 수요자원전력거래시스템 사용에 따른 일체의 권한을 위임한다.
2. 수임자의 위 권한에 따른 행위의 법적 효력은 위임자에게 귀속되며, 위임자는 위 권한에 따른 수임자의 행위에 대해 일체의 책임을 진다.

첨부서류 : 1. 대표임을 입증할 수 있는 증빙서류(ex. 사업자등록증, 법인등기부등본)
2. 인감증명서(ex. 개인: 개인인감증명서, 법인: 법인인감증명서. 단, 주민등록번호 뒷자리는 비식별 처리 후 제출)

년월일

위 임 자(대표자)(인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제106-1호서식] [신설 2014.11.3.] <개정 2016.12.30., 2019.11.07., 2021.1.1>

수요관리사업 참여를 위한 정보 제공 동의서

본인은 전력거래소가 운영하는 전력시장에 수요반응참여고객으로 참여하기 위하여 요구되는 정보의 제공에 다음과 같이 동의합니다.

1. 정보를 제공 받는 자

   전력거래소, 수요관리사업자 _____

2. 정보 이용 목적

전력거래소가 운영하는 전력시장에서 감축(증대)량 모니터링, 정산금 산정, 수요패턴 분석, 수요감축 계약용량 산정, 고객기준부하 산정 등 전력수요관리를 위한 업무

3. 제공하는 정보의 항목

고객명(상호), 주소, 기기 시리얼번호, 수요반응참여고객의 전력사용량 데이터, 고객번호, 계기번호

4. 제공하는 사용전력량 데이터 범위

   ○ 일별 24시간 사용전력량 데이터

5. 정보 보유기간 및 이용기간

   ○ 정보 보유기간 : 3년

   ○ 사용전력량데이터 이용기간 : 3년

6. 정보 제공 동의 기간 : 1년

별도의 정보 제공 동의 철회신청이 없을 경우 수요반응참여고객으로 계속 참여 시 정보제공 동의를 1년 단위로 자동 연장한다.

7. 정보 제공 거부 시 불이익

고객은 정보 제공을 거부할 수 있으며, 정보 제공을 거부할 경우 수요반응참여고객으로 전력시장에 참여할 수 없습니다.

정보 제공 동의서의 내용을 숙지하였으며, 이 동의서에 따라 정보를 제공하는 것에 대하여 동의합니다.

년 월 일 법인명(단체명) 신청인(대표자) (인)

[별지 제106-2호서식] [신설 2019.11.07.]

수요관리사업 참여를 위한 개인정보 제공 동의서

본인은 전력거래소가 운영하는 전력시장에 수요반응참여고객으로 참여하기 위하여 요구되는 정보의 제공에 다음과 같이 동의합니다.

1. 정보를 제공 받는 자

전력거래소, 수요관리사업자 _____

2. 정보 이용 목적

전력거래소가 운영하는 전력시장에서 감축량 모니터링, 정산금 산정, 수요 패턴 분석, 수요감축 계약용량 산정, 고객기준부하 산정 등 전력수요 관리를 위한 업무

3. 제공하는 정보의 항목

고객명, 주소, 기기 시리얼번호, 수요반응참여고객의 전력사용량 데이터, 고객번호, 계기번호

4. 제공하는 사용전력량 데이터 범위

○ 일별 24시간 사용전력량 데이터 □

5. 정보 보유기간 및 이용기간

○ 개인정보 보유기간 : 3년

○ 사용전력량데이터 이용기간 : 3년

6. 정보 제공 동의 기간 : 1년

별도의 정보 제공 동의 철회신청이 없을 경우 수요반응참여고객으로 계속 참여 시 정보제공 동의를 1년 단위로 자동 연장한다.

7. 정보 제공 거부 시 불이익

고객은 개인정보 제공을 거부할 수 있으며, 정보 제공을 거부할 경우 수요반응참여고객으로 전력시장에 참여할 수 없습니다.

개인정보 제공 동의서의 내용을 숙지하였으며, 이 동의서에 따라 정보를 제공하는 것에 대하여 □ 동의합니다 □ 동의하지 않습니다.

년 월 일 신청인(대표자) (인)

[별지 제106-3호서식] [신설 2024.10.29.]

신재생ESS 부하감축사업 참여를 위한 정보 제공 동의서

본인은 전력거래소가 운영하는 전력시장에 신재생ESS 부하감축 참여고객으로 참여하기 위하여 요구되는 정보의 제공에 다음과 같이 동의합니다.

1. 정보를 제공 받는 자

전력거래소, 수요관리사업자 _____

2. 정보 이용 목적

전력거래소가 운영하는 전력시장에서 감축량 모니터링, 정산금 산정, 충전부하패턴 분석, 충전부하감축 계약용량 산정, 고객기준충전부하 산정 등 충전부하관리를 위한 업무

3. 제공하는 정보의 항목

고객명(상호), 주소, 기기 시리얼번호, 발전기코드(ESS), 참여고객의 충전부하 데이터, 계기번호

4. 제공하는 충전부하전력량 데이터 범위

○ 일별 24시간 충전부하전력량 데이터

5. 정보 보유기간 및 이용기간

○ 정보 보유기간 : 3년

○ 사용전력량데이터 이용기간 : 3년

6. 정보 제공 동의 기간 : 1년

별도의 정보 제공 동의 철회신청이 없을 경우 신재생ESS 부하감축참여고객으로 계속 참여 시 정보제공 동의를 1년 단위로 자동 연장한다.

7. 정보 제공 거부 시 불이익

고객은 정보 제공을 거부할 수 있으며, 정보 제공을 거부할 경우 신재생ESS 부하감축참여고객으로 전력시장에 참여할 수 없습니다.

정보 제공 동의서의 내용을 숙지하였으며, 이 동의서에 따라 정보를 제공하는 것에 대하여 동의합니다.

년 월 일 법인명(단체명) 신청인(대표자) (인)

[별지 제106-4호서식] [신설 2024.10.29.]

신재생ESS 부하감축사업 참여를 위한 개인정보 제공 동의서

본인은 전력거래소가 운영하는 전력시장에 신재생ESS 부하감축참여고객으로 참여하기 위하여 요구되는 정보의 제공에 다음과 같이 동의합니다.

1. 정보를 제공 받는 자

전력거래소, 수요관리사업자 _____

2. 정보 이용 목적

전력거래소가 운영하는 전력시장에서 감축량 모니터링, 정산금 산정, 충전부하패턴 분석, 충전부하감축 계약용량 산정, 고객기준충전부하 산정 등 충전부하관리를 위한 업무

3. 제공하는 정보의 항목

고객명, 주소, 기기 시리얼번호, 발전기코드(ESS), 신재생ESS 부하감축참여고객의 충전부하 데이터, 계기번호

4. 제공하는 충전부하전력량 데이터 범위

○ 일별 24시간 충전부하전력량 데이터

5. 정보 보유기간 및 이용기간

○ 개인정보 보유기간 : 3년

○ 사용전력량데이터 이용기간 : 3년

6. 정보 제공 동의 기간 : 1년

별도의 정보 제공 동의 철회신청이 없을 경우 신재생ESS 부하감축참여고객으로 계속 참여 시 정보제공 동의를 1년 단위로 자동 연장한다.

7. 정보 제공 거부 시 불이익

고객은 개인정보 제공을 거부할 수 있으며, 정보 제공을 거부할 경우 신재생ESS 부하감축참여고객으로 전력시장에 참여할 수 없습니다.

개인정보 제공 동의서의 내용을 숙지하였으며, 이 동의서에 따라 정보를 제공하는 것에 대하여

□ 동의합니다 □ 동의하지 않습니다.

년 월 일 신청인(대표자) (인)

[별지 제107호서식] [신설 2014.12.31.]

차액계약운영위원회 의결사항 부의안건 작성서식

제 차 위 원 회
부 의 안 건

제목	

의안 번호	제 호
의결 일자	20 년월 일

제 안 위 원	
제 출 일 자	20 년월 일
제 안 근 거	

(내 용)
제 목 :

1. 의결주문
2. 제안사유
3. 주요내용
4. 참고사항

[별지 제108호서식] [신설 2014.12.31.]

차액계약운영위원회 개최통지서

제 차 차액계약운영위원회

개 최 통 지 서

귀하

다음과 같이 차액계약운영위원회를 개최하고자 전력시장운영규칙 제13.2.2.1 규정에 의하여 통지합니다.

1. 일 시 : 20 년 월 일 시 분
2. 장 소 :
3. 의 안

의 안 번 호	제목
제 호	
제 호	
제 호	

첨부 : 제 차 위원회부의안 부

20 년 월 일

차액계약운영위원회 위원장 : (직인)

[별지 제109호서식] [신설 2014.12.31.]

20○○년 제○차 차액계약운영위원회 의사록

일 시		**장 소**	
소 집 자		**기 록 자**	
출석위원	위원장 외 명 (총 명)		
결석위원			

의안구분	**의 결 사 항**	**의결결과**
보고안건		
의결안건		

위 의결의 명확을 기하기 위하여 위원과 위원장이 서명(날인)함.

위 원	서명	위원	서명

차액계약운영위원회 위원장 (인)

위 결의를 확인함

붙임 : 회의록

[별지 제110호서식] [신설 2014.12.31.]

차액계약운영위원회 결과통지서

위 원 회 결 과 통 지

제 차 위원회	의안번호 : 제 호
일 시	20 년 월 일 시
수 신	
제 목	

의결결과

20 년 월 일

차액계약운영위원회 위원장 (직인)

[별지 제111호서식] [신설 2019.1.2.]

중앙급전 구역전기사업자 입찰서

1. 거래일 날짜 :
2. 구역전기 사업자명 :
3. 구역전기 발전기명 :
4. 시간대별 입찰자료

구 분	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
(a)-(b)가 20MW 이상 시간대별 공급가능용량																								
시간대별 발전가능용량(a)																								
시간대별 공급구역 예상 전력수요(b)																								
시간대별 공급소요시간																								

5. 변경제출 시 사유 :
6. 구역전기사업자 서명 날짜_____
7. 접수시각 접수자 (서명)

[별지 제111-1호서식] [신설 2025.7.10.]

중앙급전 분산특구발전기 입찰서

1. 거래일 :

2. 분산에너지사업자명 :

3. 분산특구 발전기명 :

4. 시간대별 입찰자료

구 분	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
(a)-(b)가 20MW 초과 시간대별 공급가능용량																								
시간대별 발전가능용량(a) (기온 반영 공급가능용량)																								
시간대별 공급구역 예상 전력수요(b)																								
시간대별 예상 발전량																								
시간대별 공급소요시간																								

※ 예상 전력수요 산정 시 배전손실률을 반영하여 산정함

5. 변경제출 시 사유 :

6. 분산에너지사업자 서명_____ 날짜_____

7. 접수시각_____ 접수자_____ (서명)

[별지 제112호서식] [신설 2020.4.29.] <개정 2024.10.29.>

풍력발전기 특성자료

항 목		단 위	DATA	비 고
발전기 일반자료	사업자명	Text		1MW 초과시 작성
	발전기명	Text		
	발전기 위치(주소)	Text		
	발전기 내 설비 배치도 및 단선도	Diagram/Text		
	발전기 운전시점	Date		
	계통연계모선	Text		
	연계모선전압	kV		
	연계선로 유형(송전선로/배전선로)	유형 선택		
	계약전력	kW		
	정격용량	kW		
	터빈 개수	대		
	ESS 설치 여부	Yes/No		
	유형 구분(육지풍력/해상풍력)	유형 선택		
터빈 특성자료	터빈 호기별 위도, 경도, 해발고도	도(°), m		
	터빈 호기별 정격용량	kW		
	허브 높이(지면기준)	m		
	시동속도(Cut-in wind speed)	m/s		
	정격속도(Rated wind speed)	m/s		
	종단속도(Cut-out wind speed)	m/s		
	제작사	Text		
	모델명	Text		
	모델 명판 정보	Text		
	제작사에서 제공한 터빈 파워커브 (풍속에 따른 예상 발전량)	Chart/Text		
ESS (설치시)	설비용량	kW		풍력연계형 ESS를 설치한 경우 작성
	최대/최소 방전용량	kW		
	최대/최소 충전용량	kW		
	PMS 출력제어 특징	Text		
계통해석 모델	전력계통 해석 프로그램에 적용된 일반모델	Data Sheet /매뉴얼		송전계통에 연계된 경우
기 타 (20MW 초과시)	기상자료취득장치 위도, 경도 및 센서 높이 (풍향계측타워 또는 원격감지계측기)	도(°), m		20MW 초과시 작성
	특성자료 담당자 연락처, 이메일	text		전력시장 참여시 작성
	운전원 연락처	text		

○ 작성요령

1. 발전기명 : 제1.1.2조 104호의 ‘신・재생에너지발전기’ 용어의 정의에 따라 동일사업자가 운영하는 2기 이상의 발전기가 동일 모선에 연계된 경우 1기의 발전기로 본다. 따라서 발전기명은 동일 모선에 연계된 터빈의 집합인 발전단지 명칭으로 기재한다.
2. 계통연계모선 : 발전기가 전력계통에 연계되는 모선으로 한전 변전소 또는 개폐소를 말한다.
3. 연계모선전압 : 345kV, 154kV, 70kV, 22.9kV로 나뉜다.
4. 연계선로 유형 : 발전기 연계선로가 송전선로인지 배전선로인지 구분한다.
5. 계약전력 : 제1.1.2조의 정의에 따른 발전기 단위의 송배전용전기설비이용계약 또는 전력수급계약(PPA) 상의 계약전력을 말한다.
6. 정격용량 : 제1.1.2조의 정의에 따른 발전기 단위의 정격용량을 말한다.
7. 터빈 호기별 위도, 경도, 해발고도 : 발전기 내 터빈의 호기별 위도, 경도, 해발고도를 각기 작성한다. 작성된 자료는 발전기 내 설비 배치도와 일치하여야 한다.
8. 터빈 호기별 명판 정보는 유/무효전력 정격용량, 정격전압, Droop Setting, Dead-band 등을 포함한다.
9. 터빈 호기별 정격용량~파워커브 : 터빈 호기별 자료를 말하나, 발전기 내 터빈 특성이 동일한 경우 1기의 자료로 대체할 수 있다.
10. PMS 출력제어 특징 : 풍력과 연계된 ESS가 설치되는 경우 PMS의 적정출력 제어방식, 충/방전시간, SOC 셋팅 등 ESS 제어와 관련한 Application 설정 내용을 말한다.
11. 풍향계측타워 또는 원격감지계측기 설치위치 및 센서 높이 : 20MW 초과하는 발전기인 경우 설치된 기상자료취득장치의 위도, 경도 위치 및 센서 높이를 말한다.
12. 전력계통 해석 프로그램 모델 : 송전계통에 연계되는 발전기인 경우 전력계통 안정도 모의를 위하여 전력계통 해석 프로그램(PSS/E 등)에 적용된 일반모델 Data Sheet를 제출한다.

번호	파라미터명	값	비고
1	P		
2	P+1		
3	P+2		
.	.		
.	.		
n+1	P+n		

13. 특성자료 담당자 연락처, 이메일 : 특성자료를 작성 및 전력거래소의 문의사항을 대응할 수 있는 담당자 내선번호, 휴대전화번호, 이메일을 말한다.
14. 운전원 연락처 : 전력거래소 급전지시 관련 문자 메시지, 전화를 대응할 수 있는 운전원 휴대전화번호를 말한다.

[별지 제113호서식] [신설 2020.4.29.] <개정 2024.10.29.>

태양광발전기 특성자료

항 목			단 위	DATA	비 고
발전기 일반자료	사업자명		Text		90kW 초과시 작성
	발전기명		Text		
	발전기 위치(주소 및 위도, 경도)		Text, 도(°)		
	발전기 내 설비 배치도 및 단선도		Diagram/Text		
	발전기 운전시점		Date		
	계통연계모선		Text		
	연계모선전압		kV		
	연계선로 유형(송전선로/배전선로)		유형 선택		
	계약전력		kW		
	정격용량		kW		
	패널(모듈) 개수		대		
	인버터 개수		대		
	ESS 설치 여부		Yes/No		
특성자료	패널(모듈)	정격용량	kW		
		제작사	text		
		모델명	text		
		온도계수	℃		
		변환효율	%		
	인버터	정격용량	kW		
		제작사	text		
		모델명	text		
		인버터 동작모드	text		
	어레이	어레이 형식 (추적식(단축/양축),고정식/고정가변식)	유형 선택		
		냉각장치 설치 여부	Yes/No		
		경사각	도(°)		
		방위각	도(°)		
ESS (설치시)	설비용량		kW		태양광 연계형 ESS를 설치한 경우 작성
	최대/최소 방전용량		kW		
	최대/최소 충전용량		kW		
	PMS 출력제어 특징		Text		
기 타	기상자료취득장치 위도, 경도 (일사량계 및 외기온도계)		도(°)		1MW 초과시 작성
	특성자료 담당자 연락처, 이메일		Text		전력시장 참여시 작성
	운전원 연락처		Text		
계통해석 모델	전력계통 해석 프로그램에 적용된 일반모델		Data Sheet /매뉴얼		송전계통에 연계된 경우

○ 작성요령

1. 발전기명 : 제1.1.2조 104호의 ‘신・재생에너지발전기’ 용어의 정의에 따라 동일사업자가 운영하는 2기 이상의 발전기가 동일 모선에 연계된 경우 1기의 발전기로 본다. 따라서 발전기명은 동일 모선에 연계된 모듈의 집합인 발전단지 명칭으로 기재한다.
2. 계통연계모선 : 발전기가 전력계통에 연계되는 모선으로 한전 변전소 또는 개폐소를 말한다.
3. 연계모선전압 : 345kV, 154kV, 70kV, 22.9kV로 나뉜다.
4. 연계선로 유형 : 발전기 연계선로가 송전선로인지 배전선로인지 구분한다.
5. 계약전력 : 제1.1.2조의 정의에 따른 발전기 단위의 송배전용전기설비이용계약 또는 전력수급계약(PPA) 상의 계약전력을 말한다.
6. 정격용량 : 제1.1.2조의 정의에 따른 발전기 단위의 정격용량을 말한다.
7. 패널(모듈) 개수 : 발전기 내 패널(모듈) 개수를 말한다.
8. 인버터 개수 : 발전기 내 인버터 개수를 말한다.
9. 패널(모듈) 특성자료 : 패널(모듈) 1기에 대한 정격용량, 제작사, 모델명, 온도계수, 변환효율을 작성한다. 발전기 내 다른 모델의 패널(모듈)이 혼합하여 구성되어 있는 경우 모델별로 자료를 작성하고 설비 배치도상 모델 위치를 기입하여 제출한다.
10. 인버터 특성자료 : 인버터 1기에 대한 정격용량, 제작사, 모델명을 작성한다. 발전기 내 다른 모델의 인버터가 혼합하여 구성되어 있는 경우 모델별로 자료를 작성하고 설비 배치도상 모델 위치를 기입하여 제출한다.
11. 어레이 경사각, 방위각 : 어레이 형식에 따라 경사각(남북방향), 방위각(동서방향) 정보를 말한다.
12. PMS 출력제어 특징 : 태양광 연계형 ESS가 설치되는 경우 PMS의 적정출력 제어방식, 충/방전시간, SOC 셋팅 등 ESS 제어와 관련한 Application 설정 내용을 말한다.
13. 기상자료취득장치 위도, 경도 : 1MW 초과하는 발전기인 경우 설치된 일사량계 및 외기온도계의 위도, 경도 정보를 말한다.
14. 전력계통 해석 프로그램 모델 : 송전계통에 연계되는 발전기인 경우 전력계통 안정도 모의를 위하여 전력계통 해석 프로그램(PSS/E 등)에 적용된 일반모델 Data Sheet를 제출한다.

번호	파라미터명	값	비고
1	P		
2	P+1		
3	P+2		
.	.		
.	.		
n+1	P+n		

15. 특성자료 담당자 연락처, 이메일 : 특성자료를 작성 및 전력거래소의 문의사항을 대응할 수 있는 담당자 내선번호, 휴대전화번호, 이메일을 말한다.
16. 운전원 연락처 : 전력거래소 급전지시 관련 문자 메시지, 전화를 대응할 수 있는 운전원 휴대전화번호를 말한다.

[별지 제114호서식] [신설 2020.10.1.] <개정 2024.10.29.>

연료전지발전기 특성자료

항 목			단 위	DATA	비 고
발전기 일반자료	사업자명		Text		1MW초과시 작성
	발전기명		Text		
	발전기 위치(주소 및 위도, 경도)		Text, 도(°)		
	발전기 내 설비 배치도 및 단선도		Diagram/Text		
	발전기 운전시점		Date		
	계통연계모선		Text		
	연계모선전압		kV		
	연계선로 유형(송전선로/배전선로)		유형 선택		
	계약전력		kW		
	정격용량		kW		
	연료전지 개수		대		
	인버터 개수		대		
	ESS 설치 여부		Yes/No		
특성자료	연료전지	정격용량	kW		
		제작사	text		
		모델명	text		
		종류	text		
		평균발전효율	%		
		설비이용률	%		
		가동-Cold 시간	Hr		
		출력 증발률	kW/s		
		출력 감발률	kW/s		
		기동소요시간	hh:mm		
		계통분리시간	hh:mm		
		최소정지시간	hh:mm		
		최소발전용량 도달시간	hh:mm		
		최대발전용량	MW		
		최소발전용량	MW		
		출력증가 소요시간	hh:mm		
		출력감소 소요시간	hh:mm		
	인버터	정격용량	kW		
		제작사	text		
		모델명	text		
		인버터 동작모드	text		
ESS (설치시)	설비용량		kW		연료전지 연계형 ESS를 설치한 경우 작성
	최대/최소 방전용량		kW		
	최대/최소 충전용량		kW		
	PMS 출력제어 특징		Text		
계통해석 모델	전력계통 해석 프로그램에 적용된 일반모델		Data Sheet /매뉴얼		송전계통에 연계된 경우
기타	특성자료 담당자 연락처, 이메일		Text		전력시장 참여시 작성
	운전원 연락처		Text		

○ 작성요령

1. 발전기명 : 제1.1.2조 104호의 ‘신・재생에너지발전기’ 용어의 정의에 따라 동일사업자가 운영하는 2기 이상의 발전기가 동일 모선에 연계된 경우 1기의 발전기로 본다. 따라서 발전기명은 동일 모선에 연계된 모듈의 집합인 발전단지 명칭으로 기재한다.
2. 계통연계모선 : 발전기가 전력계통에 연계되는 모선으로 한전 변전소 또는 개폐소를 말한다.
3. 연계모선전압 : 345kV, 154kV, 70kV, 22.9kV로 나뉜다.
4. 연계선로 유형 : 발전기 연계선로가 송전선로인지 배전선로인지 구분한다.
5. 계약전력 : 제1.1.2조의 정의에 따른 발전기 단위의 송배전용전기설비이용계약 또는 전력수급계약(PPA) 상의 계약전력을 말한다.
6. 정격용량 : 제1.1.2조의 정의에 따른 발전기 단위의 정격용량을 말한다.
7. 연료전지 개수 : 발전기 내 연료전지 개수를 말한다.
8. 인버터 개수 : 발전기 내 인버터 개수를 말한다.
9. 연료전지 특성자료 : 연료전지 1기에 대한 정격용량, 제작사, 모델명, 종류(PEMFC, PAFC, MCFC, SOFC), 평균발전효율, 설비이용률, 가동-Cold시간, 출력 증・감발률, 기동소요시간, 계통분리시간, 최소정지시간, 최소발전용량 도달시간, 최대발전용량, 최소발전용량, 출력증가 소요시간, 출력감소 소요시간을 작성한다. 발전기 내 다른 모델의 연료전지가 혼합하여 구성되어 있는 경우 모델별로 자료를 작성하고 설비 배치도상 모델 위치를 기입하여 제출한다. 연료전지의 출력 증・감발률은 연료전지 1대의 초당 증・감발률을 의미한다.
   - 기동소요시간 : 발전기가 급전지시를 받은 시각부터 전력계통에 연결되는 시각까지 소요되는 시간. 발전기 상태에 따라 필요시 열간/온간/냉간으로 구분한다.
   - 계통분리시간 : 발전기가 최소발전용량으로 운전중 정지 지시를 받은 시각부터 전력계통에서 분리되는데까지 소요되는 시간
   - 최소정지시간 : 발전기가 계통분리 이후 계통연결 될 수 있기까지의 최소 시간간격으로 발전기 운영의 안정성을 보증하기 위하여 최소한 정지되어야 하는 시간. 여기서, 정지시간이란 발전기 차단기가 열린 시점부터 발전기의 차단기가 닫힌 시점까지이다.
   - 최소발전용량 도달시간 : 발전기가 전력계통에 연결되는 시각부터 최소발전용량까지 도달하는데 걸리는 시간. 발전기 상태에 따라 필요시 열간/온간/냉간으로 구분한다.
   - 최대발전용량 : 송전단 기준 발전기가 연속운전으로 최대 발전할 수 있는 용량
   - 최소발전용량 : 송전단 기준 발전기가 환경규제(대기환경보전법 등)를 준수하면서 안정한 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량
   - 출력증가 소요시간 : 발전기가 최소발전용량으로 운전중 출력증가 지시를 받은 시각부터 최대발전용량으로 출력이 증가되기까지 소요되는 시간
   - 출력감소 소요시간 : 발전기가 최대발전용량으로 운전중 출력감소 지시를 받은 시각부터 최소발전용량으로 출력이 감소되기까지 소요되는 시간
10. 인버터 특성자료 : 인버터 1기에 대한 정격용량, 제작사, 모델명을 작성한다. 발전기 내 다른 모델의 인버터가 혼합하여 구성되어 있는 경우 모델별로 자료를 작성하고 설비 배치도상 모델 위치를 기입하여 제출한다.

11. PMS 출력제어 특징 : 연료전지 연계형 ESS가 설치되는 경우 PMS의 적정출력 제어방식, 충/방전시간, SOC 셋팅 등 ESS 제어와 관련한 Application 설정 내용을 말한다.
12. 전력계통 해석 프로그램 모델 : 송전계통에 연계되는 발전기인 경우 전력계통 안정도 모의를 위하여 전력계통 해석 프로그램(PSS/E 등)에 적용된 일반모델 Data Sheet를 제출한다.

번호	파라미터명	값	비고
1	P		
2	P+1		
3	P+2		
.	.		
.	.		
n+1	P+n		

13. 특성자료 담당자 연락처, 이메일 : 특성자료를 작성 및 전력거래소의 문의사항을 대응할 수 있는 담당자 내선번호, 휴대전화번호, 이메일을 말한다.
14. 운전원 연락처 : 전력거래소 급전지시 관련 문자 메시지, 전화를 대응할 수 있는 운전원 휴대전화번호를 말한다.

[별지 제115호서식] [신설 2024.10.29.]

기타 비중앙급전발전기 특성자료
(풍력, 태양광, 연료전지 外)

항 목		단 위	DATA	비 고
일반자료	사업자명	Text		
	발전기명	Text		
	발전기 위치(주소 및 위도, 경도)	Text, 도(°)		
	발전기 내 설비 배치도 및 단선도	Diagram/Text		
	발전기 운전시점	Date		
	계통연계모선	Text		
	연계모선전압	kV		
	연계선로 유형(송전선로/배전선로)	유형 선택		
	정격용량	kW		
특성자료	제작사	text		
	모델명	text		
	세부 연료원	text		
	기동소요시간	hh:mm		
	계통분리시간	hh:mm		
	최소정지시간	hh:mm		
	최소발전용량 도달시간	hh:mm		
	최대발전용량	MW		
	최소발전용량	MW		
	출력증가 소요시간	hh:mm		
	출력감소 소요시간	hh:mm		
기타	특성자료 담당자 연락처, 이메일	Text		전력시장 참여시 작성
	운전원 연락처	Text		

○ 작성요령

1. 계통연계모선 : 발전기가 전력계통에 연계되는 모선으로 한전 변전소 또는 개폐소를 말한다.
2. 연계모선전압 : 345kV, 154kV, 70kV, 22.9kV로 나뉜다.
3. 연계선로 유형 : 발전기 연계선로가 송전선로인지 배전선로인지 구분한다.
4. 정격용량 : 제1.1.2조의 정의에 따른 발전기 단위의 정격용량을 말한다.
5. 발전기 특성자료 : 기동소요시간, 계통분리시간, 최소정지시간, 최소발전용량 도달시간, 최대발전용량, 최소발전용량, 출력증가 소요시간, 출력감소 소요시간을 작성한다.

- 기동소요시간 : 발전기가 급전지시를 받은 시각부터 전력계통에 연결되는 시각까지 소요되는 시간. 발전기 상태에 따라 필요시 열간/온간/냉간으로 구분한다.
- 계통분리시간 : 발전기가 최소발전용량으로 운전중 정지 지시를 받은 시각부터 전력계통에서 분리되는데까지 소요되는 시간
- 최소정지시간 : 발전기가 계통분리 이후 계통연결 될 수 있기까지의 최소 시간간격으로 발전기 운영의 안정성을 보증하기 위하여 최소한 정지되어야 하는 시간. 여기서, 정지시간이란 발전기 차단기가 열린 시점부터 발전기의 차단기가 닫힌 시점까지이다.
- 최소발전용량 도달시간 : 발전기가 전력계통에 연결되는 시각부터 최소발전용량까지 도달하는데 걸리는 시간. 발전기 상태에 따라 필요시 열간/온간/냉간으로 구분한다.
- 최대발전용량 : 송전단 기준 발전기가 연속운전으로 최대 발전할 수 있는 용량
- 최소발전용량 : 송전단 기준 발전기가 환경규제(대기환경보전법 등)를 준수하면서 안정한 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량
- 출력증가 소요시간 : 발전기가 최소발전용량으로 운전중 출력증가 지시를 받은 시각부터 최대발전용량으로 출력이 증가되기까지 소요되는 시간
- 출력감소 소요시간 : 발전기가 최대발전용량으로 운전중 출력감소 지시를 받은 시각부터 최소발전용량으로 출력이 감소되기까지 소요되는 시간

6. 특성자료 담당자 연락처, 이메일 : 특성자료를 작성 및 전력거래소의 문의사항을 대응할 수 있는 담당자 내선번호, 휴대전화번호, 이메일을 말한다.
7. 운전원 연락처 : 전력거래소 급전지시 관련 문자 메시지, 전화를 대응할 수 있는 운전원 휴대전화번호를 말한다.

[별지 제116호서식] [신설 2020.7.8.]

채권양도통지서 반송 안내

■ 등기번호 :

■ 등기내용 :
- 채권양도인 :
- 채권양수인 :

1. 귀 사가 발송하신 채권양도 통지 관련입니다.

2. 전력시장운영규칙 6.4.7에 따르면 거래당사자는 공급인증서 거래를 통해 전력거래소에 대하여 가지는 권리를 제 3자에게 양도하거나 담보로 제공할 수 없습니다.

3. 이에 따라 양도자가 한국전력거래소로부터 수령할 공급인증서매매대금 채권의 양도는 효력이 인정되지 않습니다. 따라서 귀사가 발송하신 서류도 동봉하여 반송함을 알려드립니다.

한국전력거래소 이사장 (직인생략)

[별지 제117호서식] [신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18.>

<table>
<tr><td colspan="5">□ 발전사업자(개별자원)
□ 중개사업자(예측형 집합전력자원)
예측제도 시험/등록 신청서</td></tr>
<tr><td rowspan="4">신청인</td><td colspan="2">상 호(명칭)</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>대 표 자 명</td><td></td><td>전화번호</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">주 소(본사)</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td colspan="2">사업자등록번호</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td colspan="2">□시험월 / □등록월</td><td colspan="3">○○년 ○○월</td></tr>
<tr><td colspan="2">보유자원*</td><td>구 분</td><td>주요자원</td><td>보조자원</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="6">개별자원</td><td>보유자원명**</td><td>○○○</td><td>○○○</td></tr>
<tr><td>발전기명</td><td>○○○</td><td>○○○</td></tr>
<tr><td>발전기번호</td><td>○○○</td><td>○○○</td></tr>
<tr><td>지역</td><td>○○○</td><td>○○○</td></tr>
<tr><td>설비용량</td><td>kW</td><td>kW</td></tr>
<tr><td>발전원</td><td>○○○</td><td>○○○</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="6">예측형
집합전력자원</td><td>보유자원명</td><td>○○○</td><td>○○○</td></tr>
<tr><td>발전기명</td><td>○○○</td><td>○○○</td></tr>
<tr><td>발전기번호</td><td>○○○</td><td>○○○</td></tr>
<tr><td>지역</td><td>○○○</td><td>○○○</td></tr>
<tr><td>설비용량</td><td>kW</td><td>kW</td></tr>
<tr><td>발전원</td><td>○○○</td><td>○○○</td></tr>
<tr><td colspan="5">* 본 양식에는 대표자원 1개만을 기재하고, 모든 소속자원을 별도 엑셀로 제출
** 개별자원 및 예측형집합전력자원에 부여된 가상의 자원명
전력시장운영규칙 제14.3.1조 제1항 또는 제14.3.3조에 따라 예측제도 (등록시험 □) / (대상자원 등록 □)을 위와 같이 신청합니다.
년월일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하</td></tr>
</table>

[별지 제118호서식] [신설 2020.10.1.]

전력시장운영규칙 준수 동의서

본인은 재생에너지 발전량 예측제도 참여자로서 본 제도의 공정하고 원활한 운영을 위해 전력시장운영규칙 제14.1.3조를 준수하는 것에 동의합니다.

년 월일

상호명

대표자 (인)

[별지 제119호서식] [신설 2020.10.1.] <개정 2021.9.18., 2025.2.11.>

재생에너지 예측발전량 제출서(등록시험 □ / 대상자원 □)

1. 제출일(1차 □ / 1차(변경) □ / 2차 □ / 2차(변경) □) :
2. 예측제도 참여희망자명/참여자 :
3. 보유자원명 :
4. 보유자원 소속계통(육지/제주) :
5. 시간대별 예측발전량 (단위 : kWh)

순번	회원명	보유자원명	발전기 구분		발전원	지역	설비용량	ESS 충전/방전	적용거래일	D																							
			발전기명	CBP번호						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

6. 예측제도 참여자/참여희망자 서명___
7. 접수시각 접수자___ (서명)

[별지 제120호서식] [신설 2020.10.1.]

예측제도 등록시험 결과 통지서

예측제도 참여희망자명		**보유자원명**	
예 측 오 차 율	%	**통 지 일 자**	. . .
등록가능 여부 (가능/불가)			

귀 참여희망자는 등록시험 기간(1개월) 평균 예측오차율에 따라 등록가능/등록불가함을 통지하오니, 등록가능한 경우 해당 통지서를 수령한 달의 말일 5일 전까지 예측제도 등록신청서(전력시장운영규칙 별지 제117호서식) 및 전력시장운영규칙 준수 동의서(전력시장운영규칙 별지 제118호서식)를 제출하여 주시기를 바랍니다.

[별지 제121-1호서식] [신설 2020.10.1.]

주간전력수급전망용 자료제출서 (일반발전기)

1. 전망기간 년 월 일 ~ 년 월 일 (D ~ D+6)
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 제출자료 : 공급가능용량(송전단), 발전단전환비, 제약유형(1:하한, 2:고정, 3:상한), 제약량(송전단)

구 분		시 간																							
전망일	제출항목	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
D	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+1	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+2	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+3	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+4	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+5	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+6	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								

5. 특기사항(참고사항) :
6. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____
7. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제121-2호서식] [신설 2020.10.1.]

주간전력수급전망용 자료제출서 (복합발전기 GT모드)

1. 전망기간 년 월 일 ~ 년 월 일 (D ~ D+6)
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 제출자료 : 공급가능용량(송전단), 발전단전환비, 제약유형(1:하한, 2:고정, 3:상한), 제약량(송전단)

구 분		시 간																							
전망일	제출항목	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
D	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+1	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+2	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+3	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+4	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+5	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+6	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								

5. 특기사항(참고사항) :
6. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____
7. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제121-3호서식] [신설 2020.10.1.]

주간전력수급전망용 자료제출서 (복합발전기 CC모드)

1. 전망기간 년 월 일 ~ 년 월 일 (D ~ D+6)
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 제출자료 : 공급가능용량(송전단), 발전단전환비, 제약유형(1:하한, 2:고정, 3:상한), 제약량(송전단)

구 분		시 간																							
전망일	제출항목	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
D	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+1	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+2	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+3	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+4	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+5	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								
D+6	공급가능용량																								
	발전단전환비																								
	제약유형																								
	제약량																								

5. 특기사항(참고사항) :
6. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____
7. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제122호서식] [신설 2021.1.1.] <삭제 2024.2.13.>

[별지 제123호서식] [신설 2021.9.18.]

☐ 발전사업자(개별자원)
☐ 중개사업자(예측형 집합전력자원)

예측제도 시험자원/대상자원 설비용량 변동신고

신청인	상호(명칭)				
	사업자등록번호		전화번호		
	보유자원명*	* 개별자원 및 예측형집합전력자원에 부여된 가상의 자원명			
	제출일자(연월일순)				

발전기명	발전기코드	발전원	지역	전력시장 설비용량(kW)	설비용량(kW)		변경일시 (YYMMDDHHMM)
					이전	변경	

ㅇ 변경사유(증빙자료 제출 필수)

ㅇ 신고인__ (서명) ㅇ 접수자__ (서명)

[별지 제124호서식] [신설 2021.9.18.]

예측제도 시험자원/대상자원 출력제어 신고

상호(명칭)		전화번호	
주소(본사)			
사업자등록번호			
보유자원명*	* 개별자원 및 예측형집합전력자원에 부여된 가상의 자원명		
자원구분	□ 발전사업자(개별자원) □ 중개사업자(예측형 집합전력자원) ※ 예측형 집합전력자원 내 소규모자원 출력제한시 세부자원명은 엑셀로 제출		
요청대상	□ 한국전력거래소 □ 기타 ( ) ※ 기타에 체크한 경우, 증빙자료 제출 필수		

ㅇ 출력제한 대상설비

발전기명	발전기코드	발전원	지역	출력제한 사유

ㅇ 출력제한(급전지시 등) 일시

시작일시(YYMMDDHHMM)	종료일시(YYMMDDHHMM)

※ 제출일시는 전자우편 또는 모사전송 수단의 수신 시간을 기준으로 함

ㅇ 신고인___(서명) ㅇ 접수자___(서명)

[별지 제125호 서식] [신설 2023.8.30.] <개정 2024.2.28., 2025.8.6.>

급전가능재생에너지자원 등록 신청서

☐ 발전사업자(급전가능재생에너지발전기)
☐ 중개사업자(급전가능집합전력자원)

신청인	상호(명칭)			
	대표자명		전화번호	
	주소(본사)			
	사업자등록번호			
등록시행일		‘○○ 년 (3월 / 9월)		
보유자원*	구분		주요자원	보조자원
급전가능재생에너지발전기	자원명**			
	연계전압/연계변전소			
	발전원		풍력 / 태양광	전기저장장치
	설비용량		MW	MW / MWh
급전가능집합전력자원	자원명**			
	모집권역			
	설비용량계		MW	MW / MWh

* 본 양식에는 합산용량을 기재하고, 모든 보유자원을 e-powermarket으로 제출
** 보유자원 및 급전가능집합전력자원에 부여하고자 하는 가상의 자원 명

전력시장운영규칙 제16.2.5조에 따라 위의 내용에 대한 자원을
급전가능재생에너지자원으로 등록신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제126호 서식]

전력시장운영규칙 준수 동의서

본인은 급전가능재생에너지자원으로서 본 제도의 공정하고 원활한 운영을 위해 전력시장 운영규칙 제16.1.9조를 준수하는 것에 동의합니다.

년 월 일

상호명

대표자 (인)

[별지 제127호 서식] [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

<table>
<tr><td>☐ 신규 ☐ 변경 ☐ 연장</td><td colspan="3">연료형 준중앙급전발전기 등록신청서</td></tr>
<tr><td rowspan="2">발전사업자 상호(명칭)</td><td rowspan="2"></td><td>전력거래 담당자</td><td>전화번호(담당자명)</td></tr>
<tr><td>급전지시 담당지</td><td>전화번호(담당자명)</td></tr>
<tr><td>발전기명</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>발전기코드/전력거래자코드</td><td colspan="3">/</td></tr>
<tr><td>거래개시</td><td colspan="3">년 월</td></tr>
<tr><td>지역구분</td><td colspan="3">
<table>
<tr><td colspan="3">수도권</td><td colspan="14">비수도권</td></tr>
<tr><td>☐
서
울</td><td>☐
인
천</td><td>☐
경
기</td><td>☐
강
원</td><td>☐
경
남</td><td>☐
경
북</td><td>☐
전
남</td><td>☐
전
북</td><td>☐
충
남</td><td>☐
충
북</td><td>☐
대
전</td><td>☐
광
주</td><td>☐
대
구</td><td>☐
세
종</td><td>☐
울
산</td><td>☐
부
산</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>소재지(상세주소)</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>연계변전소명</td><td colspan="3">연계 변전소명</td></tr>
<tr><td>연계전압</td><td colspan="3">345kV, 154kV, 22.9kV</td></tr>
<tr><td>발전원 또는 발전연료</td><td colspan="3">☐ 바이오, ☐ 석탄, ☐ 연료전지, ☐ 수력, ☐ LNG, ☐ 유류
☐ 매립가스, ☐ 폐기물, ☐ 기타</td></tr>
<tr><td>용 도 구 분</td><td colspan="3">☐ 발전사업용 ☐ 집단에너지사업용</td></tr>
<tr><td>설 비 용 량</td><td colspan="3">MW / 발전기 대수 :대</td></tr>
<tr><td>비고</td><td colspan="3">☐ 기타사항 (전력거래소의 요청사항 및 발전사업자의 특이사항 등 작성)</td></tr>
</table>

[별지 제127-1호 서식] [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

<table>
<tr><td colspan="2">☐ 신규 ☐ 변경</td><td colspan="3">연료형 준중앙급전발전기 특성자료 제출서</td></tr>
<tr><td colspan="2">발전사업자 상호(명칭)</td><td></td><td>담당자</td><td>전화번호(담당자명)</td></tr>
<tr><td colspan="2">발전기명</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">발전기코드/전력거래자코드</td><td colspan="3">/</td></tr>
<tr><td rowspan="2">급전지시
특성자료</td><td>출력제어
범위</td><td colspan="3">☐ 최대발전용량 : MW / ☐ 최소발전용량 : MW
☐ 제어가능용량(최대발전용량 - 최소발전용량) : MW</td></tr>
<tr><td>출력제어
시간</td><td colspan="3">☐ 운전 중 최대발전용량 도달시간 : h
☐ 운전 중 최소발전용량 도달시간 : h</td></tr>
<tr><td rowspan="3">보조서비스
특성자료</td><td>GF운전범위</td><td colspan="3">☐ GF상한용량 : MW / ☐ GF하한용량 : MW</td></tr>
<tr><td>속도조정률</td><td colspan="3">☐ 속도조정률 : %</td></tr>
<tr><td>부동대</td><td colspan="3">☐ 부동대 : %</td></tr>
<tr><td colspan="2">비고</td><td colspan="3"></td></tr>
</table>

[별지 제127-2호 서식] [신설 2024.10.8.] <개정 2026.1.28.>

☐ 신규 ☐ 변경	연료형 준중앙급전발전기 발전가격 제출서		
발전사업자 상호(명칭)		담당자	전화번호(담당자명)
발전기명			
발전기코드/ 전력거래자코드	/		
발전가격	☐ 발전가격 : 원/kWh * 등록시험 합격 후 거래개시일 5일(영업일 기준) 전까지 제출		
비고	☐ 기타사항(전력거래소 요청에 따른 근거자료 제출 등)		

[별지 제127-3호 서식] [신설 2026.1.28.]

<table>
<tr><td>☐ 신규 ☐ 변경 ☐ 연장</td><td colspan="4">재생에너지형 준중앙급전자원 등록신청서</td></tr>
<tr><td>급전자원 타입</td><td colspan="4">☐ 재생에너지형 준중앙급전발전기
☐ 재생에너지형 준중앙집합전력자원</td></tr>
<tr><td>출력제어 타입</td><td colspan="4">☐ 연속제어형 준중앙급전자원
☐ 고정제어형 준중앙급전자원</td></tr>
<tr><td rowspan="2">사업자 상호(명칭)</td><td rowspan="2"></td><td>전력거래 담당자</td><td colspan="2">전화번호(담당자명)</td></tr>
<tr><td>급전지시 담당지</td><td colspan="2">전화번호(담당자명)</td></tr>
<tr><td>소재지(상세주소)</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>사업자등록번호</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>거래개시일</td><td colspan="4">년 월</td></tr>
<tr><td>발전기명 또는 집합전력자원명</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>연계전압/연계변전소</td><td colspan="4">345kV, 154kV, 22.9kV / 연계 변전소명</td></tr>
<tr><td rowspan="2">주요자원*</td><td>발전원</td><td colspan="2">☐ 태양광</td><td colspan="2">☐ 풍력</td></tr>
<tr><td>설비용량</td><td colspan="2">설비용량 : MW
발전기 대수 : 대</td><td colspan="2">설비용량 : MW
발전기 대수 : 대</td></tr>
<tr><td>보조자원 (전기 저장장치)</td><td>설비용량</td><td colspan="2">MW / MWh</td><td colspan="2">MW / MWh</td></tr>
<tr><td>첨부서류</td><td colspan="4">1. 순시 전압 저하시 유지 성능(LVRT) 증빙서류
2. 순시 주파수 저하시 유지 성능(LFRT) 증빙서류</td></tr>
<tr><td>비고</td><td colspan="4">☐ 기타사항 (특이사항 등 작성)</td></tr>
</table>

* 본 양식에는 발전원별 합산값을 기재하고, 모든 개별자원에 대한 설비용량을 별도 엑셀로 제출

[별지 제128호서식] [신설 2020.7.8.] <서식 번호 변경 및 개정 2024.10.29.>

영수증 서식

<table>
<tr><td>0303-1B</td><td colspan="11">영 수 증
(공급받는자용)</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="13">근거 : 부가가치세법시행령 제73조 제7항</td></tr>
<tr><td rowspan="4">공
급
자</td><td colspan="2">사업자등록번호</td><td colspan="10"></td></tr>
<tr><td colspan="2">상 호</td><td colspan="5"></td><td>성 명</td><td colspan="4">(인)</td></tr>
<tr><td colspan="2">사 업 장 주 소</td><td colspan="10"></td></tr>
<tr><td colspan="2">업 태</td><td colspan="5"></td><td>종 목</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="3">작 성 일 자</td><td colspan="9">공 급 대 가</td><td>비 고</td></tr>
<tr><td>년</td><td>월</td><td>일</td><td>억</td><td>천</td><td>백</td><td>십</td><td>만</td><td>천</td><td>백</td><td>십</td><td>일</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="3">품목</td><td colspan="3">단가</td><td colspan="3">수량</td><td colspan="4">공급대가</td></tr>
<tr><td colspan="3">REC 거래금</td><td colspan="3"></td><td colspan="3"></td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="3"></td><td colspan="3"></td><td colspan="3"></td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="3"></td><td colspan="3"></td><td colspan="3"></td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td colspan="13">위 금액을 영수(청구)함.

한국전력거래소 귀하</td></tr>
</table>

[별지 제129호 서식] [신설 2025.1.8.]

<table>
<tr><td colspan="5">중앙계약 권리양도 신청서</td></tr>
<tr><td rowspan="5">신
청
인</td><td>회 사 명</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>대 표 자 명</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>전 화 번 호</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>주 소(본 사)</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>사업자등록번호</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">신청 내용 및 대상</td><td colspan="3">(양수/분할/합병/주식취득)에 따른
중앙계약 권리양도
[계약번호 : ○○○○ (20xx.xx.xx.)]</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">담 당 자 명</td><td rowspan="2"></td><td>이메일</td><td></td></tr>
<tr><td>전화번호</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="5">전력시장운영규칙 제15.2.7조 제7항에 따라 위와 같이 중앙계약의 권리양도를 신청합니다.

년월일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하</td></tr>
<tr><td>첨
부
서
류</td><td colspan="4">1. 사업개요 및 양수도(안)
2. 양수 이유서(양수자)
3. 양수에 관한 계약서
4. 양수자 및 출자자의 일반현황
5. 양수자의 사업추진 재무능력 입증자료
6. 설비 현황
7. 전기설비 건설운영 관련 협력 의향서 등
8. 사업 추진현황 및 계획
9. 발전사업 허가증(양도자)
10. 확인서(양도자)
11. 확인서(양수자)</td></tr>
</table>

※ 첨부서류 양식은 중앙계약시장위원회에서 별도로 정함

[별지 제130호 서식] [신설 2025.1.8.]

중앙계약 권리의무 승계확약서

본 000사(대표: ㅇㅇㅇ)는 중앙계약시장에서 체결된 중앙계약(“양도대상계약”)에 따른 권리의무를 승계함에 있어 결격 사유가 있거나, 거짓이나 부정한 방법으로 자료를 제출하여 승인을 받는 경우에는 결격 사유의 정도에 따라 아래와 사항이 발생할 수 있음을 인지하고 확인합니다.

· 계약가격 및 계약기간 조정 등 페널티가 부과될 수 있음
· 양도대상계약이 해제 또는 해지될 수 있고, 해제일 또는 해지일로부터 3년간 중앙계약시장에 참여할 수 없음

아울러, 잔여 계약기간 동안 어떠한 조건의 변경없이 양도대상계약에 따른 권리의무를 완전히 준수함을 확약합니다.

20 . . .

대표자 : (인)

[별지 제131호 서식] [신설 2025.4.9.]

전력시장 직접구매에 관한 약정서

한국전력거래소(이하 "거래소"이라 한다)와 OOOO(이하 "직접구매자"이라 한다)는(은) 전력시장운영규칙 제3.2.2.4조(전력거래에 관한 약정체결)에 따라 "직접구매자"가 전력시장에 참여하여 전력을 직접구매하는 거래(이하 "직접구매"라 한다)에 관하여 다음과 같이 약정(이하 "본 약정"이라 한다)한다.

---------- 다 음 ----------

제1조(목 적) 본 약정은 전기사업법(이하 "법"이라 한다) 및 전력시장운영규칙(이하 "규칙"이라 한다)에 따라 전력시장에서의 직접구매에 대한 세부사항을 정하는 것을 목적으로 한다.

제2조(적용범위) 본 약정은 법 제32조(전력의 직접구매) 및 동법 시행령 제20조(전력의 직접 구매)에 따른 일정 규모 이상의 전기사용자가 전력시장에서 전력을 직접구매하는 경우 적용한다.

제3조(효 력) 본 약정은 규칙 제3.2.2.5조(직접구매의 거래개시)에 따라 "거래소"가 직접구매 거래개시를 승인하는 시점부터 "거래소"와 "직접구매자"의 직접구매가 종료할 때까지 효력이 있다.

제4조(직접구매 유지 및 거래종료절차)

(1) "직접구매자"는 본 약정을 체결할 당시의 규칙 제3.2.2.6조(직접구매자의 거래유지기간)에서 정한 거래유지기간이 경과하기 전까지 직접구매를 유지할 책임이 있다.

(2) "직접구매자"는 직접구매를 종료하고자 하는 경우 종료예정일로부터 최소 6개월 전까지 "거래소"에 직접구매를 종료하겠다는 의사를 서면으로 통지하여야 한다.

(3) "직접구매자"가 제1항을 위반하여 거래유지기간 만료일 이전 직접구매를 종료하는 경우, "거래소"는 규칙 제3.2.2.6조에 따라 "직접구매자"를 제재할 수 있고, 위 전력거래 종료일로부터 해당 거래유지기간의 최대 3배에 달하는 기간 동안 "직접구매자"의 직접구매를 위한 신청을 거부할 수 있다.

제5조(재정보증금액, 거래대금 결제 등)

(1) "직접구매자"는 규칙 제3.4.4조(재정보증금액 납부 및 검증) 제2항에 따라 통지된 재정보증금액을 거래개시 희망일 7일 전까지 "거래소"에 납부하여야 한다.

(2) "직접구매자"가 직접구매에 따라 납부해야 할 거래대금은 규칙에 따라 "직접구매자"가 부담해야 하는 모든 정산금의 합으로 한다.

(3) 거래대금의 결제일정 및 결제에 관한 세부사항은 규칙 제4.3.2조(거래대금 결제), 제4.3.6조(시장은행 계좌 등록 및 변경) 및 제4.3.9.조(정산 및 결제 세부절차)에 따른다.

제6조(채무불이행에 따른 조치) "직접구매자"가 규칙 제3.2.2.9조(채무불이행시 조치) 제1항에 따른 채무불이행이 발생한 경우 "거래소"는 규칙 제3.2.2.9조 제2항 각호의 조치를 이행하여야 하며, "직접구매자"는 납부해야 할 거래대금에 규칙 제3.2.2.10조(연체이자 산정 및 납부)에 의해 산정된 연체이자를 가산하여 "거래소"에 납부하여야 한다.

제7조(거래정지)

(1) 규칙 제3.2.2.9조(채무불이행시 조치) 제2항에 따른 거래정지 요건이 발생한 경우 "거래소"는 "직접구매자"에 거래정지 및 전기공급 중지에 관한 통지를 규칙 별지 제18호의 서식에 따라 팩스 또는 이메일 등을 이용하여 통보하여야 한다.

(2) 거래정지 통보 후 "거래소"는 "직접구매자"에 대한 전기공급이 중단되도록 행정조치를 취하고,"직접구매자"의 수전설비에 연계된 차단기 개방 등을 위해 필요한 기술적 조치를 전기사업자 등에게 요청하여야 한다.

(3) "직접구매자"와 "거래소"는 거래정지 및 전기공급 중지에 관한 통지를 한 날로부터 5일 이내에 전기공급 중단이 가능한 일시를 협의하여야 하며, 전기공급 중단이 가능한 일시는 거래정지 및 전기공급 중지에 관한 통지를 한 날로부터 39일 이내이어야 한다.

(4) 전기공급 중단이 가능한 일시를 협의로 정하지 못하였을 경우 "거래소"는 전기공급 중단 일시를 지정하고, "직접구매자"에게 지정일 3일 전 통보한다.

(5) "직접구매자"는 전기공급 중단 전 설비보존, 안전사고 예방 등을 위해 필요한 조치를 완료하여야 하며, 전기공급 중단으로 인한 모든 손실 및 사고의 처리에 대한 책임을 진다.

(6) "직접구매자"가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 "거래소"는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후, 개방된 차단기의 투입 등 전기공급 재개를 위한 기술적 조치를 전기사업자 등에게 요청하여야 한다.

(7) "직접구매자"는 전기공급 정지 및 재개에 소요되는 제반 비용을 부담한다.

제8조(기타)

(1) "직접구매자"는 송배전용 전기설비 이용계약 변경 등 전력거래에 영향을 줄 수 있는 행정적, 설비적 변경에 관해서는 사전에 "거래소"와 협의하고 시행하여야 한다.

(2) "직접구매자"는 규칙 제6.3.2조(자료 제출요구)에 따라, "거래소"의 자료 제출요구가 있을 경우 지체없이 응해야 한다.

(3) 본 약정에서 정하지 않은 사항은 법 및 규칙에 따른다.

(4) 본 약정의 효력, 이행 또는 위반과 관련하여 각 당사자 사이에 분쟁이 발생한 경우에는 각 당사자 사이에 우호적 해결을 시도하되, 여의치 아니한 경우 규칙 제7장에 따른 분쟁조정절차에 의하여 해결한다.

"거래소"와 "직접구매자"는 본 약정에 따른 내용을 준수할 것을 확약하며, 본 약정을 증명하기 위하여 약정서 2부를 작성하여 기명날인한 후 각각 1부씩 보관한다.

년 월 일

"거래소"	**"직접구매자"**
한국전력거래소 **전라남도 나주시 빛가람로 625 (빛가람동)** **이 사 장 : (인)**	

<첨부> 법인인감증명서 원본 1부 및 사업자등록증 사본 1부

[별지 제132호 서식] [신설 2026.1.28.]

급전지시 이행 준수 동의서

본인은 준중앙급전자원 운영 제도에 참여하는 발전사업자의 위탁운영자로서 본 제도의 공정하고 원활한 운영을 위해 다음 각 호의 사항에 대해 동의합니다.

1. 발전사업자가 제18.1.3조 의무를 준수하는 것에 동의
2. 제18.1.3조 의무 준수를 위한 위탁운영 업무를 성실히 수행할 것

년 월 일

발전사업자	위탁운영사업자
상호명 대표자 (인)	상호명 대표자 (인)

[부록 1]

분쟁조정 비용 및 예납 기준

1. 분쟁조정비용은 경비, 수당으로 구분한다.

가. 경비

분쟁조정인 및 간사의 소요경비, 증거, 증인, 또는 감정인의 소요경비, 검사 또는 조사경비, 녹음 또는 속기록의 작성경비, 통역 또는 번역경비, 기타 분쟁조정에 소요되는 일체의 경비를 말한다. 예납액은 분쟁조정 신청금액에 관계없이 3,000,000원으로 하며, 분쟁조정 종결시 사후 정산한다. <개정 2021.7.1.>

나. 수당

수당에는 분쟁조정인수당과 판정문작성수당이 있다.

분쟁조정인수당은 신청금액별로 다음(표1)과 같이 회당 3시간을 기준으로 정액 지급되며, 3시간을 초과하는 경우는 1시간이 초과할 때마다 표1의 수당 산출 근거를 준용하여 정산한다. <개정 2021.7.1.>

[표1] 수당표<개정 2021.7.1.>

신청금액	분쟁조정인수당 (분쟁조정인 1인당)	심리 횟수	산 출 근 거
1억원 이하 또는 신청금액이 없는 경우	2,250,000원	3	25만원 × 3시간 × 3회
1억원 초과 2억원 이하	3,000,000원	4	25만원 × 3시간 × 4회
2억원 초과	3,750,000원	5	25만원 × 3시간 × 5회

다만, 심리횟수를 초과하는 심리부터는 매 심리마다 회당 50,000원을 추가 지급한다. <개정 2021.7.1.>

판정문작성수당은 판정문을 작성하는 분쟁조정인에게만 지급하며, 1억원 이하 또는 신청금액이 없는 경우 500,000원, 신청금액이 1억원 초과 2억원 이하의 경우 800,000원, 2억원 초과의 경우 1,000,000원을 지급하며, 화해판정문의 경우는 위 금액의 1/2만 지급한다. <개정 2021.7.1.>

2. 분쟁조정비용 예납

분쟁당사자가 분쟁의 최종 해결을 위해 분쟁조정을 신청한 후 판정이 내려질 때까지 소요되는 비용으로 사무국에 납부하는 비용을 말하며 경비, 수당으로 구분한다.

신청인은 분쟁조정신청서를 접수할 때 우선 예납하지만, 추후 분쟁조정 판정에서 분쟁조정 비용에 대한 부담비율이 최종적으로 결정된다. 일반적으로 패소자가 분쟁조정 비용을 부담하기 때문에 신청인이 승소하면 예납금을 돌려받을 수 있다.

[부록 2]

전력시장운영규칙 개정이력

개정승인 일자	공고일 (시행일)	관련 규칙개정 위원회	개정내용
2026.10.26	2026.10.30 (2026.10.31)	2026년 정기3차, 긴급6차 및 긴급7차	○ **중앙계약전기저장장치 계통연계기준 전력시장운영규칙 개정(안)** - 중앙계약전기저장장치 계통연계 성능기준 수립 등 ○ **SET_POINT 적용 기준 명확화를 위한 제주 전력시장 시범사업 보완 전력시장운영규칙 개정(안)** - SET_POINT 상황별 적용 기준 신설, 출력 감발 지시여부 확인용 표시기 마련 등 ○ **정부승인차액계약 도입을 위한 전력시장 운영규칙 개정(안)** - 차액정산금 산정 대상 계약당사자 명확화 등 ○ **급전가능재생에너지자원의 추가등록 시행 요건 개선을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 재생에너지 입찰제 추가등록 허용 요건 확대 등 ○ **제주 직접전력거래 적용을 위한 제주 시범사업 정산기준 전력시장운영규칙 개정(안)** - 제주 시범사업 정산기준 내 직접PPA 관련 정산기준 추가 등 ○ **재생e 등 인버터 기반 설비 원격 출력제어성능 관리 및 성능확인 시험 절차 전력시장운영규칙 개정(안)** - 재생e 발전소 대상 원격출력제어 성능시험 결과에 대한 확인절차 명확화 등 ○ **공공기관 재정보증 면제범위 합리화를 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 직접구매자인 공공기관의 재정보증 면제 관련 신용등급 기준 및 범위 명확화 등 ○ **전력시장 재정보증제도 개선을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 채무불이행 기준 명확화, 재정보증기간 등 규정 일원화 등 리스크 관리 강화 및 효율화

			○ **미세먼지특별법 제18조에 따른 출력제한 시 비상대기예비력 정산을 위한 전력시장 운영규칙 개정(안)** - 비상대기예비력 입찰 및 정산 적용대상 등에 「미세먼지 저감 및 관리에 관한 특별법」 제18조 포함 등 ○ **재생에너지 발전기 등록절차 개선을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 재생에너지 발전기 등록 제출 서류 간소화 및 봉인 신청 일정 단축 등
2026.7.23	2026.7.24 (2026.7.25)	2026년 정기2차 및 긴급5차	○ **다조합 복합발전기 운전조합별 비용제도 순연을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 다조합복합발전기 운전조합별 비용제도 시행시기 연기 등 ○ **전력설비 휴전에 따른 송전제약 정보공개 확대 반영을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 전력설비 휴전에 따른 송전제약 정보공개 대상 및 통지 범위 확대 등 ○ **1차연료 변경 통지기한 단축 및 연료 변경 중 혼입 예외적용 전력시장운영규칙 개정(안)** - 1차연료 변경시 통지기한 단축 및 연료 변경 시 혼입 예외조항 추가 등 ○ **비용평가 세부운영규정의 공정하고 효율적인 운영을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 비용평가세부운영규정 개정제안권 확대 등 ○ **재생에너지전기저장판매사업 부가정산금 산정을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 부가정산금 및 직접전력거래량 산정 기준 마련 등 ○ **단순·경미한 사항에 대한 전력시장운영규칙 일괄개정(안)** - 과거 개정 중 단순 누락사항, 규정 명확화 등 단순·경미한 사항에 대한 일괄개정
2026.5.14	2026.5.20 (2026.5.21)	2026년 긴급4차	○ **제주 시범사업 급전가능재생에너지자원 등록제도 개선을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 제주 시범사업 급전가능재생에너지자원에 대한 등록 제도 절차 개선 등 ○ **육지 플러스DR 제도 활성화를 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 육지 플러스DR 제도 활성화를 위한 운영

			기반 개선 등
2026.4.24	2026.4.28 (2026.4.29)	2026년 정기1차, 긴급2차 및 긴급3차	○ **전력계통 부하모델 최신화를 위한 전력시장 운영규칙 개정(안)** - 부하모델 계수 조정, 갱신주기 신설, 주체 명확화 및 부하모델 갱신 운영체계 보완 등 ○ **신재생자료취득시스템 주·후비 체계 구축을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 신재생 데이터 취득 통신 이중화를 통해 차기 EMS의 주·후비 체계 구축 등 ○ **전력거래시스템 운영 절차 현행화를 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 전력거래시스템 운영 절차 등에 대한 규정 정비 및 명칭 통일 등 ○ **단순·경미한 사항에 대한 전력시장운영규칙 일괄개정(안)** - 과거 개정 중 단순 누락사항, 규정 명확화 등 단순·경미한 사항에 대한 일괄개정 ○ **수요자원 거래 제도 간소화 및 시험절차 완화를 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 미세먼지 저감에 따른 입낙찰조건 삭제 및 감축시험과 감축신뢰성시험 통합 등 ○ **기동비용 정산금(SUAP) 지급기준 개선을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 전력계통 사유로 발전계획에 반영되고 발전가격이 시장가격을 초과하는 경우, 기동비용 정산 가능토록 개선 등 ○ **직접전력거래 부대비용 완화 및 제도 보완을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 재생e 직접전력거래의 재정보증 수단 확대, 부가정산금 단가 기준 개선 등 ○ **신재생발전기 인버터 지속운전성능 강화를 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 신재생발전기 인버터의 과·저전압 발생시 연계유지 기능 강화 및 주파수 연계기준 강화 등 ○ **그리드포밍 기반 안정적 전력계통 운영을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 그리드포밍 정의, 성능요건 및 운영·관리 기준 신설 등
2026.3.16	2026.3.18 (2026.3.19)	2025년 정기3차	○ **비중앙급전발전기의 데이터 취득 안정화 및 보안 강화를 위한 실시간자료취득장치**

			변경 전력시장운영규칙 개정(안) - 기존 중앙급전 구역전기발전기 및 20MW 초과 200MW 미만 비중앙급전발전기(태·풍·연 제외)의 실시간 자료취득장치를 기존 자료연계형 단말장치에서 신재생자료취득장치로 변경 등
2026.1.27	2026.1.28 (2026.1.29)	2025년 정기3차, 긴급6차 및 긴급7차, 2026년 긴급1차	○ **소규모전력중개사업자 결제 안정성 강화를 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 중개사업자의 대금지급 채무불이행 차단 가능한 전용결제 시스템 도입 및 재정보증 면제 등 ○ **비중앙급전발전기 계통운영 급전지시 통신수단 관련 전력시장운영규칙 개정(안)** - 급전전화, 급전지시용 일반전화 성능요건 명확화 및 비중앙급전발전기 급전지시용 일반전화 설치의무 대상 확대 등 ○ **재생e 준중앙 제도 참여를 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 재생e 준중앙급전자원 정의 및 운영제도 관련 조항 신설 및 기존 연료형 준중앙급전발전기 휴일형 등록 조항 삭제 등 ○ **기동비용 지급기준 개선을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 발전사업자의 자기 사유 기동 후 정지 시, 비계획기동 추가 수행에 대한 기동비용 미정산 오류 개선 등 ○ **열공급발전기의 입찰정확도 향상 등을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 허용오차 범위(10%)를 초과한 최종열제약 입찰량과 초기열제약 입찰량의 오차율만큼 비례하여 무부하비 차등 정산 등 ○ **「정부조직법」 개정에 따른 전력시장운영규칙 개정(안)** - 정부조직법 개정(2025.10.1.부)에 따른 정부 소관부처 변경 사항 반영 등 ○ **다조합 복합발전기 운전조합별 비용제도 순연을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 다조합복합발전기 운전조합별 비용제도 시행 시기 6개월 연기 등 ○ **전력시장 참여에 대한 한시적 적용을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)**

			- 전기위원회가 전력거래 위반사항 해소를 위해 별도 임시조치를 지시한 경우에 한해, 계량설비 조건 완화 및 합성계량 허용 확대 등 ○ **비중앙급전자원 발전계획 반영 방식 개선을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 육지 비중앙급전자원을 수도권/비수도권으로 구분하여 하루전 발전계획에 반영 등
2025.12.4	2025.12.8 (2025.12.9)	2025년 정기2차	○ **전기차 충전자원의 수요자원시장 참여개선을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 전기차 충전기를 기존 국민DR에서 중소형 DR 또는 제주DR로 참여 등
2025.11.11	2025.11.12 (2025.11.13)	2025년 정기2차 및 긴급5차	○ **비중앙급전발전기 운전원에 대한 계통운영 교육 확대 적용을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 비중앙급전발전기 운전담당자를 계통운영 교육대상에 포함 등 ○ **석탄화력 미분기 동작특성을 반영한 출력 증가율·감소율 현실화 관련 전력시장운영 규칙 개정(안)** - 석탄화력의 미분기 동작특성을 고려한 출력 증가율, 출력감소율을 하루전발전계획 적용 등 ○ **전력설비 휴전에 의한 송전제약의 하루전 발전계획 확대 반영을 위한 전력시장운영 규칙 개정(안)** - 하루전발전계획 수립 시 전력설비 휴전에 의한 송전제약 확대 반영(10일 이상 → 2일 이상) 등 ○ **전력량계용 변성기의 설치기준 명확화를 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 기타전력량계용 변성기의 공용 규정 신설 및 변성기 공용 시의 허용오차 및 단권선 방식의 정격 기준 마련 등 ○ **대금결제 환경 개선을 위한 전력시장운영 규칙 개정(안)** - 복수계좌 지정 허용, 현금 재정보증 계좌 명의 변경, 발전사 입금처리 명확화, 발전사 수정정산분 공급시기 명확화 등 ○ **다조합 복합발전기 운전조합별 비용제도 보완을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 시장가격 산정규정 개선, 운전조합 고려 무부하가격 산정 및 가격결정자격 부여 등 ○ **전력설비 휴전에 따른 송전제약 시 계통제약 보정**

			정산금 반영을 위한 전력시장운영규칙 개정(안) - 하루전발전계획 휴전제약으로 운전시, AASMWP 관련 정산조건 변경 등
2025.9.30	2025.10.1 (2025.10.2)	2025년 정기2차 및 긴급4차	○ **전력설비 휴전에 따른 송전제약 정보공개 전력시장운영규칙 개정(안)** - 월간 휴전계획 발표·공지, 휴전제약 및 휴전작업승인서 공지기준 신설 등 ○ **수요반응자원의 지역계수 차등 적용 등을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 지역계수 차등, 육지 플러스DR 특수경부하기간 정산단가 상향 등 ○ **실시간 계통전압 및 전력설비의 안정적 운영을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 강행송전 급전지시 기준 신설, 선로개방 관련 현장-규칙간 불일치사항 정비 등 ○ **1차연료 변경 통지 기한 변경을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 1차연료 변경 통지기한 단축 등 ○ **자가용 전기설비의 총 생산량 계량설비 설치기준에 대한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 자가용발전기 계량설비 설치기준 관련 [별표7]에 관련 기준 신설 등 ○ **RPS 고시 개정에 따른 REC 계약단가 적용 기준 변경 등 전력시장운영규칙 개정(안)** - RPS 고시 개정사항(2025.4.8.부)의 전력시장운영규칙 반영 등 ○ **중앙계약전기저장장치의 세부 운영을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 중앙계약전기저장장치의 등록, 운영, 계량, 정산 등에 관한 사항 보완 및 신설 등 ○ **전력시장 제도개선 제주 시범사업 보완을 위한 전력시장운영규칙 개정(안)** - 임밸런스 정산제도 개편, 용량정산금 지급방식 개선 등
2025.8.1.	2025.8.6. (2025.8.7.)	2025년 정기1차	○ **신재생e 원격 출력제어 성능 관리 규칙개정(안)** - 원격 출력제어 성능 구비 및 확인시험 절차 마련, 성능 유지 의무 명시 등

			○ **중앙계약전기저장장치의 실시간 자료취득을 위한 규칙개정(안)** - 22.9kV 연계선로 데이터 제공 명시, 급전전화 및 비상용 대체 통신수단 설치기준 명시 ○ **발전소 소내소비전력 정의 신설 및 사용원칙 명확화를 위한 규칙개정(안)** - 소내소비전력 용어 신설 및 사용원칙 명시 ○ **인용법령 개정사항 반영 등 일괄정비 규칙개정(안)** - 인용 법령·고시 개정사항 반영, 실무·타 규정과의 정합성 제고, 규정·용어의 미비사항 정비, 기타 규칙내용 명확화
2025.7.10.	2025.7.10. (2025.7.11.)	2025년 정기1차	○ **전력시장 제도개선 제주 시범사업의 안정적 배전망 운영을 위한 규칙개정(안)** - 급전가능재생에너지자원에 관한 배전사업자 정보공유 시점 명시 ○ **분산에너지 특화지역 전력거래를 위한 규칙개정(안)** - 분산특구 전력거래 관련 정의, 등록, 계통운영, 입찰·발전계획, 전력거래 제반 사항
2025.4.4.	2025.4.9. (2025.4.10.)	2025년 2차,3차 (긴급)	○ **직접구매 제도 정비를 위한 규칙개정(안)** - 용어변경, 거래유지기간 확대 및 미이행시 제재기준 마련, 용량가격 적용기준 명확화 등 ○ **재생에너지전기의 직접전력거래 활성화를 위한 규칙개정(안)** - 용어 정의, 의무규정, 전력거래방안 등 ○ **양수발전기 계획초과 전력량 정산에 관한 규칙개정(안)** - 양수발전 계획량 초과시 정산규정 개정 ○ **양수발전기 저주파수 부하차단 정산에 관한 규칙개정(안)** - 양수 부하차단의 주파수DR 지정 및 주파수DR 서비스 정산금 지급 등
2025.2.10.	2025.2.11. (2025.2.12.)	2024년 6차(통합)	○ **전력계통 운영방안 수립 근거 명확화를 위한 규칙개정(안)** - 용어 정의 신설, 수립근거 및 운영기준 명확화 ○ **계통안정화용 ESS 운영을 위한 규칙개정(안)** - 용어 정의, 특성자료 제출규정 및 발전

			계획 반영을 위한 제출항목 개정 등 ○ **신뢰성DR 발령기준 변경 및 휴일 운영을 위한 규칙개정(안)** - 발령 예비력 기준 변경, 신뢰성DR 휴일 운영을 위한 규정 신설 ○ **재생에너지 발전량 예측제도 정산기준 변경을 위한 규칙개정(안)** - 예측오차율 기준을 변경, 예측량 변경 제출 관련 개정 등
2025.1.2.	2025.1.8. (2025.1.9.)	2024년 6차(통합)	○ **장주기BESS의 운영기준 마련 등을 위한 규칙개정(안)** - 운영기준, 계약양수도 절차 등 ○ **특수일기간 수요예측 의미 명확화를 위한 규칙개정(안)** - 특수일기간 수요예측 의미 명확화 ○ **수급비상시 예비력 확보를 위한 규칙개정(안)** - 비상시 급전지시 절차 내 조치사항 추가 ○ **구역전기사업자 공급 책임 강화를 위한 규칙개정(안)** - 공급 책임 부여 및 정산금 차등
2024.12.2.	2024.12.3. (2024.12.4.)	2024년 5차(통합)	○ **화력발전 지역자원시설세 화석연료 사용비율 산정 명확화를 위한 규칙개정(안)** - 화석연료 사용비율에 혼소 플래그 반영
2024.10.29.	2024.10.29. (2024.10.30.)	2024년 4차(통합) 및 5차(통합)	○ **중앙계약시장 제도 개선을 위한 규칙개정(안)** - 중앙계약시장의 대상 물량 명확화, 계약 구조 변경 등 ○ **전력설비 휴전에 따른 송전제약의 하루전 발전계획 반영을 위한 규칙개정(안)** - 긴급휴전을 제외한 10일 이상의 전력설비 휴전에 따른 송전제약을 하루전발전계획에 반영 ○ **계통현상분석장치 설치 기준에 관한 규칙개정(안)** - 계통현상 분석장치 설치 기준 명시 및 설치 범위 구체화 ○ **비중앙급전발전기 특성자료 제출에 관한 규칙개정(안)** - 기타연료 비중앙급전발전기 특성자료 제출을 위한 근거, 서식 마련 ○ **REC 현물시장 세금계산서 관련 규제 완화 등을 위한 규칙개정(안)**

			- 세금계산서 지연발급 시 거래정지 조항 삭제 등 ○ **RPS 의무이행비용 월간정산 신청방법 개선 등을 위한 규칙개정(안)** - 월간정산 신청·통지절차 시스템화 등 ○ **정부승인차액계약 시행을 위한 규칙개정(안)** - 차액정산을 위한 직접구매자 산정식 신설, 판매사업자 및 구역전기사업자 산정식 개정 ○ **신재생연계형 ESS 부하감축 제도 신설에 관한 규칙개정(안)** - 신재생 연계형 ESS 부하감축 제도 관련 규정 신설 ○ **자가용 전기설비의 총 생산량 계량설비 설치 기간 연장에 관한 규칙개정(안)** - 기존 자가용설비 설치자의 계량에 관한 특례기간 12개월 연장
2024.10.8.	2024.10.8. (2024.10.9.)	2024년 4차(통합)	○ **하향예비력 계통운영 및 가격결정에 관한 규칙개정(안)** - 하향예비력 조치절차/경보발령 기준 - 하향주파수예비력계획량에 따른 가격결정 ○ **준중앙급전발전기 운영제도 도입을 위한 규칙개정(안)** - 준중앙급전발전기 운영제도 관련 규정 신설
2024.8.1.	2024.8.1. (2024.8.2.)	2024년 3차 및 긴급3차	○ **제주 시범사업 최소출력 이하 운전 시 가격결정에 대한 규칙개정(안)** - 하루전/당일/실시간 발전계획 수립 시 출력하한치 적용 가능 - 하루전/실시간 에너지가격 결정 시 출력하한치 적용 가능 ○ **수요자원 거래시장 운영 업무 개선을 위한 규칙개정(안)** - 등록 절차 간소화(전자화) 및 전력구매자의 대금 미지급 시 안정성 확보 ○ **입찰 운영 절차 및 하루전발전계획 개선을 위한 규칙개정(안)** - 발전연료 입찰항목 신설, 휴일입찰기준·비중앙 가용능력·육지-제주 연계선 문구 일반화 등 문구 정비 ○ **복합발전기 계통제약보정정산금(AASMWP) 규칙개정(안)**

			- 20~50% 구간(SASMWP) 정산금 지급조건 개정 ○ **복합발전기 GT 정지후 재기동시 기동비 추가정산(ASUAP) 규칙개정(안)** - 가스터빈(GT) 정지 후 재기동 시 추가 기동비 정산조건 개정
2024.5.31.	2024.5.31. (2024.6.1.)	2024년 긴급2차	○ **제주지역 운영예비력 확보량 재산정을 위한 규칙개정(안)** - 주파수제어예비력, 3차예비력 확보량 변경 및 1차예비력 확보수단 추가 ○ **제주 시범사업 관련 규정 명확화를 위한 규칙개정(안)** - GT 모드 변동비 반영 조건, 주파수제어 예비력 정산 기준 명확화 등
2024.3.28.	2024.3.28. (2024.3.29.)	2024년 1차	○ **육지 플러스DR 제도도입을 위한 규칙개정(안)** - 등록기준, 운영기준, 정산기준 신설 등 ○ **RPS 고시 개정에 따른 비용평가위원회 기능 조정을 위한 규칙개정(안)** - “신재생에너지 공급의무화제도 및 연료혼합의무화제도 관리·운영지침” 개정에 따른 비용평가위원회 기능 조정 ○ **석탄발전기 기술특성을 반영한 연간 최대 기동횟수 신설(안)** - 기술적특성자료 내 연간최대기동횟수 신설, 입찰서의 내용 중 제약사유 추가
2024.2.28.	2024.2.28. (2024.2.29.)	2024년 2차	○ **전력시장 제도개선 제주 시범사업 보완을 위한 규칙개정(안)** - 다조합 비용제도 관련 보완규정, 기술요건 충족이 곤란한 재생e 자원에 대한 적용규정, 재생e 입찰제도 관련 보완규정, 시범사업 안정화 조치 근거 마련 등 ○ **수소발전입찰시장 차액계약정산금 산정 명확화를 위한 규칙개정(안)** - 시장은행 정산계좌 신설, 고시 개정에 따른 판매·구역전기사업자에 대한 차액계약정산금 산식 개정, 차액계약정산금 단수처리 기준 정정
2024.1.31.	2024.2.13. (2024.2.14.)	2023년 8차	○ **제3자간 전력거래의 초과발전량 시장거래 허용에 관한 규칙개정(안)** - “신재생에너지 발전전력의 제3자간 전력거래계약에 관한 지침” 개정에 따른 전력시장 등록절차, 거래수수료 부과근거,

			구분 플래그 신설 및 정산일정 변경 ○ **수요자원 거래시장 등록절차 개선을 위한 규칙개정(안)** - 등록절차 명확화, 신청기간 변경, 문구 및 양식 변경 등 ○ **비중앙급전발전기 등록절차 개선을 위한 규칙개정(안)** - 관련 정의 및 신고 조항 신설, 전력거래 개시요건 명확화, 영업일 기준 적용 등 ○ **전력거래가격 상한에 관한 고시 개정사항 반영 등을 위한 제주 시범사업 규칙개정(안)** - 고정가격계약의 정산상한가격 반영, 보조서비스 및 급전지시 불이행 규정 신설, 예측제도 경과조치 마련
2023.12.29.	2023.12.29. (2023.12.30.)	2023년 8차	○ **예측제도 등록시험 신청일정 개선을 위한 규칙개정(안)** - 현행 신규 및 탈락자원 신청일정이 이원화되어 있으나, 이를 시험월 1일(거래일 기준) 5일 전(영업일 기준)까지 신청토록 일원화 ○ **전력거래 계량 신뢰성 강화를 위한 계량설비 봉인 규칙개정(안)** - 계량설비 의무 성능시험 준수 및 보안성 강화, 봉인신청·시공 규정 상세화 등 ○ **하한제약발전기 기대이익정산금(MAP) 지급 판단산식 신설(안)** - 기대이익정산금의 정의와 정산금 지급 여부 판단산식 간 정합성 제고를 위해 현행 판단산식을 구체화
2023.10.31.	2023.10.31. (2023.11.1.)	2023년 7차	○ **다조합 복합발전기 운전조합별 비용제도 도입 순연을 위한 규칙개정(안)** - 발전기 비용평가 시험기간 확보, 규칙 및 규정 미비사항 보완 등을 위하여 제도 도입 일정을 순연('23.11.1 → '26.1.1., 26개월 연장)
2023.9.26	2023.9.26. (2023.9.27.)	2023년 5,6차(통합)	○ **전력거래대금의 외국환 결제를 위한 규칙개정(안)** - 전력거래 대금 결제수단에 외국환 거래 방식 추가 도입 ○ **채무불이행 정산금 산정 및 지급절차**

			개선을 위한 규칙개정(안) - 연체이자 계산방식의 현행 기준으로의 변경 및 관련 절차 마련 ○ **질권설정 및 실행에 따른 전력거래대금 지급관련 규칙개정(안)** - 질권실행 전 질권설정자(발전사)에 거래대금 지급조항 신설 및 실행 통지 후 지급원칙 관련 조항 신설 ○ **고정출력발전기 기대이익정산금(MAP) 허용오차 변경 규칙개정(안)** - 기대이익정산금 지급조건의 허용오차를 현행 기준으로 변경 ○ **REC 거래시장 참여제한 유예제도 신설(안)** - 거래시장 참여제한 사업자 REC 유효기간 만기 도래 및 긴급자금 필요시 제한조치 20일간 유예규정 신설 ○ **규칙 정합성 확보를 위한 기 개정내용 관련 연계규정 개정(안)** - 양수계획 변경입찰 가능토록 마감시간을 변경(16:00 → 17:30) 및 급전지시량 규칙 내 수식 개정 ○ **전력계통 안정성 확보를 위한 하향예비력 기준에 관한 규칙개정(안)** - 하향(주파수)예비력 관련 용어 신설, 확보수준에 따른 관리단계 마련 및 급전운영 기준 신설
2023.8.29	2023.8.30. (2023.8.31.)	2023년 4차	○ **수소발전입찰시장 계약전력량 거래에 관한 규칙개정(안)** - 수소발전입찰시장 계약전력량 거래 관련 규정 신설 및 개정사항 반영 ○ **전력시장 제도개선 제주 시범사업 운영규칙(안)** - 실시간시장, 15분 단위 예비력시장 및 재생에너지 입찰제도 도입을 위한 규정 신설 ○ **전력시장 제도개선 제주 시범사업에 따른 DR 규칙개정(안)** - 제주 시범사업에 따른 제주DR 정산기준 변경

			및 제주 플러스DR 정산금 지급방식 변경사항 반영
2023.6.30	2023.6.30. (2023.7.1.)	2023년 3차	○ **직접전력거래 부가정산금 등 채무불이행 조치를 위한 규칙개정(안)** - 부가정산금 및 거래수수료 채무불이행 대비 보증금계좌 신설 ○ **재생에너지 발전량 예측제도 참여자 자율성 및 제도 합리성 제고를 위한 규칙개정(안)** - 집합전력자원 정의 명확화, 용량감소 발생시 복구기한 변경 및 대상자원 등록기간 선택권 부여(익월 또는 익익월) ○ **다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 규정명확화를 위한 규칙개정(안)** - 운전조합 판단규정 명확화 및 개별계량 불가능 발전기의 운전여부 판단을 위한 표시기 신설 등 ○ **수요반응자원의 신뢰도 제고를 위한 규칙개정(안)** - 불시상황의 감축능력 검증을 위한 감축신뢰성 시험 제도 신설 ○ **주파수DR 계량기준 완화 및 시험규정 신설에 따른 규칙개정(안)** - 주파수 수요반응참여고객의 계량기준 완화, 주파수 DR 시험규정 신설, 주파수연계 감축량 정산기준 마련 및 참여고객 등록기회 확대(연2회 → 연4회) 등 주파수DR 확대를 위한 규칙개정 ○ **페어발전기 운영계획 기준 명확화를 위한 규칙개정(안)** - 별표9 붙임8-3 페어발전기 운영계획 기준 내용 명확화(기동시 운영내용 추가)
2023.5.2	2023.5.3. (2023.5.4.)	2023년 2차	○ **긴급정산상한가격 도입에 따른 연료비 손실보상을 위한 규칙개정(안)** - 긴급정산상한가격 발동시 지급하는 추가정산금(EAASMWP) 신설, 개정내용은 2022년 12월 1일부터 적용
2023.2.27	2023.2.28. (2023.3.1.)	2023년 1차	○ **다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입 순연을 위한 규칙개정(안)** - 시스템 보완, 철저한 사전점검, 회원사 시스템 변경 및 검증강화를 위한 모의운영을 위해 도입일정 순연('23.3월 →'23.11월, 8개월 연장)

2022.12.22	2022.12.27 (2022.12.28)	2022년 4차, 2022년 5차, 2022년 7차	○ **고정가격계약 전력거래가격 정산상한 기준 신설에 따른 규칙개정(안)** - 고정가격계약에 대한 “전력거래가격 상한에 관한 고시” 개정에 따른 정산상한 가격 반영 ○ **초과급전 공급가능용량 정산식 개선(안)** - 초과급전 용량정산금 정산기준 개정 ○ **전력거래 정산계좌 등록변경 서류 및 인정기준 규칙개정(안)** - 정산계좌 등록·변경 서류 및 전자문서 인정기준 개정 ○ **전력거래대금 채권양도 또는 질권설정 범위에 관한 규칙개정(안)** - 재생에너지 발전량 예측제도 전력거래 대금의 채권양도 및 질권설정 제한 ○ **전력거래자 등록 신청서류 규칙개정(안)** - 전력거래자 등록 신청서류 제출기준 개정 ○ **Fast DR(주파수 수요반응자원) 제도개선을 위한 규칙개정(안)** - 주파수 수요반응자원의 발령기준 확대, 추가등록기간 신설, 정산기준 등 개정 ○ **재생에너지 발전량 예측제도 혼합자원 반영을 위한 규칙개정(안)** - 집합전력자원의 등록, 참여기준, 등록시험 중단기준, 예측오차율 산정 등 개정 ○ **제주지역 신재생에너지 발전설비 한계용량 검토 관련 개정(안)** - 제주지역 신재생에너지 발전설비 검토항목 변경(한계용량→운영전망) ○ **PFR-ESS 운영체계 개편에 따른 규정 개정(안)** - PFR-ESS의 참여기준 신설 및 특성자료 제출 기준 개정 ○ **통신회선 규격 규칙개정(안)** - 고대역폭 통신회선 사용을 위한 회선 규격의 대역폭 상한 삭제 ○ **급전전화, 비상용 대체 통신수단 규칙개정(안)** - 급전전화 설치기준 및 비상용 대체 통신

			수단 설치기준 개정 ○ **비상용 대체 통신수단 설치기준 규칙개정(안)** - 위성급전전화 구축·운영 및 주파수 임대 주체 변경(전력거래소,송전사업자→전력거래소) 및 대체 급전전화 통신망 설치 기한 변경 ○ **저탄소 전원 중앙계약시장 관련 규칙개정(안)** - 저탄소 전원 중앙계약시장 관련 규정 신설 ○ **공급과잉에 유연한 대응을 위한 최소발전용량 이하 운전 규정 개정(안)** - 자료제출·관리기준 및 시험절차 신설, 시행기준 개정 등 ○ **자가용전기설비 설치자 거래한도 초과 대응을 위한 규칙개정(안)** - 자가용설비의 거래한도 준수의무 및 계량기 설치·유지·관리기준 신설 ○ **공정한 수요자원거래시장 운영을 위한 규칙개정(안)** - 중소형DR의 통합자원 운영기준 신설, 자발적DR 참여 불가 거래일 개정 ○ **재생에너지 발전사업자의 직접전력거래비율 반영을 위한 규칙개정(안)** - "재생에너지전기공급사업자의 직접전력거래 등에 관한 고시" 개정에 따른 직접전력겨래비율 전력시장 반영 ○ **직접전력거래 발전기 긴급정산상한가격 적용을 위한 정산기준 개정(안)** - 직접전력거래 발전기의 정산에 대한 "전력거래가격 상한에 관한 고시" 개정에 따른 긴급정산상한가격 반영 ○ **하루전발전계획 및 신뢰도발전계획 수립 관련 규정개정(안)** - 발전계획 수립 절차 명확화
2022.12.16	2022.12.22 (2022.12.23)	2022년 4차	○ **수요반응자원 활성화를 위한 규칙개정(안)** - 국민DR, 표준·중소형DR 발령기준 완화 및 제주지역 신뢰성DR 발령기준 보완 ○ **재생에너지 계통연계 유지기능 증빙자료 제출 규정(안)** - 자료 제출의무화 규정 신설

2022.11.30	2022.11.30. (2022.12.1)	2022년 4차, 2022년 5차	○ **전력시장 긴급정산상한가격 도입에 따른 규칙개정(안)** - "전력거래가격 상한에 관한 고시" 개정에 따른 긴급정산상한가격 전력시장 반영 ○ **재생에너지 직접전력거래 참여자 등록기준 및 정산금 관련 규칙개정(안)** - 직접전력거래 참여자 등록기준 마련, 비계통연계 직접전력거래 신설 ○ **공급과잉에 유연한 대응을 위한 최소발전용량 규정개정(안)** - 최소발전용량 용어정의 개정
2022.6.29	2022.6.30. (2022.7.1)	2022년 3차	○ **수요반응자원 활용도 제고를 위한 규칙개정(안)** - 신뢰성DR 발령기준 완화 규정 신설 ○ **실계통기반 하루전시장 도입을 위한 발전계획 수립절차 및 정보공개등 개정(안)** - 발전계획 수립기준/절차 규정화, 발전계획 공개항목 강화, 수요반응자원 피크DR 발령기준 보완 등
2022.4.29	2022.5.1	2022년 2차	○ **전력거래대금 결제일에 관한 규칙개정(안)** - 발전사업자와 판매사업자 간 합의를 통한 결제일 조정 규정 신설
2022.5.31	2022.6.1	2022년 1차	○ **제주지역 수요자원시장 분리 운영을 위한 규칙개정(안)** - 제주지역 구분 및 등록기준 개정, DR 프로그램별 제주지역 기준안 신설, 제주DR 별도 보상기준 마련, 플러스DR 당일시장 신설 ○ **재생에너지 직접전력거래 정산금 관련 규칙개정(안)** - 재생E전기공급사업자 관련 등록기준, 직접PPA 부가정산금 정산기준, 직접PPA 초과발전 및 부가정산금에 대한 정산절차 신설, 직접구매자 적용 기준용량가격 산정기준 개정 ○ **중앙급전전기저장장치 용량정산금 산정기준(안)** - 실효용량비율 신설, 용량가격표시기 및 시간대별가격계수 적용여부 변경(미적용) ○ **RPS 의무이행비용 정산 절차 개선(안)** - RPS 의무이행비용 연간정산시 공급의무자 확인 및

			조정신청 절차 도입 및 공급의무자 자료 제출기한 명확화, 공급인증서 거래시장 관련 제출문서 전자화 근거 규정 신설, 관련 법 및 기존 규칙개정에 따른 오류 정정 ○ **지역별(육지 및 제주) 가격결정 시행시기 조정(안)** - 실계통기반 하루전시장 도입을 위한 규칙개정에 적용된 경과조치 적용대상 중, 지역별 가격결정 관련 조항 제외 ○ **연료전환성과계수 개정(안)** - 연료전환계수 명칭을 "성과연동형용량가격계수"로 변경하고 발전기여도만으로 산정하도록 개정 ○ **기준용량가격 산정기준 개정(안)** - 기준용량가격 용어정의 명확화 및 시행시점 명시 ○ **판매사업자의 채무 불이행시 조치에 대한 규칙개정(안)** - 판매사업자 채무불이행에 따른 거래자격 정지 처분 보류조항 신설
2021.12.23.	2021.12.28.	2021년 5차	○ **실계통기반 하루전시장 발전계획 수립 관련 규칙개정(안)** - 실계통기반 하루전시장 도입을 위해 정산, 가격결정 등 관련 규칙조항을 보완하고 규칙 적용시기 수정
2021.12.23.	2021.12.28. (2022.1.1.)	2021년 4차	○ **재생에너지전기공급사업 제도의 도입을 위한 규칙개정(안)** - 재생에너지전기공급사업 관련 법령 개정에 따라 관련 용어, 직접구매자 자격, 정산금 산정기준 신설 및 개정 ○ **수요반응자원시장 참여 활성화를 위한 규칙개정(안)** - 국민DR 수요반응자원 및 참여고객의 등록주기 단축, 국민DR 및 플러스DR 실적 산정 시 해당 시간 실적이 있는 참여고객의 감축 및 증대량만을 반영, 수요반응자원의 발전기여도 산정시 시장기준예비율 반영 ○ **석탄발전기 상한제약을 고려한 입찰기준개정(안)** - 석탄발전기 미분기 운전대수 관련 보조서비스 특성자료 제출 및 입찰 규정 신설, 비상대기예비력으로 입찰한 상한제약 석탄발전기의 공급가능용량 입찰가능 범위 규정

			○ **계통운영시스템 통신규격 관련 규칙개정(안)** - 신재생자료취득장치 기술규격 공개, 신규통신규격(TCP/IP) 사용을 위한 통신회선 속도 및 규격추가, 후비 EMS 자료취득용 통신회선 제공위치 변경(중부→경인) ○ **적정 공급예비력 확보 기준 개정(안)** - 적정 공급예비력 산정기준과 관련하여 전력수급 비상발령 예비력 수준, 발전기 동시고장 대응 산정기준, 전력수요 예측오차 분류 규정 명확화 ○ **열공급발전기의 주파수조정운전 참여규정 명확화를 위한 규칙개정(안)** - 일정출력 운전시 및 예외상황을 제외하고 열공급 발전기의 주파수조정운전 참여 의무화 ○ **석탄가스화 복합발전(IGCC) 중앙급전 적용을 위한 규칙개정(안)** - 석탄가스화 복합발전기(IGCC) 등록기준을 중앙급전으로 변경하고, 세부 기술요건 및 정산기준, 입찰운영절차 개정
2021.9.17	2021.9.18	2021년 3차	○ **실계통기반 하루전시장의 자발적DR 규칙개정(안)** - "실계통기반 하루전시장 도입" 규칙개정('22.1 시행예정)에 따른 전력시장 운영방식 변경에 맞춰, - 수요자원시장에서의 자발적DR 입찰시간(10시→14시), 낙찰시간(15시→ 20시) 및 운영방식(분리→통합) 등 변경 ○ **전력계통 상정고장 기준관련 규칙개정(안)** - 2개 이상의 모선에 동시고장 발생을 다중고장으로 분류하도록 모선 고장유형 구분 명확화 ○ **제주지역 REC 현물시장 거래가격 변환방식 개선을 위한 규칙개정(안)** - 제주지역 REC 정산가격 산정시 현행 '전년도 제주-육지간 평균 SMP 차이' 대신 'REC 생산월의 제주-육지간 SMP 차이'를 반영토록 개정 ○ **재생에너지 발전량 예측제도 보완을 위한 규칙개정(안)** - 재생에너지 발전량 예측제도 규칙개정 후 실증사업 시행결과 도출된 보완내용을 적용하여 발전기 기준, 예측오차율 산정방식, 등록시험 기준 및 정산금 산정방식 등 발전량 예측제도 규정

			전반 보완 ○ **공급용량계수(ICF) 산정기준 개정(안)** - 제9차 수급계획의 설비예비율 기준 변경으로 공급용량계수 산정시 적용되는 적정 공급용량 산정기준(최소설비예비율)이 부재하여 전력시장 기준 설비예비율을 신설 ○ **실계통기반 하루전시장 기대이익정산금 지급기준 개선(안)** - 하루전 발전계획 대비 감발한 발전량에 대한 '기대이익정산금'과 '예비력용량가치정산금'의 이중보상 문제 해결을 위해 감발한 발전량에 대한 '기대이익정산금' 중 '예비력용량가치정산금' 해당분은 제외하도록 정산금 산식 변경 ○ **계절별 기동비용 산정을 위한 자료제출 시기 규칙개정(안)** - 기동비용 산정 시 사용되는 소내소비전력비에 대한 비용평가규정의 계절구분을 전기요금 기본공급약관에 맞도록 변경 ○ **양수발전소 용량가격지급률 산정기준 개정(안)** - 상부댐 총 저수용량 기준으로 계산되는 현 7.7시간 기준 정산기준을 9~24시(16시간)로 확대하는 용량요금 규정개정
2021.6.30	2021.7.1	2021년 2차	○ **연료전환성과계수 산정기준 개정(안)** - 최소 목표예비율 이내 발전기에게 연료전환성과계수의 발전기여도 1을 일괄적으로 부여하던 산정방식 삭제 ○ **에너지전환 현안 검토·조정 기능 강화를 위한 「기술평가위원회」 개편(안)** - '기술평가위원회'를 '계통평가위원회'로 명칭 변경 - 검토·합의가 필요한 계통운영 사안에 대한 의결 및 검토 기능 확대 및 상시 전문성 지원체계 구축 ○ **신재생 발전기 계통운영 기준 관련 규칙개정(안)** - 신재생발전기 기술적 성능기준 송전연계와 배전연계 대상 구분 ○ **비상대기예비력 입찰기준 명확화를 위한 규칙개정(안)** - 출력변동 발생 시간대에 대한 비상대기예비력 입찰기준 명확화

			○ **대기오염물질 저감 상한제약 입찰 규칙개정(안)** - 노후 석탄 화력발전기 상한 제약 입찰 기간 삭제 - 대기오염물질 저감 상한제약 입찰 규칙 내 관련 법조항 이동 반영 ○ **발전기 정지 및 휴전업무 절차 규칙개정(안)** - 월간 발전기 정지계획 조정대상 확대 - 25일이 주말 또는 공휴일일 경우 다음 거래일로 통보 ○ **분쟁조정 관련 규정 보완을 위한 규칙개정(안)** - 분쟁조정 행정 일수 산정기준 명확화 - 통지·접수기준 변경 및 분쟁비용의 현실화 - 분쟁조정 비공개 원칙 및 일부 분쟁결과에 대한 공개 근거 마련 ○ **제주지역 중앙급전발전기 최소출력이하 저감운전 적용(안)** - 비상시 급전지시 절차에 급전지시 근거 기준 마련 ○ **RPS 의무이행비용 정산대상 확대를 위한 규칙개정(안)** - RPS 의무이행비용을 전력을 구매하는 자가 구매량 비율대로 분담하게 하며, 전력구매자의 RPS 의무이행비용 정산금에 대한 재정보증 규정 신설
2021.4.29	2021.5.1	2021년 1차	○ **플러스DR 운영일 확대 및 정산 규정 보완을 위한 규칙개정(안)** - 토요일, 공휴일을 플러스DR 운영일에 포함 - 플러스DR에 참여하는 하나 이상의 발전기 발전량이 '0'일 경우, 해당시간 수요증대거래량을 발전량이 아닌 설비용량으로 배분 및 정산
2020.12.1	2020.12.1	2020년 7차	○ **기후·환경제약에 따른 비상대기예비력 정산을 위한 규칙개정(안)** - 비상대기예비력 정산기준 및 입찰규정 신설, 계통운영 절차 개정 - 비상대기예비력기준단가를 비용평가위원회에서 결정하도록 함 ○ **발전공기업 정산조정계수 예측오차 정산을 위한 규칙개정(안)** - 정산조정계수 연간적용 범위($0<\pi\leq1$)내 정산금 조정 규정 신설

2020.12.31	2021.1.1	2020년 6차	○ **회원사 매출채권 권리관계 관리업무 개선을 위한 규칙개정(안)** - 별표 8 '정산 및 결제절차'에 질권자의 질권설정 통지 허용 - 별지의 채권양도/질권설정 통지서 및 정산계좌 변경신청서 양식 세분화 - 다수의 정산계좌 지정 허용 ○ **정산관련 서류업무 전자화를 위한 규칙개정(안)** - 회원사 등록 및 정산관련 서류 제출을 전자 접수로 진행토록 관련 규정 신설 ○ **우량 전력구매자의 재정보증 개선을 위한 규칙개정(안)** - 전력구매자의 정의, 전력구매자가 일정 조건 충족 시 재정보증 면제 근거 조항 신설 ○ **시운전발전기 급전지시시 미입찰에 대한 정산 신설** - '초기입찰 미참여 시운전발전기에 대한 급전 지시 발전량 정산금' 용어 및 정산기준 신설 ○ **전력량계 오차시험 제도개선을 위한 규칙개정(안)** - 오차시험 입회 조항 변경 및 불합격 시 조치 절차 추가 - 계량설비 안전성 검사 시험주기 수시 시행으로 변경 ○ **태양광 전기사업자 최초 전력거래시점 개정(안)** - 최초 전력거래 개시 승인절차 신설 - 봉인완료 통지서 발급, 비중앙 발전기의 전력 거래 개시일 명확화, 봉인 당일 발전대가 지급 근거조항 신설 - 태양광 발전설비에 대한 전력거래 개시 절차 간소화 ○ **발전소 154kV 변압기 통보휴전절차 관련 규칙개정(안)** - 발전소 154kV 변압기 휴전 시 발전기 정비·고장 또는 발전기 출력 제한이 없는 경우

			급전 전화로 통보 가능하도록 별표 18 '발전기 정지 및 휴전업무 절차' 개선 ○ **플러스DR 도입을 위한 규칙개정(안)** - 플러스DR 시장 참여방법, 운영기준, 운영시간 및 절차, 등록기준, 정산기준, 정산 일정 관련 규정 신설 및 개정 ○ **실계통기반 하루전시장 도입을 위한 규칙개정(안)** - 현행 가격결정발전계획 폐지 및 실계통여건 반영 운영발전계획을 통한 전력거래량 낙찰 제도, 계통한계가격 결정 체제 도입 - 현행 에너지 정산체계, 주파수제어서비스 정산 용량 산정기준 개편 - 예비력용량가치 정산금 항목 신설 ○ **다조합 복합발전기 운전조합별 비용함수 도입을 위한 규칙개정(안)** - 다조합 복합발전기의 운전조합별 비용함수 도입, 운전조합별 발전 계획 및 시장가격 산정 방법 개정 및 운전조합별 정산금 산정기준 변경
2020.11.5	2020.11.1	2020년 5차	○ **Fast DR (주파수 수요반응자원) 운영을 위한 규칙개정(안)** - 계통주파수가 59.85Hz이하로 하락시 자동으로 부하를 즉시 감축하는 DR제도 신설
2020.9.24	2020.10.1	2020년 4차	○ **재생에너지 발전량 예측제도 도입을 위한 규칙개정(안)** - 재생에너지 발전사업자가 발전량을 예측하여 입찰하고 정확도에 따라 정산받는 제도 신설 ○ **입찰자료 정확도 향상을 위한 입찰규정 개정(안)** - 전력시장의 발전입찰과 계통의 자료제출을 일원화, 발전입찰 분류체계 정비, 입찰항목 신설 및 변경, 주간전력수급전망용 자료제출 ○ **국내탄발전기 연료비용 산정방법 개정(안)** - 국내탄 발전기 열량단가 산정시 기반기금 차감하여 산정, 조정열량단가 삭제 ○ **연료전지 및 신재생 발전기 관련 규칙개정(안)**

			- 연료전지발전기에 대한 발전설비 출력 감시, 평가 및 제어 규정신설, 제어성능 요구조건 신설, 발전기 특성자료의 제출과 실시간 정보의 원격취득 요건마련, 긴급정지 통보규정 신설, 발전계획과 정지계획 신설
2020.7.7	2020.7.8	2020년 3차	○ **공급인증서(REC) 거래시장 제도개선을 위한 규칙개정(안)** - 거래수수료 가상계좌 도입, 거래순서 변경, 부가가치세법 준수방안 마련 등 ○ **보조서비스 정산기준 일부 개정(안)** - 예비력 공급량 산정 시 EMS상의 실적 반영 ○ **수요자원시장 정산 산정식 구체화를 위한 규칙개정(안)** - 여러 DR 프로그램에 중복참여 시 정산식 오류개선, 국민DR 활성화 방안 마련 ○ **전력거래대금 채무불이행 조치 절차개선을 위한 규칙개정(안)** - 거래소 예비계좌 개설 및 상환기한 연장 ○ **발전기 고장 시 입찰변경, 검토 및 정산절차 개선(안)** - 발전기 고장 정지 시 입찰량 산정방안, 계통운영자의 검토절차 및 정산방안 마련 ○ **일간 전력수요예측시스템 기능개선을 위한 입력요소 변경(안)** - 가격결정발전계획용 수요예측 시 입력요소 변경 ○ **고정출력 제약입찰 발전기에 대한 변경입찰 기준 명확화** - 발전량이 변경입찰량보다 작은 경우 공급가능용량 조정
2020.4.28	2020.4.29	2020년 2차	○ **신재생 발전기에 관한 계통운영 및 관리 규정 신설** - 신재생발전기에 관한 계통운영 규정 신설, 실시간 정보의 제공, 출력 제어, 계통운영 주체 명시 등 ○ **전력시장감시위원회 위원 연임 규정 개정(안)**

			- 연임횟수를 2회에서 1회로 축소
2020.4.1	2020.4.8	2020년 1차	○ **예비력 분류체계 변경에 따른 정산수식 일부 개정(안)** -「SRSCi,t + RRSCi,t」를 「TRSCi,t + QSRSCi,t」로 변경
2019.12.27	**2019.12.31. (2020.1.1.)**	2019년 6차	○ **제주 비중앙급전발전기 가격결정발전계획 반영방법 개정(안)** - 제주도 신재생예측시스템의 발전량 예측값을 가격결정발전계획 수립 시 제주 비중앙급전발전기 발전량으로 적용 ○ **복합발전기 입찰기준 및 가격결정발전계획반영방법 개정(안)** - 복합발전기에 대한 GT 및 CC 입찰기준 명확화, ST 부분정지 발생 시 GT모드로 입찰규정 마련 - ST 부분정지 시 비정상적인 제약비발전 발생방지, CC모드 입찰시간만 가격결정계획에 반영 및 GT모드 입찰시간 제외규정 신설 ○ **발전기 정비관리시스템을 이용한 정지계획 제출에 관한 규칙개정(안)** - 발전기 정지계획을 발전사업자가 직접 발전기 정비 관리시스템(g-OMS)을 이용하여 On-Line으로 제출하도록 명시 ○ **발전기정비관리시스템과 연계한 공급가능용량 입찰기준 신설(안)** - 발전사가 공급가능용량 입찰시 발전기 정비관리시스템의 발전기 정비계획(승인)과 연계하여 입찰토록 하는 규정 마련 - 거래소 입찰담당자는 공급가능용량 입찰자료 검토 시 발전기 정비관리시스템(승인)과의 일치여부 확인 규정 마련 ○ **비중앙발전기 전력계통 접속정보 등록에 관한 규칙개정(안)** - 별지 제80호 '발전기 등록신청서'에 연계전압, 연계변전소, 연계선로 작성 항목 추가 ○ **수요반응자원 거래시장 제도개선을 위한 규칙개정(안)** - 신뢰성DR을 비상시 수급관리용으로 한정,

			피크수요 DR, 미세먼지 DR 등 신설 - 시장기여도에 따라 차등 지급되는 실적 위주의 시장제도로 개편 - 수요관리사업자의 감축이행 책임강화 **○ "기술평가위원회"설치에 관한 규칙개정(안)** - 기술적 특성자료 심의, 계통운영 관련 사항 검토 등을 위한 "기술평가위원회" 설치·운영 **○ 온실가스 배출권 구매비용의 열량단가 반영(안)** - 전력시장 전 과정에 온실가스 배출권 거래비용을 반영할 수 있도록 시장규칙 개정
2019.12.10	2019.12.13. (2019.12.14.)	2019년 4차 및 5차	**○ 열공급발전기의 계통제약정산금 산정 명확화를 위한 규칙개정(안)** - 열공급발전기 열전비, 효율보정계수의 비용위 산정 근거 마련 - 열병합발전기의 열제약량 초과 운전 시 정산 기준을 명확화 **○ 동일 주변압기 병렬연결 발전기의 개별 계량 방안** - 동일 주변압기 병렬연결 발전기의 개별 계량 절차 신설 - 사업자에게 계량값 검증 등의 계량데이터 관리의무 부여 **○ 화력발전 상한제약 발령 해제 시 입찰자료 변경시간 조정(안)** - 화력발전 상한제약 발령 해제 시 거래시간의 15분 전까지 변경입찰이 가능하도록 예외조항 신설 **○ 양수발전기 정산기준 변경(안)** - 양수발전기의 시간대별 용량가격계수 산정 시 발전실적을 반영하도록 가중평균TCF 적용 - 양수 계획량을 초과한 양수전력량(양수동력)에 대하여 발전시간대 최저MP의 종합효율로 정산

			○ **공정한 수요반응자원 거래를 위한 규칙개정(안)** - 시장감시 대상 확대 - 수요관리사업자의 의무조항 신설 - 비정상 거래행위에 대한 규제 강화 ○ **신재생에너지 공급인증서 소유권 이전절차 개선을 위한 규칙개정(안)** - 공급인증서 소유권 이전 절차 간소화 - 공급의무자의 거래대금 선 지급 후 등록 의무화 - 공급의무자의 거래대금 지급관련 서류 제출 규정 마련 ○ **배출권 거래비용 정산 관련 규칙개정(안)** - 배출권 거래비용 기준가격 산정 기한을 비용평가위원회에서 정하도록 함 ○ **예비력 저하 시 신뢰도 운전 전 시운전 발전기 출력 활용 규정 개정(안)** - 시운전발전기의 출력을 실시간 공급능력에 반영하는 근거 규정 마련 ○ **계량설비 기준 완화 및 현행화** - 신규 전력량계 사용에 대한 승인 절차 마련 - 계량설비 전력량계 요구사항 기준 완화 - 계기용 변성기 공용 요건 미 계량데이터 취득 기준 완화 - 전력량계 인증코드 및 암호 사용 항목 현행화 - 전력량계 요구조건 완화에 따른 계량데이터 관리책임 강화 및 처리방안 추가 ○ **발전기 정비계획 수립을 위한 적정 공급예비력 규정에 관한 규칙개정(안)** - 발전기 정지계획 수립 시 적정 공급예비력 확보 기준 명확화

			○ **전력거래대금 정산업무 편의성 제고를 위한 정산규칙 개정(안)** - 최종정산 통지일을 거래일로부터 22일에서 19일로 3일 단축 - 청구요청 및 청구일을 현행대비 2일 추가 확대 ○ **중앙급전 구역전기발전기 용량요금 입찰 및 정산관련 규정 보완을 위한 규칙개정(안)** - 구역전기발전기의 잉여용량에 대한 수급 비상 시 급전지시 규정 보완 - 하계 수급전망, 월간, 주간, 하루전 중앙급전 구역전기 가용능력 사전 파악 규정 마련 - 구역 내 수요변화시 구역전기발전기의 공급가능 용량 변경입찰 규정 신설 등 ○ **REC 현물시장 매매주문가격 제한폭 개선을 위한 규칙개정(안)** - 매매주문가격 상/하한 범위(30%→10%) 개정 ○ **신뢰도 고시 개정에 따른 규칙개정(안)(예비력 분류체계 및 수급경보 발령기준 변경 등)** - 예비력 분류체계 변경 - 제주지역 운영예비력 확보기준 신설 - 수급경보 단계별 발령기준 500MW 상향 - 신뢰도 고시의 운영예비력 변경사항 반영 ○ **신뢰도 고시 개정에 따른 규칙개정(안)(계통주파수 회복기준, 사이버보안 기준 신설 등)** - 신뢰도 고시 개정에 따른 계통주파수 회복기준, 사이버보안 기준 신설 등 ○ **신뢰도 고시 개정에 따른 규칙개정(안)** **(발전설비 특성자료 시험 규정 신설)**

			- 발전설비 특성자료 제출을 시각동기 위상 측정 장치에 의한 실적 자료 제출로 대체 허용 - 발전설비 특성자료 제출을 위한 시험, 검증 등 관리를 체계적으로 운영하기 위한 운영 지침 신설
2019.11.5	2019.11.7. (2019.11.8.)	2019년 4차	○ **소규모 전기사용자의 DR시장 참여를 위한 규칙개정(안)** - 소규모 전기사용자의 DR시장 참여 유도를 위한 등록요건 - 소규모 전기사용자의 특성을 고려한 제도 운영 기준 마련 - 판매사업자의 과금용 전력량계에서 형식승인을 득한 모든 전력량계로 확대 - 민간 전력량데이터의 수집, 처리, 제공 등의 업무 수행과 전력량 데이터 활용성 증진을 위한 민간사업자(전력량정보제공사업자) 정의
2019.5.30	2019.5.31. (2019.6.1.)	2019년 3차	○ **발전기 비용평가 자료제출 기준 관련 규칙개정** - 발전기의 열량단가, 기술특성자료 등의 비용평가 관련 자료의 제출 기준 변경 - PPA발전기 발전비용 평가기준 변경 ○ **분쟁조정위원회 운영 개선** - 동일한 분쟁사항에 대하여 분쟁신청 접수 거부 및 분쟁조정절차 종료 조항 신설 - 분쟁조정결과에 불복하는 재정신청 주체를 '회원'에서 '분쟁당사자'로 수정 ○ **환경개선비용의 열량단가 반영** - 연료 사용에 따른 환경개선비용을 열량단가에 반영하는 근거 조항 마련 ○ **REC 계약시장 전자계약서 도입을 위한 규칙개정** - REC 계약시장의 전자계약서 체결방식 도입에 따른 관련 조항 개정

			○ **계통제약운전 정산기준 변경** - 다조합 복합발전기의 계통제약 운전 시 연료비 손실 보전 구간을 현행 출력의 50%에서 출력의 80%까지 확대 ○ **공급용량계수 산정기준 개정** - 공급용량계수 산정 시 적정공급용량을 8차 전력 수급기본계획의 최소 설비예비율 13%를 반영 - 최대부하(예측값) 산정 시 기하평균을 적용 하도록 명시
2019.3.29	2019.4.2. (2019.4.3.)	2019년 2차	○ **제주지역 바이오중유발전기 중앙급전 적용을 위한 규칙개정** - 제주지역 바이오중유발전기에 대하여 비중앙 급전발전기 예외 조항 적용
2019.2.18	2019.2.21 (2019.2.22)	2019년 1차	○ **대기오염물질 저감을 위한 상한제약 입찰 대상발전기의 합리적 조정을 위한 규칙개정** - 노후석탄발전기의 대기오염배출량이 적을 경우 발전소 내 정지대상 발전기를 조정
2018.12.28	2019.1.2 (2019.1.3)	2018년 5차	○ **구역수요 초과용량 전력시장 입찰 및 용량요금 정산을 위한 규칙개정** - 구역수요를 초과하는 20MW 초과 입찰 잉여 용량을 상시예비력으로 활용하고 용량 요금을 지급
2018.12.12	2018.12.12 (2018.12.13)	2018년 5차	○ **지역자원시설세 미정산분을 반영한 지역자원시설세 정산기준 규칙개정** - 제도 미비에 따른 지역자원시설세 미정산분에 대한 지급기준 신설 ○ **전력거래대금 결제업무 효율화를 위한 규칙개정** - 결제일정 간소화 (6차 → 4차)

- 구매측 입금일과 발전측 지급일 분리

<table>
<tr><th>구 분</th><th>개 정</th></tr>
<tr><td>결제
일정</td><td>
<table>
<tr><th>차수</th><th>거래기간</th><th>결제일</th></tr>
<tr><td>1</td><td>1~9일</td><td>5일</td></tr>
<tr><td>2</td><td>10~18일</td><td>13일</td></tr>
<tr><td>3</td><td>19~27일</td><td>23일</td></tr>
<tr><td>4</td><td>28~말일</td><td>26일</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>입금/지급
시한</td><td>• 입금 : 결제일 1영업일전 15시
• 지급 : 결제일 15시</td></tr>
</table>

○ 배출권 거래비용 정산 관련 규칙개정

- 계획기간 시작 전 기준연도 자료제출 의무 삭제
- 이행연도 자료제출 기한 삭제 및 제출 대상 자료 수정
- 담당 실무협의회 변경 및 명칭변경
- 배출권 할당대상 발전사업자"의 재정의

○ 소규모전력중개시장 개설을 위한 규칙개정

- 소규모전력자원 등 소규모전력중개사업 관련 용어 신설
- 중개사업자의 전력거래자 등록, 발전기로서 집합전력자원의 등록, 변경 및 말소 등 신설
- 비중앙급전발전기로서 집합전력자원의 정지 및 휴전계획, 긴급정지 통보 제외 개정
- 감시위원회를 통한 중개시장 감시·제제 업무 개정
- 분쟁조정위원회의 조정 대상에 중개시장 포함 개정
- 집합전력자원의 실시간 자료취득 및 제어설비 설치·점검대상 제외 신설 및 개정
- 공급인증서 거래시장 참여자 및 등록 관련 중개사업자 신설

			○ **규칙개정절차 개선을 위한 규칙개정** - 안건설명회 명문화 및 의견수렴기간 확대 (10일⇒15일) ○ **수요자원 거래시장 효율성 및 신뢰도 제고를 위한 규칙개정** - 수요관리사업자가 수요반응자원 및 참여고객의 필수정보를 전력거래 시스템에 입력하도록 명시 - CBL산정시 유사일 산정을 위한 참고일 개수가 부족할 때, 최대일보다 최소일을 우선 제외하도록 명시 - 수요자원 등록시 등록용량이 의무 감축용량으로 모두 인정되는 기준을 기존 감축 이행률 90%에서 97%로 변경 - 추가등록한 수요자원의 경우 감축이행률 70%미만 2회 발생시에도 전력거래 제한 대상에 포함 - 초기등록 수요반응자원 중 70%미만 감축 이행률이 2회 발생한 수요반응자원에 포함되는 수요반응참여고객은 동일 사업자의 타 수요자원으로 이동불가 - 사창립기념일, 노조창립기념일과 같이 명백한 비정상 수요 해당일에 가격결정 발전계획 입찰 행위를 원칙적으로 금지
2018.10.31	2018.11.1 (2018.11.2)	2018년 4차	○ **자가용발전기를 이용하여 수요감축을 하고자 하는 참여업체의 안전확보 조항 신설** - 독립운전시 관련설비 설치 의무화 (제12.2.3조 제2항 7호 8호 신설) - 전력계통에 연계하는 경우 병렬운전조작 합의서 제출 의무화 (제12.2.3조 제3항 7호 신설) - 전력거래소는 한전 및 전기안전공사에 병렬운전조작합의서 체결 및 독립운전 여부를 확인 (제12.2.3조 제4항 신설)

2018.7.27	2018.8.2 (2018.8.3)	2018년 3차	○ **실시간 자료취득 및 제어설비 설치 변경** - EMS와 자료를 연계하는 RTU 또는 실시간 자료취득·제어설비와 발전소 제어설비 간에 신호연계가 필요한 경우 디지털 통신방식을 적용해 직접 연계하도록 명문화 (별표 13 제7.2.1.2호 신설) ○ **계통보호 업무절차 명확화를 위한 규칙개정** - 보호방식 검토 의뢰 중 “신형보호장치 도입시”항목은 다른 검토의뢰 요건으로 대체적용 가능하여 삭제(별표16 제7.2.2호) - 보호장치 정정검토 의뢰요건 구체화 (별표16 제8.2.1호) - 정정검토 의뢰요건과 의뢰시기 항목을 구분 (별표16 제8.2.1호) - 정정결과 통보절차의 의무규정을 조건규정으로 변경 (별표16 제8.2.2호) ○ **정산금 산정관련 시장운영규칙 개정(별표2)** - 가격계획에 반영된 복합발전기가 GT모드 운전시 정산기준 개선 - 자기제약발전 정산금의 산정기준 개선 - 수력발전기의 계통제약정산금 산정기준 일부 개선 ○ **전력시장 전문위원회 운영 관련 규칙개정** - 비용평가위원회 위원 임기규정 정비 (제2.2.1.1조, 제2.2.1.3조) - 비용평가실무협의회 위원 임기규정 신설 (제2.2.3.1조의 2) - 차액계약위원회 위원 임기규정 정비 (제13.2.1.1조, 제13.2.1.3조) - 차액계약실무협의회 위원 임기규정 신설 (제13.2.3.1조의 2) - 규칙개정위원회 위원 임기규정 정비 (제9.2.2조)

			- 규칙개정실무협의회 위원 임기규정 정비 (제9.2.6조의 2) - 전력시장 전문가단(Pool) 자격사항에 '법률분야'반영 **○ 상업운전개시 신고 절차 개정** - 전기사업자가 계량설비를 봉인하려는 경우, 송·배전용전기설비 이용계약서를 제출토록 의무화 (본문 제4.1.5조)
2018.6.8	**2018.6.14 (2018.6.15)**	2018년 2차	**○ 수요자원 거래시장의 신뢰성 제고** - 전력수급 상황을 고려한 수요감축요청 발령조건 현실화 (제5.3.1조) - 등록시험의 시행조건 중 감축지속시간 강화 (제12.3.1.2조) - 등록시험 후 참여고객 해지기회 제공 (제12.3.1.8조) **○ 합리적인 전력거래 조건 개정** - 추가등록자원의 의무감축시간 단축 및 위약금 산정기준 개정 (제12.4.3.1조, 별표 26) - 전력거래기간 변경에 따른 관련 일정 조정(제12.2.2조, 제12.2.3조, 제12.4.1.1조) - 감축량 산정 정확성 향상을 위한 고객기준부하 산정기준 개정 (별표 28) **○ 수요자원 거래시장 문구 수정 및 규칙 명료화** - 전력거래비율 제한 관련 상위법령(전기사업법 시행령)과의 정합성 확보 등 (제12.2.3조, 제12.2.5조, 제12.2.6조, 제12.5.2.3조 등)
2018.2.9	**2018.2.9 (2018.2.10)**	2018년 1차	**○ 수요자원 감축시험 규칙개정** - 감축시험 부담 완화 및 시험의 실효성 제고 (12.3.2.1조) * 시험횟수 : 연간 2회. 단, 시험 및 실적이 저조한 자원은 재시험을 통해 최대 6회 시행 * 감축지속시간 : 원칙 1h, 필요시 4h까지 적용

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>- 수요자원거래시장 규칙 명확화를 위한 문구 수정 (1.1.2조)
* 급전지시 용어정의에 ‘수요감축요청’ 포함
○ 수요감축요청 발령기준 규칙개정
- 최대부하 초과 시 수요감축요청 발령조건 삭제 (5.3.1조)
- 수요감축요청 발령시 ‘목표수요’ 적용기준 변경 (5.3.1조)
* 전력수급기본계획 ➡ 동·하계 전력수급대책
- 예비력용 수요감축요청 발령조건 삭제 (5.3.1조)</td></tr>
<tr><td>2017.12.29</td><td>2017.12.29
(2017.12.30)</td><td>2017년 3차</td><td>○ 수요자원 거래시장 신뢰성 제고를 위한 규칙 개정
- 실시간 급전지시 미 이행에 대한 기본 위약금 산정식 개정 (별표26)
- 실시간 소비전력량 감시기기의 설치 기준 준수 명문화 (제12.2.3조)
- 전력시장 감시 대상에 수요관리사업자 명문화 (제6.3.4조~제6.4.9조)
- 감축시간이 1시간 미만인 경우 고객기준부하(CBL) 산정기준 변경 (별표 28)
- 수요자원거래시장 규칙 명확화를 위한 문구 수정 (제12.2.2조, 제12.2.3조, 제12.3.1.3조 등)
- 수요자원거래시장 관련 용어변경
(전력시장운영규칙 전문)
<table><tr><th>기 존</th><th>개 정</th></tr><tr><td>급전지시</td><td>수요감축요청</td></tr><tr><td>급전감축량</td><td>수요감축요청이행량</td></tr><tr><td>급전지시감축량</td><td>수요감축요청량</td></tr></table>○ RPS 의무이행비용 정산대상 발전기 변경
- 공급의무자별로 가상의‘RPS 의무이행비용 정산용 발전기’를 별도로 규정하여 지급하는 것으로 개정 (별표25)
- 규칙 개정 공고 이후, 관련 시스템 개발/</td></tr>
</table>

			시험 및 검증을 위한 기간(2개월) 확보를 위한 경과규정 마련 (부칙) ○ **전기사업법 시행령 및 시행규칙 개정에 따른 규칙개정** - 자가용전기설비 설치자의 전력거래 한도 예외조항 마련 (제4.1.9조) - 구역전기사업자의 전력시장 거래기간 변경에 따른 발전기 가동실적 분석기한 조정 (제3.3.1.1조제4항) ○ **채권채무관리 효율화를 위한 규칙개정** - 권리변동 통지 형태 일원화 (제4.3.2조, [별표 8] 7.11.6조) - 권리변동 통지를 위한 표준 양식 신설 (별지 42-1, 42-2, 43-1, 44-1호 서식) - 정산계좌 설정기준 완화 (제4.3.1조, [별표 8] 5.21, 7.11.4조) ○ **전력거래용 계량설비 운영프로세스 전산화에 따른 규칙개정** - 봉인프로세스 전산화에 따른 관련 규정 개정 (별표7) - 전력량계 관련 상위법령 개정에 따른 근거조항 변경 (별표7) - 계량등록부 서식 변경 (별지 37호 서식) ○ **중앙급전 전기저장장치의 주파수조정 서비스 진입용량 완화** - 주파수조정 서비스에 대한 중앙급전 전기저장장치 진입용량 기준 완화 및 관련 정산기준 신설 (제1.1.2조, 제1.2.4조, 부칙, 별표2 등) - 송전사업자의 전기저장장치 용어 개정 (전력시장운영규칙 전문) 기 존 → 개 정 주파수조정용 전기저장장치 → 송전사업자용 전기저장장치 ○ **정부승인차액계약 관련 규칙개정** - 차액계약운영 실무협의회 운영관련 규칙 개정 (제13.2.3.1조)

			- 부생가스발전기 차액계약 기준가격 산정 기준 개정 (별표30) - 데이터 활용 기준 및 개정사항 적용에 대한 기준 명시 (부칙) **○ 용량가격의 결정 및 공개시기 개정** - 기준용량가격(RCP) 공개시기 변경 (제2.4.3조) - 용량가격계수(RCF)의 공개시기(매년 6월)를 고려하여 관련 기초자료 공개시기 변경 (제2.5.5조, 제2.1.1.1조) - 공급가능용량 정산금 미지급 기준 변경 (제4.2.1.2조) **○ 규칙개정 관련 위원의 임기 및 긴급개정 절차 개정** - 규칙개정 관련 위원임기 규정 개정 (제9.2.2조, 제9.2.6조의 2) - 긴급개정 요건 및 절차 개정 (제9.3.4조) **○ 예약입찰 시행일정 개정** - 휴일이 3일 이상인 경우, 예약입찰 조정근거 신설 (별표4) - 휴일이 3일 이상인 경우, 수요예측 및 가격결정발전계획 수립 절차 신설 (별표5, 별표6) **○ 비중앙급전발전기 입찰기준 개정** - 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 가용능력의 가격결정발전계획 반영 원칙을 최근 7일 발전실적 평균값으로 변경(별표6) **○ 예비력 확보기준 실시간 적용 명확화** - 예비력을 상시 확보토록 문구를 명확화하되, 불시고장 등 예외에 대한 단서조항 마련 (별표3, 별표11) **○ 한국전력 송전망 운영조직 명칭 개정** (별표3, 별표12, 별표13)

			<table><tr><th>기 존</th><th>개 정</th></tr><tr><td>지역급전소</td><td>지역계통운영센터</td></tr><tr><td>지역급전원</td><td>지역계통운영원</td></tr></table>
2017.5.30	2017.5.30 (2017.5.31)	2017년 2차	○ **용어정의 개정 및 신설** (제1.1.2조) - 상한제약 용어정의에 대기오염물질 저감을 위한 발전기 운전 추가 - 대기오염물질 저감에 대한 용어정의 신설 ○ **입찰서 내용 개정** (제2.3.2조) - 입찰서 기재사항에 대기오염물질 저감을 위한 제약운전 발전계획량 추가 ○ **상한제약 입찰 관련 조문 신설** (제2.3.2조의2) - 대기오염물질 저감을 위한 상한제약 입찰 대상 및 기간, 급전지시 예외규정 마련 ○ **30년 경과 노후석탄발전기의 상한제약 입찰에 대한 경과규정 마련** (부칙) - 6월 1일(전력거래일 기준)부터 적용 ○ **제약운전 입찰운영절차 개정** (별표 4) - 제약입찰 조건, 제약입찰 코드에 '대기오염물질 저감'을 추가 - 상한제약량은 공급가능용량과 동일하도록 상한제약 입찰기준 명확화
2017.2.28	2017.2.28 (2017.3.1)	2017년 1차	○ **양방향 REC 거래시장 운영을 위한 관련 조항 개정 및 신설** (제11.1.6조, 별표25) ○ **양방향 REC 거래시장의 거래대금 정산·결제를 위한 관련 조항 신설** (별표25) ○ **계약시장에서 매매체결시 신고기한 개정** (제11.1.7조) ○ **관련 서식 개정** (별지 제89호, 제90호)
2016.12.30	2016.12.30 (2017.1.1)	2016년 5차	○ **중소형DR 제도 신설 및 수요시장 신뢰도 제고를 위한 규칙 개정 및 신설**(제5.3.1조, 제12.2.2조, 제12.2.6조, 제12.2.3조, 제12.3.2.1조, 제12.4.3.1조, 별표26, 별표29 등) ○ **중앙급전발전기의 상업운전 개시 신고 시 특**

<table>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td></td>
<td>
성 자료의 변경 의결여부를 확인할 수 있는 절차 신설 (제18.4조)
○ 안전도제약경제급전 수행 시 상정고장 제약을 포함하도록 변경 (제5.2.1조)
○ 주간 시운전발전계획 제출시기 변경 (제14.3조)
○ 양수발전기 발전입찰 및 펌핑입찰간 연계규정 신설 (제2.3.2조, 별표4)
- 양수발전기 정산규정 개정 (별표2)
○ 수력발전기 가격결정발전계획 반영기준 개선
- 총 입찰량 범위 내에서 전체 연료비가 최소화되도록 시간별로 최적 재배분 (별표6)
○ 열공급 제약운전시 기동비 지급기준 개선 (별표2)
- MEGWi,t > MGi 조건 삭제
○ 지역자원시설세 정산기준 개선 (별표1, 별표2)
- 정산식에 화석연료사용률 항목 추가
- 정부승인차액계약 체결 발전기는 정산대상에서 제외
- 전력거래량 기준 납부대상 발전기 소내전력률 적용 제외
</td>
</tr>
<tr>
<td>2016.10.31</td>
<td>2016.10.31
(2016.11.1)</td>
<td>2016년 4차</td>
<td>
○ 기준용량가격의 결정 및 공개 기준 변경(제2.4.3조)
- 회계기간 중 비용평가위원회에서 기준용량가격 재산정을 결정한 경우, 재산정일 이후부터 다르게 반영할 수 있도록 조항 개정
○ 용량가격계수(RCF) 명칭 변경(규칙전문)
<table>
<tr><th>구 분</th><th>한글명칭</th><th>영문명칭</th></tr>
<tr><td>(기존)</td><td>지역별
용량가격계수</td><td>RCF
(Regional Capacity Factor)</td></tr>
<tr><td>(변경)</td><td>용량가격계수</td><td>RCF
(Reserve Capacity Factor)</td></tr>
</table>
○ 용량가격계수(RCF) 산정기준 변경 (제2.4.3조, 제2.5.4조 등)
- 현 용량가격계수(RCF)를 “공급용량계수(ICF)”에 “지역계수(LF)”를 곱하는 것으로 개정
- 지역계수(LF)는 발전기별 용량손실계수와
</td>
</tr>
</table>

			가중치를 이용하여 발전기별로 차등하여 적용 - 발전기별 용량손실계수(용량TLF) 산정방식 신설 - 최대부하 발생시점 변경 - 설비용량 산정기준 변경 ○ **연료전환성과계수(FSF) 신설**(제2.4.3조 등) - 용량가격의 결정 및 공개 기준에 연료전환성과계수에 관한 조항 신설
2016. 5.12.	**2016.5.12.** **(2016.5.13.)**	2016년 1차 2016년 2차	○ **전기저장장치의 전력시장 참여를 위한 근거규정 마련**(제1.2.4조의2, 제2.3.1조, 제2.3.2조, 제4.1.1조, 제5.9.1조, 제10.2.1조, 제18.2조, 별표2, 3, 6, 8, 9, 11, 13, 15, 17, 18, 19, 별지 7-1, 32-1, 36, 80-1호 서식 등) - 일반적인 운영절차는 발전기에 준해서 적용하고, 전력거래 관련 사항은 양수발전기의 관련 규칙을 준용하도록 관련 조항 개정 및 신설 ○ **복합발전기 계통제약운전시 정산기준 개선**(제2.1.1.2조, 별표2, 별표23) - 계통제약운전정산금(SCON) 기준개선 및 계통제약운전 중 일부 가스터빈(GT) 재기동시 기동비 추가정산 관련 조항 개정 및 신설 ○ **열공급발전기 정산기준 개선**(제2.1.1조, 제2.1.1.2조, 별표2) - 열제약운전정산금(GSCON) 및 열제약운전중 추가 계통제약운전정산금(SCON) 기준개선 관련 조항 개정 및 신설 ○ **화력발전 지역자원시설세 정산기준 신설**(제4.2.1.1조, 별표1, 별표2, 별지 제39호 서식 등) - 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산 관련 조항 개정 및 신설 ○ **정산금 통지서, 거래대금 등 청구[요청]**

			서 개정(별지 제39호, 제39-1호, 제40호, 제40-1호, 제41호, 제41-1호) - 전력거래 정산관련 서식에서 비과세분을 별도 분리하도록 관련 서식 개정 및 신설 ○ **전력분야 전문용어 표준화를 위한 규칙 개정** (전력시장운영규칙 전문) - 발전분야 및 전력수급분야 전문용어 개정 • 감발/증발 ⇨ 출력감소/출력증가 • 계통병입/계통병해 ⇨ 계통연결/계통분리 • 첨두부하/최대전력/최대수요 ⇨ 최대부하 ○ **공급인증서(REC) 현물시장 통합 관련 개정**(제11.1.6조) - 태양광, 비태양광 현물시장 거래일 및 가격 단위를 통합 ○ **비용자료 제출 방법 변경**(제2.1.1.2조) - 비용자료 제출시 전력거래시스템을 이용하도록 관련 조항 개정
2015.9.30	**2015.9.30.** **(2015.10.1.)**	2015년 4차	○ 정보공개규정 변경(제8장, 제6.1.3조, 제11.3.1조 ~ 제11.5.4조) ○ 급전지시 허용오차 기준 변경(별표2 정산기준 Ⅰ-11-다-3) ○ 수요반응자원 정산금 산정 개선(별표26 Ⅰ, 제12.2.2조, 제12.2.3조 등) ○ 부생가스발전기 정산조정계수 조항 삭제(제21.10조, 별표23 등) ○ 공급인증서 관련 비용평가위원회 심의·의결사항 개정안(제2.2.1.4조 등) ○ 대용량 비중앙급전발전기 계통운영 감시기능 강화(제5.9.1조, 제5,9.6조, 별표 9, 17, 18) ○ 계통안정화장치 운영방법 개선(제 5.8.5조, 별표 13 붙임 8.1) ○ 계통해석 프로그램 사용기준 변경 (제1.1.2조, 제5.8.4조, 별표 3, 9, 16, 18, 21 등) ○ 제약발전 정산시 허용오차 적용 조정안 (별표 2 Ⅰ1 가 ②)

			○ 풍력연계형 전기저장장치의 공급인증서 가중치 산정을 위한 계량설비 설치 근거 규정 마련(제1.1.2조 제41호, 제4.1.1조 제4항)
2015.4.28	**2015.5.7 (2015.5.8)**	2015년 2차	○ 송전사업자의 주파수조정용 전기저장장치 상업운전에 따른 근거규정 마련 (제2.1.1.1조, 제2.1.1.4조, 제4.2.1.3조, 제5.6.1조, 별표 3, 별표9, 별표11, 별표17 등)
2015.3.12	**2015.3.17 (2015.3.18)**	2015년 1차	○ 배출권 거래비용 정산을 위한 규칙개정 (제2.1.1.4조, 제2.4.5조, 별표 2.0 등) ○ 수요반응자원의 전력부하감축량 평가 및 입찰방법 개선(제12.5.2.3조, 제12.5.2.4조, 별표 28 등) ○ 전력거래가격 상한에 관한 고시 제정에 따른 규칙개정(부칙(2013.2.28.) 제2조) ○ 예방정비 일정조정에 대한 정산기준 변경(별표2 정산기준 Ⅰ.10) ○ 발전기 정지계획 수립일정 조정(별표18) ○ 휴전업무절차 간소화 (제5.9.1조, 제5.9.2조, 별표 18 등)
2014.12.31	**2014.12.31 (2015.1.1)**	2014년 5차	○ 정부승인차액계약 규정 신설 (제13장, 별표30 신설 등)
2014.11.3	**2014.11.3 (2014.11.4)**	2014년 4차	○ 수요반응자원 거래시장 개설 (제12장, 별표26,27,28,29 신설 등) ○ 시간대별용량가격계수(TCF) 산정기준 변경(제2.4.3조 7항 1,2호, 별표2 정산기준 Ⅰ. 10) ○ 지역별용량가격계수(RCF) 산정기준 변경 (제2.4.3조 4항 1-4호) ○ 자체기동발전기 서비스 가능여부에 대한 입찰 신설 (제2.3.2조, 별표1, 별표2. 9. 가 4, 별표 4. 7.12) ○ 자기제약발전(GSCON) 정산시 허용오차 적용(별표2 Ⅰ. 1. 가 ②) ○ 자율제재금 부과기준 변경 (제6.4.6조) ○ 석탄화력 계획예방정비 계통분리시 석탄저장조 잔여탄 소진을 위한 계통분리

			지연 허용(별표 2. 11. 다. 및 별표4. 7.11.6) ○ 계통연결·계통분리시 허용시간 신설(별표 2 1. 가. ②, 별표 2. 11. 다. 및 별표 2. 12.)
2014.10.2	2014.10.2 (2014.10.3)	2014년 3차	○ 차세대 전력IT시스템 운영을 위한 규칙 개정 (제5장 제2절, 제3절 제5.3.4조, 제10장 제2절 제10.2.1조 1항 2호, 제12장 보칙 제12.9조)
2014.9.1	2014.9.1 (2014.9.2)	2014년 2차	○ 민법 개정에 따른 용어변경(9.2.2조의2) ○ 비용평가위원구성 변경 (2.2.1.1조 및 2.2.3.1조) ○ 규칙개정위원회 서면결의 규정 신설 (9.2.4조의 2, 별지 98호 및 99호) ○ 신재생에너지 공급인증서 현물시장 개설일 확대(11.1.6조, 별표 25)
2014.5.14	2014.5.16 (2014.5.17)	2014년 1차	○ 입찰자료를 제출받지 아니한 경우 기술적특성 적용기준 변경(2.3.4조) ○ 복합, 수력 및 양수발전기 입찰방식 변경 (2.3.2조, 별지 31호 및 33호) ○ 통신망 구성 개정(별표 13) ○ 계통운영시스템 운영절차 개정(별표 13)
2013.10.01	2013.10.01 (2013.10.02)	2013년 4차	○ 입찰량 초과 발전기에 대한 정산규정 개선 (별표 1, 별표 2) ○ 회원사 부담 가산세 청구절차 개정 (4.2.5.7조, 별표 8) ○ 대기온도 반영 복합발전기 입찰규정 개선(별표 4) ○ 복합발전기 등록기준 변경(1.2.4조)
2013.07.31	2013.07.31 (2013.08.01)	긴급개정	○ 지역별로 전력시장가격을 산출할 수 없는 경우, 지역별 구분없이 전체 발전기를 기준으로 전력시장가격 산출(2.4.2조)
2013.4.29	2013.4.30 (2013.5.1)	2013년 3차	○ 재정보증제도 개선(3.4.2조, 3.4.3조, 3.4.4조) ○ 온도변화를 반영한 복합발전기 공급가능용량 입찰방식 변경(별표4 6.3.2.1, 6.3.6.5) ○ 소관부처명 변경(지식경제부→산업통상자원부)
2013.2.21	2013.2.28	2013년	○ 정산상한가격 제도 신설(2.4.4조, 별표2)

	(2013.3.1)	1,2차	○ 신재생에너지 공급인증서 거래시장 및 RPS 의무이행비용 도입(1.1.1조, 제11장, 별표25)
2012.12.31	2012.12.31 (2013.1.1)	2012년 3차	○ 양수발전기 가격결정 기준변경(별표4, 별표6) ○ 비중앙발전기 가용능력 산정변경(별표6) ○ 비상시 전력시장 운영절차 신설(별표24) ○ 열병합발전기 등록기준 변경(1.2.4조) ○ 전력거래대금 계산서 삭제(별표8) ○ 과다 입찰시 자율제재금 가중 적용(6.4.4조) ○ 고장조사반 명칭 및 구성 변경(5.8.8조) ○ 전력계통 부하모델 변경(별표3) ○ 전력계통시스템 운영절차 변경(별표13) ○ 전력시장시스템 용어정비(별표4,7,22) ○ 중요설비 작업계획서 제출 명시(5.9.1조) ○ 휴전작업시 정전발생 사전통보(별표18) ○ 자가용전기설비설치자 계량기 설치(4.1.9조) ○ 송·배전용 전기설비 용어정비(1.1.2조 등) ○ 송·배전 사업자의 자체 휴전범위(별표 18) ○ 복합발전기 용량요금 정산방법 변경(별표2) ○ 발전단 입찰 마감시간 변경(2.3.1조) ○ 허용오차 이내 정산규정 변경(별표2)
2012.12.3	2012.12.3 (2012.12.4)	긴급개정	○ 전력공급 부족시 조치단계 일부 수정 (제5.1.4조, 별표12 중 5.0조 및 7.2.2조) - 준비단계와 관심단계의 조치사항 통합 - 주의단계와 경계단계의 조치사항 통합 - 배전용 변압기 TAP 조정 조치단계 상향 - 직접부하제도와 긴급자율절전을 긴급절전으로 통합
2012.5.31	2012.5.31 (2012.6.1)	2012년 2차 2012년 1차	○ 용어변경(정산조정계수로 변경) ○ 전력거래대금 채권양도 등 결제관련 규정 (제4.3.2조 및 별표8 중) ○ 소관기관 변경에 따른 산업통상자원부 명칭 등 반영 (전기위원회를 산업통상자원부로 변경) ○ 전력시장 전문위원회 구성·운영 관련 규정 개정(2장, 6장~9장 관련 위원회) ○ LNG 부족에 의한 대체연료발전기 우선 가동시 재고 처리규정(별표7, 7.5.3)

			○ 열제약발전기 발전가격 산식 및 정산규정 개정(제2.4.2조 및 별표2 중) ○ 신재생발전용 계량기 설치규정 개정(별표7) ○ LNG 초과부가금 정산방법 개정(별표2 중) ○ 양수펌핑 수요반영 가격결정 및 양수발전기 정산규정 개정(별표2 중) ○ 전력가격 안정 대상발전기 확대를 위한 관련규정 개정(제21.10조 및 별표23 중) ○ 운영예비력 저하 또는 저하예상 시 비중앙급전발전기, 구역전기사업자 가동 조치단계 변경(제5.1.4조)
2011.12.2	**2011.12.2 (2011.12.5)**	긴급개정	○ 용어정의 변경·신설(제1.1.2조 제57~63호), 이하 조호변경 ○ 변경입찰시 신속 제출(제2.3.3조제2항) ○ 운영발전계획 수립용 자료제출 신설(제2.3.8조) ○ 용어변경 - 공급예비력-->운영예비력(제3.2.2.3조, 제3.3.1.3조, 제5.1.4조, 별표3중, 별표10중, 별표11중, 별표12중) - 대기 및 대체예비력-->대기·대체예비력(제1.1.2조제60호, 제4.2.1.3조, 제5.6.1조, 별표1중, 별표2중, 별표3의1.2.2, 1.3, 1.3.2, 별표11의7.5.3·4 ○ '열간기동대기' 발전기 기동대기비용 정산기준(별표2의 11,가) ○ 비상시(운영예비력 저하시) 조치방법 강화(제5.1.4조, 별표12중) ○ 수요예측프로그램 적용 등(별표5중) ○ 예비력 확보기준 강화 (별표3의 1.2.2, 1.2.3, 1.3.1, 1.3.2 등) ○ 경보발령 및 조치, 통보관련 (제5.1.4조 제4항, 별표12 7.2.1.4, 7.2.4)
2011.6.30	**2011.6.30 (2011.7.1)**	2011년1차	○ 시간대별 용량가격계수 등 재산정시 적용시점 조정(제2.4.3조 제2항 단서 추가) ○ 전력공급예비력 저하시 조치단계 조정 및 조문수정(제3.2.2.3조, 제3.3.1.3조, 제5.1.5조 ,제12.8조, 별표10, 별표12)

			○ 전기위원회 사실조사 관련조항 삭제(제6장 5절) ○ 복합발전기 CC입찰 GT운전시 정산기준 변경(별표2, Ⅰ.1.가.②후단 단서추가) ○ GF추종운전시 정산기준 변경(별표2, Ⅰ.9.가.1).①) ○ 복합발전기 분기별 대표온도 변경(별표4, 7.6.1~7.6.2) ○ 접속설비 불가항력적 고장범위 확대(별표8, 5.24의 가) ○ 정부대표 위원 관련 명칭 변경(제2.2.1.1조, 제2.2.3.1조,제8.2.1.1조, 제8.2.1.2조,제8.2.3.1조)
2010.12.27	2010.12.28 (2011.1.1)	2010년3차	○ 양수발전기 가격결정발전계획 및 정산방식 개선(별표6 6.3.1.1 신설 등)
2010.11.30	2010.11.30 (2010.12.1)	2010년2차	○ 회원사 연회비 자동징수 규정 신설 (제1.2.2조 3항, 4항 신설 등) ○ 정산 통지 후 오류 발견시 정산정정 통지 규정 신설(제4.2.5.5조의 2 신설 등) ○ 구역전기사업자 등에 대한 재정보증금 산출규정 등 개선(제3.4.2조, 제3.4.3조 수정 등) ○ 구역전기사업자의 비교계량기 설치기준 개선(별표 7의 7.1.3 신설) ○ 계량설비 안전성 검사 주기 변경(제4.1.3조, 별표7의 7.3.5 수정) ○ 신규발전기 봉인 통보기간 변경 및 발전기 인증코드 부여기준 개선(별표7의 7.5.2 수정 등) ○ 발전기 기술적 특성자료 제출시기 변경(제2.1.1.1조 3항 수정) ○ 석탄발전기 상향운전 기준 개선 (별표9의 7.2.2.2 3항 수정) ○ 직접구매자 및 구역전기사업자에 대한 송전이용요금 결제조항 삭제(제4.3.2조, 제4.3.4조, 별표8의 7.1.4 등 수정, 제4.3.3조, 별표8의 5.17 등 삭제)
2010.06.30	2010.06.30	2010년1차	○복합화력발전기 계절별 대표온도 설정

	(2010.07.1)		변경(별표4 7.6.1, 7.6.2 수정) ○국내탄발전소 용어정의 보완(제1.1.2조(용어의 정의) 28의2 신설) ○주파수 추종 서비스 정산기준 보완(별표2 9.가.1) ①, ② 수정) ○지시출력 미달 발전기의 공급가능용량 조정방법 개선(별표2 Ⅰ.11.다.3) 수정 등) ○전력계통 신뢰도 고시 개정에 따른 전력계통 및 전력IT 분야 관련 규칙 개정(제1.1.2조 수정 등) ○전력공급 부족시 조치절차 강화(제1.1.3조 수정 등) ○규칙개정실무협의회 구성 변경(제9.2.6조 수정)
2009.12.29	2009.12.31 (2010.01.1)	2009년2차	○신규 발전계획 프로그램 적용을 위한 관련 규칙 개정(별표6 5.1, 6.3.2.1 및 별표9 5.4 수정 등) ○육지 및 제주지역 지역별 가격제도 도입(제2.4.2조 수정 등) ○웹기반 입찰시스템 구축 및 운영에 따른 관련 규칙 개정(제8.1.2조, 별표22 1.0 및 4.3 등 수정 등) ○보조서비스 불이행시 정산기준 명확화를 위한 관련 규칙 개정(별표2 Ⅰ.9.나.1).② 신설 등) ○구역전기사업자 전력거래 관련 규칙 개정(제3.3.1.6조 수정 등) ○발전설비 신증설시 기술자료 제출 양식 변경(별지 제82호 서식 수정) ○LNG 초과부가금이 부과된 발전기 정산규칙 신설(제4.2.1.1조 10호 신설 등) ○부생가스 발전기 정산금 보정방안 신설(제21.10조 ③ 항 신설 등)

			○발전기 주변압기 탭 검토결과 통보시기 변경(별표20 7.2.1 및 붙임 9.1 수정) ○자율제재금 부과기준 구체화(제6.4.4조 ②항 수정, 제6.4.6조 ①항 신설 등) ○열병합발전기의 열제약에 대한 가격 결정 개선(제2.4.2조 및 별표6 6.1.1 수정, 별표6 6.1.1.1, 6.1.2 ③ 및 부칙 신설 등)
2009.06.26	**2009.06.30** **(2009.07.1)**	2009년1차	○발전비용 평가자료 제출기한 명확화 (제2.1.1.1조 등) ○전력거래대금 청구 및 정산기준 개선 (별표8 7.11.1.1,별표2 11.가) ○계량설비 설치기준 개선(별표7 7.5.1, 8.3.1) ○비회원에 대한 정보공개 규정 신설(제8.1.3조, 제8.1.9조) ○소규모 회원사 시장은행이외의 결제 허용(별표8 5.21) ○2대 변압기 공유계량기 설치기준 개선 (별표7 제7.1.3조(설치기준)에 제6호 신설) ○계량설비의 설치기준 및 운영절차 변경 (별표7 7.1.6 등, 별표7 8.0) ○EMS 자료취득 허용오차 세분화(별표13 7.3.2.1.1) ○제주지역 변전소 자료취득경로 이중화(별표13 붙임8.1 등) ○전력계통 해석 기술자료 제출서식 신설(제5.8.5조 제7항, 별지서식 제82~86호) ○계통검토 항목 및 자료수집 방법 체계화(별표3 제4.1-4.4,4.9조) ○원자력발전기의 급전지시 허용오차 축소 및 계량값 기준 정산(별표2 Ⅰ.11.다.3) 등) ○가격결정발전계획이내 발전량에 대한 정산식 변경(별표23 5.2.1 수정) ○변경공급가능용량 산정시 허용오차(ε) 구분

			적용(별표2 Ⅰ.11.다.3))
2008.10.30	2008.10.31 (2008.11.1)	2008년2차	○열공급 제약발전기의 입찰자료 변경시기 개정(제2.3.3조) ○시운전발전기 조기 상업운전에 따른 용량요금 지급(제4.2.1.2조) ○전력거래대금 정산 이의신청 단서규정 신설(제4.2.5.5조) ○발전기 예방정비일정 변경에 따른 정산기준 및 절차 개선(별표8 7.3.5~7.3.11, 별표2 Ⅰ.10) ○전력거래대금 청구 간주조항 신설(별표8 7.9.3) ○규칙개정실무협의회 구성인원 확대(제9.2.6조) ○정부조직개편에 따른 부처명칭 변경 반영(제3.2.1.6조 등) ○계통운영보조서비스 관련 절차 및 기준 변경(제2.1.1.1조, 별표2 Ⅰ.9, 별표19 7.7.2 등) ○송변전설비 휴전계획 개선(제5.9.1조~제5.9.3조, 별표18 5.10) ○고장파급방지장치 운전정보 및 자료취득 근거규정 신설(별표13 8.1, 별표14 8.4)
2008.4.18	2008.4.22 (2008.5.1)	2008년1차	○기저발전기의 상한가격 폐지(제2.1.1.9조, 별표2) ○계통한계가격 보정계수 신설(제21.10조, 부칙, 별표23)
2007.12.24	2007.12.27 (2007.12.28)	2007년2차 2007년3차	○전력수급 관련 용어 변경(제1.1.2조 등) ○용량가격계수 및 소내전력률 적용방법 변경(제2.4.3조) ○직접구매자의 계량설비 설치기준 조정(제4.1.1조) ○“전력수급분야 위기대응매뉴얼”의 경보수준 및 조치사항 반영(제5.1.4조) ○발전연료공급자를 연료부족시 대책 협의체에 추가(제5.5.3조)

			○기존('04.2.25.이전) 구역전기사업자 발전기 중 중앙급전발전기로 등록되어 운영중인 발전기에 대하여 중앙급전발전기로 보는 경과조치 신설(부칙) ○전력거래용 계량설비의 시험 및 검사 주기 조정(별표7의 7.3.1) ○발전사업자에 대한 정산금 사전조정 항목 신설(별표8의 7.3.4) ○지역급전소 기능정지시 조치절차 신설(별표12의 5.7, 5.8, 7.6) ○전력거래 회원의 입찰시스템 접속시 인터넷 방식의 접속이 가능토록 내용 보완(별표22의 7.4.2)
2007.7.23	**2007.7.23** **(2007.7.24)**	2007년1차	○전력거래대금 정산일정 조정(제4.2.5.3조, 제4.2.5.5조, 별표8) - 초기정산 조정신청 기한 : D(전력거래일)+13일 → D+18일 - 조정신청 처리결과 통보일, 분쟁신청을 위한 협의 만료일 : D+18일 → D+21일 - 최종정산 이의신청 기한 : D+30일 → D+60일 - 이의신청 처리결과 통보일 : D+ 55일 → D+85일 ○데이터통신 및 원격취득용 전력량계 범위 확대(별표7의 8.1 전력량계) - 전력량계 통신 프로토콜의 IEC 및 KS표준 적용 ○전력거래자 및 발전기의 등록절차 신설(제1장 제2절) ○'중앙급전발전기' 용어 재정의 및 발전기 등록기준 신설(제1.1.2조 제1호) ○비중앙급전발전기에 대한 시운전과 상업운

			전 구분 폐지(제1.1.2조 제56호) ○시운전발전기의 상업운전개시 절차 일원화(제12.3조) ○발전소와 연계된 154kV 변전소 및 변전소 운영 급전분소를 급전전화 설치대상 사업장에 추가(별표13의 8.3.4) ○급전자동화설비 운영 절차 개정을 통한 전력계통자료 취득경로 이중화(별표13의 8.1.2, 8.3.3)
2006.12.26	**2006.12.26** **(2006.12.27)**	2006년3차	○전력시장 거래제도 개선 1단계 시행 - 용량가격 지급기준 개선 : 시간대별 용량가격계수의 피크기간과 일반기간 구분, 지역별 용량계수 신설(제2.4.3조, 제3.1.2조, 제3.2.1.2조, 제2.1.1.8조, 제2.2.1.4조, 제2.4.3조, 제2.1.1.1조) - 송전손실계수 적용 : 가격결정계획 및 정산에 조정손실계수 반영(제2.4.1조, 제5.1.1조, 제2.5.1조, 별표2. 정산기준, 제2.2.1.4조, 제2.5.5조, 제2.5.1조 내지 2.5.5조, 제3.2.1.4조) - 기저상한가격 적용 : 일반/기저발전기 구분 삭제, 기저발전기 전원별 기저상한가격 적용(제2.1.1.3조, 2.1.1.8조, 제2.2.1.4조, 제2.1.1.9조) - 연료제약발전기 처리 : 연료부족 발생시 협의체 구성, 시간대별 연료량 및 2차연료 사용여부 입찰 신설(제5.5.3조, 제2.3.2조, 부칙) - 기타 변경입찰서 제출기간 조정 등 (제2.3.3조) ○발전기 수전전력 기본요금 정산개선 (제2.1.1.1조 등) - 발전기 수전전력 기본요금 환급절차 폐지 및 관련 조항 삭제

			○신뢰도 관련 급전자동화설비 성능 개선 - 자료취득용 변환장치(T/D) 교정결과의 전력거래소 제출 신설(별표13의 7.3, 붙임 8.4) - 전기사업자의 급전용전화에 부재시 자동응답장치 등의 추가(별표13의 붙임8.3의 8.3.6)
2006.11.29	**2006.11.29** **(2006.11.30)**	2006년2차	○차수별 전력거래 기준일을 전기요금 납기별 자금규모에 맞춰 변경(별표2의 Ⅴ) ○'전력계통운영기준' 내에 전력계통 운영상태 정의 및 관련 세부기준(정상, 경계, 비상 및 복구상태)을 신설(별표3의 17.0) ○고장파급방지시스템의 동작 신뢰도 확보를 위해 필요한 유지보수업무 관련사항의 보강 - 중요계통에 설치되는 시스템은 2중화 하도록 조항 신설(별표14의 8.1.1) - 시험 종류, 범위, 주기 등에 관한 조항 신설(별표14의 5.0) - 통신시스템 신뢰도 확보와 관련된 조항 신설(별표14의 8.0) 등 ○[별표 17] '고장조사 처리절차'의 관련 규정 내용의 전면적 보완 - 전력설비에 고장발생 시 보고체계 문구 정리 및 조항 신설(7.0) - 고장조사 협의대상 변경 및 대상 수정(7.2) - 전력설비 정지관련 통계 조항 신설(8.0) - 절차서 조항 및 문구 전면 재조정 등 ○'비상시 급전지시 절차'에 급전통신 기능 정지 시 회원이 조치할 내용 추가(별표12)
			○시장운영시스템 연계운영(제2.3.2조, 제5.2.3조, 제5.4.1조) - 발전기비용자료 및 입찰자료에 증·출력 감소율 4개 허용

2006.9.13	2006.9.14 (2006.9.15)	2006년1차	- '실시간급전계획'에 대한 별도의 절 신설 - '송전손실 및 송전혼잡관리'에 대한 절 신설 - '전력거래시스템'에 대한 별도의 장 신설 등 ○주파수추종(G/F) 및 자동발전제어(AGC)의 정산기준을 실제 제공가능용량 중심으로 개선(별표2의 9.가,나) ○실시간급전운영, 복구체제보강(제5.3.4조, 별표3의 16.1.1.3, 별표11의 7.2.7, 별표12의 7.5.1.4 및 7.5.4.1) - 급전전화 기준강화, 급전운영 교육대상 확대, 조작주체 명확화, 발전소 개폐기 조작사항 추가 - 세부복구계획 제출근거 보강, 분리계통 주파수 감시 신설, 기동발전기 기동의무 추가 등 ○비상시통신설비 및 자료취득기준 보강(별표12의 7.4.3.3, 별표13의 7.3.2.1.2 및 8.1.1.2~4) - 제주 EMS 기능정지시 급전지시 방법의 추가, 제주지역발전기 출력편차 추가 - 송변전설비 자료취득기준 조정, 제주지역 발전설비 및 송변전설비 자료취득기준 구분 등 ○복합화력발전기 공급가능용량의 산정기준온도 적용을 보다 명확하게 규정(별표4의 6.3.2.2) ○전력계통운영기준중 '조속기 정정', '발전기의 출력변동 허용치' 세부기준 관련 예외사항의 명확한 규정(별표3의 13.0 및 14.0) ○'계통운영보조서비스 절차' 내의 '자체기동대상 발전기' 삭제(별표19의 붙임8.1) ○'최대발전용량'의 용어정의 단서(원자력발전소는 원자력법을 적용) 추가(제1.2조) ○정산식에 따른 가격요소별 정산금 산출시 원미만 단수정리 처리(별표8의 7.1.3)
2006.1.20	2006.1.26	2005년4차	○광역정전 방지대책 강화

	(2006.1.27)		- 계통운전원에 대한 교육제도신설 (별표3의 16.0) - 정전계통복구대책 보완(별표12의 7.5.1.1 및 7.5.1.3) - 광역정전 발생후 분석에 필요한 자료수집 및 보고요건 수립 (별표 16의 9.2.3) ○「전력수요 예측프로그램」 등의 정의·명칭 보완(별표5의 5.1 및 5.13, 제5.1.11조)
2005.10.7	2005.10.10 (2005.10.11)	2005년3차	○비중앙급전발전기 입찰방법 변경 - 전력거래소가 비중앙급전발전기에 관한 실제 발전량 자료의 취득이 가능한 최근 같은 요일 실적을 입찰 자료로 활용(별표6의 6.1.4.1) ○전력량계 계량데이터 취득방식 변경 - 공중전화선 또는 무선이동통신 사용(별표7의 7.1.6, 7.2.1) ○345kV 이상 차단기 휴전계획기준 변경(별표18의 6.2, 8.4.1) - 타 전기설비의 정지를 수반하지 않는 경우로 한정하여 연간계획에서 월간 휴전계획 대상으로 변경 ○입찰마감시간 이후 변경입찰 유예규정 삭제(별표4의 11.3) - 통상근무시간 이후 변경입찰을 모사전송 후 익일 입찰마감시간 이전까지 할 수 있도록 하던 것을 통상근무시간의 변경입찰 방법과 동일하게 입찰시스템에 직접 입력 ○시운전양수발전기 양수계획 변경 허용(제5.2.2조 제1항, 별표4의 6.3.3.2)
2005.5.27	2005.5.30 (2005.5.31)	2005년2차	○발전기 기동횟수 산정방법 개선(별표2. Ⅰ.4) - 파급정지 및 급전지시로 인한 발전기 정지 후, 즉시 재기동 가능한 발전기가 급전지시로 재기동한 경우 기동시간의 전시간대 계량값에 관계없이 기동비용을 받을 수

			있도록 정산방법 보완 ○수전전력 기본요금 환급일정 단축(별표8의 제7.7.1.1조) - 수전전력 요금 중 기본요금 환급을 위한 정산금 증빙서류에 대한 비용평가위원회 심의·의결 절차가 폐지됨에 따라, 수전전력 기본요금 정산금 환급일정 단축
2005.1.20	2005.1.21 (2005.1.22)	2005년1차	○구역전기사업자 도입을 위한 규칙개정(제1.2조 제1호 등) - 전기사업법의 개정('03.12.30)에 따라, 전력시장운영규칙 중 구역전기사업자가 전력시장에서 전력을 거래함에 필요한 관련규정을 개정·보완
2004.12.21	2004.12.22 (2004.12.23)	2004년5차	○"혼소율" 용어정의 변경(제1.2조 제28호) - 국내탄발전소의 유연탄 혼소에 대한 시장운영규칙 적용기준 마련 ○선로명칭 부여기준 변경(붙임8.2의 4.1) - 송전선로 명칭을 양쪽 발·변전소명으로 부여함으로써 계통운영자의 설비조작시 안전성 및 신속성 구현할 수 있도록 개정
2004.11.29	2004.11.30 (2004.12.1)	2004년4차	○기저기준발전기 정산식 개정(별표2. Ⅰ.1.나.3) - 발전기가 정지중인 경우 양(+)의 추가정산금이 발생하고, 변동비가 BLMP보다 낮은 경우 음(-)의 추가정산금이 발생하는 오류가 있어 이를 보완 ○정산 및 결제 관련 서식 정비(별표8의 5.6 등) - 사업자별로 정산금통지서(6종), 청구서(3종), 청구요청서(2종) 서식을 사용하고 있어 업무 비효율성 초래 - 정산·결제관련 11개 서식을 통합하여 3개 서식으로 간소화 (별지 제39호 내지 제41호 서식) - 송전요금, 환수금 등 정산항목을 신설·보완하여 신규사업자 진입시에도 사용할 수

			있도록 개정
2004.9.22	2004.9.24 (2004.9.25)	2004년3차	○기저기준발전기의 실제 연료비 회수를 위한 정산방법 변경 - 기저한계가격(BLMP)을 안정화시키기 위하여 실열량단가가 표준열량단가보다 높은 기저발전기를 기저기준발전기로 함(제1.2조 6의 3) - 기저기준발전기에 대하여 실열량단가를 반영함으로써 최소한 자기변동비(연료비)의 보상이 가능하도록 정산방법을 변경(제2.1.1.3조, 별표2. Ⅰ.1.나) - 기저발전기의 기준용량가격 보정계수를 세분화(제2.1.1.8조, 제10.7조 제1항 제4호, 별표2. Ⅰ.2)
2004.9.1	2004.9.6 (2004.9.7)	2004년2차	○최대발전용량 정의변경(제1.2조 21호) - "최대발전용량(MGC, [MW])"의 정의를 주변압기 고압측을 기준으로 발전기가 최대로 발전할 수 있는 용량으로서 법 제63조에 따른 '사용전 검사' 또는 법 제65조에 따른 '정기검사'시 부하운전시험 검사에 합격한 용량에서 소내전력을 차감한 용량으로 변경함
2004.7.7	2004.7.9 (2004.7.10)	2004년2차	○발전기 병렬운전에 관한 업무절차 개선(제5.3.6조, 별표21) - "병렬운전조작합의서"폐지 - "구역전기사업자"를 병렬운전 처리대상에 포함 - 병렬운전 발전기의 기술적 특성자료를 전력거래소에 제출토록 함 ○주5일근무제 시행 대비 입찰운영절차 보완(별표4) - 토요일을 휴일에 포함시켜 토요일에 입찰할 내용에 대해 예약입찰제를 시행하도록 함 ○계량설비 설치기준 및 운영절차 보완(별표7) - 전력거래용 전력량계의 시험을 전기사업자 및 직접구매자가 직접 실시할 기준 마련

			- 현행 납 봉인방법을 플라스틱 봉인방법으로 변경 ○태풍 · 호우 등 불가항력으로 발전소 접속설비에 고장이 발생하는 경우 한전과 발전회사 간 정산기준 마련(별표8)
2004.4.20	2004.4.22 (2004.4.23)	2004년1차	○용량가격지급률을 양수발전기별 특성을 반영하여 개별적으로 산정 · 적용할 수 있도록 수정(별표1, 별표2) - 비용평가위원회가 양수발전기 용량가격지급률을 정할 수 있는 근거를 명확히 하기 위해 동 위원회의 심의 · 의결사항에 "양수발전기별 용량가격지급률"을 추가(제2.2.1.4조) ○시운전발전기 관련 전기설비에 대한 휴전작업을 월간휴전계획에 반영하여 시행할 수 있도록 예외조항 신설(별표18, 제6.2조) ○휴전계획의 제출주체를 송전사업자에서 전기사업자로 확대하여 발전사업자도 휴전계획을 전력거래소에 직접 제출할 수 있도록 함(제5.4.2조 내지 제5.4.6조, 별표18)
2003.11.10	2003.11.11 (2003.11.12)	2003년3차	○규칙에서 인용하고 있는 '전기사업법 부칙' 근거를 명시(제1.3조 제4항) ○전력거래와 관련된 입찰 · 정산방식 일부변경 - 중앙급전발전기 수전전력요금 중 기본요금 정산시 비용평가위원회의 심의 · 의결을 거치도록 한 조항 삭제, 관련규정 정비(제2.1.1.1조, 제2.2.1.4조 및 별표2, 별표8) - 주연료가 2개이상인 발전기에 대한 비용평가자료 제출과 사용연료 변경시의 사전통보에 관한 내용 보완(제2.1.1.2조, 별표4) ○계량설비 봉인과 관련한 안전관리규정 신설(제4.1.5조, 별표7) ○송전망 설비계획을 계통운영기관에 제출토록 의무화(제5.3.5조) ○규칙개정 절차 개선(제9장) ○급전자동화설비(EMS) 취득 자료의 정확도

			유지를 위한 기준 보완(별표 13)
2003.9.9	2003.9.18 (2003.9.19)	2003년2차	○시운전발전기가 계통의 안정운영을 위하여 상업운전이 늦어지는 경우 중앙급전발전기로 취급 - 사전 비용평가 실시 (제10.5조 제2항) - 계통안정을 위한 급전지시 절차(제10.5조, 제9조 및 제10조 신설) - 중앙급전발전기와 같이 입찰 및 정산 (제10.5조 제11항 및 제12항 신설, 별표 2, 4, 6) ○송전단 기준 급전지시 시행 - 발전단 급전지시를 위한 단서조항 삭제 (제5.1.8조) - 경과규정 (부칙) - 송전단 기준 급전지시를 위한 보완 (별표 7, 8, 9 개정) ○표기상의 오류 정정 (제7.3.1.1조, 제10.5조 제6항, 별표 18)
2003.4.30	2003.5.7 (2003.5.8)	2003년1차	○발전기 출력과 소비열량과의 관계식에서 등호(=)의 덧셈기호(+) 오기 정정(제2.1.1.1조 제1항) ○근거조항 조항체계 변경에 따라 “제6조” 인용을 “제2.1.1.1조” 인용으로 정정(별표 2, I. 발전사업자에 대한 정산, 10. 기타 정산, 가. 기동대기 발전기의 정산) ○“발전비용평가위원회”를 “비용평가위원회”로 정정(별표 4의 5.9, 6.2.2.7.1, 6.3.4.2, 6.3.6.3, 별표 6의 6.1.1, 별표 10의 7.1.1.4, 별표 19의 7.8.1) ○“발전비용평가위원회운영규정”, “계통운영보조서비스절차서”, “정산절차서”, “비상시 급전지시절차서”, “실시간급전운영절차서”를 각각 “제2장제2절”, “별표 19”, “별표 8”, “별표 12”, “별표 11”로 정정(별표 2, I. 발전사업자에 대한 정산, 8. 대체 연료 사용 발전기의 정산, 9. 계통운영보조서비스에 대

			한 정산, 10. 기타 정산, 별표 3의 5.5, 10.3) ○정산계좌 입금시간 14:00, 입금확인시간 10:00를 각각 10:00, 14:00로 정정(별표 8 7.11.2.1, 7.11.3.1) ○정보공개위원회 관련 별지 서식에서 “검토”를 “의결”로 정정(별지 제23호, 제25호, 제39호, 제49호 서식) ○전력거래소와 거래당사자간 결제 관련 합의 대상을 모두 구분하여 표현(제4.3.2조 제1항) ○전력시장운영규칙의 “결제계좌” 및 “정산계좌” 사용자 구분 명확화(제4.3.6조 제1항 제5호, 제4.3.6조 제2항 도표) ○전력거래정산에서 발생하는 각종 수수료에 대한 정의 추가(별표 8 5.16, 5.17 신설, 5.21 용어변경) ○시장에서 정산 및 결제되는 거래관련 정산 금액과 각종 수수료 금액의 단수처리 일원화(별표 8 7.1.5) ○거래대금 결제 관련 각종 사용서식 내용 조정(별지 제39호, 제40호, 제41호, 제42호, 제43호, 제44호, 제45호, 제46호, 제47호, 제48호, 제49호 서식) ○발전사업자가 긴급정지를 하여야 할 경우, 불가피할 경우에는 정지 즉시 전력거래소에 통보하는 단서의 추가(제5.4.6조 제1항) ○불가피할 경우, 정산결과에 대한 조정(이의) 신청을 팩스 등 문서 제출로 대신하는 것을 허용(별표 8, 7.13.1, 7.13.4.1) - 장애복구 즉시 인터넷 입력을 하도록 수정 ○“별표”를 “별지”로 정정(제9.3.1조 제1항) ○실무협의회 의장을 위원회 전력거래소 위원으로 변경(제9.2.3.1조제2항) ○전력거래소와 각 전기사업자간 업무처리 일정 명시 등 절차 보완 (별표 16 7.3.1, 별표 16 8.2.1, 8.2.2, 8.2.3, 8.2.5) ○“보호방식 적용방안”과 “보호장치 운영기준”을 현행 전력시장운영규칙 별표 16의 붙임에서

			삭제하고, 각 전기사업자에게 문서로 통보하고 전력거래소 인터넷 홈페이지에 게시토록 기준 제시 방법 명시(별표 16의 6.1, 6.2, 8.1.1) ○전력시장운영규칙 본문과 별표 16의 용어 일치 및 문구 부분 변경(별표 16의 7.1, 7.1.1, 7.1.3, 7.2.1, 7.2.2, 8.1.4, 8.6, 8.6.1, 11.1, 11.2, 붙임 11.1, 붙임 11.2) ○정산 및 결제 절차 부분의 시간 및 기한 기술에서 근거조항이 있는 경우, 그 조문번호를 삽입하고, 중복되는 조항을 삭제(제3.1.4조 제1항, 제2항 제2호, 제2항 제3호, 제3항 삭제) ○재정보증으로부터의 채무불이행을 청구하는 규정을 명확하게 문구정비(제3.2.2.9조 제1항 제1호, 제1항 제2호, 제2항 제2호, 제2항 제3호, 제3항 삭제)
2002.11.14	**2002.11.15** **(2002.11.16)**	2002년5차	○전력시장운영규칙 전문 개정 - 세부운영기준의 폐지 및 규칙 본문, 별지로 통합 - 전기사용자(50,000 kVA이상) 직접구매 시행에 대비한 계량 및 정산, 결제, 재정보증 등의 신설 및 변경 - 전력시장감시위원회 설립 및 시장감시를 위한 규정 신설 - 각종 위원회 관련 규정 정비 및 절차 변경 - 휴전업무절차의 변경 및 전력거래용 변성기 공동사용 조건 - 차기 전력시장(TWBP) 모의운영 및 전력거래자 제도 시행근거 신설 - 초기정산에 대한 "이의신청"을 "조정신청"으로 변경 - 시운전발전기의 상업운전 인정 시기를 명확하게 규정 - 용량가격을 시간대별로 차등 지급

전력시장운영규칙/세부운영기준 개정이력

(2002. 11. 14 이전)

개정 근거 및 일자(확정일)	시행일	관련 규칙개정위원회	개정내용
2002년도 제5차 이사회 **2002.9.18**	**2002.9.18**	2002년 4차(정기)	○고장파급방지시스템적용절차서 - 고장파급방지시스템 설치 및 관리주체를 명확히 하는 조항의 신설 (3.4.1, 3.4.2, 3.4.3) ○계량절차서 - 비교계량설비설치의무기간 부분 수정 (7.1.1) ○발전비용평가위원회운영규정 - 발전비용평가위원회원 구성 부문 수정 (제10조 제1,2항) ○입찰운영절차서 - 복합 화력기의 최대발전용량 산정기준이 되는 계절별 대표온도 부문 수정 (7.6.1, 7.6.2)
2002년도 제4차 이사회 **2002.7.22**	**2002.7.29**	2002년 2,3차(임시)	○초기정산에 대한 이의신청을 초기정산에 대한 조정신청으로 용어 변경 ○발전비용평가위원회운영규정 - 발전비용평가위원회 대리참석 허용 및 절차, 위임장 양식 신설 (제21조 제5항 신설)
산자부장관의 승인 **2002.4.23**	**2002.5.6**	2002년 1차(정기)	○전력시장운영규칙 - XEGW (공급가능용량 초과 발전량 정산금) 정산식에서 용량요금 보상부문 수정(별첨3) - 765 kV 계통의 안정유지기준 및 계통검토시 사고 종류(별첨 4)

개정 근거 및 일자(확정일)	시행일	관련 규칙개정위원회	개정내용
산자부장관의 승인 **2001.12.19** 2001년 제5차 이사회 **2001.12.6**	**2001.12.21**	2001년 3차(정기)	○ 전력시장운영규칙 - 발전기 수전전력 기본요금에 대한 정산기준 및 절차 신설 (제6조 제2,3항, 제7조, 별첨 3, 부칙) - 시운전발전기의 정상거래 인정시기를 명확하게 규정 (제75조 제5,6,7항) - 계통운영보조서비스에 대한 정산기준과 절차신설(별첨 3) ○ 발전비용평가위원회운영규정 - 전력시장운영규칙 개정에 따른 보완(제7조 제20호, 제15조 제1항, 제26조 제2항, 부칙, 별표 8-1) ○ 정산절차서 - 전력시장운영규칙 개정에 따른 보완(7.6.1, 부칙, 붙임 #2, 3) ○ 계통운영보조서비스절차서 - 전력시장운영규칙 개정에 따른 보완(5.4~5.10, 7.8.1, 부칙)
2001년 제5차 이사회 **2001.12.6**	**2001.12.13**	2001년 3차(정기)	○ 입찰운영절차서 - 복합화력발전기의 입찰방법 변경 (6.3.2) - 중앙급전발전기 목록 삭제 (5.9.2) - 불명확, 불필요한 문구정리 (6.2.3, 6.3.1.4, 6.3.5.1, 6.3.5.2, 6.3.6.2) ○ 계통운영보조서비스절차서 - 자체기종발전기 지정변경 (붙임 8.1)

개정 근거 및 일자(확정일)	시행일	관련 규칙개정위원회	개정내용
2001년 제5차 이사회 **2001.12.6**	**2001.12.13**	2001년 3차(정기)	○비상시급전지시절차서 - 계통복구기준을 공지사항으로 변경 (7.5, 8.0) ○발·변전소주변압기탭정정및유효접지검토절차서 - 1선지락 고장시 중성점 유효접지 검토을 위한 기준수치 삽입 (8.2.1.1) ○계량절차서 - 3,000kW 이하 발전기 통신회선 제공의무 면제 (7.1.6, 7.2.1) - 봉인 및 해제 요청방법의 변경 (7.5.1) - 전력시장운영규칙과 용어 통일 (7.1.5, 7.2.2, 7.3.1, 8.2)
산자부장관의 승인 **2001.10.31**	**2001.11.15**	2001년 1차(정기)	○전력시장운영규칙 - 회원간 합의에 의한 정산일자 변경 (제68조) - 고정출력발전에 대한 정산기준 신설 (별첨 1, 3)
2001년 제3차 이사회 **2001.9.15**	**2001.9.22**	2001년 2차(임시)	○규칙개정위원회운영규정 - 규칙개정위원회의 심의기능 강화 및 운영 효율화 (제1, 5, 6, 7, 9, 10조)
2001년 제3차 이사회 **2001.9.15**	**2001.9.22**	2001년 1차(정기)	○발전기정지및휴전업무절차서 - 월간발전계획 변경절차 간소화 (7.4.1, 7.4.1.1, 7.5) ○정산절차서 - 판매회원용 정산금 통지서 양식 변경 (붙임 #2, 3) - 급전지시량 산정수식 정정 (붙임 #10의 8.)

[부록 3]

규칙의 약칭(略稱)과 내용

약칭	규칙 내용	관련 조항
규칙	전력시장 및 전력계통의 운영에 관한 규칙(전력시장운영규칙)	-
법	전기사업법	제1.1.1조
보조서비스	계통운영보조서비스	제1.1.2조
직접구매자	규칙 제3.2.2.1조에서 정한 전력을 직접구매할 수 있는 자격이 있는 자로서 규칙 제3.2.2.3조의 규정에 의한 승인을 얻은 자	제1.1.2조
전력거래소	한국전력거래소	제1.1.3조
회원	법 제39조에서 규정한 자	제1.1.3조
판매사업자	전기판매사업자	제1.1.3조
전력거래자	전력시장에서 전력거래를 하고자 하는 자	제1.2.1조
비용위원회	비용평가위원회	제2.2.1.1조
마감시간	거래일 전일 오전 11시	제2.3.1조
개별손실계수	직접구매자의 계량기 설치위치가 계량점과 다름으로 해서 발생하는 개별적인 손실계수	제3.2.1.4조
구매수수료	전력거래소가 직접구매자에게 직접구매자의 전력시장 진입에 따라 수반되는 정산·결제와 채권확보 및 사후관리 등에 소요되는 제반 경비충당을 위해 전력거래소 정관에 따라 부과하는 수수료	제3.2.2.7조
시장은행	전력거래전담 금융기관	제4.3.4조
감시위원회	전력시장감시위원회	제6.2.1조
전기사업자 등	전력시장에 참여하는 전기사업자, 수요관리사업자, 전력거래소, 시장은행 및 중개시장에 참여하는 중개사업자 및 전력자원보유자	제6.3.2조
조정위원회	분쟁조정위원회	제7.1.2조
분쟁신청인	분쟁조정을 신청하고자 하는 자	제7.3.1.1조
신분쟁조정인	규칙 제7.3.2.4조 제1항의 규정에 의하여 새로이 선정된 분쟁조정인	제7.3.2.4조
정보	법 제41조와 동법 시행령 제22조, 별표1의 6 및 「공공기관의 정보공개에 관한 법률」에 의거한 전력시장 및 전력계통의 운영에 관한 정보	제8.1.1조
정보위원회	정보공개위원회	제8.2.1.1조

약칭	규칙 내용	관련 조항
도매전력시장	수요측과 공급측의 경쟁을 통하여 전력거래가 이루어지는 전력시장	부칙 제3조
모의도매전력시장	도매전력시장의 운영에 필요한 설비의 구축을 위하여 모의로 일정기간 운영하는 도매전력시장	부칙 제3조
안정유지기준	전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준과 전력시장운영규칙에 정한 안정(성) 유지기준	별표3
발전회원	중앙급전발전기를 보유한 전력거래소 회원과 중앙급전발전기를 보유하지 않고 전력시장에서 전력을 판매하고자 하는 회원	별표4
RSC	발전계획시스템	별표9
RSCT	RSC 입출력프로그램	별표9
비중앙급전 대표발전기	비중앙급전발전기 등을 발전계획에 반영하기 위해 만든 한 개의 발전기	별표9
전기에너지	순방향(송전)유효전력량, 역방향(수전) 유효전력량, 지상무효전력량, 진상무효전력량	별표7
전력계통비상	규칙 제5.1.4조 및 제5.3.6조의 규정에 의거 천재지변 등으로 인한 전력계통의 고장, 발전기 불시고장 정지 등으로 전력계통 안정 및 전력수급 운영에 심각한 상태가 초래되거나 초래할 우려가 예상되는 경우 또는 계통운영 설비의 기능상실, 전력계통 Black-out 등이 발생	별표12
시스템	규칙 제5.8.2조의 규정에 의거 전력계통 안정도 분석결과 불안정한 계통을 안정화시키기 위한 고장파급 방지시스템	별표14
변경	발·변전소, 송전선로, 개폐소(개폐탑 포함)의 신설, 증설, 폐지, 휴지 등	별표15
병렬운전발전기	전력계통에 상시 연계하여 운전하고자 하는 발전기 중 중앙급전발전기가 아닌 발전기로서 전력시장에서 전력거래를 하지 않는 다음 각호(별표21의2.1)의 신·증설발전기	별표21
시스템	규칙 제5.8.2조의 규정에 의거 전력계통 안정도 분석결과 불안정한 계통을 안정화시키기 위한 고장파급 방지시스템	별표14

[부록 4]

규칙 담당부서 및 연락처

2026. 10. 기준

장	절	담당부서	담당자	전화번호 (061-330-)
제1장 총칙		공통		
제2장 가격결정	1. 발전비용 평가절차	시장운영팀	김동준	8512
	2. 비용평가위원회	시장운영팀	김동준	8512
	3. 발전입찰과 전력수요예측	시장운영팀	오태윤	8513
	4. 가격결정	시장운영팀	오태윤	8513
	5. 송전손실계수의 산정 및 적용	시장운영팀	김동준	8512
제3장 전력의 거래	1. 판매사업자의 전력구매	시장정산팀	국민찬	8911
	2. 직접구매자의 전력구매	시장정산팀	국민찬	8911
	3. 구역전기사업자의 전력거래	시장정산팀	국민찬	8911
	4. 전력구매자의 재정보증	시장정산팀	국민찬	8911
	5. 재생에너지직접전력거래	VPP사업팀	김도형	8961
제4장 계량과 정산 및 결제	1. 계량	고객총괄실	이정훈	8543
	2. 정산	시장정산팀	안병관	8971
	3. 결제 및 전력거래전담 금융기관	시장정산팀	국민찬	8911
제5장 전력계통 운영	1. 발전계획	수급운영팀	박재성	8814
		시장운영팀	오태윤	8513
	2. 실시간급전계획	수급운영팀	박재성	8814
	3. 급전지시	수급운영팀	박재성	8814
	4. 송전손실 및 송전혼잡 관리	송전운영팀	은준수	8851
	5. 발전기 자기제약	수급운영팀	박재성	8814
	6. 보조서비스	수급운영팀	이재영	8815
		계통개발팀	이성균	8652
	7. 양수발전기의 양수운영	수급운영팀	박재성	8814
	8. 전력계통 안정운영 및 자료제공	계통보호팀	김용희	8641
	9. 발전기 및 전기저장장치의 정지 및 휴전계획 조정	수급계획팀	김경환	8613
	10. 계통평가위원회	계통개발팀	곽지섭	8651
	11. 신재생발전기 및 중앙계약전기저장장치에 관한 계통운영	재생e기준팀	조영광	8571
제6장 전력시장감시		시장감시실	김완수	8351
제7장 분쟁조정		시장감시실	김완수	8351
제8장 정보공개		시장감시실	소수민	8357
제9장 규칙개정		선도시장팀	조호정	8442
제10장 전력거래시스템		시장시스템팀	김세실	8742
		플랫폼개발팀	최은숙	8704
제11장 공급인증서 거래		재생e고객시장팀	전재룡	8604
제12장 수요반응자원의 거래		수요자원시장팀	손봉식	8421
제13장 정부승인차액계약		계약시장팀	한수경	8433
제14장 재생에너지 발전량 예측제도		VPP사업팀	김형태	8962
제15장 저탄소 전원 중앙계약시장		선도시장팀	박성완	8452
제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업 운영규칙		입찰제도팀	서하림	8472
제17장 수소발전 입찰시장 계약전력량거래		수소시장팀	김성규	8461
제18장 준중앙급전자원 운영 제도		계통개발팀	이성균	8652
제19장 신재생 연계형 전기저장장치 부하감축자원의 거래		분산에너지SG팀	전성은	8942
제20장 분산에너지 특화지역의 전력거래		분산에너지SG팀	전지수	8941
제21장 보칙, 부칙		공통		

장	절	담당부서	담당자	전화번호 (061-330-
별표(1~34)	1. 기호 및 변수의 정의	공통		
	2. 정산기준	시장정산팀	안병관	8971
	3. 전력계통 운영 기준	수급운영팀	오창윤	8812
		계통개발팀	이성균	8652
		계통기술팀	주원	8622
		재생e성능팀	손기원	8690
		제주본부 운영실	손정국	064-741 -220
	4. 입찰 운영 절차	시장운영팀	오태윤	8513
	5. 전력수요 예측 절차	수요예측팀	최석민	8801
	6. 가격결정발전계획 수립 절차	<삭제 2021.1.1.>		
	7. 계량설비의 설치기준 및 운영 절차	고객총괄실	김재형	8545
	8. 정산 및 결제 절차	시장정산팀	안병관	8971
		시장정산팀	국민찬	8911
	9. 발전계획 수립 및 계통한계가격 공개절차	시장운영팀	오태윤	8513
		수급운영팀	박재성	8814
	10. 연료제약발전기 운영 절차	수급계획팀	이상호	8614
	11. 실시간 급전운영 절차	수급운영팀	박재성	8814
	12. 비상시 급전지시 절차	수급운영팀	오창윤	8812
	13. 계통운영시스템 운영 절차	계통시스템팀	권성철	8723
	14. 고장파급방지시스템 적용 절차	계통보호팀	양은준	8645
	15. 기기번호 부여 절차	송전운영팀	은준수	8851
	16. 계통보호 절차	계통보호팀	공병조	8642
	17. 전력설비 정지관리 절차	계통보호팀	김용희	8641
	18. 발전기정지 및 휴전업무 절차	수급계획팀	김경환	8613
	19. 보조서비스 절차	수급운영팀	이재영	8815
	20. 발·변전소 주변압기 탭정정 및 유효접지 검토절차	계통보호팀	김정원	8648
	21. 발전기병렬운전 및 공급방안 업무절차	계통계획팀	이형석	8674
	22. 시장운영시스템 운영 절차	시장시스템팀	박소미나	8741
	23. 전력가격 안정 등을 위한 정산금 조정	계약시장팀	김경수	8432
	24. 비상시 전력시장운영 절차	시장운영팀	오태윤	8513
	25. 공급인증서 거래시장 운영, 정산 및 결제 절차	고객총괄실	고새롬	8556
	26. 수요반응자원의 정산 기준	수요자원시장팀	손봉식	8421
	27. 수요반응자원 전력거래시스템 운영 절차	수요자원시장팀	손봉식	8421
	28. 고객기준부하 산정 기준	수요자원시장팀	손봉식	8421
	29. 수요반응참여고객의 전기소비형태 검증 기준	수요자원시장팀	손봉식	8421
	30. 정부승인차액계약 처리 절차	계약시장팀	한수경	8433
	31. 발전기 등 특성시험 관리 지침	계통보호팀	김정원	8648
	32. 풍력, 태양광 및 연료전지 발전기에 대한 계통운영 및 관리절차	재생e기준팀	김의정	8572
	33. 전력시장 제도개선 제주 시범사업에 대한 정산기준	입찰제도팀	서하림	8472
	34. 전력시장 제도개선 제주 시범사업 발전계획 수립절차	입찰제도팀	서하림	8472
별지서식 및 부록		공통		

주) 이 표는 규칙 이용자의 편의를 위하여 전력거래소 담당부서·담당자·전화번호를 명시한 것입니다.

[부록 5]

규칙 관련 위원회 위원 명단

2026. 10. 기준

위원회 명칭	규칙개정 위원회	정보공개 위원회	비용평가 위원회	계통평가 위원회
위원장	김성진(전력거래소)	곽근열(전력거래소)	주성관(고려대학교)	송화창(서울과기대)
정부 · 거래소	김양지(기후부) 옥기열(전력거래소)	김양지(기후부)	김양지(기후부) 박만근(전력거래소)	류필무(기후부) 강부일(전력거래소)
회원 대표 위원	백우기(한국전력) 서성재(남부발전) 황태규(GS EPS)	백우기(한국전력) 안성규(중부발전)	백우기(한국전력) 이상용(서부발전)	곽은섭(한국전력) 김재국(한국전력) 한종욱(동서발전)
전문가 위 원	노재형(건국대학교) 조홍종(단국대학교) 조영재(법무법인 광장)	배홍기(회계법인 PKF)) 조민현(법무법인 신촌) 정태호(경기대학교) 안선주(전남대학교)	정구형(한국전기연구원) 조홍종(단국대학교) 최용옥(중앙대학교) 조준오(법무법인화우)	김윤수(광주과학기술원) 심재웅(상명대학교) 허진(이화여자대학교) 국경수(전북대학교) 김강원(한국에너지공단)
간 사	조성빈(전력거래소)	강지훈(전력거래소)	김광철(전력거래소)	최홍석(전력거래소)
관 련 조 항	규칙 제9.2.1조	규칙 제8.2.1.1조	규칙 제2.2.1.1조	규칙 제5.10.1조