계통평가세부운영규정

2025. 06.

계통평가세부운영규정은 2025년 06월 01일 기준으로 작성되었으며
이후 최신 개정판은 아래의 방법으로 확인하실 수 있습니다.

1. 전력거래소 홈페이지(new.kpx.or.kr)/열린경영/전력시장운영규칙 및 세부규정
2. E-power market/전력시장정보/위원회현황/계통평가위원회

smart KPX 전기의 미래를 열어가는 전력거래소

목 차

제1장 총 칙 ····· 1
제2장 실무협의회 운영기준 ····· 3
제3장 발전기 기술적 특성자료 작성 및 적용기준 ····· 5
제4장 전기저장장치 기술적 특성자료 작성 및 적용기준 ····· 35
제5장 보조서비스 특성자료 제출 및 적용기준 ····· 38
제6장 보조서비스 세부운영기준 ····· 49
제7장 전력설비 동특성자료 제출 및 심사기준 ····· 64
제8장 제주계통 신재생발전기 세부운영기준 ····· 76
제9장 전력설비 정지관리 기준 ····· 82
제10장 적정 공급예비력 산정 기준 ····· 106
제11장 계통안정화 전기저장장치 특성자료 제출 및 적용기준 ····· 111
제12장 보 칙 ····· 118

부 록

1. 제·개정 이력 ····· 120
2. 약칭 및 내용 ····· 123
3. 규정 담당부서 및 연락처 ····· 129

계통평가세부운영규정

2020. 03. 19. 제정
2020. 04. 23. 부분개정
2020. 06. 19. 부분개정
2020. 09. 25. 부분개정
2021. 07. 01. 부분개정
2021. 09. 01. 부분개정
2021. 11. 01. 부분개정
2022. 03. 07. 부분개정
2022. 04. 08. 부분개정
2022. 04. 27. 부분개정
2022. 07. 05. 부분개정
2022. 09. 01. 부분개정
2022. 12. 26. 부분개정
2023. 02. 20. 부분개정
2023. 04. 03. 부분개정
2023. 08. 21. 부분개정
2023. 09. 28. 부분개정
2023. 12. 01. 부분개정
2024. 03. 26. 부분개정
2024. 11. 01. 부분개정
2025. 02. 28. 부분개정
2025. 04. 01. 부분개정
2025. 06. 01. 부분개정

제1장 총 칙

1.1 목적

이 규정은 전력시장운영규칙 제5장 제10절(계통평가위원회)에 의거하여 전력설비의 기술특성 자료심사와 제5.10.6조의 규정에 의한 업무를 공정하고 효율적으로 수행하기 위하여 필요한 사항을 정함에 목적이 있다.

1.2 적용범위

본 규정은 계통평가관련 업무에 적용하며 그 세부업무는 다음과 같다.

1. 발전기의 기술적 특성자료 작성 및 적용기준
2. 전기저장장치의 기술적 특성자료 작성 및 적용기준
3. 보조서비스 특성자료 작성 및 적용기준
4. 전력계통 해석 프로그램에 사용되는 동특성자료 작성 및 적용기준
5. 보조서비스 세부운영기준

6. 제주계통 신재생발전기 세부운영기준
7. 전력설비 정지관리 기준
8. 적정 공급예비력 산정 기준
9. 실무협의회 운영기준
10. 기타 계통평가위원회 의결 및 검토사항

1.3 보안유지 및 청렴 의무

계통평가위원회 위원 및 관련 업무 수행자는 '전자문서 및 전자거래기본법'(제13조 영업비밀 보호)을 준수하여야 하고, 직무와 관련하여 습득한 사항을 누설하여 다른 사람의 이익이나 손해가 유발되도록 이용하게 해서는 아니 된다.

1.4 본 규정에 언급하지 않은 사항에 대해서는 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준, 전력시장운영규칙, 비용평가세부운영규정 등의 관련규정을 준용한다.

제2장 실무협의회 운영기준

2.1 실무협의회 설치 및 구성

2.1.1 계통평가위원회(이하 “계통위원회”라 한다) 산하에 계통평가실무협의회(이하 “실무협의회”라 한다)를 둔다.

2.1.2 실무협의회는 의장을 포함하여 10인 이상 13인 이내로 구성한다.

2.1.3 실무협의회 의장은 계통위원회 간사로 하며, 위원은 계통위원회가 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 선임한다.

1. 전력거래소 직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 송전사업자 직원
4. 배전사업자 직원
5. 전력거래소 회원인 발전사업자 직원
6. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

2.1.4 2.1.3의 6호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력시장운영규칙 제5.10.2조제1항 제6호부터 제9호까지 규정의 각호와 같다.

2.1.5 실무협의회 의장은 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 간사를 두며, 간사는 의장이 전력거래소 직원 중에서 지정한다.

2.2 실무협의회 위원의 임기

2.2.1 2.1.3의 1호부터 4호까지의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

2.2.2 2.1.3의 5호 및 6호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회 연임할 수 있다.

2.2.3 2.1.3의 5호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여 임기동안 위원의 자격을 승계한다.

2.2.4 2.2.2에도 불구하고, 2.1.3의 5호 및 6호의 규정에 의한 위원의 경우 실무협의회 업무의 연속성을 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니한다.

2.2.5 2.1.3의 5호 및 6호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 선임될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

2.3 실무협의회 기능

2.3.1 실무협의회는 계통위원회에서 심의·의결할 안건의 내용을 검토·조정한다.

2.3.2 실무협의회는 계통위원회로부터 위임받은 사항을 검토하여 처리하며 그 결과를 차기 계통위원회에 상정하고 필요시 계통위원회에 출석하여 안건에 대한 설명을 할 수 있다.

2.4 실무협의회 운영

2.4.1 실무협의회는 의장이 필요하다고 인정하는 경우 수시로 개최할 수 있다.

2.4.2 실무협의회 의장은 실무협의회를 개최하고자 하는 경우 회의 개최 7일 전까지 각 위원에게 회의 일시, 장소 및 회의안건을 서면으로 통보하여야 한다.

2.4.3 실무협의회 회의는 재적위원 과반수의 출석으로 성립된다.

제3장 발전기 기술적 특성자료 작성 및 적용기준

3.1 목적

3.1.1 전력시장운영규칙 제2.1.1.1조, 제2.1.1.2조, 제2.1.1.5조, 제2.1.1.6조의 규정에 의거하여 전력시장 가격(SMP)의 계산, 발전기의 기동·정지(Commitment) 및 출력배분(Dispatch)을 결정하기 위해 필요한 발전기의 기술적 특성자료를 작성·제출하고 적용하는 기준을 정하는데 있다.

3.1.2 발전사업자는 기술적 특성자료를 작성하기 전 전력시장운영규칙 제2장(발전입찰 및 가격결정) 및 제5장(전력계통 운영)의 조항을 확인하여야 한다.

3.1.3 적용대상 : 중앙급전발전기(중앙급전 구역전기발전기 제외)

3.1.4 별도의 언급이 없는 경우, 발전기의 기술적 특성자료는 송전단을 기준으로 작성한다.

3.2 적용범위

3.2.1 하루전발전계획 <개정 2022.9.1>

3.2.2 신뢰도발전계획 <개정 2022.9.1>

3.2.3 실시간 급전계획

3.2.4 실시간 전력계통 운영

3.3 용어의 정의

3.3.1 “송전단 전력(Net Output)”이란 발전단 전력에서 주변압기 손실 및 발전소의 소내 소비전력을 사용한 후 송전하는 전력을 말한다.

3.3.2 “최대발전용량(Maximum Generating Capacity, MGC, [MW])”이란 송전단 기준 발전기가 연속운전으로 최대 발전할 수 있는 용량을 말한다.

3.3.3 “최대보증용량(Maximum Guaranteed Rating, MGR[MW])”이란 발전단 기준 발전기가 정해진 운전조건에서 발생시킬 수 있는 최대출력으로 설비공급(제작)사가 설비의 성능을 보증하기 위해 이론적으로 제시한 용량을 말한다.

3.3.4 “최대연속운전허용용량(Maximum Allowed Continuous Rating, MAR, [MW]”이란 발전단 기준 발전기가 규정된 운전조건에서 최대보증용량(MGR)과 정격용량(NR) 사이의 값으로 연속적으로 발전이 가능한 최대출력으로 발전설비의 제작, 설치, 조정 및 경년열화와 기타 조건 등을 고려하여 발전사업자가 결정하여 공인된 기관의 시험검사를 받아 합격한 용량을 말한다.

3.3.5 “정격용량(Normal Rating, NR, [MW])”이란 발전단 기준 발전기가 정해진 운전조건에서 설비의 최대효율을 유지하며 장시간 연속운전을 보장할 수 있는 출력으로 발전기의 시설용량(설비용량)을 말하며, 대기온도 15℃를 기준으로 한다. 다만, 복합발전기의 경우 여름철 전력수급, 공급능력 산정 등의 사유로 온도에 따른 출력변화를 감안하여 30℃ 이상 기준으로 정격용량을 구분하여 관리할 수 있다.

3.3.6 “최소발전용량(Minimum Generation, MG, [MW])”이란 송전단 기준 발전기가 환경규제(대기환경보전법 등)를 준수하면서 안정한 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량을 말한다. <개정 2023.4.3>

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

3.3.8 “출력감소율(Ramp Down Rate, RDR, [MW/min])”이란 발전기가 분당 출력을 감소시킬 수 있는 능력을 말한다.

3.3.9 “최소운전시간(Minimum Up Time, MUT, [hh:mm])”이란 발전기가 계통연결 이후 계통분리 될 수 있기까지의 최소 시간간격으로 발전기 운영의 안정성을 보증하기 위하여 최소한 운전되어야 하는 시간

을 의미한다. 여기서, 운전시간은 발전기 차단기가 닫힌 시점부터 발전기의 차단기가 열린 시점까지이다.

3.3.10 “최소정지시간(Minimum Down Time, MDT, [hh:mm])”이란 발전기가 계통분리 이후 계통연결 될 수 있기까지의 최소 시간간격으로 발전기 운영의 안정성을 보증하기 위하여 최소한 정지되어야 하는 시간을 의미한다. 여기서, 정지시간이란 발전기 차단기가 열린 시점부터 발전기의 차단기가 닫힌 시점까지이다.

3.3.11 “열간/온간/냉간 기동소요시간(Hot/Warm/Cold Notification Time, HNT/WNT/CNT, [hh:mm])”이란 급전지시를 받은 시각부터 발전기가 전력계통에 연결되는 시각까지 소요되는 시간을 말한다. 기동소요시간은 발전기 상태에 따라 열간/온간/냉간으로 구분한다.

3.3.12 “열간/온간/냉간 최소발전용량도달시간(Hot/Warm/Cold Start-Up Time, HST/WST/CST, [hh:mm])”이란 발전기가 전력계통에 연결되는 시각부터 최소발전용량까지 도달하는데 걸리는 시간을 말한다. 최소발전용량도달시간은 발전기 상태에 따라 열간/온간/냉간으로 구분한다.

3.3.13 “온간 천이시간([hh:mm])”이란 발전기의 계통분리 시점부터 온간상태로 변경되는 시간을 말한다. <개정 2021.9.1>

3.3.14 “냉간 천이시간([hh:mm])”이란 발전기의 계통분리 시점부터 냉간상태로 변경되는 시간을 말한다. <개정 2021.9.1>

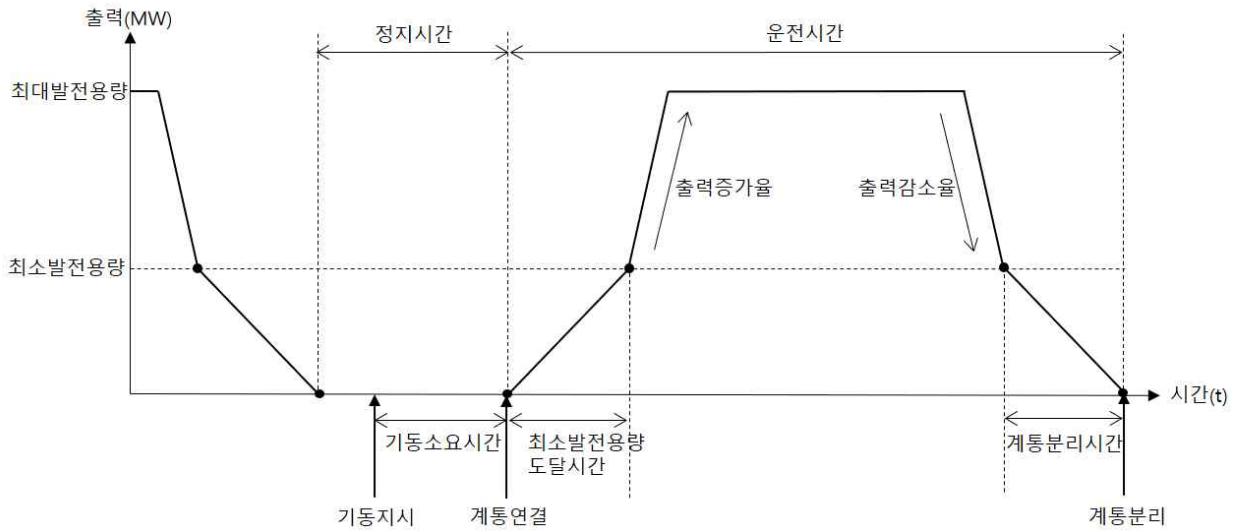
3.3.15 “열간/온간/냉간 기동비용(Hot/Warm/Cold Start Up Cost, HSUC/WSUC/CSUC, [원])”이란 발전기의 기동과 관련되어 소요되는 비용으로서, 원(won) 단위 양의 정수로 표시되는 비용을 말한다. 기동비용은 발전기 상태에 따라 열간/온간/냉간으로 구분한다.

3.3.16 “계통분리시간(Shut-Down Time, SDT, [hh:mm])”이란 발전기가 최소발전용량으로부터 전력계통에서 분리되는데 걸리는 시간을 말한다.

3.3.17 “필수운전(Must Run)”이란 자기제약 또는 계통제약으로 전력거래기간에 발전기가 필수적으로 운전되어야 한다는 것을 말한다.

3.3.18 “마스터 기술자료”란 계통평가위원회에서 의결한 기술적 특성자료 및 보조서비스 특성자료의 데이터베이스를 말한다.

3.3.19 3.3.2부터 3.3.16까지의 기술적 특성자료를 그림으로 나타내면 아래와 같다.



3.3.20 “최소발전용량 이하 운전(Operation Lower Minimum Generation, OLMG)"이란 중앙급전발전기의 최소발전용량 이하로의 연속적인 운전을 말한다. [신설 2023.4.3.]

3.3.20.1 “최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치(Lower Minimum Generation, LMG, [MW])"란 중앙급전발전기의 최소발전용량 이하로의 안정적 운전이 가능한 하향출력값을 말한다. [신설 2023.4.3.]

3.3.20.2 “최소발전용량 이하 운전 시 유지시간(Lower Minimum Generation Holding Time, LMGT, [hh:mm])"이란 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치에서 운전할 수 있는 시간을 말한다. [신설 2023.4.3.]

3.4 기술적 특성자료 구분

발전기의 기술적 특성자료는 발전기의 출력배분관련 자료와 기동·정지 관련 자료로 구분한다.

3.4.1 출력배분관련 특성자료(Dispatch Parameter Data)

① 최대발전용량
② 최소발전용량
③ 출력증가율
④ 출력감소율
⑤ <삭제 2023.4.3.>
⑥ 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치(옵션) [신설 2023.4.3.]
⑦ 최소발전용량 이하 운전 시 유지시간(옵션) [신설 2023.4.3.]

3.4.2 기동정지관련 특성자료(Commitment Parameter Data)

① 열간/온간/냉간 기동소요시간
② 열간/온간/냉간 최소발전용량도달시간
③ 온간 천이시간 <개정 2021.9.1>
④ 냉간 천이시간 <개정 2021.9.1>
⑤ 계통분리시간
⑥ 최소운전시간
⑦ 최소정지시간
⑧ 복합발전기 GT 단독운전 가능 여부
⑨ 일일 최대기동 횟수
⑩ 기타 기동·정지 제약사항

3.4.3 전력시장운영규칙 제1.1.2조(용어의 정의) 제129호에 따른 다조합 복합발전기는 발전계획 수립 등을 위하여 제3.4.1조 내지 제3.4.2조의 특성자료를 개별GT(복합발전기를 구성하는 모든 가스터빈의 성능을 대표하는 발전기 1기) 및 ST(복합발전기를 구성하는 스팀터빈 1기)의 특성자료로 변환하여 적용할 수 있다.[신설 2022.12.26]

3.5 자료제출 시기 및 방법

3.5.1 자료제출 시기

3.5.1.1 상업운전 중인 발전기

① 발전사업자는 발전기의 기술적 특성자료에 변경이 필요한 경우 매달 말일 기준 9일전(실근무일 기준)까지 해당 항목의 자료를 제출하여야 한다.

3.5.1.2 시운전발전기

① 시운전예정 발전기인 경우 최초 계통연결 전월 20일까지 주기기 공급계약서에 따른 자료를 제출한다.

② 시운전발전기가 상업운전을 개시한 경우 상업운전 개시 후 90일 이내에 성능시험을 완료하고, 시험결과에 근거하여 변경된 자료를 제출한다.

3.5.2 자료제출 방법

① 발전사업자는 기술적 특성자료를 전력거래시스템을 이용하여 제출한다.

② 제출위치 : E-power market / 비용및계통평가자료제출 / 기술자료 / 발전기기술적특성자료

③ 발전사업자가 공문과 전력거래시스템을 통해 기술적 특성자료를 제출한 경우 계통평가위원회에 부의안건을 제출한 것으로 본다.

3.6 출력배분 관련 특성자료(Dispatch Parameter Data)

3.6.1 최대발전용량(Maximum Generating Capacity, MGC)

3.6.1.1 항목설명

① 최대발전용량은 송전단 기준 발전기가 최대로 발전할 수 있는 용량이다.

② 제출형태는 “MW”로 하며, 소수점 이하 두 번째 자리에서 반올림하여 첫 번째 자리로 한다.

3.6.1.2 사용목적

① 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획 수립시 발전기의 출력수준을 결정할 때 발전기의 입찰 상한치로 사용된다. <개정 2020.9.25., 2022.9.1>

② 실시간 급전계획 수립시 기동된 발전기의 출력수준을 결정할 때 발전기의 출력 상한치 결정에 활용된다. <개정 2020.9.25>

3.6.1.3 작성지침

① 최대발전용량은 **정격용량 기준 송전단**으로 작성하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 전기사업법 제63조에 따른 사용전검사 또는 제65

조에 따른 **한국전기안전공사의 정기검사 중 '부하운전시험'**에 합격한 경우에는 정격용량을 해당용량으로 대체하여 적용할 수 있다.

② ①항에도 불구하고 각 호에 해당하는 경우 발전원별 최대발전용량은 아래와 같이 작성한다.

1. 원자력발전기 : 송전단 기준 최대연속운전허용용량
   - 최대연속운전허용용량 : 원자력안전법 제16조 또는 제22조에 따른 한국원자력안전기술원의 '최대연속운전허용출력검사'에 합격한 출력의 송전단 값
   - 송전단 계산용 소내전력량 : 해당 검사시험 결과 값
2. 기력, 내연발전기 : 성능시험을 통한 송전단 기준 최대발전용량 <개정 2020.9.25>
   - 송전단 계산용 소내전력량 : 해당 검사시험 결과 값
3. 복합발전기 : 온도보정곡선 및 대기압보정곡선에 따른 송전단 기준 최대발전용량 <개정 2021.9.1>
   - CC모드 및 GT모드로 구분하여 작성
   - CC모드 : Combined Cycle Load 100% 운전기준
   - GT모드 : Simple Cycle GT 1대 기준, Load 100% 운전
   - 분기별 대표온도 범위 내에서 온도보정곡선에 따라 산출된 분기별 CC모드 및 GT모드 최대발전용량
   - 시장운영규칙 별표4 7.6.2에 따른 분기별 대표온도

구 분	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℃

   - 송전단 계산용 소내전력량 : 가장 최근의 성능시험 결과값 (성능시험 결과가 없는 경우 주기기 공급계약서 자료)

3의1. 발전계획 수립을 위한 다조합 복합발전기의 개별GT 및 ST는 아래 산식에 따라 산출하여 적용한다. [신설 2022.12.26.]
   - 개별GT : GT 호기별 최대발전용량 합 ÷ 총 GT 대수
   - ST : CC모드 최대발전용량 - GT 호기별 최대발전용량 합

4. 수력 및 양수 발전기 : 송전단 기준 호기별 정격용량

- 정격용량 : 호기 단위로 작성
- 송전단 계산용 소내전력량 : 주기기 공급계약서 자료

③ 발전사업자는 ①항 및 ②항의 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제공하여야 한다.

④ 발전사업자는 시운전, 시험 등의 불가피한 사유로 인정된 경우를 제외하고, 계통평가위원회에서 본 항에 대해서 의결한 값을 변경하여 입찰할 수 없다.

⑤ 발전사업자가 본 항에 대하여 입찰을 변경한 경우에는 7일(실근무일 기준) 이내에 변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하여 승인받아야한다.

3.6.1.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값과 증빙서류 내용을 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 마스터 기술자료의 유사 발전기 모델(발전원, 설비용량, 주기기 제작사, 제작년도 등 고려) 수치와 비교·확인한다.

③ 전력거래소는 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

④ 최대발전용량≥주파수추종운전 최대≥자동발전제어운전 최대≥0

3.6.1.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰값을 마스터 기술자료와 비교·확인한다.

3.6.2 최소발전용량(Minimum Generation)

3.6.2.1 항목설명

① 최소발전용량은 송전단 기준 발전기가 환경규제를 준수하면서 안정적인 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량을 의미한다. <개정 2023.4.3>

② 제출형태는 “MW”로 하며, 소수점 이하 두 번째 자리에서 반올림하여 첫 번째 자리로 한다.

3.6.2.2 사용목적

① 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획 수립시 발전기의 출력수준을 결정할 때 발전기의 출력 하한치로 사용된다. <개정 2022.9.1>

② 실시간 급전계획 수립시 기동된 발전기의 출력수준을 결정할 때

발전기의 출력 하한치 결정에 활용된다.

③ 비상상황 발생시, 원자력 운영절차서를 고려하여 발전사업자와 협의 후 출력감발 수준을 조정할 수 있다. <개정 2023.9.28.>

3.6.2.3 작성지침

① 최소발전용량은 설비 특성과 환경규제 사항을 고려하여 작성하되, 이를 증빙할 수 있는 근거서류와 함께 제출한다. <개정 2023.4.3>

② 발전원별 작성방법은 아래와 같다.

1. 복합발전기 : CC모드 및 GT모드로 구분하여 작성
   - CC모드 : Combined Cycle로 안정운전이 가능한 GT 최소조합 가동 기준의 CC 최소발전용량과 GT 최소발전용량을 작성한다. 이때, 2대 이상의 가스터빈발전기를 포함한 복합발전기의 최소발전용량은 1:1 기준으로 작성한다. 단, 안정운전을 위한 최소발전용량이 2:1 운전조합 이상일 경우, 해당 운전 조합의 최소발전용량과 함께 최소출력 기준 GT 대수를 작성한다. <개정 2021.11.01>
   - GT모드 : Simple Cycle GT 1대 기준

1의1. 다조합 복합발전기의 개별GT 및 ST는 아래 산식에 따라 산출하여 적용한다.<개정 2025.6.1>
   - 개별GT : 최소출력 GT 대수만큼의 최소발전용량 합 ÷ 최소출력 GT대수
   - ST : CC모드 최소발전용량 - 최소출력 GT 대수만큼의 최소발전용량 합

1의2. 발전계획 수립을 위한 CC모드 최소발전용량은 비용평가세부운영규정 제4.6.4.4조에 따른 개별GT와 ST 출력관계 비례식을 고려하여 적용할 수 있다.[신설 2022.12.26.]

2. 원자력 및 기력, 내연발전기 : 호기 단위 작성<개정 2020.9.25>

3. 수력 및 양수 발전기 : 호기 단위 작성

③ 발전사업자는 불가피한 사유로 인정된 경우를 제외하고, 계통평가위원회에서 본 항에 대해서 의결한 값을 변경하여 입찰할 수 없다.

④ 발전사업자가 본 항에 대하여 입찰을 변경한 경우에는 7일(실근무일 기준) 이내에 변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하여

승인받아야 한다.

3.6.2.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값과 증빙서류 내용을 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 마스터 기술자료의 유사 발전기 모델(발전원, 설비용량, 주기기 제작사, 제작연도 등 고려) 수치와 비교·확인한다.

③ 전력거래소는 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

④ 자동발전제어하한≥주파수추종하한≥최소발전용량≥0

3.6.2.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰값을 마스터 기술자료와 비교·확인한다.

3.6.3 다조합 복합발전기 운전조합에 따른 기준 최소발전용량(Reference Minimum Generation)[신설 2025.6.1.]

3.6.3.1 항목설명

① 다조합 복합발전기 운전조합에 따른 기준 최소발전용량은 다조합 복합발전기의 운전조합을 대표하여 발전계획 수립시에 사용되는 최소발전용량을 의미한다.

② 제출형태는 “MW”로 하며, 소수점 이하 두 번째 자리에서 반올림하여 첫 번째 자리로 한다.

3.6.3.2 사용목적

① 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획 수립시 다조합 복합발전기의 출력수준을 결정할 때 발전기의 운전조합에 따른 출력 하한치기준으로 사용된다.

② 실시간 급전계획 수립시 기동된 다조합 복합발전기의 출력수준을 결정할 때 발전기의 운전조합에 따른 출력 하한치 기준 결정에 활용된다.

3.6.3.3 작성지침

① 운전조합에 따른 기준 최소발전용량은 설비 특성과 환경규제 사항을 고려하여 작성하되, 이를 증빙할 수 있는 근거서류와 함께 제출한다.

② 다조합 복합발전기의 경우 발전계획 수립을 위한 CC모드 운전시의 개별GT 및 ST는 아래 산식에 따라 산출하여 적용한다.

- 기준CC : 복합발전기의 최저조합과 최대조합의 최소발전용량 중 GT 1대에 대응하는 최소값을 적용한다.
  Min(최저조합 CC모드 최소발전용량 ÷ 최저조합 GT대수, 최대조합 CC모드 최소발전용량 ÷ 최대조합 GT대수)
- 개별GT : 기준CC에 해당하는 운전조합의 GT최소발전용량합 ÷ 기준조합 GT대수
- ST(GT 1대 대응) : (기준CC의 CC모드 최소발전용량 - 기준CC의 GT최소발전용량) ÷ 기준조합 GT대수

단, 해당 운전조합에서 기기결함, 환경규제 등의 특수한 사유로 전체 운전조합을 대표하기 어려울 경우 다른 운전조합을 대표 운전조합으로 별도 지정할 수 있다.

③ 발전계획 수립을 위한 CC모드 최소발전용량은 비용평가세부운영규정 제4.6.4.4조에 따른 개별GT와 ST 출력관계 비례식을 고려하여 적용할 수 있다.

3.6.3.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값과 증빙서류 내용을 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 마스터 기술자료의 유사 발전기 모델(발전원, 설비용량, 주기기 제작사, 제작연도 등 고려) 수치와 비교·확인한다.

③ 전력거래소는 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

④ 전력거래소는 GT/ST 출력 비례계수 작성 시 발전계획 활용에서의 적정성 여부를 확인한다.

3.6.3.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰값을 마스터 기술자료와 비교·확인한다.

3.6.4 출력증가율(Ramp Up Rate), 출력감소율(Ramp Down Rate)

3.6.4.1 항목설명

① 출력증가율은 급전구간에서 분당 출력을 증가시킬 수 있는 능력을 말한다.

② 출력감소율은 급전구간에서 분당 출력을 감소시킬 수 있는 능력을 말한다.

③ 여기서 급전(Dispatch) 구간이란 발전기의 최소발전용량과 최대발전용량 사이구간을 말한다.

④ 제출형태는 “MW/min”으로 하며, 소수점 이하 두 번째 자리에서 반올림하여 첫 번째 자리로 한다.

3.6.4.2 사용목적

① 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획에서 급전구간에 대한 발전기의 분당 출력 증가 및 감소를 계산할 때 사용된다. (단, 원자력발전기의 경우 3.6.3.3에 따른 평상시 자료로 사용) <개정 2022.9.1., 2023.9.28>

② 실시간 급전계획 수립시 기동된 발전기의 분당 출력 증가 및 감소를 계산할 때 사용된다. (단, 원자력발전기의 경우 3.6.3.3에 따른 평상시 자료로 사용) <개정 2023.9.28.>

③ 비상상황 발생시, 원자력 운영절차서를 고려하여 발전사업자와 협의 후 출력증가·감소율을 조정할 수 있다. <개정 2023.9.28.>

3.6.4.3 작성지침

① 출력증가율 및 출력감소율을 작성하고, 작성근거를 함께 제출한다.

② 발전원별 작성방법은 아래와 같다.

1. 복합발전기 : CC모드 및 GT모드로 구분하여 작성
   - CC모드 : Combined Cycle Load 100% 운전기준
   - GT모드 : Simple Cycle GT 1대 기준, Load 100% 운전

1의1. 발전계획 수립을 위한 다조합 복합발전기의 개별GT 및 ST는 아래 산식에 따라 산출하여 적용한다.
[신설 2022.12.26.]

- 개별GT : CC모드 출력증가율/출력감소율

$$\times \frac{\text{개별GT 최대발전용량}}{\text{CC 모드 최대발전용량}}$$

- ST : CC모드 출력증가율/출력감소율

$$\times \frac{\text{ST 최대발전용량}}{\text{CC 모드 최대발전용량}}$$

2. 기력 및 내연발전기 : 호기 단위 작성

<개정 2020.9.25., 2023.9.28>

- 석탄발전기의 경우 출력증가·감소율 작성 시 미분기의 동작 특성은 고려하지 않는다.

3. 수력 및 양수 발전기 : 호기 단위 작성

4. 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준 제27조에 따른 발전기별 출력변동률 기준은 아래와 같다.
   - 석탄발전기 : 정격용량의 3.0%/min 이상
   - 중유발전기 : 정격용량의 4.5%/min 이상
   - 가스터빈발전기 : 정격용량의 5.0%/min 이상
     단, 2005.1.23. 이전에 전력시장에 진입한 발전기는 설비특성에 따라 변경 적용할 수 있다.

5. 원자력발전기 : 평상시와 비상상황시로 구분하여 호기 단위 작성 <신설 2023.9.28.>

③ 발전사업자는 불가피한 사유로 인정된 경우를 제외하고, 계통평가위원회에서 본 항에 대해서 의결한 값을 변경하여 입찰할 수 없다.

④ 발전사업자가 본 항에 대하여 입찰을 변경한 경우에는 7일(실근무일 기준) 이내에 변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하여 승인받아야한다.

3.6.4.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값과 증빙서류 내용을 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 마스터 기술자료의 유사 발전기 모델(발전원, 설비용량, 주기기 제작사, 제작연도 등 고려) 수치와 비교·확인한다.

③ 전력거래소는 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

3.6.4.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰값을 마스터 기술자료와 비교·확인한다.

② 전력거래소는 실시간 전력계통 운영시 출력증가·감소율을 준수하는지 여부를 확인한다. 단, 석탄발전기인 경우 미분기 기동·정지 구간은 제외한다.

3.6.5 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치 및 유지시간(Lower Minimum Generation and Lower Minimum Generation Holding

Time) [신설 2023.4.3.]

3.6.5.1 항목설명

① 중앙급전발전기의 최소발전용량 이하로의 안정적 운전이 가능한 하향출력값 및 유지시간을 말한다.

② 출력하한치의 제출형태는 “MW”로 하며, 소수점 이하 두 번째 자리에서 반올림하여 첫 번째 자리로 한다.

③ 유지시간의 제출형태는 “hh:mm"이다.

3.6.5.2 사용목적

① 부하 급변시간대의 전력계통 안정운영을 위하여 활용한다.

3.6.5.3 작성지침

① 최소발전용량 이하에서 환경규제를 준수하면서 주파수추종운전 및 자동발전제어 운전이 가능한 출력수준으로 작성한다. 단, 제주계통 발전기는 자동발전제어 운전을 예외로 할 수 있다.

② 자료 제출 시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제출한다.

3.6.5.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값과 증빙서류 내용을 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 마스터 기술자료의 유사 발전기 모델(발전원, 설비용량, 주기기 제작사, 제작년도 등 고려) 수치와 비교·확인한다.

③ 전력거래소는 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

④ 최소발전용량≥최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치≥0

3.6.5.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰값을 마스터 기술자료와 비교·확인한다.

3.7 기동·정지관련 특성자료(Commitment Parameter Data)

3.7.1 열간/온간/냉간 기동소요시간(Hot/Warm/Cold Notification Time)

3.7.1.1 항목설명

① 기동소요시간이란 급전지시를 받은 시각부터 발전기가 전력계통에 연결되는 시각까지 소요되는 시간을 말한다. 여기서, 급전지시를 받은 시점은 기동을 위한 최초 단위기기의 조작을 시작하는 시점으로하여 산정한다. 기동소요시간은 발전기 상태(열간/온간/냉간)에

따라 달라진다. <개정 2020.9.25>

② 발전기가 전력계통에 연결되는 시각은 원격소장치(RTU) 또는 상태추정(SE)으로부터 발전기의 차단기가 닫히고, 1MW 이상의 유효전력이 발생하는 시점으로 한다.

③ 제출형태는 “hh:mm”이다.

3.7.1.2 사용목적

① 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획에서 발전기의 기동을 위한 급전지시 시점을 결정하는데 사용된다. <개정 2020.9.25., 2022.9.1>

② 이 항목은 열간/온간/냉간 상태에서 발전기를 기동하는데 걸리는 시간과 연관되며, 열간/온간/냉간 기동비용 및 최소발전용량도달시간과 함께 고려된다.

③ 하루전발전계획은 열간 기동소요시간을 기준으로 수립한다. (하루전발전계획 수립시 발전기의 상태를 고려하지 않고 있는 현황을 고려함) <개정 2022.9.1>

④ 신뢰도발전계획은 열간/온간/냉간 기동소요시간을 모두 고려하며, 발전계획프로그램은 발전기의 초기상태를 고려하여 열간/온간/냉간 기동소요시간 중 하나를 자동으로 선택하여 적용하게 된다. <개정 2022.9.1>

3.7.1.3 작성지침

① 열간/온간/냉간 기동소요시간은 기동선도가 포함된 제작사 설계자료 또는 발전기 운영절차서를 기준으로 작성하되, 설계자료와 운전실적이 다를 경우 실적기반 자료(최근 실적 10회 내외)를 추가 한다. 실적자료 제공시 비정상적인 운전실적(고장 후 재기동, 시운전 등)은 제외하여야 한다. <개정 2020.9.25>

② 이 항목에 대한 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제공하여야 한다.

③ 발전원별 작성방법은 아래와 같다.

1. 복합발전기 : CC모드 및 GT모드로 구분하여 작성
   - CC모드 : 기동준비부터 선행 가스터빈의 계통연결까지의 소요시간과 이후 스팀터빈 연결까지의 소요시간을 기동하는 순서에 따라 구분하여 작성
     · (예시) 기동준비(최초 단위기 조작(Vaccum up,

HRSG 충수, Fan 기동 등)~선행 GT 기동전)~선행 가스터빈 연결(선행 GT기동~계통연결)~스팀터빈 연결(선행 GT 연결후~ST 계통연결) <개정 2020.9.25>

- GT모드 : Simple Cycle GT 1대 기준

· 기동준비부터 가스터빈의 계통연결까지 걸리는 시간

1의1. 발전계획 수립을 위한 다조합 복합발전기의 개별GT 및 ST는 아래 기준에 따라 산출하여 적용한다.

[신설 2022.12.26.]

- 개별GT : 복합발전기를 구성하는 가스터빈 발전기의 열간/온간/냉간 기동소요시간 중 최솟값. 단, GT단독운전이 가능한 경우 GT모드 기준, 불가능한 경우 CC모드 기준을 적용한다.
- ST : CC모드 열간/온간/냉간 기동소요시간

2. 기력 및 내연발전기 : 호기 단위 작성
   - 기동준비부터 발전기 계통연결까지 걸리는 시간
3. 원자력발전기 : 호기 단위 작성
   - 발전기 상태별 차이가 없으므로 단일 값으로 작성
4. 수력 및 양수 발전기 : 호기 단위 작성
   - 발전기 상태별 차이가 없으므로 단일 값으로 작성

3.7.1.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값과 증빙서류 내용을 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 마스터 기술자료의 유사 발전기 모델(발전원, 설비용량, 주기기 제작사, 제작년도 등 고려) 수치와 비교·확인한다.

③ 전력거래소는 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

④ 냉간 기동소요시간≥온간 기동소요시간≥열간 기동소요시간≥0

3.7.1.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰값이 마스터 기술자료의 ±10% 이상 오차가 발생할 경우 이를 기록하고 분석하여 적정성을 평가한다.

② 전력거래소는 실시간 전력계통 운영시 기동소요시간을 준수하는지 여부를 확인한다.

3.7.2 열간/온간/냉간 최소발전용량도달시간(Hot/Warm/Cold Start-Up Time)

3.7.2.1 항목설명

① 최소발전용량도달시간은 발전기가 전력계통에 연결되는 시각부터 최소발전용량까지 도달하는데 걸리는 시간을 말한다. 최소발전용량도달시간은 발전기 상태의 열간/온간/냉간 상태에 따라 달라진다.

② 발전기가 계통에 연결되는 시각은 원격소장치(RTU) 또는 상태추정(SE)으로부터 발전기의 차단기가 닫히고, 1MW 이상의 유효전력이 발생하는 시점으로 한다.

③ 제출형태는 “hh:mm”이다.

3.7.2.2 사용목적

① 최소발전용량도달시간은 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획에서 발전기의 기동 여부를 결정하는데 사용된다. <개정 2022.9.1>

② 이 항목은 열간/온간/냉간 상태에서 발전기를 기동하는데 걸리는 시간과 연관되며 기동소요시간과 함께 고려된다.

③ 하루전발전계획 수립시는 열간 최소발전용량도달시간을 적용한다. (하루전발전계획 수립시 발전기의 상태를 고려하지 않고 있는 현황을 고려함) <개정 2022.9.1>

④ 신뢰도발전계획 수립시는 열간/온간/냉간 최소발전용량도달시간을 모두 고려하며, 발전계획프로그램은 발전기의 초기상태를 고려하여 열간/온간/냉간 최소발전용량도달시간 중 하나를 자동으로 선택하여 적용하게 된다. <개정 2022.9.1>

3.7.2.3 작성지침

① 최소발전용량도달시간은 제작사 설계자료 또는 발전기 운영절차서의 기동선도를 기준으로 작성하되, 설계자료와 운전실적이 다를 경우 실적기반 자료(최근 실적 10회 내외)를 추가한다.
<개정 2020.9.25>

② 발전사업자는 이 항목에 대한 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제공하여야 한다.

③ 발전원별 작성방법은 아래와 같다.

1. 복합발전기 : CC모드 및 GT모드로 구분하여 작성
   - CC모드 : 선행 가스터빈 발전기가 계통에 연결되는 시점부터 전체 가스터빈 발전기가 CC모드로 안정적인

운전이 가능한 최소한의 발전용량까지 도달하는 데 걸리는 시간 <개정 2021.11.01>

- GT모드 : Simple Cycle GT 1대 기준, 가스터빈 발전기가 계통에 연결되어 GT모드 최소발전용량까지 도달하는데 걸리는 시간<개정 2020.9.25.>

1의1. 발전계획 수립을 위한 다조합 복합발전기의 개별GT 및 ST는 아래 기준에 따라 산출하여 적용한다.
[신설 2022.12.26.]

- 개별GT : 복합발전기를 구성하는 가스터빈 발전기의 열간/온간/냉간 최소발전용량도달시간 중 최솟값
- ST : CC모드 열간/온간/냉간 최소발전용량도달시간

2. 기력 및 내연발전기 : 호기 단위 작성<개정 2020.9.25>
3. 원자력발전기 : 호기 단위 작성
   - 발전기 상태별 차이가 없으므로 단일 값으로 작성
4. 수력 및 양수 발전기 : 호기 단위 작성
   - 발전기 상태별 차이가 없으므로 단일 값으로 작성

3.7.2.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값과 증빙서류 내용을 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 마스터 기술자료의 유사 발전기 모델(발전원, 설비용량, 주기기 제작사, 제작년도 등 고려) 수치와 비교·확인한다.

③ 전력거래소는 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

3.7.2.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰 값이 마스터 기술자료의 ±10% 이상 오차가 발생할 경우 이를 기록하고 분석하여 적정성을 평가한다.

② 전력거래소는 실시간 전력계통 운영시 최소발전용량도달시간을 준수하는지 여부를 확인한다.

3.7.3 온간 천이시간, 냉간 천이시간

3.7.3.1 항목설명

① 온간 천이시간은 발전기의 계통분리 시점부터 온간상태로 변경되

는 시간을 말한다. <개정 2021.9.1>

② 냉간 천이시간은 발전기의 계통분리 시점부터 냉간상태로 변경되는 시간을 말한다. <개정 2021.9.1>

③ 발전기의 계통분리 시점부터 계통 재연결 시점까지 시간이 온간 천이시간보다 작으면 열간상태로 간주한다. <개정 2021.9.1>

④ 발전기의 계통분리 시점부터 계통 재연결 시점까지 시간이 냉간 천이시간보다 크거나 같을 경우 냉간상태로 간주한다. <개정 2021.9.1>

3.7.3.2 사용목적

① 천이시간은 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획에서 발전기의 기동여부를 결정하는데 사용된다. <개정 2022.9.1>

② 이 항목은 발전기 상태(Hot/Warm/Cold)에 따른 기동비용을 결정하는데 사용되며, 기동비용은 비용평가위원회 결정에 따른다.

③ 하루전발전계획 수립시 모든 발전기를 열간 상태로 간주한다. (하루전발전계획 수립시 발전기의 상태를 고려하지 않고 있는 현황을 고려함) <개정 2022.9.1>

④ 신뢰도발전계획은 발전기 상태(열간/온간/냉간)를 고려하여 수립되며, 이 항목의 천이시간을 기준으로 발전기 상태를 결정한다. <개정 2022.9.1>

3.7.3.3 작성지침

① 주기기 제작사 공급계약서의 자료(터빈냉각커브, 기동선도 등)를 기준으로 작성한다.<개정 2020.9.25>

② 발전사업자는 이 항목에 대한 자료 제출 시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제공하여야 한다.

③ 발전원별 작성방법은 아래와 같다.

1. 복합발전기 : CC모드에 대하여 작성
   - CC모드 : Combined Cycle Load 100% 운전기준
   - GT모드 : Simple Cycle GT 1대 기준

1의1. 발전계획 수립을 위한 다조합 복합발전기의 개별GT 및 ST는 아래 기준에 따라 산출하여 적용한다. [신설 2022.12.26.]

- 개별GT : 해당 복합발전기를 구성하는 전체 GT호기의 온

간 천이시간/냉간 천이시간 중 최솟값

- ST : CC모드 온간 천이시간/냉간 천이시간

2. 기력 및 내연발전기 : 호기 단위 작성<개정 2020.9.25>

3. 원자력발전기 : 상태별 차이가 없으므로 작성하지 않음

4. 수력 및 양수 발전기 : 상태별 차이가 없으므로 작성하지 않음

④ 이 항목에 대한 자료를 확보하지 못한 경우에는 아래 표의 터빈 온도(First Stage Metal Temp)에 따른 기동·정지시간 기준을 참고하여 천이시간을 작성한다.

기동전상태	기동정지시간기준	터빈온도(℃)	
		화력발전기	복합발전기
Hot	8시간 이내	400℃ 이상	371℃ 이상
Warm	8-48 시간	250~400℃	250~371℃
Cold	48시간 이상	205℃ 이하	205℃ 이하

* ref : Parsons Brinkerhoff for DECC, Technical Assessment of the Operation of Coal & Gas Plant

⑤ 발전사업자는 불가피한 사유로 인정된 경우를 제외하고, 계통평가위원회에서 본 항에 대해서 의결한 값을 변경하여 입찰할 수 없다.

⑥ 발전사업자가 본 항에 대하여 입찰을 변경한 경우에는 7일(실근무일 기준) 이내에 변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하여 승인받아야 한다.

3.7.3.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값과 증빙서류 내용을 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 마스터 기술자료의 유사 발전기 모델(발전원, 설비용량, 주기기 제작사, 제작년도 등 고려) 수치와 비교·확인한다.

③ 전력거래소는 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

3.7.3.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰값을 마스터 기술자료와 비교·확인한다.

3.7.4 계통분리시간(Shut-down Time)

3.7.4.1 항목설명

① 계통분리시간은 발전기가 최소발전용량으로부터 전력계통에서 분리

되는데 걸리는 시간을 말한다.

② 발전기가 전력계통에 분리되는 시각은 원격소장치(RTU) 또는 상태추정(SE)으로부터 발전기의 차단기가 열리고, 0MW 이하로 유효전력이 감소하는 시점으로 한다.

③ 제출형태는 “hh:mm”이다.

3.7.4.2 사용목적

① 계통분리시간은 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획에서 발전기의 정지를 계산할 때 사용된다. <개정 2022.9.1>

② 이 항목은 발전기가 계통에서 분리되는데 걸리는 시간과 연관된다.

3.7.4.3 작성지침

① 계통분리시간은 제작사 설계자료(정지선도)를 기준으로 작성하되, 설계자료와 운전실적이 다를 경우 실적기반 자료(최근 실적 10회 내외)를 추가한다. <개정 2020.9.25>

② 발전사업자는 이 항목에 대한 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제공하여야 한다.

③ 발전원별 작성방법은 아래와 같다.

1. 복합발전기 : CC모드 및 GT모드로 구분하여 작성
   - CC모드 : 전체 가스터빈 발전기가 CC모드로 안정적인 운전이 가능한 최소한의 발전용량으로부터 전체 복합발전기의 전력계통 분리까지 걸리는 시간 <개정 2021.11.01>
   - GT모드 : GT모드 GT 1대 기준의 최소발전용량으로부터 전력계통 분리까지 걸리는 시간<개정 2020.9.25.>

1의1. 발전계획 수립을 위한 다조합 복합발전기의 개별GT 및 ST는 아래 기준에 따라 산출하여 작성한다. [신설 2022.12.26.]
   - 개별GT : 복합발전기를 구성하는 가스터빈 발전기의 계통분리시간 중 최솟값
   - ST : CC모드 계통분리시간

2. 원자력 및 기력, 내연발전기 : 호기 단위 작성<개정 2020.9.25>

3. 수력 및 양수 발전기 : 호기 단위 작성

3.7.4.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값과 증빙서류 내용을 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 마스터 기술자료의 유사 발전기 모델(발전원, 설비용량, 주기기 제작사, 제작년도 등 고려) 수치와 비교·확인한다.

③ 전력거래소는 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

3.7.4.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰값이 마스터 기술자료의 ±10% 이상 오차가 발생할 경우 이를 기록하고 분석한다.

② 전력거래소는 실시간 전력계통 운영시 계통분리시간 확인한다.

3.7.5 최소운전시간(Minimum Run Time)

3.7.5.1 항목설명

① 최소운전시간은 발전기가 계통연결 이후 계통에서 분리 될 수 있기까지의 최소 시간간격을 말한다.

② 최소운전시간은 발전기 차단기가 닫힌 시점부터 발전기의 차단기가 열린 시점까지 발전기 운영의 안정성을 보증하기 위하여 최소한 운전되어야 하는 시간이다.

③ 제출형태는 “hh:mm”이다.

3.7.5.2 사용목적

① 최소운전시간은 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획에서 기동된 발전기가 최소한 유지하여야 하는 연속운전시간을 계산하는데 사용된다. <개정 2022.9.1>

② 발전기가 한번 기동되면 최소운전시간 이상 연속운전 되어야 한다.

3.7.5.3 작성지침

① 이 항목은 부속설비의 특성을 고려하여 발전기 운영의 안정성을 보증할 수 있는 최소 시간을 기준으로 작성한다.

② 발전사업자는 이 항목에 대한 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제공하여야 한다. 단, 불가피한 경우에는 동일 발전원, 동일용량, 동일기종 발전기의 최소운전시간 평균을 근거로 할 수 있다.

③ 발전원별 작성방법은 아래와 같다.

1. 복합발전기 : CC모드 및 GT모드로 구분하여 작성

- CC모드 : Combined Cycle Load 100% 기준

· 선행호기 차단기가 닫혀 출력이 증가하는 시점과 최종호기 차단기가 열린 시점 사이에서 발전기가 안정적인 출력을 유지하기 위한 최소한의 운전시간<개정 2020.9.25>

- GT모드 : Simple Cycle GT 1대 기준

· 가스터빈 차단기가 닫혀 출력이 증가하는 시점과 가스터빈 차단기가 열린 시점 사이에서 발전기가 안정적인 출력을 유지하기 위한 최소한의 운전시간<개정 2020.9.25.>

1의1. 발전계획 수립을 위한 다조합 복합발전기의 개별GT 및 ST는 아래 기준에 따라 산출하여 적용한다.

[신설 2022.12.26.]

- 개별GT : 해당 복합발전기를 구성하는 전체 GT호기의 최소운전시간 중 최솟값

- ST : CC모드 최소운전시간

2. 원자력 및 기력, 내연발전기 : 호기 단위 작성<개정 2020.9.25>

3. 수력 및 양수 발전기 : 호기 단위 작성

④ 발전사업자는 불가피한 사유로 인정된 경우를 제외하고, 계통평가위원회에서 본 항에 대해서 의결한 값을 변경하여 입찰할 수 없다.

⑤ 발전사업자가 본 항에 대하여 입찰을 변경한 경우에는 7일(실근무일 기준) 이내에 변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하여 승인받아야한다.

3.7.5.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값과 증빙서류 내용을 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 마스터 기술자료의 유사 발전기 모델(발전원, 설비용량, 주기기 제작사, 제작년도 등 고려) 수치와 비교·확인한다.

③ 전력거래소는 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

3.7.5.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰값을 마스터 기술자료와 비교·확인한다.

3.7.6 최소정지시간(Minimum Down Time)

3.7.6.1 항목설명

① 최소정지시간은 발전기가 계통분리 이후 계통에 연결될 수 있기까지의 최소 시간간격을 말한다.

② 최소정지시간은 발전기 차단기가 열린 시점부터 발전기의 차단기가 닫힌 시점까지 발전기 운영의 안정성을 보증하기 위하여 최소한 정지되어야 하는 시간이다.

③ 제출형태는 “hh:mm”이다.

3.7.6.2 사용목적

① 최소정지시간은 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획에서 정지되어 있는 발전기가 최소한 유지하여야 하는 연속정지시간을 계산하는데 사용된다. <개정 2022.9.1>

② 발전기가 한번 정지되면 최소정지시간 이상 연속정지 되어야 한다.

3.7.6.3 작성지침

① 이 항목은 부속설비의 특성을 고려하여 발전기 운영의 안정성을 보증할 수 있는 최소 시간을 기준으로 작성한다.

② 발전사업자는 이 항목에 대한 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제공하여야 한다. 단, 불가피한 경우에는 동일 발전원, 동일용량, 동일기종 발전기의 최소정지시간 평균을 근거로 할 수 있다.

③ 발전원별 작성방법은 아래와 같다.

1. 복합발전기 : CC모드 및 GT모드로 구분하여 작성

- CC모드 : Combined Cycle Load 100% 운전기준

· 최종호기 차단기가 열린 시점부터 다시 발전기가 기동하여 선행호기 차단기가 닫히는 시간 사이에 발전기가 안정적으로 재기동하기 위하여 최소한 정지하여야 하는 시간<개정 2020.9.25>

- GT모드 : Simple Cycle GT 1대 기준

· 가스터빈 차단기가 열린 시점부터 다시 발전기가 기동하여 가스터빈 차단기가 닫히는 시간 사이에 발전기가 안정적으로 재기동하기 위해 최소한 정지해야 하는 시간<개정 2020.9.25.>

1의1. 발전계획 수립을 위한 다조합 복합발전기의 개별GT 및 ST는 아래 기준에 따라 산출하여 적용한다.[신설 2022.12.26.]

- 개별GT : 복합발전기를 구성하는 가스터빈발전기의 최소 정지시간 중 최솟값
- ST : CC모드 최소정지시간

2. 원자력 및 기력, 내연발전기 : 호기 단위 작성<개정 2020.9.25>
3. 수력 및 양수 발전기 : 호기 단위 작성

④ 발전사업자는 불가피한 사유로 인정된 경우를 제외하고, 계통평가위원회에서 본 항에 대해서 의결한 값을 변경하여 입찰할 수 없다.

⑤ 발전사업자가 본 항에 대하여 입찰을 변경한 경우에는 7일(실근무일 기준) 이내에 변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하여 승인받아야한다.

3.7.6.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값과 증빙서류 내용을 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 마스터 기술자료의 유사 발전기 모델(발전원, 설비용량, 주기기 제작사, 제작년도 등 고려) 수치와 비교·확인한다.

③ 전력거래소는 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

3.7.6.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰값을 마스터 기술자료와 비교·확인한다.

3.7.7 복합발전기의 GT 단독운전 가능 여부

3.7.7.1 항목설명

① 복합발전기가 거래일 당일 CC모드 운전 외에 GT모드 운전이 가능한지 여부를 말한다.

② 이 항목은 스팀터빈이 예방정비 중이거나 고장이 난 경우를 의미하는 것이 아니다. Combined Cycle 운전이 가능한 상태에서 Simple Cycle 운전이 가능한지 여부를 확인하는 것이다.

③ 제출형태는 “Yes/No”이다.

3.7.7.2 사용목적

① 복합발전기의 GT 단독운전 가능여부는 신뢰도발전계획에서 발전기의 기동 여부를 결정하는데 사용되며, 실시간 전력계통 운영시 고려된다. <개정 2022.9.1>

3.7.7.3 작성지침

① 복합발전기의 GT 단독운전 가능 여부를 설비특성 및 대기환경보전법 등의 기준 준수를 고려하여 작성한다. GT 단독운전이 가능한 경우 단독으로 연속운전 가능한 시간(hh:mm)과 GT 1대 기준의 단독운전 가능한 용량비(%)를 함께 제출한다.<개정 2020.9.25>

② GT 단독운전이 불가능한 경우에는 사유를 함께 제출하여야 한다.

③ 발전사업자는 불가피한 사유로 인정된 경우를 제외하고, 계통평가위원회에서 본 항에 대해서 의결한 값을 변경하여 입찰할 수 없다.

④ 발전사업자가 본 항에 대하여 입찰을 변경한 경우에는 7일(실근무일 기준) 이내에 변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하여 승인받아야한다.

3.7.7.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값과 증빙서류 내용을 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 마스터 기술자료의 유사 발전기 모델(발전원, 설비용량, 주기기 제작사, 제작년도 등 고려) 수치와 비교·확인한다.

③ 전력거래소는 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

3.7.7.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰값을 마스터 기술자료와 비교·확인한다.

② 전력거래소는 실시간 전력계통 운영 중 GT 단독운전 지시 시 이행여부를 확인한다.

3.7.8 일일 최대기동 횟수(Maximum Daily Starts)

3.7.8.1 항목설명

① 일일 최대기동 횟수는 발전기가 거래일 하루동안 기동할 수 있는 최대 횟수를 말한다.

② 제출형태는 “정수(Integer)”이며, 사유가 있을 경우에만 작성한다.

3.7.8.2 사용목적

① 일일 최대기동 횟수는 신뢰도발전계획에서 발전기의 기동 여부를 계산할 때 고려된다. <개정 2022.9.1>

3.7.8.3 작성지침

① 이 항목은 발전소 현장여건 등의 사유로 일일 최대 기동 횟수의 제약이 있는 경우에만 작성한다. 기동 횟수의 제약이 없는 발전기에 대하여는 작성하지 않는다.

② 발전사업자는 이 항목에 대한 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제공하여야 한다.

③ 발전원별 작성기준

1. 원자력, 기력, 내연발전기 : 호기 단위로 작성
<개정 2020.9.25., 2022.12.26>

2. 복합발전기 : CC모드 및 GT모드로 구분하여 작성
<개정 2022.12.26>

· CC모드 : Combined Cycle Load 100% 운전기준

· GT모드 : Simple Cycle GT1대 Load 100% 운전기준

2의1. 발전계획 수립을 위한 다조합 복합발전기의 개별GT 및 ST는 아래 기준에 따라 산출하여 적용한다.
[신설 2022.12.26.]

- 개별GT : 복합발전기를 구성하는 가스터빈 발전기의 일일 최대기동 횟수 중 최댓값

- ST : CC모드 일일 최대기동 횟수

3 수력발전기, 양수발전기 : 호기 단위로 작성
<개정 2022.12.26>

④ 발전사업자는 불가피한 사유로 인정된 경우를 제외하고, 계통평가위원회에서 본 항에 대해서 의결한 값을 변경하여 입찰할 수 없다.

⑤ 발전사업자가 본 항에 대하여 입찰을 변경한 경우에는 7일(실근무일 기준) 이내에 변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하여 승인받아야 한다.

3.7.8.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값과 증빙서류 내용을 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 마스터 기술자료의 유사 발전기 모델(발전원, 설비용량, 주기기 제작사, 제작연도 등 고려) 수치와 비교·확인한다.

③ 전력거래소는 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

④ 전력거래소는 필요시 제출자료의 검증을 위해 현장점검을 시행한다.

3.7.8.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰값의 적정성에 대해 마스터 기술자료와 비교·확인한다.

3.7.9 기타 기동·정지 제약사항 <개정 2023.8.21.>

3.7.9.1 항목설명

① 현장여건 등에 따라 발전기의 기동·정지에 제약이 있는 경우를 말한다. <개정 2023.8.21.>

② 제출형태는 “text” 또는 "hh:mm"이다. <개정 2023.8.21.>

3.7.9.2 사용목적

① 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획의 발전기 기동·정지 계산에 사용된다. <개정 2022.9.1, 2023.8.21.>

② 거래일 당일 실시간 급전지시에 활용된다.

③ 기력발전기 보조보일러, 슈퍼히터 등 활용 여부는 시장운영규칙 제2.4.3조 제8항 제1호의 응동유연성기여도 산정에 활용한다. [신설 2024.03.26.]

3.7.9.3 작성지침

① 이 항목은 발전소 현장여건 등의 사유로 기동·정지의 제약이 있는 경우에만 작성한다. 기동·정지의 제약이 없는 경우에는 작성하지 않는다.

② 기동·정지 제약이 있는 경우란 아래와 같다.

1. 발전단지 내 다수호기 발전기 운영시 <개정 2023.8.21.>
   - a호기 기동 x시간 후 b호기 기동 가능
   - a호기, b호기는 동시 기동 불가
   - a,b,c,d 호기 순서로 기동 등
2. 원자력발전기 [신설 2023.08.21.]
   - 출력안정화 시간 : 100% 출력 도달 시 발전기 안정화를 위해 100% 출력유지가 필요한 시간
3. 기력발전기 단지 재기동 능력 [신설 2024.03.26.]
   - a,b,c,d호기 보조보일러 활용
   - a호기 슈퍼히터 활용 등

③ 발전사업자는 이 항목에 대한 자료 제출시 제약이 발생하는 사유

를 증명할 수 있어야 하며, 관련 증빙서류를 함께 제출한다.

④ 보조보일러는 1대 당 발전기 4대를 최대호기로 적용하고, 슈퍼히터는 발전기별로 적용하여 제출한다. [신설 2024.03.26.]

3.7.9.4 사전 적정성 검사

① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 값을 증빙서류 내용과 비교하여 확인한다.

② 전력거래소는 이 항목에 대한 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

③ 전력거래소는 필요시 제출자료의 검증을 위해 현장점검을 시행한다.

3.7.9.5 사후 적정성 관리

① 전력거래소는 입찰값을 마스터 기술자료와 비교·확인한다.

3.8 기타 유의사항

3.8.1 열병합발전기

유류를 사용 중인 열병합발전기가 LNG를 1차연료로 추가하고자 하는 경우 LNG 연료기준의 기술적 특성자료는 LNG 사용개시 전월 말일 9일전(실근무일 기준)까지 제출해야 한다. 단, 자료가 없는 경우에는 기존 유류 발전기 기준을 준용한 후 실적 등을 고려하여 추후 변경할 수 있다. 만약 다수 보일러 중 일부 보일러만 설비개선이 이루어져 불가피하게 보일러별로 LNG와 유류를 다르게 사용할 경우에는 기사용승인 연료를 기준으로 기술적 특성자료를 적용하고, 설비개선이 완료된 이후 연료 변경 후 기술적 특성자료를 별도로 제출할 수 있다.

3.8.2 최대·최소 양수용량

3.8.2.1 양수발전기의 최대·최소양수용량은 최초 적용일의 전전월까지 최근 2년간 전력시장에서 계량된 양수전력량(MPE, Metered Pumping Energy)의 시간대별 최대치를 최대양수용량으로 산정하고, 시간대별 최소치를 최소양수용량으로 산정한다. 양수발전기는 호기단위로 작성한다.

3.8.2.2 3.8.2.1의 규정에도 불구하고 공인기관에 의한 별도의 시험을 통해 검증된 자료를 전력거래소에 제출할 경우 이를 적용할 수 있다.

3.8.3 양수발전기 운전모드 전환시간[신설 2020.9.25]

양수발전기의 운전모드 전환에 걸리는 최소 시간간격(hh:mm)에 대하여

‘양수-발전’, ‘발전-양수’, ‘양수-양수’, ‘발전-발전’으로 구분하여 작성한다.

3.8.4 제주지역 발전기인 경우에는 3.6부터 3.7의 규정에도 불구하고 제주지역의 전력계통 특수성을 감안하여 전력거래소 제주본부와 발전사업자 간 상호 협의하여 별도의 임시조치를 취할 수 있다.[신설 2020.9.25]

제4장 전기저장장치 기술적 특성자료 작성 및 적용기준

4.1 전기저장장치 기술적 특성자료 정의

전기저장장치의 기술적 특성자료라 함은 전기저장장치 운전비용을 제외한 전기저장장치 자체의 기술적 특성자료로 최대·최소충전용량, 최대·최소방전용량, 최대・최소저장전력량, 출력 수준별 출력증가·감소율, 최대운전시간, 운전주기효율을 의미한다.

4.2 전기저장장치 기술적 특성자료 제출 및 적용

전기사업자는 전기저장장치의 기술적 특성자료 및 관련 증빙자료를 매분기 시작하기 1개월 전까지(시운전의 경우에는 최초 계통연결(synchronization) 전월 10일까지) 전력거래소에 제출하여야 하며, 기술적 특성자료의 적용은 계통위원회의 결정에 따른다.

4.3 전기저장장치 기술적 특성자료 작성

4.3.1 최대·최소충전용량[MW]

4.3.1.1 최대충전용량은 전기저장장치가 최대로 충전할 수 있는 용량으로서 설비용량(정격용량)을 기준으로 산출하는 것을 원칙으로 하되, 전기사업자가 최대충전용량을 증대시에는 별도의 시험을 통해 검증된 자료를 제출하는 경우 이를 적용할 수 있다.

4.3.1.2 최소충전용량은 전기저장장치가 안정된 운전 상태를 유지하기 위해 충전하여야 할 최소용량을 말한다.

4.3.2 최대·최소방전용량[MW]

4.3.2.1 최대방전용량은 전기저장장치가 최대로 방전할 수 있는 용량으로서 설비용량(정격용량)을 기준으로 산출하는 것을 원칙으로 하되, 전기사업자가 최대방전용량을 증대시에는 별도의 시험을 통해 검증된 자료를 제출하는 경우 이를 적용할 수 있다.

4.3.2.2 최소방전용량은 전기저장장치가 안정된 운전 상태를 유지하기 위해 방전하여야 할 최소용량을 말한다.

4.3.3 최대・최소저장전력량[MWh]

4.3.3.1 최대저장전력량은 전기저장장치가 완전 충전상태에서 재충전 없이 완전 방전상태에 도달할 때까지 전력계통에 공급할 수 있는 전력량을 말한다.

4.3.3.2 신규로 시장에 진입한 전기저장장치의 최대저장전력량은 배터리의 설비용량(정격저장용량)을 기준으로 산출하는 것을 원칙으로 하되, 전기사업자가 최대저장전력량을 증대시에는 별도의 시험을 통해 검증된 자료를 전력거래소에 제출하는 경우 이를 적용할 수 있다.

4.3.3.3 최소저장전력량은 전기저장장치가 안정된 운전 상태를 유지하기 위하여 저장하여야 하는 최소전력량을 말한다.

4.3.4 출력 수준별 출력증가·감소율[MW/min]

4.3.4.1 출력 수준별 출력증가·감소율은 전기저장장치가 분당 출력을 증가·감소시킬 수 있는 능력으로, 출력 수준별 4개 이하의 구간으로 작성한다.

구 분	구간1	구간2	구간3	구간4
출력수준				
출력증가율				
출력감소율				

4.3.4.2 최종 구간의 출력수준은 최대충전・방전용량을 초과할 수 없다.

4.3.4.3 전 구간의 출력증가·감소율이 동일한 경우에는 구간1만 작성한다.

4.3.4.4 계통운영시스템의 원격출력제어에 적용할 출력 출력증가·감소율은 최소충전·방전용량과 최대충전·방전용량 사이의 출력 구간별 출력증가·감소율을 단순 평균하여 적용한다.

4.3.5 최대운전시간[Hr]

4.3.5.1 최대운전시간은 전기저장장치가 최대 충전상태(SOC 100%)에서 최대출력으로 방전 가능한 시간을 말하며, 최대저장전력량을 최대방전용량으로 나누어 산정한다.

4.3.6 운전주기효율[%]

4.3.6.1 운전주기효율(Duty-Cycle Roundtrip Efficiency)은 1차예비력 전기저장장치에 대한 12시간 또는 24시간 동안의 충・방전 주기에 대하여

총 출력에너지를 총 입력에너지로 나눈 백분율을 말하며, 효율시험 측정지점은 전기저장장치용 전력변환장치의 출력지점을 기준으로 한다. <개정 2023.2.20.>

4.3.6.2 전기사업자는 1차예비력 전기저장장치의 운전주기효율 산정을 위한 1차예비력 시험 파형 등 시험 규격 및 시험 결과에 대한 검증자료를 제출하여야 한다. <개정 2023.2.20.>

제5장 보조서비스 특성자료 제출 및 적용기준

5.1 발전기 <개정 2023.2.20.>

5.1.1 용어의 정의

5.1.1.1 “발전기 보조서비스 특성자료”는 발전기의 주파수추종운전 및 자동발전제어에 대한 특성자료를 의미한다.

5.1.2 <삭제 2023.2.20.>

5.1.1.2 “주파수추종 운전범위”는 신고한 속도조정률로 발전기의 안정 운영이 가능한 최소 및 최대출력 범위를 말한다.

5.1.1.3 “부동대”는 60Hz를 기준으로 일정 주파수 범위내에서 발전기의 조속기가 응동하지 못하는 범위를 말한다.

5.1.1.4 “속도조정률”은 발전기 조속기의 주파수에 대한 응동특성을 나타내는 것으로서 정격출력, 정격주파수에서 순간적으로 무부하로 했을시 주파수상승분과 정격주파수와의 비(比)를 말한다.

5.1.1.5 “자동발전제어 운전범위”는 발전기가 신고한 출력증가·감소율로 운전이 가능한 최소 및 최대출력 범위를 말한다.

5.1.7 <삭제 2023.2.20.>

5.1.8 <삭제 2023.2.20.>

5.1.9 <삭제 2023.2.20.>

5.1.2 발전기 보조서비스 특성자료 제출 <개정 2023.2.20.>

5.1.2.1 적용대상 <개정 2020.4.23.>

① 중앙급전발전기(중앙급전 구역전기발전기 제외)

② <삭제 2023.2.20.>

5.1.2.2 특성자료 항목 <개정 2020.4.23.>

① 주파수추종 운전범위(최대, 최소), 부동대, 속도조정률, 자동발전제어 운전범위(최대, 최소)

② <삭제 2023.2.20.>

5.1.2.3 자료제출 시기 <개정 2020.4.23.>

5.1.2.3.1 상업운전 중인 발전기

① 발전사업자는 보조서비스 특성자료에 변경이 필요한 경우 매달

말일 기준 9일전(실근무일 기준)까지 해당 항목의 자료를 제출하여야 한다.

5.1.2.3.2 시운전 예정 발전기

① 발전사업자는 시운전 예정인 경우 최초 계통연결 전월 20일까지 자료를 제출한다.

5.1.2.4 자료제출 방법 [신설 2020.4.23.]

① 발전사업자는 보조서비스 특성자료를 전력거래시스템을 이용하여 제출한다.

② 제출위치 : E-power market / 비용및계통평가자료제출 / 기술자료 / 발전기 보조서비스 특성자료

③ <삭제 2023.2.20.>

④ 발전사업자가 공문과 전력거래시스템을 통해 보조서비스 특성자료를 제출한 경우 계통평가위원회에 부의안건을 제출한 것으로 본다.

5.1.2.5 특성자료 항목별 작성지침 [신설 2020.4.23.] <개정 2023.2.20.>

5.1.2.5.1 주파수추종 운전범위

① 항목설명 : 주파수추종 운전범위는 신고한 속도조정률로 발전기의 안정 운영이 가능한 최대출력에서 최소출력 구간을 말한다.

② 사용목적 : 하루전발전계획, 신뢰도발전계획 및 실시간 계통운영시 1차예비력을 계산하는데 사용된다. <개정 2022.9.1>

③ 작성지침

1. 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준 제31조에 따라 발전사업자는 안정적인 계통주파수 유지를 위하여 입찰공급가능용량의 최저운전가능출력에서 최대운전가능출력 범위이내에서 주파수추종 운전에 참여하여야만 한다.
2. 주파수추종 운전범위 설정기준
   - 주파수추종 운전범위 최대 : 최대발전용량 기준으로 작성
   - 주파수추종 운전범위 최소 : 최소발전용량 기준으로 작성
3. 상기 2와 다른 수치를 제출 시에는 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제공한다.
4. 발전원별 작성방법은 아래와 같다.
   - 복합발전기 : CC모드 및 GT모드로 구분하여 작성
     · CC모드 : Combined Cycle Load 100% 운전기준

· GT모드 : Simple Cycle GT 1대 기준, Load 100% 운전

- 기력, 내연발전기 : 호기 단위 작성<개정 2020.9.25>
- 수력 및 양수 발전기 : 호기 단위 작성

④ 사전 적정성 검사

- 발전사업자가 제출한 값을 최대발전용량 및 최소발전용량과 비교하여 확인한다.
- 해당 발전기의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

⑤ 사후 이행성 평가

- 6.5에 따른 보조서비스 이행상태를 평가한다.

5.1.2.5.2 자동발전제어 운전범위

① 항목설명 : 발전사업자가 신고한 출력증가율 및 출력감소율로 운전이 가능한 최대출력에서 최소출력 구간의 범위를 말한다.

② 사용목적 : 하루전발전계획, 신뢰도발전계획과 실시간 급전계획에서 주파수제어예비력 및 2차예비력을 계산하는데 사용된다.
<개정 2022.9.1>

③ 작성지침

1. 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준 제31조에 따라 발전사업자는 안정적인 계통주파수 유지를 위하여 입찰공급가능용량의 최저운전가능출력에서 최대운전가능출력 범위이내에서 자동발전제어 운전에 참여하여야만 한다. 다만, 아래의 경우에는 예외로 할 수 있다.
   - 설비 폐지가 확정된 노후발전기
   - 열공급, 농업용수 확보 등으로 항상 일정출력을 내야하는 발전기
   - 원자력발전기
   - 전기위원회의 심의를 거쳐 예외가 인정된 발전기
2. 발전사업자는 설비가 제공할 수 있는 최대 및 최소 자동발전제어 운전범위를 제출하여야 하며, 제출한 수치의 근거를 함께 제공한다.
3. 자동발전제어 운전범위 설정기준
   - 자동발전제어 운전범위 최대 : 별도의 사유가 없는 경우에는 최대발전용량 기준으로 작성한다.<개정 2020.9.25.> <개정 2024.11.1.>

- 자동발전제어 운전범위 최소 : 설비가 제공할 수 있는 최소 자동발전제어 범위를 기준으로 작성하되, 대기환경보전법 등의 준수를 위한 환경제약을 고려하여 작성한다.

4. 발전원별 작성방법은 아래와 같다.
   - 복합발전기 : CC모드 및 GT모드로 구분하여 작성
     · CC모드 : Combined Cycle Load 100% 운전기준
     · GT모드 : Simple Cycle GT 1대 기준, Load 100% 운전
   - 기력, 내연발전기 : 호기 단위 작성<개정 2020.9.25>
   - 수력 및 양수 발전기 : 호기 단위 작성
5. 전력거래소는 신뢰도발전계획 및 실시간 급전계획 수립시 1차 예비력 확보량을 고려하여 발전기가 자동발전제어로 운전할 수 있는 운전범위의 상한치를 조정하여 운영한다. <개정 2022.9.1>

④ 사후 이행성 평가
- 입찰값을 마스터 기술자료와 비교·확인한다.

5.1.2.5.3 속도조정률 [신설 2023.2.20.]

① 항목설명 : 발전기 조속기의 주파수에 대한 응동특성을 나타내는 것으로서 정격출력, 정격주파수에서 순간적으로 무부하로 했을시 주파수상승분과 정격주파수와의 비(比)를 말한다.

② 사용목적 : 하루전발전계획, 신뢰도발전계획 및 실시간 계통운영시 1차예비력을 계산하는데 사용된다.

③ 작성지침
- 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준 제32조에 따른 발전기별 조속기 속도조정률 기준은 아래와 같다.
  · 수력 및 내연발전기 : 3.0~4.0%
  · 가스터빈발전기 : 4.0~5.0%
  · 기력발전기 : 5.0~6.0%
  · 석탄가스화 복합발전기 : 4.0% 이내
- 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제출하여야 한다.

④ 사전 적정성 검사
- 발전사업자가 제출한 값과 근거서류 내용을 비교하여 확인한다.
- 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

⑤ 사후 이행성 평가 : 6.5에 따른 보조서비스 이행상태를 평가한다.

5.1.2.5.4 부동대 [신설 2023.2.20.]

① 항목설명 : 60Hz를 기준으로 일정 주파수 범위내에서 발전기의 조속기가 응동하지 못하는 범위를 말한다.

② 작성지침

- 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준 제32조에 따라 신규 접속 발전기(복합화력발전기의 스팀터빈 제외)의 부동대는 0.06% 이내로 설정해야 한다.
- 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제출하여야 한다.

③ 사전 적정성 검사

- 발전사업자가 제출한 값과 근거서류 내용을 비교하여 확인한다.
- 해당 발전기의 과거 적용 수치의 변경이력을 확인한다.

④ 사후 이행성 평가 : 6.5에 따른 보조서비스 이행상태를 평가한다.

5.3 <삭제 2023.2.20.>

5.3.1 <삭제 2023.2.20.>

5.3.2 <삭제 2023.2.20.>

5.3.3 <삭제 2023.2.20.>

5.3.4 <삭제 2023.2.20.>

5.3.5 <삭제 2023.2.20.>

5.4 <삭제 2023.2.20.>

5.4.1 <삭제 2023.2.20.>

5.4.2 <삭제 2023.2.20.>

5.4.3 <삭제 2023.2.20.>

5.1.3 자료 적용 기준 <개정 2023.2.20.>

5.1.3.1 발전기 보조서비스 특성자료는 매분기 시작일 부터 계통위원회의 의결결과를 반영한다.

5.1.3.2 전력거래소는 시운전발전기가 제출한 보조서비스 특성자료에 대하여 시운전 기간 중 제6장에 의거하여 자료의 적정성을 확인할

수 있다.

5.1.3.3 시운전발전기의 보조서비스 특성자료는 상업운전 개시일부터 적용한다.

5.1.3.4 전력거래소는 6.5에 의거하여 보조서비스 이행상태를 평가하여야 하며, 그 결과가 양호한 경우에만 특성자료가 유효한 것으로 인정한다.

5.2 전기저장장치 [신설 2023.2.20.]

5.2.1 용어의 정의

5.2.1.1 “전기저장장치 보조서비스 특성자료”는 전기저장장치의 주파수추종 운전에 대한 특성자료를 의미한다.

5.2.1.2 “주파수추종 운전범위”는 계통주파수 하락시 1차예비력을 제공하기 위한 0MW에서부터 최대방전용량까지의 출력구간을 말한다.

5.2.1.3 “부동대”는 60Hz를 기준으로 일정 주파수 범위내에서 전기저장장치가 응동하지 못하는 범위를 말한다.

5.2.1.4 “속도조정률”은 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.

5.2.1.5 “과도상태 판단기준”은 계통주파수가 전기저장장치의 부동대를 벗어나고 지속적으로 하락할 때 전기저장장치가 과도상태 운전모드로 진입하여 방전을 하기 위한 주파수 변화율(Rate of Change of Frequency, RoCoF)의 기준을 말한다.

5.2.1.6 “과도상태 운전모드 지속시간”은 전기저장장치가 과도상태 운전모드를 지속할 수 있는 시간을 말한다.

5.2.1.7 “과도상태 운전모드 시간지연”은 전력계통 고장시 전기저장장치가 과도상태를 판단하고 방전을 시작하기까지의 시간지연을 말한다.

5.2.1.8 “최대 방전용량 도달시간”은 전기저장장치가 과도상태 운전모드에서 최대 방전용량까지 도달하는데 걸리는 시간을 말한다.

5.2.1.9 “회복상태 판단기준”은 계통주파수 회복 후 전기저장장치가 회복상태 운전모드로 진입하여 충전을 하기 위한 주파수 기준을 말한다.

5.2.1.10 “충전상태(SOC : State of Charge)”는 전기저장장치의 충전수준을

나타내는 것으로 최대충전전력량에 대한 운전충전전력량의 백분율(%)을 말한다.

5.2.1.11 “기준 SOC”란 전기저장장치의 주파수추종을 효과적으로 수행하기 위한 적정 충전수준을 말한다.

5.2.2 전기저장장치 보조서비스 특성자료 제출

5.2.2.1 적용대상

① 중앙급전전기저장장치

5.2.2.2 특성자료 항목

① 주파수추종 운전범위, 부동대, 정상상태 운전모드 속도조정률, 과도상태 운전모드 속도조정률, 회복상태 운전모드 속도조정률, 원격출력제어 운전범위, 과도상태 판단기준, 과도상태 운전모드 지속시간, 과도상태 운전모드 시간지연, 최대 방전용량 도달시간, 회복상태 판단기준

5.2.2.3 자료제출 시기

5.2.2.3.1 상업운전 중인 전기저장장치

① 전기사업자는 보조서비스 특성자료에 변경이 필요한 경우 매달 말일 기준 9일전(실근무일 기준)까지 해당 항목의 자료를 제출하여야 한다.

5.2.2.3.2 시운전 예정 전기저장장치

① 전기사업자는 시운전 예정인 경우 최초 계통연결 전월 20일까지 자료를 제출한다.

5.2.2.4 자료제출 방법

① 전기사업자는 보조서비스 특성자료를 전력거래시스템을 이용하여 제출한다.

② 제출위치 : E-power market / 비용및계통평가자료제출 / 기술자료 / 전기저장장치 보조서비스 특성자료

5.2.2.5 특성자료 항목별 작성지침

5.2.2.5.1 주파수추종 운전범위

① 항목설명 : 계통주파수 하락시 1차예비력을 제공하기 위한 0MW에서부터 최대방전용량까지의 출력구간을 말한다.

② 사용목적 : 하루전발전계획, 신뢰도발전계획 및 실시간 계통운

영시 1차예비력을 계산하는데 사용된다.

③ 작성지침 : 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제출하여야 한다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류 내용을 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

5.2.2.5.2 정상/과도/회복상태 운전모드 속도조정률

① 항목설명 : 전기저장장치가 각 운전모드로 동작할때의 주파수 변화에 대한 응동특성을 나타내는 것으로서 정격출력, 정격주파수에서 순간적으로 무부하로 했을시 주파수상승분과 정격주파수와의 비(比)를 말한다.

② 사용목적 : 하루전발전계획, 신뢰도발전계획 및 실시간 계통운영시 1차예비력을 계산하는데 사용된다.

③ 작성지침

- 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준 제32조에 따라 전기저장장치의 속도조정률은 2.0% 이내로 설정해야 한다.
- 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제출하여야 한다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류 내용을 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

5.2.2.5.3 부동대

① 항목설명 : 60Hz를 기준으로 일정 주파수 범위내에서 전기저장장치가 응동하지 못하는 범위를 말한다.

② 작성지침

- 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준 제32조에 따라 전기저장장치의 부동대는 0.06% 이내로 설정해야 한다.
- 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제출하여야 한다.

③ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류 내용을 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

5.2.2.5.4 과도상태 판단기준

① 항목설명 : 계통주파수가 전기저장장치의 부동대를 벗어나고 지속적으로 하락할 때 전기저장장치가 과도상태 운전모드로 진입하여 방전을 하기 위한 주파수 변화율(Rate of Change of Frequency, RoCoF)의 기준을 말한다.

② 사용목적 : 전력시장운영규칙 별표19 7.3에 따른 전기저장장치의 1차예비력 할당량을 결정하는 요소로 활용된다.

③ 작성지침 : 전력시장운영규칙 별표31에 따른 특성시험 결과값으로 작성한다. 단, 특성시험 규정 마련 전까지 제작사의 시험성적서 등으로 제출한 자료의 증빙을 대체할 수 있다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류 내용을 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

5.2.2.5.5 과도상태 운전모드 지속시간

① 항목설명 : 전기저장장치가 과도상태 운전모드를 지속할 수 있는 시간을 말한다.

② 사용목적 : 전력시장운영규칙 별표19 7.3에 따른 전기저장장치의 1차예비력 할당량을 결정하는 요소로 활용된다.

③ 작성지침 : 전력시장운영규칙 별표31에 따른 특성시험 결과값으로 작성한다. 단, 특성시험 규정 마련 전까지 제작사의 시험성적서 등으로 제출한 자료의 증빙을 대체할 수 있다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류 내용을 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

5.2.2.5.6 과도상태 운전모드 시간지연

① 항목설명 : 전력계통 고장시 전기저장장치가 과도상태를 판단하고 방전을 시작하기까지의 시간지연을 말한다.

② 사용목적 : 전력시장운영규칙 별표19 7.3에 따른 전기저장장치의 1차예비력 할당량을 결정하는 요소로 활용된다.

③ 작성지침 :전력시장운영규칙 별표31에 따른 특성시험 결과값으로 작성한다. 단, 특성시험 규정 마련 전까지 제작사의 시험성적서 등으로 제출한 자료의 증빙을 대체할 수 있다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류 내용을 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

5.2.2.5.7 최대 방전용량 도달시간

① 항목설명 : 전기저장장치가 과도상태 운전모드에서 최대 방전용량까지 도달하는데 걸리는 시간을 말한다.

② 사용목적 : 전력시장운영규칙 별표19 7.3에 따른 전기저장장치의 1차예비력 할당량을 결정하는 요소로 활용된다.

③ 작성지침 : 전력시장운영규칙 별표31에 따른 특성시험 결과값으로 작성한다. 단, 특성시험 규정 마련 전까지 제작사의 시험성적서 등으로 제출한 자료의 증빙을 대체할 수 있다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류 내용을 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

5.2.2.5.8 회복상태 판단기준

① 항목설명 : 계통주파수 회복 후 전기저장장치가 회복상태 운전모드로 진입하여 충전을 하기 위한 주파수 기준을 말한다.

② 사용목적 : 전력시장운영규칙 별표19 7.3에 따른 전기저장장치의 1차예비력 할당량을 결정하는 요소로 활용된다.

③ 작성지침 : 전력시장운영규칙 별표31에 따른 특성시험 결과값으로 작성한다. 단, 특성시험 규정 마련 전까지 제작사의 시험성적서 등으로 제출한 자료의 증빙을 대체할 수 있다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류 내용을 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

5.2.3 전기저장장치의 1차예비력 제공 요건

5.2.3.1 연속운전

5.2.3.1.1 전기저장장치의 1차예비력 서비스 제공을 위한 최대운전시간은 15분 이상, SOC는 65% 이상이어야 한다.

5.2.3.1.2 1차예비력을 제공하는 전기저장장치는 매 5분 단위로 산정한 평균 SOC가 '기준 SOC±5%'가 되도록 유지하여야 한다. 다만 발전

기의 불시정지, 부하의 순시급변 등으로 주파수가 60±0.1Hz 범위를 벗어난 후부터 주파수 안정화 및 기준 SOC를 회복하기 위한 시간은 제외한다.

5.2.3.2 보조서비스 특성자료 기준

1차예비력을 제공하는 전기저장장치는 아래의 기준을 충족하여야 한다.

① 과도상태 판단기준 : 0.028Hz/s 이하

② 과도상태 운전모드 지속시간 : 5분 이상

③ 과도상태 운전모드 시간지연 : 0.27초 이내

④ 최대 방전용량 도달시간 : 1초 이내

⑤ 회복상태 판단기준 : 59.9Hz 이상

5.2.4 자료 적용 기준

5.2.4.1 전기저장장치 보조서비스 특성자료는 계통위원회의 의결 즉시 적용한다.

5.2.4.2 전기저장장치의 보조서비스 특성자료 항목 신설에 따른 자료를 제출하지 않은 기설설비는 1차예비력 할당량 산정에서 제외한다.

5.2.4.3 시운전 전기저장장치의 보조서비스 특성자료는 상업운전 개시일부터 적용한다.

제6장 보조서비스 세부운영기준

6.1 목적

전력시장운영규칙 제5.10.6조 제2항 제2호 및 [별표19] 8.1의 3호부터 5호까지 규정에 의거하여 보조서비스의 효율적인 운영을 위한 세부사항을 정하는데 있다.

6.2 용어의 정의

6.2.1 “예비력 관리부서”는 예비력 확보량 분석, 주파수추종 응답가능용량 산정 및 관리를 수행하는 부서를 말한다. <개정 2023.2.20.>

6.2.2 “자체기동 관리부서”는 자체기동발전기 지정 및 시험 등을 수행하는 부서를 말한다.

6.2.3 “운영부서”는 보조서비스의 확보, 실시간 운영, 이행상태 평가 등을 수행하는 부서를 말한다.

6.2.4 “주파수추종 응답가능용량”은 0.2Hz 변동시 응동 가능한 주파수추종 이론값을 말하며, 설비별 1차예비력 제공량을 계산하는데 사용된다. [신설 2023.2.20.]

6.3 주파수추종 응답가능용량 산정 <개정 2023.2.20.>

6.3.1 주파수추종 응답가능용량의 산정

6.3.1.1 발전기 [신설 2023.2.20.]

발전기별 주파수추종 응답가능용량은 다음과 같이 산정한다.

$$GFRQ = 0.2 \times GF_{i,g}^{max} \times 100/(R_{i,g} \times 60)$$

- $GF_{i,g}^{max}$: 발전기별 주파수추종 최대운전용량
- $R_{i,g}$: 발전기별 속도조정률

6.3.1.2 전기저장장치

전기저장장치별 주파수추종 응답가능용량은 전력시장운영규칙 별표19 7.3에 따라 다음과 같이 산정한다.

① 5.2.3.2의 기준을 모두 충족한 경우 : GFRQ = 0.2×$GF_{i,e}^{max}$× 100/($R_{i,e,t}$×60)

② 5.2.3.2의 기준을 충족하지 못한 경우 : GFRQ = 0.2 × $GF_{i,e}^{max}$ ×100/($R_{i,e,s}$×60)

- $GF_{i,e}^{max}$: 전기저장장치별 주파수추종 최대방전용량
- $R_{i,e,t}$: 전기저장장치별 과도상태 운전모드의 속도조정률
- $R_{i,e,st}$: 전기저장장치별 정상상태 운전모드의 속도조정률

6.3.2 <삭제 2023.2.20.>

6.3.3 <삭제 2023.2.20.>

6.4 보조서비스 확보 및 운영

6.4.1 주파수제어예비력

6.4.1.1 확보시점

운영부서는 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획 수립 시 주파수제어예비력의 적정 확보여부를 검토하고 운영시스템을 이용하여 실시간으로 주파수제어예비력을 확보하고 제어하여야 한다.

<개정 2022.9.1>

① (하루전) 주파수제어예비력을 고려한 발전기 기동정지 결정

② (10분전) 매 5분주기로 수요예측 편차에 대한 조정

③ (실시간) 주파수 편차에 대한 실시간 발전기 제어

6.4.1.2 제어기준

주파수제어예비력요구량은 다음 식에 따라 결정하며 발전기별 참여율은 출력증가·감소율에 따라 배분한다.

$$ACE = 10B(Fs - Fn - TE)$$

- ACE(Area Control Error) : 발전기 제어 요구량
- B(System Bias) : 계통정수[MW/0.1Hz]
- Fs : 현재주파수, ▪ Fn : 기준주파수, ▪ TE : Time error

6.4.1.3 계통정수 적용

주파수제어예비력에 적용되는 계통정수(System bias)는 최근 계통특성(발전기 및 부하특성)과 부하수준을 고려하여 적용하여야 한

다.

6.4.1.4 실시간 감시

운영부서는 계통운영시스템의 예비력 계산결과를 활용하여 주파수제어예비력의 적정 확보여부를 실시간으로 감시하여야 한다.

6.4.1.5 확보량의 계산 <개정 2023.2.20.>

주파수제어예비력은 자동발전제어 운전모드인 발전기 및 원격출력제어 운전모드인 전기저장장치를 대상으로 5분동안 증가 가능한 출력의 합으로 계산하되 매분단위 증가가능한 출력변화량도 계산하여 감시할 수 있어야 한다.

6.4.1.6 부족시 조치

실시간 운영에 있어 주파수제어예비력이 부족할 경우에는 발전기 상향운전을 해제하거나 발전기를 추가 기동하여 주파수제어예비력을 확보해야 한다. 단, 계통수요의 변화추이에 따라 불필요하거나 전력수급 균형 유지를 위해 불가능하다고 판단되는 경우는 제외한다.

6.4.2 1차예비력

6.4.2.1 확보시점

운영부서는 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획 수립 시 1차예비력의 적정 확보여부를 검토하고 운영시스템을 이용하여 실시간으로 확보하여야 한다. <개정 2022.9.1>

① (하루전) 1차 예비력을 고려한 발전기 기동정지 결정

② (실시간) 주파수 편차에 대한 실시간 발전기 제어

6.4.2.2 실시간 감시

운영부서는 계통운영시스템의 예비력 계산결과를 활용하여 1차예비력의 적정 확보여부를 실시간으로 감시하여야 한다.

6.4.2.3 확보량의 계산 <개정 2023.2.20.>

1차예비력은 다음 각 호를 만족하는 개별 발전기 및 전기저장장치에 대한 주파수추종 응답가능용량의 합으로 계산한다.

① 발전기 및 전기저장장치 출력값이 1차예비력 운전범위내에서 유지

② 주파수추종 운전모드가 “ON” 상태

③ 고정운전(제약코드 20번대) 입찰이 없는 상태

6.4.2.4 부족시 조치

실시간 운영에 있어 1차예비력이 부족할 경우에는 발전기 상향운전을 해제하거나 발전기를 추가 기동하여 1차예비력을 확보해야 한다. 단, 계통수요의 변화추이에 따라 불필요하거나 전력수급 균형 유지를 위해 불가능하다고 판단되는 경우는 제외한다.

6.4.3 2차예비력

6.4.3.1 확보시점

운영부서는 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획 수립 시 2차예비력의 적정 확보여부를 검토하고 운영시스템을 이용하여 실시간으로 2차예비력을 확보하고 제어하여야 한다. <개정 2022.9.1>

① (하루전) 2차예비력을 고려한 발전기 기동정지 결정

② (실시간) 주파수 편차에 대한 실시간 발전기 제어

6.4.3.2 실시간 감시

운영부서는 계통운영시스템의 예비력 계산결과를 활용하여 2차예비력의 적정 확보여부를 실시간으로 감시하여야 한다.

6.4.3.3 확보량의 계산 <개정 2023.2.20.>

2차예비력은 자동발전제어 운전모드인 발전기 및 원격출력제어 운전모드인 전기저장장치를 대상으로 10분동안 증가가능한 출력의 합으로 계산하되 매분단위 증가 가능한 출력변화량도 계산하여 감시할 수 있어야 한다.

6.4.3.4 부족시 조치

실시간 운영에 있어 2차예비력이 부족할 경우에는 발전기 상향운전을 해제하거나 발전기를 추가 기동하여 2차예비력을 확보해야 한다. 단, 계통수요의 변화추이에 따라 불필요하거나 전력수급 균형 유지를 위해 불가능하다고 판단되는 경우는 제외한다.

6.4.4 3차예비력

6.4.4.1 지정조건

3차예비력 발전기는 하루전발전계획 및 신뢰도발전계획 시 기동형태별(열간, 온간, 냉간) 기동시간을 고려하여 지정한다. 단, 발전계획시스템(RSC)에서 기동형태별 기동시간을 반영할 수 있기 전까지는 열간기동시간을 기준으로 예비력 발전기를 지정할 수 있다.

<개정 2022.9.1>

6.4.4.2 지정순서

동일항목의 예비력은 연료비 순위에 따라 지정하고 항목별 예비력 초과량은 후순위 예비력으로 포함한다. 단, 정지중인 3차예비력은 화력(복합, 기력)발전기를 연료비 순위에 따라 우선 지정하고, 다음으로 수력발전기를 기동시간이 짧은 순, 기동증발율이 높은 순, 용량이 큰 순서로 지정하며, 양수발전기는 속응성자원 확보를 위하여 마지막으로 지정하되 효율이 높은 순서로 지정한다.

6.4.4.3 지정용량

3차예비력 지정용량은 입찰된 공급가능용량을 기준으로 정하며 2기 이상의 발전기를 하나의 발전기로 입찰하는 경우에는 단위발전기별 용량으로 분리하여 지정할 수 있다. 단, 복합발전기는 가스터빈 대수별 용량으로 분리하여 지정할 수 있다.

<예시 : 3차예비력 지정용량>

발전기	공급가능 용량	대수	단위발전기 용량	3차예비력 지정용량
평택화력#1	350	1	350	350
삼랑진양수	600	2	300	300 or 600
부산CC#1	500	3(GT대수:2)	250	250 or 500

6.4.4.4 3차예비력 변경

전력시장운영규칙 [별표11]에 따라 신뢰도발전계획을 재수립할 경우에는 2시간 이내에 3차예비력 발전기를 재지정하여 해당 발전사업자에게 통지하여야 한다. <개정 2022.9.1>

6.4.4.5 3차예비력의 사용

발전기 불시정지 또는 수요예측오차 등으로 전력공급이 부족한 경우에는 지정된 3차예비력 발전기를 우선 기동하여야 한다. 단, 계통주파수 급변시에는 예외적으로 운영할 수 있다.

6.4.4.6 3차예비력의 감시

운영부서는 계통운영시스템의 예비력 화면을 이용하여 3차예비력의 적정 확보여부를 실시간으로 감시하여야 한다.

6.4.5 속응성자원

6.4.5.1 지정조건

속응성자원 발전기는 신뢰도발전계획 수립 시 기동형태별(열간, 온간, 냉간) 기동시간을 고려하여 지정한다. 단, 발전계획시스템(RSC)에서 기동형태별 기동시간을 반영할 수 있기 전까지는 열간기동시간을 기준으로 속응성자원 발전기를 지정할 수 있다. <개정 2022.9.1>

6.4.5.2 지정순서

동일항목의 예비력은 연료비 순위에 따라 지정하고 항목별 예비력 초과량은 후순위 예비력으로 포함한다. 단, 정지중인 속응성자원은 화력(복합, 기력)발전기를 연료비 순위에 따라 우선 지정하고, 다음으로 양수발전기를 효율이 높은 순서로 지정한다. 수력발전기는 물량제약으로 인해 4시간 연속운전을 보장할 수 없으므로 고려하지 않는다.

6.4.5.3 지정용량

속응성자원 지정용량은 입찰된 공급가능용량을 기준으로 정하며 2기 이상의 발전기를 하나의 발전기로 입찰하는 경우에는 단위발전기별 용량으로 분리하여 지정할 수 있다.

6.4.5.4 속응성자원 변경

전력시장운영규칙 [별표11]에 따라 신뢰도발전계획을 재수립할 경우에는 2시간 이내에 속응성자원 발전기를 재지정하여 해당 발전사업자에게 통지하여야 한다. <개정 2022.9.1>

6.4.5.5 속응성자원의 사용

발전기 불시정지 또는 수요예측오차의 과도한 변동 등으로 전력공급이 부족한 경우에는 지정된 속응성자원 발전기를 우선 기동하여야 한다. 단, 계통주파수 급변시에는 예외적으로 운영할 수 있다.

6.4.5.6 속응성자원의 감시

운영부서는 속응성자원산정 프로그램을 이용하여 속응성자원의 만족여부를 실시간으로 감시하여야 한다.

6.4.6 자체기동서비스

6.4.6.1 자체기동발전기 지정

자체기동 관리부서는 다음 각호의 경우에 자체기동발전기를 신규로 지정하거나 또는 변경할 수 있다.

① 시송전계통 변경으로 자체기동발전기 추가 또는 대체 시

② 기존 자체기동발전기 폐지 등 대체발전기 필요시

6.4.6.2 지정조건

자체기동 관리부서는 시장운영규칙 별표3의 5.0에 따라 자체기동발전기를 선정하여야 한다.

6.4.6.3 지정절차

자체기동 관리부서는 발전사업자가 제출한 현장조작절차서를 검토하여 접수 후 20일 이내에 승인여부를 통보하고 1개월 이내에 인증시험을 시행하며 인증시험 합격일로부터 5일이내에 자체기동발전기 지정내역을 정산관련 부서에 통보하여야 한다.

6.5 보조서비스 이행상태 평가

6.5.1 일반원칙

6.5.1.1 운영부서 및 관리부서는 불시 또는 정기적으로 보조서비스 이행상태를 평가하여 적정 수준의 보조서비스가 확보될 수 있도록 하여야 한다.

6.5.1.2 보조서비스 이행상태에 대한 평가방법은 다음 각호와 같다.

6.5.1.2.1 발전기 <개정 2023.2.20.>

① 계통운영시스템을 통한 주파수추종 운전상태, 자동발전제어 운전상태 및 전압조정 확인

② 주파수추종 분석시스템 또는 발전기 운전실적 분석시스템을 이용한 주파수추종 성능 확인

③ 계통운영시스템 또는 동일성능의 분석프로그램을 이용한 자동발전제어 성능확인

④ 급전지시에 의한 3차예비력 지정 발전기 기동시간 확인

⑤ 급전지시에 의한 속응성자원 지정 발전기 기동시간 확인

⑥ 현장시험을 통한 자체기동발전기 기동능력 확인

6.5.1.3 불이행시 조치

보조서비스 이행상태에 대한 평가결과는 전력거래시스템을 이용하여 기록, 관리하며 전력시장운영규칙 [별표2]에 따라 정산될 수 있도록 정산시스템 및 정보공개시스템(e-Power Market)과 연계된다.

6.5.2 1차예비력

6.5.2.1 평가항목

발전기 및 전기저장장치의 주파수추종 성능은 다음 각호의 항목에 대하여 평가되어야 한다.

① 주파수주종 운전상태(on/off)

② 속도조정률 측정

③ 주파수추종 응답량 측정

6.5.2.2 운전상태 확인

주파수추종 운전상태는 계통운영시스템 화면으로 상시 감시하여야 하며 발전기 및 전기저장장치 운전가능 여부는 정보공개시스템(e-Power Market) 입찰결과에서 확인한다.

6.5.2.3 속도조정률 측정

전기사업자가 신고한 속도조정률은 자동발전제어 운전을 시행하지 않는 상태에서 주파수추종 분석시스템을 이용하여 다음과 같이 측정한다. <개정 2023.2.20.>

① Threshold값 : 0.03Hz 이상 선택

② 시험시간 : 최소 4시간 이상(단, 수력, 양수는 2시간 이상)

③ 시험주기 : 반기 1회 이상

④ 판정기준 : 측정값이 신고값의 110% 이내면 합격

6.5.2.4 발전기의 주파수추종 응답량 측정 <개정 2023.2.20.>

예비력 관리부서는 계통주파수 급변시 발전기의 주파수추종 성능을 발전기 운전실적 분석시스템을 이용하여 아래와 같이 평가한다.

6.5.2.4.1 평가 대상

계통주파수가 60±0.2Hz 범위를 벗어난 경우에 평가하되 다음 각 호의 경우에는 제외할 수 있다.

① 전력수요의 증가나 감소 등으로 주파수 변동에 소요되는 시간이 수십초 이상 길어질 경우

② 양수동력 정지 등으로 1분 이내에 주파수가 59.9Hz 이상으로 급격하게 회복된 경우

③ 순시부하 급변 등으로 발전기 출력변화량을 정상적으로 계산할 수 없는 경우

6.5.2.4.2 평가 계산식

주파수추종 응답가능용량 = 변화출력 - 기준출력

- 변화출력 : 60±0.2Hz를 벗어난 시점에서 10초 후부터 50초간 평균 출력
- 기준출력 : 주파수 변동 전 20초간 평균 출력

6.5.2.4.3 적용예외

6.5.2.4.1에 해당하더라도 다음 각 호의 발전기는 주파수추종 응답량 측정 평가에서 제외할 수 있으며 해당 사유를 별도로 기록·관리하여야 한다.

① 고정운전을 사전에 신고한 경우
② 급전지시에 의해 고정운전을 시행한 경우
③ 통신오류에 의해 운전상태 판별이 불가능한 경우
④ 전기사업자의 이의신청이 정당하다고 판단되는 경우 등

6.5.2.4.4 기준출력 변경

다음 각 호의 경우에는 주파수 변동원인 시점의 출력을 기준출력으로 설정한다.

① 주파수 변동 전, 출력증가 중에 있어 실제보다 기준출력이 작게 산출되는 경우
② 주파수 변동 전, 출력감소 중에 있어 실제보다 기준출력이 크게 산출되는 경우

6.5.2.5 불이행시 조치 <개정 2023.2.20.>

주파수추종 운전이 가능함에도 불구하고 임의로 미시행하거나 6.5.2.3 또는 6.5.2.4에 의하여 불합격된 발전기 및 전기저장장치는 전력거래시스템에 “주파수추종불이행”으로 관리한다.

6.5.3 주파수제어예비력 및 2차예비력

6.5.3.1 평가항목

자동발전제어 성능은 계통운영시스템을 이용하여 발전기 및 전기저장장치의 출력증가·감소율을 측정하여 평가한다.

6.5.3.2 평가조건

발전기 및 전기저장장치 출력증가·감소율 시험은 조속기 운전을 하지 않는 상태에서 시행함을 원칙으로 한다. 단, 계통연결과 동시에 조속기 운전상태로 전환되는 발전기 및 전기저장장치는 예외로 한다.

6.5.3.3 평가방법

자동발전제어 운전모드 상태에서 EMS chart 또는 동일기능의 프로그램을 이용하여 수행한다.

6.5.3.4 계산식

자동발전제어는 다음 식에 따라 평가한다.

$$RUR_{test} = \frac{P_{t1} - P_{t2}}{T_1 - T_2} \qquad RDR_{test} = -\left(\frac{P_{t1} - P_{t2}}{T_1 - T_2}\right)$$

- RUR_{test} : 증가율 측정결과[MW/분]
- RDR_{test} : 감소율 측정결과[MW/분]
- T_1 : 시험 시작시간[분], T_2 : 시험 종료시간[분]
- P_{t1} : T_1시점 출력[MW], P_{t2} : T_2시점 출력[MW]

6.5.3.5 불이행시 조치

측정된 출력증가·감소율이 신고값의 80% 미만인 경우에는 전력거래시스템에 “자동발전제어불이행“으로 관리한다.

6.5.4 3차예비력

6.5.4.1 평가시행

정지 중 3차예비력 이행상태는 전력수급 상황을 고려하여 필요하다고 판단되는 경우 불시에 평가를 시행 할 수 있다.

6.5.4.2 평가항목

정지 중 3차예비력 지정 발전기에 대한 평가는 기동소요시간 만족여부로 판정한다.

6.5.4.3 불이행시 조치

정지 중 3차예비력으로 지정된 발전기 중 평가기준을 불만족시킨 발전기는 전력거래시스템에 “3차예비력 불이행”으로 관리한다.

6.5.5 속응성자원

6.5.5.1 평가시행

정지 중 속응성자원 이행상태는 전력수급 상황을 고려하여 필요하다고 판단되는 경우 불시에 평가를 시행 할 수 있다.

6.5.5.2 평가항목

정지 중 속응성자원 지정 발전기에 대한 평가는 기동소요시간 만족여부와 최소운전시간이상 운전 가능여부로 판정한다.

6.5.5.3 불이행시 조치

정지 중 속응성자원으로 지정된 발전기 중 평가기준을 불만족시킨 발전기는 전력거래시스템에 “속응성자원 불이행”으로 관리한다.

6.5.6 자체기동서비스

6.5.6.1 시험종류

자체기동발전기 시험은 인증시험, 정기시험, 특별시험으로 구분하여 시행한다.

① 인증시험은 자체기동 관리부서 담당자가 입회하여 시행한다.

② 정기시험은 발전사업자와 협의하여 확정된 연간 시험계획에 따라 순차적으로 시행한다.

③ 특별시험은 자체기동 관리부서 담당자가 입회하여 불시 시행한다.

6.5.6.2 시험시행

자체기동발전기 시험은 다음 각호를 고려하여 시행한다.

① 시험전, 기동용 변압기 등 외부로부터의 전원공급은 사전에 차단되어야 한다.

② 시험시작 및 시험종료시에는 운영부서에 관련사항을 통보하여야 한다.

③ 시험순서는 승인된 현장조작절차서에 따라 시행한다. 단, 실제 정전상황을 재현할 수 없는 경우에는 시험용 현장조작절차서에 따라 시행한다.

④ 시험 중 천재·지변이나 계통의 긴급상황 발생시 자체기동 시험을 정지 또는 취소시킬 수 있다.

6.5.6.3 판정기준

시험지시 시점으로부터 주발전기가 정격속도에 도달하는 시간은 다음 각호와 같으며 30분 이상 안정적으로 운전이 가능해야 한다.

① 수력 및 양수발전기, 제주GT#3 : 30분 이내

② 가스터빈발전기 및 제주내연 : 60분 이내

6.5.6.4 시험실패시 조치

자체기동 관리부서는 해당발전기가 자체기동 불이행으로 처리될 수 있도록 정산관련 부서에 통보하여야 한다.

6.5.6.5 재시험실패시 조치

재시험에 실패한 원인이 설비의 중대한 결함에 있는 경우, 자체기동발전기를 변경하여 지정하여야 한다. 단, 발전사업자가 설비의 교체 또는 보강계획을 제출하여 자체기동능력의 회복이 가능할 경우에는 예외로 할 수 있다.

6.6 계통운영 시스템(EMS) 예비력 산정 방법 [신설 2021.11.01.]

6.6.1 주파수제어 예비력

개별 발전기 산정방식은 다음과 같다.

주파수제어 예비력 = Min(LFCmax - 현재출력, 5×RR)

- LFCmax : Min(AGCmax, 공급가능용량, SCADA 측정값, 급전원 입력값)
- RR : 출력증가율, Ramp Rate 값(MW/분)

6.6.2 1차예비력

6.6.2.1 개별 발전기 산정방식은 다음과 같다.

1차예비력 = Min(GFmax - 현재출력, GFRQ)

6.6.2.2 전기저장장치(ESS) 산정방식은 다음과 같다. <개정 2023.2.20.>

1차예비력 = Min(Min(GFmax, RA) - 현재출력, GFRQ)

- GFmax : 주파수추종 최대방전용량
- GFRQ : 6.3.1.2에 의해 계산된 주파수추종 응답가능용량
- RA : 사업자가 입찰 또는 제출한 주파수추종 가능용량

6.6.3 2차예비력

개별 발전기 산정방식은 다음과 같다.

2차예비력 = min(LFCmax - 현재출력, 10×RR)

- LFCmax : min(AGCmax, 공급가능용량, SCADA 측정값, 급전원 입력값)
- RR : 출력증가율, Ramp Rate 값(MW/분)
- AGCmax : 자동발전제어(AGC) 운전 상한 범위

6.6.4 3차예비력

6.6.4.1 3차예비력(운전)

운전상태인 발전기 산정방식은 다음과 같으며 양수발전기의 양수동력(펌핑)량을 포함한다.

① 3차예비력(운전) = (발전) min(RA - 현재출력, 30×RR)

② 3차예비력(펌핑) = 펌핑중인 양수발전기의 현재펌핑량

- RA : 사업자가 입찰한 공급가능용량
- RR : 출력증가율, Ramp Rate 값(MW/분)

6.6.4.2 3차예비력(정지)

기동소요시간을 고려하여 기동상태, 정지상태로 분류하여 산정한다.

① 최소발전용량 도달전 기동상태 발전기는 다음과 같다.

1. ref_time ≤ 30분의 경우

3차예비력(정지) = Max(Min(Max(RVRAMP × ref_time + RR×(30 - ref_time), 0), RA - 현재출력), 0)

2. ref_time > 30분의 경우

3차예비력(정지) = Max(Min(Max(RVRAMP×30, 0), RA - 현재출력), 0)

② 정지상태 발전기는 다음과 같다.

1. ref_time+minstart ≤ 30분의 경우

3차예비력(정지) = Max(Min(Max(RVRAMP×ref_time + RR×(30 - ref_time - minstart), 0), RA - 현재출력), 0)

2. ref_time+minstart > 30분

3차예비력(정지) = Max(Min(Max(RVRAMP×(30 - minstart), 0), RA - 현재출력), 0)

- ref_time : 기동중인 발전기의 출력이 현시간부터 최소발전용량 도달까지 남은 시간 또는 정지중인 발전기의 최소발전용량도달시간
- RVRAMP : 기동증발율. 기동후 최소발전용량까지 상향 Ramp Rate 값(MW/분), (RVRAMP = 최소발전용량/최소발전용량 도달시간)
- minstart : (기동소요시간) + min{(최소정지시간 - 계통분리 후 현재까지의 시간), 0}

6.6.5 속응성자원

기동소요시간을 고려하여 기동상태, 정지상태로 분류하여 산정한다. 단, 물량제약이 있는 양수발전기는 4시간 이상 출력을 유지 가능시 적용하며 수력발전기는 속응성자원에서 제외한다.

① 최소발전용량 도달전 기동상태 발전기는 다음과 같다.

1. ref_time ≤ 20분의 경우

속응성자원 = Max(Min(Max(RVRAMP×ref_time + RR×(20 - ref_time), 0), RA - 현재출력), 0)

2. ref_time > 20분의 경우

속응성자원 = Max(Min(Max(RVRAMP×20, 0), RA - 현재출력), 0)

② 정지상태 발전기는 다음과 같다.

1. ref_time+minstart ≤ 20분의 경우

속응성자원 = Max(Min(Max(RVRAMP×ref_time + RR×(20 - ref_time - minstart), 0), RA - 현재출력), 0)

2. ref_time+minstart > 20분

속응성자원 = Max(Min(Max(RVRAMP×(20 - minstart), 0), RA - 현재출력), 0)

- ref_time : 기동중인 발전기의 출력이 현시간부터 최소발전용량 도달까지 남은 시간 또는 정지중인 발전기의 최소발전용량도달 시간
- RVRAMP : 기동증발율. 기동후 최소발전용량까지 상향 Ramp Rate 값(MW/분), (RVRAMP = 최소발전용량/최소발전용량 도달시간)
- minstart : (기동소요시간) + min{ (최소정지시간 - 계통분리 후 현재까지의 시간), 0}

③ 양수발전기 4시간 출력을 유지 가능 판단은 다음과 같다.

1. 양수발전기 정지상태 사용가능량 계산은 다음과 같다

Off_MWh = (양수발전가능시간 * 발전기용량) - (운전상태 발전기 대수 * 발전기용량 * 4)

2. 4시간 제공가능 여부 판단은 다음과 같다

Off_MWh ≥ 발전기 1기 용량 * 4(시간)인 경우

fast_avail_Num = min[ROUNDDOWN{Off_MWh/(발전기 1기 용량 × 4시간), 0}, 해당 양수발전소의 발전기 대

수]

- ①,② 에서 속응성자원량 산정시 해당 양수발전소의 fast_avail_Num 대수 만큼만 속응성자원으로 산정

▪ fast_avail_Num : 속응성자원 제공가능한 양수발전기 대수

Off_MWh < 발전기 1기 용량 * 4(시간)인 경우

- 속응성자원량은 0

▪ Off_MWh : 정지중인 발전기의 4시간 발전가능용량

제7장 전력설비 동특성자료 제출 및 심사기준

7.1 목적

전력계통 신뢰도 및 전기품질유지기준 제37조, 전력시장운영규칙 제 5.8.4조, 제5.8.5조, 제5.8.9조, 제5.10.6조 및 [별표31]의 규정에 의거하여 전력계통 해석 프로그램에 사용되는 전력설비 동특성자료의 제출·심사·검증·관리를 위한 세부사항을 정하는데 있다.

7.2 발전기 등 동특성자료 제출 및 심사기준[신설 2020.9.25]

7.2.1 용어의 정의

7.2.1.1 “발전기 등(Generator Set)”은 발전기(동기조상기 포함) 및 이와 결합·연결된 원동기, 여자기, 조속기, 계통안정화장치를 말한다.

7.2.1.2 “동특성자료(Dynamic Models and Parameters)”는 전력계통 안정도 해석 프로그램의 입력자료로서 발전기 등 개별설비의 동특성을 나타낼 수 있도록 수학적으로 구현된 제어블록 구조체 및 내부 동특성정수 자료를 말한다.

7.2.1.3 “동특성정수 도출(Derivation of Dynamic Model Parameter)”은 시험기관이 발전기 등 기술특성시험을 시행후 확보한 측정자료를 이용하여 동특성설비 모델의 내부정수를 도출하는 업무를 말한다.

7.2.1.4 “동특성자료 심사(Acceptance Evaluation of Dynamic Models)”는 전기사업자가 전력거래소에 제출한 동특성자료의 승인 또는 반려 결정을 위하여 모의심사 및 비교심사를 통해 모델이 설비특성을 나타내는 수준의 적정성을 검토하는 업무를 말한다.

7.2.1.5 “모의심사(Acceptance Evaluation by Simulation)”는 전기사업자가 신설발전기의 계통가압전에 제출한 제작사 제공 자료 등에 대하여 시행하는 심사로 계통해석 프로그램 모의에 따른 응동특성의 적정성을 심사한다.

7.2.1.6 “비교심사(Acceptance Evaluation by Comparison)”는 특성시험을 통해서 도출된 발전기의 동특성자료 등에 대하여 시행하는 심사로 실측 원데이터를 기반으로 추출된 데이터와 모의결과를 비교하여 적정성을 심사한다.

7.2.1.7 “동특성자료 검증 (Dynamic Model Verification)”은 발전기 기술특성시험에 의한 측정자료가 아닌 시각동기위상측정장치, 계통고장기록장치, 기타 계통운영실적 등의 자료를 바탕으로 자료의 유효성을 검토하는 업무를 말한다.

7.2.1.8 “일반모델(Generic Model)”은「Siemens PSS/E dynamics model library」에 포함된 전력설비 모델을 말한다.

7.2.1.9 “사용자정의모델(User Defined Model)”은 「Siemens PSS/E dynamics model library」에 범용모델 형태로 제공되지 않는 경우, 설비계획자 및 제작자가 제공하는 전력설비에 맞게 별도로 개발한 모델을 말한다.

7.2.1.10 “제작사제공모델(Vendor Specific Model, Not Tested)”은 설비 구축 시 발전기 등 제작사가 특성시험 없이 제공하는 모델을 말한다.

7.2.1.11 “동기발전기 회전자의 d축(Direct Axis)”은 동기속도로 회전하는 기준 좌표계에서 자기적 중앙 N극 방향을 말한다.

7.2.1.12 “동기발전기 회전자의 q축(Quadrature Axis)”은 d축에 전기적으로 90도 앞선 축을 말한다.

7.2.1.13 “발전기 포화특성시험(Generator Open-circuit Saturation Test)” 계자전류의 조정에 따른 단자전압 변화를 측정하여 고정자 권선의 자기적 포화특성을 분석하는 시험을 말한다.

7.2.1.14 “부하차단시험(Load Rejection Test)”은 발전기의 계통연계운전 상태에서 발전기의 계통연결을 주회로 차단기를 이용하여 강제적으로 차단하여 응답특성을 분석하는 시험을 말한다.

7.2.1.15 “d-q 분리측정 부하차단시험(d-q Separate Load Rejection Test)” 발전기의 단자전류가 d축과 일치하는 운전상태와 q축과 일치하는 운전상태를 각각 구현한 후 시행하는 부하차단 시험을 말한다.

7.2.1.16 “d-q 통합측정 부하차단시험(d-q Integrated Load Rejection Test)” 발전기 단자전류가 d축 및 q축 성분을 동시에 가지고 있는 운전상태를 구현한 후 시행하는 부하차단 시험을 말한다.

7.2.1.17 “V-곡선시험(On-line V-curve Test)”은 온라인에서 동기발전기의 유효전력 및 무효전력을 조정하여 여자전류에 대한 단자전압의 관계를 구하는 시험을 말한다.

7.2.1.18 “무효전력 한계시험(Reactive Power Limit Test)” 정격출력에서

단자전압을 조정하여 무효전력의 최대·최소 한계치를 확인하는 시험을 말한다.

7.2.1.19 “오프라인 AVR 스텝시험(Off-line Auto Voltage Regulator Step Test)” 발전기의 모델정수를 종합적으로 도출하기 위하여 무부하에서 단자전압이 2%이상 변화하도록 AVR을 작동시켜 응답 특성을 분석하는 시험을 말한다.

7.2.1.20 “온라인 AVR 스텝시험(On-line Auto Voltage Regulator Step Test)” PSS의 응답특성을 분석하기 위하여 단자전압이 2%이상 변화하도록 AVR을 작동시켜 응답특성을 분석하는 시험을 말한다.

7.2.1.21 “조속기 스텝시험(Turbine-Governor Step Test)” 조속기의 동특성 정수를 도출하기 위하여 가상의 계통주파수 편차(±0.15Hz 이상)신호를 인가하여 발전기의 유효출력 응답특성을 분석하는 시험을 말한다.

7.2.2 동특성자료 및 특성시험 측정자료 제출 의무

7.2.2.1 발전기 등의 동특성자료는 최신 및 전력거래소의 계통해석프로그램 버전에서 사용 가능하며「Siemens PSS/E dynamics model library」에 포함된 일반모델로 제작하는 것을 원칙으로 한다. 이때 전력거래소는 인터넷 홈페이지 등을 통해 프로그램 버전 정보를 적용시점 3개월 전까지 별도로 공지하여야 한다. 다만, 사용자모델의 필요성을 계통평가위원회에서 승인한 경우 그러지 아니한다. <개정 2024.3.26>

7.2.2.2 대상사업자 및 특성시험 기관은「전력설비 모델 제출·관리·공유 시스템」을 통하여 동특성자료를 제출하며「Siemens PSS/E dynamics model library」표기 형식에 맞추어 동특성 모델명, 동특성 정수를 제출한다. 다만 사용자모델에 대하여 동적연결 라이브러리(.dll) 파일 및 상세 사용 설명서를 추가로 제출하여야 한다.

① 최초 가압전 제출 : 대상사업자는 신설 발전기에 대하여 시장운영규칙 제5.8.5조 ①항에 따라 제작사 제공 동특성자료를 제출하여야 한다. 다만 제작사 제공 동특성자료 입수 불가시 자체적으로 별도 작성한 동특성자료를 제출하여야 한다.

② 최초 가압후 제출 : 대상사업자는 시장운영규칙 제5.8.5조 ⑩항 및 ⑪항에 따라 특성시험을 시행 후 도출한 동특성자료를 제출하여야

한다.

7.2.2.3 대상사업자 및 특성시험 기관은 7.2.2.2조 ②항에 따른 동특성자료 제출시 다음의 특성시험 자료를 제출하여야 한다.

특성시험 항목	제출자료
포화특성시험	○ 현장측정 자료 : 단자전압, 계자전류, 계자전압, 주파수 ○ S(1.0), S(1.2) 도출을 위해 외삽법한 플롯 자료
부하차단시험	○ 현장측정 자료 : 단자전압, 유효전력, 무효전력, 계자전류, 계자전압, 주파수, 부하각 ○ 사용한 PSS/E 입력자료 일체 ○ 측정치 및 모의치 비교 플롯 자료
V-곡선시험	○ 현장측정 자료 : 단자전압, 유효전력, 무효전력, 계자전류, 계자전압, Xd, Xq 오차비교 파일 ○ 사용한 PSS/E 입력자료 일체 ○ 측정치 및 모의치 비교 플롯 자료
여자기 Step 시험	○ 현장측정 자료 : 단자전압, 유효전력, 무효전력, 계자전류, 계자전압 ○ 사용한 PSS/E 입력자료 일체 ○ 측정치 및 모의치 비교 플롯 자료
PSS 응동 시험	○ 현장측정 자료 : 단자전압, 유효전력, 무효전력, 계자전류, 계자전압 ○ 사용한 PSS/E 입력자료 일체 ○ 측정치 및 모의치 비교 플롯 자료
조속기 터빈 스텝시험	○ 현장측정 자료 : 주파수, 유효전력, 무효전력 ○ 사용한 PSS/E 입력자료 일체 ○ 측정치 및 모의치 비교 플롯 자료

* 모든 제출자료는 거래소가 요청하는 파일형식으로 제출
* 측정자료는 초당 60회 이상 계측하며, 소수점 넷째자리에서 반올림
* 부하모델은 전력시장운영규칙 [별표3] 4.2조의 대표값 적용
* 모든 데이터 파일 및 플롯 파일은 과도구간과 정상구간이 명확히 명시되도록 스케일을 맞추어서 제출(단, 이벤트 발생 전 구간은 전구간의 10% 정도로 한다)
* 상기 제출항목 준수 불가시 별도로 사유 제출

7.2.3 동특성자료 심사 방법

대상사업자로부터 제출된 발전기 등 동특성자료에 대하여 모의심사와 비교심사를 통하여 적정성을 판단한다.

① 최초 가압 전 제출(제작사 제공 동특성자료 등) : 모의심사 시행

② 최초 가압 후 제출(특성시험 결과 동특성자료) : 모의심사후 비교심사 추가 시행

7.2.4 동특성자료심사 항목

제출된 동특성자료는 다음의 항목에 의하여 심사한다.

① 모의심사 : 제출자료 적정성, 동특성정수 범위, 모델선택의 적정성, 호환성 및 안정성 등

② 비교심사 : 제출자료 적정성, 특성시험 시행의 적정성, 특성시험 결과에 대한 모의결과의 동일성 등

7.2.5 모의심사 기준

다음의 항목을 바탕으로 '적정', '수정필요', '반려'로 심사한다.

항목	심사내용
제출자료 적정성	○ 제7.2.2조의 파일형식 ○ 보조문건 등 자료제출 충실성
동특성 정수범위	○ 정수범위의 정정성(범위 이탈시 사유)
모델선택의 적정성	○ 설비특성에 따라 아래의 기본모델을 참고하여 모델선택의 적정성 심사 - 발전기 : GENROU GENROE(원통형), GENSAE(돌극기) - 여자기 : EXST1 ESST1A (정지형 Lead-Lag제어), ESST4B ST6B (정지형 PI제어), AC7B EXPIC1 (브러시리스 PI제어), IEEEX2 (브러시리스 소용량) - 터빈 가버너 : IEEEG1 (추천모델), GAST (소용량), GGOV1 GAST2A(정교모델), HYGOV PYDGOV(수력), DEGOV(내연) - 계통안정화장치 : IEEEST PSS2A PSS2B(디지털제어) ○ 상기 기본모델 이외의 선택시 별도로 사유 심사
호환성 및 안정성	○ 별도조치 없이 초기상태 체크 성공 여부 ○ 10초 무사고 모의시 전압 0.01% 이내 변동 및 전력진동 유발 여부 ○ 여자기(2%) 및 조속기(10%) 스텝 모의시 응답의 합리성

7.2.6 비교심사 기준

다음의 항목을 바탕으로 '적정', '수정필요', '반려'로 심사한다.

항목	심사내용
제출자료 적정성	○ 제7.2.2.3조의 파일형식, 스케일 준수 여부 ○ 보조문건 등 자료제출 충실성
특성시험 시행의 적정성	○ 포화특성시험 : 계자전류를 15회이상 변화시켜 측정 (단 15회 불가한 소용량의 경우 8회 이상) ○ 부하차단시험 : 다음의 운전상태 및 시험방법 구현의 적정성 * d-q 통합측정법과 d-q 분리측정법을 병행하여 시험하되, 여건에 따라 한가지 시험법 선택가능 - 통합측정법 : 고해상도 부하각 측정, q축과 단자전류 각도 15°~ 75°범위, 부하차단 1회 이상, 지상(Lagging) 추천 - 분리측정법 : d축 및 q축 부하차단 각각 1회 이상 · d축 정수시험 : d축과 단자전류 일치 운전조건, 무효출력 -30%이상 유효출력 1%미만, 진상(Leading) · q축 정수시험 : q축과 단자전류 일치 운전조건, 부하각과 동일한 역률각 조건, 진상(Leading) ○ V-곡선시험 : 유효출력 100%, 75%, 50%, 25%에서 각각 무효출력 5단계 이상 충분한 폭으로 변화시켜 시험 ○ AVR-스텝시험 : Offline 및 Online 각각 2회이상 시험 후 결과의 일관성 확보여부, 단자전압이 정격전압의 2%이상 변화 ○ 조속기 스텝시험 : 운전출력 90%에서 -0.15Hz 이하의 계통주파수 스텝신호를 30초간 인가하여 2회 이상 시험 후 결과의 일관성 확보여부 * 원자력 및 신재생 발전기는 조속기 스텝시험 미시행 ○ 상기 시험조건 이외의 시험시 별도로 사유 심사
실측과 모의결과의 동일성	○ 포화특성시험 : 0점에서 Off-set 보정, 외삽법 추세선에 모든 측정점 포함 여부 ○ 부하차단시험 : 상승·하락량, 기울기, 밴드폭 등의 비교결과에서 동일성 확인 * 관성정수(H) : 모의결과와 비교한 시험결과(이벤트 직

항목	심사내용
	후부터 복합 및 내연은 0.1초~0.2초, 수력 및 기력 0.2초~0.5초)의 오차가 5% 미만조건 ○ V-곡선시험 : 계자전류 오차평균 5%, 부하각 오차평균 2°이내 * 오차평균 $= \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left\lvert \frac{\text{측정치} - \text{계산치}}{\text{측정치}} \right\rvert$ ○ AVR-스텝시험(Offline) : 상승·하락량, 기울기, 밴드폭 등의 비교결과에서 동일성 확인 ○ AVR-스텝시험(Online) : PSS 응동특성의 동일성 확인 ○ 조속기 스텝시험 : 모의결과와 비교한 시험결과의 오차가 5% 미만조건 ○ 상기 기준 미충족시 별도로 사유 심사

7.2.7 심사결과의 결정 기준

7.2.7.1 모의심사 결정

구분	결정기준
“적정”	○ 모든 심사항목을 만족하거나, 모델링의 흠결이 경미한 경우
“수정 필요”	○ 제출 자료가 제7.2.2조에 맞지 않는 경우 ○ 항목별 심사 결과 제출자료에 일부 수정이 필요한 경우
“반려”	○ 모델링의 오류가 중대하여 심사를 할 수 없는 경우 ○ 항목별 심사 결과 중대한 오류가 있는 경우

7.2.7.2 비교심사 결정

구분	결정기준
“적정”	○ 모든 심사항목을 만족하거나, 모델링의 흠결이 경미한 경우
“수정필요”	○ 제출 자료가 제7.2.2조에 맞지 않는 경우 ○ 항목별 심사 결과 제출자료에 일부 수정이 필요한 경우
“반려”	○ 모델링의 오류가 중대하여 심사를 할 수 없는 경우 ○ 항목별 심사 결과 중대한 오류가 있는 경우 ○ 특성시험 실측 원데이터가 부적정하게 취득되거나, 필수 측정 데이터 취득을 위한 재시험이 필요한 경우

7.2.8 동특성자료 검증

① 시각동기위상측정장치, 계통고장기록장치, 기타 계통운영 실적 등의 자료를 바탕으로 동특성자료의 적정성을 검토한다.

② 검증결과가 시장운영규칙 제5.8.5조 ⑩항 3호 및 [별표31] 발전기 등 특성시험관리지침 10조에 부합할시 특성시험을 면제한다.

7.3 인버터 기반 발전설비 및 전기저장장치의 동특성자료 작성과 적용기준

7.3.1 인버터 기반 발전설비 및 전기저장장치 동특성자료의 정의

인버터 기반 발전설비 및 전기저장장치 동특성자료(이하 ‘인버터 기반 설비 동특성자료’라 한다)는 태양광, 풍력, 연료전지, 전기저장장치 등의 계통접점이 전력전자 소자를 이용한 인버터로 이루어진 전력설비의 모델링 자료를 말한다.

7.3.2 인버터 기반 설비 동특성자료의 제출 및 적용

송전계통에 연계된 인버터 기반 설비를 소유한 전기사업자는 송·배전용전기설비이용계약(또는 전력수급계약(PPA)) 체결 시 시험 및 가압일정과 제작사에서 제공한 동특성자료를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만 재생에너지정보공유시스템을 통하여 적정하게 전력거래소에 제공된 경우, 제출이 이행된 것으로 본다. 또한, 제출된

동특성자료가 계통 시뮬레이션 프로그램의 버전 차이로 인해 사용이 불가능한 경우 최신 버전의 계통해석프로그램에 적용할 수 있는 동특성 자료를 추가로 제출하여야 한다.

7.3.3 전력거래소는 전력계통 시뮬레이션 프로그램 등을 이용하여 인버터기반 설비 동특성자료의 유효성을 검증하여야 하며, 인버터 기반 설비 동특성자료의 적용은 계통위원회의 결정에 따른다.

7.3.4 인버터 기반 설비 동특성자료 작성[신설 2020.4.23.]
인버터 기반 설비 동특성자료는 최신 및 전력거래소 계통해석프로그램 버전에서 사용 가능하도록 작성하여야 하며, 일반모델을 사용한다. 일반모델이 설비의 특성을 충분히 반영하지 못하는 것으로 전력거래소가 판단하는 경우 사용자 정의 모델을 추가로 제출한다. 이때 프로그램 버전 공지에 관한 사항은 규정 7.2.2.1을 따른다. 다만, 송전용 전기저장장치 자료제출의 경우 전력거래소 또는 송전사업자가 설비특성 반영여부를 판단할 수 있다. <개정 2024.3.26>

7.3.5 인버터 기반 설비 동특성자료는 인버터 기반 설비를 구성하는 각 제어 모델 및 승압용 변압기 정보를 포함하여 작성한다.

7.4 송전설비 동특성자료 작성 및 적용기준

7.4.1 송전설비 동특성자료의 정의
송전설비 동특성자료라 함은 송전선로와 이에 접속된 유연송전설비, 고압직류송전설비 및 이와 결합된 필터, 변압기 등의 모델링 자료를 말한다.

7.4.2 송전설비 동특성자료의 제출 및 적용
유연송전설비 또는 고압직류송전설비를 갖춘 전기사업자는 계통연결예정일 6개월 전에 시험 및 가압일정과 송전설비 동특성자료를 전력거래소에 제출하여야 한다. 또한, 전력계통 시뮬레이션 프로그램의 신규 버전 사용으로 인해 제출된 동특성자료의 사용이 불가능한 경우 최신 버전의 계통해석프로그램에 적용할 수 있는 동특

성 자료를 추가로 제출하여야 한다.

7.4.3 전력거래소는 전력계통 시뮬레이션 프로그램 등을 이용하여 송전설비 동특성자료를 검증하여야 하며, 송전설비 동특성자료의 적용은 계통위원회의 결정에 따른다.

7.4.4 송전설비 동특성자료의 작성[신설 2020.4.23.]
송전설비 동특성자료는 최신 및 전력거래소의 계통해석프로그램 버전에 사용 가능하도록 작성하여야 하며, 일반모델을 사용한다. 이때 프로그램 버전 공지에 관한 사항은 규정 7.2.2.1을 따른다. 다만, 일반모델이 설비의 특성을 충분히 반영하지 못하는 것으로 전력거래소 또는 송전사업자가 판단하는 경우 사용자 정의 모델을 추가로 제출한다. <개정 2024.3.26>

7.5 전력설비 동특성자료 심사 결과(서식)[신설 2020.10.1.]

7.5.1 발전기 등 동특성자료 모의심사 보고서

<table>
<tr><td colspan="6">발전기 등 동특성자료 모의심사 보고서</td></tr>
<tr><td colspan="6">○ 심사번호 : 모-2020- ○ 심사일시 : 20 . . .</td></tr>
<tr><td rowspan="6">발전
설비
표시</td><td>설비명</td><td colspan="2">화력 제 호기</td><td>사업자명</td><td></td></tr>
<tr><td>설비용량</td><td colspan="2">MW / MVA</td><td>발전원</td><td>가스, 석탄 등</td></tr>
<tr><td>발전기명칭</td><td colspan="2"></td><td>제작사</td><td></td></tr>
<tr><td>여자기명칭</td><td colspan="2"></td><td>제작사</td><td></td></tr>
<tr><td>조속기명칭</td><td colspan="2"></td><td>제작사</td><td></td></tr>
<tr><td>PSS 명칭</td><td colspan="2"></td><td>제작사</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">제출
전반</td><td>제출사유</td><td colspan="2">최초가압, 10년도래,
00설비 교체 등</td><td>사유
발생일
/최초
가압일</td><td>20 . . . / 20 . . .</td></tr>
<tr><td>제작종류</td><td colspan="2">제작사 제공 모델,
특성시험 모델 등</td><td>제출일</td><td>20 . . .</td></tr>
<tr><td>특성시험기관</td><td colspan="2">시험기관명(등급),
미시행 등</td><td>특성시험일</td><td>20 . . .</td></tr>
<tr><td rowspan="15">심사
내용</td><td>심사항목</td><td colspan="4">심사내용 및 의견</td></tr>
<tr><td>① 제출자료</td><td colspan="4">- 시장운영규칙 제5.8.5조 및 규정 7.2.2에 따른 제출자료</td></tr>
<tr><td>② 동특성정수 범위</td><td colspan="4">「Siemens PSS/E Parameter Ranges for Activity DOCU」</td></tr>
<tr><td rowspan="5">③ 모델선택</td><td>구분</td><td>심사결과</td><td colspan="2">비고</td></tr>
<tr><td>발전기</td><td></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>여자기</td><td></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>조속기</td><td></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>계통안정화장치</td><td></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="6">④ 호환성 및 안정성</td><td>구분</td><td>심사결과</td><td colspan="2">비고</td></tr>
<tr><td>초기화 성공</td><td></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>무사고 동적모의</td><td></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>전력진동 등</td><td></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>여자기 응답</td><td></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>조속기 응답</td><td></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>기타사항</td><td colspan="4"></td></tr>
</table>

7.5.2 발전기 등 동특성자료 비교심사 보고서

<table>
<tr><td colspan="6">발전기 등 동특성자료 비교심사 보고서</td></tr>
<tr><td colspan="6">○ 심사번호 : 비-2020- ○ 심사일시 : 20 . . .</td></tr>
<tr><td rowspan="6">발전
설비
및
특성
시험</td><td>발전
설비명</td><td colspan="2">화력 제 호기</td><td>사업자명</td><td></td></tr>
<tr><td>발전설비
용량</td><td colspan="2">MW / MVA</td><td>발전원</td><td>가스, 석탄 등</td></tr>
<tr><td>특성시험
기관</td><td colspan="2">시험기관명(등급)</td><td>특성시험일</td><td>20 . . .</td></tr>
<tr><td>사용
장비</td><td colspan="4">KDSM, KGTA, 부하각측정기 등</td></tr>
<tr><td>부하차단
방식</td><td colspan="4">d-q통합측정 또는 d-q분리측정 (총 회 차단시행)</td></tr>
<tr><td>기타사항</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td rowspan="16">심사
내용</td><td>심사항목</td><td colspan="4">심사내용 및 의견</td></tr>
<tr><td>① 제출자료</td><td colspan="4">- 시장운영규칙 제5.8.5조 및 규정 7.2.2에 따른 제출자료</td></tr>
<tr><td rowspan="8">② 특성시험의
적정성</td><td>구분</td><td>심사결과</td><td>비고</td></tr>
<tr><td>포화특성</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>부하차단</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>V-곡선</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>AVR-step(On-line)</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>AVR-step(Off-line)</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>조속기 스텝</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="8">③ 실측 및
모의결과의
동일성</td><td>구분</td><td>심사결과</td><td>비고</td></tr>
<tr><td>포화특성</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>부하차단</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>V-곡선</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>AVR-step(On-line)</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>AVR-step(Off-line)</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>조속기 스텝</td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>기타사항</td><td colspan="3"></td></tr>
</table>

제8장 제주계통 신재생발전기 세부운영기준

[신설 2020.6.19.]

8.1 목적

전력시장운영규칙 별표32 9.2.5에 의거하여 제주 전력계통의 안정적 운영과 풍력 및 태양광 발전기의 효율적 계통운영을 위한 세부사항을 정하는데 있다.

8.2 용어의 정의

8.2.1 “출력제어요구량(단위 : MWh)”은 재생에너지 발전량전망이 재생에너지 수용한계량을 초과할 것으로 전망되는 구간에서 재생에너지 발전량전망과 수용한계량의 차이를 말한다.

8.2.2 “제어구간(단위 : hh:mm)”은 출력제어가 시행되는 기간을 의미하며, 제어시작시점에서 제어종료시점까지의 시간을 말한다.

8.2.3 “재생에너지 수용한계량(단위 : MWh)”은 제주지역 전력수요 예측값에서 중앙급전발전기 및 연계선(이하 ‘중앙급전자원’이라 함)의 최소출력값을 차감한 양을 의미하되, 중앙급전자원의 최소출력은 ‘전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준’ 제3장에 따른 제주 전력계통 안정성 유지가 가능한 최소출력을 말한다.

8.2.4 “출력상한 제어값(단위 : MW)”은 개별 발전기의 재생에너지 발전량전망에서 목표제어량을 차감한 수치를 말한다.

8.2.5 “목표제어량(단위 : MWh)”은 출력제어요구량을 확보하기 위해 개별 발전기에 할당된 제어량을 말한다.

8.2.6 “출력제어 비중”은 다음과 같다.

$$\text{출력제어비중}_i[\%] = \frac{P_{i\text{의 제어량}}}{P_{i\text{의 제어량}} + P_{i\text{의 발전량}}} \times 100[\%]$$

8.2.7 “신재생발전기”란 신에너지 및 재생에너지 개발이용보급촉진법 제2조의 규정에 의한 신재생에너지(수력 제외)를 이용하여 전기를 생산하는 발전기를 말하며, 2기 이상의 발전기가 동일 모선에 연결된 경우에는 1기의 발전기로 본다.

8.2.8 “하루전발전계획”이란 전력시장운영규칙 제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업 운영규칙에 따라 거래일 전일 거래일에 대하여 수립하는 발전계획을 말한다. [신설 2025.4.01.]

8.2.9 “당일발전계획”이란 전력시장운영규칙 제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업 운영규칙에 따라 거래시점 1시간 전 1시간 간격으로 반복 수립하는 발전계획을 말한다. [신설 2025.4.01.]

8.3 출력제어 전망 및 제어계획 수립

8.3.1 출력제어 전망

전력거래소는 거래일의 예측수요 및 재생에너지 발전량 전망에 따라 출력제어요구량을 산정하고 제어계획을 수립한다.

8.3.1.1 출력제어요구량

재생에너지 발전량전망이 재생에너지 수용한계량을 초과할 것으로 전망되는 구간에서 재생에너지 발전량전망과 수용한계량의 차이를 말하며 다음과 같다.

· 출력제어요구량 =재생에너지 발전량전망-재생에너지 수용한계량

$$= P_{RE\text{전망}} - (P_{\text{수요예측}} - P^{\min}_{Must\,Run} - P^{\min}_{\text{연계선}})$$

① 재생에너지 발전량 전망

재생에너지 발전량 전망은 제어계획 수립시점에 따라 제주 신재생통합관제시스템의 단기예측, 중기예측, 장기예측값을 구분하여 적용한다.

· 단기예측(현시점 ~ 6시간) : 매 10분 주기, 5분 단위 예측데이터
· 중기예측(6시간 ~ 48시간) : 매 1시간 주기, 1시간 단위 예측데이터
· 장기예측(48시간 ~ 7일) : 매 1시간 주기, 1시간 단위 예측데이터

② 재생에너지 수용한계량

제주 전력수요예측 값에서 중앙급전자원의 최소출력을 차감한 양을 말하며 다음과 같다.

· 재생에너지 수용한계량 = $P_{수요예측} - P_{Must\,Run}^{min} - P_{연계선}^{min}$

여기서, 중앙급전자원의 최소출력이란 '전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준' 제3장에 따른 제주 전력계통 안정성 유지를 위한 최소출력을 말한다.

8.3.1.2 출력제어요구량은 거래일 하루전 18시 하루전발전계획, 그리고 거래일 당일 오전 8시에 당일발전계획에 따라 산정한다.

<개정 2022.9.1., 2025.04.01.>

8.3.2 제어계획 수립

시간대별 출력제어요구량 전망 결과에 따라, 풍력 및 태양광 발전기에 시간대별 목표제어량을 할당하는 제어계획을 수립한다.

8.3.3 제어대상 선정 및 목표제어량 할당

8.3.3.1 제어목표

제어대상의 발전량 대비 출력제어 비중이 연간 동일하도록 할당하여, 제어의 공정성을 확보함을 목표로 한다.

8.3.3.2 제어대상

제어구간에 발전하는 풍력 및 태양광 발전기를 의미하며, 대상 단지의 목표제어량은 제어구간 내 제어대상의 발전량 전망치에 비례하여 산정한다.

8.3.3.3 계산식

발전기별 목표제어량은 다음 식에 따라 산정한다.

$$CURti = CUR_{tT} \times \frac{P_{ti}}{\sum_{i=1}^{n} P_{ti}}$$

- CURti : t시간에 i번째 발전기의 목표제어량
- CURtT : t시간에 출력제어요구량

▪ Pti : i번째 발전기의 t시간 발전량(전망)

단, 22.9kV 배전선로 이하에 연계된 풍력 및 태양광 발전기의 목표제어량은 1기의 발전기로 적용하여 산정한다.

8.3.3.4 제어량 전망 오차에 따른 출력제어요구량 과부족부분은 목표출력(set-point) 제어대상이 실시간 응동하여 감당한다.

8.3.3.5 <삭제 2022.4.27.>

8.4 출력제어 방법 및 절차

8.4.1 출력제어 방법

설비규모 및 연계상황으로 구별된 제어방식에 맞춰 다음 각호에 따라 시행한다.

① 22.9kV 송전선로 이상에 연계된 20MW 초과 풍력 및 태양광 발전기를 대상으로 하는 목표출력(set-point) 제어는 실시간으로 목표제어량을 지시하고 이에 따라 응동한다.

② 22.9kV 송전선로 이상에 연계된 20MW 이하 풍력 및 태양광 발전기는 거래일 오전에 공지된 출력상한 제어값에 따라 시행한다.

③ 22.9kV 배전선로 이하에 연계된 풍력 및 태양광 발전기는 배전사업자의 제어 지시를 따른다.

④ 기 운영 중인 제어대상 설비는 도입된 제어설비를 기준으로 지시하고 이에 따른다.

8.4.2 출력제어 절차

8.4.2.1 사전 공지

전력거래소는 거래일 하루전 20시까지 절차에 따라 수립한 제어계획을 제어대상사업자 및 배전사업자에게 사전 공지한다.

<개정 2025.04.01.>

① 22.9kV 배전선로 이하에 연계된 풍력 및 태양광 대상 목표제어량 합계를 배전사업자에게 사전공지하고 배전사업자는 대상사업자, 사업자별 제어량 및 제어시간 등의 계획을 수립하여 사전 공지한다.

② 휴일 사전수급검토 및 공지

거래일이 휴일인 경우 「전력시장운영규칙 별표4 입찰운영절차

의 부칙 12.2 휴일 예약입찰」에서 정한 입찰일정에 따라 사전 수급검토 및 공지를 시행한다.

8.4.2.2 최종 공지

전력거래소는 거래일 당일의 수요 예측 및 신재생 발전량 전망을 반영하여 제어계획을 수립하고, 이를 10시까지 대상사업자 및 배전사업자에게 공지한다.

① 거래일 전일 전망 대비 거래일 당일 오전에 전망한 출력제어요구량의 오차율이 20%를 초과하지 않을 경우, 22.9kV 배전선로 이하에 연계된 풍력 및 태양광 발전기의 대상 목표제어량합계는 변경하지 않는다.

② 거래일 당일 오전 전망 결과에서 출력제어가 발생하지 않을 것으로 변경된 경우 대상사업자 및 배전사업자에게 제어 취소를 공지한다.

③ 출력상한 제어 값이나 목표제어량이 사전 공지되었으나, 계통운영 여건이 급변하여 변경이 필요한 경우 변경 공지할 수 있다.

8.4.2.3 실시간 검토 및 제어지시

전력거래소는 실시간으로 수요 및 신재생발전량을 상시 감시하고 필요시 제어계획을 재수립하며, 목표출력 제어 대상에 목표제어량을 수정하여 지시할 수 있다.

8.4.2.4 신재생발전량의 제어권한은 전력거래소 및 배전사업자가 가지며 기 공지 사항에 변동이 없을 시 급전지시를 최종공지로 본다.

8.5 출력제어 실적 산정 및 관리

8.5.1 출력제어 실적 산정

전력거래소는 발전단지별 목표제어량과 발전실적을 기준으로 출력제어 이행 정도를 산정한다.

8.5.1.1 22.9kV 배전선로 이하에 연계된 풍력 및 태양광 발전기의 출력제어실적은 배전사업자가 산정 및 관리하고 제어실적 합계 및 발전실적을 매일 전력거래소와 공유한다.

8.5.1.2 계산식

발전단지별 출력제어 실적은 다음 식에 따라 산정한다.

① 미이행량 산정 :

$$\text{미이행량(MWh)} = \text{MAX}(\text{발전량} - \text{출력상한값} \times \text{시간}, 0)$$

② 제어실적 산정 :

제어실적치(MWh) = 목표제어량 – 미이행량

8.5.1.3 재생에너지 연계 ESS의 활용

제어구간에서 재생에너지 연계 ESS의 충전을 통해 제어지시를 이행할 수 있다.

8.5.2 출력제어 실적 관리

출력제어 실적은 주간과 야간을 구분하여 관리하며, 이를 기준으로 제어량 배분에 적용한다.

8.5.2.1 출력제어 실적은 1시간 단위로 산정하고 일별로 관리한다.

8.5.2.2 전력거래소는 매년 출력제어 실적을 분석·평가하고 그 결과를 정보공개 인터넷 홈페이지(www.kpx.info)에 게시한다.

제9장 전력설비 정지관리 기준

9.1 목적

이 기준은 전력시장운영규칙 “별표17 전력설비 정지관리 절차”에 따라 전력설비의 정지분류 기준 및 통계항목 선정, 통계작성 방법 등을 정하는 데 있다.

9.2 적용범위

① 이 기준은 전력시장운영규칙 제1.1.2조에서 정한 중앙급전발전기 및 154kV 이상 송변전설비에 대하여 적용한다.

② 중앙급전발전기의 경우 발전기 조합에 관계없이 각 호기별로 구분하여 관리한다.

9.3 용어의 정의

이 기준에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다

① “전력설비”라 함은 발전소에서 생산한 전기를 전기사용자에게 공급하기 위하여 물리적으로 상호 연결된 전기설비(발전설비, 송변전설비, 배전설비, 기타 부대설비 등)를 말한다.

② “발전정지”라 함은 운전중인 발전기의 차단기가 자체설비의 고장, 파급, 계획정비, 중간정비 및 급전지시 등의 사유로 전력계통에서 분리되는 경우를 말한다.

③ “발전정지기간”이라 함은 발전기의 차단기가 전력계통으로부터 분리된 후 발전을 재개하기 위하여 재투입되는 시점까지의 기간을 말한다.

④ “출력감발”이라 함은 발전소 주요기기의 고장이나 손상, 또는 손상이 예상되는 설비의 보호를 목적으로 해당 발전기 정격용량에서 감발하여 운전하는 경우를 말한다.

⑤ “출력감발기간”이라 함은 감발운전을 개시한 시점부터 감발운전의 사유가 해소된 시점까지의 기간을 말한다.

⑥ “계획정지”라 함은 계획예방 정비를 실시하기 위하여 연간 및 월간, 주간 발전기 정지계획에 반영된 정지를 말한다.

⑦ “비계획정지”라 함은 연간 및 월간, 주간 발전기 정지계획에 반영되지 않은 정지를 말한다.

9.4 전력설비 정지유형별 분류기준

9.4.1 전력설비 정지유형별 분류

이 기준에 따라 관리하는 전력설비 정지유형별 분류기준은 다음과 같다.

① 발전기 정지유형별 분류

1. 계획정지 : 계획예방정비정지, 계획중간정비정지, 환경보전정지
2. 운영예비초과정지
3. 비계획정지 : 불시정지, 기동실패, 파급정지, 비계획정비정지

② 송변전설비 정지유형별 분류

1. 계획정지
2. 비계획정지 : 순간정지, 일시정지

9.4.2 발전기 정지유형별 분류방법

① 전력거래소는 발전기 정지시 객관적이고 공정하게 사실관계를 검토한 후 정지유형을 분류하여야 한다.

② 전력거래소는 정지원인이 불명확한 경우 전기사업자에게 상세 정지원인을 요청할 수 있으며, 전기사업자는 특별한 사유가 없는 한 이를 제공하여야 한다.

9.4.2.1 계획예방정비정지

다음 각 호의 사유에 해당하는 정지는 계획예방정비정지로 분류한다.

① 매년 또는 주기적으로 시행되는 계획예방정비를 실시하기 위한 정지로서 전력시장운영규칙 별표18 “발전기정지 및 휴전업무절차” 7.2조에 의해 연간 발전기 정지계획에 반영된 정지

② 계획예방정비정지 준공 이전 부하시험 운전 중에 발생한 정지

③ 전력수급 비상상황 등에 대비하여 사전 승인된 계획예방정비정지 개시 일정을 연기하도록 전력거래소가 요청한 경우, 연기된 기간 동안 발생한 정지

9.4.2.2 계획중간정비정지

다음 각 호의 사유에 해당하는 정지는 계획중간정비정지로 분류한다.

① 전력시장운영규칙 별표18 “발전기정지 및 휴전업무절차” 7.2조

연간 발전기 정지계획에 반영되지 않고, 동 절차 7.3조 월간 발전기 정지계획 또는 7.4조 주간 발전기 정지계획에 따른 정지

② 설비정지 3일전에 정지계획을 전력거래소에 제출하여 확정된 정지. 단, 정지발생 3일전에 제출된 정지계획 중 전력거래소의 승인을 받아 조기 정지시 계획중간정비정지로 분류한다.

③ <삭제 2022.7.5.>

④ 계획중간정비정지 준공 이전 부하시험 운전 중에 발생한 정지

⑤ 전력수급 비상상황 등에 대비하여 사전 승인된 계획중간정비정지 개시일정을 연기하도록 전력거래소가 요청한 경우, 연기된 기간 동안 발생한 정지

9.4.2.3 운영예비초과정지

경제급전 우선순위 또는 전력수급계획에 따라 발전기의 운전이 가능한 발전대기 상태의 정지

9.4.2.4 불시정지

다음 각 호의 사유에 해당하는 정지는 불시정지로 분류한다.

① 계통에 연결하여 운전 중인 발전기(양수운전 중인 양수발전기 포함)가 계획정비 중 시험운전을 제외한 발전기 자체사유로 인한 정지로서, 사전 전력거래소의 급전정지 지시나 발전소로부터의 정지 통보 없이 정지되거나, 사전 합의된 정지예정 시간 전 30분을 초과하여 발생한 정지. 단, 석탄화력 및 유동층 발전기는 60분을 초과하여 발생한 정지로 한다.

② 기동실패, 비계획정비정지, 파급정지를 제외한 모든 비계획정지

9.4.2.5 비계획정비정지

다음 각 호의 사유에 해당하는 정지는 비계획정비정지로 분류한다.

① 전력시장운영규칙 별표18 7.2조, 7.3조, 7.4조의 발전기 정지계획에 반영되지 않은 정지로서, 정지 발생 이전에 정지예정임을 전력거래소에 사전 통보한 정지

② 정지발생 3일전까지 정지계획을 전력거래소에 제출하지 않은 정지

③ 전력거래소와 사전합의 없이 계획예방정비정지 및 계획중간정비정지 기간을 초과한 정지

9.4.2.6 기동실패

다음 각 호의 사유에 해당하는 정지는 기동실패로 분류 한다.

① 정지중인 발전기가 전력거래소의 기동지시를 받고도 지정된 시간에서 30분을 초과하여 계통 연결하지 못하거나, 계통 연결 후 정격용량의 50%이하 출력에서 발생한 정지

9.4.2.7 파급정지

계통에 연결하여 운전 중인 발전기 또는 계통연결을 위해 운전대기중인 발전기가 다음 각 호의 외부요인으로 정지한 경우에는 파급정지로 분류한다. 다만, 이 경우에는 외부요인에 의한 파급영향이라고 인정할 만한 객관적인 근거가 있어야 한다. <개정 2022.7.4.>

① 발전소의 모든 인출 송전선로 차단에 따른 정지. 단, 발전소측 사유로 송전선로가 차단된 경우에는 불시정지로 분류한다.

② 가스공급 중단, 해양 이물질(생물포함) 유입, 집중 호우 시 하천 부유물 유입, 지진에 의한 정지

③ 전력계통의 안정운영을 위하여 설치된 발전기 탈락용 고장파급방지장치 동작에 의한 정지. 단, 발전소측의 귀책사유로 고장파급방지장치가 동작한 경우 불시정지로 분류한다.

④ 전력계통의 안정운영을 위하여 설치된 저주파수계전기 동작에 의한 양수운전 중인 양수발전기의 정지. 단, 발전소측의 귀책사유로 저주파수계전기가 동작한 경우 불시정지로 분류한다.

⑤ 복합화력발전소의 경우 가스터빈발전기의 불시정지, 기동실패, 비계획정비정지로 인한 증기터빈발전기의 정지

⑥ 단독모드로 운전이 불가능한 복합화력발전기의 경우 증기터빈발전기의 불시정지, 기동실패, 비계획정비정지로 인한 가스터빈발전기의 정지

⑦ 송전사업자 관리대상 설비의 원인으로 인해 보호계전기가 동작하여 발생한 정지. 단, 송변전설비 고장이 정상적으로 제거되었음에도 불구하고 발전기가 정지한 경우는 불시정지로 분류한다.

⑧ 발전사업자(발전사업자가 요청한 작업을 수행하기 위한 외부작업자 포함) 이외의 인적실수에 의한 정지. 단, 인적실수가 발전사업자 관리대상이면 불시정지로 분류한다.

⑨ 열 공급 중인 발전사업자의 발전기가 발전사업자 이외의 열 수급자 설비의 문제로 정지된 경우. 단, 발전사업자와 열 수급자가 동일할 경우는 불시정지로 분류한다.

⑩ 전력계통의 비정상적인 동요에 의해 발생한 발전기의 불가항력적 정지

<개정 2022.7.4.>

⑪ 급전지시에 의해 기술적특성(최대(소)발전용량, 최소운전·정지시간, 기동소요시간)을 벗어난 운전 또는 기동 상태에서 발생한 정지

⑫ 민원 또는 행정관청의 공식적인 문서에 근거해 전력거래소에 사전 정지를 요청한 경우 [신설 2022.7.4.]

⑬ 계통제약에 의해 계획중간정비정지를 승인받지 못 한 상태에서 발생한 정지. 단, 정비예정기간 내 정비신청 사유와 동일한 원인으로 정지한 경우에만 적용한다. [신설 2023.12.1.]

9.4.2.8 환경보전정지

환경보전을 위한 정부정책, 요청 등에 의해 정지계획에 반영된 가동정지

9.4.3 발전기 정지시간 산정방법

발전기 정지시간 산정은 발전기 정지시점부터 재가동시점까지의 연속되는 시간으로 산정한다.

9.4.3.1 계획예방정비정지 시간

① 계획예방정비 시작시간은 최종 승인된 정비시작 시간을 기준으로 하며, 종료시간은 전기사업자가 최종 정비완료를 전력거래소에 통보한 시점으로 정한다. 다만, 통보시점에 정지중인 발전기는 계통연결 가능한 시점 까지로 한다. <개정 2022.7.4.>

② 비계획정지된 발전기가 연간 발전기 정지계획에 따라 전력거래소의 정지승인을 받은 경우, 승인된 시점부터는 계획예방정비정지 시간으로 산정한다.

9.4.3.2 계획중간정비정지 시간

① 계획중간정비 시작시간은 최종 승인된 정비시작 시간을 기준으로 하며, 종료시간은 전기사업자가 최종 정비완료를 전력거래소에 통보한 시점으로 정한다. 다만, 통보시점에 정지중인 발전기는 계통연결 가능한 시점 까지로 한다. <개정 2022.7.4.>

② 비계획정지된 발전기가 정지 전 전력거래소로부터 계획중간정비정지 승인을 받은 경우, 승인된 시점부터는 계획중간정비정지 시간으로 산정한다.

9.4.3.3 운영예비초과정지 시간

전력거래소의 급전지시에 의해 계통 분리한 시점부터 발전기가 계통에 연결되는 시점까지로 한다.

9.4.3.4 불시정지 시간

불시정지 발생 시점부터 발전기가 계통에 연결되는 시점까지로 하되, 전력거래소의 계통연결 지시가 없을 경우 급전대기 가능시점까지로 한다. <개정 2023.12.1.>

9.4.3.5 비계획정비정지 시간

비계획정비정지 발생 시점부터 발전기가 계통에 연결되는 시점까지로 하되, 전력거래소의 계통연결 지시가 없을 경우 급전대기 가능시점까지로 한다.

9.4.3.6 기동실패 시간

계통연결 전에는 전력거래소가 지시한 계통연결 예정 시점부터, 계통연결 후에는 해당발전기가 자체사유로 발전 정지한 시점부터 발전기가 계통연결 되는 시점까지로 하되, 전력거래소의 계통연결 지시가 없을 경우 급전대기 가능시점까지로 한다.

9.4.3.7 파급정지 시간

파급정지 발생 시점부터 발전기가 계통에 연결되는 시점까지로 하되, 전력거래소의 계통 연결지시가 없을 경우 급전대기 가능시점까지로 한다. 단, 가스터빈발전기의 정지로 인해 파급정지된 증기터빈발전기의 파급정지 종료시점은 가스터빈발전기가 계통에 연결되는 시점 또는 급전대기 가능시점으로 한다.

9.4.3.8 환경보전정지 시간

전기사업자와 조정, 확정하여 전력거래소가 발표한 환경보전정지 기간으로 하며, 종료시점은 전력거래소 발전기 정비관리시스템(g-OMS)에 입력된 환경보전정지 종료시점으로 한다.

9.4.4 송변전설비 정지종류 분류기준

송변전설비 정지종류는 계획정지, 비계획정지로 분류한다.

9.4.4.1 계획정지

유지보수, 정비 또는 시스템 향상을 위하여 사전에 정지를 신청하여 전력시장운영규칙 별표18의 8.4, 8.5, 8.6에 따라 전력거래소가 승인한 정지를 말한다.

9.4.4.2 비계획정지

예상하지 못한 고장 등의 원인에 의한 정지로서 재폐로계전기에 의하여 자동복구된 정지는 제외한다.

9.4.4.3 순간정지

예상하지 못한 고장 등의 원인에 의한 정지로서 5분미만의 송변전설비 정지를 말한다.

9.4.4.4 일시정지

예상하지 못한 고장 등의 원인에 의한 정지로서 5분 이상의 송변전설비 정지를 말한다.

9.4.5 송변전설비 정지시간 산정방법

송변전설비 정지시간은 정지시점부터 재투입시점까지 연속된 시간으로 산정한다.

9.5 정지통계 작성 및 관리

9.5.1 통계자료 작성대상

전력거래소가 작성해야 하는 통계대상은 다음 각 호와 같다.

① 발전설비 : 중앙급전발전기의 계획정지 및 비계획정지

② 송변전설비 : 154kV이상 송변전설비의 계획정지 및 비계획정지

9.5.2 통계자료 제출 및 관리 <개정 2022.7.4.>

① 전기사업자는 전력설비의 정지내역을 정지종료 시점으로 부터 30일 이내에 비계획정지내역은 고장관리시스템(FOMS)에 입력하고 계획정지내역 실적은 정비관리시스템(g-OMS)에서 확인해야 하며 필요시 협의 요청 할 수 있다. 단, 시스템의 장애가 발생한 경우 전력거래소와 협의 후 붙임1의 정지월보 서식에 따라 제출할 수 있다. <개정 2022.7.4.>

② 전력거래소는 시스템에 입력 된 정지내역을 확인하고 필요한 경우 추가 자료를 요청 및 변경 사항을 입력해야 하며 전기사업자는 요청받은 자료를 제출해야 한다. <개정 2022.7.4.>

③ 전력거래소는 ① 항에 의한 협의 조정 결과를 반영하여 정지종료 시점으로부터 60일 이내에 최종 정지내역 실적으로 확정할 수 있다. [신설 2022.7.4.]

④ 발전사업자는 매월 발전기 운영예비초과정지시간 합계를 익월 말일까지 고장관리시스템(FOMS)에 입력하고, 전력거래소는 이를 확인해야 하며 필요시 협의 요청할 수 있다. [신설 2023.12.1.]

9.5.3 통계내용

전력거래소는 고장관리시스템에 입력된 정지내역을 토대로 누락 등 이상 유무를 검토한 후 [붙임2]의 전력설비 정지통계 산식에 따라 정지통계를 작성한다.

9.5.3.1 발전설비 정지통계 항목

① 불시정지율
② 비계획정지율
③ 계획예방정비율
④ 가동율
⑤ 운전율
⑥ 신뢰도

9.5.3.2 송변전설비 정지통계 항목

① 비계획정지
② 전압별, 원인별, 설비별 정지건수
③ 송전설비는 100C-km당 정지건수, 변전설비는 100MVA당 정지건수
④ 전체 송전선로의 연평균 비계획정지 빈도
⑤ 연평균 총 비계획정지 기간
⑥ 비계획정지가 없는 송전선로의 연간 비율
⑦ 변압기의 전압별 정지율, 운전율

9.5.4 통계자료의 공개

전력거래소는 매년 전력설비 정지통계를 작성하고 이를 전력거래소 홈페이지에 공개하여야 한다.

9.6 기준의 적용

본 기준에서 정의한 정지분류는 정지통계관리에만 적용하며, 전력거래 정산 등에는 적용하지 않음을 원칙으로 한다.

붙임 1. 전력설비 정지월보 서식
2. 전력설비 정지통계 산식
3. 전력설비 정지원인 분류표

[붙임 1]

전력설비 정지월보 서식

1. 발전설비

가. 종합표

발전소명	호기	정격용량(MW)	정지시간(H:M)									운전시간(H:M)	역일시간(H:M)	불시정지율(%)	비계획정지율(%)	계획정지율(%)	가동률(%)	운전율(%)	신뢰도
			계획정지			비계획정지				운영예비초과	계								
			예방정지	중간정지	환경보전정지	불시정지	비계획정비정지	파급정지	기동실패										

나. 계획예방정비정지

발전소명	호기	용량(MW)	당초계획			정비실적			특이사항
			시작일시	종료일시	정지시간	시작일시	종료일시	정지시간	

다. 계획중간정지

NO	정지일시	복구일시	정지시간	발전소명	호기	용량(MW)	발전원	설비명	정지원인개소	상세정비원인	날씨

라. 불시정지

NO	정지일시	복구일시	정지시간	발전소명	호기	용량(MW)	발전원	설비명	정지원인개소	정지원인	상세원인	날씨

마. 비계획정비정지

NO	정지 일시	복구 일시	정지 시간	발전소명	호기	용량 (MW)	발전원	설비명	정지원인 개소	정지원인	상세원인	날씨

바. 파급정지

NO	정지 일시	복구 일시	정지 시간	발전소명	호기	용량 (MW)	발전원	설비명	정지원인 개소	정지원인	상세원인	날씨

사. 기동실패

NO	정지 일시	복구 일시	정지 시간	발전소명	호기	용량 (MW)	발전원	설비명	정지원인 개소	정지원인	상세원인	날씨

아. 운영예비초과정지

NO	발전소	호기	구분	설비용량 (MW)	정지일시	복구일시	정지시간	정지횟수

자. 환경보전정지

발전소명	호기	용량 (MW)	당초계획			정비실적			특이사항
			시작일시	종료일시	정지시간	시작일시	종료일시	정지시간	

2. 송전설비

가. 계획정지

NO	전압 [kV]	선로명	변전소 (From)	변전소 (To)	정지일시	가압일시	정지시간 [시:분]	정지내용	비고

나. 비계획정지

NO	전압 [kV]	선로명	설비 구분	고장 일시	복구 일시	재폐로 여부	고장 지속 시간 [분]	조류 [MW]	공급 지장 시간 [분]	지장 전력 [MW]	고장 설비	고장 원인	세 부 원 인	날씨

3. 변전설비

가. 계획정지

NO	전압 [kV]	변전소	설비명	정지일시	가압일시	정지시간 [시:분]	정지내용	비고

나. 비계획정지

NO	변전소	전압	설비명	고장 부위	고장 일시	정전 복구 일시	설비 복구 일시	설비 정지 시간 [분]	공급 지장 시간 [분]	지장 전력 [MW]	고장 원인	세 부 원 인	날씨

[붙임 2]

전력설비 정지통계 산식

1. 발전설비 통계산식

가. 불시정지율 = $\frac{\text{불시정지시간}}{\text{운전시간} + \text{불시정지시간}} \cdot 100$

나. 비계획정지율 = $\frac{\text{비계획정지시간}}{\text{운전시간} + \text{비계획정지시간}} \cdot 100$

다. 계획정지율 = $\frac{\text{계획예방정비시간} + \text{계획중간정비시간} + \text{환경정지시간}}{\text{역일시간}} \cdot 100$

라. 가동율 = $\frac{\text{운전가능시간}}{\text{역일시간}} \cdot 100$

마. 운전율 = $\frac{\text{운전시간}}{\text{역일시간}} \cdot 100$

바. 신뢰도 = $\frac{\text{역일시간} - \text{비계획정지시간}}{\text{역일시간}} \cdot 100$

※ 용어설명

- 불시정지시간 : 비계획정지 중 불시정지 상태에 있는 시간
- 운전가능시간 : 발전설비가 운전가능상태에 있는 시간
- 운전시간 : 발전설비가 운전상태에 있는 시간
- 계획정지시간 : 계획예방(중간)정비정지, 환경보전정지 상태에 있는 시간
- 역일시간 : 1년, 365일, 8760시간

□ 정지율 계산식

발전소명	호기	정격용량(MW)	정지시간(H:M)									운전시간(H:M)	역일시간(H:M)	불시정지율(%)	비계획정지율(%)	계획정지율(%)	가동률(%)	운전율(%)	신뢰도
			계획정지			비계획정지				운영예비초과	계								
			예방정지	중간정지	환경보전정지	불시정지	비계획정비정지	파급정지	기동실패										
	#1	Ⓐ	Ⓑ	Ⓒ	Ⓡ	Ⓓ	Ⓔ	Ⓕ	Ⓖ	Ⓗ	Ⓘ	Ⓙ	Ⓚ	Ⓛ	Ⓜ	Ⓝ	Ⓞ	Ⓟ	Ⓠ
	#2	❹	❷	❸	❶	❹	❺	❻	❼	❽	❾	❿	❹	❺	❻	❼	❽	❾	❿
합계		Ⓐ	Ⓑ	Ⓒ	Ⓡ	Ⓓ	Ⓔ	Ⓕ	Ⓖ	Ⓗ	Ⓘ	Ⓙ	Ⓚ	Ⓛ	Ⓜ	Ⓝ	Ⓞ	Ⓟ	Ⓠ

$$Ⓘ = Ⓑ + Ⓒ + Ⓓ + Ⓔ + Ⓕ + Ⓖ + Ⓗ + Ⓡ$$

$$Ⓙ = Ⓚ - Ⓘ$$

$$Ⓛ = \frac{Ⓓ}{Ⓓ + Ⓙ} \times 100$$

$$Ⓜ = \frac{Ⓓ + Ⓔ + Ⓕ + Ⓖ}{Ⓓ + Ⓔ + Ⓕ + Ⓖ + Ⓙ} \times 100$$

$$Ⓝ = \frac{Ⓑ + Ⓒ + Ⓡ}{Ⓚ} \times 100$$

$$Ⓞ = \frac{Ⓗ + Ⓙ + Ⓡ}{Ⓚ} \times 100$$

$$Ⓟ = \frac{Ⓙ}{Ⓚ} \times 100$$

$$Ⓠ = \frac{Ⓚ - (Ⓓ + Ⓔ + Ⓕ + Ⓖ)}{Ⓚ} \times 100$$

※ ●는 ○와 같이 적용

$$\boxed{L} = \frac{Ⓐ \times Ⓛ + ❹ \times ❿}{\boxed{A}} \times 100$$

$$\boxed{M} = \frac{Ⓐ \times Ⓜ + ❹ \times ❹}{\boxed{A}} \times 100$$

$$\boxed{N} = \frac{Ⓐ \times Ⓝ + ❹ \times ❺}{\boxed{A}} \times 100$$

$$\boxed{O} = \frac{Ⓐ \times Ⓞ + ❹ \times ❻}{\boxed{A}} \times 100$$

$$\boxed{P} = \frac{Ⓐ \times Ⓟ + ❹ \times ❼}{\boxed{A}} \times 100$$

$$\boxed{Q} = \frac{Ⓐ \times Ⓠ + ❹ \times ❽}{\boxed{A}} \times 100$$

2. 송변전설비 통계산식

가. 송전설비 단위정지건수 : 총 정지건수 / 100C-km

※ C-km : 송전선로 전압별 전체 회선 긍장

나. 변전설비 단위정지건수 = 총 정지건수 / 100MVA

※ MVA : 변압기 전압별 전체 용량

다. 전체 송전선로의 연평균 비계획정지 빈도

$$F_{vc,k} = \frac{1}{Nk}\sum_{k=1}^{Nk} fik$$

- $F_{vc,k}$: 전압계급(vc)에 대한 빈도지수
- Nk : k년일 때 전압계급의 송전선로 수
- fik : i번째 송전선로에 대한 비계획정지 빈도

라. 비계획정지 발생 송전선로의 평균 비계획정지 기간

$$D_{vc,k} = \frac{1}{No,k}\sum_{k=1}^{No,k} dik$$

- $D_{vc,k}$: 전압계급(vc)에 대한 기간 지수
- No,k : k년에 비계획정지가 발생한 송전선로 수
- dik : i번째 송전선로에 대한 비계획정지 시간

마. 비계획정지가 없는 송전선로의 연간 비율

$$P_{vc,k} = \frac{Nk - No,k}{Nk}$$

- $P_{vc,k}$: 전압계급(vc)에 대한 기간 지수
- Nk : k년에 각 전압의 송전선로 수
- No,k : k년에 비계획정지가 발생한 송전선로 수

[붙임 3]

전력설비 정지원인 분류표

1. 발전설비

가. 기본 분류표

정 지 종 별	정지발견동기	정 지 원 인	정지원인 부 품
○ 계획정지 - 계획예방정비정지 - 계획중간정비정지 - 환경보전정지 ○ 비계획정지 - 불시정지 - 비계획정비정지 - 기동실패 - 파급정지 ○ 운영예비초과정지	순 시 중 조 작 중 정 비 중 외부인 통보 기 타 **계통 분리시 요일** 월 요 일 화 요 일 수 요 일 목 요 일 금 요 일 토 요 일 일 요 일	진 동 인적과실 자연재해 외물접촉 고장파급 연소결함 이물유입 작업지연 기 타 **정 지 상 태** 소 손 (과 열) 파 손 (절 손) 균 열, 핀 홀 파 열 탈 락, 박 리 폐 쇄 누 설 부 식 변 형 동 작 불 량 진 동 이 음 오 손, 부 착 이 완 마 모 접 지 단 락 단 선	Gasket, Packing, Seal, Bolt, Nut Diaphragm, Nozzle Spring, Belt, Orifice Strainer, Filter, Gear 피복재, Liner, 내화재, 보온재 지지물, Hanger 간격편, Wedge Casing, Housing Hdr, D/M, Reservoir Tube, Tube 용접부 Tube Plate, Water Box A/H Element, Seal Plate Link 기구 축, 축수, Blade, Impeller 계기류, Valve 류 회 전 부 분 Diffuser, 접점, 접촉자, 단자, Switch, Fuse, Coil, Brush 애자, Brush, Relay CT, PT, 피뢰기 전 기 회 로, 전선, Cable, 진공관, IC, Tr, SCR, Module 절 연 재, 기 타
정지시 부하사항	**계통분리 시 날씨**		
1/2 부하 3/4 부하 4/4 부하 증 발 중 감 발 중 기 동 중 기 타	맑 음 구 름 비 뇌 우 눈 풍 우 풍 설 바 람		
정지시 운전상황			
Load Limit Governer Free	**정 지 원 인**		
정지발견동기	설계제작결함 시공결함 정비미흡 오 동 작 경년변화		
감시장치 보안장치			

나. 정지원인 분류표

원인 분류	정 의
설계제작결함	○ 납품된 기기나 부품 등의 제작 또는 설계 하자에 기인한 것
시공결함	○ 공사시 제작이나 설계에는 하자가 없으나 시공상 결함에 기인한 것
정비미흡	○ 제작, 설계, 시공상에 문제는 없으나, 점검 기준에 따른 주기적인 점검 미시행, 예방점검 또는 정비 불완전, 고장복구시 불완전한 조치 등에 기인한 것
오 동 작	○ 고장이 아닌 상태 하에서 기기 또는 보호 및 제어시스템 오동작이나 오부동작에 기인한 것
경년변화	○ 장기간 운전에 의해 열화, 부식, 마모, 침식 및 물리적인 성질의 변화 등으로 성능이나 기능이 저하되어 발생된 것
진 동	○ 차량 통행, 기초공사, 지진 등 지반의 진동 ○ 시공불량, 정비불량에 포함할 수 없는 회전기기의 일시적인 진동 등
인적과실	○ 오조작 등 운전원의 과실에 기인한 것 ○ 정비 또는 작업시 작업자의 과실에 기인한 것
자연재해	○ 눈, 비, 바람, 홍수, 해일, 산불, 자연발화 등 사전에 예방할 수 없는 자연현상에 기인한 것
외물접촉	○ 자동차 및 항공기의 충돌, 중장비 접촉 등 일반인의 비고 의적인 과실과 조류둥지, 수목, 연, 애드벌룬 등의 외물 접촉으로 인한 것
고장파급	○ 다른 전기공작물(계통 또는 타 호기) 고장파급 영향으로 정지한 것
연소결함	○ 제작, 설계, 시공, 정비상에 특별한 결함이 없으나 저질연료 사용, 연소불완전 및 연소계통의 문제 등에 기인한 것
이물유입	○ 해양 또는 하천의 생물이나 이토 등의 이물 유입에 기인한 것
작업지연	○ 정비중 설비상의 결함이 발생되지는 않았으나, 계획된 일정보다 작업이 지연되어 급전지시를 이행할 수 없는 경우
기 타	○ 상기 원인분류체계에 없는 원인에 기인한 것

다. 정지원인개소 분류표

□ 기력발전

설비명	정지원인 개소	설비명	정지원인 개소
보일러	상탄설비 급탄설비 버너설비 오일&가스 공급설비 배관설비 보일러내부&구조물 슬래그및Ash처리장치 D/M, Hdr류 W/W Tube S/H Tube R/H Tube Eco Tube 슬래깅/파울링 기타튜브문제 통풍설비 기타	전기설비	변압기 전동기 차단기 부스/케이블 보호계전기/ECMS 비상발전기 DC계통 기타
		제어설비	보일러제어 터빈제어 발전기제어 보조기기제어 기타
증기터빈	고압터빈 중압터빈 저압터빈 베어링 밸브 배관 윤활유계통 조속보호장치 기타	환경설비	집진기 탈질설비 탈황설비 CEMS 기타
보조기기	순환수계통설비 복수기 복수계통설비 급수계통설비 기기냉각수계통 지역난방계통 기타	인적실수	운전원실수 작업자실수
발전기	고정자 회전자 여자기 냉각계통 기타	기타	자연재해 고장파급 규제 안전 환경 시험 기타

□ 복합발전

설비명	정지원인 개소	설비명	정지원인 개소
가스터빈	공기흡입계통 압축기 연료/연소계통 터빈 배기계통 보조계통 기타	제어설비	HRSG제어 가스터빈제어 터빈제어 발전기제어 보조기기제어 기타
증기터빈	고압터빈 중압터빈 저압터빈 베어링 밸브 배관 윤활유계통 조속보호장치 기타	HRSG	연료공급설비 배관설비 보일러내부&구조물 D/M, Hdr류 W/W Tube S/H Tube R/H Tube 기타튜브 기타
보조기기	순환수계통설비 복수기 복수계통설비 급수계통설비 기기냉각수계통 지역난방계통 기타	환경설비	CEMS 탈질설비 기타
발전기	고정자 회전자 여자기 기타	인적실수	운전원실수 작업자실수
전기설비	변압기 전동기 차단기 부스/케이블 보호계전기/ECMS 비상발전기 DC계통 기타	기타	자연재해 고장파급 규제 안전 환경 시험 기타

□ 원자력발전

설비명	정지원인 개소	설비명	정지원인 개소
원자로	노심/연료 제어봉 원자로및내부 원자로냉각제계통 증기발생기및증기시스템 노심냉각계통 전기보호계통 원자로격납용기계통 원자로화학및제어계통 원전냉각수계통 보조시스템 기타	전기설비	변압기 전동기 차단기 부스/케이블 보호계전기/ECMS 비상발전기 DC계통 기타
증기터빈	고압터빈 중압터빈 저압터빈 베어링 밸브 배관 윤활유시스템 조속보호장치 기타	제어설비	터빈제어 발전기제어 보조기기제어 기타
보조기기	순환수계통설비 복수기 복수계통설비 급수계통설비 기기냉각수계통 기타	인적실수	운전원실수 작업자실수
발전기	고정자 회전자 여자기 냉각계통 기타	기타	자연재해 고장파급 규제 안전 환경 시험 기타

□ 유동층발전

설비명	정지원인 개소	설비명	정지원인 개소
보일러	상탄설비 층물질 공급설비 급탄설비 버너설비 오일&가스 공급설비 배관설비 보일러내부&구조물 슬래그및Ash처리장치 층물질 제거설비 Bed Solid Recirculation D/M, Hdr류 W/W Tube S/H Tube R/H Tube Eco Tube 슬래깅/파울링 기타튜브 통풍설비 기타	전기설비	변압기 전동기 차단기 부스/케이블 보호계전기/ECMS 비상발전기 DC계통 기타
		제어설비	보일러제어 터빈제어 발전기제어 보조기기제어 기타
증기터빈	고압터빈 중압터빈 저압터빈 베어링 밸브 배관 윤활유계통 조속보호장치 기타	환경설비	집진기 탈질설비 탈황설비 CEMS 기타
보조기기	순환수계통설비 복수기 복수계통설비 급수계통설비 기기냉각수계통 지역난방계통 기타	인적실수	운전원실수 작업자실수
발전기	고정자 회전자 여자기 냉각계통 기타	기타	자연재해 고장파급 규제 안전 환경 시험 기타

□ 수력 및 양수발전

설비명	정지원인 개소	설비명	정지원인 개소
수차/펌프	터빈 수 공급/방출 설비 기타	제어설비	터빈제어 발전기제어 보조기기제어 기타
보조기기	보조기기 기타		
발전기	고정자 회전자 여자기 기타	인적실수	운전원실수 작업자실수
전기설비	변압기 전동기 차단기 부스/케이블 보호계전기/ECMS 비상발전기 DC계통 기타	기타	자연재해 고장파급 규제 안전 환경 시험 기타

2. 송변전설비 <개정 2022.7.4.> <개정 2023.12.1.>

가. 기본 분류표

정 지 종 별	정 지 원 인	정 지 상 태	정지설비	
순간정지 일시정지 <삭제 2023.12.1>	제작불량 시공불량 자연열화 오 동 작	도괴 파손 (변형) 단선 절연파괴	○ 송전설비	
정지/복구일시	진 동	케이블 손상	- 철탑	도괴 파손 (변형)
	외물접촉	화재	- 전선	단선 접속개소 단선 (직선스리브 개소) 전선근접 및 혼촉 절연파괴
정지시요일	고장파급		- 케이블	케이블손상절단 접속함 절연파괴
월 요 일	풍 우		- 가공지선	OPGW 단선
화 요 일	염 진 해		- 애자	애자섬락파손
수 요 일	빙 설 해		- 금구	금구류
목 요 일	낙 뢰		- 기타	
금 요 일	화 재		○ 변전설비	
토 요 일	착오조작		- M.Tr	
일 요 일	작업자실수		- BUS	
	일반인실수		- GIS	
정지시 날씨	보수불량		- 차단기 및 개폐기	GCB OCB VCB MCSG DS
맑 음	원인불명		- 변성기	CT PT
구 름	기 타		- 피뢰기	
비			- 계전기	
뇌 우			- 조상설비	
눈			- 기타	
풍 우			○ 신송전설비	
풍 설			- HVDC, SVC, STATCOM, TCSC, 기타	
바 람				
정전내용	**전 압 별**			
정전부하(MW)	765kV			
정전시간(시:분)	345kV			
	154kV			
	66kV			

나. 정지원인 분류표

정지원인		정 의
설비 결함	제작불량	○ 설계, 제작, 재료 등의 결함에 의한 고장
	시공불량	○ 부실시공(용접, 가공, 조정, 취부불량 등)에 의한 고장
자연열화		○ 전력설비의 장기간 사용으로 경년열화되어 발생한 고장
오동작		○ 전력설비, 보호장치의 오동작, 오부동작에 의한 고장
외물접촉		○ 자동차 및 항공기의 충돌, 중장비 접촉 등 일반인의 비고의적인 과실과 조류, 수목, 비닐류 비산(연, 애드벌룬, 은박지 등) 등의 접촉으로 인한 고장
고장파급		○ 타 전기설비의 고장파급 또는 고객전기설비의 고장파급으로 인한 고장
진동		○ 지반의 울림, 지진 등 진동으로 인한 고장
자연 재해	풍우	○ 바람, 비, 태풍, 풍우, 홍수, 해수 등에 의한 고장
	낙뢰	○ 낙뢰에 의한 고장
	빙설해	○ 착빙설에 의한 고장
	염진해	○ 염해 진해, 위해가스, 매연, 농무 등에 의한 고장
	화재	○ 건조물의 화재, 산불 등에 의한 고장, 단, 전기화재 제외
인적 실수	착오조작	○ 오조작 등 운전원의 과실에 기인한 고장
	작업자실수	○ 무단작업, 표준작업절차 미준수 등으로 인한 고장
	일반인실수	○ 투석, 절취, 무단가공 등 일반인 고의적 행위에 의한 고장
	보수불량	○ 전력설비의 미보수(예방점검 등 정비불완전 시행)로 인한 고장
원인불명		○ 고장순시 및 조사결과 고장원인이 불분명한 고장
기타		○ 상기 원인 이외의 고장

제10장 적정 공급예비력 산정 기준

[신설 2022.3.7]

10.1 목적

본 장은 전력시장운영규칙 “별표18 발전기정지 및 휴전업무 절차 7.1 발전기 정지계획 조정기준”에 의거하여, 연중 안정적이고 경제적인 전력수급 운영계획 수립을 위한 적정 공급예비력 수준을 정하는데 그 목적이 있다.

10.2 적용범위

본 기준은 전력시장운영규칙 “별표18 발전기정지 및 휴전업무 절차” 중 발전기 정지계획 조정 업무에 적용한다.

10.3 용어의 정의

본 기준에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

① “최대전력”라 함은 해당기간 내 1시간 평균으로 가장 높은 전력수요를 말한다.

② “전력수요”라 함은 전력계통에서 사용되는 전력량을 말하며, 전력계통에 연계된 발전기 출력 중 측정 가능한 값을 합산하여 산정한다.

③ “총수요“라 함은 전력계통에서 사용되는 전체 전력량을 말하며, 전력계통에 연계된 발전기 출력 중 측정 가능한 값 뿐만 아니라 예측 가능한 발전기 출력을 합산하여 산정한다.

10.4 적정 공급예비력 결정 및 적용 시기

본 기준에 따른 적정 공급예비력은 전력시장운영규칙 별표18 발전기 정지 및 휴전업무 절차 7.1.1에 의거하여 매년 1회 계통평가위원회의 검토를 거쳐 2월말까지 결정하며, 당해 4월부터 다음해 3월까지 적용한다. 다만, 급격한 대외여건 변화에 따라 적정 공급예비력 변

경이 필요하다고 인정되는 경우, 계통평가위원회의 결정에 따라 적정 공급예비력을 재산정할 수 있다.

10.5 적정 공급예비력 산정 기준

적정 공급예비력은 전력시장운영규칙 별표18 발전기정지 및 휴전 업무 절차 7.1.1에 따라 다음 각 항을 고려한 합산 값으로 산정한다.

① 전력수급 비상 준비단계 공급예비력 수준
② 속응성자원 운영 기준에 따른 확보량
③ 발전계획 변경이 필요한 수요예측 오차 수준
④ 재생에너지 발전량 예측오차 수준

10.6 적정 공급예비력 산정 방법

10.6.1 전력수급 비상 준비단계 공급예비력 수준

전력수급 비상 준비단계 공급예비력 수준은 전력시장운영규칙 제5.1.4조(운영예비력 저하 또는 저하예상 시 조치)에 의거하여 공급능력의 안정적 확보를 위해 예비력 저하로 전력수급 비상 “준비단계”가 발생하지 않기 위한 공급예비력 최소값을 적용한다.

10.6.2 속응성자원 운영 기준에 따른 확보량

속응성자원은 전력시장운영규칙 제5.1.7조(속응성자원)에 의거하여 전력계통의 과도한 변동성에 신속하게 대응하기 위한 예비력 자원에 해당하며, 속응성자원 운영 기준에 따른 확보량은 전력시장운영규칙 별표3 전력계통 운영 기준 19.2.3의 속응성자원 확보량을 적용한다.

10.6.3 발전계획 변경이 필요한 수요예측 오차 수준

수요예측은 전력시장운영규칙 제2.3.5조(전력수요예측)에 의거하여 발전계획의 수립을 위한 전력수요 예측값에 해당하며, 발전계획 변경이 필요한 수요예측 오차 수준은 전력시장운영규칙 별표9 발전계획 수립 및 계통한계가격 공개절차 7.7.4의 발전계획 변경이 필

요한 수요예측 오차 발생 최소값을 적용한다. <개정 2023.2.20>

10.6.4 재생에너지 발전량 예측오차 수준

재생에너지 발전량 예측오차 수준은 전력시장운영규칙 별표18 발전기 정지 및 휴전업무 절차 7.1.1의 4항에 따라 재생에너지 발전량 예측오차율과 재생에너지 설비용량을 고려하여 적용하며, 상세한 산정 방법은 10.7의 재생에너지 발전량 예측오차 산정 상세기준에 따른다.

10.7 재생에너지 발전량 예측오차 산정 상세기준

10.7.1 재생에너지 발전량 예측오차 산정 방법

10.7.1.1 재생에너지 발전량 예측오차는 재생에너지 발전량 예측오차율과 재생에너지 설비용량을 곱한 값으로 산정한다. 다만, 재생에너지 발전원이 2개 이상인 경우, 발전원별로 산정한 재생에너지 발전량 예측오차를 합산한 값으로 할 수 있다.

재생에너지 발전량 예측오차=재생에너지 발전량 예측오차율×재생에너지 설비용량

10.7.1.2 적정 공급예비력 산정시 적용하는 재생에너지 발전량 예측오차 수준은 10.7.1.1에서 산정한 예측오차를 [GW]단위로 소수점 둘째자리에서 반올림한 값으로 한다.

10.7.2 재생에너지 발전량 예측오차율 산정 방법

10.7.2.1 재생에너지 발전량 예측오차율은 전력시장운영규칙 별표9 발전계획 수립 및 계통한계가격 공개절차에 따라 발전계획 수립시 적용한 예측값과 실제 발전량의 편차를 설비용량으로 나눈 값으로 산정한다.

10.7.2.2 재생에너지 발전량 예측오차율은 1항의 발전원에 대해 발전원별로 산정하며, 2항의 발전기에 대해 3항의 시기 동안 산정한 예측오차율의 평균값으로 한다.

① 발전원

전력시장운영규칙 별표9 발전계획 수립 및 계통한계가격 공개절차

7.1.8에 따라 발전계획 수립시 예측값을 적용하는 태양광 발전원을 대상으로 산정한다. 다만, 발전계획 수립시 예측값을 적용하는 발전원이 확대되는 경우, 산정대상 발전원을 변경할 수 있다. <개정 2023.2.20>

② 사업구분

시간대별 발전량 확인이 가능한 전력시장에서 전력거래를 하는 재생에너지 발전기를 대상으로 산정한다. 다만, 그 외 발전기 중 시간대별 발전량 확인이 가능한 경우, 산정대상 발전기에 포함할 수 있다.

③ 대상시기

발전량 예측오차율은 다음 각호에 따라 직전년의 연간 최대전력 시현기간 중 최대전력 시현시간을 대상으로 산정한다.

1. 최대전력 시현기간 : 동·하계 전력수급대책기간에 해당하는 여름철(7,8,9월)과 겨울철(12,1,2월)
2. 최대전력 시현시간 : 여름철(15시), 겨울철(11시)

다만, 각 최대전력 시현기간 동안 총수요 기준으로 주중 최대전력 시현시간이 과반 이상 변동되는 경우, 최대전력 시현시간을 조정할 수 있다.

10.7.3 재생에너지 설비용량 산정 방법

10.7.3.1 재생에너지 설비용량은 발전원별로 산정하며, 전력계통에 연계된 모든 발전기를 대상으로 최근 12월말 기준의 통계값을 적용한다.

10.7.3.2 재생에너지 설비용량은 사업구분별로 다음 각 항에 따라 적용한다. 다만, 전력시장운영규칙 별표32 풍력 및 태양광 발전기에 관한 계통운영 및 관리 절차 11.2의 재생에너지정보공유시스템 구축 완료시, 재생에너지 설비용량은 재생에너지정보공유시스템 자료를 적용할 수 있다.

① 전력시장에서 전력거래를 하는 발전기 : 전력통계정보시스템(EPSIS)의 전력시장 정회원 전력설비 통계값

② 판매사업자와 전력수급계약을 체결한 발전기 : 전력통계정보시스템

(EPSIS)의 전력시장 비회원 전력설비 통계값
③ 자가용 발전기 : 전력시장운영규칙 별표9 발전계획 수립 및 계통한계가격 공개절차 7.1.8의 신재생 예측값 산정시 적용하는 자가용 발전기 설비용량 수준 <개정 2023.2.20>

제11장 계통안정화 전기저장장치 특성자료 제출 및 적용 기준

[신설 2025.02.28]

11.1 용어의 정의

11.1.1 “계통안정화 전기저장장치 특성자료”는 전력계통 대규모 고장시 주파수 안정도 확보를 위하여 사용하는 전기저장장치의 특성자료를 의미한다.

11.1.2 “Trigger 주파수”는 대규모 발전기 고장 등으로 계통주파수가 지속적으로 하락할 때 전기저장장치가 방전을 하기 위한 기준주파수를 말한다.

11.1.3 “비례제어 기준주파수”는 전기저장장치가 주파수 하락에 따라 응동 이후 전기저장장치의 응동특성을 결정하는 속도조정율의 기준이 되는 주파수로 비례제어 기준주파수에서 전기저장장치의 출력은 0MW이다.

11.1.4 “속도조정률”은 전기저장장치의 주파수 변화에 대한 응동특성을 나타내는 것으로, 정격출력 및 정격주파수에서 순간적인 무부하 운전시 주파수 상승분과 정격주파수와의 비로 계산된다.

11.1.5 “비례제어 운전모드”는 계통주파수가 Trigger 주파수 이하로 하락하여 전기저장장치가 방전을 시작 후 Reset 주파수 이상으로 주파수가 회복되어 전기저장장치가 응동하지 않는 시점까지의 운전모드를 의미한다.

11.1.6 “비례제어 운전모드 지속시간”은 전기저장장치가 Trigger 이후 비례상태 운전모드를 지속할 수 있는 시간을 말한다.

11.1.7 “비례제어 운전모드 시간지연”은 전기저장장치가 Trigger 주파수를 판단하고 방전을 시작하기까지의 시간지연을 말한다.

11.1.8 “최대 방전용량 도달시간”은 전기저장장치가 Trigger 주파수에서 방전을 개시하여 최대 방전용량까지 도달하는데 걸리는 시간을 말한다.

11.1.9 “Reset 주파수”는 전기저장장치가 Trigger 상태(비례운전모드)를 해제하는 대기 운전모드로 진입하는 주파수 기준을 말한다.

11.1.10 “Reset 시간지연”은 전기저장장치가 Trigger 된 이후 계통주파수 회

복하여 Reset 주파수 이내로 진입이후 회복상태 운전모드로 진입하기 전까지의 주파수 안정화 여부 판정을 위한 시간지연을 말한다.

11.1.11 “충전상태(SOC : State of Charge)”는 전기저장장치의 충전수준을 나타내는 것으로 최대충전전력량에 대한 운전충전전력량의 백분율(%)을 말한다.

11.1.12 “기준 SOC”란 전기저장장치가 전력계통 비상시 주파수 안정도 확보를 효과적으로 수행하기 위한 적정 충전수준을 말한다.

11.2 특성자료 제출

11.2.1 적용대상

① 중앙급전전기저장장치 중 발전제약과 주파수 안정도에 기여하기 위해 설치한 계통안정화용 전기저장장치

11.2.2 특성자료 항목

① Trigger 주파수, 비례제어 기준주파수, 속도조정률, 비례제어 운전모드 지속시간, 비례제어 운전모드 시간지연, 최대 방전용량 도달시간, Reset 주파수, Reset 시간지연

11.2.3 자료제출 시기

11.2.3.1 시운전 예정 전기저장장치

① 전기사업자는 시운전 예정인 경우 최초 계통연결 전월 20일까지 자료를 제출한다.

11.2.3.2 상업운전 중인 전기저장장치

① 전기사업자는 특성자료에 변경이 필요한 경우 매달 말일 기준 9일전(실근무일 기준)까지 해당 항목의 자료를 제출하여야 한다.

11.2.4 자료제출 방법

① 전기사업자는 특성자료를 전력거래시스템을 이용하여 제출한다.

② 제출위치 : E-power market / 비용 및 계통평가자료제출 / 기술자료 / 전기저장장치 특성자료

11.2.5 특성자료 항목별 작성지침

11.2.5.1 Trigger 주파수

① 항목설명 : 발전기 다수 탈락 등으로 계통주파수가 지속적으로 하락할 때 전기저장장치가 비례 운전모드로 진입하기 위한 주파수 하한치 기준을 말한다.

② 사용목적 : 전력시장운영규칙 제5.1.1, 16.3.2,별표7.17에 따라 송전제약검토를 위한 전기저장장치의 운전량을 결정하는 요소로 활용된다.

③ 작성지침

- 최저주파수 개선 목적의 주파수 안정도 확보 용도로 활용하기 위한 Trigger 주파수 설정
- 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제출하여야 한다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류를 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

11.2.5.2 비례제어 기준주파수

① 항목설명 : 비례제어 운전모드에서 속도조정율의 기준이 되는 특정 주파수를 의미하여, 이 주파수에서 전기저장장치의 출력은 0MW 된다. 60Hz를 기준으로 비례제어 기준주파수까지의 범위는 불감대가 된다.

② 사용목적 : 전력시장운영규칙 제5.1.1, 16.3.2,별표7.17에 따라 송전제약검토를 위한 전기저장장치의 운전량을 결정하는 요소로 활용된다.

③ 작성지침

- 최저주파수 개선 목적의 주파수 안정도 확보 용도로 활용하기 위한 비례제어 기준 주파수 설정
- 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제출하여야 한다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류를 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

11.2.5.3 속도조정률

① 항목설명 : 전기저장장치가 동작할때의 주파수 변화에 대한 응동특성을 나타내는 것으로서 정격출력, 정격주파수에서 순간적으로 무부하로 했을시 주파수상승분과 정격주파수와의 비(比)를 말한다.

② 사용목적 : 전력시장운영규칙 제5.1.1, 16.3.2,별표7.17에 따라 송전제약검토를 위한 전기저장장치의 운전량을 결정하는 요소로 활용된다.

③ 작성지침

- 최저주파수 개선 목적의 주파수 안정도 확보 용도로 활용하기 위한 속도 조정률 설정
- 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제출하여야 한다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류를 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

11.2.5.4 비례제어 운전모드 지속시간

① 항목설명 : 전기저장장치가 Trigger 된 이후 출력을 지속할 수 있는 시간을 말한다.

② 사용목적 : 전력시장운영규칙 제5.1.1, 16.3.2,별표7.17에 따라 송전제약검토를 위한 전기저장장치의 운전량을 결정하는 요소로 활용된다.

③ 작성지침

- 최저주파수 개선 목적의 주파수 안정도 확보 용도로 활용하기 위한 비례제어 운전모드 지속시간 설정
- 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함

께 제출하여야 한다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류를 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

11.2.5.5 비례제어 운전모드 시간지연

① 항목설명 : 전력계통 고장시 주파수가 하락하여 전기저장장치가 Trigger 주파수를 판단하고 방전을 시작하기까지의 시간지연을 말한다.

② 사용목적 : 전력시장운영규칙 제5.1.1, 16.3.2,별표7.17에 따라 송전제약검토를 위한 전기저장장치의 운전량을 결정하는 요소로 활용된다.

③ 작성지침

- 최저주파수 개선 목적의 주파수 안정도 확보 용도로 활용하기 위한 비례제어 운전모드 시간지연 설정
- 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제출하여야 한다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류를 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

11.2.5.6 최대 방전용량 도달시간

① 항목설명 : 전기저장장치가 Trigger 되어 방전을 개시하여 최대 방전용량까지 도달하는데 걸리는 시간을 말한다.

② 사용목적 : 전력시장운영규칙 제5.1.1, 16.3.2,별표7.17에 따라 송전제약검토를 위한 전기저장장치의 운전량을 결정하는 요소로 활용된다.

③ 작성지침

- 최저주파수 개선 목적의 주파수 안정도 확보 용도로 활용하기 위한 최대 방전용량 도달시간 설정
- 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함

께 제출하여야 한다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류를 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

11.2.5.7 Reset 주파수

① 항목설명 : 계통고장으로 주파수가 Trigger 주파수 이하로 하락 후 계통주파수가 회복하여 전기저장장치가 Trigger 상태(비례운전모드)를 해제하는 대기 운전모드로 진입하는 주파수 기준을 말한다.

② 사용목적 : 전력시장운영규칙 제5.1.1, 16.3.2,별표7.17에 따라 송전제약검토를 위한 전기저장장치의 운전량을 결정하는 요소로 활용된다.

③ 작성지침

- 최저주파수 개선 목적의 주파수 안정도 확보 용도로 활용하기 위한 Reset 주파수 설정
- 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제출하여야 한다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류를 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

11.2.5.8 Reset 시간지연

① 항목설명 : 전기저장장치가 비례운전모드로 운전하다 Reset 주파수 이내로 주파수가 회복이후 회복상태 운전모드로 전환하기 전까지의 주파수 안정화 여부 판정을 위한 시간지연을 의미한다.

② 사용목적 : 전력시장운영규칙 제5.1.1, 16.3.2,별표7.17에 따라 송전제약검토를 위한 전기저장장치의 운전량을 결정하는 요소로 활용된다.

③ 작성지침

- 최저주파수 개선 목적의 주파수 안정도 확보 용도로 활용

하기 위한 Reset 시간지연 설정

- 자료 제출시 제출한 수치를 증빙할 수 있는 근거서류를 함께 제출하여야 한다.

④ 사전 적정성 검사

- 전기사업자가 제출한 값과 근거서류를 비교하여 확인한다.
- 해당 전기저장장치의 과거 수치 변경 이력을 확인한다.

11.2.6 전기저장장치의 주파수 회복력 제공 요건

11.2.6.1 연속운전

11.2.6.1.1 전기저장장치의 주파수 회복력 제공을 위한 최대운전시간은 30분 이상, SOC는 65% 이상이어야 한다.

11.2.6.1.2 전기저장장치는 매 5분 단위로 산정한 평균 SOC가 '기준 SOC±5%'가 되도록 유지하여야 한다. 다만 발전기의 불시정지, 부하의 순시급변 등으로 주파수가 60-0.3Hz 범위를 벗어난 후부터 주파수 안정화 및 기준 SOC를 회복하기 위한 시간은 제외한다.

11.2.6.2 계통안정화 전기저장장치 특성자료 기준

① Trigger 주파수 : 59.7Hz 이하
② 비례제어 기준주파수 : 59.9Hz 이상
③ 속도조정율 : 0.167% 이상
④ 비례제어 운전모드 지속시간 : 30분 이상
⑤ 비례제어 운전모드 시간지연 : 0.27초 이내
⑥ 최대 방전용량 도달시간 : 1초 이내
⑦ Reset 주파수 : 59.95+0.05Hz이내
⑧ Reset 시간지연(선택사항) : 0초

11.2.7 자료 적용 기준

11.2.7.1 계통안정화용 전기저장장치 특성자료는 계통위원회의 의결 즉시 적용한다.

11.2.7.2 시운전 전기저장장치의 특성자료는 상업운전 개시일부터 적용한다.

제12장 보 칙

12.0 규정의 공고 및 개정

12.1 공 고

본 규정의 공고는 다음과 같은 방법으로 시행한다.

1. 전력거래소홈페이지에 게시
   열린경영>전력시장운영규칙및세부규정>세부운영규정

12.2 개 정

본 규정의 개정은 계통위원회의 의결을 거쳐 개정한다.

부 칙 (2020.7.1.)

이 규정은 2020년 7월 1일부터 시행하며, 기존 “전력설비 정지관리 기준”은 본 규정 시행과 동시에 폐기한다.

부 칙 (2020.3.19.)

이 규정은 2020년 3월 19일부터 시행하며, 기존 “계통운영보조서비스 세부운영기준”은 본 규정 시행과 동시에 폐기한다.

부 칙 (2020.4.23.)

제7.3.4조 및 제7.4.4조는 2020년 4월 23일부터, 제3장(발전기 기술적 특성자료 작성 및 적용기준) 및 제5장(보조서비스 특성자료 제출 및 적용기준) 개정사항은 2020년 9월 1일부터 시행한다. 단, 이 규정 시행 이전에 계통평가위원회 또는 비용평가위원회에서 의결한 특성자료와 동일한 경우 자료를 제출한 것으로 갈음할 수 있다.

부 칙 (2020.6.19.)

제8장(제주계통 신재생발전기 세부운영기준)은 2020년 10월 1일부터 시행한다.

부 칙 (2020.9.25.)

제1조(시행일) 제3장(발전기 기술적 특성자료 작성 및 적용기준), 제5장(보조서비스 특성자료 제출 및 적용기준) 및 제7장(전력설비 동특성자료 제출 및 심사기준)은 2020년 10월 1일부터 시행한다.

제2조(경과조치) ① 제3.5.2조 1항 및 제3장의 “사후적정성관리”규정은 전력거래 입찰시스템 등의 관련 시스템을 보완하여 2021년 8월 1일부터 시행한다.

② 제7.2.6조의 비교심사 기준은 2020년 10월 15일 이후 시행한 특성시험 동특성자료에 대하여 적용하며, 제7.2.2.2조의 「전력설비 모델 제출·관리·공유 시스템」을 통한 동특성자료 제출은 해당 전산 시스템 개발 완료 후 시행한다.

부 칙 (2023.12.1.)

제1조(시행일) 제9장(전력설비 정지관리 기준)의 개정사항은 2023년 1월 1일부터 소급하여 적용한다.

[부록 1]

제·개정 이력

개정일자	관련 위원회	제·개정 내용
2020.03.19.	2020년 제1차 기술평가위원회	○ 기술평가세부운영규정 제정(전력시장운영규칙 '19.12.31 부분개정 후속 조치) ○ 발전기 기술적 특성자료 작성 및 적용기준 - 비용평가세부운영규정('20.1.29) 제9장 이관 ○ 전기저장장치 기술특성자료 작성 및 적용기준 - 비용평가세부운영규정('20.1.29) 제20장 이관 ○ 보조서비스 특성자료 제출 및 적용기준 - 비용평가세부운영규정('20.1.29) 제15장 이관
2020.04.23.	2020년 제2차 기술평가위원회	○ 발전기 기술적 특성자료 등 개정 - 제3장 전면개편 및 제5장 일부개정 ○ 인버터기반/송전설비 동특성자료 일부조항 수정 - 제7.3.4조 및 제7.4.4조 해당
2020.06.19.	2020년 제3차 기술평가위원회	○ 제주계통 신재생발전기 세부운영기준 신설 - 제8장 신설
2020.09.25.	2020년 제4차 기술평가위원회	○ 발전기 기술적 특성자료 등 개정 - 제3장 및 제5장 일부개정 ○ 전력설비 동특성자료 제출 및 심사기준 등 개정 - 제7장 일부개정
2021.07.01.	2021년 제1차 계통평가위원회	○ 계통평가세부운영규정 명칭변경 - 기술평가세부운영규정→계통평가세부운영규정 ○ 전력설비 정지관리 기준 신설 - 제9장 신설, 제1장 일부개정
2021.09.01.	2021년 제2차 계통평가위원회	○ 발전기 기술적 특성자료 등 개정 - 제3장 일부개정
2021.11.01.	2021년 제3차 계통평가위원회	○ 발전기 기술적 특성자료 등 개정 - 제3장 일부개정 ○ EMS 실시간 운영예비력 산정 기준 신설 - 제6장 일부개정
2022.03.07.	2022년 제1차 계통평가위원회	○ 적정 공급예비력 산정 기준 - 제10장 신설, 제1장 일부개정

개정일자	관련 위원회	제·개정 내용
2022.04.04.	2022년 제2차 계통평가위원회	○ 제주계통 신재생발전기 세부운영기준 - 제8장 일부개정
2022.04.27.	2022년 제3차 계통평가위원회	○ 제주계통 신재생발전기 세부운영기준 - 제8장 일부개정
2022.07.04.	2022년 제4차 계통평가위원회	○ 전력설비 정지관리기준 일부개정 - 제9장 일부개정
2022.09.01.	2022년 제5차 계통평가위원회	○ 제3, 5, 7, 8장 용어변경 등 일부개정
2022.12.26.	2022년 제7차 계통평가위원회	○ 발전기 기술적 특성자료 내 산정기준 신설 - 제3장 일부개정
2023.02.20.	2023년 제1차 계통평가위원회	○ 적정 공급예비력 산정 기준 근거조항 개정 - 제10장 일부개정 ○ PFR-ESS 세부운영기준 신설 및 개정 - 제4장 일부개정 - 제5장 5.1 및 5.2 신설 - 제6장 일부개정
2023.04.03.	2023년 제2차 계통평가위원회	○ 최소발전용량 이하 운전 신설 및 개정 - 제3장 일부개정 및 3.6.5 신설
2023.08.21.	2023년 제6차 계통평가위원회	○ 원자력발전기의 기타 기동·정지 제약사항 신설 - 제3장 일부개정
2023.09.28.	2023년 제7차 계통평가위원회	○ 원전 출력증감발률 관련 규정개정 - 제3장 일부개정
2023.12.01.	2023년 제9차 계통평가위원회	○ 전력설비 정지관리 기준 일부개정 - 제9장 일부개정
2024.03.26.	2024년 제3차 계통평가위원회	○ 발전기 기술적 특성자료 제출기준 일부개정 - 제3장 일부개정 ○ 전력설비 동특성자료 제출 기준 일부개정 - 제7장 일부개정
2024.11.01.	2024년 제8차 계통평가위원회	○ 발전기 자동발전제어 운전범위 일부개정 - 제5장 일부개정

개정일자	관련 위원회	제·개정 내용
2025.02.28.	2025년 제2차 계통평가위원회	○ 계통안정화 전기저장장치 특성자료 제출 및 적용 기준 - 제11장 신설
2025.04.01.	2025년 제3차 계통평가위원회	○ 제주계통 신재생발전기 세부운영기준 규정개정 - 제8장 일부개정
2025.06.01	2025년 제5차 계통평가위원회	○ 발전기 기술적 특성자료 제출기준 일부개정 - 제3장 일부개정

[부록 2]

약칭 및 내용

2023. 8. 현재

(전기사업법 및 하위규정에 정의 및 설명을 발췌・편집 하였음)

1. “계통운영보조서비스(이하 “보조서비스”)”라 함은 전력계통의 신뢰성, 안정성을 유지하고, 전기품질을 유지하며, 전력거래를 원활하게하기 위하여 전기사업자가 제공하는 주파수조정, 예비력, 무효전력 및 자체기동 등의 서비스를 말한다.
2. "예비력”이란 전력수급의 균형을 유지하기 위하여 전력수요를 초과하여 보유하는 중앙급전발전기의 발전력 및 전기저장장치의 용량을 말하며, 공급예비력과 운영예비력으로 구분한다.
3. "공급예비력”이란 전력수요를 초과하여 확보하는 공급능력을 말한다.
4. "운영예비력"이란 평상 시 안정적 주파수 유지를 위한 주파수제어예비력과 고장발생 시 주파수 회복을 위한 초속응성예비력, 1차예비력, 2차예비력, 제3차예비력을 말한다.
5. "주파수제어예비력”이란 발전기의 자동발전제어 운전(AGC, Automatic Generation Control)을 통해 5분 이내에 동작하여 30분 이상 출력을 유지할 수 있는 예비력을 말한다.
6. "1차예비력”이란 발전기의 조속기 운전(GF, Governor Free) 및 전기저장장치의 주파수추종 운전을 통해 주파수 변동 10초 이내에 동작하여 5분 이상 출력을 유지할 수 있는 예비력을 말한다.
7. "2차예비력”이란 발전기의 자동발전제어(AGC) 운전을 통해 10분 이내에 동작하여 30분 이상 유지할 수 있는 예비력을 말한다.
8. "3차예비력”이란 중앙급전발전기를 통해 30분 이내에 확보할 수 있는 예비력을 말한다.
9. "속응성자원”이란 제3호의 운영예비력과는 별도로 중앙급전발전기 중 20분 이내에 동작하여 4시간 이상 출력을 유지할 수 있는 발전력을 말한다.
10. "주파수추종운전”이란 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.

11. "자동발전제어운전"이란 계통운영시스템에 의하여 발전기 출력이 원격제어되도록 운전하는 것을 말한다.
12. "자체기동서비스"란 전계통 정전 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.
13. "시송전계통"이란 계통복구 시에 자체기동발전소로부터 사전에 지정된 시송전선로 및 우선공급발전기에 이르는 계통을 말한다.
14. "자체기동발전소"란 외부로부터의 기동전력의 공급 없이 비상발전기 등에 의하여 자체기동 후 다른 발전소의 기동전력 또는 부하에 전력을 공급할 수 있는 발전소를 말한다.
15. "계통운영시스템(EMS, Energy Management System)"이란 발전소 및 변전소의 운전 상태를 실시간으로 감시·제어하고, 경제적인 전력생산과 안정된 전력공급을 종합관리하기 위하여 전력거래소가 운영하는 시스템을 말한다.
16. "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 의무감축 요청"이라 한다.
17. "전기저장장치"란 전기를 충전하여 이를 다른 에너지로 변환하여 저장 후 방전하는 방식으로 전기를 공급하는 장치를 말한다. 다만, 신재생에너지 발전기와 연계하여 운영하는 전기저장장치는 제외한다.
18. "발전계획"이라 함은 전력계통에 영향을 주는 제약조건을 고려하여 실제 계통운전을 위해 수립되는 거래일의 발전계획을 말하며 수요반응자원의 감축계획 및 전기저장장치가 제공하는 주파수조정용량을 포함한다.

○ "하루전발전계획" 이라 함은 거래일에 대하여 최초로 수립 및 통지되는 발전계획으로서, 한계가격 계산에 사용되며, 거래전일 17시까지 발표함을 원칙으로 한다. 단, 계통여건 변화, 휴일 및 기타 부득이한 경우에는 거래전일까지 발표할 수 있다.

○ "신뢰도발전계획"이라 함은 하루전발전계획 이후 계통 여건의 변동을 고려하여 변경 수립한 거래일의 발전계획을 말한다.

19. “기술적 특성자료”라 함은 발전기의 경우 최대·최소 발전용량, 발전출력 수준별 출력증가·감소율, 최소운전·정지시간, 기동소요시간, 최대・최소 양수용량 등 발전기 운전비용을 제외한 기술적 특성자료를 의미하며, 분야별 전문성을 강화하고자 전력시장과 관련된 “운전비용” 사항은 비용평가위원회에서, 전력계통에 관련된 “계통평가” 사항은 계통평가위원회에서 검토·의결하도록 구분된다.
   - o ″발전설비 특성자료”란 전력계통 해석에 사용되는 발전기(동기조상기 포함) 임피던스, 발전기 시정수, 여자기, 조속기, 계통안정화장치 등의 전력설비 모델링 자료를 말한다.
   - o ″인버터 기반 발전설비 및 전기저장장치 등의 자료“란 태양광, 풍력, 연료전지, 전기저장장치 등의 계통접점이 전력전자 소자를 이용한 인버터로 이루어진 전력설비의 모델링 자료를 말한다.
   - o ″송전설비 특성자료“란 송전선로와 이에 접속된 유연송전설비, 고압직류송전설비 및 이와 결합된 필터, 변압기 등의 모델링 자료를 말한다.
20. “무효전력 보상장치”란 전력계통의 무효전력을 공급 또는 소비함으로써 계통의 적정전압을 유지하는 설비로 분로리액터, 전력용콘덴서, 정지형무효전력보상기, 동기조상기 등을 말한다.
21. “송전단 전력(Net Output)”이라 함은 발전단 전력에서 주변압기 손실 및 발전소의 소내 소비전력을 사용한 후 송전하는 전력을 말한다.
22. “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.
23. “최소발전용량(Minimum Generation, MG, [MW])”이라 함은 주변압기 고압측을 기준으로 발전기가 안정한 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량을 말한다.
24. “출력감소율(Ramp Down Rate, RDR, [MW/min])“이라 함은 발전기가 분당 출력을 감소시킬 수 있는 능력을 말한다.
25. “출력증가율(Ramp Up Rate, RUR, [MW/min])”이라 함은 발전기가 분당 출력을 증가시킬 수 있는 능력을 말한다.
26. “최소운전시간(Minimum Up Time, MUT, [h])“이라 함은 발전기가 계통연결 이후 계통분리될 수 있기까지의 최소 시간간격을 말한다.

27. “최소정지시간(Minimum Down Time, MDT, [h])”이라 함은 발전기가 계통분리 이후 계통연결될 수 있기까지의 최소 시간간격을 말한다.
28. “전력계통″이란 전기의 원활한 흐름과 품질유지를 위하여 전기의 흐름을 통제·관리하는 체제, 즉 발전소에서 생산한 전기를 전기사용자에게 공급하기 위하여 물리적으로 상호 연결된 전기설비(발전설비, 송변전설비, 배전설비, 기타 부대설비 등)를 말한다.
   o ″계통운영”이라 함은 전력계통 시스템을 통해 전기 흐름을 통제, 관리, 운영하는 것을 말한다.
29. “신뢰도”란 전력계통을 구성하는 제반 설비 및 운영체계 등이 주어진 조건에서 의도된 기능을 적정하게 수행할 수 있는 정도로, 정상상태 또는 상정고장발생 시 소비자가 필요로 하는 전력수요를 공급해 줄 수 있는 ″적정성”과 예기치 못한 비정상 고장 시 계통이 붕괴되지 않고 견디어 낼 수 있는 ″안전성”을 말한다.
   o ″단일 고장”이란 송전선 1회선 고장, 변압기 1뱅크(Bank) 고장, 발전기 1기 고장, 그밖에 고장 시 전력계통 운영에 영향을 미칠 수 있는 1개 설비의 고장을 말한다.
   o ″이중 고장”이란 송전선 1회선 고장 및 변압기 1뱅크(Bank) 고장, 송전선 1회선 고장 및 발전기 1기 고장, 발전기 2기 탈락, 병행 2회선 가공송전선로 고장, 차단기의 차단실패 및 부분모선(Bus Section) 고장, 그밖에 고장 시 전력계통 운영에 영향을 미칠 수 있는 2개 설비의 동시 고장을 말한다.
   o ″다중 고장”이란 동일 철탑의 다회선 가공송전선로 동시 정지, 동일 발전소 내 모든 발전기 동시 정지, 다수 전력설비의 정지 우려가 있는 모선 고장, 그밖에 고장 시 전력계통 운영에 영향을 미칠 수 있는 3개 이상 설비의 동시 고장을 말한다.
   o ″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.
30. “중앙급전발전기”란 전력거래소의 급전지시에 따라 운전하는 설비용량 20MW 초과 발전기를 말한다. ″비중앙급전발전기”란 중앙급전발전기가 아닌 발전기를 말한다.
31. “신·재생에너지발전기”(이하 ″신재생발전기”라 한다)란 신에너지 및 재생에너지 개발이용보급촉진법 제2조의 규정에 의한 신재생에너지(수력 제외)를 이용하여 전기를 생산하는 발전기를 말하며, 2기 이상의 발전기가 동일 모선에 연결된 경우에는 1기의 발전기로 본다.
32. “시운전발전기”라 함은 법 제63조의 규정에 따른 사용전검사를 받지 않은 발전기로서 제12.4조에 따른 상업운전개시 신고를 하지 않은 중앙급전발전기를 말한다.
33. “분산형전원″이란 전력수요 지역 인근에 설치하여 송전선로[발전소 상호 간, 변

전소 상호 간 및 발전소와 변전소 간을 연결하는 전선로(통신용으로 전용하는 것은 제외)]의 건설을 최소화할 수 있는 일정 규모 이하의 발전설비로서 산업통상자원부령으로 정하는 것을 말한다.

o "분산형전원의 범위"는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 발전설비를 말한다.

1. 발전설비용량 4만킬로와트 이하의 발전설비(제2호 각 목의 자가 설치한 발전설비는 제외한다)
2. 다음 각 목의 자가 설치한 발전설비용량 50만킬로와트 이하의 발전설비

가. 「집단에너지사업법」 제48조에 따라 발전사업의 허가를 받은 것으로 보는 집단에너지사업자

나. 구역전기사업자

다. 자가용전기설비를 설치한 자

34. "송전선로"란 발전소 상호간, 변전소 상호간, 발전소와 변전소 간의 곳을 연결하는 전선로(통신용으로 전용하는 것은 제외한다. 이하 같다)와 이에 속하는 전기설비를 말한다.

o "송전용 전기설비" 또는 "송변전설비"란 전기사업자가 소유 또는 관리하는 송전선로, 변압기, 조상설비, 개폐장치, 전기저장장치 및 보호장치 등 이에 부속되는 전기설비를 말한다.

o "변전소"란 변전소의 밖으로부터 전압 5만볼트 이상의 전기를 전송받아 이를 변성(전압을 올리거나 내리는 것 또는 전기의 성질을 변경시키는 것을 말한다)하여 변전소 밖의 장소로 전송할 목적으로 설치하는 변압기와 그 밖의 전기설비 전체를 말한다.

o "개폐소"란 발전소 상호간, 변전소 상호간, 발전소와 변전소 간의 곳을 전압 5만볼트 이상의 송전선로를 연결하거나 차단하기 위한 전기설비를 말한다.

o "환상망 계통"이란 2개 경로(route) 이상으로 전원계통이 연결된 전력계통을 말한다.

o "방사상 계통"이란 1개 경로(route)로 전원계통이 연결된 전력계통을 말한다.

35. "배전선로"란 발전소와 전기수용설비, 변전소와 전기수용설비, 송전선로와 전기수용설비, 전기수용설비 상호간의 곳을 연결하는 전선로와 이에 속하는 전기설비를 말한다.

o "배전설비"란 배전사업자 및 구역전기사업자가 소유 또는 관리하는 배전선로, 변압기, 개폐장치, 전기저장장치 및 기타 이에 부속되는 전기설비를 말한다.

36. "전기사업자"란 발전사업자·송전사업자·배전사업자·전기판매사업자 및 구역전기사업자를 말한다.

37. "발전사업"이란 전기를 생산하여 이를 전력시장을 통하여 전기판매사업자에게 공급하는 것을 주된 목적으로 하는 사업을 말한다.

38. "송전사업"이란 발전소에서 생산된 전기를 배전사업자에게 송전하는 데 필요한 전기설비를 설치·관리하는 것을 주된 목적으로 하는 사업을 말한다.

39. “배전사업”이란 발전소로부터 송전된 전기를 전기사용자에게 배전하는 데 필요한 전기설비를 설치·운용하는 것을 주된 목적으로 하는 사업을 말한다.
40. “전기판매사업”이란 전기사용자에게 전기를 공급하는 것을 주된 목적으로 하는 사업(전기자동차충전사업은 제외한다)을 말한다.
41. “구역전기사업”이란 대통령령으로 정하는 규모 이하의 발전설비를 갖추고 특정한 공급구역의 수요에 맞추어 전기를 생산하여 전력시장을 통하지 아니하고 그 공급구역의 전기사용자에게 공급하는 것을 주된 목적으로 하는 사업을 말한다.
42. “전기신사업”이란 전기자동차충전사업 및 소규모전력중개사업을 말한다.
43. “소규모전력중개사업”이란 다음 각 목의 설비(이하 ”소규모전력자원”이라 한다)에서 생산 또는 저장된 전력을 모아서 전력시장을 통하여 거래하는 것을 주된 목적으로 하는 사업을 말한다.
44. ”초속응성예비력”이란 전기저장장치, 수요자원 등을 통해 주파수변동 2초 이내 동작하여 10분 이상 출력을 유지할 수 있는 예비력을 말한다.
45. “최소발전용량 이하 운전(Operation Lower Minimum Generation, OLMG)”이란 중앙급전발전기의 최소발전용량 이하로의 연속적인 운전을 말한다.

45.1 “최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치(Lower Minimum Generation, LMG, [MW])”란 중앙급전발전기의 최소발전용량 이하로의 안정적 운전이 가능한 하향출력값을 말한다.

45.2 “최소발전용량 이하 운전 시 유지시간(Lower Minimum Generation Holding Time, LMGT, [hh:mm])”이란 최소발전용량 이하 운전 시 출력하한치에서 운전할 수 있는 시간을 말한다.

[부록 3]

규정 담당부서 및 연락처

2025. 4.

구 분	담당부서	전화번호 (061-330-xxxx)
제1장 총칙	공통	-
제2장 실무협의회 운영기준	계통개발팀	8653
제3장 발전기 기술적 특성자료 작성 및 적용기준	계통개발팀	8653
제4장 전기저장장치 기술특성자료 작성 및 적용기준	계통개발팀	8653
제5장 보조서비스 특성자료 제출 및 적용기준	계통개발팀	8653
제6장 보조서비스 세부운영기준		
6.3 주파수추종 응답가능용량 산정	수급운영팀	8811
6.4 보조서비스 확보 및 운영		
- 주파수제어예비력, 1,2,3차예비력, 속응성자원	수급운영팀	8813
- 자체기동서비스	계통기술팀	8626
6.5 보조서비스 이행상태 평가		
- 주파수제어예비력, 1,2,3차예비력, 속응성자원	수급운영팀	8811
- 자체기동서비스	계통기술팀	8623
6.6 계통운영 시스템(EMS) 예비력 산정 방법	수급운영팀	8811
제7장 전력계통 동특성자료 작성 및 심사기준	신재생기술팀	8691
제8장 제주계통 신재생발전기 세부운영기준	제주본부	064-741-1220
제9장 전력설비 정지관리 기준	계통보호팀	8641
제10장 적정 공급예비력 산정 기준	수급계획팀	8617
제11장 계통안정화 전기저장장치 특성자료 제출 및 적용기준	계통개발팀	8653
제12장 보칙	공통	-