

전력시장 제도개선 제주 시범사업 운영규칙(안)

1. 제안 사유

- **현행 하루전시장***은 화력발전기의 기동·정지에 중점을 두고 설계되어 예측불확실성 및 간헐성이 큰 재생에너지 수용에 한계가 있음
 - * (하루전시장) 거래일 하루전 전력시장의 낙찰과 가격결정이 완료되는 시장으로서, 실시간 여건 변동으로 낙찰량과 다르게 운전한 경우 시장가격 외적으로 개별 정산
- 따라서, 실시간에 인접하여 가격과 거래량을 결정하는 실시간시장과 예비력*에 대해서도 시장가격으로 보상하는 보조서비스 시장 개설
 - * (예비력) 갑작스런 발전기 및 송변전 설비의 사고, 수요와 재생에너지 출력의 급격한 변동 등 계통여건 변화에 대응하기 위하여 발전하지 않고 남겨놓은 여분의 용량
- 한편, 재생에너지 입찰제도를 통해 재생에너지를 시장 및 계통운영에 능동적으로 참여할 수 있게 함으로써 과공급 상황에 대해서도 유연하게 대처할 수 있는 제도적 기반을 마련
- 이러한 시장구조 및 가격기능 고도화를 전국에 시행하기에 앞서 제주 시범사업을 선행함으로써 전력시장의 안정적 개선을 도모하고자 함

2. 추진근거 및 추진경과

- (정책방향) 국정과제('22.5), 새정부 에너지정책('22.7), 제10차 전기본('23.1)을 통해 실시간·보조서비스시장 및 재생에너지 입찰제도를 개설하여 경쟁과 시장원칙에 기반한 시장 환경을 구축한다는 계획을 발표
- (제도설계) 전력거래소가 기본설계(안)을 마련하고 실시간시장W/G 및 차세대 전력시장 자문위원회의 자문을 거쳐 제도설계(안)을 마련
 - ※ 그 외에도 현장·온라인 설명회 개최, 홈페이지 설계안 게시 등 설계내용 사전 공개한 후 사업자 대상 설문조사를 거쳐 의견을 수렴받고 설계 안에 반영하였음

3. 현황 및 개선방향

① 하루전시장 단일 체제로 인한 실시간 가격기능의 미비

- (현 황) 기존 화력발전기를 대체하여 불확실성이 큰 재생에너지가 확대됨에 따라 시장 외적인 방법으로 실시간 수급여건에 대응
- (문제점) 하루전 예측한 상황과 실시간 수급여건 간의 편차가 발생하는 경우 하루전 예측을 기반으로 정해진 거래량·거래가격의 정확성이 떨어지게 되어 시장 비효율을 유발할 우려가 있음
- (개선방향) 하루전시장에 더하여 실시간 수급여건을 반영하여 낙찰·시장가격을 결정하는 실시간시장을 신설

② 예비력에 대한 가격 정확도 제고

- (현 황) 지난해 시장제도 개선('22.9)을 통해 예비력에 대한 요금제를 도입하였으나 작년 동분기 예비력 실적을 기반으로 단가를 책정하고 있어 시간대별 정확한 가치를 보상하지 못함
- (문제점) 재생에너지 증가에 따라 실시간 계통 운영 시 예비력 과부족 현상이 빈번하게 발생하고 있으나 예비력 요금과 실시간 예비력 가치 간의 괴리로 예비력을 제공하고자 하는 유인 약화
- (개선점) 예비력시장을 신설하여 예비력의 가치를 실시간 예비력 가격으로 발현*하여 예비력 제공 및 관련 설비투자 유인을 강화

* 예비력 과부족에 따른 가격 등락 발생으로 적정 예비력 수준을 만족할 수 있음

③ 재생에너지 증가에 따른 실시간 변동성 문제

- (현 황) 재생에너지가 증가한 만큼 화력발전기는 감소하고 있어 계통 전반적으로 유연성 자원이 부족해지고 있는 상황
- (문제점) 재생에너지는 전력시장 개설 당시와 비교하여 그 비중이 크게 증가하였음에도 불구하고 비중양자원으로서 시장가격 정산만 받을 뿐 시장과 계통에서의 실질적인 역할은 없음
- (개선점) 재생에너지가 입찰을 통해 전력시장에 참여할 수 있도록 허용하고, 제어가능 자원으로 전환시켜 시장과 계통에서의 역할을 확대

4. 주요 내용

- (시행일) 규칙개정 공고일로 부터 6개월 이내 시행
- (경과사항) 시행일부터 전국 확대 적용 전('25년말 예상)까지 본 규칙 유효

1] 실시간시장

- (목적) 재생E의 불확실성 및 변동성이 증가함에 따라 최종 급전 지시가 이루어지는 실시간에 가까운 전력시장을 신설하기 위함
- (시장구조) 하루전시장과 실시간시장의 이중시장 구조로 구성
 - (현재) 하루전시장(1시간 단위로 다음날 24시간에 대해 하루전 1회 개설)
 - (변경) 하루전시장+실시간시장(15분단위, 2시간에 대해 당일 15분마다 개설)
- (이중정산) 하루전시장 계약량은 하루전가격으로 정산하고 실시간 변동량은 실시간가격으로 정산하여 사업자의 계약이행 유인 강화

$$\text{하루전계약량} \times \text{하루전가격} + (\text{발전실적} - \text{하루전계약량}) \times \text{실시간가격}$$

- (현행 대비 변경) 하루전시장에 더해 실시간시장 추가 개설
- (기대효과) 전력시장을 통한 실시간 수급균형(벨런싱) 확보

2] 보조서비스(예비력)시장

- (목적) 계통유연성을 공급하는 피크자원에 대한 정당한 보조서비스 제공 대가를 지급하기 위함
- (내용) 실시간시장과 함께 15분 단위의 예비력시장을 도입하고 예비력을 시장 상품화하여 실시간으로 거래
 - 상품유형 : 주파수제어예비력, 1차, 3차예비력(제주 예비력 종류와 동일)
 - 시장구조 : 실시간시장과 동시최적화를 통한 예비력 종류별 낙찰
 - 가격결정 : 에너지대비 예비력의 기회비용(한계비용)으로 결정

- (현행 대비 변경) 예비력용량가치정산금은 예비력시장으로 보조 서비스정산금은 마일리지정산금으로 전환
- (기대효과) 예비력 부족(과다)시 예비력가격이 인상(하락)되므로 예비력의 실시간 가치 반영 → 변동성 대응 유연성 확보에 기여

③ 재생에너지 입찰제도

- (목적) 재생에너지 확대에 따른 변동성 완화를 위해 재생에너지 발전기의 중앙급전화(재생에너지의 주력자원화)를 유도하기 위함
- (등록) 급전가능 재생에너지로 구분하여 자원 등록
 - 급전가능 재생에너지 : 개별 또는 VPP 용량이 1MW를 초과하며 급전가능 한 경우 급전가능 재생에너지로 등록할 수 있음
 - * 단, 설비용량이 3MW를 초과하는 경우 급전가능 재생에너지로 등록하여야 함 (의무화 요청 사유 : 사업 초기 일부 사업자만 제도에 참여할 경우 참여한 사업자만 출력제어를 부담하게 되므로 제도 참여율이 저조할 수 있어, 현재 출력제어의 90%를 담당하고 있는 사업자가 모두 참여하여 공정하게 출력제어를 부담해 줄 것을 협조 → 개별 사업자의 부담을 완화하기 위한 조치임)
 - 그 외 재생에너지 : 현재와 동일(비중앙급전발전기)
- (발전입찰) 최대 10개 구간에 대해 공급가능용량과 입찰가격 제출
- (발전계획) 급전가능 재생E의 입찰서를 고려하여 발전계획 수립
 - 중앙급전발전기의 변동비와 급전가능 재생E의 입찰가격을 토대로 총비용이 최소화되도록 최적화 과정을 거쳐 발전계획 수립
 - ⇒ 시장원리에 따라 경제성에 의해 낙찰 여부가 결정
- (가격결정) 급전가능 재생E도 가격결정 자격을 가짐
- (예측제도 병행) 예측제도는 재생에너지 입찰 시 정확도를 높이고자 학습기회를 제공한 것이므로 입찰제도 도입 시 종료되어야 하나,
 - 전환기(예측제도→입찰제도) 조치로 제주 시범사업 동안 예측자원이 입찰제도 참여시 현행 예측 정산금의 50%를 1년간 지급

○ (수익구조) 급전가능 재생E는 중앙급전발전기와 동등한 대가 지급

구 분	에너지 정산금 (SMP)	부 가 정산금 (Uplift) ¹⁾	용 량 정산금 (CP) ²⁾	예 비 력정산금 (AS) ³⁾	임밸런스 페널티 (IMBP) ⁴⁾
중앙급전발전기	○	○	○	○	○
급전가능 재생E	○	○	○	-	○
비중앙급전 재생E	○	-	-	-	-

- 1) 부가정산금 : 하루전발전계획 이후 추가 출력제어 지시를 받은 경우 기대이익정산금 지급
- 2) 용량정산금 : 실효용량 기준으로 지급(ESS 연계 등 출력지속시간에 따라 차등, 북미 기준 준용)
- 3) 보조서비스 정산금 : 시범사업 시에는 AS 성능요건을 요구하지 않고 전국 확대부터 고려
- 4) 임밸런스 페널티 : 급전지시 대비 계량값의 편차가 허용오차를 초과할 경우 페널티 부과

○ (기대효과) 제어가 어려운 재생에너지를 제어가 가능 자원으로 전환
(중앙급전화)함에 따라 재생에너지 자체 변동성 저감 유도

5. 개정 효과

- (효율성 측면) 연료비가 없는 재생에너지 입찰 참여 및 급전지시 이행능력 확보로 자원의 최적 배분과 사회적 후생의 극대화 달성
- (안정성 측면) 재생에너지 증가에 대비하여 계통운영 안정성을 확보하면서 시장원리에 따라 가치를 보상받을 수 있는 시장구조 형성
- (정책적 측면) VPP의 시장참여 모델을 구축함으로써 재생에너지 발전량 예측, 전력IT, 원격제어 등의 전력신사업 활성화에 기여

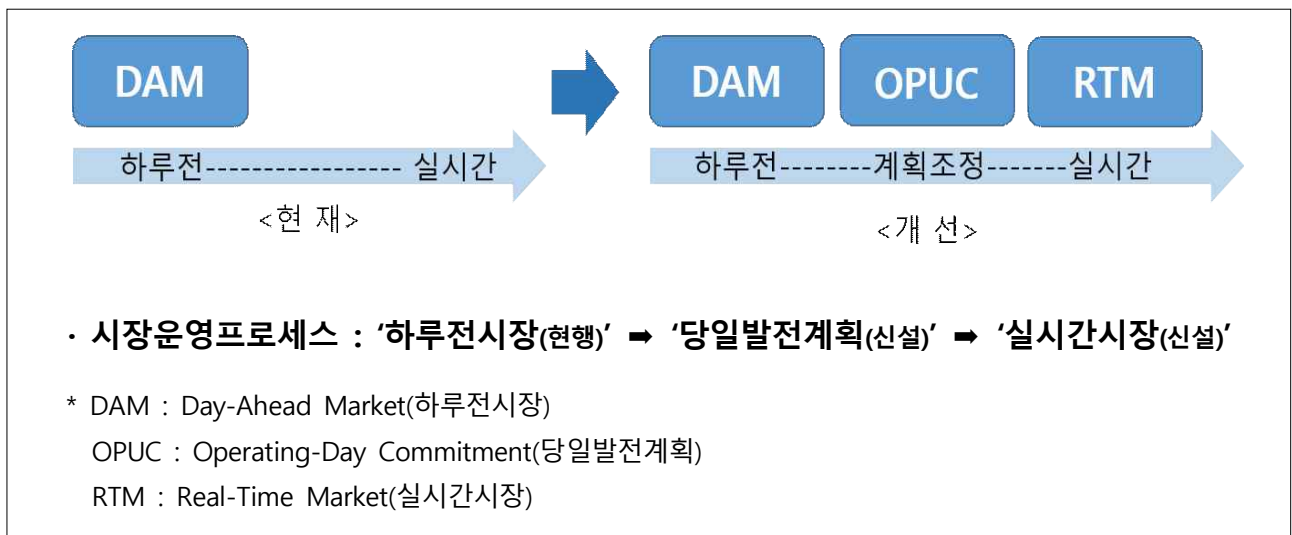
- 붙임 : 1. 상세 설명자료
2. 현행 및 개정안 대비표

상세 설명자료

① 전력시장 구조

□ 현물 전력시장을 ‘하루전시장’과 ‘실시간시장’으로 구성

< 전력시장 구조(현행 대비 개선) >



- ① (하루전시장) 하루전 예측한 전력수요를 만족시키기 위한 1시간 단위의 에너지 거래시장
 - (주요기능) 기동시간이 긴 발전기가 사전에 준비하여 낙찰된 발전량을 운영당일 적기에 운전할 수 있도록 가격신호 제공
- ② (당일발전계획) 하루전에 예측한 전력수요와 재생에너지 입찰량은 실시간과 상당한 차이가 발생할 수 있으므로 이를 사전에 조정하기 위해 하루전시장 이후 발전계획 재검토 및 조정과정 진행
 - (주요기능) 계통신뢰도 유지를 위한 공급자원의 조정
- ③ (실시간시장) 실시간으로 수요와 공급의 균형을 맞추는 밸런싱 시장으로 하루전 할당된 자원의 출력을 조정, 필요시 자원 추가 투입
 - 거래규모는 작지만 안정적인 계통운동을 위해서는 매우 중요한 시장
 - ▶ 변동성 대응 응답이 빠른 유연성 자원 유인

< 전력시장의 구성 >

구 분	하루전시장(DAM)	실시간시장(RTM)
거래상품	에너지 (예비력 확보량 고려)	에너지, 예비력(종류별)
거래단위	1 시간	15 분
수행주기	1 일 1 회	15 분마다, 1 일 96 회
청산엔진	DAUC	RTUC
정산단위	1 시간	15 분
입찰마감	D-1 11 시	T - 75 분
가격발표	D-1 18 시	T-15 분 전 (사전가격) D+1 18 시 (최종가격)

< 현물 전력시장 구조 비교 >

구 분	한국		북미*					
	현재	변경(제주)	PJM	MISO	ERCOT	NYISO	ISO-NE	
에너지 시장	하루전시장	○	○	○	○	○	○	○
	실시간시장	X	○	○	○	○	○	○
	이중정산	X	○	○	○	○	○	○
	임밸런스 페널티	X	○	○	○	○	○	○
AS 시장	AS 시장	X (요금기반)	○	○	○	○	○	○
	AS 상품	(예비력 용량가치 정산금)	주파수제어 1차예비력 3차예비력	주파수조정 운전예비력 정지예비력	주파수조정 운전예비력 대체예비력	주파수조정 응답예비력 정지예비력	주파수조정 운전예비력 정지예비력	주파수조정 10분운전 10분정지 30분운영
	마일리지	X	○	○	○	N/A	○	○

* 해외 전력시장 : Wholesale Electricity Market Design Initiatives in the United States, EPRI, 2016

5 하루전 및 실시간 시장가격 책정

- 시장가격 책정 방식 : 증분가격 + 무부하가격 + 기동가격
 - 현행 시장가격 책정 방식을 따름
 - 증분비용뿐만 아니라 무부하비용과 기동비용을 고려한 한계 발전기의 총 변동비용으로 시장가격 결정
 - 단, 필수운전 발전기에 대해서는 증분가격으로 가격결정
 - 발전사업자가 하한계약 입찰로 필수운전 발전기로 설정한 경우
 - 전력거래소가 계통계약 사유로 필수운전 발전기로 지정한 경우
 - * (설정사유) 필수운전 그룹 발전기의 운전계획 대수가 최소운전 대수와 같은 경우, 필수운전의 기동은 계통계약에 의해 이루어졌으나, 최소출력 이상에서 부하가 한 단위 증감발할 때 출력을 한 단위 증감시킬 수 있는 marginal unit에 해당되므로 증분비로 가격 결정(제주지역에 한정하여 시장제도를 우선 적용함에 따라 나타나는 제주와 육지의 간극을 처리하기 위해 한시적으로 적용하는 사항임)
- 가격결정 자격 : 비한계발전 및 계통계약운전 제외(현행과 동일)
 - (비한계발전) 최소출력, 최대증감발 및 열계약 및 시험운전 등 제약입찰량 수준으로 발전계획 된 경우 가격결정에서 제외
 - (계통계약운전) 계통계약 그룹에 지정된 발전기의 발전량 합계가 해당 제약 그룹의 최소출력 수준으로 계획된 경우, 해당 발전기 그룹은 가격결정에서 제외
- 가격결정 대상을 재생에너지로 확대
 - 전력시장에 가격입찰을 통해 참여하는 '급전가능 재생에너지'도 가격결정 자격을 가짐
- 제주지역 계통한계가격 산정불가 시 처리방법
 - 모든 발전기(HVDC 포함)가 가격결정 자격을 가지지 못하는 경우 $\text{Min}(\text{모든 발전기의 발전가격}, 0\text{원/kWh})$ 으로 결정

6 중앙급전발전기의 정산 및 결제

□ 에너지에 대한 정산

- ① **(전력량정산금)** 하루전낙찰량은 하루전가격으로 정산하고, 실시간 변동량은 실시간가격으로 정산

■ 이중정산(Two-Settlement)

$$= \text{하루전낙찰량} \times \text{하루전가격} + (\text{실시간발전량} - \text{하루전낙찰량}) \times \text{실시간가격}$$

- ② **(변동비보전 정산금)** 계통안정도 유지를 위해 변동비 손실이 발생함에도 불구하고 발전한 경우 변동비보전정산금(MWP) 지급

■ 변동비보전 정산금

$$= \text{Max} [\text{실시간발전량} \times \text{발전단가} \\ - \{ \text{하루전낙찰량} \times \text{하루전가격} + (\text{실시간발전량} - \text{하루전낙찰량}) \times \text{실시간가격} \} \\ - \text{예비력정산금}, 0]$$

- ③ **(기대이익 정산금)** 수급균형 유지를 위한 계통운영자의 지시에 따라 하루전 낙찰과 다르게 운전한 경우 기대이익정산금(MAP) 지급

■ 기대이익 정산금

$$= \text{Max} [(\text{하루전낙찰량} - \text{실시간발전량}) \times \text{실시간가격} \\ + (\text{하루전예비력계획량} - \text{Min}(\text{실시간예비력계획량}, \text{예비력실적})) \times \text{예비력가격} \\ - (\text{하루전낙찰량} - \text{실시간발전량}) \times \text{발전단가}, 0]$$

- ④ **(임밸런스 페널티)** 발전사업자 입찰계약량 대비 계량실적 편차가 허용오차를 벗어난 경우 미달 발전량에 대하여 페널티 부과

■ 중앙급전발전기에 대한 임밸런스 페널티

$$= - \text{실시간가격} \times \text{MAX} \{ (\text{계약입찰량} - \text{실시간발전량}) - \text{허용오차}(\epsilon)^*, 0 \} \times \text{페널티계수}(20\%)$$

* 허용오차(ϵ)

: 주파수추종/자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 ($RA_{i,t} \times 0.01$),
기타발전기의 경우 ($RA_{i,t} \times 0.005$) ※ 단, 최소 0.5MWh, 최대 5MWh 적용

< 오차율에 따른 페널티 수준 >

오차율	페널티 수준
허용오차 미만	0
허용오차 이상	20%

7 예비력 기준

- 신뢰도 고시 및 전력시장운영규칙을 통해 규정된 예비력 종류 및 기술요건 기준 적용

< 제주 운영예비력 종류 및 확보량 기준 >

예비력 종류		성능요건		확보량(MW)
운영 예비력	1차예비력	10초이내	5분유지	20 이상
	주파수제어예비력	5분이내	30분유지	15 이상
	2차예비력	10분이내	30분유지	-*
	3차예비력	30분이내	-	100 이상

* 제주는 제주-육지간 HVDC가 2차예비력을 담당하여 2차예비력을 확보하지 않음

8 예비력의 발전계획 모델링

- 응동속도가 빠른 1차예비력부터 주파수제어예비력, 3차예비력을 Cascading 방식*을 적용하여 확보

* Cascading : 응동 속도가 빠른 상위예비력 자원에 여분이 발생할 경우 이를 하위예비력이 대체하여 사용할 수 있음

단, 하위예비력으로 제공불가능한 영역에 대해서는 Cascading 불가 처리

* 응동속도 순서 : 1차예비력 > 주파수제어예비력 > 2차예비력 > 3차예비력

- 주파수제어예비력은 하향확보량까지 고려*하여 발전계획을 수립하고 가격결정에 반영

* 평상시 사용되는 주파수제어예비력은 상·하향을 대칭 확보

단, 주파수제어예비력 배분으로 인해 계획량이 최소출력 보다 증가한 경우 가격결정 제외

<주파수제어예비력 가격결정 예시>

구 분	최소출력	최대출력	발전계획량	5RR	주파수제어예비력	에너지가격결정
발전기 A	20	100	35	50	Min(100-35, 35-20, 50) = 15MW	X
발전기 B	20	100	85	50	Min(100-85, 85-20, 50) = 15MW	O

- 운영예비력의 발전계획 모델링 산식

• 1차예비력 $\geq 20\text{MW}$

• 1차예비력 + 주파수제어예비력 $\geq 35\text{MW}(20+15)$

• 1차예비력 + 주파수제어예비력 + 3차예비력 $\geq 135\text{MW}(20+15+100)$

※ 단, 주파수제어예비력은 양방향 대칭으로 확보하도록 모델링

9 예비력 시장구조

□ 시장구조

- 상품종류 : 주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력
- 시장구조 : 실시간 예비력시장(단일시장)으로 구성
 - 하루전 : 에너지와 예비력의 동시최적화를 통한 예비력계획 수립
 - 실시간 : 에너지와 예비력의 동시최적화를 통한 예비력 낙찰
- 거래단위 : 실시간시장 단위와 동일(시범사업은 15분 단위)

□ 참여요건 및 입찰방법

- 참여요건 : 자원요건(중앙급전발전기), 참여자격(보조서비스 이행가능)
- 입찰내용 : 현재와 동일
 - GF 가능여부, AGC 가능여부, GF 상·하한, AGC 상·하한

□ 실시간 예비력시장

- 하루전시장에서는 필요한 예비력을 사전확보 하고, 실시간시장에서 에너지와 예비력의 동시최적화를 통해 예비력가격 책정
- Min(실시간예비력 실적, 실시간예비력 계획량)에 대하여 실시간 예비력가격으로 정산금 지급

10 예비력가격 책정

- (가격결정 방법) 발전계획 상 예비력 배분 발전기를 대상으로 기회비용을 산출하고 예비력 상품별 가장 높은 값을 예비력 가격으로 결정
- 예비력가격에 대해서 Cascading 원칙을 적용하여 상위예비력이 하위예비력보다 가격이 높도록 설정
 - 예비력가격 = $\text{Max}(\text{발전기별 기회비용}^1, \text{하위예비력 가격}^2)$
 - 1) 해당 예비력이 배분된 발전기만을 대상으로 기회비용을 산정
 - 2) 하향기회비용으로 하위 예비력가격이 결정된 경우 제외

- (주파수제어예비력) 상·하향 대칭으로 확보되므로 상·하향기회비용 산출
- (상향기회비용) 발전기 출력 감발에 따른 기회비용은 에너지 가격에서 예비력을 제공한 발전기의 발전단가를 차감한 금액

$$\text{상향기회비용} = [\text{SMP} - \text{GP}(\text{발전단가})] \times \text{TLF}$$

※ SMP ≥ 발전단가인 경우 출력감발로 인해 SMP-발전단가 만큼의 기대이익 손실

- (하향기회비용) 발전기 출력 상향에 따른 기회비용은 예비력을 제공한 발전기의 발전단가에서 에너지가격을 차감한 금액

$$\text{하향기회비용} = [\text{GP}(\text{발전단가}) - \text{SMP}] \times \text{TLF}$$

※ SMP < 발전단가인 경우 출력상승 시 발전단가-SMP 만큼 손실 발생

- (주파수제어예비력 가격) 예비력 배분 상황에 따라 상·하향 기회비용을 달리 적용하여 결정
 - 주파수제어예비력 하향 확보 필요 시* : 하향기회비용 적용
 - * $\sum(\text{발전계획량} - \text{최소출력}) \leq \text{확보기준}$ 인 경우
 - 그 외의 경우 : 상향기회비용 적용

< 자원별 기회비용 산출 >

구 분		발전기 기회비용	HVDC 기회비용
1차 예비력	Cascading 불가 (AGC상한 ~ GF상한)	0	0
	Cascading 가능 (AGC상한 미만)	(제주SMP - GP) × TLF	예비력용량가치 단가
주파수 제어예비력	상향 기회비용	(제주SMP - GP) × TLF	예비력용량가치 단가
	하향 기회비용	(GP - 제주SMP) × TLF	예비력용량가치 단가
3차 예비력		(제주SMP - GP) × TLF	제주SMP - 육지SMP

< 주파수제어예비력 가격결정 예시 : SMP = 0원/kWh >

구 분	최소출력	최대출력	발전 계획량	발전단가	주파수 제어예비력	하향 가능량	상향 기회비용	하향 기회비용
발전기 A	20	100	30	100	10	10	-100	100
발전기 B	20	100	25	120	5	5	-120	120
발전기 C	20	100	20	140	0	0	0	0

* 주파수제어예비력 배분으로 발전기A, B는 가격결정에서 제외
발전기C는 최소출력운전으로 가격결정에서 제외되어, SMP는 0원/kWh로 결정
하향가능량 합계(15MW)=확보용량(15MW)이므로 하향기회비용으로 가격결정(120원/kW)

< 주파수제어예비력 가격결정 예시 : SMP = 140원/kWh >

구 분	최소출력	최대출력	발전 계획량	발전단가	주파수 제어예비력	하향 가능량	상향 기회비용	하향 기회비용
발전기 A	20	100	100	100	0	80	0	0
발전기 B	20	100	95	120	5	75	20	-20
발전기 C	20	100	90	140	10	70	0	0

* 가장 발전단가가 높은 발전기C가 SMP 140원/kWh로 결정
하향가능량 합계(225MW) > 확보용량(15MW)이므로 상향기회비용으로 가격결정(20원/kW)

11 예비력의 정산

□ 예비력시장의 정산

- 정산 : 예비력 종류별 실시간 예비력가격으로 정산 및 대금지급
 - 1차예비력
= $\text{Min}(1\text{차예비력실적}, 1\text{차예비력계획량}) \times 1\text{차예비력가격}$
 - 주파수제어예비력
= $\text{Min}(\text{주파수제어실적}, \text{주파수제어예비력계획량}) \times \text{주파수제어예비력가격}$
 - 3차예비력
= $\text{Min}(3\text{차예비력실적}, 3\text{차예비력계획량}) \times 3\text{차예비력가격}$

□ 마일리지에 대한 정산

- 목적 : 거래소의 자동발전제어(AGC*) 지시를 빠르고 정확하게 이행할수록 더 많은 인센티브 지급을 위한 이행실적기반 정산
- 정산 : 응동성과에 비례하여 마일리지 정산금 차등 지급
 - 마일리지 정산금 = 마일리지^① × 상관계수^② × 정확도계수^③ × 마일리지 정산단가^④

- ① **(마일리지)** 자원이 실제로 움직인 성능을 측정하는 것으로 발전기에 지시한 AGC 제어값의 1분 단위 변동량 적산치로 산정

$$\text{① 마일리지} = \sum (|\text{AGC 목표출력}_t - \text{AGC 목표출력}_{t-1}|)$$

- ② **(상관계수)** 목표출력과 발전출력 패턴 간의 상관관계(correlation)

$$\text{② 상관계수} = \text{CORREL}(\text{AG}_t, \text{EG}_t)$$

* AG_t : 상관계수가 최대가 되는 시점의 실제출력, EG_t : 해당구간의 목표출력

- ③ **(정확도계수)** 목표출력과 실제출력과의 오차율 적용

$$\text{③ 정확도계수} = (1 - |\text{AG}_t - \text{EG}_t|/\text{EG}_t)$$

- ④ **(정산단가)** 기존의 1차, 2차, 3차서비스 정산금 단가를 고려하여 비용위에서 의결하고 마일리지 실적으로 나누어 산정

- 현행대비 변경 : 보조서비스정산금을 마일리지정산금으로 전환

* (현행) 1차, 2차, 3차서비스 정산금 → (변경) 마일리지 정산금

12 재생에너지의 시장참여모델

□ 시장참여모델

○ 구분 : 급전가능 재생에너지와 급전불가 재생에너지로 구분

- 급전가능 재생에너지 : 개별 또는 VPP 용량이 1MW를 초과하며 급전가능 한 경우 급전가능 재생에너지로 등록할 수 있음

* 단, 설비용량이 3MW를 초과하는 경우 급전가능 재생에너지로 등록하여야 함
(의무화 요청사유 : 사업 초기 일부 사업자만 제도에 참여할 경우 참여한 사업자만 출력제어를 부담하게 되므로 제도 참여율이 저조할 수 있어, 현재 출력제어의 90%를 담당하고 있는 풍력사업자가 모두 참여하여 공정하게 출력제어를 분담해 줄 것을 협조 → 개별 사업자의 부담을 완화하기 위한 조치임)

- 그 외 재생에너지 : 현재와 동일(비중앙급전발전기)

< 재생에너지의 시장참여모델 >

구분	급전가능 재생에너지		그 외 재생에너지
	①단독형	②집합형(VPP)	
용량요건	1MW 초과*	1MW 초과* ~ 100MW 이하	-
참여방식	선택사항 (단, 설비용량 3MW 초과는 의무사항)		-
발전기 등록	급전가능 태양광·풍력발전기 (동일장소RE+ESS(보조))	급전가능 집합전력자원 (동일지역RE+ESS(보조))	비중앙급전발전기
입찰여부	○ (입찰가격 + 공급가능용량 입찰)	○ (입찰가격 + 공급가능용량 입찰)	X
제어성능 수준	상한제어 + 출력제어 지시	상한제어 + 출력제어 지시	X
정산	에너지	○	○
	부가정산금	○	○
	보조서비스	X**	X**
	용량요금	○	○
	임밸런스 페널티	○	○
이중정산 여부	○	○	X

* 1MW 설정사유 : 전기사업법 시행령 제19조 제1항 제2호 설비용량 기준 준용

* 재생에너지의 보조서비스 참여는 시범사업 도입 초기에는 제외, 향후 고려 예정

13 급전가능 재생에너지 자원의 구성

- (단독형) 1MW 초과 단독 태양광발전기 또는 풍력발전기
 - 낙찰량 및 제어성능 이행을 위해 보조자원으로 ESS 결합 가능
 - (집합형) 1MW 초과 집합 태양광 및 풍력발전기
 - 보유자원 : 20MW 이하¹⁾ 전력시장에 등록된 태양광, 풍력발전기
 - 집합자원 : 태양광, 풍력²⁾으로 구성하고 보조자원으로 ESS 결합, 집합 최소용량 1MW, 최대용량 100MW³⁾로 제한(ESS 용량 제외)
- 1) 20MW : 전기사업법 시행령 제1조의3 제1항에 따름
 2) 집합형의 구성 : 친환경인 태양광, 풍력으로 한정(추후 DR 등 점진적으로 확대)
 3) 100MW : 제주 화력기 용량 고려(집합용량이 과다할 경우 계통운영 곤란 초래)
- (모집대상) 제주도에 위치한 시장참여 태양광, 풍력, ESS(보조자원)
 - * 급전가능재생에너지는 비중앙급전발전기의 출력제어그룹에서 제외하여 자원 구분

14 급전가능 재생에너지 자원의 기술요건

□ 단독형 기술요건

구 분		급전가능 재생에너지발전기 기술요건	
발전기 용량		20MW 초과	1MW 초과 20MW 이하
실시간 정보 (발전사업자 →전력거래소)	제공장치	RTU	신재생자료취득장치 수준 이상
	제공주기	4초(전용망)	1분(공용망)
	제공항목 (D/L별)	<ul style="list-style-type: none"> · MW, MVar, Available MW · (풍 력) 풍속, 풍향, 주변기온, 운전 중인 터빈 수 · (태양광) 일사량, 주변기온 	
원격출력제어 (전력거래소↔ 발전사업자)		<ul style="list-style-type: none"> · 전력거래소: 출력상한, 출력제어 지시 · 발전사업자 : 제어지시 이행 	
출력의 상한조정		<ul style="list-style-type: none"> · 15분 평균 발전량을 출력상한 내로 조정가능 하여야 함 	

□ 집합형 모집요건

- (모집) 제주 내 송전혼잡이 발생하지 않으므로 다모선 모집 허용
 - 단, EMS의 계통해석 등을 고려하여 다모선 모집을 허용하되, 모선별 실시간 정보 제공

□ 집합형 기술요건

구 분		급전가능집합전력자원	
집합자원용량		1MW 초과 100MW 이하	
실시간 정보 (중개사업자 →전력거래소)	제공장치	신재생자료취득장치 수준 이상	
	제공주기	1분(공용망) 이상	
	제공 항목	모선별/ 자원별	· MW, Available MW
		대표 자료	· (풍 력) 대표지점의 풍속, 풍향, 주변기온 · (태양광) 대표지점의 일사량, 주변기온
원격출력제어 (전력거래소↔중개사업자)		· 전력거래소: 출력상한, 출력제어 지시 · 중개사업자 : 제어지시 이행	
출력의 상한조정		· 15분 평균 발전량을 출력상한 내로 조정가능 하여야 함	

- (실시간 정보제공 장치) 집합용량이 20MW를 초과하더라도 신재생자료취득장치를 통한 실시간 정보 제공 허용
 - VPP 활성화를 위함, 모선별 실시간정보를 제공함에 따른 기준 완화, 전용망 보안성 확보 등을 종합적으로 고려

- (성능시험) 상업운전 10일 전까지 아래 기술요건을 충족하는지에 대한 시험 완료, 거래소는 성능 확인 후 거래 개시 승인

15 급전가능 재생에너지 자원의 발전입찰

□ 급전가능 재생에너지(단독형, 집합형)

○ 가격입찰 : 0MW부터 최대 10개 발전구간*에 대한 가격을 입찰

* 10개구간 설정 사유 : 차기발전계획 및 현재 발전계획프로그램의 구간과 일치

○ 기술특성 : 최대·최소발전용량, 증·감발률, 기동·정지시간, 최소운전·정지시간, 최소출력도달시간

* 급전가능 재생에너지 자원은 최소발전용량을 감안하여 발전구간별 가격을 입찰

< 급전가능재생에너지 입찰서 내용 >

구 분	급전가능 재생에너지 발전입찰
공급가능용량	공급가능용량 (0MW부터 최대 10개 구간)
가격입찰	최대 10개 구간에 대한 가격을 입찰
입찰 상한	0원/kWh ¹⁾
입찰 하한 ²⁾	- (2개월 전 현물 REC 평균가격 × 2.5)
기술특성자료	<ul style="list-style-type: none"> · 최대발전용량 · 최소발전용량³⁾ (발전예측량의 10% 이하) · 최소출력도달시간 · 출력증감발률 · 기동/정지시간 · 최소운전시간/최소정지시간

1) 입찰 상한 : 재생에너지는 연료비가 발생하지 않으므로 0원/kWh로 설정

2) 입찰 하한 : - (2개월 전 현물 REC 평균가격 × 2.5)

3) 최소발전용량은 공급가능용량의 10% 이하로 설정

- 발전기를 완전히 정지(인버터 정지)하게 되면 전기안전관리자가 현장을 확인한 후 투입할 수 있도록 법령으로 규정화 되어 있음
- 최소발전용량 설정사유
 - 추후 출력상승 또는 추가 출력감축 시 원격제어 상태를 유지하기 위하여 인버터를 정지하지 않는 수준인 입찰량(공급가능용량)의 10% 수준을 유지토록 설정

16 급전가능 재생에너지 자원의 발전계획 반영방법

- (수립방법) 급전가능 재생에너지는 일반발전기와 동일한 기준 적용
- (출력제어) 급전가능 재생에너지는 입찰가격에 따라 출력제어

< 급전가능 재생에너지의 발전계획 반영방안 >

구 분	현 행	변 경	
	비중앙발전기	급전가능 재생에너지	급전불가 재생에너지
발전자원	대표 비중앙발전기	자원으로 모델링 (급전가능 집합전력자원, 급전가능 태양광 또는 풍력)	대표 비중앙발전기
변동비 반영	0원/kWh	가격 입찰	급전가능 재생E 가격입찰 최소값
공급가능용량	(육지) 일주일 이동평균 (제주) 거래소 예측	예측발전량(입찰)	고정계약 Max(거래소예측- 급전가능재생E입찰+ 자체발전계획량), 0
최소발전용량		예측발전량 × 10% 이하 (입찰)	
급전지시	-	출력하향제어+상한제어 (Ramp Down, Target MW)	-

17 급전가능 재생에너지 자원의 가격결정방식

- (가격결정) 급전가능 재생에너지도 가격결정 자격을 가짐
- (결정방법) 발전계획 된 일반발전기의 발전단가와 급전가능 재생에너지자원의 입찰가격 중 가장 높은 값으로 시장가격 결정

< 가격결정의 발전단가 산정방안 >

구 분	현 행	변 경	
가격결정 대상	중앙급전발전기	중앙급전발전기	급전가능 재생에너지
발전단가	$2aP + b + \frac{\sum(c - aP^2)}{\sum P} + \frac{SUP}{\sum P}$	$2aP + b + \frac{\sum(c - aP^2)}{\sum P} + \frac{SUP}{\sum P}$	발전계획 구간의 입찰가격

* (예외사항의 설정) 제주지역의 모든 발전기가 가격결정 권한이 없을 경우 제주지역 입찰 가격 중 가장 낮은 가격으로 결정

18 급전가능 재생에너지 자원의 정산 및 결제

□ 입찰하여 전력시장에서 낙찰된 발전량에 대해서는 급전지시 이행 의무를 부과하되, 일반 발전기와 동등한 대금 지급

○ 전력량정산금^① + 부가정산금^② + 용량요금^③ - 임밸런스 페널티^④

① **(전력량정산금)** 이중정산(Two-Settlement) 규칙을 적용하여 정산
- 급전가능 집합전력자원의 경우 중개사업자에게 정산금 지급

① 전력량정산금

= 하루전낙찰량 × 하루전가격 + (실시간발전량 - 하루전낙찰량) × 실시간가격

② **(부가정산금)** 변동비 손실 및 하루전발전계획 이후 급전지시에 의한 출력변경으로 인해 발생하는 기회비용 지급

②-1 변동비보전 정산금

= Max[실시간발전량 × 입찰가격
- { 하루전낙찰량 × 하루전가격 + (실시간발전량 - 하루전낙찰량) × 실시간가격 }, 0]

②-2 기대이익 정산금

= Max [(하루전낙찰량 - 실시간발전량) × 실시간가격
- (하루전낙찰량 - 실시간발전량) × 입찰가격 , 0]

※ 단, 급전지시량 대비 초과/미달 용량에 대해서는 지급하지 않음

③ **(용량정산금)** 입찰값과 실효용량 중 작은 값으로 지급

③ 용량정산금 = 기준용량가격 × Min (공급가능용량, 변경공급가능용량, 실효용량*)

* 실효용량 : 재생에너지의 공급신뢰도 기여분을 매년 수치화하여 발전원별 차등 적용

④ **(임밸런스 페널티)** 급전지시량 대비 실시간발전량이 허용오차를 벗어난 경우 과잉 발전량에 대해 임밸런스 페널티 부과

- 급전지시량 대비 과잉발전량에 대해 (SMP-입찰최솟값) 회수

④ 임밸런스 페널티

= - (실시간가격-입찰최솟값)

× MAX{(실시간발전량-급전지시량) - (주요자원 설비용량)×허용오차율*, 0 }

* 임밸런스 허용오차 도입 '24년 까지 12%, '24년에서 '25년 까지 8% 적용

19 재생에너지 예측제도 페이드아웃

- 예측제도는 재생에너지 입찰시 정확도를 높이고자 학습기회를 제공한 것이므로 재생에너지 입찰제도 도입 시 종료
 - (과도기 조치) 제주 시범사업 도입 시 전환기(예측제도→입찰제도) 조치로 제주 시범사업 동안 예측자원이 입찰제도 참여시 현행 예측 인센티브의 50%를 1년간 지급하고,
 - 제주 예측제도 참여자원 감소분을 고려하여 제주지역의 경우 예측제도의 주요자원 용량 합계를 1MW 초과*로 완화
 - 예측제도 주요자원 용량 합계 : (현행) 20MW → (변경) 1MW

○ 예측제도 경과조치

재생에너지 발전량 예측제도는 재생에너지 입찰제도(급전가능재생에너지) 도입 시 종료한다. 단, 제주계통에 연결된 급전가능재생에너지에 대해서는 현행 예측제도 인센티브의 50%를 개시일로부터 1년간 지급한다. 이 경우 예측자원의 주요자원 설비 용량 합계는 1MW 초과로 완화한다.

20 제주 시범사업 일몰시점

- (유효기간) 제주 시범사업은 전국 확대 전까지로 일몰시점 명시

○ 제주 시범사업 유효기간

제주 시범사업은 전국으로 확대 적용되기 전(2025년 말 예정)까지 효력을 가진다.

현행 규칙 및 개정(안) 대비표

가. 제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업 운영규칙(신설)

신 설(안)	개 정 사 유
<p>제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업 운영규칙</p> <p>제1절 통칙</p> <p>제16.1.1조(목적) 전력시장 개선에 관한 제주 시범사업(이하 “시범사업”이라 한다)의 시행에 필요한 세부사항을 정함으로써 시범사업의 원활한 운영을 도모하는 것을 목적으로 한다.</p> <p>제16.1.2조(적용범위) ① 이 장은 제주지역에서 전력거래를 하는 자에 대하여 적용한다. ② 시범사업과 관련하여 이 장에서 정하지 아니한 사항에 대하여는 별도의 지침을 마련하여 운용할 수 있다.</p> <p>제16.1.3조(기본방향) ① 변동성 재생에너지 확대에 대응하기 위한 시장제도를 구현하고자 시범사업을 수행한다. ② 향후 제16.1.4조 각호의 제도가 전국에 본격적으로 안착할 수 있도록 하기 위하여 재생에너지 비중이 높은 제주지역에 시범사업으로 제도를 우선 도입하고 보완하는 기간을 가진다.</p> <p>제16.1.4조(대상사업) 시범사업 대상사업은 다음 각 호와 같다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 실시간시장 2. 예비력시장 3. 재생에너지 입찰제도 4. 기타 전력시장 개선과 관련된 제도개선 사항 	<ul style="list-style-type: none"> • 시범사업 목적 명시 • 적용범위 및 별도 지침운용 명시 • 시범사업 추진 방향 명시 • 시범사업 대상 명확화

신 설(안)	개 정 사 유
<p>제16.1.5조(일반원칙) 시범사업의 일반원칙은 다음과 같다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 시장원칙이 작동하는 투명하고 합리적인 전력시장 체계를 조성한다. 2. 시장친화적인 방법을 통한 재생에너지의 주력 자원화를 도모한다. 3. 빠르게 변동하는 실시간 여건을 최대한 반영하는 시장구조를 구현한다. 4. 전력시장 및 전력계통 운영의 경제성 및 투명성을 제고한다. 	<ul style="list-style-type: none"> · 시범사업 원칙 명시
<p>제16.1.6조(다른 장과의 관계) 본 장에 따른 시범사업에 대한 규칙은 전력시장운영규칙 내 다른 장의 규정에 우선하여 적용한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 우선적용 명시
<p>제16.1.7조(다른 규칙과의 관계) 본 장에 따른 시범사업에 대한 규칙은 소규모전력중개시장운영에 관한 규칙에 우선하여 적용한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 우선적용 명시
<p>제16.1.8조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. “하루전시장”이라 함은 “하루전에너지시장”을 말한다. 2. “하루전에너지시장”이라 함은 거래일 전일 하루전발전계획을 통해 수립된 거래일에 대한 하루전발전계획량을 하루전에너지가격으로 거래하기 위한 시장을 말한다. 3. “하루전시장 단위거래기간”이라 함은 하루전시장에서 거래시간을 구분하기 위한 단위기간을 말한다. 하루전시장 단위거래기간은 1시간으로 정하며 각 단위거래기간은 해당 단위거래기간의 끝 시점으로 표시한다. (즉, 06시는 05:00직후부터 시작하여 06:00에 종료하는 기간을 의미한다.) 4. “하루전시장 입찰마감시간”이라 함은 하루전시장의 거래를 위하여 입찰자료를 제출할 수 있는 마지막시간을 의미한다. 하루전시장 입찰마감시간은 거래일 전일 오전 11시로 정한다. 5. “하루전발전계획”이라 함은 거래일 전일 거래일에 대하여 수립하는 발전계획을 말한다. 하루전발전계획에서 	<ul style="list-style-type: none"> · 용어정의 신설 · 하루전시장 정의 · 하루전시장 거래기간 명시 · 하루전시장 입찰마감시간 정의 · 하루전발전계획

신 설(안)	개 정 사 유
<p>는 하루전발전계획수립기간에 대한 발전기별 하루전발전계획량, 하루전에너지가격 및 하루전주과수제어예비력계획량, 하루전1차예비력계획량, 하루전3차예비력계획량을 동시에 결정한다.</p> <p>6. “하루전발전계획 수립기간”이라 함은 하루전발전계획이 수립되는 기간을 말한다. 하루전발전계획 수립기간은 거래일 01시부터 24시까지로 정한다.</p> <p>7. “당일발전계획”이라 함은 거래시점 1시간 전 1시간 간격으로 반복 수립하는 발전계획을 말한다. 당일발전계획은 매 시간의 00분 마다 정기적으로 수립하되, 수요·재생에너지 예측값의 급격한 변동 및 발전기·송변전 설비의 고장 등이 발생한 경우 추가로 수립할 수 있다. 당일발전계획에서는 당일발전계획 수립기간에 대한 발전기별 발전계획량 및 주과수제어예비력계획량, 1차예비력계획량, 3차예비력계획량을 하루전발전계획 이후 거래일의 계통 여건 변동사항을 고려하여 수립한다.</p> <p>8. “당일발전계획 단위수립기간”이라 함은 당일발전계획에서 시간을 구분하여 발전계획을 수립하기 위한 단위기간을 말한다. 당일발전계획 단위수립기간은 30분으로 정하며, 각 단위수립기간은 해당 단위거래기간의 끝시점으로 지칭한다. (즉, 06시는 05:30직후부터 시작하여 06:00에 종료하는 기간을 의미한다.)</p> <p>9. “당일발전계획 수립기간”이라 함은 당일발전계획이 수립되는 기간을 말한다. 당일발전계획 수립기간은 거래시점으로부터 12시간 후 까지 총 12시간 24개 구간으로 정한다.</p> <p>10. “실시간시장”이라 함은 “실시간에너지시장”, “실시간예비력시장”을 말한다.</p> <p>11. “실시간에너지시장”이라 함은 실시간 수급여건 조정을 위해 하루전발전계획량 대비 계량값과의 편차를 실시간에너지가격으로 거래하기 위한 시장을 말한다.</p> <p>12. “실시간시장 단위거래기간”이라 함은 실시간시장에서 거래시간을 구분하기 위한 단위기간을 말한다. 실시간시장 단위거래기간은 1시간을 4분할 한 15분으로 정하며 각 단위거래기간은 각각 1, 2, 3, 4구간으로 지칭한다. (즉, 06시 1구간은 05:00직후부터 시작하여 05:15에 종료하는 거래기간을 의미한다.)</p> <p>13. “실시간시장 입찰마감시간”이라 함은 실시간시장의 거래를 위하여 입찰자료를 제출할 수 있는 마지막시간을 의미한다. 실시간시장 입찰마감시간은 입찰하고자 하는 시간대에 대한 첫 구간의 시작시점으로부터 75분 전으로 정한다.</p>	<p>수립항목 명시</p> <p>· 당일발전계획 정의</p> <p>· 당일발전계획 수립단위 명시</p> <p>· 당일발전계획 수립기간 명시</p> <p>· 실시간시장 정의</p> <p>· 실시간에너지 시장 정의</p> <p>· 실시간시장 거래 기간 정의(15분)</p> <p>· 실시간시장 입찰 마감시간 정의</p>

신 설(안)	개 정 사 유
14. “실시간예비력시장”이라 함은 계통운영시스템(EMS)에서 집계된 실시간주파수제어예비력, 실시간1차예비력, 실시간3차예비력을 각각 실시간주파수제어예비력가격, 실시간1차예비력가격, 실시간3차예비력가격으로 거래하는 시장을 말하며, “예비력시장”으로 달리 말할 수 있다.	· 실시간예비력시장 거래상품 명시
15. “실시간발전계획”이라 함은 거래시점 30분 전 15분 간격으로 반복 수립하는 발전계획을 말한다. 실시간발전계획에서는 실시간발전계획 수립기간 중 첫 번째 구간에 대한 발전기별 실시간발전계획량, 실시간에너지가격, 실시간주파수제어예비력계획량, 실시간주파수제어예비력가격, 실시간1차예비력계획량, 실시간1차예비력가격, 실시간3차예비력계획량 및 실시간3차예비력가격을 결정한다.	· 실시간발전계획 수립항목 명시
16. “실시간발전계획 수립기간”이라 함은 거래시점으로 부터 120분 후 까지 총 2시간 8개 구간으로 정한다.	· 수립기간 정의
17. “제주 전력시장 발전계획 프로그램”이라 함은 전력거래소에서 하루전발전계획, 당일발전계획 및 실시간발전계획 수립에 사용하는 전산프로그램을 말한다.	
18. “급전가능재생에너지자원”이라 함은 “급전가능재생에너지발전기” 및 “급전가능집합전력자원” 을 말한다.	· 급전가능재생에 너지 신설
19. “급전가능재생에너지발전기”라 함은 제16.2.3조 제4항 및 제5항에 해당하는 전력거래소의 급전지시를 따를 수 있는 풍력발전기, 태양광발전기를 말한다.	
20. “급전가능집합전력자원”이라 함은 풍력발전기, 태양광발전기 및 전기저장장치를 통합하여 제16.2.4조 제3항 및 제4항에 해당하는 전력거래소의 급전지시를 따를 수 있도록 구성된 집합전력자원을 말한다.	· 집합자원 정의
21. “보유자원”이라 함은 급전가능재생에너지발전기 및 급전가능집합전력자원을 구성하는 주요자원과 보조자원을 말한다.	· 집합자원 내 보유자원 정의 용어변경 (개별→보유)
22. “주요자원”이라 함은 급전가능재생에너지발전기 및 급전가능집합전력자원에 속한 보유자원 중 직접 에너지를 생산할 수 있는 풍력발전기 및 태양광발전기를 말한다.	· 보유자원 내 구성 가능 자원 정의
23. “보조자원”이라 함은 급전가능재생에너지발전기 및 급전가능집합전력자원에 속한 보유자원 중 주요자원에서 생산된 에너지를 저장 및 방전할 수 있는 전기저장장치를 말한다.	· 보유자원 내 보조 자원 정의

신 설(안)	개 정 사 유
<p style="text-align: center;">제2절 급전가능재생에너지자원의 관리 기준</p> <p>제16.2.1조(급전가능재생에너지발전기의 등록기준) 급전가능재생에너지발전기로 전력시장에 등록하고자 하는 자원은 아래 각 호의 기준을 모두 충족하여야 한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 주요자원 및 보조자원이 제주도 내 소재할 것 2. 주요자원이 풍력발전기 또는 태양광발전기이고 설비용량이 1MW를 초과할 것 3. 주요자원 및 보조자원을 보유한 사업자가 동일할 것 4. 주요자원 및 보조자원이 동일한 변전소 또는 개폐소에 연계되어 있을 것 5. 제16.2.3조의 규정에 해당하는 기술요건을 갖출 것 6. 제15장 저탄소 전원 중앙계약시장에 참여하지 않은 자원일 것 <p>제16.2.2조(급전가능집합전력자원의 등록기준) 급전가능집합전력자원으로 전력시장에 등록하고자 하는 자원은 아래 각 호의 기준을 모두 충족하여야 한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 주요자원 및 보조자원이 제주도 내 소재할 것 2. 주요자원에 속하는 보유자원이 풍력발전기 또는 태양광발전기이고 설비용량이 20MW 이하일 것 3. 주요자원에 속하는 보유자원의 설비용량 합계는 1MW 초과 100MW 미만일 것 4. 동일한 소규모전력중개사업자가 주요자원 및 보조자원을 집합하여 구성할 것 5. 제16.2.4조의 규정에 해당하는 기술요건을 갖출 것 6. 제15장 저탄소 전원 중앙계약시장에 참여하지 않은 자원일 것 <p>제16.2.3조(급전가능재생에너지발전기의 기술요건) ① 설비용량이 20MW를 초과하는 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 원격소장치(RTU)를 이용하여 4초 주기의 실시간정보를 전용망을 통해 원격으로 전력거래소에 제공하여야 한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 단독자원 등록 기준 명시 • 1MW 초과 태양광·풍력 참여 가능 명시 • 집합자원 등록 기준 명시 • 보유자원 20MW 이하 모집가능 • 집합자원 설비용량 가능범위 명시 • 단독자원 기술요건 명시

신 설(안)	개 정 사 유
<p>② 주요자원 설비용량이 1MW 초과 20MW 이하인 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 신재생자료취득장치를 이용하여 공용망을 통해 1분 주기의 실시간정보를 원격으로 전력거래소에 제공하여야 한다. 다만, 발전사업자가 희망하는 경우 제1항의 원격소장치(RTU)에 해당하는 기준을 적용하여 정보를 제공할 수 있다.</p> <p>③ 제1항 및 제2항의 규정에 의하여 발전사업자가 전력거래소에 제공하여야할 실시간정보는 다음 각 호와 같다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 주요자원에 대한 송전단 기준 유효전력(MW), 무효전력(MVar), 공급가능 유효전력(Available MW) 2. 주요자원이 풍력발전기인 경우 풍력발전기의 풍속, 풍향, 주변기온, 운전 중인 터빈 수 3. 주요자원이 태양광발전기인 경우 태양광발전기의 일사량, 주변기온 4. 보조자원이 있는 경우 전기저장장치의 송전단 기준 유효전력(MW), 무효전력(MVar), 충전상태(%), 최대·최소충전용량(MW) 및 최대·최소방전용량(MW) 5. 기타 전력거래소가 요청하는 실시간 정보 <p>④ 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 원격소장치(RTU) 또는 신재생자료취득장치를 통해 전력거래소가 원격으로 송신하는 출력 제어지시를 15분 평균 발전량 기준으로 이행할 수 있어야 한다. 단, 시범사업 종료 후 전국 확대 시에는 5분 평균 발전량 기준으로 변경될 수 있다.</p> <p>⑤ 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 전화, 문서 또는 전력거래소가 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용하여 전력거래소가 지시한 출력상한제어지시를 15분 평균 발전량 기준으로 이행할 수 있어야 한다. 단, 시범사업 종료 후 전국 확대 시에는 5분 평균 발전량 기준으로 변경될 수 있다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 20MW미만 자원 RTU 또는 신재생자료취득장치 설치 명시 · 실시간 제공 항목 명시 · 실시간시장 거래 단위(15분)에 따라 출력제어지시 이행기준 명시
<p>제16.2.4조(급전가능집합전력자원의 기술요건) ① 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 신재생자료취득장치를 이용하여 공용망을 통해 1분 주기의 실시간정보를 원격으로 전력거래소에 제공하여야 한다. 다만, 소규모전력중개사업자가 희망하는 경우 제16.2.3조 제1항의 원격소장치(RTU)에 해당하는 기준을 적용하여 정보를 제공할 수 있다.</p> <p>② 제1항의 규정에 따라 소규모중개사업자가 전력거래소에 제공하는 실시간정보는 다음 각 호와 같다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 주요자원에 대한 송전단 기준 모선별, 전원별 유효전력(MW), 공급가능 유효전력(Available MW) 합계 	<ul style="list-style-type: none"> · 집합자원 기술 요건 명시 · 실시간 제공 항목 명시

신 설(안)	개 정 사 유
<p>2. 주요자원 중 풍력발전기가 있는 경우 대표 풍력발전기의 풍속, 풍향, 주변기온</p> <p>3. 주요자원 중 태양광발전기가 있는 경우 대표 태양광발전기의 일사량, 주변기온</p> <p>4. 보조자원이 있는 경우 전기저장장치의 송전단 기준 모션별 유효전력(MW), 충전상태(%), 최대·최소충전용량(MW), 최대·최소방전용량(MW)</p> <p>③ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 신재생자료취득장치를 통해 전력거래소가 원격으로 송신하는 출력제어지시를 15분 평균 발전량 기준으로 이행할 수 있어야 한다. 단, 시범사업 종료 후 전국 확대 시에는 5분 평균 발전량 기준으로 변경될 수 있다.</p> <p>④ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 전화, 문서 또는 전력거래소가 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용하여 전력거래소가 지시한 출력상한제어지시를 15분 평균 발전량 기준으로 이행할 수 있어야 한다. 단, 시범사업 종료 후 전국 확대 시에는 5분 평균 발전량 기준으로 변경될 수 있다.</p> <p>제16.2.5조(급전가능재생에너지자원의 등록신청) ① 제16.2.1조 및 제16.2.2조에 따른 등록기준을 만족한 자원을 보유한 사업자가 해당 자원을 급전가능재생에너지자원으로 신청하고자 하는 경우 제16.2.7조 제1항의 급전가능 재생에너지자원 전력거래개시일 2개월 전까지 별지 제125호 및 제126호의 서식을 작성하여 전력거래소에 제출하여야 한다.</p> <p>② 급전가능집합전력자원을 등록하고자 하는 소규모전력중개사업자는 소규모전력자원보유자와 체결한 중개계약서, 중개약관 및 요금 산정의 근거를 전력거래소에 제출하여야 한다.</p> <p>③ 제2항의 중개계약서에 기재하여야 할 사항은 다음 각 호와 같다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 제주 시범사업의 전력거래 당사자는 소규모전력중개사업자이며 전력시장의 전력거래대금은 소규모전력중개사업자가 수령한다는 사항 2. 소규모전력중개사업자가 소규모전력자원보유자에 대하여 지급하여야 할 전력거래대금이 미지급 되었을 경 	<p>· 실시간시장 거래 단위(15분)에 따라 출력제어지시 이행기준 명시</p> <p>· 등록신청 기간 명시</p> <p>· 법 시행규칙 제 17조의2 제1항에 따름 (약관 추가제출)</p> <p>· 자원보유자 보호 (법 시행규칙 제17조의2 제3항 제2호 명시)</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>우 소규모전력중개사업자가 책임진다는 사항</p> <p>3. 소규모전력중개사업자가 거래상 지위를 이용하여 소규모전력자원보유자에게 부당한 거래를 유인하거나 강제하지 않을 것이라는 사항</p> <p>4. 소규모전력자원보유자의 재생에너지 입찰제도 참여에 대한 권한을 소규모전력중개사업자에 위임하는 것에 대한 사항</p> <p>④ 제1항에도 불구하고 기 등록된 급전가능재생에너지자원이 보유자원의 변경없이 재등록하고자 하는 경우 제 125호 및 제126호의 서류제출을 면제할 수 있다.</p> <p>제16.2.6조(급전가능재생에너지자원의 등록) ① 전력거래소는 제16.2.5조 제1항의 등록신청서류를 제출받은 경우 다음 각 호에 해당하는 사항 외에는 전력거래개시일로부터 영업일 기준 10일 전까지 급전가능재생에너지발전기 및 급전가능집합전력자원의 등록을 완료하여야 한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 첨부서류 누락 2. 첨부서류와의 내용 불일치 3. 제16.2.9조에 의한 급전지시 이행능력시험에 불합격한 경우 4. 제16.8.1조의 규정에 따라 설치한 실시간 자료취득 및 제어설비가 전력거래소와 연계되어 있지 않은 경우 5. 기타 특별한 결격 사유 <p>② 제1항에 따라 급전가능재생에너지자원으로 등록된 자원에 대해서도 등록 이후 동항의 각호에 해당하는 사항을 발견하였을 경우 급전가능재생에너지자원의 등록을 취소할 수 있다.</p> <p>제16.2.7조(급전가능재생에너지자원의 전력거래) ① 제16.2.6조에 따라 등록된 급전가능재생에너지자원의 1차 전력거래일은 3월 첫 번째 날부터 8월 마지막 날 까지 2차 전력거래일은 9월 첫 번째 날부터 다음해 2월 마지막 날 까지로 정한다. 다만, 첫 번째 전력거래개시일은 제16장의 시범사업 시행일로 한다.</p> <p>② 제16.2.6조에 따라 등록된 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 또는 소규모전력중개사업자는 전력</p>	<p>· 입찰제도 권한 위임사항 포함</p> <p>· 등록 시 서류면제 기준</p> <p>· 등록 시 확인사항 및 등록완료 일자 명시</p> <p>· 재생에너지 입찰제도 거래기간 명시</p> <p>· 급전가능재생에너지</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>거래개시일에 해당하는 제16.3.1조, 제16.3.2조의 입찰자료를 하루전시장 입찰마감시간까지, 제16.3.4조의 입찰자료를 실시간시장 입찰마감시간까지 전력거래소에 제출하여야 한다.</p>	<p>지 입찰마감시간 명시</p>
<p>제16.2.8조(급전가능재생에너지자원 설비용량의 관리) ① 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자는 급전가능 재생에너지자원 및 보유자원의 폐업, 보유자원에 대한 전체 또는 부분적인 철거, 기타 복구 불가능한 고장 등으로 인하여 설비용량의 영구적인 감소가 발생한 경우 즉시 전력거래소에 신고하여야 한다.</p> <p>② 전력거래소는 설비용량 변경 분을 반영하여 해당자원의 설비용량을 변경하고, 해당 사업자에게 문자메시지 및 이메일 등의 수단으로 설비용량 변경 사실을 통지한다.</p>	<p>· 급전가능재생에너지 설비용량 감소시 관리기준</p>
<p>제16.2.9조(급전가능재생에너지자원에 대한 급전지시 이행능력 시험) ① 전력거래소는 제16.2.5조 제1항 따라 급전가능 재생에너지자원으로 등록신청한 자원에 대하여 제16.2.6조에 따른 등록 전까지 설비이용률이 10% 이상인 상태에서 제16.2.3조 제4항 및 제5항, 제16.2.4조 제3항 및 제4항에 따른 급전지시 이행능력을 갖춘 상태인지를 시험하여야 한다.</p> <p>② 제1항에 따른 급전지시 이행능력 시험에는 다음 각 호에 대한 사항이 포함된다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 현재출력의 60%, 80%, 100% 출력제어지시 이후 두 번째 실시간시장 단위거래기간 동안의 평균출력 오차를 다음 각 목의 허용오차 이내로 유지 <ul style="list-style-type: none"> 가. 2024년 12월 31일까지 : 설비용량의 12% 이내 나. 2025년 1월 1일부터 시범사업 종료까지 : 설비용량의 8% 이내 2. 기타 급전지시 이행능력 검증을 위한 추가 검토사항 <p>③ 전력거래소는 급전가능재생에너지자원으로 신청한 자원이 제1항에 의한 급전지시 이행능력 시험에 탈락한 경우 또는 시험일정 동안 설비이용률이 10%를 미달하는 경우 최초 시험을 시행한 주의 다음 주까지 제1항 및 제2항과 동일한 조건으로 재시험을 시행하여야 한다.</p> <p>④ 제16.2.5조에 따라 급전가능재생에너지자원의 등록을 신청한 사업자는 제1항에 따른 급전지시 이행능력 시험</p>	<p>· 등록 전 시험 기준 명시</p> <p>· 임밸런스 페널티 허용오차와 일치</p> <p>· 설비용량 기준 허용오차 산정</p> <p>· 설비이용률 10% 미달 시 재시험 시행</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>협일정을 제3항의 재시험일정을 고려하여 전력거래소와 협의하여 결정하여야 한다.</p> <p>제16.2.10조(급전가능재생에너지자원의 자격정지) ① 전력거래소는 급전가능재생에너지자원이 제16.2.13조에 의한 시장 감시 결과 동조 각호의 행위를 한 것으로 판단되는 경우 급전가능재생에너지자원 및 보유자원에 대한 자격을 정지할 수 있다.</p> <p>② 전력거래소는 급전가능재생에너지자원이 다음 각 호의 사항에 해당하는 경우 급전가능재생에너지자원으로서의 자격을 정지할 수 있다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 급전가능재생에너지자원이 제16.1.9조의 의무를 불성실하게 이행하여 5회 이상의 시정요구를 받았음에도 불구하고 개선되지 않는 경우 2. 소규모전력중개사업자가 제공한 재정보증이 제16.2.14조 제1항에서 정한 요건을 충족시키지 못하는 것으로 판단되는 경우 3. 소규모전력중개사업자가 제16.6.1.1조 제4항 및 제16.6.1.2조 제6항의 규정에 의한 전력거래소의 보유자원에 대한 정산금 지급 지시에 3회 이상 불응한 경우 <p>③ 전력거래소는 제1항 내지 제2항에 따른 사유로 인해 급전가능재생에너지자원의 자격을 정지하고자 하는 경우 해당 사업자에게 자격정지를 예고하여야 한다.</p> <p>④ 전력거래소는 제16.2.11조 제1항에 따라 급전가능재생에너지자원이 이의신청을 하지 않은 경우 자격정지 통지일로부터 3일 후 급전가능재생에너지자원의 자격을 정지하여야 한다.</p> <p>⑤ 전력거래소는 제16.2.11조 제2항의 이의신청이 받아들여지지 않은 경우 처리결과 통지일 다음날부터 급전가능재생에너지자원의 자격을 정지하여야 한다.</p> <p>제16.2.11조(급전가능재생에너지자원의 자격정지에 대한 이의신청) ① 제16.2.10조 제3항에 따라 자격정지 예고를 통지받은 사업자는 자격정지 통지일로부터 3일 이내에 전력거래소에 이의를 신청할 수 있다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 자격정지 기준 명시 • 영구자격정지 조항 삭제 <ul style="list-style-type: none"> • 자격정지에 대한 사업자 이의

신 설(안)	개 정 사 유
<p>② 전력거래소는 제1항의 이의신청에 대하여 이의신청일로부터 10일 이내에 그 처리결과를 해당 사업자에게 통지하여야 한다.</p> <p>제16.2.12조(급전가능재생에너지자원의 등록말소) ① 전력거래소는 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자가 급전가능재생에너지자원의 등록말소를 요청하는 경우 말소 희망일 1개월 전까지 전력거래소에 신청하여야 하고, 전력거래소는 특별한 이유가 없는 한 말소 신청에 대한 처리를 하여야 한다.</p> <p>② 전력거래소는 제16.2.10조 제1항에 해당하는 사유로 급전가능재생에너지자원의 자격이 정지된 경우 해당 자원의 등록을 말소하여야 한다.</p> <p>③ 전력거래소는 제16.2.10조 제2항에 해당하는 사유로 급전가능재생에너지자원의 자격정지가 된 자원이 다시 급전가능재생에너지자원으로 신청하지 않는 경우 급전가능재생에너지자원의 등록을 말소하여야 한다.</p> <p>④ 전력거래소는 제16.2.5조 제4항의 재등록을 하지 않은 급전가능재생에너지자원의 등록을 말소하여야 한다.</p> <p>⑤ 전력거래소는 소규모전력중개사업자가 소규모전력중개사업을 폐지하였음에도 불구하고 급전가능재생에너지 자원의 등록 말소를 신청하지 아니한 경우 직권으로 등록을 말소하여야 한다.</p> <p>제16.2.13조(급전가능재생에너지자원에 대한 시장 감시) 전력거래소는 급전가능재생에너지자원을 보유한 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 다음 각 호에 해당하는 것으로 의심되는 행위를 할 경우 시장감시위원회에 신고할 수 있으며, 해당 사업자는 시장감시위원회의 요구 시 제6.3.4조에 의한 시장 감시 및 제6.3.5조에 의한 현장조사를 받도록 하여야 한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 담합 등의 행위를 통한 시장가격 조작 2. 계량 값 조작, 거짓자료 제출 등의 행위를 통한 정산금 부당 수령 3. 고의로 공급가능용량을 과대·과소 입찰하는 행위 4. 기타 전력시장의 공정한 경쟁을 저해하는 행위 	<p>신청 기준 명시</p> <ul style="list-style-type: none"> • 자원 등록말소 기준 명시 • 영구자격정지 조항 삭제 • 다음 거래차수 등록하지 않은 경우 자동말소 • 시장감시 항목 명시

신 설(안)	개 정 사 유						
<p>제16.2.14조(급전가능집합전력자원의 재정보증) ① 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자가 시범사업에 참여하여 거래를 하는 기간 동안에는 보유자원에 대한 원활한 정산대금 지급을 위하여 전력거래소에 지속적으로 제3.4.1조 제3항의 규정에 따른 현금 재정보증 또는 동조 제4항의 규정에 따른 비현금의 형태로 재정보증을 별도로 제공하여야 한다. 이때, 현금 재정보증은 제4.3.4조의 규정에 의한 전력거래전담 금융기관에 개설된 해당 소규모전력중개사업자의 보증금계좌에 예치된 자금으로 한다. 단, 「공공기관의 운영에 관한 법률」에 따른 공공기관이거나 「자본시장과 금융투자업에 관한 법률」에 따라 금융위원회의 인가를 받은 신용평가사로부터 채권 또는 기업신용등급에 대해 최우수등급(AAA)을 받은 자는 재정보증을 면제할 수 있고, 이 경우 신용평가등급 최우수등급은 다음과 같이 정한다.</p> <table border="1" data-bbox="421 655 1547 735"> <thead> <tr> <th>한국신용평가</th> <th>한국기업평가</th> <th>NICE신용평가</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>AAA</td> <td>AAA</td> <td>AAA</td> </tr> </tbody> </table> <p>② 제1항의 재정보증 기간은 제16.2.7조 제1항의 전력거래개시일부터 전력거래종료일에 해당하는 급전가능집합전력자원의 최종결제일 익일까지로 한다.</p> <p>③ 재정보증금액은 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자별 월별 전력판매대금 중 최대 값을 해당 월의 일수로 나누어 산출한 일평균 구매금액의 40배로 하며, 월별 최대 전력판매대금은 전월 f에 대하여 아래와 같이 계산한 값으로 정한다.</p> <p>월별 평균 전력판매대금 $= \sum_f (\text{전월별설비용량}_f \times \text{전월 월별 전월별 평균이용률}_f \times \text{전월 월별 전월별 평균정산단가}_f)$</p> <p>여기서, f : 급전가능재생에너지자원에 속한 보유자원의 전월의 집합, f = { 풍력, 태양광 }</p> <p>④ 전력거래소는 제3항에 의해 설정된 재정보증금액을 제16.2.7조 제1항의 전력거래개시일 5일 전까지 통지한다.</p>	한국신용평가	한국기업평가	NICE신용평가	AAA	AAA	AAA	<ul style="list-style-type: none"> • 현행 재정보증 규칙 준용 (3.4.1조 참고) • 보증금 계좌 관련 규정 문구 보완 • 재정보증 면제 규정 (현행규정 준용)
한국신용평가	한국기업평가	NICE신용평가					
AAA	AAA	AAA					

신 설(안)	개 정 사 유
<p>⑤ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 제4항에 의하여 통지된 금액을 제3.4.1조 제3항의 규정에 의한 현금 또는 동조 제4항의 규정에 의한 비현금의 형태로 제16.2.7조 제1항의 전력거래개시일 3일 전 까지 전력거래소에 납부하여야 한다.</p> <p>⑥ 채무불이행 해소에 관한 사항은 제3.4.5조의 규정을 따른다.</p> <p>⑦ 소규모전력중개사업자의 급전가능집합전력자원이 제16.2.12조에 따라 등록이 말소되는 경우에는 전력거래소는 해당 소규모전력중개사업자에 대한 재정보증을 해지한다.</p>	
<p>제3절 발전입찰과 전력수요예측</p>	
<p>제16.3.1조(하루전시장 입찰서의 제출) ① 1MW를 초과하는 발전기를 보유한 발전사업자 또는 1MW를 초과하는 집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 제16.1.8조 제4호의 하루전시장입찰마감시간까지 하루전시장 입찰서를 제16.3.2조의 내용을 포함하여 전력거래소에 제출하여야 한다.</p> <p>② 제1항의 규정에 의한 입찰서, 전기저장장치 충전계획서의 제출절차 및 기타 입찰운영에 필요한 세부사항은 별표4와 같다.</p> <p>③ 전력거래소는 동일한 발전기, 중앙급전전기저장장치 및 급전가능집합전력자원에 대하여 두 개 이상의 입찰서가 제출되는 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서 중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서를 유효한 입찰서로 인정한다.</p> <p>④ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 입찰서에 제16.3.2조에서 정한 입찰서의 내용 중 전부 또는 일부가 누락되거나 모사전송방식에서 입찰서를 제출한 자의 서명이 누락된 경우에는 입찰서를 제출하지 아니한 것으로 간주한다.</p> <p>⑤ 전력거래소는 입찰서가 접수된 시각을 기록하여 관리한다.</p>	<p>· 입찰서 제출</p> <p>· 입찰대상 명확화</p>
<p>제16.3.2조(하루전시장입찰서의 내용) ① 중앙급전발전기 또는 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자의 하</p>	<p>· 중앙급전은</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>루전시장입찰서의 내용은 제2.3.2조를 따른다.</p> <p>② 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자 또는 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자의 하루전시장입찰서의 내용은 다음 각 호와 같다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 시간대별 최대 10개 구간에 대한 입찰구간별 공급가능용량(MW)과 입찰가격(원/kWh) 여기서, 입찰구간은 제1구간부터 최대 제10구간까지로 나뉜다. <ol style="list-style-type: none"> 가. 제1구간의 공급가능용량은 0MW보다 크거나 같아야 한다. 나. 입찰구간별 입찰가격은 이전 입찰구간의 입찰가격보다 크거나 같은 가격으로 기재한다. 다. 입찰구간별 공급가능용량은 이전 입찰구간의 공급가능용량보다 큰 용량으로 기재한다. 라. 마지막 입찰구간의 공급가능용량은 시간대별 공급가능용량과 같아야 한다. 마. 마지막 입찰구간의 입찰가격은 입찰상한가격보다 작거나 같아야 한다. 바. 제1구간의 입찰가격은 입찰하한가격보다 크거나 같아야 한다. 2. 시간대별 공급가능용량(MW) 3. 시간대별 최소발전용량(MW) 여기서, 최소발전용량은 제2호의 시간대별 공급가능용량의 10% 이하로 작성한다. 4. 기동정지관련 기술특성자료 <ol style="list-style-type: none"> 가. 기동소요시간(h) 나. 최소발전용량도달시간(h) 다. 계통분리시간(h) 라. 최소운전시간(h) 마. 최소정지시간(h) 5. 출력배분관련 기술특성자료 <ol style="list-style-type: none"> 가. 출력증가율(MW/min) 나. 출력감소율(MW/min) 	<p>현행규정 준용</p> <ul style="list-style-type: none"> · 급전가능재생에너지 입찰서 항목 신설 · 급전가능재생에너지자원 공급가능용량 및 입찰가격 기준 기술

신 설(안)	개 정 사 유
<p>③ 제2항 제1호 마목의 입찰상한가격 및 바목의 입찰하한가격은 다음 각 호에 따라 정한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 입찰상한가격은 0원/kWh로 정한다. 2. 입찰하한가격은 과거 2개월 전 현물 REC 평균가격의 2.5배를 음수로 취한 값을 소수점 둘째자리까지 반올림한 값으로 정한다. <p>④ 송전사업자는 별표4의 전자입찰시스템 또는 별지 제31-4호 서식에 의거하여 송전사업자용 전기저장장치운영 계획서를 전력거래소에 제출하여야 한다.</p> <p>⑤ 제1항 및 제2항에 해당되지 않는 1MW 초과 비중앙급전발전기는 별지 제31-7호 서식에 의거하여 자체발전 계획량을 제출하여야 한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 변동비가 0원이므로 0원 이하입찰 (담합방지위함) · 입찰하한가(M2 평균 현물 REC) · 1MW초과 비중앙 계획량 제출(신규분)
<p>제16.3.3조(하루전시장 입찰서를 제출받지 아니한 경우) ① 전력거래소는 제16.3.1조에 의한 입찰서를 제출받지 아니한 경우에는 다음 각 호의 방식에 의하여 하루전시장 입찰이 이루어진 것으로 본다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 중앙급전발전기, 급전가능재생에너지자원, 중앙급전전기저장장치의 공급가능용량 및 송전사업자용 전기저장 장치의 주과수조정가능용량은 가장 최근에 제출된 유효한 입찰서의 같은 시간대 값을 적용한다. 2. 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치의 기술적 특성은 거래일 이전 가장 최근에 계통평가위원회에서 결정된 자료의 값을 적용한다. 3. 급전가능재생에너지자원의 기술적특성은 가장 최근에 제출된 유효한 입찰서의 같은 시간대 값을 적용한다. 4. 급전가능재생에너지자원의 입찰가격은 모든 발전구간에 대하여 0원/kWh를 적용한다. <p>② 전력거래소는 거래일 전일 오전 5시까지 제1항을 고려하여 거래일의 하루전시장 입찰서를 생성하여야 한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 하루전시장 입찰을 하지 않는 경우 기준 명시 · 입찰하지 않는 경우 0원/kWh 적용
<p>제16.3.4조(실시간시장의 입찰) ① 실시간시장의 입찰은 제16.3.1조부터 제16.3.3조까지의 규정에 따른 하루전시장 입찰로 대신한다.</p> <p>② 제1항에도 불구하고 하루전에너지시장입찰마감시간 이후 기상상황, 불시고장 등으로 중앙급전발전기, 중앙</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 실시간시장 입찰방법 명시 · 하루전 입찰마감

신 설(안)	개 정 사 유
<p>급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 공급가능용량 및 기술적 특성, 급전가능재생에너지자원의 입찰가격, 송전사업자용 전기저장장치의 주파수조정가능용량 및 그 외 발전기의 자체발전계획량 등의 내용을 변경할 필요가 있는 경우, 제16.1.8조 제13호의 실시간시장 입찰마감시간까지 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출하여야 한다.</p> <p>③ 급전가능재생에너지자원은 모든 입찰구간에 대하여 제16.3.2조 제2항에 따라 제출한 입찰가격보다 더 높은 가격으로 입찰할 수 없다.</p> <p>④ 중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 하루전시장 입찰마감시간 이후 제2.3.2조 제1항 제8호의 규정에 의한 제약운전에 따른 발전계획량을 변경한 경우 해당 사유를 입찰서에 명기하여야 한다. 시운전, 성능시험, 자체시험 외의 사유로 입찰 마감시간까지 제출한 자료와 변경입찰 자료가 20%이상 차이가 발생하는 경우에는 전력거래소가 발전사업자에게 증빙서류를 요청할 수 있으며, 이 경우 해당사업자는 요청일로부터 7일 이내 증빙서류를 제출하여야 한다.</p> <p>제16.3.5조(실시간시장 입찰마감시간 이후 입찰자료의 변경) ① 실시간시장 입찰마감시간 이후 예측할 수 없는 자원의 고장 등의 사유로 입찰자료를 변경하여야 할 필요가 있는 경우 사유가 발생한 때로부터 2시간 이내에 변경된 입찰서를 제출하여야 한다. 단, 급전가능집합전력자원의 경우 12시간 이내에 변경된 입찰서를 제출하여야 한다.</p> <p>② 제1항에 의하여 제출된 입찰자료는 제16.4.5조의 실시간발전계획 수립을 위한 입력자료로 사용하지 아니한다.</p> <p>제16.3.6조(당일수요예측 및 통지) ① 전력거래소는 당일발전계획 수립을 위한 당일수요예측을 하여야 하며, 제16.4.3조 제2항에 따른 당일발전계획 수립시점까지 당일수요예측시스템을 통해 당일발전계획 수립기간에 해당하는 수요를 예측하여야 한다.</p> <p>② 전력거래소는 제1항의 당일수요예측 결과를 제16.4.4조 제1항의 당일발전계획 통지 시점에 전기사업자, 소규모전력중개사업자 및 수요관리사업자에게 통지하여야 한다.</p>	<p>이후 변경입찰시 실시간시장 입찰에 반영</p> <ul style="list-style-type: none"> • 입찰대상 명확화 • 가격입찰 기준 명시 • 기존규칙 준용 <p>• 집합전력자원 예외규정 신설</p> <ul style="list-style-type: none"> • 당일발전계획 수립에 따른 당일수요예측 및 통지 기준

신 설(안)	개 정 사 유
<p>제16.3.7조(실시간수요예측 및 통지) ① 전력거래소는 실시간발전계획 수립을 위한 실시간수요예측을 하여야 하며, 제16.4.5조 제2항에 따른 실시간발전계획 수립시점까지 실시간수요예측시스템을 통해 실시간발전계획 수립 기간에 해당하는 수요를 예측하여야 한다.</p> <p>② 전력거래소는 제1항의 실시간수요예측 결과를 제16.4.6조 제1항의 실시간발전계획 통지 시점에 전기사업자, 소규모전력중개사업자 및 수요관리사업자에게 통지하여야 한다.</p> <p style="text-align: center;">제4절 발전계획 및 가격결정</p> <p>제16.4.1조(하루전발전계획의 수립) ① 전력거래소는 거래일에 대한 자원의 하루전 발전계획량 및 하루전 예비력계획량을 산출하고 하루전에너지가격을 결정하기 위하여 제주지역의 총 발전 및 입찰비용과 수요감축비용 최소화를 목적으로 하는 송전단 기준의 하루전발전계획을 수립한다. 단, 육지-제주간 송전계획량에 대해서는 거래일 해당 거래시간에 대한 제2.4.2조의 계통한계가격을 적용한다.</p> <p>② 제1항의 규정에 의해 수립하는 하루전발전계획의 수립단위는 1시간으로 하고, 수립기간은 거래일 1시에서 24시로 한다.</p> <p>③ 제1항의 규정에 의해 수립하는 하루전발전계획에는 제2.1.1.3조의 발전비용자료, 제16.3.1조부터 제16.3.3조까지의 입찰자료, 제12.4.2.2조 제1항 제1호의 수요반응자원 입찰자료, 제2.3.5조 제3항의 일간수요예측, 제12.4.2.8조 제1항 제1호 및 동항 제2호 가목, 나목의 수요반응자원 감축계획량, 제12.7.3.7조의 수요반응자원 증대계획량, 제2.5.3조의 발전기별 정적손실계수, 제16.4.3조의 당일발전계획 수립 결과 및 다음 각 호를 고려한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 별표3 1.4의 운영예비력 2. 하루전발전계획 송전제약 검토서 3. 비중양급전발전기 과거 발전실적 및 발전예측량 4. 제주HVDC 운영계획서 및 육지 계통한계가격 	<ul style="list-style-type: none"> · 실시간발전계획 수립에 따른 실시간수요예측 및 통지 기준 · 하루전발전계획 수립기준 명시 · HVDC 적용가격 문구 명확화 · 수립단위 및 수립기간 명시 · 수립 시 고려 항목 명시

신 설(안)	개 정 사 유
<p>④ 제1항부터 제3항까지에 관한 세부사항은 별표34을 따른다.</p> <p>⑤ 전력거래소는 제3항 제1호의 운영예비력 수준 고려 시 다음 각 호의 사항을 따라 발전계획을 수립한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 1차예비력은 송전사업자의 전기저장장치에 의한 주파수조정용량을 반영한다. 2. 주파수제어예비력은 평상시 안정적인 주파수 유지를 위해 상·하향 대칭으로 확보하여 주파수제어예비력 확보기준을 충족하도록 한다. 3. 제2호의 확보기준을 충족하기 위해 각 발전기별 주파수제어예비력은 감발가능한 용량 수준까지 할당한다. <p>⑥ 전력거래소는 제3항 제3호의 비중앙급전발전기 발전예측량이 과다하여 계통의 안정적인 운영이 어려울 것으로 판단되는 경우 하루전발전계획 수립 시 비중앙급전발전기 발전량의 상한을 지정하여 적용할 수 있다.</p> <p>⑦ 하루전발전계획의 초기 입력자료로 사용되는 발전기 연속운전시간, 출력 및 전기저장장치 저장전력량 등은 하루전발전계획을 수립하는 시간으로부터 가장 최근에 수립된 당일발전계획 결과를 사용한다.</p> <p>⑧ 하루전발전계획 수립기간보다 기동소요시간과 최소운전시간을 합한 시간이 긴 발전기의 경우 발전계획 담당자의 판단에 따라 거래일의 해당발전기 운전여부를 사전 지정하여 하루전발전계획을 수립할 수 있다.</p> <p>제16.4.2조(하루전발전계획의 통지) ① 전력거래소는 제16.4.1조의 규정에 의한 하루전발전계획의 결과를 거래일 전일 18시까지 해당 발전사업자, 송전사업자, 수요관리사업자 및 소규모전력중개사업자에게 통지함을 원칙으로 한다.</p> <p>② 제1항의 규정에 의한 통지는 다음 각 호의 사항을 포함하여야 한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 하루전발전계획량 및 수요반응자원의 감축계획량 2. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치의 하루전예비력계획(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력) 3. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 가격결정제외사유(계통운영발전기표시기, 비한계발전기표시기) 4. 하루전발전계획 송전계약검토서 	<ul style="list-style-type: none"> · 하위위임규정 · 예비력 대칭 기준 · 발전기 기동정지 결정 근거 명시 · 하루전발전계획 통지기준 · 통지항목 명시

신 설(안)	개 정 사 유
<p>6. 발전기별 출력, 운전상태, 차단기상태 등에 대한 계통운영시스템 취득정보</p> <p>7. 기타 안정적 실시간 계통운영을 위하여 발전계획 수정을 필요로 하는 사안</p> <p>② 제1항에 의해 수립하는 당일발전계획의 수립시점은 거래일 하루 전 18시부터 1시간마다 정기적으로 수립하 되 필요에 따라 비정기적으로 수립할 수 있으며, 발전계획수립단위는 30분, 수립기간은 발전계획 수립시점으로 부터 1시간 후 부터 13시간 후까지 총 12시간으로 정한다.</p> <p>③ 당일발전계획의 초기 입력자료로 사용되는 발전기 연속운전시간, 출력 및 전기저장장치 저장전력량 등은 제 1항 제6호의 계통운영시스템에서 취득한 자료를 사용한다.</p> <p>④ 전력거래소는 제1항 제3호의 비중양급전발전기 발전예측량이 과다하여 계통의 안정적인 운영이 어려울 것으로 판단되는 경우 당일발전계획 수립 시 비중양급전발전기 발전량의 상한을 지정하여 적용할 수 있다.</p> <p>⑤ 당일발전계획의 수립기간보다 기동소요시간과 최소운전시간을 합한 시간이 긴 발전기의 경우 제16.4.1조의 하루전발전계획의 운전상태를 준용하는 것을 원칙으로 하되 필요시 발전계획 담당자의 판단에 따라 조정하여 당일발전계획을 수립할 수 있다.</p> <p>제16.4.4조(당일발전계획의 통지) ① 전력거래소는 제16.4.3조의 규정에 의한 당일발전계획의 결과를 발전계획 수립 즉시 해당 발전사업자, 송전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 통지함을 원칙으로 한다.</p> <p>② 제1항에 의한 통지는 다음 각 호의 사항을 포함한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 중양급전발전기, 중양급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 당일발전계획량 2. 중양급전발전기, 중양급전전기저장장치의 당일에비력계획(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력) 3. 당일에비력계획 합계(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력) 4. 기타 통지가 필요한 사항 <p>③ 제2항 이외의 당일발전계획에 관한 정보공개는 제8.2.3.7조에 따른다. 다만, 전기사업자의 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있거나, 전력계통의 취약성 정보 등 국가안보 및 국민안전과 관련된 정보는 공개하지 않는다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 수립단위 및 수립기간 명시 • 발전기 기동정지 결정 근거 명시 • 당일발전계획 통지기준 명시 • 통지항목 명시

신 설(안)	개 정 사 유
<p>제16.4.5조(실시간발전계획의 수립) ① 전력거래소는 실시간 발전계획량 및 실시간 예비력계획량을 산출하고 실시간에너지가격 및 실시간예비력가격을 결정하기 위하여 제주지역의 총 발전 및 입찰비용과 수요감축비용 최소화를 목적으로 하는 송전단 기준의 실시간발전계획을 수립한다. 단, 육지-제주간 송전계획량에 대해서는 거래일 해당 거래시간에 대한 제2.4.2조의 계통한계가격을 적용한다.</p> <p>② 제1항의 규정에 의해 수립하는 실시간발전계획의 수립단위는 15분, 수립시점은 매 시간의 15분, 30분, 45분, 00분마다 수립하며, 수립시점으로부터 30분 후부터 150분 후까지 15분 단위 총 8개 구간에 대한 계획을 수립한다.</p> <p>③ 제1항에 의한 실시간발전계획 수립 시에는 제16.4.3조의 당일발전계획, 제2.1.1.3조의 발전비용자료, 제16.3.1조 내지 제16.3.4조의 입찰자료, 제16.3.7조의 실시간수요예측, 제12.4.2.8조 제1항의 제1호 및 제2호의 수요반응자원 감축계획량, 제12.7.2.7조의 수요반응자원 증대계획량, 제2.5.3조의 발전기별 정적손실계수 및 다음 각 호를 고려한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 별표3 1.4의 운영예비력 2. 하루전발전계획 송전제약 검토서 및 송변전설비의 장애 3. 제주HVDC 운영계획서 및 거래일의 육지 계통한계가격 4. 중앙급전전기저장장치의 충전상태 5. 다조합 복합발전기의 운전조합 상태 6. 비중앙급전발전기의 발전예측량 7. 발전기별 출력, 운전상태, 차단기상태 등에 대한 계통운영시스템 취득정보 8. 기타 중요한 사안의 발생 <p>④ 실시간발전계획의 수립기간보다 기동소요시간과 최소운전시간을 합한 시간이 긴 발전기의 경우 실시간발전계획 수립 시 제16.4.3조의 당일발전계획의 운전상태를 준용하는 것을 원칙으로 하되 필요시 발전계획 담당자의 판단에 따라 해당발전기의 운전여부를 조정하여 적용할 수 있다.</p> <p>⑤ 전력거래소는 제3항 제1호의 운영예비력 수준 고려 시 다음 각 호의 사항을 따라 발전계획을 수립하여야 한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 실시간발전계획 수립기준 명시 · HVDC 적용가격 문구 명확화 · 수립단위 및 수립기간 명시 · 수립 시 고려 항목 명시 · 발전기 기동정지 결정 근거 마련

신 설(안)	개 정 사 유
<p>1. 1차예비력은 송전사업자의 전기저장장치에 의한 주파수조정용량을 반영하여야 한다.</p> <p>2. 주파수제어예비력은 평상시 안정적인 주파수 유지를 위해 상·하향 대칭으로 확보하여 주파수제어예비력 확보기준을 충족하도록 한다.</p> <p>3. 제2호의 확보기준을 충족하기 위해 각 발전기별 주파수제어예비력은 감발가능한 용량 수준까지만 할당하여야 한다.</p> <p>제16.4.6조(실시간발전계획의 통지) ① 전력거래소는 제16.4.5조의 규정에 의한 실시간발전계획의 결과를 거래시점 15분전까지 해당 발전사업자, 송전사업자 및 소규모전력중개사업자 통지함을 원칙으로 한다.</p> <p>② 제1항의 규정에 의한 통지는 다음 각호의 사항을 포함하여야 한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 실시간발전계획량 2. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치의 실시간예비력계획(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력) 3. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지자원의 가격결정제외사유(계통운영발전기표시기, 비한계발전기표시기) 4. 실시간예비력계획 합계(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력) 5. 비중앙급전자원 입력자료 6. 기타 통지가 필요한 사항 <p>③ 제2항 외에 다음 각 호의 사항은 거래일로부터 2일 후 11시 30분까지 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자, 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자에게 통지하는 것을 원칙으로 한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 전체 중앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치, 전체 급전가능재생에너지자원의 실시간발전계획량 2. 전체 중앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치의 실시간예비력계획량(주파수제어예비력, 1차예비력, 3차예비력) 	<ul style="list-style-type: none"> • 예비력 대칭 기준 신설 • 문구 명확화 • 실시간발전계획 통지기준 • 통지항목 명시 • 거래일 이후 통지항목 명시

신 설(안)	개 정 사 유
<p>3. 전체 중앙급전발전기, 전체 중앙급전전기저장장치, 전체 급전가능재생에너지자원의 가격결정제외사유(계통 운영발전기표시기, 비한계발전기표시기)</p> <p>4. 전체 중앙급전발전기의 시간대별, 제약코드별 총 하한, 고정, 상한 입찰량 합계</p> <p>④ 제2항 및 제3항 이외의 실시간발전계획에 관한 정보공개는 제8.2.3.7조에 따른다. 다만, 전기사업자의 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있거나, 전력계통의 취약성 정보 등 국가안보 및 국민안전과 관련된 정보는 공개하지 않는다.</p> <p>제16.4.7조(에너지가격의 결정) ① 전력거래소는 제16.4.1조의 하루전발전계획의 자료를 이용하여 거래일의 하루 전에너지가격을 계산한다.</p> <p>② 전력거래소는 거래일 동안 수립된 제16.4.5조 제2항의 모든 실시간발전계획 결과 중 첫 번째 구간의 값을 취하여 거래일의 실시간에너지가격을 계산한다.</p> <p>③ 전력거래소는 제2항의 규정에 의한 실시간에너지가격을 계산하기 전 제16.4.1조의 하루전발전계획 수립 결과, 제16.4.3조의 당일발전계획 수립결과 및 제16.4.5조의 실시간발전계획 수립결과를 종합하여 임시 실시간에너지가격을 제공할 수 있다.</p> <p>④ 하루전에너지가격 및 실시간에너지가격은 각 중앙급전발전기, 급전가능재생에너지자원 및 HVDC의 유효발전가격 중 가장 높은 가격으로서 다음 각 호와 같이 계산한다. 단, 단위거래기간(t)은 하루전시장의 경우 제16.1.8조 제3호의 하루전시장단위거래기간, 실시간시장의 경우 동조 제12호의 실시간시장단위거래기간을 적용하여 계산한다.</p> <p>1. 에너지가격($SMP_{m,t}$)은 하루전시장 및 실시간시장의 거래기간 별로 정하며, 각 자원의 유효발전가격($SP_{m,i,t}$) 중 가장 높은 값으로 결정한다.</p> <p>$SMP_{m,t} = \text{Max}_i(SP_{m,i,t})$</p>	<p>· 하루전SMP 결정</p> <p>· 실시간SMP 결정</p> <p>· 임시 실시간SMP 결정</p> <p>· 급전가능재생에너지 에너지가격 결정자격 부여</p> <p>· SMP 결정 방식 명시</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>m : 에너지시장의 집합으로 하루전에너지시장(DA)과 실시간에너지시장(RT)을 포함한다. $m = \{ DA, RT \}$</p> <p>t : 에너지시장 단위거래기간의 집합 $m = DA$인 경우 제16.1.8조 제3호의 하루전시장단위거래기간을 적용하여 시간별 집합을 구성한다. 즉, $t = \{1, 2, \dots, 23, 24\}$</p> <p>$m = RT$인 경우 제16.1.8조 제12호의 실시간시장단위거래기간을 적용하여 시간 및 구간별 집합을 구성한다. 즉, $t = \{1-1, 1-2, \dots, 24-3, 24-4\}$</p> <p>$SMP_{m,t}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 에너지가격(원/kWh) $SP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 유효발전가격(원/kWh)</p> <p>2. 각 자원의 유효발전가격($SP_{m,i,t}$)은 가격결정자격을 가진 경우 발전가격($GP_{m,i,t}$)으로 정하며, 가격결정자격을 가지지 않은 경우 제16.3.2조 제2항, 제16.3.3조 제1항 제4호, 제16.3.4조 제3항의 규정에 의해 제출된 모든 자원의 입찰가격 중 가장 낮은 값으로 정한다.</p> $SP_{m,i,t} = GP_{m,i,t} \times PSI_{m,i,t} + \text{Min}\{ \text{Min}_{i,s}(\text{OFFER_PRICE}_{m,i,t,s}), 0 \} \times (1 - PSI_{m,i,t})$ <p>$SP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 유효발전가격(원/kWh) $GP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh) $PSI_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 에너지가격결정자격표시기, 가격결정자격이 있는 경우 1, 없는 경우 0 $\text{OFFER_PRICE}_{m,i,t,s}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t) 및 입찰구간(s)별 입찰가격(원/kWh)</p> <p>3. 각 자원의 발전가격($GP_{m,i,t}$)은 발전계획량 수준에서의 증분가격($IP_{m,i,t}$), 무부하가격($NLP_{m,i,t}$), 기동가격</p>	<p>· 유효발전가격 결정 방식 명시</p> <p>· 발전가격 계산</p>

신 설(안)					개 정 사 유
<p>(SUP_{m,i,t})의 합으로 계산한다.</p> <p>$GP_{m,i,t} = IP_{m,i,t} + NLP_{m,i,t} + SUP_{m,i,t}$</p> <p>GP_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh) IP_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 증분가격(원/kWh) NLP_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 무부하가격(원/kWh) SUP_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 기동가격(원/kWh)</p> <p>4. 에너지가격(SMP_{m,t}) 결정 시 에너지시장(m)에 대하여 자원별로 적용되는 2차증분가격계수(QPC_{m,i,t}), 1차증분가격계수(LPC_{m,i,t}), 가격상수(NLPC_{m,i,t}), 최대 출력증가율(RUR_{m,i,t}), 최대 출력감소율(RDR_{m,i,t})은 다음과 같다.</p>					방식 명시
	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기	급전가능 재생에너지자원	HVDC
	SNST _{m,i,t} = 1	SNST _{i,t} = 0			
QPC _{m,i,t}	SNGT _{m,i,t} :1 조합 QPC _i	단독 GT QPC _i	QPC _i	0	0
LPC _{m,i,t}	SNGT _{m,i,t} :1 조합 LPC _i	단독 GT LPC _i	LPC _i	발전계획량에 해당하는 입찰가격	거래일의 육지 계통한계가격
NLPC _{m,i,t}	SNGT _{m,i,t} :1 조합 NLPC _i	단독 GT NLPC _i	NLPC _i	0	0
RUR _{m,i,t}	$RUR_i \times (SNGT_{m,i,t} \div NGT_i)$	단독 GT RUR _i	RUR _i	RUR _i	9,999
RDR _{m,i,t}	$RDR_i \times (SNGT_{m,i,t} \div NGT_i)$	단독 GT RDR _i	RDR _i	RDR _i	9,999
SUC _{m,i,t}	$GT_SUC_i \times \sum_j SU_GT_{m,i,j,t} + ST_SUC_i \times SU_ST_{m,i,t}$	SE _{m,i,t-1} =0이고, SE _{m,i,t} >0 이면 단독 GT SUC _i 그 외의 경우 0	SE _{m,i,t-1} =0이고, SE _{m,i,t} >0 이면 SUC _i 그 외의 경우 0	0	0
<p>여기서, SMP_{m,t} : 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 에너지가격(원/kWh)</p>					<ul style="list-style-type: none"> 발전기별 2차증분가격계수, 1차증분가격계수, 가격상수, 최대 출력증가/감소율 구분하여 명시 급전가능재생에너지의 1차증분가격계수는 입찰 가격으로 반영

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $SE_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW) QPC_i : 자원(i)의 2차증분가격계수(천원/MWh²) LPC_i : 자원(i)의 1차증분가격계수(천원/MWh) $NLPC_i$: 자원(i)의 가격상수(천원/h) RUR_i : 자원(i)의 출력증가율(MW/분) RDR_i : 자원(i)의 출력감소율(MW/분) NGT_i : 자원(i)의 가스터빈 대수 $QPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 2차증분가격계수(천원/MWh²) $LPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 1차증분가격계수(천원/MWh) $NLPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 가격상수(천원/h) SUC_i : 자원(i)의 기동비용(원) GT_SUC_i : 자원(i)의 가스터빈 1대에 대한 기동비용(원) ST_SUC_i : 자원(i)의 스팀터빈에 대한 기동비용(원) $RUR_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 출력증가율(MW/분) $RDR_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 출력감소율(MW/분) $SNGT_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 가스터빈 발전기 운전대수 $SNST_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 스팀터빈 발전기 운전대수 $SE_GT_{m,i,j,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)에 속한 가스터빈 발전기(j)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW) $SE_ST_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)에 속한 스팀터빈 발전기의 거래기간(t)별 발전계획량(MW) $SUC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 기동비용(원) $SU_GT_{m,i,j,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)에 속한 가스터빈 발전기(j)의 거래기간(t)별 기동여부, $SE_GT_{m,i,j,t-1}=0$이고 $SE_GT_{m,i,j,t}>0$이면 $SU_GT_{m,i,j,t} = 1$, 그 외의 경우 $SU_GT_{m,i,j,t} = 0$ $SU_ST_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)에 속한 스팀터빈 발전기의 거래기간(t)별 기동여부, </p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p style="text-align: center;">$SE_ST_{m,i,t-1}=0$이고 $SE_ST_{m,i,t}>0$이면 $SU_ST_{m,i,t} = 1$, 그 외의 경우 $SU_ST_{m,i,t} = 0$</p> <p>5. 증분가격($IP_{m,i,t}$)은 발전계획량 수준에서 해당 자원의 출력을 한 단위 증가시키는데 소요되는 비용으로, 거래기간별로 계산한다. 가. $SE_{m,i,t} = 0$ 인 경우, $IP_{m,i,t} = 0$ 나. $SE_{m,i,t} > 0$ 인 경우, $IP_{m,i,t} = [(2 \times QPC_{m,i,t} \times SE_{m,i,t} \times 1h + LPC_{m,i,t}) / STLFI_{i,t}] / 1,000$ $IP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 증분가격(원/kWh) $SE_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW) $QPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 2차증분가격계수(천원/MWh²) $LPC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 1차증분가격계수(천원/MWh) $STLFI_{i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수</p> <p>6. 무부하가격($NLP_{m,i,t}$)는 증분가격만으로는 회수할 수 없는 자원의 연료비 결손액을 보전하기 위한 것으로, 각 자원의 연속운전시간 별로 계산한다. 가. 각 자원의 연속운전시간은 거래일을 포함하여 거래일 전일 19시부터 거래일 익일 4시까지 총 34시간의 발전계획을 통해 결정한다. 나. 각 자원의 무부하가격은 연속운전시간 중 최소출력 이상으로 계획된 거래시간에 대하여 연료비결손액 합계를 발전량 합계로 나누어 계산한다.</p> $NLP_{m,i,t} = \frac{1}{STLFI_{i,t}} \times \left[\frac{\sum_{t=x}^{t=y} \{ (NLPC_{m,i,t} - QPC_{m,i,t} \times SE_{m,i,t}^2 \times 1h) \times GSI_{m,i,t} \}}{\sum_{t=x}^{t=y} (SE_{m,i,t} \times GSI_{m,i,t})} \right] / 1,000$	<p>• 증분가격 계산방식 명시</p> <p>• 무부하가격 계산방식 명시</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>다. 나 목에도 불구하고 다음의 경우에는 무부하가격을 0원/kWh로 한다.</p> <p>1) 해당 자원이 정지 계획된 경우 $SE_{m,i,t} = 0$</p> <p>2) 해당 자원이 연속운전시간 내에 고정제약운전량 또는 하한제약운전량이 제출된 경우 $\sum_{t=x}^{t=y} MEGW_{m,i,t} > 0$</p> <p>3) 계통제약 자원 그룹의 운전대수 합이 해당 그룹의 필수운전 기동대수 이하인 경우 $0 < \sum_{i \in i_A} (W_GSI_{m,i,t,A} \times GSI_{m,i,t}) \leq GCMN_{m,t,A}$</p> <p>MEGW_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 하한제약운전량 및 고정제약운전량(MW) SE_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW) GSI_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 유효 운전여부 SE_{m,i,t} ≥ MG_i 인 경우 GSI_{m,i,t} = 1, 그 외의 경우에는 GSI_{m,i,t} = 0 MG_i : 자원(i)의 최소발전용량(MW) NLP_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 무부하가격(원/kWh) STLF_{i,t} : 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수 QPC_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 2차증분가격계수(천원/MWh²) NLPC_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 가격상수(천원/h) x : 연속운전시간의 첫 거래기간, SE_{m,i,t}>0이고, x=거래일 전일 19시이거나 SE_{m,i,x-1}=0이면 거래기간 x에서 연속운전 시작 y : 거래기간 x 이후 연속운전시간의 마지막 거래기간 SE_{m,i,y}>0이고, y=거래일 익일 04시이거나 SE_{m,i,y+1}=0이면 거래기간 y에서 연속운전 종료 W_GSI_{m,i,t,A} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 운전상태 가중치</p>	<p>· 최소운전대수 이하 운전인 경우 무부하가격 0 적용</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $SUP_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 기동가격(원/kWh) $SUC_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 기동비용(MW/분) $MEGW_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 하한제약운전량 및 고정제약운전량(MW) $SE_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW) $GSI_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 유효 운전여부 $SE_{m,i,t} \geq MG_i$ 인 경우 $GSI_{m,i,t} = 1$, 그 외의 경우에는 $GSI_{m,i,t} = 0$ MG_i : 자원(i)의 최소발전용량(MW) $STLF_{i,t}$: 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수 x : 연속운전시간의 첫 거래기간, $SE_{m,i,t} > 0$이고, x=거래일 전일 19시이거나 $SE_{m,i,x-1}=0$이면 거래기간 x에서 연속운전 시작 y : 거래기간 x 이후 연속운전시간의 마지막 거래기간 $SE_{m,i,y} > 0$이고, y=거래일 익일 04시이거나 $SE_{m,i,y+1}=0$이면 거래기간 y에서 연속운전 종료 $W_GSI_{m,i,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 운전상태 가중치 A : 계통제약의 집합 i_A : 계통제약(A)에 해당하는 자원(i)의 집합 $GCMN_{m,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 최소운전대수 $GCMG_{m,t,A}$: 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t)별 계통제약(A)에 해당하는 최소발전용량(MW) TPD_m : 에너지시장(m)에 대한 단위거래기간(시간) </p> <p>8. 제2호의 각 자원의 가격결정자격은 아래와 같이 결정된다.</p> <p> $PSI_{m,i,t} = NMF_{m,i,t} \times SMF_{m,i,t}$ $PSI_{m,i,t}$: 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 에너지가격결정자격표시기, 가격결정자격이 있는 경우 1, 없는 경우 0 </p>	<p>· 가격결정자격 항목 명시</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>NMF_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 비한계발전기표시기 가격결정자격이 있는 경우, NMF_{m,i,t} = 1, 그 외의 경우, NMF_{m,i,t} = 0</p> <p>SMF_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 계통운영발전기표시기 가격결정자격이 있는 경우, SMF_{m,i,t} = 1, 그 외의 경우, SMF_{m,i,t} = 0</p> <p>가. 비한계자원으로서 다음의 경우에는 가격결정자격이 없는 것으로 한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) 해당 자원이 최소발전용량(MG_i), 주파수제어예비력계획량(SFCR_{m,i,t}) 및 허용한도를 더한 값 이하로 발전계획된 경우 $SE_{m,i,t} \leq MG_i + SFCR_{m,i,t} + TO_MG_i$ 2) 해당 자원이 에너지시장 입찰 시 제출한 시간대별 고정계약운전량 및 하한계약운전량(MEGW_{m,i,t})에 허용한도를 더한 값 이하로 발전계획된 경우 $SE_{m,i,t} \leq MEGW_{m,i,t} + TO_MEGW_i$ 3) 해당 자원이 자신의 최대속도로 증발하도록 발전계획된 경우 단, 여기서 t-1이라 함은 직전 거래기간을 의미한다. $SE_{m,i,t} - SE_{m,i,t-1} \geq (RUR_{m,i,t} - TO_RR_i) \times TPD_m \times 60$ 4) 해당 자원이 자신의 최대속도로 감발하도록 발전계획된 경우 단, 여기서 t-1이라 함은 직전 거래기간을 의미한다. $SE_{m,i,t-1} - SE_{m,i,t} \geq (RDR_{m,i,t} - TO_RR_i) \times TPD_m \times 60$ <p>SE_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW) MG_i : 자원(i)의 거래기간(t)에 대한 최소발전용량(MW) SFCR_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 주파수제어예비력계획량(MW) TO_MG_i : 자원(i)의 최소발전허용한도(MW) TO_MEGW_i : 자원(i)의 하한계약 허용한도(MW)</p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p>RUR_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 출력증가율(MW/분) RDR_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 출력감소율(MW/분) TO_RR_i : 자원(i)의 출력증가/감소율 허용한도(MW/분) TPD_m : 에너지시장(m)에 대한 단위거래기간(시간)</p> <p>나. 계통제약으로 운전되는 자원으로서, 다음의 경우에는 가격결정자격이 없는 것으로 한다.</p> <p>1) 자원 그룹의 발전량 합계가 해당 그룹의 시간대별 최소 발전량 이하인 경우</p> $\sum_{i \in i_A} SE_{m,i,t} \leq GCMG_{m,t,A}$ <p>2) 자연재해, 사회적특수일 등 전력수급의 안정을 위하여 특별히 추가 기동한 자원의 경우</p> <p>A : 계통제약의 집합 i_A : 계통제약(A)에 해당하는 자원(i)의 집합 SE_{m,i,t} : 에너지시장(m)에 대한 자원(i)의 거래기간(t)별 발전계획량(MW) GCMG_{m,t,A} : 에너지시장(m)에 대한 거래기간(t) 별 계통제약(A)의 최소발전용량(MW)</p>	
<p>제16.4.8조(하루전에너지가격의 공개) 전력거래소는 하루전에너지가격을 거래일 전일 18시까지 공개함을 원칙으로 하되, 시스템 장애 등 부득이한 경우 24시까지 발표할 수 있다.</p>	<p>• 하루전SMP 공개 시간 명시</p>
<p>제16.4.9조(실시간에너지가격의 공개) 전력거래소는 제16.4.7조 제3항의 임시 실시간에너지가격을 실시간시장 거래시간 15분 전까지, 동조 제2항의 실시간에너지가격을 거래일 익일 18시까지 공개함을 원칙으로 한다. 단 실시간에너지가격의 경우 시스템 장애 등 부득이한 상황이 발생할 경우 거래일 익일 24시까지 발표할 수 있다.</p>	<p>• 실시간SMP 공개 시간 명시</p>
<p>제16.4.10조(실시간예비력가격 결정) ① 전력거래소는 거래일 동안 수립된 제16.4.5조 제2항의 모든 실시간발전</p>	<p>• 실시간예비력가격</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>계획 결과 중 첫 번째 구간의 값, 제16.4.7조 제2항의 실시간에너지가격 및 제16.4.7조 제4항 제3호의 자원별 실시간에너지시장 발전가격($GP_{RT,i,t}$)를 이용하여 거래일의 실시간1차예비력, 실시간주파수제어예비력 및 실시간3차예비력에 대한 가격을 계산한다.</p> <p>② 전력거래소는 제1항에 의한 실시간예비력가격이 확정되기 전 제16.4.5조 제2항의 실시간발전계획 자료 및 제16.4.7조 제3항의 임시 실시간에너지가격을 이용하여 임시 실시간예비력가격을 계산할 수 있다.</p> <p>③ 제1항 및 제2항에 의한 실시간3차예비력가격은 다음 각호의 방법으로 계산한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 실시간3차예비력가격($TR_P_{RT,i,t}$)은 실시간3차예비력이 계획된 자원의 실시간3차예비력기회비용($TR_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값으로 정한다. 2. 제1호의 자원별 실시간3차예비력기회비용($TR_LOC_{RT,i,t}$)은 아래 각 목의 방법으로 정한다. <ol style="list-style-type: none"> 가. 중앙급전발전기 <ol style="list-style-type: none"> 1) 발전기에 실시간3차예비력이 계획되지 않은 경우($STR_{RT,i,t} = 0$) : $TR_LOC_{RT,i,t} = 0$ 2) 발전기가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $TR_LOC_{RT,i,t} = 0$ 3) 발전기의 공급가능용량($RA_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)과 실시간3차예비력계획량($STR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$) 이상일 경우($RA_{RT,i,t} - SPCR_{RT,i,t} - STR_{RT,i,t} \geq AGC_MAX_{RT,i,t}$) : $TR_LOC_{RT,i,t} = 0$ 4) 발전기의 공급가능용량($RA_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)과 실시간3차예비력계획량($STR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$) 미만일 경우($RA_{RT,i,t} - SPCR_{RT,i,t} - STR_{RT,i,t} < AGC_MAX_{RT,i,t}$) : $TR_LOC_{RT,i,t} = \text{MAX}\{ (SMP_{RT,i,t} - GP_{RT,i,t}) \times STLF_{i,t}, 0 \} \times 1h$ 나. HVDC <ol style="list-style-type: none"> 1) HVDC에 실시간3차예비력이 계획되지 않은 경우($STR_{RT,i,t} = 0$) : $TR_LOC_{RT,i,t} = 0$ 2) HVDC가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $TR_LOC_{RT,i,t} = 0$ 	<p>계산방식 명시</p> <ul style="list-style-type: none"> • 임시 실시간SMP를 이용한 임시 실시간예비력가격 계산 명시 • 3차예비력가격 계산방식 명시

신 설(안)	개 정 사 유
<p>3) HVDC가 운전계획 된 경우($SE_{RT,i,t} > 0$) : $TR_LOC_{RT,i,t} = \text{MAX}\{ (SMP_{RT,i,t} - GP_{RT,i,t}), 0 \} \times 1h$</p> <p>여기서, $TR_P_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래기간(t)별 3차예비력가격(원/kW) $TR_LOC_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t) 별 3차예비력기회비용(원/kW) $STR_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간3차예비력계획량(MW) $SPCR_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간1차예비력계획량(MW) $SE_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전계획량(MW) $RA_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 입찰공급가능용량(MW) $AGC_MAX_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 AGC상한(MW) $GP_{RT,i,t}$: 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh) $STLF_{i,t}$: 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수 $SMP_{RT,t}$: 실시간시장(RT)의 거래기간(t)별 계통한계가격(원/kWh)</p> <p>④ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 실시간주파수제어예비력가격($FCR_P_{RT,t}$)은 다음 각호의 방법으로 계산한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 자원별 실시간주파수제어하향제공가능용량($AVR_DN_{RT,i,t}$)합계가 제주 주파수제어예비력 확보기준 이하인 경우 실시간주파수제어하향기회비용($FCR_DN_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값과 실시간3차예비력가격($TR_P_{RT,t}$) 중 더 높은 값을 실시간주파수제어예비력가격($FCR_P_{RT,t}$)으로 정한다. 2. 자원별 실시간주파수제어하향제공가능용량($AVR_DN_{RT,i,t}$) 합계가 제주 주파수제어예비력 확보기준을 초과한 경우 실시간주파수제어상향기회비용($FCR_UP_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값과 실시간3차예비력가격($TR_P_{RT,t}$) 중 더 높은 값을 실시간주파수제어예비력가격($FCR_P_{RT,t}$)으로 정한다. 3. 제1호 및 제2호의 자원별 실시간주파수제어하향제공가능용량($AVR_DN_{RT,i,t}$)은 아래 각 목의 방법으로 정한다. <ol style="list-style-type: none"> 가. 중앙급전발전기 <ol style="list-style-type: none"> 1) 발전기가 주파수제어예비력을 제공할 수 없는 것으로 입찰한 경우($AGC_ON_{RT,i,t}=0$) : $AVR_DN_{RT,i,t}=0$ 	<p>• 주파수제어예비력가격 계산방식 명시</p> <p>• 주파수제어하향 제공가능용량 산정방식 명시</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>2) 발전기가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $AVR_DN_{RT,i,t} = 0$</p> <p>3) 발전기가 운전계획 된 경우($SE_{RT,i,t} > 0$) : $AVR_DN_{RT,i,t} = \text{Max}\{ (SE_{RT,i,t} - AGC_MIN_{RT,i,t}) \times AGC_ON_{RT,i,t}, 0 \}$</p> <p>나. HVDC</p> <p>1) HVDC가 주파수제어예비력을 제공할 수 없는 상태인 경우($AGC_ON_{RT,i,t}=0$) : $AVR_DN_{RT,i,t} = 0$</p> <p>2) HVDC가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $AVR_DN_{RT,i,t} = 0$</p> <p>3) HVDC가 운전계획 된 경우($SE_{RT,i,t} > 0$) : $AVR_DN_{RT,i,t} = \text{Max}\{ (SE_{RT,i,t} - TLA_MIN_{RT,i,t}) \times AGC_ON_{RT,i,t}, 0 \}$</p> <p>4. 제1호 및 제2호의 자원별 실시간주파수제어상향기회비용($FCR_UP_LOC_{RT,i,t}$) 및 실시간주파수제어하향기회비용($FCR_DN_LOC_{RT,i,t}$)은 아래 각 목의 방법으로 정한다.</p> <p>가. 중앙급전발전기</p> <p>1) 발전기에 실시간주파수제어예비력이 계획되지 않은 경우($SFCR_{RT,i,t} = 0$) : $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = 0, FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = 0$</p> <p>2) 발전기가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = 0, FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = 0$</p> <p>3) 발전기가 운전계획 된 경우($SE_{RT,i,t} > 0$) : $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = \text{Max}\{ (SMP_{RT,t} - GP_{RT,i,t}) \times STLFI_{i,t}, 0 \} \times 1h$: $FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = \text{Max}\{ (GP_{RT,i,t} - SMP_{RT,t}) \times STLFI_{i,t}, 0 \} \times 1h$</p> <p>나. HVDC</p> <p>1) HVDC에 실시간주파수제어예비력이 계획되지 않은 경우($SFCR_{RT,i,t} = 0$) : $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = 0, FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = 0$</p> <p>2) HVDC가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = 0, FCR_DN_LOC_{RT,i,t} = 0$</p> <p>3) HVDC가 운전계획 된 경우($SE_{RT,i,t} > 0$) : $FCR_UP_LOC_{RT,i,t} = \text{Max}\{ LOCRHF, 0 \} \times 1h$</p>	<p>· 주파수제어예비력 기회비용 계산방식 구분</p> <p>· W/G(7.20)</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>경우 실시간1차예비력기회비용($PCR_LOC_{RT,i,t}$) 중 가장 높은 값과 실시간주파수제어예비력가격($FCR_P_{RT,t}$) 중 더 높은 값을 실시간1차예비력가격($PCR_P_{RT,t}$)으로 정한다.</p> <p>3. 제1호 및 제2호의 자원별 실시간1차예비력기회비용($PCR_LOC_{RT,i,t}$)은 아래 각 목의 방법으로 정한다.</p> <p>가. 중앙급전발전기</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) 발전기에 실시간1차예비력이 계획되지 않은 경우($SPCR_{RT,i,t} = 0$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$ 2) 발전기가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$ 3) 발전기의 GF상한($GF_MAX_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$) 이상일 경우($GF_MAX_{RT,i,t} - SPCR_{RT,i,t} \geq AGC_MAX_{RT,i,t}$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$ 4) 발전기의 GF상한($GF_MAX_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 AGC상한($AGC_MAX_{RT,i,t}$) 미만일 경우($GF_MAX_{RT,i,t} - SPCR_{RT,i,t} < AGC_MAX_{RT,i,t}$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = \text{MAX}\{ (SMP_{RT,i,t} - GP_{RT,i,t}) \times STLF_{i,t} , 0 \} \times 1h$ <p>나. HVDC</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) HVDC에 실시간1차예비력이 계획되지 않은 경우($SPCR_{RT,i,t} = 0$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$ 2) HVDC가 정지계획 된 경우($SE_{RT,i,t} = 0$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$ 3) HVDC가 정송계획 된 상태이고, 설비용량($TLC_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 최대공급능력($TLA_MAX_{RT,i,t}$) 이상일 경우($SE_{RT,i,t} > 0 \ \& \ TLC_{RT,i,t} - SPCR_{RT,i,t} \geq TLA_MAX_{RT,i,t}$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = 0$ 4) HVDC가 정송계획 된 상태이고, 설비용량($TLC_{RT,i,t}$)에서 실시간1차예비력계획량($SPCR_{RT,i,t}$)을 차감한 값이 최대공급능력($TLA_MAX_{RT,i,t}$) 미만일 경우($SE_{RT,i,t} > 0 \ \& \ TLC_{RT,i,t} - SPCR_{RT,i,t} < TLA_MAX_{RT,i,t}$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = \text{MAX}\{ LOCRHF, 0 \} \times 1h$ 5) HVDC가 역송계획 된 상태인 경우($SE_{RT,i,t} < 0$) : $PCR_LOC_{RT,i,t} = \text{MAX}\{ LOCRHF, 0 \} \times 1h$ <p>여기서,</p>	<p>· 별표3 1.4.2.2에 따라 설비용량 이내 확보기준 적용</p> <p>· W/G(7.20) 결과 반영</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>PCR_P_{RT,t} : 실시간시장(RT)의 거래시간(t)별 1차예비력가격(원/kW) FCR_P_{RT,t} : 실시간시장(RT)의 거래시간(t)별 주파수제어예비력가격(원/kW) PCR_LOC_{RT,i,t} : 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 1차예비력기회비용(원/kW) SPCR_{RT,i,t} : 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 실시간1차예비력계획량(MW) SE_{RT,i,t} : 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전계획량(MW) GF_MAX_{RT,i,t} : 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 GF상한(MW) AGC_MAX_{RT,i,t} : 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 AGC상한(MW) TLA_MAX_{RT,i,t}(Maximum Availability of Transmission Line) : 실시간시장(RT)의 HVDC(i)의 거래기간(t)별 최대공급능력(MW) TLC_{RT,i,t}(Transmission Line Capacity) : 실시간시장(RT)의 HVDC(i)의 거래기간(t)별 설비용량(MW) STLF_{i,t} : 자원(i)의 거래기간(t)별 정적송전손실계수 GP_{RT,i,t} : 실시간시장(RT)의 자원(i)에 대한 거래기간(t)별 발전가격(원/kWh) SMP_{RT,t} : 실시간시장(RT)의 거래기간(t)별 계통한계가격(원/kWh) LOCRHF : 예비력용량가치 정산단가(원/kW)</p>	
<p>제16.4.11조(실시간예비력가격의 공개) 전력거래소는 임시 실시간예비력가격을 실시간시장 거래시간 15분 전까지, 실시간예비력가격을 거래일 익일 18시까지 공개함을 원칙으로 한다. 단 실시간예비력가격의 경우 시스템 장애 등 부득이한 상황이 발생할 경우 거래일 익일 24시까지 발표할 수 있다.</p> <p style="text-align: center;">제5절 전력의 거래</p> <p>제16.5.1조(판매사업자의 전력구매) 판매사업자의 전력구매는 별표33을 따른다.</p>	<p>· 실시간예비력가격 공개시간 명시</p> <p>· 하위위임규정 신설</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>제16.5.2조(용량가격의 적용) 판매사업자에 대한 용량가격의 적용은 별표33을 따른다.</p>	<p>· 하위위임규정 신설</p>
<p>제16.5.3조(부가정산금의 적용) 판매사업자에 대한 부가정산금은 별표33을 따른다.</p>	<p>· 하위위임규정 신설</p>
<p>제16.5.4조(채무불이행시 조치) ① 판매사업자가 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반할 시 채무불이행이 발생한 것으로 본다.</p> <p>② 판매사업자에게 채무불이행이 발생한 경우에 전력거래소는 지체없이 다음 각호의 1의 조치를 이행하여야 한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 채무불이행을 확정하고 채무불이행 발생시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보 2. 제1호에서 정한 기한까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우 전력거래소는 채권확보를 위한 모든 행위를 수행 3. 제1호에서 정한 기한까지 판매사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우 당일 자정(24:00)에 거래정지가 이뤄짐을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보 4. 거래정지 통지를 발송한 후 즉시 관련된 시장참여자에게 거래정지통지 사본을 통보 5. 거래정지 통지를 받은 판매사업자에 대한 전력시장에서의 거래자격 정지 <p>③ 판매사업자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 판매사업자와 관련 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다.</p>	<p>· 기존규칙 준용</p>
<p>제16.5.5조(연체이자 산정 및 납부) 판매사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다.</p> <p>연체이자 = 채무불이행전력거래대금 × 시장은행일반대출연체이자율 × 연체기간 / 365일</p>	<p>· 기존규칙 준용</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p style="text-align: center;">제6절 정산</p> <p style="text-align: center;">제1관 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에 대한 정산</p> <p>제16.6.1.1조(전력량 등에 대한 지급금 정산) ① 전력거래소는 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전가능 재생에너지발전기를 보유한 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자에 대한 다음 각 호의 정산금을 별표 33에 따라 1시간 단위로 산정하여 지급한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 에너지정산금 2. 변동비보전정산금 3. 기대이익정산금 4. 임밸런스페널티 5. 기타 정산기준에서 정한 사항 <p>② 전력거래소는 제16.2.6조에 따라 급전가능집합전력자원으로 등록된 자원에 속한 보유자원에 대해서는 제1항 각호에 해당하는 정산금을 지급하지 아니한다.</p> <p>③ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 상호 간에 계약조건에 따라 보유자원에게 제1항의 정산금을 지급한다.</p> <p>④ 전력거래소는 소규모전력중개사업자에게 제3항의 규정에 따른 정산금 지급 여부에 대한 증빙서류를 요청할 수 있으며, 정산금이 정상적으로 지급되지 않은 것으로 확인되는 경우 소규모전력중개사업자에게 정산금을 지급하도록 지시할 수 있고, 소규모전력중개사업자는 처리결과를 전력거래소에 통보하여야 한다.</p> <p>⑤ 전력거래소는 비중앙급전발전기를 보유한 발전사업자에 대한 에너지정산금을 별표 33에 따라 1시간 단위로 산정하여 지급한다.</p> <p>제16.6.1.2조(공급가능용량에 대한 지급금 정산) ① 전력거래소는 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치, 급전</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 하위위임규정 신설 · 급전지시 또는 입찰계약량 대비 편차에 대한 임밸런스페널티 부과 신설 · 중개사업자에게 보유자원 정산금 지급 권한 위임 · 처리결과 통보 절차 추가 · 하위위임규정 신설 · 하위위임규정 신설

신 설(안)	개 정 사 유						
<p>가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자가 입찰한 공급가능용량에 대하여 별표 33에 따라 정산한다.</p> <p>② 제1항의 규정에도 불구하고 제2.1.1.1조 제6항에 의하여 제출한 상업운전 예정일과 실제 상업운전 개시일이 다를 경우 다음 표의 조건에 해당하는 적용 발전기는 제출된 상업운전 예정일 1일전까지 공급가능용량에 대한 정산금은 지급하지 않는다. 단, 전력거래소 요청에 의해 상업운전개시일이 제출한 예정일보다 앞당겨지는 경우에는 정산금을 지급한다.</p> <table border="1" data-bbox="264 560 1704 762"> <thead> <tr> <th>조건</th> <th>적용대상</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하시현기간이 하계인 경우</td> <td>당해연도 7월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 7월1일 이전에 개시하는 발전기</td> </tr> <tr> <td>제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하시현기간이 동계인 경우</td> <td>당해연도 12월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 12월1일 이전에 개시하는 발전기</td> </tr> </tbody> </table> <p>③ 전력거래소는 제16.2.6조의 규정에 의하여 급전가능집합전력자원으로 등록된 자원에 속한 보유자원에 대해서는 제1항에 해당하는 정산금을 지급하지 아니한다.</p> <p>④ 전력거래소는 제16.2.10조의 규정에 의하여 급전가능집합전력자원으로서의 자격을 정지하는 경우 자격정지일 첫 거래시간부터 제1항에 해당하는 정산금을 지급하지 아니한다.</p> <p>⑤ 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 상호 간의 계약조건에 따라 보유자원에게 제1항의 정산금을 지급한다.</p> <p>⑥ 전력거래소는 소규모전력중개사업자에게 제5항의 규정에 따른 정산금 지급 여부에 대한 증빙서류를 요청할 수 있으며, 정산금이 미지급된 것으로 확인되는 경우 소규모전력중개사업자에게 정산금을 지급하도록 지시할 수 있고, 소규모전력중개사업자는 처리결과를 전력거래소에 통보하여야 한다.</p> <p>제16.6.1.3조(보조서비스 정산) ① 전력거래소는 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자가 제공한 다음 각 호의 예비력에 대하여 별표 33에 따라 1시간 단위로 정산한다.</p> <p>1. 주파수제어예비력</p>	조건	적용대상	제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하시현기간이 하계인 경우	당해연도 7월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 7월1일 이전에 개시하는 발전기	제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하시현기간이 동계인 경우	당해연도 12월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 12월1일 이전에 개시하는 발전기	<p>· 급전가능재생에너지 용량정산금 지급 규정 신설</p> <p>· 중개사업자에게 보유자원 정산금 지급 권한 위임</p> <p>· 처리결과 통보 절차 추가</p> <p>· 하위위임규정 신설</p>
조건	적용대상						
제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하시현기간이 하계인 경우	당해연도 7월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 7월1일 이전에 개시하는 발전기						
제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하시현기간이 동계인 경우	당해연도 12월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 12월1일 이전에 개시하는 발전기						

신 설(안)	개 정 사 유
<p>2. 1차예비력 3. 3차예비력</p> <p>② 전력거래소는 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자가 제공한 마일리지 및 자체기동 서비스에 대하여 별표 33에 따라 1시간 단위로 정산하여야 한다.</p> <p>③ 전력거래소는 제1항 제1호 및 제2호의 정산단가 산정시 송전사업자의 전기저장장치가 제공한 보조서비스량을 고려한다.</p> <p>제16.6.1.4조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) ① 채무불이행 등의 사유로 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 지급할 전력거래대금보다 판매사업자가 전력거래소에 지급한 전력거래대금이 적은 경우에는 제 4.3.6조의2의 예비계좌에서 인출한 예치금으로 부족분을 충당하여 발전사업자 및 소규모전력중개사업자에게 우선 지급한다. 단, 예비계좌 예치금이 전력거래대금 부족분보다 적은 경우에는 다음과 같이 각 발전사업자 및 소규모전력중개사업자별로 거래대금을 산정하여 결제한다.</p> <p>발전사업자 및 소규모전력중개사업자의 할인된 거래대금 = (구매자가 지불한 총거래대금 + 예비계좌 사용금액) × 해당 결제일에 각 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 받아야 할 거래대금 / 해당 결제일의 전력시장 총거래대금</p> <p>② 채무불이행된 거래대금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 발전사업자가 원래 지급받아야할 거래대금에서 전력거래대금, 지연에 따른 이자 순으로 조정하여 지급한다.</p> <p>제16.6.1.5조(전력거래대금 채권양도 및 압류·가압류) ① 소규모전력중개사업자의 전력거래대금 질권·채권양도 및 압류·가압류와 관련하여서는 별표8의 7.11.6의 규정을 준용한다. 다만, 자원보유자의 중개사업에 따른 별도의 사유가 없는 한 전력거래소의 정산에 영향을 미치지 아니한다.</p> <p>② 본 규칙에 규정되지 않은 질권·채권양도 및 압류·가압류와 관련된 사항에 대해서는 민법, 민사집행법 등 제반규정에 따른다.</p>	<p>·마일리지 정산금 신설</p> <p>·기존규칙 준용 ·중개사업자 추가 적용</p> <p>·질권 및 채권 양도 관련 사항은 별표8 준용</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p style="text-align: center;">제2관 판매사업자에 대한 정산</p> <p>제16.6.2.1조(전력량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산금액은 별표 33의 정산 기준에 따라 1시간 단위로 계산한 전체 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 중개사업자의 시간대별 전력량에 대한 정산금 총액으로 한다.</p> <p>제16.6.2.2조(공급가능용량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 공급가능용량에 대한 정산금액은 별표 33에 따라 1시간 단위로 산정한 전체 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 중개사업자 시간대별 공급가능용량 정산금 총액으로 한다.</p> <p>제16.6.2.3조(부가정산금에 대한 정산) 판매사업자에게 적용하는 시간대별 부가정산금에 대한 정산금액은 별표 33에 따라 정산기준에 따라 1시간 단위로 산정한 발전사업자 및 급전가능집합전력자원을 보유한 중개사업자의 시간대별 부가정산금에 대한 정산금 총액으로 한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 중개사업자 정산금 추가 적용 • 중개사업자 정산금 추가 적용 • 중개사업자 정산금 추가 적용
<p style="text-align: center;">제7절 급전가능재생에너지자원의 전력계통 운영</p> <p>제16.7.1조(급전가능재생에너지자원에 관한 계통운영) ① 전력거래소는 급전가능재생에너지자원에 대한 출력 감시, 평가 및 급전지시를 통해 전력계통을 안정적으로 운영하여야 한다.</p> <p>② 전력거래소와 송·배전사업자는 안정적인 계통운영을 위하여 다음 각 호의 정보를 상호 공유한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 급전가능재생에너지발전기로 등록된 보유자원 정보 2. 급전가능집합전력자원에 속하는 보유자원 정보 <p>③ 전력거래소는 배전망의 안정적 운영을 위하여 다음 각 호의 정보를 배전사업자와 공유한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 제16.4.2조의 급전가능재생에너지자원의 하루전발전계획량 	<ul style="list-style-type: none"> • 급전가능재생에너지 계통운영 조항 신설

신 설(안)	개 정 사 유
<p>리 시간을 거래소에 제출해야한다.</p> <p>제16.7.5조(급전지시의 이행) 제16.7.2조의 급전지시를 받은 사업자는 지체없이 이를 이행하여야 한다.</p> <p>제16.7.6조(급전지시의 철회 또는 변경) ① 제16.7.2조의 급전지시를 받은 사업자는 설비나 인명의 안전에 위해가 예상되어 급전지시를 이행할 수 없는 경우에는 지체없이 그 사유 및 이행 예상 시기를 전력거래소에 통지하여야 한다.</p> <p>② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 통지를 받은 경우 제16.7.2조의 급전지시를 철회 또는 변경할 수 있다.</p> <p>제16.7.7조(비상시 급전지시) 전력거래소는 천재지변 등으로 전력계통 운영에 심각한 상태가 초래되었거나 우려가 있을 경우, 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에게 별표 12에 따라 비상시 급전지시를 할 수 있다.</p> <p>제16.7.8조(송전손실의 적용) 전력거래소는 제16.4.1조의 하루전발전계획, 제16.4.3조의 당일발전계획 및 제16.4.5조의 실시간발전계획 수립을 위하여 제2.5.3조의 정적손실계수를 고려한다.</p> <p style="text-align: center;">제8절 급전가능재생에너지자원의 전력거래시스템</p> <p>제16.8.1조(실시간 자료취득 및 제어설비의 설치) ① 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자는 제16.2.3조의 기술요건을 충족하기 위한 실시간시스템 자료취득 및 제어설비를 설치하여야 한다.</p> <p>② 급전가능집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 제16.2.4조의 기술요건을 충족하기 위한 실시간 자료취득 및 제어설비를 설치하여야 한다.</p> <p>제16.8.2조(실시간 자료취득 및 제어설비 관리) ① 급전가능재생에너지발전기를 보유한 발전사업자 및 급전가능</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 급전지시 이행 의무 명시 • 기존규칙 준용 • 기존규칙 준용 • 하루전발전계획, 당일발전계획, 실시간발전계획 송전손실 적용 명시 • RTU 또는 신재생자료취득장치 설치 의무 명시 • 기존규칙 준용

신 설(안)	개 정 사 유
<p>집합전력자원을 보유한 소규모전력중개사업자는 설비고장 또는 통신오류 등에 의해 자료제공에 장애가 발생하지 않도록 주기적으로 제16.8.1조에 따라 설치한 설비를 점검하여야 한다.</p> <p>② 자료취득 및 제어설비에 장애가 발생한 경우 전력거래소는 즉시 해당 사업자에게 통보하고, 해당 사업자는 가능한 빠른 시일 내에 정상화 시켜야 한다.</p> <p>③ 제1항 및 제2항의 세부 기준 및 절차는 별표 13에 따른다.</p>	
<p style="text-align: center;">제9절 보칙</p> <p>제16.9.1조(별도지침의 제정) ① 전력거래소는 필요한 경우 별도의 지침을 마련하여 전기자동차 등 신자원의 전력시장 참여, 급전가능재생에너지자원의 예비력시장 참여 등 새로운 제도의 도입에 앞서 추가적인 실증을 추진할 수 있다.</p> <p>② 제1항의 경우에는 가상의 테스트로 진행하며 본 6장의 전력거래대금에는 영향을 미치지 않아야 한다.</p>	<p>· 추가 실증사업 추진근거 마련</p>
<p style="text-align: center;">부 칙(2023. XX. XX)</p> <p>제1조(시행일) ① 제16장 및 별표3, 별표4, 별표5, 별표8, 별표13, 별표33, 별표34의 전력시장 제도개선 제주 시범사업 도입과 관련된 규정은 전산시스템 개발·점검 및 모의운영을 위해 공고일로부터 6개월 이내에 전력거래시스템(e-power market)에 공지하는 날로부터 시행한다.</p> <p>② 제1항을 시행하기 30영업일 이전에 전력거래시스템(e-power market)을 통해 사전 공지한다.</p>	<p>· 시범사업 시행일 명시</p>
<p>제2조(설비용량 1MW초과 비중앙급전발전기에 대한 경과 규정) ① 제1조의 전력시장 제도개선 제주 시범사업 시행일 이전 상업운전을 개시한 1MW 초과 비중앙급전발전기는 제16.3.2조 제5항을 적용받지 아니한다.</p> <p>② 제1조의 시행일 이후 상업운전을 개시한 1MW 초과 비중앙급전발전기는 제16.3.2조 제5항 규정을 시행일로</p>	<p>· 신규 비중앙급전 발전기 입찰 의무예외기간 설정</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>부터 1년 뒤 적용한다.</p> <p>제3조(예측제도 경과조치) ① 제14장 재생에너지 발전량 예측제도(이하 “예측제도”)는 제16장 제2절의 재생에너지 입찰제도(이하 “입찰제도”)가 도입된 지역에 대하여 입찰제도를 시행함과 동시에 종료한다.</p> <p>② 제1항에도 불구하고 제주계통에 연결된 보유자원은 급전가능재생에너지자원으로 참여한 경우에 한하여 제1조의 시행일로부터 1년간 예측제도에 참여할 수 있으며, 이 경우 제주계통 내 예측제도 대상자원에 적용하는 예측제도 정산단가는 육지계통 내 예측제도 대상자원에 적용하는 정산단가의 50%를 적용한다.</p> <p>③ 제2항의 예측제도 참여 가능기간 동안 제주계통 내 예측형 집합전력자원의 주요 자원 설비용량 합계 기준은 1MW 초과로 완화 적용하며, 소규모전력중개시장의 운영에 관한 규칙 제35조의3(설비용량별 구성)은 제주계통의 예측형 집합전력자원을 제외하고 적용한다.</p> <p>제4조(시범사업 유효기간) 제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업은 전국으로 확대 적용되기 전(2025년 말 예정)까지 효력을 가진다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 예측제도 종료 시기 명시 • 입찰제도 참여자원 예측제도 참여 시 1년간 50% 지급 • 설비용량별 구성 기준 완화 • 시범사업 유효기간 명시

나. 별표2 정산 기준

현 행	개 정(안)	개 정 사 유						
<p>V. 예측제도 참여자에 대한 정산</p> <p>1. 대상자원 전력거래량에 대한 정산</p> <p>① 주요자원의 전력거래량에 대한 정산</p> <p>- 시간대별로 대상자원이 설비이용률 및 예측오차율 기준을 충족하는 경우, 대상자원 내 주요자원의 전력거래량에 대해 정산한다. 즉,</p> $IFP_{i,t} = MGOM_{i,t} \times FP_{i,t} \times 1,000$	<p>V. 예측제도 참여자에 대한 정산</p> <p>1. 대상자원 전력거래량에 대한 정산</p> <p>① 주요자원의 전력거래량에 대한 정산</p> <p>- 시간대별로 대상자원이 설비이용률 및 예측오차율 기준을 충족하는 경우, 대상자원 내 주요자원의 전력거래량에 대해 정산한다. 즉,</p> $IFP_{i,t} = MGOM_{i,t} \times FP_{i,t} \times \underline{JFPE}_i \times 1,000$ <p><u>JFPE_i</u> : 제주 시범사업 중 재생에너지 입찰제도에 참여하는 자원에 적용하는 예측제도 정산단가 계수</p> <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">적용계수</th> <th style="text-align: center;">적용 조건</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;"><u>0.5</u></td> <td style="text-align: center;"><u>제주계통 내 재생에너지 입찰제도(제주 시범사업)와 예측제도에 동시 참여하는 자원</u></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;"><u>1</u></td> <td style="text-align: center;"><u>제주지역 외 지역(육지)의 예측제도 참여자원</u></td> </tr> </tbody> </table>	적용계수	적용 조건	<u>0.5</u>	<u>제주계통 내 재생에너지 입찰제도(제주 시범사업)와 예측제도에 동시 참여하는 자원</u>	<u>1</u>	<u>제주지역 외 지역(육지)의 예측제도 참여자원</u>	<ul style="list-style-type: none"> · 예측제도 정산단가 50% 적용을 정산산식으로 표현 · 기호 보완 (FPF→JFPF)
적용계수	적용 조건							
<u>0.5</u>	<u>제주계통 내 재생에너지 입찰제도(제주 시범사업)와 예측제도에 동시 참여하는 자원</u>							
<u>1</u>	<u>제주지역 외 지역(육지)의 예측제도 참여자원</u>							

다. 별표4 입찰 운영 절차

현 행	개 정(안)	개 정 사 유
<p><신 설></p> <p><신 설></p> <p><신 설></p> <p><신 설></p> <p><신 설></p>	<p><u>6.4 급전가능재생에너지자원의 입찰</u> <u>제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업에 참여하</u> <u>는 급전가능재생에너지자원에 대해서는 본 항목의</u> <u>규정을 따르며, 본 별표 내의 타 절차와 상충되는</u> <u>항목이 발생하는 경우 본 항목을 우선하여 적용한</u> <u>다.</u></p> <p><u>6.4.1 입찰자료의 제출</u></p> <p><u>6.4.1.1 입찰은 거래일 24시간에 대하여 한다.</u></p> <p><u>6.4.1.2 하루전시장입찰자료는 하루전시장입찰마감시간</u> <u>이전까지 전력거래입찰시스템을 통하여 제출하</u> <u>여야 한다. 다만, 해당자원을 보유한 회원의 사</u> <u>유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 정상적</u> <u>인 입찰이 이루어지지 못한 경우에는 별지 제</u> <u>31-6호 모사전송 또는 이메일 등의 방법으로</u> <u>전력거래소에 제출할 수 있다.</u></p> <p><u>6.4.1.3 실시간시장입찰자료는 하루전시장입찰자료 및</u> <u>실시간시장입찰마감시간 이전까지의 변경입찰</u> <u>자료 중 가장 최신의 입찰자료로 같음한다. 다</u> <u>만, 해당자원을 보유한 회원의 사유가 아닌 불</u> <u>가항력적인 사유로 인하여 정상적인 입찰이 이</u> <u>루어지지 못한 경우에는 별지 제33-6호를 작성</u> <u>하여 모사전송 또는 이메일 등의 방법으로 전</u></p>	<p>· 급전가능재생 에너지자원의 입찰 절차 신설</p>

현행	개정(안)	개정사유
<p><신설></p>	<p><u>력거래소에 제출할 수 있다.</u></p> <p>6.4.1.4 <u>실시간시장입찰마감시간이 지난 이후 예측 불가능한 발전기의 고장 등의 사유로 변경입찰을 하지 못한 경우 사유 발생시점으로 부터 2시간 이내에 변경된 입찰서를 제출하여야 한다. 단, 해당 입찰서는 실시간에너지가격 및 실시간예비력가격 결정을 위한 실시간발전계획의 입력자료로 사용되지 아니한다.</u></p>	
<p><신설></p>	<p>6.4.1.5 9.1.1 및 9.1.2에도 불구하고 급전가능재생에너지자원에 대하여는 공급가능용량, 출력증가율, 출력감소율을 소수점 이하 넷째자리에서 반올림하여 셋째자리까지 입찰한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 최소 입찰의무 기준 변경에 따라 입찰 단위 세밀화 · 문구 명확화
<p><신설></p>	<p>6.4.1.6 <u>급전가능재생에너지에 대한 기동소요시간, 최소발전용량도달시간, 계통분리시간, 최소운전시간, 최소정지시간은 hh:mm의 형태로 분(min) 단위까지 입찰하여야 한다.</u></p>	
<p><신설></p>	<p>6.4.2 <u>공급가능용량</u></p>	
<p><신설></p>	<p>6.4.2.1 <u>입찰시 시간대별 공급가능용량은 급전가능재생에너지자원은 송전단 기준 예측발전량(MWh)을 제출하되, 출력증가/감소율을 고려하여야 한다.</u></p>	
<p><신설></p>	<p>6.4.2.2 <u>급전가능재생에너지자원에 대한 예측발전량 변경 등으로 공급가능용량이 변경되었을 경우 6.3.7.5.2의 절차에 따라 변경입찰하여야 한다.</u></p>	

현행	개정(안)	개정사유
<신설>	6.4.3 기술적특성	
<신설>	6.4.3.1 급전가능재생에너지자원의 변경입찰 시 특별한 사유가 발생하지 않는 한 제16.3.2조의 하루전 시장 입찰서에 기재한 기술적 특성 자료를 변경하여 입찰하여서는 아니된다.	
<신설>	6.4.3.2 6.4.3.1에도 불구하고 급전가능재생에너지자원의 부분적인 고장으로 특성이 변경된 경우 사유를 명기하고 변경하여 입찰할 수 있다.	
<신설>	6.4.4 입찰가격	
<신설>	6.4.4.1 급전가능재생에너지자원의 입찰가격은 6.4.2.1에서 제출한 시간대별 예측발전량(MWh)에 대하여 최대 10개 구간까지 자유롭게 나누어 가격을 소수점이하 셋째자리에서 반올림하여 둘째자리까지 입찰하되, 하한은 제16.3.2조의 입찰하한가격, 상한은 제16.3.2조의 입찰상한가격으로 한다.	<ul style="list-style-type: none"> · 발전계획 프로그람의 공급가능용량 구간과 일치 · 고정계약 발전기의 과도하게 낮은 가격 입찰 방지 · 문구 명확화
<신설>	6.4.4.2 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자가 제16.1.8조 제4호의 하루전시장 입찰마감시간 이후 발전기의 입찰가격을 변경하고자 하는 경우 전력거래입찰시스템을 통해 6.4.4.1에 따라 제출한 구간별 입찰가격보다 전체 발전구간에 대해서 같거나 낮은 가격으로 입찰하여야 한다.	<ul style="list-style-type: none"> · 재생에너지자원 사업자의 가격 교란 행위 방지
<신설>	6.5 1MW초과 비중앙급전발전기의 입찰	<ul style="list-style-type: none"> · 신설 1MW초과

현행	개정(안)	개정사유
<p data-bbox="519 501 636 533"><신설></p> <p data-bbox="519 553 636 585"><신설></p> <p data-bbox="519 912 636 944"><신설></p> <p data-bbox="519 1326 636 1358"><신설></p>	<p data-bbox="1111 244 1814 485"><u>제16장 전력시장 제도개선 제주 시범사업에 참여하는 1MW초과 비중양급전발전기에 대해서는 본 항목의 규정을 따르며, 본 별표 내의 타 절차와 상충되는 항목이 발생하는 경우 해당 항목을 우선하여 적용한다.</u></p> <p data-bbox="1005 501 1664 533"><u>6.5.1.1 입찰은 거래일 24시간에 대하여 한다.</u></p> <p data-bbox="1005 553 1814 895"><u>6.5.1.2 하루전시장입찰자료는 하루전시장입찰마감시간 이전까지 전력거래입찰시스템을 통하여 제출하여야 한다. 다만, 해당자원을 보유한 회원의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 정상적인 입찰이 이루어지지 못한 경우에는 별지 제 31-7호 모사전송 또는 이메일 등의 방법으로 전력거래소에 제출할 수 있다.</u></p> <p data-bbox="1005 912 1814 1305"><u>6.5.1.3 실시간시장입찰자료는 하루전시장입찰자료 및 실시간시장입찰마감시간 이전까지의 변경입찰자료 중 가장 최신의 입찰자료로 같음한다. 다만, 해당자원을 보유한 회원의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 정상적인 입찰이 이루어지지 못한 경우에는 별지 제33-7호를 작성하여 모사전송 또는 이메일 등의 방법으로 전력거래소에 제출할 수 있다.</u></p> <p data-bbox="1005 1326 1814 1406"><u>6.5.1.4 9.1.1 및 9.1.2에도 불구하고 1MW초과 비중양급전자원발전기에 대하여는 공급가능용량을 소수</u></p>	<p data-bbox="1850 244 2060 379">비중양급전발전기의 입찰 절차 신설</p> <p data-bbox="1832 1377 2020 1409">· 문구 명확화</p>

현 행	개 정(안)	개 정 사 유
<p data-bbox="517 347 636 379"><신 설></p> <p data-bbox="517 400 636 432"><신 설></p> <p data-bbox="517 555 636 587"><신 설></p>	<p data-bbox="1115 245 1809 331"><u>점 이하 넷째자리에서 반올림하여 셋째자리까지 입찰한다.</u></p> <p data-bbox="1003 347 1279 379"><u>6.5.2 공급가능용량</u></p> <p data-bbox="1003 400 1809 539"><u>6.5.2.1 입찰시 시간대별 공급가능용량은 급전가능재생 에너지자원은 송전단 기준 예측발전량(MWh)을 제출하여야 한다.</u></p> <p data-bbox="1003 555 1809 694"><u>6.5.2.2 1MW초과 비중앙발전기에 대한 예측발전량 변경 등으로 공급가능용량이 변경되었을 경우 6.3.7.5.2의 절차에 따라 변경입찰하여야 한다.</u></p>	

라. 별표5 전력수요 예측 절차

현 행	개 정(안)	개 정 사 유
<p>< 신 설 ></p>	<p><u>7.3 전력시장 제도개선 제주 시범사업을 위한 수요예측 절차</u></p>	
<p>< 신 설 ></p>	<p><u>본 항목은 시범사업기간 동안 하루전발전계획, 당일발전계획 및 실시간발전계획의 입력자료로 사용되는 전력수요를 예측하기 위한 절차이다.</u></p>	
<p>< 신 설 ></p>	<p><u>7.3.1 수요예측 기준</u></p>	
<p>< 신 설 ></p>	<p><u>7.3.1.1 수요예측은 송전단을 기준으로 한다.</u></p>	
<p>< 신 설 ></p>	<p><u>7.3.1.2 일간수요예측, 당일수요예측 및 실시간수요예측은 일간수요예측시스템, 당일수요예측시스템 및 실시간수요예측시스템을 이용한다.</u></p>	
<p>< 신 설 ></p>	<p><u>7.3.1.3 수요예측담당자는 7.3.1.2의 일간수요예측 및 당일수요예측 결과에 기상, 사회적 요인 등을 추가로 고려하여 결과를 보정할 수 있다.</u></p>	
<p>< 신 설 ></p>	<p><u>7.3.1.4 전력수요예측은 수요반응자원의 자발적 수요감축에 따른 감축계획량과 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축요청량을 반영하여 예측한다.</u></p>	
<p>7.3 부칙</p>	<p><u>7.4 부칙</u></p>	
<p><u>7.3.1</u> 회원간의 별도 합의가 있을 때까지 거래일 전일이 휴일인 경우 휴일 전일에 일간 전력수요를 예측하여야 한다. 만약 휴일 전일도 휴일(연휴)인 경우는 휴일이 처음 시작하는 날의 1일전에</p>	<p><u>7.4.1</u> 회원간의 별도 합의가 있을 때까지 거래일 전일이 휴일인 경우 휴일 전일에 일간 전력수요를 예측하여야 한다. 만약 휴일 전일도 휴일(연휴)인 경우는 휴일이 처음 시작하는 날의 1일전에</p>	

현 행	개 정(안)	개 정 사 유
<p>일간 전력수요를 예측한다.</p> <p><u>7.3.2</u> 휴일이 3일 이상인 경우에는 '별표4. 입찰운영절차' 11.2.1.3의 규정에 의한 예약입찰 일정에 따라 일간 전력수요를 예측한다.</p> <p style="text-align: center;">< 신 설 ></p>	<p>일간 전력수요를 예측한다.</p> <p><u>7.4.2</u> 휴일이 3일 이상인 경우에는 '별표4. 입찰운영절차' 11.2.1.3의 규정에 의한 예약입찰 일정에 따라 일간 전력수요를 예측한다.</p> <p><u>7.4.3</u> <u>7.3 전력시장 제도개선 제주 시범사업을 위한 수요예측에 대해서는 7.4.1, 7.4.2의 규정을 적용하지 아니한다.</u></p>	

마. 별표8 정산 및 결제 절차

현행	개정(안)	개정사유
<p>7.0 절차</p> <p>(중략)</p> <p>< 신설 ></p> <p>(중략)</p> <p>7.2 전력거래시스템 및 정산자료 입력 오류·착오에 대한 정산</p> <p>(중략)</p> <p>< 신설 ></p> <p>(중략)</p>	<p>7.0 절차</p> <p>(중략)</p> <p><u>7.1.10 급전가능재생에너지자원의 60분 평균 EMS급전지시량(SET_POINT_{id})은 MW를 기준으로 소수점 넷째자리에서 거래시간별로 반올림 처리한다.</u></p> <p>(중략)</p> <p>7.2 전력거래시스템 및 정산자료 입력 오류·착오에 대한 정산</p> <p>(중략)</p> <p><u>7.2.3 제16장의 시범사업 기간 동안 제주계통에 대하여 전력거래소의 전력거래시스템 장애 또는 유효한 입찰 누락·착오 등에 의하여 비정상적 거래결과로 정산된 경우 유효한 입력을 하루전발전계획 및 실시간발전계획에 재반영하여 발전계획량, 예비력계획량 및 하루전에너지가격, 실시간에너지가격, 실시간예비력가격을 산출하고 계량전력량에 따라 재정산한다. 단, 제16.3.5조의 규정에 해당하는 실시간시장입찰마감시간 이후 제출된 입찰자료에 대해서는 본 절차를 적용하지 아니한다.</u></p> <p>(중략)</p>	<p>· EMS급전지시량 소수점 처리방법 명시</p> <p>· 타 규정과 소수점 규정 일치</p> <p>· 제주시범사업에 대한 처리방법 신설</p>

바. 별표13 계통운영시스템 운영절차

현 행	개 정(안)	개 정 사 유
<p>1.0 목 적</p> <p>규칙 제10.1.1조의 규정에 의거 전력계통운영에 필요한 자료의 실시간 취득 및 전송과 설비의 원격제어를 위하여 전력거래소, 전기사업자가 시설하는 계통운영시스템의 시설 및 운영 기준에 대한 세부절차를 규정하여 제반 업무수행의 신뢰성, 효율성 및 투명성을 유지하고, 운영 시 결함요소를 사전 예방하여 운영환경을 최적의 상태로 하는데 그 목적이 있다.</p> <p>(중략)</p>	<p>1.0 목 적</p> <p>규칙 제10.1.1조의 규정에 의거 전력계통운영에 필요한 자료의 실시간 취득 및 전송과 설비의 원격제어를 위하여 전력거래소, 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>가 시설하는 계통운영시스템의 시설 및 운영 기준에 대한 세부절차를 규정하여 제반 업무수행의 신뢰성, 효율성 및 투명성을 유지하고, 운영 시 결함요소를 사전 예방하여 운영환경을 최적의 상태로 하는데 그 목적이 있다.</p> <p>(중략)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 절차 운영 목적의 대상 추가
<p>2.0 적용범위</p> <p>2.1 적용대상 : 전력거래소, 전기사업자</p> <p>(중략)</p>	<p>2.0 적용범위</p> <p>2.1 적용대상 : 전력거래소, 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u></p> <p>(중략)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 절차 적용 대상 추가
<p>3.0 책 임</p> <p>(중략)</p> <p>3.2 전기사업자</p> <p>(중략)</p>	<p>3.0 책 임</p> <p>(중략)</p> <p>3.2 전기사업자 및 <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u></p> <p>(중략)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 책임 대상 추가
<p>5.0 용어의 정의</p> <p>5.1 계통운영시스템 (EMS : Energy Management System) 전국의 발전소 및 <u>변전소</u>의 운전상태를 실시간으로</p>	<p>5.0 용어의 정의</p> <p>5.1 계통운영시스템 (EMS : Energy Management System) 전국의 발전소, <u>급전가능재생에너지자원, 변전소</u>의</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 용어 내 대상 추가

현 행	개 정(안)	개 정 사 유
<p>감시, 제어하고 다양한 연료를 사용하는 발전소의 경제적인 전력 생산과 안정된 전력공급을 종합 관리하기 위해 전력거래소에 설치 운영되는 컴퓨터시스템 및 주변장치</p> <p>(중략)</p>	<p>운전상태를 실시간으로 감시, 제어하고 다양한 연료를 사용하는 발전소의 경제적인 전력 생산과 안정된 전력공급을 종합 관리하기 위해 전력거래소에 설치 운영되는 컴퓨터시스템 및 주변장치</p> <p>(중략)</p>	
<p>5.4 DB(DataBase) : 전력계통운영에 필요로 하는 전력정보 즉, <u>발전소</u>의 Analog 및 Status 자료를 취득하고 저장 및 관리하기 위한 정보의 집합</p>	<p>5.4 DB(DataBase) : 전력계통운영에 필요로 하는 전력정보 즉, <u>발전소, 급전가능재생에너지자원, 변전소</u>의 Analog 및 Status 자료를 취득하고 저장 및 관리하기 위한 정보의 집합</p>	<p>· 용어 내 대상 추가</p>
<p>5.5 실제값 : <u>발전소</u>의 Analog 또는 Digital Meter에서 계측기(0.25급이상)로 측정된 값</p> <p>(중략)</p>	<p>5.5 실제값 : <u>발전소, 급전가능재생에너지자원, 변전소</u>의 Analog 또는 Digital Meter에서 계측기(0.25급이상)로 측정된 값</p> <p>(중략)</p>	<p>· 용어 내 대상 추가</p>
<p>5.8 신재생자료취득장치</p> <p>154kV이상 송전선로에 연계된 20MW 이하 풍력, 태양광, 연료전지발전기의 실시간 자료취득 및 전송과 원격 제어를 위해 발전기에 설치되는 설비</p> <p>(중략)</p>	<p>5.8 신재생자료취득장치</p> <p><u>급전가능재생에너지자원</u> 및 154kV이상 송전선로에 연계된 20MW 이하 풍력, 태양광, 연료전지발전기의 실시간 자료취득 및 전송과 원격 제어를 위해 발전기에 설치되는 설비</p> <p>(중략)</p>	<p>· 용어 내 대상 추가</p>
<p>7.2 실시간 자료취득 및 제어설비 시설업무</p> <p>7.2.1 시설 대상</p> <p>7.2.1.1 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치, 설비용량 20MW 초과 비중앙급전발전기 및 비중앙</p>	<p>7.2 실시간 자료취득 및 제어설비 시설업무</p> <p>7.2.1 시설 대상</p> <p>7.2.1.1 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치, <u>급전가능재생에너지자원</u>, 설비용량 20MW 초과 비중</p>	<p>· 시설 대상 추가</p>

현행	개정(안)	개정사유
<p>급전전기저장장치, 송전사업자용 전기저장장치, 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 변전소 및 지역급전시스템(SCADA), 전력시장에 참여하는 설비용량 300MVA 이상의 동기발전기(복합화력발전기는 총 설비용량 500MVA이상)(계통안정화장치 운전상태 정보 자료취득에 한함), 154kV이상 송전선로에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지발전기. 단, 집합전력자원은 예외로 한다.</p> <p>7.2.1.2 EMS와 자료를 연계하는 원격소장치(RTU) 또는 실시간 자료취득·제어설비와 발전소 제어설비 간에 신호연계가 필요한 경우 디지털 통신방식을 적용해 직접 연계한다.</p> <p>1) RTU 신설 또는 교체할 경우 시행일부터 적용하고, 기존 설비는 시행일로부터 5년 이내에 적용한다.</p> <p>2) RTU, 실시간 자료취득·제어설비와 발전소 제어설비의 디지털 통신방식 적용이 불가한 경우 회원사는 제작사의 공문을 첨부해 예외인정을 요청하고 거래소는 이를 검토 후 승인한다.</p> <p>(중략)</p>	<p>양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치, 송전사업자용 전기저장장치, 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 변전소 및 지역급전시스템(SCADA), 전력시장에 참여하는 설비용량 300MVA 이상의 동기발전기(복합화력발전기는 총 설비용량 500MVA이상)(계통안정화장치 운전상태 정보 자료취득에 한함), 154kV 이상 송전선로에 연계된 풍력, 태양광 및 연료전지발전기. 단, 집합전력자원은 예외로 한다.</p> <p>7.2.1.2 EMS와 자료를 연계하는 원격소장치(RTU) 또는 실시간 자료취득·제어설비와 발전소 <u>또는 급전가능재생에너지자원의</u> 제어설비 간에 신호연계가 필요한 경우 디지털 통신방식을 적용해 직접 연계한다.</p> <p>1) RTU 신설 또는 교체할 경우 시행일부터 적용하고, 기존 설비는 시행일로부터 5년 이내에 적용한다.</p> <p>2) RTU, 실시간 자료취득·제어설비와 발전소 <u>및 급전가능재생에너지자원</u> 제어설비의 디지털 통신방식 적용이 불가한 경우 회원사는 제작사의 공문을 첨부해 예외인정을 요청하고 거래소는 이를 검토 후 승인한다.</p> <p>(중략)</p>	<p>· 시설 주체 추가</p>

현행	개정(안)	개정사유
<p>7.2.3.1 전기사업자는 해당 연도부터 향후 5년간의 실시간 자료취득 및 제어 설비의 시설계획을 매년 작성하여 3월말까지 전력거래소로 제공하고, 전력거래소는 이를 검토하여 계통운영시스템(EMS)의 운영계획을 수립한다.</p> <p>(중략)</p>	<p>7.2.3.1 전기사업자 <u>및 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>는 해당 연도부터 향후 5년간의 실시간 자료취득 및 제어 설비의 시설계획을 매년 작성하여 3월말까지 전력거래소로 제공하고, 전력거래소는 이를 검토하여 계통운영시스템(EMS)의 운영계획을 수립한다.</p> <p>(중략)</p>	<p>· 시설 계획 주체 추가</p>
<p>7.2.4 실시간 자료취득 및 제어설비 설치</p> <p>7.2.4.1 전력거래소는 전기사업자와 협의후 계통운영시스템과 실시간 자료취득 및 제어설비간 자료취득 및 제어기준, 통신규격 등을 정하여 전기사업자에게 제공한다.</p>	<p>7.2.4 실시간 자료취득 및 제어설비 설치</p> <p>7.2.4.1 전력거래소는 전기사업자 <u>및 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>와 협의후 계통운영시스템과 실시간 자료취득 및 제어설비간 자료취득 및 제어기준, 통신규격 등을 정하여 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>에게 제공한다.</p>	<p>· 규격 제공 대상 추가</p>
<p>7.2.4.2 전기사업자는 전력거래소에서 정한 자료취득 및 제어기준과 통신규격에 맞는 설비를 설치하되, 발전 및 송변전 설비 설계와 병행하여 다음 규격에 만족하도록 설계한다. 단, EMS 원격소장치에 적용되어야 하는 최소 요구규격은 전력거래소 홈페이지에 게시하고 설비운영이 필요한 부가기능은 회원사 자체 결정에 의한다.</p> <p>(중략)</p>	<p>7.2.4.2 전기사업자 <u>및 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>는 전력거래소에서 정한 자료취득 및 제어기준과 통신규격에 맞는 설비를 설치하되, 발전 및 송변전 설비 설계와 병행하여 다음 규격에 만족하도록 설계한다. 단, EMS 원격소장치에 적용되어야 하는 최소 요구규격은 전력거래소 홈페이지에 게시하고 설비운영이 필요한 부가기능은 회원사 자체 결정에 의한다.</p> <p>(중략)</p>	<p>· 설치 주체 추가</p>

현 행	개 정(안)	개 정 사 유
<p>4) 설비의 취득자료를 <u>발,변전소</u>에서 실시간으로 감시할 수 있는 단말장치 등을 설치한다.</p> <p>(중략)</p>	<p>4) 설비의 취득자료를 <u>발전소, 급전가능재생에너지자원, 변전소</u>에서 실시간으로 감시할 수 있는 단말장치 등을 설치한다.</p> <p>(중략)</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 설치 위치 대상 추가
<p>7.2.4.3 전기사업자가 실시간 자료취득 및 제어설비 설치 전에 전력거래소의 계통운영시스템(EMS)과 온라인 시험이 필요할 경우 사전에 전력거래소에 요청하여야 하며, 전력거래소는 전력계통 운영에 지장 없는 범위 내에서 협조한다.</p>	<p>7.2.4.3 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>가 실시간 자료취득 및 제어설비 설치 전에 전력거래소의 계통운영시스템(EMS)과 온라인 시험이 필요할 경우 사전에 전력거래소에 요청하여야 하며, 전력거래소는 전력계통 운영에 지장 없는 범위 내에서 협조한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 온라인 시험 대상 추가
<p>7.2.4.4 실시간 자료취득 및 제어설비의 설치는 발전설비 및 송변전설비와 병행하여 설치하되, 기기(모선, 차단기, 기동용변압기) 가압 이전에 완료하여야 한다.</p>	<p>7.2.4.4 실시간 자료취득 및 제어설비의 설치는 발전설비 및 송변전설비와 병행하여 설치하되, 기기(모선, 차단기, 기동용변압기) 가압 이전에 완료하여야 한다. <u>단, 급전가능집합전력자원은 제16.2.9조 제4항의 급전지시 이행능력시험 20일 전까지 완료하여야 한다.</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> · 설치 대상 추가 및 해당 특성에 따른 설치완료 시기 마련 · 용어 명확화 집합전력자원 → 급전가능 집합전력자원
<p>7.2.4.5 전기사업자는 실시간 자료취득 및 제어설비 설치 50일전에 전력거래소에 통보하여야 하며, 이때 계통운영시스템(EMS)의 DB입력에 필요한 사항(붙임8.2)과 자료취득 및 제어포인트 내역을 작성</p>	<p>7.2.4.5 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>는 실시간 자료취득 및 제어설비 설치 50일전에 전력거래소에 통보하여야 하며, 이때 계통운영시스템(EMS)의 DB입력에 필요한 사항(붙</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 통보 주체 추가

현행	개정(안)	개정사유
<p>하여 같이 제출한다.</p> <p>7.2.4.6 전력거래소는 계통운영을 고려하여 전기사업자가 제출한 자료취득 및 제어포인트 내역을 검토하여 설치 30일 전까지 전기사업자에게 회신한다.</p> <p>7.2.4.8 설치가 완료되면 전력거래소의 계통운영시스템(EMS)과 다음 순서에 따라 포인트별 연동시험을 하여 이상여부를 확인하고 이상개소 발견시 즉시 수정하여 전력거래소에 재시험을 요청한다.</p> <p style="text-align: center;">(중략)</p> <p>4) 계측정보 취득시험시 <u>발전소</u>의 원격소장치에서 포인트별 변환기 입력값을 5단계로(최대값의 0%,25%, 50%,75%, 100%) 입력하여 EMS에서 이상 유무를 확인한다.</p> <p>5) <u>발전기</u> 제어시험시 EMS에서 제어값을 5단계로(0%,25%,50%,75%, 100%) 전송하여 원격소장치와 발전기 제어설비(DCS : Digital Control System)에서 각각 이상 유무를 확인한다.</p> <p>6) 상기 3), 4), 5)항의 시험결과 이상상태 발견시 원인을 분석·수정하여 기기(모선, 차단기, 기동</p>	<p>입8.2)과 자료취득 및 제어포인트 내역을 작성하여 같이 제출한다.</p> <p>7.2.4.6 전력거래소는 계통운영을 고려하여 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>가 제출한 자료취득 및 제어포인트 내역을 검토하여 설치 30일 전까지 전기사업자에게 회신한다.</p> <p>7.2.4.8 설치가 완료되면 전력거래소의 계통운영시스템(EMS)과 다음 순서에 따라 포인트별 연동시험을 하여 이상여부를 확인하고 이상개소 발견시 즉시 수정하여 전력거래소에 재시험을 요청한다.</p> <p style="text-align: center;">(중략)</p> <p>4) 계측정보 취득시험시 <u>발전소, 급전가능재생에너지자원, 발전소</u>의 원격소장치에서 포인트별 변환기 입력값을 5단계로(최대값의0%, 25%, 50%, 75%, 100%) 입력하여 EMS에서 이상 유무를 확인한다.</p> <p>5) 발전기, <u>급전가능재생에너지자원의</u> 제어시험시 EMS에서 제어값을 5단계로(0%,25%,50%,75%, 100%) 전송하여 원격소장치와 발전기 제어설비(DCS : Digital Control System)에서 각각 이상 유무를 확인한다.</p> <p>6) 상기 3), 4), 5)항의 시험결과 이상상태 발견시</p>	<p>· 회신 대상 추가</p> <p>· 취득시험 대상 추가</p> <p>· 점검 대상 추가</p> <p>· 자원 추가에 따른</p>

현 행	개 정(안)	개 정 사 유
<p>용변압기등) 가압 이전까지 정상화 한다.</p> <p>(중략)</p>	<p>원인을 분석·수정하여 기기(모선, 차단기, 기동용변압기등) 가압 이전까지, <u>급전가능재생에너지 자원 등록 전까지</u> 정상화 한다.</p> <p>(중략)</p>	<p>특성을 반영</p>
<p>7.2.4.9 계통운영시스템(EMS)과 실시간 자료취득 및 제어설비간 통신을 위한 별도 경로의 이중회선은 전력거래소의 통신 인출점(주분선반)까지 전기사업자가 시설 및 관리하며 그 규격은 붙임8.3과 같다.</p>	<p>7.2.4.9 계통운영시스템(EMS)과 실시간 자료취득 및 제어설비간 통신을 위한 별도 경로의 이중회선은 전력거래소의 통신 인출점(주분선반)까지 전기사업자 <u>및 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>가 시설 및 관리하며 그 규격은 붙임8.3과 같다.</p>	<p>· 관리 주체 추가</p>
<p>7.2.4.10 전기사업자는 전력 기기(모선, 차단기, 기동용변압기등) 가압 50일전까지 붙임8.4에 명시한 규격의 원격소장치용 통신회선을 청약하고 개통일정과 임대번호 등을 전력거래소에 통보한다.</p>	<p>7.2.4.10 전기사업자는 전력 기기(모선, 차단기, 기동용변압기등) 가압 50일전까지, <u>급전가능재생에너지 자원을 보유한 사업자는 제16.2.8조 제4항의 급전지시 이행능력시험 30일 전까지</u> 붙임8.4에 명시한 규격의 원격소장치용 통신회선을 청약하고 개통일정과 임대번호 등을 전력거래소에 통보한다.</p>	<p>· 통보 자원 추가 및 특성에 따른 일정 반영</p>
<p>7.2.4.11 전력거래소와 전기사업자는 기기(모선, 차단기, 기동용변압기등) 가압 20일 전까지 통신회선 및 통신링크를 다음 순서에 따라 개통한다.</p>	<p>7.2.4.11 전력거래소와 전기사업자는 기기(모선, 차단기, 기동용변압기등) 가압 20일 전까지, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자는 제16.2.8조 제4항의 급전지시 이행능력시험 20일 전까지</u> 통신회선 및 통신링크를 다음 순서에 따라 개통</p>	<p>· 통신링크 개통 주체 추가 및 특성에 따른 일정 반영</p>

현 행	개 정(안)	개 정 사 유
<p>(중략)</p> <p>4) 3)항의 시험결과 Error가 발생할 경우 전기사업자는 통신회사에 회선점검을 요청한다.</p> <p>7.2.5 계통운영시스템 자료취득 포인트 증설 및 폐지</p> <p>7.2.5.1 전기사업자는 전력설비의 증설시 포인트 증설계획을 수립하여 해당 설비의 계통운전과 동시에 자료를 취득할 수 있도록 취득점 증설공사를 시행하여야 한다.</p> <p>7.2.5.2 전기사업자는 전력설비 신, 증설 및 폐지 등으로 해당 포인트의 변동이 수반될 경우 20일전에 전력거래소에 통보하여야 한다.</p> <p>7.2.6 실시간 자료취득 및 제어설비의 기능보강</p> <p>7.2.6.1 전력거래소는 계통운영시스템(EMS)의 기능 개선 및 교체에 따른 통신규격, 자료취득 기준, 설비 운영기준이 변경될 경우 전기사업자와 협의 후 개선을 요청할 수 있다.</p> <p>7.2.6.2 전력거래소는 자료취득 및 제어기능이 기준에 미달한 경우 전기사업자에게 개선을 요청할 수 있</p>	<p>한다.</p> <p>(중략)</p> <p>4) 3)항의 시험결과 Error가 발생할 경우 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>는 통신회사에 회선점검을 요청한다.</p> <p>7.2.5 계통운영시스템 자료취득 포인트 증설 및 폐지</p> <p>7.2.5.1 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>는 전력설비의 증설시 포인트 증설계획을 수립하여 해당 설비의 계통운전과 동시에 자료를 취득할 수 있도록 취득점 증설공사를 시행하여야 한다.</p> <p>7.2.5.2 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>는 전력설비 신, 증설 및 폐지 등으로 해당 포인트의 변동이 수반될 경우 20일전에 전력거래소에 통보하여야 한다.</p> <p>7.2.6 실시간 자료취득 및 제어설비의 기능보강</p> <p>7.2.6.1 전력거래소는 계통운영시스템(EMS)의 기능 개선 및 교체에 따른 통신규격, 자료취득 기준, 설비 운영기준이 변경될 경우 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>와 협의를 요청할 수 있다.</p> <p>7.2.6.2 전력거래소는 자료취득 및 제어기능이 기준에 미달한 경우 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원</u></p>	<p>· 회선점검 주체 추가</p> <p>· 취득점 증설공사 주체 추가</p> <p>· 포인트 변동에 따른 일정 통보 주체 추가</p> <p>· 운영기준 변경에 따른 협의 대상 추가</p> <p>· 개선요청 대상 추가</p>

현 행	개 정(안)	개 정 사 유
<p>다.</p> <p>7.2.6.3 전기사업자는 실시간 자료취득 및 제어설비의 신설, 교체 및 기능보강이 있을 경우 전력거래소에 통보하여야 한다.</p> <p>(중략)</p>	<p><u>을 보유한 사업자에게 개선을</u> 요청할 수 있다.</p> <p>7.2.6.3 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>는 실시간 자료취득 및 제어설비의 신설, 교체 및 기능보강이 있을 경우 전력거래소에 통보하여야 한다.</p> <p>(중략)</p>	<p>· 설비보강 통보 주체 추가</p>
<p>7.3 계통운영시스템 제공자료 품질기준</p> <p>7.3.1 전기사업자는 원격소 장치 및 관련 설비의 고장으로 원격소장치 단위의 자료제공이 중단될 경우 이를 신속히 처리하여야 하며, 고장복구가 1일 이상 소요될 것으로 판단되는 경우에는 그 사유 및 처리예정일자를 전력거래소에 통보한다.</p>	<p>7.3 계통운영시스템 제공자료 품질기준</p> <p>7.3.1 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>는 원격소 장치 및 관련 설비의 고장으로 원격소장치 단위의 자료제공이 중단될 경우 이를 신속히 처리하여야 하며, 고장복구가 1일 이상 소요될 것으로 판단되는 경우에는 그 사유 및 처리예정일자를 전력거래소에 통보한다.</p>	<p>· 통보 주체 추가</p>
<p>7.3.2 전기사업자는 전력거래소에 제공하는 계통운영 자료의 정확도가 다음에 제시하는 기준 값 이상으로 유지되도록 하고, 허용치 초과 시에는 전력거래소에서 장애발생통지서를 발행하여 전기사업자에게 통보하여 처리한다.</p>	<p>7.3.2 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>는 전력거래소에 제공하는 계통운영 자료의 정확도가 다음에 제시하는 기준 값 이상으로 유지되도록 하고, 허용치 초과 시에는 전력거래소에서 장애발생통지서를 발행하여 전기사업자, <u>급전가능 재생에너지자원을 보유한 사업자</u>에게 통보하여 처리한다.</p>	<p>· 업무 주체 및 통보 대상 추가</p>
<p>7.3.2.1 Analog 데이터</p> <p>(중략)</p> <p>7.3.2.1.2 발전기 및 전기저장장치측</p>	<p>7.3.2.1 Analog 데이터</p> <p>(중략)</p> <p>7.3.2.1.2 발전기, <u>전기저장장치, 급전가능전기저장장치</u></p>	<p>· 자료의 제공</p>

현 행	개 정(안)	개 정 사 유
<p>(중략)</p> <p>7.3.3 전기사업자는 7.3.2조에서 정의한 품질기준을 유지하기 위해 다음 사항을 준수하여야 한다.</p>	<p>(중략)</p> <p>7.3.3 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>는 7.3.2조에서 정의한 품질기준을 유지하기 위해 다음 사항을 준수하여야 한다.</p>	<p>주체 추가</p> <ul style="list-style-type: none"> · 기준 유지 주체 추가
<p>(중략)</p> <p>7.3.3.4 전기사업자는 매년 1월말까지 자료취득용 변환장치(T/D)의 교정과 CT/PT 비오차시험에 대한 당해년도 계획 및 전년도 실적을 전력거래소에 제출하여야 한다. 이때 교정기의 교정확인서 사본도 함께 제출하여야 한다.</p>	<p>(중략)</p> <p>7.3.3.4 <u>매년 1월말까지 전기사업자, 급전가능재생에너지발전기를 보유한 사업자는 자료취득용 변환장치(T/D)의 교정과 CT/PT 비오차시험, 급전가능집합전력자원을 보유한 사업자는 자료취득용변환장치(T/D)의 교정에</u> 대한 당해년도 계획 및 전년도 실적을 전력거래소에 제출하여야 한다. 이때 교정기의 교정확인서 사본도 함께 제출하여야 한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 계획 및 실적 제공 주체 추가
<p>(중략)</p> <p>7.4 장애발생 통지서 처리 절차</p> <p>7.4.1 7.3항에서 정한 기준을 초과하는 경우에는 전력거래소에서 장애발생통지서를 발행하여 전기사업자에게 통보한다.</p> <p>7.4.2 장애발생통지서는 전력거래소에서 운영하는 TM처리시스템을 통하여 발행하며, 전기사업자는 발행된 장애발생통지서의 처리상황 및 조치결과를 TM처리시스템에 입력한다.</p>	<p>(중략)</p> <p>7.4 장애발생 통지서 처리 절차</p> <p>7.4.1 7.3항에서 정한 기준을 초과하는 경우에는 전력거래소에서 장애발생통지서를 발행하여 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>에게 통보한다.</p> <p>7.4.2 장애발생통지서는 전력거래소에서 운영하는 TM처리시스템을 통하여 발행하며, 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>는 발행된 장애발생통지서의 처리상황 및 조치결과를 TM처리시</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 통보 대상 추가 · 장애 처리 주체 추가

현행	개정(안)	개정사유																																																																																	
<p>7.4.3 전기사업자는 장애발생통지서 접수 후 문제점 해결이 3일 이상 지연될 경우에는 전력거래소에 지연 사유 및 처리 예정일자를 통보한다.</p> <p>(중략)</p> <p>[붙임8.1] 계통운영시스템의 자료취득 기준</p> <p>(중략)</p> <p>8.1.2.6 풍력, 태양광 및 연료전지발전기 자료연계</p>	<p>시스템에 입력한다.</p> <p>7.4.3 전기사업자, <u>급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자</u>는 장애발생통지서 접수 후 문제점 해결이 3일 이상 지연될 경우에는 전력거래소에 지연 사유 및 처리 예정일자를 통보한다.</p> <p>(중략)</p> <p>[붙임8.1] 계통운영시스템의 자료취득 기준</p> <p>(중략)</p> <p>8.1.2.6 풍력, 태양광, 연료전지발전기 및 <u>급전가능재생에너지자원</u> 자료연계</p>	<p>· 통보 주체 추가</p> <p>· 자료취득 기준 대상 추가</p>																																																																																	
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Station</th> <th colspan="2">Analog(1분)</th> <th>Control</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="7">· 154kV이상 송전선로연계 풍력발전기 (20MW 이하) 신재생자료취득장치 →EMS</td> <td rowspan="2">MW</td> <td>· 송전단 Total MW</td> <td rowspan="7">Target MW (필요시)</td> </tr> <tr> <td>· 송전단 Available MW</td> </tr> <tr> <td>· Target MW</td> </tr> <tr> <td>* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">MVA</td> <td>· 송전단 Total MVA</td> <td rowspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVA</td> </tr> <tr> <td>* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVA</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">m/s °(0,360)</td> <td>· 풍속</td> <td rowspan="2">기상 정보*</td> </tr> <tr> <td>· 풍향</td> </tr> <tr> <td>°C</td> <td>· 주변기온</td> <td></td> </tr> <tr> <td>n/a</td> <td>· 운전 중인 터빈 수</td> <td></td> </tr> <tr> <td>MW</td> <td>* ESS 연계형인 경우</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Limit</td> <td>ESS High/Low</td> <td></td> </tr> <tr> <td>ESS</td> <td>* ESS 연계형인 경우</td> <td></td> </tr> <tr> <td>SOC</td> <td>ESS 충전상태(%)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>· 154kV이상</td> <td>MW</td> <td>· 송전단 Total MW</td> <td>Target</td> </tr> </tbody> </table>	Station	Analog(1분)		Control	· 154kV이상 송전선로연계 풍력발전기 (20MW 이하) 신재생자료취득장치 →EMS	MW	· 송전단 Total MW	Target MW (필요시)	· 송전단 Available MW	· Target MW	* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW	MVA	· 송전단 Total MVA	* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVA	* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVA	m/s °(0,360)	· 풍속	기상 정보*	· 풍향	°C	· 주변기온		n/a	· 운전 중인 터빈 수		MW	* ESS 연계형인 경우		Limit	ESS High/Low		ESS	* ESS 연계형인 경우		SOC	ESS 충전상태(%)		· 154kV이상	MW	· 송전단 Total MW	Target	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Station</th> <th colspan="2">Analog(1분)</th> <th>Control</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="7">· 154kV이상 송전선로연계 풍력발전기 (20MW 이하) 신재생자료취득장치 →EMS</td> <td rowspan="4">MW</td> <td>· 송전단 Total MW</td> <td rowspan="7">Target MW (필요시)</td> </tr> <tr> <td>· 송전단 Available MW</td> </tr> <tr> <td>· Target MW</td> </tr> <tr> <td>* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">MVA</td> <td>· 송전단 Total MVA</td> <td rowspan="2">* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVA</td> </tr> <tr> <td>* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVA</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">m/s °(0,360)</td> <td>· 풍속</td> <td rowspan="2">기상 정보*</td> </tr> <tr> <td>· 풍향</td> </tr> <tr> <td>°C</td> <td>· 주변기온</td> <td></td> </tr> <tr> <td>n/a</td> <td>· 운전 중인 터빈 수</td> <td></td> </tr> <tr> <td>MW</td> <td>* ESS 연계형인 경우</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Limit</td> <td>ESS High/Low</td> <td></td> </tr> <tr> <td>ESS</td> <td>* ESS 연계형인 경우</td> <td></td> </tr> <tr> <td>SOC</td> <td>ESS 충전상태(%)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>· 154kV이상</td> <td>MW</td> <td>· 송전단 Total MW</td> <td>Target</td> </tr> </tbody> </table>	Station	Analog(1분)		Control	· 154kV이상 송전선로연계 풍력발전기 (20MW 이하) 신재생자료취득장치 →EMS	MW	· 송전단 Total MW	Target MW (필요시)	· 송전단 Available MW	· Target MW	* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW	MVA	· 송전단 Total MVA	* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVA	* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVA	m/s °(0,360)	· 풍속	기상 정보*	· 풍향	°C	· 주변기온		n/a	· 운전 중인 터빈 수		MW	* ESS 연계형인 경우		Limit	ESS High/Low		ESS	* ESS 연계형인 경우		SOC	ESS 충전상태(%)		· 154kV이상	MW	· 송전단 Total MW	Target
Station	Analog(1분)		Control																																																																																
· 154kV이상 송전선로연계 풍력발전기 (20MW 이하) 신재생자료취득장치 →EMS	MW	· 송전단 Total MW	Target MW (필요시)																																																																																
		· 송전단 Available MW																																																																																	
	· Target MW																																																																																		
	* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW																																																																																		
	MVA	· 송전단 Total MVA		* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVA																																																																															
		* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVA																																																																																	
	m/s °(0,360)	· 풍속		기상 정보*																																																																															
· 풍향																																																																																			
°C	· 주변기온																																																																																		
n/a	· 운전 중인 터빈 수																																																																																		
MW	* ESS 연계형인 경우																																																																																		
Limit	ESS High/Low																																																																																		
ESS	* ESS 연계형인 경우																																																																																		
SOC	ESS 충전상태(%)																																																																																		
· 154kV이상	MW	· 송전단 Total MW	Target																																																																																
Station	Analog(1분)		Control																																																																																
· 154kV이상 송전선로연계 풍력발전기 (20MW 이하) 신재생자료취득장치 →EMS	MW	· 송전단 Total MW	Target MW (필요시)																																																																																
		· 송전단 Available MW																																																																																	
		· Target MW																																																																																	
		* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW																																																																																	
	MVA	· 송전단 Total MVA		* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVA																																																																															
		* ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVA																																																																																	
	m/s °(0,360)	· 풍속		기상 정보*																																																																															
· 풍향																																																																																			
°C	· 주변기온																																																																																		
n/a	· 운전 중인 터빈 수																																																																																		
MW	* ESS 연계형인 경우																																																																																		
Limit	ESS High/Low																																																																																		
ESS	* ESS 연계형인 경우																																																																																		
SOC	ESS 충전상태(%)																																																																																		
· 154kV이상	MW	· 송전단 Total MW	Target																																																																																

현행				개정(안)				개정사유
송전선로연계 태양광발전기 (20MW 이하) 신재생자료취득장치 →EMS		· 송전단 Available MW · Target MW * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW	MW (필요시)	송전선로연계 태양광발전기 (20MW 이하) 신재생자료취득장치 →EMS		· 송전단 Available MW · Target MW * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW	MW (필요시)	
	MVAr	· 송전단 Total MVAr * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVAr			MVAr	· 송전단 Total MVAr * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVAr		
	W/m ²	· 일사량	기상 정보*		W/m ²	· 일사량	기상 정보*	
	°C	· 주변기온			°C	· 주변기온		
	MW Limit	* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low			MW Limit	* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low		
ESS SOC	* ESS 연계형인 경우 ESS 충전상태(%)		ESS SOC	* ESS 연계형인 경우 ESS 충전상태(%)				
· 154kV이상 송전선로연계 연료전지발전기 (20MW 이하) 신재생자료취득장치 →EMS	MW	· 송전단 Total MW · 송전단 Available MW · Target MW * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW	Target MW (필요시)	· 154kV이상 송전선로연계 연료전지발전기 (20MW 이하) 신재생자료취득장치 →EMS	MW	· 송전단 Total MW · 송전단 Available MW · Target MW * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MW	Target MW (필요시)	
	MVAr	· 송전단 Total MVAr * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVAr			MVAr	· 송전단 Total MVAr * ESS 연계형인 경우 ESS의 송전단 Total MVAr		
	MW Limit	* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low			MW Limit	* ESS 연계형인 경우 ESS High/Low		
	ESS SOC	* ESS 연계형인 경우 ESS 충전상태(%)			ESS SOC	* ESS 연계형인 경우 ESS 충전상태(%)		
<신 설>				· <u>급전가능재생에너지자원</u> <u>(신재생자료취득장치를 사용하는 경우)</u> <u>신재생자료취득장치 →EMS</u>	MW	· <u>연계 모션별, 전원별 Total MW</u> · <u>연계모션별, 전원별 Available MW</u> · <u>Target MW (Set Point)</u> * <u>ESS 연계형인 경우</u>	<u>Set Point (필요시)</u>	· 시장참여 모델 추가에 따른 반영 (단독형 및 집합 전력자원 기준)

현 행	개 정(안)	개 정 사 유
<p>[붙임8.3] 실시간 자료취득 및 제어설비의 통신규격 (중략)</p> <p>8.3.5 신재생자료취득장치는 아래 내용을 따른다. 8.3.5.1 발전기와 신재생자료취득장치 간 데이터송수신을 위한 통신은 이더넷 방식을 지원해야 한다. <u>발전사업자가 발전기와 신재생자료취득장치 사이에 별도의 데이터 중계장치를 두는 경우, 중계장치와 신재생자료취득장치간 통신은 이더넷 방식을 지원해야 한다.</u></p> <p>(중략)</p> <p>8.3.5.3 발전사업자는 전력거래소에서 제공하는 프로그램 가이드를 참고하여 발전기와 신재생자료취득장치 간 데이터연계 기능을 개발하고, 완료 후 전력거래소와 통신시험을 수행하여야 한다.</p> <p>(중략)</p>	<p>[붙임8.3] 실시간 자료취득 및 제어설비의 통신규격 (중략)</p> <p>8.3.5 신재생자료취득장치는 아래 내용을 따른다. 8.3.5.1 발전기 <u>및 급전가능재생에너지자원과</u> 신재생자료취득장치 간 데이터송수신을 위한 통신은 이더넷 방식을 지원해야 한다. <u>발전사업자 및 급전가능 재생에너지자원을 보유한 사업자가</u> 신재생자료취득장치 사이에 별도의 데이터 중계장치를 두는 경우, 중계장치와 신재생자료취득장치간 통신은 이더넷 방식을 지원해야 한다.</p> <p>(중략)</p> <p>8.3.5.3 발전사업자 <u>및 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자는</u> 전력거래소에서 제공하는 프로그램 가이드를 참고하여 발전기와 신재생자료취득장치 간 데이터연계 기능을 개발하고, 완료 후 전력거래소와 통신시험을 수행하여야 한다.</p> <p>(중략)</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 통신규격 준수 자원 대상 추가 · 신규자원 추가에 따른 포괄적 대상으로 변경 · 자원 대상 추가
<p>[붙임8.7] 비상용 대체 통신수단 설치기준</p> <p>8.7.1 전력거래소 및 전기사업자는 유선통신망 급전 통신수단의 장애 등에 대비하여 위성통신망 등에 의한 대체 통신수단을 구축하여야 한다.</p>	<p>[붙임8.7] 비상용 대체 통신수단 설치기준</p> <p>8.7.1 전력거래소, 전기사업자 <u>및 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자는</u> 유선통신망 급전 통신수단의 장애 등에 대비하여 위성통신망 등에 의한 대</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 비상용 통신수단 구축 대상 추가

사. 별표33 전력시장 제도개선 제주 시범사업에 대한 정산기준(신설)

신 설(안)	개 정 사 유
<p style="text-align: center;">[별표 33] 전력시장 제도개선 제주 시범사업에 대한 정산기준</p> <p>[목 차]</p> <p>1. 목적</p> <p>2. 적용범위</p> <p>3. 발전사업자 및 급전가능재생에너지자원을 보유한 사업자에 대한 정산</p> <p>가. 전력량에 대한 정산</p> <p>(1) 일반발전기</p> <p>(2) 급전가능재생에너지자원</p> <p>(3) 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치</p> <p>(4) 시운전발전기</p> <p>나. 공급가능용량에 대한 정산</p> <p>(1) 일반발전기</p> <p>(2) 급전가능재생에너지자원</p> <p>(3) 시운전발전기</p> <p>(4) 용량가격 정산에서 제외되는 발전기</p> <p>다. 보조서비스에 대한 정산</p> <p>(1) 예비력정산금</p> <p>(2) 마일리지정산금</p> <p>(3) 자체기동서비스정산금</p>	<p>· 제주시범사업에 대한 정산기준 별표 신설</p> <p>· 별표 목차 명시</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>라. 기동대기 발전기의 정산</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 계통연결 지시로 기동대기한 비용정산 (2) 열간(HOT) 기동대기한 비용정산 <p>마. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산</p> <p>바. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 계통연결 및 계통분리 지연 (2) 조기 계통연결 및 계통분리 (3) 계통연결 및 계통분리 지연, 조기 계통연결 및 계통분리 시 허용시간(δ_i) (4) 발전기 고장정지 시 공급가능용량의 조정 (5) 계획량 또는 급전지시량으로 발전하지 못한 경우 (6) 고정출력 제약입찰 발전기의 발전량($MGO_{i,t}$)이 공급가능용량($RA_{i,t}$)보다 작을 경우 <p>사. 급전지시량 산정 절차</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) 지시출력 미달의 경우 (2) 지시출력 초과인 경우 (3) 급전지시이행 허용오차 산정 기준 (4) 급전지시량을 계량값으로 하는 경우 <p>아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준</p> <p>4. 판매사업자에 대한 정산</p> <p>가. 에너지정산금</p> <p>나. 용량정산금</p> <p>다. 부가정산금</p> <p>라. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산</p> <p>5. 예측제도 참여자에 대한 정산</p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p>실시간에너지시장 에너지정산금은 하루전에너지계획량과 계량값과의 편차에 대하여 실시간에너지가격으로 계산한다. 단, 급전지시가 아닌 상황에서 공급가능용량을 초과한 전력량에 대해서는 계산하지 아니한다.</p> <p> $RT_MEP_{i,t,q}$ $= RT_MP_{i,t,q} \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} - DA_SE_{i,t} \times 1h \} \times TPR_E_{i,t,q} \times 1,000$ </p> <p> $MEP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 에너지정산금(원) $DA_MEP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지정산금(원) $RT_MEP_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지정산금(원) $DA_MP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh) $DA_MP_{i,t} = DA_SMP_{i,t} \times STLF_{i,t}$ $RT_MP_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh) $RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$ DA_SMP_t : 거래시간(t)별 하루전에너지가격(원/kWh) $RT_SMP_{t,q}$: 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh) $DA_SE_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량(MW) $MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh) $MGO_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh) $RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h) $TPR_E_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 에너지 거래단위 변환계수 $MGO_{i,t} = 0$ 인 경우, $TPR_E_{i,t,q} = 0.25$ 그 외의 경우, $TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$ </p>	<p>• 공급가능용량 초과 발전 전력량은 에너지정산금 미지급 (단 급전지시 상황 제외)</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $XSO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부, 초과 급전지시를 한 경우 $XSO_{i,t} = 1$, 그렇지 않은 경우 $XSO_{i,t} = 0$ </p> <p> $\varepsilon_{i,t}$: 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)별 허용오차로 아래 기준을 따름 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 $\pm (RA_{i,t} \times 0.01)$, 기타발전기의 경우 $\pm (RA_{i,t} \times 0.005)$ 단, 최소허용오차는 $\pm 0.5MWh$, 최대허용오차는 $\pm 5MWh$를 적용한다. </p> <p> (나) 변동비보전정산금($MWP_{i,t}$) 변동비보전정산금은 전력거래소의 급전지시에 따라 발전사업자가 최소발전제약량을 초과하여 공급가능 용량 이내로 발전한 전력량에 대하여 에너지정산금 및 예비력정산금으로 변동비를 회수할 수 없는 경우 변동비에서 에너지정산금 및 예비력정산금을 차감한 금액으로 정산한다. 단, 급전지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 경우에 대해서는 최소발전제약량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비 차액을 정산한다. 단, 주 연료로 LNG를 사용하는 발전기가 LNG 공급의 부족으로 대체연료를 사용할 경우에는 대체연료사용에 따른 열량단가 상승 및 효율감소를 반영한 변동비를 적용한다. </p> $MWP_{i,t} = \text{Max}(SCMWG_{i,t} \times Y_i - MPMWG_{i,t} - RTRCP_{i,t}, 0) \times SCMWG_FLAG_{i,t}$ $SCMWG_{i,t}$ $= \text{Max}[\{X_QPC_{i,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSO_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSO_{i,t}\}^2 - Y_QPC_{i,t} \times \text{Min}\{RA_{i,t}, \text{Max}_n(MEGW_{n,i,t})\}^2\}$ $+ \{X_LPC_{i,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSO_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSO_{i,t}\} - Y_LPC_{i,t} \times \text{Min}\{RA_{i,t}, \text{Max}_n(MEGW_{n,i,t})\}\}$ $+ (X_NLPC_{i,t} \times 1h \times X_FLAG_{i,t} - Y_NLPC_{i,t} \times 1h \times Y_FLAG_{i,t}) + (ESUC_{i,t} \times 1h \times SUCR_FLAG_{i,t}), 0]$	<p> • 중앙급전발전기 의 변동비보전 정산금 정산산 식 명시 </p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $MPMWG_{i,t}$ $= \{DA_SE_{i,t} \times 1h - \text{Min}(\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t}), DA_SE_{i,t} \times 1h)\} \times DA_MP_t \times 1,000$ $+ \sum_q [\{\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} - \text{Max}(\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t}), DA_SE_{i,t} \times 1h)\}$ $\times \text{TPR_E}_{i,t,q} \times \text{RT_MP}_{t,q} \times 1,000]$ </p> <p> $\text{RTRCP}_{i,t} = \text{RT_FCRCP}_{i,t} + \text{RT_PCRCP}_{i,t} + \text{RT_SRCP}_{i,t} + \text{RT_TRCP}_{i,t}$ </p> <p> $MWP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금(원) $SCMWG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 변동비(원) $MPMWG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 에너지정산금(원) $\text{RT_RCP}_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간예비력 정산금(원) </p> <p> $SCMWG_FLAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 플래그 $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} > \text{Min}\{RA_{i,t}, \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})\}$ 일 경우 $SCMWG_FLAG_{i,t} = 1$, 그 외의 경우 $SCMWG_FLAG_{i,t} = 0$ </p> <p> $\text{MGO}_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh) $\text{MGO}_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh) $DA_SE_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량(MW) $RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h) $\varepsilon_{i,t}$: 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)별 허용오차로 아래 기준을 따름 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 $\pm (RA_{i,t} \times 0.01)$, 기타발전기의 경우 $\pm (RA_{i,t} \times 0.005)$ 단, 최소허용오차는 $\pm 0.5\text{MWh}$, 최대허용오차는 $\pm 5\text{MWh}$를 적용한다. </p>	

신 설(안)

개 정 사 유

$XSO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부,
 초과 급전지시를 한 경우 $XSO_{i,t} = 1$, 그렇지 않은 경우 $XSO_{i,t} = 0$
 $MEGW_{n,i,t}$: 발전기(i)가 변경입찰 회차(n)에 제출한 거래시간(t)에 대한 발전사업자 하한계약량(MWh)
 $TPR_{E_{i,t,q}}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환계수
 단, $MGO_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_{E_{i,t,q}} = 0.25$
 그 외의 경우 $TPR_{E_{i,t,q}} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$
 QPC_i : 발전기(i)별 2차증분가격계수(원/MWh²)
 LPC_i : 발전기(i)별 1차증분가격계수(원/MWh)
 $NLPC_i$: 발전기(i)별 가격상수(원/h)
 γ_i : 발전기(i)에 대한 주연료 대비 변동비 상승분 반영 상수, 대체연료를 사용하지 않은 경우 $\gamma_i = 1$,
 그렇지 않은 경우 $\gamma_i = \text{대체연료열량단가} / \{\text{주연료열량단가} \times (1 - \rho_i)\}$
 ρ_i : 발전기(i)에 대한 대체연료 사용 시 효율감소율, 본 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따름
 $X_FLAG_{i,t}$: $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSO_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSO_{i,t} > 0$ 일 경우 $X_FLAG_{i,t} = 1$,
 그렇지 않을 경우 $X_FLAG_{i,t} = 0$, 위 조건과 관계없이 조기병입 및 병해지연의 경우 0
 $X_QPC_{i,t}$: $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \epsilon_{i,t}) \times (1 - XSO_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSO_{i,t}$ 에 대한 2차증분가격계수(원/MWh²)
 $X_LPC_{i,t}$: $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \epsilon_{i,t}) \times (1 - XSO_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSO_{i,t}$ 에 대한 1차증분가격계수(원/MWh)
 $X_NLPC_{i,t}$: $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \epsilon_{i,t}) \times (1 - XSO_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSO_{i,t}$ 에 대한 가격상수(원/h)
 $X_QPC_{i,t}$, $X_LPC_{i,t}$, $X_NLPC_{i,t}$ 는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다.

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	X_NST _{i,t} = 1 인 경우	X_NST _{i,t} = 0 인 경우	
X_QPC _{i,t}	X_NGT _{i,t} :1 조합의 QPC _i	GT 단독 운전 시 QPC _i	QPC _i
X_LPC _{i,t}	X_NGT _{i,t} :1 조합의 LPC _i	GT 단독 운전 시 LPC _i	LPC _i
X_NLPC _{i,t}	X_NGT _{i,t} :1 조합의 NLPC _i	GT 단독 운전 시 NLPC _i	NLPC _i

$X_NGT_{i,t}$: $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \epsilon_{i,t}) \times (1 - XSO_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSO_{i,t}$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발

• 발전기 종류별 2차증분가격계수, 1차증분가격계수, 가격상수 구분하여 적용

신 설(안)

개 정 사 유

전기의 가스터빈 발전기 운전 대수
 세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준을 따름
 $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} = \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}$ 인 경우 $\text{RA}_{i,t}$ 기준을 적용
 $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} = \text{MGO}_{i,t}$ 인 경우 $\text{MGO}_{i,t}$ 기준을 적용
 $\text{X_NST}_{i,t} : \text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t}$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합 발전기의 스팀터빈 발전기 운전 대수
 세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름
 $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} = \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}$ 인 경우 $\text{RA}_{i,t}$ 기준을 적용
 $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} = \text{MGO}_{i,t}$ 인 경우 $\text{MGO}_{i,t}$ 기준을 적용
 $\text{Y_FLAG}_{i,t} : \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t}) > 0$ 일 경우 $\text{Y_FLAG}_{i,t} = 1$, 그렇지 않을 경우 $\text{Y_FLAG}_{i,t} = 0$
 단, 위 조건과 관계없이 조기병입 및 병해지연의 경우 0
 $\text{Y_QPC}_{i,t} : \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 2차증분가격계수(원/MWh²)
 $\text{Y_LPC}_{i,t} : \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 1차증분가격계수(원/MWh)
 $\text{Y_NLPC}_{i,t} : \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 가격상수(원/h)
 $\text{Y_QPC}_{i,t}, \text{Y_LPC}_{i,t}, \text{Y_NLPC}_{i,t}$ 는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다.

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	Y_NST _{i,t} = 1 인 경우	Y_NST _{i,t} = 0 인 경우	
Y_QPC _{i,t}	Y_NGT _{i,t} :1 조합의 QPC _i	GT 단독 운전 시 QPC _i	QPC _i
Y_LPC _{i,t}	Y_NGT _{i,t} :1 조합의 LPC _i	GT 단독 운전 시 LPC _i	LPC _i
Y_NLPC _{i,t}	Y_NGT _{i,t} :1 조합의 NLPC _i	GT 단독 운전 시 NLPC _i	NLPC _i

$\text{Y_NGT}_{i,t} : \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 가스터빈 발전기 운전 대수
 세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름
 $\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t}) = \text{MEGW}_{k,i,t}$ 인 경우 $\text{MEGW}_{k,i,t}$ 기준을 적용
 $\text{Y_NST}_{i,t} : \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 스팀터빈 발전기 운전 대수

• 발전기 종류별 2차증분가격계수, 1차증분가격계수, 가격상수 구분하여 적용

신 설(안)	개 정 사 유
<p>세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름</p> <p>$\text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t}) = \text{MEGW}_{k,i,t}$인 경우 $\text{MEGW}_{k,i,t}$ 기준을 적용</p> <p>ESUC_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 등가기동비용(원/h)</p> <p>다조합복합발전기의 경우</p> $\text{ESUC}_{i,t} = \left\{ \text{GSUC}_i \times \sum_{t1=X_t}^{Y_t} \left(\sum_j \text{GSUA}_{i,j,t1} \right) + \text{SSUC}_i \times \sum_{t1=X_t}^{Y_t} \left(\sum_j \text{SSUA}_{i,j,t1} \right) \right\} \times \text{MGO}_{i,t} / \sum_{t1=X_t}^{Y_t} (\text{MGO}_{i,t1})$ <p>그 외의 경우 $\text{ESUC}_{i,t} = (\text{SUC}_i \times \text{MGO}_{i,t} \times \sum_{t1=X_t}^{Y_t} \text{SUA}_{i,t1}) / \sum_{t1=X_t}^{Y_t} (\text{MGO}_{i,t1})$</p> <p>SUA_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 기동여부,</p> <p>$\text{MGO}_{i,j,t-1} = 0, \text{MGO}_{i,j,t} > 0$ 인 경우 $\text{SUA}_{i,j,t} = 1$ (단, 발전사업자의 사유로 기동 시 $\text{SUA}_{i,j,t} = 0$)</p> <p>$\text{MGO}_{i,j,t-1} \neq 0, \text{MGO}_{i,j,t} > 0$ 일 경우 $\text{SUA}_{i,j,t} = 0$</p> <p>(단, 과급정지 및 급전지시 정지 후 급전지시 재기동한 경우, $\text{SUA}_{i,j,t} = 1$)</p> <p>GSUA_{i,j,t} : 다조합 복합발전기(i)의 가스터빈 발전기(j)의 거래시간(t)별 기동여부</p> <p>$\text{GGSI}_{i,j,t-1} = 0$이고, $\text{GGSI}_{i,j,t} = 1$이면, $\text{GSUA}_{i,j,t} = 1$, 그렇지 않으면, $\text{GSUA}_{i,j,t} = 0$</p> <p>단, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는 $\text{GSUA}_{i,j,t} = 0$ 이며,</p> <p>또한, $\text{GGSI}_{i,j,t-1} \neq 0$이고, $\text{GGSI}_{i,j,t} = 1$인 경우에도 과급정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는 $\text{GSUA}_{i,j,t} = 1$을 적용한다.</p> <p>GGSI_{i,j,t} : 다조합 복합발전기(i)의 가스터빈 발전기(j)의 거래시간 (t)별 운전여부</p> <p>SSUA_{i,j,t} : 다조합 복합발전기(i)의 스팀터빈 발전기(j)의 거래시간(t)별 기동여부</p> <p>$\text{GSSI}_{i,j,t-1} = 0$이고, $\text{GSSI}_{i,j,t} = 1$이면, $\text{SSUA}_{i,j,t} = 1$, 그렇지 않으면, $\text{SSUA}_{i,j,t} = 0$</p> <p>단, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는 $\text{SSUA}_{i,j,t} = 0$ 이며,</p> <p>또한, $\text{GSSI}_{i,j,t-1} \neq 0$이고, $\text{GSSI}_{i,j,t} = 1$인 경우에도 과급정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는 $\text{SSUA}_{i,j,t} = 1$을 적용한다.</p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p>GSSI_{ij,t} : 다조합 복합발전기(i)의 가스터빈 발전기(j)의 거래시간 (t)별 운전여부</p> <p>GSUC_i : 다조합 복합발전기(i)별 GT 1기에 대한 기동비용(원)</p> <p>SSUC_i : 다조합 복합발전기(i)별 ST 1기에 대한 기동비용(원)</p> <p>SUCR_FLAG_{i,t} : 거래시간(t)가 속한 연속운전시간 동안의 각 발전기(i)의 기동비 보상 여부 플래그</p> $\sum_{t1=X_t}^{Y_t} (MEGW_{i,t1}) > 0 \text{인 경우 SUCR_FLAG}_{i,t} = 0, \text{ 그 외의 경우 SUCR_FLAG}_{i,t} = 1$ <p>X_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 연속운전구간의 첫 거래시간, 거래시간(t)내 연속운전기간 동안 MGO_{i,t1-1} = 0 이고, MGO_{i,t1} > 0 인 경우 X_t = t1 단, MGO_{i,1} > 0인 경우 X_{i,t} = 1</p> <p>Y_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 연속운전구간의 마지막 거래시간, 거래시간(t)내 연속운전기간 동안 MGO_{i,t1+1} = 0 이고 MGO_{i,t1} > 0 인 경우, Y_t = t1 단, MGO_{i,24} > 0인 경우 Y_{i,t} = 24</p> <p>RT_FCRCP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간주파수제어예비력 정산금(원)</p> <p>RT_PCRCP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간1차예비력 정산금(원)</p> <p>RT_SRCRP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간2차예비력 정산금(원)</p> <p>RT_TRCP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간3차예비력 정산금(원)</p> <p>(다) 기대이익정산금(MAP_{i,t})</p> <p>기대이익정산금은 전력거래소의 급전지시에 의해 하루전에너지계획량과 다르게 운전한 경우, 하루전발전계획으로 발전했을 시의 기대이익을 보전하기 위한 금액을 정산하며, 에너지에 대한 기대이익정산금과 예비력에 대한 기대이익정산금의 합에서 변동비보전정산금을 차감한 금액이 0보다 큰 경우 아래 정산산식에 따라 지급한다.</p>	<p>· 중앙급전발전기의 기대이익 정산금 정산방식 명시</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>$MAP_{i,t} = \text{Max}(E_MAP_{i,t} + R_MAP_{i,t} - MWP_{i,t}, 0)$</p> <p>단, 예비력을 제공하지 못하는 고정출력발전기에 대해서는 다음과 같은 사항을 추가로 고려한다. $\text{Min}(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) - MGO_{i,t} \leq \varepsilon_{i,t}$ 이면, $MAP_{i,t} = 0$</p> <p>에너지기대이익정산금은 하루전에너지계획량 대비 실제 발전한 전력량과의 편차에 해당하는 에너지정산금과 변동비의 차이로 계산한다. $E_MAP_{i,t} = MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t}$</p> <p>$MPMAG_{i,t}$ $= \sum_q [\{\text{Min}(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) - \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\}\} \times RT_MP_{i,t,q} \times TPR_E_{i,t,q}] \times 1,000$</p> <p>$SCMAG_{i,t}$ $= V_QPC_{i,t} \times \text{Min}(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})^2 - W_QPC_{i,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\}^2$ $+ V_LPC_{i,t} \times \text{Min}(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t}) - W_LPC_{i,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\}$ $+ V_NLPC_{i,t} \times 1h \times V_FLAG_{i,t} - W_NLPC_{i,t} \times 1h \times W_FLAG_{i,t}$</p> <p>예비력기대이익 정산금은 각 예비력 요소별 하루전예비력계획량 대비 실제 제공한 예비력과의 편차를 예비력 가격으로 계산한다.</p> <p>$R_MAP_{i,t}$ $= \sum_q \{ (DA_SPCR_{i,t} \times TPR_PCR_{i,t,q} - \text{Min}(SPCR_{i,t,q}, PCRQ_{i,t,q})) \times 0.25h \times RT_PCR_P_{i,t,q} \times PCRCP_FLAG_{i,t}$ $+ (DA_SFCR_{i,t} \times TPR_FCR_{i,t,q} - \text{Min}(SFCR_{i,t,q}, FCRQ_{i,t,q})) \times 0.25h \times RT_FCR_P_{i,t,q} \times FCRCP_FLAG_{i,t}$ $+ (DA_STR_{i,t} \times TPR_TR_{i,t,q} - \text{Min}(STR_{i,t,q}, TRQ_{i,t,q})) \times 0.25h \times RT_TR_P_{i,t,q} \times TRCP_FLAG_{i,t} \} \times 1,000$</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 예비력기대이익 정산금 정산방식 • 예비력정산금 산정용량까지 반영

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $MAP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금(원) $MWP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금(원) $E_MAP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 에너지기대이익정산금(원) $MPMAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량과 계량전력량 편차에 대한 에너지정산금(원) $SCMAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량과 계량전력량 편차에 대한 변동비(원) </p> <p> $MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh) $MGO_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh) $DA_SE_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 (MW) $RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h) $\varepsilon_{i,t}$: 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)별 허용오차로 아래 기준을 따름 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 $\pm (RA_{i,t} \times 0.01)$, 기타발전기의 경우 $\pm (RA_{i,t} \times 0.005)$ 단, 최소허용오차는 $\pm 0.5\text{MWh}$, 최대허용오차는 $\pm 5\text{MWh}$를 적용한다. </p> <p> $XSO_{F_{i,t}}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부, 초과 급전지시를 한 경우, $XSO_{F_{i,t}} = 1$, 그렇지 않은 경우 $XSO_{F_{i,t}} = 0$ </p> <p> $TPR_E_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환계수 단, $MGO_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_E_{i,t,q} = 0.25$ 그 외의 경우 $TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$ </p> <p> QPC_i : 발전기(i)별 2차증분가격계수(원/MWh²) LPC_i : 발전기(i)별 1차증분가격계수(원/MWh) </p>	

신 설(안)

개 정 사 유

NLPC_i : 발전기(i)별 가격상수(원/h)

V_FLAG_{i,t} : Min(DA_SE_{i,t} × 1h, RA_{i,t}) > 0 일 경우 V_FLAG_{i,t} = 1, 그렇지 않을 경우, V_FLAG_{i,t} = 0

V_QPC_{i,t} : Min(DA_SE_{i,t} × 1h, RA_{i,t})에 대한 2차증분가격계수(원/MWh²)

V_LPC_{i,t} : Min(DA_SE_{i,t} × 1h, RA_{i,t})에 대한 1차증분가격계수(원/MWh)

V_NLPC_{i,t} : Min(DA_SE_{i,t} × 1h, RA_{i,t})에 대한 가격상수(원/h)

V_QPC_{i,t}, V_LPC_{i,t}, V_NLPC_{i,t}는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다.

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	V_NST _{i,t} = 1 인 경우	V_NST _{i,t} = 0 인 경우	
V_QPC _{i,t}	V_NGT _{i,t} :1 조합의 QPC _i	GT 단독 운전 시 QPC _i	QPC _i
V_LPC _{i,t}	V_NGT _{i,t} :1 조합의 LPC _i	GT 단독 운전 시 LPC _i	LPC _i
V_NLPC _{i,t}	V_NGT _{i,t} :1 조합의 NLPC _i	GT 단독 운전 시 NLPC _i	NLPC _i

• 발전기 종류별 2차증분가격계수, 1차증분가격계수, 가격상수 구분하여 적용

V_NGT_{i,t} : Min(DA_SE_{i,t} × 1h, RA_{i,t})에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 가스터빈 발전기 운전 대수, 세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

Min(DA_SE_{i,t} × 1h, RA_{i,t}) = DA_SE_{i,t} × 1h 인 경우 DA_SE_{i,t} 기준을 적용

Min(DA_SE_{i,t} × 1h, RA_{i,t}) = RA_{i,t} 인 경우 RA_{i,t} 기준을 적용

V_NST_{i,t} : Min(DA_SE_{i,t} × 1h, RA_{i,t})에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 스팀터빈 발전기 운전 대수, 세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

Min(DA_SE_{i,t} × 1h, RA_{i,t}) = DA_SE_{i,t} × 1h 인 경우 DA_SE_{i,t} 기준을 적용

Min(DA_SE_{i,t} × 1h, RA_{i,t}) = RA_{i,t} 인 경우 RA_{i,t} 기준을 적용

W_FLAG_{i,t} : Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) × (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} × XSOF_{i,t} > 0 일 경우, W_FLAG_{i,t} = 1
그렇지 않을 경우, W_FLAG_{i,t} = 0

W_QPC_{i,t} : Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) × (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} × XSOF_{i,t}에 대한 2차증분가격계수(원/MWh²)

W_LPC_{i,t} : Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) × (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} × XSOF_{i,t}에 대한 1차증분가격계수(원/MWh)

신 설(안)

개 정 사 유

$W_NLPC_{i,t} : \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSO_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSO_{i,t}$ 에 대한 가격상수(원/h)

$W_QPC_{i,t}$, $W_LPC_{i,t}$, $W_NLPC_{i,t}$ 는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다.

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	$W_NST_{i,t} = 1$ 인 경우	$W_NST_{i,t} = 0$ 인 경우	
$W_QPC_{i,t}$	$W_NGT_{i,t}:1$ 조합의 QPC_i	GT 단독 운전 시 QPC_i	QPC_i
$W_LPC_{i,t}$	$W_NGT_{i,t}:1$ 조합의 LPC_i	GT 단독 운전 시 LPC_i	LPC_i
$W_NLPC_{i,t}$	$W_NGT_{i,t}:1$ 조합의 $NLPC_i$	GT 단독 운전 시 $NLPC_i$	$NLPC_i$

• 발전기 종류별 2차 증분가격계수, 1차 증분가격계수, 가격상수 구분하여 적용

$W_NGT_{i,t} : \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 가스터빈 발전기 운전 대수로, 세부결정방안은 아.다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) = MGO_{i,t}$ 인 경우 $MGO_{i,t}$ 기준을 적용

$\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) = RA_{i,t}$ 인 경우 $RA_{i,t}$ 기준을 적용

$W_NST_{i,t} : \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 스팀터빈 발전기 운전 대수로, 세부결정방안은 아.다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

$\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) = MGO_{i,t}$ 인 경우 $MGO_{i,t}$ 기준을 적용

$\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) = RA_{i,t}$ 인 경우 $RA_{i,t}$ 기준을 적용

$DA_SPCR_{i,t} : \text{발전기}(i)$ 의 거래시간(t)별 하루전 1차예비력 계획량(MW)

$DA_SFCR_{i,t} : \text{발전기}(i)$ 의 거래시간(t)별 하루전 주파수제어예비력 계획량(MW)

$DA_STR_{i,t} : \text{발전기}(i)$ 의 거래시간(t)별 하루전 3차예비력 계획량(MW)

$TPR_PCR_{i,t,q} : \text{발전기}(i)$ 의 거래시간(t)내 구간(q)별 1차예비력 거래단위 변환계수

단, $PCRQ_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_PCR_{i,t,q} = 1$

그 외의 경우 $TPR_PCR_{i,t,q} = PCRQ_{i,t,q} / PCRQ_{i,t}$

$TPR_FCR_{i,t,q} : \text{발전기}(i)$ 의 거래시간(t)내 구간(q)별 주파수제어예비력 거래단위 변환계수

단, $FCRQ_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_FCR_{i,t,q} = 1$

신 설(안)	개 정 사 유
<p>그 외의 경우 $TPR_FCR_{i,t,q} = FCRQ_{i,t,q} / FCRQ_{i,t}$</p> <p>$TPR_TR_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 3차예비력 거래단위 변환계수 단, $TRQ_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_TR_{i,t,q} = 1$ 그 외의 경우 $TPR_TR_{i,t,q} = TRQ_{i,t,q} / TRQ_{i,t}$</p> <p>$PCRQ_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 1차예비력 평균(MW)</p> <p>$FCRQ_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 주파수제어예비력 정산용량(MW) $FCRQ_{i,t,q} = \text{Min}(FCRSC_{i,t,q} - PCRQ_{i,t,q}, MGO_{i,t,q} - LFCMIN_{i,t,q}, 0)$</p> <p>$FCRSC_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 평균(MW)</p> <p>$LFCMIN_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 하한(MW)</p> <p>$TRQ_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 3차예비력 정산용량(MW) $TRQ_{i,t,q} = \text{Min}(TREC_{i,t,q} - FCRQ_{i,t,q} - PCRQ_{i,t,q}, 0)$</p> <p>$TREC_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 3차예비력 평균(MW)</p> <p>$RT_PCR_P_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간 1차예비력 가격(원/kW-h)</p> <p>$RT_FCR_P_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간 주파수제어예비력 가격(원/kW-h)</p> <p>$RT_TR_P_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간 3차예비력 가격(원/kW-h)</p> <p>$PCRCP_FLAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 1차예비력 정산금 지급여부 플래그</p> <p>$FCRCP_FLAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 주파수제어예비력 정산금 지급여부 플래그</p> <p>$SRCP_FLAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 2차예비력 정산금 지급여부 플래그</p> <p>$TRCP_FLAG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 3차예비력 정산금 지급여부 플래그</p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p>(라) 임밸런스페널티(IMBP_{i,t})</p> <p>임밸런스페널티는 중앙급전발전기에 대하여 사업자가 제출한 하한 및 고정제약발전량에 미달하여 발전한 경우 해당 발전량에 대하여 실시간에너지시장 에너지거래가격(RT_MP_{i,t,q})의 20%를 환수한다. 단, 성능시험 사유로 인한 제약입찰 시에는 임밸런스 페널티를 적용하지 아니한다.</p> <p>MEGW_{i,t} = 0 또는 제약코드 4(성능시험 사유)로 제약입찰 한 경우, IMBP_{i,t} = 0 그 외의 경우, IMBP_{i,t} = \sum_q(IMBP_{i,t,q}) IMBP_{i,t,q} = - Max{ Max{(MEGW_{i,t} - MGO_{i,t}) - ε_{i,t} , 0} × TPR_E_{i,t,q} × RT_MP_{i,t,q} × 0.2 × 1,000, 0 }</p> <p>MEGW_{i,t} : 발전기(i)가 거래시간(t)에 제출한 발전사업자 하한제약량(MWh) TPR_E_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 에너지 거래단위 변환계수 단, MGO_{i,t} = 0 인 경우 TPR_E_{i,t,q} = 0.25 그 외의 경우 TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t} RT_MP_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh) RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} × STLF_{i,t,q} ε_{i,t} : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)별 허용오차로 아래 기준을 따름 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 ± (RA_{i,t} × 0.01), 기타발전기의 경우 ± (RA_{i,t} × 0.005) 단, 최소허용오차는 ±0.5MWh, 최대허용오차는 ±5MWh를 적용한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 중앙급전발전기의 임밸런스페널티 정산산식 명시 • 성능시험 시 페널티 미부과 • 임밸런스 페널티 기준 완화 (50% → 20%) • 임밸런스 페널티가 양의 값이 되지 않도록 산식 변경 • 현행 급전지시 허용오차 기준 준용

신 설(안)	개 정 사 유
<p>(2) 급전가능재생에너지자원</p> <p>(가) 에너지정산금(MEP_{i,t})</p> <p>에너지정산금은 하루전에너지정산금과 실시간에너지정산금의 합으로 구성된다.</p> $MEP_{i,t} = DA_MEP_{i,t} + \sum_q RT_MEP_{i,t,q}$ <p>하루전에너지시장 정산금은 하루전에너지계획량에 대해 하루전에너지가격으로 계산한다.</p> $DA_MEP_{i,t} = DA_MP_{i,t} \times DA_SE_{i,t} \times 1h \times 1,000$ <p>실시간에너지시장 에너지정산금은 하루전에너지계획량과 계량값과의 편차에 대하여 실시간에너지가격으로 계산한다.</p> $RT_MEP_{i,t,q} = RT_MP_{i,t,q} \times (MGO_{i,t} - DA_SE_{i,t} \times 1h) \times TPR_E_{i,t,q} \times 1,000$ <p>MEP_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 에너지정산금(원)</p> <p>DA_MEP_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지정산금(원)</p> <p>RT_MEP_{i,t,q} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지정산금(원)</p> <p>DA_MP_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 급전가능재생에너지의 전력량 정산금 -에너지정산금 -변동비보전정산금 -기대이익정산금 -임밸런스페널티 · 에너지정산금 = 하루전낙찰량 × 하루전가격 + \sum_q (실시간발전량 - 하루전낙찰량) × 실시간가격 × 변환계수 - 변환계수로 거래단위 변환 (1시간→15분) - 변환계수 <li style="text-align: center;">$\frac{\text{구간별발전량}}{\text{거래시간 총발전량}}$

신 설(안)	개 정 사 유
<p style="text-align: center;">$DA_MP_{i,t} = DA_SMP_{i,t} \times STLF_{i,t}$</p> <p>RT_MP_{i,t,q} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)</p> <p style="text-align: center;">$RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$</p> <p>DA_SMP_t : 거래시간(t)별 하루전에너지가격(원/kWh)</p> <p>RT_SMP_{t,q} : 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh)</p> <p>DA_SE_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 (MW)</p> <p>MGO_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)</p> <p>MGO_{i,t,q} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)</p> <p>TPR_E_{i,t,q} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 에너지 거래단위 변환계수 단, MGO_{i,t} = 0 인 경우 TPR_E_{i,t,q} = 0.25 그 외의 경우 TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}</p> <p>(나) 변동비보전정산금(MWP_{i,t})</p> <p>변동비보전정산금은 공급가능용량 이내로 발전한 전력량에 대하여 에너지정산금으로 입찰비용을 회수할 수 없는 경우 에너지정산금과 입찰비용 간의 차액으로 정산한다. 단, 급전지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 경우에 대해서는 발전한 전력량 전체에 대한 입찰비용 차액을 정산한다.</p> <p style="text-align: center;">$MWP_{i,t} = \text{Max}(SCMWG_{i,t} - MPMWG_{i,t}, 0)$</p> <p style="text-align: center;">$SCMWG_{i,t} = \int_0^{MWG_UP_{i,t}} \{ RT_OFFER_PRICE_{i,t}(MW) \cdot d(MW) \} \times 1,000$</p>	<p>· 급전가능재생에너지 자원의 변동비보전정산금 정산방식 기술</p>

신 설(안)	개 정 사 유
$MWG_UP_{i,t} = \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}, SET_POINT_{i,t} \times 1h + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$ $MPMWG_{i,t} = DA_SE_{i,t} \times 1h \times DA_MP_t \times 1,000 + \sum_q [\{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}, SET_POINT_{i,t} \times 1h + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} - DA_SE_{i,t} \times 1h \} \times TPR_E_{i,t,q} \times RT_MP_{t,q} \times 1,000]$ <p> MWP_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금(원) SCMWG_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 변동비(원) MWG_UP_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 영역 상한(MWh) MPMWG_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 에너지정산금(원) SET_POINT_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 60분 평균 EMS 급전지시 출력(MW) RT_OFFER_PRICE_{i,t}(MW) : 급전가능재생에너지자원(i)의 실시간시장 입찰구간별(MW) 입찰가격(원/kWh) 단, 실시간시장의 입찰 공급가능용량을 초과한 구간에 대한 가격은 마지막 구간의 가격을 적용한다. MGO_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh) MGO_{i,t,q} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)별 계량전력량(MWh) DA_SE_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량(MW) DA_MP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh) $DA_MP_{i,t} = DA_SMP_{i,t} \times STLF_{i,t}$ RT_MP_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh) $RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$ DA_SMP_t : 거래시간(t)별 하루전에너지가격(원/kWh) </p>	<ul style="list-style-type: none"> 변동비보전정산금 지급구간의 입찰비용 및 에너지 정산금 산정방식 명시

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $RT_SMP_{t,q}$: 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh) $RA_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h) $\varepsilon_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 허용오차(MWh) $XSO_{F_{i,t}}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부, 초과 급전지시를 한 경우, $XSO_{F_{i,t}} = 1$, 그렇지 않은 경우, $XSO_{F_{i,t}} = 0$ $TPR_E_{i,t,q}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환계수 단, $MGO_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_E_{i,t,q} = 0.25$ 그 외의 경우 $TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$ </p> <p>(다) 기대이익정산금($MAP_{i,t}$)</p> <p>기대이익정산금은 전력거래소의 급전지시에 의해 하루전에너지계획량과 다르게 운전한 경우, 하루전발전계획으로 발전했을 시의 기대이익을 보전하기 위한 금액을 정산하며, 에너지에 대한 기대이익정산금에서 변동비보전정산금을 차감한 금액이 0보다 큰 경우 아래 정산산식에 따라 지급한다.</p> $MAP_{i,t} = \text{Max}(E_MAP_{i,t} - MWP_{i,t}, 0)$ $E_MAP_{i,t} = MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t}$ <p> $SET_POINT_{i,t} \leq DA_SE_{i,t}$ 인 경우, $MPMAG_{i,t}$ $= \sum_q [RT_MP_{i,t,q} \times \{\text{Min}(DA_SE_{i,t} \times 1h, RA_{i,t})\}]$ </p>	<p>· 급전가능재생에너지자원의 기대이익정산금 명시</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p style="text-align: right;">- {Min{Max{Min(MGO_{i,t}, DA_SE_{i,t} × 1h), SET_POINT_{i,t} × 1h}, RA_{i,t}} × (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} × XSOF_{i,t}} × TPR_E_{i,t,q}] × 1,000</p> <p>SET_POINT_{i,t} > DA_SE_{i,t} 인 경우, MPMAG_{i,t} = ∑_q [RT_MP_{i,t,q} × {Min(DA_SE_{i,t} × 1h, RA_{i,t}) - {Min{Max(MGO_{i,t}, DA_SE_{i,t} × 1h), SET_POINT_{i,t} × 1h, RA_{i,t}} × (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} × XSOF_{i,t}} × TPR_E_{i,t,q}] × 1,000</p> <p>SCMAG_{i,t} = ∫_{MAG_LO_{i,t}}^{MAG_UP_{i,t}} { DA_OFFER_PRICE_{i,t}(MW) · d(MW) } × 1,000</p> <p>SET_POINT_{i,t} ≤ DA_SE_{i,t} 인 경우, MAG_UP_{i,t} = Min(DA_SE_{i,t} × 1h, RA_{i,t}) MAG_LO_{i,t} = Min(Max(Min(MGO_{i,t}, DA_SE_{i,t} × 1h), SET_POINT_{i,t} × 1h), RA_{i,t}) × (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} × XSOF_{i,t}</p> <p>SET_POINT_{i,t} > DA_SE_{i,t} 인 경우, MAG_UP_{i,t} = Min(DA_SE_{i,t} × 1h, RA_{i,t}) MAG_LO_{i,t} = Min(Max(MGO_{i,t}, DA_SE_{i,t} × 1h), SET_POINT_{i,t} × 1h, RA_{i,t}) × (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} × XSOF_{i,t}</p> <p>MAP_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금(원) E_MAP_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 에너지기대이익정산금(원) MWP_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금(원) MPMAG_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 대비 실제 발전한 전력량과</p>	<p>· 기대이익정산금 지급 영역 상하한 명시</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>의 편차에 해당하는 에너지정산금(원)</p> <p>SCMAG_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 대비 실제 발전한 전력량과의 편차에 해당하는 변동비(원)</p> <p>MAG_UP_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금 지급 영역 상한(MWh)</p> <p>MAG_LO_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금 지급 영역 하한(MWh)</p> <p>DA_OFFER_PRICE_{i,t}(MW) : 급전가능재생에너지자원(i)가 구간별 발전예측량(MW)에 대하여 하루전시장에서 입찰한 가격(원/kWh)</p> <p>단, 하루전시장의 입찰 공급가능용량을 초과한 구간에 대한 가격은 마지막 구간의 가격을 적용한다.</p> <p>SET_POINT_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 60분 평균 EMS 급전지시 출력(MW)</p> <p>TPR_E_{i,t,q} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환계수</p> <p>단, MGO_{i,t} = 0 인 경우 TPR_E_{i,t,q} = 0.25</p> <p>그 외의 경우 TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}</p> <p>DA_SE_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 (MW)</p> <p>RA_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h)</p> <p>MGO_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)</p> <p>MGO_{i,t,q} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 구간(q)별 계량전력량(MWh)</p> <p>XSOE_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부, 초과 급전지시를 한 경우, XSOE_{i,t} = 1, 그렇지 않은 경우, XSOE_{i,t} = 0</p> <p>RT_MP_{i,t,q} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)</p> <p>RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} × STLF_{i,t,q}</p>	

신 설(안)

개 정 사 유

(라) 임밸런스페널티(IMBP_{i,t})

임밸런스페널티는 급전가능재생에너지자원에 대하여 급전지시량 대비 실제계량값이 허용오차를 초과하였을 경우 해당 전력량에 대한 정산금을 환수한다.

MGO_{i,t} / ICDM_i < 10%인 경우, IMBP_{i,t} = 0

그 외의 경우,

$$IMBP_{i,t} = \sum_q(IMBP_{i,t,q})$$

$$IMBP_{i,t,q}$$

$$= - [Max \{ (MGO_{i,t} - SET_POINT_{i,t}) - ICDM_i \times IMB_TOL, 0 \} \times TPR_E_{i,t,q} \times Max \{ RT_MP_{i,t,q} - Min(Min_s(OFFER_PRICE_{i,t,s}), 0), 0 \}] \times 1,000$$

MGO_{i,t,q} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 구간(q)별 계량전력량(MWh)

SET_POINT_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 60분 평균 EMS 급전지시 출력(MW)

RT_SE_{i,t,q} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)별 실시간발전계획량(MW)

IMB_TOL : 급전가능재생에너지에 대한 임밸런스 허용오차로 아래 표에 따라 달리 적용한다.

구 분	2024년 12월 31일 까지	2025년 12월 31일 까지
임밸런스 허용오차	12%	8%

ICDM_i : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 주요자원 설비용량(MW-h)

RT_MP_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh)

$$RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$$

RT_SMP_{t,q} : 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh)

- 급전가능재생에너지자원의 임밸런스페널티 정산 산식 명시
- 기호 변경 (CDM → ICDM) 중복기호 사용에 따른 혼란방지를 위함

- 설비용량 기준 허용오차 산정

신 설(안)	개 정 사 유
<p>OFFER_PRICE_{i,t,s} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 입찰구간(s)별 입찰가격(원/kWh) Min_s(OFFER_PRICE_{i,t,s}) : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 해당하는 최소 입찰가격(원/kWh)</p> <p>(3) 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치</p> <p>비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치는 에너지정산금만 지급하며, 에너지정산금은 하루전에너지정산금과 실시간에너지정산금의 합으로 구성된다. 단, 급전가능집합전력자원의 보유자원에 해당하는 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치에 대해서는 정산금을 지급하지 아니한다.</p> $MEP_{i,t} = DA_MEP_{i,t} + \sum_q (RT_MEP_{i,t,q})$ <p>하루전에너지시장 정산금은 하루전 제출한 발전예측량에 대해 하루전에너지가격으로 계산한다. 단, 제 16.3.1조의 하루전에너지시장 입찰 대상이 아닌 발전기에 대해서는 전체 계량전력량을 하루전에너지가격으로 정산한다.</p> <p>하루전에너지시장 입찰대상 발전기의 경우, $DA_MEP_{i,t} = DA_MP_{i,t} \times DA_SE_{i,t} \times 1,000 \times 1h$ 그 외의 경우, $DA_MEP_{i,t} = DA_MP_{i,t} \times MGO_{i,t} \times 1,000 \times 1h$</p> <p>실시간에너지시장 에너지정산금은 하루전 제출한 발전예측량과 계량값과의 편차에 대하여 실시간에너지가격으로 계산한다. 단, 제16.3.1조의 하루전에너지시장 입찰 대상이 아닌 발전기에 대해서는 정산하지 아니한다.</p>	<p>· 비중양발전기 및 비중양전기저장 장치의 전력량 정산금 명시</p> <p>· 입찰대상이 아닌 발전기는 기존 비중양발전기 정산과 동일</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>하루전에너지시장 입찰대상 발전기의 경우, $RT_MEP_{i,t,q} = RT_MP_{i,t,q} \times (MGO_{i,t} - DA_SE_{i,t} \times 1h) \times TPR_E_{i,t,q} \times 1,000$ 그 외의 경우, $RT_MEP_{i,t,q} = 0$</p> <p>MEP_{i,t} : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 에너지정산금(원) DA_MEP_{i,t} : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 정산금(원) RT_MEP_{i,t,q} : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 정산금(원) DA_MP_{i,t} : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh) $DA_MP_{i,t} = DA_SMP_{i,t} \times STL_{i,t}$ RT_MP_{i,t,q} : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지 거래가격(원/kWh) $RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STL_{i,t,q}$ DA_SMP_t : 거래시간(t)별 하루전에너지가격(원/kWh) RT_SMP_{t,q} : 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격(원/kWh) DA_SE_{i,t} : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량 (MW) MGO_{i,t} : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh) MGO_{i,t,q} : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh) TPR_E_{i,t,q} : 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 에너지 거래단위 변환계수 단, MGO_{i,t} = 0 인 경우 TPR_E_{i,t,q} = 0.25 그 외의 경우 TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}</p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p>(4) 시운전 발전기</p> <p>(가) 에너지정산금(MEP_{i,t}) 시운전 발전기에 대한 에너지정산금은 (1)일반발전기의 (가)에너지정산금 정산산식을 따른다.</p> <p>(나) 변동비보전정산금(MWP_{i,t}) 보칙 17.3조 제8항에 의한 전력거래소 급전지시에 따라 발전한 시운전 발전기에 대한 변동비보전정산금은 (1)일반발전기의 (나)변동비보전정산금 정산산식을 따른다.</p> <p>나. 공급가능용량에 대한 정산</p> <p>(1) 일반발전기</p> <p>일반발전기의 시간대별 용량정산금(TPCP_{i,t}), 급전지시에 의한 시간대별 추가 용량정산금(XCP_{i,t})은 아래 정산산식에 따른다.</p> <p>시간대별 용량정산금(TPCP_{i,t})은 발전사업자가 입찰 시 제시한 공급가능용량과 거래시간별 재선언공급가능용량 등을 반영하여 정산한다. 단, 복합발전기의 경우 공급가능용량 대신 기온반영 공급가능용량을 적용하여 정산한다.</p> <p>복합발전기가 아닌 발전기의 경우, $TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 시운전발전기의 전력량 정산금 정산방식 명시 • 중앙급전발전기의 용량정산금 정산방식 명시

신 설(안)	개 정 사 유
<p>복합발전기의 경우, $TPCP_{i,t} = \text{Min}(TA_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$</p> <p>전력거래소가 전력계통의 안정운동을 위하여 발전기의 공급가능용량 이상으로 급전지시를 하거나, 발전기의 정비 또는 시험일정을 변경하는 경우에는 전력거래소 지시에 의한 발전기의 추가 용량정산금($XCP_{i,t}$)을 아래 산식에 따라 지급한다. 단, 복합발전기의 경우 공급가능용량 대신 기온반영 공급가능용량을 적용하여 정산한다.</p> <p>복합발전기가 아닌 발전기의 경우, $XCP_{i,t} = \text{Max}\{MGO_{i,t} - \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}, MGO_{i,t}), 0\} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times XSOF_{i,t} \times 1,000$</p> <p>복합발전기의 경우, $XCP_{i,t} = \text{Max}\{MGO_{i,t} - \text{Min}(TA_{i,t}, RA_{i,t}, MGO_{i,t}), 0\} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times XSOF_{i,t} \times 1,000$</p> <p>$TPCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 용량정산금(원) $XCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 발전량에 대한 용량정산금(원) $A_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량(MW-h) $RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h) $TA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 기온반영 공급가능용량(MW-h) $MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh) $XSOF_{i,t}$: 발전기(i)의 의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부, 초과 급전지시를 한 경우, $XSOF_{i,t} = 1$ 그렇지 않은 경우, $XSOF_{i,t} = 0$ $HCF_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 일반용량가격(원/kW-h)</p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p style="text-align: center;">$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$</p> <p>RCP_i : 발전기(i)에 대한 제주지역 기준용량가격(원/kW-h) RCF_i : 발전기(i)에 대한 적정설비 예비력을 고려한 지역별 가중치 PCF_i : 발전기(i)에 대한 성과연동형용량가격계수 TCF_t : 거래시간(t)에 대한 시간대별용량가격계수 β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.</p> <p>(2) 급전가능재생에너지자원</p> <p>급전가능재생에너지자원에 대한 정산은 발전사업자 및 소규모전력중개사업자가 입찰시 제시한 공급가능용량과 실효용량, 계량전력량 및 급전지시 출력 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다.</p> <p>$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}, EA_i) \times RCP_i \times 1,000$</p> <p>TPCP_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 용량정산금(원) A_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량(MW-h) RA_{i,t} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h) EA_i : 급전가능재생에너지자원(i)에 대한 실효용량(MW-h), $EA_i = \sum_j (MGC_{ij} \times EFCR_j)$ MGC_{ij} : 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 최대발전용량(MW), 전기저장장치의 경우 최대방전 용량으로 한다. EFCR_j : 보유자원(j)에 해당하는 전원별 실효용량비율, 본 계수는 비용평가위원회에서 결정한다. RCP_i : 급전가능재생에너지자원(i)에 대한 제주지역 기준용량가격(원/kW-h)</p>	<p>· 급전가능재생에너지자원의 용량정산금 정산 방식 명시</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>(3) 시운전발전기</p> <p>보칙 제17.3조 제1항에 따른 입찰자료를 제출하지 않았으나 동조 제8항에 의한 전력거래소 급전지시에 따라 발전한 시운전발전기의 시간대별 용량정산금은 아래 산식에 따라 지급한다.</p> $XCP_{i,t} = MGO_{i,t} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$ <p>XCP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 발전량에 대한 용량정산금(원) MGO_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh) HCF_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 일반용량가격(원/kW-h) $HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$ RCP_i : 발전기(i)에 대한 제주지역 기준용량가격(원/kW-h) RCF_i : 발전기(i)에 대한 적정설비 예비력을 고려한 지역별 가중치 PCF_i : 발전기(i)에 대한 성과연동형용량가격계수 TCF_t : 거래시간(t)에 대한 시간대별용량가격계수 β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.</p> <p>(4) 용량가격 정산에서 제외되는 발전기</p> <p>주파수조정 서비스만 제공하는 중앙급전전기저장장치, 중앙급전발전기, 급전가능재생에너지, 급전가능집합 전력자원에 해당하지 않는 발전기와 상업운전 개시 이전의 발전기는 용량정산금을 지급하지 않는다. 다만, 제17.3조 제8항의 지시에 의한 경우에는 별표33 나. (3)에 따라 지급한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 시운전발전기의 용량정산금 정산산식 명시 · 용량가격 정산에서 제외되는 발전기 명시

신 설(안)	개 정 사 유
<p>다. 보조서비스에 대한 정산</p> <p>(1) 예비력정산금</p> <p>(가) 주파수제어예비력에 대한 정산</p> <p>주파수제어예비력에 대한 정산은 계통운영시스템(EMS)에서 1분 단위로 산정되는 주파수제어예비력 공급량에 대한 15분 단위 평균치와 실시간 주파수제어예비력가격을 고려하여 아래 산식에 따라 정산한다.</p> $RT_FCRCP_{i,t} = \sum_q RT_FCRCP_{i,t,q}$ $RT_FCRCP_{i,t,q} = \{ \text{Min}(SFCR_{i,t,q}, FCRQ_{i,t,q}) \times 0.25h \} \times RT_FCR_P_{t,q} \times FCRCP_FLAG_{i,t} \times 1,000$ <p>RT_FCRCP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간 주파수제어예비력 정산금(원)</p> <p>RT_FCRCP_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 주파수제어예비력 정산금(원)</p> <p>FCRQ_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 주파수제어예비력 정산용량(MW)</p> $FCRQ_{i,t,q} = \text{Max}\{ \text{Min}(FCRSC_{i,t,q} - PCRQ_{i,t,q}, MGO_{i,t,q} - LFCMIN_{i,t,q}), 0 \}$ <p>FCRSC_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 평균(MW)</p> <p>LFCMIN_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 하한(MW)</p> <p>MGO_{i,t,q} : 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량(MWh)</p> <p>SFCR_{i,t,q} : 발전기(i)에 대한 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간주파수제어예비력계획량(MW)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 주파수제어예비력 정산금 = min(주파수제어예비력 제공 실적, 발전계획결과 주파수제어예비력) × 주파수제어예비력 가격 • 수식오류수정 (Max 추가)

신 설(안)	개 정 사 유
<p>RT_FCR_P_{t,q} : 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 실시간 주파수제어예비력 가격(원/kW-h) FCRCP_FLAG_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 주파수제어예비력 정산금 지급여부 플래그</p> <p>(나) 1차예비력에 대한 정산</p> <p>1차예비력에 대한 정산은 계통운영시스템(EMS)에서 1분 단위로 산정되는 1차예비력 공급량에 대한 15분 단위 평균치를 실시간시장 거래단위를 고려하여 실시간 1차예비력가격으로 정산한다.</p> $RT_PCRCP_{i,t} = \sum_q RT_PCRCP_{i,t,q}$ $RT_PCRCP_{i,t,q} = \{ \text{Min}(SPCR_{i,t,q}, PCRQ_{i,t,q}) \times 0.25h \} \times RT_PCR_P_{t,q} \times PCRCP_FLAG_{i,t} \times 1,000$ <p>RT_PCRCP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 1차예비력 정산금(원) RT_PCRCP_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 1차예비력 정산금(원) PCRQ_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 1차예비력 평균(MW) SPCR_{i,t,q} : 발전기(i)에 대한 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간1차예비력계획량(MW) RT_PCR_P_{t,q} : 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 1차예비력가격(원/kW-h) PCRCP_FLAG_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 1차예비력 정산금 지급여부 플래그</p> <p>(다) 3차예비력에 대한 정산</p> <p>3차예비력에 대한 정산은 계통운영시스템(EMS)에서 1분 단위로 산정되는 3차예비력 공급량에 대한 15분 단위 평균치를 실시간시장 거래단위를 고려하여 실시간 3차예비력가격으로 정산한다.</p>	<p>• 1차예비력 정산금 = min(1차예비력 제공 실적, 발전계획결과 1차예비력) × 1차예비력비력 가격</p> <p>• 3차예비력 정산금 = min(3차예비력 제공 실적, 발전계획결과 3차예비력) ×</p>

신 설(안)	개 정 사 유
$RT_TRCP_{i,t} = \sum_q RT_TRCP_{i,t,q}$ $RT_TRCP_{i,t,q} = \{\text{Min}(\text{STR}_{i,t,q}, \text{TRQ}_{i,t,q}) \times 0.25\text{h}\} \times RT_TR_P_{t,q} \times \text{TRCP_FLAG}_{i,t} \times 1,000$ <p> $RT_TRCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 3차예비력 정산금(원) $RT_TRCP_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 3차예비력 정산금(원) $TRQ_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 3차예비력 정산용량(MW) $TRQ_{i,t,q} = \text{Max}(\text{TREC}_{i,t,q} - \text{FCRQ}_{i,t,q} - \text{PCRQ}_{i,t,q}, 0)$ $\text{TREC}_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q) 동안 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 3차예비력 평균(MW) $\text{STR}_{i,t,q}$: 발전기(i)에 대한 거래기간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간3차예비력계획량(MW) $RT_TR_P_{t,q}$: 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 3차예비력가격(원/kW-h) $\text{TRCP_FLAG}_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 3차예비력 정산금 지급여부 플래그 </p>	<p>3차예비력비력 가격</p> <p>• 수식오류수정 (Min →Max)</p>
<p>(2) 마일리지 정산금</p> <p>마일리지정산금은 계통운영시스템(EMS)에서 15분 마일리지 합산치를 제어성과를 고려하여 마일리지 정산단가로 정산한다.</p> $\text{FCMP}_{i,t} = \sum_q [\sum_m \{ (EG_{i,t,q,m} - EG_{i,t,q,m-1}) \times \text{Max}\{(1 - AG_{i,t,q,m} - EG_{i,t,q,m} / EG_{i,t,q,m}), 0\} \} \times \text{Max}\{\text{CORREL}_m(AG_{i,t,q,m}, EG_{i,t,q,m}), 0\}] \times \text{FCMHF} \times \text{FCRCP_FLAG}_{i,t} \times 1,000$ <p>$\text{FCMP}_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 마일리지정산금(원)</p>	<p>• 불필요 문구 삭제 • 마일리지 정산금 = 마일리지 × 정확도계수 × 상관계수 × 단가 • 음수가 되지 않도록 Max설정</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $AG_{i,t,q,m}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)내 1분 단위 주파수제어 출력지시 구간(m)의 발전기 실제출력(MW) 단, 발전기의 실시간 출력 자료취득 시 누락이 발생한 경우 해당 구간(m) 및 전(m-1), 후(m+1)에 해당하는 구간을 제외한다. </p> <p> $EG_{i,t,q,m}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)내 1분 단위 주파수제어 출력지시 구간(m)의 예상출력(MW) 단, 발전기의 실시간 출력 자료취득 시 누락이 발생한 경우 해당 구간(m) 및 전(m-1), 후(m+1)에 해당하는 구간을 제외한다. </p> <p> FCMHF : 마일리지 정산단가(원/△kW) </p> <p> FCRCP_FLAG_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 주파수제어예비력 정산금 지급여부 플래그 </p> <p> (3) 자체기동서비스 정산금 </p> <p> 자체기동발전기에 대한 정산은 사전에 자체기동발전기로 지정되어 자체기동능력이 인정된 경우 아래의 사항을 확인하여 산식에 따라 정산한다. </p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 설비점검 등의 사유로 지정된 발전기의 운전이 불가능하여 동일특성의 발전기로 대체 할 수 있는 경우에는 자체기동능력을 인정한다. 2. 2대 이상의 발전기가 자체기동발전기로 지정된 경우에는 모든 발전기가 운전이 가능할 경우에 한하여 자체기동능력을 인정한다. 3. 비상발전기 정비 등 자체기동서비스가 불가능할 경우에는 자체기동능력을 인정하지 않는다. <p> $BSP_{i,t} = BSSC_i \times BSHF \times BSF_{i,t}$ </p>	<p> • 현행 CORREL 기준 준용 (2차주파수제어 서비스) </p> <p> • [별표2] 기존 정산 기준 준용 </p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>여기서, $BSP_{i,t}$: 정산금액 $BSSC_i$: 자체기동발전기 지정 설비용량(MW) $BSHF$: 정산단가 $BSF_{i,t}$: 자체기동서비스 플래그</p> <p>라. 기동대기 발전기의 정산</p> <p>(1) 계통연결 지시로 기동대기한 비용정산</p> <p>전력거래소에서 발전사업자에게 계통연결을 지시하고 계통연결 지시를 취소하거나, 계통연결 예정시간을 지나서 계통연결 하도록 지시한 경우에는 기동대기 시작시간부터 기동대기 마지막시간에 소요된 비용은 다음과 같이 정산한다. 단, 계통연결 대기시간이 거래일 2일 이상 지속되는 경우에는 연속되는 시간을 고려하여 거래일별로 정산한다.</p> $SUSBC_{i,t} = (SUC_i/SUH_i) \times TH_{i,t}$ <p>단, 다조합복합발전기의 경우</p> $SUSBC_{i,t} = \sum_j \{(GSUC_i/GSUH_i) \times GTH_{i,j,t}\} + (SSUC_i/SSUH_i) \times STH_{i,t}$ <p>$SUSBC_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대하여 전력거래소가 기동대기를 지시한 경우 시간대별 정산금(원) SUC_i : 발전기(i)에 대한 기동비용(원)</p>	<p>· [별표2] 기준 정산 기준 준용</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>GSUC_i : 다조합 복합발전기(i)별 GT 1기에 대한 기동비용(원) SSUC_i : 다조합 복합발전기(i)별 ST 1기에 대한 기동비용(원) SUH_i : 발전기(i)의 기동소요시간(h) GSUH_i : 다조합 복합발전기(i)별 GT 1기에 대한 기동소요시간(h) SSUH_i : 다조합 복합발전기(i)별 ST 1기에 대한 기동소요시간(h) TH_i : 발전기(i)의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는 시간(계통연결 대기시간) $TH_i = \sum_t(TH_{i,t})$ GTH_{ij} : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 가스터빈 발전기(j)의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는 시간(계통연결대기시간) (h) $GTH_{ij} = \sum_t(GTH_{i,t})$ STH_i : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 스팀터빈 발전기의 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는 시간(계통연결대기시간) (h) $STH_{ij} = \sum_t(STH_{i,t})$ 기동대기시작시간 : 전력거래소가 발전기를 기동하여 계통에 연결할 것을 지시한 계통연결 예정시간에서 기동시간(SUH_i)을 뺀 시간 기동대기마지막시간 : 전력거래소가 계통연결을 취소한 시간 또는 계통연결 예정시간을 지나서 계통연결된 시간</p> <p>(2) 열간(HOT) 기동대기한 비용정산</p> <p>전력거래소에서 발전사업자에게 열간(HOT)기동대기를 지시한 경우 소요된 비용은 다음과 같이 정산한다. 단, 열간(HOT) 기동대기시간이 거래일 2일 이상 지속되는 경우에는 연속되는 시간을 고려하여 거래일별로 정산한다.</p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $HSUSBC_{i,t} = (SUC_i/SUH_i) \times HSUTH_{i,t} \times HSUF_i + HSBTH_{i,t} \times SUC_i \times HCR$ </p> <p>단, 다조합복합발전기의 경우</p> <p> $HSUSBC_{i,t} = \sum_j \{ (GSUC_i/GSUH_i) \times GHSUTH_{i,j,t} \times GHSUF_{i,j} \} + \sum_i (GHSBTH_{i,j,t} \times GSUC_i \times HCR) \\ + (SSUC_i/SSUH_i) \times SHSUTH_{i,t} \times SHSUF_i + SHSBTH_{i,t} \times SSUC_i \times HCR$ </p> <p> $HSUSBC_{i,t}$: 전력거래소 지시에 의한 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 시간대별 기동대기 정산금(원) SUC_i : 발전기(i)별 기동비용(h) $GSUC_i$: 다조합 복합발전기(i)별 가스터빈 1기에 대한 기동비용(원) $SSUC_i$: 다조합 복합발전기(i)별 스팀터빈 1기에 대한 기동비용(원) SUH_i : 발전기(i)별 기동소요시간(h) $GSUH_i$: 다조합 복합발전기(i)별 가스터빈 1기에 대한 기동소요시간(h) $SSUH_i$: 다조합 복합발전기(i)별 스팀터빈 1기에 대한 기동소요시간(h) </p> <p> $HSUTH_i$: 발전기(i)의 연간 기동대기를 위한 기동시간(h) (연간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간) $HSUTH_i = \sum_t (HSUTH_{i,t})$ </p> <p> $GHSUTH_{i,j}$: 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 가스터빈 발전기(j)에 대한 연간 기동대기를 위한 기동시간(h) (연간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간) $GHSUTH_{i,j} = \sum_t (GHSUTH_{i,j,t})$ </p> <p> $SHSUTH_i$: 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 스팀터빈 발전기에 대한 연간 기동대기를 위한 기동시간(h) (연간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간) </p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $SHSUTH_i = \sum_t(SHSUTH_{i,t})$ HSUF_i : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기 계통연결이 이루어진 경우, HSUF = 0 계통연결이 이루어지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우, HSUF = 1 GHSUF_{ij} : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 가스터빈발전기(j)에 대한 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기 계통연결이 이루어진 경우, GHSUF_{ij,t} = 0 계통연결이 이루어지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우, GHSUF_{ij,t} = 1 SHSUF_i : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 스팀터빈발전기의 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기 계통연결이 이루어진 경우, SHSUF_{ij,t} = 0 계통연결이 이루어지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우, SHSUF_{ij,t} = 1 HSBTH_i : 발전기(i)의 열간 기동대기 상태시간(h) (열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간) $HSBTH_i = \sum_t(HSBTH_{i,t})$ GHSBTH_{ij} : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 가스터빈 발전기(j)의 열간 기동대기 상태시간(h) (열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간) $GHSBTH_{ij} = \sum_t(GHSBTH_{ij,t})$ SHSBTH_{ij,t} : 다조합 복합발전기(i)에 해당하는 스팀터빈 발전기의 열간 기동대기 상태시간(h) (열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간) $SHSBTH_i = \sum_t(SHSBTH_{i,t})$ HCR : 열간 기동대기시 시간대별 기동대기 정산금 지급률, 35%를 적용하되 변경 필요시 비용평가위원회 </p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p>에서 결정</p> <p>기동준비시작시간 : 열간 기동대기 시작시간에서 기동시간(SUH_i)을 뺀 시간 기동준비마지막시간 : 열간 기동대기 시작시간 이전 열간 기동대기 준비 완료 또는 취소된 시간</p> <p>열간 기동대기 시작시간 : 전력거래소에서 지시한 열간 기동대기 시작시간 열간 기동준비 마지막시간 : 열간 기동대기 시작시간 이후 계통연결 또는 열간 기동대기가 취소된 시간</p> <p>마. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산</p> <p>화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산은 별표2 I. 발전사업자에 대한 정산 12.기타 정산 차. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산을 따른다.</p> <p>바. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙</p> <p>(1) 계통연결 및 계통분리 지연</p> <p>(가) 계통연결 지연</p> <p>발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용 시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연이 발생한 거래시간의 변경 공급가능용량(RA_{i,t})는 계량된 전력량으로 조정한다.</p>	<p>· [별표2] 기존 정산 기준 준용</p> <p>· [별표2] 기존 정산 기준 준용</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>$ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$</p> <p>$ARA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h) $MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량(MWh)</p> <p>(나) 계통분리 지연</p> <p>발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용 시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연되는 시간 동안에 계량된 발전전력량($MGO_{i,m}$)을 “0”으로 산정하여 계량값을 조정한다.</p> <p>$AMGO_{i,t} = \sum_m MGO_{i,t,m}$</p> <p>$AMGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 조정 계량전력량(MWh) $MGO_{i,t,m}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 분(m)에 대한 계량전력량(MWh)</p> <p>(2) 조기 계통연결 및 계통분리</p> <p>(가) 조기 계통연결</p> <p>발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용 시간 범위를 초과하여 빠를 경우, 조기 계통연결되는 시간 동안에 계량된 발전전력량($MGO_{i,m}$)을 “0”으로</p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p>산정하여 계량값을 조정한다.</p> $AMGO_{i,t} = \sum_m MGO_{i,t,m}$ <p>AMGO_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 조정 계량전력량(MWh) MGO_{i,t,m} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 분(m)에 대한 계량전력량(MWh)</p> <p>(나) 조기 계통분리</p> <p>발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용 시간 범위를 초과하여 빠를 경우, 조기 계통분리되는 시간 동안에 변경 공급가능용량(RA_{i,t,m})을 “0”으로 조정한다.</p> $ARA_{i,t} = \sum_m RA_{i,t,m}$ <p>ARA_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h) RA_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h) EDSF_{i,t,m} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 분(m)에 대한 조기계통분리 표시기</p> <p>(3) 계통연결 및 계통분리 지연, 조기 계통연결 및 계통분리 시 허용시간(δ_i)</p> <p>LNG 및 유류발전기, δ_i = ±5분</p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p>δ_i : 발전기(i)에 대한 계통연결/분리 허용시간(분)</p> <p>(4) 발전기 고장정지 시 공급가능용량의 조정</p> <p>발전기 고장정지 시 공급가능용량은 [별표4] 6.3.7.5.2 가. 발전기 고장정지 시 공급능력 변경 기준과 [별표 4] 9.7.6.2 고장정지 발전기 공급가능용량 변경 확인 기준을 준용하여 아래와 같이 조정한다.</p> $ARA_{i,t} = \text{Max}(\text{Min}(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t})$ <p>$RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h) $CRA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 고장정지공급가능용량(MW-h) $MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 계량전력량(MWh)</p> <p>(5) 계획량 또는 급전지시량으로 발전하지 못한 경우</p> <p>(가) 급전지시량에 미달하여 발전하는 경우</p> <p>발전기가 전력거래소 지시가 아닌 사업자 사유로 급전지시량에 미달되게 발전하고도 적절한 변경입찰을 하지 않은 경우 공급가능용량을 아래와 같이 조정한다.</p> $ EOSO_{i,t} - MGO_{i,t} \leq \varepsilon_{i,t} \text{ 이면, } ARA_{i,t} = \text{Max}\{\text{Min}(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t}\}$ <p>그렇지 않으면, $ARA_{i,t} = \text{Max}\{\text{Min}(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t}\} - EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}$</p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $ARA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h) $RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h) $CRA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 고장정지공급가능용량(MW-h) $EOSO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 전력거래소 급전지시 발전전력량(MWh) $MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 계량전력량(MWh) $\varepsilon_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 허용오차(MWh) </p> <p>(나) 급전지시량을 초과하여 발전하는 경우</p> <p>발전기가 전력거래소 지시가 아닌 사업자 사유로 급전지시량을 초과하여 발전한 경우 공급가능용량을 아래와 같이 조정한다.</p> <p>$EOSO_{i,t} - MGO_{i,t} \leq \varepsilon_i$ 이면, $ARA_{i,t} = RA_{i,t}$ 이고, 그렇지 않으면, $ARA_{i,t} = RA_{i,t} - EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}$</p> <p> $ARA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h) $RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h) $EOSO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 전력거래소 급전지시 발전전력량(MWh) $MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 계량전력량(MWh) $\varepsilon_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 허용오차(MWh) </p> <p>(6) 고정출력 제약입찰 발전기의 발전량($MGO_{i,t}$)이 공급가능용량($RA_{i,t}$)보다 작을 경우</p>	<p>· 공급가능용량-</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $MGO_{i,t} + \varepsilon_{i,t} < RA_{i,t}$인 경우, $ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$ 그 외의 경우, $ARA_{i,t} = RA_{i,t}$ $ARA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 조정된 변경 공급가능용량(MW-h) $RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량(MW-h) $\varepsilon_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 허용오차(MWh) </p> <p> 사. 급전지시량 산정 절차 </p> <p> (1) 지시출력 미달의 경우 </p> <p> $LSOF_{i,t} = 0$ 인 경우, $EOSO_{i,t} = MGO_{i,t}$ $LSOF_{i,t} = 1$ 인 경우, </p> $EOSO_{i,t} = [(MGO_{i,t-1} \times p_{i,t} \times Sf_{i,t}) + \sum_{m=p+1}^q \text{Min}\{ MGO_{i,t} + RUR_i \times (m-p), SO_{i,t} \} + MGO_{i,t+1} \times (60 - q_{i,t}) \times Lf_{i,t}] / 60$ <p> $EOSO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 전력거래소 급전지시 발전전력량(MWh) $LSOF_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 지시출력미달 표시기 $Sf_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 최초지시시간대 표시기 최초지시 시각이 포함되었을 경우, $Sf_{i,t} = 1$ 그렇지 않을 경우, $Sf_{i,t} = 0$ $Lf_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 지시종료시간대 표시기 지시종료 시각이 포함되었을 경우, $Lf_{i,t} = 1$ 그렇지 않을 경우, $Lf_{i,t} = 0$ </p>	<p> 발전량 차이가 허용오차를 초과하는 경우 구체화 </p> <p> • [별표2] 기존 정산 기준 준용 </p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $p_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 출력지시 분 단위 시각(분) $q_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 출력종료 분 단위 시각(분) $SO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 송전단기준 급전지시 전력량(MWh) 발전단기준 급전지시를 받는 경우, $SO_i =$ 발전단 기준 급전지시 전력량 $\times (1-r_i)$ r_i : 발전기(i)의 평균 소내소비율 </p> <p>(2) 지시출력 초과외 경우</p> <p> $USOF_{i,t} = 0$ 인 경우, $EOSO_{i,t} = MGO_{i,t}$ $USOF_{i,t} = 1$ 인 경우, $EOSO_{i,t} = [(MGO_{i,t-1} \times p_{i,t} \times Sf_{i,t}) + \sum_{m=p+1}^q \text{Min}\{ MGO_{i,t} - RDR_i \times (m-p), SO_{i,t} \} + MGO_{i,t+1} \times (60 - q_{i,t}) \times Lf_{i,t}] / 60$ </p> <p> $EOSO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 전력거래소 급전지시 발전전력량(MWh) $USOF_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 지시출력초과 표시기 $Sf_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 최초지시시간대 표시기 최초지시 시각이 포함되었을 경우, $Sf_{i,t} = 1$ 그렇지 않을 경우, $Sf_{i,t} = 0$ $Lf_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 지시종료시간대 표시기 지시종료 시각이 포함되었을 경우, $Lf_{i,t} = 1$ 그렇지 않을 경우, $Lf_{i,t} = 0$ $p_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 출력지시 분 단위 시각(분) $q_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 출력종료 분 단위 시각(분) </p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $SO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 송전단기준 급전지시 전력량(MWh) 발전단기준 급전지시를 받는 경우, $SO_i = \text{발전단 기준 급전지시 전력량} \times (1-r_i)$ r_i : 발전기(i)의 평균 소내소비율 </p> <p>(3) 급전지시이행 허용오차 산정 기준</p> <p>제2.3.2조 제1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전 신고 후 실제 운전한 발전기의 경우, $\varepsilon_{i,t} = \pm \text{Min} \{ \text{Max}(RA_{i,t} \times 0.01, 0.5), 5 \}$ 그 외 발전기의 경우, $\varepsilon_{i,t} = \pm \text{Min} \{ \text{Max}(RA_{i,t} \times 0.005, 0.5), 5 \}$ </p> <p>(4) 급전지시량을 계량값으로 하는 경우</p> <p>전력거래소가 지시한 발전량 산정이 가능할 때 까지는 전력거래소가 인정하는 경우 계량값(MGO_{i,t})를 급전지시량으로 할 수 있다. 다만, 계량값을 급전지시량으로 인정할 경우 전력거래소는 사유를 명시해야 한다.</p> <p>아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준</p> <p>(1) 하루전에너지계획량(DA_SE_{i,t})에 대한 운전조합은 하루전발전계획 결과의 운전조합을 적용한다. (2) 제약량(MEGW_{n,i,t})에 대한 운전조합은 제2.3.2조 및 [별표4]7.11.2에 따라 입찰자료로 제출된 제약운전정보를 적용한다. (3) 입찰량(A_{i,t}, RA_{i,t})에 대한 운전조합은 제2.3.2조에 따라 입찰자료로 제출된 GT호기별 운전정보를 적용한다.</p>	<p>· [별표2] 기존 정산 기준 준용</p> <p>· [별표2] 기존 정산 기준 준용</p> <p>· [별표2] 기존 정산 기준 준용</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>(4) 계량값(MGO_{i,t})에 대한 운전조합은 아래와 같이 정해진다.</p> <p>(가) GT, ST 개별계량이 가능한 발전기들은 계량데이터를 통해 실제 출력에 대한 운전여부를 판단한다.</p> <p>(나) 개별계량이 불가능한 발전기는 EMS 원격소장치(RTU)로부터 취득된 데이터와 전력거래시스템(e-power market)에 제출된 각 호기별 계통연결시간을 통해 개별호기 운전여부를 판단한다. 발전사업자는 해당 운전조합 결과를 통지받은 후 7일 이내에 관련 증빙서류와 함께 이의신청 할 수 있으며 변경에 관한 증빙서류를 전력거래소에 제출하고 승인받아야 한다. 또한, 전력거래소는 이의신청에 대해서 접수일로부터 10일 이내에 처리결과를 해당 전기사업자에게 통지하여야 한다. 단, 발전사업자가 전력거래시스템(e-power market)에 발전기 개별 호기 운전정보를 제출하지 않은 경우 직전 운전여부를 준용하여 적용한다.</p> <p>(다) 여기서, 운전조합의 결정은 (가) 또는 (나)에서 결정된 개별 호기별 운전여부를 토대로 결정한다. 해당 거래시간에서 운전조합이 복수인 경우 운전시간이 가장 큰 조합으로 한다. 만약, 가장 큰 운전조합이 여러개일 경우 비용이 가장 높은 운전조합을 적용한다.</p> <p>(라) 전력거래소는 규칙 제4.2.5.1조, 제4.2.5.5조의 2 및 별표8에 의거하여 발전기 운전조합을 정정할 수 있다.</p> <p>4. 판매사업자에 대한 정산</p> <p>가. 에너지정산금</p> <p>전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 에너지정산금은 제주지역 자원의 거래시간에 대한 에너지정산금 총액으로 한다.</p> $ESS_t = \sum_i MEP_{i,t}$	<p>· 판매사업자는 거래시간별 하루 전에너지정산금과 실시간에너지정산금의 총액을 부담</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>ESS_t : 판매사업자의 거래시간(t)에 대한 전력량정산금(원) MEP_{i,t} : 자원(i)의 거래시간(t)에 대한 에너지정산금(원)</p> <p>나. 용량정산금</p> <p>전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 용량정산금은 제주지역 자원의 용량정산금과 공급가능용량 초과 발전량 용량정산금의 합으로 한다.</p> $CSS_t = \sum_i (TPCP_{i,t} + XCP_{i,t})$ <p>CSS_t : 판매사업자의 거래시간(t)에 대한 용량정산금(원) TPCP_{i,t} : 자원(i)의 거래시간(t)에 대한 용량정산금(원) XCP_{i,t} : 자원(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 발전량에 대한 용량정산금(원)</p> <p>다. 부가정산금</p> <p>전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 부가정산금 총액으로 한다.</p> <p>라. 예측제도 참여자의 대상자원 전력거래량에 대한 정산</p> <p>전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 발전량 예측 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 발전량 예측 정산금 총액으로 한다.</p>	<p>· 판매사업자는 거래시간별 용량정산금과 전력거래소 지시에 의한 추가 발전량 용량정산금의 합을 부담</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p> $IFS_t = \sum_i IFP_{i,t}$ </p> <p> $IFP_{i,t}$: 예측제도에 참여한 대상자원(i)의 거래시간(t)에 대한 발전량 예측 정산금(원) IFS_t : 판매사업자의 거래시간(t)에 대한 발전량 예측 정산금(원) </p> <p> 5. 예측제도 참여자에 대한 정산 </p> <p> 전력시장 제도개선 제주 시범사업에서 예측제도 참여자에 대한 정산은 별표2의 V. 예측제도 참여자에 대한 정산을 따른다. </p>	

아. 별표34 제주 전력시장 시범사업 발전계획 수립절차(신설)

신 설(안)	개 정 사 유
<p>[별표 34]</p> <p style="text-align: center;">전력시장 제도개선 제주 시범사업 발전계획 수립절차</p> <p>1.0 목적 전력시장 제도개선 제주 시범사업(이하 '시범사업')을 위한 규칙에 의거한 하루전·당일·실시간 발전계획 수립 업무와 하루전·실시간 시장가격 공개에 대하여 세부절차를 규정하여 공정하고 투명한 발전계획 수립업무의 수행을 도모하는데 있다.</p> <p>2.0 적용범위</p> <p>2.1 하루전발전계획 수립 및 공개 2.2 당일발전계획 수립 및 공개 2.3 실시간발전계획 수립 및 공개 2.4 하루전에너지가격 공개 2.5 임시 실시간에너지가격 공개 2.6 실시간에너지가격 공개 2.7 실시간예비력가격 공개 2.8 임시에비력가격 공개</p> <p>3.0 책임</p> <p>3.1 전력거래소 이사장은 발전계획을 공정하고 투명하게 수립될 수 있도록 관리한다. 3.2 시범사업(실시간시장·예비력시장)을 운영하는 부서장은 제주실시간가격결정시스템을 안정적으로 운영하여야 한다. 3.3 발전계획의 입력데이터를 연계하는 시스템을 운영하는 부서장은 가격결정시스템의 입력자료가 효율적이</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 제주 실시간시장 및 신규발전계획 신설 · 발전계획 및 가격 세분화 · 공개절차 명확화 · 공개항목 추가 · 책임의 주체 표기 · 책임주체 일치

신 설(안)		개 정 사 유
3.4	고 안정적으로 연계되도록 협조하여야 한다. 전력거래소 회원은 발전계획 수립이 효율적으로 수행될 수 있도록 전력거래소의 자료요청에 협조하여야 하며, 발전계획 또는 급전지시 등의 통지를 받은 회원사는 해당 자원의 발전계획량을 준수할 수 있도록 사전에 필요한 준비를 수행하여야 한다.	
4.0	참고자료	
4.1	별표 3 전력계통 운영기준	<ul style="list-style-type: none"> · 제주전력계통운영을 반영한 실시간 시장운영 명확화 · 비상시 실시간시장 운영 명확화
4.2	별표 4 입찰운영절차	
4.2	별표 5 전력수요 예측절차	
4.3	별표 9 발전계획 수립 및 계통한계가격 공개 절차	
4.4	별표 11 실시간 급전운영 절차	
4.5	별표 12 비상시 급전지시 절차	
4.6	별표 24 비상시 전력시장 운영 절차	
5.0	용어의 정의	
5.1	전력거래소 시장관제사 제주 발전계획을 발전계획시스템을 사용하여 하루전발전계획, 당일발전계획 및 실시간발전계획을 수립하고 절차에 따라 제주 에너지·예비력가격 공표를 수행하는 직원을 말한다.	<ul style="list-style-type: none"> · 용어의 신설 - 시장관제사 도입 · 역할 명확화
5.2	실시간시장 운영담당자 실시간시장 운영에 대한 전반적인 전력시장운영, 실시간·예비력시장 이슈관리, 실적분석 및 시장정보공개 등의 업무를 수행하는 직원을 말한다.	<ul style="list-style-type: none"> · 용어의 신설 - 기존관제사와 구분하여 신설
5.3	온라인연계자료 발전계획수립에 필요한 자료 중 타 시스템과 연계하여 취득하는 자료를 말한다.	<ul style="list-style-type: none"> · 용어의 신설 - 연계자료 세분화
5.3.1	입찰자료	

신 설(안)		개 정 사 유
	사업자가 별지 제31호, 제31-2호, 제31-3호, 제33호, 제33-2호, 제33-3호, 제31-6호, 제33-6호, 제31-7호, 제33-7호의 서식에 맞추어 각 발전계획별 입찰 마감시간 전까지 제출한 모든 입찰을 말한다.	
5.3.2	제주계통운영시스템 자료 발전소 및 변전소의 운전 상태를 실시간으로 감시하는 정보 중 발전기 발전량 및 차단기 투입정보를 말하며, 발전계획 수립의 초기자료로 사용한다.	· EMS를 사용한 발전기 운전정보 적용
5.3.3	제주신재생예측시스템 자료 각 발전계획의 거래단위별 비중앙발전기의 발전량을 예측한 자료를 말한다.	· 제주 신재생예측량 자료취득 명확화
5.3.4	수요예측시스템 자료 각 발전계획의 거래단위별 전력수요를 예측한 자료를 말한다.	· 제주 수요예측량 자료취득 명확화
5.3.5	수요반응자원 전력거래시스템 자료 수요반응시장에 참여하는 수요반응자원의 입찰 및 낙찰 자료를 말한다.	· 제주 수요반응자원 자료취득 명확화
5.4	사용자입력정보 발전계획 수립에 필요한 자료 중 계통운영담당자 또는 전력거래소 담당자가 확인하여 입력하는 모든 자료를 말한다.	· 용어의 신설 · 관제사의 실시간 계통운영 반영
5.4.1	급전지시정보 발전계획을 수립시 사용하기 위한 전력거래소 관제사가 확인하고 지시하는 모든 계통운영의 조작정보를 말한다.	· 관제원급전지시 명시
5.4.2	제주송전계약 정보 계통운영담당자가 제주계통 안전운전시 필요한 모든 계통계약정보를 말한다.	· 제주계통운영자 계약 등록 명시
5.4.3	제주발전량계약 정보 계통운영담당자가 제주계통 안전운전시 필요한 모든 계통계약정보를 말한다.	· 발전량 계약 발생시 입력 명시
5.5	제주 실시간가격결정시스템 시장관제사가 제주 발전계획을 수립하는데 사용하기 위한 발전계획 프로그램을 말한다.	· 신규 프로그램 정의 · 입력자료 생성시
5.5.1	입력데이터 처리	데이터 처리 명시

신 설(안)	개 정 사 유
<p>실시간시장운영자가 입력 및 연계자료를 사용 또는 가공하여 생성한 발전계획 입력자료를 말한다.</p>	
<p>5.5.2 목적함수 발전계획수립기간 동안의 총 발전비용 및 수요감축비용 최소화를 목적으로 운영예비력, 발전기 자기계약, 송전계약 등 제약을 고려한 에너지와 예비력의 동시 최적화를 수행한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 문구 명확화
<p>6.0 기본원칙</p>	
<p>6.1 하루전발전계획은 제16.4.1조에 의거하여 수립하며 전력거래일에 대해 최초로 통지되는 발전계획으로 전력거래일 전일 수립을 원칙으로 한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 초기입찰 입력 : 계획수립일 11시 2. 제주수요예측 연계 : 계획수립일 16시 3. 제주 수요반응자원 감축계획량 : 14시 4. 송전계약 입력 : 계획수립일 16시 5. 육지가격정보 입력 : 계획수립일 17시 6. 하루전발전계획 수립 및 하루전에너지가격 산정 : 계획수립일 17시 7. 하루전발전계획 및 하루전에너지가격 공표 : 계획수립일 18시 	<ul style="list-style-type: none"> · 시스템 운영시간 - 하루전발전계획 수립 및 발표 명시 · 초기입찰은 육지입찰시간으로 적용 · 연계선은 육지시장가격 반영
<p>6.2 당일발전계획은 제16.4.3조에 의거하여 매시간마다 통지되는 발전계획으로 발전계획 수립시 최신 예측정보 및 송전제약을 사용하여 수립한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 입찰 마감시간 : 거래시간 1시간전 2. 제주수요예측 연계 : 발전계획 수립 직전 예측수요 사용 3. 제주 수요반응자원 감축계획량 : 발전계획 수립 직전 감축(증대)계획량 사용 4. 송전계약 입력 : 발전계획 수립 직전 송전계약 사용 5. 당일발전계획 수립 : 하루전 거래시간 1시간전 6. 당일발전계획 발표 : 하루전 거래시간 30분전 	<ul style="list-style-type: none"> · 변경입찰 허용 명시
<p>6.3 실시간발전계획은 제16.4.5조에 의거하여 실시간시장 단위거래시간인 15분 마다 통지되는 발전계획으로, 발전계획 수립시 최신예측정보 및 송전제약을 사용하여 수립한다.</p>	

신 설(안)	개 정 사 유
<p>1. 입찰 마감시간 : 거래시간 기준 75분전</p> <p>2. 제주수요예측 연계 : 발전계획 수립 직전 예측수요 사용</p> <p>3. 제주 수요반응자원 감축계획량 : 발전계획 수립 직전 감축(증대)계획량 사용</p> <p>4. 송전제약 입력 : 발전계획 수립 직전 송전제약 사용</p> <p>5. 실시간발전계획 수립 및 실시간 임시에너지가격 산정 : 실시간 거래시점 30분전</p> <p>6. 실시간발전계획 및 실시간 임시에너지가격 발표 : 실시간 거래시점 15분전</p> <p>7. 실시간에너지가격·실시간예비력가격 산정 및 발표 : 거래일 익일 18시</p> <p>6.4 발전계획 재수립은 아래 각 항에 따라 재수립한다.</p> <p>1. 하루전 발전계획은 : 수립일 24시까지 시스템을 통해 재수립 수행 및 공표</p> <p>2. 당일 발전계획 : 다음 거래시간 전까지 시스템을 통해 재수립 수행 및 공표</p> <p>3. 실시간 발전계획 : 다음 거래구간 전까지 시스템을 통해 재수립 수행 및 공표</p> <p>4. 1부터 3까지 해당하는 발전계획 재수립시 수행시점에 연계된 입력자료를 기준으로 발전계획을 재수립한다.</p> <p>5. 그 외, 연계 데이터에 대한 수정이 불가능한 경우 또는 1부터 3까지 명시한 시간 이후에 재수립이 필요한 경우는 실시간가격결정시스템의 입력자료가 있을 경우 외부에서 발전계획 수립하여 활용한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 변경입찰 허용 명시 - 입찰자료 검증시간 확보 (75분 적용) · 재수립 명확화 - 발전계획 미수행은 입력자료 미생성
<p>7.0 절차</p> <p>7.1 자료의 취득</p> <p>7.1.1 전력거래시스템 자료 취득</p> <p>시장관제사는 실시간시장운영담당자로부터 아래 각항의 입찰자료를 제공받아 사용한다</p> <p>① 제2.1.1.1조의 운전비용 및 기술적 특성자료</p> <p>② 제12.4.2.2조 제1항 제1호에 따른 제주 수요반응자원 입찰자료</p> <p>③ 제16.3.1조 부터 제16.3.7조까지의 규정에 따른 발전입찰 및 전력수요예측 자료</p> <p>④ 별표 9의 7.6.2에 따라 발표된 계통한계가격을 제공받아 제주 연계선의 육지가격</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 타시스템 연계자료 명확화 · 입찰시스템 자료 취득 명확화

신 설(안)	개 정 사 유
<p>7.1.2 수요예측정보 자료취득 시장관제사는 제2.3.5조 제2항에 의거하여 수요예측담당자가 수요예측시스템을 연계하여 제공하는 송전단 기준 수요예측자료를 확인 후 사용한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 수요예측자료연계 명확화
<p>7.1.3 제주신재생예측시스템 자료취득 시장관제사는 제주계통운영자가 제주신재생예측시스템을 연계하여 제공하는 제주지역 비중앙발전기 발전량 예측자료를 확인 후 사용한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 비중앙발전량연계 명확화
<p>7.1.4 계통운영시스템 자료취득 발전계획 수립시 계통운영시스템으로부터 아래 각 항의 발전기 정보를 연계하여 발전계획 초기정보로 사용한다.</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 발전기 출력 ② 차단기 투입 및 개방 시간 ③ 전기저장장치 SOC 정보 	<ul style="list-style-type: none"> · 운전상태(H/W/C) 및 운전정지시간에 대한 자료 생성
<p>7.1.5 송전제약 자료 취득</p> <p>7.1.5.1 제주본부로부터 계통운영을 고려한 송전제약 정보를 제공받아 사용한다.</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 제주연계선의 설비용량, 공급능력, 운전한계량 정역송 운전정보 등 ② 제주지역 계통안정성을 고려한 필수운전발전기 ③ 그 외 송전 또는 계통 제약 자료 등 	<ul style="list-style-type: none"> · 계통운영방안 반영 명시
<p>7.1.5.2 실시간시장 운영담당자는 제5.1.1조 제4항에 따라 송전사업자로부터 아래 각항의 자료를 제공받아 사용한다.</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 송전사업자용 전기저장장치의 주파수조정서비스 제공가능여부 ② FACTS 설비의 운전가능여부 	<ul style="list-style-type: none"> · 송전사업자 등록자원 반영 명시
<p>7.1.6 수요반응자원 전력거래시스템 자료취득 수요반응자원 전력거래시스템으로부터 제주 수요반응자원의 거래 정보를 연계하여 사용한다.</p> <ul style="list-style-type: none"> ① 제12.4.2.3조에 따라 자발적수요감축 입찰량 ② 제12.4.2.8조에 따라 산정한 기준수요 초과에 따른 거래시간별 수요반응자원의 감축계획량 ③ 제12.4.3.1조에 따라 요청된 수요반응자원의 의무감축량 	

신 설(안)					개 정 사 유
입찰자료		단위	구분	발전기	비고
운 전 비 용	기동 비용	원	일	일반발전기	운전비용
				복합발전기	운전비용
				중앙급전전기저장장치	0
				비중앙급전발전기	0
	입출력 특성계수	-	일	중앙급전발전기	입출력특성계수
				중앙급전전기저장장치	0
				비중앙급전발전기	2차증분계수, 가격상수 = 0 1차 증분계수 = 0.86
	열량단가	원/Gcal	일	중앙급전발전기	입찰 열량단가
				중앙급전전기저장장치	0
				비중앙급전발전기	0
입찰가격	원/kWh	시간	경제성 DR	입찰 가격	
			급전가능재생에너지발전기	입찰 가격	
			급전가능집합전력자원	입찰 가격	
지역가격	원/kWh	시간	제주 연계선	하루전발전계획 육지 시장가격	
<p>7.4.3 기술적 특성자료</p> <p>제2.1.1.1조 제3항 제2호, 제4항 내지 제7항에 의거한 발전기 기술적 특성자료 및 본 별표 7.4.1.2 내지 7.4.1.3의 데이터 처리 결과를 사용하여 발전계획을 수립한다.</p> <p>① 발전기별 최대발전용량</p> <p>② 발전기별 시간대별 공급가능용량</p> <p>③ 발전기별 시간대별 최소발전용량</p> <p>④ 발전기별 출력증가율</p> <p>⑤ 발전기별 출력감소율</p>					발전기 기술특성 명시

신 설(안)					개 정 사 유
⑥ 발전기별 최소운전시간 ⑦ 발전기별 최소정지시간 ⑧ 발전기별 기동증가율 ⑨ 발전기별 정지감소율 ⑩ 중앙급전전기저장장치 충전상태 ⑪ 단, 다조합복합발전기의 기술적특성은 본 별표 7.4.1의 데이터 처리자료와 아래 표의 내용을 적용한다.					
입찰자료	단위	구분	발전기		비고
최대발전용량	MW	일	중앙급전발전기		입찰용량
공급가능용량	MW	시간	중앙급전발전기		입찰 용량
			급전가능재생에너지발전기		
			급전가능집합전력자원		
			중앙급전 전기저장장치		
			비중앙급전발전기		입찰 용량 (최대충전용량, 최대방전용량) 예측량
최소발전용량	MW	시간	중앙급전발전기		입찰 용량
			급전가능재생에너지발전기		
			급전가능집합전력자원		
			중앙급전 전기저장장치		
			비중앙급전발전기		입찰 용량 (최소방전용량, 최소충전용량) 0
출력증가율	MW/min	일	중앙급전발전기		입찰 출력증가율
			급전가능재생에너지발전기		입찰 출력증가율(미제출시 999)
			급전가능집합전력자원		
			중앙급전 전기저장장치		
			비중앙급전발전기		
출력감소율	MW/min	일	중앙급전발전기		입찰 출력감소율
			급전가능재생에너지발전기		입찰 출력감소율(미제출시 999)
			급전가능집합전력자원		
			중앙급전 전기저장장치		
			비중앙급전발전기		
최소운전시간	hh:mm	일	중앙급전	일반발전기	입찰 기술 특성

신 설(안)					개 정 사 유
			발전기	개별GT	대표CC의 최소운전시간
				단독GT	대표GT 최소운전시간
				개별ST	대표CC의 최소운전시간
			급전가능재생에너지발전기		입찰 기술 특성
			급전가능집합전력자원		입찰 기술 특성
			중앙급전 전기저장장치		0
			비중앙급전발전기		
최소정지시간	hh:mm	일	중앙급전 발전기	일반발전기	입찰 기술 특성
				개별GT	대표CC의 최소정지시간
				단독GT	대표GT 최소정지시간
				개별ST	대표CC의 최소정지시간
			급전가능재생에너지발전기	입찰 기술 특성	
			급전가능집합전력자원	입찰 기술 특성	
			중앙급전 전기저장장치	0	
비중앙급전발전기					
기동증가율	MW/min	시간	중앙급전발전기	최소발전용량 ÷ 최소발전용량도달시간* (열간/온간/냉간 상태 따라 입찰특성 적용)	
정지감소율	MW/min	시간	중앙급전발전기	최소발전용량 ÷ 계통분리시간	
최종충전상태	MWh	시간	중앙급전전기저장장치	입찰 특성	
7.4.4 발전기 초기정보					· 발전계획 초기정보 명시
1. 하루전발전계획					
하루전발전계획 수립시간 공표된 최신 당일발전계획 결과의 24시 발전계획량 및 연속운전시간을 사용한다.					
2. 당일발전계획					
당일발전계획수립 시 본 별표 7.1.4의 계통운영시스템의 발전기 출력 및 Status를 사용하여 7.4.1에서 데이터 처리 된 발전기 상태정보를 사용한다.					
3. 실시간발전계획					

신 설(안)	개 정 사 유
<p>실시간발전계획수립 시 본 별표 7.1.4의 계통운영시스템의 발전기 출력 및 Status를 사용하여 7.4.1에서 데이터 처리된 발전기 상태정보를 사용한다.</p> <p>7.4.5 발전기 기동정지 결정 제주실시간가격결정시스템의 기동정지 결정기준은 제2.1.1.1조 및 제16.3.1조 내지 제16.3.5조에 의거하여 제출한 발전기 기술특성을 고려하여 아래 각 항에 따라 결정하며, 기동정지가 결정된 발전기는 발전계획 온라인 수립 시 반영한다.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 하루전발전계획 기동정지 개별 발전기의 기동소요시간 및 최소운전시간의 합이 12시간을 초과하는 발전기 2. 당일발전계획 기동정지 개별 발전기의 기동소요시간 및 최소운전시간의 합이 12시간 이내, 2시간을 초과하는 발전기 3. 실시간발전계획 기동정지 개별 발전기의 기동소요시간 및 최소운전시간의 합이 2시간 이내인 발전기 4. 복합발전기의 복합모드와 GT단독모드 운전의 기술특성은 구분하여 적용한다. <p>7.4.6 운영예비력 입력</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 1차예비력 확보량 입력 별표3 1.4.3.2의 1차예비력 확보량 기준의 최소값에서 송전사업자용 전기저장장치에서 확보된 용량을 차감한 값을 입력한다. ② 주파수제어예비력 확보량 입력 별표3 1.4.3.1의 주파수제어예비력 확보량 기준의 최소값을 입력한다. ③ 3차예비력 확보량 입력 별표3 1.4.3.3의 3차예비력 확보량 기준의 최소값을 입력한다. <p>7.4.7 송전제약 입력</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 본 별표 7.1.5.1의 송전제약 취득자료를 토대로 송전제약을 입력한다. 2. 입력된 송전제약을 검토 후 사용한다. <p>7.5 발전계획의 수립</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 발전계획별 기동정지 대상 발전기 명시 · 제주 예비력확보량 명시 · 송전제약검토서 사용 명시

신 설(안)		개 정 사 유
<p>7.5.1 실시간가격결정시스템 운영 실시간가격결정시스템은 제16.4.1조, 제16.4.3조, 제16.4.5조 규정에 따른 발전계획을 온라인으로 수립하며, 시장관제사는 각 발전계획의 입력자료 및 결과를 확인한다.</p> <p>7.5.2 발전계획 목적함수</p> <p>7.5.2.1 발전계획은 발전계획수립구간의 총 발전비용 및 수요감축비용 최소화를 목적으로 운영예비력, 발전기 자기제약, 송전제약 등 제약을 고려한 에너지와 예비력의 동시 최적화를 수행하여 수립한다.</p> <p>7.5.2.2 발전량 과부족, 예비력 부족, 기타 제약조건 미준수 등의 발생으로 정상적인 발전계획 수립이 불가능할 경우 별표9의 7.5.4의 제약 완화 설정치 기준을 고려하여 발전계획을 수립한다. 단, 출력제어의 제약완화 설정치는 7,000원/kWh를 적용한다.</p> <p>7.5.3 예비력 확보기준</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 시스템 운영시간 명시 · 제주비중양공급과잉 제약완화설정적용 · 예비력 확보기준 명시 	
구 분	제 약 조 건	
1차예비력	$\sum Prim_b \geq (Prim_Req - \sum Prim_a)$	
주파수제어예비력	$\sum Prim_b + \sum Reg \geq Max\{ Prim_Req - \sum Prim_a, 0 \} + Reg_Req$	
3차예비력	$\sum Prim_b + \sum Reg + \sum Tert_ON + \sum Tert_OFF$ $\geq Max\{ Prim_Req - \sum Prim_a, 0 \} + Reg_Req + Tert_Req$	
기호의 정의	Prim_Req : 1차예비력 요구량 Reg_Req : 주파수제어예비력 요구량 Tert_Req : 3차예비력 요구량 Prim_a : 발전기별 1차 예비력 우선 제공량 Prim_b : 발전기별 1차 예비력 a를 차감한 제공량 Reg : 발전기별 주파수제어예비력 제공량 Tert_ON : 발전기별 운전중인 발전기 3차 예비력 제공량 Tert_OFF : 발전기별 정지중인 발전기 3차 예비력 제공량	

신 설(안)	개 정 사 유
<p>1. 7.4.6에 따라 입력한 1차 예비력 확보량에서 송전사업자용 전기저장장치에서 확보된 용량을 우선 확보한다.</p> <p>2. 1)항목에 따라 우선 확보된 예비력 외에 발전기가 제공가능한 예비력이 별표3 1.2.1 주파수제어예비력 및 별표3 1.2.2 주파수회복예비력에 따른 기술요건을 각각 충족하는 경우 1차예비력, 주파수제어예비력, 3차예비력의 순서로 각각 구분하여 확보 할 수 있다.</p> <p>3. 주파수 조정용량 확보를 위해 공급가능용량, 주파수추종상한(GFmax), 자동발전제어상한(AGCmax) 중 작은 값을 경제급전상한(ECOmax)으로 지정한다.</p> <p>4. 주파수 조정용량 확보를 위해 최소발전용량, 주파수추종하한(GFmin), 자동발전제어하한(AGCmin) 중 큰 값을 경제급전하한(ECOmin)으로 지정한다.</p> <p>5. 1차예비력은 1차예비력확보량보다 크거나 같다.</p> <p>6. 1차예비력과 주파수제어예비력의 합은 1차예비력확보량과 주파수제어예비력확보량의 합보다 크거나 같다.</p> <p>7. 1차예비력, 주파수제어예비력, 3차예비력의 합은 1차예비력확보량, 주파수제어예비력확보량, 3차예비력 확보량의 합보다 크거나 같다.</p> <p>8. 주파수제어예비력은 발전계획량에서 자동발전제어하한(AGCmin)을 차감한 값과 5분 감발가능용량 보다 작거나 같다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 예비력 확보기준 명확화 · 우선확보량 반영 · 주파수제어예비력 대칭 확보기준 명확화
<p>7.5.4 발전계획 검토</p> <p>시장관제사는 발전계획수립결과에 대해 제약조건 및 전력수요의 만족여부를 검토하여 발전계획을 확정한다.</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 발전계획 결과 검토 후 공표 명시
<p>7.6 발전계획결과 공개</p>	
<p>7.6.1 발표시각</p> <p>1. 하루전발전계획 및 하루전 시장가격 : 전력거래일 하루 전 18시까지 발표</p> <p>2. 당일발전계획 : 거래시간 30분 전 발표</p>	<ul style="list-style-type: none"> · 발전계획 공표시점 명시

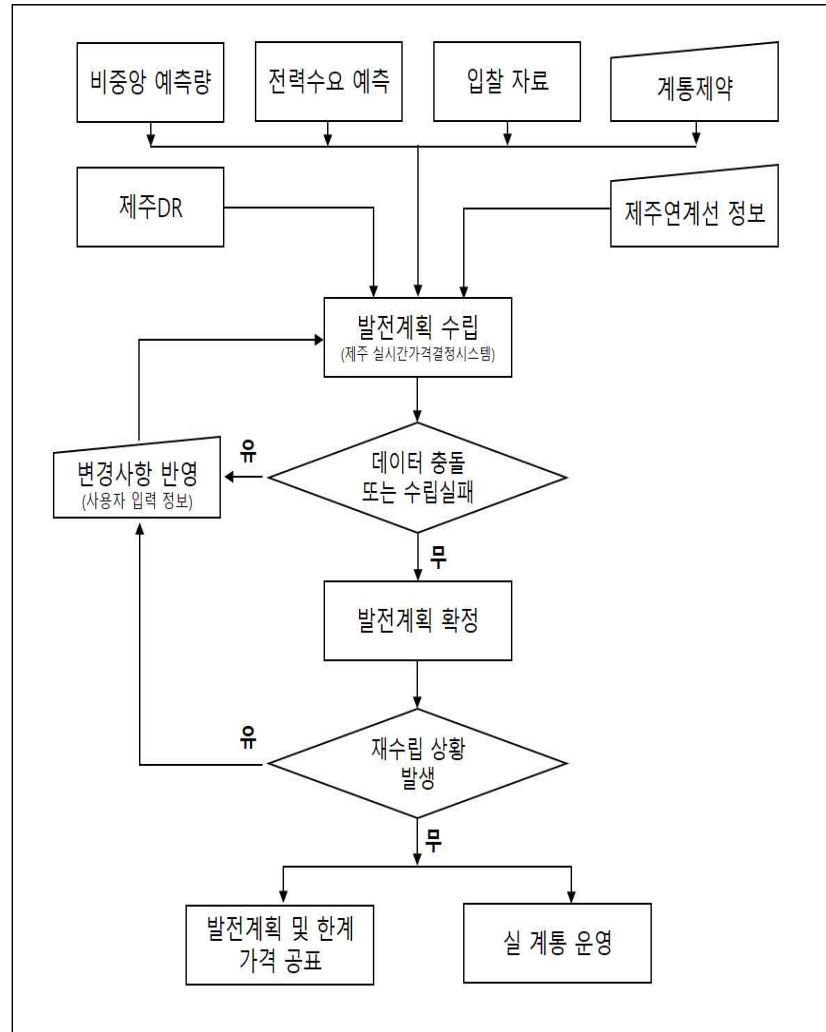
신 설(안)	개 정 사 유
<p>3. 실시간발전계획 및 임시 실시간에너지가격 : 실시간시장 전력거래시점 15분전</p> <p>4. 실시간에너지가격 및 실시간예비력가격 : 거래 익일 18시</p> <p>7.6.2 공개방법 시장관제사는 규칙 제16.4.1조, 제16.4.3조, 제16.4.5조, 제16.4.7조, 제16.4.10조에 따라 결정된 에너지계획, 에너지가격, 예비력가격을 규칙 제16.4.8조, 제16.4.9조 및 제16.4.11조의 공개원칙에 따라 회원에게 공개한다.</p> <p>7.7 별표 24 7.1 전력거래의 정지에 해당하는 경우, 별표24의 7.2 전력거래 정지시 업무처리 기준에 따라서 7.2.1, 7.2.2, 7.2.3에 준하는 조치를 수행하여야 한다.</p> <p>7.7.1 전력거래소는 시범사업 기간동안 비상상황이 발생할 경우 별표24의 7.4 전력시장비상위원회의 운영에 준하는 조치를 수행하여야 한다.</p> <p>7.7.2 가격결정시스템의 기능이 전부 또는 일부가 정지된 경우에는 해당 시스템의 기능이 복구되는 즉시 시스템을 정상화하여 발전계획을 수립하여야 하며, 별표6.4의 재수립 외 발전계획이 필요한 경우 아래 자료 중 가장 최근에 수립된 정보를 활용한다. 단, 예비력가격은 육지의 예비력 용량가치 단가를 적용한다.</p> <p>1. 실시간가격결정시스템의 하루전에너지계획 및 하루전에너지가격 2. 하루전발전계획 및 하루전시장가격 3. 하루전시장에서의 유사일 발전계획 및 시장가격</p> <p>7.8 제주 전력시장 시범사업 발전계획 관련 자료의 보존, 활용, 폐기</p> <p>7.8.1 전력거래소는 제주 전력시장 시범사업에서 수립한 발전계획 자료를 10년 동안 보존하여야 한다. 단, 분쟁이 발생한 경우에는 분쟁관련 자료는 분쟁이 해결될 때까지 보관한다.</p> <p>7.8.2 전력거래소는 7.8.1의 자료를 IT시스템에 5년 동안 보관하여야 하며, 규칙 제16.4.2조, 제16.4.4조, 제16.4.6조의 통지자료, 제16.4.9조의 임시 실시간에너지가격, 제16.4.11조의 임시 실시간예비력가격 정보는 3년 동안 보관한다.</p> <p>7.8.3 7.8.2의 기간을 경과한 자료는 파일 또는 문서 등의 형태로 별도 보관한다.</p>	<p>· 실시간시장 정보 공개 항목 명시</p> <p>· 실계통기반 하루 전시장 기준 반영</p> <p>· 비상시 에너지 및 예비력 가격 산정 기준 명시</p> <p>· 발전계획 관련자료 보존기간 명시</p>

신 설(안)	개 정 사 유
<p>8.0 불 입</p> <p>8.1 제주 통합운영 발전계획별 타임라인</p> <p>8.2 발전계획 수립 흐름도</p> <p>8.3 다단계발전계획 수립 흐름도</p>	

신 설(안)					개 정 사 유
[붙임8.1]					<ul style="list-style-type: none"> 발전계획별 수립 및 연계자료 요약 문구명확화 (HMDC 가격은 육지 계통한계가격 준용)
제주 통합운영 발전계획별 타임라인					
구 분	하루전발전계획(DA)	당일발전계획(OP)	실시간발전계획(RT)		
입찰 정보 (신재생 입찰 포함)	11시 마감	거래시간 1시간전	거래시간 75분전		
수요예측	16시 검토	거래시간 1시간 전	거래시점 30분전		
비중앙 예측량					
송전제약 검토서					
제주 연계선 가격	육지 계통한계가격 D-1 17시 수신				
수요반응 자원	피크수요	낙찰량 14시 수신	낙찰량 D-1 23시 수신	낙찰량 D-1 23시 30분 수신	
	경제성	입찰값 14시 수신	DA기준 낙찰정보 연계		
	신뢰성	-	-	발령 1시간 전 결정량 반영	
발전계획 수행	17시	거래시간 1시간전 (1시간 간격)	거래시점 30분전 (15분 간격)		
발전계획 공표	18시까지	거래시간 30분전 (1시간 간격)	거래시점 15분전 (15분 간격)		
한계가격	18시까지	-	임시가격 : 발전계획 공표 15분 마다 확정가격 : D+1 18시		

[붙임8.2]

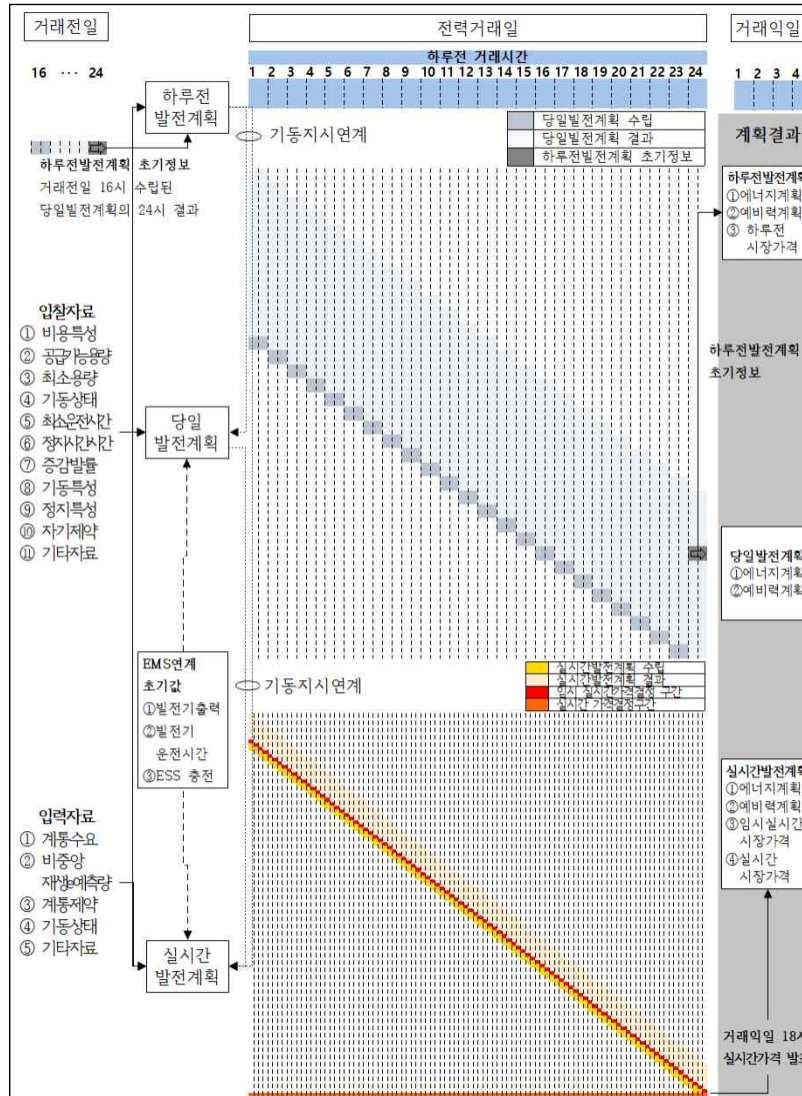
발전계획 수립 흐름도



· 발전계획별 수립
흐름 도식화

[붙임8.3]

다단계발전계획 수립 흐름도



· 발전계획별 다단계발전계획 수립도식화

[별지 제126호 서식]

전력시장운영규칙 준수 동의서

본인은 급전가능재생에너지자원으로서 본 제도의 공정하고 원활한 운영을 위해 전력시장 운영규칙 제16.1.9조를 준수하는 것에 동의합니다.

년 월 일

상호명

대표자

(인)

신 설(안)

개 정 사 유

[별지 제31-6호 서식]

급전가능재생에너지 자원 발전입찰서 (최초)

- 1. 거래일 날짜 _____
- 2. 발전회사 _____
- 3. 자원명(식별번호) _____
- 4. 기술적 특성 _____

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
기동정지	기동소요시간			출력배분	출력증가율		
	최소발전용량도달시간				출력감소율		
	계통분리시간						
	최소운전시간						
	최소정지시간						

5. 에너지입찰 : 공급가능용량(MW), 입찰구간별 공급가능용량(MW)/입찰가격(원/kWh) 입찰

구분	D																									
거래시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
공급가능용량* (A _{i,t})																										
최소발전용량																										
입찰구간	1구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	2구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	3구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	4구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	5구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	6구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	7구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	8구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	9구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	10구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

* 거래시간별 마지막 입찰구간은 공급가능용량과 같도록 입찰

- 8. 특기사항(급전운영 참고사항):
- 9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

- 10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

신 설(안)

개 정 사유

[별지 제33-6호 서식]

급전가능재생에너지 자원 발전입찰서 (변경)

- 1. 거래일 날짜 _____
- 2. 발전회사 _____
- 3. 자원명(식별번호) _____
- 4. 기술적 특성 _____

특성 분류	구분	제출값	변경사유	특성분류	구분	제출값	변경사유
기동정지	기동소요시간			출력배분	출력증가율		
	최소발전용량도달시간				출력감소율		
	계통분리시간						
	최소운전시간						
	최소정지시간						

5. 에너지입찰 : 공급가능용량(MW), 입찰구간별 공급가능용량(MW)/입찰가격(원/kWh) 입찰

구분	D																									
거래시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
공급가능용량* (A _{i,t})																										
최소발전용량																										
입찰구간	1구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	2구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	3구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	4구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	5구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	6구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	7구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	8구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	9구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	10구간	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/

* 거래시간별 마지막 입찰구간은 공급가능용량과 같도록 입찰

- 8. 특기사항(급전운영 참고사항):
- 9. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

10. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31-7호 서식]

1MW 초과 비중양급전발전기에 대한 자체발전계획량 (최초)

- 1. 거래일 날짜 _____
- 2. 회사명 _____
- 3. 자원명(식별번호) _____
- 4. 자체발전량 _____

구 분	D																								
거래시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
자체발전 계획량																									

- 5. 특기사항(급전운영 참고사항):
- 6. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

- 7. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제33-7호 서식]

1MW 초과 비중앙급전발전기에 대한 자체발전계획량 (변경)

- 1. 거래일 날짜 _____
- 2. 회사명 _____
- 3. 자원명(식별번호) _____
- 4. 자체발전량 _____

구 분	D																								
거래시간	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
자체발전 계획량																									

- 5. 특기사항(급전운영 참고사항):
- 6. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____

- 7. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)