

전력시장 제도개선 제주 시범사업 상세설계(안)

2022.12.14.(수)

전력거래소 시장혁신처 실시간시장팀

1. 추진 방향

- 실현 가능한 탄소중립 목표 달성을 위해 재생에너지 증가에 따른 실시간 변동성을 반영할 수 있도록 전력시장 구조 개선

* 현물 시장구조 : (현재) 하루전시장 → (개선) 하루전시장 + 실시간시장 + 예비력시장

- (추진방향) 재생에너지 비중이 높아 문제해결이 시급한 제주도에 시범사업* 형태로 先도입 후 안정화 단계를 거쳐 전국으로 확대

* 시범사업 : 제도를 본격적으로 추진하기에 앞서 그 결과를 예측하고 보완점을 발굴하기 위하여 특정구역에 대하여 시범적으로 실시하는 사업

2. 근거 및 경과

- 추진근거

- 제9차 전력수급기본계획('20.12)
 - 유연성자원 확대를 위해 '실시간·보조서비스시장' 도입
 - 재생에너지 변동성 대응 '재생에너지 발전량 입찰제도' 도입
- 110대 국정과제 21번(에너지 新산업·新시장 창출)('22.5)
 - 경쟁과 시장원칙에 기반 한 전력시장 구축

- 주요 추진경과

- '21.3~'21.10 : 시장제도 설계를 위한 자문위원회 구성·운영 (8회)
- '21.9 : 실시간시장 설계를 위한 민간발전사 설명 및 의견수렴
- '22.4 : 재생에너지 입찰제도 잠재사업자(VPP) 대상 간담회 개최
- '22.6 : 재생에너지 입찰제도 회원사 설명 및 의견수렴
- '22.7 : 대한전기학회 학술대회, 실시간·예비력시장 설계안 발표
- '22.10: '22년-4차 규칙개정위원회 1차 보고
- '22.11 : '22년-5차 규칙개정위원회 2차 보고
- '22.12 : 제17회 전력시장 워크숍 발표

3. 제주 시범사업(안)

(사업명) 시장원칙 기반 전력시장 제도개선 제주 시범사업

(운영기간/대상지역) 2023.10 ~ 전국 확대 전(25년말 예정) / 제주

* 일정은 추진상황에 따라 조정될 수 있음

(참여대상) 한전, 중부발전, 남부발전 및 1MW 초과 풍력, 태양광 보유 발전사업자*, 1MW 초과 VPP 모집 중개사업자*

* 재생에너지의 경우 : 시범사업 참여희망자(제주에 위치한 자원을 모집하여 참여)

(사업내용) 실시간시장 + 예비력시장 + 재생e 입찰제도

사업내용	주요내용
① 실시간 시장	<ul style="list-style-type: none"> ■ 실시간 전력수급을 고려한 실시간 발전계획 수립 및 가격결정 ■ 하루전대비 실시간가격 편차에 대한 이중정산체계 마련
② 예비력 시장	<ul style="list-style-type: none"> ■ 재생에너지 불확실성, 변동성 대응을 위한 예비력 가격결정 ■ 예비력 요소별 발전계획 반영, 가격결정 및 정산방안 마련
③ 재생에너지 입찰제도	<ul style="list-style-type: none"> ■ 재생e(1MW 초과)에 대한 발전예측량 및 가격입찰 ■ 시장기반 출력제어량 결정 및 정산금 산정방안 마련

(추진방법) 시장운영규칙에 반영하여 추진(시범사업 규정 신설)

4. 주요내용

시장구조, 참여모델, 입찰, 발전계획 및 가격결정, 정산, 예비력시장 등 전력시장을 구성하는 주요요소를 18개 항목으로 구분하여 설계

< 전력시장 제도개선 제주 시범사업 설계항목 >

대분류	소분류	설계번호	설계항목
실시간시장	시장구조	1	시장운영 프로세스(Time-Line)
	발전입찰	2	밸런싱 확보 책무
		3	발전입찰
	발전계획 및 가격결정	4	하루전-당일-실시간 발전계획
		5	하루전-실시간 시장가격 책정
	정산 및 결제	6	전력시장 정산 및 결제

대분류	소분류	설계번호	설계항목
예비력시장	예비력 기준	7	예비력 기준
	발전계획 및 가격결정	8	예비력의 발전계획 모델링
		9	예비력 시장구조
		10	예비력가격 책정
	정산 및 결제	11	예비력시장 정산
재생에너지 입찰제도	참여모델	12	재생에너지 시장참여모델
		13	재생에너지 자원의 구성
		14	재생에너지 기술요건
	발전입찰	15	재생에너지 발전입찰
	발전계획 및 가격결정	16	재생에너지 발전계획 반영 방법
		17	재생에너지 가격결정 방식
	정산 및 결제	18	재생에너지 정산 및 결제

□ 현행대비 주요 변경사항

- (실시간시장) 실시간시장 도입으로 하루전낙찰량은 하루전가격으로, 실시간 변동량은 실시가격으로 정산 → Two-Settlement
- (발전계획) 하루전발전계획 이후 당일발전계획, 실시간발전계획 수립과정을 신설하여 발전계획 정확도 향상
- (예비력시장) 실시간시장과 함께 예비력시장을 도입하고 예비력을 시장 상품화하여 실시간으로 거래
 - 전년단가기준 예비력용량가치정산금은 예비력시장을 통한 실시간 예비력가격기준 정산으로 전환
 - 보조서비스 정산금은 실제로 움직인 마일리지정산금으로 전환
- (재생에너지 입찰) 재생에너지의 전력시장 입찰참여를 허용하고 시장원칙에 따라 일반발전기와 동등한 기회 및 책임 부여
 - 급전가능 재생에너지는 가격입찰을 통해 전력시장에 참여하며, 일반 발전기와 동등한 인센티브(용량정산금, 부가정산금 등) 지급

※ 상세내역 붙임 참고

4. 향후계획

□ '22.12.15 : 온라인 설명회 동영상 게시(전력거래소 유튜브 채널)

□ '22.12.15~'23.1.14: 설문지 배포 및 의견서 접수

□ '23.1말 : 설문조사 결과 종합 및 의견 반영

□ '23.3 : '23-1차 규칙개정위원회 제주 시범사업 규칙개정(안) 보고

□ '23.6 : '23-2차 규칙개정위원회 제주 시범사업 규칙개정(안) 의결

* 진행 상황은 거래소 홈페이지 및 유튜브 채널을 통해 공유

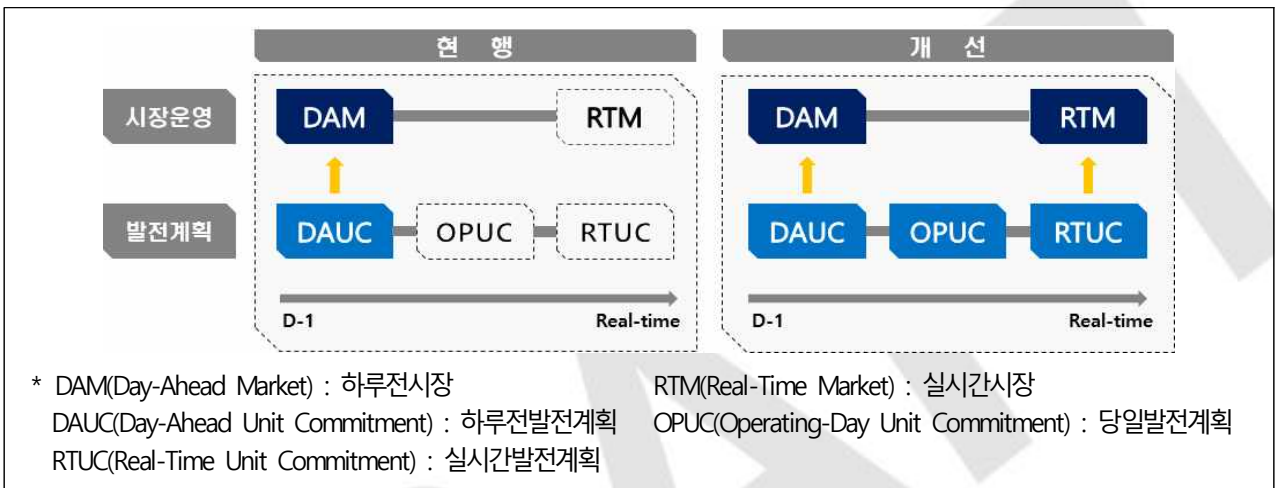
- 홈페이지(kpx.or.kr) : 홈 > 고객과 KPX > KPX 이슈 > 시장개선
- 동영상 자료 : 전력거래소 유튜브 채널

붙임 : 전력시장 제도개선 제주 시범사업 상세설계(안)

① 시장운영 프로세스(Time-Line)

□ 하루전시장(1시간단위)과 실시간시장(15분단위)의 이중구조로 구성

< 전력시장 구조(현행 대비 개선) >



① (하루전시장) 하루전 예측수요를 만족시키기 위한 에너지 거래시장

- 주요기능 : 기동시간이 긴 발전기가 사전에 준비하여 낙찰량(하루전발전계획량)을 당일 적기에 제공할 수 있도록 가격신호 제공
- 현행대비 변경사항 : 하루전시장은 하루전 개설(주말·연휴와 무관)
 * (현행) 하루전시장은 주중 일근 업무시간 개설 → (변경) 거래일 하루전 개설

- 하루전 11시 입찰 마감, 결과는 하루전 18시 발표
- 일반 발전기(공급가능용량), 재생E(발전예측량+가격)의 발전입찰과 전력거래소의 예측수요를 토대로 다음날 시간대별 시장가격과 발전기별 발전계획량 결정
- 시장청산 엔진은 예비력을 포함한 제약기반 하루전발전계획(DAUC)로 총비용 최소화를 목적함수로 최적화를 수행하여 결과(발전계획량+시장가격) 도출
- 하루전시장은 실시간에서의 가격 변동성에 대한 안정장치 역할 수행

② (당일발전계획) 하루전 재생에너지 예측량과 예측수요는 당일과 상당한 차이가 있을 수 있으므로 이를 사전에 조정하기 위하여 하루전시장 이후 발전계획을 주기적으로 업데이트

- 주요기능 : 하루전 이후 변경사항을 반영하여 발전계획 갱신
- 현행대비 변경사항 : 당일 발전계획 수립과정 신설

- 전력수요 : 제일 최신 기상정보를 반영하여 수요예측 갱신
- 급전가능 재생E : 재생E의 최신 변경입찰 값을 토대로 발전계획량 결정
- 최신 갱신 데이터를 반영하여 일정주기로 당일발전계획을 반복 수행하여, 발전기의 기동·정지 및 발전기 출력조정

③ (실시간시장) 실시간으로 수요와 공급을 맞추기 위한 밸런싱 시장

- 주요기능 : 실시간 수급균형을 맞추기 위해 신속하게 기동되는 자원의 추가 기동 또는 운전 중인 자원의 출력 미세조정
 - 거래규모는 작지만 안정적 계통운동을 위해 매우 중요한 시장
 - 변동성 대응 응답이 빠른 유연성 자원 유인 메커니즘 제공
 - 하루전대비 실적과의 편차에 대한 실시간 가격신호 제공
- 현행대비 변경사항 : 실시간시장 신설

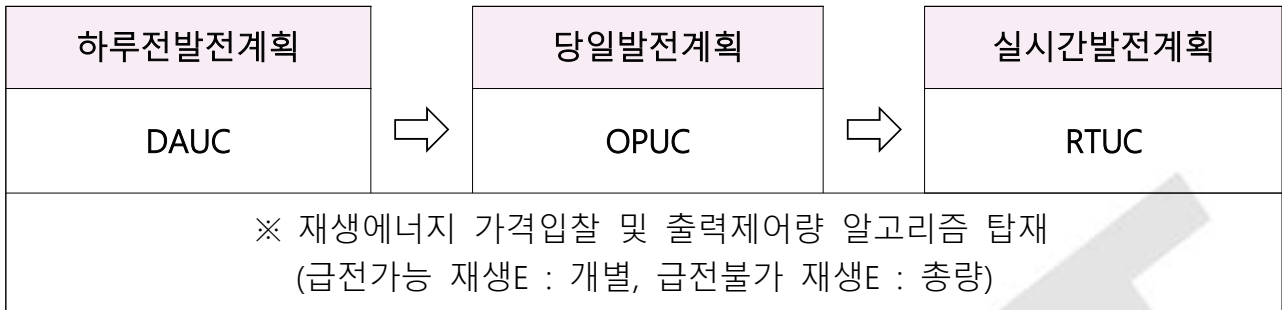
- 운영시점 75분전 입찰 마감, 결과는 15분전 사전가격, D+1 18시 최종가격 발표
- 최신 기상정보를 반영한 재생E 발전예측, 수요예측 및 발전기 불시고장 등 반영
- 급전가능 재생E : 재생E의 최신 변경입찰 값을 토대로 발전계획량 결정
- 수요예측 : 15분 단위 전력거래소의 예측값 사용
- 당일발전계획을 토대로 운영당일 야간부터 물리적 운영 개시
- 시장청산 엔진은 예비력을 포함한 제약기반 실시간발전계획(RTUC)로 총비용 최소화를 목적함수로 최적화를 수행하여 결과 도출

< 전력시장의 구성 >

구 분	하루전시장(DAM)	실시간시장(RTM)
거래상품	에너지 ¹⁾	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)
비 고	1) 예비력을 고려하여 하루전시장의 발전계획을 수립하나, 예비력시장은 실시간시장에 개설 2) DAM과 RTM 사이 OPUC를 수행하여 발전계획을 지속적으로 조정	

○ 현행대비 변경사항 : 당일발전계획, 실시간발전계획 신설

< 발전계획 연계 방안 >



< 발전계획별 주요 기능 >

구 분	입력데이터	주요 결정자원	설정정보
하루전발전계획 (DAUC)	<ul style="list-style-type: none"> • 하루전 수요예측 • 발전기/급전가능재생E ESS/DR입찰 (기술특성포함) • 급전불가 재생E 예측 • 예비력 확보량 • 송전제약 검토서 	<ul style="list-style-type: none"> • 기력, 내연, 복합발전기의 기동/정지 • 재생E 출력제어량 	<ul style="list-style-type: none"> • 수행횟수 : 일 1회 • 수행주기 : 하루마다 • 결과공표 : D-1 18시 • 계획단위 : 1시간 • 계획기간 : 24시간
당일발전계획 (OPUC)	<ul style="list-style-type: none"> • DAUC 결과 • 당일 수요예측 • 발전기/급전가능재생E ESS입찰(기술특성포함) • 급전불가 재생E 예측 • DR 발령량 • 발전기 상태정보 • 예비력 확보량 • 송전제약 검토서 	<ul style="list-style-type: none"> • 기력, 내연, 복합발전기의 기동/정지 및 출력조정 • 재생E 출력제어량 조정 	<ul style="list-style-type: none"> • 수행횟수 : 일 24회 • 수행주기 : 1시간마다 • 결과공표 : T-3시간 • 계획단위 : 30분 • 계획기간 : 12시간 (횟수, 주기, 결과공표 시점 유동적 → 향후 확정 예정)
실시간발전계획 (RTUC)	<ul style="list-style-type: none"> • OPUC 결과 • 실시간 수요예측 • 발전기/급전가능재생E ESS입찰(기술특성포함) • 급전불가 재생E 예측 • DR 발령량 • 발전기 상태정보 • 예비력 확보량 • 송전제약 검토서 	<ul style="list-style-type: none"> • GT 기동/정지 • 기력, 내연, 복합발전기의 출력조정 • 재생E 출력제어량 조정 	<ul style="list-style-type: none"> • 수행횟수 : 일 96회 • 수행주기 : 15분마다 • 결과공표 <ul style="list-style-type: none"> - 사전정보 T-15분 - 확정가격 D+1 18시 • 계획단위 : 15분 • 계획기간 : 2시간

※ 비상상황 시 수동으로 강제 실행할 수 있는 예외처리 발전계획(EXUC) 모듈 보유

5 하루전 및 실시간 시장가격 책정

□ 시장가격 책정방식은 현행 책정방식 유지

- 현행 결정방식 : 증분비용뿐만 아니라 무부하비용과 기동비용을 고려한 한계발전기의 총변동비용으로 시장가격 결정
- 유지사유 : 하루전시장 가격결정 방식은 육지와 제주 동일하여야 하며, 실시간은 하루전과 동일방식 적용이 필요하기 때문
- 현행대비 변경사항 : 없음

□ 가격결정 대상을 재생에너지로 확대

- 재생에너지 입찰제도를 도입하여 전력시장에 가격입찰을 통해 참여하는 '급전가능 재생에너지'도 가격결정 자격을 가짐
- 현행대비 변경사항 : 가격결정 대상에 급전가능 재생에너지 포함
* (현행) 중앙급전발전기 → (변경) 중앙급전발전기 + 급전가능 재생에너지

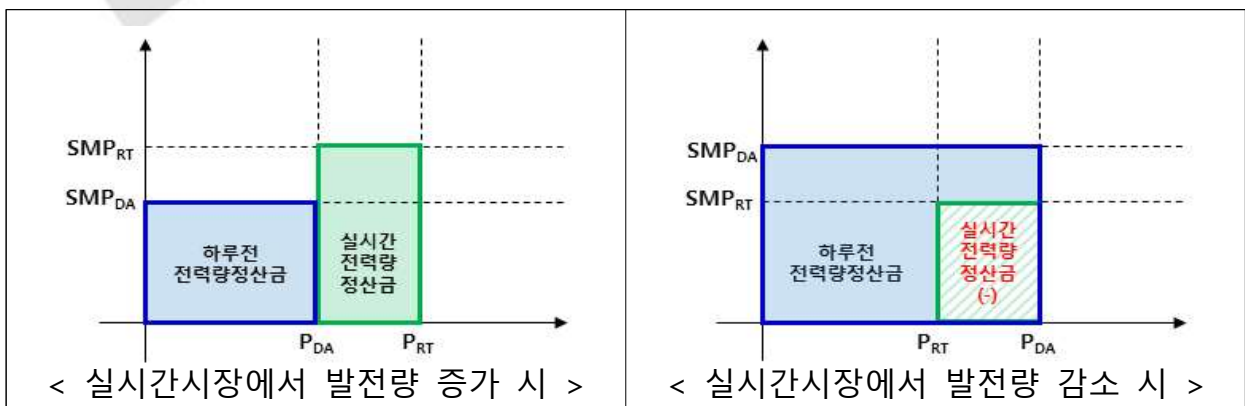
□ 제주지역 계통한계가격 산정불가 시 처리방법

- 모든 발전기(HVDC 포함)가 가격결정 자격을 가지지 못하는 경우 제주지역 내 발전가격 중 가장 낮은 값으로 시장가격 결정

6 전력시장의 정산 및 결제

□ 하루전시장과 실시간시장간 이중정산(Two-Settlement) 적용

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



- 이중정산(Two-Settlement) = 하루전낙찰량 × 하루전가격 + (실시간발전량 - 하루전낙찰량) × 실시간가격

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

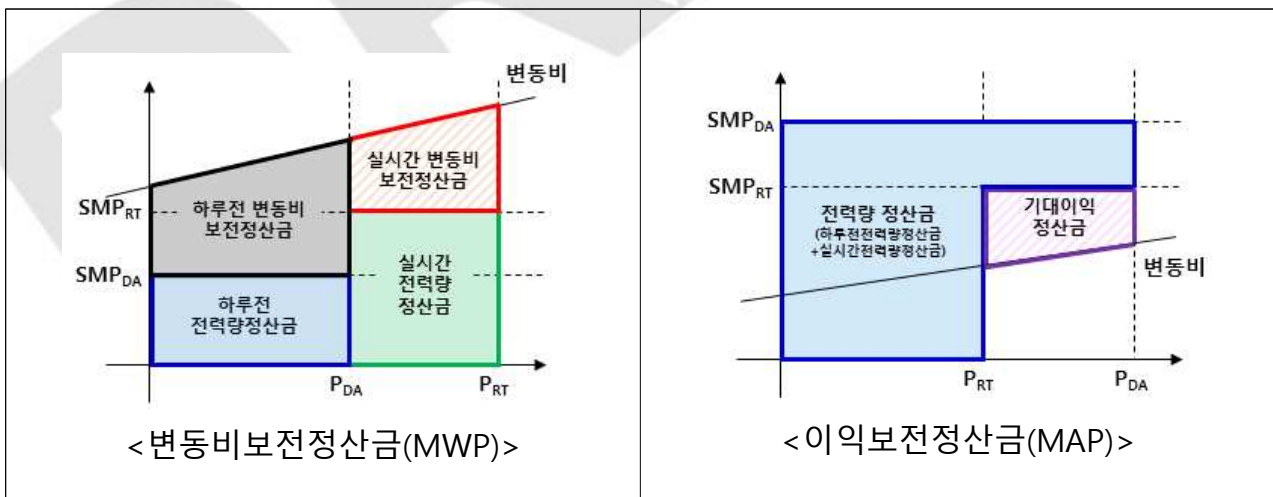
* MWP : Make Whole Payment

- 하루전 변동비보전 정산금
= Max [(하루전낙찰량 × 발전단가) - (하루전낙찰량 × 하루전가격), 0]
- 실시간 변동비보전 정산금
= Max [(실시간낙찰량 - 하루전낙찰량) × 발전단가 - (실시간발전량 - 하루전낙찰량) × 실시간가격, 0]

③ **(기대이익 정산금)** 수급균형 유지를 위한 계통운영자의 지시에 의해 하루전 낙찰대비 감발한 경우 기대이익정산금(MAP) 지급

* MAP : Market Assurance Payment

- 기대이익 정산금
= Max [(하루전낙찰량 - 실시간발전량) × 실시간가격 - (하루전낙찰량 - 실시간발전량) × 발전단가, 0]



④ **(임밸런스 페널티)** 실시간발전계획량 대비 허용오차를 벗어난 과부족 발전량에 대하여 임밸런스 페널티 부과

* 전력거래소의 급전지시를 받아 급전지시를 이행한 발전량에 대해서는 임밸런스 페널티를 부과하지 않음

7 예비력 기준

□ 신뢰도고시, 전력시장운영규칙, 계통평가세부규정을 통해 규정된 예비력 종류 및 기술요건 기준 적용

- 목적 : 계통 주파수 유지를 위하여 전력거래소는 예비력을 확보·활용하여 전력계통을 정전 없이 안정적으로 운영
- 분류 : 평상시 주파수 유지를 위한 '주파수제어예비력'과 고장시 주파수 회복을 위한 '1차, 2차, 3차예비력'으로 구분

< 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 발생 할 경우 이를 하위예비력이 대체하여 사용할 수 있음

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

○ 운영예비력의 발전계획 모델링 산식

- 1차예비력 $\geq \pm 20\text{MW}$
- 1차예비력 + 주파수제어예비력 $\geq \pm 35\text{MW}(20+15)$
- 1차 + 주파수제어 + 3차예비력 $\geq +135\text{MW}(20+15+100)$

* 평상시 사용되는 1차예비력 및 주파수제어예비력은 상·하향 확보

○ GF는 가능하지만 AGC는 불가능한 영역의 처리

- 1차예비력 확보량에서 차감

9 예비력 시장구조

□ 시장구조

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

□ 참여요건 및 입찰방법

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

※ (참고) 예비력시장을 이중시장(하루전-실시간) 구조로 만들지 않는 이유

- 에너지시장의 이중정산은 발전기의 기동·정지 및 발전량의 확실성을 위해 필요하나, 하루전 예비력계획을 고정할 경우 그에 대한 편익이 불명확하여 시범사업 기간에는 실시간에서 확정하는 것으로 설계
 - PJM, ISO-NE의 경우에도 하루전 예비력시장은 운영하지 않고 있음

구 분	북미 예비력시장 운영 현황						
	PJM	MISO	ERCOT	CAISO	SPP	NYISO	ISO-NE
하루전 예비력시장	×	○	○	○	○	○	×
실시간 예비력시장	○	○	○	○	○	○	○

- 현재 계통운영 관행에 따른 예비력 기준이 불명확하고, 계통여건에 따른 변화의 여지가 높아 예비력시장 이중정산 도입은 시기상조라고 판단하여,
- 실시간 예비력시장 도입을 우선적으로 검토하고, 하루전 예비력시장의 도입은 에너지에 대한 이중정산 안착 이후에 도입하는 방향으로 검토하였음

□ 실시간 예비력시장

- 하루전시장에서는 필요한 예비력을 사전확보 하고, 실시간시장에서 에너지와 예비력의 동시최적화를 통해 예비력가격 책정
- 실시간예비력 실적에 대하여 실시간 예비력가격으로 정산금 지급

10 예비력가격 책정

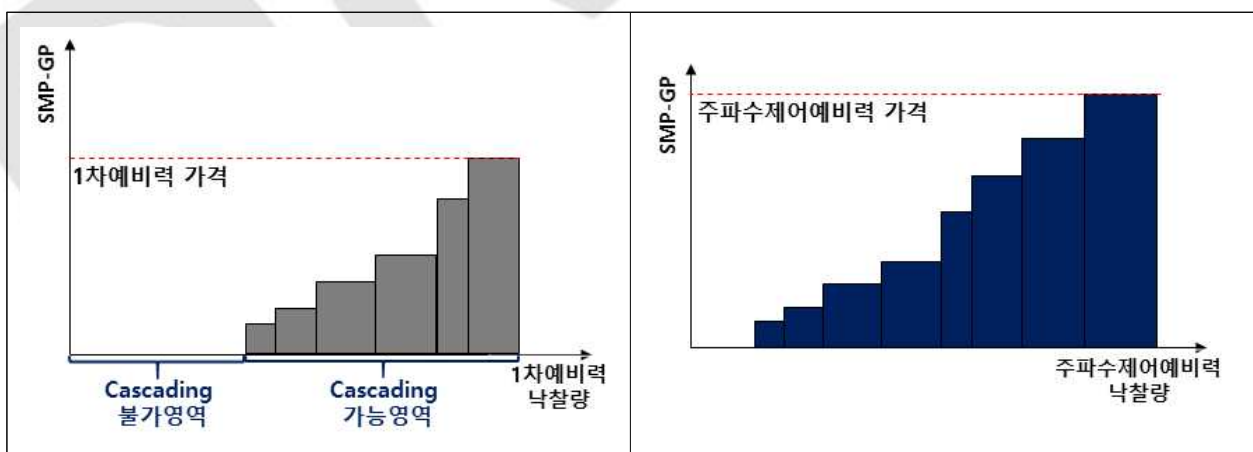
□ 예비력시장 가격결정

- 가격결정 : 에너지대비 예비력의 기회비용으로 가격산정
 - 기회비용 = 실시간 SMP - GP(발전기별 발전단가)
 - Cascading 원칙에 따라 응답속도가 빠른 1차예비력부터 주파수 제어, 3차예비력 순서로 가격결정
- 실시간시장에서 예비력 제공에 따른 기회비용을 낮은 것부터 순서대로 쌓아 예비력 낙찰량과 만나는 지점의 가격으로 결정

① 1차예비력 가격결정

- 기회비용이 낮은 순서부터 Merit Order를 쌓아 1차예비력 낙찰량과 만나는 지점에서 1차예비력 가격결정

< 1차 및 주파수제어 예비력 가격결정 방법 >



* 1차예비력 중 Cascading 불가영역은 1차예비력 확보량에서 차감

② 주파수제어예비력 가격결정

- 기회비용이 낮은 순서부터 Merit Order를 쌓아 주파수제어예비력 낙찰량과 만나는 지점에서 가격결정

③ 3차예비력 가격결정

- 기회비용이 낮은 순서부터 Merit Order를 쌓아 3차예비력 낙찰량과 만나는 지점에서가격결정

* 제주의 경우 2차예비력 요구량이 없어 생략됨

11 예비력의 정산

□ 예비력시장의 정산

- 정산 : 예비력 종류별 실시간 예비력가격으로 정산 및 대금지급
 - 1차예비력 = 1차예비력실적 × 1차예비력가격
 - 주파수제어예비력 = 주파수제어실적 × 주파수제어예비력가격
 - 3차예비력 = 3차예비력실적 × 3차예비력가격
- 현행대비 변경사항 : 예비력용량가치 정산금을 예비력시장을 통한 예비력 종류별 정산으로 전환
 - * (현행) 예비력용량가치 정산 → (변경) 예비력시장을 통한 종류별 정산

< 현행 대비 예비력시장 비교 >

구 분	현행(예비력용량가치정산금)	변경(예비력시장)
예비력상품	단일상품 (1차, 주파수제어, 2차 통합)	종류별 상품 (주파수제어, 1차, 2차, 3차예비력)
시장구조	EMS 실적기준	실시간 예비력시장
가격형식	예비력요금	예비력가격
가격종류	전년 분기별 평균단가 Average(전년분기 DA SMP-변동비)	실시간 한계가격 MAX(RT SMP - 변동비)
거래단위	1시간	15분(RTUC 기준)
응동실적	-	마일리지 정산(신설)
실적평가	실시간 EMS 예비력 공급실적	

* 제주의 경우 2차예비력 요구량이 없어 2차예비력 상품 생략

□ 마일리지에 대한 정산

- 목적 : 거래소의 자동발전제어(AGC*) 지시를 빠르고 정확하게 이행할수록 더 많은 인센티브 지급을 위한 이행실적기반 정산

* AGC : Automatic Generation Control

- 자동발전제어(AGC)는 고장대비 예비력과 달리 상시 부하변동에 대응하여 4초마다 내려오는 제어신호에 응동하는 서비스로,
- 서비스를 제공할수록 유지보수비용이 상승할 수 있기 때문에 성능제공에 대한 인센티브 마련 필요

- 정산 : 응동성과에 비례하여 마일리지 정산금 차등 지급

$$\text{마일리지 정산금} = \text{마일리지}^{\textcircled{1}} \times \text{상관계수}^{\textcircled{2}} \times \text{정확도계수}^{\textcircled{3}} \times \text{마일리지 정산단가}^{\textcircled{4}}$$

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

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

- ② **(상관계수)** 목표출력과 발전출력 패턴 간 상관관계(correlation), 응답시간 고려, 상관계수가 최대가 되는 지점의 값으로 산정

$$\textcircled{2} \text{ 상관계수} = \text{CORREL} (AG_t, EG_{t-\text{delay}})$$

* AG_t : 해당구간의 목표출력, $EG_{t-\text{delay}}$: 상관계수가 최대가 되는 시점의 실제출력

- ③ **(정확도계수)** 목표출력과 실제출력과의 오차율 적용 계수로 1시간 평균 오차율을 차감하여 계산 산정

$$\textcircled{3} \text{ 정확도계수} = (1 - |EG_{t-\text{delay}} - AG_t|/EG_{t-\text{delay}})$$

* $EG_{t-\text{delay}}$: 상관계수가 최대가 되는 시점의 실제출력

- 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 재생에너지 시장참여모델

□ 시장참여모델

○ 구분 : 급전가능 재생에너지와 급전불가 재생에너지로 구분

- 급전가능 재생에너지 : 개별 또는 VPP 용량이 1MW를 초과하며 급전가능 한 경우 급전가능 재생에너지로 등록

· 급전가능 재생에너지는 사업자의 선택사항(Option)으로 급전가능 재생에너지로 참여시 설계번호 13~18번 적용

- 급전불가 재생에너지 : 현재와 동일

* 단, 설비용량이 1MW를 초과하는 신설분 발전기의 경우 급전가능 여부와 관계없이 자체 발전계획량(self-schedule) 입찰(설계번호 2번 참고)

< 재생에너지의 시장참여모델 >

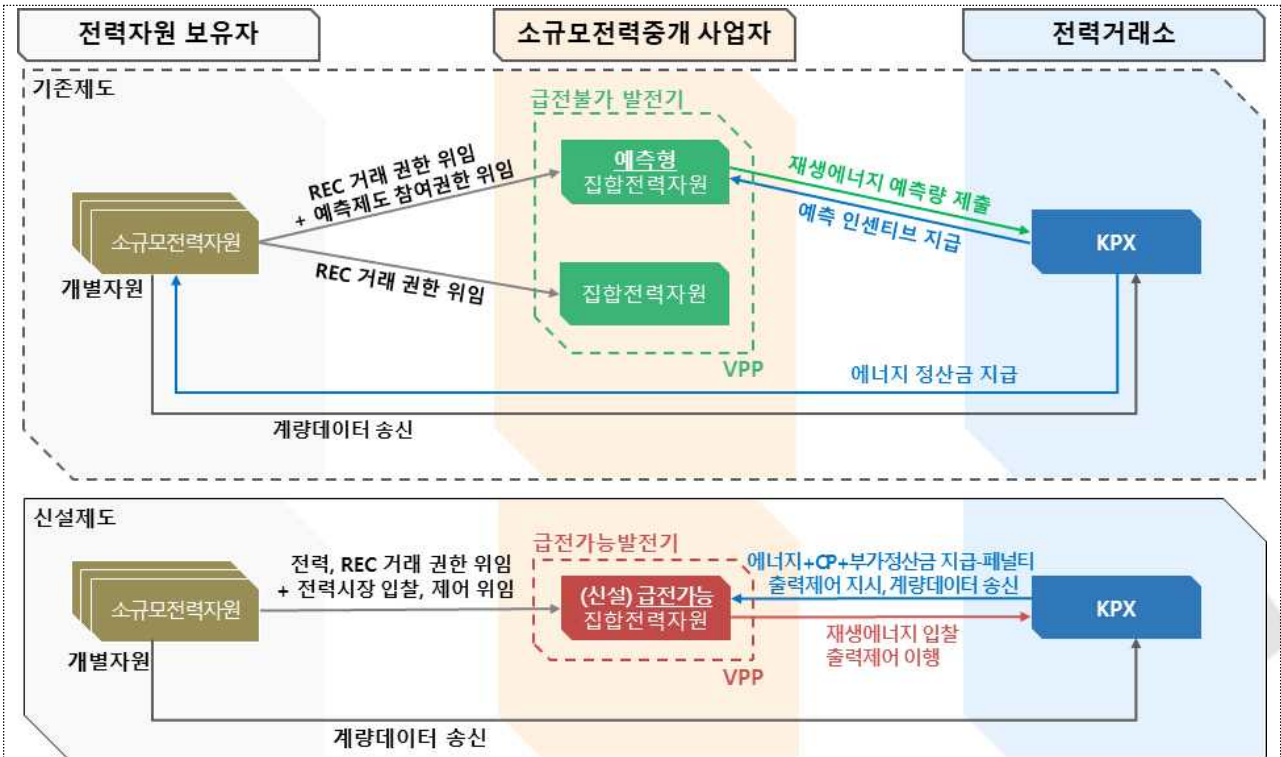
구분	재생에너지			신설 비중앙급전 발전기 (제주지역)
	급전가능		급전불가	
	①단독형	②집합형(VPP)	③그 외	
용량요건	1MW 초과*	1MW 초과* ~ 500MW 이하	기설:용량무관 신설:1MW이하	신설:1MW 초과
참여방식	선택사항	선택사항	-	의무
발전기 등록	급전가능 태양광·풍력발전기 (동일장소RE+ESS(보조))	급전가능 집합전력자원 (동일지역RE+ESS(보조))	비중앙급전 발전기	비중앙급전 발전기
입찰여부	○ (가격+발전예측량 입찰)	○ (가격+발전예측량 입찰)	X	○ (자체발전계획량)
제어성능 수준	상한제어 + 출력하향제어 (Ramp Down Target MW)	상한제어 + 출력하향제어 (Ramp Down Target MW)	X	X
정 산	에너지	○	○	○
	부가정산금	○	○	X
	보조서비스	X**	X**	X
	용량요금	○	○	X
	임밸런스 페널티	○	○	X
이중정산	○	○	X	○

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

** 재생에너지의 보조서비스 참여는 시범사업 도입시점에는 제외되나 향후 검토 예정

※ 전국으로 확대 적용시점에 일정규모 이상의 모든 비중앙급전에 대해 밸런싱 확보 책무 부여 예정

< 집합전력자원 종류별 시장참여 모델 >



- (비중앙 집합전력자원) 중개사업자가 중개계약을 통해 모집한 소규모전력자원으로부터 생산된 전력을 통합하여 전력시장에서 거래하기 위한 가상의 전기설비
 - (비중앙 예측형집합전력자원) 예측제도에 참여하여 예측정확도에 따른 정산단가를 지급받는 집합전력자원(6%이내 4원/kWh, 8%이내 3원/kWh)
 - (급전가능 집합전력자원) 발전예측량 입찰, 출력상한 제어 및 목표출력 추종운전 등 중앙급전발전기에 준하는 제어능력을 확보한 급전가능 한 집합전력자원
- ※ 예측인센티브를 재생에너지 입찰제도로 전환 예정(사전공지 및 유예기간 이후 전환)

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
 - 개별자원 : 20MW 이하 전력시장에 등록된 태양광, 풍력발전기
 - 집합자원 : 태양광, 풍력*으로 구성하고 보조자원으로 ESS 결합가능, 집합 최소용량 1MW, 최대용량 500MW**로 제한(ESS 용량 제외)
- * VPP 구성대상 : 친환경인 태양광, 풍력으로 한정(추후 DR 등 점진적으로 확대)
 ** 500MW : 화력기 단위용량 준용(집합용량이 과다할 경우 계통운영 곤란 초래)
- (모집대상) 제주도에 위치한 시장참여 태양광, 풍력, ESS(보조자원)

14 급전가능 재생에너지 기술요건

□ 집합형(VPP)의 입지요건

- 송전망 연계 : 단일모선(동일 모선(변전소) 내 배전연계 포함)
- 배전망 연계 : 제주지역 내 모집 허용(제주지역 다모선 모집 허용)

□ 기술성능요건

< 급전가능 재생에너지 기술요건(안) >

구 분		급전가능 재생에너지(단독형 또는 집합형)	
발전기 용량		20MW 초과	1MW 초과 20MW 미만
실시간 정보 (중개사업자→거래소)	제공장치	RTU	신재생자료취득장치
	제공주기	4초(전용망)	1분(공용망)
	제공항목	· MW, MVA, Available MW · (풍력) 풍속, 풍향, 주변기온, 운전 중인 터빈 수 · (태양광) 일사량, 주변기온	
원격출력제어 (전력거래소↔중개사업자)		· 전력거래소의 출력상한, Ramp Down, Target MW 제어지시 이행	
출력의 상한조정		· 15분 평균 발전량을 출력상한 내로 조정가능 하여야 함	

* 규칙 별표3 22.0 '신재생 유효전력 제어능력', 별표 32 8.0 '실시간 정보의 제공' 참고하여 작성
⇒ 상기 내용은 가안으로 테스트 운영기간을 걸쳐 확정

□ (성능시험) 상업운전 10일 전까지 아래 기술요건을 충족하는지에 대한 시험 완료, 거래소는 성능 확인 후 거래개시 승인

15 급전가능 재생에너지의 발전입찰

□ 입찰마감시간

- 하루전시장 : D-1 오전 11시까지 1시간 단위 입찰
- 실시간시장 : D 거래시간 75분 전까지 1시간 단위 입찰

□ 급전가능 재생에너지

- 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(단, 최소발전용량은 0MW로 지정)

* 급전가능 재생에너지 자원은 최소발전용량을 감안하여 발전구간 별 가격을 입찰

< 입찰서의 내용 >

구 분		급전가능 재생에너지
입찰마감시간	하루전시장	D-1 11:00
	실시간시장	T-75Min
입찰		가격입찰
공급가능용량		발전예측량(0MW부터)
기술특성자료		<ul style="list-style-type: none"> · 최대발전용량 · 최소발전용량(=0MW) · 출력증감발률 · 기동/정지시간 · 최소운전시간/최소정지시간

16 급전가능 재생에너지의 발전계획 반영방법

(수립방법) 급전가능 재생에너지는 일반발전기와 동일한 기준 적용

(출력제어) 급전가능 재생에너지는 입찰가격에 따라 출력제어

- 급전가능 재생에너지 : 일반발전기의 변동비, 급전가능 재생에너지의 입찰가격을 토대로 수급균형 및 각종제약을 만족하는 총비용 최적화 문제를 풀어 발전계획 수립

⇒ 시장원리에 따른 경제성에 의한 출력제어

- 급전불가 재생에너지 : 급전가능 재생에너지의 출력제어 이후에도 신뢰도 유지를 위해 추가 제어가 필요한 경우 출력제어방법에 따라 계통운영자가 출력제어 지시(현행과 동일)

⇒ 계통안정성 유지를 위한 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	예측발전량(입찰)	고정계약 Min{거래소예측- (급전가능재생E입찰+ 자체발전계획량), 0}
최소발전용량	(제주) 거래소 예측	0MW	
기동/정지	필수운전	발전계획에 의해 결정	필수운전
급전지시	-	출력하향제어+상한제어 (Ramp Down, Target MW)	-

17 급전가능 재생에너지의 가격결정방식

- (가격결정) 급전가능 재생에너지도 가격결정 자격을 가짐
- (결정방법) 발전계획 수립 후 일반발전기의 발전단가와 급전가능 재생에너지의 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 재생에너지의 정산 및 결제

- 입찰하여 전력시장에서 낙찰된 발전량에 대해서는 급전지시 이행 의무를 부과하되, 일반 발전기와 동등한 대금 지급
 - 전력량정산금¹ + 부가정산금² + 용량요금³ - 임밸런스 페널티⁴

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

* 단순 거래대행이 아닌 급전가능 자원으로서 응동하는 자원에 대한 정산금 항목이므로 급전지시 및 계약이행 주체인 중개사업자에 대한 정산으로 변경 (현행) 개별자원 소유주 → (변경) 중개사업자

$$\text{① 전력량정산금} = \text{DASMP} \times \text{DAOS} + \text{RTSMP} \times (\text{MGO} - \text{DAOS})$$

* DASMP : 하루전에너지시장가격, DAOS : 하루전발전계획량
RTSMP : 실시간에너지시장가격, MGO : 계량값

② **(부가정산금)** 하루전발전계획 이후 급전지시에 의한 출력감축이 발생한 경우 출력감축으로 인해 발생하는 기회비용 지급

$$\text{② 부가정산금} = \text{Max} [\text{RTSMP} \times (\text{DAOS} - \text{max}(\text{MGO}, \text{RTOS}) - \text{MPE}^1), 0]$$

1) ESS 충전 발전량은 다른 시간대에 공급할 수 있으므로 해당 발전량은 기회비용 산정 시 제외
* RTSMP : 실시간에너지시장가격, DAOS : 하루전발전계획량, MGO : 계량값,
RTOS : 실시간발전계획량, MPE : ESS충전 계량값

③ **(용량요금)** 입찰값과 계량값 중 작은 값으로 지급

$$\text{③ 용량요금정산금} = \text{RCP} \times \text{Min} (\text{RA}, \text{MGO}, \text{RTOS}, \text{ELCC}^1)$$

1) ELCC(Effective Load Carrying Capability) : 공급신뢰도를 고려한 유효용량
⇒ ESS 설치 여부 등에 따라 공급신뢰도 기여분의 영향을 매년 검토하여 차등
* RCP : 기준용량가격, RA : 공급가능용량, MGO : 계량값, RTOS : 실시간발전계획량

④ **(임밸런스 페널티)** 실시간계획량 대비 계량실적 허용오차를 벗어난 과잉 발전량에 대해 임밸런스 페널티 부과*

④ 임밸런스 페널티

$$= - \text{RTSMP} \times \text{MAX} \{ (\text{MGO} - \text{RTOS}) - \text{RTOS} \times 8\%, 0 \} \times \text{IMPF}$$

* RTSMP : 실시간에너지시장가격, MGO : 계량값, RTOS : 실시간발전계획량,
IMPF : 임밸런스페널티계수

※ 급전지시를 이행한 발전량은 임밸런스 페널티를 부과하지 않음

* NYISO의 급전가능 재생에너지에 대한 임밸런스 페널티 기준 준용

< 오차율에 따른 페널티 수준 >

오차율	IMPF
8%* 미만	0
8%* 이상	100%

* 예측인센티브제도 오차율(8%) 기준 준용