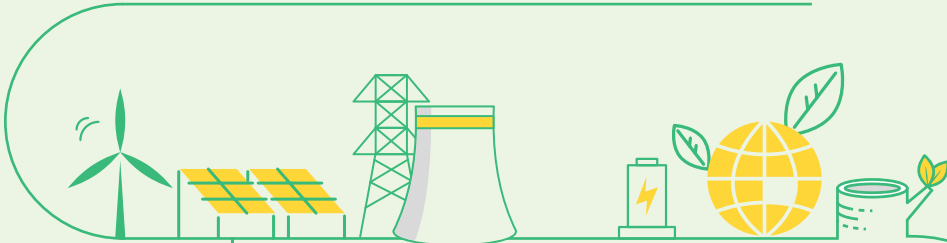


2025

정산규칙 해설서



유치부 대상 민지유



중등부 대상 김가영



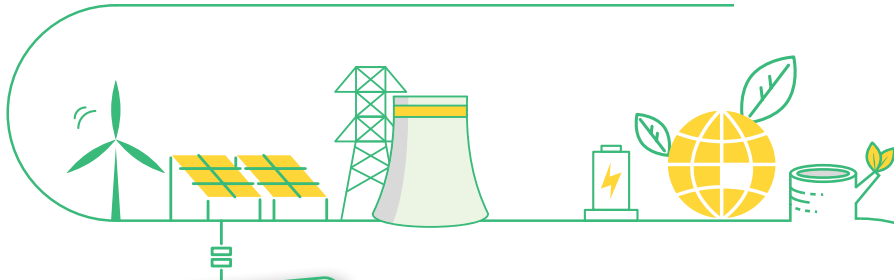
초등부(고) 대상 박신혜



초등부(저) 대상 최승주

「2025년 제7회 전력거래소 이사장배 다문화자녀 그림대회 수상작」
전력거래소는 포용과 나눔의 에너지로 따뜻함을 전하겠습니다

2025 정산규칙 해설서



유치부 대상 민자유



중등부 대상 김가영



초등부(고) 대상 박신혜

초등부(저) 대상 최승주



발간사

전력거래소는 전력산업 구조개편을 통해 2001년 개설된 이래, 지난 20여 년간 국가 전력공급의 근간으로서 공정한 시장 운영과 안정적 계통 운영을 위해 힘써 달려왔습니다. 6개의 회원사로 시작한 전력시장은 2025년 현재 7,600여 회원사가 참여하는 열린 경쟁시장으로 성장하였으며, 전력거래소는 투명하고 공정한 시장 운영을 위해 지속적으로 제도를 정비하고 기반을 다져 왔습니다.

최근 전력산업은 재생에너지 확대, 분산자원 증가, 탄소중립 이행 등 에너지 대전환의 한가운데에 서 있습니다. 급격한 에너지 환경 변화 속에서 시장의 효율성과 계통의 안정성 제고를 위해, 시장제도의 합리화와 유연성 자원의 확대가 그 어느 때보다 중요해지고 있습니다.

이번에 발간하는 「정산규칙 해설서」는 이러한 환경 변화에 대응하여 전력시장의 투명성을 높이고 참여자의 시장 이해도 개선을 위한 노력의 일환입니다. 본 해설서를 통해 정산제도의 취지와 산식, 적용기준 등을 체계적으로 정리함으로써, 회원사의 전력시장 이해도 증진에 도움을 드리고자 합니다.

전력거래소는 앞으로도 급변하는 에너지 전환의 흐름 속에서 한 발 앞선 제도 개선과 디지털 기반 업무 혁신을 추진하여, 세계적 수준의 공정하고 효율적인 전력시장을 구현해 나가겠습니다. 아울러, 공정성과 전문성을 바탕으로 국민으로부터 신뢰받는 시장 운영기관이자, 에너지 전환을 선도하는 전문기관으로서의 사명을 다하겠습니다.

2025년 12월



전력거래소 전력시장본부장 박 만 근

1 전력시장 개요 7

2 전력 공급에 대한 정산 15

2-1. 전력량에 대한 정산 16

2-1-1. 중앙급전 발전기 17

2-1-2. 급전가능재생에너지자원 25

2-1-3. 비중앙급전 발전기 28

2-1-4. 수력 발전기 32

2-1-5. 양수 발전기 34

2-1-6. 시운전 발전기 36

2-1-7. 기타 38

2-2. 공급가능용량에 대한 정산 40

2-2-1. 중앙급전 발전기 41

2-2-2. 급전가능재생에너지자원 48

2-2-3. 수력 발전기 49

2-2-4. 양수 발전기 50

2-2-5. 중앙급전 구역전기발전기 52

2-2-6. 중앙급전 전기저장장치 56

2-2-7. 기타 58



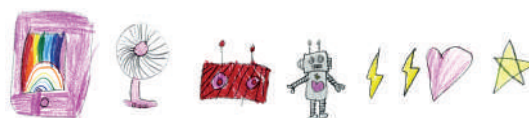
2-3. 부가정산금에 대한 정산	60
2-3-1. 변동비보전 정산금	61
2-3-2. 기대이익 정산금	78
2-3-3. 기동비용 정산금	93
2-3-4. 예방정비 일정변경 정산금	96
2-3-5. 기동대기 정산금	98
2-3-6. 공급가능용량 초과급전 정산금	100
2-3-7. 복합발전기 변동비보정 정산금	104
2-3-8. 복합발전기 GT기동비용 정산금	110
2-3-9. 지역자원시설세 정산금	112
2-3-10. 비상대기에비력 정산금	114
2-3-11. LNG약정물량 초과 부가금	115
2-3-12. 수력 제약발전 정산금	116
2-3-13. 양수 제약발전 정산금	119
2-3-14. 수력/양수 제약비발전 정산금	122
2-3-15. 보조서비스정산금	126
2-4. 기타정산금에 대한 정산	146
2-4-1. RPS의무이행비용 정산금	146
2-4-2. 예측제도 정산금	147
2-4-3. 준중양급전발전기 기본정산금	151
2-4-4. 수소발전차액 정산금	154
2-4-5. 임밸런스 페널티	156
2-4-6. 중앙계약시장 계약용량 정산금	159
2-5. 정산 조정	161
2-5-1. 고장정지	161
2-5-2. 고정출력	163
2-5-3. 계통연결 및 분리시간 미준수	164
2-5-4. 급전지시량 미준수	168
2-6. 양수동력 및 전기저장장치 충전전력 정산	171
2-6-1. 양수동력 정산금	171
2-6-2. ESS 충전전력 정산금	178

3 전력 구매에 대한 정산 181

3-1. 직접구매자에 대한 정산	182
3-2. 판매사업자에 대한 정산	191
3-3. 구역전기사업자에 대한 정산	196
3-4. 재생에너지전기공급사업자에 대한 정산	203

4 규칙개정 주요사항 207

4-1. 반복 개정사항	208
4-2. 주요 개정사항	212



주 의

- 본 해설서는 전력시장운영규칙(2025.10.1. 공고) 별표2 및 별표33의 정산규칙에 대한 해설 및 의미 등 상세한 설명 자료집입니다.
- 본 해설서의 목적은 복잡한 수식 및 어려운 용어에 대한 이해를 위해 발간되었으며, 실제 규칙의 적용 및 해석은 사실관계에 따라 달라 질 수 있습니다.
- 실제 전력시장 정산은 거래시점에 적용되는 전력시장운영규칙에 따라 시행되니, 최신 전력시장운영규칙을 참고하여 주시길 바랍니다.

에너지 열차 여행

1

전력시장 개요

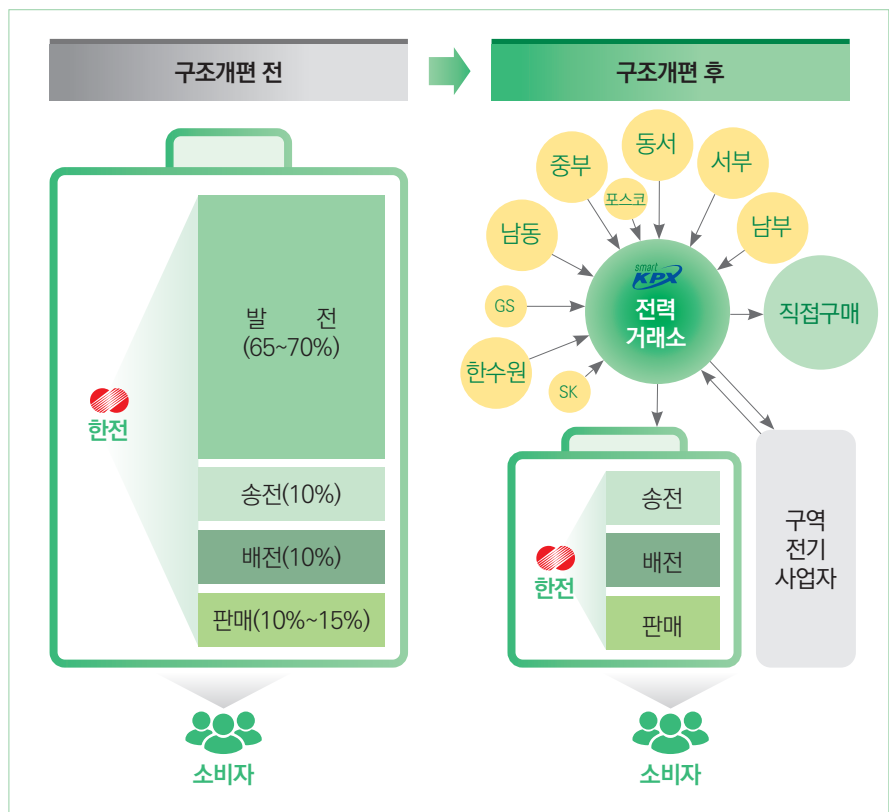


1

전력시장 개요

전력시장 개설

- 전력산업 구조개편(2001.4)에 따라 전력을 일반 상품처럼 거래



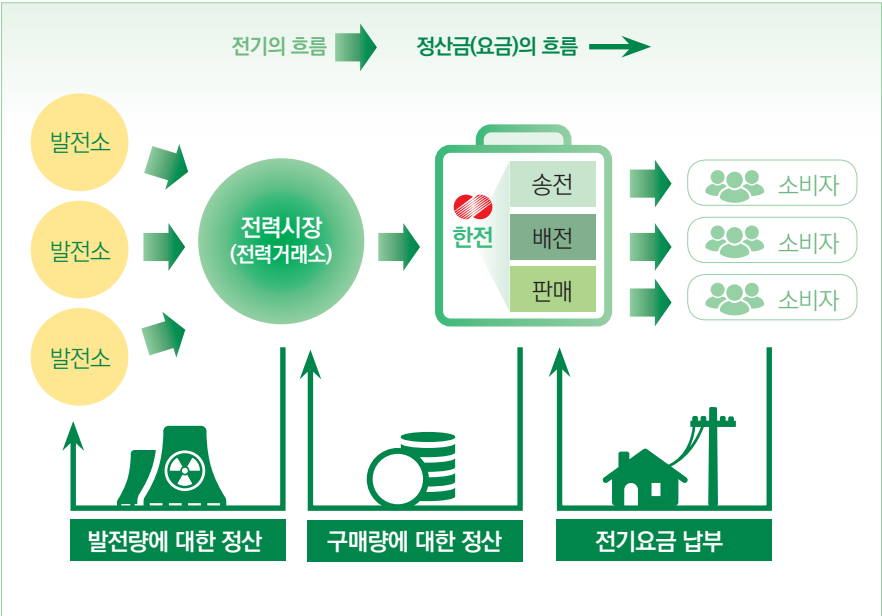
- 법적근거 : 전기사업법 제31조 및 제35조

제31조(전력거래) ①발전사업자 및 전기판매사업자는 제43조의 규정에 따른 전력시장운영 규칙이 정하는 바에 따라 전력시장에서 전력거래를 하여야 한다.(이하생략)

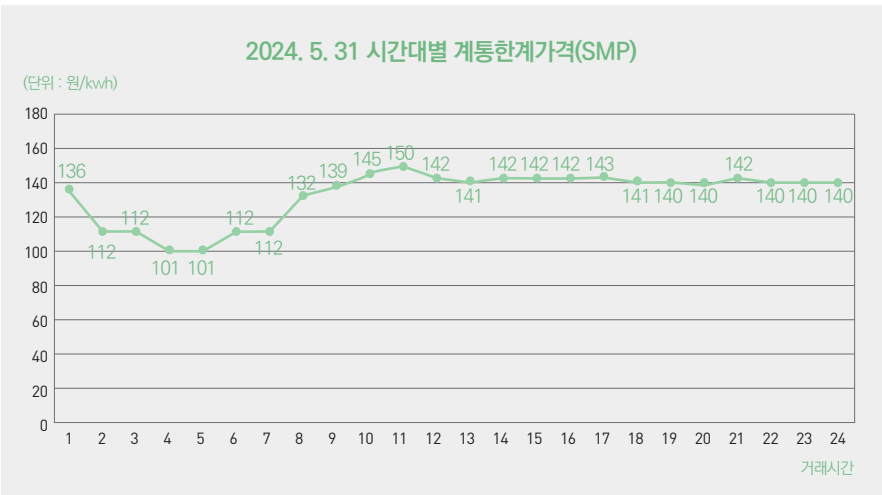
제35조(설립) ①전력시장 및 전력계통의 운영을 위하여 한국전력거래소를 설립한다.
(이하 생략)

전력시장의 구조 및 특징

- 발전소에서 생산한 전력을 전력시장을 통해 거래, 판매사업자가 소비자에게 공급



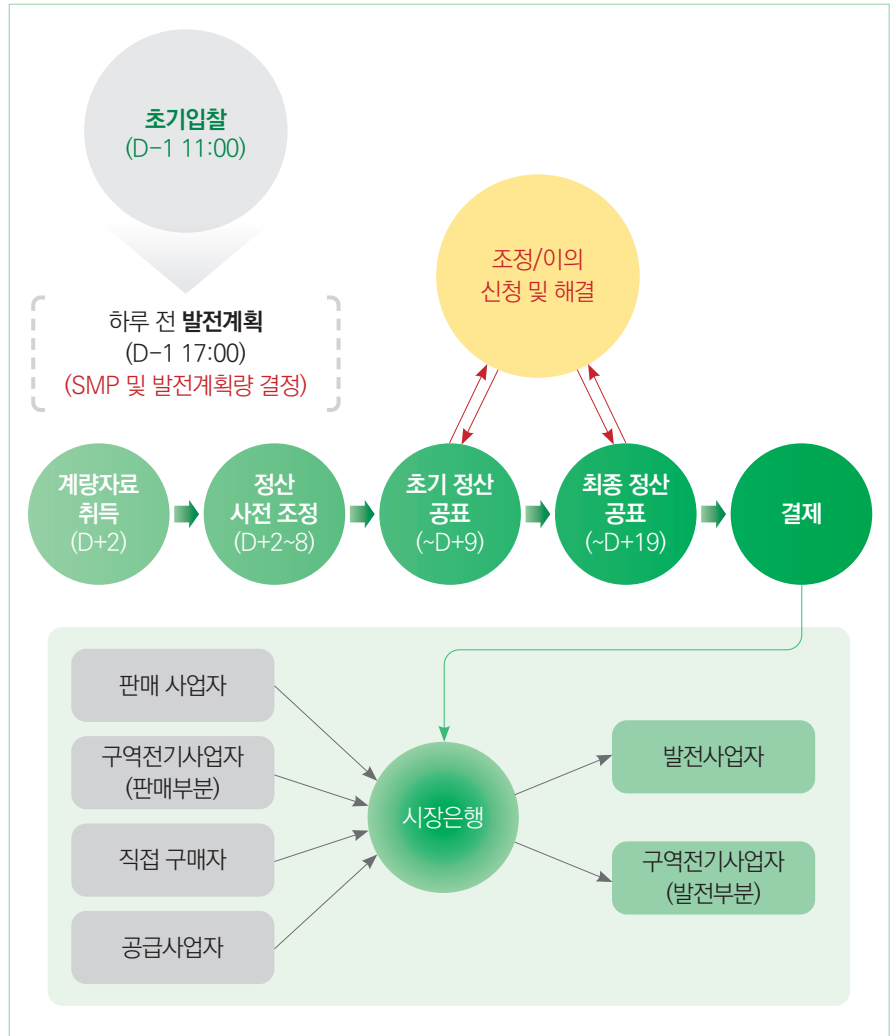
- 동일한 상품(전력)이 시간대별로 가격이 다르다.



- 전력은 저장이 불가능하여 실시간 수요에 맞춰 발전해야 하므로, 수요가 높을 때는 가격이 비싸고, 낮을 때는 가격이 상대적으로 싸다.
- 현 전력시장 제도, 구조로 인해 같은 시간에도 입찰여부, 발전계획 포함 여부 등에 따라, 같은 양의 전력도 다른 금액으로 거래된다.

전력시장 운영절차

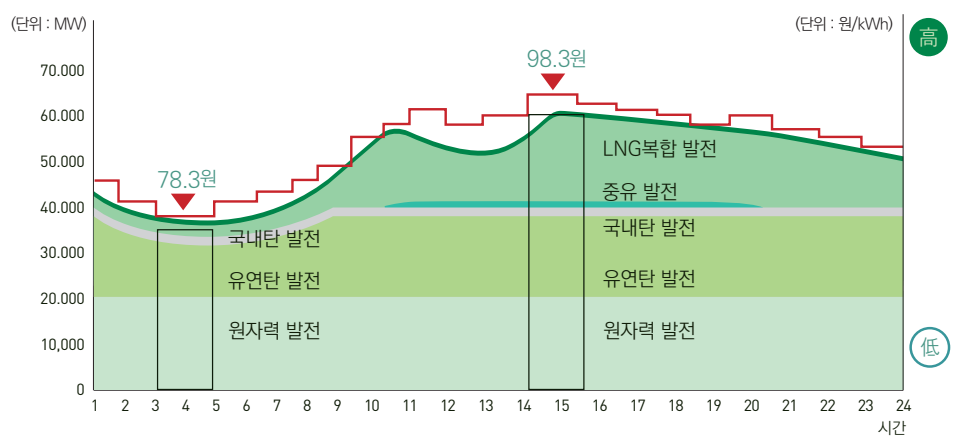
• 입찰 → 계량 → 정산 → 결제의 단계로 운영됨



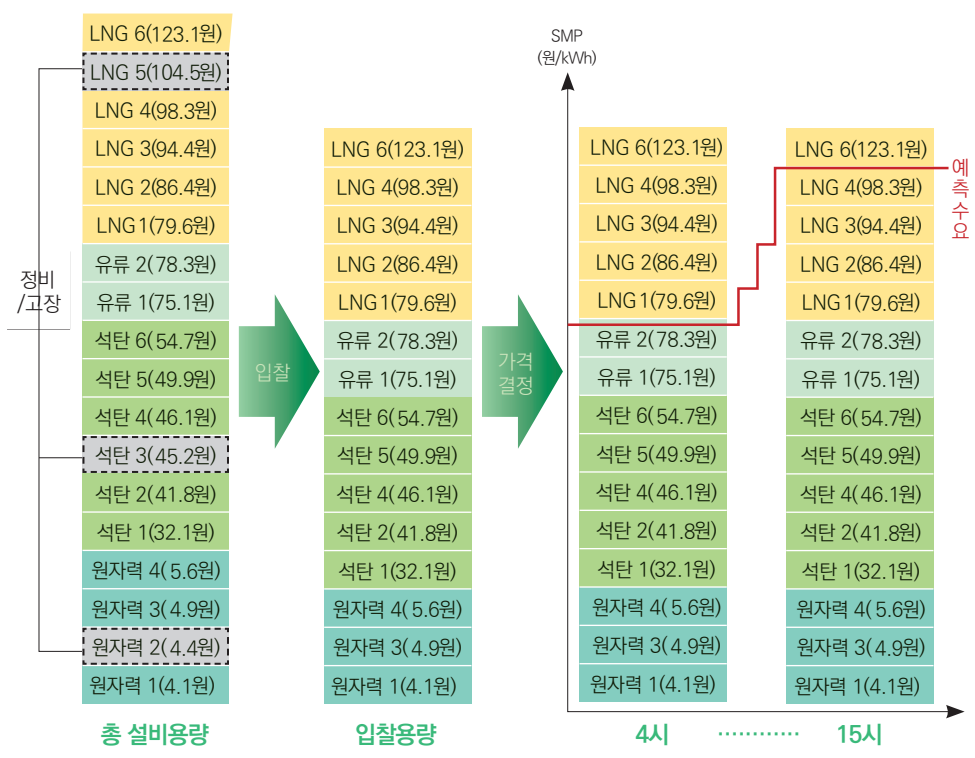
- **(초기입찰)** 발전사는 거래일 하루전(D-1) 공급가능용량을 입찰
- **(계획수립)** 거래소는 하루전에 예측한 전력수요와 발전사가 입찰한 공급가능용량으로 발전 계획을 수립하여, 거래일 시간대별/발전기별 발전계획량 및 계통한계가격(SMP) 결정
- **(계량취득)** 실시간 계통운영 결과인 발전기별, 시간대별 계량값 취득
- **(정산)** 입찰, 급전지시, 계량값에 따라 초기정산, 최종정산 시행
- **(결제)** 전력거래대금 청구, 결제

한계가격 결정방법

• 시간대별 전력수요에 따라 발전비용이 낮은 발전기부터 투입 및 시장가격 결정



- 예측수요를 최종적으로 충족시키는 발전기의 변동비가 SMP로 결정됨



구 분	1시	4시	9시	12시	15시	19시	2시	24시
전력수요(MWh)	37,300	36,200	47,700	55,000	62,900	61,200	58,200	53,400
시장가격(원/kWh)	83.6	78.3	84.5	91.4	98.3	94.1	83.9	88.9

전력거래대금 정산

• 전력거래 정산금 과세기준 및 부담여부

정산금 내역			과세 기준		부담 여부			
			발전사	지자체	한전	구역	직구	공급
전 력 량	① 전력량정산금(MEP, SEP)		과세		○	○	○	X
	② 시운전정산금(EBCO, EACO)		과세		○	○	○	X
	③ 공급가능용량		과세		○	○	○	X
부 가 정 산 금	④ 변동비보전정산금(MWP)		과세		○	○	○	○
	⑤ 기대이익정산금(MAP)		비과세		○	○	○	○
	⑥ 기동비용정산금(SUAP)		과세		○	○	○	○
	⑦ 예방정비 일정변경 정산금(ACP)		과세		○	○	○	○
	⑧ 기동대기 정산금(SUSBC)		과세		○	○	○	○
	⑨ 공급가능용량 초과 정산금(XEGW)		과세		○	○	○	○
	⑩ 복합발전 변동비보정정산금(AASMWP)		과세		○	○	○	○
	⑪ GT기동비용 정산금(ASUAP)		과세		○	○	○	○
	⑫ 지역자원시설세 정산금(LPT)		과세		○	○	○	○
	⑬ 비상대기예비력 정산금(ECRP)		비과세		○	○	○	○
	⑭ LNG약정물량 초과 정산금(XEGD)		과세		○	○	○	○
	⑮ 수력/양수 제약발전 정산금(CON)		과세		○	○	○	○
	⑯ 수력/양수 제약비발전 정산금(COFF)		과세	면세	○	○	○	○
	보 조 서 비 스	⑰ 1차주파수제어정산금(PCASP)		과세		○	○	○
		⑱ 2차주파수제어정산금(SCASP)		과세		○	○	○
		⑲ 3차주파수제어정산금(TCASP)	발전량 > 0	과세		○	○	○
			발전량 = 0	비과세				
		⑳ 자체기동서비스 정산금(BSP)	발전량 > 0	과세		○	○	○
			발전량 = 0	비과세				
		㉑ 마일리지 정산금(FCMP)		과세		○	X	X
		㉒ 예비력용량가치 정산금(LOCRP)		과세		○	○	○
		㉓ 예비력정산금(RT_RCP)		과세		○	X	X
기 타 정 산 금	㉔ RPS의무이행비용정산금(RPS)		과세		○	○	○	X
	㉕ 예측제도정산금(IFP)		과세		○	○	○	X
	㉖ 준중양급전 기본정산금(SSDG)		과세		○	○	○	X
	㉗ 수소발전차액 정산금(CSA)		과세		○	○	○	X
	㉘ 임밸런스 페널티(IMBP)		비과세		○	X	X	X
	㉙ 중앙계약시장 계약용량 정산금(TECC)		과세		○	X	X	X

• 소수점 처리 기준(규칙 별표8)

구 분	소수점 처리기준
한계가격, 정산상한가격, 발전가격, 용량가격 등 가격	[원/kWh]단위 기준으로 소수점 셋째자리에서 둘째자리로 반올림
발전전력량(MGO), 유효구매전력량, 전력평평사용전력량 등 전력량	MWh를 기준으로 소수점 일곱째자리에서 여섯째자리로 거래시간별로 반올림
항목별 정산금액	소수점 첫째자리에서 원단위로 반올림
전력거래대금, 전력거래수수료, 직접구매수수료, 결제수수료	10원미만은 절사

• 전력거래수수료 부과근거 및 추이

- 부과근거 : 전기사업법 제40조, 동법시행령 제21조
- 전력거래수수료 추이

* (~'04.2.29) 0.070원/kWh (~'15.12.31) 0.086원/kWh
 (~'22.3.31) 0.098원/kWh (~'25.8.31) 0.1034원/kWh
 (~현재) 0.1193원/kWh



2

전력 공급에 대한 정산

2-1. 전력량에 대한 정산	16
2-2. 공급기능용량에 대한 정산	40
2-3. 부가정산금에 대한 정산	60
2-4. 기타정산금에 대한 정산	146
2-5. 정산 조정	161
2-6. 양수동력 및 충전전력 정산	171

우리
가족
집

2

전력 공급에 대한 정산

2-1. 전력량에 대한 정산

전력시장 참여자는 크게 전력을 공급하거나 구매하는 사업자로 분류되며, 본 장에서는 전력 공급에 대한 정산금을 소개한다.

전력 공급에 대한 정산항목은 지급 목적이나 상황에 따라 다양하나, 그 중 가장 대표적인 정산항목은 전력량정산금이다.

전력량정산금은 전력시장에서 거래된 전력에 대한 가장 기본적인 정산 항목으로, 발전사업자가 실제로 발전하여 전력계통에 공급한 전력량에 시간대별 전력시장 가격(SMP)을 곱하여 산정된다. 즉, 거래기간 동안 발전기가 얼마만큼의 전력을 생산했는지, 그리고 그 시점의 시장가격이 얼마였는지를 반영해 계산되는 “전력 거래대금”이다.

시장참여 발전기의 급전방식(중앙/비중앙), 발전원(일반/수력 및 양수), 시장구조(하루전/실시간)에 따라 정산 산식은 다양하고 복잡하나, 발전량에 대해 시장 가격으로 지급하는 정산금이라고 이해하면 된다.

2-1-1-가. 중앙급전 발전기(육지)

* 대상 : 수력, 양수, 구역전기, 비중양을 제외한 육지 중앙급전 발전기

정의

전력량정산금(MEP)

- 발전한 전력량에 대해 시장가격(MP)으로 지급하는 정산금

규칙

[별표 2] I-1. 전력량 등에 대한 정산

발전기가 발전한 전력량은 MP로 정산한다. 즉,

$$MEP_{i,t} = MP_{i,t} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)$$

$MEP_{i,t}$: 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액

$MP_{i,t}$: $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_t\} \times TLF_{i,t}$

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

SMP_t : 거래시간 계통한계가격

PC : 제2.4.4조에 의한 정산상한가격

$MGO_{i,t}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각 거래 시간별 발전 전력량

$RA_{i,t}$: 마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율을 고려하여 변경입찰한
변경 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 $A_{i,t}$ 대체됨

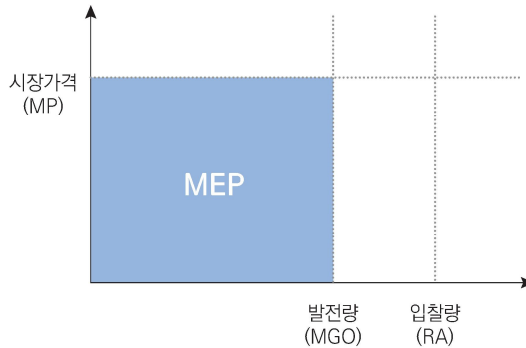
$\varepsilon_{i,t}$: 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의
거래시간(t)별 허용오차로 아래 기준을 따름

- 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.

해설

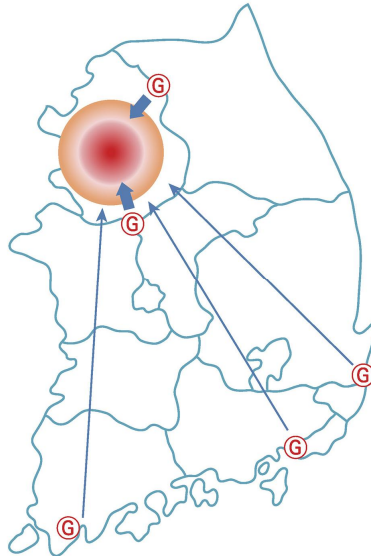
- 전력량정산금(MEP)은 공급가능용량(RA) 이내 발전전력량(MGO)에 대해 시장가격(MP) 기준으로 산정 및 지급되는 정산금이다. 공급가능용량이란 발전기의 입찰량을 의미하며, 초기입찰의 공급가능용량(A)이 아닌 변경입찰을 통한 최종 공급가능용량(RA)을 적용한다. 또한 입찰량과 발전량의 미소한 오차를 감안하여 공급가능용량에 허용오차(ε)를 반영한다.

$$MEP_{i,t} = MP_{i,t} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)$$



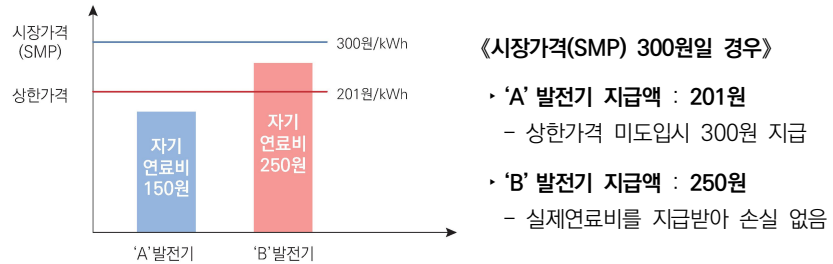
- 시장가격(MP)은 계통한계가격(SMP)에 각 발전기별 송전손실계수(TLF)를 반영한 값이다. 발전기가 전력 수요지 근처에 위치하면 같은 전력량을 발전하더라도 수요지에 더 많은 전력량이 전달된다. 이와 같이 송전손실이 적은 발전기의 TLF는 높게 산정되며 (참고 1), TLF가 반영된 시장가격(MP)을 통해 더 많은 전력량정산금(MEP)을 정산받을 수 있게 된다.

$$MP_{i,t} : \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP\} \times TLF_{i,t}$$



- MP(월성원자력, 삼천포화력) < SMP
- MP(분당복합, 광고열병합) > SMP

- 정산상한가격(PC)은 전력가격의 급등을 방지하기 위해 시장가격에 적용되는 상한가격으로, 매월 신인천복합 가스터빈 발전기의 연료비단가를 기준으로 결정된다. 신인천복합 가스터빈은 2004년 당시 첨두부하를 담당한 한계발전기로, 변동비가 시장가격(SMP)과 같아 이론적으로 발전을 통해 추가 수익을 얻기 어려웠다. 따라서 발전기의 건설, 투자, 유지비를 보전할 수 있도록 기준용량가격(RCP)의 기준 발전기로 지정되었으며, 같은 이유로 현재까지 PC의 기준 발전기로 활용되고 있다.



- 긴급정산 상한가격(EPC)은 “전력거래가격 상한에 관한 고시”에 따라 기후에너지환경부장관이 고시하고 전력거래소에 통보한 전력거래가격의 상한가격을 의미한다. 가격 안정화 목적은 PC와 동일하나, EPC는 러-우 전쟁으로 인한 연료비 급등으로 국민 경제 안정화 조치를 위해 도입하였으며 총 4개월간('22.12 ~ '23.2, '23.4) 적용되고 현재는 효력이 종료되었다.
- 발전가격(GP)은 발전기의 운전비용을 의미하며, 각 발전기의 충분가격, 무부하가격, 기동가격을 합산하여 산정한다. (참고 2)

참고

- ① (정적손실계수) 정적손실계수는 발전기별 동적손실계수를 계절별, 요일별로 산술평균한 값이다. 동적손실계수는 계통운영시스템(EMS)에서 실시간 계통상태를 반영하여 산정하며, 수요지 인근에 위치하여 손실이 적은 발전기의 동적손실계수는 크게 산정되며, 세부 산정기준은 비용평가세부운영규정에서 결정한다. 참고로, 발전기의 정적손실계수를 흔히 송전손실계수로 부른다.

$$\text{동적손실계수}(DTLF_i) = 1 - S_{G_i} = 1 - \frac{\Delta P_{loss}}{\Delta P_{G_i}} = \frac{\Delta P_{G_i} - \Delta P_{loss}}{\Delta P_{G_i}} = - \frac{\Delta P_{ref}}{\Delta P_{G_i}}$$

S_{G_i} : 손실민감도, ΔP_{G_i} : 발전기 출력 변화, ΔP_{ref} : 기준발전기 출력 변화, ΔP_{loss} : 손실 변화

[출처] 비용평가세부운영규정 제14장(정적손실계수 산정기준)

- ② (발전가격) 하루전 시장의 계통한계가격(SMP)은 하루전 발전계획에 낙찰된 발전기 중 가격결정이 가능하면서 발전가격이 가장 높은 발전기가 결정한다. 발전가격은 충분가격, 무부하가격, 기동가격을 합산하여 산정하며, 세부 산정기준은 전력시장운영규칙 제2장 4절(가격결정)을 따른다.

▶ 발전가격($GP_{i,t}$) 산출 : 증분가격 $_{i,t}$ + 무부하가격 $_{i,t}$ + 기동가격 $_{i,t}$

- (증분가격) 발전량을 한 단위 증가시키는데 소요되는 비용 보전

* (연료비) $(ap^2 + bp + c)$

* (산식) 증분가격 = $\frac{d}{dp}(ap^2 + bp + c) = 2ap + b$

- (무부하가격) 증분가격만으로는 회수할 수 없는 연료비 결손액 보전

* (결손액) 총연료비 - 증분비 × 출력 = $(ap^2 + bp + c) - (2ap + b) \times p = c - ap^2$

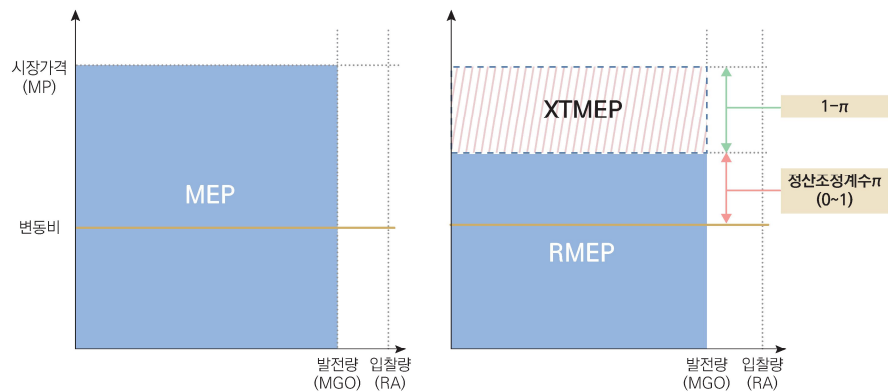
* (산식) $\sum_t (c - ap^2) \div \sum_t p$ ※ t = 연속운전계획된 시간대

- (기동가격) 발전기 기동에 소요되는 비용 보전

* (산식) $\sum_t \text{기동비용} \div \sum_t p$ ※ t = 연속운전계획된 시간대

[출처] 전력시장운영규칙 제2.4.2조(계통한계가격의 결정)

- ③ (정산조정계수의 적용) MEP는 발전기 자체 변동비와 상관없이 MP로 정산받는다. 다만, 기저 전원(원자력·석탄)은 시장가격으로 정산할 경우 낮은 연료비로 인해 구조적인 초과 이익이 발생하므로, 마진(시장가격 - 변동비)에 대해 정산조정계수를 적용하여 수익을 조정한다. 따라서, 기저 전원은 연료비와 조정된 이익을 합산한 RMEP로 정산받게 된다.



* 쉬운 이해를 위해 변동비는 일정하다고 가정

2-1-1-나. 중앙급전 발전기(제주)

* 대상 : 수력, 양수, 구역전기, 비중앙을 제외한 제주 중앙급전 발전기

정의

에너지정산금(MEP)

- 하루전 발전계획량에 대해 하루전 시장가격으로, 실시간 발전량과 하루전 발전계획량 차이에 대해 실시간 시장가격으로 지급하는 정산금

규칙

[별표 33] 3-가. 전력량에 대한 정산

에너지정산금은 하루전에너지정산금과 실시간에너지정산금의 합으로 구성된다.

하루전에너지정산금은 하루전에너지계획량에 대해 하루전에너지가격으로 계산한다.

실시간에너지시장 에너지정산금은 하루전에너지계획량과 계량값과의 편차에 대하여 실시간 에너지가격으로 계산한다. 단, 급전지시가 아닌 상황에서 공급가능용량을 초과한 전력량에 대해서는 계산하지 아니한다.

$$MEP_{i,t} = DA_MEP_{i,t} + \sum_q RT_MEP_{i,t,q}$$

$$DA_MEP_{i,t} = DA_MP_{i,t} \times DA_SE_{i,t}$$

$$RT_MEP_{i,t,q} = RT_MP_{i,t,q} \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} - DA_SE_{i,t} \} \times TPR_E_{i,t,q}$$

여기서,

$MEP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 에너지정산금

$DA_MEP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지정산금

$RT_MEP_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지정산금

$DA_MP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지시장 에너지 거래가격

$$DA_MP_{i,t} = DA_SMP_{i,t} \times STLF_{i,t}$$

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

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

DA_SMP_t : 거래시간(t)별 하루전에너지가격

$RT_SMP_{t,q}$: 거래시간(t)내 구간(q)별 실시간에너지가격

$DA_SE_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량

$MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량

$MGO_{i,t,q}$: 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량

$RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량

STLF_{i,t} : 에너지시장에 대한 자원(i)의 거래기간(t)내 구간(q)별 정적송전손실계수
 TPR_E_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래기간(t)내 구간(q)별 에너지 거래단위 변환계수
 - MGO_{i,t} = 0 인 경우, TPR_E_{i,t,q} = 0.25
 - 그 외의 경우, TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}
 XSOF_{i,t} : 발전기(i)의 거래기간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부,
 초과 급전지시를 한 경우 XSOF_{i,t} = 1, 그렇지 않은 경우 XSOF_{i,t} = 0
 ε_{i,t} : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의
 거래기간(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.

해설

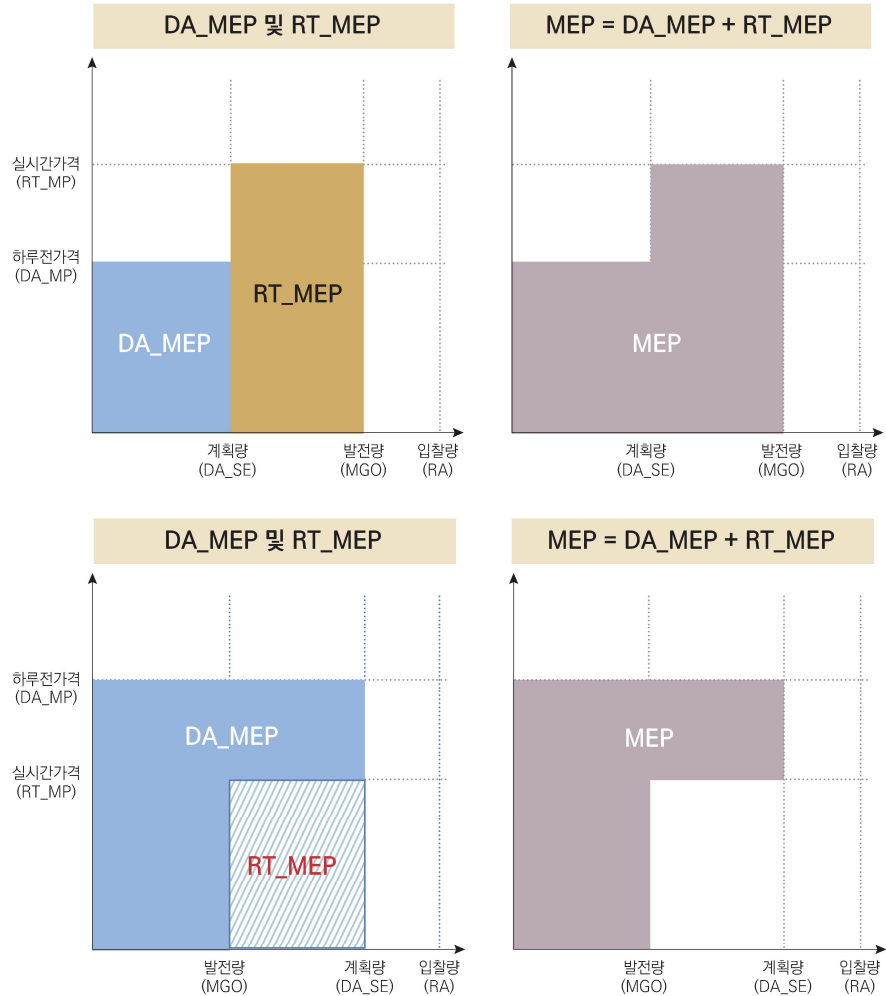
- 전력시장운영규칙 제16조 및 [별표 33]에 따라, 제주 시범사업에 참여하는 발전기의 정산 규칙은 육지와 달리 적용하고 있다.
- 2-1-1-가의 육지 일반 발전기와 달리 제주 MEP를 계산하기 위해선 하루전 에너지 계획량을 추가로 고려해야 한다. 전력량 뿐만 아니라 계획량까지 고려해야 하므로, 육지의 전력량정산금과 달리 에너지정산금으로 부른다.
- 제주의 에너지정산금은 하루전에너지계획량에 대해 하루전에너지가격으로, 실제 발전량과 계획량의 차이에 대해선 실시간에너지가격으로 이중정산한다. 실시간에너지시장은 단위 거래기간을 15분 단위로 분리하기에, 에너지정산금은 하나의 DA_MEP + 4구간의 RT_MEP의 합계로 구성된다.

$$MEP_{i,t} = DA_MEP_{i,t} + \sum_q RT_MEP_{i,t,q}$$

- 초과급전지시(XSOF)가 없는 일반적인 상황에서 실시간에너지정산금은 아래와 같이 (발전량 - 계획량) × 실시간에너지가격으로 생각할 수 있다. 또한, 각 시간별 발전량 (MGO_{i,t})을 구간 단위로 배분하기 위해 수식에 TPR_E_{i,t,q}가 적용되어 있으나, 구간별 발전량(MGO_{i,t,q})로 생각하면 조금 더 쉽게 이해할 수 있다.

$$RT_MEP = \{ \text{Min}(MGO, RA + \epsilon) - DA_SE \} \times RT_MP$$

- 수요 증가에 따라 실시간 가격이 상승하는 경우와 그 반대 경우에 대한 MEP는 아래와 같이 이해할 수 있다.



예제

- (예제 1) 다음 육지 중앙급전 발전기의 MEP를 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

A	RA	MGO	SMP	PC	EPC	GP	TLF	ϵ
500	480	450	100	120	110	90	1.02	5

$$\circ \text{MEP}_{i,t} = \text{MP}_{i,t} \times \text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \epsilon)$$

$$\begin{aligned} \circ \text{MP} &= \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}, \text{EPC}_x), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t} \\ &= \text{Min}(\text{Max}(\text{Min}(100\text{원/kWh}, 120\text{원/kWh}, 110\text{원/kWh}), 90\text{원/kWh}), \\ &\quad 100\text{원/kWh}) \times 1.02 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{▶ MEP} &= 102.0 \times \text{Min}(450\text{MWh}, 480+5\text{MWh}) \\ &= 102.0\text{원/kWh} \times 450\text{MWh} \times 1,000\text{kWh} / 1\text{MWh} = 45,900,000\text{원} \end{aligned}$$

• (예제 2) 다음 제주 중앙급전 발전기의 MEP를 계산하라.

- 단, 초과급전지시(XSOF)는 없고, 각 구간별(15분) 발전량은 동일하다.

(단위 : MWh, 원/kWh)

DA_MP	DA_SE	RT_MP	RA	MGO	ε
100	200	110	300	250	5

$$\circ \text{MEP}_{i,t} = \text{DA_MEP}_{i,t} + \sum_q \text{RT_MEP}_{i,t,q}$$

$$\begin{aligned} \circ \text{DA_MEP}_{i,t} &= \text{DA_MP}_{i,t} \times \text{DA_SE}_{i,t} \\ &= 100\text{원/kWh} \times 200\text{MWh} \times 1,000\text{kWh} / 1\text{MWh} \\ &= 20,000,000\text{원} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \circ \text{RT_MEP}_{i,t,q} &= \text{RT_MP}_{i,t,q} \times \{\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) - \text{DA_SE}_{i,t}\} \times \text{TPR_E}_{i,t,q} \\ &= 110\text{원/kWh} \times \{\text{Min}(250\text{MWh}, 300+5\text{MWh}) - 200\text{MWh}\} \times 1 \\ &\quad \times 1,000\text{kWh} / 1\text{MWh} = 5,500,000\text{원} \end{aligned}$$

$$\text{▶ MEP} = 20,000,000\text{원} + 5,500,000\text{원} = 25,500,000\text{원}$$

2-1-2. 급전가능재생에너지자원(제주)

정의

에너지정산금(MEP)

- 하루전 발전계획량에 대해 하루전 시장가격으로, 실시간 발전량과 하루전 발전계획량 차이에 대해 실시간 시장가격으로 지급하는 정산금

규칙

[별표 33] 3-가. 전력량에 대한 정산

에너지정산금은 급전가능재생에너지자원에 속한 보유자원별 제11.1.7조에 따른 고정가격 계약 물량에 대한 에너지정산금과 그 외 물량에 대한 에너지정산금 합으로 구성되며, 고정 가격계약 물량에 대한 에너지정산금은 에너지거래가격과 고정가격계약단가 중 작은 값으로 조정하여 산정한다. 여기서, 제11.1.7조에 따른 고정가격계약은 2023년 4월 1일 이후 체결된 계약을 말한다.

$$MEP_{i,j,t} = \sum_c C_MEP_{i,j,c,t} + S_MEP_{i,j,t}$$

$$DA_MEP_{i,t} = DA_MP_{i,t} \times DA_SE_{i,t}$$

$$RT_MEP_{i,t,q} = RT_MP_{i,t,q} \times (MGO_{i,t} - DA_SE_{i,t}) \times TPR_E_{i,t,q}$$

$MEP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 에너지정산금

$DA_MEP_{i,t}$: 하루전에너지시장 에너지정산금

$RT_MEP_{i,t,q}$: 구간(q)별 실시간에너지시장 에너지정산금

$DA_MP_{i,t}$: 하루전에너지시장 에너지 거래가격

$$DA_MP_{i,t} = DA_SMP_{i,t} \times STL_{i,t}$$

$RT_MP_{i,t,q}$: 실시간에너지시장 에너지 거래가격

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

DA_SMP_t : 하루전에너지가격

$RT_SMP_{t,q}$: 실시간에너지가격

$DA_SE_{i,t}$: 하루전에너지계획량

$MGO_{i,t}$: 계량전력량

$MGO_{i,t,q}$: 구간(q)별 계량전력량

$RA_{i,t}$: 변경입찰한 공급가능용량

$STL_{i,t}$: 구간(q)별 정적송전손실계수

$TPR_E_{i,t,q}$: 구간(q)별 에너지 거래단위 변환계수

$$\begin{aligned} & - MGO_{i,t} = 0 \text{ 인 경우, } TPR_E_{i,t,q} = 0.25, \text{ 그 외의 경우 } TPR_E_{i,t,q} \\ & = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t} \end{aligned}$$

에너지거래가격은 하루전시장 에너지정산금과 실시간시장 에너지정산금을 계량전력량으로 나눈값으로 한다.

$$EP_{i,t} = (DA_MEP_{i,t} + \sum_q RT_MEP_{i,t,q}) / MGO_{i,t}$$

① 고정가격계약 물량에 대한 에너지정산금

$$C_MEP_{i,j,c,t} = \text{Min}(EP_{i,t}, UPFP_{i,j,c,t}/1,000) \times MGO_{i,j,t} \times CR_{i,j,c,t}$$

② 그 외 물량에 대한 에너지정산금

$$S_MEP_{i,j,t} = EP_{i,t} \times MGO_{i,j,t} \times (1 - \sum_c CR_{i,j,c,t})$$

$EP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 대한 에너지 거래가격

$C_MEP_{i,j,c,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c) 물량에 대한 거래시간(t)별 에너지정산금

$S_MEP_{i,j,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c)이 아닌 물량에 대한 거래시간(t)별 에너지정산금

$MEP_{i,j,t}$: 보유자원(j)의 거래시간(t)별 에너지정산금

$MGO_{i,j,t}$: 유자원(j)의 거래시간(t)별 계량전력량

$CR_{i,j,c,t}$: 보유자원(j)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c)에 대한 거래시간(t)별 비율로서 소수점 셋째자리에서 반올림하여 계산한다.

$UPFP_{i,j,c,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 제11.1.7조에 따른 고정가격계약(c)에 대한 거래시간(t)별 고정가격계약단가

해설

- 육지 비중양급전발전기와 마찬가지로, 급전가능재생에너지자원에 속한 보유자원이 고정가격계약을 체결한 경우에도 시장가격 > 계약단가일 때 에너지정산금(MEP)은 계약단가를 적용한다.
- 시장가격과 계약단가를 비교하기 위해, 먼저 에너지가격(EP)을 계산한다. EP는 하루 전에너지정산금(DA_MEP)과 실시간에너지정산금(RT_MEP)의 합계를 발전량(AMGO)으로 나눠 산정한다.

$$EP_{i,t} = (DA_MEP_{i,t} + \sum_q RT_MEP_{i,t,q}) / MGO_{i,t}$$

- 이후, 고정가격계약을 체결한 보유자원에 대한 에너지정산금(C_MEP)과 나머지 자원의 에너지정산금(S_MEP)을 계산한다. C_MEP 계산 시 EP가 계약가격보다 높으면 계약가격으로 정산한다. 마지막으로, C_MEP와 S_MEP를 합산하여 최종적으로 에너지정산금(MEP)이 산정된다.

- $C_MEP_{i,j,c,t} = \text{Min}(EP_{i,t}, UPFP_{i,j,c,t} / 1,000) \times MGO_{i,j,t} \times CR_{i,j,c,t}$
- $S_MEP_{i,j,t} = EP_{i,t} \times MGO_{i,j,t} \times (1 - \sum_c CR_{i,j,c,t})$

예 제

- (예제 3) 다음 급전가능재생에너지자원의 MEP를 계산하라.

- 단, 고정가격계약을 체결한 보유자원은 없다.
- 각 구간별(15분) 발전량은 동일하다.

(단위 : MWh, 원/kWh)

DA_MP	DA_SE	RT_MP	MGO
100	200	110	250

$$\circ MEP_{i,t} = DA_MEP_{i,t} + \sum_q RT_MEP_{i,t,q}$$

$$\circ DA_MEP_{i,t} = DA_MP_{i,t} \times DA_SE_{i,t} = 100\text{원/kWh} \times 200\text{MWh} \times 1,000\text{kWh} / 1\text{MWh} = 20,000,000\text{원}$$

$$\begin{aligned} \circ RT_MEP_{i,t,q} &= RT_MP_{i,t,q} \times (MGO_{i,t} - DA_SE_{i,t}) \times TPR_E_{i,t,q} \\ &= 110\text{원/MWh} \times (250\text{MWh} - 200\text{MWh}) \times 1,000\text{kWh} / 1\text{MWh} = 5,500,000\text{원} \end{aligned}$$

$$\blacktriangleright MEP = 20,000,000\text{원} + 5,500,000\text{원} = 25,500,000\text{원}$$

2-1-3-가. 비중양급전발전기(육지)

정의

전력량정산금(MEP)

- 발전한 전력량에 대해 계통한계가격(SMP)으로 지급하는 정산금

규칙

[별표 2] 1-1. 전력량 등에 대한 정산

비중양급전발전기와 비중양급전전기저장장치가 발전한 전력량은 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산한다.

$$MEP_{i,t} = MGO_{i,t} \times \text{Min}(SMP_t, EPC_x^{(\text{참고 1})})$$

(고정가격계약) 고정가격계약^(참고 2)을 체결한 발전기가 발전한 전력량은 고정가격계약의 정산상한가격을 적용하여 다음과 같이 정산한다.

$$MEP_{i,t} = MGO_{i,t} \times \text{Min}(\text{Min}(SMP_t, EPC_x), UPFP_{i,c,t})$$

(직접전력거래) 직접전력거래(직접PPA) 발전기가 전력시장에 공급한 전력량은 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산한다.

$$MEP_{i,t} = EEC_{i,t}^{(\text{참고 3})} \times \text{Min}(SMP_t, EPC_x)$$

여기서,

$MEP_{i,t}$: 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액

EPC_x : 긴급정산상한가격 시행에 따른 상한가격

$UPFP_{i,c,t}$: 고정가격계약(c)에 대한 거래시간별 고정가격계약단가

$EEC_{i,t}$: 직접전력거래로 공급되는 발전사업자의 시간대별 계량전력량이 전기사용자가 사용한 전력량을 초과하여 전력시장으로 공급된 전력량

각 발전기의 거래일 전력량정산금(MEP)은 다음과 같다.

$$MEP_i = \sum_t MEP_{i,t}$$

해설

- 2-1-1의 일반 발전기와 달리 비중양급전발전기와 비중양급전전기저장장치는 입찰에 참여하지 않으며, 송전손실계수를 적용받지 않는다. 따라서 전력량정산금(MEP)은 계통 한계가격(SMP)과 긴급정산상한가격(EPC) 중 작은 값으로 정산받는다.

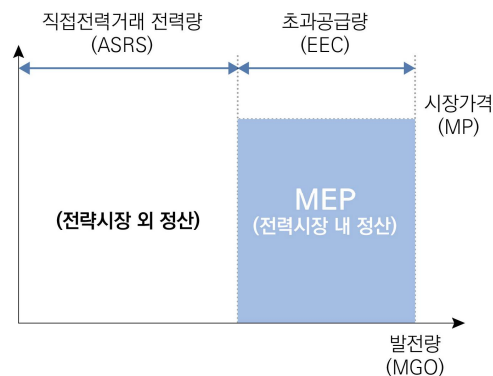
$$MEP_{i,t} = MGO_{i,t} \times \text{Min}(SMP_t, EPC_x)$$

- 비중양급전발전기 중 직접전력거래를 체결한 발전기는 전기사용자에게 직접 전력을 공급한 뒤, 남은 전력에 대해서만 전력시장을 통해 거래한다. 이때, 전력시장에서 거래된 전력량(EEC)만 MEP로 정산한다.

$$MEP_{i,t} = EEC_{i,t} \times \text{Min}(SMP_t, EPC_x)$$

참고

- ① **(긴급정산상한가격)** 긴급정산상한가격이 적용된 4개월('22.12 ~ '23.2, '23.4)을 제외한 나머지 기간은 정산식에서 EPC를 적용하지 않는다. 예를 들어, 2023년 5월의 비중양급전발전기 MEP는 $MGO \times SMP$ 로 정산한다.
- ② **(고정가격계약)** 비중양급전발전기 중 신재생에너지설비는 발전량과 가중치에 따라 공급인증서(REC)를 발급할 수 있다. 발전사업자는 발급된 REC를 현물시장이나 고정가격계약 방식을 통해 MEP와 별개의 REC수익을 거둘 수 있다. SMP와 REC 가격에 따라 수익이 변동하는 현물시장 방식과 달리, 발전사업자는 고정가격계약을 체결함으로써 고정적인 $SMP+REC$ 수익을 거둘 수 있다. 다만, SMP가 고정가격계약단가를 초과하는 경우에도 고정적인 정산금이 지급되도록 MEP 계산 시 SMP와 고정가격계약단가 중 작은 값을 적용하며, 전력거래가격 상한에 관한 고시(2023.4.1.) 시행 이후 체결한 계약에 대해서만 적용한다.
- ③ **(직접전력거래)** 발전사업자가 직접전력거래("이하 직접PPA")를 통해 공급한 전력량에 대한 MEP는 전력시장에서 정산되지 않으며, 재생에너지공급사업자를 통해 전기사용자가 발전사업자에 정산금을 지급한다. 다만, 전기사용자의 사용량을 초과하는 전력량(EEC)에 대해서는 전력시장을 통해 거래할 수 있으며, EEC의 산정은 전력시장운영규칙 별표 2를 따른다.



2-1-3-나. 비중양급전발전기(제주)

정의

에너지정산금(MEP)

- 하루전 발전계획량에 대해 하루전 시장가격으로, 실시간 발전량과 하루전 발전계획량 차이에 대해 실시간 시장가격으로 지급하는 정산금

규칙

[별표 33] 3-가. 전력량에 대한 정산

하루전에너지시장 입찰대상 발전기의 경우,

$$DA_MEP_{i,t} = DA_MP_{i,t} \times DA_SE_{i,t}$$

그 외의 경우, $DA_MEP_{i,t} = DA_MP_{i,t} \times MGO_{i,t}$

실시간에너지시장 에너지정산금은 하루전발전계획량과 계량전력량의 편차를 실시간에너지 가격으로 계산한다. 단, 제16.3.1조의 하루전에너지시장 입찰 대상이 아닌 발전기에 대해서는 정산하지 아니한다.

하루전에너지시장 입찰대상 발전기의 경우,

$$RT_MEP_{i,t,q} = RT_MP_{i,t,q} \times (MGO_{i,t} - DA_SE_{i,t}) \times TPR_E_{i,t,q} \quad \text{그 외의 경우} = 0$$

해설

- 제주 비중양급전발전기 및 비중양급전전기저장장치는 육지와 동일하게 발전량에 대해 하루전에너지가격으로 정산한다.
- 다만, 설비용량이 3MW를 초과하는 풍력 및 태양광발전기는 급전가능재생에너지자원으로 등록하여 입찰해야하며, 등록하지 않은 경우에도 RT_MEP와 DA_MEP를 합산하여 에너지정산금을 계산한다.
- 또한, 고정가격계약을 체결한 경우에는 급전가능재생에너지자원의 정산과 동일하게 계약단가를 고려한 C_MEP로 정산한다.

예제

• (예제 4) 다음 육지 비중양급전발전기의 MEP를 계산하라.

- 본 발전기는 고정가격계약을 2023년 6월 1일에 체결

(단위 : MWh, 원/kWh)

MGO	SMP	EPC	UPFP
10	190	시행 X	180

$$\begin{aligned}
 \circ \text{MEP} &= \text{MGO} \times \text{Min}(\text{Min}(\text{SMP}, \text{EPC}), \text{UPFP}) \\
 &= 10\text{MWh} \times \text{Min}(190\text{원/kWh}, 180\text{원/kWh}) \\
 &= 10\text{MWh} \times 180\text{원/kWh} \times 1,000\text{kWh} / 1\text{MWh}
 \end{aligned}$$

$$\blacktriangleright \text{MEP} = 1,800,000\text{원}$$

• (예제 5) 다음 제주 비중양급전발전기의 MEP를 계산하라.

- 본 발전기는 고정가격계약을 2023년 6월 1일에 체결하였으며,
- 급전가능재생에너지로 등록할 의무가 없는 발전기이다.

(단위 : MWh, 원/kWh)

MGO	DA_MP	RT_MP	EPC	UPFP
10	170	190	시행 X	180

$$\begin{aligned}
 \circ \text{DA_MEP}_{i,t} &= \text{DA_MP}_{i,t} \times \text{MGO}_{i,t} \\
 &= 170\text{원/kWh} \times 10\text{MWh} \\
 &= 170\text{원/kWh} \times 10\text{MWh} \times 1,000\text{kWh} / 1\text{MWh} = 1,700,000\text{원}
 \end{aligned}$$

$$\blacktriangleright \text{MEP} = 1,700,000\text{원}$$

2-1-4. 수력 발전기

* 대상 : 중앙급전 수력 발전기

정의

전력량정산금(SEP)

- 거래일의 총 발전계획량(EGW) 이내에서 실제로 발전한 전력량에 대해 가중평균 시장 가격(MP)으로 지급하는 정산금

규칙

[별표 2] I-1. 전력량 등에 대한 정산

거래일의 총 발전계획량 이내에서 실제 발전한 전력량은 발전사업자가 제출한 발전계획시간대의 가중평균MP로 정산한다. 즉,

$$SEP_i = \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} \times \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t})$$

여기서,

$\sum_t EGW_{i,t} = 0$ 인 경우는 $SEP_i = 0$

$EGW_{i,t}$: 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량(MWh)

$REGW_{i,t}$: 발전사업자가 마감시간 이후 변경제출한 발전계획량. 만약 변경이 없는 경우에는 $EGW_{i,t}$ 로 대체됨(MWh)

$MP_{i,t}$: $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), \text{SMP}_{t,j}\} \times TLF_{i,t}$

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

해설

- 상시 발전가능한 중앙급전발전기와 달리 수력발전기는 저수지의 저수량에 따라 발전 계획량을 관리 및 입찰하므로, 전력량정산금(SEP)은 입찰한 발전계획량을 기준으로 가중평균한 MP로 정산한다.

참고

- ① **(SEP)** 일반적인 중앙급전발전기의 전력량정산금 약어(MEP)와 달리, 수력 및 양수 발전기는 SEP로 표기한다. 2022년 9월, 실계통 기반 하루전시장으로 개편되면서 전력량정산금 약어와 산식이 변경되었으나, 수력 및 양수는 따로 변경되지 않았기 때문이다.

구체적으로, 수력 및 양수는 일반적인 중앙급전발전기와 발전기의 비용 구조가 달라 같은 방식의 정산 체계를 적용할 수 없다. 전력시장에서는 중앙급전발전기의 비용을 평가하며, 급전지시에 따라 운전했을 때 변동비 손실이 발생하는 경우 비용을 보전해주고 있다. 그러나 수력 및 양수는 연료비가 없기에, 유연성 자원임에도 불구하고 일반적인 정산 체계에서는 별도의 보상이 없다. 따라서, 기존의 하루전시장과 같은 약어와 정산식을 적용하여 정산한다.

- ② **(일단위 정산)** 수력 및 양수는 일단위로 정산금을 산정하고 있다. 예비력 자원으로 활용되는 만큼, 발전사가 입찰한 발전계획 시간과 실제 급전지시 시간은 다를 수 있다. 만약 일반 발전기와 같이 시간대별로 정산하게 되면, 입찰하지 않은 시간대에 발전하는 경우 전력량정산금이 지급되지 않을 수 있다. ($RA = 0$ 이므로 $MEP = 0$)
- ③ **(입찰량 단위)** 수력 및 양수 발전기의 EGW는 일반발전기의 A, REGW는 RA와 같은 개념으로 실제 공급가능용량을 의미한다.

2-1-5. 양수 발전기

* 대상 : 중앙급전 양수 발전기

정의

전력량정산금(SEP)

- 거래일의 총 발전계획량(EGW) 이내에서 실제로 발전한 전력량에 대해 가중평균 시장 가격(MP)으로 지급하는 정산금

규칙

[별표 2] 1-1. 전력량 등에 대한 정산

거래일의 총 발전계획량 이내에서 실제 발전한 전력량은 발전사업자가 제출한 발전계획시간대의 가중평균MP로 정산한다. 즉,

$$SEP_i = \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} \times \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t})$$

여기서,

$\sum_t EGW_{i,t} = 0$ 인 경우는 $SEP_i = 0$

$EGW_{i,t}$: 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량(MWh)

$REGW_{i,t}$: 발전사업자가 마감시간 이후 변경제출한 발전계획량. 만약 변경이 없는 경우에는 $EGW_{i,t}$ 로 대체됨(MWh)

$MP_{i,t}$: $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}, \text{EPC}_x), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$

$\text{TLF}_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

해설

- 수력발전기와 유사하게, 양수발전기의 전력량정산금(SEP)은 입찰한 발전계획량을 기준으로 가중평균한 MP로 정산한다.

예제

- (예제 6) 다음 수력 또는 양수발전기의 SEP를 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

T	EGW	REGW	MGO	MP
1	0	0	0	90
2	0	0	0	90
3	0	0	0	90
4	0	0	0	90
5	0	0	0	90
6	0	0	0	90
7	0	0	0	90
8	0	0	0	100
9	0	0	0	100
10	0	0	0	100
11	0	0	10	100
12	10	10	10	100
13	20	20	10	100
14	20	20	20	110
15	20	20	20	110
16	20	20	20	110
17	20	20	20	110
18	20	20	20	100
19	20	20	10	100
20	10	10	10	100
21	0	0	0	100
22	0	0	0	100
23	0	0	0	100
24	0	0	0	90
계	160	160	150	-

$$\circ \text{SEP} = \frac{\sum_t (\text{EGW}_{i,t} \times \text{MP}_{i,t})}{\sum_t \text{EGW}_{i,t}} \times \text{Min}(\sum \text{EGW}, \sum \text{REGW}, \sum \text{MGO})$$

$$\circ \frac{\sum_t (\text{EGW}_{i,t} \times \text{MP}_{i,t})}{\sum_t \text{EGW}_{i,t}} = 105 \text{원/kWh}$$

$$\blacktriangleright \text{SEP} = 105 \times \text{Min}(160, 160, 150) \times 1000 = 15,750,000 \text{원}$$

2-1-6. 시운전 발전기

* 대상 : 상업운전 개시 전 시운전하는 중앙급전 발전기

정의

시운전 전력량정산금(EBCO, EACO)

• 시운전 계획에 따라 발전한 전력량에 대한 전력량정산금

규칙 ①

[별표 2] 1-7. 시운전 전력의 정산

상업운전 이전에 발전사업자가 성능시험 등을 목적으로 전력거래소에 발전을 요청하고, 전력거래소에서 발전하도록 지시한 경우, 시운전 발전기가 생산한 전력량은 거래일의 가중 평균 시장가격(MP)으로 정산한다.

$$EBCO_i = WMP_i \times \sum_t MGO_{i,t}$$

여기서,

$EBCO_{i,t}$: 발전기가 상업운전 이전에 생산한 전력량에 대한 정산금

WMP_i : 거래일 하루전발전계획에 적용하는 시간대별 수요로 가중을 준 평균MP

$MP_{i,t}$: $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}, \text{EPC}_x), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$

$\text{TLF}_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

규칙 ②

[별표 2] 1-7. 시운전 전력의 정산

발전회사가 보칙 3조 제8항에 의한 전력거래소의 급전지시에 의해 발전하였으나 초기입찰에 참여하지 못하여 하루전발전계획에 미반영된 경우에는 다음과 같이 정산한다.

발전한 전력량에 대해서는 시장정산금과 변동비 중 큰 값과 용량가격으로 정산한다.

즉, $EACO_{i,t} = \text{CONACO}_{i,t} + \text{CPACO}_{i,t}$

$\text{CONACO}_{i,t} = \text{MAX}(MP_{i,t} \times MGO_{i,t}, QPC_i \times MGO_{i,t}^2 + LPC_i \times MGO_{i,t} + \text{NLPC}_i)$

$\text{CPACO}_{i,t} = MGO_{i,t} \times (\text{HCF}_{i,t} + \beta)$

해설

- 시운전 전력량정산금(EBCO)은 상업운전 이전의 중앙급전 발전기가 생산한 전력량에 대해 거래일의 수요 가중평균 시장가격(MP)으로 정산한다^(참고 1).
- EBCO는 상업운전 이전의 시운전에 해당하는 정산금으로, 상업운전을 이미 시작한 발전기가 계획예방정비 중 시험운전 시 받는 정산금은 아니다.
- EBCO도 정산조정계수를 적용하여 수익을 조정한다. MEP와 마찬가지로, 변동비를 초과하는 마진에 대해 정산조정계수를 적용한다.
- 참고로, 상업운전 이전의 시운전 발전기는 기동비와 CP를 지급하지 않는다. 다만, 전력 거래소는 안정적인 계통운동을 위해 필요하다고 판단되는 경우, 시운전 계획과 달리 발전출력을 지시할 수 있고, 이때의 정산금은 상업운전 발전기의 정산기준을 적용한다.
- 위와 같이 급전지시를 하게 되는 경우 전력거래소는 거래일의 3일 전까지 시운전 발전사에 급전지시 계획을 통지하고, 발전사가 예정된 거래일의 초기입찰에 참여한다면 상업운전 발전기와 동일하게 정산받는다.
- 만약 거래소가 발전사에게 예정된 거래일의 초기입찰 마감시간 이후에 계획을 통지함에 따라, 발전사가 초기입찰에 참여하지 못하는 경우에 한해, 시운전 급전 전력량정산금(EACO)을 지급한다.
- EACO는 발전량에 대해서 시장정산금과 변동비 중 큰 값으로 정산하며, 추가로 발전량에 해당하는 용량정산금도 지급한다.

참고

- ① (비중앙시운전) 중앙급전이 아닌 비중앙급전시운전발전기는 비중앙급전발전기의 정산을 따른다.

[출처] 전력시장운영규칙 제21장 보칙(제21.2조 7항)

2-1-7. 기타 발전기(구역전기, 준중양, 수소발전 등)

정의

전력량정산금(MEP)

- 발전한 전력량에 대해 계통한계가격(SMP)으로 지급하는 정산금

규칙

[별표 2] 1-1. 전력량 등에 대한 정산

(구역전기발전기) 구역전기발전기가 전력계통에 공급한 전력량은 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산한다.

(준중양급전발전기) 준중양급전발전기가 발전한 전력량은 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산한다. 즉,

$$MEP_{i,t} = MGO_{i,t} \times \text{Min}(SMP_t, EPC_x)$$

(수소발전입찰시장 계약발전기) 수소발전입찰시장 계약발전기가 발전한 전력량은 SMP로 정산한다.

$$MEP_{i,t} = MGO_{i,t} \times SMP_t$$

(중앙급전전기저장장치) 중앙계약전기저장장치를 제외한 중앙급전전기저장장치의 전력량에 대한 정산은 양수발전의 전력량에 대한 정산규칙을 준용하되, 주파수 조정 서비스만 제공하는 중앙급전전기저장장치의 경우 충·방전 전력량을 다음과 같이 SMP로 정산한다.

$$MEP_{i,t} = \sum_t (\text{방전량}_{i,t} - \text{충전량}_{i,t}) \times \text{Min}(SMP_t, EPC_x)$$

해설

- 위 발전기들의 전력량정산금(MEP)은 비중앙급전발전기와 같이 발전량에 대해 계통한계가격(SMP)으로 지급한다. 다만, 준중양급전발전기의 경우 경부하기간 급전지시 이행에 따라 준중양기본정산금을 추가로 정산받으며, 수소발전입찰시장 계약발전기는 계약단가와 SMP에 대한 차액을 정산받는다라는 차이점이 있다.

예제

- (예제 7) 시운전 발전기의 거래일 가중평균 MP가 100원/kWh, 발전량이 500MWh일 때 거래일의 EBCO를 구하라.

- 정산조정계수는 적용받지 않는다고 가정

$$\blacktriangleright \text{EBCO} = \text{WMP} \times \text{MGO} = 100\text{원/kWh} \times 500\text{MWh} = 50,000,000\text{원}$$

- (예제 8) 다음 시운전 발전기가 초기입찰에 참여하지 못했으나, 급전지시에 따라 운전했을 때 EACO를 구하라.

MP (원/kWh)	MGO (MWh)	QPC (원/MWh ²)	LPC (원/MWh)	NLPC (원)	RCP (원/kWh)	RCF	TCF	PCF
100	500	10	100,000	3,000,000	10	1.0	1.5	1.1

$$\circ \text{EACO}_{i,t} = \text{CONACO}_{i,t} + \text{CPACO}_{i,t}$$

$$\begin{aligned} \circ \text{CONACO}_{i,t} &= \text{Max}(\text{MP}_{i,t} \times \text{MGO}_{i,t}, \text{QPC}_i \times \text{MGO}_{i,t}^2 + \text{LPC}_i \times \text{MGO}_{i,t} + \text{NLPC}_i) \\ &= \text{Max}(100\text{원/kWh} \times 500\text{MWh} \times 1000\text{kWh} / 1\text{MWh}, \\ &\quad 10\text{원/MWh}^2 \times (500\text{MWh})^2 + 100,000\text{원/MWh} \times 500\text{MWh} \\ &\quad + 3,000,000\text{원}) \\ &= 55,500,000\text{원} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \circ \text{CPACO}_{i,t} &= \text{MGO}_{i,t} \times \text{HCF}_{i,t} \\ &= 500\text{MWh} \times (10\text{원/kWh} \times 1.0 \times 1.5 \times 1.1) \times 1000\text{kWh} / 1\text{MWh} \\ &= 8,250,000\text{원} \end{aligned}$$

$$\blacktriangleright \text{EACO} = 55,500,000\text{원} + 8,250,000\text{원} = 63,750,000\text{원}$$

- (예제 9) 다음 구역전기 또는 준중양급전발전기가 13시 SMP가 200원/kWh, 긴급정산 상한가격이 160원/kWh, 발전량이 50MWh일 때 13시의 MEP를 구하라.

$$\begin{aligned} \blacktriangleright \text{MEP} &= \text{Min}(\text{SMP}, \text{EPC}) \times \text{MGO} \\ &= \text{Min}(200\text{원/kWh}, 160\text{원/kWh}) \times 50\text{MWh} \times 1000\text{kWh} / 1\text{MWh} \\ &= 8,000,000\text{원} \end{aligned}$$

2-2. 공급가능용량에 대한 정산

용량정산금은 발전설비가 실제로 전력을 생산하지 않더라도, 전력공급에 필요한 공급능력(capacity)을 확보하고 공급한 대가로 지급되는 금액이다.

전력량정산금이 전력 생산에 따른 변동비(variable cost)를 보상하는 정산금이라면, 용량정산금은 발전설비 건설 및 유지에 필요한 고정비(fixed cost)를 보전하기 위한 정산금이라고 할 수 있다.

전력은 생산과 소비가 동시에 이루어지는 특성이 있어, 수요가 급증하는 여름, 겨울철에도 공급이 부족하지 않도록 일정 수준의 설비가 항상 확보되어야 한다. 다만, 전력시장에서는 연료비 우선순위에 따라 발전계획을 수립하므로, 자기 변동비가 시장가격으로 결정되는 한계발전기는 전력량정산금을 통해 변동비만 회수하게 되며, 고정비는 회수할 수 없다. 결국, 전력량정산금만으로는 발전 사업자의 설비투자 및 유지비용을 충당할 수 없어 설비 투자에 대한 유인이 감소하여, 적정 공급능력을 확보하기 어려워진다.

따라서 발전기가 운전하지 않더라도 급전지시에 대기하며 입찰한 공급가능 용량에 대해선 용량정산금을 지급하여, 설비투자 유인과 전력계통 안정운영 기반을 제공한다.

이러한 용량정산금은 공급가능용량에 기준용량가격과 각종 가격계수를 곱하여 산정하며, 발전기가 전력공급능력으로 기여한 정도에 따라 차등화하여 지급된다.

2-2-1-가. 중앙급전 발전기(육지)

* 대상 : 수력, 양수, 구역전기, 비중양을 제외한 육지 중앙급전 발전기

정의

용량정산금(TPCP)

• 입찰한 공급가능용량에 대한 정산금

규칙

[별표 2] 1-2. 공급가능용량에 대한 정산

일반발전기의 용량정산금(CP)은 발전사업자가 입찰시 제시한 공급가능용량과 거래시간별 재선언공급가능용량 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다. 즉,

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

단, 원자력과 복합발전기는 아래와 같이 정산한다.

(원자력발전기) 급전지시 허용오차를 고려하여 계량값에 의해 정산

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}+5, RA_{i,t}+5, MGO_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

(복합발전기) 온도예보 갱신에 따른 공급가능용량 변경에 대해 재선언공급 가능용량을 반영하여 아래와 같이 정산

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(TA_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

$TA_{i,t}$: 일기예보 갱신에 따른 복합발전기 시간대별 재선언공급가능용량

$$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$$

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 비용평가위원회에서 결정

TCF_t : 시간대별 용량가격계수

PCF_i : 성과연동형 용량가격계수

$$FCA_{i,t} : \text{Max}(OFCA_{i,t}, MGO_{i,t})$$

$OFCA_{i,t}$: 거래시간의 각 발전기별 연료량(전기에너지로 환산량)

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

해설

- 용량정산금(TPCP)은 전력거래소의 급전지시에 응당한 대가로 지급하는 정산금으로 입찰한 공급가능용량에 따라 지급한다.

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

- TPCP는 초기 공급가능용량(A)과 변경 공급가능용량(RA) 중 작은 값을 기준으로 산정한다. 초기입찰 이후 공급가능용량을 낮추어서 변경입찰하는 경우는 최종 공급가능용량으로 정산되나, 높여서 변경입찰을 하면 실제 공급가능용량보다 낮은 용량으로 정산된다. 이는 발전사업자에게 공급가능용량을 정확하게 예측하라는 의미로 해석될 수 있다.
- 설비용량이 크고 출력의 탄력적 조정이 어려운 원자력발전기는 5MWh의 허용 오차를 부여하고, 복합발전기는 기온에 따라 공급가능용량이 바뀔 수 있으므로, 초기 공급가능용량(A) 대신 온도보정 입찰용량(TA)을 적용한다^(참고 1).

$$(\text{원자력}) TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t+5}, RA_{i,t+5}, MGO_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

$$(\text{복합}) TPCP_{i,t} = \text{Min}(TA_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

- 일반용량가격(HCF)은 기준용량가격(RCP), 용량가격계수(RCF), 시간대별용량가격계수(TCF), 성과연동형용량가격계수(PCF)의 곱으로 산정한다^(참고 2).
- 용량가격 보정계수(β)는 과거 기저발전기와 일반발전기의 기준용량가격을 조정하기 위하여 설정한 계수로, 현재는 0으로 적용되고 있다.

참고

- ① (TA) 복합발전기의 가스터빈은 외기온도가 낮아지면, 공기밀도가 높아져 발전할 수 있는 공급가능용량이 증가한다. 따라서 거래일 하루 전 초기입찰시 예측기온에 따른 공급가능용량과 당일 실제온도에 따른 공급가능용량은 달라질 수 있다. 따라서, 복합발전기의 TPCP는 A대신 TA를 RA와 비교하여 산정한다. 주의할 사항은, TA는 오로지 온도 변화에 따른 공급가능용량을 입찰해야 한다는 점이다. 예를 들어, 정비중이던 GT가 예상보다 조기 준공되어 공급가능용량이 변경되고, 거래일 전일 예측 기온보다 실제 기온이 상승한 경우,

구분	A	RA	TA
①	150	300	130
②	150	300	300

①과 같이 변경입찰을 하여야 한다. ②는 흔히 발생하는 TA 입찰 실수의 유형이다. 해당 발전기의 실제 공급가능용량은 조기 준공된 GT를 포함하여 300MW이므로 TA도 300으로 입찰을 하는 것이 맞다고 착각하는 경우가 많다. 하지만, TA는 초기 공급가능용량

대비 “온도변화”에 따른 공급가능용량을 의미하므로, 실제 공급가능용량과 다를 수 있다.

①과 ②는 CP에서 큰 차이를 보인다. 복합발전기의 TPCP는 RA와 TA 중 작은 값으로 정산되므로, ①로 바르게 변경입찰했을때는 130만㎤의 TPCP가 산정되나, ②처럼 변경 입찰을 잘못했을 경우에는 300만㎤의 TPCP가 산정되어 과다한 정산금이 지급될 수 있다.

《공급가능용량 입찰방법》

구분	A	RA	TA
입찰시점	거래일 하루 전 11:00	사유 발생시	사유 발생시
입찰방법	예측기온에 따른 실제 공급가능용량	기온변화, 설비변화 등 모든 사유를 반영한 “실제 공급가능용량”	“초기입찰” 대비 “기온변화”만을 반영한 공급가능용량

구분		설비변화	
		X	O
기온변화	X	변경입찰 안함 $A=RA=TA$	RA 변경 $A=TA \neq RA$
	O	RA, TA 변경 $A \neq RA=TA$	RA, TA 변경 $A \neq RA \neq TA$

[출처] 전력시장운영규칙 [별표 4] 입찰 운영 절차

- ② **(HCF)** 일반용량가격(HCF)은 기준용량가격(RCP)과 가격계수(RCF, TCF, PCF)의 곱으로 구성된다.

《일반용량가격(HCF) 구성요소 및 기능》

구 성	① 기준용량가격 (RCP) × ② 용량가격계수 (RCF) × ③ 시간대별 용량계수(TCF) × ④ 성과연동형 용량가격계수(PCF)
설 명	한계발전기의 고정비 보상 설비에비례 반영 및 지역신호 차등 수요에 따라 시간대별 가치 차등 발전이용률 및 계통기여 수준에 따라 차등

기준용량가격(RCP)은 신인천복합 가스터빈을 기준으로 산정하며, 진입 연도별 물가를 반영한다. 입찰한 공급가능용량에 대해 얼마를 지급할 것인지를 결정하는 시장 공통 기준단가로서, 아래와 같이 발전기의 진입연도에 따라 RCP가 결정된다. 비용평가위원회에서 매년 6월 말에 산정하여 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용한다.

○ 육지발전기

[단위 : 원/kW-h]

연도	'04이전	'05	'06	'07	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14
'24~'25	10.68	10.68	10.68	10.73	11.10	11.21	11.25	11.60	11.75	11.71	11.72
'25~'26	10.68	10.68	10.68	10.71	11.08	11.19	11.23	11.58	11.72	11.69	11.70

연도	'15	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	'24이후
'24~'25	11.67	11.56	11.68	11.98	12.15	12.13	12.73	13.68	13.87	13.71
'25~'26	11.65	11.54	11.66	11.95	12.13	12.11	12.70	13.65	13.84	13.68

○ 제주발전기 : 22.05원/kW-h

용량가격계수(RCF)는 공급용량계수(ICF)와 지역계수(LF)를 곱하여 산정한다. 여기서 ICF는 최대부하 전망치와 시장기준예비율을 근거로 산정한 적정공급용량을 실제 공급 용량으로 나눈 공급용량계수의 3개년 평균값으로 산정한다. 공급용량계수는 실제 공급 용량이 기준예비율을 초과하거나 하회하더라도 동일한 TPCP가 지급되도록 조정하기 위함임으로, 만약 실제 공급용량이 과다하여 ICF가 하락하더라도 전체적인 용량은 상승한 것이므로 총 지급 용량정산금은 동일하게 된다. 전력량정산금에서 발전기의 송전손실에 따라 시장가격(MP)에 차등을 둔 것과 같이, 용량정산금에서는 LF를 적용하여 정산금에 차등을 둔다. 지역계수는 정적손실계수를 기반으로 산정하여, 하위 1% 평균값이 상위 1% 평균값의 85%가 되도록 조정하고 있으며, RCF도 RCP와 마찬가지로 매년 6월 말에 산정하여 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용한다.

시간대별 용량가격계수(TCF)는 월별, 시간대별 피크발생 수준에 따라 용량정산금을 차등화 하기 위해 적용한다. 최근 3년간 전체 피크발생 시간 중 각 월별, 시간대별로 피크가 발생한 시간을 피크발생확률로 정의하여, 발생확률에 따라 TCF가 조정된다. 실제로 따뜻한 봄철에는 피크가 거의 발생하지 않아 동일한 입찰량임에도 용량정산금(TPCP)은 여름철, 겨울철에 비해 2~3배씩 차이가 발생한다. 이러한 이유에서, 발전사 입장에서는 봄철, 가을철에 예방정비를 수행하는 것이 유리하다. RCF, RCP와 달리 TCF는 12월 말에 산정하고 있으며, TCF 적용으로 인해 연간 용량정산금 지급 총액이 달라지지 않도록 최종적으로 보정한다.

마지막으로 성과연동형용량가격계수(PCF)는 발전기의 계통기여도 수준에 따라 용량정산금을 차등화하기위해 적용한다. 기준 발전기여도는 발전기의 이용률에 따라 계산되나, 대부분의 발전기는 10이 적용된다. 응동유연성 기여도는 기동정지 소요시간, 최대발전용량 대비 최소 발전용량 비율, G/F 및 AGC 참여율 등을 고려하여 같은 발전형식(기력, 복합, 수력/양수, 원전) 내 경쟁을 통해 산정된다. 기동기여도 또한 같은 발전형식 내에서 연도별 평균 기동

횡수 실적을 통해 산정하며, TCF와 마찬가지로 용량정산금 지급 총액이 변동되지 않도록 보정계수를 적용하며 매년 6월 말 산정, 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용한다. 참고로, 기존에 사용하던 연료전환성과계수(FSF)는 환경기여도 20%, 발전기여도 80%를 고려하던 계수였으나 온실가스 배출권 거래비용을 발전기 열량단가에 반영함에 따라 '22년 9월 성과연동형용량가격계수로 개정되었다.

$$\text{※} \quad \frac{\text{① 기준 발전기여도}}{\text{발전기여도}} \times \frac{\text{② 응동유연성기여도} + \text{③ 기동기여도}}{2} \times \text{④ 보정계수}$$

[출처] 비용평가세부운영규정

2-2-1-나. 중앙급전 발전기(제주)

* 대상 : 수력, 양수, 구역전기, 비중앙을 제외한 제주 중앙급전 발전기

정의

용량정산금(TPCP)

• 입찰한 공급가능용량에 대한 정산금

규칙

[별표 33] 3-나. 공급가능용량에 대한 정산

일반발전기의 시간대별 용량정산금($TPCP_{i,t}$), 급전지시에 의한 시간대별 추가 용량정산금($XCP_{i,t}$)은 아래 정산산식에 따른다.

시간대별 용량정산금($TPCP_{i,t}$)은 발전사업자가 입찰 시 제시한 공급가능용량과 거래시간별 재선언공급가능용량 등을 반영하여 정산한다. 단, 복합발전기의 경우 공급가능용량 대신 기온 반영 공급가능용량을 적용하여 정산한다.

(복합발전기가 아닌 발전기)

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$$

(복합발전기)

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(TA_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$$

전력거래소가 전력계통의 안정운전을 위하여 발전기의 공급가능용량 이상으로 급전지시를 하거나, 발전기의 정비 또는 시험일정을 변경하는 경우에는 전력거래소 지시에 의한 발전기의 추가 용량정산금($XCP_{i,t}$)을 아래 산식에 따라 지급한다. 단, 복합발전기의 경우 공급가능용량 대신 기온반영 공급가능용량을 적용하여 정산한다.

(복합발전기가 아닌 발전기)

$$XCP_{i,t} = [\{RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}\} - \text{Min}\{A_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}] \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

(복합발전기)

$$XCP_{i,t} = [\{RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}\} - \text{Min}\{RA_{i,t}, TA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}] \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

$TPCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 용량정산금

$XCP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 발전량에 대한 용량정산금

$A_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량

$RA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량

$TA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 기온반영 공급가능용량

$MGO_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량
 $HCF_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 일반용량가격
 $HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$
 RCP_i : 발전기(i)에 대한 제주지역 기준용량가격
 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
 $XEOGA_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t) 별 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여
 발전하도록 지시한 초과전력량(MWh)

해설

- 제주 지역 일반 발전기의 용량정산금(TPCP) 산식은 육지와 동일하다.
- 초과급전 용량정산금(XCP)은 육지에도 있는 정산 항목으로, 추후 부가정산금 해설에서 다를 예정이다.

예제

- (예제 10) 다음 중앙급전 복합발전기의 TPCP를 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

A	RA(FCA)	TA	MGO	RCP	RCF	TCF	PCF
500	500	500	450	10	1.0	1.5	1.1

$$\begin{aligned}
 \circ HCF_{i,t} &= RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i \\
 &= 10\text{원/kWh} \times 1 \times 1.5 \times 1.1 = 16.5\text{원/kWh}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \circ TPCP_{i,t} &= \min(TA_{i,t}, RA_{i,t}, \max(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times HCF_{i,t} \\
 &= \min(500\text{MWh}, 500\text{MWh}, \max(450\text{MWh}, 500\text{MWh})) \times 16.5\text{원/kWh} \\
 &= 8,250,000\text{원}
 \end{aligned}$$

$$\blacktriangleright TPCP = 8,250,000\text{원}$$

2-2-2. 급전가능재생에너지자원(제주)

정의

용량정산금(TPCP)

- 입찰한 공급가능용량에 대한 정산금

규칙

[별표 2] 1-2. 공급가능용량에 대한 정산

급전가능재생에너지자원에 대한 정산은 실효용량을 반영하여 아래와 같이 정산한다.

$$TPCP_{i,t} = EA_i \times RCP_i \times RCPF_i$$

$TPCP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 용량정산금

EA_i : 급전가능재생에너지자원(i)에 대한 실효용량

$$EA_i = \sum_{j,t} (MGC_{i,j} \times EFCR_j \times EA_FLAG_{i,j,t})$$

$EA_FLAG_{i,j,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 실효용량 합산 플래그로서, 일간 전력공급 실적이 있는 자원에 대해서만 실효용량을 합산한다.

$\sum_t |MGO_{i,j,t}| > 0$ 인 경우 1, 그 밖의 경우 0

$RCPF_i$: 급전가능재생에너지자원(i)의 성과연동형용량가격계수

$MGC_{i,j}$: 급전가능재생에너지자원(i)에 속한 보유자원(j)의 최대발전용량, 전기저장장치의 경우 최대방전용량으로 한다.

$EFCR_j$: 보유자원(j)에 해당하는 전원별 실효용량비율, 본 계수는 비용평가위원회에서 결정한다.

RCP_i : 급전가능재생에너지자원(i)에 대한 제주지역 기준용량가격

해설

- 용량정산금(TPCP)은 전력거래소의 급전지시에 응동한 대가로 지급하는 정산금으로 보유자원의 실효용량 합계에 대해 기준용량가격으로 정산한다.
- 일반적으로 태양광, 풍력과 같은 비중양급전발전기는 용량정산금을 받지 못하지만, 재생에너지 입찰제도에 참여함에 따라 급전가능재생에너지자원으로 시장에 참여하는 경우, 급전지시에 응동한 대가로 용량정산금을 받을 수 있게 된다.

2-2-3. 수력 발전기

* 대상 : 중앙급전 수력 발전기

정의

용량정산금(TPCP)

• 입찰한 공급가능용량에 대한 정산금

규칙

[별표 2] 1-2. 공급가능용량에 대한 정산

수력발전소 용량정산금($CP_{i,t}$)은 발전사업자가 입찰시 제시한 발전계획량과 거래시간별 재 선언한 발전계획량 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다. 즉,

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(EGW_{i,t}, REGW_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

여기서,

$$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$$

RCP_i : 비용평가위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 비용평가위원회에서 결정

TCF_t : 시간대별 용량가격계수

PCF_i : 성과연동형용량가격계수

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

해설

• 수력발전기의 용량정산금(CP)은 초기에 입찰한 발전계획량(EGW)과 최종적으로 입찰한 발전계획량(REGW) 중 작은 값에 일반용량가격(HCF)을 곱하여 정산한다. 수력발전기의 EGW는 일반발전기의 A와, REGW는 RA와 동일하다.

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(EGW_{i,t}, REGW_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

2-2-4. 양수 발전기

* 대상 : 중앙급전 양수 발전기

정의

용량정산금(TPCP)

• 입찰한 공급가능용량에 대한 정산금

규칙

[별표 2] 1-2. 공급가능용량에 대한 정산

양수 발전기의 용량정산금(TPCP)은 다음 식에 따라 거래일 단위로 정산한다.

$$TPCP_{i,t} = RA_{i,t} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times ECPF_{i,t}$$

$$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$$

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 비용평가위원회에서 결정

TCF_t : 시간대별 용량가격계수

PCF_i : 성과연동형용량가격계수

$ECPF_{i,t}$ = 용량가격 지급 여부 표시기로서 거래시간 1시부터 8시까지는 '0',
그 외의 시간은 '1'

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장제2절에 따른다.

해설

• 양수발전기의 용량정산금(CP)은 발전기의 공급가능용량(RA)을 기준으로, 일반용량 가격(HCF)과 용량가격 지급여부 표시기(ECPF)를 곱해서 산정한다.

$$TPCP_{i,t} = RA_{i,t} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times ECPF_{i,t}$$

• 용량가격 지급여부 표시기(ECPF)는 펌핑운전시간(01~08시) 외 발전지시 이행 가능 시간대(09~24시)에 대해 용량정산금을 지급하기 위해 적용한다. 펌핑하는 시간대에는 급전지시에 따라 발전할 수 없기에 용량정산금을 별도로 지급하지 않는다^(참고 1).

참고

① (ECPF) 용량가격 지급여부 표시기(ECPF)를 도입 이전에는 상부담 저수용량을 기준으로 발전가능 시간을 반영한 용량가격 지급률(ζ)을 적용하였다. 다만, 저수용량 기준으로 지급률을 산정(0.3 내외)함에 따라 일반발전기 대비 용량정산금 지급률에 제한이 있었고, 펌핑 운전시간을 제외한 전 시간대에 발전지시 이행이 가능한 점을 고려하여 '21년 9월 부터 ECPF로 개정되었다.

예 제

- (예제 11) 다음 수력발전기의 TCP를 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

EGW	REGW	RCP	RCF	TCF	PCF
510	500	10	1.0	1.5	1.1

- $TPCP_{i,t} = \text{Min}(EGW_{i,t}, REGW_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta)$
- $HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$ 이고, $\beta = 0$ 이므로,
- $TPCP_{i,t} = \text{Min}(510, 500) \times (10 \times 1 \times 1.5 \times 1.1 + 0) \times 1,000\text{kWh} / 1\text{MWh} = 8,250,000\text{원}$

- (예제 12) 다음 양수발전기의 TCP를 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

RA(MGC)	RCP	RCF	TCF	PCF
500	10	1.0	1.5	0.9

- $TPCP_{i,t} = RA_{i,t} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times ECPF \times 1000$
- $RA_{i,t} = \text{MGC}$, $HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$ 이고, $\beta = 0$ 이므로,
- * 양수발전기의 입찰량은 최대발전용량(MGC)이 반영된다.
- $TPCP_{i,t} = 500\text{MWh} \times (10 \times 1 \times 1.5 \times 0.9 + 0) \times 1 \times 1,000\text{kWh} / 1\text{MWh} = 6,750,000\text{원}$

2-2-5. 중앙급전 구역전기발전기

정의

용량정산금(TPCP)

- 구역수요를 20MW 이상 초과하여 입찰한 공급가능용량에 대한 정산금

규칙 ①

[별표 2] 1-2. 공급가능용량에 대한 정산

(중앙급전 구역전기 용량정산금)

중앙급전 구역전기발전기의 용량정산금은 구역수요 초과 공급가능용량 및 실제 공급가능용량이 20MW 이상인 경우에 한해, 구역수요 초과 공급가능용량, 거래시간별 재선언 공급가능용량 및 실제 공급가능용량 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다. 즉,

$$TPCP_{i,t} = \text{Min}(AL_{i,t}, RAL_{i,t}, AAL_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

$AL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량

$RAL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 변경 구역수요 초과 공급가능용량, 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 $AL_{i,t}$ 대체됨

$AAL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 실제 구역수요 초과 공급가능용량

$$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times PCF_i$$

$TPCP_{i,t}$: 시간대별 용량정산금

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

PCF_i : 성과연동형용량가격계수

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다.

(중앙급전 구역전기 용량정산금에서 차감할 위약금)

중앙급전 구역전기발전기의 구역수요 초과 공급가능용량이 실제 구역수요 초과 공급가능용량을 초과할 경우 중앙급전 구역전기발전기의 거래시간별 용량정산금에서 차감하여야 하는 위약금은 아래와 같이 산정한다. 즉,

$$TPCL_{i,t} = (RAL_{i,t} - AAL_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times APCF_{i,t}$$

$TPCL_{i,t}$: 실제 공급가능용량을 초과하여 입찰한 공급가능용량에 대한 거래시간별 위약금

$APCF_{i,t}$: 실제 공급가능용량 초과율에 따른 위약금 가중치로서 아래 표에 따라 산정. 단, 최초로 중앙급전 구역전기발전기로 등록된 시점부터 1년간은 $APCF_{i,t}$ 의 50%를 적용한다.

AERL _{i,t} [%]	10미만	10이상 15미만	15이상 20미만	20이상 25미만	25초과
APCF _{i,t}	0	0.5	1.0	1.5	2

$AERL_{i,t}$: 거래시간별 실제 공급가능용량을 초과하여 중앙급전 구역전기발전기가 입찰한 공급가능용량의 백분율로서 아래와 같이 산출

$$AERL_{i,t} = \frac{RAL_{i,t} - AAL_{i,t}}{AAL_{i,t}} \times 100$$

규칙 ②

[별표 2] I-15. 중앙급전 구역전기 정산관련 기준 산정

(구역수요 초과 공급가능용량)(예상)

중앙급전 구역전기발전기가 전력계통으로 공급가능한 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량은 입찰한 시간대별 발전가능용량을 송전단 기준으로 환산한 값에서 입찰한 공급구역 예상수요를 차감하여 산정한다. 즉,

$$AL_{i,t} = GCL_{i,t} \times (1 - MLFL_i) - EDL_{i,t}$$

$AL_{i,t}$: 구역전기사업자의 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량

GCL_i : 중앙급전 구역전기발전기 거래시간대별 입찰 발전가능용량(주변압기 2차측 기준)

$MLFL_i$: 중앙급전 구역전기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수로서 154kV 변압기손실을 설계치인 0.765%를 적용 (전압이 동일한 경우 0 적용)

$EDL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 거래시간대별 공급구역 예상수요

(구역수요 초과 공급가능용량)(실제)

거래일 이후 전력거래소는 중앙급전 구역전기발전기가 입찰한 공급가능용량과 실제 공급가능용량을 비교하여 초과입찰량에 대한 위약금을 산정한다.

중앙급전 구역전기발전기의 거래일 시간대별 실제 공급가능용량은 입찰한 시간대별 발전가능용량을 송전단 기준으로 환산한 값에서 구역수요 실적을 차감하여 산정한다. 즉,

$$AAL_{i,t} = \text{Max} \{ [GCL_{i,t} \times (1 - MLFL_i) - MDL_{i,t}], 0 \}$$

$$MDL_{i,t} = MSG_{i,t} \times (1 - MLFL_i) + MEL_{d,t} \times (1 + LLFL_d) - MGO_{i,t}$$

$AAL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 시간대별 실제 구역수요 초과 공급가능용량

GCL_i : 중앙급전 구역전기발전기 거래시간대별 입찰 발전가능용량(주변압기 2차측 기준)

$MLFL_i$: 중앙급전 구역전기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수로서 154kV 변압기손실을 설계치인 0.765%를 적용 (전압이 동일한 경우 0 적용)

$MDL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 거래시간별 공급구역 실적수요로서 구역전기발전기의 송전단 기준으로 환산한 자체발전 계량값과 해당 발전기를 보유한 구역전기사업자의 전력구매량의 합에서 전력량 계량값(계통으로 역송한 전력량)을 차감하여 산정

MSGL_{i,t} : 중앙급전 구역전기발전기의 자체발전 계량값(주변압기 2차측 기준)
 MEL_{d,t} : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값(수전전력)
 LLFL_d : 구역전기사업자의 실제 계량기의 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 손실계수
 MGO_{i,t} : 중앙급전 구역전기발전기 보유한 구역전기사업자의 계량 전력량(역송전력)

해설

- 중앙급전 구역전기발전기의 용량정산금은 구역수요 초과 잉여용량을 상시 예비력으로 활용하고, 구역전기사업의 공급안정성을 강화하기 위해 지급한다. 이때, 구역수요를 초과하는 공급가능용량이 20MW 이상인 경우에 한해 용량정산금(TPCP)을 지급한다. 가령, 구역수요가 10MW, 공급가능용량이 35MW인 경우 초과분인 25MW에 대해 기준용량가격(RCP)을 곱하여 산정한다. 반면, 구역수요가 10MW, 공급가능용량이 25MW인 경우 초과분이 15MW이므로(20MW 이하) 용량정산금을 지급하지 않는다. 이는, 일반적인 중앙급전 발전기가 20MW 이상인 경우 중앙급전으로 등록되어 용량정산금을 지급받는 것처럼^(참고 1), 중앙급전 구역전기발전기도 구역수요를 제외하고 20MW 이상인 경우에 대해서만 정산금을 지급하기 위함이다.
- 구역전기사업자가 공급가능용량을 정확하게 산정하게 하기 위해, 입찰한 공급가능용량(RAL)이 실제 공급가능용량(AAL)을 일정 수준 이상 초과하게 되는 경우 지급받을 용량정산금에 위약금을 차감하는 페널티를 적용하고 있다.

$$TPCL_{i,t} = (RAL_{i,t} - AAL_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times APCF_{i,t} \times 1,000$$

- 즉, 중앙급전 구역전기사업자는 위약금을 차감한 용량정산금(TPCP - TPCL)을 정산받게 된다.
- 발전사가 입찰한 구역수요 초과 공급가능용량(AL)은 시간대별 발전가능용량을 공급구역 예상수요를 차감하여 산정하며, 실제 초과 공급가능용량(AAL)은 공급구역 실제 수요실적을 차감하여 산정한다.

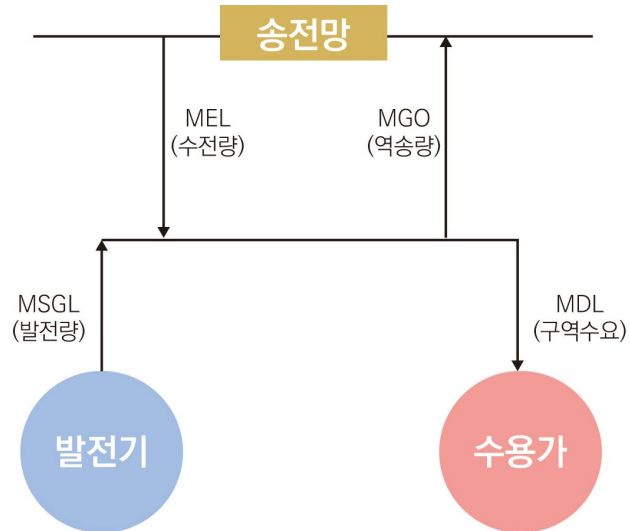
$$AL_{i,t} = GCL_{i,t} \times (1 - MLFL_i) - EDL_{i,t}$$

$$AAL_{i,t} = \text{Max} \{ [GCL_{i,t} \times (1 - MLFL_i) - MDL_{i,t}], 0 \}$$

참고

- ① (중앙급전 기준) 발전기 1기의 설비용량이 20MW를 초과하는 경우 중앙급전발전기로 등록하되, 급전지시에 응동하지 못하거나 비용요소를 평가하지 못하는 발전기, 자가용발전기 및 산업단지 구역전기 발전기는 비중앙급전발전기로 등록된다.

[출처] 전력시장운영규칙 제1.2.4조(발전기의 등록기준)



*** 각종 손실률은 0으로 가정**

- $AL = GCL - EDL \rightarrow$ **예상구역수요를 초과하는 공급가능용량**
 - GCL $\rightarrow$ 구역전기사업자가 입찰한발전기의 공급가능용량
 - EDL $\rightarrow$ 구역전기사업자가 입찰한 예상 구역수요
- $AAL = GCL - MDL \rightarrow$ **실제구역수요를 초과한 공급가능용량**
 - MDL = MSGL + MEL - MGO $\rightarrow$ 발전량, 수전량, 역송량을 고려한 실제 구역수요

2-2-6. 중앙급전전기저장장치

정의

용량정산금(TPCP)

- 입찰한 공급가능용량에 대한 정산금

규칙

[별표 2] 1-2. 공급가능용량에 대한 정산

중앙급전전기저장장치의 용량정산금($TPCP_{i,t}$)은 아래와 같이 정산한다.

$$TPCP_{i,t} = RA_{i,t} \times EFCR_i \times (EHCF_{i,t} + \beta)$$

여기서,

$EFCR_i$: 비용평가위원회에서 결정한 실효용량비율

$$EHCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times PCF_i$$

$EHCF_{i,t}$: 전기저장장치의 거래시간별 용량가격

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

PCF_i : 성과연동형용량가격계수

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장제2절에 따른다.

해설

- 전기저장장치는 방전지속가능시간에 따라 실효용량 비율을 적용하여 용량정산금을 산정한다. 실효용량 비율은 비용평가위원회에서 산정하나, '25년 11월 현재 용량정산금을 받고 있는 중앙급전전기저장장치는 없다.

참고

- ① (중앙계약전기저장장치) 중앙계약시장을 통해 낙찰된 ESS는 중앙급전전기저장장치로 분류되나 본 장의 용량정산금 정산 산식을 적용받지 않으며, 낙찰된 계약가격을 통해 별도의 계약용량정산금을 지급받는다.

예 제

- (예제 13) 다음 중앙급전 구역전기발전기의 용량정산금을 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

AL	RAL	AAL	RCP	RCF	TCF	PCF
50	120	100	10	1.0	1.5	1.1

$$\begin{aligned}
 \circ \text{TCP}_{i,t} &= \text{Min}(\text{AL}_{i,t}, \text{RAL}_{i,t}, \text{AAL}_{i,t}) \times (\text{HCF}_{i,t} + \beta) \\
 &= \text{Min}(50, 120, 100) \times (10 \times 1.0 \times 1.5 \times 1.1 + 0) \times \\
 &\quad 1,000\text{kWh} / 1\text{MWh} = 825,000\text{원}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \circ \text{TPCL} &= (\text{RAL}_{i,t} - \text{AAL}_{i,t}) \times (\text{HCF}_{i,t} + \beta) \times \text{APCF}_{i,t} \\
 &= (120 - 100) \times (10 \times 1.0 \times 1.5 \times 1.1 + 0) \times 1.5 \times \\
 &\quad 1,000\text{kWh} / 1\text{MWh} = 495,000\text{원}
 \end{aligned}$$

$$\blacktriangleright \text{TCP}(\text{위약금 적용후}) = 825,000\text{원} - 495,000\text{원} = 330,000\text{원}$$

- (예제 14) 다음 중앙급전전기저장장치의 TCP를 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

RA	EFCR	RCP	RCF	PCF	β
50	0.5	10	1.0	1.1	0

$$\begin{aligned}
 \circ \text{TCP}_{i,t} &= \text{RA}_{i,t} \times \text{EFCR}_i \times (\text{EHCF}_{i,t} + \beta) \times 1,000 \\
 &= 50\text{MWh} \times 0.5 \times (10 \times 1.0 \times 1.1 + 0) \times 1,000\text{kWh} / 1\text{MWh} \\
 &= 275,000\text{원}
 \end{aligned}$$

$$\blacktriangleright \text{TCP} = 275,000\text{원}$$

2-2-7. 기타 발전기(용량가격 정산 제외)

* 대상 : 비중앙급전 및 시운전발전기, 주파수조정만 제공하는 중앙급전 ESS

정의

용량정산금(TPCP)

• 입찰한 공급가능용량에 대한 정산금

규칙 ①

[별표 2] 1-2. 공급가능용량에 대한 정산

주파수조정 서비스만 제공하는 중앙급전전기저장장치, 중앙급전발전기에 해당하지 않은 발전기와 상업운전 개시 이전의 발전기는 용량정산금을 지급하지 않는다.

규칙 ②

[보칙] 3조. 시운전 전력

- ⑧ 전력거래소는 전력계통의 안정운동을 위하여 필요하다고 판단할 경우, 계통위원회에서 기술적 특성자료에 대한 의결을 거치고 비용평가위원회에서 발전기 운전비용에 대한 의결을 거친 시운전발전기를 보유한 발전회원에게 시운전계획에 관계없는 발전출력지시를 할 수 있다.
- ⑨ 제8항에 따른 지시를 하기 위하여 전력거래소는 3일전까지 해당 발전회원에게 이와 관련된 계획을 통지하여야 하며, 해당 사유가 해소되면 즉시 이를 통지하여 시운전을 계속토록 하여야 한다.
- ⑩ 제9항의 통지가 있을 경우, 발전회원은 급전지시가 예정된 거래일에 대해 초기입찰에 참가하여야 한다. 이 경우 하루전발전계획담당자는 해당발전기의 입찰을 하루전발전 계획에 반영하여야 한다. 단, 9항의 통지시점이 해당거래일의 초기입찰 마감시간 이후인 경우에는 입찰에 참여하지 않을 수 있다.
- ⑪ 제8항의 지시가 있는 경우, 해당 발전기에 대한 정산은 중앙급전발전기에 대한 별표 2의 규정에 따라 정산한다. 단, 제10항의 단서조항에 따라 입찰에 참여하지 못하더라도 전력거래소의 급전지시로 발전하였을 경우에는 별표 2의 7. 다호에 의해 정산한다.

해설

- 주파수조정 서비스만 제공하는 중앙급전 전기저장장치, 비중앙급전발전기와 시운전 발전기는 용량정산금을 지급하지 않는다.
- 단, 전력계통의 안정적 운영을 위해 비용평가 의결이 완료된 시운전 발전기에 급전 지시를 한 경우엔 용량정산금이 지급될 수 있다^(참고 1).

참고

- ① **(시운전발전기의 정산금)** 일반적으로 시운전 발전기는 발전전력량(MGO)에 대해 시장가격(MP)으로 정산할 뿐, 기타 사항은 정산하지 않는다. 다만, 비용평가 의결이 완료된 발전기에 한해서, ✓전력거래소가 급전지시 3일 전까지 운영계획을 통보하고, ✓발전사가 예정된 거래일에 대해 정상적으로 입찰한 경우 상업운전을 개시한 발전기와 동일하게 발전전력량 이외의 정산금까지 지급받을 수 있다.

2-3. 부가정산금에 대한 정산

전력거래소는 전력수요 및 제약을 반영하여 하루전발전계획을 수립하나, 실제 운영단계에서는 거래 당일의 다양한 변수로 인해 계획과 다르게 운전하는 경우가 발생한다. 부가정산금은 이러한 발전계획과 실제 계통운영 간 차이, 또는 특정 제도적 목적에 따라 추가적으로 발생하는 비용 및 보상 요소를 보완하기 위한 보정적 성격의 정산금이다.

부가정산금에는 대표적으로 변동비보전정산금, 기대이익정산금, 기동비용정산금, 보조서비스정산금 등이 있으며, 각 항목은 발전기의 운영특성 및 제약상황을 반영하여 산정된다.

추후 전력 구매에 대한 정산에서 설명하겠으나, 전력시장에선 직접구매자와 직접PPA 공급사업자가 부담할 부가정산금이 일부 상이하다. 다만, 직접PPA는 전력시장 장외거래에 해당되므로 본 해설서에서는 전력시장 내 거래에 적용하는 직접구매자에 대한 부가정산금 산정 기준을 준용하여 정산 항목을 분류하겠다.

2-3-1-가. 변동비보전정산금(육지)

* 대상 : 수력, 양수, 구역전기, 비중양을 제외한 육지 중앙급전 발전기

정의

변동비보전정산금(MWP)

• 전력량정산금으로 변동비를 보전하지 못하였을 때 지급하는 정산금

규칙

[별표 2] I-1. 전력량 등에 대한 정산

변동비보전정산금은 다음과 같으며, CC모드로 입찰한 복합발전기가 급전지시에 의해 GT 모드로 운전한 경우에는 해당 발전기의 변동비는 GT모드의 변동비를 적용한다.

$$MWP_i = \sum_t (SMWP_{i,t} + HMWP_{i,t})$$

[SMWP] 전력거래소가 발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 급전한 발전량에 대하여 전력량정산금으로 변동비를 회수할 수 없는 경우 전력량정산금과 변동비 차액만큼 정산한다.

$$MGO_{i,t} - MEGW_{i,t} \leq \varepsilon \text{ 이면, } SMWP_{i,t} = 0$$

그렇지 않으면,

$$SMWP_{i,t} = \text{Max}(SCMWG_{i,t} - MPMWG_{i,t}, 0)$$

단, 제약사유 1번에 따라 발전기가 열제약운전중 급전지시에 의해 열제약운전요구량을 초과하여 운전한 경우,

$$SMWP_{i,t} = \text{Max}(SCMWG_{i,t} \times EAF_i - MPMWG_{i,t}, 0)$$

$$SCMWG_{i,t} = QPC_i \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)^2 - \text{Min}(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})^2 \} + LPC_i \times \{ \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) - \text{Min}(RA_{i,t}, MEGW_{i,t}) \} + NLPC_i \times MWGF_{i,t}$$

(발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비)

$$MPMWG_{i,t} = \{ MP_{i,t} \times (\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) - \text{Min}(RA_{i,t}, MEGW_{i,t})) \}$$

(발전사업자가 입찰한 최소발전량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금)

$MWGF_{i,t}$: 급전지시 표시기로, $MGO_{i,t} > 0$, $MEGW_{i,t} = 0$ 이면 $MWGF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0. 다만, $MWGF_{i,t} = 1$ 인 경우라 하더라도 계통연결 거래시간이 지시 받은 거래시간보다 빠르거나 계통분리 거래시간이 지시받은 거래시간보다 느린 경우 $MWGF_{i,t} = 0$ 으로 조정한다.

EAF_i : 전기단독모드(모드-III) 변동비를 열병합모드(모드-I) 변동비로 변환하는 효율보정 계수

허용오차(ε) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 ($RA_{i,t} \times 0.01$), 기타발전기는 ($RA_{i,t} \times 0.005$)를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5MW, 최대허용오차는 5MW를 적용한다.

[HMWP] 열제약운전계획량에 대한 변동비보전정산금으로, 전력량정산금과 변동비의 차액은 열전비를 고려하여 계산하되, 열전비를 고려하여 계산한 무부하비를 초과할 수 없다.

$MEGW_{i,t} = 0$ 이면, $HMWP_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

$HMWP_{i,t} = \text{Min}\{\text{Max}(HSCMWG_{i,t} - HMPMWG_{i,t}, 0), NLPC_i \times 1 / (1+HR_i) \times MGO_{i,t} / RA_{i,t}\}$

$HSCMWG_{i,t} = QPC_i \times \{\text{Min}(MEGW_{i,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t})\}^2 + LPC_i \times \{\text{Min}(MEGW_{i,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t})\} + NLPC_i \times 1 / (1+HR_i) \times MGO_{i,t} / RA_{i,t}$

(열공급사업자가 입찰한 최소발전량 내에서 실제 발전한 전력량에 대한 변동비)

$HMPMWG_{i,t} = \{MP_{i,t} \times \text{Min}(MEGW_{i,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t})\}$

(열공급사업자가 입찰한 최소발전량 내에서 실제 발전한 전력량에 대한 시장가격 정산금)

HR_i : 열공급 발전기의 열과 전기 생산비율(열전비)

$FLAG_{i,t}$: 계통제약 발전 여부표시기로써 $MEGW_{i,t} + \varepsilon \geq MGO_{i,t}$ 이면, $FLAG_{i,t}=1$ 이고 그렇지 않으면, $FLAG_{i,t}=0$

$RA_{i,t}$: 마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율을 고려하여 변경입찰한 변경 공급가능용량(MWh). 다만 변경 입찰이 없는 경우에는 $A_{i,t}$ 대체됨

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

SMP_t : 거래시간 계통한계가격

해설

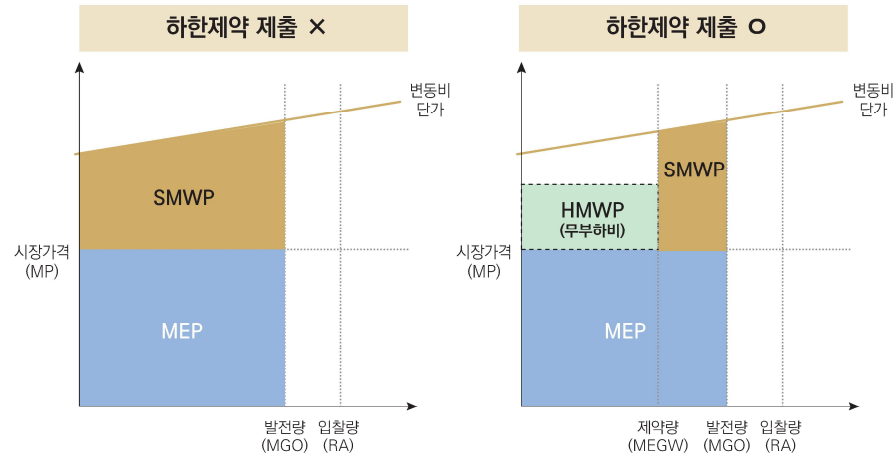
- 변동비보전정산금(SMWP)은 발전사업자가 입찰한 최소발전량(MEGW)을 허용오차 이상으로 발전했을 때 지급한다. 발전량(MGO)과 MEGW 차이가 허용오차 이내 수준이라면, 이는 실제로 급전지시에 따라 MEGW를 초과하여 운전한 것이라고 보기 어렵기 때문이다. 만약 급전지시에 따라 운전한 상황이라 하더라도, 최소한의 허용오차 수준은 초과할 수 있도록 빠르게 출력을 증발할 유인을 제공하기 위해 SMWP에 허용오차를 적용한다.

$MGO_{i,t} - MEGW_{i,t} \leq \varepsilon$ 이면, $SMWP_{i,t} = 0$

- SMWP는 급전지시에 따라 운전했음에도 불구하고, 발전기의 변동비가 시장가격보다 높아 발생하는 손실을 보전하기 위해 지급한다. 따라서, SMWP를 산정하기 위해 초과 발전량에 대한 변동비(SCMWG)와 시장가격(MPMWG)을 계산하여 차액을 보전한다.

$$\begin{aligned}
 & \cdot \text{SMWP}_{i,t} = \text{Max} (\text{SCMWG}_{i,t} - \text{MPMWG}_{i,t}, 0) \\
 & \cdot \text{SCMWG}_{i,t} = \text{QPC}_i \times \{ \text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon)^2 - \text{Min}(\text{RA}_{i,t}, \text{MEGW}_{i,t})^2 \} \\
 & \quad + \text{LPC}_i \times \{ \text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon) - \text{Min}(\text{RA}_{i,t}, \text{MEGW}_{i,t}) \} \\
 & \quad + \text{NLPC}_i \times \text{MWGF}_{i,t} \\
 & \cdot \text{MPMWG}_{i,t} = \{ \text{MP}_{i,t} \times (\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon) - \text{Min}(\text{RA}_{i,t}, \text{MEGW}_{i,t})) \}
 \end{aligned}$$

- 열제약 변동비보전정산금(HMWP)은 열제약운전계획량에 대한 변동비보전정산금으로, 발전사업자가 입찰한 최소발전량(MEGW)이 0이면 미지급한다. SMWP와 달리 발전사 자체 사유로 운전하였음에도 무부하비^(참고 1)를 일부 보상하고 있음을 알 수 있는데, 이는 열과 전기를 동시에 생산하는 열공급발전기의 경우 운전 시 발생하는 무부하비에 대해 전기 생산비율만큼 보상하여, 수요지 인근에 위치한 분산형 전원으로서 열공급발전기 활성화를 위해 개정되었다. 2016년 5월 시장운영규칙에서 GSCON^(참고 2) 산정 시 열전비와 발전량에 따라 무부하비가 일부 지급되도록 개정된 이후, 2022년 9월 실계통 기반 하루전시장의 HMWP에도 유사하게 반영되었다.



- 변동비보전정산금은 차익이 아닌 손실에 대한 정산금이므로, MEP와 달리 정산조정 계수를 통한 정산금 조정은 하지 않는다.
- MWGF는 변동비 산정 시 무부하비 포함여부를 결정하는 FLAG로 급전지시 표시기를 의미한다. 자기제약을 입찰한 발전기(MEGW>0)는 급전지시와 무관하게 자체사유로 발전할 예정(출력>0)이었으며, 출력이 0인 상태에서 소요되는 무부하비를 보상받을 수 없다^(참고 3).

- 열전비(HR, Heat Ratio)는 열공급발전기의 전기생산용량 대비 열생산용량 비율로써, 소내소비를 제외한 유효 생산용량을 의미한다. 따라서, 전기생산용량 비율이 높을수록 열전비는 작아지고, HMWP에서 무부하비 지급 비율은 더 커지게 된다.

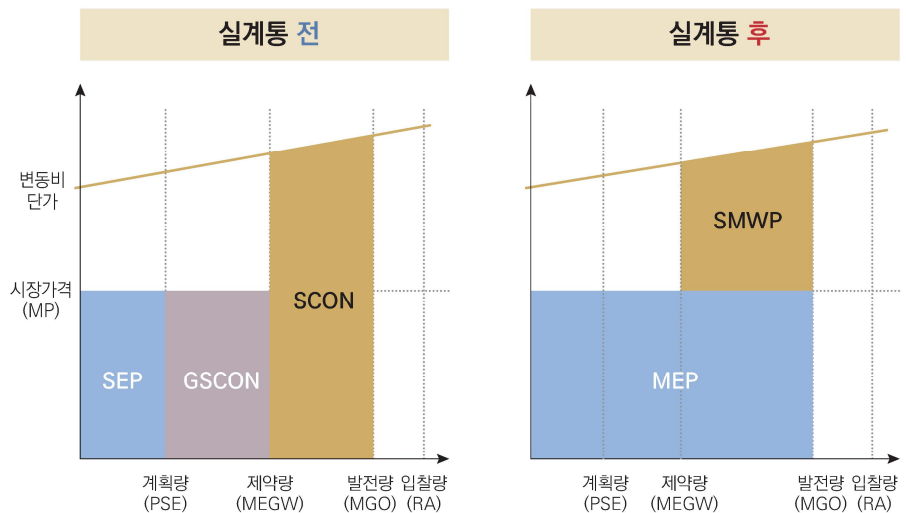
$$\text{열전비(HR)} = \frac{\text{열생산용량(Gcal/h)}}{\text{전기생산용량(Gcal/h)}}$$

- 효율보정계수(EAF)는 열병합 모드 기준 변동비 산정을 위해, 전기단독 모드 기준 변동비에 추가로 반영되는 모드 간 효율차이를 의미한다. 열제약입찰을 통해 열제약운전 중 급전 지시에 따라 MEGW를 초과하여 운전한 경우에 적용된다.

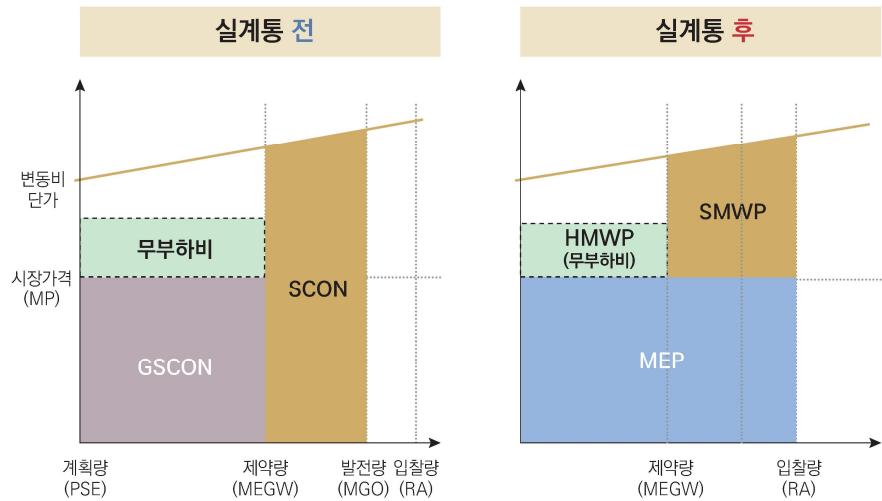
참 고

- ① **(무부하비)** 발전기가 기동되어 계통에 병입되었으나, 외부로 전력을 공급하지 않고 소내 전력만을 공급하는 상태에서 시간당 소요비용을 의미한다. 다만, 발전기가 무부하 상태에서 안정적으로 운전되기는 어렵기에 실제 무부하비의 측정은 어렵다. 따라서, 발전기 비용시험 결과에 따른 비용특선곡선(2차식)에서 Y절편을 무부하비로 고려한다.
- ② **(GSCON)** 2022년 9월, 실계통기반 하루전시장으로 개편됨에 따라 일반 발전기의 제약 정산금(CON)은 삭제되고, 유사한 성격의 변동비보전정산금(MWP)이 추가되었다. 실계통 전에는 발전계획량(PSE)을 기준으로 전력량정산금(SEP)과 제약정산금(CON)이 구분되었으나, 개편을 통해 발전계획량(DAOS)과 무관하게 전력량정산금(MEP)을 지급하며, 변동비 보전 성격의 MWP가 추가된 것이다. MWP에 HMWP가 있는 것처럼, CON에는 발전사업자 사유로 제약입찰한 경우 지급하는 GSCON 정산금이 있었으며, 최대 무부하비 수준까지 보상한다는 공통점이 있었다.

CON 및 MWP(열제약 無)

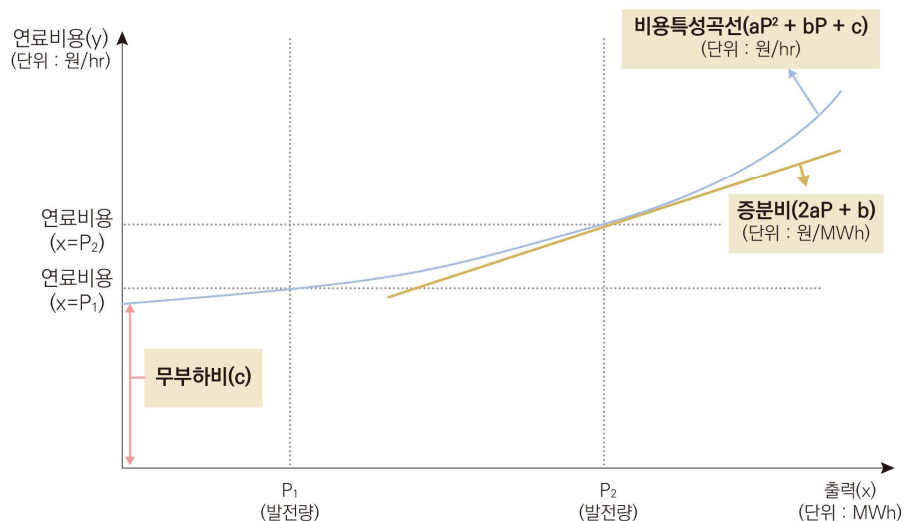


CON 및 MWP(열제약 有)



- ③ **(MWGF)** 자기제약 입찰이 없었던 발전기(MEGW=0)가 급전지시에 따라 P만큼 발전한 경우, 초과발전량에 대한 연료비용은 비용특성곡선(2차식)에 따라 $aP^2 + bP + c$ 로 평가된다. 즉, 연료비용에는 무부하비(c)가 포함된다. 반면, 자기제약을 Q만큼 입찰한 발전기가 거래일에 P만큼 발전한 경우, 해당 발전기의 초과발전량에 대한 연료비용은 $(aP^2 + bP + c) - (aQ^2 + bQ + c) = a(P^2 - Q^2) + b(P - Q)$ 로 무부하비 분에 대해선 보전받지 못한다. 따라서, 자기제약 입찰에 따른 무부하비 지급을 구분하기 위해 MWGF라는 플래그를 적용하여 초과발전량에 대한 비용을 평가하여 보전한다.

발전비용과 가격의 구분



예 제

• (예제 15) 다음 육지 중앙급전 복합발전기의 MWP를 계산하라

- 해당 발전기는 열제약 하한입찰하였다.

(단위 : 가격은 원/kWh, 나머지는 MWh 기준)

A	RA	MEGW	MGO	MP	QPC	LPC	NLPC	ε	HR
500	500	300	350	100	10	100,000	3,000,000	5	1.1

$$\begin{aligned}
 \circ \text{HSCMWG}_{i,t} &= \text{QPC}_i \times \{\text{Min}(\text{MEGW}_{i,t} + \varepsilon \times \text{FLAG}_{i,t}, \text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\}^2 + \text{LPC}_i \\
 &\quad \times \{\text{Min}(\text{MEGW}_{i,t} + \varepsilon \times \text{FLAG}_{i,t}, \text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\} + \text{NLPC}_i \times \\
 &\quad 1/(1+\text{HR}_i) \times \text{MGO}_{i,t}/\text{RA}_{i,t} \\
 &= 10 \times \{\text{Min}(300 + 5 \times 0, 350, 500)\}^2 + 100,000 \times \{\text{Min}(300 \\
 &\quad + 5 \times 0, 350, 500)\} + 3,000,000 \times 1/(1+1.1) \times 350 / 500 \\
 &= 31,900,000\text{원}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \circ \text{HMPMWG}_{i,t} &= \{\text{MP}_{i,t} \times \text{Min}(\text{MEGW}_{i,t} + \varepsilon \times \text{FLAG}_{i,t}, \text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\} \\
 &= \{100 \times \text{Min}(300 + 5 \times 0, 350, 500)\} \times 1000\text{kWh} / 1\text{MWh} \\
 &= 30,000,000\text{원}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \circ \text{HMWP}_{i,t} &= \text{Min}\{\text{Max}(\text{HSCMWG}_{i,t} - \text{HMPMWG}_{i,t}, 0), \text{NLPC}_i \times 1 / (1+\text{HR}_i) \times \\
 &\quad \text{MGO}_{i,t} / \text{RA}_{i,t}\} \\
 &= \text{Min}\{\text{Max}(31,900,000 - 30,000,000, 0), 3,000,000 \times 1 / (1+1.1) \\
 &\quad \times 350 / 500\} = \mathbf{1,000,000\text{원}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \circ \text{SCMWG}_{i,t} &= \text{QPC}_i \times \{\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon)^2 - \text{Min}(\text{RA}_{i,t}, \text{MEGW}_{i,t})^2\} + \text{LPC}_i \times \\
 &\quad \{\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon) - \text{Min}(\text{RA}_{i,t}, \text{MEGW}_{i,t})\} + \text{NLPC}_i \times \text{MWGF}_{i,t} \\
 &= 10 \times \{\text{Min}(350, 500+5)^2 - \text{Min}(500, 300)^2\} + 100,000 \times \\
 &\quad \{\text{Min}(350, 500+5) - \text{Min}(500, 300)\} + 3,000,000 \times 0 = \\
 &= 5,325,000\text{원}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \circ \text{MPMWG}_{i,t} &= \{\text{MP}_{i,t} \times (\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon) - \text{Min}(\text{RA}_{i,t}, \text{MEGW}_{i,t}))\} \\
 &= \{100 \times (\text{Min}(350, 500+5) - \text{Min}(500, 300))\} \times 1000\text{kWh} / 1\text{MWh} \\
 &= 5,000,000\text{원}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \circ \text{SMWP}_{i,t} &= \text{Max}(\text{SCMWG}_{i,t} - \text{MPMWG}_{i,t}, 0) \\
 &= \text{Max}(5325000 - 5100000, 0) = \mathbf{325,000\text{원}}
 \end{aligned}$$

$$\blacktriangleright \text{MWP} = \text{HMWP} + \text{SMWP} = 1,325,000\text{원}$$

2-3-1-나. 변동비보전정산금(제주)

* 대상 : 수력, 양수, 구역전기, 비중양을 제외한 제주 중앙급전 발전기

정의

변동비보전정산금(MWP)

• 전력량정산금으로 변동비를 보전하지 못하였을 때 지급하는 정산금

규칙

[별표 2] 1-1. 전력량 등에 대한 정산

변동비보전정산금은 전력거래소의 급전지시에 따라 발전사업자가 최소발전제약량을 초과하여 공급가능용량 이내로 발전한 전력량에 대하여 에너지정산금 및 예비력정산금으로 변동비를 회수할 수 없는 경우 변동비에서 에너지정산금 및 예비력정산금을 차감한 금액으로 정산한다. 단, 급전지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 경우에 대해서는 최소발전제약량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비 차액을 정산한다. 단, 주 연료로 LNG를 사용하는 발전기가 LNG 공급의 부족으로 대체연료를 사용할 경우에는 대체연료사용에 따른 열량단가 상승 및 효율감소를 반영한 변동비를 적용한다.

$$MWP_{i,t} = \text{Max}(SCMWG_{i,t} \times \gamma_i - MPMWG_{i,t} - RTRCP_{i,t}, 0) \times SCMWG_FLAG_{i,t}$$

$$\begin{aligned} SCMWG_{i,t} = & \text{Max}[\{X_QPC_{i,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \\ & \times XSOF_{i,t}\}^2 - Y_QPC_{i,t} \times \text{Min}\{RA_{i,t}, \text{Max}_n(MEGW_{n,i,t})\}\}^2 \\ & + \{X_LPC_{i,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times \\ & XSOF_{i,t}\} - Y_LPC_{i,t} \times \text{Min}\{RA_{i,t}, \text{Max}_n(MEGW_{n,i,t})\}\} \\ & + (X_NLPC_{i,t} \times X_FLAG_{i,t} - Y_NLPC_{i,t} \times Y_FLAG_{i,t}) \\ & + (ESUC_{i,t} \times SUCR_FLAG_{i,t}), 0] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} MPMWG_{i,t} = & \{\text{Min}(RA_{i,t}, DA_SE_{i,t}) - \text{Min}(\text{Max}_n(MEGW_{n,i,t}), RA_{i,t}, DA_SE_{i,t})\} \times \\ & DA_MP_{i,t} + \sum_q [\{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \\ & \times XSOF_{i,t} - \text{Max}(\text{Max}_n(MEGW_{n,i,t}), \text{Min}(RA_{i,t}, DA_SE_{i,t}))\} \times \\ & TPR_E_{i,t,q} \times RT_MP_{i,t,q}] \end{aligned}$$

$$RTRCP_{i,t} = RT_FCRCP_{i,t} + RT_PCRCP_{i,t} + RT_TRCP_{i,t}$$

$MWP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금

$SCMWG_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 변동비

MPMWG_{i,t} : 발전기(i)의 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 에너지정산금

RT_RCP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간예비력 정산금

SCMWG_FLAG_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금 지급 플래그

$\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} + \varepsilon_{i,t} > \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 일 경우
 SCMWG_FLAG_{i,t} = 1, 그 외의 경우 SCMWG_FLAG_{i,t} = 0

MGO_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량

MGO_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량

DA_SE_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량

RA_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량

$\varepsilon_{i,t}$: 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의
 거래시간(t)별허용오차로 아래 기준을 따름.

주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 $\pm(\text{RA}_{i,t} \times 0.01)$,
 기타발전기의 경우 $\pm(\text{RA}_{i,t} \times 0.005)$

단, 최소허용오차는 $\pm 0.5\text{MWh}$, 최대허용오차는 $\pm 5\text{MWh}$ 를 적용한다.

XSOF_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부.

초과 급전지시를 한 경우 XSOF_{i,t} = 1, 그렇지 않은 경우 XSOF_{i,t} = 0

MEGW_{n,i,t} : 발전기(i)가 변경입찰 회차(n)에 제출한 거래시간(t)에 대한 발전사업자
 하한계약량

Max_n(MEGW_{n,i,t}) : 발전기(i)가 변경입찰한 회차(n)에 제출한 거래시간(t)에 대한 발전사업자
 하한계약량 중 최댓값

단, 전력거래소의 급전지시로 계약을 변경한 경우에는 자기계약량은
 최종 제출한 하한계약량을 사용한다.

TPR_E_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환계수

단, MGO_{i,t} = 0 인 경우 TPR_E_{i,t,q} = 0.25

그 외의 경우 TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}

QPC_i : 발전기(i)별 2차증분가격계수

LPC_i : 발전기(i)별 1차증분가격계수

NLPC_i : 발전기(i)별 가격상수

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} : $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} > 0$ 일 경우
 X_FLAG_{i,t} = 1, 그렇지 않을 경우 X_FLAG_{i,t} = 0,

위 조건과 관계없이 조기병입 및 병해지연의 경우 0

X_QPC_{i,t} : $\text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t}$ 에 대한
 2차증분가격계수

$X_LPC_{i,t} : \text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t}$ 에 대한
1차증분가격계수

$X_NLPC_{i,t} : \text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t}$ 에 대한
가격상수

$X_QPC_{i,t}$, $X_LPC_{i,t}$, $X_NLPC_{i,t}$ 는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다.

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	급전지시에 따라 GT모드로 운전한 경우	그 밖의 경우	
$X_QPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 QPC_i	$X_NGT_{i,t}:1$ 조합의 QPC_i	QPC_i
$X_LPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 LPC_i	$X_NGT_{i,t}:1$ 조합의 LPC_i	LPC_i
$X_NLPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $NLPC_i$	$X_NGT_{i,t}:1$ 조합의 $NLPC_i$	$NLPC_i$

$X_NGT_{i,t} : \text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t}$ 에 해당하는
요소에 대한 다조합복합발전기의 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

$X_NST_{i,t} : \text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + \text{MGO}_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t}$ 에 해당하는
요소에 대한 다조합복합발전기의 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

$Y_FLAG_{i,t} : \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t}) > 0$ 일 경우 $Y_FLAG_{i,t} = 1$, 그렇지 않을 경우 $Y_FLAG_{i,t} = 0$. 단, 위 조건과 관계없이 조기병입 및 병해지연의 경우 0

$Y_QPC_{i,t} : \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 2차증분가격계수

$Y_LPC_{i,t} : \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 1차증분가격계수

$Y_NLPC_{i,t} : \text{Max}_n(\text{MEGW}_{n,i,t})$ 에 해당하는 요소에 대한 가격상수

$Y_QPC_{i,t}$, $Y_LPC_{i,t}$, $Y_NLPC_{i,t}$ 는 다음 표에 따라 발전기 종류별로 달리 적용한다.

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	급전지시에 따라 GT모드로 운전한 경우	그 밖의 경우	
Y_QPC _{i,t}	GT 단독 운전 시 QPC _i	Y_NGT _{i,t} :1 조합의 QPC _i	QPC _i
Y_LPC _{i,t}	GT 단독 운전 시 LPC _i	Y_NGT _{i,t} :1 조합의 LPC _i	LPC _i
Y_NLPC _{i,t}	GT 단독 운전 시 NLPC _i	Y_NGT _{i,t} :1 조합의 NLPC _i	NLPC _i

Y_NGT_{i,t} : Max_n(MEGW_{n,i,t})에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 가스터빈 발전기
운전 대수. 세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

Max_n(MEGW_{n,i,t}) = MEGW_{k,i,t}인 경우 MEGW_{k,i,t} 기준을 적용

Y_NST_{i,t} : Max_n(MEGW_{n,i,t})에 해당하는 요소에 대한 다조합복합발전기의 스팀터빈 발전기
운전 대수. 세부결정방안은 아. 다조합 복합발전기 운전조합 판단기준에 따름

Max_n(MEGW_{n,i,t}) = MEGW_{k,i,t}인 경우 MEGW_{k,i,t} 기준을 적용

ESUC_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 등가기동비용

다조합복합발전기의 경우

$$ESUC_{i,t} = \{GSUC_i \times \sum_{t1=X_i}^{Y_i} (\sum_j GSUA_{i,j,t1}) + SSUC_i \times \sum_{t1=X_i}^{Y_i} (\sum_j SSUA_{i,j,t1})\} \times MGO_{i,t} / \sum_{t1=X_i}^{Y_i} (MGO_{i,t1})$$

$$\text{그 외의 경우 } ESUC_{i,t} = (SUC_i \times MGO_{i,t} \times \sum_{t1=X_i}^{Y_i} SUA_{i,t1}) / \sum_{t1=X_i}^{Y_i} (MGO_{i,t1})$$

SUA_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 기동여부, MGO_{i,t-1} = 0, MGO_{i,t} > 0인 경우 SUA_{i,t} = 1(단, 발전사업자의 사유로 기동 시 SUA_{i,t} = 0),

MGO_{i,t-1} ≠ 0, MGO_{i,t} > 0일 경우 SUA_{i,t} = 0

(단, 파급정지 및 급전지시 정지 후 급전지시 재기동한 경우, SUA_{i,t} = 1)

GSUA_{i,j,t} : 다조합 복합발전기(i)의 가스터빈 발전기(j)의 거래시간(t)별 기동여부.

GSSI_{i,j,t-1} = 0이고, GSSI_{i,j,t} = 1이면, GSUA_{i,j,t} = 1, 그렇지 않으면,

GSUA_{i,j,t} = 0. 단, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는 GSUA_{i,j,t} = 0 이

며, 또한, GSSI_{i,j,t-1} ≠ 0이고, GSSI_{i,j,t} = 1인 경우에도 파급정지 또는 급전

지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는 GSUA_{i,j,t} = 1을 적용한다.

GSSI_{i,j,t} : 다조합 복합발전기(i)의 가스터빈 발전기(j)의 거래시간 (t)별 운전여부

SSUA_{i,j,t} : 다조합 복합발전기(i)의 스팀터빈 발전기(j)의 거래시간(t)별 기동여부

GSSI_{i,j,t-1} = 0이고, GSSI_{i,j,t} = 1이면, SSUA_{i,j,t} = 1, 그렇지 않으면,

SSUA_{i,j,t} = 0. 단, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는 SSUA_{i,j,t} = 0이며,

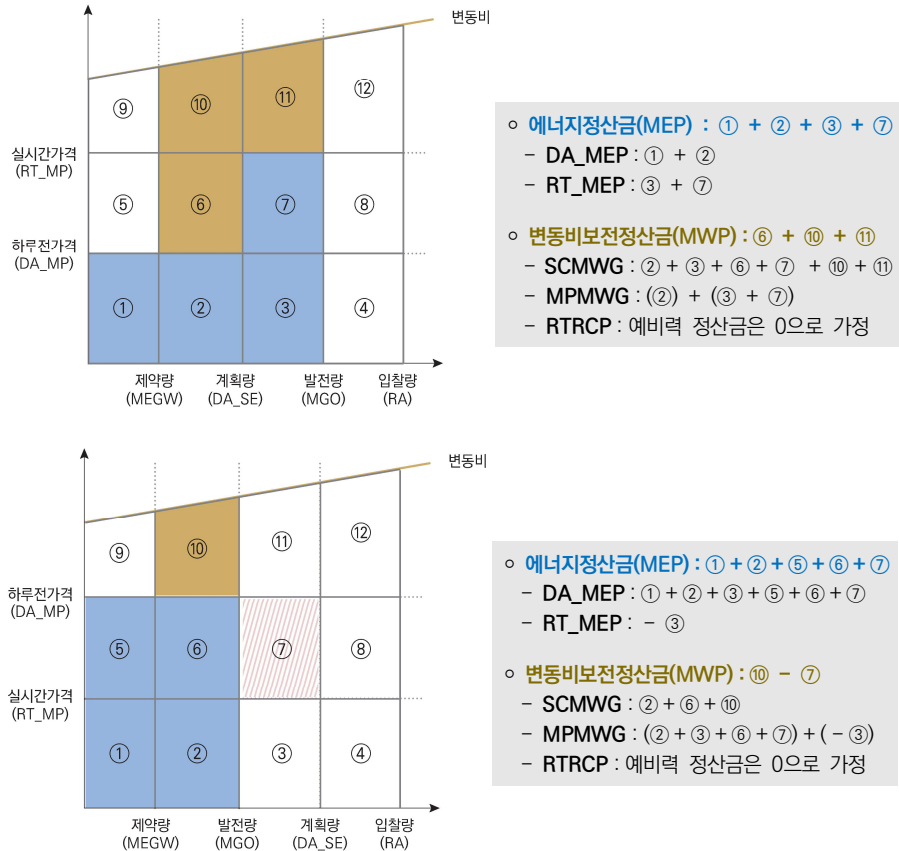
또한, GSSI_{i,j,t-1} ≠ 0이고, GSSI_{i,j,t} = 1인 경우에도 파급정지 또는 급전지시로

정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는 SSUA_{i,j,t} = 1을 적용한다.

GSSl_{i,j,t} : 다조합 복합발전기(i)의 스팀터빈 발전기(j)의 거래시간 (t)별 운전여부
 GSUC_i : 다조합 복합발전기(i)별 가스터빈 1기에 대한 기동비용
 SSUC_i : 다조합 복합발전기(i)별 스팀터빈 1기에 대한 기동비용
 SUCR_FLAG_{i,t} : 거래시간(t)가 속한 연속운전시간 동안의 각 발전기(i)의 기동비 보상 여부 플래그. $\sum_{t1=X_t}^{Y_t} (MEGW_{i,t1}) > 0$ 인 경우 SUCR_FLAG_{i,t} = 0, 그 외의 경우
 SUCR_FLAG_{i,t} = 1
 X_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 연속운전구간의 첫 거래시간,
 거래시간(t)내 연속운전기간 동안 MGO_{i,t1-1} = 0 이고, MGO_{i,t1} > 0 인 경우 X_t = t1
 단, MGO_{i,1} > 0인 경우 X_{i,t} = 1
 Y_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 연속운전구간의 마지막 거래시간,
 거래시간(t)내 연속운전기간 동안 MGO_{i,t1+1} = 0 이고 MGO_{i,t1} > 0 인 경우, Y_t = t1
 단, MGO_{i,24} > 0인 경우 Y_{i,t} = 24
 RT_FCRCP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간주파수제어예비력 정산금
 RT_PCRCP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간1차예비력 정산금
 RT_TRCP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간3차예비력 정산금

해설

- 제주 중앙급전 발전기의 변동비보전정산금(MWP)은 육지와 달리 열제약 여부에 따른 HMWP, SMWP 구분이 없다. 육지와 마찬가지로 변동비를 회수하지 못하는 경우, 비용을 보전하기 위해 지급하는 정산금이다.
- 다만, 육지의 경우 비용(SCMWG)이 시장가격을 통한 수익(MPMWG)을 초과하는 범위에 대해 MWP를 지급했다면, 제주는 비용(SCMWG)이 에너지가격을 통한 수익(MPMWG)과 예비력정산금(RTRCP) 합계를 초과한 범위에 대해 MWP를 지급한다. RTRCP에 대해선 이후 보조서비스정산금(ASP) 해설에서 다룰 예정으로, 쉬운 이해를 위해 RTRCP는 고려하지 않는다.
- 비용(SCMWG)은 제약량 초과 발전량에 대한 변동비이며, 수익(MPMWG)은 제약량 초과 발전량에 대한 에너지정산금(하루전 + 실시간)을 의미한다. 수익은 복잡하나, 육지 중앙급전 발전기의 SMWP와 유사하다.



* 위 도식은 기대이익정산금(MAP)이 0이라고 가정하며, 추후 포함하여 설명 예정

- 발전량이 Max(하한계약량) 이하인 경우 MWP를 지급하지 않는다. 만약 발전사 자체 사유로 초기제약을 100MW, 변경제약을 50MW로 입찰하고 80MWh를 발전했다면, 비용이 수익을 초과하더라도 변동비를 보전하지 않는다. 이는 전력수급 변동성에 안정적으로 대응하기 위해 발전사업자가 자기제약을 정확히 입찰하도록 유도하기 위한 패널티다.

$$\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSO_{F_{i,t}}) + MGO_{i,t} \times XSO_{F_{i,t}} + \varepsilon_{i,t} > \text{Max}_n(MEGW_{n,i,t}) \text{이면} \\ SCMWG_FLAG_{i,t} = 1, \text{ 그 외의 경우 } SCMWG_FLAG_{i,t} = 0$$

- 다조합 복합발전기는 출력구간에 따라 운전조합이 다르며, 운전조합별로 증분가격계수(QPC, LPC) 및 가격상수(NLPC)가 상이하다. MWP 계산을 위한 비용(SCMWG)을 산정하기 위해선 제약량(MEGW) ~ 발전량(MGO) 구간의 비용 계산이 필요하며 이는 각 포인트(MEGW & MGO)의 비용 차이에 해당한다. 다만, 다조합 복합발전기의 경우 앞서 말한 듯이 출력 구간에 따라 조합이 다르므로, 각 포인트(MEGW & MGO)에 대한 QPC, LPC, NLPC를 각기 적용해야 보다 정확한 비용을 산정할 수 있다.

MWP를 계산하는 일반적인 상황에서 X_QPC, X_LPC, X_NLPC는 발전량에 대해, Y_QPC, Y_LPC, Y_NLPC는 제약량에 대한 계수 및 상수를 의미한다.

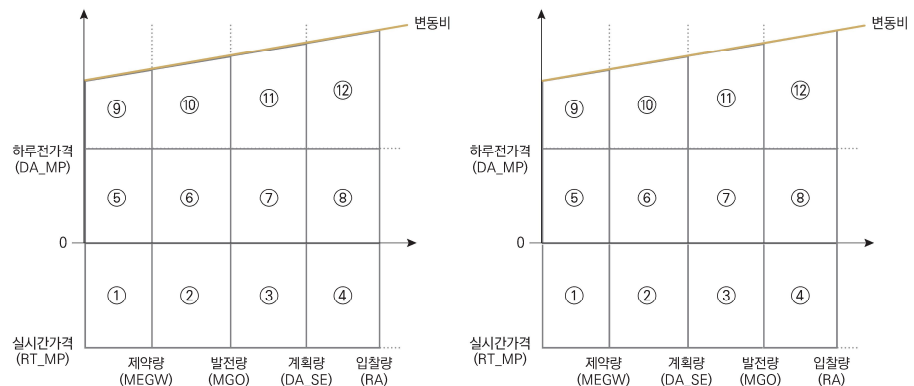
- 이후 다룰 예정이나, 기동비용 지급 방식도 육지 중앙급전발전기와 상이하다. 육지 중앙급전발전기는 기동비용정산금(SUAP) 항목이 별도로 존재하나, 제주 중앙급전발전기의 기동비용은 MWP에 포함되어 있다. 또한, 육지의 경우 복합발전기의 전체호기(CC) 기준 기동비용으로 일원화하여 지급하나, 제주의 경우 실제 기동한 GT, ST 호기별 기동비용을 지급한다.

예를 들어, GT 기동비용이 150만원, ST 기동비용이 100만원인 발전기가 거래일 2:1로 15시에 기동하는 경우, 육지 중앙급전발전기는 15시에 기동비용정산금(SUAP)를 400만원을 지급받는다. 반면, 제주 중앙급전발전기는 MWP에 포함되어 ESUC로 지급 받는다. 지급받는 금액은 400만원으로 동일하나, 발전량을 기준으로 각 시간별로 정산금이 분배된다. 가령, 15~17시 매 시간 50MWh/h, 17~19시 100MWh/h, 19~21시 50MWh/h, 총 6시간 동안 400MWh를 발전했다고 가정하자. 이 경우 50MWh를 발전한 시간에는 ESUC가 50만원($50\text{MWh} / 400\text{MWh} * 400\text{만원}$), 100MWh를 발전한 시간에는 100만원으로 계산되어 MWP에 포함된다.

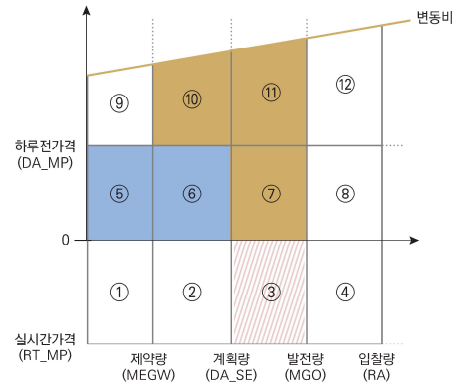
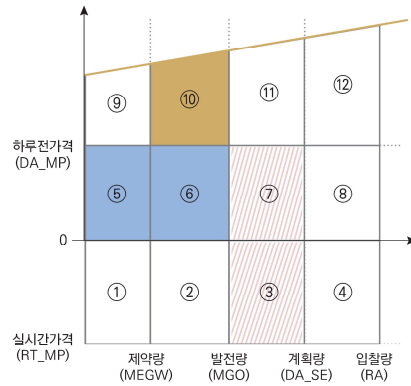
예제

- (예제 16) 아래 제주 중앙급전 발전기의 MEP, MWP를 그리시오.

- 단, MAP는 여기서 고려하지 않는다.



▶ 제약량 초과 발전량에 대해 변동비를 보상



- 에너지정산금(MEP) : ③ + ⑤ + ⑥ + ⑦
 - DA_MEP : ⑤ + ⑥ + ⑦
 - RT_MEP : ③

- 변동비보전정산금(MWP) : ⑩ - ⑦ - ③
 - SCMWG : ⑥ + ⑩
 - MPMWG : (⑥ + ⑦) + (③)
 - RTRCP : 예비력 정산금은 0으로 가정

- 에너지정산금(MEP) : ⑤ + ⑥ - ③
 - DA_MEP : ⑤ + ⑥
 - RT_MEP : - ③

- 변동비보전정산금(MWP) : ③ + ⑦ + ⑩ + ⑪
 - SCMWG : ⑥ + ⑦ + ⑩ + ⑪
 - MPMWG : (⑥) - (③)
 - RTRCP : 예비력 정산금은 0으로 가정

2-3-1-다. 변동비보전정산금(급전가능재생에너지자원)

정의

변동비보전정산금(MWP)

- 전력량정산금으로 변동비를 보전하지 못하였을 때 지급하는 정산금

규칙

[별표 2] I-1. 전력량 등에 대한 정산

변동비보전정산금은 공급가능용량 이내로 발전한 전력량에 대하여 에너지정산금으로 입찰 비용을 회수할 수 없는 경우 에너지정산금과 입찰비용 간의 차액으로 정산한다. 단, 급전지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 경우에 대해서는 발전한 전력량 전체에 대한 입찰비용 차액을 정산한다.

$MGO_{i,t} \leq 0$ 인 경우, $MWP_{i,t} = 0$

그 외의 경우, $MWP_{i,t} = \text{Max}(\text{SCMWG}_{i,t} - \text{MPMWG}_{i,t}, 0)$

$$\text{SCMWG}_{i,t} = \int_0^{\text{MWG_UP}_{i,t}} \{ \text{RT_OFFER_PRICE}_{i,t}(\text{MW}) \cdot d(\text{MW}) \}$$

$$\text{MWG_UP}_{i,t} = \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}, \text{SET_POINT}_{i,t} \times 1h + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) + MGO_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t}$$

$$\begin{aligned} \text{MPMWG}_{i,t} = & \text{Min}(RA_{i,t}, DA_SE_{i,t}) \times 1h \times DA_MP_{i,t} \\ & + \sum_q \{ [\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon_{i,t}, \text{SET_POINT}_{i,t} + \varepsilon_{i,t}) \times (1 - \text{XSOF}_{i,t}) \\ & + MGO_{i,t} \times \text{XSOF}_{i,t} - \text{Min}(RA_{i,t}, DA_SE_{i,t})] \times \text{TPR_E}_{i,t,q} \times \text{RT_MP}_{i,t,q} \} \end{aligned}$$

$MWP_{i,t}$: 변동비보전정산금

$\text{SCMWG}_{i,t}$: 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 변동비

$\text{MWG_UP}_{i,t}$: 변동비보전정산금 지급 영역 상한

$\text{MPMWG}_{i,t}$: 변동비보전정산금 지급 영역에 대한 에너지정산금

$\text{SET_POINT}_{i,t}$: 60분 평균 EMS 급전지시 출력

다만, 시스템 장애 또는 작업 등으로 $\text{SET_POINT}_{i,t}$ 미발생 시, $\text{SE}_{RT,i,t}$ 을 EMS 급전지시 출력으로 볼 수 있다.

$$\text{SET_POINT}_{i,t,q} = \sum_m \text{Min}(\text{SET_POINT}_{i,t,q,m}, RA_{i,t}) / 60$$

$\text{RT_OFFER_PRICE}_{i,t}$: 실시간시장 입찰구간별 입찰가격

단, 실시간시장의 입찰 공급가능용량을 초과한 구간에 대한 가격은 마지막 구간의 가격을 적용한다.

$MGO_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 계량전력량

$MGO_{i,t,q}$: 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)별 계량전력량

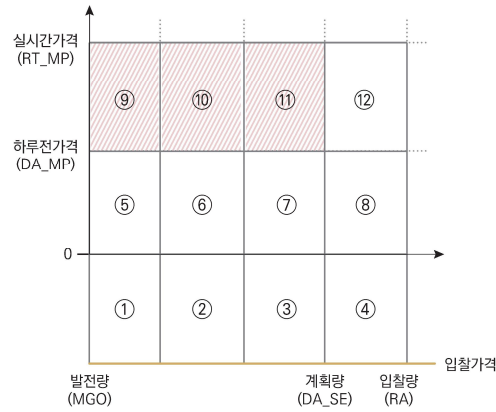
$DA_SE_{i,t}$: 하루전에너지계획량
 $DA_MP_{i,t}$: 하루전에너지시장 에너지 거래가격
 $DA_MP_{i,t} = DA_SMP_{i,t} \times STLF_{i,t}$
 $RT_MP_{i,t,q}$: 실시간에너지시장 에너지 거래가격
 $RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$
 DA_SMP_t : 하루전에너지가격
 $RT_SMP_{t,q}$: 실시간에너지가격
 $RA_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량
 $\varepsilon_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)에 대한 허용오차
 $XSOF_{i,t}$: 공급가능용량 초과 급전지시 여부.
 초과 급전지시를 한 경우, $XSOF_{i,t} = 1$, 그렇지 않은 경우, $XSOF_{i,t} = 0$
 $TPR_E_{i,t,q}$: 에너지 거래단위 변환계수
 $MGO_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_E_{i,t,q} = 0.25$
 그 외의 경우 $TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$

해설

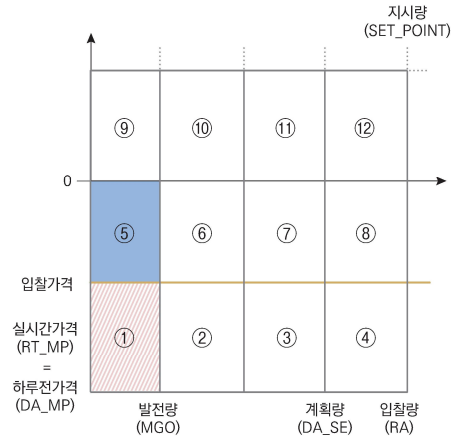
- 변동비보전정산금(MWP)은 에너지정산금으로 비용을 회수하지 못한 부분을 보전하는 정산금이다. 다만, 재생에너지 발전기는 연료비용이 없기 때문에 MWP 산정 시 급전가능재생에너지자원이 입찰한 입찰비용을 고려한다.

$$SCMWG_{i,t} = \int_0^{MWG_UP_{i,t}} \{ RT_OFFER_PRICE_{i,t}(MW) \cdot d(MW) \}$$

- 다만, 급전가능재생에너지자원의 입찰가격은 0원 이하이므로 일반적인 상황에선 에너지정산금을 통해 수익이 발생하여 MWP는 발생하지 않는다. 그럼에도 불구하고, 이중정산으로 인해 MEP가 음수가 되는 경우나 입찰가격보다 SMP가 더 낮게 결정되는 일부 경우에만 MWP가 지급된다.



- 에너지정산금(MEP) : - ⑨ - ⑩ - ⑪
 - DA_MEP : ⑤ + ⑥ + ⑦
 - RT_MEP : - ⑤ - ⑥ - ⑦ - ⑨ - ⑩ - ⑪
- 변동비보전정산금(MWP) : ⑨ + ⑩ + ⑪
 - SCMWG : 0
 - MPMWG : (⑤ + ⑥ + ⑦) + (- ⑤ - ⑥ - ⑦ - ⑨ - ⑩ - ⑪)



- 에너지정산금(MEP) : - ① - ⑤
 - DA_MEP : - ① - ② - ③ - ⑤ - ⑥ - ⑦
 - RT_MEP : ② + ③ + ⑥ + ⑦
- 변동비보전정산금(MWP) : ①
 - SCMWG : - ⑤
 - MPMWG : (- ① - ② - ③ - ⑤ - ⑥ - ⑦) + (② + ③ + ⑥ + ⑦)

* 위 도식은 기대이익정산금(MAP)이 0이라고 가정하며, 추후 포함하여 설명 예정

2-3-2-가. 기대이익정산금(육지)

* 대상 : 수력, 양수, 구역전기, 비중양을 제외한 육지 중앙급전 발전기

정의

기대이익정산금(MAP)

• 발전계획량 미만으로 발전한 경우 지급하는 기대이익 정산금

규칙

[별표 2] 1-1. 전력량 등에 대한 정산

하루전발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소의 지시에 의해 감축한 전력량은 발전계획량으로 발전 시 기대이익(발전하지 못한 전력량에 대한 시장가격정산금과 변동비의 차액)으로 정산한다. 단, CC모드로 입찰하여 하루전발전계획에 반영된 복합발전기가 급전 지시에 의해 GT모드로 운전한 경우, MAP 산정을 위한 SCMAG는 CC모드 변동비를 적용한다.

$MGO_{i,t} \geq \text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t})$ 이면, $MAP_{i,t} = 0$,

그렇지 않으면,

$MAP_{i,t} = \text{Max}\{MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t} - LOCMAG_{i,t}, 0\}$

단, 고정출력 또는 하한제약발전기는 아래 조건에 따라 지급여부를 판단한다.

가) 고정출력발전기

$\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \varepsilon \leq MGO_{i,t}$ 이면, $MAP_{i,t} = 0$

나) 하한제약발전기

$MEGW_{i,d,t} \geq DAOS_{i,t}$ 이고, $\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}, MEGW_{i,r,t}) - \varepsilon \leq MGO_{i,t}$ 이면, $MAP_{i,t} = 0$

$MPMAG_{i,t} = MP_{i,t} \times [\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})]$

(발전하지 못한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금)

$SCMAG_{i,t} = QPC_i \times \{\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t})^2 - \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})^2\} + LPC_i \times \{\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})\} + NLPC_i \times MAGF_{i,t}$

(발전하지 못한 전력량에 대한 연료비)

$LOCMAG_{i,t} = LOCRHF \times \text{Max}\{LOCQR_{i,t} - RA_{i,t} + \text{Min}(RA_{i,t}, DAOS_{i,t}), 0\}$

(발전하지 못한 전력량에 대해 정산받게 되는 시간대별 예비력용량가치 정산금)

$DAOS_{i,t}$: 하루전발전계획에서 배분된 발전기별 에너지발전량

$MEGW_{i,d,t}$: 하루전발전계획 수립 시점에 유효한 $MEGW_{i,t}$ 입찰값

$MEGW_{i,r,t}$: 급전지시 시각에 유효한 $MEGW_{i,t}$ 입찰값

$LOCQR_{i,t}$: 예비력용량가치 공급량, $LOCRRHF$: 예비력용량가치 정산단가

$MAGF_{i,t}$: 발전량 감축시 발전기정지 여부 표시기로서 $DAOS_{i,t} > 0$, $MGO_{i,t} = 0$ 이면 “1”, 그렇지 않으면 “0”

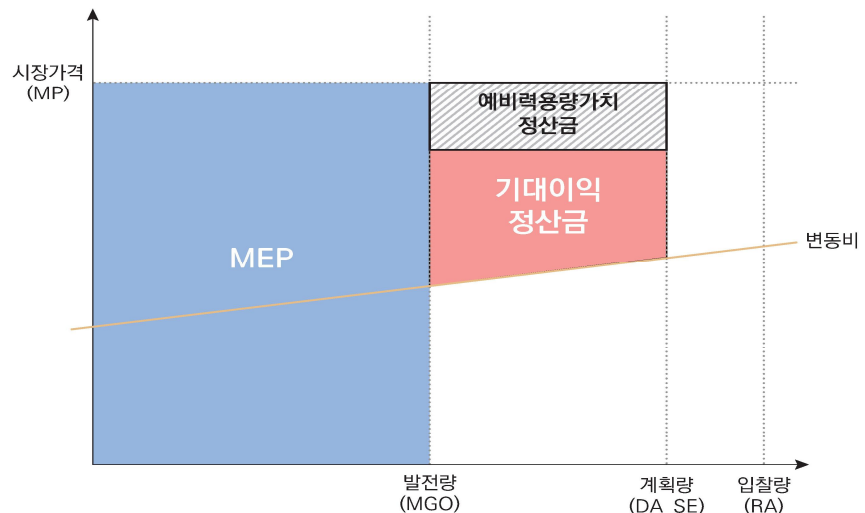
해설

- 기대이익정산금(MAP)은 하루전발전계획에 반영되었으나, 전력거래소의 급전지시에 따라 감발한 전력량에 대해 발전 시 기대이익을 지급하는 정산금이다.
- 발전량(MGO)이 하루전발전계획의 발전계획량(DAOS)보다 크면 감발량이 없으므로 기대이익이 발생하지 않는다.

$$MGO_{i,t} \geq \text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) \text{ 이면, } MAP_{i,t} = 0$$

- 기대이익정산금(MAP)은 급전지시에 따라 감발한 전력량에 대해 기대이익정산금으로 보상하되, 예비력용량가치 정산분은 제외한다. 추후 설명하겠으나, 현행 실계통기반 하루전시장에서는 발전기가 제공한 예비력에 대해 예비력용량가치정산금(LOCRP)을 보상해주고 있다. LOCRP는 MAP와 마찬가지로 시장가격과 변동비 마진에 대해 보상하고 있기에, MAP 산정 시 예비력용량가치 정산분(LOCMAG)을 차감하지 않으면 기회비용에 대한 중복구간이 발생하여 이중보상이 발생한다^(참고 1).

- $MAP_{i,t} = \text{Max}\{MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t} - LOCMAG_{i,t}, 0\}$
- $MPMAG_{i,t} = MP_{i,t} \times [\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})]$
- $SCMAG_{i,t} = QPC_i \times \{\text{MIN}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t})^2 - \text{MIN}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})^2\} +$
 $LPC_i \times \{\text{MIN}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \text{MIN}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})\} +$
 $NLPC_i \times MAGF_{i,t}$
- $LOCMAG_{i,t} = LOCRHF \times \text{MAX}\{LOCRQ_{i,t} - RA_{i,t} + \text{MIN}(RA_{i,t}, DAOS_{i,t}), 0\}$



- MAP의 변동비(SCMAG)에서 NLPC는 발전기 출력이 0인 상태에서 소요되는 무부하비로, 발전계획에 포함되었으나 급전지시에 따라 운전하지 않는 경우에만 산정된다. 즉, $DAOS_i > 0$, $MGO_i = 0$ 인 경우, 변동비는 $aP^2 + bP + c$ 로 평가되어야 하므로 MAGF 플래그를 1로 적용한다.

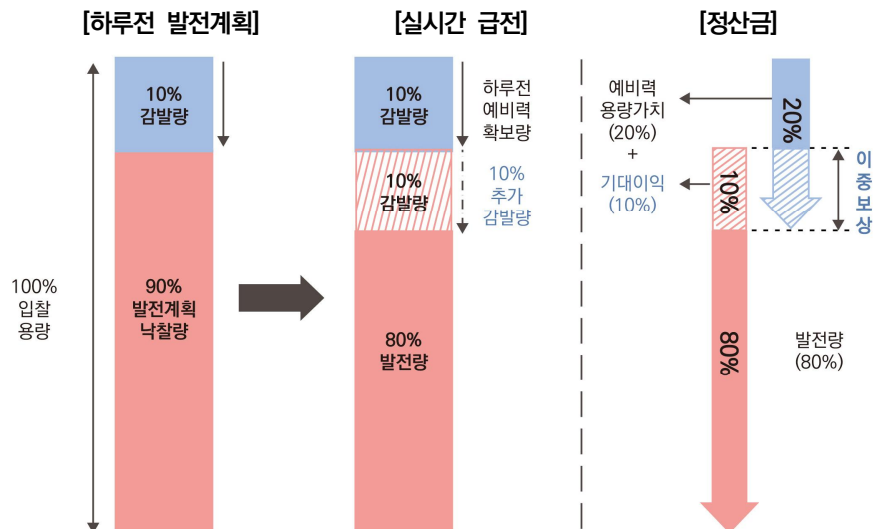
MAGF_{i,t} : 발전량 감축 시 발전기정지 여부 표시기로서
 $DAOS_{i,t} > 0$, $MGO_{i,t} = 0$ 이면 “1”, 그렇지 않으면 “0”

- 고정출력으로 입찰한 경우는 발전사 자체사유로 운전한 것으로, 계획량 대비 발전량이 낮더라도 급전지시에 따른 감발이 아니므로 MAP를 지급하지 않는다. 하한제약으로 입찰한 경우, 변경입찰을 통해 최소발전량(MEGW)을 낮춰 발생한 감발량에 대해선 계통사유 감축지시가 아니라면 마찬가지로 이유로 MAP를 지급하지 않는다.

· 고정출력발전기 : $\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) - \varepsilon \leq MGO_{i,t}$ 이면, $MAP_{i,t} = 0$
 · 하한제약발전기 : $MEGW_{i,d,t} \geq DAOS_{i,t}$ 이고, $\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}, MEGW_{i,r,t}) - \varepsilon \leq MGO_{i,t}$ 이면, $MAP_{i,t} = 0$

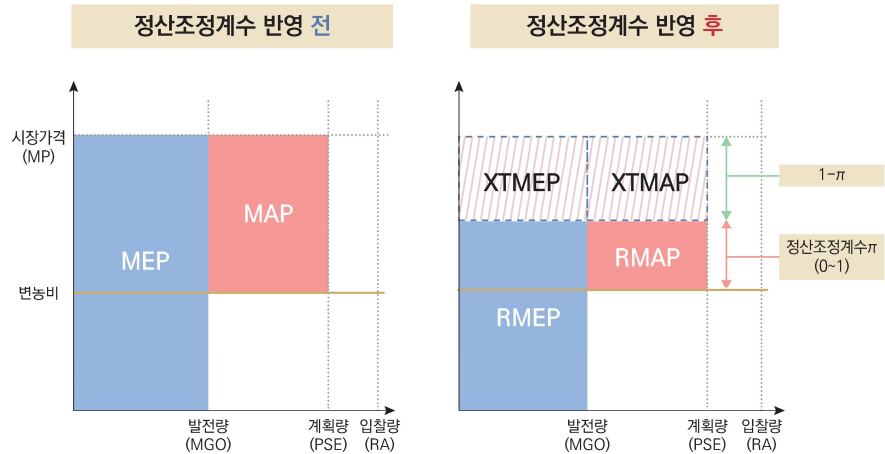
참 고

- ① (LOCMAG) 하루전발전계획에서 입찰용량의 90%를 발전계획량으로 계획하였으나, 실제 급전지시에 따라 입찰용량의 80%만 발전하였다면 MAP는 입찰용량의 10% 범위에서 지급받는다. 한편, 예비력용량가치정산금(LOCRP)은 현재 출력에서 발전기가 공급한 1, 2차 예비력에 대해 보상하나, 응동 특성이 좋은 발전기의 경우 최대 출력까지 예비력을 제공할 수 있게 되며, 이 경우 아래와 같이 MAP와 LOCRP가 중복되는 구간이 발생한다. 따라서, MAP에서 예비력용량가치 정산분(LOCMAG)을 산정 및 차감한다.



- ② (정산조정계수의 적용) MEP와 동일하게 기저전원(원자력·석탄)에 한해 차익에 해당하는 MAP에 정산조정계수를 적용하여 수익을 조정한다.

MAP 및 RMAP 도식



* 쉬운 이해를 위해 변동비는 일정하다고 가정

예 제

- (예제 17) 다음 육지 중앙급전 발전기의 MAP를 계산하라.

– 제약입찰은 없다고 가정

(단위 : MWh. 단 MP는 원/kWh, LOCRHF는 원/MWh)

A	RA	DAOS	MGO	MP	QPC	LPC	NLPC	ε	LOCRHF	LOCRQ
500	500	500	400	150	10	100,000	3,000,000	5	10,000	50

$$\begin{aligned}
 \circ \text{MPMAG}_{i,t} &= \text{MP}_{i,t} \times [\text{Min}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) - \text{Min}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})] \\
 &= 150 \times [\text{Min}(500, 500) - \text{Min}(400, 500)] \times 1000 \\
 &= \mathbf{15,000,000\text{원}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \circ \text{SCMAG}_{i,t} &= \text{QPC}_i \times \{\text{MIN}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})^2 - \text{MIN}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})^2\} + \text{LPC}_i \times \\
 &\quad \{\text{MIN}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) - \text{MIN}(\text{MGO}_{i,t}, \text{RA}_{i,t})\} + \text{NLPC}_i \times \text{MAGF}_{i,t} \\
 &= 10 \times \{\text{Min}(500, 500)^2 - \text{Min}(400, 500)^2\} + 100,000 \times \\
 &\quad \{\text{Min}(500, 500) - \text{Min}(400, 500)\} + 3,000,000 \times 0 \\
 &= \mathbf{10,900,000\text{원}}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \circ \text{LOCMAG}_{i,t} &= \text{LOCRHF} \times \text{MAX}\{\text{LOCRQ}_{i,t} - \text{RA}_{i,t} + \text{MIN}(\text{RA}_{i,t}, \text{DAOS}_{i,t}), 0\} \\
 &= 10,000 \times \text{Max}\{50 - 500 + \text{Min}(500, 500), 0\} \\
 &= \mathbf{500,000\text{원}}
 \end{aligned}$$

$$\blacktriangleright \text{MAP} = \text{Max}(\text{MPMAG} - \text{SCMAG} - \text{LOCMAG}, 0) = 3,600,000\text{원}$$

2-3-2-나. 기대이익정산금(제주)

* 대상 : 수력, 양수, 구역전기, 비중양을 제외한 제주 중앙급전 발전기

정의

기대이익정산금(MAP)

• 급전지시에 의해 발전계획량과 다르게 발전하는 경우 지급하는 기대이익정산금

규칙

[별표 2] 1-1. 전력량 등에 대한 정산

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.

$$\begin{aligned} MGO_{i,t} &\geq \text{Min}(DA_SE_{i,t}, RA_{i,t}) \text{이면, } MAP_{i,t}=0 \\ MAP_{i,t} &= \text{Max}(E_MAP_{i,t} + R_MAP_{i,t} - MWP_{i,t}, 0) \end{aligned}$$

예비력을 제공하지 못하는 고정출력 발전기에 대해서는 다음과 같은 사항을 추가로 고려한다.
 $|\text{Min}(DA_SE_{i,t}, RA_{i,t}) - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon_{i,t}$ 이면, $MAP_{i,t} = 0$

에너지기대이익정산금은 하루전에너지계획량 대비 실제 발전한 전력량과의 편차에 해당하는 에너지정산금과 변동비의 차이로 계산한다.

$$E_MAP_{i,t} = MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t}$$

$$MPMAG_{i,t} = \sum_q \{ [\text{Min}(DA_SE_{i,t}, RA_{i,t}) - \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\}] \times RT_MP_{i,t,q} \times TPR_E_{i,t,q} \}$$

$$\begin{aligned} SCMAG_{i,t} &= V_QPC_{i,t} \times \text{Min}(DA_SE_{i,t}, RA_{i,t})^2 - W_QPC_{i,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\}^2 \\ &\quad + V_LPC_{i,t} \times \text{Min}(DA_SE_{i,t}, RA_{i,t}) - W_LPC_{i,t} \times \{\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}\} \\ &\quad + V_NLPC_{i,t} \times V_FLAG_{i,t} - W_NLPC_{i,t} \times W_FLAG_{i,t} \end{aligned}$$

예비력기대이익 정산금은 각 예비력 요소별 하루전예비력계획량 대비 실제 제공한 예비력과의 편차를 예비력 가격으로 계산한다.

$$\begin{aligned} R_MAP_{i,t} &= \sum_q \{ (DA_SPCR_{i,t} \times TPR_PCR_{i,t,q} - \text{Min}(SPCR_{i,t,q}, PCRQ_{i,t,q})) \times 0.25h \\ &\quad \times RT_PCR_P_{i,t,q} \times PCRCP_FLAG_{i,t} \\ &\quad + (DA_SFCR_{i,t} \times TPR_FCR_{i,t,q} - \text{Min}(SFCR_{i,t,q}, FCRQ_{i,t,q})) \times 0.25h \times \end{aligned}$$

$$RT_FCR_P_{i,t,q} \times FCRCP_FLAG_{i,t} + (DA_STR_{i,t} \times TPR_TR_{i,t,q} - \text{Min}(STR_{i,t,q}, TRQ_{i,t,q})) \times 0.25h \times RT_TR_P_{i,t,q} \times TRCP_FLAG_{i,t}$$

MAP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금

MWP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변동비보전정산금

E_MAP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 에너지기대이익정산금

MPMAG_{i,t} : 하루전에너지계획량과 계량전력량 편차에 대한 에너지정산금

SCMAG_{i,t} : 하루전에너지계획량과 계량전력량 편차에 대한 변동비

MGO_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 계량전력량

MGO_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)내 구간(q)별 계량전력량

DA_SE_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 하루전에너지계획량

RA_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량

ε_{i,t} : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)별허용오차로 아래 기준을 따름

주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기의 경우 ±(RA_{i,t} × 0.01), 기타발전기의 경우 ±(RA_{i,t} × 0.005)

단, 최소허용오차는 ±0.5MWh, 최대허용오차는 ±5MWh를 적용한다.

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} = 1

TPR_E_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 거래구간(q)에서의 에너지 거래단위 변환 계수. 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

LPC_i : 발전기(i)별 1차증분가격계수

NLPC_i : 발전기(i)별 가격상수

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

V_QPC_{i,t} : Min(DA_SE_{i,t}, RA_{i,t})에 대한 2차증분가격계수

V_LPC_{i,t} : Min(DA_SE_{i,t}, RA_{i,t})에 대한 1차증분가격계수

V_NLPC_{i,t} : Min(DA_SE_{i,t}, RA_{i,t})에 대한 가격상수

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
	급전지시에 따라 GT모드로 운전한 경우	그 밖의 경우	
V_QPC _{i,t}	GT 단독 운전 시 QPC _i	V_NGT _{i,t} :1 조합의 QPC _i	QPC _i
V_LPC _{i,t}	GT 단독 운전 시 LPC _i	V_NGT _{i,t} :1 조합의 LPC _i	LPC _i
V_NLPC _{i,t}	GT 단독 운전 시 NLPC _i	V_NGT _{i,t} :1 조합의 NLPC _i	NLPC _i

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

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

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

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

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

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

$W_FLAG_{i,t}$: $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} > 0$ 일 경우, $W_FLAG_{i,t} = 1$. 그렇지 않을 경우, $W_FLAG_{i,t} = 0$

$W_QPC_{i,t}$: $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$ 에 대한 2차증분가격계수

$W_LPC_{i,t}$: $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$ 에 대한 1차증분가격계수

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

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

	다조합 복합발전기		다조합 복합발전기 외 중앙급전발전기
	급전지시에 따라 GT모드로 운전한 경우	그 밖의 경우	
$W_QPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 QPC_i	$W_NGT_{i,t}$:1 조합의 QPC_i	QPC_i
$W_LPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 LPC_i	$W_NGT_{i,t}$:1 조합의 LPC_i	LPC_i
$W_NLPC_{i,t}$	GT 단독 운전 시 $NLPC_i$	$W_NGT_{i,t}$:1 조합의 $NLPC_i$	$NLPC_i$

$W_NGT_{i,t}$: $\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t})$ 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

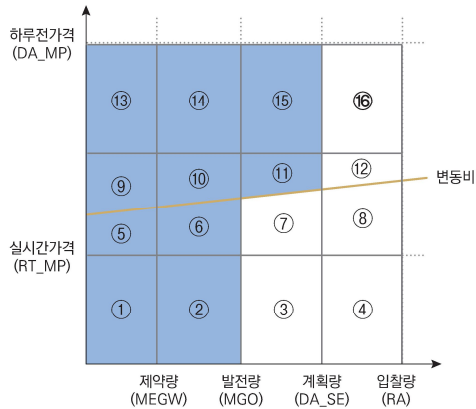
$\text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) = RA_{i,t}$ 인 경우 $RA_{i,t}$ 기준을 적용

$DA_SPCR_{i,t}$: 하루전 1차예비력 계획량

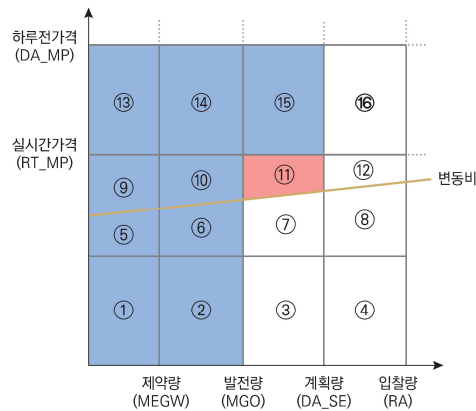
$DA_SFCR_{i,t}$: 하루전 주파수제어예비력 계획량
 $DA_STR_{i,t}$: 하루전 3차예비력 계획량
 $TPR_PCR_{i,t,q}$: 1차예비력 거래단위 변환계수
 단, $PCRQ_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_PCR_{i,t,q} = 1$
 그 외의 경우 $TPR_PCR_{i,t,q} = PCRQ_{i,t,q} / PCRQ_{i,t}$
 $TPR_FCR_{i,t,q}$: 주파수제어예비력 거래단위 변환계수. 단, $FCRQ_{i,t} = 0$ 인 경우
 $TPR_FCR_{i,t,q} = 1$
 그 외의 경우 $TPR_FCR_{i,t,q} = FCRQ_{i,t,q} / FCRQ_{i,t}$
 $TPR_TR_{i,t,q}$: 3차예비력 거래단위 변환계수
 단, $TRQ_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_TR_{i,t,q} = 1$
 그 외의 경우 $TPR_TR_{i,t,q} = TRQ_{i,t,q} / TRQ_{i,t}$
 $PCRQ_{i,t,q}$: 1차예비력 평균
 $FCRQ_{i,t,q}$: 주파수제어예비력 정산용량
 $FCRQ_{i,t,q} = \text{Max}\{\text{Min}(FCRSC_{i,t,q} - PCRQ_{i,t,q}, MGO_{i,t,q}/0.25 - LFCMIN_{i,t,q}), 0\}$
 $FCRSC_{i,t,q}$: 주파수제어예비력 평균
 $LFCMIN_{i,t,q}$: 주파수제어예비력 하한
 $TRQ_{i,t,q}$: 3차예비력 정산용량
 $TRQ_{i,t,q} = \text{Max}(TREC_{i,t,q} - FCRQ_{i,t,q} - PCRQ_{i,t,q}, 0)$
 $TREC_{i,t,q}$: 3차예비력 평균
 $RT_PCR_P_{i,t,q}$: 실시간 1차예비력 가격
 $RT_FCR_P_{i,t,q}$: 실시간 주파수제어예비력 가격
 $RT_TR_P_{i,t,q}$: 실시간 3차예비력 가격
 $PCRCP_FLAG_{i,t}$: 1차예비력 정산금 지급여부 플래그
 $FCRCP_FLAG_{i,t}$: 주파수제어예비력 정산금 지급여부 플래그
 $TRCP_FLAG_{i,t}$: 3차예비력 정산금 지급여부 플래그

해설

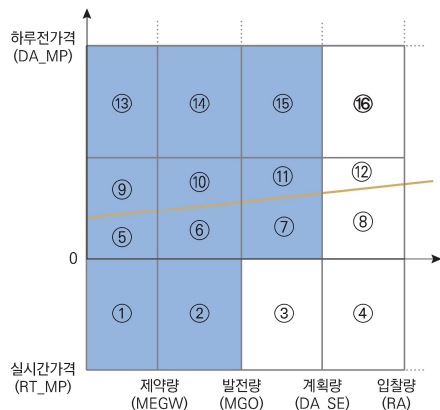
- 기대이익정산금(MAP)은 급전지시에 따라 출력을 감발하였을 경우, 발전계획량대로 발전했을 때 얻을 수 있는 기대이익을 지급한다. 육지 중앙급전발전기의 MAP와 달리, 에너지와 예비력에 대한 기대이익 합이 MWP를 차감한 금액보다 큰 경우에 지급한다.
- 에너지 기대이익(E_MAP)은 계획량 대비 감발량에 대한 수익(MPMAG)에 비용(SCMAG)을 차감하여 산정한다. 여기서 MPMAG는 실제 발전했을 때의 수익이므로, 감발량에 실시간 에너지가격(RT_MP)을 곱하여 산정한다.



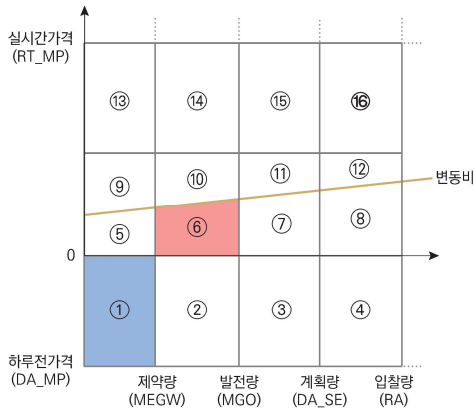
- 에너지정산금(MEP) : ① + ② + ⑤ + ⑥ + ⑦ + ⑨ + ⑩ + ⑪ + ⑬ + ⑭ + ⑮
- DA_MEP : ① + ② + ③ + ⑤ + ⑥ + ⑦ + ⑨ + ⑩ + ⑪ + ⑬ + ⑭ + ⑮
- RT_MEP : - ③
- 변동비보전정산금(MWP) : $\text{Max}(-⑦ - ⑩ - ⑪ - ⑭ - ⑮, 0) = 0$
- SCMWG : ② + ⑥
- MPMWG : (② + ③ + ⑥ + ⑦ + ⑩ + ⑪ + ⑭ + ⑮) + (- ③)
- RTRCP : 예비력 정산금은 0으로 가정
- 기대이익정산금(MAP) : $\text{Max}(-⑦, 0) = 0$
- MPMAG : ③
- SCMAG : ③ + ⑦
- MWP : 0
- R_MAP : 예비력 기대이익은 0으로 가정



- 에너지정산금(MEP) : ① + ② + ⑤ + ⑥ + ⑨ + ⑩ + ⑬ + ⑭ + ⑮
- DA_MEP : ① + ② + ③ + ⑤ + ⑥ + ⑦ + ⑨ + ⑩ + ⑪ + ⑬ + ⑭ + ⑮
- RT_MEP : - ③ - ⑦ - ⑪
- 변동비보전정산금(MWP) : $\text{Max}(- ⑩ - ⑭ - ⑮, 0) = 0$
- SCMWG : ② + ⑥
- MPMWG : (② + ③ + ⑥ + ⑦ + ⑩ + ⑪ + ⑭ + ⑮) + (- ③ - ⑦ - ⑪)
- RTRCP : 예비력 정산금은 0으로 가정
- 기대이익정산금(MAP) : ⑪
- MPMAG : ③ + ⑦ + ⑪
- SCMAG : ③ + ⑦
- MWP : 0
- R_MAP : 예비력 기대이익은 0으로 가정



- 에너지정산금(MEP) : ③ + ⑤ + ⑥ + ⑦ + ⑨ + ⑩ + ⑪ + ⑬ + ⑭ + ⑮
- DA_MEP : ⑤ + ⑥ + ⑦ + ⑨ + ⑩ + ⑪ + ⑬ + ⑭ + ⑮
- RT_MEP : ③
- 변동비보전정산금(MWP) : $\text{Max}(- ③ - ⑦ - ⑩ - ⑪ - ⑭ - ⑮, 0) = 0$
- SCMWG : ⑥
- MPMWG : (⑥ + ⑦ + ⑩ + ⑪ + ⑭ + ⑮) + (③)
- RTRCP : 예비력 정산금은 0으로 가정
- 기대이익정산금(MAP) : $\text{Max}(- ③ - ⑦, 0) = 0$
- MPMAG : - ③
- SCMAG : ⑦
- MWP : 0
- R_MAP : 예비력 기대이익은 0으로 가정

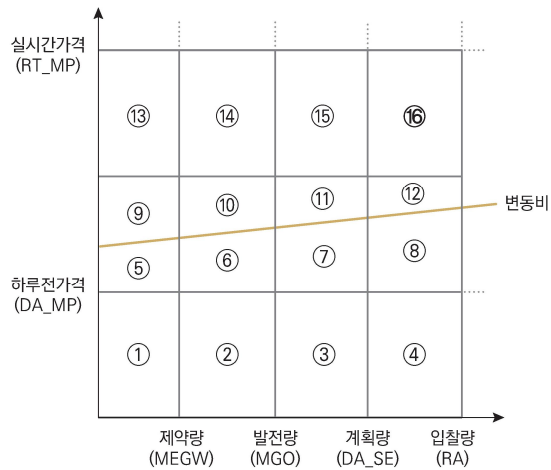


- 에너지정산금(MEP) : - ① - ② - ③ - ⑦ - ⑪ - ⑮
 - DA_MEP : - ① - ② - ③
 - RT_MEP : - ⑦ - ⑪ - ⑮
- 변동비보전정산금(MWP) : ② + ③ + ⑥ + ⑦ + ⑪ + ⑮
 - SCMWG : ⑥
 - MPMWG : (- ② - ③) + (- ⑦ - ⑪ - ⑮)
 - RTRCP : 예비력 정산금은 0으로 가정
- 기대이익정산금(MAP) :
 - Max(- ② - ③ - ⑥ - ⑦, 0) = 0
 - MPMAG : ⑦ + ⑪ + ⑮
 - SCMAG : ⑦
 - MWP : ② + ③ + ⑥ + ⑦ + ⑪ + ⑮
 - R_MAP : 예비력 기대이익은 0으로 가정

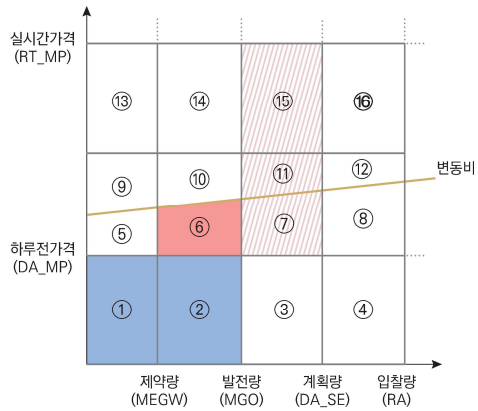
- 예비력 기대이익(R_MAP)은 하루전예비력계획량 대비 실제 예비력의 차이를 각 예비력(1차, 주파수 제어, 3차) 가격으로 지급하며, 각 예비력에 대해선 추후 보조서비스 정산금에서 설명한다.

예제

- (예제 18) 다음 제주 중앙급전 발전기의 MEP, MWP, MAP를 그리시오.
 - 단, 예비력 기대이익(R_MAP)는 0으로 가정한다.



- ▶ 에너지 기대이익이 변동비보전정산금보다 작아 MAP는 발생하지 않는다.



- 에너지자정산금(MEP) : ① + ② - ⑦ - ⑪ - ⑮
 - DA_MEP : ① + ② + ③
 - RT_MEP : - ③ - ⑦ - ⑪ - ⑮
- 변동비보전정산금(MWP) : ⑥ + ⑦ + ⑪ + ⑮
 - SCMWG : ② + ⑥
 - MPMWG : (② + ③) + (- ③ - ⑦ - ⑪ - ⑮)
 - RTRCP : 예비력 정산금은 0으로 가정
- 기대이익정산금(MAP) : $\text{Max}(- ⑥ - ⑦, 0) = 0$
 - MPMAG : ③ + ⑦ + ⑪ + ⑮
 - SCMAG : ③ + ⑦
 - MWP : ⑥ + ⑦ + ⑪ + ⑮
 - R_MAP : 예비력 기대이익은 0으로 가정

2-3-2-다. 기대이익정산금(급전가능재생에너지자원)

정의

기대이익정산금(MAP)

- 급전지시에 의해 발전계획량과 다르게 발전하는 경우 지급하는 기대이익정산금

규칙

[별표 2] I-1. 전력량 등에 대한 정산

기대이익정산금은 전력거래소의 급전지시에 의해 하루전에너지계획량과 다르게 운전한 경우, 하루전발전계획으로 발전했을 시의 기대이익을 보전하기 위한 금액을 정산하며, 에너지에 대한 기대이익정산금에서 변동비보전정산금을 차감한 금액이 0보다 큰 경우 아래 정산산식에 따라 지급한다.

$$MAP_{i,t} = \text{Max}(E_MAP_{i,t} - MWP_{i,t}, 0)$$

$$E_MAP_{i,t} = MPMAG_{i,t} - SCMAG_{i,t}$$

SET_POINT_{i,t} ≤ DA_SE_{i,t}인 경우,

$$MPMAG_{i,t} = \sum_q [RT_MP_{i,t,q} \times \{ \text{Min}(DA_SE_{i,t}, RA_{i,t}) - \{ \text{Min}\{ \text{Max}\{ \text{Min}(MGO_{i,t}, DA_SE_{i,t}), SET_POINT_{i,t} \}, RA_{i,t} \} \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} \} \times TPR_E_{i,t,q}]$$

SET_POINT_{i,t} > DA_SE_{i,t}인 경우,

$$MPMAG_{i,t} = \sum_q [RT_MP_{i,t,q} \times \{ \text{Min}(DA_SE_{i,t}, RA_{i,t}) - \{ \text{Min}\{ \text{Max}\{ \text{Min}(MGO_{i,t}, DA_SE_{i,t}), SET_POINT_{i,t}, RA_{i,t} \} \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t} \} \times TPR_E_{i,t,q}]$$

$$SCMAG_{i,t} = \int_{MAG_LO_{i,t}}^{MAG_UP_{i,t}} \{ DA_OFFER_PRICE_{i,t}(MW) \cdot d(MW) \}$$

SET_POINT_{i,t} ≤ DA_SE_{i,t}인 경우,

$$MAG_UP_{i,t} = \text{Min}(DA_SE_{i,t}, RA_{i,t})$$

$$MAG_LO_{i,t} = \text{Min}(\text{Max}(\text{Min}(MGO_{i,t}, DA_SE_{i,t}), SET_POINT_{i,t}), RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$$

SET_POINT_{i,t} > DA_SE_{i,t}인 경우,

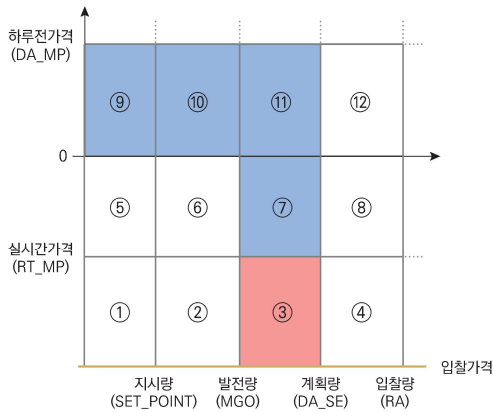
$$MAG_UP_{i,t} = \text{Min}(DA_SE_{i,t}, RA_{i,t})$$

$$MAG_LO_{i,t} = \text{Min}(\text{Max}(MGO_{i,t}, DA_SE_{i,t}), SET_POINT_{i,t}, RA_{i,t}) \times (1 - XSOF_{i,t}) + MGO_{i,t} \times XSOF_{i,t}$$

$MAP_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 기대이익정산금
 $E_MAP_{i,t}$: 에너지기대이익정산금
 $MWP_{i,t}$: 변동비보전정산금
 $MPMAG_{i,t}$: 하루전에너지계획량 대비 실제 발전한 전력량과의 편차에 해당하는 에너지정산금
 $SCMAG_{i,t}$: 하루전에너지계획량 대비 실제 발전한 전력량과의 편차에 해당하는 변동비
 $MAG_UP_{i,t}$: 기대이익정산금 지급 영역 상한
 $MAG_LO_{i,t}$: 기대이익정산금 지급 영역 하한
 $DA_OFFER_PRICE_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)가 구간별 발전예측량에 대하여 하루전시장에서 입찰한 가격
 단, 하루전시장의 입찰 공급가능용량을 초과한 구간에 대한 가격은 마지막 구간의 가격을 적용한다.
 $SET_POINT_{i,t}$: 60분 평균 EMS 급전지시 출력
 $TPR_E_{i,t,q}$: 에너지 거래단위 변환계수
 단, $MGO_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_E_{i,t,q} = 0.25$
 그 외의 경우 $TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$
 $DA_SE_{i,t}$: 하루전에너지계획량
 $RA_{i,t}$: 급전가능재생에너지자원(i)의 거래시간(t)별 변경 공급가능용량
 $MGO_{i,t}$: 계량전력량
 $MGO_{i,t,q}$: 구간(q)별 계량전력량
 $XSOF_{i,t}$: 거래시간(t)별 공급가능용량 초과 급전지시 여부, 초과 급전지시를 한 경우, $XSOF_{i,t} = 1$, 그렇지 않은 경우, $XSOF_{i,t} = 0$
 $RT_MP_{i,t,q}$: 실시간에너지시장 에너지 거래가격
 $RT_MP_{i,t,q} = RT_SMP_{i,t,q} \times STLF_{i,t,q}$

해설

- 급전가능재생에너지자원은 예비력을 공급하지 않기에, 제주 중앙급전 발전기와 달리 에너지 기대이익이 변동비보전정산금을 차감한 금액이 0보다 클 경우에 지급한다.
- 재생에너지 출력변동성에 대응하기 위해 제주 시범사업에서는 급전지시 준수도에 따라 기대이익 정산금 지급 범위가 상이하다. 가령, 낮은 전력수요에 대응하기 위해 급전가능 재생에너지자원에 출력 감발을 지시하는 경우, 지시값(SET_POINT)에 최대한 근접하여 감발하는 경우에 가장 큰 기대이익을 거둘 수 있다.



○ 에너지정산금(MEP) : 7 + 9 + 10 + 11

- DA_MEP : 9 + 10 + 11

- RT_MEP : 7

○ 변동비보전정산금(MWP) : $\text{Max}(-1 - 5 - 6 - 7 - 9 - 10 - 11, 0) = 0$

- SCMWG : -1 - 5

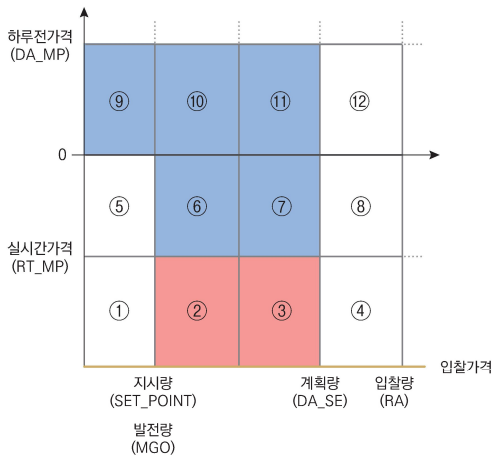
- MPMWG : (9 + 10 + 11) + (6 + 7)

○ 기대이익정산금(MAP) : $\text{Max}(3, 0) = 3$

- MPMAG : -7

- SCMAG : -3 - 7

- MWP : 0



○ 에너지정산금(MEP) : 6 + 7 + 9 + 10 + 11

- DA_MEP : 9 + 10 + 11

- RT_MEP : 6 + 7

○ 변동비보전정산금(MWP) : $\text{Max}(-1 - 5 - 6 - 7 - 9 - 10 - 11, 0) = 0$

- SCMWG : -1 - 5

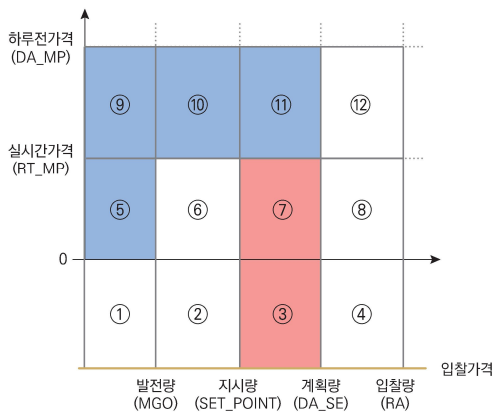
- MPMWG : (9 + 10 + 11) + (6 + 7)

○ 기대이익정산금(MAP) : $\text{Max}(2 + 3, 0) = 2 + 3$

- MPMAG : -6 - 7

- SCMAG : -2 - 3 - 6 - 7

- MWP : 0



○ 에너지정산금(MEP) : 5 + 9 + 10 + 11

- DA_MEP : 5 + 6 + 7 + 9 + 10 + 11

- RT_MEP : -6 - 7

○ 변동비보전정산금(MWP) :

$\text{Max}(-1 - 5 - 9 - 10 - 11, 0) = 0$

- SCMWG : -1

- MPMWG : (5 + 6 + 7 + 9 + 10 + 11) + (-6 - 7)

○ 기대이익정산금(MAP) : $\text{Max}(3 + 7, 0) = 3 + 7$

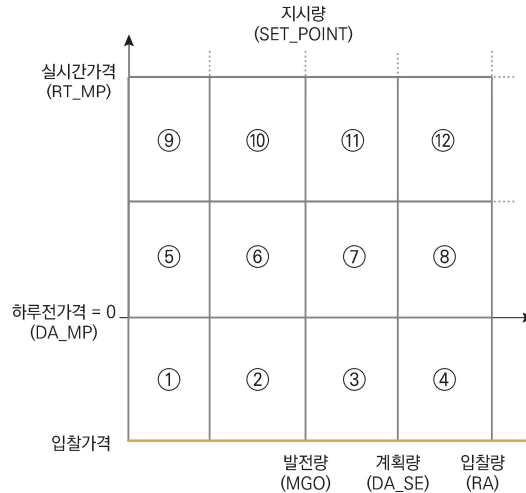
- MPMAG : 7

- SCMAG : -3

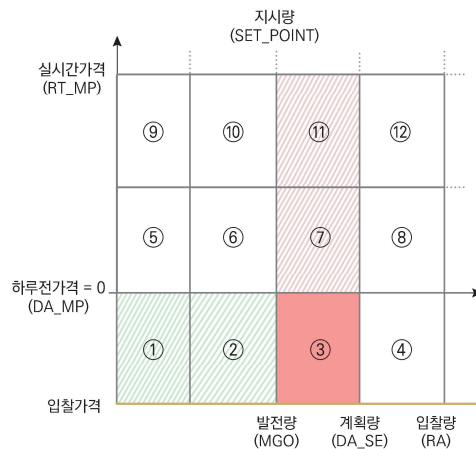
- MWP : 0

예 제

- (예제 19) 다음 급전가능재생에너지자원의 MEP, MWP, MAP를 그리시오.
- 하루전 입찰가격과 실시간 입찰가격은 동일하다고 가정하며, $MWP > 0$ 이다.



▶ 에너지정산금의 손실분은 MWP와 MAP로 보전된다.



- 에너지정산금(MEP) : - ⑦ - ⑪
 - DA_MEP : 0
 - RT_MEP : - ⑦ - ⑪
- 변동비보전정산금(MWP) : - ① - ② + ⑦ + ⑪
 - SCMWG : - ① - ②
 - MPMWG : (0) + (- ⑦ - ⑪)
- 기대이익정산금(MAP) : ① + ② + ③
 - MPMAG : ⑦ + ⑪
 - SCMAG : - ③
 - MWP : - ① - ② + ⑦ + ⑪

2-3-3. 기동비용정산금

* 대상 : 수력, 양수, 구역전기, 비중양을 제외한 육지 중앙급전 발전기

정의

기동비용정산금(SUAP)

- 발전계획 대비 기동 횟수를 초과하는 경우 지급하는 기동비 정산금

규칙

[별표 2] I-4. 기동비용조정에 대한 정산

기동비용 조정(SUAP)은 다음 공식에 따라 정해진다.

$$SUAP_i = \text{Max}\{[SUC_i \times (NSUA_i - NSUS_i)], 0\}$$

여기서,

SUC_i : 발전기의 기동비용

$NSUA_i$: 거래일의 실제 기동을 실행한 횟수

$$NSUA_i = \sum_t SUA_{i,t}$$

$NSUS_i$: 거래일의 계획된 총 기동 횟수

$$NSUS_i = \sum_t SUS_{i,t}$$

거래기간 동안,

$MGO_{i,t-1} = 0$ 이고 $MGO_{i,t} > 0$ 이면, $SUA_{i,t} = 1$ 이고, 그렇지 않으면, $SUA_{i,t} = 0$

$\text{Min}(DAOS_{i,t-1}, RA_{i,t-1}) = 0$ 이고 $\text{Min}(DAOS_{i,t}, RA_{i,t}) > 0$ 이면, $SUS_{i,t} = 1$ 이고,

그렇지 않으면, $SUS_{i,t} = 0$

단, 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는 $SUA_{i,t} = 0$ 이며, $MGO_{i,t-1} \neq 0$ 이며, $MGO_{i,t} > 0$ 인 경우에도 파급정지 또는 급전지시로 정지된 후 급전지시로 재기동한 경우에는 $SUA_{i,t} = 1$

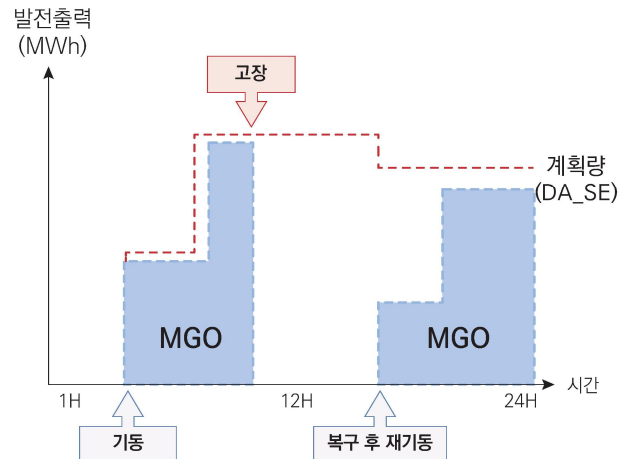
해설

- 기동비용정산금(SUAP)은 비용평가위원회에서 결정한 기동비용(SUC)을 거래일의 실제 기동횟수(NSUA)와 계획 기동횟수(NSUS)의 차이만큼 지급한다.

$$SUAP_i = \text{Max}\{[SUC_i \times (NSUA_i - NSUS_i)], 0\}$$

- 기동비 지급조건 중 $MGO_{i,t-1} = 0$, $MGO_{i,t} > 0$ 는 직전시간에 발전하지 않고 해당 거래 시간에 발전한 경우를 의미한다. 다만, 해당 조건을 만족하더라도 발전사업자의 사유로 기동한 경우에는 $SUA=0$ 으로 처리하여 자체사유기동에는 기동비용을 보상하지 않는다.

- 하루전발전계획에 포함된 기동비용은 발전기의 발전가격(GP)에 포함되며, 가격결정 자격이 있는 발전기의 최대발전가격인 계통한계가격(SMP)으로 전력량정산금(MEP)을 정산받으므로 계획기동비용은 SMP와 GP의 차익을 통해 회수할 수 있다.
- 계획대비 실제 기동횟수가 더 많더라도, 그 사유가 자체사유에 의한 기동이면 기동비는 지급하지 않는다. 예를 들어, 아래와 같이 거래일의 기동계획 횟수는 1회, 실제기동 횟수는 2회이지만 두 번째 기동은 자체 사유로 인한 고장으로 인해 발생하였기 때문에, 기동비 지급을 위한 기동횟수(SUA)에는 포함되지 않는다.



예 제

- (예제 20) 다음 육지 중앙급전발전기의 기동비를 계산하라.

- 기동비용은 357만원으로 가정

(단위 : MWh, 원)

T	RA	DAOS	MEGW	MGO
1	500	300	0	298
2	500	300	0	289
3	500	150	0	149
4	500	0	0	0
5	500	0	0	0
6	500	0	0	0
7	500	80	0	60
8	500	250	0	120
9	500	450	0	350
10	500	500	0	480
11	500	500	0	500

T	RA	DAOS	MEGW	MGO
12	500	500	0	500
13	500	500	0	500
14	500	500	0	500
15	500	500	0	320
16	500	500	0	110
17	500	500	0	0
18	500	500	0	0
19	500	500	0	0
20	500	500	0	50
21	500	500	0	80
22	500	500	0	320
23	500	500	0	480
24	500	500	0	500

- 직전 시간 계량값(MGO)이 0, 해당 시간에 계량값이 있을 때 실제 기동한 것으로 볼 수 있으며, 7시와 20시에 기동하였으므로 NSUA = 2
 - 직전 시간 계획량(DAOS)이 0, 해당 시간에 계획량이 있을 때 기동하도록 계획된 것으로 볼 수 있으며, 7시에 기동하였으므로 NSUS = 1
- ▶ $SUAP = 3,570,000\text{원} \times (2 - 1) = 3,570,000\text{원}$

2-3-4. 예방정비 일정변경 정산금(ACP)

* 대상 : 수력, 양수, 구역전기, 비중양을 제외한 육지 중앙급전 발전기

정의

예방정비 일정변경 정산금(ACP)

• 예방정비 일정 변경에 따른 용량정산금 손실을 보전하는 정산금

규칙

[별표 2] I-11. 예방정비 일정 변경에 대한 정산

전력거래소가 전력계통의 안정 운영을 위해서 사업자가 제출한 예방정비 일정을 시간대별 용량가격계수가 낮은 기간에서 높은 기간으로 변경한 경우에 지급하는 정산금은 다음과 같다.

(일반발전기) (복합, 수력 및 양수를 제외한 발전기)

계획예방정비계획 조정시에는 다음 식에 따라 조정 후 예방정비기간동안 거래시간 단위로 추가용량요금($ACP_{i,t}$)을 지급한다. 즉,

$$ACP_{i,t} = \text{Max}((PMA_i - \text{Min}(A_{i,t}, RA_{i,t}, MGO_{i,t})), 0) \times (DCF_i + \beta) \times ACTF$$

$$DCF_i = RCP_i \times RCF_i \times [\text{Max}\{(TCF_d - TCF_{bd}) \div AOHD, 0\}] \times PCF_i$$

$ACP_{i,t}$: 계획예방정비계획 조정으로 인한 시간대별 추가용량요금

PMA_i : 전년도 예방정비 기간을 제외한 기간동안의 용량정산금 정산에 반영된

공급가능용량의 합계를 예방정비기간을 제외한 기간으로 나눈 설비용량

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

RCF_i : 적정 설비에비력을 고려한 지역별 가중치이며, 비용평가위원회에서 결정

TCF_d : 예방정비일정 조정 후 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계

TCF_{bd} : 예방정비일정 조정 전 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계

$AOHD$: 조정 후 예방정비기간(시간단위)

PCF_i : 성과연동형용량가격계수

$ACTF$: 거래소가 계획예방정비계획을 조정하면 1, 그렇지 않으면 "0"임

(복합 및 수력발전기)

$$ACP_{i,t} = PMA_i \times PRAF_i \times (DCF_i + \beta) \times ACTF$$

$$DCF_i = RCP_i \times RCF_i \times [\text{Max}\{(TCF_d - TCF_{bd}) \div AOHD, 0\}] \times PCF_i$$

PMA_i : 개별 예방정비발전기 설비용량

$PRAF_i$: 전년도 예방정비 제외 기간 동안의 설비용량 대비 공급가능용량 입찰률

(양수발전기)

$$ACP_{i,t} = PMA_i \times (DCF_i + \beta) \times ECPF_{i,t} \times ACTF$$

$$DCF_i = RCP_i \times RCF_i \times [\text{Max}\{(TCF_d - TCF_{bd}) \div AOHD, 0\}] \times PCF_i$$

PMA_i : 예방정비용량으로 예방정비 개별 발전기의 최대발전용량(MGC) 적용

해설

- 예방정비 일정변경 정산금(ACP)은 전력거래소의 지시로 예방정비 일정을 변경하여 용량정산금(TPCP)의 손실이 발생한 경우, 그 손실을 보전해 주는 정산금으로, 조정 전 기간의 시간대별 용량가격계수와 조정 후 기간의 시간대별 용량가격 계수(TCF)를 비교하여 정산한다.
- TCF 손실 단가를 의미하는 DCF는 예방정비기간 조정 전과 후의 TCF 차이의 평균값에 따라 달라지며, 산정용량은 전월별로 상이하다.

- 일반발전기 : 전년도 평균 공급가능용량 - 예방정비기간의 입찰량
- 복합 및 수력발전기 : 전년도 설비용량 대비 공급가능용량 입찰률 × 설비용량
- 양수발전기 : 개별 양수발전기의 최대발전용량(MGC)

예제

- (예제 21) 정비기간을 제외한 전년도 평균입찰용량이 500MW인 LNG복합발전기가 거래소의 지시에 따라 4월 1주차(평균 TCF 0.6)에서 6월 1주차(평균 TCF 1.2)로 예방정비를 변경하였다. 예방정비에 따라 6월 1주치의 발전량은 0이고, RCP는 10원/kWh, RCF 및 PCF는 1로 가정할 때, ACP를 구하라.

$$\begin{aligned}
 \circ \text{ACP}_{i,t} &= \text{Max}((\text{PMA}_i - \text{Min}(A_{i,t}, \text{RA}_{i,t}, \text{MGO}_{i,t})), 0) \times (\text{DCF}_i + \beta) \times \text{ACTF} \\
 &= \text{Max}((500 - \text{Min}(0, 0, 0)), 0) \times \{10 \times 1 \times \text{Max}(1.2 - 0.6, 0)\} \times \\
 &\quad 1000\text{kWh} / 1\text{MWh} \\
 &= 3,000,000\text{원/h}(6\text{월 } 1\text{주차 매시간 지급})
 \end{aligned}$$

* DCF 계산 시 평균 TCF를 적용하였으므로 AOHD는 고려하지 않음.

2-3-5. 기동대기정산금(SUSBC)

* 대상 : 수력, 양수, 구역전기, 비중양을 제외한 중앙급전 발전기

정의

기동대기정산금(SUSBC)

- 계통사유로 발전기 병입이 지연되는 경우, 소요된 비용에 대한 정산금

규칙

[별표 2] I-12-가. 기동대기 발전기의 정산

계통의 안정적인 운영을 목적으로 전력거래소에서 발전사업자에게 기동대기를 지시한 경우에는 다음과 같이 정산한다.

$$SUSBC_{i,t} = SUC_i \div SUH_i \times TH_{i,t}$$

여기서,

SUC_i : 발전기의 기동비용

$SUSBC_{i,t}$: 전력거래소가 기동대기를 지시한 경우 시간대별 정산금(원)

SUH_i : 기동에 소요되는 시간이며, 제2장 제2절에 따라 제출한 기동시간(기동비 산정에 적용한 시간)을 사용한다.

$TH_{i,t}$: 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는시간(계통연결 대기시간)

기동대기시작시간 : 전력거래소가 발전기를 기동하여 계통에 연결할 것을 지시한 계통연결 예정시간에서 기동시간(SUH_i)을 뺀 시간

기동대기마지막시간 : 전력거래소가 계통연결을 취소한 시간 또는 계통연결예정시간을 지나서 계통연결된 시간

해설

- 기동대기 정산금(SUSBC)은 계통 사유로 발전기 계통연결을 지시했다가 계통연결을 취소하거나, 병입시간을 변경함에 따라 발전기를 기동대기 시키는 경우 지급한다.
- SUSBC는 시간 당 기동비($SUC_i \div SUH_i$)에 기동대기 시간($TH_{i,t}$)을 곱하여 산정한다. 가령, 기동비가 300만원이며 기동소요시간이 2시간인 발전기에 대해 당초 13시 병입 예정이었으나, 급전지시에 따라 병입시간이 14시로 변경된 경우, SUSBC 150만원을 지급한다.
- 제주지역의 경우 마찬가지로 기동대기정산금(SUSBC)을 지급한다. 다만, 제주의 경우 다조합인 경우도 추가로 고려하여, 개별 GT와 ST의 기동대기를 포함하여 SUSBC를 지급한다.

참 고

- ① (HSUSBC) 계통병입이 장시간 소요되는 발전기를 대상으로 열간기동대기를 지시하는 경우, 열간 기동대기 정산금(HSUSBC)을 지급한다. 이는, 급격한 수요 증가가 예상되는 상황에서 급전정지 발전기를 빠르게 계통병입 시키기 위함으로, 2011년 이후 신설되었다. 다만, 현재까지 전력시장에서 정산된 경우는 없었으며 일반적인 상황에선 SUSBC로 정산받는다. 여기서 주의할 점은, HSUSBC는 수급 대응을 위해 기동소요시간이 긴 발전기를 열간기동 대기 시킬 때 발생하는 정산금이므로, 복합발전기와 같이 기동소요시간이 짧은 발전기가 열간기동대기하는 상황에서는 지급하지 않는다.

예 제

- (예제 22) 다음 육지 중앙급전 발전기의 기동대기정산금을 계산하라.

[03:00] 07:00 연결지시 (전력거래소)	》	[04:00] 기동준비 시작 (발전사)	》	[06:00] 연결 취소 (전력거래소)	· 기동비 : 3,000,000원 · 기동소요시간 : 3시간
---	---	--------------------------------------	---	--------------------------------------	--

$$\circ \text{한시간 기동비} \left(\frac{\text{기동비}(SUC_i)}{\text{기동시간}(SUH_i)} = \frac{3,000,000}{3} \right) = 1,000,000\text{원}$$

$$\circ \text{기동준비시간}(TH_{i,t}) = 2\text{시간}(04:00 \sim 06:00)$$

$$\rangle \text{SUSBC}_{i,t} = 1,000,000 \times 2 = 2,000,000\text{원}$$

2-3-6. 공급가능용량 초과급전 정산금(XEGW)

* 대상 : 수력, 양수, 구역전기, 비중앙을 제외한 육지 중앙급전 발전기

정의

공급가능용량 초과급전 정산금(XEGW)

• 급전지시로 입찰량을 초과하여 발전한 경우, 초과 전력량에 대한 정산금

규칙

[별표 2] 1-12-나. 입찰량을 초과하여 급전지시한 발전기의 정산

전력거래소가 전력계통의 안정운전을 위해서 발전기의 공급가능용량 이상으로 급전지시를 하거나, 발전기의 정비 또는 시험일정을 변경하는 경우에는 다음과 같이 정산한다.

(공급가능용량 초과 발전량) 시장정산금과 변동비 중 큰 값으로 정산하며,

(실제 공급가능용량) 용량가격으로 정산한다. 즉,

$$XEGW_{i,t} = XSCON_{i,t} + XCP_{i,t}$$

단, 수력 및 양수발전기는 정산하지 않는다.

공급가능용량 초과 발전량에 대한 정산은 다음과 같다.

$$MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \text{이면, } XSCON_{i,t} = 0$$

$$\text{그렇지 않으면, } XSCON_{i,t} = \text{Max}(XMP_{i,t}, XVC_{i,t})$$

$$XMP_{i,t} = [\text{Min}\{MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t} - \text{Min}(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\} - RA_{i,t}] \times MP_{i,t}$$

$$XVC_{i,t} = QPC_i \times [\text{Min}\{MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t} - \text{Min}(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\}^2 - RA_{i,t}^2] +$$

$$LPC_i \times [\text{Min}\{MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t} - \text{Min}(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\} - RA_{i,t}]$$

단, CC모드로 입찰한 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우에는 해당 발전기의 GT모드 변동비로 계산한다.

발전기의 실제 공급가능용량에 대한 정산은 다음과 같다.

(일반발전기)

$$XCP_{i,t} = [\{RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}\} - \text{Min}\{A_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}] \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

(원자력발전기)

$$XCP_{i,t} = [\{RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}\} - \text{Min}\{A_{i,t}+5, RA_{i,t}+5, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}] \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

(복합발전기)

$$XCP_{i,t} = [\{RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}\} - \text{Min}\{RA_{i,t}, TA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}] \times (HCF_{i,t} + \beta)$$

XEGW : 발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 전력거래소가 지시한

경우, 초과 발전량에 대한 정산금

XMP : 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여 발전한 전력량을 시장가격으로
정산할 경우 금액

XVC : 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비

XEOGA : 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과 전력량

XCP : 전력거래소 지시에 의한 발전기의 추가 용량정산금

해설

- 공급가능용량 초과급전 정산금(XEGW)은 전력량에 해당하는 XSCON과 용량요금에 해당하는 XCP으로 산정

$$XEGW_{i,t} = XSCON_{i,t} + XCP_{i,t}$$

- XSCON은 입찰량 초과 발전량에 대해 MP로 산정한 정산금(XMP)과 변동비로 산정한 금액(XVC) 중 큰 값으로 정산한다.

$$\begin{aligned} & \cdot XSCON_{i,t} = \text{Max}(XMP_{i,t}, XVC_{i,t}) \\ & \cdot XMP_{i,t} = [\text{Min}\{MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t} - \text{Min}(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\} - RA_{i,t}] \times MP_{i,t} \\ & \cdot XVC_{i,t} = QPC_i \times [\text{Min}\{MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t} - \text{Min}(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\}^2 - RA_{i,t}^2] \\ & \quad + LPC_i \times [\text{Min}\{MGO_{i,t}, RA_{i,t} + XEOGA_{i,t} - \text{Min}(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\} - RA_{i,t}] \end{aligned}$$

- XCP는 발전량 - 초기입찰량에 대한 용량정산금(TPCP)을 추가로 지급하는 정산금이다. 가령, 예정된 정비 때문에 초기입찰시 0으로 입찰한 발전기가 거래소 지시로 정비를 연기하고 실제 발전하는 경우, TPCP는 $\text{Min}(A, RA)$ 로 산정되므로 CP를 받지 못하게 된다. 다만, 지시에 의한 발전이므로 이때의 용량정산금은 XCP로 정산받을 수 있다.

$$\begin{aligned} & \cdot (\text{일반}) \{[RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}] - \text{Min}\{A_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}\} \times (HCF_{i,t} + \beta) \\ & \cdot (\text{원자력}) \{[RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}] - \text{Min}\{A_{i,t}+5, RA_{i,t}+5, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}\} \times (HCF_{i,t} + \beta) \\ & \cdot (\text{복합}) \{[RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}] - \text{Min}\{RA_{i,t}, TA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}\} \times (HCF_{i,t} + \beta) \end{aligned}$$

- XEGW 정산시에도 정산조정계수를 적용하여 수익을 조정한다. MEP 및 EBCO와 동일하게, 변동비를 초과하는 마진에 대해 정산조정계수를 적용한다.

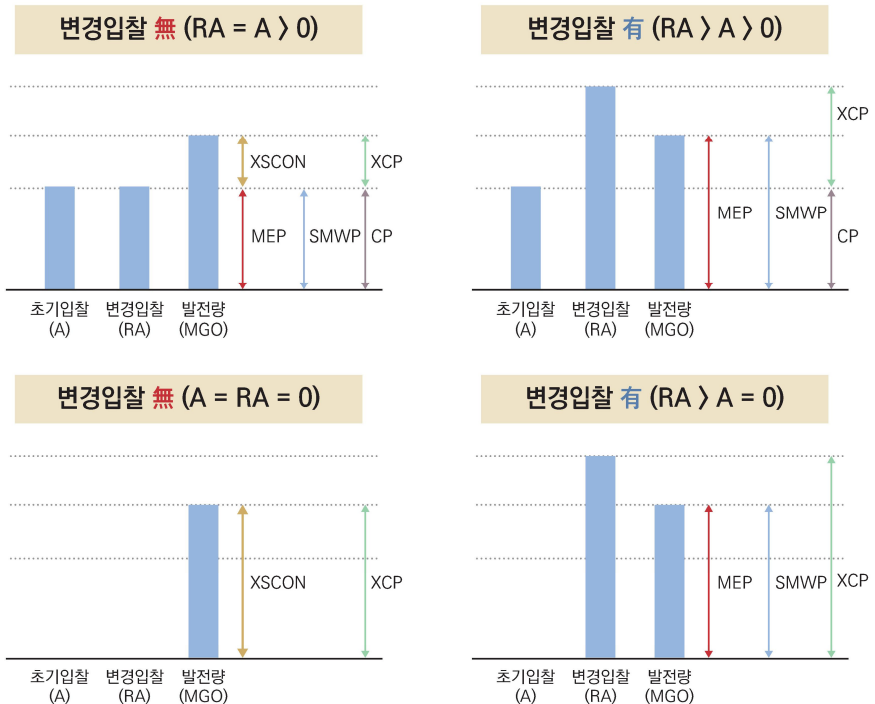
참 고

- ① (변경입찰) 전력거래소로부터 초과급전 지시를 받은 발전사는 실제 공급가능용량으로 신속하게 변경입찰을 해야 한다. 만약, 초과급전 지시를 받았음에도 변경입찰을 하지 않는다면, 초과발전량은 MEP가 아닌 XSCON으로 받게 되며 XCP는 발전량까지만 받을 수 있다.

구체적으로 먼저 XSCON과 MEP를 비교해보자. 변동비가 시장가격보다 높은 상황에서 ($XVC > XMP$), 제약입찰한 경우라면($MEGW > 0$) XSCON을 통한 변동비보전분($XVC - XMP$)은 변동비보전정산금(SMWP)과 동일하다. 그러나, 제약입찰하지 않았다면 XSCON을 통한 변동비(XVC)에는 무부하비가 포함되어 있지 않고, SMWP에는 포함되어 있기 때문에 발전사는 무부하비를 손실보게 된다.

XCP에 대해서도 비교해보자. 변경입찰했다면 변경입찰량만큼 XCP를 지급받으나, 그렇지 않았다면 발전량까지만 지급받으므로 손실을 본다.

따라서, 발전사는 초과급전 지시를 받으면 즉각적으로 실제 공급가능용량만큼 변경입찰해야 정상적으로 정산금을 지급받을 수 있다.



* 위 도식은 제약입찰하지 않은 상황을 가정

예 제

- (예제 23) 다음 육지 중앙급전 발전기의 XEGW를 계산하라.

12.10 [10:00]	12.10 [19:00]	12.11 [01H]
12.11 01H 초기입찰 = 0 (발전기 간이정비)	타발전기 고장발생, 정비연기 요청 (변경입찰 = 300)	AGC 운전하여 250MWh 발전

(단위 : MWh, 원/MWh)

T	A	RA(FCA)	MGO	RCP	RCF	TCF	PCF	β
1	0	300	250	10	1.0	1.5	1.1	0

◦ $XSCON_{i,t} = MGO_{i,t}(250) \leq RA_{i,t}(300)$ 이므로 0, 변경입찰했으므로 $XEOGA = 0$
→ 250MWh의 발전량은 MEP 정산

◦ $XCP_{i,t} = \{[RA_{i,t} + XEOGA_{i,t}] - \text{Min}\{A_{i,t}, RA_{i,t}, \text{Max}(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}\} \times (HCF_{i,t})$
= $\{[300 + 0] - \text{Min}\{0, 300, \text{Max}(250, 300)\}\} \times (10 \times 1.0 \times 1.5 \times 1.1) \times 1,000\text{kW} / 1\text{MW} = 4,950,000\text{원}$

▶ $XEGW_{i,t} = 0 + 4,950,000\text{원} = 4,950,000\text{원}$

2-3-7. 복합발전기 변동비보정정산금(AASMWP)

* 대상 : 육지 중앙급전 복합발전기

정의

복합발전기 변동비보정정산금(AASMWP)

• 복합발전기 저출력 운전 시 효율 저하로 발생하는 손실 보전 정산금

규칙

[별표 2] 1-12-사. 복합발전기의 계통제약 보정정산금

2기 이상의 발전기로 구성된 복합발전기는 계통제약 운전 시 계통제약 보정정산금(AASMWP : Additional Adjusted SMWP)을 다음과 같이 산정한다. 즉,

다음의 경우는 $AASMWP_{i,t} = 0$ 이다.

- 1) $SMF_{i,t} = 1$ 이고 $DAOS_{i,t} > 0$
- 2) $MEGW_{i,t} > 0$

그렇지 않으면,

$$AASMWP_{i,t} = \text{MAX}(ASMWP_{i,t} - MEP_{i,t} - SMWP_{i,t}, 0)$$

여기서,

$$ASMWP_{i,t} = FASMWP_{i,t} + SASMWP_{i,t} + TASMWP_{i,t}$$

$FASMWP_{i,t}$: 복합발전기가 20%이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비

$$FASMWP_{i,t} = [QPC_{i,g} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)^2 + LPC_{i,g} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) + NLPC_{i,g} \times MWGF_{i,t}] \times FASMWGF_{i,t}$$

$QPC_{i,g}$: 가스터빈(GT) 1기준으로 산정된 2차 증분가격계수

$LPC_{i,g}$: 가스터빈(GT) 1기준으로 산정된 1차 증분가격계수

$NLPC_{i,g}$: 가스터빈(GT) 1기준으로 산정된 가격상수

$FASMWGF_{i,t}$: 복합발전기 20%이하 출력에서 자기변동비 재산정 여부 표시기로서, $0 <$

$MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 0.2$ 이고, $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 이면,

$FASMWGF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

$SASMWP_{i,t}$: 복합발전기 20% ~ 50% 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비

$$SASMWP_{i,t} = [QPC_{i,m} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)^2 + LPC_{i,m} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon) + NLPC_{i,m} \times MWGF_{i,t}] \times SASMWGF_{i,t} \times ASMWGF_{i,t}$$

$QPC_{i,m}$: 전체호기 운전조합 기준으로 산정된 2차 증분가격계수

$LPC_{i,m}$: 전체호기 운전조합기준으로 산정된 1차 증분가격계수

NLPC_{i,m} : 전체호기 운전조합기준으로 산정된 가격상수

SASMWGF_{i,t} : 복합발전기 20% ~ 50% 출력에서 자기변동비 재산정 여부 표시기로서,
 $RA_{i,t} \times 0.2 < MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 0.5$ 이고 $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 이면,
 SASMWGF_{i,t} = 1, 그렇지 않으면 0

ASMWGF_{i,t} : 조정 계통제약정산금(ASMWP_{i,t}) 대상발전기 표시기로서 다음의 경우중
 하나에 해당하면 ASMWGF_{i,t} =1, 그렇지 않으면 ASMWGF_{i,t} =0

1) 발전기가 계통연결 후 3시간 이내인 경우

($RA_{i,t-3} > MGC_i \times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t-3} = 0$) 이고,
 ($RA_{i,t+1} > MGC_i \times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t+1} \geq RA_{i,t+1} \times 50\%$) 또는 ($RA_{i,t+2} > MGC_i$
 $\times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t+2} \geq RA_{i,t+2} \times 50\%$) 또는 ($RA_{i,t+3} > MGC_i \times 50\%$ 이고,
 $MGO_{i,t+3} \geq RA_{i,t+3} \times 50\%$)

2) 발전기가 계통연결 후 3시간 이내면서, 전력거래소 급전지시에 따라 기동하여 낮은
 출력수준을 유지하는 경우,

($RA_{i,t-3} > MGC_i \times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t-3} = 0$)이고, ($RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 이고,
 $MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 50\%$)

3) 안정적 계통운영을 위해 전력거래소 급전지시에 따라 일정시간 낮은 출력수준을 유지하게
 되는 경우와 계통제약 운전 후 계통분리 하는 경우

($RA_{i,t-3} > MGC_i \times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t-3} > 0$)이고,
 ($RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 50\%$)

TASMWP_{i,t} : 복합발전기 50% ~ 80% 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비
 $TASMWP_{i,t} = [QPC_{i,m} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)^2 + LPC_{i,m} \times \text{Min}(MGO_{i,t}, RA_{i,t} + \varepsilon)$
 $+ NLPC_{i,m} \times MWGF_{i,t}] \times TASMWGF_{i,t}$

QPC_{i,m} : 전체호기 운전조합 기준으로 산정된 2차 증분가격계수

LPC_{i,m} : 전체호기 운전조합기준으로 산정된 1차 증분가격계수

NLPC_{i,m} : 전체호기 운전조합기준으로 산정된 가격상수

TASMWGF_{i,t} : 복합발전기 50% ~ 80%이하 출력에서 자기변동비 재산정 여부 표시기로서,
 $RA_{i,t} \times 0.5 < MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 0.80$ 이고, $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 이면,
 TASMWGF_{i,t} = 1, 그렇지 않으면 0

단, 발전기 고장 및 계통연결지연 등 발전기 사유로 인해 발전기가 운전된 경우에는 보정
 정산금을 지급하지 않는다.

해설

- 복합발전기가 계통제약으로 저출력 운전을 하는 경우, 변동비보정정산금(SMWP)만으로는 실제 발생한 변동비를 모두 회수하지 못하는 상황이 발생할 수 있다. 현재 전력 시장에서 복합발전기는 운전조합과 관련없이 단일 비용함수를 적용하여 비용을 평가하고 있다. 그러나 이 방식은 실제 저출력 운전 시의 비용을 충분히 반영하지 못해, SMWP로 산정된 변동비 보전금이 실제 변동비보다 낮게 평가될 수 있다^(참고 1). 이러한 손실을 보전하기 위해, 실제 변동비에서 MEP 및 SMWP의 차액에 해당하는 복합발전기 변동비보정정산금(AASMWP)을 지급한다.

$$AASMWP_{i,t} = \text{MAX}(ASMWP_{i,t} - MEP_{i,t} - SMWP_{i,t}, 0)$$

- 하루전발전계획에 따라 운전할 예정이었거나($SMF_{i,t} = 1$ 이고 $DAOS_{i,t} > 0$) 발전사 자체 사유로 운전할 예정인 경우($MEGW_{i,t} > 0$)에 대해선 AASMWP를 지급하지 않는다. 여기서, 계통한계가격(SMP) 결정 자격 중 SMF는 계통제약발전기 표시기로, 하루전 발전계획 수립 시 계통제약으로 판단되는 시간대의 $SMF = 0$ 으로 결정된다. 즉, 발전 계획에 포함되지 않았거나($DAOS = 0$) 계통제약발전기($SMF = 0$)인 발전기는 거래소의 급전지시에 따라 저출력 운전하는 경우 발생하는 손실을 보전한다.
- AASMWP는 CC기준 출력이 ①20% 이하, ②20% ~ 50%, ③50% ~ 80%인 경우를 구분하여 각 구간에 해당하는 산식을 적용한다.

$$ASMWP_{i,t} = FASMWP_{i,t} + SASMWP_{i,t} + TASMWP_{i,t}$$

- FASMWP는 복합발전기 CC기준 출력이 20% 이하인 구간에서 산정한 변동비로, 가스터빈 1기 기준으로 산정된 증분가격계수(QPC, LPC) 및 가격상수(NLPC)를 적용한다.
- SASMWP, TASMWP는 각각 복합발전기 CC기준 출력이 20% ~ 50% 구간 및 50% ~ 80% 구간에서 산정한 변동비로, 전체 호기 기준으로 산정된 증분가격계수(QPC, LPC) 및 가격상수(NLPC)를 적용한다. 또한, 20% ~ 50% 구간은 아래 조건 중 하나를 만족할 때 AASMWP가 지급된다.
 - ① 발전기가 계통연결 후 3시간 이내인 경우(출력 증발) : AASMWP는 출력 증발 중에 일시적으로 발생하는 저출력 구간에 대한 변동비 보정 정산금이므로, AASMWP가 지급되는 시간 전·후의 출력을 비교하여 증발에 따른 저출력으로 인정되면 정산금을 지급한다.

($RA_{i,t-3} > MGC_i \times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t-3} = 0$) 이고,
 [($RA_{i,t+1} > MGC_i \times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t+1} \geq RA_{i,t+1} \times 50\%$) 또는
 ($RA_{i,t+2} > MGC_i \times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t+2} \geq RA_{i,t+2} \times 50\%$) 또는
 ($RA_{i,t+3} > MGC_i \times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t+3} \geq RA_{i,t+3} \times 50\%$)]

- ② 발전기가 계통연결 후 3시간 이내면서, 거래소의 저출력운전 급전지시에 따라 기동하여 낮은 출력수준을 유지하는 경우(저출력 운전) : 계통제약에 따라 기동하여 저출력 운전을 유지하는 경우 위 조건①을 만족할 수 없어 AASMWP를 정산받지 못하는 사례가 생기므로, 급전지시에 따라 저출력 운전을 유지하는 경우에는 아래 조건 만족 시 AASMWP를 지급 받는다.

($RA_{i,t-3} > MGC_i \times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t-3} = 0$)이고,
 ($RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 50\%$)

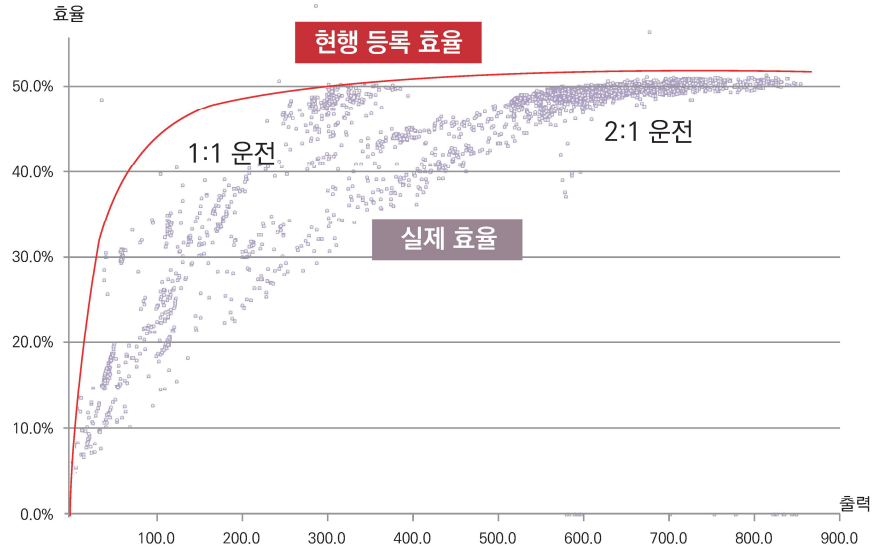
- ③ 거래소의 저출력운전 급전지시에 따라 낮은 출력수준을 유지하는 경우(저출력 운전)와 계통 분리 하는 경우 : 이미 계통에 연결된 상태에서 급전지시에 따라 저출력 운전을 지속하는 경우와 계통분리에 따른 감발의 경우에도 AASMWP를 지급받는다.

($RA_{i,t-3} > MGC_i \times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t-3} > 0$)이고,
 ($RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 이고, $MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 50\%$)

- 구간별 AASMWP의 공통 지급조건은, 1) 입찰값이 최대발전용량의 50%를 초과하고, 2) 해당출력구간대로 운전하여야 한다는 점이다. AASMWP는 다조합 복합발전기가 부분조합으로 운전함에 따라 발생하는 저출력 구간 변동비를 보전하기 위함인데, 일부 GT가 정비 등으로 운전하지 못하여 발전사 사유로 부분조합으로만 운전해야하는 상황이라면 AASMWP를 지급할 이유가 없으므로 50%라는 조건을 설정한다.

참 고

- ① (AASMWP 및 AASCON) AASMWP은 복합발전기가 계통제약으로 저출력 운전시 발생하는 손실을 보전하기 위한 정산금으로 2016년 5월에 도입 당시 AASCON이라는 항목으로 정산되었으나, 실계통기반 하루전시장 개편에 따라 AASMWP로 개정되었다.
- ② (조합별 비용함수) 현행 전력시장은 다조합 복합발전기에 대해 단일 비용함수를 적용하고 있다. 단일 비용함수는 전체조합 기준의 운전 데이터를 바탕으로 설정되어 있으나, 부분조합 운전을 하는 경우 출력 대비 연료 소비가 많아져 효율이 저하된다. 즉, 단일 비용함수로 평가한 연료비는 실제 연료비보다 과소평가되며, 발전사는 변동비를 실제 연료비보다 적은 금액만 보전받아 손실이 발생하게 된다. 이러한 문제를 해결하기 위해 현재 조합별 비용 함수 제도 도입을 준비중이며, 제주 시범사업에 한해 '24년 6월부터 적용하고 있다.



예 제

• (예제 24) 다음 육지 중앙급전 복합발전기의 AASMWP를 계산하라.

QPC _{i,g}	20	QPC _{i,m}	15	QPC _i	10
LPC _{i,g}	200,000	LPC _{i,m}	150,000	LPC _i	100,000
NLPC _{i,g}	6,000,000	NLPC _{i,m}	4,500,000	NLPC _i	3,000,000

(단위 : MWh, 원)

T	RA	MGC	AMGO	MEGW	MEP	SMWP	MWGF	MP
11	500	550	0	0	0	0	0	100
12	500	550	0	0	0	0	0	100
13	500	550	0	0	0	0	0	100
14	500	550	100	0	10,000,000	3,100,000	1	100
15	500	550	200	0	20,000,000	3,400,000	1	100
16	500	550	350	300	35,000,000	3,325,000	1	100
17	500	550	400	0	40,000,000	4,600,000	1	100
18	500	550	100	0	10,000,000	3,100,000	1	100
19	500	550	0	0	0	0	0	100
20	500	550	0	0	0	0	0	100
21	500	550	0	0	0	0	0	100

$$◦ \text{ASMWP}_{i,t} = \text{FASMWP}_{i,t} + \text{SASMWP}_{i,t} + \text{TASMWP}_{i,t}$$

◦ FASMWP_{i,t}는 QPC_{i,g}, LPC_{i,g}, NLPC_{i,g}를 적용

◦ SASMWP_{i,t} 및 TASMWP_{i,t}는 QPC_{i,m}, LPC_{i,m}, NLPC_{i,m}를 적용

▶ 거래시간대별 AASMWP

T	AASMWP	ASMWP	FASMWP	SASMWP	TASMWP	FAS MWGF	SAS MWGF	TAS MWGF	AS MWGF
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	1
14	13,100,000	26,200,000	26,200,000	0	0	1	0	0	1
15	11,700,000	35,100,000	0	35,100,000	0	0	1	0	1
16	0	58,837,500	0	0	58,837,500	0	0	1	1
17	22,300,000	66,900,000	0	0	66,900,000	0	0	1	0
18	13,100,000	26,200,000	26,200,000	0	0	1	0	0	1
19	0	0	0	0	0	0	0	0	1
20	0	0	0	0	0	0	0	0	1
21	0	0	0	0	0	0	0	0	1

2-3-8. 복합발전기 GT기동비용 정산금(ASUAP)

* 대상 : 육지 중앙급전 복합발전기

정의

복합발전기 GT기동비용 정산금(ASUAP)

- GT 일부를 정지시킨 후 재기동 지시한 경우, GT기동비용에 대한 정산금

규칙

[별표 2] I-12-아. 복합발전기 GT재기동비 정산

2기 이상의 발전기로 구성된 복합발전기가 계통제약으로 운전되는 기간동안 거래소 지시에 의해 일부 가스터빈이 정지후 재기동하는 경우 기동비(ASUAP)를 추가 정산한다.

$$ASUAP_i = SUCp_i \times NSUAP_i$$

$SUCp_i$: 가스터빈(GT) 기준 기동비용

$NSUAP_i$: 거래일 복합발전기가 계통제약 운전중 일부 가스터빈(GT) 재기동 횟수

$$NSUAP_i = \sum_t SUAP_{i,t}$$

$$SUAP_{i,t} = CONF_{i,t} \times PSUF_{i,t}$$

$CONF_{i,t}$: 계통제약발전 여부 표시기로서 다음의 경우 중 하나에 해당하면 $CONF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

1) 하루전발전계획에 미포함 시 $DAOS_{i,t} = 0$ 이고,

$MGO_{i,t} > 0$ 이며, $MEGW_{i,t} = 0$ 인 경우

2) 하루전발전계획에 포함 시 $DAOS_{i,t} > 0$, $GP_{i,t} > SMP_t$ 이고, $MGO_{i,t} > 0$ 이며, $MEGW_{i,t} = 0$ 인 경우

$PSUF_{i,t}$: 일부 가스터빈 재기동 대상여부 표시기로서 대상이면 '1', 그렇지 않으면 '0' 단, 발전사업자의 사유로 기동하는 경우에는 정산하지 않는다.

해설

- GT 기동비($SUCp$)는 비용평가위원회에서 결정된 값을 적용하고, GT 재기동 횟수는 급전지시에 따라 일부 GT가 정지 후 재기동 한 횟수를 적용한다.

$$ASUAP_i = SUCp_i \times NSUAP_i$$

- 전력거래소는 수요가 급변하는 시간대(평일 점심시간, 새벽시간 등)에 대응하기 위해 복합발전기의 일부 가스터빈을 정지하거나 기동지시 할 수 있다. 운전 중인 복합발전기의 일부 가스터빈을 정지한 후 다시 기동하는 경우에는 전체 기동비용정산금(SUAP)가 아니라, 해당 가스터빈에 대한 재기동 정산금(ASUAP)만 지급하기 위해 2016년 5월부터 정산하고 있다.

- 기존에는 하루전발전계획에 포함된 경우 GT 재기동 정산금을 지급하지 않았지만, 발전 가격(GP) > 시장가격(MP)에도 불구하고 계통 안정을 위해 가동하는 복합발전기에 대해 정산금을 지급하도록 '24년 8월에 개정되었다.

2) 하루전발전계획에 포함 시, 아래 조건 만족하면 지급 가능
 $DAOS_{i,t} > 0$, $GP_{i,t} > SMP_t$ 이고, $MGO_{i,t} > 0$ 이며, $MEGW_{i,t} = 0$

- ASUAP는 일부 가스터빈을 정지 후 재기동하는 경우에만 지급하는 정산금으로, 정지 상태에서 GT:ST가 1:1로 기동한 뒤 2:1로 추가 기동하는 경우에 지급하지 않는다. 왜냐하면 CC기준 기동비를 이미 SUAP로 지급했기 때문이다.

예 제

- (예제 25) 거래소의 지시를 받고 기동하여 처음에 GT#1만 운전하다가, 이후 GT#2와 ST를 운전하였다. 이 경우 ASUAP는?(GT 기동비는 200만원)
 - ▶ 정지 후 재기동하는 경우 지급하는 정산금으로, ASUAP = 0
- (예제 26) 예제 25와 같이 운전하다가 거래소 지시에 따라 GT#1를 정지하였다. 이후 다시 지시를 받고 GT#1를 기동하였다면 ASUAP는?
 - ▶ 급전지시에 따라 정지 후 재기동한 경우이므로 ASUAP 200만원 지급

2-3-9. 지역자원시설세 정산금(LPT)

* 대상 : 지역자원시설세를 납부하는 화력발전기

정의

지역자원시설세 정산금(LPT)

• 지자체에 납부하는 지역자원시설세를 일부 보전하는 정산금

규칙

[별표 2] 1-12-차. 화력발전기 지역자원시설세 정산

지방세법에 따라 부과하는 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산금은 전력거래량에 소내 전력률, 화석연료사용률 및 지역자원시설세율을 반영하여 다음과 같이 정산한다. 단, 규칙 제13.1.1조 및 별표30에 따른 정부승인차액계약 체결 발전기는 계약기간에 대해서는 지역자원시설세를 정산하지 않는다.

$$LPT_{i,t} = MGO_{i,t} \div (1-APR_i) \times LPTFR_i \times LPTR \times 0.5 \times LPTF_i + RLPT_{i,t}$$

$LPT_{i,t}$: 화력발전기 i의 t시간 지역자원시설세 정산금

APR_i : 화력발전기의 소내전력률로서, 중앙급전발전기는 용량가격계수 산정 시 적용하는 최근 3년간 소내전력률 값 중 최근 1년 값을 적용하며, 비중앙급전발전기는 중앙급전발전기의 산술평균값을 적용한다. 단, 전력거래량을 기준으로 지역자원시설세를 납부하는 발전기는 소내전력률을 0으로 적용한다.

$LPTFR_i$: 화력발전기 사용연료 중 화석연료 사용비율로서, 매년 말 전년도 7월부터 당해 연도 6월까지의 발전기별 REC 발급실적 및 계량전력량을 이용하여 아래 산식에 따라 산정한 1년 평균값을 차기년도 1월부터 12월까지 적용한다. 단, 신규 발전기 준공 등으로 과거 화석연료사용률 실적을 산정할 수 없는 발전기는 유사발전기의 화석연료사용률 평균값 적용을 원칙으로 하되, 최근 REC 발급실적을 제출하는 경우는 동 실적을 바탕으로 산정한 평균값을 적용할 수 있다.

$$LPTFR_i = [MGO_i - (REC발급량_i \div REC가중치_i)] \div MGO_i$$

$LPTR$: 화력발전기 지역자원시설세율

$LPTF_i$: 화력발전기 i의 지역자원시설세 정산 플래그(1 또는 0)

$RLPT_{i,t}$: 화력발전기 i의 t시간의 미정산분 반영금으로서, 아래와 같이 계산한다.

단, 지역자원시설세 화석연료사용률($LPTFR_i$) 및 지역자원시설세 세율($LPTR$)이 변할 경우 각 시점까지 별도 산출하여 합하여 계산한다.

$$RLPT_{i,t} = LPT_MGO_i \div (1 - APR_i) \times LPTFR_i \times LPTR \times 0.5 \div NT$$

LPT_MGO_i : 지역자원시설세 정산플래그 적용 이전, 납부실적을 제출한 기간동안의 지역자원시설세 미정산 조정전력거래량의 합. 단, 미정산 조정전력거래량의 합산 기간은 지역자원시설세 정산플래그 적용일 이전 2개월간의 과세기간으로 제한한다.

NT : 1개월간 거래시간

해설

- 지역자원 시설세 정산금(LPT)은 화력발전사가 지자체에 납부하는 지역자원 시설세를 전력시장에서 일부 보전하는 정산금이다.
- 지역자원시설세 정산금(LPT)은 발전단 기준 계량 전력량에 화석연료 사용 비율과 지역 자원 시설세율을 곱한 금액의 50%를 지급한다.

$$LPT_{i,t} = MGO_{i,t} \div (1-APR_i) \times LPTFR_i \times LPTR \times 0.5 \times LPTF_i + RLPT_{i,t}$$

- 지방세법에 의거 화력발전 사업자에 대한 지역자원시설세가 부과됨에 따라, 지역자원 시설세의 50%를 전력시장에서 지급하도록 2016년 5월에 도입된 정산금이다. 지역 자원시설세는 전력생산량에 비례하는 세금으로, 한계발전기인 화력발전기에 대해선 변동비 성격으로 인정하여 전력시장에서 정산하되, 수력 및 원자력에 대해서는 별도 보상하지 않는 점을 감안하여 발전사와 소비자가 각 50%씩 분담하도록 결정되었다.
- 사업자가 납부실적을 제출하고 정산받기까지 최소 2개월 이상이 소요됨을 고려하여, 정산플래그 적용 전 2개월의 과세기간에 대해서도 정산금을 보전한다.

2-3-10. 비상대기예비력 정산금(ECRP)

* 대상 : 발전자회사의 육지 중앙급전 석탄발전기

정의

비상대기예비력 정산금(ECRP)

- 기후, 환경 제약에 따라 제공한 비상대기예비력에 대한 정산금

규칙

[별표 2] 1-12-카. 비상대기예비력 입찰 석탄발전기 정산

기후·환경제약(가동중단, 상한제약 등)에 의해 가동이 제한됨에도 불구하고 전력계통의 안정적 운영을 위하여 비상대기하는 경우, 해당 석탄 발전기가 입찰한 비상대기예비력에 대해 비상대기예비력 기준단가로 정산한다.

$$ECRP_{i,t} = ECR_{i,t} \times ECRRP_{i,t}$$

$ECRP_{i,t}$: 비상대기예비력에 대해 지급하는 정산금

$ECR_{i,t}$: 석탄발전기가 시간대별로 입찰한 비상대기예비력

$ECRRP_{i,t}$: 비상대기예비력 기준단가로, 비용평가위원회에서 정한 단가

다만, 전력거래소가 비상대기예비력을 입찰한 발전사업자에게 급전지시를 한 경우, 급전지시에 따라 발전한 전력량에 대해서는 비상대기예비력정산금(ECRP)을 지급하지 아니하며, [별표4] 6.3.10.3에 따라 해당 시간대의 비상대기예비력 입찰이 불가능한 경우는 $ECR_{i,t} = 0$ 으로 한다.

해설

- 기후, 환경 요인으로 가동이 제한된 발전자회사의 석탄발전기가 전력공급 안정성을 위해 비상대기 상태에서 예비력을 제공함에 따라 발생하는 비용을 정산하기 위해 비상대기예비력 정산금을 지급한다.
- 비상대기예비력 기준단가는 최근 3년간 석탄발전기의 운전유지비단가 평균값이며, 운전유지비 단가는 운전유지비용 총합을 공급가능용량과 비상대기예비력 합계로 나눠 산정한다.

2-3-11. LNG약정물량 허용오차 초과 부가금(XEGD)

* 대상 : 육지 중앙급전 LNG발전기

정의

LNG약정물량 허용오차 초과 부가금(XEGD)

- LNG 계획물량 초과/미달 사용으로 인한 위약금에 대한 정산금

규칙

[별표 2] I-12-바. LNG 약정물량 초과 부가금

LNG 약정물량 대비 초과 혹은 미달사용으로 부가금이 발생하여 비용평가위원회에서 의결된 발전기의 초과부가금은 추가 정산하며, 정산시점은 초과부가금 발생 익월 28일로 한다.

해설

- 약정물량 초과부가금이란, 발전사가 가스공사와 약정한 LNG 계획물량을 초과(또는 미만) 사용한 것에 대해 가스공사가 발전사에 부과하는 위약금으로, 위약금에 대한 정산 범위 및 인정 여부는 비용평가위원회에서 결정한다.

2-3-12. 수력 제약발전 정산금(CON)

* 대상 : 중앙급전 수력 발전기

정의

수력 제약발전 정산금(CON)

• 수력발전기의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산금

규칙

[별표 2] 1-1. 전력량 등에 대한 정산

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전계획량을 초과하여 발전하는 경우, 초과 발전한 전력량은 거래일의 최고MP와 기준용량 가격을 더한 값으로 정산한다. 즉,

$$\sum_t MGO_{i,t} \leq \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) \text{이면, } CON_i = 0,$$

그렇지 않으면,

$$CON_i = \text{Max}(XESO_i, 0) \times \{\text{Max}(MP_{i,1...24}) + RCP_i \times RCF_i \times PCF_i\} + REOE_i \times \{(\sum_t MP_{i,t} \div 24) + RCP_i \times RCF_i \times PCF_i\}$$

여기서,

$$XESO_i = \text{Min}(\sum_t MGO_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t} + XSO_i) - \text{Max}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t})$$

$$\sum_t REGW_{i,t} \leq \sum_t EGW_{i,t} \text{ 인 경우,}$$

$$REOE_i = \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}) - \sum_t REGW_{i,t}$$

$$\sum_t REGW_{i,t} > \sum_t EGW_{i,t} \text{ 인 경우,}$$

$$REOE_i = \text{Min}(\sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}) - \sum_t EGW_{i,t}$$

$XESO_i$: 거래소 지시로 발전사업자가 제출한 거래일 총 발전계획량을 초과하여 발전한 실제 전력량

XSO_i : 전력거래소가 거래일 발전계획량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과전력량

$REOE_i$: 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량과 변경 제출한 발전계획량과의 차이

$$MP_{i,t} = \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(SMP_t, PC, EPC_x), GP_{i,t}), SMP_{i,t}\} \times TLF_{i,t}$$

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

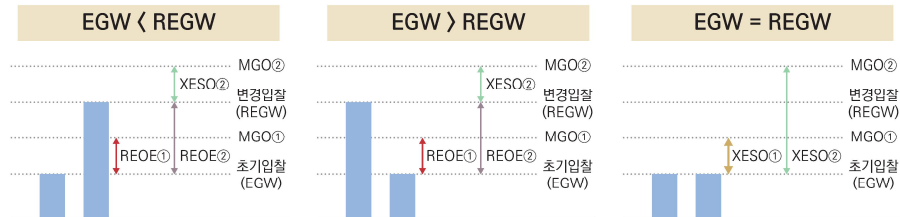
RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 지역별 가중치이며, 비용위원회에서 결정

PCF_i : 성과연동형용량가격계수

해설

- 수력발전기의 제약발전 정산금(CON)은 거래일 총 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산금으로 거래일 최고MP와 CP로 정산한다.
- 수력의 CON은 계획량 대비 초과 발전량(XESO)에 대해 거래일 최고 MP와 CP로 정산, 초기 발전계획량과 변경 발전계획량의 차이 범위 내 초과발전량(REOE)에 대해서는 거래일 평균 MP와 CP로 정산한다. 이는 입찰량을 정확히 예측하지 못한 부분에 대한 불이익으로 볼 수 있다.

$$CON_i = \text{Max}(XESO_i, 0) \times \{\text{Max}(MP_{i,1...24}) + RCP_i \times RCF_i \times PCF_i\} + REOE_i \times \{(\sum_t MP_{i,t} \div 24) + RCP_i \times RCF_i \times PCF_i\}$$



- 다른 발전원과 달리 수력 CON에 CP를 추가로 지급하는 사유는, 상부 저수지의 수량이 한정적이므로 급전지시로 계획량을 초과하여 발전하면(급전지시로 상부저수지의 수량을 초과해서 사용하면) 다음날 입찰해서 받을 수 있는 CP를 받지 못하기 때문이다.
- $RCP \times RCF \times PCF$ 는 $HCF \div TCF$ 로, 시간대별 용량가격 계수(TCF)를 적용하지 않은 용량요금 단가를 의미한다. 이는 거래소가 수력발전기의 발전량 및 발전시간을 계통 상황에 따라 결정하기 때문에 제외한 것이다.

예 제

• (예제 27) 다음 중앙급전 수력발전기의 CON을 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

T	EGW	REGW	MGO	SEP	MP	RCP	RCF	PCF
1	10	10	10	976,000	80	10	1.0	1.5
2	10	10	10	976,000	80	10	1.0	1.5
3	10	10	10	976,000	80	10	1.0	1.5
4	10	10	10	976,000	80	10	1.0	1.5
5	10	10	10	976,000	80	10	1.0	1.5
6	10	10	10	976,000	80	10	1.0	1.5
7	10	10	10	976,000	100	10	1.0	1.5
8	10	10	10	976,000	100	10	1.0	1.5
9	200	200	300	19,520,000	100	10	1.0	1.5
10	10	10	10	976,000	100	10	1.0	1.5
11	10	10	10	976,000	100	10	1.0	1.5
12	10	10	10	976,000	80	10	1.0	1.5
13	10	10	10	976,000	80	10	1.0	1.5
14	10	10	10	976,000	80	10	1.0	1.5
15	10	10	10	976,000	100	10	1.0	1.5
16	10	10	10	976,000	100	10	1.0	1.5
17	10	10	10	976,000	100	10	1.0	1.5
18	10	10	10	976,000	100	10	1.0	1.5
19	200	300	300	19,520,000	100	10	1.0	1.5
20	200	300	300	19,520,000	100	10	1.0	1.5
21	200	100	100	9,760,000	100	10	1.0	1.5
22	10	10	10	976,000	80	10	1.0	1.5
23	10	10	10	976,000	80	10	1.0	1.5
24	10	10	10	976,000	80	10	1.0	1.5
계	1,000	1,100	1,200					

$$\circ \text{Max}(\text{XESO}_i, 0) = 100, \text{Max}(\text{MP}_{i,1 \dots 24}) = 100, \sum_t \text{MP}_{i,t} / 24 = 90$$

$$\circ \text{REOE}_i = \text{Min}(\sum \text{REGW}_{i,t}, \sum \text{MGO}_{i,t}) - \sum \text{EGW}_{i,t} = 1,100 - 1,000 = 100$$

$$\begin{aligned} \blacktriangleright \text{CON}_i &= (100 \times (100 + 10 \times 1 \times 1.5) + 100 \times (90 + 10 \times 1 \times 1.5)) \times 1,000 \\ &= 22,000,000 \text{원} \end{aligned}$$

2-3-13. 양수 제약발전 정산금(CON)

* 대상 : 중앙급전 양수발전기

정의

양수 제약발전 정산금(CON)

• 수력발전기의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산금

규칙

[별표 2] I-1. 전력량 등에 대한 정산

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전입찰량을 초과하여 발전하는 경우, 초과 발전한 전력량은 거래일의 양수발전 실적시간대 최고MP로 정산한다. 즉,

$$\sum_t MGO_{i,t} \leq \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) \text{이면, } CON_i = 0,$$

그렇지 않으면,

$$CON_i = \text{Max}(XESO_i - PV, 0) \times \text{Max}(MP_{i, \text{set}})$$

여기서,

$$XESO_i = \text{Min}(\sum_t MGO_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t} + XSO_i) - \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t})$$

$$PV_i = \text{Max}\{(\sum_t REGW_{i,t} - \sum_t EGW_{i,t}), 0\}$$

$$\text{단, } \sum_t EGW_{i,t} = 0 \text{ 이면, } (\sum_t EGW_{i,t} \times MP_{i,t}) \div \sum_t EGW_{i,t} = 0$$

$XESO_i$: 거래소 지시로 거래일 총 발전계획량을 초과하여 발전한 실제 전력량

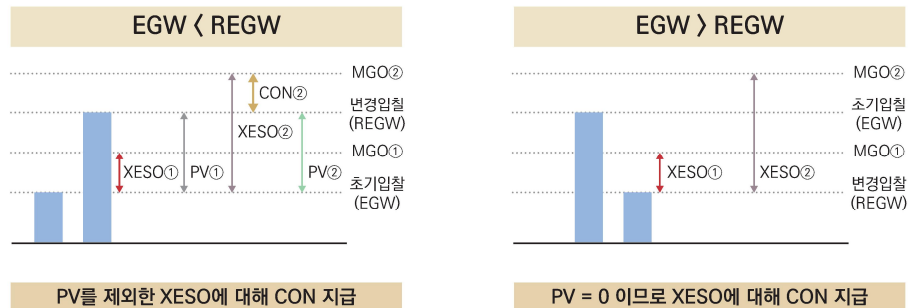
PV_i : 발전사업자가 제출한 변경 발전입찰량이 마감시간 이전에 제출한 발전입찰량을 초과할 경우, 초과 전력량

$MP_{i, \text{set}}$: 발전입찰량을 초과하여 양수발전한 실적시간대의 양수발전기 $MP_{i,t}$

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

해설

- 양수발전기의 제약발전 정산금(CON)은 거래일 총 발전입찰량을 초과하여 발전한 전력량에 대해 거래일 최고 MP로 정산
- 양수발전의 CON 정산금은 입찰량 대비 초과 발전량(XESO)에 대해 양수발전 실적 시간대의 최고MP로 정산한다. 단, 초기입찰량을 초과하여 변경입찰한 부분에 대해선 제외한다. 이는 규칙 제2.3.3조의 “양수발전은 마감시간 이후에는 마감시간에 제출한 공급가능용량을 초과하여 변경할 수 없다”라는 규정을 위반한데에 대한 페널티로 볼 수 있다.



예제

• (예제 28) 다음 중앙급전 양수발전기의 CON을 계산하라

(단위 : MWh, 원/kWh)

T	EGW	REGW	MGO	MP
1	0	0	0	80
2	0	0	0	80
3	0	0	0	80
4	0	0	0	80
5	0	0	0	80
6	0	0	0	80
7	0	0	0	80
8	0	0	0	100
9	0	0	0	100
10	0	0	0	150
11	0	0	0	150
12	0	0	0	150
13	0	0	0	80
14	50	50	50	80
15	100	100	200	100
16	100	200	200	100
17	100	200	200	100
18	100	200	200	100
19	100	100	100	100
20	50	50	50	80
21	0	0	0	80
22	0	0	0	80
23	0	0	0	80
24	0	0	0	80
계	600	900	1,000	

$$\circ XSO_i = 100$$

$$\begin{aligned} \circ XESO_i &= \text{Min}(\sum MGO_{i,t}, \sum REGW_{i,t} + XSO_i) - \text{Min}(\sum EGW_{i,t}, \sum REGW_{i,t}) \\ &= \text{Min}(1000, 900 + 100) - \text{Min}(600, 900) = 400 \end{aligned}$$

$$\circ PV_i = \text{Max}\{\sum REGW_{i,t} - \sum EGW_{i,t}, 0\} = 300$$

$$\circ \text{Max}(MP_{i,\text{set}}) = 100$$

$$\blacktriangleright \text{CON}_i = (400 - 300) \times 100 \times 1,000 = 10,000,000 \text{원}$$

2-3-14. 수력/양수 제약비발전 정산금(COFF)

* 대상 : 중앙급전 수력 및 양수발전기

정의

수력/양수 제약비발전 정산금(COFF)

- 수력/양수발전기가 급전지시에 따라 발전계획량 미만으로 발전하는 경우 지급하는 기대이익 정산금

규칙

[별표 2] I-1. 전력량 등에 대한 정산

(수력발전기)

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전계획량 미만으로 발전한 경우, 발전하지 못한 전력량은 정산하지 않는다. 즉, $COFF_i = 0$

(양수발전기)

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전입찰량 미만으로 발전하는 경우, 발전하지 못한 전력량은 발전할 경우의 기대이익(발전가격과 양수가격의 차이)으로 정산한다. 즉,

$$\sum_t MGO_{i,t} \geq \text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) \text{이면, } COFF_i = 0$$

$$\text{그렇지 않으면, } COFF_i = \text{Max}\{(\text{ENG}_i - \text{ENP}_i \times \eta_a), 0\} \times \text{Max}(OC_i, 0)$$

$$\text{ENG}_i = \text{Max}[(\text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) - \text{Max}(\sum_t MGO_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t} - \sum_t ENSO_{i,t})), 0]$$

$$\text{ENP}_i = \text{Max}[(\text{Min}(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t}) - \text{Max}(\sum_t MPE_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t} - \sum_t PENSO_{i,t})), 0]$$

$$OC_i = \sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t}) \div \sum_t EGW_{i,t} - (VCPPS_i / \eta_a)$$

$$\text{단, } \sum_t EGW_{i,t} = 0 \text{ 인 경우 } OC_i = 0$$

ENP_i : 전력거래소의 지시로 실제 양수하지 못한 전력량

ENSO_i : 전력거래소가 발전하지 못하도록 지시한 전력량

PENSO_i : 전력거래소가 양수하지 못하도록 지시한 전력량

η_a : 발전기 평균 종합효율(양수효율 × 발전효율)

$VCPPS_i$: 거래일 발전기별 양수동력 변동비

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

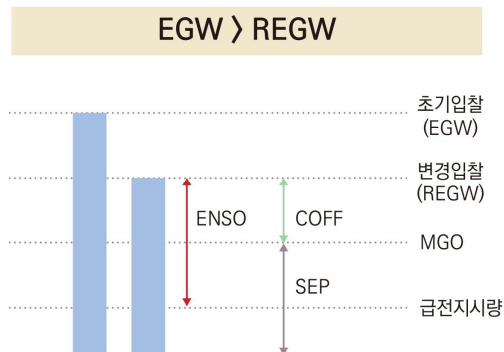
해설

- 수력발전기의 제약비발전 정산금(COFF)은 정산하지 않는데, 이는 사용하지 않은 수량으로 다음날 다시 발전할 수 있기 때문이다. 양수발전기의 COFF는 전력거래소 지시로 발전입찰량 만큼 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금으로, 계획대로 발전했을 때 기대이익으로 정산한다.
- 양수발전기의 COFF는 발전하지 못한 양(ENG)에서 양수하지 못한 양(ENP)을 차감하여 발전했을 때 받을 수 있는 기대이익으로 정산한다^(참고 1).

$$COFF_i = \text{Max}\{(ENG_i - ENP_i \times \eta_a), 0\} \times \text{Max}(OC_i, 0)$$

- ENG는 공급가능용량(EGW)에서 발전량(MGO)을 차감한 값으로 결정된다. 후항에서 발전량과 공급가능용량에서 감발지시량을 차감한 값($\sum REGW_{i,t} - ENSO$)과 비교하는 이유는 감발지시량보다 적게 감발할 경우, SEP와 COFF가 중복지급 될 수 있기 때문이다.

$$ENG_i = \text{Max}[(\text{Min}(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) - \text{Max}(\sum_t MGO_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t} - \sum_t ENSO_{i,t})), 0]$$



- ENP는 양수계획량(PO)에서 양수전력량(MPE)을 차감한 값으로 결정된다.

$$ENP_i = \text{Max}[(\text{Min}(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t}) - \text{Max}(\sum_t MPE_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t} - \sum_t PENSO_{i,t})), 0]$$

- 기대이익(OC)은 계획대로 발전했을 때 얻을 수 있는 수익으로 가중평균 MP에서 양수동력 변동비(VCPPS)를 차감하여 산정한다. 즉, 발전 시 수익에서 양수동력 비용을 차감한 차익 단가를 의미한다^(참고 2).

$$OC_i = \sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t}) \div \sum_t EGW_{i,t} - (VCPPS_i / \eta_a)$$

참 고

- ① **(ENP 차감)** 양수 COFF에서 ENP를 차감하는 이유는 추후 설명하겠지만, 양수동력 COFF(COFPE)에서 펌핑하지 못한 양에 대한 기대이익을 별도로 정산하기 때문이다.
- ② **(종합효율 η_a)** 양수하지 못한 전력량(ENP)이나 양수동력 변동비(VCPPS)에 효율을 적용하는 것은 양수하여 발전하는 과정에 손실이 발생하기 때문이다.

구체적으로, COFF 계산 시 ENP에 종합효율을 곱하는 것은 양수전력량을 발전량으로 환산하기 위함이다. 예를 들어, 종합효율이 0.8이면 100의 전력을 사용하여 양수한 수량으로 80의 전력만을 발전할 수 있으므로, 발전량으로 환산하기 위해 ENP에 효율을 곱하게 된다.

마찬가지로, OC 계산 시 VCPPS에 종합효율을 나누는 것은 양수동력비를 발전가격으로 환산하여 시장가격과 같은 기준에서 비교하기 위함이다. 예를 들어, 100MWh를 양수하기 위해 100만원이 소요되며 종합효율이 0.8이라고 가정하자. 이때 양수동력 단가는 100만원 ÷ 100MWh이므로 1만원/MWh다. 그러나 효율을 감안한다면, 실제로 80MWh를 발전하기 위해 100만원이 소요되었으므로 발전 측에서 환산한 동력비용은 (100만원 ÷ 80MWh), 즉 1.25만원/MWh으로 양수동력비에 효율을 나눈 값과 동일하게 된다.

예제

• (예제 29) 다음 중앙급전 양수발전기의 COFF를 계산하라.

- 양수동력변동비(VCPPS) : 80원/kWh, 종합효율 : 80%, ENP = 0

(단위 : MWh, 원/kWh)

T	EGW	REGW	MGO	MP
1	0	0	0	160
2	0	0	0	160
3	0	0	0	160
4	0	0	0	160
5	0	0	0	160
6	0	0	0	160
7	0	0	0	200
8	0	0	0	200
9	0	0	0	200
10	0	0	0	200
11	0	0	0	200
12	100	100	150	160
13	100	100	50	160
14	100	100	50	160
15	0	0	0	200
16	0	0	0	200
17	0	0	0	200
18	0	0	0	200
19	100	100	50	200
20	100	100	100	200
21	0	0	0	200
22	0	0	0	160
23	0	0	0	160
24	0	0	0	160
계	500	500	400	

$$\begin{aligned} \circ \text{ENG}_i &= \text{Max}[(\text{Min}(\sum \text{EGW}_{i,t}, \sum \text{REGW}_{i,t}) - \text{Max}(\sum \text{MGO}_{i,t}, \sum \text{REGW}_{i,t} - \text{ENSO})), 0] \\ &= 500 - 400 = 100\text{MWh} \end{aligned}$$

$$\circ \text{OC}_i = \left(\frac{\sum_t (\text{EGW}_{i,t} \times \text{MP}_{i,t})}{\sum_t \text{EGW}_{i,t}} - (\text{VCPPS}_i / \eta_a) \right) = (176 - (80 / 0.8)) = 76\text{원/kWh}$$

$$\blacktriangleright \text{COFF}_i = 100 \times 76 \times 1,000 = 7,600,000\text{원}$$

2-3-15. 보조서비스정산금(ASP)

※ 보조서비스 정산금은 전력계통의 신뢰성, 안정성, 전기품질 유지 등 계통운영 보조서비스를 제공하는 발전기의 정산금이다.

• 정산금 종류

- ① (직접제어) 예비력 제공, 주파수 유지 등 전기품질 확보에 따른 정산금
 - ▶ (육지) 1차주파수제어서비스, 2차주파수제어서비스, 3차주파수제어서비스 정산금
 - ▷ (제주) 마일리지 정산금
- ② (자체기동) 정전 시 계통복구를 위해 전력을 공급하는 정산금
- ③ (기회비용) 예비력 공급 발전기의 시장가격 대비 기회비용을 지급하는 정산금
 - ▶ (육지) 예비력용량가치 정산금
 - ▷ (제주) 예비력 정산금

• 정산방법

이행 수단에 따라 아래와 같이 분류하며, 공급량에 항목별 정산단가를 곱해 정산

구분	육지		제주	
	정산 항목	정산 방법	정산 항목	정산 방법
①직접제어	1차주파수제어	1차예비력 × 가중치 × 정산단가	마일리지	마일리지(출력변동량) × 상관계수 × 정확도계수 × 정산단가
	2차주파수제어	주파수제어예비력 × 가중치 × 정산단가		
	3차주파수제어	3차예비력 및 속응성자원 × 정산단가		
②자체기동	자체기동	자체기동설비용량 × 정산단가	좌동	
③기회비용	예비력용량가치	1차예비력 및 2차예비력 × 정산단가	1차예비력	각 예비력 × 실시간 예비력가격
			주파수제어예비력	
			3차예비력	

• 참고사항

비용평가위원회에서는 매년 계통운영보조서비스 배정액과 정산단가를 산정하여 일정 수준의 정산금이 지급될 수 있도록 조정하고 있다. 여기서 산정되는 계통운영보조서비스 대상은 직접제어(1~3차주파수제어, 마일리지) 및 자체기동 정산금이며 기회비용은 별도로 산정(육지)하거나 실시간 기회비용을 산정(제주)한다. 다만, 본 해설서에서는 기회비용도 보조서비스(ASP)로 포함하여 설명하겠다.

2-3-15-가. 1차주파수제어서비스정산금(PCASP)

* 대상 : 주파수조정(G/F) 서비스를 제공하는 육지 중앙급전 발전기

정의

1차주파수제어서비스정산금(PCASP)

• 1차예비력(G/F) 제공에 대한 정산금

규칙

[별표 2] I-9. 보조서비스에 대한 정산

발전사업자가 제공한 1차주파수제어서비스는 1차주파수제어서비스 제공량, 속도조정을 및 부동대에 따른 가중치를 고려하여 정산한다. 즉,

$$PCASP_{i,t} = PCRQ_{i,t} \times SDWF_i \times DBWF_i \times PCHF$$

여기서,

$PCASP_{i,t}$: 1차주파수제어서비스 정산금액

$PCRQ_{i,t}$: 발전기별 1차주파수제어서비스 공급량(1시간 평균)

$SDWF_i$: 속도조정에 따른 가중치

$DBWF_i$: 부동대에 따른 가중치

$PCHF$: 1차주파수제어 정산단가

- 발전기별 1차주파수제어서비스 공급량(PCRQ)은 계통운영시스템(EMS)으로부터 취득되는 1차예비력 공급량을 1시간 평균하여 아래와 같이 산정한다.

$$PCRQ_{i,t} = \left(\sum_{m=1}^{60} PRSC_{i,m} \right) \div 60$$

$PRSC_{i,m}$: 1차예비력 공급량 (EMS에서 1분 단위로 취득되는 상향예비력)

- 속도조정률 가중치($SDWF_i$)

속도조정률(%)	2이하	3이하	4이하	5이하	6이하	7이하	8이하	8초과
SDWF	1.075	1.05	1.025	1.0	0.95	0.9	0.85	0.8

- 불감대 가중치($DBWF_i$)

불감대 증빙자료를 제출하지 않은 발전기는 최하위 불감대 가중치를 적용한다.

불감대	%	0.04이하	0.05이하	0.06이하	0.06초과
	Hz	59.976 ~ 60.024	59.97 ~ 60.03	59.964 ~ 60.036	59.964미만 또는 60.036초과
DBWF		1.05	1.025	1.0	0.0

발전사업자가 소유한 준중앙급전발전기 및 중앙급전전기자장장치의 1차예비력서비스에 대한 정산은 위 1차예비력서비스에 대한 정산 규칙을 준용한다.

해설

- 1차주파수제어서비스 정산금(PCASP)은 1차예비력 공급량에 속도조정을 및 부동대 가중치 및 1차주파수제어 정산단가를 곱하여 정산한다.

$$PCASP_{i,t} = PCRQ_{i,t} \times SDWF_i \times DBWF_i \times PCHF$$

- 1차주파수제어서비스 공급량(PCRQ)은 계통운영시스템(EMS)에서 취득되는 분단위 1차예비력 공급 실적을 시간단위로 평균한 값으로 산정한다. 여기서 1차예비력이란, 발전기 및 전기자장장치의 주파수추종(G/F) 운전을 통해 주파수 변동 10초 내에 동작하여 5분 이상 출력을 유지할 수 있는 예비력을 의미한다.

- $PCRQ_{i,t}$: 발전기별 1차주파수제어서비스 공급량 $= \left(\sum_{m=1}^{60} PRSC_{i,m} \right) \div 60$
- $PRSC_{i,m}$: 발전기별 1차예비력 공급량

1차 예비력(상향) 산정방식(1분단위)	EMS 예비력 산정방법
$PRSC = \min(GF^{\max} - \text{현재출력}, GFRQ^*)$	

- $GF^{\max}$: 주파수추종 최대운전용량 (매 1분)
- $GFRQ$: 속도조정을 특성에 따른 0.2Hz 주파수 변동시 응답가능한 주파수추종 이론값(매 1분)
 $= 0.2 \times GF^{\max} \times 100 \div (R_i \times 60)$

- 속도조정을 가중치(SDWF)는 속도조정률이 낮은 발전기에 더 많은 보조서비스 보상을 제공하기 위해 적용한다. 속도조정률이란 부하 변동 대비 주파수 변동비율을 의미하는데, 속도조정률이 낮은 발전기는 주파수 변화에 더 민감하게 반응하여 빠르게 출력을 조절할 수 있으므로 정산금 가중치를 높게 적용하여 정산한다.
- 불감대 가중치(DBWF)는 불감대가 낮은 발전기에 더 많은 보상을 제공하기 위해 적용한다. 불감대란 발전기가 주파수 변화에 반응하지 않는 범위를 의미한다. 불감대가 작은 발전기는 미소한 주파수 변화에도 반응할 수 있으므로, 가중치를 높게 적용하여 정산한다.
- 전력거래소에서 1차주파수제어서비스 이행상태를 평가하여, 속도조정을 측정값이 불합격으로 판정되는 경우 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 않는다.
- 1차주파수제어서비스 정산단가(PCHF)는 매년 초 비용평가위원회에서 결정되며, 당해 4월1일부터 익년도 3월31일까지 동일한 값을 적용한다.

2-3-15-나. 2차주파수제어서비스정산금(SCASP)

* 대상 : 자동발전제어(AGC) 서비스를 제공하는 육지 중앙급전 발전기

정의

2차주파수제어서비스정산금(SCASP)

- 주파수제어예비력(AGC) 제공에 대한 정산금

규칙

[별표 2] I-9. 보조서비스에 대한 정산

발전사업자가 제공한 2차주파수제어서비스는 2차주파수제어서비스 공급량(주파수제어 예비력), 제어가용률 및 제어성과에 따른 가중치를 고려하여 정산한다.

$$SCASP_{i,t} = SCRQ_{i,t} \times CAWF_i \times CPWF_i \times SCHF$$

여기서,

$SCASP_{i,t}$: 2차주파수제어서비스 정산금액

$SCRQ_{i,t}$: 2차주파수제어서비스 공급량

$CAWF_{i,t}$: 제어가용률에 따른 가중치

$CPWF_i$: 제어성과에 따른 가중치

$SCHF$: 2차주파수제어서비스 정산단가

1. 2차주파수제어서비스 공급량(SCRQ)은 계통운영시스템(EMS)의 주파수제어예비력에서 1차예비력과 중복된 구간은 차감하여 다음과 같이 산정한다.

$$SCRQ_{i,t} = \text{Max}(FCRSC_{i,t} - PCRQ_{i,t}, 0)$$

여기서,

$FCRSC_{i,t}$: 주파수제어예비력 공급량(EMS에서 1분 단위로 취득되는 상향예비력)

$$FCRSC_{i,t} = \left(\sum_{m=1}^{60} FCRSC_{i,m} \right) \div 60$$

2. 제어가용률 가중치($CAWF_{i,t}$)

CAF [%]	15미만	15이상 20미만	20이상 25미만	25이상 30미만	30이상 35미만	35이상 40미만	40이상 45미만	45이상 50미만	50이상
CAWF	0.9	0.95	1	1.05	1.1	1.15	1.2	1.25	1.3

제어가용률은 입찰공급가능용량 대비 자동발전제어 운전용량의 백분율로서 아래와 같이 산출한다.

$$CAF_{i,t} = \left[\sum_{m=1}^{60} \{ (LFC_{i,m}^{\max} - LFC_{i,m}^{\min}) \div RA_{i,t} \times 100 \} \right] \div 60$$

여기서,

$LFC_{i,m}^{\max}$: 자동발전제어 최대운전용량 (매 1분)

$LFC_{i,m}^{\min}$: 자동발전제어 최소운전용량 (매 1분)

3. 제어성과 가중치(CPWF_i)

CPF	0.5미만	0.5이상 0.6미만	0.6이상 0.7미만	0.7이상 0.8미만	0.8이상 0.9미만	0.9 이상 0.95미만	0.95이상
CPWF	0.8	0.85	0.9	0.95	1	1.05	1.1

제어성과는 당해 거래일의 실제출력과 계획출력의 상관계수로서 아래와 같이 산출한다.

$$CPF_i = \text{CORREL}_{\text{day}}(AG_{i,m}, EG_{i,m})$$

여기서,

$AG_{i,m}$: 발전기 실제출력의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

$EG_{i,m}$: 발전기 예상출력의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

$$EG_{i,m} = DG_{i,m} + GF_{i,m}$$

$DG_{i,m}$: EMS 요구출력의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

$GF_{i,m}$: 조속기 예상응답량의 1분 평균

$$GF_{i,m} = (RG_i \times \Delta F_m) \div (60 \times SD_i) \times 100$$

ΔF_m : 주파수편차의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

RG_i : 발전기의 정격출력(MW) (시장등록자료에 의거)

SD_i : 속도조정율(%) (주파수추종서비스 적용기준에 의거)

복합발전기에 대한 제2항 제2호의 제어가용률은 가스터빈 운전용량과 스팀터빈 운전용량을 합하여 산정한다. 단, 스팀터빈 운전용량은 가스터빈 운전용량에 0.5를 곱한 것으로 한다.

현장자료 취득 불량 등으로 실시간 자료취득이 불가능하여 2차주파수제어서비스의 정산이 불가능한 경우, 장애 이전 10분과 장애 복구 후 10분의 평균값을 적용한다.

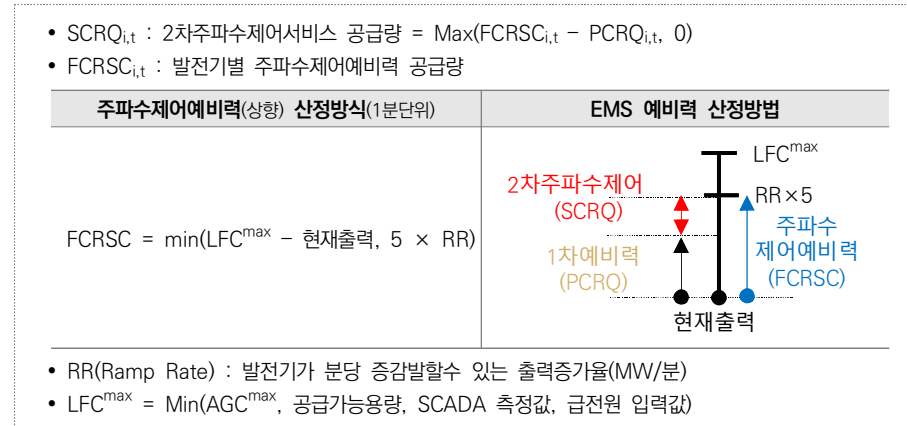
발전사업자가 소유한 중앙급전전기자장장치의 2차주파수제어서비스에 대한 정산은 위 주파수제어예비력 서비스에 대한 정산 규칙을 준용한다.

해설

- 2차주파수제어서비스 정산금(PCASP)은 주파수제어예비력에서 1차예비력과 중복된 구간은 차감하여 제어가용률 및 제어성과 가중치 및 2차주파수제어서비스 정산단가를 곱하여 정산한다.

$$SCASP_{i,t} = SCRQ_{i,t} \times CAWF_i \times CPWF_i \times SCHF$$

- 2차주파수제어서비스 공급량(SCRQ)은 계통운영시스템(EMS)에서 취득되는 분단위 주파수제어예비력 공급 실적을 시간단위로 평균한 값을 1차예비력과 중복된 구간은 차감하여 산정한다. 여기서 주파수제어예비력이란, 발전기의 자동발전제어(AGC) 운전을 통해 5분 이내에 동작하여 30분 이상 출력을 유지할 수 있는 예비력을 의미한다.



- 제어가용률은 입찰공급가능용량 대비 자동발전제어 운전용량의 백분율로, 총 공급가능용량중에 AGC 신호에 맞춰 운전할 수 있는 범위를 의미한다.
- 제어성과(CPF)는 실제출력과 계획출력의 상관계수($\text{CORREL}(\overline{AG}, \overline{EG})$)로 산정하는데, 실제출력($\overline{AG}$)과 비교하는 계획출력($\overline{EG}$)은 EMS 요구출력($\overline{DG}$)에 조속기 예상응답량(GF)을 합산한 값으로 산정한다. 이는 EMS AGC 타겟값에 조속기로 인한 응답량을 함께 반영해 주는 의미로 볼 수 있다.
- 제어가용률은 급전지시에 따라 응동할 수 있는 출력의 범위를, 제어성과는 출력지시값에 얼마나 잘 응동했는지를 나타내므로, 급전지시 응동 범위가 크고 지시값에 잘 응동 할수록 계통에 기여하는 바가 크기 때문에 높은 가중치를 받게 된다.
- 전력거래소에서 자동발전제어서비스 이행상태를 평가하여 출력증가/감소를 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 차기 시험에서 합격할 때까지 자동발전제어 서비스 정산금을 지급하지 아니한다.
- 2차주파수제어서비스 정산단가(SCHF)는 매년 초 비용평가위원회에서 결정되며, 당해 4월1일부터 익년도 3월31일까지 동일한 값을 적용한다.

2-3-15-다. 3차주파수제어서비스정산금(TCASP)

* 대상 : 신뢰도발전계획에서 지정된 육지 중앙급전 발전기

정의

3차주파수제어서비스정산금(TCASP)

• 정지예비력 제공에 대한 정산금

규칙

[별표 2] 1-9. 보조서비스에 대한 정산

3차주파수제어서비스에 대한 정산은 사전에 정지상태 3차예비력과 속응성자원으로 지정된 경우에 한하여 제2항에 따라 정산한다. 단, 예비력 운영계획을 재수립 할 경우, 재수립 이후 시간에 대해서는 신규 지정된 발전기에 한하여 정산한다.

즉, $TCASP_{i,t} = TRASP_{i,t} + QSRASP_{i,t}$

$TCASP_{i,t}$: 3차주파수제어서비스 정산금

$TRASP_{i,t}$: 3차예비력 정산금

$QSRASP_{i,t}$: 속응성자원 정산금

1. 3차예비력 정산금($TRASP$)은 사전에 정지상태의 3차예비력으로 지정된 경우에 제공하는 정산금으로 다음 식에 따라 정산한다.

$$TRASP_{i,t} = TRSC_{i,t} \times TRHF$$

$TRSC_{i,t}$: 시간대별 지정된 30분 이내에 목표출력에 도달 가능한 정지상태 3차예비력

$TRHF$: 30분 이내에 목표출력에 도달 가능한 정지상태 3차예비력 정산단가

2. 속응성자원 정산금($QSRASP$)은 정지상태의 속응성자원으로 지정된 경우에 제공하는 정산금으로 다음 식에 따라 정산한다.

$$QSRASP_{i,t} = QSRSC_{i,t} \times QSRHF$$

$QSRSC_{i,t}$: 시간대별 지정된 20분 이내에 목표출력에 도달 가능한 정지상태 속응성자원 발전력(MWh)

$QSRHF$: 20분 이내에 목표출력에 도달 가능한 정지상태 속응성자원 정산단가

해설

- 3차주파수제어서비스 정산금은 예측수요의 오차, 발전기 불시고장 등을 대비하여 예비력 계획에 반영된 발전기에 지급하는 정산금으로, 30분 이내에 응동 가능한 3차예비력 정산금과 20분 이내 응동 가능한 속응성자원 정산금으로 구성되어있다.
- 3차주파수제어서비스 정산금은 3차예비력 정산금과 속응성자원 정산금의 합계로, 각각의 정산금은 예비력(발전력)에 정산단가를 곱하여 산정한다.

$$TCASP_{i,t} = TRASP_{i,t} + QSRASP_{i,t}$$

$$TRASP_{i,t} = TRSC_{i,t} \times TRHF$$

$$QSRASP_{i,t} = QSRSC_{i,t} \times QSRHF$$

- 예비력은 예측수요의 오차, 발전기 불시고장 등으로 인하여 전력수급의 균형을 유지하지 못할 경우를 대비하여 전력수요를 초과하여 보유하는 여유용량을 의미한다. 중앙전력 관제센터는 거래일 신뢰도발전계획 수립시 관련 규칙에 따라 대상발전기와 예비력 용량을 포함하는 예비력 계획을 수립하여 통지한다.
- 신뢰도발전계획에서 속응성자원 및 3차예비력으로 지정된 발전기가 실제 운영단계에서 발전하더라도 3차주파수예비력정산금을 받을 수 있다.
- 3차주파수제어서비스로 지정된 발전기가 급전지시에도 불구하고 정해진 시간 내에 계통 연결을 하지 못하거나, 최소 운전시간 이상 운전이 불가능한 경우 거래일 예정 정산금을 지불하지 않고 정산금을 환수한다.

$$TCPP_i = 3 \times TCFP_i$$

- $TCPP_i$: 3차주파수제어서비스 불이행 발전기의 거래일 환수금액
- $TCFP_i$: 3차주파수제어서비스 발전기의 거래일 예정 정산금액

- 3차주파수제어서비스 정산단가($TRHF$, $QSRHF$)는 매년 초 비용평가위원회에서 결정되며, 당해 4월1일부터 익년도 3월31일까지 동일한 값을 적용한다.
- 전력거래소는 평상 시 안정적 주파수 유지를 위해 “주파수제어예비력”과 고장 발생 시 주파수 회복을 위한 1차, 2차, 3차예비력을 확보한다(이하 운영예비력). 속응성자원은 운영예비력과는 별도로, 전력계통의 과도한 변동성에 신속하게 대응하기 위해 확보하여 운영한다.

〈육지 예비력 종류 및 확보량 기준〉

구분	상향예비력				하향예비력		속응성자원
	주파수 제어 예비력	주파수 회복 예비력			주파수 예비력		
		1차 예비력	2차 예비력	3차 예비력			
사용 목적	주파수유지	고장 발생 시 주파수 회복			공급과잉 대비		변동성 대응
응동 시간	5분 이내	10초 이내	10분 이내	30분 이내	10분 이내	-	20분 이내
유지 시간	30분 유지	5분 유지	30분 유지	-	30분 유지	-	4시간 유지
이행 수단	AGC	GF	AGC	급전 전환	AGC, 원격출력제어		급전 전환
확보량 (MW)	700	1,000	1,400	1,400	1,200	2,000	2,000
정산 유무	O	O	O	O	-	-	O
정산 항목	SCASP,	PCASP, LOCRP	LOCRP	TCASP,	-	-	TCASP

[출처] 전력시장운영규칙 별표 3(전력계통 운영 기준)

2-3-15-라. 자체기동 서비스 정산금(BSP)

* 대상 : 자체기동능력을 보유하여 사전에 거래소에서 지정한 중앙급전 발전기

정의

자체기동 서비스 정산금(BSP)

• 자체기동을 통한 전력공급 서비스에 대한 정산금

규칙

[별표 2] I-9. 보조서비스에 대한 정산

자체기동발전기에 대한 정산은 사전에 자체기동발전기로 지정되어 자체기동능력이 인정된 경우(아래 각호의 경우 포함)에 한하여 제2항에 따라 정산한다.

1. 설비점검 등의 사유로 지정된 발전기의 운전이 불가능하여 동일특성의 발전기로 대체할 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.

발전기별 정산금은 다음 식에 따라 계산된다. 즉,

$$BSP_{i,t} = BSSC_i \times BSHF \times BSF_{i,t}$$

$BSP_{i,t}$: 정산금액

$BSSC_i$: 자체기동발전기 지정 설비용량

$BSHF$: 정산단가

$BSF_{i,t}$: 자체기동서비스 플래그

해설

- 자체기동 서비스는 외부의 수전없이 발전기를 기동하여 생산한 전력을 타 발전기에 공급하는 것을 말한다. 전력거래소는 전계통 정전 발생을 대비하여 자체기동 발전기를 지정해서 운영하고 있으며, 지정된 발전기는 자체기동 서비스 정산금을 받는다.
- 자체기동 서비스 정산금은 지정된 설비용량에 단가를 곱해서 산정한다.

$$BSP_{i,t} = BSSC_i \times BSHF \times BSF_{i,t}$$

- 일반적으로 원자력 및 화력 발전기는 기동하기 위해 외부로부터 전력을 수전받아야 한다. 광역정전 발생시 타 발전기들에게 기동 전력을 공급하기 위해, 외부 수전없이 기동할 수 있는 발전기를 자체기동 발전기라 하는데, 보통 수력 및 양수 발전기들이 자체기동 발전기로 지정된다.
- 자체기동능력 시험 후 기동능력을 보유하지 아니한 것으로 확인되는 발전기에 대해서는 거래일 예정 정산금을 지불하지 않으며 정산금을 환수한다.

$$BSPP_i = 2 \times BSMP_i$$

- $BSPP_i$: 불이행 발전기의 환수금액
- $BSMP_i$: 30일간 최대 정산가능금액

예 제

- (예제 30) 다음 발전기의 보조서비스 정산금은 다음과 같다. 미이행 또는 테스트 불합격 시 환수금을 계산하라.

구분	정산금
1차주파수서비스	120만원/일
2차주파수서비스	30만원/일
3차주파수서비스	90만원/일
자체기동	10만원/일

구분	조정 기준	환수 금액
1차주파수서비스	다음 시험에서 합격시까지 미지급	(미지급)
2차주파수서비스	다음 시험에서 합격시까지 미지급	(미지급)
3차주파수서비스	거래일 예정정산금 × 3	90만원 × 3 = 270만원
자체기동	60일간 최대 정산가능금액	10만원 × 60 = 600만원

2-3-15-마. 마일리지 정산금(FCMP)

* 대상 : 자동발전제어(AGC)를 제공하는 제주 중앙급전 발전기

정의

마일리지 정산금(FCMP)

• 제주지역에서 AGC 및 GF 응동 성과 수준에 따라 지급하는 정산금

규칙

[별표 33] 3-다. 보조서비스에 대한 정산

마일리지정산금은 계통운영시스템(EMS)에서 15분 마일리지 합산치에 대해 제어성과를 고려하여 마일리지 정산단가로 정산한다.

$$\begin{aligned} &FCMP_{i,t} \\ &= \sum_q [\sum_m \{(|EG_{i,t,q,m} - EG_{i,t,q,m-1}|) \times \text{Max}\{(1 - |AG_{i,t,q,m} - EG_{i,t,q,m}| / EG_{i,t,q,m}), 0\} \\ &\quad \times \text{Max}\{\text{CORREL}_m(AG_{i,t,q,m}, EG_{i,t,q,m}), 0\} \times FCMHF \times FCRCP_FLAG_{i,t} \end{aligned}$$

$FCMP_{i,t}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 마일리지정산금

$AG_{i,t,q,m}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)내 1분 단위 주파수제어 출력지시 구간(m)의 발전기 실제출력

단, 발전기의 실시간 출력 자료취득 시 누락이 발생한 경우 해당 구간(m) 및 전(m-1), 후(m+1)에 해당하는 구간을 제외한다.

$EG_{i,t,q,m}$: 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)내 1분 단위 주파수제어 출력지시 구간(m)의 예상출력

단, 발전기의 실시간 출력 자료취득 시 누락이 발생한 경우 해당 구간(m) 및 전(m-1), 후(m+1)에 해당하는 구간을 제외한다.

FCMHF : 마일리지 정산단가

FCRCP_FLAG_{i,t} : 주파수제어예비력 정산금 지급여부 플래그

단, 주파수제어예비력을 불이행하여 마일리지를 제공할 수 없는 경우에는 아래의 사항에 따른다.

- ① 전력거래소의 사전 승인 없이 주파수제어예비력에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.
- ② 전력거래소에서 주파수제어예비력이행 상태를 평가하여 출력증가/감소를 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다.
(단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)

해설

- 마일리지 정산금(FCMP)은 거래소의 자동발전제어(AGC) 지시를 빠르고 정확하게 이행함에 따라 지급받는 인센티브 정산금으로, 마일리지 합산치에 상관계수, 정확도계수, 정산단가를 곱하여 정산한다.

$$\text{FCMP} = \text{마일리지} \times \text{상관계수} \times \text{정확도계수} \times \text{정산단가}$$

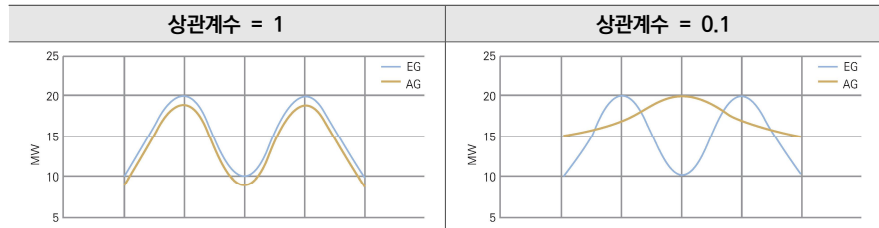
- 마일리지는 자원이 실제로 움직인 성능을 의미하며, 발전기에 지시한 AGC 제어값의 변동량 적산치로 산정한다. 여기서 예상출력(EG)은 2차주파수제어서비스 정산금 산정과 마찬가지로 AGC 타겟값에 GF 응답량을 포함한 출력을 의미한다.

$$\text{마일리지} : |\text{EG}_{i,t,q,m} - \text{EG}_{i,t,q,m-1}|$$

- 상관계수는 목표출력과 실제출력 간의 상관관계(Correlation)를 의미한다. 실제 운영 시 AGC 제어패턴과 무관하게 응동하는 발전기에 대해선 페널티를 적용하기 위함이다.

$$\text{정확도계수} : \text{CORREL}_m(\text{AG}_{i,t,q,m}, \text{EG}_{i,t,q,m})$$

〈상관계수 산정 예시〉



- 정확도계수는 목표출력(EG)과 실제출력(AG) 간의 오차율을 의미한다. AGC 제어값에 정확히 응동하여 오차가 작은 경우 계수가 상승한다.

$$\text{상관계수} : 1 - |\text{AG}_{i,t,q,m} - \text{EG}_{i,t,q,m}| / \text{EG}_{i,t,q,m}$$

2-3-15-바. 예비력용량가치 정산금(LOCRP)

* 대상 : 주파수조정(G/F) 및 자동발전제어(AGC)를 제공하는 육지 중앙급전 발전기

정의

예비력용량가치 정산금(LOCRP)

- 1, 2차예비력에 대한 에너지 기회비용을 지급하는 정산금

규칙

[별표 2] I-9. 보조서비스에 대한 정산

예비력용량가치는 예비력 공급에 대한 정산금으로 1차주파수제어서비스와 2차주파수제어 서비스를 제공한 발전기를 대상으로 제2항에 따라 정산한다.

발전사업자가 제공한 예비력용량가치는 아래와 같이 산정한다.

$$\text{LOCRP}_{i,t} = \text{LOCRQ}_{i,t} \times \text{LOCRHF}$$

LOCRP_{i,t} : 예비력용량가치 정산금액

LOCRQ_{i,t} : 예비력용량가치 공급량

LOCRHF : 예비력용량가치 정산단가

1. 예비력용량가치 공급량 (LOCRQ_i)은 주파수제어를 위해 제공된 예비력을 의미하며 1차 예비력 공급량과 2차예비력 공급량의 합으로 산정하되, 중복되는 구간은 제외한다

$$\text{LOCRQ}_{i,t} = \text{PCRQ}_{i,t} + \max(\text{SRSC}_{i,t} - \text{PCRQ}_{i,t}, 0)$$

PCRQ_{i,t} : 1차주파수제어서비스 공급량

SRSC_{i,t} : 2차예비력 1시간 평균(EMS에서 1분 단위로 취득되는 상향예비력 기준)

$$\text{SRSC}_{i,t} = \left(\sum_{m=1}^{60} \text{SRSC}_{i,m} \right) \div 60$$

2. 예비력용량가치 정산단가 (LOCRHF)는 직전년 공급실적기준으로 1차주파수제어서비스 및 2차주파수제어서비스를 제공한 발전기들의 연료비와 시장가격의 차이를 평균한 값을 바탕으로 제2.5.3조의 계절별로 비용평가위원회에서 결정한다. 단, 석탄발전기의 예비력 용량가치를 산정하는 경우 직전년도 발전기별 정산조정계수를 준용할 수 있다.

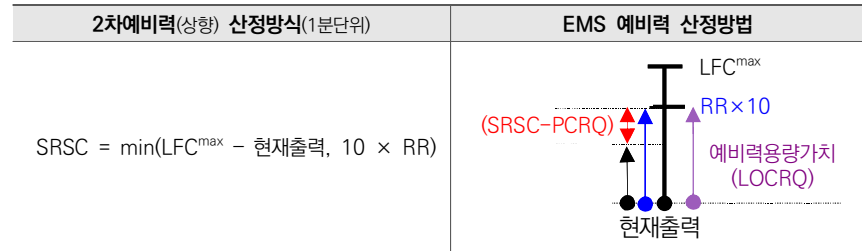
해설

- 예비력용량가치 정산금은 예비력을 공급하는 발전기의 시장가격 대비 기회비용을 보상하는 정산금이다.

$$\text{LOCRP}_{i,t} = \text{LOCRQ}_{i,t} \times \text{LOCRHF}$$

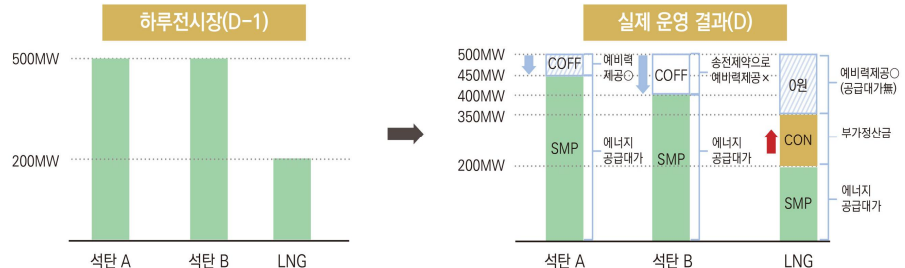
- 예비력 용량가치 공급량(LOCRQ)은 주파수 제어를 위해 제공된 예비력으로, 1차예비력과 2차예비력의 합계로 산정하되 중복되는 구간은 제외한다.

- $\text{LOCRQ}_{i,t} = \text{PCRQ}_{i,t} + \max(\text{SRSC}_{i,t} - \text{PCRQ}_{i,t}, 0)$
- $\text{SRSC}_{i,t}$: 발전기별 2차예비력 공급량



- 예비력 용량가치 정산단가(LOCRHF)는 직전년도 공급실적을 기준으로 1차주파수 제어서비스 및 2차주파수제어서비스를 제공한 발전기들의 연료비와 시장가격의 차이를 평균한 값을 바탕으로 산정한다. 앞서 소개한 보조서비스 정산단가들은 매년 1/4분기 중에 단가를 재산정하나, 예비력 용량가치 정산단가는 매년 2월, 8월에 산정한다. 또한, 계절별 단가를 구분하여 산정하는데 2월에는 봄(3~5월), 여름(6~8월)의 단가를, 8월에는 가을(9~11월), 겨울(12~2월)의 단가를 산정한다.
- 실제통기반 하루전시장 개편 이전에는 예비력에 대한 용량가치(기회비용)가 COFF에 포함되어 정산되었다. 기존의 가격결정발전계획에는 발전기 자기계약 및 송전계약이 반영되지 않아 아래 석탄B와 같이 예비력을 제공하지 못한 발전기에 기회비용이 제공되었다.

- (기존) 기저발전기에 다소 유리하고 유연성발전기에 불리한 제도

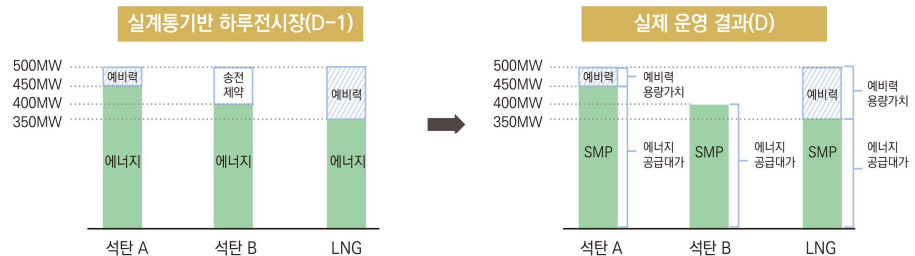


* 시장가격 100원, 석탄A, B 연료비 85원, LNG 연료비 100원, 설비용량 모두 500MW, 전력수요 1,200MW, 예비력 요구량 200MW로 가정

- 석탄A(기저) : 예비력 50MW를 제공하고 COFF($50\text{MW} \times (100-85)\text{원}$)로 정산 받음
- 석탄B(기저) : 송전제약으로 인해 실제 에너지와 예비력을 제공하지 못하지만 100MW(500-400)에 대하여 COFF($100\text{MW} \times (100-85)\text{원}$)로 정산 받음
- LNG(유연성) : 예비력 150MW(500-350)를 무상으로 제공하고, 석탄A, B가 발전 못한 에너지를 메꾸기 위해 150MW를 추가 발전(주황색 음영)하고 자기연료비인 CON($150\text{MW} \times 100\text{원}$)으로 정산 받음

• 실계통기반 하루전시장 개편 후, 하루전발전계획에서 자기제약 및 송전제약을 반영함에 따라 실제로 예비력을 제공하는 발전기에 시장가격 대비 기회비용을 지급하는 예비력 용량가치 정산금(LOCRP) 항목을 신설하였다. 석탄B와 같이 송전제약으로 인해 에너지 및 예비력을 제공하지 못하는 경우 더 이상 기회비용을 지급하지 않으며, 실제로 예비력을 제공한 발전기에 대해 LOCRP로 예비력 정산금을 보상한다.

• (신규) 유연성을 제공한 가지에 따라 보상



* 시장가격 100원, 석탄A, B 연료비 85원, LNG 연료비 100원, 설비용량 모두 500MW, 전력수요 1,200MW, 예비력요구량 200MW, 예비력용량가치정산단가 15원 가정

- 석탄A(기저) : 예비력 50MW를 제공하고 예비력용량가치단가($50\text{MW} \times 15\text{원}$)로 정산 받음
- 석탄B(기저) : 송전제약으로 인해 에너지 및 예비력을 제공하지 못하는 부분에 대해서는 정산하지 않음
- LNG(유연성) : 석탄A, B가 예비력, 송전제약으로 인해 발전하지 못한 부분을 LNG발전기가 총당 예비력 150MW(500-350)를 제공하고, 예비력용량가치단가($150\text{MW} \times 15\text{원}$)로 정산 받음

2-3-15-사. 예비력정산금

* 대상 : 1차, 3차예비력 및 주파수제어예비력을 제공하는 제주 중앙급전 발전기

정의

예비력정산금(RT_PCRCP, RT_FCRCP, RT_TRCP)

• 제주지역에서 예비력(1차, 3차, 주파수제어)에 대한 실시간 에너지 기회비용을 지급하는 정산금

규칙

[별표 33] 3-다. 보조서비스에 대한 정산

주파수제어예비력에 대한 정산은 계통운영시스템(EMS)에서 1분 단위로 산정되는 주파수 제어예비력 공급량에 대한 15분 단위 평균치와 실시간 주파수제어예비력가격을 고려하여 아래 산식에 따라 정산한다.

$$RT_FCRCP_{i,t} = \sum_q RT_FCRCP_{i,t,q}$$

$$RT_FCRCP_{i,t,q} = \{ \text{Min}(SFCR_{i,t,q}, FCRQ_{i,t,q}) \times 0.25h \} \times RT_FCR_P_{t,q} \times FCRCP_FLAG_{i,t}$$

RT_FCRCP_{i,t} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 대한 실시간 주파수제어예비력 정산금

RT_FCRCP_{i,t,q} : 발전기(i)의 거래시간(t)에 해당하는 구간(q)에 대한 실시간 주파수제어 예비력 정산금

FCRQ_{i,t,q} : 주파수제어예비력 정산용량

$$FCRQ_{i,t,q} = \text{Max}\{ \text{Min}(FCRSC_{i,t,q} - PCRQ_{i,t,q}, MGO_{i,t,q}/0.25h - LFCMIN_{i,t,q}), 0 \}$$

FCRSC_{i,t,q} : 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 평균

LFCMIN_{i,t,q} : 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 주파수제어예비력 하한

SFCR_{i,t,q} : 실시간주파수제어예비력계획량

RT_FCR_P_{t,q} : 실시간 주파수제어예비력 가격

FCRCP_FLAG_{i,t} : 주파수제어예비력 정산금 지급여부 플래그

단, 주파수제어예비력을 불이행한 경우에는 아래의 사항에 따른다.

- ① 전력거래소의 사전 승인 없이 주파수제어예비력에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.
- ② 전력거래소에서 주파수제어예비력 이행 상태를 평가하여 출력증가/감소를 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다.
(단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)

1차예비력에 대한 정산은 계통운영시스템(EMS)에서 1분 단위로 산정되는 1차예비력 공급량에 대한 15분 단위 평균치를 실시간시장 거래단위를 고려하여 실시간 1차예비력가격으로 정산한다.

$$RT_PCRCP_{i,t} = \sum_q RT_PCRCP_{i,t,q}$$

$$RT_PCRCP_{i,t,q} = \{ \text{Min}(SPCR_{i,t,q}, PCRQ_{i,t,q}) \times 0.25h \} \times RT_PCR_P_{t,q} \times PCRCP_FLAG_{i,t}$$

RT_PCRCP_{i,t} : 1차예비력 정산금

RT_PCRCP_{i,t,q} : 실시간 1차예비력 정산금

PCRQ_{i,t,q} : 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 1차예비력 평균

SPCR_{i,t,q} : 실시간1차예비력계획량

RT_PCR_P_{t,q} : 실시간 1차예비력가격

PCRCP_FLAG_{i,t} : 1차예비력 정산금 지급여부 플래그

단, 1차예비력을 불이행한 경우에는 아래의 사항에 따른다.

- ① 전력거래소의 사전 승인 없이 1차예비력에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.
- ② 전력거래소에서 1차예비력 이행상태를 평가하여 속도조정을 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다.(단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)

3차예비력에 대한 정산은 계통운영시스템(EMS)에서 1분 단위로 산정되는 3차예비력 공급량에 대한 15분 단위 평균치를 실시간시장 거래단위를 고려하여 실시간 3차예비력가격으로 정산한다.

$$RT_TRCP_{i,t} = \sum_q RT_TRCP_{i,t,q}$$

$$RT_TRCP_{i,t,q} = \{ \text{Min}(STR_{i,t,q}, TRQ_{i,t,q}) \times 0.25h \} \times RT_TR_P_{t,q} \times TRCP_FLAG_{i,t}$$

RT_TRCP_{i,t} : 3차예비력 정산금

RT_TRCP_{i,t,q} : 실시간 3차예비력 정산금

TRQ_{i,t,q} : 3차예비력 정산용량

TRQ_{i,t,q} = Max(TREC_{i,t,q} - FCRQ_{i,t,q} - PCRQ_{i,t,q}, 0)

TREC_{i,t,q} : 계통운영시스템(EMS)에서 산정되는 3차예비력 평균

STR_{i,t,q} : 실시간 3차예비력계획량

RT_TR_P_{t,q} : 실시간 3차예비력가격

TRCP_FLAG_{i,t} : 3차예비력 정산금 지급여부 플래그

단, 3차예비력을 불이행한 경우에는 아래의 사항에 따른다.

- ① 3차주파수제어서비스로 지정된 발전기가 급전지시에도 불구하고 정해진 시간 내에 계통 연결을 하지 못하거나 최소 운전시간이상 운전이 불가능할 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니하고 제2항에서 정하는 바에 따라 환수한다. 단, 고장 또는 기타사유로 3차 예비력 제공이 불가능하여 사전 신고한 경우에는 해당 시간에 대해서만 정산하지 아니한다.
- ② 3차예비력 정산금의 환수는 다음과 같이 적용한다.

$$TCPP_i = 3 \times \sum_{t,q} RT_TRCP_{i,t,q}$$

해설

- 예비력정산금은 기존 예비력용량가치 정산금(LOCRP)과 같이 예비력 제공에 대한 기회비용을 정산한다. 다만, LOCRP는 계절별로 고정된 정산단가가 적용되었으나, 제주 예비력정산금은 각 예비력에 대해 실시간으로 가격을 산정하여 정산한다는 큰 차이점이 있다.
- 예비력은 응동속도가 빠른 상위예비력 자원에 여분이 발생할 경우, 이를 하위예비력이 대체하여 사용할 수 있도록 실시간발전계획을 통해 각 예비력(1차, 주파수, 3차)을 발전기에 배분한다. 또한, 예비력 배분 발전기를 대상으로 기회비용을 산출하여, 각 예비력별 가장 높은 기회비용을 예비력 가격으로 결정하는 절차를 통해 예비력정산금을 지급한다.
- 1차예비력 공급량은 실시간발전계획에서 수립한 실시간 1차예비력 계획량(SPCR)과 EMS에서 산정한 1차예비력 실적(PCRQ) 중 작은 값을 적용한다. 주파수제어예비력 공급량은 실시간 주파수제어예비력 계획량(SFCR)과 EMS에서 산정한 주파수제어 예비력에서 1차예비력과 중복되는 구간을 차감한 값($FCRQ = FCRSC - PCRQ$) 중 작은 값을 적용한다. 3차예비력 공급량은 실시간 3차예비력 계획량(STR)과 EMS에서 산정한 3차예비력에서 1차, 주파수제어예비력과 중복되는 구간을 차감한 값($TRQ = TREC - FCRQ - PCRQ$) 중 작은 값을 적용한다. 다시 말해, 예비력 공급량 산정 시 다른 종류의 예비력과 중복되는 구간을 제외하고 정산함을 의미한다.
- 예비력가격은 예비력 확보로 인한 출력 증감발에 대한 기회비용을 의미하며, 일반적으로 응동속도가 빠른 상위 예비력이 하위 예비력보다 가격이 높도록 결정된다^(참고 1).

참 고

- ① **(예비력가격)** 기존 전력시장의 계통한계가격(SMP)이 가격결정자격을 갖춘 발전기들의 최대 발전가격(GP)으로 결정되는 것처럼, 예비력시장에서는 발전기들의 기회비용 중 최대값을 예비력가격으로 산정한다. 기존 하루전시장에선 상향예비력에 대한 기회비용을 예비력용량가치 정산단가(LOCRHF)를 통해 보상했으나, 제주 시범사업의 예비력시장에선 하향예비력에 대한 기회비용을 또한 보상한다. 가령, 자원별 하향주파수제어 제공가능 용량 합계가 제주지역 하향주파수제어예비력 확보기준 이하인 경우, 하향주파수예비력 공급을 위해 발전기는 출력을 증발하게 된다. 만약 SMP보다 GP가 높다면 출력 증발 시 $GP - SMP$ 만큼 손실이 발생하므로, 이 경우 기회비용은 $GP - SMP$ 로 적용한다. 또한, 위와 같이 하향예비력 확보가 필요한 상황에선 주파수제어예비력가격이 하향기회비용으로 결정될 수 있으므로 1차예비력 가격은 3차예비력가격과 비교하여 큰 값으로 산정하게 된다.

〈제주 예비력정산금의 공급량, 기회비용, 가격, 정산금〉

구분	3차예비력	주파수제어예비력		1차예비력
공급량	Min(실시간예비력계획량, 실시간예비력 EMS실적)			
기회비용	(SMP - GP) × TLF	하향	(GP - SMP) × TLF	(SMP - GP) × TLF
		상향	(SMP - GP) × TLF	
예비력가격	3차기회비용의 최대값	하향	하향기회비용의 최댓값과 3차예비력가격 중 큰 값	1차기회비용의 최댓값과 3차예비력가격 중 큰 값
		상향	상향기회비용의 최댓값과 3차예비력가격 중 큰 값	1차기회비용의 최댓값과 주파수제어예비력가격 중 큰 값
정산금	공급량 × 예비력가격			

[출처] 전력시장운영규칙 제 16장 및 별표 33

- ② **(종합)** 육지 및 제주 예비력 종류와 정산 현황은 아래와 같다.

〈예비력 종류 및 확보량 기준〉

구분	상향예비력				하향예비력		속성성자원
	주파수 제어 예비력	주파수 회복 예비력			주파수 예비력		
		1차 예비력	2차 예비력	3차 예비력			
사용 목적	주파수유지	고장 발생 시 주파수 회복			공급과잉 대비		변동성 대응
응동 시간	5분 이내	10초 이내	10분 이내	30분 이내	10분 이내	-	20분 이내
유지 시간	30분 유지	5분 유지	30분 유지	-	30분 유지	-	4시간 유지
이행 수단	AGC	GF	AGC	급전 전화	AGC, 원격출력제어		급전 전화
확보량 (MW)	700 (제주 : 25)	1,000 (20)	1,400	1,400 (160)	1,200 (30)	2,000 (50)	2,000
정산 유무	O	O	O	O	-	-	O
정산 항목	SCASP, RT_FCRCP*, FCMP	PCASP, RT_PCRCP, LOCRP	LOCRP	TCASP, RT_TRCP	-	-	TCASP

* RT_FCRCP는 제주지역 상·하향 주파수제어예비력에 대해 보상

2-4. 기타 정산금에 대한 정산

앞서 발전계획과 실제 계통운영간의 차이로 인한 비용정산금을 부가정산금으로 소개하였다. 기타 정산금은 계획과 운영간의 차이로 발생했다고 보기 어렵거나, 일몰제 성격의 정산금을 의미하며 부가정산금 단가 산정에 반영되지 않는다.

2-4-1. RPS의무이행비용정산금

* 대상 : RPS의무를 이행하는 발전사업자

정의

RPS의무이행비용정산금(RPS)

- 공급의무자의 RPS의무이행비용을 보전해주는 정산금

규칙

[별표 25] 7. 의무이행비용 정산기준

제11.2.2조에 따른 공급의무자에 대한 의무이행비용을 익월 거래시간별로 균등 배분하여 공급의무자의 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 적용한다.

$$RPS_{i,t} = RPS_i \div NT$$

$RPS_{i,t}$: 공급의무자 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 거래시간별로 적용된 신재생에너지 공급의무이행비용에 대한 정산금

NT(Number of Trading periods in a month) : 1개월 동안의 거래시간

해설

- 의무이행비용이란 발전사(공급의무자)가 신재생에너지법에 따라 의무공급량 이행에 지출하는 비용을 의미한다. 여기서 의무공급량이란, 공급의무자가 연도별로 신재생에너지 설비를 이용하여 공급하여야 하는 발전량을 뜻한다.
- RPS의무이행비용정산금은 공급의무자가 소요한 의무이행비용에 대해 보전하는 정산금으로, M월의 소요비용을 집계하여 M+1월에 정산한다.

2-4-2. 예측제도 정산금

* 대상 : 재생에너지 예측제도에 참여하는 집합전력자원

정의

예측제도 정산금(IFP)

• 재생에너지 발전량 예측제도에 따라 지급하는 오차율 예측 정산금

규칙

[별표 2] V. 예측제도 참여자에 대한 정산

시간대별로 대상자원이 설비이용률 및 예측오차율 기준을 충족하는 경우, 대상자원 내 주요자원의 전력거래량에 대해 정산한다. 즉,

$$IFP_{i,t} = MGOM_{i,t} \times FP_{i,t} \times JFPF_i$$

$JFPF_i$: 제주 시범사업 중 재생에너지 입찰제도에 참여하는 자원에 적용하는 예측제도 정산단가 계수

적용계수		적용 조건
$JFPF_i$	0.5	제주계통 내 재생에너지 입찰제도(제주 시범사업)와 예측제도에 동시에 참여하는 자원
	1	제주지역 외 지역(육지)의 예측제도 참여자원

$IFP_{i,t}$: 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일의 시간대별 정산금

$MGOM_{i,t}$: 예측제도 대상자원 중 주요자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부 사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외)

$$MGOM_{i,t} = (MGOS_{i,t} \times SVF_{i,t}) + (MGOW_{i,t} \times WWF_{i,t})$$

여기서,

$MGOS_{i,t}$: 예측제도 대상자원 중 태양광 발전자원의 거래시간대별 전력거래량 (급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외)

$SVF_{i,t}$: 거래일의 시간대별 대상자원 내 태양광 발전자원의 예측제도 유효성 플래그로써 $CFS_{i,t} \geq 10\%$ 이면 $SVF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

$CFS_{i,t}$: 예측제도 대상자원 중 태양광 발전자원의 시간대별 설비이용률로,

$$CFS_{i,t} = \frac{MGOS_{i,t}}{ICS_{i,t}} \times 100(\%)$$

$MGOW_{i,t}$: 예측제도 대상자원 중 풍력 발전자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외)

$WWF_{i,t}$: 거래일의 시간대별 대상자원 내 풍력 발전자원의 예측제도 유효성 플래그로써 $CFW_{i,t} \geq 10\%$ 이면 $WWF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

CFW_{i,t} : 예측제도 대상자원 중 풍력 발전자원의 시간대별 설비이용률로,

$$CFW_{i,t} = \frac{MGOW_{i,t}}{ICW_{i,t}} \times 100(\%)$$

FP_{i,t} : 예측제도 대상자원의 시간대별 예측오차율에 따라 주요자원 전력거래량에 적용되는 시간대별 기준단가

정산단가		적용 조건
FP _{i,t}	0원/kWh	6% < FER _{i,t}
	3원/kWh	4% < FER _{i,t} ≤ 6%
	4원/kWh	FER _{i,t} ≤ 4%

FER_{i,t} : 예측제도 대상자원의 시간대별 평균 예측오차율로써,

$$FER_{i,t} = \frac{\sum_{k=1}^n FER_{i,k,t}}{n}, \quad n=2$$

$$FER_{i,t} = \frac{\sum_{k=1}^n FER_{i,k,t}}{n}, \quad n=2$$

FER_{i,n,t} : 예측제도 대상자원에 대해 n차(총 2차)로 제출된 예측발전량으로 산정된 시간대별 예측오차율로써,

$$FER_{i,n,t} = \frac{|(FGM_{i,n,t} + FGA_{i,n,t}) - (MGOM_{i,t} + MGOA_{i,t})|}{ICM_{i,t}} \times 100(\%), \quad n=1,2$$

FGM_{i,n,t} : 예측제도 참여자가 대상자원 중 주요자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별, 시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 해당시간 예측발전량은 제외)

$$FGM_{i,n,t} = (FGS_{i,n,t} \times SVF_{i,t}) + (FGW_{i,n,t} \times WWF_{i,t})$$

FGS_{i,n,t} : 예측제도 참여자가 대상자원 중 태양광 발전자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 해당시간 예측발전량은 제외)

FGW_{i,n,t} : 예측제도 참여자가 대상자원 중 풍력 발전자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 해당시간 예측발전량은 제외)

FGA_{i,n,t} : 예측제도 참여자가 대상자원 중 보조자원에 대해 전력거래소에 제출하는 차수별·시간대별 예측발전량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 예측 전력량은 제외)

MGOA_{i,t} : 예측제도 대상자원 중 보조자원의 거래시간대별 전력거래량(급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비의 전력거래량은 제외)

ICM_{i,t} : 예측제도 대상자원 중 주요자원에 대한 시간대별 유효 설비용량. 단, 예측형 집합 전력자원의 경우 소속된 소규모재생전력자원 중 해당 시간대의 유효한 주요자원의 합으로 표시

$$ICM_{i,t} = (ICS_{i,t} \times SVF_{i,t}) + (ICW_{i,t} \times WWF_{i,t})$$

ICS_{i,t} : 예측제도 대상자원 중 태양광 자원에 대한 시간대별 설비용량으로써 전력시장에 등록된 설비용량에서 고장·정비 설비 및 급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비에 대한 용량을 제외한 값. 단, 예측형 집합전력자원의 경우 소속된 소규모재
생전력자원 중 해당 시간대의 유효한 태양광 발전자원의 합으로 표시

ICW_{i,t} : 예측제도 대상자원 중 풍력 자원에 대한 시간대별 설비용량으로써 전력시장에 등록된 설비용량에서 고장·정비 설비 및 급전지시 등 외부사유에 의해 출력제어 된 설비에 대한 용량을 제외한 값. 단, 예측형 집합전력자원의 경우 소속된 소규모재
생전력자원 중 해당 시간대의 유효한 풍력 발전자원의 합으로 표시

- 거래일의 시간대별 정산금을 합산하여 거래일 정산금을 산정한다.

해설

- 예측제도 정산금(IFP)은 대상자원의 전력거래량에 기준단가를 곱하여 산정한다.

$$IFP_{i,t} = MGOM_{i,t} \times FP_{i,t} \times JFPF_i$$

- 대상자원의 전력거래량은 대상자원의 시간대별 설비이용률이 10%를 초과하고 출력 제어되지 않은 시간대의 발전량으로 산정한다.
- 예측제도 정산단가(FP)는 예측오차율이 6% 이내인 경우에 한해 차등 적용된다^(참고 1).
- 예측제도 정산금은 발전사업자들이 발전량을 정확하게 예측하도록 유도하는 인센티브로 작용하며, 재생에너지 발전의 불확실성을 줄이고 계통의 안정적 운영에 기여를 목적으로 하고 있다. 예측제도 정산금에 대한 규칙은 2021년 9월 신설되었다^(참고 2).
- 예측제도 정산금은 개별 발전기가 아닌 예측형 집합전력자원에 지급하는 정산금이다. 여기서 예측형 집합전력자원이란 소규모 재생에너지 발전기 및 전기저장장치를 통합한 것으로, 예측제도에 참여할 수 있는 가상의 자원을 의미한다.
- 예측 발전량과 실제 발전량의 차이, 즉 오차율이 낮을 때 지급하는 정산금이며 3개월 평균 예측오차율이 10%를 초과하는 경우 예측제도 등록자원에서 탈락하여 정산금을 지급받을 수 없게 된다.

참 고

- ① **(유예)** 예측제도 정산단가 지급 기준이 되는 예측오차율은 2025년 2월 12일 부 규칙 개정에 따라, 기존의 8%에서 6%로 강화되었다. 다만, 풍력의 경우 기상 변화로 인한 오차율이 태양광에 비해 높은 점을 감안하여, 주요 자원에 풍력이 포함된 경우 1년간 시행이 유예되었다.

[출처] 전력시장운영규칙 부칙(2025.2.11.) 제1조

- ② **(일몰)** 재생에너지 입찰제도가 도입되면 재생에너지 발전량 예측제도는 종료된다. 다만 제주 시범사업(2024년 6월)이 개시되었음에도 불구하고, 부칙에 의거하여 급전가능재생 에너지자원으로 참여하는 경우에 한해선 1년 간 정산단가의 50%를 적용하여 정산금을 지급하였으며, 지금은 육지 예측제도 자원에 대해서만 정산금이 지급되고 있다.

[출처] 전력시장운영규칙 부칙(2023.8.30.) 제5조

2-4-3. 준중양급전발전기 기본정산금

정의

준중양급전발전기 기본정산금(SSDG)

- 준중양급전발전기의 급전지시 이행에 따른 정산금

규칙

[별표 2] I-12-하. 준중양급전발전기의 기본정산금

준중양급전발전기의 기본정산금은 제어가능정산금과 제18.3.2조제1항에 따른 운영기간별 평균이행률에 따른 차감계수를 적용하여 산정하며, 정산금은 준중양급전발전기 운영기간 거래종료일로부터 익월 마지막 거래일 정산명세서에 반영한다.

$$SSDG_i = \left(\sum_t^{운영기간} DCPS_{i,t} \right) \times (1 - RF_i)$$

$SSDG_{i,t}$: 거래시간별 준중양급전발전기의 기본정산금

$SSDG_i$: 준중양급전발전기의 기본정산금

$DCPS_{i,t}$: 발전기가 제공하는 시간대별 제어가능용량에 대한 정산금액

RF_i : 급전지시 이행실적에 따라 산정된 시간대별 평균이행률에 대한 차감계수

① 제어가능량 정산금($DCPS_{i,t}$)

전력거래소가 전력계통의 안정운동을 위하여 준중양급전발전기가 제공하는 제어가능용량에 대하여 준중양급전발전기 정산단가로 정산한다. 이 경우, 제어가능량은 발전기에 급전지시가 발생한 경우에는 자체발전계획량과 최소발전용량의 차이로 산정하며, 발전기가 급전지시를 대기하는 경우에는 계량값과 최소발전용량의 차이로 산정한다. 여기서, 준중양급전발전기 정산단가는 비용평가위원회에서 의결된 2004년 이전에 진입한 발전기에 적용되는 기준용량 가격(RCP)을 말한다.

발전기에 대해 급전지시가 발생한 경우

$$DCPS_{i,t} = \text{Max}(SSG_{i,t} - MG_i, 0) \times RCP_i \times DF_{i,t}$$

발전기가 급전지시 대기 중인 경우

$$DCPS_{i,t} = \text{Max}(MGO_{i,t} - MG_i, 0) \times RCP_i \times (1 - DF_{i,t})$$

$DCPS_{i,t}$: 준중양급전발전기가 제공하는 제어가능량에 대한 정산금액

RCP_i : 준중양급전발전기에 대한 정산단가로 비용평가위원회 결정한 기준용량가격

$SSG_{i,t}$: 발전사업자가 거래 전일에 제출한 시간대별 자체발전계획량

$DF_{i,t}$: 운영기간 중 시간대별 급전지시 플래그로, 급전지시가 있으면 1, 아니면 0

여기서, 급전지시 전(t-1), 후(t+1) 1시간을 급전지시량 도달 이행시간으로 하여 급전지시 시간에 포함한다.

② 기본정산금 차감계수(RF_i)

준중양급전발전기 운영기간별 발생한 급전지시 평균 이행률에 따른 차감계수를 적용한다. 여기서, 이행률은 관제사가 지시한 시간대별 급전지시량과 계량값의 차이를 급전지시량으로 나눈값을 기준으로 하여 산정한다.

가. 기본정산금 차감계수(RF_i)

급전지시 평균 이행률(AGR _i)	차감계수(RF _i)
90% 이상	0
90% 미만 ~ 80% 이상	0.2
80% 미만 ~ 70% 이상	0.4
70% 미만	1

RF_i : 준중양급전발전기 운영기간 중 급전지시 이행실적에 따라 산정된 시간대별 이행률의 산술평균값에 대한 차감계수

나. 급전지시 평균 이행률

$$AGR_i = \frac{\sum_t (DGR_{i,t} + UGR_{i,t})}{n}$$

n : 준중양급전발전기 운영기간 중 발생한 급전지시 시간(1시간 기준)의 횟수

(1) 급전지시량이 자체발전계획량 미만인 경우 즉, TGSO_{i,t} < SSG_{i,t} 이면,

$$DGR_{i,t} = \text{Min}(100\%, (1 - \frac{MGO_{i,t} - TGSO_{i,t}}{TGSO_{i,t}}) \times 100(\%))$$

(2) 급전지시량이 자체발전계획량 이상인 경우 즉, TGSO_{i,t} ≥ SSG_{i,t} 이면,

$$UGR_{i,t} = \text{Min}(100\%, (1 - \frac{TGSO_{i,t} - MGO_{i,t}}{TGSO_{i,t}}) \times 100(\%))$$

AGR_{i,t} : 준중양급전발전기 운영기간 동안 시간대별 급전지시 이행률 산술평균값

DGR_{i,t} : 준중양급전발전기 하향운전에 대한 시간대별 급전지시 이행률

UGR_{i,t} : 준중양급전발전기 상향운전에 대한 시간대별 급전지시 이행률

TGSO_{i,t} : 관제사가 지시한 시간대별 급전지시량(MW)

해설

- 준중양급전발전기란 경부하기 안정적 계통운영을 위해 전력거래소의 급전지시에 따라 운전하는 비중양급전발전기를 의미한다^(참고 1).
- 준중양급전정산금 기본정산금(SSDG)은 운영기간동안 급전지시에 대기함에 따라 지급 받는 보상으로, 제어가능용량에 대해 기준용량가격으로 지급한다. 제어가능용량은 급전지시를 받은 경우 (자체발전계획량 - 최소발전용량), 급전지시가 없는 경우 (발전량 - 최소발전용량)으로 결정된다.

T	자체발전 계획량	최소 발전용량	발전량	급전지시 여부	기준용량 가격	기본정산금(SSDG)
12시	100MW	40MW	90MW	X	11원/kWh	$(90-40) \times 11 \times 1,000$ = 550,000원
13시	100MW	40MW	50MW	O		$(100-40) \times 11 \times 1,000$ = 660,000원

참 고

- ① **(경부하기 운영)** 신재생에너지 출력변동성으로 인해, 전력수요가 낮은 경부하기 낮 시간대에는 출력제어 상황이 발생하기도 한다. 최근에는 중양급전발전기로 경부하기의 수급 불확정성에 대응하기 어려워, 5MW 초과 비중양급전발전기 중 출력제어 및 계통안정화 성능이 있는 발전기를 준중양급전발전기로 운영하고 있다. 운영기간은 봄철(설 연휴를 포함한 3~5월) 및 가을철(9~11월)으로 향후 육지 재생에너지 입찰제도 도입 시 일몰될 예정이다.
- ② **(정산금 구분)** SSDG와 별개로, 준중양급전발전기는 비중양급전발전기와 같이 전력량 정산금(MEP)을 정산받는다. 또한, G/F와 AGC 응답이 가능한 경우 보조서비스 정산금도 지급받을 수 있으나, 현재 G/F 및 AGC 운전 성능조건은 유예 중이다.

2-4-4. 수소발전차액 정산금

정의

수소발전차액 정산금(CSA)

- 수소발전 입찰시장 계약발전에 대해 지급하는 차액 정산금

규칙

[별표 2] I-17. 수소발전입찰시장 차액계약정산

수소발전입찰시장 계약발전의 거래시간별 계약전력량에 대한 차액계약정산금은 다음과 같이 각 발전기의 월별 조정계약가격과 계통한계가격간의 차액으로 정산한다. 즉,

$$CSA_{i,t,p} = \sum_{t=1} \{ \text{Min}(MFP_{i,m} - SMP_t, MFP_{i,m}) \times SOG_{i,t} \}$$

여기서,

$CSA_{i,t,p}$: 수소발전입찰시장 계약발전의 차액계약정산금

p : 수소발전입찰시장 개설 연도

$MFP_{i,m}$: 수소발전입찰시장 계약발전의 월별 최종계약가격으로서 아래와 같이 계산한다.

$$\text{즉, } MFP_{i,m} = (CCP_i \times FCI_{i,m} + FCP_i - NPP_i)$$

CCP_i : 수소발전입찰시장 계약발전의 변동계약가격

$FCI_{i,m}$: 수소발전입찰시장 계약발전의 월별 연료비 인덱스

FCP_i : 수소발전입찰시장 계약발전의 고정계약가격

NPP_i : 수소발전입찰시장 계약발전의 미이행 페널티가격, 별도의 페널티가격이 없는 경우 0을 적용함

$SOG_{i,t}$: 수소발전입찰시장 계약발전의 차액계약정산대상 전력량으로서 아래와 같이 계산한다. 즉,

$$SOG_{i,t} = \text{MIN}(MGO_{i,t}, \text{Max}(ACG_i - \sum_{h=1}^n MGO_{i,h}, 0))$$

ACG_i : 수소발전입찰시장 계약발전의 연간 계약전력량

n : 당해연도 계약거래 시작일부터 거래시점 직전 시간까지의 총시간 수

$\sum_{h=1}^n MGO_{i,h}$: 당해연도 계약거래 시작일부터 거래시점 직전 시간까지의 총 발전량

해설

- 수소발전차액 정산금(CSA)은 수소발전입찰시장 계약발전기 발전량(SOG)에 대해 계약 가격(MFP)과 시장가격(SMP) 차이에 대해 지급하는 정산금이다.
- CSA는 연간 계약전력량(ACG) 이내의 발전량(SOG)에 대해 지급한다. 가령, A발전기의 2024년 ACG가 100만 MWh이고, 2024년 9월 30일까지 100만 MWh를 발전한 상황이면 2025년 10월 1일부터 SOG는 0이 되며, CSA를 지급하지 않는다. 다만, 차액계약정산대상 전력량(SOG)이 0이 되는 것이며, 전력량정산금(MEP) 지급을 위한 전력량(MGO)은 발전한 양만큼 유효하게 집계된다.
- 계약가격(MFP)은 변동계약가격과 고정계약가격을 합산하여 산정한다. 참고로, 변동 계약가격에 적용하는 연료비 인덱스는 정산월의 연료전지용 도시가스 단가를 최근 10년의 연료전지용 도시가스 도매요금 평균으로 나눈 값을 적용하여 연료비 변동분을 반영한다.

예제

- (예제 31) 수소발전 입찰시장 계약발전기의 MEP 및 CSA를 구하라.

– 연간 발전량이 ACG 이내인 경우를 가정

(단위 : 원/kWh, kWh, 원)

구분	SMP	MGO	CCP	FCI	FCP	NPP
12시	100	100	120	1.5	130	0
13시	150	100	120	1.5	130	0

▶ 계약가격과 SMP의 차액에 대해 CSA를 지급한다.

구분	SMP	MGO	MFP	MEP	CSA	TOTAL
12시	100	100	120×1.5 +130-0 =310	100×100 = 10,000원	(310-100)×100 = 21,000원	10,000+21,000 =31,000원
13시	150	100		150×100 = 15,000원	(310-150)×100 = 16,000원	15,000+16,000 =31,000원

2-4-5. 임밸런스 페널티

* 대상 : 제주 중앙급전발전기 및 급전가능재생에너지자원

정의

임밸런스 페널티(IMBP)

- 실시간시장에서 중앙급전발전기가 제약량에 미달하여 발전하거나, 급전가능재생에너지 자원이 급전지시량과 다르게 발전하는 경우 부과하는 페널티

규칙

[별표 33] 3-가. 전력량에 대한 정산

① 중앙급전발전기

임밸런스페널티는 중앙급전발전기에 대하여 사업자가 제출한 하한 및 고정제약발전량에 미달하여 발전한 경우 해당 발전량에 대하여 실시간에너지시장 에너지거래가격($RT_MP_{i,t,q}$)의 20%를 환수한다. 단, 성능시험 사유로 인한 제약입찰 시에는 임밸런스 페널티를 적용하지 아니한다.

$MEGW_{i,t} = 0$ 또는 제약코드 4(성능시험 사유)로 제약입찰 한 경우, $IMBP_{i,t} = 0$

그 외의 경우,

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

$$IMBP_{i,t,q} = - \text{Max}\{\text{Max}\{(MEGW_{i,t} - MGO_{i,t}) - \varepsilon_{i,t}, 0\} \times TPR_E_{i,t,q} \times RT_MP_{i,t,q} \times 0.2, 0\}$$

$MEGW_{i,t}$: 발전사업자 하한제약량

$TPR_E_{i,t,q}$: 구간(q)별 에너지 거래단위 변환계수

단, $MGO_{i,t} = 0$ 인 경우 $TPR_E_{i,t,q} = 0.25$

그 외의 경우 $TPR_E_{i,t,q} = MGO_{i,t,q} / MGO_{i,t}$

$RT_MP_{i,t,q}$: 실시간에너지시장 에너지 거래가격

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

$\varepsilon_{i,t}$: 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기(i)의 거래시간(t)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.

② 급전가능재생에너지자원

임밸런스페널티는 급전가능재생에너지자원에 대하여 급전지시량 대비 실제계량값이 허용

오차를 초과하였을 경우 해당 전력량에 대한 정산금을 환수한다.

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

$$IMBP_{i,t,q} = -[\text{Max} \{ |MGO_{i,t} - SET_POINT_{i,t}| - ICDM_i \times IMB_TOL_{i,t,q}, 0 \} \times 0.25h \times IMBPP_{i,t,q}]$$

여기서 $IMBPP_{i,t,q}$ 는 아래 표에 따라 결정한다.

	$RT_MP_{i,t,q} \leq 0$	$RT_MP_{i,t,q} > 0$	
		$SET_POINT_{i,t} < RA_{i,t}$	$SET_POINT_{i,t} \geq RA_{i,t}$
$MGO_{i,t} - SET_POINT_{i,t} > 0$ (초과발전)	$\text{Max}(-MIN_OFFER_PRICE, 0) \times 2.5 + RT_FCR_P_{i,t,q}$	$\text{Max}\{RT_MP_{i,t,q} - \text{Min}_s(OFFER_PRICE_{i,t,s}), 0\} + RT_FCR_P_{i,t,q}$	$RT_FCR_P_{i,t,q}$
$MGO_{i,t} - SET_POINT_{i,t} < 0$ (미달발전)	0	0	$RT_FCR_P_{i,t,q}$

$MGO_{i,t,q}$: 계량전력량

$SET_POINT_{i,t}$: 60분 평균 EMS 급전지시 출력

$ICDM_i$: 주요자원 설비용량

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

구 분	~'24.12.31	~'25.12.31	'26.1.1~
임밸런스 허용오차	12%	8%	6%

$IMBPP_{i,t,q}$: 임밸런스페널티 적용가격

$RT_MP_{i,t,q}$: 실시간에너지시장 에너지 거래가격

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

$RT_SMP_{i,t,q}$: 실시간에너지가격

MIN_OFFER_PRICE : 제16.3.2조제3항제2호의 입찰하한가격

$OFFER_PRICE_{i,t,s}$: 입찰가격

$\text{Min}_s(OFFER_PRICE_{i,t,s})$: 최소 입찰가격

$RT_FCR_P_{i,t,q}$: 실시간 주파수제어예비력 가격

해설

- 실시간시장에서 중앙급전발전기가 제약입찰량에 미달하여 발전하는 경우, 미달 발전량에 대해 페널티(IMBP)를 부과한다. 페널티는 미달 발전량에 실시간 가격의 20%를 적용한다. 실시간시장에선 15분 단위로 정산하므로, IMBP도 각 15분 단위 구간의 발전량을 기준으로 배분된다.

$$IMBP_{i,t,q} = - \text{Max}\{\text{Max}\{(MEGW_{i,t} - MGO_{i,t}) - \varepsilon_{i,t}, 0\} \times TPR_E_{i,t,q} \times RT_MP_{i,t,q} \times 0.2, 0\}$$

- 실시간시장에서 급전가능재생에너지자원이 급전지시량 대비 실제 계량값이 허용오차를 초과하였을 경우 페널티(IMBP)를 부과한다.

참 고

- ① **(급전e 임밸런스)** 급전가능재생에너지자원은 중앙급전발전기에 비해 출력 조정 능력이 부족하므로, IMBP 산정을 위한 초과발전량에 일정 설비용량을 차감한다. 시범사업 운영 당해인 2024년은 설비용량의 12%를, 2025년은 8%를, 그 이후는 6%를 적용한다.
- ② **(입찰가격)** 급전가능재생에너지자원은 시간대별 최대 10개 구간에 대해 입찰가격을 제출한다. 입찰가격이란 해당 자원의 가격을 의미하며, 중앙급전발전기의 연료비용과 유사하다. 태양광 및 풍력은 연료비용이 없기에 입찰가격은 0원 이하로 제출할 수 있다. 음의 가격으로 입찰도 가능한데, 이는 재생에너지 발전에 따라 별도의 REC 수익을 거둘 수 있기 때문이다. 가령, 수급 과잉으로 시장가격이 -50원/kWh로 결정되더라도 REC가 60원/kWh 수준이라면 해당 발전기는 10원/kWh의 마진을 얻을 수 있다. 이러한 이유로, 입찰 상한가격은 0원이며 입찰하한가격은 과거 2개월 전 현물 REC평균가격을 음수로 취한 값으로 설정된다.

[출처] 전력시장운영규칙 부칙(2023.8.30.) 제5조

2-4-6. 중앙계약시장 계약용량 정산금(TECC)

정의

중앙계약시장 계약용량 정산금(TECC)

- 중앙계약전기저장장치의 계약용량에 대해 지급하는 정산금

규칙

[별표 2] I-18. 중앙계약시장 계약용량에 대한 정산

중앙계약전기저장장치 계약용량에 대한 정산금은 다음과 같이 각 전기저장장치의 계약가격에 시간대별 방전가능전력량을 최대운전시간으로 나눈 값을 곱하고, 급전지시 이행률에 따라 정산한다. 즉,

$$TECP_{i,t} = (TECF_i \times EOSE_{i,t} / EMOT_i) \times EFR_{i,t}$$

여기서,

$TECP_{i,t}$: 중앙계약전기저장장치의 계약용량정산금

$TECF_i$: 중앙계약전기저장장치의 계약가격으로 아래와 같이 계산한다.

$$TECF_i = EACF_i - ENPP_i$$

$EACF_i$: 중앙계약전기저장장치의 계약가격

$ENPP_i$: 중앙계약전기저장장치의 페널티 가격으로 별도의 페널티 가격(거래지연 페널티 가격 및 비가격평가 불충족 페널티가격)이 없는 경우 0을 적용함

$EOSE_{i,t}$: 중앙계약전기저장장치 방전가능전력량

$EMOT_i$: 중앙계약전기저장장치의 최대운전시간

$EFR_{i,t}$: 중앙계약전기저장장치의 급전지시 이행률로 아래와 같이 계산한다.

i) $|SET_POINT_{i,t}| \neq 0$ 인 경우,

$$EFR_{i,t} = \text{Max}\left\{1 - \frac{|SET_POINT_{i,t} - MGO_{i,t}|}{|SET_POINT_{i,t}|}, 0\right\}$$

다만, $|SET_POINT_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon$ 이면 $EFR_{i,t} = 1$ 을 적용한다.

ii) $|SET_POINT_{i,t}| = 0$ 인 경우,

$$EFR_{i,t} = \text{Max}\left\{1 - \frac{|EGMO_{i,t}|}{ECD_i}, 0\right\}$$

다만, $||EAP_{i,t}| - |MGO_{i,t}|| \leq \varepsilon$ 이고 $|EGMO_{i,t}| \leq \varepsilon$ 이면, $EFR_{i,t} = 1$ 을 적용한다.

$SET_POINT_{i,t}$: 거래시간에 대한 60분 평균 EMS 급전지시 출력

$EGMO_{i,t}$: 중앙계약전기저장장치의 시간대별 발전단 발전전력량

$EAP_{i,t}$: 중앙계약전기저장장치의 시간대별 소내전력량

ECD_i : 중앙계약전기저장장치의 계약된 최대방전용량

허용오차(ε) : 중앙계약전기저장장치는 $\pm RA_{i,t} \times 0.005$ 를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.05MWh, 최대허용오차는 5MWh를 적용한다.

해설

- 중앙계약전기저장장치의 계약용량정산금(TECC)은 ESS 중앙계약시장에서 낙찰된 물량에 대해 낙찰된 계약가격으로 지급하는 정산금이다.
- 중앙계약전기저장장치는 거래소의 급전지시에 따라 충방전하며, 다른 전기저장장치와 달리 전력량에 대한 보상없이 최대방전용량에 대해 급전지시 이행률을 고려하여 계약 가격으로 정산한다.

전기저장장치 구분		주요 특징	정산	충전전력 정산
① 중앙 급전	일반	· 최대방전용량 10MW 초과 · 최대운전시간 2시간 이상	· 전력량 + 용량 + 보조서비스 * 양수발전기 규정 준용	· 양수발전기 규정 준용
	1차 예비력만 제공	· 최대방전용량 5MW 초과 · 최대운전시간 15분 이상	· 전력량 + ASP(1차) - 전력량 : $SMP \times (\text{방전량} - \text{충전량})$ - ASP(G/F) : PCASP	· $SMP \times \text{충전량}$
	중앙 계약시장	· ESS 중앙계약시장에서 낙찰	· 계약용량에 대한 계약가격 정산	· 충, 방전 전력량 계산 X
② 비중앙급전		· 중앙급전 외 전기저장장치	· 전력량 : $SMP \times (\text{방전량} - \text{충전량})$ * 비중앙급전과 동일	· $SMP \times \text{충전량}$
③ 송전사업자용		· 송전사업자 운영 - 주파수조정용 - 계통안정화용	· 별도 정산 X	· 별도 정산 X
④ 재생에너지 전기저장판매용		· 재생에너지전기저장 판매사업자가 운영 · 직접PPA로 거래	· 직접PPA 거래로 시장 내 정산 X	· 미정(개정 중)

2-5. 정산 조정

급전지시는 크게 계통연결/분리 시각과 같은 시간개념의 급전지시와 증발, 감발, 출력 유지 등의 출력량 개념의 급전지시가 있다. 중앙급전 발전기는 전력거래소의 급전지시에 응동할 의무를 가지므로, 급전지시 위반시에는 일정 수준의 정산 조정이 발생한다.

2-5-1. 고장정지

* 대상 : 중앙급전 발전기

정의

고장정지

• 고장정지 시 입찰량과 정상운전시간을 고려하여 공급가능용량을 조정한다.

규칙

[별표 2] I-12-다. 공급가능용량 조정 원칙

발전기 고장정지 시 공급가능용량은 [별표4] 6.3.7.5.2 가. 발전기 고장정지 시 공급능력 변경 기준과 [별표4] 9.7.6.2 고장정지 발전기 공급가능용량 변경 확인에 따라 아래와 같이 조정한다.

$$ARA_{i,t} = \text{Max}(\text{Min}(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t})$$

해설

• 발전기 고장이 발생하는 경우 고장정지 공급가능용량(CRA)을 산정하며, 계량값과 비교하여 큰 값을 조정된 공급가능용량(ARA)으로 산정한다. 여기서 CRA는 정상상태의 공급가능용량 및 정상운전시간을 고려하여 계산한다.

참 고

- ① (변경입찰) 위 사례와 같이 고장이 발생한 경우, 발전사에서는 GT운전가능대수를 2대에서 1대로 입찰 변경이 필수다. 만약 위와 같이 GT 1기에 대해 고장이 발생한 상태에서 GT 운전가능대수를 2대로 유지하게 되는 경우, 정산시스템에서 GT를 2대로 판단하여 입찰량을 호기별로 나누게되므로 CRA가 1/2로 감소하게 된다.

또한, 고장발생 혹은 고장복구 직전의 공급가능용량을 기준으로 CRA를 계산하므로, 고장이 발생하더라도 발전사는 정상상태 공급가능용량을 입찰한 뒤, 사후에 고장상태 공급가능용량을 변경입찰해야한다. 가령, A발전기(GT2:ST1)의 정상상태 공급가능용량이 500MW이고 모든 GT, ST가 고장난 상황에서 15:30에 고장복구 되었다면 16시(15:01 ~ 16:00)의 CRA는 250MW이다. 만약 고장복구 사실을 미리 확인하여 15:25에 변경 입찰을 통해 공급가능용량을 500MW → 250MW로 변경한다면 CRA는 250MW (500MW의 1/2)가 아닌 125MW(250MW의 1/2)로 산정될 수 있으므로 사전 공급가능 용량은 정상상태 기준으로 입찰해야 한다.

[출처] 전력시장운영규칙 별표 4 - 6.3.7.5.2조

예 제

- (예제 32) GT 2기 및 ST 1기로 구성된 복합발전기의 GT 1기가 07:00 ~ 07:55에 고장인 상황에서, 정상상태 입찰량 540MW(GT 360MW, ST 180MW)인 경우 8시(07:01 ~ 08:00) 시간대의 CRA는?

- GT 2기 입찰량이 360MW이므로 GT 1기의 입찰량은 180MW이다. ST 1기의 입찰량은 180MW이지만, CRA 계산을 위해 GT호기별 입찰량으로 계산하면 90MW가 된다.
- (GT#1 : 고장) $GT\ 180MW \times 5/60 + ST\ 90MW \times 5/60 = 22.5MW$
(GT#2 : 정상) $GT\ 180MW + ST\ 90MW = 270MW$
- ▶ CRA : $22.5MW + 270MW = 292.5MW$ ---> 반올림하여 293MW

2-5-2. 고정출력

* 대상 : 중앙급전 발전기

정의

고정출력

- 고정출력 발전기의 공급가능용량은 발전량으로 조정한다.

규칙

[별표 2] I-12-다. 공급가능용량 조정 원칙

고정출력 제약입찰 발전기의 경우 발전량($MGO_{i,t}$)이 공급가능용량($RA_{i,t}$)보다 작을 경우 아래와 같이 조정한다.

$$MGO_{i,t} + \varepsilon < RA_{i,t} \text{ 이면 } ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$$

해설

- 고정출력 제약입찰 발전기는 입찰량 대비 발전량이 허용오차 이상으로 작을 경우, 입찰량을 발전량으로 조정한다.
- 발전기는 시험, 정비 등의 목적으로 고정출력 운전이 필요한 경우 고정출력 제약발전량과 공급가능용량을 동일하게 입찰해야한다. 만약 발전사의 입찰계획과 달리 공급가능용량 만큼 발전을 하지 못한다면 발전사가 입찰한 공급가능용량은 과다하게 입찰된 것으로 볼 수 있기에, 실제 발전량까지만 공급가능용량으로 인정받도록 조정한다.

[출처] 전력시장운영규칙 별표 4 - 7.11.5조

2-5-3. 계통연결 및 분리 시간 미준수

* 대상 : 중앙급전 발전기

정의

계통연결 및 분리 시간 미준수

• 계통연결 및 분리 시간 미준수에 따라 공급가능용량을 조정한다.

규칙

[별표 2] 1-12-다. 공급가능용량 조정 원칙

1) 계통연결 및 계통분리 지연

① 계통연결 지연

발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시 받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연이 발생한 거래시간의 변경 공급가능용량($RA_{i,t}$)은 계량된 전력량으로 조정한다. 즉, $ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$
여기서, $ARA_{i,t}$: 조정된 변경 공급가능용량

② 계통분리 지연

발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시 받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연되는 시간동안에 계량된 발전전력량($MGO_{i,m}$)을 "0"으로 조정한다. 즉, $MGO_{i,m} = 0$
해당 거래시간의 조정된 계량값($AMGO_{i,t}$)은 다음과 같다.

$$AMGO_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} MGO_{i,m}$$

단, 석탄화력 발전기 계획예방정비 계통분리 시 석탄저장조 잔여탄 소진을 목적으로 계통분리 지연이 발생하는 경우, 계통분리 지시 시간 이후 1시간 이내만 계통분리 지연에서 제외하며 해당시간 DAOS는 다음과 같다.

$$DAOS_{i,t} = 0$$

2) 조기 계통연결 및 계통분리

① 조기 계통연결

발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시 받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 빠른 경우, 빨리 계통연결한 시간 동안에는 계량된 전력량($MGO_{i,m}$)을 "0"으로 조정한다. 즉, $MGO_{i,m} = 0$
해당 거래시간의 조정된 계량값($AMGO_{i,t}$)은 다음과 같다.

$$AMGO_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} MGO_{i,m}$$

② 조기 계통분리

발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시 받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 빠른 경우, 빨리 계통분리한 시간 동안에는 변경 공급가능용량($RA_{i,m}$)을 “0”으로 조정한다. 즉,

$$RA_{i,m} = 0$$

해당 거래시간의 재선언공급가능용량($ARA_{i,t}$)은 다음과 같다.

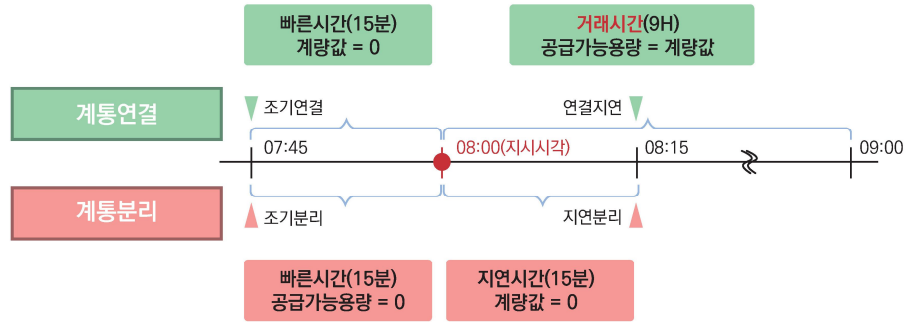
$$ARA_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} RA_{i,m}$$

3) 계통연결 및 계통분리 지연, 조기 계통연결 및 계통분리 시 허용시간

구 분	LNG, 유류	석탄
계통연결/분리 허용시간(δ)	± 5 분	± 10 분

해설

- 급전지시는 크게 계통연결/분리 시각과 같은 시간개념의 급전지시와 증발, 감발, 출력 유지 등의 출력량 개념의 급전지시가 있다. 중앙급전 발전기는 전력거래소의 급전지시에 응동할 의무를 가지므로, 급전지시 위반시에는 일정 수준의 패널티가 부여된다.
- 허용오차를 초과한 조기 계통연결 및 계통분리 지연 시, 조기연결 또는 분리 지연시간 동안 발전한 계량값은 0으로 조정한다. 가령, 계통연결/분리 허용오차가 10분인 석탄 발전기가 08:00에 계통연결 지시를 받았으나, 07:45에 연결하여 15분간 10MWh를 발전한 경우 허용오차 10분을 초과하였으므로 8시(07:01~08:00)의 조정계량값(AMGO)은 0이다. 비슷하게, 08:00 계통분리 지시를 받았으나 08:15까지 발전한 경우도 AMGO는 0으로 조정된다.
- 허용오차를 초과한 계통연결 지연 시, 지연이 발생한 거래시간의 공급가능용량은 발전한 계량값으로 조정된다. 비슷하게, 조기 계통분리 시 빨리 분리한 시간 동안의 공급가능용량은 0으로 조정된다. 일반적으로 전력공급이 수요보다 커서 주파수가 상승하는 것보다, 공급이 부족해서 주파수가 하락하는 것이 전력계통의 더 큰 위협요인이 되므로, 계통연결 지연과 조기 계통분리 시 정산금이 더 크게 조정된다. 이 중에서도 지시받은 시각보다 늦게 계통연결 하는 경우, 해당시간의 공급가능용량은 계량값으로 조정되어, 가장 큰 폭의 정산금이 조정이 발생한다.



예 제

(예제 33) 다음 중앙급전 발전기의 급전지시 위반에 따른 정산금 조정 금액을 산정하라.

- 단, 예비력용량가치 정산분은 고려하지 않는다

(단위 : MWh, 원/kWh)

A	RA	DAOS	MP	HCF	변동비
400	400	400	100	20	80

- 09:30 계통연결을 지시받고, ▲정시연결(09:30), ▲15분 조기연결(09:15), ▲15분 연결지연(09:45)시 정산금 조정 금액은?
- 18:30 계통분리를 지시받고, ▲정시분리(18:30), ▲15분 조기분리(18:15), ▲15분 분리지연(18:45)시 정산금 조정 금액은?

* 계통연결/지연에 따른 공급가능용량 조정기준

구분	조정기준
연결지연	계량값으로 조정(ARA=MGO)
분리지연	지연분리한 시간 동안의 계량값 = 0
조기연결	조기연결한 시간 동안의 계량값 = 0
조기분리	조기분리한 시간동안의 공급가능용량 = 0

▶ 계통연결/분리 지시시각 위반에 따른 정산금 조정금액

정산항목	정상 연결(09:30)		15분 조기 연결(09:15)		15분 연결 지연(09:45)	
	기준량 (MWh)	정산금액	기준량 (MWh)	정산금액	기준량 (MWh)	정산금액
CP	400	8백만원	400	8백만원	25	50만원
MEP	50	5백만원	75▶50	5백만원	25	250만원
MAP	350	7백만원	350	7백만원	0	0
정산금 계	2천만원		2천만원		3백만원	

정산항목	정상 분리(18:30)		15분 조기 분리(18:15)		15분 분리 지연(18:45)	
	기준량 (MWh)	정산금액	기준량 (MWh)	정산금액	기준량 (MWh)	정산금액
CP	400	8백만원	300	6백만원	400	8백만원
MEP	200	2천만원	100	1천만원	300▶200	2천만원
MAP	200	4백만원	200	4백만원	200	4백만원
정산금 계	3천2백만원		2천만원		3천2백만원	

2-5-4. 급전지시량 미준수

* 대상 : 중앙급전 발전기

정의

급전지시량 미준수

• 급전지시량 미준수에 따라 공급가능용량을 조정한다.

규칙

[별표 2] 1-12-다. 공급가능용량 조정 원칙

① 급전지시량에 미달하여 발전하는 경우

발전기가 발전기의 정비·고장, 자체사유 기동·정지 등 전력거래소 지시가 아닌 발전회사 사유로 급전지시량에 미달되게 발전하고도 적절한 변경입찰을 하지 않은 경우 변경 공급가능용량($RA_{i,t}$)을 아래와 같이 조정된 값을 적용한다.

$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon$ 이면, $ARA_{i,t} = \text{Max}(\text{Min}(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t})$ 이고,
그렇지 않으면 $ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$

단, 급전지시 미달이 1시간 이내인 최초 거래시간은 아래와 같이 조정된 값을 적용한다.

$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon$ 이면, $ARA_{i,t} = \text{Max}(\text{Min}(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t})$ 이고,
그렇지 않으면 $ARA_{i,t} = \text{Max}(\text{Min}(RA_{i,t}, CRA_{i,t}), MGO_{i,t}) - |EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}|$

여기서,

가. $CRA_{i,t}$ (고장정지공급가능용량)가 없을 경우는 $RA_{i,t}$ 로 대체

나. $EOSO_{i,t}$ 는 전력거래소가 급전지시한 발전전력량으로 $EOSO_{i,t}$ 는 12.아.1)에 의해 산정된 급전지시량을 적용한다.

허용오차(ε) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 $(RA_{i,t} \times 0.01)$, 기타발전기는 $(RA_{i,t} \times 0.005)$ 를 적용한다. 단, 최소허용오차는 0.5MW, 최대허용오차는 5MW를 적용한다.

② 급전지시량을 초과하여 발전한 경우

전력거래소의 지시에 의하지 않고 발전회사 자체사유로 급전지시량을 초과하여 발전한 경우 변경 공급가능용량($RA_{i,t}$)을 아래와 같이 조정된 값을 적용한다.

$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon$ 이면, $RA_{i,t} = ARA_{i,t}$ 이고,

그렇지 않으면 $ARA_{i,t} = RA_{i,t} - |EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}|$

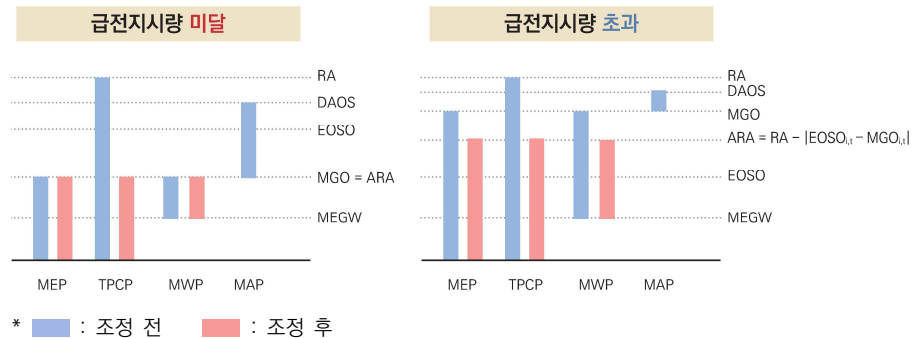
단, 공급가능용량으로 운전지시한 발전기가 공급가능용량 이상으로 발전한 경우에는 $|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| = 0$ 으로 본다.

여기서,

$EOSO_{i,t}$ 는 전력거래소가 급전지시한 발전전력량으로 $EOSO_{i,t}$ 는 12.아.2)에 의해 산정된 급전지시량을 적용한다.

해설

- 급전지시량에 미달하여 발전하는 경우, 공급가능용량은 계량전력량으로 조정한다 ($ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$). 공급가능용량 조정에 따라 CP 및 MAP가 조정되며, 일반적으로 MWP 및 MEP는 정상적으로 지급된다.
- 급전지시량에 초과하여 발전하는 경우, 초과발전량만큼 공급가능용량을 차감한다 ($ARA_{i,t} = RA_{i,t} - |EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}|$). 미달하는 경우와 달리, CP, MAP, MWP, MEP도 조정될 수 있다.



예제

- (예제 34) 다음 발전기가 300MWh 출력 지시받고, ▲지시출력 준수(300MWh), ▲지시출력 초과(400MWh), ▲지시출력 미달(200MWh)시 정산금을 산정하라.
- 단, 예비력용량가치 정산분은 고려하지 않는다

(단위 : MWh, 원/kWh)

A	RA	DAOS	MP	HCF	변동비
400	400	350	100	20	80

* 출력량 지시 위반에 따른 공급가능용량 조정기준

구분	조정 기준
급전지시 대비 초과발전 (열제약량 초과 발전 등)	『공급가능용량 = 입찰량 - 초과발전량』
급전지시 대비 미달발전 (발전기 고장, 기동실패)	『공급가능용량 = 발전량』

▶ 출력량 지시 위반에 따른 정산금 조정금액

정산항목	정상발전(300MWh)		초과발전(400MWh)		미달발전(200MWh)	
	기준량 (MWh)	정산금액	기준량 (MWh)	정산금액	기준량 (MWh)	정산금액
CP	400	8백만원	400▶300	6백만원	400▶200	4백만원
MEP	300	3천만원	400▶300	3천만원	200	2천만원
MAP	50	1백만원	0	0	0	0
정산금 계	-	3천9백만원	-	3천6백만원	-	2천4백만원

2-6. 양수 동력 및 전기저장장치 충전전력 정산

양수발전기와 전기저장장치는 전력 생산을 위해 전력 소모가 필요하다. 발전 사업자는 생산된 전력에 대해 정산금을 지급받을 때, 소모된 전력에 대한 정산금은 차감하여 지급받는다.

2-6-1-가. 양수동력 정산금

정의

양수동력 정산금(OPEP)

- 양수동력 계획량 이내 양수한 전력량에 대한 비용 정산금

규칙

[별표 2] I-3. 양수발전기의 양수동력 정산

거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량 이내에서 실제 계량된 양수전력량의 정산은 양수계획시간대의 가중평균MP로 정산한다. 즉,

$$OPEP_i = \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t PO_{i,t}} \times \text{Min}(\sum_t RPO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t})$$

여기서,

$\sum_t RPO_{i,t} = 0$ 이면, $OPEP_i = 0$ 이고 $\sum_t PO_{i,t} = 0$ 이면

$$OPEP_i = \text{Min}(MP_{i,9...24}) \times \text{Min}(\sum_t RPO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t}) \times \eta_a$$

$OPEP_i$: 거래일 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량 이내에서 실제 양수한 전력량에 대한 정산금

$PO_{i,t}$: 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 시간대별 양수계획량

$RPO_{i,t}$: 발전사업자가 마감시간 이후에 변경하여 제출한 시간대별 양수계획량

$MPE_{i,t}$: 양수발전기 계량설비에서 취득한 양수동력으로 사용된 전력량

$MP_{i,t} = \text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}, \text{EPC}_x), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$

$\text{TLF}_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

해설

- 양수동력 정산금(OPEP)은 계획량 범위내에서 양수를 위해 사용한 전력량에 대한 정산금으로, 양수 계획시간대의 가중평균 MP로 정산한다. OPEP는 발전사가 판매 회사에게 전력사용의 대가로 지불하는 정산금이다.

$$OPEP_i = \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t PO_{i,t}} \times \text{Min}(\sum_t RPO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t})$$

- 양수동력 정산에 대해선 시장운영규칙에서 발전사업자가 판매사업자에게 돈을 지불하는 경우를 규정하고 있다.
- 양수발전기의 발전량 및 동력량은 일반 발전기와 동일하게 거래일 전일 오전 11시까지 입찰하며, 양수계획은 17시 30분까지 변경입찰할 수 있다.

참고

- ① **(양수동력정산)** 일반적으로 발전기가 정지중인 상황에서 소요되는 소내전력 등은 한전이 전기공급약관에 따라 발전소에 판매하여 공급한다. 다만, 양수동력은 전력계통의 안정적 운영을 위해 활용하는 자원으로 활용되므로 전기사업법 제16조에 의하여 기후에너지환경부장관의 인가를 받은 기본공급약관의 규정에도 불구하고 전력시장에서 정산한다.

2-6-1-나. 양수 초과동력 정산금

정의

양수 초과동력 정산금(CONPE)

- 양수동력 계획량을 초과하여 양수한 전력량에 대한 비용 정산금

규칙

[별표 2] I-3. 양수발전기의 양수동력 정산

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수 계획량을 초과하여 양수한 경우, 초과 양수한 전력량은 거래일의 양수동력 실적시간대 최저 MP로 정산한다.

즉, $\sum_t MPE_{i,t} \leq \sum_t RPO_{i,t}$ 이면, $CONPE_i = 0$

그렇지 않으면,

$$CONPE_i = \text{Min}(MP_{i, \text{xpt}}) \times XPE_i \times \eta_a + \text{Max}(MP_{i, 1 \dots 24}) \times \\ [\text{Max}\{\sum_t MPE_{i,t} - (\sum_t RPO_{i,t} - XPESO_i), 0\} + \text{Max}\{\text{Min}(\sum_t PO_{i,t}, \\ \sum_t MPE_{i,t}) - \sum_t RPO_{i,t}, 0\}]$$

여기서,

$$XPE_i = \text{Max}\{\text{Min}(MPE_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t} + XPESO_i) - \text{Max}(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t}), 0\}$$

CONPE_i : 전력거래소 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량을 초과하여 양수한 전력량에 대한 정산금

XPE_i : 전력거래소 지시로 실제 추가 양수한 전력량

XPESO_i : 전력거래소가 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량을 초과하여 양수하도록 지시한 초과 양수전력량

PO_{i,t} : 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 시간대별 양수입찰량

RPO_{i,t} : 발전사업자가 마감시간 이후에 변경 제출한 시간대별 양수입찰량

MPE_{i,t} : 양수발전기 계량설비에서 취득한 양수동력으로 사용된 전력량

MP_{i,t} : $\text{Min}\{\text{Max}(\text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}, \text{EPCx}), \text{GP}_{i,t}), \text{SMP}_t\} \times \text{TLF}_{i,t}$

MP_{i, xpt} : 양수계획량을 초과하여 양수동력한 실적시간대의 양수발전기 MP_{i,t}

TLF_{i,t} : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

해설

- 급전지시로 거래일 양수계획량을 초과해서 양수한 전력량에 대해서는 거래일의 발전 시간대의 최저 MP, 자체사유로 초과 양수한 전력량에 대해서는 거래일 최대 MP로 정산한다.
- 양수 전력량이 입찰량 이내라면 OPEP로 정산되므로 양수 초과동력 정산금(CONPE)은 0이다.

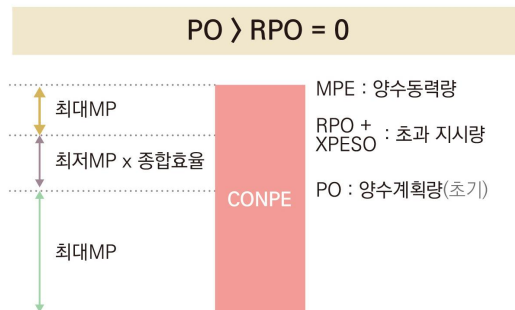
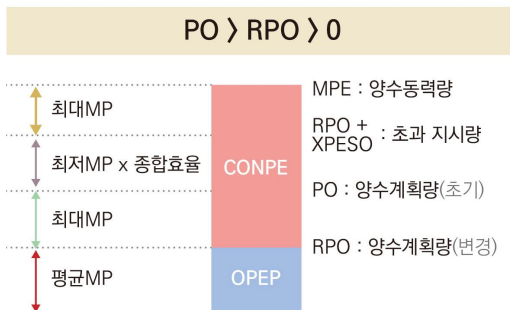
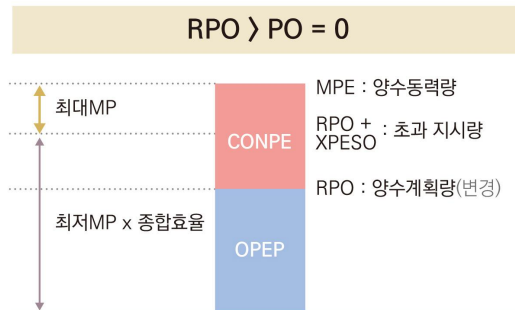
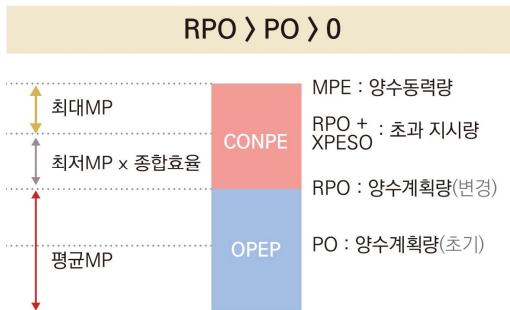
$$\sum_t \text{MPE}_{i,t} \leq \sum_t \text{RPO}_{i,t} \text{이면, } \text{CONPE}_i = 0$$

- 급전지시로 계획대비 초과로 펌핑한 전력량은 양수동력한 실적시간대의 최저 MP에 종합효율을 곱한 값으로 정산한다. 종합효율은 양수동력 효율과 양수발전 효율을 곱한 값으로, 양수발전기가 80MWh를 발전하기 위해 100MWh를 펌핑해야하는 경우 종합효율은 80%가 된다. 만약에 종합효율을 고려하지 않는다면, 거래소의 급전지시에 따라 초과로 펌핑했음에도 불구하고 펌핑-발전 과정에 따라 손실을 볼 수 있다^(참고 1).
- 급전지시를 초과하여 펌핑한 전력량과, 초기입찰 대비 낮게 변경입찰한 전력량에 대해서는 거래일의 최대 MP로 정산한다. 이는, 급전지시 위반과 초기입찰을 높게하여 SMP를 상승시킨데에 대한 페널티로 볼 수 있다.

참고

- ① (종합효율) 양수동력 정산금(OPEP) 및 양수 초과동력 정산금(CONPE)은 양수계획 입찰과 급전지시 이행여부에 따라 종합효율이 적용된다. 먼저 CONPE의 경우 급전지시에 대한 보상을 위해, 계획량 초과 동력량에 대해선 종합효율을 적용한 최저MP로 정산하므로 양수 발전사가 전력시장에 지불하는 정산금이 적다. 단, 지시량을 초과한 동력량에 대해선 급전지시를 따르지 않았기에 최고MP로 정산한다.

OPEP에 대해선 기본적으로 평균MP로 정산하나, 초기입찰에 양수계획량이 0인 경우에만 종합효율을 고려한 최저MP로 정산한다. 양수동력은 전력시장에서 수요와 동일하므로, 초기에 양수계획량을 입찰하는 경우 전력수요 증가 → SMP 상승 → 전체 전력시장 정산금의 증가로 이어진다. 따라서, 초기 양수입찰량이 없는 경우 OPEP에 종합효율을 반영함으로써, 발전사업자에게는 양수동력 부담을 경감할 수 있는 유인을 제공하며, 전력구매자가 부담할 전력구매비의 불필요한 상승을 억제할 수 있다.



2-6-1-다. 양수동력 기대이익 정산금

정의

양수동력 기대이익 정산금(COFPE)

• 양수동력 계획량 미만으로 양수한 경우 발생한 기대이익 정산금

규칙

[별표 2] 1-3. 양수발전기의 양수동력 정산

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량 미만으로 양수한 경우, 양수하지 못한 전력량은 기대이익(양수하여 발전할 경우 얻을 수 있는 이익)을 지급한다.

즉,

$$\sum_t MPE_{i,t} \geq \sum_t RPO_{i,t} \text{인 경우, } COFPE_i = 0$$

$$\text{그렇지 않으면, } COFPE_i = \text{Max}\{ENP_i \times \eta_a \times OC_i, 0\} \times (-1)$$

여기서,

$$ENP_i = \text{Max}\{(\text{Min}(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t}) - \text{Max}(\sum_t MPE_{i,t}, (\sum_t RPO_{i,t} - \text{PENSO}_i))), 0\}$$

$$OC_i = \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} - \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t (PO_{i,t} \times \eta_a)}$$

여기서 $\sum_t EGW_{i,t} = 0$ 이면

$$OC_i = \text{Max}(MP_{i,1...24}) - \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t (PO_{i,t} \times \eta_a)}$$

단, $\sum_t RPO_{i,t} = 0$ 또는 $\sum_t PO_{i,t} = 0$ 이면 $OC_i = 0$

COFPE_i : 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량 미만으로 양수한 경우 양수하지 못한 전력량에 대한 정산금

MP_{i,t} : Min{Max(Min(SMP_t, PC, EPCx), GP_{i,t}), SMP_t} × TLF_{i,t}

TLF_{i,t} : 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

해설

- 전력거래소의 지시로 양수 계획량 대비 양수하지 못한 량에 대해서는 양수하여 발전했을 때에 얻을 수 있는 기대이익으로 정산한다.
- 펌핑량이 입찰량보다 크면 계획대비 양수하지 못한 량이 없으므로 $COFPE = 0$

$$\sum_i MPE_{i,t} \leq \sum_i RPO_{i,t} \text{이면, } CONPE_i = 0$$

- 펌핑하지 못한량(ENP)에 종합효율을 반영하여 기대이익(OC)을 지급, (-1)을 곱하는 이유는 양수동력정산금은 발전사가 시장에 내는 돈이므로, (-1)을 곱하여 기대이익을 받도록 하기 위함이다.

기대이익(OC)은 발전했을 때 받을 수 있는 금액에서 양수 소요비용을 차감한 값으로, 거래일 발전시간대의 평균 시장가격과 펌핑시간대의 가격 차이로 산정한다. 펌핑시간대 가격 산정 시 효율을 나누는 이유는 펌핑한 전력을 발전할 때 발생하는 손실을 고려하기 위함이다.

마찬가지로, 발전 시 기대이익을 COFPE로 정산하므로, 펌핑하지 못한 양(ENP)에 종합 효율을 곱하여 실제 발전가능한 양으로 변환한다.

$$COFPE_i = \text{Max}\{ENP_i \times \eta_a \times OC_i, 0\} \times (-1)$$

2-6-2. 전기저장장치 충전전력 정산금

정의

전기저장장치 충전전력 정산금

- 전기저장장치의 전력 사용에 대한 비용 정산금

규칙

[별표 2] I-3.1. 전기저장장치의 충전전력 정산

- 가. 중앙계약전기저장장치를 제외한 중앙급전전기저장장치의 충전전력은 양수발전기의 양수 동력에 대한 정산규칙을 준용한다.
- 나. 충전전력 정산과 관련하여, 양수발전기의 양수동력은 전기저장장치의 충전전력으로, 양수 발전의 양수계획량은 전기저장장치의 충전계획량으로, 양수발전의 양수전력량은 전기 저장장치의 충전전력량으로 본다.
- 다. 비중앙급전전기저장장치의 충전전력은 거래시간대별 SMP와 EPC 중 작은 값으로 정산하며 기타 사항은 정산하지 않는다. 다만, 연계된 발전기의 설비용량이 100kW 미만인 경우에는 거래시간대별 SMP로 정산한다.

해설

- 중앙급전전기저장장치가 최대방전용량이 10MW를 초과하며 최대운전시간이 2시간 이상인 경우, 충전전력에 대한 정산은 양수동력에 대한 정산규칙을 준용한다.
- 단, 1차예비력 서비스만 제공하는 전기저장장치(5MW 초과, 15분 이상)는 충전전력에 대해 SMP로 정산한다.
- 비중앙급전전기저장장치는 마찬가지로 충전전력에 대해 SMP로 정산한다.

《(요약) 전력 공급에 대한 정산》

정산금 내역		설명	
전력량	① 전력량정산금(MEP, SEP)	발전기의 발전량에 대해 시장가격으로 지급하는 정산금	
	② 시운전정산금(EBCO, EACO)	중앙급전 발전기가 상업운전 개시 전 발전한 전력량에 대한 정산금	
③ 공급가능용량		입찰한 공급가능용량에 대한 정산금	
부가 정산금	④ 변동비보전정산금(MWP)	전력량정산금으로 변동비를 보전하지 못하였을 때 지급하는 정산금	
	⑤ 기대이익정산금(MAP)	발전계획량 미만으로 발전한 경우 지급하는 기대이익 정산금	
	⑥ 기동비용정산금(SUAP)	발전계획 대비 기동 횟수를 초과하는 경우, 지급하는 기동비 정산금	
	⑦ 예방정비 일정변경 정산금(ACP)	예방정비 일정 변경에 따른 용량정산금 손실을 보전하는 정산금	
	⑧ 기동대기 정산금(SUSBC)	계통사유로 발전기 병입이 지연되는 경우, 소요된 비용에 대한 정산금	
	⑨ 공급가능용량 초과 정산금(XEGW)	급전지시로 입찰량을 초과하여 발전한 경우, 초과 전력량에 대한 정산금	
	⑩ 복합발전 변동비보정정산금(AASMWP)	복합발전기 저출력 운전시, 효율 저하로 발생하는 손실 보전 정산금	
	⑪ GT기동비용 정산금(ASUAP)	GT 일부를 정지시킨 후 재기동한 경우, GT 기동비용에 대한 정산금	
	⑫ 지역자원시설세 정산금(LPT)	지자체에 납부하는 지역자원시설세를 일부 보전하는 정산금	
	⑬ 비상대기예비력 정산금(ECRP)	기후, 환경 제약에 따라 제공한 비상대기예비력에 대한 정산금	
	⑭ LNG약정물량 초과 정산금(XEGD)	LNG 계획물량 초과/미달 사용으로 인한 위약금에 대한 정산금	
	⑮ 수력/양수 제약발전 정산금(CON)	(수력/양수) 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산금	
	⑯ 수력/양수 제약비발전 정산금(COFF)	(수력/양수) 발전계획량 미만으로 발전한 경우 지급하는 기대이익 정산금	
	보조 서비스	⑰ 1차주파수제어정산금(PCASP)	1차예비력(G/F) 제공에 대한 정산금
		⑱ 2차주파수제어정산금(SCASP)	주파수제어예비력(AGC) 제공에 대한 정산금
		⑲ 3차주파수제어정산금(TCASP)	정지예비력 제공에 대한 정산금
		⑳ 자체기동서비스 정산금(BSP)	자체기동을 통한 전력공급 서비스에 대한 정산금
		㉑ 마일리지 정산금(FCMP)	(제주) 주파수제어예비력(AGC) 응동 성과에 대한 정산금
		㉒ 예비력용량가치 정산금(LOCRP)	1, 2차예비력에 대한 에너지 기회비용을 지급하는 정산금
㉓ 예비력정산금(RT_RCP)		(제주) 1, 3차, 주파수제어예비력에 대한 기회비용을 지급하는 정산금	
기타 정산금	㉔ RPS의무이행비용정산금(RPS)	공급의무자의 RPS의무이행비용을 보전해 주는 정산금	
	㉕ 예측제도정산금(IFP)	재생e 발전량 예측제도에 따라 지급하는 오차율 예측 정산금	
	㉖ 준중앙급전 기본정산금(SSDG)	준중앙급전발전기의 급전지시 이행에 따른 정산금	
	㉗ 수소발전차액 정산금(CSA)	수소발전 입찰시장 계약발전기에 대해 지급하는 차액정산금	
	㉘ 임밸런스 페널티(IMBP)	(제주) 급전지시량과 다르게 발전하는 경우 부과하는 페널티	
	㉙ 중앙계약시장 계약용량 정산금(TECC)	중앙계약전기자장장치의 계약용량에 대해 지급하는 정산금	



3

전력 구매에 대한 정산

- 3-1. 직접구매자에 대한 정산 182
- 3-2. 판매사업자에 대한 정산 191
- 3-3. 구역전기사업자에 대한 정산 196
- 3-4. 재생e공급사업자에 대한 정산 203

3

전력 구매에 대한 정산

3-1. 직접구매자에 대한 정산

전력시장에 참여하여 전력을 구매하는 직접구매자, 판매사업자, 구역전기사업자는 모두 전력량, 용량, 부가, 기타정산금을 부담한다. 기본적으로 전력구매대금은 각 정산금에 대해 개별 전력구매자의 전력구매량 비율에 따라 분배되는 구조다.

다만, 직접구매자나 재생에너지전기공급사업자는 시장참여형태나 정산방식이 판매사업자 및 구역전기 사업자와 상이하므로, 이들이 부담할 부가정산금은 사전 결정된 부가정산금 단가에 구매량을 곱하여 정산한다.

다시 말해, 전력 구매에 대한 정산은 발전사업자에게 지불할 정산금 총액에서 직접구매자와 재생에너지전기공급사업자가 부담할 정산금을 먼저 산출하고, 남은 금액을 판매사업자와 구역전기사업자가 각자의 구매비율에 따라 부담하는 구조다.

여기서, 재생에너지전기공급사업자는 재생에너지 발전사업자와 재생에너지 전기를 구매하려는 사용자 간의 직접전력거래(직접PPA) 계약을 중개하는 사업자다. 직접PPA는 전력시장 장외거래로, 직접PPA 전기사용자는 전력량에 대한 정산금을 전력시장을 통하지 않고 공급사업자를 통해 발전사업자에게 거래대금을 지불한다.

앞서 전력 공급에 대한 정산에서 발전계획과 실제 운영 간 차이로 인해 발생한 비용 등을 부가정산금을 통해 보전한다고 설명했다. 이러한 부가정산금은 안정적인 전력계통과 공정한 전력시장 운영을 위해 지급되는 정산금이므로, 모든 전기 사용자가 부담해야한다.

따라서, 직접PPA 전기사용자 또한 부가정산금을 부담해야하며, 이는 중개사업자인 공급사업자를 통해 전력시장에 납부한다.

3-1. 직접구매자에 대한 정산

3-1-1. 전력량에 대한 정산

정의

전력량에 대한 정산

- 발전기 전력량정산금에 대해 직접구매자가 부담할 정산금

규칙

[별표 2] II-1. 전력량에 대한 정산

개별 직접구매자가 부담해야 할 전력량에 대한 거래시간별 정산금은 일반발전기의 한계가
격에 개별 구매자의 유효구매전력량을 곱한 값으로 한다. 단, 직접전력거래를 통해서 공급
받은 시간대별 전력량은 송전 또는 배전 손실률을 적용하여 유효구매전력량에서 제외한다.

$$\text{즉, } ESC_{k,t} = \text{Min}(\text{SMP}_t, \text{PC}) \times PEC_{k,t}$$

여기서,

$ESC_{k,t}$: 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

$$PEC_{k,t} = \text{Max}\{(\text{MEC}_{k,t} - \text{ASRS}_{k,t}), 0\} \times \text{TLF}_{k,t} \times (1 + \text{DLFC}) \times (1 + \text{LLFC}_k)$$

$$\text{ASRS}_{k,t} = \text{SRS}_{k,t} \times (1 - \text{LFRE}_k) \times \text{SROF}_k$$

$\text{ASRS}_{k,t}$: 직접전력거래를 통하여 개별 전기사용자에게 공급되는 시간대별 전력량에 송·배
전용전기설비 이용규정에 따른 손실률이 적용된 값

$\text{SRS}_{k,t}$: 직접전력거래를 통하여 재생에너지전기공급사업자 또는 재생에너지전기저장판매
사업자가 개별 전기사용자에게 공급하는 시간대별 전력량

LFRE_k : 개별직접구매자의 직접전력거래 전력량에 적용되는 손실계수로써 송·배전용전기
설비 이용규정에 따른 손실률

SROF_k : 전기사용자의 직접전력거래계약 여부 표시기로서, 직접전력거래를 통하여 공급받는
개별 전기사용자인 경우 1, 그렇지 않으면 0

$\text{MEC}_{k,t}$: 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값

$\text{TLF}_{k,t}$: 거래시간대 직접구매자의 정적손실계수이며, 지리적으로 가장 근접한 중앙급전
발전기의 송전손실계수를 준용한다.

DLFC : 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 배전손실 계수

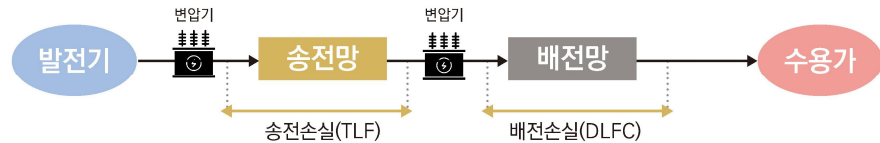
LLFC_k : 직접구매자의 실제 계량기의 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 직접
구매자의 손실계수

해설

- 직접구매자가 부담할 전력량에 대한 정산금(ESC)은 유효구매전력량(PEC)에 SMP를 곱하여 산정한다.

$$ESC_{k,t} = \text{Min}(SMP_t, PC) \times PEC_{k,t}$$

- 유효전력구매량은 계량 전력량에 송전손실계수($TLF_{k,t}$), 배전손실계수(DLFC), 직접구매자의 손실계수(LLFC_k)를 반영한 값이다. 즉, 직접구매자의 수전단 계량값을 전력거래 기준인 송전단 기준으로 전환한 값을 의미한다. 만약 직접구매자가 154kV 송전계통에서 전력을 공급받는다면 배전 손실을 고려할 필요가 없으나, 22.9kV 배전계통에서 수전 시 DLFC를 고려한다. LLFC의 경우 계량기 설치 지점이 계량점과 다른 경우 발생하는 손실을 고려하기 위하여 적용하는 계수다.



- 또한, 유효구매전력량 계산 시 직접전력거래를 통해 공급받은 전력은 제외한다. 직접구매자가 직접전력거래를 통해 재생에너지전기공급사업자로부터 공급받은 전력은 전력시장에서 거래되지 않은 전력량이므로, 전력시장에서 정산 기준이 되는 유효구매전력량에서는 제외한다.

$$PEC_{k,t} = \text{Max}\{(MEC_{k,t} - ASRS_{k,t}), 0\} \times TLF_{k,t} \times (1 + DLFC) \times (1 + LLFC_k)$$

3-1-2. 용량가격에 대한 정산

정의

용량가격에 대한 정산

- 발전기 용량정산금에 대해 직접구매자가 부담할 정산금

규칙

[별표 2] II-2. 용량가격에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 용량가격에 대한 거래시간별 정산은 직접구매용량가격에 직접구매자별 용량가격적용전력과 거래시간의 역률조정계수를 곱하여 산출한 금액으로 한다. 즉,

$$CSC_{k,t} = CPC_t \times RP_k \times PFC_{k,t}$$

여기서,

$$CPC_t = HCF_{k,t} \times CFCP$$

$$HCF_{k,t} = RCP_k \times RCF_k \times TCF_t \times PCF_k$$

RCP_k : 직접구매자 적용 기준용량가격으로서 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용될 전체 육지 발전기 기준용량가격을 당해연도 6월말 기준의 설비용량으로 가중평균한 값을 7월부터 다음연도 6월까지 적용한다. 다만, 제주지역의 직접구매자에 적용하는 기준용량가격은 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용되는 전체 제주 발전기 기준용량가격을 당해연도 6월말 기준의 설비용량으로 가중평균한 값을 적용한다.

RCF_k : 직접구매자의 용량가격계수(RCF)는 가장 인접한 중앙급전발전기의 용량가격계수(RCF)를 적용한다.

TCF_t : 시간대별 용량가격계수

PCF_k : 직접구매자의 성과연동형용량가격계수는 1로 적용한다.

$$PFC_{k,t} = 1 + \text{Max}(0.9 - PF_{k,t}, 0)$$

$CSC_{k,t}$: 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 용량정산금액

CPC_t : 직접구매자에게 적용하는 거래시간별 기준용량가격

$PFC_{k,t}$: 직접구매자의 역률조정계수

RP_k : 개별 직접구매자에 대한 용량가격적용전력

$CFCP$: 직접구매자에 대한 기준용량가격을 결정하기 위해 적용하는 용량보정계수

$PF_{k,t}$: 직접구매자의 역률

해설

- 용량정산금(CSC)은 용량가격적용전력(RP)에 용량가격(CPC)과 역률조정계수(PFC)를 곱해서 산정한다.

$$CSC_{k,t} = CPC_t \times RP_k \times PFC_{k,t}$$

- 직접구매자의 용량가격(CPC)은 발전기 용량가격(HCF)과 동일하나, 용량보정계수를 추가로 적용한다. 용량보정계수는 직전년도 1년간 중앙급전 발전기의 평균 입찰용량을 직전년도 최대전력으로 나누어 산정한다.
- 용량가격적용전력(RP)은 직접구매자가 부담할 계약전력을 의미한다. 거래전월의 직전 12개월 중 7~9, 12~2월의 최대 유효구매전력량과 거래전전월의 최대구매전력량 중 큰 값을 적용한다. 예를 들면, 2025년 12월에 적용할 RP는 “① 2024년 12월, 2025년 1월, 2월, 7월, 8월, 9월의 유효구매전력량 중 최대값”과 “② 2025년 10월의 유효구매전력량 최대값” 중 큰 값을 적용하며, 수전설비 용량의 30% 미만이라면 수전설비용량 30%를 RP로 적용한다.

■ (A사) '25.12월 용량가격적용전력 : 27MW

◦ 수전설비용량 100MVA → 역률 90% 적용 시 90MW

회원사	구분	수전설비용량 30%	2024년	2025년					
			12월	1월	2월	7월	8월	9월	10월
A사	구매전력량 (수전단, 최대)	27MW	21MW	22MW	23MW	17MW	18MW	19MW	20MW
	송전손실계수		1.005	0.995	1.005	0.995	1.005	0.995	0.995
	배전손실계수*		-						
	유효구매전력량		21.105MW	21.89MW	23.115MW	16.915MW	18.09MW	18.905MW	19.9MW

* 154kV 수전으로 배전손실계수는 0

■ (B사) '25.12월 용량가격적용전력 : 64.35MW

◦ 수전설비용량 100MVA → 역률 90% 적용 시 90MW

회원사	구분	수전설비용량 30%	2024년	2025년					
			12월	1월	2월	7월	8월	9월	10월
B사	구매전력량 (수전단, 최대)	27MW	50MW	55MW	60MW	65MW	60MW	55MW	50MW
	송전손실계수		1.010	0.990	1.010	0.990	1.010	0.990	1.010
	배전손실계수*		-						
	유효구매전력량		50.5MW	54.45MW	60.6MW	64.35MW	60.6MW	54.45MW	50.5MW

* 154kV 수전으로 배전손실계수는 0

3-1-3. 부가정산금에 대한 정산

정의

부가정산금에 대한 정산

- 발전기 부가정산금에 대해 직접구매자가 부담할 정산금

규칙

[별표 2] II-3. 부가정산금에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 직접구매자에 적용하는 부가정산금 단가에 직접구매자의 유효구매전력량을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$USC_{k,t} = UPC \times PEC_{k,t}$$

여기서,

$USC_{k,t}$: 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금

UPC : 직접구매자 적용 부가정산금단가

해설

- 부가정산금(USC)은 유효전력구매량(PEC)에 비용평가위원회에서 결정되는 직접구매자 부가정산금 단가(UPC)를 곱해서 산정하며, UPC는 직전년도 발생한 부가정산금을 전체 전력거래량으로 나눠 산정한다.

$$USC_{k,t} = UPC \times PEC_{k,t}$$

3-1-4. 기타정산금에 대한 정산

정의

기타정산금에 대한 정산

- 발전기 기타정산금에 대해 직접구매자가 부담할 정산금

규칙

[별표 25] 및 [별표 2] II-5 이후

(RPS의무이행비용정산금)

$$RSC_k = \sum_t RPS_i \times \frac{\sum_t PEC_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

(예측제도정산금)

$$IFC_{k,t} = \sum_t IFP_i \times \frac{\sum_t PEC_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

(준중앙 기본정산금)

$$SSGC_k = \sum_t SSDG_i \times \frac{\sum_{\text{운영기간}} PEC_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

(중앙계약시장 계약용량 정산금)

$$TECC_{k,t} = \sum_t TECP_i \times \frac{\sum_t PEC_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

(복지특례할인비용 정산금)

직접구매자가 부담할 거래시간별 복지특례할인비용 정산금은 복지특례할인비용단가에 직접 구매자의 유효구매전력량을 곱한 금액으로 한다.

$$WSDSC_{k,t} = WSDC \times PEC_{k,t}$$

RPS_i : 공급의무자 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 적용된 신재생에너지 공급의무이행 비용에 대한 정산금

RSC_k : 직접구매자가 부담해야할 신재생에너지 의무이행비용에 대한 정산금

$PEC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

TET_t : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$IFC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

$IFP_{i,t}$: 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일의 시간대별 정산금

$WSDSC_{k,t}$: 개별직접구매자의 거래시간에 대한 복지특례할인비용 정산금

$WSDC$: 직접구매자의 전력량에 따라 부과하는 복지특례할인비용 단가

$SSGC_k$: 직접구매자의 준중앙급전발전기 기본정산금

$SSDG_i$: 준중앙급전발전기의 기본정산금

해설

- 전력량 정산, 용량 정산, 부가정산금에 대한 정산 이외 기타정산금은 각 기타정산금의 총 정산금에 직접구매자의 전력구매비율을 곱한 금액으로 정산한다. 가령, 직접구매자의 RPS의무이행비용 정산금(RSC)은 전체 RPS의무이행비용 정산금(RPS)을 직접구매자의 구매전력량 비율에 따라 정산한다. 여기서 직접구매자의 구매전력량 비율은 직접구매자의 유효전력구매량에서 전력시장 전체 전력거래량(TET)을 나눠서 계산한다.
- 다만, 복지특례할인비용 정산금은 다른 기타정산금과 달리, 한국전력공사가 산정한 복지특례할인비용단가에 유효구매전력량을 곱하여 산정한다^(참고 1).

참고

- ① **(복지특례)** 한전은 사회 취약계층을 대상으로 전기요금을 감면해주는 복지할인제도를 운영하고 있다. 직접구매자는 한전(소매시장)이 아닌 전력시장(도매시장)을 통해 전력을 구매하나, 사회복지 비용의 공정한 배분을 위해 복지특례할인비용을 부담한다.
- ② **(기타요금)** 직접구매자는 전력시장을 통해 부담하는 시장정산금(전력량, 용량, 부가, 기타 정산금) 이외 송전요금과 전력산업기반기금을 추가로 부담해야한다.

먼저 송전요금의 경우, 직접구매자가 전력직접구매를 하더라도 한전의 송배전망을 이용하기 때문에 구매량에 대한 송전사용요금, 계약전력에 대한 송전기본요금을 지불한다.

전력산업기반기금의 경우, 전력산업의 발전과 기반 조성에 필요한 재원을 확보하기 위해 전기사업법 제51조에 근거하여 모든 전기사용자에게 부과하는 기금으로, 직접구매자는 시장정산금과 송전요금에 대해 2.7%의 기반기금을 납부한다.

예제

- **(예제 35)** 다음 직접구매자가 부담할 정산금을 계산하라.
 - 154kV로 수전받으며, 직접전력구매(PPA) 사용자가 아니라고 가정
 - 해당 시간 RPS는 1억원, IFP는 백만원, TET는 10,000MWh로 가정
 - 나머지 준중앙, 중앙계약용량 정산금 등은 없다고 가정

SMP (원/kWh)	PC (MWh)	MEC (MWh)	TLF	RP (MWh)	HCF (원/kWh)	CFCP	PF	UPC (원/kWh)	WSDC (원/kWh)
100	200	100	1.01	150	12	1.0	0.95	10	2.0

- $PEC = MEC \times TLF = 101MWh$
- $CPC = HCF_{k,t} \times CFCP = 12 \times 1.0 = 12\text{원/kWh}$
- $PFC = 1 + \text{Max}(0.9 - PF, 0) = 1$
- $ESC_{k,t} = \text{Min}(SMP_t, PC) \times PEC_{k,t}$
 $= \text{Min}(100, 200) \times 101 \times 1000 = 10,100,000\text{원}$
- $CSC_{k,t} = CPC_t \times RP_k \times PFC_{k,t}$
 $= 12 \times 150 \times 1 \times 1000 = 1,800,000\text{원}$
- $USC_{k,t} = UPC \times PEC_{k,t}$
 $= 10 \times 101 \times 1000 = 1,010,000\text{원}$
- $RPS_{k,t} = RPS \times \text{구매비율}(PEC/TET) = 1\text{억원} \times 101 / 10000$
 $= 1,010,000\text{원}$
- $IFP_{k,t} = IFP \times \text{구매비율}(PEC/TET) = \text{백만원} \times 101 / 10000$
 $= 10,100\text{원}$
- $WSDSC_{k,t} = WSDC \times PEC_{k,t} = 2 \times 101 \times 1000$
 $= 202,000\text{원}$

▶ 총 14,132,100원

* 직접구매자는 위 전력시장 정산금 이외에도 전력시장에 납부하는 ① 전력거래수수료, 한전에 납부하는 ② 송배전망 이용요금, ③ 정산금, 수수료, 송배전망이용요금에 대한 전력산업기반기금까지 부담하나, 전력시장 정산금 이외 부담금에 해당하므로 본 해설서에서 설명하지는 않는다.

3-2. 판매사업자에 대한 정산

3-2-1. 전력량에 대한 정산

정의

전력량에 대한 정산

- 발전기 전력량정산금에 대해 판매사업자가 부담할 정산금

규칙

[별표 2] III-1. 전력량에 대한 정산

판매사업자가 부담해야 할 전력량에 대한 거래시간별 정산금은 발전기의 거래시간별 전력량정산금 총액에서 직접구매자의 거래시간별 전력량정산금 총액을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$ESS_t = \left(\sum_i (MEP_{i,t} + SEP_{i,t}) - \sum_k ESC_{k,t} \right) \times \frac{PES_t}{TET_t - \sum_k PEC_{k,t}}$$

ESS_t : 판매사업자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

$MEP_{i,t}$: 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액

$ESC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간별 전력량 정산금

PES_t : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET_t : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

해설

- 판매사업자의 전력량 정산(ESS)은 총 전력량정산금(MEP, SEP)에서 직접구매자의 전력량정산금을 제외한 금액을 구매량 비율에 따라 정산한다.
- 전력량 정산 뿐만 아니라 앞으로 다룰 용량정산금 및 부가정산금도 직접구매자의 정산분을 먼저 계산한 뒤, 남은 금액을 판매사업자와 구역전기사업자가 부담하는 구조다. 따라서 구매량 비율의 모수인 전체 전력거래량에서도 직접구매자의 구매량은 차감하여 계산한다.

3-2-2. 가용능력에 대한 정산

정의

가용능력에 대한 정산

- 발전기 용량정산금에 대해 판매사업자가 부담할 정산금

규칙

[별표 2] III-2. 가용능력에 대한 정산

판매사업자가 부담해야 할 가용능력에 대한 거래시간별 정산금은 거래시간에 대한 모든 발전기의 가용능력에 대한 정산금의 합계에서 모든 직접구매자의 거래시간에 대한 용량 가격 정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$CSS_t = \left(\sum_i TPCP_{i,t} - \sum_i CSC_{k,t} \right) \times \frac{PES_t}{TET_t - \sum_k PEC_{k,t}}$$

여기서,

CSS_t : 판매사업자의 거래시간에 대한 가용능력 정산금액

$TPCP_{i,t}$: 전력시장 발전기의 거래시간별 용량정산금

$CSC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간별 용량가격 정산금

$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$

TET_t : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

$PEL_{d,t}$: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

해설

- 판매사업자의 가용능력에 대한 정산금(CSS)은 총 용량정산금(TPCP)에서 직접구매자의 용량가격 정산금을 제외한 금액을 구매량 비율에 따라 정산한다.
- ESS와 마찬가지로 직접구매자의 가용능력(용량가격)에 대한 정산금을 먼저 계산한 뒤, 남은 금액을 구역전기사업자와 구매량 비율에 따라 부담한다.

3-2-3. 부가정산금에 대한 정산

정의

부가정산금에 대한 정산

- 발전기 부가정산금에 대해 판매사업자가 부담할 정산금

규칙

[별표 2] III-3. 부가정산금에 대한 정산

판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 부가정산금 총액에서 모든 직접구매자, 재생에너지전기공급사업자, 재생에너지전기저장판매사업자 및 분산에너지사업자의 거래시간에 대한 부가정산금을 차감한 금액에 전체발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$USS_t = (US_t - \sum_k USC_{k,t} - \sum_k USR_{k,t} - \sum_k USD_{k,t}) \times \frac{PES_t}{TET_t - \sum_k PEC_{k,t}}$$

여기서,

USS_t : 판매사업자의 거래시간에 대한 부가정산금

US_t : 거래시간에 대한 부가정산금 총계

US_t : $\sum_i TPG_{i,t} - \sum_i MEP_{i,t} - \sum_i TPCP_{i,t}$

$USR_{k,t}$: 직접전력거래의 거래시간에 대한 부가정산금

$USD_{k,t}$: 분산에너지사업자의 거래시간에 대한 부가정산금

해설

- 판매사업자의 부가정산금에 대한 정산금(USS)은 총 부가정산금(US)에서 직접구매자, 재생e공급사업자, 재생e전기저장판매사업자, 분산에너지사업자가 부담한 부가정산금을 제외한 금액을 구매량 비율에 따라 정산한다.
- USS는 ESS, CSS와 다르게 직접구매자 외 사업자가 부담한 부가정산금도 차감한 뒤, 남은 금액을 구역전기사업자와 구매량 비율에 따라 부담한다. 앞서 전력 공급에 대한 정산에서 부가정산금을 계획과 운영 간 차이로 발생하는 비용으로 정의하였다. 재생e 공급사업자, 재생e 저장판매사업자, 분산에너지사업자는 전력시장 장외거래에 참여하는 사업자이지만, 판매사업자나 구역전기사업자와 동일하게 전력을 구매(장외전력 구매)하기 때문에, 마찬가지로 부가정산금을 부담해야 한다.

조금 더 구체적으로 설명하자면, 재생e 공급사업자나 저장판매사업자는 직접전력거래(직접PPA)를 중개하는 사업자이다. 여기서 직접전력거래란 직접구매와 다른 개념으로, 전기사용자가 RE100 달성 등을 이유로 재생에너지만 구입하기 위해 별도 계약을 체결하여 재생에너지만을 공급받는 거래를 일반적으로 의미한다. 직접PPA 전기사용자는 공급사업자를 통해 직접PPA 발전기와 별도의 장외계약을 체결하는데, 만약 직접PPA 전기사용자가 부가정산금을 부담하지 않는다면 시장에서 발생한 부가정산금은 오롯이 판매사업자와 구역전기사업자만 부담하는 결과가 발생한다. 따라서, 재생e공급사업자나 재생e저장판매사업자는 직접PPA를 중개하며 실제 전기소비자가 부담할 부가정산금을 전력시장에 대신 납부한다.

3-2-4. 기타정산금에 대한 정산

정의

기타정산금에 대한 정산

- 발전기 기타정산금에 대해 판매사업자가 부담할 정산금

규칙

[별표 25] 및 [별표 2] III-5 이후

(RPS의무이행비용정산금)

$$RSS_k = \sum_t RPS_i \times \frac{\sum_t PES_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

(예측제도정산금)

$$IFS_{k,t} = \sum_t IFP_i \times \frac{\sum_t PES_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

(준중앙 기본정산금)

$$SSGS_k = \sum_t SSDG_i \times \frac{\sum_{\text{운영기간}} PES_{k,t}}{\sum_{\text{운영기간}} TET_t}$$

(중앙계약시장 계약용량 정산금)

$$TECS_{k,t} = \sum_t TECP_i \times \frac{\sum_t PES_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

RPS_i : 공급의무자 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 적용된 신재생에너지 공급의무 이행비용에 대한 정산금

RSS_k : 판매사업자가 부담해야할 신재생에너지 의무이행비용에 대한 정산금

PES_{k,t} : 판매사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

TET_t : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

IFS_{k,t} : 판매사업자의 거래시간에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

IFP_{i,t} : 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일의 시간대별 정산금

SSGS_k : 판매사업자의 준중앙급전발전기 기본정산금

SSDG_i : 준중앙급전발전기의 기본정산금

해설

- 기타정산금의 구매자별 정산방법은 동일하다. 다만, 복지할인제도를 운영하는 판매사업자와 구역전기사업자는 복지특례할인비용 정산 대상이 아니다.

3-3. 구역전기사업자에 대한 정산

3-3-1. 전력량에 대한 정산

정의

전력량에 대한 정산

- 발전기 전력량정산금에 대해 구역전기사업자가 부담할 정산금

규칙

[별표 2] IV-1. 전력량에 대한 정산

① 구역전기사업자의 전력량에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 전력량에 대한 거래시간별 정산금은 전체 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금 및 계획발전정산금 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 전력량정산금 총액을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$ESLS_t = \left(\sum_i (MEP_{i,t} + SEP_{i,t}) - \sum_k ESC_{k,t} \right) \times \frac{PEL_{d,t}}{TET_t - \sum_k PEC_{k,t}}$$

여기서,

$ESLS_{d,t}$: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

$MEP_{i,t}$: 발전기의 거래시간별 전력량 정산금

$PEL_{d,t}$: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t} = MEL_{d,t} \times TLF_{d,t} \times (1 + DLFL) \times (1 + LLFL_d)$

$MEL_{d,t}$: 구역전기사업자의 계량기 설치점에서의 전력량 계량값

$TLF_{d,t}$: 거래시간대 구역전기사업자의 정적손실계수이며, 지리적으로 가장 근접한 중앙급전발전기의 송전손실계수를 준용한다.

$DLFL$: 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 배전손실계수

$LLFL_d$: 실제 계량기 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 경우의 손실계수

$ESC_{k,t}$: 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

TET_t : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$PEC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

② 구역전기사업자의 책임공급비율에 따른 전력량정산금에 대한 차등금액 정산

2025년 1월 1일 이후로 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자는 공급구역 내 책임공급비율을 고려하여 책임공급비율

기준을 미준수하여 구매하는 전력량에 대해서는 차등금액 가중치를 적용한 금액으로 정산한다. 당월 구역 내 전력수요 대비 당월 시장에서 구매한 전력량이 30% 초과 65% 이하 구간에 대해 당월 구매한 전력량정산금의 10%를 가산하고, 65% 초과 100% 이하 구간에 대해 당월 구매한 전력량정산금에서 20%를 가산하여 차등금액을 부과한다. 전력량정산금에 대한 차등금액은 익월 4차수 대금지급일 정산명세서에 반영한다.

단, 발전기의 고장, 정기점검 및 보수기간, 전기사업법 시행령 제19조제4항제3호에 해당하는 지역냉난방 구역전기사업자의 전력거래분은 차등금액을 적용하지 않는다.

PERL _{i,m} 구간	30%이하	30%초과 ~ 65%이하	65%초과 ~ 100%이하
PPFL _{d,m}	0	10%	20%

PERL_{i,m} ≤ 30% 이면, PPFL_{d,m} = 0

30% < PERL_{i,m} ≤ 65% 이면,

$$PPPL_{d,m} = ESLS_{d,m} \times \frac{PERL_{i,m} - 30\%}{PERL_{i,m}} \times 10\%$$

65% < PERL_{i,m} ≤ 100% 이면,

$$PPPL_{d,m} = ESLS_{d,m} \times \frac{PERL_{i,m} - 65\%}{PERL_{i,m}} \times 20\% + ESLS_{d,m} \times \frac{35\%}{PERL_{i,m}} \times 10\%$$

PERL_{i,m} : 월별 공급구역 전기사용자의 전력수요 합계 대비 구역전기사업자가 전력시장에서 구매한 전력량의 백분율

PPFL_{d,m} : 2025년 1월 1일 이후 사업 허가를 받은 구역전기사업자의 책임공급비율 미준수에 따른 차등금액 가중치

PPPL_{d,m} : 2025년 1월 1일 이후로 허가를 받은 신규 구역전기사업자 또는 전기설비용량 증설에 따른 변경허가를 받은 구역전기사업자의 책임공급비율 기준 준수 여부에 따른 시장에서 구매한 전력량에 대한 차등금액

ESLS_{d,m} : 구역전기사업자의 거래 당월에 대한 전력량정산금

③ 제2항에서 월별 공급구역 전기사용자의 전력수요 합계 대비 구역전기사업자가 전력시장에서 구매한 전력량의 백분율(PERL_{i,m})은 아래와 같이 산출한다.

$$PERL_{i,m} = \text{Max}\left\{\left[1 - \frac{MSG_{i,m} \times (1 - MLFL_i)}{MDL_{i,m}}\right], 0\right\}$$

여기서,

MSG_{i,m} : 구역전기발전기의 월별 자체발전 계량값

MDL_{i,m} : 구역전기발전기의 공급구역 월별 실적수요로서 구역전기발전기의 송전단 기준으로 환산한 자체발전 계량값과 해당 발전기를 보유한 구역전기사업자의 전력구매량의 합에서 전력량 계량값(계통으로 역송한 전력량)을 차감하여 산정

MLFL_i : 중앙급전 구역전기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수로서 154kV 변압기손실을 설계치인 0.765%를 적용 (전압이 동일한 경우 0 적용)

해설

- 구역전기사업자의 전력량에 대한 정산 방법은 판매사업자와 동일하다.
- 다만, 구역전기 사업은 전기사업법에 따라 특정 구역에 전력을 공급하는 사업이므로 사업 허가를 위해 해당 구역의 일정 전력수요 수준을 충족해야한다. 기존에는 전력수요를 초과하여 시장으로부터 구매한 전력량에 대해 페널티가 없었으나, 향후 운영될 분산특구 전력 직접거래와 통일성을 갖추며 공급의무 책임을 강화하기 위해 2025년 1월 1일 이후 허가를 받거나 설비를 증설한 구역전기사업자에 대해선 전력수요 70%를 충족하지 못하는 경우 부족전력량에 대한 차등금액을 부과한다^(참고 1).
- 가령, A구역의 1월 전력수요가 1,000MWh였으나 A구역전기사가 600MWh만 자체 발전하고 400MWh는 전력시장을 통해 수전하였다면, 초과구매비율(PERL)은 40%가 된다(쉬운 이해를 위해 역송량이 없고, 각종 손실계수는 반영하지 않는다).

전력량에 대한 부담금(ESLS)은 1억원이라고 가정할 때, A구역전기사가 1월에 추가 부담해야할 차등금액(PPPL) = 1억원 × (40% - 30%) / 40% × 10% = 250만원으로, 전력량에 대해선 총 1억 250만원을 부담해야 한다.

참고

- ① **(초과거래)** 2025년 1월 1일 이후 허가를 받거나 설비를 증설한 구역전기 사업자는 부족 전력을 구매하는 경우와 더불어 초과전력을 시장에 판매하는 경우에도 차등금액을 부과 한다. 부족전력 구매 시 전체 수요에서 부족전력구매량이 30%를 초과하는 경우 차등 금액이 부과되었다면, 초과전력 판매 시 자체 발전량에서 초과전력 판매량이 30%를 초과하는 경우 전력량정산금(MEP)에서 차등금액을 차감하게 된다.
- ② **(기준통일)** 전기사업법 시행령에 따라 태양광을 제외한 자가용 발전기는 전체 발전량의 50% 내에서 전력시장을 통해 전력을 판매할 수 있었다. 다만, 분산에너지 활성화를 위해 2025년 1월 7일, 30% 내에서만 전력을 판매할 수 있도록 개정되었으며, 결과적으로 분산 특구 및 구역전기 책임공급비율과 통일된 기준을 적용받는다.

3-3-2. 가용능력에 대한 정산

정의

가용능력에 대한 정산

- 발전기 용량정산금에 대해 구역전기사업자가 부담할 정산금

규칙

[별표 2] IV-2. 가용능력에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 가용능력에 대한 거래시간별 정산금은 전체 발전기의 거래 시간별 가용능력에 대한 정산금의 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 용량가격 정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래 시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$CSLS_t = \left(\sum_i TPCP_{i,t} - \sum_k CSC_{k,t} \right) \times \frac{PEL_{d,t}}{TET_t - \sum_k PEC_{k,t}}$$

여기서,

$CSLS_{d,t}$: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 가용능력 정산금액

$TPCP_{i,t}$: 전력시장 발전기의 거래시간별 용량정산금

$CSC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간별 용량정산금

$PEL_{d,t}$: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

TET_t : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

$PEC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매 전력량

해설

- 구역전기사업자의 가용능력에 대한 정산금(CSLS)은 판매사업자의 정산방식과 동일하다.
- CSS와 마찬가지로 직접구매자의 가용능력(용량가격)에 대한 정산금을 먼저 계산한 뒤, 남은 금액을 판매사업자와 구매량 비율에 따라 부담한다.

3-3-3. 부가정산금에 대한 정산

정의

부가정산금에 대한 정산

- 발전기 부가정산금에 대해 구역전기사업자가 부담할 정산금

규칙

[별표 2] IV-3. 부가정산금에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 부가정산금 총액에서 모든 직접구매자, 재생에너지전기공급사업자, 재생에너지전기저장판매사업자 및 분산에너지사업자의 거래시간에 대한 부가정산금을 차감한 금액에 전체발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$USLS_t = (US_t - \sum_k USC_{k,t} - \sum_k USR_{k,t} - \sum_k USD_{k,t}) \times \frac{PEL_t}{TET_t - \sum_k PEC_{k,t}}$$

여기서,

$USLS_t$: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 부가정산금

US_t : 거래시간에 대한 부가정산금 총계

$US_t : \sum_i TPG_{i,t} - \sum_i MEP_{i,t} - \sum_i TPCP_{i,t}$

$USR_{k,t}$: 직접전력거래의 거래시간에 대한 부가정산금

$USD_{k,t}$: 분산에너지사업자의 거래시간에 대한 부가정산금

해설

- 구역전기사업자의 부가정산 또한 판매사업자의 정산방식과 동일하다.

3-3-4. 기타정산금에 대한 정산

정의

기타정산금에 대한 정산

- 발전기 기타정산금에 대해 구역전기사업자가 부담할 정산금

규칙

[별표 25] 및 [별표 2] IV-5 이후

(RPS의무이행비용정산금)

$$RSL_k = \sum_t RPS_i \times \frac{\sum_t PEL_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

(예측제도정산금)

$$IFL_{k,t} = \sum_t IFP_i \times \frac{\sum_t PEL_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

(준중앙 기본정산금)

$$SSGL_k = \sum_t SSDG_i \times \frac{\sum_t^{운행기간} PEL_{k,t}}{\sum_t^{운행기간} TET_t}$$

(중앙계약시장 계약용량 정산금)

$$TECL_{k,t} = \sum_t TECP_i \times \frac{\sum_t PEL_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

RPS_i : 공급의무자 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 적용된 신재생에너지 공급의무 이행비용에 대한 정산금

RSL_k : 구역전기사업자가 부담해야할 신재생에너지 의무이행비용에 대한 정산금

$PEL_{k,t}$: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

TET_t : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$IFL_{k,t}$: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 재생에너지 발전량 예측에 대한 정산금

$IFP_{i,t}$: 예측제도에 참여한 대상자원의 재생에너지 발전량 예측에 대한 거래일의 시간대별 정산금

$SSGL_k$: 구역전기사업자의 준중앙급전발전기 기본정산금

$SSDG_i$: 준중앙급전발전기의 기본정산금

해설

- 앞서 살펴봤듯이 기타정산금의 정산방법은 직접구매자, 판매사업자, 구역전기사업자가 모두 동일하다. 다만 중앙계약시장 계약용량 정산금의 경우, 2023년에 개설된 ESS 계약용량에 대해선 부칙(2025.10.1.) 제4조에 따라 판매사업자가 전부 부담한다.

예 제

• (예제 36) 판매사업자 및 구역전기사업자가 부담할 정산금을 계산하라.

- 구역전기는 2020년에 진입한 1개사, 직접구매도 1개사만 시장참여 가정
- 재생에너지저장판매사업자 및 분산에너지사업자의 부가정산금은 없다고 가정

(단위 : MWh, 억원)

ESC	CSC	USC	MEP (SEP)	TPCP	US	USR	기타*	PEC	PES	PEL	TET
100	10	10	1,100	110	111	1	110	10	99	1	110

* 기타 : RPS, 예측제도정산금 등 기타정산금 총합

[판매사업자]

$$\begin{aligned} \circ \text{ESS}_t &= \left(\sum_i (\text{MEP}_{i,t} + \text{SEP}_{i,t}) - \sum_k \text{ESC}_{k,t} \right) \times \frac{\text{PES}_t}{\text{TET}_t - \sum_k \text{PEC}_{k,t}} \\ &= (1,100 - 100) \times (99 / (110 - 10)) = 990\text{억원} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \circ \text{CSS}_t &= \left(\sum_i \text{TPCP} - \sum_k \text{CSC}_{k,t} \right) \times \frac{\text{PES}_t}{\text{TET}_t - \sum_k \text{PEC}_{k,t}} \\ &= (110 - 10) \times (99 / (110 - 10)) = 99\text{억원} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \circ \text{USS}_t &= \left(\text{US}_t - \sum_k \text{USC}_{i,t} - \sum_k \text{USR}_{k,t} - \sum_k \text{USD}_{k,t} \right) \times \frac{\text{PES}_t}{\text{TET}_t - \sum_k \text{PEC}_{k,t}} \\ &= (111 - 10 - 1 - 0) \times (99 / (110 - 10)) = 99\text{억원} \end{aligned}$$

$$\circ \text{기타} = \text{기타정산금} \times \text{PES} / \text{TET} = 110 \times 99 / 110 = 99\text{억원}$$

▶ 총 1,287억원

[구역전기사업자 : 판매사업자와 동일하게 정산]

$$\circ \text{ESLS}_t = (1,100 - 100) \times (1 / (110 - 10)) = 10\text{억원}$$

$$\circ \text{CSLS}_t = (110 - 10) \times (1 / (110 - 10)) = 1\text{억원}$$

$$\circ \text{USLS}_t = (111 - 10 - 1 - 0) \times (1 / (110 - 10)) = 1\text{억원}$$

$$\circ \text{기타} = \text{기타정산금} \times \text{PEL} / \text{TET} = 110 \times 1 / 110 = 1\text{억원}$$

▶ 총 13억원 ※ 구매량 비율(한전 99 : 구역 1) = 구매금액 비율(1,287억 : 13억)

3-4. 재생에너지전기공급사업자에 대한 정산

3-4-1. 부가정산금에 대한 정산

정의

부가정산금에 대한 정산

- 발전기 부가정산금에 대해 재생에너지전기공급사업자를 통해 전기사용자가 부담할 정산금

규칙

[별표 2] VII-1. 전력량에 대한 정산

직접전력거래로 재생에너지전기공급사업자를 통해 전기사용자가 부담해야 하는 거래시간별 부가정산금은 직접전력거래에 적용하는 부가정산금단가에 직접전력거래로 전기사용자에게 공급되는 전력량을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$USR_{k,t} = UPR \times SRC_{k,t} \times CDOF_{i,k} \times SCF_k$$

$$SRC_{k,t} = \sum_i MGO_{i-k,t} \times GPGF_i - \sum_i EEC_{i-k,t} \times EEOF_k$$

$USR_{k,t}$: 직접전력거래의 거래시간에 대한 부가정산금

UPR : 직접전력거래에 적용되는 부가정산금단가

$SRC_{k,t}$: 비계통연계 직접전력거래 공급량과 직접전력거래 초과발전량을 제외하고 개별 전기사용자에게 공급되는 시간대별 직접전력거래 전력량

$CDOF_{i,k}$: 직접전력거래 데이터 확정 여부 표시기로서, 직접전력거래에 참여하는 발전설비와 전기사용자 전력량 정보가 취득된 후 직접전력거래 거래량 데이터가 확정되는 경우 1, 그렇지 않으면 0

SCF_k : 제3자간 전력거래 표시기로서, 제3자간 전력거래의 경우 0, 직접전력거래의 경우 1

$GPGF_i$: 직접전력거래 발전기 계통연계 여부 표시기로서, 직접전력거래에 참여하는 발전 설비가 송·배전사업자의 전기설비와 연결된 경우 1, 그렇지 않으면 0

$MGO_{i-k,t}$: 전기사용자 k와 직접전력거래계약이 체결된 i 발전기의 계량전력량

$EEC_{i-k,t}$: 직접전력거래로 공급되는 발전사업자의 시간대별 계량전력량이 전기사용자의 시간대별 구매전력량을 초과하여 전력시장으로 공급된 전력량

$EEOF_k$: 직접전력거래 초과발전 여부 표시기, 초과발전이 발생하면 1, 그렇지 않으면 0

해설

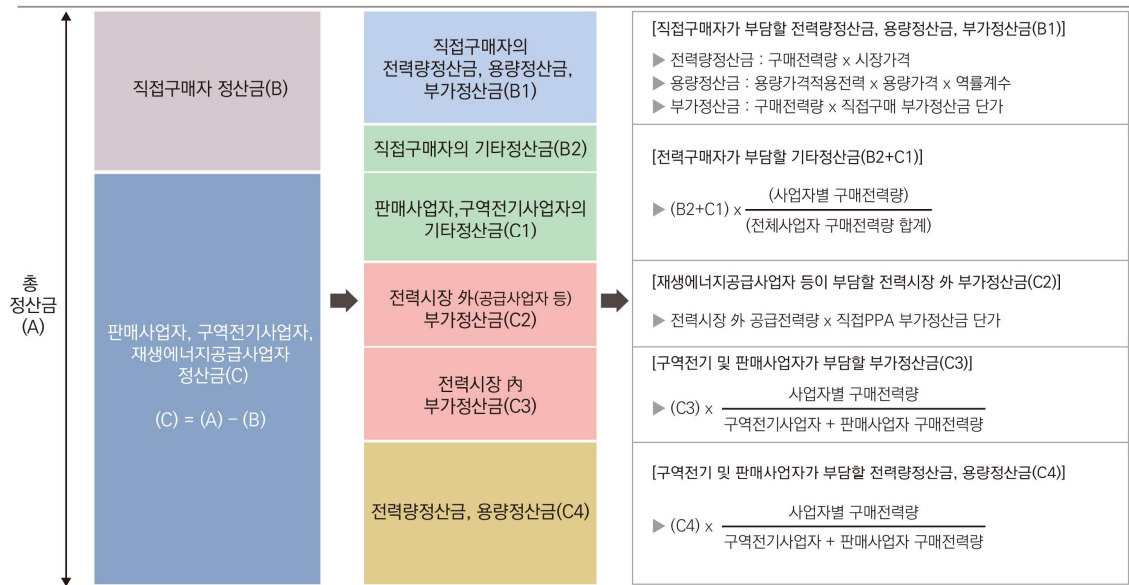
- 재생에너지공급사업자(“이하 공급사업자”)는 재생에너지 발전기와 전기사용자간의 직접 전력거래(“이하 직접PPA”)를 중개하며, 직접전력거래를 통해 공급된 전력량에 대해서 전력거래 중개자로서 전기사용자를 대신해 전력시장에 부가정산금을 납부한다.
- 공급사업자의 부가정산금은 직접PPA 부가정산금 단가(UPR)에 직접PPA 전력량(SRC)을 곱하여 산정한다. 여기서 직접PPA 부가정산금 단가는 지금까지 설명해왔던 직접구매자 부가정산금 단가와 산정 방법이 일부 상이하다.

직접전력거래는 오로지 재생에너지 거래에 해당되므로, 직접구매자 부가정산금 단가에 포함되는 일부 정산금을 제외하고 산정한다. 또한, 앞서 직접구매자 부가정산금 단가의 모수인 전체 전력거래량은 전력시장 내로 한정하나, 직접PPA 부가정산금의 모수는 한전PPA, 제3자PPA, 직접PPA 공급량이 포함된다.

부가정산금 항목	직접구매자	직접PPA
(계통계약) 변동비 보전 정산금(SMWP)	○	○
(열계약) 변동비 보전 정산금(HMWP)*	○	○
기대이익 정산금(MAP)	○	○
지역자원시설세 정산금(LPT)	○	X
보조서비스 정산금(ASP)	○	○
예비력용량가치 정산금(LOCRO)	○	○
기동비용 정산금(SUAP)	○	○
기동대기 정산금(SUSBC)	○	○
복합발전기 변동비 보전 추가정산금(AASMWP)	○	○
GT 일부기동비 정산금(ASUAP)	○	○
공급가능용량초과 발전량 정산금(XEGW)	○	○
비상대기예비력 정산금(ECRP)	○	X
수력, 양수 제약발전 정산금(CON)	○	○
수력, 양수 제약비발전 정산금(COFF)	○	○
LNG 약정물량 초과부가금(XEGD)	○	○

먼저, 지역자원시설세 정산금(LPT)과 비상대기예비력정산금(ECRP)은 화력발전기에만 지급되는 정산금이다. 직접PPA를 통해 전기를 구매한 사용자도 부가정산금은 내야 하지만, 재생에너지와 관련없는 화력발전기의 부가정산금을 부담할 이유는 없기 때문에 직접PPA 부가정산금에서는 제외가 된다.

한편, 직접구매는 전력시장 내 거래이므로 전력시장 외 PPA 거래량과 무관한 시장 내 단가(전체 부가정산금 / 전체 전력거래량)를 산정한다. 반면 직접PPA는 시장 외 거래이므로, 시장을 포함한 전체 이용자를 대상으로 단가(LPT, ECRP를 제외한 부가정산금 / 시장거래량 + PPA 거래량)를 산정한다.





4

규칙개정 주요사항

- | | |
|--------------|-----|
| 4-1. 반복 개정사항 | 208 |
| 4-2. 주요 개정사항 | 212 |

4

규칙개정 주요사항

4-1. 반복 개정사항

4-1-1. 양수발전기 개정 이력

구분		2010.12 이전	2010.12.28.부	2012.5.31부
입찰 가격결정 반영	발전	발전사의 시간대별 입찰량에 따라 배분	일간 총 발전입찰량 내에서 거래소가 최적배분	작동
	양수	반영안함	반영안함	양수펌핑 수요 반영 일간 총 펌핑수요 내에서 거래소가 최적화 배분
발전	SEP (입찰량 이내)	발전 가중평균MP	거래일 최고MP	작동
	CON (입찰량 초과 급전지시)	거래일 최고MP	※ 양수동력변동비(VCPPS) 도입 양수동력변동비÷효율 ※ 시간대별 MP적용	Max(양수동력변동비÷ 효율, 발전 가중평균MP) ※ 실제 정산금 적용
	COFF (입찰량 미발전에 대한 기대이익)	발전 가중평균MP - (양수 가중평균MP÷효율)	발전 가중평균MP - (양수동력변동비÷효율)	작동
양수	OPEP (입찰량 이내)	초기 ≠ 0	양수 가중평균MP	양수 가중평균MP
		초기 = 0 변경 ≠ 0		발전시간대 최저MP×효율
	CONPE (입찰량 초과 급전지시)	발전시간대 평균MP×효율	작동	발전시간대 최저MP×효율
	COFPE (입찰량 미발전)	발전 가중평균MP - (양수 가중평균MP÷효율)	작동	작동
효율		개별발전기 효율	작동	평균 효율
용량정산금(CP)		최대발전용량(MGC) × 시간대별 용량단가(HCF) × 용량가격지급률(ζ)* * 약0.25 (발전가능6h/전체24h)	작동	작동

구분			2016.12.30부	2019.12.13부	2021.09.18부	2025.4.10부
입찰 가격결정 반영		발전	작동	작동	작동	작동
		양수	발전입찰량 및 양수입찰량 상호연계 (편차율10% 이내)	작동	작동	작동
발전	SEP (입찰량 이내)		발전 가중평균MP	작동	작동	작동
	CON (입찰량 초과 급전지시)		거래일 최고MP	작동	작동	실제발전시간대 최고MP
	COFF (입찰량 미발전에 대한 기대이익)		작동	작동	작동	작동
양수	OPEP (입찰량 이내)	초기 ≠ 0	작동	작동	작동	작동
		초기 = 0 변경 ≠ 0	발전시간대 평균MP×효율	발전시간대 최저MP×효율	작동	작동
	CONPE (입찰량 초과 급전지시)		작동	작동	작동	실제펌핑시간대 최저MP
	COFPE (입찰량 미발전)		작동	작동	작동	작동
효율			작동	작동	작동	작동
용량정산금(CP)			작동	※ PTCF 도입 거래일 발전시간대 가중평균TCF 적용	※ ζ, PTCF 삭제 ① 양수시간 (1~8시) 제외 전시간 CP지급 ② 09~24시 개별 시간대별 TCF 적용	작동

4-1-2. 보조서비스정산금 개정 이력

구분		2006.9 이후	2011.12.2부	2019.12.13부
1차주파수 (G/F)	구분	주파수추종(G/F)서비스 (GFP)		1차예비력서비스 (PRASP)
	산식	GF응답가능용량(GFRQ) x 속도조정을, 부동대 가중치 x GF정산단가(GFHF)	좌동	GF응답가능용량(GFRQ) x 속도조정을, 부동대 가중치 x 1차예비력정산단가(PRHf)
2차주파수 (AGC)	구분	자동발전제어(AGC)서비스 (AGCP)		주파수제어예비력서비스 (FCRASP)
	산식	AGC제어가능용량(AGCQ) x 제어가용률, 성과 가중치 x AGC정산단가(AGCF)	좌동	주파수제어예비력 제어가능용량(FCRQ) x 제어가용률, 성과 가중치 x 주파수제어예비력 정산단가 (FCRHf)
3차주파수 (3차예비력)	구분	예비력서비스 (SRP)		3차예비력서비스 (TRASP)
	산식	대기예비력(SRSC) x 대기예비력정산단가(SRHf)	좌동 ※ 예비력 정의 변경 • 대기예비력 → 20분 이내 대기·대체예비력	3차예비력(TRSC) x 3차예비력정산단가(TRHf)
3차주파수 (속응성자원)	구분	예비력서비스 (RRP)		속응성자원서비스 (QSRASP)
	산식	대체예비력(RRSC) x 대체예비력정산단가(RRHf)	좌동 ※ 예비력 정의 변경 • 대체예비력 → 120분 이내 대기·대체예비력	속응성자원발전력(QSRSC) x 속응성자원정산단가(QSRHf)
자체기동 서비스	구분	자체기동발전기 설비용량 x 자체기동서비스 정산단가	좌동	좌동
	산식			
예비력 용량가치	구분	-	-	-
	산식			
마일리지	구분	-	-	-
	산식			

구분		2020.7.8부	2022.9.1부	2024.2.13부
1차주파수 (G/F)	구분	좌동	1차주파수제어서비스 (PCASP)	육지 : 좌동 제주 : 1차예비력정산금(PCRCP)
	산식	1차예비력(GFQ) x 속도조정을, 부동대 가중치 x 1차예비력 정산단가(PRHF)	1차예비력(PCRQ) x 속도조정을, 부동대 가중치 x 1차주파수제어 정산단가(PCHF)	육지 : 좌동 제주 : 1차예비력 x 실시간 1차예비력가격
2차주파수 (AGC)	구분	좌동	2차주파수제어서비스 (SCASP)	육지 : 좌동 제주 : 주파수예비력정산금(FCRCP)
	산식	좌동	주파수제어예비력(SCRQ)* x 제어가용률, 성과가중치 x 2차주파수제어 정산단가(SCHF) * 주파수제어예비력에서 1차예비력 중복구간은 차감	육지 : 좌동 제주 : 주파수제어예비력 x 실시간 주파수제어예비력가격
3차주파수 (3차예비력)	구분	좌동	3차주파수제어서비스 (TCASP)	육지 : 좌동 제주 : 3차예비력정산금(TRCP)
	산식	좌동	좌동 ※ TCASP = TRASP + QSRASP • TRASP : 3차예비력 정산금 • QSRASP : 속응성자원 정산금	육지 : 좌동 제주 : 3차예비력 x 실시간 3차예비력 가격
3차주파수 (속응성자원)	구분	좌동	3차주파수제어서비스 (QSRASP)	좌동
	산식	좌동	좌동 ※ TCASP = TRASP + QSRASP • TRASP : 3차예비력 정산금 • QSRASP : 속응성자원 정산금	좌동
자체기동 서비스	구분	좌동	좌동	좌동
	산식			
예비력 용량가치	구분	-	예비력용량가치 (LOC RP)	좌동
	산식		예비력용량가치공급량(LOC RQ)* x 예비력용량가치정산단가(LOC RHF) * 2차예비력에서 1차예비력과 중복된 구간은 차감	좌동
마일리지	구분	-	-	제주 : 마일리지정산금(FCMP)
	산식			제주 : 마일리지(출력변동량) x x 상관계수, 정확도계수 x 정산단가

4-2. 주요 개정사항

전력거래 정산과 관련하여, 지난 2019년 발간된 정산규칙해설서 이후 주요 개정사항을 간략하게 소개한다.

4-2-1. 제주 바이오중유발전기 중앙급전 적용('19.4.3)

- **(개정사항)** 비중앙급전발전기 등록기준에 제주지역 바이오중유발전기를 예외로 적용

기 준	개 정
제1.2.4조(발전기의 등록기준) 5. 신에너지및재생에너지개발·이용·보급촉진법 제2조의 규정에 의한 신재생에너지(수력 제외)를 이용하여 전기를 생산하는 발전기	제1.2.4조(발전기의 등록기준) 5. 신에너지및재생에너지개발·이용·보급촉진법 제2조의 규정에 의한 신재생에너지(수력, 제주지역 바이오중유 제외)를 이용하여 전기를 생산하는 발전기

- **(개정사유)** 전력시장운영규칙 제1.2.4조(발전기의 등록기준)에 따라 신재생에너지 발전기는 비중앙급전발전기로 등록하나, 비중앙급전발전기로 적용 시 계통상황에 따라 최소운전발전기 확보 곤란

4-2-2. 배출권 구매비용의 열량단가 반영('20.1.1)

- **(개정사항)** 배출권 거래비용을 별도로 정산하는 제도를 폐지하고, 해당 비용을 발전기 열량단가에 반영
- **(개정사유)** 연료비와 배출권비용을 통합한 변동비 평가를 통해 발전사업자간 경쟁을 강화하고 전력시장의 가격 신호에 대한 신뢰도 제고

4-2-3. 고정출력발전기 공급가능용량 조정('20.7.8)

- **(개정사항)** 고정출력으로 제약입찰한 발전기의 발전량(MGO)이 변경 공급가능용량(RA)보다 작을 경우, 공급가능용량 조정값(ARA)을 발전량으로 조정

기 준	개 정
[별표 2] 정산기준 1. 발전사업자에 대한 정산. 12. 기타정산 다. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙(중략).....	[별표 2] 정산기준 1. 발전사업자에 대한 정산. 12. 기타정산 다. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙(중략)..... (신설) 5) 고정출력 제약입찰 발전기의 경우 발전량($MGO_{i,t}$)이 공급가능용량($RA_{i,t}$)보다 작을 경우 아래와 같이 조정한다 $MGO_{i,t} + \varepsilon < RA_{i,t}$ 이면 $ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$

- (개정사유) 별표4 - 6.3.7조(변경입찰)에 따라 공급가능용량이 변경되었을 경우 변경입찰을 통해 공급가능용량을 조정해야하나, 변경하지 않아 불필요한 정산금(CP 및 MAP)이 발생하지 않도록 조정

4-2-4. RPS의무이행비용 부담 대상 확대('21.7.1)

- (개정사항) RPS의무이행비용도 다른 정산금과 같이 전력구매자의 구매량 비율대로 분담하도록 개정
- (개정사유) RPS의무이행비용을 판매사업자만 부담하고 있어, 전력구매자 간 형평성 제고

4-2-5. 성과연동형용량가격계수로 개정('22.6.1)

- (개정사항) 용량정산금 산정 관련 가격계수인 연료전환성과계수(FSF)를 성과연동형용량가격계수로 개정(PCF)

연료전환성과계수(FSF)	성과연동형용량가격계수(PCF)
환경기여도 20% 발전기여도 80%	발전기여도 100%

- (개정사유) '22.1월 배출권 거래비용을 열량단가에 반영하고 있으므로, 온실가스 배출 관련 시장 제도의 일원화 필요

4-2-6. 긴급정산상한가격 도입('22.12.1)

- (개정사항) 최근 3개월 가중평균 SMP가 직전 10년 월별 가중평균 SMP의 상위 90%보다 큰 경우, 10년 가중평균 SMP 150%를 상한가격으로 설정
- (개정사유) 전력시장 비상 상황에 적기 대처하여 전기소비자를 보호

4-2-7. 고정가격계약 상한기준 신설('22.12.23)

- (개정사항) 고정가격계약 체결 발전기의 계약단가보다 SMP가 높은 경우, 전력량정산금을 계약단가로 정산하도록 개정

구 분	고정가격계약의 정산상한가격(안)	비고
적용대상	“고정가격계약”을 체결한 신재생발전기	고시시행 이후 계약체결 설비
적용조건	전력거래가격(또는 긴급정산상한가격) > 고정가격계약의 계약단가/1,000	kWh단위 환산가격
적용단가	고정가격계약의 계약단가/1,000	설비별 계약단가

- (개정사유) 고정가격계약을 체결한 발전사업자가 계약단가 이상으로 초과 수익을 얻는 것을 방지

4-2-8. 하한계약발전기 MAP 지급기준 신설('23.12.30)

- **(개정사항)** 하한계약발전기에 한하여 변경 계약입찰량이 최초 계약입찰량보다 낮아져 발생한 기대이익정산금은 미지급

기 준	개 정
[별표2] 정산기준 1. 전력량 등에 대한 정산 (중략) 단, 고정출력발전기로서 $\text{Min}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) - \varepsilon \leq \text{MGO}_{i,t}$ 이면, $\text{MAP}_{i,t} = 0$ (이하 생략)	[별표2] 정산기준 1. 전력량 등에 대한 정산 (중략) 단, 고정출력 또는 하한계약발전기의 경우 아래 조건에 따라 지급여부를 판단한다. 가) 고정출력발전기 $\text{Min}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}) - \varepsilon \leq \text{MGO}_{i,t}$ 이면, $\text{MAP}_{i,t} = 0$ 나) 하한계약발전기 $\text{MEGW}_{i,d,t} \geq \text{DAOS}_{i,t}$ 이고, $\text{Min}(\text{DAOS}_{i,t}, \text{RA}_{i,t}, \text{MEGW}_{i,r,t}) - \varepsilon \leq \text{MGO}_{i,t}$ 이면, $\text{MAP}_{i,t} = 0$

- **(개정사유)** 정산금 지급 판단산식 구체화를 통해 기대이익정산금 취지를 명확히 하여 불필요한 정산금 발생을 방지

4-2-9. 계통계약보정정산금(AASMWP) 지급기준 완화('24.8.2)

- **(개정사항)** 복합발전기가 거래소의 저출력 급전지시에 응동한 경우에 한하여 20~50% 구간 정산금 지급 기준 완화
- **(개정사유)** 기존 20~50% 구간 정산을 위해선 거래시간 3시간 전 정지, 거래시간 3시간 이후까지 가용능력 대비 50% 이상 발전조건을 동시에 충족해야 함. 다만, 급전지시에 따라 저출력을 유지하는 경우 해당 조건을 만족하지 못해 정산받지 못하는 사례 발생

4-2-10. GT재기동비용(ASUAP) 지급기준 완화('24.8.2)

- **(개정사항)** 자기연료비(GP) > 시장가격(SMP)에도 불구하고 계통 안정을 위해 가동되는 복합발전기는 GT정지 후 재기동비용 정산
- **(개정사유)** 기존 규정은 하루전발전계획에 포함(DAOS>0)되는 경우 GT재기동비용을 받지 못하여, 계통사유로 GT 정지 후 재기동되는 경우 기동비 추가정산 필요

4-2-11. 준중양급전발전기 운영제도 신설('24.10.9)

- **(개정사항)** 비중양급전발전기를 준중양급전발전기로 전환하여 급전지시 응동에 대한 기본정산금 지급
- **(개정사유)** 경부하기 공급과잉 완화, 피크부하 대응 등을 위해 준중양급전발전기의 유연성을 활용하기 위한 제도 필요

4-2-12. 구역전기사업자 공급책임 강화('25.1.9)

- **(개정사항)** 공급구역 전력수요 70% 이상을 구역전기사업자가 공급하며, 역송의 경우에도 30% 이내가 될 수 있도록 책임공급비율에 따른 차등금액 부과 기준 신설

공급구역 전력수요 대비 시장에서 구매한 전력량 비율	구간별 차등금액 적용 기준 (전력량정산금 대비)
30% 초과 ~ 65% 이하 구간	10% 가산
65% 초과 ~ 100% 이하 구간	20% 가산

총 발전량 대비 역송전력량 비율	구간별 차등금액 적용 기준 (전력량정산금 대비)
30% 초과 ~ 65% 이하 구간	15% 차감
65% 초과 ~ 100% 이하 구간	25% 차감

- **(개정사유)** 구역전기 사업자의 책임공급비율 신설을 통해 자산지소 원칙에 부합하는 분산형전원 활성화 및 자가용/분산특구와의 제도 통일성 제고

4-2-13. 재생에너지 발전량 예측제도 정산기준 변경('25.2.12)

- **(개정사항)** 예측제도 정산금 지급기준인 예측오차율 수준을 기존 대비 약 2%p 강화

기 준		개 정	
6%이하	6 ~ 8%이하	4%이하	4 ~ 6%이하
4원/kWh	3원/kWh	4원/kWh	3원/kWh

- **(개정사유)** 거래소의 재생에너지 예측수준은 지속적으로 개선되었으나, 예측제도는 도입 당시와 동일한 정산 기준을 적용중이므로 개정

4-2-14. 직접구매 제도 정비('25.4.10)

- (개정사항) 직접구매 거래유지기간 확대 및 미이행시 제제 기준 마련, 용량가격적용전력 및 기준용량가격 기준 명확화, 복지특례할인비용 신설 등
- (개정사유) '03년 이후 직접구매제도가 신설되었으나, 그간 참여자 부재로 규칙정비가 미흡하여, 제도의 합리성과 전력구매자 간의 형평성 제고를 위해 일괄 정비

정산규칙 해설서

발행일 2025.12.

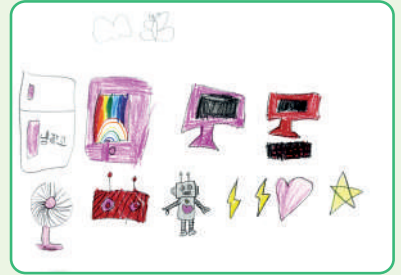
발행처 전력거래소 시장운영처 시장정산팀
전남 나주시 빛가람로 625



유치부 최우수상 구아윤



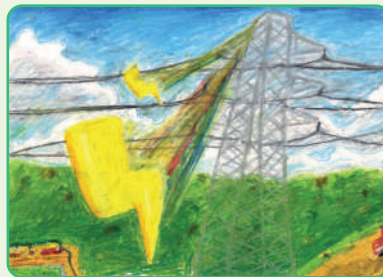
유치부 우수상 김연아



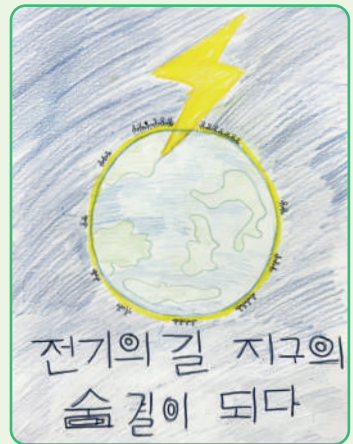
유치부 우수상 박혜미



초등부(저) 최우수상 째안



초등부(고) 최우수상 이현주



중등부 최우수상 김예림



초등부(저) 우수상 유지호



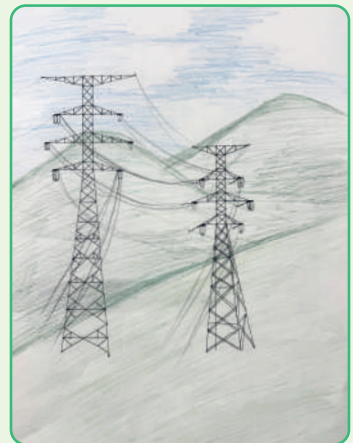
초등부(고) 우수상 장민호



초등부(저) 우수상 이석준



초등부(고) 우수상 임진아



중등부 우수상 김윤희