전력시장 실무자를 위한

2019
정산규칙 해설서



smart KPX 전력거래소
KOREA POWER EXCHANGE

전력시장 실무자를 위한

2019
정산규칙 해설서



smart KPX 전력거래소
KOREA POWER EXCHANGE

발 간 사



우리나라 전력시장은 2001년 전력산업 구조개편으로 개설된 이래 18년간 운영되어 왔습니다. 시장개설 초기인 2001년에 19개 회원사, 설비용량 4,761만kW, 연간 거래량 1,987.9억kWh에 거래금액 9조 5천억원의 규모에서, 2018년 2,807개 회원사, 설비용량 1억1,566만kW, 연간 거래량 5,370.5억kWh에 거래금액 50조 6,877억원을 달성하여, 연간 전력거래금액 50조원 시대를 열었습니다.

우리 전력시장은 이러한 외적 성장 뿐 아니라, 전 세계적인 에너지 환경 정책 변화에 발맞춰 수요자원거래, ESS의 전력시장 참여, 배출권 및 REC 거래를 위한 제도적인 기반을 마련하였으며, 다양한 시장참여자들에게 편익을 제공하고, 새로운 비즈니스 창출을 위한 플랫폼으로서의 역할을 다하고자 지속적으로 노력하고 있습니다.

이러한 과정에서 전력시장운영규칙은 2001년 제정 이래 18년 동안 64회의 개정을 거치면서, 매우 복잡하고 다양하게 변화하였습니다. 전력거래소는 전력시장 종사자들로 하여금 전력시장 제도 및 전력거래 정산금의 의미에 대한 이해를 증진시키고자 본 해설서를 발간하게 되었습니다. 본 해설서는 정산 수식의 해설 및 예제를 수록하였고, 제도 도입의 취지와 배경 설명을 통해 보다 심도 있는 설명을 드리고자 하였습니다.

전력거래소는 앞으로도 회원사의 입장에서 생각하고, 회원사에 한발 더 다가가는 고객 지향적인 자세로, 에너지 전환을 선도하는 신뢰받는 전문기관으로 거듭날 것을 약속드립니다.

2019.2

smart KPX 전력거래소 운영본부장 양 민 승



CONTENTS

I.	전력시장 개요	07
II.	전력량에 대한 정산	18
III.	공급가능용량에 대한 정산	50
IV.	양수 발전기의 양수동력에 대한 정산	60
V.	기타 정산	71
VI.	급전지시 위반시 정산금 조정 기준	104
VII.	보조서비스 정산	112
VIII.	전력 구매자에 대한 정산	124
IX.	최근 규칙개정 주요 내용	140

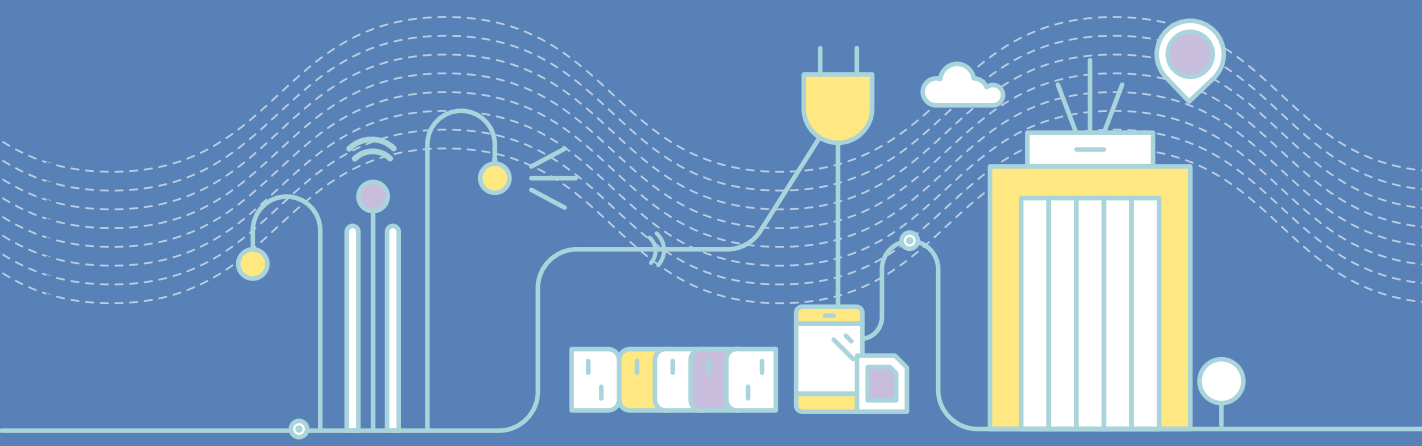
주의

· 본 해설서는 전력시장운영규칙 별표2의 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 달라질 수 있습니다.

I.

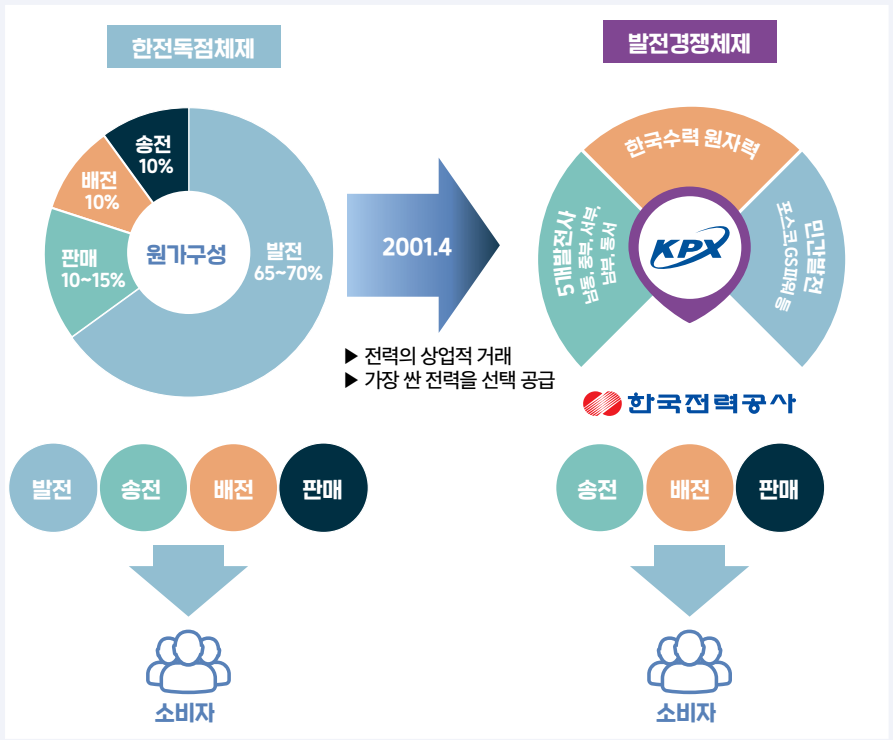
전력시장 개요



I. 전력시장 개요

전력시장 개설

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

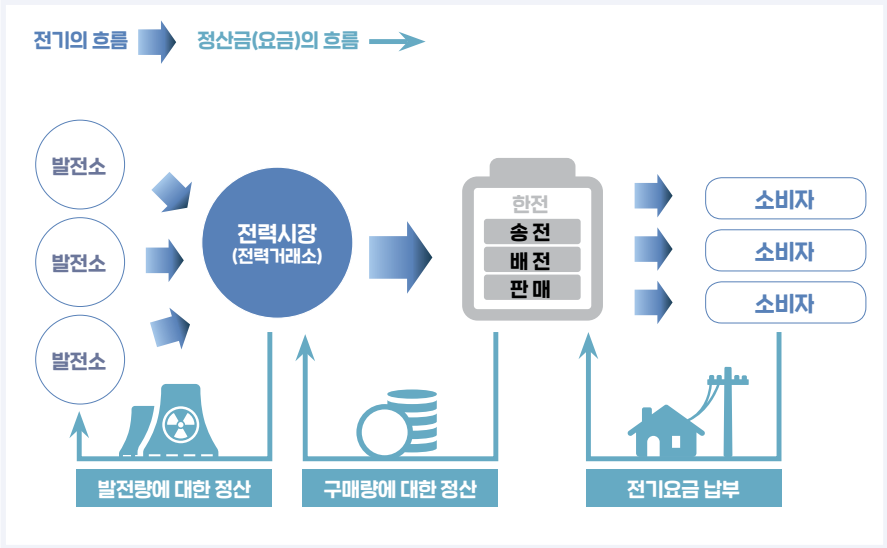


• 법적근거 : 전기사업법 제31조 및 제35조

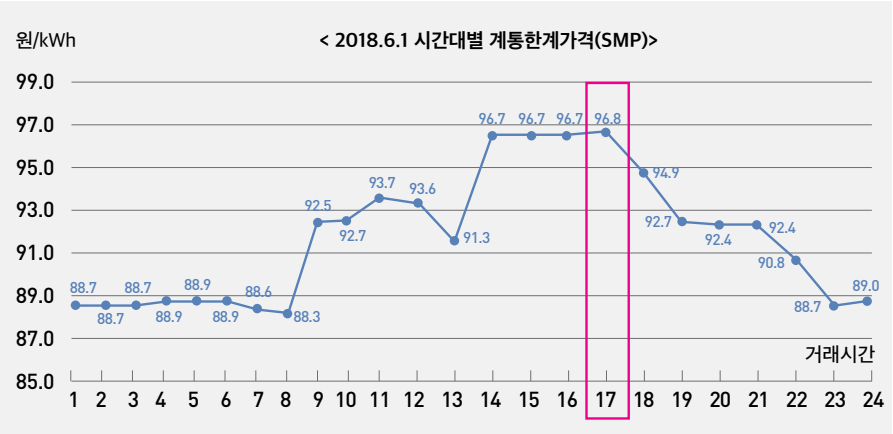
제31조(전력거래) ①발전사업자 및 전기판매사업자는 제43조의 규정에 의한 전력시장운영규칙이 정하는 바에 따라 전력시장에서 전력거래를 하여야 한다(이하생략)
제35조(전력거래소 설립) ①전력시장 및 전력계통의 운영을 위하여 한국전력거래소를 설립(이하 생략)

전력시장의 구조 및 특징

• 발전소에서 생산한 전력을 전력시장을 통해 거래, 판매사업자가 소비자에게 공급



• 동일한 상품(전력)이 시간대별로 가격이 다르다.



- 전력은 저장이 불가능해서 실시간 수요에 맞춰 발전해야 하므로, 수요가 높을 때는 가격이 비싸고, 낮을 때는 가격이 상대적으로 싸다.

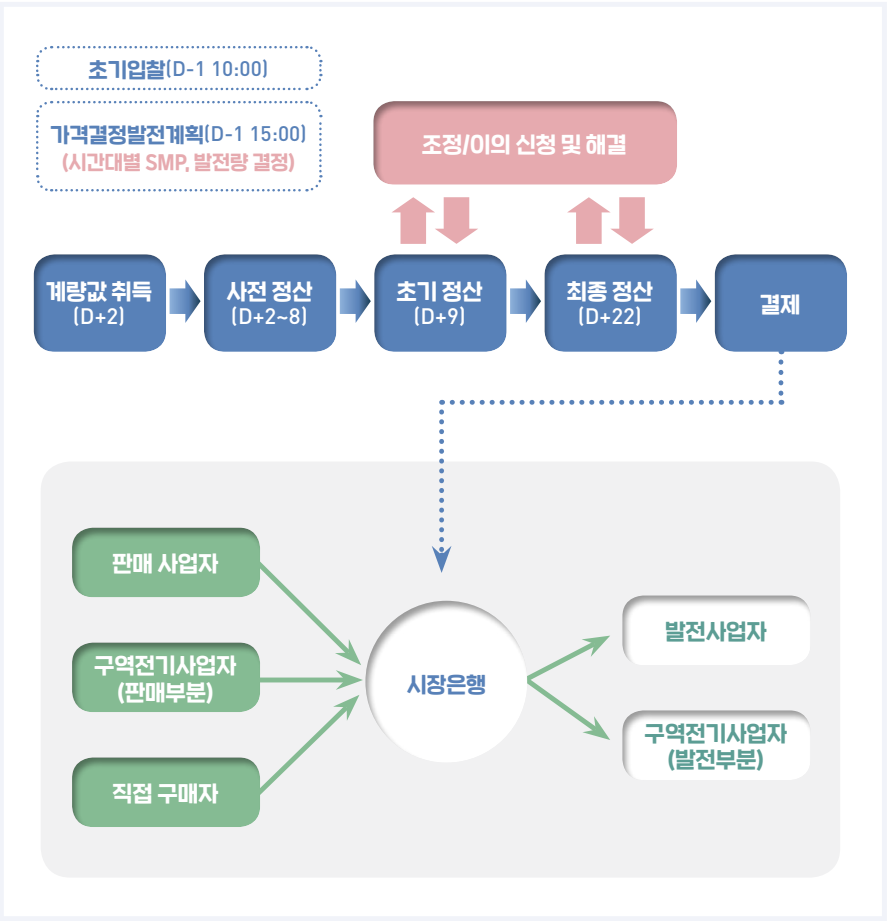
• 동일한 상품이 같은 시간대라도 다른 가격으로 거래된다.

- 현 전력시장 제도, 구조로 인해 같은 시간에도 입찰여부, 발전계획 포함여부 등에 따라, 같은 양의 전력도 다른 금액으로 거래된다.

  예) SMP정산, MP정산, 변동비 정산 등

전력시장 운영절차

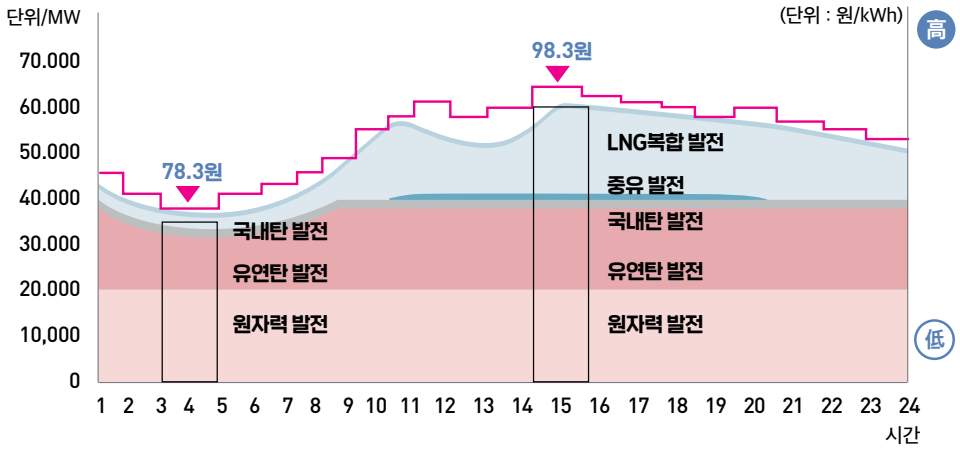
• 입찰 → 계량 → 정산 → 결제의 단계로 운영됨



- 발전사는 거래일 하루전(D-1) 공급가능용량을 입찰
- 거래소는 거래일 예측수요와 발전사가 입찰한 공급가능용량으로 발전계획 수립
  * 거래일 시간대별, 발전기별 발전계획량 수립, 시간대별 계통한계가격(SMP) 결정
- 실시간 계통운영 결과인 발전기별, 시간대별 계량값 취득
- 입찰, 급전지시, 계량값에 따라 초기정산, 최종정산 시행
- 전력거래대금 청구, 결제

한계가격 결정방법

• 시간대별 예측수요에 따라 발전비용이 낮은 발전기부터 투입



- 예측수요를 최종적으로 충족시키는 발전기의 변동비가 SMP로 결정됨



구분	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 개요

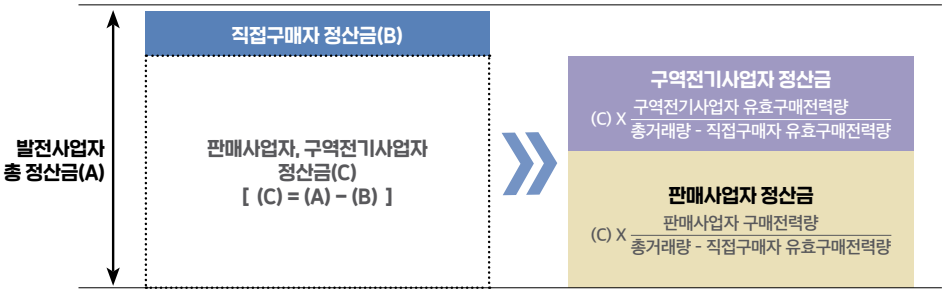
- 발전량(용량가격은 입찰량)을 기준으로 다음의 단가로 정산

구분	발전계획에 포함	발전계획에 불포함	
발전	시장가격 + 용량가격	발전사 요청 (GSCON)	Min(시장가격, 변동비) + 용량가격
		급전지시 (SCON)	Max(시장가격, 변동비) + 용량가격
비발전	시장가격 - 변동비 + 용량가격	용량가격	

• 전력거래 정산금 종류

정산항목	중앙급전 발전기	비중앙급전 발전기	세부내용
전력량정산금 (SEP)	●	●	가격계획량 이내의 발전량 X 시장가격(MP) 발전량 X 계통한계가격(SMP)
용량정산금 (CP)	●	X	입찰량 X 용량가격(CP)
부가정산금 (Uplift)	●	X	발전사 제약발전=min(시장가격, 변동비) 계통 제약발전=max(시장가격, 변동비) 제약 비발전=시장가격-변동비 기타(기동비, 시운전비 등)
계통운영보조 서비스정산금	●	X	주파수추종, 자동발전제어, 예비력, 자체기동 서비스 각 단가 X 각 공급량
양수정산금	●	X	양수전력, 제약양수, 제약비양수

• 구매자에 대한 정산



- 발전사업자에게 지불할 총 정산금에서 직접구매자가 지불할 정산금을 먼저 산출하고 남은 금액을 판매사업자와 구역전기사업자가 (유효)구매전력량 비율로 정산

1) 직접구매자 정산

구분	정산금액
전력량	시장가격(MIN(SMP,PC)) × 구매량
공급가능용량	직접구매자 용량가격 × 구매량
제약발전량	직접구매자 부가정산금단가 × 구매량

2) 판매사업자 및 구역전기사업자 정산

구분	정산금액
전력량	(전력량정산금 총액 - 직접구매자 전력량정산금) × 구역전기사업자 거래비율
공급가능용량	(용량정산금 총액 - 직접구매자 용량정산금) × 구역전기사업자 거래비율
제약발전량	(제약발전 정산금 총액 - 직접구매자 부가정산금) × 구역전기사업자 거래비율

• 전력거래 정산금 과세 기준

구 분	과세구분	근거
전력공급대가	과세	국세청 제도 46015-12223 (2001. 7.18)
제약비발전 정산금, 제약비양수전력량정산금(Uplift)	비과세	국세청 제도 46015-12223 (2001. 7.18)
예비력정산금, 자체기동정산금(A/S)	재화의 공급이 있는 시간: 과세 재화의 공급이 없는 시간: 비과세	국세청 서삼 46015-10970 (2002. 6.11)

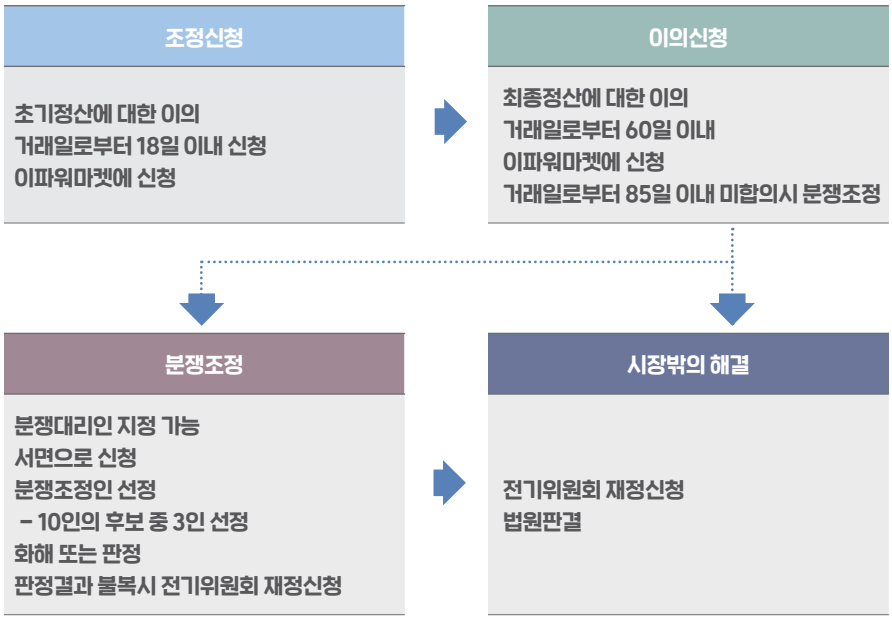
• 소수점 처리 기준(규칙 별표8)

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

• 전력거래수수료 부과근거 및 추이

- 부과근거 : 전기사업법 제40조, 동법시행령 제21조
- 전력거래수수료 추이
  * 0.070원/kWh(~2004.2.29) → 0.086원/kWh(~2015.12.31.) → 0.098원/kWh(~현재)

• 정산금 이의조정 절차



전력거래 퀵 가이드

• 신규가입 발전사업자를 위한 전력거래 업무절차

순서	업무절차가이드	문의처
1. 준비 <1-1> 이파워마켓 등록 ①계정신청	E-Power Market/인증서등록안내에 접속하여 안내에 따라 신청서를 제출하시면 신규계정을 알려드립니다. 계정사용자가 인증서등록까지 마쳐야만 정산계좌 등록이 가능합니다.	1661-6590
②연락처 정보등록	E-Power Market의 정보변경/회원사연락처에 접속하여 업무별 담당자와 우편수령지를 등록하여 주십시오.	1661-6590
<1-2> 계좌등록	회원가입시에 '통장사본, 인감증명서, 사용인감계'를 제출하시면 정산계좌로 등록됩니다.	061-330-8534
<1-3> 정산결제달력 수령	정산결제달력에는 매년 달라지는 거래대금 정산일과 결제일이 표시되어 있습니다. ①우편수령 : <1-1>-②순서에서 등록하신 우편수령지 ②직접수령 : 회원사 담당자가 거래소를 방문 ③파일저장 : E-Power Market의 정산결제일정 ④어플설치 : 앱스토어/구글플레이스토어에서 '정산결제달력'으로 검색	061-330-8534
2. 입찰	중앙급전발전기는 입찰시스템을 이용하여 공급가능용량을 등록하여야 합니다. ★입찰방법은 전력시장운영규칙을 참고하십시오.	061-330-8514
3. 정산 <3-1> 가격 확인	E-Power Market/시장가격/계통한계가격에 접속하여 시간대별 시장가격을 조회합니다.	061-330-8514
<3-2> 계량 확인	E-Power Market/계량/계량실적에 접속하여 시간대별 계량값을 조회합니다.	061-330-8546
<3-3> 정산금 확인 초기(최종)	E-Power Market/정산/정산금통지서에 접속하여 초기정산금액을 조회합니다. E-Power Market/정산/정산명세서(초가,최종)에 접속하여 '내용'과 '거래일' 버튼을 조정한 후 '검색'을 눌러 자세한 초기정산내역을 조회합니다.	061-330-8537
4. 결제 <4-1> 청구서 확인	E-Power Market/정산/청구서발행에 접속하여 전력거래대금과 부가가치세를 조회합니다. E-Power Market/정산/청구서접수에 접속하여 '종류' 버튼을 조정하여 '전력거래대금 등 청구서'로 변경한 후 검색하여 전력거래수수료와 부가가치세를 조회합니다.	061-330-8534
<4-2> 세금계산서 전송	E-Power Market/세금계산서발행/전자세금계산서에 접속하여 매 청구일에 전자세금계산서를 전송(발행)합니다. ★전자세금계산서 발행시스템은 회원사가 선택할 수 있습니다. ★중복발행, 발행누락 또는 발행지연으로 발생하는 가산세는 전액 회원사가 부담합니다. ★'전자세금계산서/매입보관함'에 접속하면 전력거래수수료 세금계산서를 조회할 수 있습니다.	061-330-8534
<4-3> 결제대금 확인	E-Power Market/정산/정산실적조회/차수별결제금액조회에 접속하여 '결제일자' 또는 '차수'를 조정한 후 검색하여 결제금액을 확인할 수 있습니다. ★결제금액 = (전력거래대금과 부가가치세를 합한 금액에서 원단위 절사한 금액) - (전력거래수수료와 부가가치세를 합한 금액에서 원단위 절사한 금액) ★결제대금은 회원가입시 등록한 정산계좌로 결제일의 15시까지 입금처리됩니다.	061-330-8534

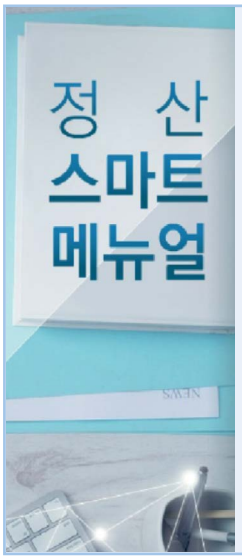
• 신재생에너지 거래기관별 특징

구분		전력거래소	한전	비고
설비용량		1,000kW 초과(의무) 1,000kW 이하(선택)	1,000kW이하	
정산단위		시간대별 정산	월별 정산	
정산가격		시간대별 한계가격(SMP)	거래월 수요가중 평균 SMP	
등록비		20MW이하 : 없음 20MW초과 : 10만원	-	회원가입시
연회비		20MW이하 : 없음 20MW초과 : 120만원	-	
계량설비	등급	0.5급	0.5급, 1.0급	
	가격	5~700만원	3~400만원	0.5급 기준
검침		시간대별 자동검침	월별 수동검침	
통신		월 16,000원 내외	-	
거래수수료		0.098원/kWh		

정산 스마트 매뉴얼

• 정산, 결제, 계량 관련 문의가 잦은 내용에 대해 플래시 동영상으로 제작하여 따라하기 쉽게 안내

- 이파워마켓 또는 전력거래소 홈페이지에서 접속 가능(로그인 불필요)



정산일정	정산달력은 어떻게 보나요?
통합청구	한달에 한번만 대금을 입금받고 싶어요.
명세서/통지서/청구서 보는법	정산금은 어떻게 계산하고 청구되나요?
세금계산서 발행	세금계산서는 어떻게 발행하나요?
정산실적 확인	과거 거래량, 전력거래대금을 확인하고 싶어요.
정산계좌 변경	전력거래대금 계좌를 변경하고 싶어요.
계량값 확인방법	계량값이 잘 전송되고 있나요?
계량값 누락시 조치방법	계량값이 공란으로 보여요. -계량설비 이상(모뎀, 계량기, 인버터 등)
계량데이터 요청	5분 단위 계량값이 필요해요.
계량기 시각동기화 방법	계량기 시각과 실제 시각이 달라요.
계량값 정산반영 누락	계량값이 시스템에 반영되었는데 돈이 입금되지 않았어요.

*각 목차를 클릭해 학습을 진행해 보세요.

[서식 다운로드]

표준 채권양도 통지서 (채권양수인이 1인일 경우) | 표준 채권양도 통지서 (채권양수인이 다수일 경우) | 계좌변경 신청서 (채권양도 계약이 있을경우) | 계좌변경 신청서 (채권양도 계약이 없을경우)

일러두기

• 정산항목에 사용되는 첨자

i : 개별 발전기별
t : 거래시간별
i,t : 발전기별 거래시간별
d : 개별 구역전기사업자별
k : 개별 직접구매자별

• 주요 약자(전체 약자는 시장운영규칙 별표1 참조)

MGO : 계량 전력량
A : 초기입찰값
RA : 변경입찰값(최종 입찰값)
TA : 온도보정 입찰값
MEGW : 제약입찰값
PSE : 가격결정발전계획에 반영된 발전계획량
PC : 정산 상한가격
MP : 시장가격
TLF : 송전손실계수
ε : 허용오차

• Min(*, ###, $$$, %%%), Max(***, ###, $$$, %%%)**

- ***, ###, $$$, %%% 중 가장 작은 값(Min) 또는 가장 큰 값(Max)

• RA – ARA / MGO – AMGO

- "A"는 Adjusted의 약자로, "전력거래소에서 조정한"의 의미로 볼 수 있다.

예) 발전기 고장시 공급가능용량 조정. RA는 발전사 입찰값, ARA는 거래소 조정값

II.

전력량에 대한 정산



II. 전력량에 대한 정산

> 일반발전기(수력, 양수를 제외한 발전기)

01 SEP 계획발전 전력량 정산금

정 의

• SEP(Scheduled Energy Payment)는 계획발전 전력량 정산금으로 가격결정발전계획에 포함된 범위내에서 실제 발전한 전력량에 대한 정산금이다.

가격결정발전계획의 발전계획량에 포함되고 전력거래소에 의해 급전할당된 전력량은 MP로 정산한다. 즉,

$SEP_{i,t} = MP_{i,t} \times Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) \times 1000$

단, CC모드로 입찰하여 가격결정발전계획에 반영된 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우, MP와 GT모드 변동비 중 큰 값으로 정산한다. 즉,

$SEP_{i,t} = Max(MP_{i,t} \times Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) \times 1000, SCSEP_{i,t})$

여기서,

$SCSEP_{i,t} = QPC_i \times Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})^2 + LPC_i \times Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) + NLPC_i \times GF_{i,t}$

$SEP_{i,t}$: 가격결정발전계획의 발전계획량에 포함되어 발전한 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액

$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t} : SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

<개정 2008.4.22, 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

SMP_t : 거래시간 계통한계가격

PC : 제2.4.4조에 의한 정산상한가격

$SP_{i,t}$: 제2.4.2조에 의한 각 발전기의 거래시간별 유효 발전가격

$PSE_{i,t}$: 가격결정발전계획에서 각 발전기의 거래시간별 발전계획량(MWh)

$MGO_{i,t}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각거래 시간별 발전 전력량(MWh)

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

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

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

$OR_{i,t}$: $RA_{i,t} \le OFCA_{i,t}$ 이면 $RA_{i,t}$와 같고, 그렇지 않으면($RA_{i,t} > OFCA_{i,t}$) 운영발전계획에서 반영된 공급용량 또는 예비력으로서, $DAOS_{i,t} > 0$이면 $OR_{i,t} = RA_{i,t}$ 이고, 그렇지 않으면($DAOS_{i,t} = 0$) $OR_{i,t} = Min(SRSC_{i,t} + RRSC_{i,t}, RA_{i,t})$임.
단, 제2.3.2조 제1항에 의하여 제출한 최소정지시간(MDT_i) 또는 최소운전시간(MUT_i)이 3시간을 초과하거나, 제2.3.2조 제5항에 의해 계산된 발전기의 출력증가($ARUR_i$) 또는 출력감소($ARDR_i$)이 5MW/분 미만이거나, 또는 자동운전발전제어 운전(제2.3.2조 제1항에 의해 제출한 자료)이 불가능한 발전기는 $OR_{i,t}$을 0으로 한다.

$DAOS_{i,t}$: 운영발전계획에서 배분된 발전기별 에너지발전량이며, 운영발전계획을 재수립한 경우는 마지막 계획을 적용한다.

각 발전기의 거래일 계획발전전력량 정산금(SEP_i)은 다음과 같다.

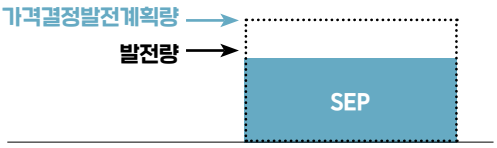
$$SEP_i = \sum_t SEP_{i,t}$$

수식의 의미

• 가격결정발전계획 범위내에서 발전한 전력량에 대해 시장가격(MP)으로 정산

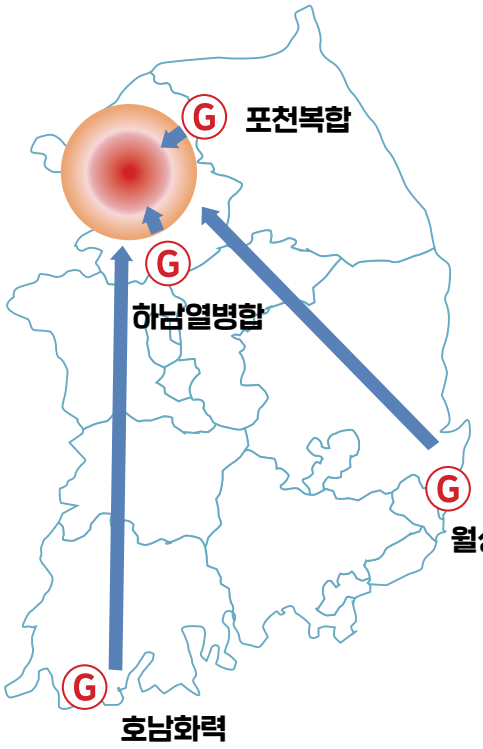
$$SEP_{i,t} = MP_{i,t} \times Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) \times 1000$$

• $Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})$은 SEP 산정 전력량(SEP Q)를 의미하는데, 실제 발전가능한 공급가능용량(RA) 중 가격결정발전계획 반영된 양 (PSE)의 범위내에서 실제로 발전한 전력량(MGO)을 의미한다. 일반적으로 FCA는 RA와 동일한 값이다.



$$MP_{i,t} : \{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$$

• 시장가격(MP)은 계통한계가격(SMP)에 각 발전기별 송전손실계수(TLF)를 반영한 값이다. 전력 수요지와의 거리가 멀수록 송선 손실이 크므로, MP는 작게 결정된다.



- MP 월성원자력, 호남화력 < SMP
- MP 포천복합, 하남열병합 > SMP

- 송전손실 완화계수(IMF)는 TLF 도입에 따라 급격한 정산금 변화효과를 완화시키기 위한 계수로, 2007년에 10%로 시작해서 매년 10%씩 증가하여 2016년 이후에는 100%가 적용되고 있다.

- 정산 상한가격(PC)은 전력가격의 급등을 방지하기 위한 제도로 2013년 3월부터 적용되었다. 정산상한가격은 기준용량가격 결정 발전기의 변동비 단가로 매월 비용평가위원회에서 결정된다.

- 상기 MP 산정식의 후항의 IMF에 100%을 대입하면, MP는 정산상한가격을 초과하지 않는 한 SMP × TLF로 산정된다.

- CC모드로 입찰하여 가격결정발전계획에 반영된 발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전하는 경우, SEP는 MP와 GT모드 변동비 중 큰 값으로 정산한다. 이는 GT모드 변동비가 일반적으로 MP보다 높기 때문에 MP로 정산을 하면 변동비를 회수하지 못하는 경우가 발생하므로, 이를 방지하기 위해 2018년 8월부터 적용된 규정이다.

해 설

• SEP는 가격결정발전계획에 반영되면 자기 변동비와 상관없이 MP로 정산받는데, 가격결정발전계획에 포함되었다는 말은 자기변동비가 SMP보다 같거나 작다는 것을 의미하므로, MP(≒SMP)로 정산되는 SEP는 자기 변동비를 회수하고도 일정액의 수익이 발생하게 된다. 다만, 유연탄 발전 및 원자력 발전의 경우, 정산조정계수가 적용되어 수익이 일부 조정된다.



• 거래일 하루전의 초기입찰값을 기준으로 PSE가 결정되는데, 초기입찰 이후 발전기 고장 등의 발전사의 자체적인 사유로 실제공급가능용량이 감소하면 PSE에 반영된 양만큼 발전할 수 없으므로, SEP Q는 RA와도 비교하도록 되어 있다. 변경입찰 부주의로 인해 입찰값을 계량값(MGO) 보다 낮게 입찰하면 SEP는 RA까지만 정산되므로 변경입찰에 각별히 유의해야 한다.

예 제

• 다음 발전기의 SEP를 계산하라

(단위 : MWh, 원/kWh)

A	RA(FCA)	MEGW	PSE	MGO	SMP	TLF	IMF
500	500	0	500	450	100	1.02	1

- $SEP_{i,t}$ = $MP_{i,t} \times Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) \times 1000$
- MP = $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$
  = $100 \times \{1-(1-1.02) \times 1\}$ = 102.0원/kWh

> SEP = $102.0 \times Min(500,450,500,500)$
  = 102.0원/kWh × 450MWh × 1,000
  = 45,900,000원

02 GSCON 발전사업자 제약 발전 전력량 정산금

정의

• GSCON(Payment by Market Price for Minimum Energy produced due to Generator -self Constraint)은 자체성능시험, 열제약 등 계통사유가 아닌 발전사 사유로 발전한 전력량에 대한 정산금이다.

발전사업자의 요청에 의해 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량은 해당발전기의 변동비와 MP 중 작은 값으로 정산한다.

<개정 2014.11.3., 2015.9.30., 2018.8.2.>

즉, $PSE_{i,t} \geq MGO_{i,t}$이면, $GSCON_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

$GSCON_{i,t} = Min(MPGS_{i,t}, SCGS_{i,t}) + (NLPC_i \times 1/(1+HR_i) \times MGO_{i,t}/RA_{i,t} \times EEF_{i,t})$

<개정 2016.5.12.>

여기서,

$MPGS_{i,t} = MP_{i,t} \times [Min\{MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t})\} - Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})] \times 1{,}000$

$SCGS_{i,t} = QPC_i \times [\{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t}))\}^2 - \{Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\}^2] + LPC_i \times [\{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t}))\} - \{Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\}] + NLPC_i \times GSCONF_{i,t}$

$GSCONF_{i,t}$: 발전사업자 제약발전 여부표시기로써 $PSE_{i,t} = 0$이며, $MGO_{i,t} > \varepsilon$이고, $PSE_{i,t} \geq MEGW_{i,t}$이면 $GSCONF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

$GSCON_{i,t}$: 발전사업자가 발전을 요구한 전력량에 대한 정산금

$MPGS_{i,t}$: 발전사업자가 요구한 최소 발전전력량이 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하는 경우, 이 초과 발전량을 시장가격으로 정산한 정산금

$SCGS_{i,t}$: 발전사업자가 요구한 최소 발전전력량이 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하는 경우, 이 초과 발전량을 변동비로 정산한 정산금

$MEGW_{i,t}$: 발전사업자가 발전을 요구한 최소 발전전력량(MWh)

$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t} : SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

<개정 2008.4.22., 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

SMP_t : 거래시간 계통한계가격

$PSE_{i,t}$: 가격결정발전계획에서 각 발전기의 거래시간 별 발전계획량(MWh)

$MGO_{i,t}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각거래 시간별 발전 전력량(MWh)

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

$FLAG_{i,t}$: 계통제약 발전 여부표시기로써 $Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t}+\varepsilon) \geq MGO_{i,t}$ 이면, $FLAG_{i,t}=1$이고 그렇지 않으면, $FLAG_{i,t}=0$ <신설 2015.9.30.>

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

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

$OR_{i,t}$: $RA_{i,t} \leq OFCA_{i,t}$ 이면 $RA_{i,t}$와 같고, 그렇지 않으면($RA_{i,t} > OFCA_{i,t}$) 운영발전계획에서 반영된 공급용량 또는 예비력으로서, $DAOS_{i,t} > 0$ 이면 $OR_{i,t} = RA_{i,t}$ 이고, 그렇지 않으면($DAOS_{i,t} = 0$) $OR_{i,t} = Min(SRSC_{i,t} + RRSC_{i,t}, RA_{i,t})$임.
단, 제2.3.2조 제1항에 의하여 제출한 최소정지시간(MDT_i) 또는 최소운전시간(MUT_i)이 3시간을 초과하거나, 제2.3.2조 제5항에 의해 계산된 발전기의 출력증가($ARUR_i$) 또는 출력감소($ARDR_i$)이 5MW/분 미만이거나, 또는 자동운전발전제어 운전(제2.3.2조 제1항에 의해 제출한 자료)이 불가능한 발전기는 $OR_{i,t}$을 0으로 한다.

$DAOS_{i,t}$: 운영발전계획에서 배분된 발전기별 에너지발전량이며, 운영발전계획을 재수립한 경우는 마지막 계획을 적용한다.

HR_i : 열공급 발전기의 열과 전기 생산비율(열전비) [신설 2016.5.12.]

$EEF_{i,t}$: 에너지 효율적 이용을 위하여 제약사유 1번으로 입찰하여 열과 전기를 동시에 생산하는 표시기로서,
$PSE_{i,t} = 0$ 이고, $MEGW_{i,t} > MG_i$ 이며, $MGO_{i,t} > 0$ 이면 $EEF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0
[신설 2016.5.12]

수식의 의미

$$PSE_{i,t} \geq MGO_{i,t}\text{이면, } GSCON_{i,t} = 0$$

- 계량전력량(MGO)이 가격계획량(PSE) 이내이면 SEP로 정산되므로 GSCON=0

$$GSCON_{i,t} = Min(MPGS_{i,t}, SCGS_{i,t}) + (NLPC_i \times 1/(1+HR_i) \times MGO_{i,t}/RA_{i,t} \times EEF_{i,t})$$

- GSCON은 MP로 산정한 정산금(MPGS)와 무부하비를 제외한 변동비(SCGS)로 산정한 금액 중 작은값으로 정산하고,

- 열공급 발전기가 열제약 입찰을 하고 발전하는 경우, 열전비(HR)와 발전량에 따라 무부하비 일부를 지급

$GSCONF_{i,t}$: 발전사업자 제약발전 여부표시기로써, $PSE_{i,t}$ = 0이며, $MGO_{i,t} > \varepsilon$ 이고, $PSE_{i,t} \geq MEGW_{i,t}$이면 $GSCONF_{i,t}$ = 1, 그렇지 않으면 0

• GSCONF는 변동비 산정시 무부하비 포함여부를 결정하는 FLAG로, 가격계획에 반영되지 않고, 자기제약도 없는 발전기가 허용오차(ε)를 초과하여 발전한 경우(PSE=MEGW=0, MGO>ε)는 계통사유의 발전이므로, 변동비 산정시 무부하비를 포함(GSCONF=1), 아니면 불포함(GSCONF=0)

해 설

• GSCON은 열공급제약, 자체시험 등의 발전사의 자기제약으로 발전한 전력량에 대한 정산금을 의미한다. 계통의 사유가 아닌 발전사의 사유로 발전하였으므로, MP와 무부하비를 제외한 변동비 중 작은 금액으로 정산한다.

• MP로 산정한 금액과 무부하비를 제외한 변동비로 산정한 금액의 상대적 크기는, 발전기 비용구조에 따라 달라진다.

- 무부하비가 큰 발전기는 SCGS < MPGS 이므로, SCGS = GSCON 이고,
- 무부하비가 작은 발전기는 SCGS > MPGS 이므로, MPGS = GSCON 이 된다.

• 열공급 발전기가 열제약 운전을 하는 경우, GSCON 산정시 열전비와 발전량에 따라 무부하비가 일부 지급되도록 2016년 5월 시장운영규칙이 개정되었다.

- 열전비(HR, Heat Ratio)는 열공급발전기의 전기생산용량 대비 열생산용량 비율(열생산용량 ÷ 전기생산용량)로써, 소내 소비를 제외한 유효 생산용량을 의미한다.

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

- 따라서, 전기생산용량의 비중이 높을수록 열전비는 작아지고, GSCON에서 무부하비 지급비율은 더 커지게 된다.

예 제

• 다음 발전기의 GSCON을 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

A	RA(FCA)	MEGW	PSE	MGO	MP	QPC
500	500	300	0	300	102.0	7.98

LPC	NLPC	ε	HR	EEF	GSOONF	FLAG
84,445	2,599,507	5.0	1.0131	1	0	1

- $GSCON_{i,t} = Min(MPGS_{i,t}, SCGS_{i,t}) + (NLPC_i \times 1/(1 + HR_i) \times MGO_{i,t}/RA_{i,t} \times EEF_{i,t})$

· $MPGS_{i,t} = MP_{i,t} \times [Min\{MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t})\} - Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})] \times 1,000 = 30,600,000$

· $SCGS_{i,t} = QPC_i \times [\{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t}+\varepsilon \times FLAG_{i,t}))\}^2 - \{Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\}^2] + LPC_i \times [\{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t}+ \varepsilon \times FLAG_{i,t}))\} - \{Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\}] + NLPC_i \times GSCONF_{i,t} = 26,051,897$

· $NLPC' = (NLPC_i \times 1/(1+ HR_i) \times MGO_{i,t}/RA_{i,t} \times EEF_{i,t}) = 774,777$

> $GSCON_{i,t} = Min(30,600,000, 26,051,897) + 774,777 = 26,826,674$원

03 SCON 계통제약 발전 전력량 정산금

정 의

• SCON(payment for energy produced due to System Constraints)은 송전제약, 수요예측 오차 등의 계통사유로 발전한 전력량에 대한 정산금이다.

계통제약으로 가격결정발전계획의 발전계획량과 발전사업자가 발전을 요구한 최소발전량 중 큰 값을 초과하여 발전한 전력량은 해당 발전기의 변동비와 MP 중 큰 값으로 정산한다. 단, CC모드로 입찰한 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우에는 해당 발전기의 GT모드 변동비와 MP 중 큰 값으로 정산하고, 제약사유 1번 또는 7번에 따라 발전기가 열제약운전중 급전지시에 의해 열제약운전요구량을 초과하여 운전한 경우에는 열병합모드 변동비와 MP중 큰 값으로 정산하며, 열병합모드 변동시 산정을 위한 기준은 비용평가규정에서 별도로 정한다.<개정 2011.6.30., 2012.12.31., 2014.11.3., 2016.5.12>

즉,

$Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t}+\varepsilon) \geq MGO_{i,t}$ 이면, $SCON_{i,t} = 0$ <개정 2015.9.30.>

그렇지 않으면,

$SCON_{i,t} = Max\ (SCCON_{i,t}, MPCON_{i,t})$

여기서 ,

$SCCON_{i,t}$ = $QPC_i \times [\{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)\}^2 - Min\{RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})\}^2] + LPC_i \times [Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon) - \{Min\{RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})\}] + NLPC_i \times CONF_{i,t}$

$MPCON_{i,t}$ = $MP_{i,t} \times [Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon) - Min\{RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})\}] \times 1{,}000$

$CONF_{i,t}$: 계통 제약발전 여부 표시기로서 $PSE_{i,t} = 0$이며, $MGO_{i,t} > 0$이고, $PSE_{i,t} \geq MEGW_{i,t}$이면 $CONF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

여기서, $CONF_{i,t} = 1$인 경우 해당 거래시간에 발전기의 계통연결 또는 계통분리 발생 시, 계통연결 거래시간이 지시받은 거래시간보다 빠르거나 계통분리 거래시간이 지시받은 거래시간보다 느린 경우 $CONF_{i,t} = 0$ 으로 조정한다.

단, 규칙 제14.10조의 적용을 받는 발전사업자가 초기입찰한 $MEGW_{i,t} > 0$ 이고, 제약사유코드가 7인 열병합발전기의 경우는 다음과 같다.

<개정 2009.12.31>

$PSE_{i,t} \leq MEGW_{i,t}$ 이고,

$MGO_{i,t} > \{Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})+\varepsilon\}$이면,

$CONF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

$SCON_{i,t}$: 계통제약으로 추가로 발전한 전력량에 대한 정산금

$SCCON_{i,t}$: 계통제약으로 추가로 발전한 전력량에 대한 변동비(원)

$MPCON_{i,t}$: 계통제약으로 추가로 발전한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금

$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t} : SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

<개정 2008.4.22, 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

SMP_t : 거래시간 계통한계가격

$PSE_{i,t}$: 가격결정발전계획에서 각 발전기의 거래시간 별 발전계획량(MWh)

$MGO_{i,t}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각거래 시간별 발전 전력량(MWh)

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

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

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

$OR_{i,t}$: $RA_{i,t} \leq OFCA_{i,t}$ 이면 $RA_{i,t}$와 같고,

그렇지 않으면($RA_{i,t} > OFCA_{i,t}$) 운영발전계획에서 반영된 공급용량 또는 예비력으로서, $DAOS_{i,t} > 0$이면 $OR_{i,t} = RA_{i,t}$ 이고, 그렇지 않으면($DAOS_{i,t} = 0$) $OR_{i,t} = Min(SRSC_{i,t} + RRSCs, RA_{i,t})$임.

단, 제2.3.2조 제1항에 의하여 제출한 최소정지시간(MDT_i) 또는 최소운전시간(MUT_i)이 3시간을 초과하거나, 제2.3.2조 제5항에 의해 계산된 발전기의 출력증가($ARUR_i$) 또는 출력감소($ARDR_i$)가 5MW/분 미만이거나, 또는 자동운전발전제어 운전(제2.3.2조 제1항에 의해 제출한 자료)이 불가능한 발전기는 $OR_{i,t}$을 "0"으로 한다.

$DAOS_{i,t}$: 운영발전계획에서 배분된 발전기별 에너지발전량이며, 운영발전계획을 재수립한 경우는 마지막 계획을 적용한다.

수식의 의미

- 계통제약으로 가격결정발전계획과, 자기 제약량을 초과해서 발전한 전력량은 MP로 산정한 금액(MPCON)과 변동비로 산정한 금액(SCCON) 중 큰 값으로 정산한다.

$$Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t}+\varepsilon) \geq MGO_{i,t} \text{ 이면, } SCON_{i,t} = 0$$

- 발전량이 가격계획량(PSE) 이내이면 SEP로, 자기제약량(MEGW) 이내이면 GSCON으로 정산되므로 SCON=0

$$SCON_{i,t} = Max\ (SCCON_{i,t}, MPCON_{i,t})$$

• SCON은 변동비로 산정한 금액(SCCON)과 MP로 산정한 금액(MPCON) 중 큰 값으로 정산한다.

- CC모드로 입찰한 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우, SCCON은 GT모드 변동비 적용
- 제약사유 1번 또는 7번에 따라 발전기가 열제약운전중 급전지시에 의해 열제약운전요구량을 초과하여 운전한 경우, $SCON = Max\ (SCCON_{i,t} \times EAf_i, MPCON_{i,t})$

$CONF_{i,t}$: 계통 제약발전 여부 표시기로서 $PSE_{i,t} = 0$이며, $MGO_{i,t} > 0$이고, $PSE_{i,t} \geq MEGW_{i,t}$이면 $CONF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

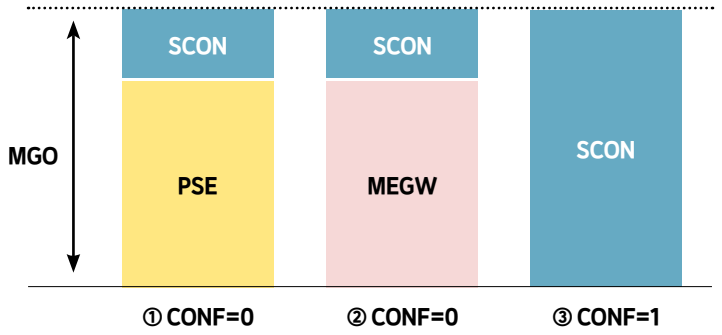
• CONF는 변동비 산정시 무부하비 포함여부를 결정하는 FLAG로, 가격계획에 반영되지 않고, 자기제약도 없는 발전기가 발전한 경우(PSE=MEGW=0, MGO>0), 계통사유로 기동했다고 볼 수 있으므로, 변동비 산정시 무부하비를 포함(CONF=1)한다.

해 설

• SCON은 수요예측오차, 송전제약, 발전기 정지 등 계통사유로 인해 가격결정발전계획량을 초과해서 발전한 전력량에 대한 정산금으로, MP와 변동비 중 큰 값으로 정산한다.

- 가격결정발전계획에 반영되지 못했다는 말은 변동비가 SMP보다 크다는 것을 의미하는데, 계통의 사유로 발전했을 때 MP 또는 MP보다 작은 금액으로 정산하면, 자기 변동비를 회수하지 못하는 결과가 발생하게 된다.
- 이는 급전지시에 응동하여 발전하여 오히려 손해를 보는 결과이므로, MP와 변동비 중 큰 값으로 정산하여 최소한 자기 변동비는 회수할 수 있도록 하고 있다.

• 변동비 산정시 무부하비를 포함하는 조건은, 가격결정발전계획에 반영되지 않고, 자기제약도 없는 발전기가 급전지시에 의해 발전한 경우에만 해당(PSE=MEGW=0, MGO>0) 이므로, 아래 그림의 ①과 ②는 무부하비 불포함, ③은 포함



예 제

• 다음 발전기의 GSCON을 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

A	RA(FCA)	MEGW	PSE	MGO	MP	QPC
500	500	0	300	450	102.0	7.98

LPC	NLPC	ε	CONF	EEF	GSCONF	FLAG
84,445	2,599,507	5.0	1	1	0	1

- $SCON_{i,t}$ = Max ($SCCON_{i,t}$, $MPCON_{i,t}$)

· $MPCON_{i,t}$ = $MP_{i,t} \times [Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon) - Min\{RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})\}] \times 1,000 = 15,300,000$

· $SCCON_{i,t}$ = $QPC_i \times [\{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)\}^2 - Min\{RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})\}^2] + LPC_i \times [Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon) - \{Min\{RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})\}] + NLPC_i \times CONF_{i,t} = 16,164,007$

> $SCON_{i,t}$ = $Max(SCCON_{i,t}, MPCON_{i,t}) = 16,164,007$

04 COFF 제약 비발전 전력량 정산금

정의

• COFF(Constrained-Off energy payment)는 가격결정발전계획에 반영되었으나, 급전지시로 감발 또는 정지하였을 때 기대이익을 보상해 주는 정산금이다.

가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소의 지시에 의해 발전하지 않은 전력량은 기대이익(MP와 변동비의 차)으로 정산한다. 단, CC모드로 입찰하여 가격결정발전계획에 반영된 복합발전기가 급전지시에 의해 GT모드로 운전한 경우, PCOFF 산정을 위한 SCCOF는 CC모드 변동비를 적용한다. <개정 2018.8.2.>

즉,

$MGO_{i,t} \geq Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})$ 이면, $PCOFF_{i,t} = 0$,

그렇지 않으면,

$PCOFF_{i,t} = Max\{(MPCOF_{i,t} - SCCOF_{i,t}), 0\}$

단, 고정출력발전기로서

$Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) - Min(RA_{i,t} \times 0.01, 5) \leq MGO_{i,t}$이면, $PCOFF_{i,t} = 0$

여기서,

$MPCOF_{i,t}$ = $MP_{i,t} \times [(Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) - Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})] \times 1{,}000$

$SCCOF_{i,t}$ = $QPC_i \times [\{MIN(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\}^2 - \{MIN(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\}^2] + LPC_i \times \{MIN(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) - MIN(MGOS, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\} + NLPC_i \times COFFF_{i,t}$

$COFFF_{i,t}$: 제약비발전 표시기로서 $MGO_{i,t} = 0$ 이면 “1”, 그렇지 않으면 “0”

$PCOFF_{i,t}$: 가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 거래시간에 급전 할당되지 않은 전력량(MWh)에 대한 거래시간별 정산금

$MPCOF_{i,t}$: 발전하지 못한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금

$SCCOF_{i,t}$: 발전하지 못한 전력량에 대한 변동비

$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$
단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t} : SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$
<개정 2008.4.22, 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

SMP_t : 거래시간 계통한계가격

$PSE_{i,t}$: 가격결정발전계획에서 각 발전기의 거래시간별 발전계획량(MWh)

$MGO_{i,t}$: 발전회원의 계량설비로부터 취득한 각거래 시간별 발전 전력량(MWh)

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

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

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

$OR_{i,t}$: $RA_{i,t} \leq OFCA_{i,t}$ 이면 $RA_{i,t}$와 같고,
그렇지 않으면($RA_{i,t} > OFCA_{i,t}$) 운영발전계획에서 반영된 공급용량 또는 예비력으로서, $DAOS_{i,t} > 0$이면 $OR_{i,t} = RA_{i,t}$ 이고, 그렇지 않으면($DAOS_{i,t} = 0$) $OR_{i,t} = Min(SRSC_{i,t} + RRSC_{i,t}, RA_{i,t})$임.
단, 제2.3.2조 제1항에 의하여 제출한 최소정지시간(MDT_i) 또는 최소운전시간(MUT_i)이 3시간을 초과하거나, 제2.3.2조 제5항에 의해 계산된 발전기의 출력증가($ARUR_i$) 또는 출력감소($ARDR_i$)가 5MW/분 미만이거나, 또는 자동운전발전제어 운전(제2.3.2조 제1항에 의해 제출한 자료)이 불가능한 발전기는 $OR_{i,t}$을 "0"으로 한다.

$DAOS_{i,t}$: 운영발전계획에서 배분된 발전기별 에너지발전량이며, 운영발전계획을 재수립한 경우는 마지막 계획을 적용한다.

수식의 의미

• 전력거래소의 급전지시로 가격결정발전계획에 포함된 발전량 대비 발전하지 못한 량에 대해 MP와 변동비의 차이(기대이익)로 정산한다.

$$MGO_{i,t} \geq Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) \text{ 이면, } PCOFF_{i,t} = 0,$$

• 계량값이 가격결정 발전계획 반영량보다 크면(MGO≥PSE), 계획대비 감발량이 없으므로 COFF = 0

$$PCOFF_{i,t} = Max\{(MPCOF_{i,t} - SCCOF_{i,t}), 0\}$$

• COFF는 감발량에 대해 MP로 산정한 정산금에서 변동비로 산정한 금액을 차감하고 지급

단, 고정출력발전기로서
$Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) - Min(RA_{i,t} \times 0.01, 5) \leq MGO_{i,t}$이면, $PCOFF_{i,t} = 0$

• 고정출력발전기는 허용오차(RA의 1%)를 초과하여 감발하였을 때 COFF를 지급

해 설

• COFF는 계통사유로 인해 급전지시에 따라 감발했을 때, 계획대로 발전했을 때 받을 수 있는 정산금(MPCOF)에서, 발전했을 때 소요되는 변동비(SCCOF)를 제외한 금액, 즉 발전했을 때의 기대이익을 지급한다.

• 제약 비발전 정산금은 일종의 예비력 정산금의 성격으로 볼 수 있다. 중앙급전 발전기는 주파수 조정 서비스를 제공하기 위해 EMS의 AGC 타켓에 따라 입찰량 대비 일부 감발하여 운전을 하는데, 수요 증가로 주파수가 하락할 경우, 출력 증가를 통해 에너지를 제공하고 주파수를 회복시키는 기능을 하기 때문이다.

예 제

• 다음 발전기의 COFF을 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

A	RA(FCA)	PSE	MPO	QPC	LPC	NLPC	COFF
500	500	500	102.0	7.98	84,445	2,599,507	0

- $PCOFFF_{i,t}$ = $Max\{(MPCOF_{i,t} - SCCOF_{i,t}), 0\}$

· $MPCOF_{i,t}$ = $MP_{i,t} \times [(Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) - Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})] \times 1{,}000$
= 10,200,000

· $SCCOF_{i,t}$ = $QPC_i \times [\{MIN(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\}^2 - \{MIN(MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\}^2] + LPC_i \times \{MIN(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) - MIN(MGOS, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\} + NLPC_i \times COFFF_{i,t}$ = 9,162,700

> $PCOFF_{i,t}$ = $Max\{(MPCOF_{i,t} - SCCOF_{i,t}), 0\}$ = 1,037,300

II. 전력량에 대한 정산

> 수력 발전기

01 SEP 계획발전 전력량 정산금

정 의

• 수력발전기의 SEP(Scheduled Energy Payment)는 거래일의 총 발전계획량(EGW) 이내에서 실제로 발전한 전력량에 대한 정산금이다.

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

$$SEP_i = \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} \times Min(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}) \times 1{,}000$$

여기서,

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

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

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

$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

<개정 2008.4.22, 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

수식의 의미

• 거래일의 발전계획 총량의 범위내에의 발전량은 발전사업자가 입찰한 시간대의 가중평균 MP로 정산

$$SEP_i = \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} \times Min(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}) \times 1{,}000$$

• 수식의 전항은 입찰시간대의 입찰량($EGW_{i,t}$) 대비 가중평균 MP를, 후항은 입찰량 범위내에서 계량전력량(MGO)을 의미한다.

• $\sum EGW < \sum MGO < \sum REGW$ 인 경우, 수식의 후항에 따라 $\sum EGW$까지만 정산되고, 초기 발전계획량을 초과해서 발전한 전력량($\sum MGO - \sum EGW$)은 CON으로 정산된다.

* 수력발전기의 변동비는 0이므로, 사업자가 입찰한 거래일 발전계획량(EGW)의 합이 곧 거래일의 가격결정 발전계획량(PSE)이다($\sum EGW = \sum PSE$).

해 설

• 수력 및 양수발전기는 주파수조정서비스, 예비력 확보 등의 목적으로 발전사업자가 입찰한 발전 계획시간 및 발전 계획량과 다르게, 거래일 입찰총량의 범위내에서 발전계획에 반영될 수 있다. 따라서, 수력 및 양수 발전기의 정산은 거래시간 단위로 정산되는 일반발전기와 달리 거래일 단위로 정산한다.

• 수력 및 양수발전기의 EGW는 일반발전기의 A, REGW는 RA와 같은 개념으로, 수력 및 양수발전기와 일반발전기의 SEP 산식을 비교했을 때, 차이점은 1) 거래일 총량(Σ)을 적용한다는 점과, 2) 초기입찰값과 변경입찰값 만을 비교하고, PSE와 FCA를 비교하지 않는다는 점이다. 이는, 1) 수력 및 양수발전기는 거래일 단위로 정산되므로 거래일 총량 개념을 적용하고, 2) 수력 및 양수발전기의 변동비는 0이므로, 계획량이 곧 PSE 량이고, 연료량(OFCA)를 입찰하지 않기 때문이다.

예 제

• 다음 수력발전기의 SEP를 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

T	EGW	REGW	MGO	MP
1	0	0	0	102.75
2	0	0	0	98.64
3	0	0	0	96.53
4	0	0	0	96.53
5	0	0	0	96.53
6	0	0	0	103.78
7	0	0	0	104.54
8	0	0	0	106,54
9	0	0	0	110.88
10	0	0	41.747867	110.88
11	0	0	65.356582	110.88
12	0	0	59.585292	109.58
13	0	0	58.465438	107.11
14	0	0	62.956517	109.50
15	12	12	4.91856	111.16
16	78	78	8.685476	112.17
17	78	78	64.914262	112.17
18	78	78	28.578125	112.96
19	78	78	0	112.17
20	78	78	0	111.11
21	0	0	0	109.91
22	0	0	0	107.45
23	0	0	0	107.26
24	0	0	0	107.26
계	402	402	395.208119	

$$- SEP_i = \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} \times Min(\Sigma EGW_{i,t}, \Sigma REGW_{i,t}, \Sigma MGO_{i,t}) \times 1{,}000$$

$$\cdot \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} = 112.087$$

> $SEP_i = 112.087 \times Min(402, 402, 395.208119) \times 1{,}000 = 44{,}297{,}875$

* 거래일 총액을 거래시간대별 MGO 비율로 나누어 거래시간별로 정산

02 CON 수력발전기의 발전계획량 초과 발전 전력량 정산금

정 의

• 수력발전기의 CON(Constrained-On energy payment) 정산금은 거래일 총 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산금으로 거래일 최고 MP와 CP로 정산한다.

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

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

그렇지 않으면,

$$CON_i = Max(XESO_i, 0) \times \{Max(MP_{i,1\cdots24}) + RCP_i \times RCF_i \times FSF_i\} \times 1{,}000$$
$$+ REOE_i \times \left\{ \frac{\sum_t MP_{i,t}}{24} + RCP_i \times RCF_i \times FSF_i \right\} \times 1{,}000$$

여기서,

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

$\sum_t REGW_{i,t} \leqq \sum_t EGW_{i,t}$ 경우,

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

$\sum_t REGW_{i,t} \leqq \sum_t EGW_{i,t}$ 경우,

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

$XESO_i$: 전력거래소 지시로 발전사업자가 제출한 거래일 총 발전계획량을 초과하여 발전한 실제 전력량(MWh)

XSO_i : 전력거래소가 거래일 총발전계획량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과 전력량(MWh)

$REOE_i$: 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량과 변경 제출한 발전계획량과의 차이(MWh)

$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$
단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t} : SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

수식의 의미

• 발전사업자가 입찰한 거래일 발전계획 총량대비 초과한 발전량은 거래일 최고 MP 와 용량가격으로 정산

$$CON_i = Max(XESO_i,0) \times \{Max(MP_{i,\ 1...24}) + RCP_i \times RCF_i \times FSF_i\} \times 1{,}000$$
$$+ REOE_i \times \{ \frac{\sum MP_{i,t}}{24} + RCP_i \times RCF_i \times FSF_i\} \times 1{,}000$$

• 수력의 CON 정산금은 계획량 대비 초과 발전량(XESO)에 대해 거래일 최고 MP($MP_{i,\ 1...24}$)와 CP로 정산, 초기입찰 대비 입찰 변경량(REOE)에 대해서는 거래일 평균 MP($\frac{\sum MP_{i,t}}{24}$)와 CP로 정산한다.

• $RCP_i \times RCF_i \times FSF_i$는 $\frac{HCF_{i,t}}{TCF_t}$이므로, 시간대별 용량가격 계수(TCF_t)를 적용하지 않은 용량요금 단가를 의미한다.

해 설

• 수력발전은 계통제약으로 계획량을 초과하여 발전한 경우, 거래일 최고 MP로 정산하며, 초과발전량만큼 CP도 추가로 지급한다. 다른 발전원과 달리 수력발전 CON 정산금에 CP를 추가로 지급하는 사유는, 상부저수지의 수량이 한정적이므로, 급전지시로 계획량을 초과해서 발전하면(급전지시로 상부저수지의 수량을 초과해서 사용하면), 다음날 입찰해서 받을 수 있는 CP를 받지 못하기 때문이다.

• 수력 CON 정산금의 CP를 계산하는 용량가격계수는 TCF를 배제한 값인데, 이것은 거래소가 수력발전의 발전량 및 발전시간을 계통 필요에 따라 결정하기 때문이다.

• 초기입찰값과 변경입찰값의 차이 범위내의 초과 발전량(REOE)은 거래일 평균MP로 정산하는데 이는 입찰량를 정확히 예측하지 못한데에 대한 불이익으로 볼 수 있다.

* REOE는 Min(Max($\Sigma EGW_{i,t}$, $\Sigma REGW_{i,t}$), $MGO_{i,t}$) - Min($\Sigma EGW_{i,t}$,$\Sigma REGW_{i,t}$)로 산정



예 제

• 다음 수력발전기의 CON을 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

T	EGW	REGW	MGO	SEP	MP	RCP	RCF	FSF
1	10	4	5.40288	553,906	102.75	9.170	0.9412	1.02238
2	10	4	5.40162	553,777	98.64	9.170	0.9412	1.02238
3	10	4	5.4075	554,380	96.53	9.170	0.9412	1.02238
4	10	4	5.4117	554,810	96.53	9.170	0.9412	1.02238
5	10	4	5.3172	545,122	96.53	9.170	0.9412	1.02238
6	10	4	5.07906	520,708	103.78	9.170	0.9412	1.02238
7	10	4	5.00094	512,699	104.54	9.170	0.9412	1.02238
8	10	4	4.86528	498,791	106,54	9.170	0.9412	1.02238
9	312	10	4.82328	494,485	110.88	9.170	0.9412	1.02238
10	7	4	5.0505	517,780	110.88	9.170	0.9412	1.02238
11	7	4	5.12652	525,573	110.88	9.170	0.9412	1.02238
12	7	6	5.19162	532,247	109.58	9.170	0.9412	1.02238
13	7	6	5.18826	531,903	107.11	9.170	0.9412	1.02238
14	7	6	5.14206	527,167	109.50	9.170	0.9412	1.02238
15	7	6	5.12442	525,358	111.16	9.170	0.9412	1.02238
16	7	6	5.0484	517,565	112.17	9.170	0.9412	1.02238
17	7	6	5.03958	516,660	112.17	9.170	0.9412	1.02238
18	7	6	5.43312	557,006	112.96	9.170	0.9412	1.02238
19	318	316	170.3814	17,467,587	112.17	9.170	0.9412	1.02238
20	329	138	168.30702	17,254,920	111.11	9.170	0.9412	1.02238
21	158	10	172.36212	17,670,651	109.91	9.170	0.9412	1.02238
22	10	10	17.44428	1,788,396	107.45	9.170	0.9412	1.02238
23	10	10	4.84176	496,380	107.26	9.170	0.9412	1.02238
24	10	10	4.7481	486,778	107.26	9.170	0.9412	1.02238
계	1,290	586	631.13862					

- $CON_i = Max(XESO_i,0) \times \{Max(MP_{i,1\cdots24}) + RCP_i \times RCF_i \times FSF_i\} \times 1{,}000$

$$+ REOE_i \times \left\{ \frac{\sum_t MP_{i,t}}{24} + RCP_i \times RCF_i \times FSF_i \right\} \times 1{,}000$$

· $Max(XESO_i,0) = 0$, ∵ $\Sigma MGO < \Sigma EGW$

· $REOE_i = Min(\Sigma EGW_{i,t}, \Sigma MGO_{i,t}) - \Sigma REGW_{i,t} = 631.13862 - 586 = 45.13862$

· $\frac{\sum_t MP_{i,t}}{24} = 107.012$

> $CON_i = 45.13862 \times (107.012 + 9.170 \times 0.9412 \times 1.02238) \times 1{,}000 = 5{,}228{,}679$

* 거래일 총액을 거래시간대별 MGO 비율로 나누어 거래시간별로 정산

03 COFF 제약비발전 전력량 정산금

정 의

• 전력거래소 지시로 거래일 총 계획량 미만으로 발전한 양은 정산하지 않는다.

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

$\sum_t MGO_{i,t} \geqq Min(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t})$ 이면,

$COFF_i = 0$, 그렇지 않으면,

$COFF_i = ENG_i \times 0$

여기서,

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

ENG_i : 전력거래소 급전지시로 실제 발전하지 못한 전력량(MWh)

$ENSO_i$: 전력거래소가 발전하지 못하도록 지시한 전력량(MWh)

수식의 의미

• 수력발전기의 COFF는 정산하지 않는데, 이는 사용하지 않은 수량으로 다음날 다시 발전할 수 있기 때문이다.

II. 전력량에 대한 정산

> 양수 발전기

01 SEP 계획발전 전력량 정산금

정 의

• 양수발전기의 SEP(Scheduled Energy Payment)는 수력과 동일하게 발전계획시간대의 가중평균 MP로 정산한다.

거래일의 총 발전입찰량 이내에서 실제 발전한 전력량은 발전사업자가 제출한 발전계획시간대의 가중평균 MP로 정산한다. <개정 2016.12.30.> 즉,

$$SEP_i = \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} \times Min(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}) \times 1{,}000$$

<개정 2016.12.30.>

여기서,

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

$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

<개정 2008.4.22, 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

수식의 의미

• 거래일 입찰 총량 범위내의 발전량은 발전사업자가 입찰한 시간대의 가중평균 MP로 정산

$$SEP_i = \frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} \times Min(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}, \sum_t MGO_{i,t}) \times 1{,}000$$

• 수식의 전항은 입찰시간대의 입찰량(EGW) 대비 가중평균 MP를, 후항은 입찰량 범위내의 계량전력량(MGO)을 의미한다. 용량요금 단가를 의미한다.

해 설

• 수력 및 양수발전기는 주파수조정서비스, 예비력 확보 등의 목적으로 발전사업자가 입찰한 발전 계획시간 및 발전 입찰량과 다르게, 거래일 입찰총량의 범위내에서 발전계획에 반영될 수 있다. 따라서, 수력 및 양수 발전기의 정산은 거래시간 단위로 정산되는 일반발전기와 달리 거래일 단위로 정산한다.

• 수력 및 양수발전기의 EGW는 일반발전기의 A, REGW는 RA와 같은 개념으로, 수력 및 양수발전기와 일반발전기의 SEP 산식을 비교했을 때, 차이점은 1) 거래일 총량(Σ)을 적용한다는 점과, 2) 초기입찰값과 변경입찰값 만을 비교하고, PSE와 FCA를 비교하지 않는다는 점이다. 이는, 1) 수력 및 양수발전기는 거래일 단위로 정산되므로 거래일 총량 개념을 적용하고, 2) 수력 및 양수발전기의 변동비는 0이므로, 입찰량이 곧 PSE 량이고, 연료량(OFCA)를 입찰하지 않기 때문이다.

02 CON 양수발전기의 발전입찰량 초과 발전 전력량 정산금

정의

• 양수발전의 CON(Constrained-On energy payment) 정산금은 거래일 총 발전입찰량을 초과하여 발전한 전력량에 대해 거래일 최고 MP로 정산

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일의 총 발전입찰량을 초과하여 발전하는 경우, 초과 발전한 전력량은 거래일의 최고MP로 정산한다.
<개정 2016.12.30.>
즉,

$\sum_t MGO_{i,t} \leqq Min\ (\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t})$이면, $CON_i = 0$,
그렇지 않으면,

$CON_i = Max\{XESO_i - PV_i, 0\} \times \{Max(MP_{i,1\cdots24}) \times 1{,}000$

<개정 2012.5.31., 2016.12.30.>

여기서,

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

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

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

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

$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$
단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t} : SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$
<개정 2008.4.22, 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

$VCGPS_i$ <개정 2012.5.31.> <삭제 2016.12.30.>

$VCPPS_i$ [신설 2010.12.28.] <삭제 2016.12.30.>

수식의 의미

• 발전사업자가 입찰한 거래일 발전계획 총량을 초과한 발전량은 거래일 최고 MP로 정산

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

발전량이 입찰량 이내이면 SEP로 정산되므로 CON=0

$$CON_i = Max\{XESO_i - PV_i, 0\} \times \{Max(MP_{i,1\cdots24}) \times 1{,}000$$

양수발전의 CON 정산금은 입찰량 대비 초과 발전량(XESO)에 대해 거래일 최고 MP($Max(MP_{i,\,1\cdots24})$)로 정산한다.

• 초기입찰 대비 변경입찰 값이 클 경우, 그 차이(PV)만큼 정산하지 않는다.

해 설

• 양수 발전의 거래일 입찰량 대비 초과발전량은 거래일 최고 MP로 정산한다. 이때, 초기 입찰 대비 입찰량을 높여서 변경입찰을 한 경우에는, 그 차이 범위내의 발전량에 대해서는 정산하지 않도록 하고 있는데, 이는 규칙 제2.3.3조의 “양수발전은 마감시간 이후에는 마감시간에 제출한 공급가능용량을 초과하여 변경할 수 없다”라는 규정을 위반한 데에 대한 페널티로 볼 수 있다.

예 제

• 다음 양수발전기의 COFF를 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

T	EGW	REGW	MGO	MP
1	0	0	0	101.37
2	0	0	0	97.33
3	0	0	0	95.24
4	0	0	0	95.24
5	0	0	0	95.24
6	0	0	0	102.39
7	0	0	0	103.14
8	0	0	0	105.12
9	0	0	0	109.39
10	0	0	0	109.39
11	200	300	0	109.39
12	0	0	0	108.12
13	0	0	0	105.68
14	0	0	46.889895	108.04
15	0	0	185.601253	109.68
16	0	0	186.358944	110.67
17	0	0	191.795344	110.67
18	0	0	194.987929	111.45
19	0	0	193.80152	110.67
20	0	0	17.623963	109.63
21	0	0	0	108.44
22	0	0	0	106.02
23	0	0	0	105.82
24	0	0	0	105.82
계	200	300	1,017.058848	

- CON_i = $Max\{XESO_i - PV_i, 0\} \times Max(MP_{i,1....24}) \times 1,000$

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

= 1,017.058848 - 200 = 817.058848

· PV_i = $Max\{\sum REGW_{i,t} - \sum EGW_{i,t}, 0\}$ = 100

· $Max(MP_{i,1....24})$ = 111.45

> CON_i = (817.058848-100) × 111.45 × 1,000 = 79,916,209

* 거래일 총액을 거래시간대별 MGO 비율로 나누어 거래시간별로 정산

03 COFF 제약비발전 전력량 정산금

정의

• 양수발전의 COFF(Constrained-Off energy payment)는 전력거래소 지시로 발전입찰량 만큼 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금으로, 계획대로 발전했을 때 얻을 수 있는 기대이익으로 정산한다.

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

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

그렇지 않으면,

$COFF_i = Max\{(ENG_i - ENP_i \times \eta_a), 0\} \times Max(OC_i, 0) \times 1{,}000$

<개정 2012.5.31>

여기서,

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

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

$$OC_i = \left[\frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} - (VCPPS_i / \eta_a) \right]$$

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

ENP_i : 전력거래소의 지시로 실제 양수하지 못한 전력량

$PENSO_i$: 전력거래소가 양수하지 못하도록 지시한 전력량

η_a : 발전기 평균 종합효율 (양수효율×발전효율) [신설 2012.5.31]

$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

<개정 2008.4.22, 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

$VCGPS_i$: 거래일 발전기별 양수동력 변동비 [신설 2010.12.28]

수식의 의미

$$COFF_i = Max\{(ENG_i - ENP_i, \times \eta_a), 0\} \times Max(OC_i, 0) \times 1{,}000$$

- 양수발전기의 COFF는 발전하지 못한 양(ENG)에서 펌핑하지 못한 양(ENP)을 차감하여 발전했을 때 받을 수 있는 기대이익으로 정산한다.

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

- 거래소 지시로 발전하지 못한 양(ENG)은 공급가능용량(EGW)에서 계량전력량(MGO)을 차감한 값으로 결정된다. 후항에서 발전량(ΣMGO)과 공급가능용량에서 감발지시량을 차감한 값($\Sigma REGW_{i,t} - ENSO_i$)과 비교하는 이유는 감발지시량보다 적게 감발할 경우, SEP 정산금과 COFF 정산금이 중복지급 될 수 있기 때문이다.

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

- 거래소 지시로 양수하지 못한 량(ENP_i)은 양수계획량(PO)에서 양수전력량(MPE)을 차감한 값으로 결정된다.

$$OC_i = \left[\frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} - (VCPPS_i / \eta_a) \right]$$

- 기대이익(OC)은 계획대로 발전했을 때 얻을 수 있는 수익으로 가중평균 MP에서 변동비(VCPPS)를 차감하여 산정

해 설

- 양수발전기의 COFF는 발전하지 못한 양에서 펌핑하지 못한 양을 차감하여 발전했을때 받을 수 있는 기대이익으로 산정. 펌핑하지 못한 량을 차감하는 이유는 펌핑 COFF(COFPE)에서 펌핑하지 못한 양에 대한 기대이익을 정산하기 때문이다.

- 펌핑하지 못한 양에 효율을 곱해주는 이유는 펌핑해서 발전을 하는 과정에서 손실이 발생하기 때문이다. 예를들어 효율이 0.8이면 100의 전력을 사용해서 양수한 수량으로 발전하면 80의 전력을 발전함을 의미한다.

예 제

• 다음 양수발전기의 COFF를 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

T	EGW	REGW	MGO	MP
1	0	0	0	103.83
2	0	0	0.000753	99.68
3	0	0	0	97.55
4	0	0	0	97.55
5	0	0	0	97.55
6	0	0	0	104.87
7	0	0	0.097478	105.64
8	0	0	0	107.66
9	0	0	0	112.04
10	300	300	0	112.04
11	300	300	0	112.04
12	300	300	199.151689	110.74
13	300	300	0	108.24
14	300	300	0	110.66
15	300	300	0	112.33
16	300	300	0.116296	113.35
17	300	300	0	113.35
18	300	300	182.394851	114.15
19	300	300	582.041847	113.35
20	300	300	507.782667	112.28
21	0	0	288.034478	111.07
22	0	0	227.658224	108.58
23	0	0	0	108.39
24	0	0	231.568265	108.39
계	3,300	3,300	2,218.846548	

* VCPPS = 86.34원/kW, η_a= 0.7916, ENP_i = 0, $\sum MGO_{i,t} = \sum REGW_{i,t} - ENSO_i$

- $COFF_i$ = $Max\{(ENG_i - ENP_i \times \eta_a), 0\} \times Max(OC_i, 0) \times 1{,}000$

• ENG_i = $Max\left[(Min, \sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t}) - Max\left(\sum_t MGO_{i,t}, \left(\sum_t REGW_{i,t} - ENSO_i\right)\right), 0\right]$

= 3,300 - 2,218.846548 = 1,081.153452

• OC_i = $\left[\frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} - (VCPPS_i / \eta_a)\right]$ = (112.05 - (86.34 / 0.7916)) = 2.9798

> $COFF_i$ = 1,081.153452 × 2.9798 × 1,000 = 3,221,621

* 거래일 총액을 거래시간대별 입찰량 비율로 나누어 거래시간별로 정산

II. 전력량에 대한 정산

> 비중앙급전 발전기

01 SEP 비중앙급전 발전기 전력량 정산금

정 의

• 비중앙급전 발전기는 발전량에 대해 시간대별 SMP로 정산한다.

비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치가가 발전한 전력량은 SMP로 정산하며 기타 사항은 정산하지 않는다. 즉,

$SEP_i = \sum_t (MGO_i \times SMP_t)$

단, 발전사업으로 허가받은 부생가스 발전기는 [별표 23]에 정한 정산규정에 의한다.

수식의 의미 • 비중앙급전 발전기는 시간대별 계량 전력량(MGO)을 시간대별 SMP로 정산한다.

III.

공급가능용량에 대한 정산



III. 공급가능용량에 대한 정산

• 용량요금은 전력거래소의 급전지시에 응동한 대가로 지급하는 정산금으로 중앙급전발전기를 대상으로 공급가능용량 입찰값을 기준으로 지급한다. 용량요금 정산단가 (HCF)는 발전기별 건설투자비, 운전유지비, 송전접속비, 수전요금에 발전기별 이용률, 환경기여도 등을 반영하여 결정된다.

구 분	용량정산금 정산식
일반발전기	▶ Min(최초 입찰량, 변경 입찰량) × 용량가격 계수(단가) ▶ 거래시간별 정산
수력발전기	▶ Min(최초 발전계획량, 변경 발전계획량) × 용량가격 계수(단가) ▶ 거래시간별 정산
양수발전기	▶ 기술적특성의 최대발전용량에 대하여 지급 ▶ MGC × 용량가격 계수(단가) × 용량가격 지급률 ▶ 거래시간별 정산
복합발전기	▶ Min(변경 입찰량, 온도 입찰량) × 용량가격 계수(단가) ▶ 거래시간별 정산
비중앙급전발전기	▶ 정산안함

01 일반발전기(수력, 양수를 제외한 발전기)

정의

• CP는 TPCP(Trading Period Capacity Payment)의 줄임말로, 거래시간별 용량정산금을 의미하며, 시간대별 입찰량에 용량요금 단가(HCF)를 곱하여 정산한다.

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

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

단, 원자력발전기에 대해서는 급전지시 허용오차를 준수하는 한 다음과 같이 계량값에 의해 정산하고,<개정 2012.12.31>

$TPCP_{i,t} = Min(A_{i,t}+5, RA_{i,t}+5, MGO_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$ <개정 2009.06.30., 2015.9.30.>

복합발전기의 온도예보 갱신에 따른 공급가능용량 변경에 대해서는 재선언공급 가능용량을 반영하여 아래와 같이 정산한다.[신설 2012.12.31]

$TPCP_{i,t} = Min(TA_{i,t}, RA_{i,t}, Max(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$ [신설 2012.12.31.]

여기서,

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

$HCF_{i,t}$ = $RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times FS_{Fi}$ <개정 2016.10.31.>

$TPCP_{i,t}$: 시간대별 용량정산금

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

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

FSF_i : 연료전환성과계수 [신설 2016.10.31.]

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

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

$OR_{i,t}$: $RA_{i,t} \le OFCA_{i,t}$이면 $RA_{i,t}$와 같고, 그렇지 않으면($RA_{i,t} > OFCA_{i,t}$)운영발전계획에서 반영된 공급용량 또는 예비력으로서, $DAOS_{i,t} > 0$이면 $OR_{i,t} = RA_{i,t}$이고, 그렇지 않으면($DAOS_{i,t} = 0$) $OR_{i,t} = Min(SRSC_{i,t} + RRSC_{i,t}, RA_{i,t})$임.
단, 제2.3.2조 제1항에 의하여 제출한 최소정지시간(MDT_i) 또는 최소운전시간(MUT_i)이 3시간을 초과하거나, 제2.3.2조 제5항에 의해 계산된 발전기의 출력증가($ARUR_i$) 또는 출력감소($ARDR_i$)가 5MW/분 미만이거나, 또는 자동운전발전제어운전(제2.3.2조 제1항에 의해 제출한 자료)이 불가능한 발전기는 $OR_{i,t}$을 0으로 한다.

$DAOS_{i,t}$: 운영발전계획에서 배분된 발전기별 에너지발전량이며, 운영발전계획을 재수립한 경우는 마지막 계획을 적용한다.

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장제2절에 따른다.

각 발전기의 거래일 용량정산금($CP_{i,t}$)은 다음과 같다.

$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t}$

수식의 의미

• 일반발전기의 용량정산금(CP_i)은 발전사업자가 입찰한 공급가능용량을 기준으로 일반용량가격(HCF)을 곱하여 정산

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

원자력발전기는,

$$TPCP_{i,t} = Min(A_{i,t}+5, RA_{i,t}+5, MGO_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$$

복합발전기는,

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

• CP는 초기입찰값(A)과 변경입찰 값(RA) 중 작은 값을 기준으로 산정한다. 원자력발전기는 5MWh의 허용 오차를 부여하고, 복합발전기는 기온에 따라 공급가능용량이 바뀔 수 있으므로, 초기입찰값(A) 대신 온도보정 입찰값(TA)를 적용한다.

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

• 일반용량가격($HCF_{i,t}$)는 기준용량가격(RCP), 용량가격계수(RCF), 시간대별 용량가격계수(TCF), 연료전환성과계수(FSF)의 곱으로 산정

해 설

• CP는 초기입찰값과 변경입찰 중 작은 값으로 정산한다. 초기입찰 이후 공급가능용량을 낮추어서 변경입찰 하는 경우는 최종 공급가능용량으로 CP가 정산되나, 높여서 변경입찰을 하면 실제 공급가능용량보다 낮은 용량으로 CP가 정산된다. 이는 발전사업자에게 공급가능용량을 정확하게 예측하라는 의미로 해석될 수 있다. 또, 실제공급가능용량보다 초기입찰을 낮게 함으로서 SMP를 상승시킨데에 대한 페널티적 성격으로도 볼 수 있다.

• 복합발전기의 가스터빈은 외기온도가 낮아지면, 공기밀도가 높아져 발전할 수 있는 공급가능용량이 증가한다. 따라서 거래일 하루 전 초기입찰시 예측기온에 따른 공급가능용량과 당일 실제온도에 따른 공급가능용량은 달라 질 수 있다. 따라서, 복합발전기의 CP는 초기입찰값 대신 온도보정 입찰값을 변경입찰값과 비교하여 산정한다.

• 연료전환 성과계수(FSF)는 기후변화 체제에 대비하여, 친환경적인 연료원에 더 많은 용량요금을 지급하기 위해, 2016년 4차 규칙개정을 통해 도입된 제도이다.

예 제

• 다음 복합발전기의 CP를 계산하라.

T	A	RA(FCA)	TA	MGO	RCP	RCF	TCF	FSF
12	500	500	490	467	9.150	0.9697	1.8062	1.0141
13	500	500	490	325	9.150	0.9697	0.9498	1.0141
14	500	250	495	243	9.150	0.9697	2.0065	1.0141
15	500	250	495	241	9.150	0.9697	2.3473	1.0141

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

· $HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times FSF_i$ 이고, $\beta = 0$ 이므로,

• 거래시간대별 $TPCP_{i,t}$는,

T	A	RA	TA	MGO	RCP	RCF	TCF	FSF	CP
12	500	500	490	467	9.150	0.9697	1.8062	1.0141	7,963,449
13	500	500	490	325	9.150	0.9697	0.9498	1.0141	4,187,622
14	500	250	495	243	9.150	0.9697	2.0065	1.0141	4,513,552
15	500	250	495	241	9.150	0.9697	2.3473	1.0141	5,280,170

[주의합시다!]

TA 입찰기준

• TA는 가스터빈을 보유한 발전사만 입찰하며, 초기입찰 대비 기온이 변화하여 공급 가능용량이 바뀌었을 때 실제 기온을 반영한 공급가능용량을 입찰한다. 이때 주의할 사항은, TA는 오로지 온도 변화에 따른 공급가능용량을 입찰해야 한다는 점이다. 예를들어, 정비중이던 GT가 예상보다 조기 준공되어 설비상의 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 입찰값 대비 "온도변화"에 따른 공급가능용량을 의미하므로, 실제 공급가능용량과 다를 수 있다.
①과 ②는 CP에서 큰 차이를 보인다. 복합발전기의 CP는 변경입찰값(TA)와 온도입찰값(TA) 중 작은 값으로 정산되므로, ①로 바르게 변경입찰했을때는 130만큼의 CP가 산정되나, ②처럼 변경입찰을 잘못했을 경우에는 300만큼의 CP가 산정되어 과다한 CP가 지급될 수 있다.

《A, RA, TA 입찰방법》

	A	RA	TA
입찰시점	거래일 하루 전 10:00	사유 발생시	사유 발생시
입찰방법	예측기온에 따른 실제 공급가능용량	기온변화, 설비변화 등 모든 사유를 반영한 "실제 공급 가능한 용량"	"초기입찰"대비 "기온변화"만을 반영한 공급가능용량

구분		설비변화	TA
		X	O
기온변화	X	변경입찰 안함 A=RA=TA	RA 변경 A=TA≠RA
	O	RA, TA 변경 A≠RA=TA	RA, TA 변경 A≠RA≠TA

02 수력발전기

정 의

• 수력 발전기의 용량정산금은 사업자가 입찰한 발전계획량에 용량요금 단가(HCF)를 곱해서 정산한다.

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

$TPCP_{i,t} = Min(EGW_{i,t}, REGW_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$

여기서,

$HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times FSF_i$ <개정 2016.10.31.>

$TPCP_{i,t}$: 시간대별 용량정산금

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

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

FSF_i : 연료전환성과계수 [신설 2016.10.31.]

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

각 발전기의 거래일 용량정산금(CP_i)은 다음과 같다.

$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t}$

수식의 의미

• 수력발전기의 용량정산금(CP_i)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.

예 제

• 다음 수력발전기의 CP를 계산하라.

T	EGW	REGW	RCP	RCF	TCF	FSF
15	12	12	9.170	0.9353	1.2916	1.0224
16	78	78	9.170	0.9353	1.2053	1.0224
17	78	78	9.170	0.9353	1.3973	1.0224
18	78	78	9.170	0.9353	1.5075	1.0224

- $TPCP_{i,t} = Min(EGW_{i,t}, REGW_{i,t}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$

· $HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times FSF_i$ 이고, $\beta = 0$ 이므로,

• 거래시간대별 $TPCP_{i,t}$는,

T	EGW	REGW	RCP	RCF	TCF	FSF	CP
12	12	12	9.170	0.9353	1.2916	1.0224	135,910
13	78	78	9.170	0.9353	1.2053	1.0224	824,386
14	78	78	9.170	0.9353	1.3973	1.0224	955,708
15	78	78	9.170	0.9353	1.5075	1.0224	1,031,082

02 양수발전기

정 의

• 양수발전기의 용량정산금은 사업자가 입찰한 최대발전용량(MGC)에 용량요금 단가(HCF)와 용량가격 지급률(ζ_i)을 곱해서 정산한다.

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

즉,

$TPCP_{i,t} = RA_{i,t} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times \zeta_i \times 1000$

여기서,

$HCF_{i,t}$ = $RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times FSF_i$ <개정 2016.10.31.>

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

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

FSF_i : 연료전환성과계수 [신설 2016.10.31.]

ζ_i : 양수발전기별 용량가격지급률이며 이 계수의 결정절차는 제2장제2절에 따른다. <개정 2004.4.22>

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장제2절에 따른다.

각 발전기의 거래일 용량정산금(CP_i)은 다음과 같다.

$CP_i = \sum_t TPCP_{i,t}$

수식의 의미

• 양수발전기의 용량정산금(CP_i)은 시간대별 입찰량이 아니라 발전기의 최대발전용량(MGC, Maximum Generating Capacity)을 기준으로, 일반용량가격(HCF)과 양수발전기의 발전가능시간을 고려한 용량가격 지급률(ζ_i)을 곱해서 산정한다.

- 일반적으로 양수발전기의 발전가능시간은 6시간 내외로, 용량가격 지급률은 약 0.25 정도로 결정된다.(6시간/24시간)

예 제

• 다음 양수발전기의 CP를 계산하라.

MGC	RCP	RCF	TCF	FSF	ς	CP
600	9.170	0.9537	1.5075	1.0224	0.28	

- $TPCP_{i,t}$ = $RA_{i,t} \times (HCF_{i,t} + \beta) \times \zeta_i \times 1000$

· $RA_{i,t}$ = MGC, $HCF_{i,t} = RCP_i \times RCF_i \times TCF_t \times FSF_i$ 이고, $\beta = 0$ 이므로,

> $TPCP_{i,t}$ = $600 \times (9.170 \times 0.9537 \times 1.5075 \times 1.0224 + 0) \times 0.28 \times 1{,}000$
= 2,264,480원

IV.

양수 발전기의 양수동력에 대한 정산



IV. 양수 발전기의 양수동력에 대한 정산

01 OPEP 양수계획량 이내의 양수량에 대한 정산금

정 의

• OPEP(Offered Pumping Energy Payment)는 계획량 범위내에서 양수를 위해 사용한 전력량에 대한 정산금으로, 양수 계획시간대의 가중평균 MP로 정산한다. OPEP는 발전사가 판매회사에게 전력사용의 대가로 지불하는 정산금이다.

거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량 이내에서 실제 계량된 양수전력량의 정산은 양수계획시간대의 가중평균MP로 정산한다. 즉,

$$OPEP_i = \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t PO_{i,t}} \times Min\{\sum_t RPO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t}\} \times 1{,}000$$

여기서,

$\sum_t RPO_{i,t}$ = 0 이면 $OPEP_i$ = 0,

$\sum_t PO_{i,t}$ = 0 이면

$OPEP_i = Min(MP_{i,9\cdots24}) \times Min(\sum_t RPO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t}) \times \eta_a \times 1{,}000$

$OPEP_i$: 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 [신설 2012.5.31]

$MPE_{i,t}$: 양수발전기 계량설비에서 취득한 양수동력으로 사용된 전력량

$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMPt, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$ <개정 2008.4.22, 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

수식의 의미

$$OPEP_i = \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t PO_{i,t}} \times Min\{\sum_t RPO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t}\} \times 1{,}000$$

- 양수계획량 이내에서 실제 계량된 양수전력량(Min(∑$RPO_{i,t}$, ∑MPE))의 정산은 양수계획 시간대의 가중평균 MP $\frac{(\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t PO_{i,t}}$ 로 정산

해 설

- 양수동력의 정산은 시장운영규칙에서 유일하게 발전회사가 판매회사에게 돈을 지불하는 경우를 규정하고 있다.
  - 판매회사인 한전은 기본공급약관을 기준으로 소비자에게 전력을 판매하고 그 대가를 받고 있지만 시장에 참여한 발전회사가 양수하기 위해 사용한 전력에 대해서는 전력시장 운영규칙에 따라 정산하고 있다.

- 양수발전기의 발전량은 일반 발전기와 동일하게 거래일 전일 오전 10시까지 입찰을 하지만 양수동력은 SMP가 공표되는 15시 이후부터 16시까지 양수동력을 입찰한다. 이를 통해, 양수 발전사는 SMP가 낮은 시간에 입찰이 가능하다.

- 양수동력의 정산은 입찰시간대의 가중평균 SMP로 정산하여, 발전회사가 판매회사로 지불하게 된다.
  - 따라서 발전회사는 SMP가 낮은 시간에 양수 입찰하여 한전에 지불해야할 단가를 낮추는 것이 유리하고, 계통운영측면에서도 양수는 전력수요이므로 수요가 낮은 시간대(SMP가 낮은 시간대) 펌핑하는 것이 바람직하다.

예 제

• 다음 양수발전기의 OPEP를 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

T	P0	RP0	MPE	MP
1	0	0	75.460696	101.37
2	0	0	199.193141	97.33
3	203	203	198.495909	95.24
4	0	203	198.005277	95.24
5	0	203	197.456286	95.24
6	0	0	196.926856	102.39
7	0	0	196.493127	103.14
8	0	0	185.03351	105.12
9	0	0	0	109.39
10	0	0	0	109.39
11	0	0	0	109.39
12	0	0	0	108.12
13	0	0	0	105.68
14	0	0	0	108.04
15	0	0	0	109.68
16	0	0	0	110.67
17	0	0	0	110.67
18	0	0	0	111.45
19	0	0	0	110.67
20	0	0	0	109.63
21	0	0	0	108.44
22	0	0	0	106.02
23	0	0	0	105.82
24	0	0	0	105.82
계	203	609	1447.0648	

$$- OPEP_i = \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t PO_{i,t}} \times Min\{\sum_t RPO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t}\} \times 1{,}000$$

$$\cdot \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t PO_{i,t}} = 95.24$$

> $COFF_i = 95.24 \times Min(609, 1447.0648) \times 1{,}000 = 58{,}001{,}160$

* 거래일 총액을 24H에 정산

02 CONPE 양수계획량을 초과하는 양수량에 대한 정산금

정 의

• 급전지시로 거래일 양수계획량을 초과해서 양수한 전력량에 대해서는 거래일의 발전시간대의 평균 MP, 자체사유로 초과 양수한 전력량에 대해서는 거래일 최대 MP로 정산한다.

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량을 초과하여 양수한 경우, 초과 양수한 전력량은 거래일의 발전시간대 평균MP로 정산한다. <개정 2016.12.30.>

즉,

$\sum_t MPE_{i,t} \leqq \sum_t RPO_i$ 이면, $CONPE_i = 0$ <개정 2012.5.31>

그렇지 않으면,

$$CONPE_i = \frac{\sum_{t=9}^{24}(MP_{i,t})}{16} \times XPE_i \times \eta_a \times 1{,}000 + \left[\begin{array}{l} Max\{(\sum_t MPE_{i,t} - (\sum_t RPO_{i,t} + XPESO_i), 0\} \\ + Max\{Min(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t}) - \sum_t RPO_{i,t}, 0\} \end{array}\right] \times Max(MP_{i,1\cdots24}) \times 1{,}000$$

<개정 2012.5.31., 2016.12.30>

여기서,

$XPE_i = Max\{Min(\sum_t MPE_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t} + XPESO_i) - Max(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t}), 0\}$

$CONPE_i$: 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

$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t} : SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

수식의 의미

• 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량을 초과하여 양수한 경우, 초과 양수한 전력량은 거래일의 발전시간대 평균MP로 정산

$$\sum_t MPE_{i,t} \leqq \sum_t RPO_i \text{ 이면, } CONPE_i = 0$$

• 펌핑량이 입찰량 이내이면 가중평균 MP(OPEP)로 정산되므로 CONFE=0

$$CONPE_i = \frac{\sum_{t=9}^{24}(MP_{i,t})}{16} \times XPE_i \times \eta_a \times 1{,}000 \left[\begin{array}{l} + \ Max\{(\sum_t MPE_{i,t} - (\sum_t RPO_{i,t} + XPESO_i), 0\} \\ + Max\{Min(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t}) - \sum_t RPO_{i,t}, 0\} \end{array} \right] \times Max(MP_{i,1\cdots24}) \times 1{,}000$$

• 급전지시로 계획대비 초과로 펌핑한 량은 발전 시간대(9H~24H)의 평균 MP에 종합 효율을 곱한 값으로 정산 ($\frac{\sum_{t=9}^{24}(MP_{i,t})}{16} \times XPE_i \times \eta_a$)

• 급전지시를 초과하여 펌핑한 량 (Max $\{(\sum_t MPE_{i,t} - (\sum_t RPO_{i,t} + XPESO_i), 0\}$) 과, 초기 입찰 대비 낮게 변경입찰한 량(Max $\{Min(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t}) - \sum_t RPO_{i,t}, 0\}$ 에 대해서는 거래일 최대 MP(Max($MP_{i,1\cdots24}$)로 정산

해 설

• 전력거래소는 수요가 낮을 경우, 수급균형을 유지하기 위해 계획량 대비 초과 펌핑을 지시할 수 있다. 펌핑 정산금은 발전회사가 전력시장에 지불하는 정산금이므로, 급전지시에 따른 펌핑 정산금은 발전시간대의 평균 MP에 종합효율을 곱해서 정산한다.

* 양수발전기의 종합효율은 0.7234~0.8423 수준이다.

** 발전시간대는 09~24H(08:01~24:00), 양수시간대는 01~08H(00:01~08:00)

• 급전지시를 초과해서 펌핑한 량과, 초기입찰 대비 낮게 변경입찰한 량에 대해서는 거래일 최대 MP로 정산하는데, 이는 급전지시 위반, 그리고 초기 입찰을 높게 하여 SMP를 상승시킨 데에 대한 일종의 페널티로 볼 수 있다.

예 제

• 다음 양수발전기의 CONPE를 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

T	PO	RPO	MPE	MP
1	0	0	75.460696	101.37
2	0	0	199.193141	97.33
3	203	203	198.495909	95.24
4	0	203	198.005277	95.24
5	0	203	197.456286	95.24
6	0	0	196.926856	102.39
7	0	0	196.493127	103.14
8	0	0	185.03351	105.12
9	0	0	0	109.39
10	0	0	0	109.39
11	0	0	0	109.39
12	0	0	0	108.12
13	0	0	0	105.68
14	0	0	0	108.04
15	0	0	0	109.68
16	0	0	0	110.67
17	0	0	0	110.67
18	0	0	0	111.45
19	0	0	0	110.67
20	0	0	0	109.63
21	0	0	0	108.44
22	0	0	0	106.02
23	0	0	0	105.82
24	0	0	0	105.82
계	203	609	1447.0648	

* $\sum MPE_{i,t} = \sum RPO_{i,t} + XPESO_i$, $\eta_a = 0.7916$

$$- CONPE_i = \frac{\sum_{t=9}^{24}(MP_{i,t})}{16} \times XPE_i \times \eta_a \times 1{,}000 + \left[\begin{array}{l} Max\{(\sum_t MPE_{i,t} - (\sum_t RPO_{i,t} + XPESO_i), 0\} \\ + Max\{Min(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t MPE_{i,t}) - \sum_t RPO_{i,t}, 0\} \end{array}\right] \times Max(MP_{i,1\cdots24}) \times 1{,}000$$

• $\left(\frac{\sum_{t=9}^{24}(MP_{i,t})}{16}\right) = 108.68$, $Max(MP_{i,1\ldots24}) = 111.45$

• $XPE_i = Max\{Min(\sum_t MPE_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t} + XPESO_i) - Max(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t}), 0\}$
$= Max\{Min(1{,}447.0648, 1{,}447.0648) - Max(203, 609), 0\} = 838.0648$

> $CONPE_i = 108.68 \times 838.0648 \times 0.7916 \times 1{,}000 + [Max\{1{,}447.0648 - 1{,}447.0648, 0\}$
$+ Max\{Min(203, 1{,}447.0648) - 609, 0\}] \times 111.45 \times 1{,}000$
$= 72{,}099{,}627$

* 거래일 총액을 24H에 정산

03 COFPE 거래소 지시로 양수하지 못한 전력량에 대한 정산

정 의

• 전력거래소의 지시로 양수 계획량 대비 양수하지 못한 량에 대해서는 양수하여 발전했을 때에 얻을 수 있는 기대이익으로 정산한다.

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량 미만으로 양수한 경우, 양수하지 못한 전력량은 기대이익(양수하여 발전할 경우 얻을 수 있은 이익)을 지급한다. 즉,

$\sum_t MPE_{i,t} \geqq \sum_t RPO_i$ 인 경우, $COFPE_i = 0$ <개정 2012.5.31>

그렇지 않으면,

$COFPE_i = Max\{ENP_i \times \eta_a \times OC_i, 0\} \times 1{,}000 \times (-1)$ <개정 2012.5.31>

여기서,

$ENP_i = Max\{Min(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t}) - Max(\sum_t MPE_{i,t}, (\sum_t RPO_{i,t} - PENSO_i)), 0\}$

$$OC_i = \left[\frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} - \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t PO_{i,t} \times \eta_a} \right]$$

<개정 2012.5.31>

여기서, $\sum_t EGW_{i,t} = 0$ 이면

$$OC_i = \left[Max(MP_{i,1\ldots24}) - \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t PO_{i,t} \times \eta_a} \right]$$

<개정2012.5.31>

단, $\sum_t RPO_{i,t} = 0$ 또는 $\sum_t PO_{i,t} = 0$ 이면 $OC_i = 0$ <단서신설 2012.5.31>

$COFPE_i$: 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량 미만으로 양수한 경우 양수하지 못한 전력량에 대한 정산금

$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t} : SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

<개정 2008.4.22, 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

수식의 의미

• 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량 미만으로 양수한 경우, 양수하지 못한 전력량은 기대이익(양수하여 발전할 경우 얻을 수 있는 이익)을 지급

$$\sum_t MPE_{i,t} \geqq \sum_t RPO_{i,t} \text{ 인 경우, } COFPE_i = 0$$

• 펌핑량이 입찰량보다 크면 계획대비 양수하지 못한 량이 없으므로 COFPE = 0

$$COFPE_i = Max\{ENP_i \times \eta_a \times OC_i, 0\} = 1{,}0000 \times (-1)$$

• 펌핑하지 못한량(ENP_i)에 종합효율(η_a)을 반영하여 기대이익(OC_i)을 지급, (-1)을 곱하는 이유는 양수동력정산금은 발전사가 시장에 내는 돈이므로, (-1)을 곱하여 기대 이익을 받도록 하기 위함이다.
- 펌핑하지 못한량(ENP_i) × 종합효율(η_a) = 펌핑했을 때 발전가능한 량

$$ENP_i = Max\{Min(\sum_t PO_{i,t}, \sum_t RPO_{i,t}) - Max(\sum_t MPE_{i,t}, (\sum_t RPO_{i,t} - PENSO_i)), 0\}$$

• PENSO는 펌핑하지 못하도록 지시한 량이므로, $\sum_t RPO_{i,t} - PENSO_i$는 양수 지시량을 의미한다. 따라서, 양수 지시량과 실제 양수량 중 큰 값을 양수계획량에서 차감한 값이 양수하지 못한 량이 된다.

$$OC_i = \left[\frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} - \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t PO_{i,t} \times \eta_a} \right]$$

• 기대이익은 발전했을 때 받을 수 있는 금액에서 양수에 소요되는 비용을 차감하여 산정

해 설

• 양수발전은 SMP가 낮은 시간대에 양수한 물을 이용해 SMP가 높은 시간대에 발전하여 SMP차이에 해당하는 수익을 얻을 수 있다. 따라서 일간 SMP의 변화폭에 따라 양수발전의 수익률은 달라질 수 있다.

• 또한, 양수입찰에 따라 SMP가 변동될 수 있으므로, 양수발전의 바람직한 입찰유인을 제공하기 위해 2016년 12월에 현재의 산식으로 양수발전 정산규칙이 개정되었다. 동시에 시장감시 차원에서 양수입찰과 발전입찰의 균형을 이루도록 하여 시장가격의 왜곡을 방지하였다.

예 제

• 다음 양수발전기의 COFPE를 계산하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

T	EGW	PO	RPO	MPE	MP
1	0	0	0	0	101.37
2	0	0	0	0	97.33
3	0	300	300	278.4821	82.24
4	0	300	300	292.2493	79.54
5	0	300	300	243.1246	75.16
6	0	0	0	0	88.39
7	0	0	0	0	103.14
8	0	0	0	0	105.12
9	0	0	0	0	109.39
10	0	0	0	0	109.39
11	0	0	0	0	109.39
12	0	0	0	0	108.12
13	0	0	0	0	105.68
14	0	0	0	0	108.04
15	0	0	0	0	109.68
16	0	0	0	0	110.67
17	300	0	0	0	121.61
18	300	0	0	0	124.26
19	300	0	0	0	118.72
20	0	0	0	0	109.63
21	0	0	0	0	108.44
22	0	0	0	0	106.02
23	0	0	0	0	105.82
24	0	0	0	0	105.82
계	900	900	900	813.8560	

* $\sum MPE_{i,t} = \sum RPO_{i,t} + PENSO_i$, $\eta_a = 0.7916$

- $COFPE_i$ = $Max\{ENP_i \times \eta_a \times OC_i, 0\} = 1{,}0000 \times (-1)$

  * ENP_i = $Max\{Min(\sum PO_{i,t}, \sum RPO_{i,t}) - Max(\sum MPE_{i,t}, (\sum RPO_{i,t} - PENSO_i)),0\}$

  = $Max\{(Min(900, 900) - Max(813.8560, 813.8560),0) = 86.144$

  *OC_i = $\left[\frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} - \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t PO_{i,t} \times \eta_a}\right]$ = 121.53 - 99.77 = 21.76

> $COFPE_i$ = $Max\{86.144 \times 0.7916 \times 21.76, 0\} \times 1{,}000 \times (-1) = -1{,}483{,}849$

* 거래일 총액을 24H에 정산

V.

기타 정산



V. 기타 정산

01 SUAP 기동비용 조정에 대한 정산

정 의

• 가격결정발전계획에 기동 계획이 없었던 발전기가 급전지시로 기동하거나, 계획횟수를 초과해서 기동하는 경우, 기동비 정산금을 지급한다.

기동비용 조정($SUAP_i$)은 다음 공식에 따라 정해진다.

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

여기서,

SUC_i : 발전기의 기동비용

$NSUA_i$: 거래일의 실제 기동을 실행한 횟수

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

거래기간 동안,

$MGO_{i,t-1} = 0$ 이며 $MGO_{i,t} > 0$ 이고 $PSE_{i,t} \geq MEGW_{i,t}$이면,

$SUA_{i,t} = 1$ 이고, 그렇지 않으면, $SUA_{i,t} = 0$

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

<개정 2005.5.30>

$NSUS_i$: 거래일의 계획된 총 기동 횟수

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

거래기간 동안,

$Min(PSE_{i,t-1}, RA_{i,t-1}) = 0$ 이고 $Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) > 0$ 이면, $SUS_{i,t} = 1$ 이고, 그렇지 않으면, $SUS_{i,t} = 0$

수식의 의미

• 기동비는 거래일의 기동 계획횟수를 초과해서 기동하는 횟수만큼 미리 정해진 기동비를 지급한다.

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

• 기동비용(SUC_i)은 비용평가위원회에서 결정한 값을 적용하며, 실제 기동횟수 ($NSUA_i$)와 계획횟수의 차이만큼 지급

• 기동비 지급조건 중 $MGO_{i,t-1} = 0$, $MGO_{i,t} > 0$는 직전시간에 발전하지 않고, 해당거래시간에 발전한 경우를 의미하고, 발전사 자기제약으로 기동한 경우는 지급조건에 해당되지 않음을 의미한다.

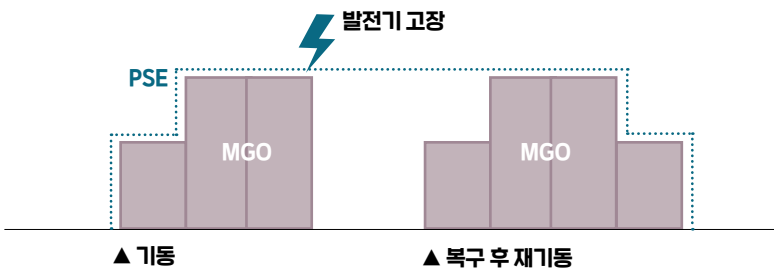
• 계획기동 횟수는 직전거래시간에 발전계획이 없고(PSE=0), 해당시간에 발전계획이있는 (PSE > 0) 경우를 말한다.

해 설

• 기동비는 기동에 소요되는 실비를 보상하는 성격의 정산금으로, 가격계획에 포함되지 않은 발전기가 급전지시로 기동하거나, 계획대비 실제 기동이 더 많은 경우, 그 차이만큼 정산된다.

• 가격결정발전계획에 반영된 발전기는 MP(≒SMP)로 정산을 받는데, SMP 결정시 한계발전기의 기동비가 SMP에 포함되므로, MP(≒SMP)로 정산되는 발전기는 기동비를 보상받았다고 볼 수 있다.

• 계획대비 실제 기동횟수가 더 많더라도, 그 사유가 자체사유에 의한 기동이면, 기동비는 지급하지 않는다. 예를들어, 아래 그림처럼, 거래일의 기동계획횟수는 1회, 실제기동 횟수는 2회이지만, 두 번째 기동은 자체 사유로 인한 고장으로 인해 발생하였기 때문에, 기동비 지급을 위한 기동횟수에는 포함되지 않는다.



예 제

• 다음 발전기의 기동비를 계산하라(SUC=3,570,000).

(단위 : MWh, 원)

T	RA	PSE	MEGW	MGO	SUAP
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	
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	

- $SUAP_i = Max[\{SUC_i \times (NSUA_i - NSUS_i)\}, 0]$
  · 실제기동횟수($NSUA_i$)는 전 시간에 계량값(MGO)이 0이고, 해당시간에 계량값(MGO)이 있을 때 기동한 것이므로, 07H에 1회, 20H 1회 기동하여, $NSUA_i = 2$,
  · 계획기동횟수($NSUS_i$)는 전 시간에 계획량(PSE)이 0이고, 해당시간에 계획량(PSE)이있을 때 기동 계획된 것이므로, 07H에 1회, $NSUS_i = 1$,

  >$SUAP_i = 3,570,000 \times (2 - 1) = 3,570,000$원

  * 기동비($SUAP_i$)는 기획대비 초과로 기동하여 계통 연결한 시간(20H)에 지급됨

02 MGSA 한계조정발전기 조정에 대한 정산

정의

• SMP의 급등을 방지하기 위해 SMP 결정시 적용되는 변동비가 조정된 발전기는 실제 변동비와 SMP의 차액을 지급한다.

$PSE_{i,t-1} = 0$, $PSE_{i,t} > 0$, $PSE_{i,t+1} = 0$ 이고,
$IGP_{i,t}$ > 계통한계가격, $NPSI_{i,t} = 1$ 이면,
이러한 발전기에 대한 거래시간의 한계발전기 조정정산금($MGSA_{i,t}$)은 다음 식에 따라 계산된다. 즉,
$Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}) = 0$ 이면 $MGSA_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,
$MGSA_{i,t} = [IGP_{i,t} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\} - MP_{i,t}] \times Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, MGO_{i,t}) \times 1{,}000$
여기서,
$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$
단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: $SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$
<개정 2008.4.22, 2013.2.28>
$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수
IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)
거래일 한계발전기조정 정산금($MSA_{i,t}$)은 다음 식에 따라 정해진다.
$MSA_i = \sum_t MGSA_{i,t}$

수식의 의미

• 한계발전기 조정 정산금(MGSA)은 SMP 급등을 방지하기 위해 조정된 GP와 실제 변동비의 차액을 보전

$PSE_{i,t-1} = 0$, $PSE_{i,t} > 0$, $PSE_{i,t+1} = 0$ 이고,
$IGP_{i,t}$ > 계통한계가격, $NPSI_{i,t} = 1$ 이면,

• 한계발전기 조정 정산금(MGSA)은 가격결정발전계획에 1시간 이내로 반영($PSE_{i,t-1} = 0$, $PSE_{i,t} > 0$, $PSE_{i,t+1} = 0$)되고, 해당 발전기의 임시발전가격($IGP_{i,t}$)이 SMP_t보다 큰 경우에 ($IGP_{i,t}$ > 계통한계가격) 정산된다.

$$MGSA_{i,t} = [IGP_{i,t} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\} - MP_{i,t}] \times Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, MGO_{i,t}) \times 1{,}000$$

• IGP는 PSE 출력량에 대한 실제 변동비 단가를 의미하므로, 한계발전기 조정 정산금 ($MGSA_{i,t}$)은 PSE 범위내에서 발전한 전력량에 대해 실제 변동비와 MP의 차액을 보전한다.

해 설

• 전력거래소는 규칙 제2.4.1조에 따라 발전비용 최적화를 위해 중앙급전발전기의 비용자료, 발전사업자가 제출한 입찰 및 발전계획자료, 전력계통의 수요예측, 발전기별 조정손실계수를 고려하여 1일 단위로 가격결정발전계획을 수립한다.

• 발전비용 최적화의 과정에서 1시간 이내로 운전하는 발전기의 발전가격(GP)은 SMP 급등을 방지하기 위하여 다음과 같이 조정된다.

$$GP_{i,t} = Min[IGP_{i,t}, [2 \times QPC_i \times A_{i,t} + LPC_i + (NLPC_i - QPC_i \times A_{i,t}^2) / A_{i,t} + SUP_{i,t} / (A_{i,t} \times TPD)] / 1{,}000 / ASTLF_{i,t}]$$

$$IGP_{i,t} = \frac{1}{A\ S\ TLF_{i,t}} \times [\,2\ QPC_i \times (\,PSE_{i,t}/TPD) + LPC_i + \frac{\sum_{t=x}^{t=y}\{\,(\,NLPC_i - QPC_i \times (\,PSE_{i,t}/TPD)^2\,) \times TPD + SUP_{i,t}\,\}}{\sum_{t=x}^{t=y} PSE_{i,t}}\,]/1{,}000$$

* $A_{i,t}$는 해당발전기의 초기입찰값

- 산식은 매우 복잡해 보이나, IGP 산식과 $[2 \times QPC_i \times A_{i,t} + LPC_i + (NLPC_i - QPC_i \times A_{i,t}^2) / A_{i,t} + SUP_{i,t} / (A_{i,t} \times TPD)] / 1{,}000 / ASTLF_{i,t}$을 비교해 보면, 1) ∑의 유무와 2)PSE와 A의 차이 밖에 없다.

- 1) MGSA는 1시간 이내로 운전되는 발전기에 해당하므로, ∑는 의미가 없고,
  2) IGP 산식에는 분모에 표시된 기동비와 무부하비를 발전 배분량(PSE)로 나누는 반면, GP는 입찰값(A)로 나누도록 하고 있다. PSE는 초기입찰값(A)의 범위내에서 결정되므로 ($PSE \le A$), $[2 \times QPC_i \times A_{i,t} + LPC_i + (NLPC_i - QPC_i \times A_{i,t}^2) / A_{i,t} + SUP_{i,t} / (A_{i,t} \times TPD)] / 1{,}000 / ASTLF_{i,t}$는 대부분의 경우에서 $IGP_{i,t}$보다 작아진다.

• 따라서 해당 발전기의 조정된 $GP_{i,t}$가 SMP로 결정되고, 이 거래시간의 SMP는 해당 발전기의 실제 IGP보다 작다. 이때, SEP로는 변동비 회수가 불가능하므로, 실제 변동비와 SEP의 차액을 MGSA 정산금으로 지급한다.

03 XGESMP SMP 결정시 제외된 발전기에 대한 추가 정산

정의

• SMP 결정 제외 발전기 정산금(XGESMP, Xtra payment for energy produced by Generator Excluded from SMP calculation)은 SMP 결정시 제외된 발전기가 SMP로 자기 변동비를 회수하지 못하는 경우, 변동비와 SMP의 차액을 지급하는 정산금이다.

가격결정발전계획의 계획발전량이 최소발전용량(MG_i) 이하로 배분되거나, 발전기가 최대 출력증가/감소하여 SMP결정시 제외되는 경우, 가격결정발전계획의 발전계획량 이 내에서 실제 발전한 전력량은 해당 발전기의 변동비와 MP의 차액을 추가로 정산한다.

즉,

$IGP_{i,t} > 0$이며, $NPSI_{i,t} = 0$ 이고 ,

$(A_{i,t-1} - A_{i,t}) > (-1) \times ARUR_i \times 60$ 또는

$(A_{i,t-1} - A_{i,t}) < ARDR_i \times 60$ 이면

$XGESMP_{i,t} = Max\{(CGE_{i,t} - SEP_{i,t}),0\}$

그렇지 않으면 $XGESMP_{i,t} = 0$

여기서,

$CGE_{i,t}$ $= QPC_i \times \{Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\}^2$
$+ LPC_i \times Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})$
$+ NLPC_i \times GF_{i,t}$

$GF_{i,t}$: 실제 발전여부 표시기로서 $MGO_{i,t} > 0$이면, $GF_{i,t} = 1$,
그렇지 않으면 $GF_{i,t} = 0$
단, 규칙 제14.10조의 적용을 받는 발전사업자가 초기입찰한 $MEGW_{i,t} > 0$이고, 제약사유코드가 7인 열병합발전기의 경우, $PSE_{i,t} \leq MEGW_{i,t}$이면, $GF_{i,t} = 0$ <단서신설2012.5.31>

$XGESMP_{i,t}$: SMP결정시 제외된 발전기에 대한 거래시간별 추가 정산금

$CGE_{i,t}$: SMP 결정시 제외된 발전기의 경우 가격결정발전계획의 발전계획량 이내에서 실제 발전한 전력량에 대한 변동비

$ARUR_i$ 및 $ARDR_i$: 제2.3.2조 제5항에서 의해 계산된 각 발전기의 출력증가/감소율

SMP 결정시 제외된 발전기에 대한 거래일 추가정산 금액($XGESMP_i$)은 다음과 같다.

$XGESMP_i = \sum_t XGESMP_{i,t}$

수식의 의미

• SMP 결정시 제외된 발전기의 변동비가 SEP보다 큰 경우 그 차액을 XGESMP로 정산 한다.

$$XGESMP_{i,t} = Max\{(CGE_{i,t} - SEP_{i,t}),0\}, \text{ 그렇지 않으면 } XGESMP_{i,t} = 0$$

• $CGE_{i,t}$는 해당 출력구간대의 실제 변동비를 의미하므로, SEP로 변동비를 회수하지 못하는 경우, 그 손실을 보전

해 설

• 가격결정발전계획 수립시 SMP 결정 자격이 없는 발전기(NPSI=0)는 SMP를 결정할 수 없고, 그 발전기보다 변동비가 낮은 발전기가 SMP를 결정한다.
- SMP 결정자격이 없는 경우는,
1) 발전기의 최소발전용량 이하로 발전력이 배분되는 경우
2) 발전기가 최대 속도로 출력을 증발 또는 감발하는 경우

• 이때 해당 발전기는 SEP로 변동비를 회수할 수 없으므로, 변동비와 SEP의 차액을XGESMP로 보상한다.

04 EBCO 시운전 전력량에 대한 정산금

정 의

• 상업운전 이전의 중앙급전 발전기가 생산한 전력량에 대해서는 거래일의 가중평균 시장가격(MP)으로 정산한다.

상업운전 이전에 발전사업자가 성능시험 등을 목적으로 전력거래소에 발전을 요청하고, 전력거래소에서 발전하도록 지시한 경우, 시운전 발전기가 생산한 전력량은 거래일의 가중평균 시장가격(MP)으로 정산한다. <목번호 신설 2016.5.12.>

즉,

$EBCO_i = WMP_i \times \sum_t MGO_{i,t} \times 1{,}000$

여기서,

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

WMP_i : 거래일 가격결정발전계획에 적용하는 시간대별 수요로 가중을 준 평균 MP(원/kWh).

즉,

$MP_{i,t}$: $\{Max(Min(SMP_t, PC), SP_{i,t})\} \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t} : SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

<개정 2008.4.22, 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

EDt : 가격결정발전계획에 적용된 시간대별 예측수요(MWh)

수식의 의미

$$EBCO_i = WMP_i \times \sum_t MGO_{i,t} \times 1{,}000$$

• 상업운전 이전의 중앙급전 발전기의 계량전력량(MGO)은 거래일 예측수요 가중평균 MP로 정산

해 설

- 상업운전 이전의 중앙급전 시운전 발전기는 급전지시에 따른 운전이 아닌, 자체적 시험을 목적으로 운전하는 발전기이므로, 시간대별 SMP를 적용하지 않고, 가중평균 MP를 적용한다.

- EBCO는 상업운전 이전의 시운전에 해당하는 정산금이다. 상업운전을 이미 시작한 발전기가 계획예방정비 중 시험을 위해 운전하는 시운전시 EBCO가 적용되지 않는 점을 주의하여야 한다.

- 참고로, 상업운전 이전의 시운전 발전기는 기동비와 CP를 지급하지 않는다. 다만, 전력거래소는 안정적인 계통운영을 위해 필요하다고 판단되는 경우, 시운전 계획과 달리 발전출력을 지시할 수 있고(제14.3조), 이때의 정산금은 상업운전 발전기의 정산기준을 적용한다.

05 TETP 배출권 거래비용에 대한 정산

정 의

• 탄소 배출권 거래제 시행('15.1)에 따라 발전부문에 배출권거래비용이 발생, 배출권 비용은 발전량에 비례하여 발생하는 변동비적 성격의 비용으로, 거래비용의 일부를 시장에서 정산한다.

발전사업자의 배출권거래비용은 비용위원회에서 정한 배출권거래비용을 익월 거래시간별로 균등 배분하여 발전기에 적용한다. 즉,

$$TETP_{i,t} = ETP_g \times \frac{1}{NT} \times \frac{\sum_t MGO_{i,t}}{\sum_i \sum_t MGO_{i,t}}$$

여기서,

(단, 배출권거래비용 정산 대상발전기에 적용한다)

$TETP_{i,t}$ (Total Emission Trading payment) : 거래시간별로 적용된 배출권거래비용에 대한 정산금

ETP_g (Emission Trading payment) : g 발전사업자의 배출권거래비용에 대한 정산금

NT (Number of Trading periods in a month) : 1개월 동안의 거래시간

$\sum_t MGO_{i,t}$: g 발전사업자 i 발전기의 연간 계량전력량의 합

$\sum_i \sum_t MGO_{i,t}$: g 발전사업자의 연간 계량전력량의 합

수식의 의미

$$TETP_{i,t} = ETP_g \times \frac{1}{NT} \times \frac{\sum_t MGO_{i,t}}{\sum_i \sum_t MGO_{i,t}}$$

• 배출권 거래비용 정산금은 비용평가위원회에서 회원사 별로 결정된 배출권 거래비용 ($ETP_{i,t}$)을 해당월의 거래시간으로 나누어($\frac{1}{NT}$), 대상 발전기의 계량전력량 비중에 따라 ($\frac{\sum_t MGO_{i,t}}{\sum_i \sum_t MGO_{i,t}}$) 시간대별로 정산

해 설

• 배출권 거래가 도입됨에 따라 배출권 거래비용의 일부를 시장에서 정산하고자 2015년 3월에 도입된 제도이다.

• 배출권 거래비용은 1개년의 이행년도에 대해 연 1회 정산을 원칙하고, 시장에서 정산하는 배출권 거래비용($ETP_{i,t}$)은 발전사업자의 실제 배출권 구매비용을 한도로 과거 배출량, 동일 전원 배출량 등을 고려하여 결정한다.

06 ACP 예방정비 일정 변경에 대한 정산

정 의

- ACP(Added Capacity Payment) 정산금은 전력거래소의 지시로 예방정비 일정을 변경하여 용량요금(CP)의 손실이 발생한 경우, 그 손실을 보전해 주는 정산금으로, 조정 전 기간의 시간대별 용량가격계수와 조정 후 기간의 시간대별 용량가격 계수를비교하여 정산한다.

전력거래소가 전력계통의 안정 운영을 위해서 사업자가 제출한 예방정비 일정을 시간대별용량가격계수가 낮은 기간에서 높은 기간으로 변경한 경우에 지급하는 정산금은 다음과 같다. <개정 2014.11.3.> <개정 2015.3.17.>

가. 일반발전기(복합, 수력 및 양수를 제외한 발전기)

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

$ACP_{i,t}$ = $Max((PMA_i - Min(A_{i,t}, RA_{i,t}, Max(MGO_{i,t}, FCA_{i,t}))), 0) \times (DCF_i + \beta) \times ACTF \times 1{,}000$

여기서,

DCF_i = $RCP_i \times RCF_i \times [Max\{(TCF_d - TCF_{bd}) \div AOHD, 0\}] \times FSF_i$
<개정 2015.3.17. 2016.10.31.>

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

PMA_i : 발전기가 전년도 예방정비 기간을 제외한 기간동안의 용량정산금 정산에 반영된 공급가능용량의 합계를 예방정비기간을 제외한 기간으로 나눈 예방정비발전기 설비용량(kW) [신설 2008.10.31]

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

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

TCF_d : 예방정비일정 조정 후 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계
<개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

TCF_{bd} : 예방정비일정 조정 전 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계
<개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

AOHD : 조정 후 예방정비기간(시간단위)[신설 2015.3.17.]

FSF_i : 연료전환성과계수 [신설 2016.10.31.]

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

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

$OR_{i,t}$: $RA_{i,t} \le OFCA_{i,t}$ 이면 $RA_{i,t}$와 같고, 그렇지 않으면($RA_{i,t} > OFCA_{i,t}$) 운영 발전계획에서 반영된 공급용량 또는 예비력으로서, $DAOS_{i,t} > 0$이면 $OR_{i,t} = RA_{i,t}$ 이고, 그렇지 않으면($DAOS_{i,t} = 0$) $OR_{i,t} = Min(SRSC_{i,t} + RRSC_{i,t}, RA_{i,t})$임.

단, 제2.3.2조 제1항에 의하여 제출한 최소정지시간(MDT_i) 또는 최소운전시간(MUT_i)이 3시간을 초과하거나, 제2.3.2조 제5항에 의해 계산된 발전기의 출력증가($ARUR_i$) 또는 출력감소($ARDR_i$)가 5MW/분 미만이거나, 또는 자동운전발전제어 운전(제2.3.2조 제1항에 의해 제출한 자료)이 불가능한 발전기는 $OR_{i,t}$을 0으로 한다.

$DAOS_{i,t}$: 운영발전계획에서 배분된 발전기별 에너지발전량이며, 운영발전계획을 재수립한 경우는 마지막 계획을 적용한다.

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

ACTF : 계획예방정비계획 조정 플래그이며, 거래소가 계획예방정비계획을 조정하면 1, 그렇지 않으면 "0"임[신설 2008.10.31]

각 발전기의 거래일 추가용량정산금(ACP_i)은 다음과 같다.

$$ACP_i = \sum_t ACP_{i,t}$$

나. 복합 및 수력발전기<개정 2008.10.31>

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

$ACP_{i,t} = PMA_i \times PRAF_i \times (DCF_i + \beta) \times ACTF \times 1{,}000$ <개정 2008.10.31>

여기서,

$DCF_i = RCP_i \times RCF_i \times [Max\{(TCF_d - TCF_{bd}) \div AOHD, 0\}] \times FSF_i$ <개정 2015.3.17.,2016.10.31.>

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

PMA_i : 개별 예방정비발전기 설비용량(kW)[신설 2008.10.31]

$PRAF_i$: 발전기가 전년도 예방정비 기간을 제외한 기간 동안의 설비용량대비 공급가능용량 입찰률[신설 2008.10.31]

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

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

TCF_d : 예방정비일정 조정 후 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계 <개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

TCF_{bd} : 예방정비일정 조정 전 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계 <개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

AOHD : 조정 후 예방정비기간(시간단위) [신설 2015.3.17.]

FSF_i : 연료전환성과계수 [신설 2016.10.31.]

ACTF : 계획예방정비계획 조정 플래그이며, 전력거래소가 계획예방정비계획을 조정하면 "1", 그렇지 않으면 "0"임<개정 2008.10.31.>

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

각 발전기의 거래일 추가용량정산금(ACP_i)은 다음과 같다.

$$ACP_i = \sum_t ACP_{i,t}$$

다. 양수발전기

양수발전기의 계획예방정비계획 조정시에는 다음 식에 따라 조정 전 예방정비기간 동안 거래시간 단위로 추가용량요금($ACP_{i,t}$)을 지급한다. 즉,

$$ACP_{i,t} = PMA_i \times (DCF_i + \beta) \times \zeta_i \times ACTF \times 1{,}000$$ <개정 2008.10.31.>

여기서,

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

<개정 2015.3.17.,2016.10.31.>

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

PMA_i : 예방정비용량으로 예방정비 개별 발전기의 최대발전용량(MGC)을 적용한다 (kW)[신설 2008.10.31]

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

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

TCF_d : 예방정비일정 조정 후 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계 <개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

TCF_{bd} : 예방정비일정 조정 전 예방정비기간의 시간대별용량가격계수 합계 <개정 2008.10.31., 2014.11.3., 2015.3.17.>

AOHD : 조정 후 예방정비기간(시간단위) [신설 2015.3.17.]

FSF_i : 연료전환성과계수 [신설 2016.10.31.]

ACTF : 계획예방정비계획 조정 플래그이며, 전력거래소가 계획예방정비계획을 조정하면 "1", 그렇지 않으면 "0"임<개정 2008.10.31.>

ζ_i : 양수발전기별 용량가격지급률이며 이 계수의 결정 절차는 제2장 제2절에 따른다. <개정2004.4.22>

β : 용량가격 보정계수이며, 이 계수의 결정절차는 제2장 제2절에 따른다. [신설 2008.10.31]

각 발전기의 거래일 추가용량정산금($ACP_{i,t}$)은 다음과 같다.

$$ACP_i = \sum_t ACP_{i,t}$$

수식의 의미

• 전력거래소의 지시로 예방정비기간을 조정(비피크기간 → 피크기간)하여 CP의 손실이 발생한 경우, ACP 정산금을 통해 CP손실을 보전

• ACP는 계획예방정비 조정으로 인해 발생한 CP손실에 해당하는 금액을 산정용량과 곱해서 정산하는데,
- CP손실 단가를 의미한 DCF_i는 예방정비기간 조정 전과 후의 시간대별 용량가격계수 차이의 평균값에 따라 달라지고,(Max{(TCF_d - TCF_{bd})÷AOHD,0})
- 산정용량은 전원별로 다음과 같이 결정된다.

구분	산정용량
일반발전기	전년도 용량정산금 지급기준 용량 - 해당기간 입찰용량
복합 및 수력발전기	전년도 설비용량 대비 공급가능용량 입찰률 × 설비용량
양수발전기	설비용량 × 용량가격 지급률

• 복합발전기가 GT 예방정비로 인하여 감발된 용량산정시 ST의 감발용량은 GT 설비용량의 반으로 한다.

해 설

• 전력거래소는 전력계통의 수급 안정을 위해 필요한 경우, 발전사의 정비일정을 조정할 수 있다.

• ACP 정산대상이 되기 위해서는 1) 규칙 제5.9.2조에 의해 전년도 4월 말까지 제출한 최종 발전기 정비일정이, 2) 전력거래소의 조정에 의해서, 3) 시간대별 용량가격계수(TCF)가 낮은 기간에서 높은 기간으로 변경되는 경우에 해당한다.

07 SUSBC / HSUSBC 기동대기 발전기에 대한 정산

정 의

• 수요감소 등의 이유로 발전기 계통연결을 지시했다가 계통연결을 취소하거나, 신속한 계통연결을 위해 열간으로 발전기를 기동대기 시키는 경우, 기동대기 정산금을 지급한다.

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

① 계통연결 지시로 기동대기한 비용정산

전력거래소에서 발전사업자에게 계통연결을 지시하고, 계통연결 전에 계통연결 지시를 취소한 경우에는 기동대기 시작시간부터 기동대기 마지막시간에 들어간 비용은 다음과 같이 정산한다. 단, 계통연결 대기시간이 거래일 2일 이상 지속되는 경우에는 연속되는 시간을 고려하여 거래일별로 정산한다. <개정 2011.12.2>

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

여기서,

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

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

TH_i : 기동대기시작시간부터 기동대기마지막시간까지 소요되는시간(계통연결 대기시간)

$TH_i = \sum_t TH_{i,t}$

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

기동대기마지막시간 : 전력거래소가 계통연결을 취소한 시간 또는 계통연결예정시간을 지나서 계통연결된 시간

각 발전기의 거래일 기동대기발전기 정산금은 다음과 같다.

$SUSBC_i = \sum_t SUSBC_{i,t}$

② 발전기가 열간(HOT) 기동대기한 경우의 비용정산 [신설 2011.12.2]

전력거래소가 안정적 계통운영을 위해 발전기의 신속한 계통연결을 목적으로 발전사업자에게 열간(HOT) 기동대기 지시를 한 경우 비용은 다음과 같이 정산한다.

단, 열간 기동 대기시간이 거래일 2일 이상 지속되는 경우에는 연속되는 시간을 고려하여 거래일별로 정산한다.

즉, $HSUSBC_{i,t} = (\frac{SUC_i}{SUH_i} \times HSUTH_{i,t} \times HSUF) + (HSBTH_{i,t}) \times SUC_i \times HCR.$

$HSUSBC_{i,t}$: 전력거래소 지시에 의한 시간대별 기동대기 정산금

HSUF : 열간 기동대기 이후 계통연결 여부를 구분하는 표시기 (계통연결이 이뤄진 경우 "0", 계통연결이 이뤄지지 않고 열간 기동대기상태가 취소된 경우 "1")

$HSUTH_i$: 열간 기동대기를 위한 기동시간 (열간 기동대기를 위한 기동준비 시작시간부터 기동준비 마지막시간까지 소요되는 시간)

$HSUTH_i = \sum HSUTH_{i,t}$

$HSBTH_i$: 열간 기동대기 상태시간(열간 기동대기 시작시간부터 열간 기동대기 마지막 시간까지 소요되는 시간)

$HSBTH_i = \sum HSBTH_{i,t}$

기동준비 시작시간 : 열간 기동대기 시작시간에서 기동시간(SUH_i)을 뺀 시간

기동준비 마지막시간 : 열간 기동대기 시작시간 이전 열간 기동대기 준비가 완료 또는 취소된 시간

열간 기동대기 시작시간 : 전력거래소에서 지시한 열간 기동대기 시작시간

열간 기동대기 마지막시간 : 열간 기동대기 시작시간 이후 계통연결 또는 열간 기동대기가 취소된 시간

HCR : 열간 기동대기시 시간대별 기동대기 정산금 지급률(35%를 적용하며, 비용평가위원회에서 변경할 수 있음)

각 발전기의 거래일 열간 기동대기 발전기 정산금은 다음과 같다.

$HSUSBC_i = \sum_t HSUSBC_{i,t}$

수식의 의미

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

• 기동대기 정산금($SUSBC_{i,t}$) 은 한시간 기동비 ($\frac{SUC_i}{SUH_i}$) 에 기동대기 시간($TH_{i,t}$)을 곱하여 산정한다.

$$HSUSBC_{i,t} = (\frac{SUC_i}{SUH_i} \times HSUTH_{i,t} \times HSUF) + (HSBTH_{i,t}) \times SUC_i \times HCR$$

• 열간 기동대기 정산금($HSUSBC_{i,t}$)은 한시간 기동비 ($\frac{SUC_i}{SUH_i}$) 에 기동대기 시간($TH_{i,t}$)을 곱하여 산정한 금액과, 기동비에 열간기동대기 정산금 지급률을 반영한 금액($SUC_i \times HCR$)을 추가로 정산받는다.

해 설

• 전력거래소는 실시간 전력수요에 맞춰 전력계통을 안정적으로 운영하기 위해 계통연결 지시를 취소할 수 있다. 이때, 발전기 기동에 필요한 비용이 소요되므로 기동 대기비용을 지급한다.

• 열간기동대기는 2011년 이후 변경된 내용으로, 급변하는 수요에 맞춰 발전기를 신속하기 투입시키기 위해 발전기를 열간(HOT) 상태로 대기하는 것을 말하며, 이때는 추가 비용을 지급한다.

예 제

• 다음 발전기의 기동대기비용 정산금을 계산하라.

[03:00] 07:00 연결지시 (전력거래소) 》 [04:00] 기동준비 시작 (발전사) 》 [06:00] 연결 취소 (전력거래소)

• 기동비 : 3,000,000원
• 기동소요시간 : 3시간

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

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

• 기동준비시간($TH_{i,t}$) = 2시간(04:00~06:00)

> $SUSBC_{i,t}$ = 1,000,000 × 2 = 2,000,000원

08 XEGW 입찰량을 초과하여 급전지시한 발전기의 정산

정의

• 공급가능용량 초과 발전량 정산금(XEGW, payment for eXtra Energy produced over Generator's availability by the order of SO)은 전력거래소의 급전지시에 따라 입찰량을 초과하여 발전한 경우, 입찰량 초과 발전량에 대해 CP와 에너지 정산금을 지급하는 정산금이다.

전력거래소가 전력계통의 안정운영을 위해서 발전기의 공급가능용량 이상으로 급전지시를 하거나, 발전기의 정비 또는 시험일정을 변경하는 경우에는 다음과 같이 정산한다. 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대해서는 시장정산금과 변동비 중 큰 값으로 정산하고, 발전기의 실제 공급가능용량에 대해서는 용량가격으로 정산한다. 즉,

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

단, 수력 및 양수발전기는 정산하지 않는다.

여기서,

공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산은 다음과 같다.

$MGO_{i,t} \le Min(RA_{i,t}, FCA_{i,t})$이면, $XSCON_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

$XSCON_{i,t} = Max(XMP_{i,t}, XVC_{i,t})$

$$XMP_{i,t} = [Min\{MGO_{i,t}, Min(RA_{i,t}, FCA_{i,t}) + XEOGA_{i,t} - MIN(\varepsilon, MGO_{i,t} - RA_{i,t})\} - Min(RA_{i,t}, FCA_{i,t})] \times MP_{i,t} \times 1{,}000$$

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

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

발전기의 실제 공급가능용량에 대한 정산은 다음과 같다.

① 일반발전기

$$XCP_{i,t} = [\{Min(RA_{i,t}, FCA_{i,t}) + XEOGA_{i,t}\} - Min\{A_{i,t}, RA_{i,t}, Max(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}] \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$$

단, 원자력발전기는 다음과 같다.

$$XCP_{i,t} = [\{Min(RA_{i,t}, FCA_{i,t}) + XEOGA_{i,t}\} - Min\{A_{i,t}+2, RA_{i,t}+2, Max(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}] \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$$

② 복합발전기

$XCP_{i,t}$ = [Min{($RA_{i,t}$, $FCA_{i,t}$) + $XEOGA_{i,t}$} - Min{$RA_{i,t}$, $TA_{i,t}$, Max($MGO_{i,t}$, $FCA_{i,t}$)}] × ($HCF_{i,t}$ + β) × 1,000

여기서,

XEGW : 발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 전력거래소가 지시한 경우, 초과 발전량에 대한 정산금

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

XVC : 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비

XEOGA : 전력거래소 지시로 발전기의 입찰량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과 전력량

XCP : 전력거래소 지시에 의한 발전기의 추가 용량정산금

수식의 의미

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

• XEGW는 에너지 정산금에 해당하는 XSCON과 용량요금에 해당하는 XCP으로 산정

$$MGO_{i,t} \leq Min(RA_{i,t}, FCA_{i,t})\text{이면, } XSCON_{i,t} = 0$$

• 계량값이 입찰량보다 작으면, 입찰초과발전량이 없으므로 $XSCON_{i,t}$ = 0

$$XSCON_{i,t} = Max(XMP_{i,t}, XVC_{i,t})$$

• XSCON은 입찰량 초과 발전량에 대해 MP로 산정한 정산금($XMP_{i,t}$)과 변동비로 산정한 금액($XVC_{i,t}$) 중 큰 값으로 정산

$XCP_{i,t}$ = [{Min($RA_{i,t}$, $FCA_{i,t}$) + $XEOGA_{i,t}$} - Min{$A_{i,t}$, $RA_{i,t}$, Max($MGO_{i,t}$, $FCA_{i,t}$)}] × ($HCF_{i,t}$ + β) × 1,000

• 일반발전기의 XCP는 발전한 전력량에서 지급받는 CP를 차감한 량만큼 정산
  - 원자력발전기는 지급받는 CP 산정시 허용오차(+2MWh)를 반영,
  - 복합발전기는 지급받는 CP 산정시 초기입찰값(A) 대신, 온도보정입찰값(TA)를 반영하는 것 외에는 일반발전기의 XCP 산정식과 다르지 않다.

해 설

• 입찰량을 초과하여 급전지시한 발전기에 대한 정산금(XEGW)은 계통상황으로 인해 발전기 정비 또는 시험을 연기시킨 경우 지급한다. 예정된 정비 때문에 초기입찰시 0 으로 입찰한 발전기가 전력거래소 지시로 정비를 연기하고 실제 발전하는 경우, CP는 Min(A, RA)로 산정되므로 CP를 받을 수 없고, 공급가능용량을 초과하는 발전량은 정산하지 않으므로, 에너지 정산금 또한 받을 수 없다. 이때의 CP와 에너지 정산금을 XEGW로 정산한다.

• XEGW 정산금이 도입될 당시와 현재 운영의 차이가 있다. 상기 산식에서 보는 바와 같이 XCP는 초과 발전량까지만 지급하도록 하고 있으므로, 급전지시로 감발하는 경우, 감발량에 대해서는 CP를 정산을 받지 못한다.

• 따라서 전력거래소로부터 정비 연기 지시를 받은 발전사는 반드시 실제 공급가능용량으로 변경입찰을 해야 한다. 변경입찰을 하지 않는 경우, CP는 계량값으로 산정되므로 CP 손실이 발생할 수 있다. 에너지 정산금의 경우, 변경입찰을 하면 SCON으로, 하지 않으면 XSCON으로 정산되는데, XSCON 산정시 변동비에는 무부하비가 포함되지 않으므로 SCON 대비 작아 질 수 있다.

구분	변경입찰 이행	변경입찰 미이행
초기입찰(A)	0	0
변경입찰(RA)	500	0
계량값(MGO)	450	450
XCP Q	500	450

예 제

• 다음 발전기의 입찰량 초과발전 정산금($XEGW_{i,t}$)을 계산하라.

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

	》	
12.11 [01H] AGC 운전하여 278MWh 발전		

T	A	RA(FCA)	MGO	RCP	RCF	TCF	FSF	ß
1	0	300	278	10.070	0.9357	0.3765	1.0224	0

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

* 변경입찰(300) 했으므로 $MGO_{i,t} \leq Min(RA_{i,t}, FCA_{i,t})$, $XEOGA_{i,t} = 0$

· $XSCON_{i,t} = MGO_{i,t}(278) \leq Min(RA_{i,t}(300), FCA_{i,t}(300))$이므로 0
→ 278MWh의 발전량은 SCON 정산

· $XCP_{i,t}$ $= [\{Min(RA_{i,t}, FCA_{i,t}) + XEOGA_{i,t}\} - Min\{A_{i,t}, RA_{i,t}, Max(MGO_{i,t}, FCA_{i,t})\}] \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1{,}000$
$= [\{Min(300, 300) + 0\} - Min\{0, 300, Max(278, 300)\}] \times (10.070 \times 0.9357 \times 0.3765 \times 1.0224 + 0) \times 1{,}000$
$= 1{,}088{,}111$원

> $XEGW_{i,t}$ = 0 + 1,088,111원 = 1,088,111원

09 AASCON 복합발전기의 저출력구간 추가 정산금

정의

• 복합발전기가 계통제약으로 저출력 운전을 하는 경우, 계통제약발전 정산금(SCON)으로 실제 변동비를 회수하지 못하는 경우가 발생한다. 이때 발생하는 손실을 보전하기 위해 실제 변동비와 SCON의 차액에 해당하는 AASCON(Additional Adjust SCON)을 정산한다.

2기 이상의 발전기로 구성된 복합발전기가 계통제약으로 운전되는 기간동안 비용평가성능시험시 운전조건과 실제운전 조건차이로 인한 발전효율 차이가 발생하는 경우 추가정산금 (AASCON : Additional Adjust SCON)을 다음과 같이 산정한다.

$AASCON_{i,t}$ = MAX($ASCON_{i,t}$-$SCON_{i,t}$, 0)

$ASCON_{i,t}$ = $FASCON_{i,t}$ + $SASCON_{i,t}$

여기서,

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

$SASCON_{i,t}$: 복합발전기가 20%~50%이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비

$$FASCON_{i,t} = [QPC_{i,g} \times [Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)^2 - Min\{RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})\}^2] + LPC_{i,g} \times [Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon) - Min\{RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})\}] + NLPC_{i,g} \times CONF_{i,t} \times FASCONF_{i,t}$$

여기서,

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

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

$NLPC_{i,g}$: 가스터빈(GT) 1기준으로 산정된 가격상수

$FASCONF_{i,t}$: 복합발전기 20%이하 출력에서 자기변동비 재산정 여부 표시기로서, $0 < MGO_{i,t} \le RA_{i,t} \times 0.2$ 이고, $RA_{i,t} > MGC_i \times 75\%$ 이면, $FASCONF_{i,t}$ = 1, 그렇지 않으면 0

$$SASCON_{i,t} = [QPC_{i,m} \times [Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon)^2 - Min\{RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})\}^2] + LPC_{i,m} \times [Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}+\varepsilon) - Min\{RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t})\}] + NLPC_{i,m} \times CONF_{i,t}] \times SASCONF_{i,t} \times ASCONF_{i,t}$$

여기서,

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

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

$NLPC_{i,m}$: 전체호기 운전조합기준으로 산정된 가격상수

$SASCONF_{i,t}$: 복합발전기가 20% 초과, 50%이하 출력에서 자기변동비 재산정 여부 표시기로서,
$RA_{i,t} \times 0.2 < MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 0.5$ 이고 $RA_{i,t} > MGC_i \times 75\%$ 이면,
$SASCONF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

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

- $(RA_{i,t+1} > MGC_i \times 75\%$이고, $MGO_{i,t+1} \geq RA_{i,t+1} \times 50\%)$ 또는 $(RA_{i,t+2} > MGC_i \times 75\%$이고 $MGO_{i,t}+2 \geq RA_{i,t+2} \times 50\%)$ 또는 $(RA_{i,t+3} > MGC_i \times 75\%$이고 $MGO_{i,t+3} \geq RA_{i,t+3} \times 50\%)$
- 안정적 계통운영을 위해 전력거래소 급전지시에 의해 일정시간 낮은 출력수준을 유지하게 되는 경우

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

수식의 의미

$$AASCON_{i,t} = MAX(ASCON_{i,t} - SCON_{i,t}, 0)$$

- ASCON은 복합발전기 저출력구간 운전시의 실제 변동비로, 실제 변동비와 SCON의 차액을 정산($ASCON_{i,t} < SCON_{i,t}$ 이면 정산하지 않음)

- FASCON과 SASCON은 CC기준 20%이하와 20%~50%이하 출력구간에서 발전할 경우, 소요되는 실제 변동비로, 해당 출력구간대에서 재산정 된 2차 증분가격계수, 1차 증분가격계수 및 가격상수로 계산

- FASCON의 지급 조건은, 1) 입찰값이 최대발전용량의 75%를 초과하고, 2) 해당출력구간대로 운전하여야 하고, SASCON은, 상기 두 가지 조건과 해당 거래시간 3시간이내에 계량값이 RA의 50%이상 발전, 또는 '저출력 유지' 급전지시가 있어야 한다.

해 설

• 복합발전기는 저출력 구간에서 운전시에 효율이 떨어지기 때문에, 계통제약으로 저출력 운전을 유지하는 경우, 계통제약 발전 정산금으로 변동비를 회수하지 못하는 경우가 발생한다. AASCON은 복합발전기가 계통제약으로 저출력 운전시 발생하는 손실을 보전하기 위한 정산금으로 2016년 5월에 도입된 정산금이다.

• AASCON은 발전기 계통연결 이후 출력 증발 중에 일시적으로 발생하는 저출력구간과, 계통제약으로 인해 급전지시에 따라 저출력을 유지하는 구간동안 지급된다.

- 계통연결 후 증발과정에서 발생하는 일시적 저출력 구간 동안 AASCON을 지급받기 위해서는 해당 거래시간 3시간 이내에 계량값이 RA의 50%이상이 되어야 한다.(AASCONF)
- 송전제약 등의 계통제약으로 저출력을 유지하는 동안의 AASCON을 지급받기 위해서는 비용평가시 해당 출력구간대의 발전기 운전대수와 실제 운전대수의 차이로 인해 발전효율의 차이가 발생해야 한다.

  예를 들어, GT#1 100MW, GT#2 100MW, ST 100MW 의 복합발전기가 급전지시에 따라 140MW(RA의 46%)로 운전한 경우, AASCON을 지급받기 위해서는, 비용평가시 140MW 출력 구간대 1:1 운전 기준으로 비용을 측정하였기 때문에, 실제 운전을 1:1로 했을 경우에는 지급대상이 아니고, 2:1로 운전한 경우에만 AASCON 지급대상이 된다.
- 다만, 2:1로 CC의 50% 미만 운전이 가능한 발전기는 많지 않고, 특별한 경우를 제외하고는 2:1로 저출력 지시를 하지 않으므로, AASCON은 주로 계통연결 후 증발 중에 발생하는 일시적 저출력 구간에서 발생한다.

예 제

• 다음 복합발전기의 AASCON을 계산하라.

$QPC_{i,g}$	203.2064	$QPC_{i,m}$	9.906312
$LPC_{i,g}$	9,253.64	$LPC_{i,m}$	72,261.66
$NLPC_{i,g}$	25,693,695.86	$NLPC_{i,m}$	20,636,767.62

(단위 : MWh, 원)

T	RA(FCA)	MEGW	PSE	MGO	ε	SCON	MGC
2	936	0	0	0	4.68	0	1,015
3	936	0	0	0	4.68	0	1,015
4	940	0	0	35.236669	4.7	10,425,421	1,015
5	940	0	0	152.702019	4.7	21,799,076	1,015
6	940	0	0	378.937211	4.7	43,719,251	1,015
7	940	0	0	817.107283	5	86,229,488	1,015
8	936	0	0	758.347135	5	80,524,468	1,015

- $AASCON_{i,t}$ = MAX($ASCON_{i,t}$-$SCON_{i,t}$, 0)

· $ASCON_{i,t}$ = $FASCON_{i,t}$ + $SASCON_{i,t}$

· $FASCON_{i,t}$ 과 $SASCON_{i,t}$은 변동비 산정시 QPC, LPC, NLPC 대신에 $QPC_{i,g}$, $LPC_{i,g}$, $NLPC_{i,g}$, 그리고 $QPC_{i,m}$, $LPC_{i,m}$, $NLPC_{i,m}$를 각각 적용

· AASCON 지급대상이 되기 위해서는 해당 거래시간 3시간 이내에 계량값이 RA의 50%이상이 되어야 함.

> 거래시간대별 $AASCON_{i,t}$ 은,

T	SCON	$FASCON_{i,t}$	$SASCON_{i,t}$	$ASCON_{i,t}$	$AASCONF_{i,t}$	$AASCON_{i,t}$
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	10,425,421	26,272,069	0	26,272,069	1	15,846,648
5	21,799,076	31,845,093	0	31,845,093	1	10,046,017
6	43,719,251	0	49,441,879	49,441,879	1	5,722,628
7	86,229,488	0	0	0	1	0
8	80,524,468	0	0	0	1	0

10 ASUAP 복합발전기 GT 재기동 정산금

정 의

• 복합발전기의 기동비($SUAP_i$)는 CC로 정산되기 때문에, 일부 GT가 정지 후 재기동하는 경우에는 정산되지 않는다. 급전지시로 일부 GT가 정지 후 재기동시 GT 재기동비($ASUAP_i$, Additional SUAP)를 지급한다.

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

$ASUAP_i$ = $SUC_{pi} \times NSUA_{pi}$

여기서,

SUC_{pi} : 가스터빈(GT) 기준 기동비용

$NSUA_{pi}$: 거래일 복합발전기가 계통제약 운전중 일부 가스터빈(GT) 재기동 횟수

$NSUA_{pi} = \sum_t SUA_{pi,t}$

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

여기서,

$CONF_{i,t}$: 계통제약발전 여부 표시기로서 $PSE_{i,t} = 0$이며, $MGO_{i,t} > 0$이고, $PSE_{i,t} \geq MEGW_{i,t}$이면 $CONF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

$PSUF_{i,t}$: 일부 가스터빈 재기동 대상여부 표시기로써, 대상이면 '1', 그렇지 않으면, '0'

단, 발전사업자의 사유로 기동하는 경우에는 정산하지 않는다.

수식의 의미

GT 재기동비 = GT 기동비(SUC_{pi}) × GT 재기동 횟수

• GT 기동비(SUC_{pi})는 비용평가위원회에서 결정된 값을 적용하고, GT 재기동 횟수는 급전지시에 따라 일부 GT가 정지 후 재기동 한 횟수를 적용

해 설

- 전력거래소는 수요가 급변하는 시간대(평일 점심시간, 새벽시간 등)에 변화하는 수요에 대응하기 위해 복합발전기의 일부 GT를 정지 또는 기동시킬 수 있다.

- 계통제약으로 정지된 발전기를 기동시킬 때에는 기동비(SUAP)를 지급한다. 하지만, 운전중인 복합발전기의 일부 발전기를 정지 후 재기동하는 경우, 실제 기동비용은 소요되지만, 별도의 기동비가 지급되지 않는다. 이러한 비용을 보전하기 위해 2016년 5월부터 도입된 정산금이다.

11 HASUAP 열제약 발전 기동비

정 의

• 발전사 자체제약으로 기동하는 경우, 기동비는 지급되지 않으나, 열제약 발전을 위해 기동하는 경우에 한해 열제약 기동비(HASUAP$_i$, Heat Additional SUAP)를 일부 지급한다.

발전기가 1번 또는 7번 제약사유로 입찰하여 기동하는 경우 기동비(HASUAP: Heat Additional SUAP)를 추가 정산한다.

$$HASUAP_i = SUC_i \times 1/(1+HR_i) \times NHSUA_i$$

여기서,

SUC_i : 발전기별 기동비용

HR_i : 열공급발전기의 열과 전기 생산비율(열전비)

$NHSUA_i$: 거래일에 1번 또는 7번 제약사유로 입찰하여 발전기가 실제 기동하는 횟수

$NHSUA_i = \sum_t HSUA_{i,t}$

- 거래기간동안 $MGO_{i,t-1} = 0$ 이며, $MGO_{i,t} > 0$ 이고, $PSE_{i,t} = 0$ 이고, 입찰시 제약코드 = '1 또는 '7' 인 경우, $HSUA_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 = 0 <개정 2016.12.30.>

수식의 의미

$$HASUAP_i = SUC_i \times 1/(1+HR_i) \times NHSUA_i$$

• 열공급 발전기가 열제약 운전을 위해 기동하는 경우, 열전비(HR_i)에 따라서 실제 소요되는 기동비용(SUC_i)의 일부를 지급

해 설

• 발전기가 자기제약으로 기동하는 경우에는 기동비를 지급하지 않는다. 하지만, 열공급 발전기가 열제약으로 기동하는 경우(제약 코드 1번 또는 7번), 열전비(HR)에 따라 기동비를 일부 지급하도록 2016년 5월에 도입된 정산금이다.

• 열전비(HR, Heat Ratio)는 열공급발전기의 전기생산용량 대비 열생산용량 비율(열생산용량 ÷ 전기생산용량)로써, 소내 소비를 제외한 유효 생산용량을 의미한다. 따라서, 열전비가 낮을수록, 다시 말해 전기생산 비율이 높을수록 많은 기동비를 지급 받게 된다.

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

예 제

• 다음 발전기의 열제약 기동비를 계산하라(SUC=2,750,000, HR=1.5425).

(단위 : MWh, 원)

T	RA	PSE	MEGW	제약코드	MGO	HASUAP
1	300	-	-	-	-	
2	300	-	-	-	-	
3	300	-	-	-	-	
4	300	-	-	-	-	
5	300	-	-	-	-	
6	300	-	50	11	49	
7	300	-	140	11	138	
8	300	-	230	11	229	
9	300	-	230	11	229	
10	300	-	230	11	229	
11	300	-	230	11	229	
12	300	-	230	11	229	
13	300	-	230	11	229	
14	300	-	230	11	229	
15	300	-	230	11	229	
16	300	-	230	11	229	
17	300	-	230	11	229	
18	300	-	230	11	229	
19	300	-	230	11	229	
20	300	-	230	11	229	
21	300	-	110	11	108	
22	300	-	-	-	-	
23	300	-	-	-	-	
24	300	-	-	-	-	

- $HASUAP_i = SUC_i \times 1/(1+HR_i) \times NHSUA_i$

· 실제기동횟수($NSUA_i$)는 전 시간에 계량값(MGO)이 0이고, 해당시간에 계량값(MGO)이 있을 때 기동한 것이므로, 06H에 1회, $NHSUA_i = 1$,

> $HASUAP_i = 2{,}750{,}000 \times 1 / (1 + 1.5425) = 1{,}081{,}613$원

* 열제약 기동비($HASUAP_i$)는 열제약으로 기동하여 계통 연결한 시간(6H)에 지급됨

12 LPT 지역자원 시설세 정산금

정 의

• 지역자원 시설세 정산금(LPT, Local Plant Tax)은 화력발전사가 지자체에 납부하는 지역자원 시설세를 전력시장에서 일부 보전하는 정산금이다.

지방세법에 따라 부과하는 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산금은 전력거래량에 소내전력률, 화석연료사용률 및 지역자원시설세율을 반영하여 다음과 같이 정산한다. 단, 규칙 제13.1.1조 및 별표30에 따른 정부승인차액계약 체결 발전기는 계약기간에 대해서는 지역자원시설세를 정산하지 않는다.
<개정 2016.12.30.>

$LPT_{i,t} = MGO_{i,t} \div (1 - APR_i) \times LPTER_i \times LPTR \times 1{,}000 \times 0.5 \times LPTF_i$
<개정 2016.12.30.>

여기서,

$LPT_{i,t}$: 화력발전 $_i$의 $_t$시간 지역자원시설세 정산금

APR_i : 화력발전기 $_i$의 소내전력률로서, 중앙급전발전기는 용량가격계수 산정시 적용하는 최근 3년간 소내전력률 값 중 최근 1년 값을 적용하며, 비중앙급전발전기는 중앙급전발전기의 산술평균값을 적용한다. 단, 전력거래량을 기준으로 지역자원시설세를 납부하는 발전기는 소내전력률을 0으로 적용한다. <개정2016.10.31., 2016.12.30.>

$LPTER_i$: 화력발전기 사용연료 중 화석연료 사용비율로써, 매년말 전년도 7월부터 당해연도 6월까지의 발전기별 REC 발급실적 및 계량전력량을 이용하여 아래 산식에 따라 산정한 1년 평균값을 차기년도 1월부터 12월까지 적용한다. 단, 신규 발전기 준공 등으로 과거 화석연료사용률 실적을 산정할 수 없는 발전기는 유사발전기의 화석연료사용률 평균값 적용을 원칙으로 하되, 최근 REC 발급실적을 제출하는 경우는 동 실적을 바탕으로 산정한 평균값을 적용할 수 있다. [신설 2016.12.30.]

$LPTER_i = [\text{계량전력량}_i - (\text{REC 발급량}_i \div \text{REC가중치}_i)] \div \text{계량전력량}_i$

$LPTR$: 화력발전 지역자원시설세율 (원/kWh)

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

수식의 의미

$$LPT_{i,t} = MGO_{i,t} \div (1 - APR_i) \times LPTER_i \times LPTR \times 1{,}000 \times 0.5 \times LPTF_i$$

- 지역자원시설세 정산금($LPT_{i,t}$)은 발전단 기준 계량 전력량($MGO_{i,t} \div (1-APR_i)$)에 화석연료 사용 비율($LPTFR_i$)과 지역자원 시설세율($LPTR_i$)을 곱한 금액의 50%를 지급

해 설

- 지방세법 제141~148조에 의거 화력발전 사업자에 대한 지역자원시설세가 부과됨에 따라, 지역자원시설세의 50%를 전력시장에서 지급하도록 2016년 5월에 도입된 정산금이다.

- 지역자원 시설세는 전력생산량에 비례하는 세금으로, 변동비 성격을 인정하여 전력시장에서 정산하되, 발전사의 비용절감 유인을 유지하고, 수력 및 원자력에 대해서 별도 보상하지 않는 것을 감안하여 사업자와 소비자가 각 50%씩 분담하도록 결정되었다.

VI.

급전지시 위반시 정산금 조정 기준



VI. 급전지시 위반시 정산금 조정 기준

급전지시는 크게 계통연결/분리 시각과 같은 시간개념의 급전지시와 증발, 감발, 출력유지 등의 출력량 개념의 급전지시가 있다. 중앙급전 발전기는 전력거래소의 급전지시에 응동할 의무를 가지므로, 급전지시 위반시에는 일정 수준의 페널티가 부여된다.

01 계통연결·분리 지연 및 조기 계통연결·분리

정 의

• 계통연결·분리를 지시받고, 지시받은 시각보다 허용오차를 초과하여 늦게 또는 빨리 완료하는 경우, 다음의 기준에 따라 정산금이 조정된다.

1) 계통연결 및 계통분리 지연

① 계통연결 지연 <개정 2014.11.3.>

발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시 받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연이 발생한 거래시간의 변경 공급가능용량($RA_{i,t}$)은 계량된 전력량으로 조정한다. 즉

$ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$

여기서,

$ARA_{i,t}$: 조정된 변경 공급가능용량

② 계통분리 지연 <개정 2014.11.3.>

발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시 받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 늦을 경우, 지연되는 시간 동안에 계량된 발전전력량($MGO_{i,m}$)을 "0"으로 조정한다. 즉 $MGO_{i,m} = 0$

해당 거래시간의 조정된 계량값($AMGO_{i,t}$) 은 다음과 같다.

$AMGO_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} MGO_{i,m}$

단, 석탄화력 발전기 계획예방정비 계통분리 시 석탄저장조 잔여탄 소진을 목적으로 계통분리 지연이 발생하는 경우, 계통분리 지시 시간 이후 1시간 이내만 계통분리 지연에서 제외하며 해당시간 PSE는 다음과 같다.

$PSE_{i,t}=0$

2) 조기 계통연결 및 계통분리

① 조기 계통연결 <개정 2014.11.3.>

발전사업자가 전력거래소로부터 계통연결 시간을 지시 받고, 실제 계통연결 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 빠른 경우, 빨리 계통연결한 시간 동안에는 계량된 전력량($MGO_{i,m}$)을 "0"으로 조정한다. 즉

$MGO_{i,m} = 0$

해당 거래시간의 조정된 계량값($AMGO_{i,t}$) 은 다음과 같다.

$AMGO_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} MGO_{i,m}$

② 조기 계통분리 <개정 2014.11.3.>

발전사업자가 전력거래소로부터 계통분리 시간을 지시 받고, 실제 계통분리 시간이 지시받은 시간의 허용시간 범위를 초과하여 빠른 경우, 빨리 계통분리한 시간 동안에는 변경 공급가능용량($RA_{i,m}$)을 "0"으로 조정한다. 즉,

$RA_{i,m}= 0$

해당 거래시간의 재선언공급가능용량($ARA_{i,t}$) 은 다음과 같다.

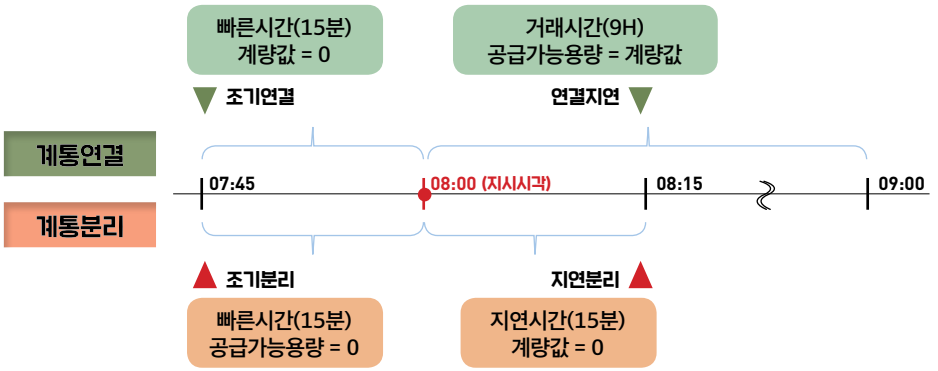
$ARA_{i,t} = \sum_{m=1}^{60} RA_{i,m}$

3) 계통연결 및 계통분리 지연, 조기 계통연결 및 계통분리 시 허용시간

[신설 2014.11.3.]

구 분	LNG, 유류	석탄
계통연결/분리 허용시간(δ)	±5분	±10분

수식의 의미



- 허용오차를 초과한 조기 계통연결 및 계통분리 지연시, 조기연결 또는 분리 지연시간 동안 발전한 계량값은 0으로 조정

- 허용오차를 초과한 조기 계통분리시 빨리 분리한 시간 동안의 공급가능용량은 0으로, 계통연결 지연시 해당 거래시간의 공급가능용량은 계량값으로 조정
  예) 500MW 발전기, 14:45 계통분리지시 / 14:30 분리완료 => 15분 조기 분리
  공급가능용량($ARA_{i,t}$) = 500MWh × (60-15)/60 = 375MWh

해 설

- 계통연결·분리를 지시받고, 지시받은 시각보다 늦게 또는 빨리 완료하는 경우, 위반으로 인한 효과의 경중에 따라 정산금 조정의 크기가 달라진다.

- 일반적으로 전력공급이 수요보다 커서 주파수가 상승하는 것보다, 공급이 부족해서 주파수가 하락하는 것이 전력계통의 더 큰 위협요인이 되므로, 계통연결 지연과 조기 계통분리시 정산금이 더 크게 조정된다. 이 중에서도 지시받은 시각보다 늦게 계통연결 하는 경우, 해당시간의 공급가능용량은 계량값으로 조정되어, 가장 큰 폭의 정산금이 조정이 발생한다.

예 제

- 다음 발전기의 급전지시 위반에 따른 정산금 조정 금액을 산정하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

A	RA	PSE	MP	HCF	변동비
400	400	400	100	20	80

① 09:30 계통연결을 지시받고, ▲정시연결(09:30), ▲15분 조기연결(09:15), ▲15분 연결 지연(09:45)시 정산금 조정 금액은?

② 18:30 계통분리를 지시받고, ▲정시분리(18:30), ▲15분 조기분리(18:15), ▲15분 분리 지연(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 SEP COFF	400 50 350	8백만 원 5백만 원 7백만 원	400 75▶50 350	8백만 원 5백만 원 7백만 원	25 25 0	50만 원 250만 원 0
정산금 계	2천만 원		2천만 원		3백만 원	
불이익	-		2백만 원(변동비)		1천7백만 원	

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 SEP COFF	400 200 200	8백만 원 2천만 원 4백만 원	300 100 200	6백만 원 1천만 원 4백만 원	400 300▶200 200	8백만 원 2천만 원 4백만 원
정산금 계	3천2백만 원		2천만 원		3천2백만 원	
불이익	-		1천2백만 원		8백만 원(변동비)	

* 공급가능용량(ARA)이 조정되면, SEP, COFF 정산금도 함께 조정됨

02 지시받은 출력에 미달 또는 초과하여 발전하는 경우

정 의

• 출력 증발·감발, 입찰최대 운전, 제약최소 운전, 특정출력 유지 등의 전력거래소의 급전지시를 위반한 경우, 정산금의 일부 또는 전부를 다음의 기준에 따라 조정된다.

① 급전지시량에 미달하여 발전하는 경우

발전기가 발전기의 정비·고장, 자체사유 기동·정지 등 전력거래소 지시가 아닌 발전회사 사유로 급전지시량에 미달되게 발전하고도 적정한 변경입찰을 하지 않은 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 $ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$

단, 급전지시 미달이 1시간 이내인 최초 거래시간은 아래와 같이 조정된 값을 적용한다.
$|EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}| \leq \varepsilon$ 이면, $RA_{i,t} = ARA_{i,t}$ 이고,
그렇지 않으면 $ARA_{i,t} = RA_{i,t} - |EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}|$

여기서,
$EOSO_{i,t}$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 $\pm (RA_{i,t} \times 0.01)$, 기타발전기는 $\pm (RA_{i,t} \times 0.005)$를 적용한다.
단, 최소허용오차는 ±0.5㎿, 최대허용오차는 ±5㎿를 적용한다.
<개정 2015.9.30.>

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.
허용오차(ε) : 제2.3.2조 1항의 주파수추종 또는 자동발전제어운전신고 후 실제 운전한 발전기에 대해서는 ± (RAi,t × 0.01), 기타발전기는 ± (RAi,t × 0.005)를 적용한다.
단, 최소허용오차는 ±0.5㎿, 최대허용오차는 ±5㎿를 적용한다. <개정 2015.9.30.>

수식의 의미

• 급전지시량에 미달하여 발전하는 경우, 공급가능용량은 계량전력량으로 조정하고 ($ARA_{i,t} = MGO_{i,t}$), 급전지시량을 초과하여 발전하는 경우에는 초과발전량 만큼 공급가능용량을 차감한다($ARA_{i,t} = RA_{i,t} - |EOSO_{i,t} - MGO_{i,t}|$)

해 설

• 중앙급전 발전기는 전력거래소의 급전지시에 따라 운전할 의무를 가진다. AGC 운전을 하는 발전기의 급전지시량은 EMS에서 실시간으로 송출되는 AGC타켓값이고, 열공급발전기와 같은 Non-AGC 발전기의 급전지시량은 30분 단위로 송출되는 Non-AGC 타켓값이다. 관제원으로부터 특정 출력을 지시받은 경우는 지시받은 출력값이 급전지시량이 되고, AGC, Non-AGC, 관제원의 직접지시가 없는 경우에는 운영발전계획량이 급전지시량이 된다고 볼 수 있다.

• 급전지시량에 미달하여 발전하는 경우는 CP 및 COFF가 조정되고, SCON, SEP 등의 에너지 정산금은 정상적으로 지급되나, 급전지시량을 초과하여 발전하는 경우에는 CP, COFF 및 에너지 정산금도 조정 될 수 있다.

- 열제약 발전기가 열제약 최소운전 지시를 받고, 제약량을 초과해서 발전하는 경우, ARA가 조정되어 CP 및 COFF가 조정되고, 제약량을 초과한 발전량은 정산되지 아니한다.

  * GSCON 산정 전력량 = $Min\{MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}, Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t} + \varepsilon \times FLAG_{i,t})\} - Min(PSE_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})$

  PSE = 0, RA = FCA > MGO > MEGW + ε 이므로,

  GSCON 산정 전력량 = 제약입찰량($MEGW_{i,t}$)

예 제

• 다음 발전기가 300MWh 출력 지시받고, ▲지시출력 준수(300MWh), ▲지시출력 초과(400MWh), ▲지시출력 미달(200MWh)시 정산금을 산정하라.

(단위 : MWh, 원/kWh)

A	RA	PSE	MP	HCF	변동비
400	400	350	100	20	80

* 출력량 지시 위반에 따른 공급가능용량 조정기준

구분	조정기준
급전지시 대비 초과발전 (열제약량 초과 발전 등)	『공급가능용량 = 입찰량 - 초과발전량』
급전지시 대비 미달발전 (발전기 고장, 기동실패)	『공급가능용량 = 발전량』

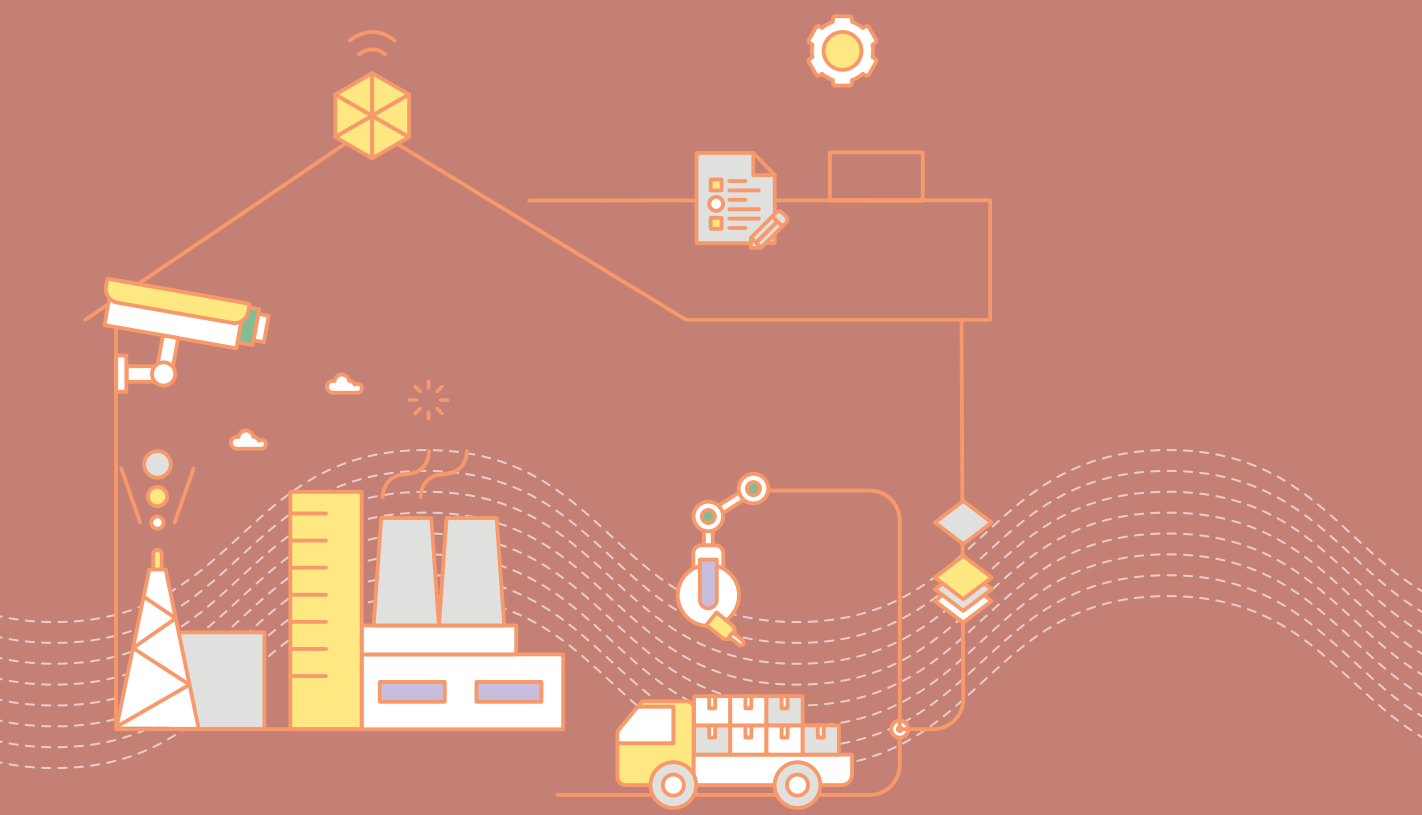
- 출력량 지시 위반에 따른 정산금 조정금액

정산항목	정상발전(300MWh)		초과발전(400MWh)		미달발전(200MWh)	
	기준량(MWh)	정산금액	기준량(MWh)	정산금액	기준량(MWh)	정산금액
CP SEP COFF	400 300 50	8백만 원 3천만 원 1백만 원	400▶300 400▶300 0	6백만 원 3천만 원 0	400▶200 200 0	4백만 원 2천만 원 0
정산금 계	-	3천9백만 원	-	3천6백만 원	-	2천4백만 원
불이익	-		3백만 원 + 8백만 원(변동비)		1천5백만 원	

* 공급가능용량(ARA)이 조정되면, SEP, COFF 정산금도 함께 조정됨

VII.

보조서비스 정산



VII. 보조서비스 정산

01 주파수 추종(G/F) 서비스

정 의

• 발전사업자가 제공한 주파수추종서비스는 매시간별 주파수추종 운전상태를 30분 이상 유지하는 발전기에 대해 정산한다.

① 발전사업자가 제공한 주파수추종서비스는 매시간별 주파수추종 운전상태를 30분 이상 유지하는 발전기에 한하여 제2항에 따라 정산한다. 단, 단위발전기별 계량전력량이 없는 경우에는 계통운영시스템(EMS)의 계량전력량(EAMGO)을 사용한다. [신설 2008.10.31, 개정 2011.6.30.]

② 발전사업자가 제공한 주파수추종서비스는 응답가능용량, 운전상태, 속도조정율 및 부동대에 따른 가중치를 고려하여 정산한다. 즉,

$GFP_{i,t} = GFRQ_{i,t} \times SDWF_i \times DBWF_i \times GFSF_{i,t} \times GFHF \times$ 운전시간(분)/60

<개정 2010.6.30>

여기서,

$GFP_{i,t}$: 주파수추종서비스 정산금액

$GFRQ_{i,t}$: 주파수추종서비스 응답가능용량

$SDWF_i$: 속도조정률에 따른 가중치

$DBWF_i$: 부동대에 따른 가중치

$GFSF_{i,t}$: 주파수추종서비스 운전상태[신설 2008.10.31]

GFHF : 주파수추종서비스 정산단가

운전시간(분) : 분단위 평균출력이 0이상인 경우 해당 분을 1로 처리하며, 전기저장장치는 출력에 상관없이 해당 거래시간을 60으로 처리한다. [신설 2017.12.29.]

③ 제2항의 주파수추종서비스 제공가능용량, 속도조정율 가중치 및 부동대 가중치는 아래 각호과 같다.

1. 주파수추종서비스 응답가능용량($GFRQ_{i,t}$)
   발전기별 응답가능용량은 매 분기 시작 1개월전, "발전기 운전실적 분석시스템"에서 계산된 최근 5회 산술평균 주파수추종운전 응답량이며 1회 응답량은 주파수 변동전 20초간 평균출력과 60±0.2Hz 범위를 벗어난 후 10초~60초까지 50초간 평균출력의 차로서 정의한다.<개정 2008.10.31>
2. 속도조정율 가중치($SDWF_i$)

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

3. 부동대 가중치($DBWF_i$)
   부동대 증빙자료를 제출하지 않은 발전기는 최하위 부동대 가중치를 적용한다. [신설 2008.10.31]

부동대	%	0.04이하	0.05이하	0.06이하	0.07이하	0.08이하	0.08초과
	Hz	59.976 ~ 60.024	59.97 ~ 60.03	59.964 ~ 60.036	59.958 ~ 60.042	59.952 ~ 60.048	60.048 초과
DBWF		1.05	1.025	1.0	0.95	0.9	0.85

4. 주파수추종서비스 운전상태($GFSF_{i,t}$)
   EMS에서 취득한 조속기 접점 또는 동기차단기 접점의 운전상태로서 매시간별 누적운전시간을 고려하여 1 또는 0으로 적용한다.[신설 2008.10.31.]

④ 발전사업자가 소유한 중앙급전전기저장장치의 주파수추종 서비스에 대한 정산은 1항 내지 3항의 발전기의 주파수추종 서비스에 대한 정산 규칙을 준용한다. [신설2016.5.12.]

수식의 의미

$$GFP_{i,t} = GFRQ_{i,t} \times SDWF_i \times DBWF_i \times GFSF_{i,t} \times GFHF \times 운전시간(분)/60$$

- 주파수추종서비스 정산금은 주파수 추종운전 응답가능용량($GFRQ_i$)을 기준으로 속도 조정률($SDWF_i$) 가중치, 부동대 가중치($DBWF_i$)와 운전시간을 반영하여 정산

• 주파수추종운전 응답가능용량(GFRQ$_i$)은, 최근 5회 산술평균 주파수추종운전 응답량이며 1회 응답량은 주파수 변동전 20초간 평균출력과 60±0.2Hz 범위를 벗어난 후 10초~60초까지 50초간 평균출력의 차로, 비용평가위원회에서 의결한다.

- 다만 GFRQ 측정을 위한 상기 이벤트가 자주 발생하지 않기 때문에, 신규발전기의 경우, 측정결과가 나오기 전까지 유사 발전기의 GFRQ를 사용하는 경우가 많이 있다.

• 주파수 추종 서비스 정산단가(GFHF)는 매년 초 비용평가위원회에서 결정되어 당년 4월1일부터 익년 3월31까지 동일값이 적용된다.

• 속도조정률은 정격출력, 정격주파수에서 순간적으로 무부하로 했을 때 주파수 상승분과 정격주파수와의 비(比)로서 다음과 같이 산정됨

$$Ri = \frac{\Delta ft}{\Delta Pt} \cdot \frac{Pr}{fr} \cdot 100\ [\%]$$

• Ri : 안정상태 경사 속도조정률 (%)
• Δft : 구간 주파수변화 (hz)　　• fr : 정격주파수 (hz)
• ΔPt : 구간 출력변화 (MW)　　• Pr : 정격출력 (MW)

해 설

• 주파수 추종 서비스 정산금은 이벤트 발생시 측정된 응답가능용량을 기준으로 정산된다. 이 값을 기준으로 주파수 회복에 반응하는 민감도와, 기여할 수 있는 량을 나타내는 부동대 가중치와 속도조정율 가중치를 반영하여 정산한다.

• 전력거래소에서 주파수추종서비스 이행상태를 평가하여 속도조정률 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 차기 시험에서 합격할 때까지 주파수 추종서비스 산금을 지급하지 아니한다.

• 발전사업자는 주파수 추종서비스 이행상태 평가에서 불합격하여 정산금을 지급받지 못하는 경우에도, 주파수추종운전을 의무적으로 시행하여야 한다.

02 자동발전제어(AGC) 서비스

정의

• 자동발전제어 서비스 정산금은 총 자동발전제어 요구량 중 발전기별 참여율을 기준으로, 제어가용률 및 제어성과 가중치를 반영하여 정산한다.

① 발전사업자가 제공한 자동발전제어서비스는 제어가능용량, 제어가용률 및 제어성과에 따른 가중치를 고려하여 정산한다. 즉,

$AGCP_{i,t} = AGCQ_{i,t} \times CAWF_{i,t} \times CPWF_i \times AGCF$

여기서,

$AGCP_{i,t}$: 자동발전제어서비스 정산금액
$AGCQ_{i,t}$: 자동발전제어서비스 제어가능용량
$CAWF_{i,t}$: 제어가용률에 따른 가중치
$CPWF_i$: 제어성과에 따른 가중치
$AGCF$: 자동발전제어서비스 정산단가

② 자동발전제어 제어가능용량, 제어가용률 가중치 및 제어성과 가중치는 다음 각호와 같이 적용한다.

1. 자동발전제어 제어가능용량

자동발전제어 제어가능용량은 다음 식과 같이 발전기별 제어참여율을 계통요구량으로 환산하여 산정한다. 단 자동발전제어서비스를 제공하지 않는 구간은 제외한다.

$AGCQ_{i,t} = Apf_{i,t} \times AGCRQ_t$

여기서,

$Apf_{i,t}$: 발전기별 제어참여율

$$Apf_{i,t} = \frac{1}{120} \sum_{m=1}^{60} (Rpf_{i,m} + Epf_{i,m})$$

$Rpf_{i,m}$: 발전기별 EMS 조정참여율 (매 1분)
$Epf_{i,m}$: 발전기별 EMS 추종참여율 (매 1분)
$AGCRQ_t$: 시간대별 자동발전제어 요구량

2. 제어가용률 가중치($CAWF_{i,t}$)

CAF(%)	15미만	15이상 20미만	20이상 25미만	25이상 30미만	30이상 35미만	35이상 40미만	40이상 45미만	45이상 50미만	50이상
CAWF	0.9	0.95	1	1.05	1.1	1.15	1.2	1.25	1.3

제어가용률은 입찰공급가능용량 대비 자동발전제어 운전용량의 백분율로서 아래와 같이 산출한다.

$$CAF_{i,t} = \frac{1}{60}\sum_{m=1}^{60}\frac{LFC_{i,m}^{max} - LFC_{i,m}^{min}}{RA_{it}} \times 100$$

여기서,

$LFC_{i,m}^{max}$: 자동발전제어 최대운전용량 (매 1분)

$LFC_{i,m}^{min}$: 자동발전제어 최소운전용량 (매 1분)

3. 제어성과 가중치($CPWF_i$)

CPF	0.5미만	0.5이상 ~ 0.6미만	0.6이상 ~ 0.7미만	0.7이상 ~ 0.8미만	0.8이상 ~ 0.9미만	0.9이상 ~ 0.95미만	0.95이상
CPWF	0.8	0.85	0.9	0.95	1	1.05	1.1

제어성과는 당해 거래일의 실제출력과 계획출력의 상관계수로서 아래와 같이 산출한다. 단, 제1호의 발전기별 제어참여율이 1% 미만인 경우에는 가중치를 1로 적용한다.

$$CPF_i = CORREL_{day}\left(\overline{AG}_{i,m}, \overline{EG}_{i,m}\right)$$

여기서,

$\overline{AG}_{i,m}$: 발전기 실제출력의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

$\overline{EG}_{i,m}$: 발전기 예상출력의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

$$\overline{EG}_{i,m} = \overline{DG}_{i,m} + \overline{GF}_{i,m}$$

$\overline{DG}_{i,m}$: EMS 요구출력의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

$\overline{GF}_{i,m}$: 조속기 예상응답량의 1분 평균

$$GF_{i,m} = \frac{RG_i \times \overline{\Delta F}_m}{60 \times SD_i} \times 100$$

$\overline{\Delta F}_m$: 주파수편차의 1분 평균(EMS 4초자료로 산정)

RG_i : 발전기의 정격출력(MW) (시장등록자료에 의거)

SD_i : 속도조정율(%) (주파수추종서비스 적용기준에 의거)

③ 복합발전기에 대한 제2항 제2호의 제어가용률은 가스터빈 운전용량과 스팀터빈 운전용량을 합하여 산정한다. 단, 스팀터빈 운전용량은 가스터빈 운전용량에 0.5를 곱한 것으로 한다.

④ 제주도의 자동발전제어서비스 요구량은 본 계통의 80분의 1로 하고, 제주도 발전기별 제어참여율은 출력증가/감소율을 기준으로 산정하며, 제어성과 가중치는 1로 한다.

⑤ 현장자료 취득 불량 등으로 실시간 자료취득이 불가능하여 자동발전제어서비스의 정산이 불가능한 경우, 장애 이전 10분과 장애 복구 후 10분의 평균값을 적용한다.

⑥ 발전사업자가 소유한 중앙급전전기저장장치의 원격출력제어 서비스에 대한 정산은 1항 내지 5항의 발전기의 자동발전제어 서비스에 대한 정산 규칙을 준용한다. [신설 2016.5.12.]

수식의 의미

- AGCRQ는 계통에서 필요로 하는 시간대별 자동발전제어 요구량을 의미하고, AGCQ는 전체 요구량 대비 해당 발전기의 제어참여율($Apf_{i,t}$) 로 산정한다. 발전기의 제어참여율 산정에 적용되는 $Rpf_{i,m}$와 $Epf_{i,m}$는 EMS 계산값을 적용한다.

- 제어가용률은 입찰공급가능용량 대비 자동발전제어 운전용량의 백분율로, 총 공급 가능용량중에 AGC 신호에 맞춰 운전할 수 있는 범위를 의미한다. 예를들어 500MW 유연탄 발전기의 AGC 최대운전용량이($LFC_{i,m}^{max}$) 480MW, 최소 운전용량이($LFC_{i,m}^{min}$) 250MW라면, 제어가용률은,

$$CAF_{i,t} = \frac{1}{60} \times \sum_{m=1}^{60} \frac{LFC_{i,m}^{max} - LFC_{i,m}^{min}}{RA_{i,t}} \times 100 = \frac{1}{60} \times \sum_{m=1}^{60} \frac{480-250}{500} \times 100 = 46\%$$

이때의 제어가용률 가중치는 상기 표에 따라 1.25가 된다.

- 제어성과(CPF_i)는 실제출력과 계획출력의 상관계수($CORREL_{day}$ ($\overline{AG}_{i,m}$, $\overline{EG}_{i,m}$))로 산정하는데, 실제출력($\overline{AG}_{i,m}$)과 비교하는 계획출력($\overline{EG}_{i,m}$)은 EMS 요구출력($\overline{DG}_{i,m}$)에 조속기 예상응답량($\overline{GF}_{i,m}$)을 합산한 값으로 산정한다. 이는 EMS AGC 타겟값에 조속기로 인한 응답량을 함께 반영해 주는 의미로 볼 수 있다.

- 자동발전제어 서비스 정산단가(AGCF)는 매년 초 비용평가위원회에서 결정되어 당년 4월 1일부터 익년 3월31까지 동일값이 적용된다.

해 설

- 제어가용률은 급전지시에 따라 응동할 수 있는 출력의 범위를, 제어성과는 출력지시값에 얼마나 잘 응동했는지를 의미하는데, 급전지시 응동 범위가 클수록, 지시값에 잘 응동 할수록 계통에 기여하는 바가 크기 때문에 높은 가중치를 받게 된다.

- 전력거래소에서 자동발전제어서비스 이행상태를 평가하여 출력증가/감소율 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 차기 시험에서 합격할 때까지 자동발전제어 서비스 정산금을 지급하지 아니한다.

03 예비력 서비스

정 의

• 예비력 정산금은 예측수요의 오차, 발전기 불시고장 등을 대비하여, 예비력 계획에 반영된 발전기에 지급하는 정산금으로, 20분 이내에 투입 가능한 예비력 정산금과 120분 이내에 투입 가능한 예비력 정산금이 있다.

① 예비력에 대한 정산은 사전에 정지상태 대기·대체예비력으로 지정된 경우에 한하여 제2항에 따라 정산한다. 단, 예비력 운영계획을 재수립할 경우, 재수립 이후 시간에 대해서는 신규 지정된 발전기에 한하여 정산한다. <개정 2011.12.2.>

② 발전기별 정산금은 다음 식에 따라 계산된다. <개정 2011.12.2>

즉, $SRP_{i,t} = SRSC_{i,t} \times SRHF$

$RRP_{i,t} = RRSC_{i,t} \times RRHF$

여기에서,

$SRP_{i,t}$: 20분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 정산금액

$RRP_{i,t}$: 120분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 정산금액

$SRSC_{i,t}$: 시간대별 지정된 20분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력(MWh)

$RRSC_{i,t}$: 시간대별 지정 120분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력(MWh)

SRHF : 20분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 정산단가

RRHF : 120분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 정산단가

수식의 의미

$$SRP_{i,t} = SRSC_{i,t} \times SRHF$$

$$RRP_{i,t} = RRSC_{i,t} \times RRHF$$

• 예비력 정산금은 운영발전계획에 반영된 예비력 지정량에 단가를 곱해서 산정

해 설

- 예비력은 예측수요의 오차, 발전기 불시고장 등으로 인하여 전력수급의 균형을 유지하지 못할 경우를 대비하여 전력수요를 초과하여 보유하는 여유용량을 의미한다. 중앙전력관제센터는 거래일 하루 전 운영발전계획 수립시 관련 규칙에 따라 대상발전기와 예비력 용량을 포함하는 예비력 계획을 수립하여 통지한다.

- 예비력 계획에 반영된 발전기는 지정된 예비력 용량을 발전하지 않더라도 예비력 정산금을 받고, 발전을 하는 경우에는 에너지 정산금도 받게 된다.

- 예비력서비스 정산단가(SRHF, RRHF)는 매년 초 비용평가위원회에서 결정되어 당년 4월1일부터 익년 3월31까지 동일값이 적용된다.

- 예비력 계획에 반영된 발전기가 급전지시에 응동하여 발전하지 못하는 경우에는, 거래일의 예정된 예비력 정산금을 지불하지 아니하고, 거래일 예정된 예비력 정산금의 3배를 환수한다. 다만, 고장 또는 기타사유로 예비력 제공이 불가능하여 사전 신고한 경우에는 해당 시간에 대해서만 정산하지 아니한다.

04 자체기동 서비스

정 의

• 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.

① 자체기동발전기에 대한 정산은 사전에 자체기동발전기로 지정되어 자체기동능력이 인정된 경우(아래 각호의 경우 포함)에 한하여 제2항에 따라 정산한다.

1. 설비점검 등의 사유로 지정된 발전기의 운전이 불가능하여 동일특성의 발전기로 대체 할 수 있는 경우에는 자체기동능력을 인정한다.[신설 2008.10.31]
2. 2대 이상의 발전기가 자체기동발전기로 지정된 경우에는 모든 발전기가 운전이 가능할 경우에 한하여 자체기동능력을 인정한다.[신설 2008.10.31.]
3. 비상발전기 정비 등 자체기동서비스가 불가능할 경우에는 자체기동능력을 인정하지 않는다. [신설 2014.11.3.]

② 발전기별 정산금은 다음 식에 따라 계산된다. 즉,

$BSP_{i,t} = BSSC_i \times BSHF \times BSF_{i,t}$

여기에서,

$BSP_{i,t}$: 정산금액

$BSSC_i$: 자체기동발전기 지정 설비용량(MW)

BSHF : 정산단가 <개정 2008.10.31.>

$BSF_{i,t}$: 자체기동서비스 플래그 [신설 2014.11.3.]

수식의 의미

$$BSP_{i,t} = BSSC_i \times BSHF \times BSF_{i,t}$$

• 자체기동 서비스 정산금은 지정된 설비용량에 단가를 곱해서 산정

해 설

• 자체기동 서비스란, 외부로부터의 기동전력을 공급받지 아니하고 비상발전기 등에 의하여 자체 기동 후 타 발전소의 기동전력 또는 부하에 전력을 공급하는 것을 말한다.

• 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 대하여는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니하고, 60일간의 최대 정산 가능금액을 환수한다.

예 제

• 다음 발전기의 보조서비스 정산금은 다음과 같다. 미이행 또는 테스트 불합격시 정산금 환수 금액을 산정하라.

구분	정산금
G/F	85만원/일
AGC	34만원/일
20분 예비력	529만원/일
120분 예비력	352만원/일
자체기동	9만원/일

- 보조서비스 미이행 또는 테스트 불합격시 정산금 환수 금액

구분	조정 기준	환수 금액
G/F	다음 시험에서 합격시까지 불지급	(불지급)
AGC	다음 시험에서 합격시까지 불지급	(불지급)
20분 예비력	거래일 예정정산금 × 3	529만원 × 3 = 1,587만원
120분 예비력	거래일 예정정산금 × 3	352만원 × 3 = 1,056만원
자체기동	60일간 최대 정산가능금액	9만원 × 60 = 540만원

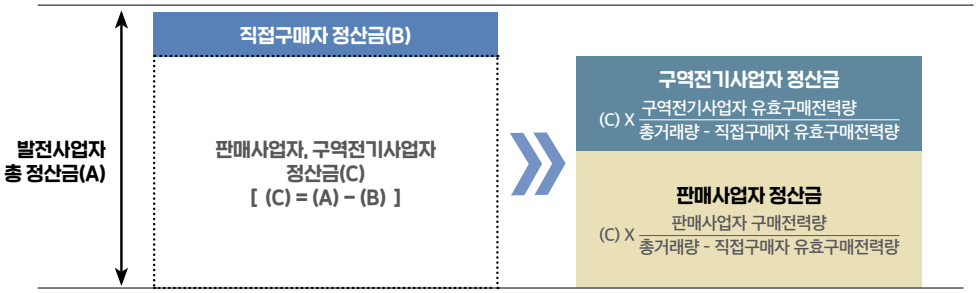
VIII.

전력 구매자에 대한 정산



VIII. 전력 구매자에 대한 정산

전력 구매자의 정산은 발전사업자에게 지불할 정산금 총액에서, 직접구매자의 정산금을 먼저 산출하고, 남은 금액을 판매사업자와 구역전기 사업자가 거래량에 따라 정산한다.



01 직접구매자에 대한 정산

정 의

• 직접구매자의 정산금은 전력량에 대한 정산금, 용량가격 정산금, 부가정산금, 배출권 거래 비용 정산금을 합한 금액으로 산정

① 전력량에 대한 정산 <개정 2006.12.26., 2013.2.28>

개별 직접구매자가 부담해야 할 전력량에 대한 거래시간별 정산금은 일반발전기의 한계 가격에 개별 구매자의 유효구매전력량을 곱한 값으로 한다. 즉,

$ESC_{k,t} = Min(SMP_{t'} PC) \times PEC_{k,t} \times 1{,}000$

여기서,

$ESC_{k,t}$(Energy Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 전력량 정산금

$PEC_{k,t} = MEC_{k,t} \times TLF_{k,t} \times (1 + DLFC) \times (1 + LLFC_k)$

$MEC_{k,t}$ (Measured Energy for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값

$TLF_{k,t}$: 거래시간대 직접구매자의 정적손실계수이며, 지리적으로 가장 근접한 중앙급전발전기의 송전손실계수를 준용한다.

DLFC (Distribution Loss Factor for Consumers) : 직접구매자의 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 배전손실 계수

$LLFC_k$ (Locational Loss Factor for a Consumer) : 직접구매자의 실제 계량기의 설치 위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 직접구매자의 손실계수

개별 직접구매자의 거래일에 대한 전력량 정산금은 다음과 같다.

$$ESC_{k,t} = \sum_{t} ESC_{k,t}$$

② 용량가격에 대한 정산 <개정 2006.12.26>

직접구매자가 부담해야 할 용량가격에 대한 거래시간별 정산은 직접구매용량가격에 직접구매자별 용량가격적용전력과 거래시간의 역률조정계수를 곱하여 산출한 금액으로 한다. 즉,

$$CSC_{k,t} = CPC_t \times RP_k \times PFC_{k,t} \times 1{,}000$$

여기서,

CPC_t $= HCF_{i,t} \times CFCP$

$PFC_{k,t}$ $= 1 + Max(0.9 - PF_{k,t}, 0)$

$CSC_{k,t}$ (Capacity Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 용량정산금액

CPC_t (Capacity Price for Consumers) : 직접구매자에게 적용하는 거래시간별 기준용량가격

$PFC_{k,t}$ (Power Factor Coefficient for a Consumer) : 직접구매자의 역률조정계수

RP_k (Reference Power Value for a Consumer) : 개별 직접구매자에 대한 용량가격적용 전력

CFCP (Compensation Factor of Capacity Payment for Consumers) : 직접구매자에대한 기준용량가격을 결정하기 위해 적용하는 용량보정계수

$PF_{k,t}$ (Power Factor for a Consumer) : 직접구매자의 역률

개별 직접구매자의 거래일에 대한 용량가격 정산금은 다음과 같다.

CSC_k $= \sum_{t} CSC_{k,t}$

③ 부가정산금에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 부가정산금은 직접구매자에 적용하는 부가정산금단가에 직접구매자의 유효구매전력량을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$USC_{k,t} = UPC \times PEC_{k,t} \times 1{,}000$

여기서,

$USC_{k,t}$ (Uplift Settlement for a Consumer) : 개별 직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금

UPC (Uplift Price for Consumers) : 직접구매자 적용 부가정산금단가(원/kWh)

개별 직접구매자의 거래일에 대한 부가정산금은 다음과 같다.

$$USC_k = \sum_t USC_{k,t}$$

④ 배출권거래비용에 대한 정산 <신설 2015.3.17.>

직접구매자가 부담해야 할 배출권거래비용은 발전사업자의 배출권거래비용 정산금 총액에서 직접구매자가 구매한 전력량 비율을 곱한 금액을 익월 거래시간별로 균등 배분하여 적용한다.

$$TETSC_{k,t} = \left(\sum_g ETP_g\right) \times \frac{1}{NT} \times \frac{\sum_t PEC_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

여기서,

$TETSC_{k,t}$ (Total Emission Trading Settlement for Consumer) : 직접구매자k가 부담해야 할 거래시간별 배출권거래비용에 대한 정산금

$\sum_g ETP_g$: 발전사업자의 배출권거래비용에 대한 총 정산금

$\sum_t TET_t$: 전력시장의 연간 총전력거래량

$\sum_t PEC_{k,t}$: 직접구매자k의 연간 총유효구매전력량

수식의 의미 ① 전력량에 대한 정산

$$ESC_{k,t} = Min(SMP_t, PC) \times PEC_{k,t} \times 1{,}000$$

• 전력량에 대한 정산금($ESC_{k,t}$)은 유효전력 구매량($PEC_{k,t}$)에 SMP를 곱해서 정산한다. 다만 SMP가 정산상한가격(PC)를 초과하는 경우에는 정산상향가격으로 정산한다.

$$PEC_{k,t} = MEC_{k,t} \times TLF_{k,t} \times (1 + DLFC) \times (1 + LLFC_k)$$

- 유효전력구매량은 계량 전력량에 송전손실계수($TLF_{k,t}$), 배전손실계수(DLFC), 직접구매자의 손실계수($LLFC_k$)를 반영한 값으로 정산의 기준이 되는 거래량이다.

② 용량가격에 대한 정산

$$CSC_{k,t} = CPC_t \times RP_k \times PFC_{k,t} \times 1{,}000$$

- 용량 정산금($CSC_{k,t}$)은 용량가격적용전력(RP_k)에 직접구매 용량가격(CPC_t)과 역률조정계수($PFC_{k,t}$)를 곱해서 산정한다.
  - 용량가격 적용전력은 일반 전기소비자에게 적용되는 기본요금의 개념으로, 구매기간 동안의 최대전력을 기준으로 산정됨
  - 직접구매 용량가격(CPC_t)은 발전기의 일반용량계수($HCF_{i,t}$)에 용량보정계수(CFCP)를 곱해서 산정하는데, 용량보정계수는 매년 비용평가위원회에서 결정

③ 부가정산금에 대한 정산

$$USC_{k,t} = UPC \times PEC_{k,t} \times 1{,}000$$

- 부가정산금($USC_{k,t}$)은 유효전력구매량($PEC_{k,t}$)에 비용평가위원회에서 결정되는 부가정산금 단가(UPC)를 곱해서 산정

④ 배출권거래비용에 대한 정산

$$TETSC_{k,t} = \left(\sum_g ETP_g\right) \times \frac{1}{NT} \times \frac{\sum_t PEC_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

- 직접구매자의 배출권 거래비용 정산금(TETSCk,t)은 총 배출권 거래비용 정산금(A)을 구매전력량 비율(B)에 따라 정산
  - (A) = 비용평가 위원회에서 결정된 총 배출권 거래비용 정산금(∑ETPg)
  - (B) = $\frac{\text{직접구매자의 유효구매전력량}}{\text{총거래량}}$

* 비용평가위원회에서 배출권 거래 비용이 결정된 익월 매 거래시간에 균등 배분하여 정산

해 설

- 제도상으로 직접구매자가 전력시장에 참여하여 전력거래를 할 수 있으나, 아직 시장에 참여한 직접구매자는 없다.

- 판매사업자나 구역전기사업자는 전력시장에서 전력을 구매하여 소비자에게 공급하는 반면, 직접구매자는 스스로 전력을 구매하여 사용하는 차이가 있다. 이에 따라 정산방식에 있어서도 일부 다르다.

02 판매사업자에 대한 정산

정 의

• 판매사업자의 정산금은 계획발전전력량에 대한 정산금, 가용능력에 대한 정산금, 제약발전에 대한 정산금, 배출권 거래비용에 대한 정산금을 합한 금액으로 산정한다.

① 계획발전전력량에 대한 정산<개정 2005.1.21>

판매사업자가 부담해야 할 계획발전전력량에 대한 거래시간별 정산금은 발전기의 거래시간별 계획발전전력량에 대한 정산금 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,

$$ESS_t = \left(\sum_i SEP_{i,t} - \sum_k ESC_{k,t} \right) \times \frac{PES_t}{\left(TET_t - \sum_k PEC_{k,t} \right)}$$

여기서,

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t'}$$

ESS_t (Energy Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 계획발전전력량 정산금

$SEP_{i,t}$: 전력시장 발전기의 거래시간별 계획발전 전력량 정산금 [신설 2005.1.21]

$ESC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간별 전력량 정산금[신설 2005.1.21]

PES_t (Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET_t (Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매 전력량[신설 2005.1.21]

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량[신설 2005.1.21]

판매사업자의 거래일에 대한 계획발전전력량에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$ESS = \sum_t ESS_t$$

② 가용능력에 대한 정산<개정 2005.1.21>

판매사업자가 부담해야 할 가용능력에 대한 거래시간별 정산금은 거래시간에 대한 모든 발전기의 가용능력에 대한 정산금의 합계에서 모든 직접구매자의 거래시간에 대한 용량가격 정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$CSS_t = \left(\sum_i TPCP_{i,t} - \sum_k CSC_{k,t} \right) \times \frac{PES_t}{\left(TET_t - \sum_k PEC_{k,t} \right)}$$

여기서,

CSS_t (Capacity Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 가용능력 정산금액

$TPCP_{i,t}$: 전력시장 발전기의 거래시간별 용량정산금

$CSC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간별 용량가격 정산금

PES_t (Purchased Energy by a Sales company) : 판매사업자의 거래시간별 구매전력량[신설 2005.1.21.]

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

TET_t (Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자의 거래일 가용능력에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$CSS = \sum_t CSS_t$$

③ 제약발전에 대한 정산<개정 2005.1.21>

판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 제약발전에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 제약발전에 대한 정산금 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금을 차감한 금액에 전체발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매 사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$USS_t = \left(US_t - \sum_k USC_{k,t} \right) \times \frac{PES_t}{\left(TET_t - \sum_k PEC_{k,t} \right)}$$

여기서,

USS_t (Uplift Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 제약발전정산금

US_t (Uplift Settlement) : 거래시간에 대한 제약발전정산금 총계

$$US_t = \sum_i TPG_{i,t} - \sum_i SEP_{i,t} - \sum_i TPCP_{i,t}$$

TPG_t (Total Payment for Generators) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 총정산금.
단, 신재생에너지 공급의무이행비용은 제외한다.<개정 2013.2.28>

$USC_{k,t}$ (Uplift Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금

PES_t (Purchased Energy by a Sales company): 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

TET_t (Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자의 거래일 제약발전에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$USS = \sum_t USS_t$$

④ 배출권거래비용에 대한 정산 <신설 2015.3.17.>

판매사업자가 부담해야 할 배출권거래비용은 발전사업자의 배출권거래비용 정산금 총액에서 판매사업자가 구매한 전력량 비율을 곱한 금액을 익월 거래시간별로 균등 배분하여 적용한다.

$$TETSS_t = (\sum_g ETP_g) \times \frac{1}{NT} \times \frac{\sum_t TET_t - \sum_d \sum_t PEL_{d,t} - \sum_k \sum_t PEC_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

여기서,

$TETSS_t$ (Total Emission Trading Settlement for Sales company) : 판매사업자가 부담 해야할 거래시간별 배출권거래비용에 대한 정산금

$\sum_d \sum_t PEL_{d,t}$: 구역전기사업자의 연간 총유효구매전력량

$\sum_k \sum_t PEC_{k,t}$: 직접구매자의 연간 총유효구매전력량

수식의 의미 ① 계획발전전력량에 대한 정산

$$ESS_t = \left(\sum_i SEP_{i,t} - \sum_k ESC_{k,t} \right) \times \frac{PES_t}{\left(TET_t - \sum_k PEC_{k,t} \right)}$$

- 판매사업자의 계획발전 전력량 정산금(ESS_t)은 총 계획발전전력량정산금($SEP_{i,t}$)에서 직접구매자의 전력량 정산금을 제외한 금액(A)을 구매전력량 비율(B)에 따라 정산
  - (A) = 총 SEP 정산금 - 직접구매자 전력량 정산금
  - (B) = $\frac{\text{판매사업자의 구매전력량}}{\text{총거래량 - 직접구매자거래량}}$
- 판매사업자의 구매전력량(PES_t)은 총 거래량에서 직접구매자와 구역전기사업자의 유효구매전력량을 차감한 값($TET_t - \sum PEC_{k,t} - \sum PEL_{d,t}$)

② 가용능력에 대한 정산

$$CSS_t = \left(\sum_i TPCP_{i,t} - \sum_k CSC_{k,t} \right) \times \frac{PES_t}{\left(TET_t - \sum_k PEC_{k,t} \right)}$$

- 판매사업자의 가용능력에 대한 정산금(CSS_t)은 총 용량정산금($TPCP_{i,t}$)에서 직접구매자의 용량가격 정산금을 제외한 금액(A)을 구매전력량 비율(B)에 따라 정산
  - (A) = 총 용량정산금 - 직접구매자 용량가격 정산금
  - (B) = $\frac{\text{판매사업자의 구매전력량}}{\text{총거래량 - 직접구매자거래량}}$

③ 제약발전에 대한 정산

$$USS_t = \left(US_t - \sum_k USC_{k,t} \right) \times \frac{PES_t}{\left(TET_t - \sum_k PEC_{k,t} \right)}$$

- 판매사업자의 제약발전에 대한 정산금(USS_t)은 총 제약발전 정산금(US_t)에서 직접구매자의 제약발전정산금을 제외한 금액(A)을 구매전력량 비율(B)에 따라 정산
  - (A) = 총 제약발전정산금 - 직접구매자 제약발전 정산금
  - (B) = $\frac{\text{판매사업자의 구매전력량}}{\text{총거래량 - 직접구매자거래량}}$

④ 배출권거래비용에 대한 정산

$$TETSS_t = \left(\sum_g ETP_g\right) \times \frac{1}{NT} \times \frac{\sum_t TET_t - \sum_d \sum_t PEL_{d,t} - \sum_k \sum_t PEC_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

• 판매사업자의 배출권 거래비용 정산금($TETSS_t$)은 총 배출권 거래비용 정산금(A)을 구매 전력량 비율(B)에 따라 정산

- (A) = 비용평가 위원회에서 결정된 총 배출권 거래비용 정산금($\sum ETP_g$)

- (B) = $\frac{\text{판매사업자의 구매전력량}}{\text{총거래량}}$

* 비용평가위원회에서 배출권 거래 비용이 결정된 익월 매 거래시간에 균등배분하여 정산

03 구역전기사업자에 대한 정산

정 의

• 구역전기사업자의 정산금은 계획발전전력량에 대한 정산금, 가용능력에 대한 정산금, 제약발전에 대한 정산금, 배출권 거래비용에 대한 정산금을 합한 금액으로 산정한다.

① 계획발전전력량에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 계획발전전력량에 대한 거래시간별 정산금은 전체 발전기의 거래시간별 계획발전전력량에 대한 정산금 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 전력량정산금 총액을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래 시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$ESLS_{d,t} = \left(\sum_i SEP_{i,t} - \sum_k ESC_{k,t}\right) \times \frac{PEL_{d,t}}{\left(TET_t - \sum_k PEC_{k,t}\right)}$$

여기서,

$ESLS_{d,t}$ (Energy Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 계획발전전력량 정산금

$SEP_{i,t}$: 전력시장 발전기의 거래시간별 계획발전 전력량 정산금

$ESC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간별 전력량 정산금

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t} = MEL_{d,t} \times TLF_{d,t} \times (1 + DLFL) \times (1 + LLFL_d)$

$MEL_{d,t}$ (Measured Energy for a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값

$TLF_{d,t}$: 거래시간대 구역전기사업자의 정적손실계수이며, 지리적으로 가장 근접한 중앙급전발전기의 송전손실계수를 준용한다.

DLFL (Distribution Loss Factor for Local sales companies) : 구역전기사업자의 전력량 계량값을 보정하기 위해 적용하는 배전손실계수

$LLFL_d$ (Locational Loss Factor for a Local sales company) : 구역전기사업자의 실제 계량기의 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 손실계수

TET_t (Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

구역전기사업자의 거래일에 대한 계획발전전력량에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$ESLS_d = \sum_t ESLS_{d,t}$$

② 가용능력에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 가용능력에 대한 거래시간별 정산금은 전체 발전기의 거래시간별 가용능력에 대한 정산금의 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 용량가격 정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$CSLS_{d,t} = \left(\sum_{i} TPCP_{i,t} - \sum_{k} CSC_{k,t} \right) \times \frac{PEL_{d,t}}{\left(TET_{t} - \sum_{k} PEC_{k,t} \right)}$$

여기서,

$CSLS_{d,t}$ (Capacity Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 가용능력 정산금액

$TPCP_{i,t}$: 전력시장 발전기의 거래시간별 용량정산금

$CSC_{k,t}$: 직접구매자의 거래시간별 용량정산금

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

TET_{t} (Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

구역전기사업자의 거래일 가용능력에 대한 정산금은 다음과 같다.

$$CSLS_{d} = \sum_{t} CSLS_{d,t}$$

③ 제약발전에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 거래시간별 제약 발전에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 제약발전에 대한 정산금 총액에서 모든 직접구매자의 거래시간별 부가정산금을 차감한 금액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$USLS_{d,t} = \left(US_{t} - \sum_{k} USC_{k,t} \right) \times \frac{PEL_{d,t}}{\left(TET_{t} - \sum_{k} PEC_{k,t} \right)}$$

여기서,

$USLS_{d,t}$ (Uplift Settlement for a Local Sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 제약정산금

US_{t} (Uplift Settlement) : 거래시간에 대한 제약발전정산금 총액

$US_t = \sum_i TPG_{i,t} - \sum_i SEP_{i,t} - \sum_i TPCP_{i,t}$

TPG_t (Total Payment for Generators) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 총정산금. 단, 신재생에너지 공급의무이행비용은 제외한다.[신설 2013.2.28.]

$USC_{k,t}$ (Uplift Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

TET_t (Total Energy Traded) : 전력시장 전체 발전기의 거래시간에 대한 전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

구역전기사업자의 거래일 제약발전에 대한 정산금은 다음과 같다

$USLS_d = \sum_t USLS_{d,t}$

④ 배출권거래비용에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 배출권거래비용은 발전사업자의 배출권거래비용 정산금총액에서 구역전기사업자가 구매한 전력량 비율을 곱한 금액을 익월 거래시간별로 균등 배분하여 적용한다.

$$TETSL_{d,t} = \left(\sum_g ETP_g\right) \times \frac{1}{NT} \times \frac{\sum_t PEL_{d,t}}{\sum_t TET_t}$$

여기서,

$TETSL_{d,t}$ (Total Emission Trading Settlement for Local sales company) : 구역전기사업자d가 부담해야할 거래시간별 배출권거래비용에 대한 정산금

$\sum_t PEL_{d,t}$: 구역전기사업자d의 연간 총유효구매전력량

수식의 의미 ① 계획발전전력량에 대한 정산

$$ESLS_{d,t} = \left(\sum_{i} SEP_{i,t} - \sum_{k} ESC_{k,t} \right) \times \frac{PEL_{d,t}}{\left(TET_{t} - \sum_{k} PEC_{k,t} \right)}$$

- 구역전기사업자의 계획발전 전력량 정산금($ESLS_{d,t}$)은 총 계획발전전력량정산금에서 직접구매자의 전력량 정산금을 제외한 금액(A)을 구매전력량 비율(B)에 따라 정산
  - (A) = 총 SEP 정산금 - 직접구매자 전력량 정산금
  - (B) = $\frac{\text{구역전기사업자의 유효구매전력량}}{\text{총거래량 - 직접구매자거래량}}$

- 유효전력구매량은 계량 전력량에 송전손실계수($TLF_{k,t}$), 배전손실계수(DLFL), 구역전기사업자의 손실계수($LLFL_{k}$)를 반영한 값으로 정산의 기준이 되는 거래량이다.

② 가용능력에 대한 정산

$$CSLS_{d,t} = \left(\sum_{i} TPCP_{i,t} - \sum_{k} CSC_{k,t} \right) \times \frac{PEL_{d,t}}{\left(TET_{t} - \sum_{k} PEC_{k,t} \right)}$$

- 구역전기사업자의 가용능력에 대한 정산금은 총 용량정산금에서 직접구매자의 용량가격 정산금을 제외한 금액(A)을 구매전력량 비율(B)에 따라 정산
  - (A) = 총 용량정산금 - 직접구매자 용량가격 정산금
  - (B) = $\frac{\text{구역전기사업자의 유효구매전력량}}{\text{총거래량 - 직접구매자거래량}}$

③ 제약발전에 대한 정산

$$USLS_{d,t} = \left(US_{t} - \sum_{k} USC_{k,t} \right) \times \frac{PEL_{d,t}}{\left(TET_{t} - \sum_{k} PEC_{k,t} \right)}$$

- 구역전기사업자의 제약발전에 대한 정산금($USLS_{d,t}$)은 총 제약발전 정산금에서 직접구매자의 제약발전정산금을 제외한 금액(A)을 구매전력량 비율(B)에 따라 정산
  - (A) = 총 제약발전정산금 - 직접구매자 제약발전 정산금
  - (B) = $\frac{\text{구역전기사업자의 유효구매전력량}}{\text{총거래량 - 직접구매자거래량}}$

④ 배출권거래비용에 대한 정산

$$TETSL_{d,t} = \left(\sum_{g} ETP_g\right) \times \frac{1}{NT} \times \frac{\sum_{t} PEL_{d,t}}{\sum_{t} TET_t}$$

• 구역전기사업자의 배출권 거래비용 정산금($TETSS_t$)은 총 배출권 거래비용 정산금(A)을 구매전력량 비율(B)에 따라 정산

- (A) = 비용평가 위원회에서 결정된 총 배출권 거래비용 정산금($\sum ETP_g$)
- (B) = $\frac{\text{구역전기사업자의 유효구매전력량}}{\text{총거래량}}$

* 비용평가위원회에서 배출권 거래 비용이 결정된 익월 매 거래시간에 균등배분하여 정산

IX.

최근 규칙개정 주요 내용



IX. 최근 규칙개정 주요 내용

01 복합발전기 계통제약운전시 정산기준 개선('16-1차)

복합발전기가 계통제약에 따라 운전시 보상하는 자기변동비를 기존보다 더 정확히 산정하여 지급할 수 있도록 개정

- 복합발전기의 계통제약에 의한 발전비중이 기저전원 증가, 전력수요 증가 둔화 등의 이유로 확대되고 있으며,
- 복합발전기의 자기변동비는 경제성을 고려한 운전조합을 고려하여 산정된 비용평가결과(발전효율, 기동비용)에 의해 지급하고 있으나,
- 비용평가시 적용했던 운전조건과 실제 운전조건 간 차이에 따른 효율감소로 인한 손실분이 발생함

복합발전기 계통제약운전정산금(SCON) 기준개선

- 계통제약운전 중 50%이하 출력 운전시 추가정산 기준 마련

(별표 2 정산기준 Ⅰ-12-사 신설)

구분	기존	개정
효율차이 보상기준	• 시험조건과 실제운전 조건 차이로 인한 효율차이 불인정	• 50% 이하 출력구간에서 운전조건 차이로 인한 효율감소에 대한 변동비 추가 정산

- 계통제약운전 중 일부 가스터빈(GT) 재기동시 기동비 추가정산 기준 마련

(별표 2 정산기준 Ⅰ-12-아 신설)

구분	기존	개정
재기동 보상기준	• 운전중 일부 가스터빈(GT) 정지후 재기동시 기동비 미지급	• 운전중 일부 가스터빈(GT) 정지후 재기동시 기동비 지급

02 열공급발전기 정산기준 개선('16-1차)

수요지 인근에 위치한 분산형 전원특성을 지닌 열공급발전기에 대한 정확한 발전비용 산정 및 적정수준 보상체계 마련

- (기존) 열공급을 위해 발전기가 제약운전을 할 경우 증분비만 보상하고, 발전기 효율은 전기 단독생산기준을 적용함
- (개정) 열공급을 위해 발전기가 제약운전을 할 경우 전기생산에 소요된 공통비용(기동비·무부하비)을 추가로 보상하고, 발전기효율은 열과 전기 동시생산 기준 적용 필요

열공급제약운전정산금(GSCON) 기준개선 : 무부하비, 기동비 일부지급

(별표 2 정산기준 Ⅰ-1-가-② 개정, Ⅰ-12-사 신설)

기존	개정
• 열공급제약발전기 무부하비 : 부지급	• $GECON_{i,t}$ = MIN(시장가격, 증분비) + $\frac{(\text{무부하비})}{(1+\text{열전비})} \times \frac{\text{발전량}}{\text{입찰량}}$
• 열공급제약발전기 기동비 : 부지급	• 열공급제약발전기 기동비 = $\frac{\text{가동비}}{1+\text{열전비}}$

열제약운전중 추가 계통제약운전정산금(SCON) : 열병합기준 효율적용

(별표 2 정산기준 Ⅰ-1-가-② 개정)

기존	개정
• 전기 단독생산기준 효율적용	• 열과 전기 동시생산 기준 효율적용

03 기준용량가격(RCP) 산정기준 개정('16-2차)

新기후체제에 대비하여 중앙급전 분산자원의 자생적 발전 및 활성화를 위한 기준용량가격 수준의 합리화 모색

- 기준용량가격을 구성하는 건설투자비와 운전유지비 산정 기준을 신규발전기와 기존발전기의 특성에 맞춰 합리적으로 개편

용량가격의 결정 및 공개 기준 변경 (제2.4.3조)

- 회계기간 중 비용평가위원회에서 기준용량가격 재산정을 결정한 경우, 재산정일 이후부터 다르게 반영할 수 있도록 조항 개정
- 발전기의 진입연도별로 기준용량가격을 각기 산정하여 적용하며, 기준용량가격 세부 산정 방안은 비용평가세부운영규정으로 규정

<참고 : 기준용량가격(RCP) 산정기준>

건설투자비		운전유지비
총 건설비 산출	연금화(할인율 적용)	
• 과거 기준발전기('04년 신인천 GT)의 건설비에 연도별 물가지수를 반영하여 준공년도 기준 건설비 산정	• 최근 적정 할인율을 산출하여 건설투자비를 연금화	• 최근년도 기준발전기 투자비의 일정비율

04 용량가격계수(RCF) 산정기준 개정('16-2차)

제2차 에너지기본계획의 분산형전원 확대와 대규모 송전건설 최소화 정책이 가시화 되도록 지역별 가격신호 강화

- 기존 용량가격계수(RCF)에서는 수도권 공급능력 증대 및 송전용량 확대로 사실상 수도권/비수도권의 가격차등은 발생하지 않음

기존 용량가격계수(RCF)가 도입('06년) 이후 변화된 전력시장 환경을 반영하고 있지 않아, 최근 여건을 반영하여 개선

- 가격탄력성 제고를 위한 불변구간 제거('14년) 및 공급용량의 급격한 증가로 용량가격이 최근 3년간 11.2% 하락 → 발전사업자의 리스크 증가
- 2009년부터 최대부하 시현이 동계로 전환되었으나 기존 RCF는 피크발생 시점을 하계를 기준으로 하고 있어, 용량가격이 저평가되는 문제 발생
- 수급전망 기준이 비중앙발전기를 제외한 중앙급전발전기만을 대상으로 하고 있는 점을 개선, 수급계획과의 정합성 제고

지역구분(수도권, 비수도권)을 폐지하고, 설비예비율과 용량가격의 연계성을 강화하는 개정 내용의 취지에 부합하도록 명칭 변경

구 분	한글명칭	영문명칭
기 존	지역별용량가격계수	RCF(Regional Capacity Factor)
개 정	용량가격계수	RCF(Reserve Capacity Factor)

분산자원 활성화를 위한 지역신호 강화 (제2.4.3조, 제2.5.4조 등)

- 용량가격계수(RCF)를 "공급용량계수(ICF)"에 "지역계수(LF)"를 곱하는 것으로 개정
  - 지역계수(LF)는 발전기별 용량손실계수와 가중치를 이용하여 발전기별로 차등하여 적용
- 발전기별 용량손실계수(용량TLF) 산정방식 신설
  - 용량TLF : 동·하계 피크기간의 평일에 적용되는 정적손실계수를 평균하여 산정

기존	개정
RCF_i = 지역별용량가격계수 * 지역별용량가격계수 : 설비예비력 수준에 따른 용량가격계수	RCF_i = 공급용량계수(ICF) × 지역계수 (LF_i) $= \left(\frac{\text{용량손실계수}_i}{\text{용량손실계수가증평균}} - 1\right) \times \text{가중치}(a_{LF}) + 1$ * ICF는 설비예비력 계수로 기존 RCF와 동일 기능. 단, 지역구분 無

공급용량계수(현 RCF) 산정방식의 정확성 향상 및 수급계획과의 정합성 제고를 통해 실제 설비예비율과 용량가격의 연계성 강화(제2.4.3조, 제2.5.4조 등)

- 최대부하 발생시점 변경 : 하계 Peak ⇨ 연중 Peak (동계)
- 설비용량 산정기준 변경 : 비중앙발전기 제외 ⇨ 비중앙발전기 포함

<참고 : 공급용량계수(ICF) 설계내용>

항 목	기존 (RCF)	개정 (ICF)	비고
지역구분	• 수도권/비수도권 (지역별 설비예비율 적용)	• 지역구분 삭제 (전계통 설비예비율 적용)	
수급전망 기준	• 수급계획과 별도 방식 (비중앙 제외))	• 수급계획과 유사한 방식 (비중앙 포함)	정합성 향상
최대전력 시점	• 해당연도 하계	• 해당년도 동계 (12월~익년2월) * 직전 3년 중 과반이상의 최대 전력 시현 시점	
공급용량 시점	• 해당연도 8월말	• 해당년도 11월말 * 하계 최대전력 시 6월말	
공급용량계수 (ICF) 산정	• 직전 2년 포함 3년의 ICF 산정값 평균	• 직전 2년의 실적치 포함 3년의 평균값	실적치 반영
산출시점	• 전년 12월	• 해당년도 6월	
적용기간	• 해당년도 1월~12월	• 해당년도 7월~익년도 6월	

05 연료전환성과계수(FSF) 신설('16-2차)

경제성과 환경성을 동시에 충족시키는 발전연료 사용 확대를 지원하기 위한 용량요금 측면의 지원방안 마련

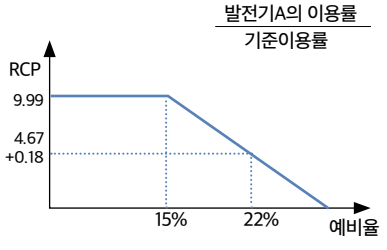
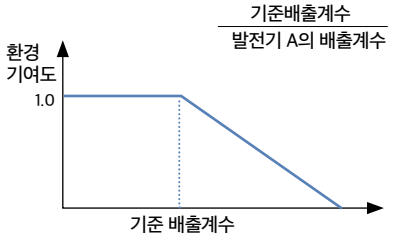
- 공급기여도에 관계없이 모든 발전기에 대한 동일한 기준용량가격을 지급하는 기존 방식은 효율개선 유인효과를 제한
- 15-3차 규칙개정위원회에서 용량가격의 차등적용 안건에 대해 경제적·환경적 측면을 조화시킨 발전적 보완 및 개선 요구
- 이에, 경제급전의 원칙을 훼손하지 않으면서 온실가스 감축 및 친환경 발전연료로의 전환 촉진을 위한 제도 마련

용량가격의 결정 및 공개 기준에 연료전환성과계수에 관한 조항 신설 (제2.4.3조 등)

기 존	개 정
용량요금= 기준용량가격(RCP) ×지역별 용량계수(RCF) × 시간대별 용량계수(TCF)	용량요금= 기준용량가격(RCP) ×지역별 용량계수(RCF) × 시간대별 용량계수(TCF) × 연료전환성과계수(FSF)

- 연료전환성과계수는 개별발전기의 발전기여도와 환경기여도를 감안하여 용량가격이 차등 지급될 수 있도록 산정
- 연료전환성과계수 산정에 관한 세부기준 및 절차는 비용평가세부 운영규정에 관련조항 신설
- 급격한 제도변화에 따른 발전사업 영위의 충격 완화를 위해 한시적으로 연도별 완화계수(5년) 적용 (경과규정)

<참고 : 공급용량계수(ICF) 설계내용>

구분	발전기여도(이용률)	환경기여도(배출계수)
정의	전통적 발전기여도 평가방법으로 개별발전기의 이용률을 통한 실질에너지 기여도 평가	개별발전기의 온실가스 배출계수를 통한 전력부문의 환경 기여도 평가
산출 개념도		

구분	발전기여도(이용률)	환경기여도(배출계수)
기준점	1.68%	0.4598 CO2eq/kWh
기준점 산출	동·하계 4개월 중 (주말·공휴일 제외) 하루 6시간 운전(30%출력) 가정	직전연도 발전분야 평균 배출계수
계수산출	기준이용률 대비 개별발전기의 이용률	기준배출계수 대비 개별발전기의 배출계수
기타	-예비율 15% 이내는 1.0 적용 -예비율 22% 는 0.49 적용 * 기준용량가격의 운전유지비 지급 -예비율 22% 이상이라도 직전 3년 기간 중 급전지시 1회 이상이 있는 경우 운전유지비 지급	-
가중치	80%	20%

06 양수발전기 입찰기준 신설('16-3차)

양수발전기의 발전입찰량과 양수입찰량간의 연계성*이 낮아 SMP 왜곡 발생

(* 2012-2013년 발전입찰 대비 펌핑입찰비율 : 0.9-2.4%)

발전입찰량과 양수입찰량은 연계*규정 마련 및 정산규정 개정

* 발전입찰량 = 양수입찰량 * 양수발전기 개별 종합효율(η_i)

발전입찰과 펌핑입찰 연계방안 마련 (제2.3.2조, 별표 4)

• 시장가격(SMP)에 대한 양수의 발전입찰 및 펌핑입찰 영향 정상화

<발전입찰 및 펌핑입찰 연계를 위한 입찰규정 마련>

○ 편 차 : ‖ (발전입찰량 - 펌핑입찰량 × η_i) ÷ 발전입찰량 ‖

○ 발전입찰 및 펌핑입찰 연계조건 : 편차 < 허용편차율*(%)

* 연간 10% 설정 (상부저수지 강수유입 및 증발을 감안)

* η_i : 양수발전기의 종합효율로 양수효율과 발전효율을 반영한 계수(양수효율x발전효율)

양수발전기 정산규정 개정 (별표 2)

• 잘못된 입찰유인을 제공하는 기존 정산규정을 합리적으로 개선

- 발전입찰과 펌핑입찰 연계에 따른 양수발전기 수익 영향을 최소화

<기존 양수 정산규칙>

구 분	입찰량이내 (SEP/OPEP)	입찰량 초과 (CON/CONPE)
발전	거래일 최고 MP	MAX(입찰시간 가중평균 MP, 양수발전변동비)
펌핑	입찰시간 가중평균 MP	발전시간 최저 MP × 효율(η_a)

<개정 양수 정산규칙>

구 분	입찰량이내 (SEP/OPEP)	입찰량 초과 (CON/CONPE)
발전	입찰시간 가중평균 MP	거래일 최고 MP
펌핑	입찰시간 가중평균 MP	발전시간 평균 MP × 효율(η_a)

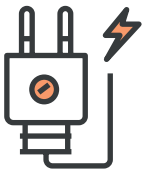
* η_a : 양수발전기의 평균 종합효율로 상업운전중인 양수발전기들의 개별 종합효율(η_i)을 설비용량으로 가중평균한 값

[정산규칙 해설서]

발행일 2019.2.
발행처 전력거래소 시장운영처 시장정산팀
전남 나주시 빛가람로 625
Tel : 061-330-8533

전력시장
실무자를 위한

2019
정산규칙 해설서



smart KPX 전력거래소
KOREA POWER EXCHANGE