

## 수요반응자원의 정산 기준

### [목차]

#### I. 수요관리사업자에 대한 정산

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산 <개정 2019.12.31., 2024.2.13.>
  - 가. 표준DR, 중소형DR, 국민DR(수도권/비수도권)
  - 나. 제주DR, 국민DR(제주권)
2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산
  - 가. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 국민DR(수도권/비수도권) <개정 2022.5.31., 2024.2.13., 2025.2.11.>
  - 나. 제주DR/H-제주DR, 국민DR(제주권) <개정 2024.2.13., 2025.2.11.>
3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산 <개정 2023.6.30.>
  - 가. 주파수연계 감축량에 대한 정산
  - 나. 주파수연계 설비 운전유지비용에 대한 정산 [신설 2020.11.01.]
  - 다. 주파수연계 감축시험에 대한 정산 [신설 2024.2.13.]
4. 의무감축용량에 대한 정산 <개정 2019.12.31.> <번호변경 2020.11.01.>
  - 가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 정산
  - 나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 정산
5. 위약금에 대한 정산 <개정 2019.12.31.> <번호변경 2020.11.01.>
  - 가. 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 정산
  - 나. 실시간 전력수요 의무감축요청 미이행에 대한 기본위약금 정산
6. SMP결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산 <번호변경 2020.11.01.>
7. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산 [신설 2021.1.1.] <개정 2024.3.28.>
  - 가. 제주 플러스DR
  - 나. 육지 플러스DR
    - 1) 계획증대량에 대한 정산

2) 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산

8. 실시간 전력수요 증대요청에 따른 전력수요 증대이행량에 대한 정산 [신설 2022.5.31.]

9. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산 [신설 2024.10.29.]

가. 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산

나. 주파수연계 충전부하감축설비 운전유지비용에 대한 정산

## II. 판매사업자에 대한 정산 <개정 2019.12.31., 2023.8.30., 2024.3.28.>

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산

2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산

3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산

4. 의무감축용량에 대한 정산

가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 정산

나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 정산

5. 위약금에 대한 정산

가. 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 정산

나. 실시간 전력수요 의무감축요청 미이행에 대한 기본위약금 정산

6. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산

가. 제주 플러스DR

나. 육지 플러스DR

1) 계획증대량에 대한 정산

2) 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산

7. 실시간 전력수요증대요청에 따른 전력수요증대요청 이행량에 대한 정산

8. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산 [신설 2024.10.29.]

### Ⅲ. 구역전기사업자의 전력거래에 대한 정산<개정 2019.12.31., 2024.3.28.>

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산
2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산
3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산
4. 의무감축용량에 대한 정산
  - 가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 정산
  - 나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 정산
5. 위약금에 대한 정산
  - 가. 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 정산
6. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산
  - 가. 계획증대량에 대한 정산
  - 나. 반기별 상한액 초과에 따른 채배분 정산
7. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산 [신설 2024.10.29.]

### Ⅳ. 발전사업자의 전력거래에 대한 정산 [신설 2021.1.1.] <삭제 2023.8.30.>

### Ⅴ. 직접구매자의 전력거래에 대한 정산 [신설 2025.4.9.]

1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산
2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산
3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산
4. 의무감축용량에 대한 정산
  - 가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 정산
  - 나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 정산

5. 위약금에 대한 정산

가. 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 정산

나. 실시간 전력수요 의무감축요청 미이행에 대한 기본위약금 정산

6. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산

가. 계획증대량에 대한 정산

나. 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산

7. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산

VI. 전력거래차수별 대금지급 기준일정 <번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.>

VII. 수요반응자원의 성과연동형용량가격계수 산정기준 [신설 2019.12.31.] <번호변경 20201.1.1, 2025.4.9., 개정 2022.5.31.>

1. 고정성과연동형용량가격계수의 산정

2. 차등성과연동형용량가격계수의 산정

# I. 수요관리사업자에 대한 정산

## 1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산

<개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.5.31., 2022.12.22., 2023.8.30.>

자발적 수요감축에 따른 감축계획량에 포함된 계획감축량은 지역별 SMP로 정산한다. 단, 감축계획량을 배분받은 거래시간과 의무감축용량에 대한 실시간 전력수요 의무감축요청이 발령된 거래시간이 중복되는 경우에는 전력수요 의무감축요청이행량에 대해 우선적으로 정산한다.

가. 표준DR, 중소형DR, 국민DR(수도권/비수도권) [신설 2023.8.30.]

$$SLRP_{i,t} = SLR_{i,t} \times SMP_t \times 1000$$

$$SLR_{i,t} = \text{Min}\{ \text{Max}(SR_{i,t} - DLR_{i,t}, 0), SSR_{i,t} \}$$

$$DLR_{i,t} = \text{Min}[ \text{Max}(DR_{i,t}, 0), RSO_{i,t} \times 1.2 ] \times (1 - XRSOF_{i,t}) + \text{Max}(DR_{i,t}, 0) \times XRSOF_{i,t}$$

$$SSR_{i,t} = PSSR_{i,t} + PDSR_{i,t} + EMSR_{i,t}$$

$$PDSR_{i,t} = IDESR_{i,t} + ADESR_{i,t} + RSSR_{i,t}$$

$$SR_{i,t} = \{ \sum_{c \in i} SCLR_{i,t} \times (1 - RDF_i) + (RDSCBL_{i,t} - RDSME_{i,t}) \times RDF_i \} \div 1000$$

$$DR_{i,t} = \{ \sum_{c \in i} DCLR_{i,t} \times (1 - RDF_i) + (RDCBL_{i,t} - RDME_{i,t}) \times RDF_i \} \div 1000$$

$$SCLR_{i,c,t} = (SCBL_{i,c,t} - ME_{i,c,t}) \times SRF_{i,c,t}$$

$$DCLR_{i,c,t} = DCBL_{i,c,t} - ME_{i,c,t}$$

여기서,

$SLRP_{i,t}$  : 자발적 수요감축 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금액

$SLR_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축인정량(MWh)

$SR_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량(MWh)

$DLR_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청 감축이행인정량(MWh)

$SSR_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$SCLR_{i,c,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하 감축량(kWh)

$DR_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간별 전력수요 의무감축요청 감축이행량(MWh)

$RSO_{i,t}$  : 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의

거래시간대별 전력수요 의무감축요청량(MWh)

$XRSOF_{i,t}$  : 별표12에 따라 의무감축용량을 초과한 전력수요 의무감축요청이 발령된 경우는 1 아니면 0

$PSSR_{i,t}$  : 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$PDSR_{i,t}$  : 피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$IDESR_{i,t}$  : 하루전발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$ADES_{i,t}$  : 신뢰도발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요 반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$RSSR_{i,t}$  : 예비력 확보를 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$EMSR_{i,t}$  : 미세먼지 저감을 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$RDSME_{i,t}$  : 국민DR의 수요반응자원을 구성하는 발전계획에 참여한 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kWh)

$RDCBL_{i,t}$  : 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 국민DR의 전력수요 의무감축이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합으로 산정한 고객기준부하(kWh)

$RDME_{i,t}$  : 국민DR의 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객 중 고객기준부하 산정에 포함된 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kWh)  
<개정 2021.12.28.>

$RDF_i$  : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

$SCBL_{i,c,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 계획감축량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)

$DCLR_{i,c,t}$  : 실시간 수요감축요청에 따른 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kWh)

$DCBL_{i,c,t}$  : 실시간 수요감축요청에 따른 수요반응자원의 수요감축요청이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)

$ME_{i,c,t}$  : 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)

수요반응자원의 거래일 자발적 수요감축에 따른 계획감축량정산금( $SLRP_i$ )은 다음과 같다.

$$SLRP_i = \sum_t SLRP_{i,t}$$

나. 제주DR, 국민DR(제주권) [신설 2023.8.30.]

$$SLRP_{i,t} = SLR_{i,t} \times DA\_SMP_t \times 1000$$

$$SLR_{i,t} = \text{Min}\{ \text{Max}(SR_{i,t} - DLR_{i,t}, 0), SSR_{i,t} \}$$

$$DLR_{i,t} = \text{Min}[ \text{Max}(DR_{i,t}, 0), RSO_{i,t} \times 1.2 ] \times (1 - XRSOF_{i,t}) + \text{Max}(DR_{i,t}, 0) \times XRSOF_{i,t}$$

$$SSR_{i,t} = PSSR_{i,t} + PDSR_{i,t} + EMSR_{i,t}$$

$$PDSR_{i,t} = IDESR_{i,t} + ADESR_{i,t} + RSSR_{i,t}$$

$$SR_{i,t} = \{ \sum_{c \in i} SCLR_{i,t} \times (1 - RDF_i) + (RDSCBL_{i,t} - RDSME_{i,t}) \times RDF_i \} \div 1000$$

$$DR_{i,t} = \{ \sum_{c \in i} DCLR_{i,t} \times (1 - RDF_i) + (RDCBL_{i,t} - RDME_{i,t}) \times RDF_i \} \div 1000$$

$$SCLR_{i,c,t} = (SCBL_{i,c,t} - ME_{i,c,t}) \times SRF_{i,c,t}$$

$$DCLR_{i,c,t} = DCBL_{i,c,t} - ME_{i,c,t}$$

여기서,

$SLRP_{i,t}$  : 자발적 수요감축 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금액

$SLR_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축인정량(MWh)

$DA\_SMP_t$  : 하루전에너지가격(원/kWh)

$SR_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량(MWh)

$DLR_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청 감축이행인정량(MWh)

$SSR_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$SCLR_{i,c,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하 감축량(kWh)

$DR_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간별 전력수요 의무감축요청 감축이행량(MWh)

$RSO_{i,t}$  : 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청량(MWh)

$XRSOF_{i,t}$  : 별표12에 따라 의무감축용량을 초과한 전력수요 의무감축요청이 발령된 경우는 1 아니면 0

$PSSR_{i,t}$  : 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$PDSR_{i,t}$  : 피크수요 저감을 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$IDESR_{i,t}$  : 하루전발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$ADESR_{i,t}$  : 신뢰도발전계획의 기준수요 초과에 따른 수요 반응자원의 거래시간

별 감축계획량(MWh)

$RSSR_{i,t}$  : 예비력 확보를 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$EMSR_{i,t}$  : 미세먼지 저감을 위한 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$RDSME_{i,t}$  : 국민DR의 수요반응자원을 구성하는 발전계획에 참여한 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kWh)

$RDCBL_{i,t}$  : 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 국민DR의 전력수요 의무감축이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합으로 산정한 고객기준부하(kWh)

$RDME_{i,t}$  : 국민DR의 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객 중 고객기준부하 산정에 포함된 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kWh)  
<개정 2021.12.28.>

$RDF_i$  : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

$SCBL_{i,c,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 계획감축량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)

$DCLR_{i,c,t}$  : 실시간 수요감축요청에 따른 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kWh)

$DCBL_{i,c,t}$  : 실시간 수요감축요청에 따른 수요반응자원의 수요감축요청이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)

$ME_{i,c,t}$  : 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)

수요반응자원의 거래일 자발적 수요감축에 따른 계획감축량정산금( $SLRP_i$ )은 다음과 같다.

$$SLRP_i = \sum_t SLRP_{i,t}$$

다. <개정 2021.1.1> <삭제 2021.9.18.>

## 2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산 <개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.5.31., 2022.12.22., 2023.8.30., 2024.8.1., 2025.2.11.>

하루전발전계획의 감축계획량에 포함되지 않았지만, 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따라 전력부하감축을 시행한 경우, 수요반응자원의 지역구분 및 종류에 따라 다음 각 목과 같이 정산금을 산정한다.



가. 표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR, 국민DR(수도권/비수도권)

<개정 2017.12.29., 2022.5.31., 2023.8.30., 2025.2.11.>

표준DR/H-표준DR, 중소형DR/H-중소형DR은 전력거래소 전력수요 의무감축요청량의 1.2배와 전력수요 의무감축이행량 중 작은 값에 대해서 해당 거래시간의 육지 MGP로 정산한다. 단, 감축시험 및 감축재시험의 경우 육지 SMP로 정산하며, 별표12의 규정에 따라 『수급정보 주의(Yellow)』 정보 발령 혹은 『수급정보 경계(Orange)』 정보 발령 시 전력거래소가 추가적인 전력부하감축을 지시한 경우에는 전력수요 의무감축이행량을 정산금 산정에 적용한다.

국민DR(수도권/비수도권)은 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축이행량에 대하여 실적급 단가와 감축준비시간에 대한 가중치를 곱하여 정산한다. 단, 실적급 단가는 국민DR의 발령 가능시간에 대한 연간 기본정산금을 MRT로 나눈 후 육지 MGP를 더한 값으로 한다.

$$DRP_{i,t} = [ DLR_{i,t} \times \{SMP_t \times DRTF_{i,t} + MGP_{t,1} \times (1 - DRTF_{i,t})\} \times (1-RDF_i) + \text{Max}(DR_{i,t}, 0) \times \{(RBP_{y,1} / MRT) + MGP_{t,1}\} \times RDF_i ] \times RTWF_i \times 1000$$

$$DLR_{i,t} = \text{Min}[ \text{Max}(DR_{i,t}, 0), RSO_{i,t} \times 1.2 ] \times (1-XRSOF_{i,t}) + \text{Max}(DR_{i,t}, 0) \times XRSOF_{i,t}$$

$$DR_{i,t} = \{ \sum_{c \in i} DCLR_{i,c,t} \times (1-RDF_i) + (RDCBL_{i,t} - RDME_{i,t}) \times RDF_i \} \div 1000$$

단, <삭제 2020.7.8.>

$$DCLR_{i,c,t} = DCBL_{i,c,t} - ME_{i,c,t}$$

$$RBP_{y,x} = \sum_m^{전력거래기간} RBP_{m,x} \quad (\text{거래기간이 상반기에 해당할 경우 전력거래기간은}$$

전년도 7월부터 해당연도 6월, 하반기에 해당할 경우 해당연도 1월부터 12월 까지로 한다.)

$$RBP_{m,x} = \sum_t^{RDRT} RHCF_{i,t,x}$$

$$RHCF_{i,t,x} = RCP_{i,x} \times RCF_{i,x} \times TCF_t \times PCF_i$$

$$RTWF_i = 1 + \{ (60 / RT_i) / 10 \} \times RDF_i$$

여기서,

$DRP_{i,t}$  : 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액

$DLR_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축이행인정량(MWh)

$DR_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축이행량(MWh)

$RSO_{i,t}$  : 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청량(MWh)

$XRSO_{i,t}$  : 별표12에 따라 의무감축용량을 초과한 전력수요 의무감축요청이 발령된 경우는 1 아니면 0

$DCLR_{i,c,t}$  : 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 표준DR, 중소형DR 또는 제주DR 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kWh)

$DCBL_{i,c,t}$  : 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 표준DR, 중소형DR 또는 제주DR의 전력수요 의무감축이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)

$ME_{i,c,t}$  : 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)

$MGP_{t,x}$  : 수요반응자원이 전력수요 의무감축요청된 시간별로 운전된 육지, 제주 계통별 중앙급전발전기(최소운전출력의 110% 이내로 발전한 발전기 및 자기제약으로 발전한 발전기 제외) 중 최고 변동비를 해당 발전기 출력으로 나눈 가격(육지지역은 1, 제주지역은 2)

$DRTF_{i,t}$  : 거래시간별 감축시험 및 감축재시험, 감축신뢰성시험 지수(감축시험 및 감축재시험, 신뢰성시험인 경우 1 아니면 0) <개정 2024.8.1.>

$RDCBL_{i,t}$  : 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 국민DR의 전력수요 의무감축이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합으로 산정한 고객기준부하(kWh)

$RDME_{i,t}$  : 국민DR의 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객 중 고객기준부하 산정에 포함된 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kWh) <개정 2021.12.28.>

$RBP_{y,x}$  : 국민DR 지역별 연간 기본정산금 단가(원/kW)

(x는 지역구분 표시기로 수도권/비수도권 지역은 1, 제주지역은 2)

$RBP_{m,x}$  : 국민DR의 지역별, 거래월별 기본정산금 단가(원/kW)

(x는 지역구분 표시기로 수도권/비수도권 지역은 1, 제주지역은 2)

$RDRT$  : 국민DR의 거래월별 영업일 의무감축시간대(06~21시)

$RHCF_{i,t,x}$  : 국민DR의 지역별, 시간대별 용량 단가

단, 각 적용 계수는 거래 월 기준 확정된 값을 활용하되 확정된 값이 없을 경우 직전년도 값을 사용하며 국민DR의 PCF는 1을 적용

(x는 지역구분 표시기로 수도권/비수도권 지역은 1, 제주지역은 2)

$RTWF_i$  : 반응시간을 고려한 가중치

$RT_i$  : 수요반응자원의 최소감축준비시간(분)

$MRT$  : 전력거래기간별 최대감축시간(표준DR 기준)

$RDF_i$  : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

수요반응자원의 거래일 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량정산금(DRP<sub>i</sub>)은 다음과 같다.

$$DRP_i = \sum_t DRP_{i,t}$$

나. 제주DR/H-제주DR, 국민DR(제주권)

<개정 2022.5.31., 2023.8.30., 2024.8.1., 2025.2.11.>

제주DR/H-제주DR은 전력거래소 전력수요 의무감축요청량의 1.2배와 전력수요 의무감축이행량 중 작은 값에 대해서 해당 거래시간의 제주 MGP로 정산한다. 단, 감축시험 및 감축재시험의 경우 실시간에너지가격(RT\_SMP<sub>t,q</sub>)의 산술평균으로 정산하며, 별표12의 규정에 따라 『수급경보 주의(Yellow)』 경보 발령 혹은 『수급경보 경계(Orange)』 경보 발령 시 전력거래소가 추가적인 전력부하감축을 지시한 경우에는 전력수요 의무감축이행량을 정산금 산정에 적용한다.

국민DR(제주권)은 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축이행량에 대하여 실적급 단가와 감축준비시간에 대한 가중치를 곱하여 정산한다. 단, 실적급 단가는 국민DR의 발령 가능시간에 대한 연간 기본정산금을 MRT로 나눈 후 제주 MGP를 더한 값으로 한다.

$$DRP_{i,t} = [DLR_{i,t} \times \{RT\_SMP_t \times DRTF_{i,t} + MGP_{t,x} \times (1 - DRTF_{i,t})\} \times (1-RDF_i) + \text{Max}(DR_{i,t}, 0) \times \{(RBP_{y,x} / MRT) + MGP_{t,x}\} \times RDF_i] \times RTWF_i \times 1000$$

$$DLR_{i,t} = \text{Min}[\text{Max}(DR_{i,t}, 0), RSO_{i,t} \times 1.2] \times (1-XRSOF_{i,t}) + \text{Max}(DR_{i,t}, 0) \times XRSOF_{i,t}$$

$$DR_{i,t} = \left\{ \sum_{c \in i} DCLR_{i,c,t} \times (1-RDF_i) + (RDCBL_{i,t} - RDME_{i,t}) \times RDF_i \right\} \div 1000$$

단, <삭제 2020.7.8.>

$$RT\_SMP_t = \frac{\sum_{q=x}^y RT\_SMP_{t,q}}{y-x+1}$$

(x : 시작구간, y : 종료구간, 1 ≤ x ≤ 4, x ≤ y ≤ 4)

$$DCLR_{i,c,t} = DCBL_{i,c,t} - ME_{i,c,t}$$

$$RBP_{y,x} = \sum_m^{전력거래기간} RBP_{m,x} \quad (\text{거래기간이 상반기에 해당할 경우 전력거래기간은}$$

전년도 7월부터 해당연도 6월, 하반기에 해당할 경우 해당연도 1월부터 12월 까지로 한다.)

$$RBP_{m,x} = \sum_t^{RDRT} RHCF_{i,t,x}$$

$$RHCF_{i,t,x} = RCP_{i,x} \times RCF_{i,x} \times TCF_t \times PCF_i$$

$$RTWF_i = 1 + \{ (60 / RT_i) / 10 \} \times RDF_i$$

여기서,

DRP<sub>i,t</sub> : 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축이행량에 대한 정산금액

DLR<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축이행인정량(MWh)

DR<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축이행량(MWh)

RSO<sub>i,t</sub> : 전력거래소의 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청량(MWh)

XRSOF<sub>i,t</sub> : 별표12에 따라 의무감축용량을 초과한 전력수요 의무감축요청이 발령된 경우는 1 아니면 0

DCLR<sub>i,c,t</sub> : 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 표준DR, 중소형DR 또는 제주DR 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kWh)

DCBL<sub>i,c,t</sub> : 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 표준DR, 중소형DR 또는 제주DR의 전력수요 의무감축이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)

ME<sub>i,c,t</sub> : 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)

MGP<sub>t,x</sub> : 수요반응자원이 전력수요 의무감축요청된 시간별로 운전된 육지, 제주 계통별 중앙급전발전기(최소운전출력의 110% 이내로 발전한 발전기 및 자기계약으로 발전한 발전기 제외) 중 최고 변동비를 해당 발전기 출력으로 나눈 가격(육지지역은 1, 제주지역은 2)

DRTF<sub>i,t</sub> : 거래시간별 감축시험 및 감축재시험, 감축신뢰성시험 지수(감축시험 및 감축재시험, 신뢰성시험인 경우 1 아니면 0) <개정 2024.8.1.>

RDCBL<sub>i,t</sub> : 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 국민DR의 전력수요 의무감축 의무감축이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합으로 산정한 고객기준부하(kWh)

RDME<sub>i,t</sub> : 국민DR의 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객 중 고객기준부하 산정에 포함된 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kWh) <개정 2021.12.28.>

RBP<sub>y,x</sub> : 국민DR 지역별 연간 기본정산금 단가(원/kW)

(x는 지역구분 표시기로 수도권/비수도권 지역은 1, 제주지역은 2)

RBP<sub>m,x</sub> : 국민DR의 지역별, 거래월별 기본정산금 단가(원/kW)

(x는 지역구분 표시기로 수도권/비수도권 지역은 1, 제주지역은 2)

RDRT : 국민DR의 거래월별 영업일 의무감축시간대(06~21시)

RHCF<sub>i,t,x</sub> : 국민DR의 지역별, 시간대별 용량 단가

단, 각 적용 계수는 거래 월 기준 확정된 값을 활용하되 확정된 값이 없을 경우 직전년도 값을 사용하며 국민DR의 PCF는 1을 적용

(x는 지역구분 표시기로 수도권/비수도권 지역은 1, 제주지역은 2)

RTWF<sub>i</sub> : 반응시간을 고려한 가중치

RT<sub>i</sub> : 수요반응자원의 최소감축준비시간(분)

MRT : 전력거래기간별 최대감축시간(표준DR 기준)

RDF<sub>i</sub> : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

수요반응자원의 거래일 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축이행량정산금(DRP<sub>i</sub>)은 다음과 같다.

$$DRP_i = \sum_t DRP_{i,t}$$

### 3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산 <개정 2022.5.31.>

가. 주파수연계 감축량에 대한 정산 <개정 2022.12.27., 2023.6.30., 2025.4.9.>

주파수연계 감축량은 주파수 수요반응자원별 유효 전력거래시간에 대해 연간 기본정산금을 정산 기준시간 단위로 나눈 실적급 단가에 기준주파수 단계별 발령횟수 가중치와 주파수 수준별 계수를 곱한 값으로 정산한다.

$$FRP_{i,t} = \text{Max}(FR_{i,t}, 0) \times (1 - FDRTF_{i,t}) \times (FDRBP_y / BTS_i) \times WFFR_i \times FLF_i \times VTF_t \times 1,000$$

$$FR_{i,t} = \sum_{c \in i} (FCLR_{i,c,t} \times DRPF_{i,c,t}) \div 1,000$$

$$FCLR_{i,c,t} = (FCBL_{i,c,t} - FME_{i,c,t}) \times FRTR_i \times IRRT_{i,t}$$

$$FDRBP_y = \sum_m^{전력거래기간} FDRBP_m$$

$$FDRBP_m = \sum_t^{FDRT} FHCF_{i,t}$$

FDRTF<sub>i,t</sub> : 주파수연계 감축시험 및 감축재시험 지수(주파수연계 감축시험 및 감축재시험인 경우는 1, 아니면 0) <개정 2023.6.30.>

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

여기서,

$FRP_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액(원)

$FR_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간대별 주파수연계 감축량(MWh)

$FDRBP_y$  : 주파수DR의 전력거래기간 총 기본정산금 단가(원/kW)

$BTS_i$  : 정산 기준시간 단위(1hr)

$WFFR_i$  : 발령횟수에 따른 가중치로, 아래 표에 따라 단계별로 차등 적용(단, 계통주파수 측정값이 기준주파수를 초과하였으나 주파수연계 수요감축이 이루어진 경우는 1로 적용하며 발령횟수에서 제외)

단계	WFFR		
	발령 1회	발령 2회	발령 3회 이상
1~2단계	0.5	0.3	0.2
3~4단계	1.0	0.5	0.5
5단계	1.5	1.5	1.5

$FLF_i$  : 계통주파수 수준별 계수로, 아래 표에 따라 차등 적용

FLF		적용 기준
1~2단계	3단계 이상	
1.0		계통주파수 ≤ 단계 기준주파수
0.1	0.2	단계 기준주파수 < 계통주파수 ≤ 단계 기준주파수 + 0.03Hz
0		기준주파수 + 0.03Hz < 계통주파수

$VTF_t$  : 유효 전력거래시간 계수 (주파수DR 전력거래 가능시간은 1, 아니면 0)

$FCLR_{i,c,t}$  : 주파수 하락에 따른 주파수DR 수요반응참여고객의 거래시간별 전력 부하감축량(kWh)

$DRPF_{i,c,t}$  : 거래시간별 주파수DR의 수요반응참여고객이 다른 수요반응자원에 포함되어 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 수요반응자원의 거래 참여여부 (참여 시 0, 미참여 시 1)

$FCBL_{i,c,t}$  : 주파수 하락에 따른 주파수DR의 주파수연계 감축량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 예상 고객기준부하. 감축시작 직전 10분 사용전력량에 6을 곱하여 산정(kWh)

$FME_{i,c,t}$  : 주파수DR을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 예상 사용전력량. 감축시작 직후 10분 사용전력량에 6을 곱하여 산정(kWh)

$FRTR_i$  : 1시간 기준 대비 주파수DR의 최소 감축유지시간 비율

$IRRT_{i,t}$  : 주파수DR의 거래시간별 감축시간 포함비율

$FDRBP_m$  : 주파수DR의 거래월별 기본정산금 단가(원/kW)

$FDRT$  : 주파수DR의 거래월별 감축시간대(09~18시)

$FHCF_{i,t}$  : 주파수DR의 시간대별 용량 단가. 단, 각 적용 계수는 거래월 기준 확정된 값을 활용하되 확정된 값이 없을 경우 직전년도 값을 사용하며 시간대

별 TCF 및 PCF는 1을 적용

수요반응자원의 거래일 주파수연계에 따른 주파수연계 감축량 정산금(FRP<sub>i</sub>)은 다음과 같다.

$$FRP_i = \sum_t FRP_{i,t}$$

나. 주파수연계 설비 운전유지비용에 대한 정산

수요반응자원의 전력거래기간 주파수연계 감축량 정산금 합계가 0일 경우, 주파수 수요반응자원 계량방식에 따라 구분하여 정산한다. 개별부하 방식은 주파수DR 수요반응참여고객별 전력거래기간 최대 사용전력량을 더한 값에 대해 주파수DR 유효 전력거래시간에 대한 연간 기본정산금을 정산 기준시간 단위로 나눈 실적급 단가에 기준주파수 단계별 운전유지비용 보상계수를 곱하여 전력거래기간 마지막 거래일 마지막 거래시간대에 정산한다. 계량완화 방식은 주파수DR 수요반응자원별 감축예상용량에 대해 주파수DR 유효 전력거래시간에 대한 연간 기본정산금 단가에 기준주파수 단계별 운전유지비용 보상계수를 곱하여 전력거래기간 마지막 거래일 마지막 거래시간대에 정산한다. <개정 2022.12.27., 2023.6.30., 2025.4.9.>

기준주파수 단계별 미발령 및  $\sum_t^{전력거래기간} FRP_{i,t} = 0$ 이면,

$$FMC_{i,t} = \left[ \sum_{c \in i} MME_{i,c,t} \times (FDRBP_y / BTS_i) \times FDRSLF_i + FREC_{i,t} \times FDRBP_y \times (1 - FDRSLF_i) \right] \times FRTR_i \times MCF_i \times LTF_{i,t} \times 1,000 \quad \text{<개정 2023.6.30.>}$$

여기서,

$FRP_{i,t}$  : 주파수 하락에 따른 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액(원)

$FMC_{i,t}$  : 수요반응자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)

$MME_{i,c,t}$  : 수요반응참여고객의 전력거래기간 거래시간별 최대 사용전력량(MWh)

$FDRBP_y$  : 주파수DR의 전력거래기간 총 기본정산금 단가(원/kW)

$BTS_i$  : 정산 기준시간 단위(1hr)

$FDRSLF_i$  : 주파수DR의 개별부하 지수 (계량 방식 구분이 개별부하 또는 양수 동력 부하인 경우 1, 계량완화인 경우 0) [신설 2023.6.30.] <개정 2025.4.9.>

$FREC_{i,c,t}$  : 주파수DR의 전력거래기간 감축예상용량(MW) [신설 2023.6.30.]

$FRTR_i$  : 1시간 기준 대비 주파수DR의 최소 감축유지시간 비율

$MCF_i$  : 주파수연계 설비 기준주파수 단계별 운전유지비용 보상계수 (1~2단계 0.1, 3단계이상 0.2 적용) <개정 2022.12.27., 2025.4.9.>

$LTF_{i,t}$  : 주파수DR의 전력거래기간 마지막 거래시간 지수 (마지막 거래일 마지막 거래시간일 경우 1, 아니면 0)



다. 주파수연계 감축시험에 대한 정산 [신설 2023.6.30.]

주파수연계 감축시험에 참여한 주파수DR을 대상으로 주파수DR 유효 전력거래시간에 대한 연간 기본정산금을 정산 기준시간 단위로 나눈 실적급 단가에 기준주파수 단계별 주파수연계 감축시험 보상계수를 곱한 값으로 정산한다.

$$FTP_{i,t} = \text{Max}(FR_{i,t}, 0) \times FDRTF_{i,t} \times (FDRBP_y / BTS_i) \times FTCTF_i \times 1,000$$

$$FR_{i,t} = \sum_{c \in i} (FCLR_{i,c,t} \times DRPF_{i,c,t}) \div 1,000$$

$$FCLR_{i,c,t} = (FCBL_{i,c,t} - FME_{i,c,t}) \times FRTR_i \times IRRT_{i,t}$$

여기서,

$FTP_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 수요감축시험에 대한 정산금액(원)

$FR_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간대별 주파수연계 감축량(MWh)

$FDRTF_{i,t}$  : 주파수연계 감축시험 및 감축재시험 지수(주파수연계 감축시험 및 감축재시험인 경우는 1, 아니면 0)

$FDRBP_y$  : 주파수DR의 전력거래기간 총 기본정산금 단가(원/kW)

$BTS_i$  : 정산 기준시간 단위(1hr)

$FTCTF_i$  : 주파수연계 감축시험 보상계수 (0.1 적용)

$FCBL_{i,c,t}$  : 주파수 하락에 따른 주파수DR의 주파수연계 감축량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 예상 고객기준부하. 감축시작 직전 10분 사용전력량에 6을 곱하여 산정(kWh)

$FME_{i,c,t}$  : 주파수DR을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 예상 사용전력량. 감축시작 직후 10분 사용전력량에 6을 곱하여 산정(kWh)

$FRTR_i$  : 1시간 기준 대비 주파수DR의 최소 감축유지시간 비율

$IRRT_{i,t}$  : 주파수DR의 거래시간별 감축시간 포함비율

#### 4. 의무감축용량에 대한 정산 <번호변경 2020.11.01.> <개정 2025.2.11.>

수요반응자원의 기본정산금( $DRBP_{i,m}$ )은 수요반응자원의 의무감축용량에 대해 월별 고정기본정산금( $DRFBP_{i,m}$ )과 차등기본정산금( $DRDBP_{i,m}$ )을 합산하여 정산한다. 단, H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR의 경우 고정기본정산금만 지급하고, 국민DR의 경우 기본정산금을 지급하지 아니한다.

$$DRBP_{i,m} = DRFBP_{i,m} + DRDBP_{i,m}$$

여기서,

DRBP<sub>i,m</sub> : 수요반응자원의 m월에 지급되는 기본정산금

DRFBP<sub>i,m</sub> : 수요반응자원의 m월에 지급되는 고정기본정산금

DRDBP<sub>i,m</sub> : 수요반응자원의 m월에 지급되는 차등기본정산금

기본정산금 정산 시, 거래월과 정산월을 구분한다. 거래월(k월)은 기본정산금 계산을 위한 의무감축용량(ORC<sub>i,k</sub>)의 기준이 되는 월을 의미하고, 정산월(m월)은 기본정산금이 지급되는 월을 의미한다.

가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 정산 <개정 2020.7.8., 2021.1.1., 2022.5.31., 2025.2.11.>

1) 표준DR, 중소형DR, 제주DR의 고정기본정산금

m월에 정산되는 k월의 고정기본정산금(FBP<sub>i,m,k</sub>)은 k월의 시간대별 의무감축용량(ORC<sub>i,t</sub>)에 거래시간별 용량 단가(DRHCF<sub>i,t</sub>), 고정성과연동형용량가격계수(FPCF<sub>k</sub>)를 곱한 값이다.

$$FBP_{i,m,k} = \sum_t^{DRT_{i,k}} (ORC_{i,t} \times DRHCF_{i,t} \times FPCF_k) \times (1 - RDF_i) \times (1 - HDRF_i) \times 1000$$

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

여기서,

FBP<sub>i,m,k</sub> : 수요반응자원의 m월에 정산되는 k월의 의무감축용량에 대한 고정기본정산금

DRT<sub>i,k</sub> : 수요반응자원의 k월의 의무감축시간으로, 아래 표와 같음

자원 종류	의무감축시간
표준DR, 중소형DR	영업일 09시~20시(12시~13시 제외)
제주DR	영업일 10시~21시

ORC<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 시간대별 의무감축용량

DRHCF<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 시간대별 용량 단가

RCP<sub>i</sub> : 비용위원회에서 결정한 지역별 기준용량가격

RCF<sub>i</sub> : 비용위원회에서 결정한 적정 설비예비력을 고려한 가중치

TCF<sub>t</sub> : 비용위원회에서 결정한 시간대별 용량가격계수

FPCF<sub>k</sub> : 비용위원회에서 결정한 k월의 고정성과연동형용량가격계수

RDF<sub>i</sub> : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

HDRF<sub>i</sub> : 휴일 수요반응자원 계수(H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR에 해당할 경우 1 아니면 0)

2) H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR의 고정기본정산금

m월에 정산되는 k월의 고정기본정산금(FBP<sub>i,m,k</sub>)은 k월의 시간대별 의무감축용량(ORC<sub>i,t</sub>)에 거래시간별 용량 단가(DRHCF<sub>i,t</sub>)를 곱한 값이다.

$$FBP_{i,m,k} = \sum_t^{DRT_{i,k}} ORC_{i,t} \times DRHCF_{i,t} \times (1 - RDF_i) \times HDRF_i \times 1000$$

$$DRHCF_{i,t} = RCP_i$$

여기서,

FBP<sub>i,m,k</sub> : 수요반응자원의 m월에 정산되는 k월의 의무감축용량에 대한 고정기본정산금

DRT<sub>i,k</sub> : 수요반응자원의 k월의 의무감축시간(봄철(3월 1일~5월 31일 및 같은 연도 설 연휴)과 가을철(9월 1일~11월 30일) 중 휴일 10시~17시)

ORC<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 시간대별 의무감축용량

DRHCF<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 시간대별 용량 단가

RCP<sub>i</sub> : 비용위원회에서 결정한 2004년 이전에 진입한 발전기에 적용되는 지역별 기준용량가격

RDF<sub>i</sub> : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

HDRF<sub>i</sub> : 휴일 수요반응자원 계수(H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR에 해당할 경우 1 아니면 0)

고정기본정산금은 정산월과 거래월이 동일하다. 즉, m월의 고정기본정산금 지급금은 해당 월의 고정기본정산금이다.

$$DRFBP_{i,m} = FBP_{i,m,k}$$

$$m = k$$

여기서,

DRFBP<sub>i,m</sub> : 수요반응자원의 m월에 정산되는 고정기본정산금(m월의 고정기본정산금 지급금)

나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 정산 <개정 2020.7.8., 2022.5.31., 2025.2.11.>

m월에 정산되는 k월의 차등기본정산금(DBP<sub>i,m,k</sub>)은 k월의 시간대별 의무감축용량(ORC<sub>i,t</sub>)에 거래시간별 용량 단가(DRHCF<sub>i,t</sub>), 차등성과연동형용량가격계수(DPCF<sub>i,m,k</sub>)와 고정성과연동형용량가격계수(FPCF<sub>k</sub>)의 차이를 곱한 값이다.

$$DBP_{i,m,k} = \sum_t^{DRT_{i,k}} \{ ORC_{i,t} \times DRHCF_{i,t} \times (DPCF_{i,m,k} - FPCF_k) \} \times (1 - RDF_i) \times (1 - HDRF_i) \times 1000$$

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

여기서,

$DBP_{i,m,k}$  : 수요반응자원의 m월에 정산되는 k월의 의무감축용량에 대한 차등기본정산금

$DRT_{i,k}$  : 수요반응자원의 k월의 의무감축시간으로, 아래 표와 같음

자원 종류	의무감축시간
표준DR, 중소형DR	영업일 09시~20시(12시~13시 제외)
제주DR	영업일 10시~21시

$ORC_{i,t}$  : 수요반응자원의 시간대별 의무감축용량

$DRHCF_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간별 용량 단가

$RCP_i$  : 비용위원회에서 결정한 지역별 기준용량가격

$RCF_i$  : 비용위원회에서 결정한 적정 설비예비력을 고려한 가중치

$TCF_t$  : 비용위원회에서 결정한 시간대별용량가격계수

$FPCF_k$  : 비용위원회에서 결정한 k월의 고정성과연동형용량가격계수

$DPCF_{i,m,k}$  : m월 정산 시에 k월의 의무감축용량에 적용하는 차등성과연동형용량가격계수. 전력거래개시월부터 m월까지 누적된 거래실적에 따라 결정됨

$RDF_i$  : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

$HDRF_i$  : 휴일 수요반응자원 계수(H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR에 해당할 경우 1 아니면 0)

차등기본정산금의 정산월은 2월, 5월, 8월, 11월이다. m월(2월, 5월, 8월, 11월)의 차등기본정산금 지급금은 전력거래개시월부터 m월까지의 의무감축용량에 대한 차등기본정산금의 합에서 기지급한 차등기본정산금 지급금을 차감하여 정산한다.

$$DRDBP_{i,m} = \left( \sum_{k=\text{전력거래개시월}}^m DBP_{i,m,k} - \sum_{n=\text{전력거래개시월}}^{m-1} DRDBP_{i,n} \right) \times DBPF_m$$

여기서,

$DRDBP_{i,m}$  : 수요반응자원의 m월에 정산되는 차등기본정산금(m월의 차등기본정산금 지급금)

$DBPF_m$  : 차등기본정산금 정산월 계수(2월, 5월, 8월, 11월에 해당할 경우 1 아니면 0)

## 5. 위약금에 대한 정산 <개정 2019.12.3., 2020.7.8., 2021.1.1> <번호변경 2020.11.01.>

가. 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 정산

<개정 2021.1.1., 2021.9.18., 2022.5.31., 2023.8.30.>

수요관리사업자가 부담해야할 수요반응자원의 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금( $PPC_{i,t}$ )은 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량에서 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량을 차감한 값에 계통한계가격(제주지역은 하루전에너지가격)과 미 이행에 대한 위약금계수를 곱하여 시간대별로 정산한다.

1) 표준DR, 중소형DR, 국민DR(수도권/비수도권) [신설 2023.8.30.]

$$PPC_{i,t} = \{SSR_{i,t} - \text{Min}\{\text{Max}(SR_{i,t}, 0), SSR_{i,t}\}\} \times SMP_t \times PPCF \times 1000$$

여기서,

$PPC_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량 미이행에 대한 감축량위약금

$SSR_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$SR_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량(MWh)

$PPCF$  : 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 계수로 1을 적용

수요반응자원의 거래일 자발적 수요감축에 따른 계획감축량 미이행에 대한 실적위약금( $PPC_i$ )은 다음과 같다.

$$PPC_i = \sum_t PPC_{i,t}$$

2) 제주DR, 국민DR(제주권) [신설 2023.8.30.]

$$PPC_{i,t} = \{SSR_{i,t} - \text{Min}\{\text{Max}(SR_{i,t}, 0), SSR_{i,t}\}\} \times \text{Max}(DA\_SMP_t, 0) \times PPCF \times 1000$$

여기서,

$PPC_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량 미이행에 대한 감축량위약금

$SSR_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$DA\_SMP_t$  : 하루전에너지가격(원/kWh)

$SR_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량(MWh)

PPCF : 자발적 수요감축 미이행에 대한 실적위약금 계수로 1을 적용

수요반응자원의 거래일 자발적 수요감축에 따른 계획감축량 미이행에 대한 실적위약금(PPPC<sub>i</sub>)은 다음과 같다.

$$PPC_i = \sum_t PPC_{i,t}$$

### 3) <삭제 2021.9.18.>

나. 실시간 전력수요 의무감축요청 미이행에 대한 기본위약금 정산 <개정 2022.5.31.>

수요관리사업자가 부담하는 전력수요 의무감축요청미이행량에 대한 기본위약금(BPC<sub>i,m</sub>)은 고정기본정산금 한도의 기본위약금(FBPC<sub>i,m</sub>)과 차등기본정산금 한도의 기본위약금(DBPC<sub>i,m</sub>)을 합산하여 구한다. <개정 2017.12.29., 2018.6.15., 2020.7.8., 2025.2.11.>

$$BPC_{i,m} = FBPC_{i,m} + DBPC_{i,m}$$

여기서,

BPC<sub>i,m</sub> : 수요반응자원의 m월에 부과되는 기본위약금

FBPC<sub>i,m</sub> : 수요반응자원의 m월에 부과되는 고정기본정산금 한도의 기본위약금

DBPC<sub>i,m</sub> : 수요반응자원의 m월에 부과되는 차등기본정산금 한도의 기본위약금

기본위약금 정산 시, 거래월과 부과월을 구분한다. 거래월(k월)은 전력수요 의무감축요청미이행량이 발생한 월을 의미하고, 부과월(m월)은 기본정산금이 부과되는 월을 의미한다.

k월의 전력수요 의무감축요청미이행량에 대한 기본위약금(IBPC<sub>i,k</sub>)은 k월의 수요반응자원의 거래시간별 의무감축요청미이행량(DRD<sub>i,t</sub>)의 합계에 거래시간별 용량 단가(DRHCF<sub>i,t</sub>), 기본위약금 산정을 위한 성과연동형용량가격계수(BPPCF), 기본위약금계수를 곱한 값을, 전력거래월 수 대비 총 감축시간 한도로 나눈 값으로 한다. 다만, 국민DR은 기본위약금을 면제한다.

$$IBPC_{i,k} = \frac{\sum_t^{DRT_{i,k}} DRHCF_{i,t} \times BPPCF}{MRT_i / DRTM_i} \times \sum_t^{DRT_{i,m}} DRD_{i,t} \times BPCF \times (1 - RDF_i) \times 1000$$

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

$$DRD_{i,t} = \text{Max}(RSO_{i,t} \times 0.97 - DR_{i,t}, 0)$$

여기서,

$IBPC_{i,k}$  : k월의 전력수요 의무감축요청미이행량에 대한 기본위약금

$DRT_{i,k}$  : 수요반응자원의 k월의 의무감축시간으로, 아래 표와 같음

자원 종류	의무감축시간
표준DR, 중소형DR	영업일 09시~20시(12시~13시 제외)
제주DR	영업일 10시~21시
H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR	봄철(3월 1일~5월 31일 및 같은 연도 설 연휴)과 가을철(9월 1일~11월 30일) 중 휴일 10시~17시

$DRHCF_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간별 용량 단가

BPPCF : 기본위약금 산정을 위한 성과연동형용량가격계수(1을 적용)

$DRD_{i,t}$  : 거래시간별 전력수요 의무감축요청미이행량

BPCF : 전력수요 의무감축요청미이행량에 대한 기본위약금 계수(2를 적용)

$MRT_i$  : 제12.4.3.1조 제2항에 따른 전력거래기간 내 총 감축시간 한도. 다만, H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR의 경우에도 표준DR, 중소형DR, 제주DR과 동일하게 적용함(초기등록 자원은 60, 추가등록 자원은 30)

$DRTM_i$  : 제12.4.3.1조 제2항에 따른 전력거래월 수. 다만, H-표준DR, H-중소형DR, H-제주DR의 경우에도 표준DR, 중소형DR, 제주DR과 동일하게 적용함(초기등록 자원은 12, 추가등록 자원은 6)

$RDF_i$  : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

k월에 발생한 기본위약금은 해당 월과 다음 월의 기본정산금 내에서 부과된다. 이때, 해당 월의 고정기본정산금, 다음 월의 고정기본정산금, 해당 월의 차등기본정산금, 다음 월의 차등기본정산금 순으로 차감된다.

$$FBPC_{i,m} = FBPCC_{i,m,k-1} + IFBPC_{i,m,k}$$

$$FBPCC_{i,m,k-1} = \text{Min}(IBPC_{i,k-1} - IFBPC_{i,m-1,k-1}, FBP_{i,m,k})$$

$$IFBPC_{i,m,k} = \text{Min}(IBPC_{i,k}, FBP_{i,m,k} - FBPCC_{i,m,k-1})$$

$$RBPC_{i,m,k} = IBPC_{i,k} - IFBPC_{i,m,k} - FBPCC_{i,m+1,k}$$

$$DBPC_{i,m} = \left\{ \sum_{k=\text{전력거래 개시월}}^m (DBPCC_{i,m,k} + IDBPC_{i,m,k}) - \sum_{n=\text{전력거래 개시월}}^{m-1} DBPC_{i,n} \right\} \times$$

$$DBPF_m$$

$$DBPCC_{i,m,k-1} = \text{Min}(RBPC_{i,m,k-1} - IDBPC_{i,m-1,k-1}, DBP_{i,m,k})$$

$$IDBPC_{i,m,k} = \text{Min}(RBPC_{i,m,k}, DBP_{i,m,k} - DBPCC_{i,m,k-1})$$

$$m = k$$

$FBPC_{i,m}$  : 수요반응자원의 m월에 부과되는 고정기본정산금 한도의 기본위약금

(m월 고정기본위약금 부과금)

$FBPCC_{i,m,k-1}$  : 수요반응자원의 k-1월의 기본위약금 중 해당 월의 고정기본정산금을 초과하여 다음 월로 이월되어 부과되는 금액

$IFBPC_{i,m,k}$  : 수요반응자원의 k월의 기본위약금 중 해당 월의 고정기본정산금 내에서 부과되는 금액

$FBP_{i,k,m}$  : 수요반응자원의 k월의 의무감축용량에 대해 m월에 정산되는 고정기본정산금

$RBPC_{i,m,k}$  : 수요반응자원의 k월의 기본위약금 중 해당 월과 다음 월의 고정기본정산금을 초과하는 금액

$DBPC_{i,m}$  : 수요반응자원의 m월에 부과되는 차등기본정산금 한도의 기본위약금 (m월 차등기본위약금 부과금)

$DBPCC_{i,m,k-1}$  : 수요반응자원의 k-1월의 기본위약금 중 해당 월과 다음 월의 고정기본정산금, 해당 월의 차등기본정산금을 초과하는 금액

$IDBPC_{i,m,k}$  : 수요반응자원의 k월의 기본위약금 중 해당 월의 차등기본정산금 내에서 부과되는 금액

$DBPF_m$  : 차등기본정산금 정산월 계수(2월, 5월, 8월, 11월에 해당할 경우 1 아니면 0)

## 6. SMP결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산

<개정 2019.12.31., 2021.1.1., 2021.9.18., 2023.8.30.>

하루전발전계획의 가격결정에 따른 거래에서 감축계획량을 할당받았으나 SMP 결정시 제외되는 경우, 하루전발전계획의 가격결정에 따른 감축계획량 이내의 계획감축량에 대해서 해당 수요반응자원의 감축가격과 계통한계가격(제주지역은 하루전에너지가격)의 차액을 추가로 정산한다.

단, 제주지역 수요반응자원에 대해서는 하루전에너지가격이 0이하인 경우 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 감축계획량 이내의 계획감축량 중 하루전발전계획의 가격결정에 따른 감축계획량을 제외한 감축량을 해당시간의 순편의 가격과 계통한계가격(제주지역은 하루전에너지가격)의 차액을 추가로 정산한다.



가. 표준DR, 중소형DR, 국민DR(수도권/비수도권)

$$XDRESMP_{i,t} = \text{Max}[\{\text{DRRP}_{i,t} \times \text{Min}\{\text{Max}(\text{SR}_{i,t} - \text{DLR}_{i,t} - \text{PDSR}_{i,t} - \text{EMSR}_{i,t}, 0), \text{PSSR}_{i,t}\} \times 1000 - \text{SMP}_t \times \text{Min}\{\text{Max}(\text{SR}_{i,t} - \text{DLR}_{i,t} - \text{PDSR}_{i,t} - \text{EMSR}_{i,t}, 0), \text{PSSR}_{i,t}\} \times 1000\}, 0] \text{ <개정 2015.9.30., 2022.12.22., 2023.8.30.>}$$

$$\text{DLR}_{i,t} = \text{Min}[\text{Max}(\text{DR}_{i,t}, 0), \text{RSO}_{i,t} \times 1.2] \times (1 - \text{XRSOF}_{i,t}) + \text{Max}(\text{DR}_{i,t}, 0) \times \text{XRSOF}_{i,t}$$

여기서,

$XDRESMP_{i,t}$  : SMP결정시 제외된 수요반응자원에 대한 거래시간별 추가 정산금

$DRRP_{i,t}$  : 수요반응자원의 감축계획량에 따른 평균 감축가격

$SR_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량(MWh)

$DLR_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청 감축이행인정량(MWh)

$PSSR_{i,t}$ : 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$SLRP_{i,t}$  : 자발적 수요감축 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금액

나. 제주DR, 국민DR(제주권) [신설 2023.8.30.]

$DA\_SMP_t > 0$  이면,

$$XDRESMP_{i,t} = \text{Max}[\{\text{DRRP}_{i,t} \times \text{Min}\{\text{Max}(\text{SR}_{i,t} - \text{DLR}_{i,t} - \text{PDSR}_{i,t} - \text{EMSR}_{i,t}, 0), \text{PSSR}_{i,t}\} \times 1000 - \text{DA\_SMP}_t \times \text{Min}\{\text{Max}(\text{SR}_{i,t} - \text{DLR}_{i,t} - \text{PDSR}_{i,t} - \text{EMSR}_{i,t}, 0), \text{PSSR}_{i,t}\} \times 1000\}, 0]$$

$DA\_SMP_t \leq 0$  이면,

$$XDRESMP_{i,t} = \text{Max}[\{\text{DRRP}_{i,t} \times \text{Min}\{\text{Max}(\text{SR}_{i,t} - \text{DLR}_{i,t} - \text{PDSR}_{i,t} - \text{EMSR}_{i,t}, 0), \text{PSSR}_{i,t}\} \times 1000 - \text{DA\_SMP}_t \times \text{Min}\{\text{Max}(\text{SR}_{i,t} - \text{DLR}_{i,t} - \text{PDSR}_{i,t} - \text{EMSR}_{i,t}, 0), \text{PSSR}_{i,t}\} \times 1000\}, 0] + \text{Max}[\{\text{NBTP}_{t,2} \times \text{Min}\{\text{Max}(\text{SR}_{i,t} - \text{DLR}_{i,t} - \text{PSSR}_{i,t}, 0), \text{PDSR}_{i,t}\} \times 1000 - \text{DA\_SMP}_{i,t} \times \text{Min}\{\text{Max}(\text{SR}_{i,t} - \text{DLR}_{i,t} - \text{PSSR}_{i,t}, 0), \text{PDSR}_{i,t}\} \times 1000\}, 0]$$

$$\text{DLR}_{i,t} = \text{Min}[\text{Max}(\text{DR}_{i,t}, 0), \text{RSO}_{i,t} \times 1.2] \times (1 - \text{XRSOF}_{i,t}) + \text{Max}(\text{DR}_{i,t}, 0) \times \text{XRSOF}_{i,t}$$

여기서,

$XDRESMP_{i,t}$  : SMP결정시 제외된 수요반응자원에 대한 거래시간별 추가 정산금

$DRRP_{i,t}$  : 수요반응자원의 감축계획량에 따른 평균 감축가격

$SR_{i,t}$  : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량 (MWh)

$DLR_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청 감축이행인정량 (MWh)

$PSSR_{i,t}$ : 하루전발전계획의 가격결정에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

$SLRP_{i,t}$  : 자발적 수요감축 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금액

## 7. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산 [신설

2021.1.1.] <개정 2023.8.30., 2024.3.28.>

가. 제주 플러스DR

제주지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 다음 식에 따라 별도 산정한 정산단가로 이행률별 차등하여 정산한다. 이때, 정산단가는 아래 산식으로 산정하고, 시스템에 공지한다.

$$\sum(\text{해당 계약종별 봄·가을철 중간부하 전력량 요금} \times \frac{\sum \text{해당 계약종별 참여고객의 계약전력}}{\sum \text{제주플러스DR전체 참여고객의 계약전력}}) \quad [\text{신설}]$$

2021.1.1.] <개정 2023.8.30., 2024.3.28.>

$SI_{i,t} < SLI_{i,t} \times 0.8$ 이면,

$$JSLIP_{i,t} = \text{Max}(SI_{i,t}, 0) \times JPP_t \times 0.8 \times 1000$$

$SI_{i,t} \geq SLI_{i,t} \times 0.8$ 이면,

$$JSLIP_{i,t} = \text{Min}[\text{Max}(SI_{i,t}, 0), SLI_{i,t} \times 1.2] \times JPP_t \times 1000$$

$$SI_{i,t} = \left\{ \sum_{c \in i} CLI_{i,c,t} \times (1 - RDF_i) \right\} \div 1000$$

$$CLI_{i,c,t} = \text{Max}(ME_{i,c,t} - ICBL_{i,c,t}, 0) \times SLIF_{i,c,t} \quad \text{<개정 2021.12.28.>}$$

여기서,

$SI_{i,t}$  : 자발적 수요증대에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획증대량(MWh)

$SLI_{i,t}$  : 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량(MWh)

$JSLIP_{i,t}$  : 제주지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

$JPP_t$  : 제주 플러스DR 수요증대의 정산단가(원/kWh)

$CLI_{i,c,t}$  : 수요반응참여고객의 전력부하증대량(kWh)

$RDF_i$  : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

$ICBL_{i,c,t}$  : 자발적 수요증대에 따른 플러스DR의 계획증대량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)

$ME_{i,c,t}$  : 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)

$SLIF_{i,c,t}$  : 시간대별 자발적 수요증대에 따른 수요증대에 참여한 수요반응참여 고객 지수(참여한 경우 1, 아니면 0)

나. 육지 플러스DR [신설 2024.3.28.]

육지지역의 자발적 수요증대에 대한 정산금( $LTSLIP_{i,t}$ )은 계획증대량에 대한 정산금( $LSLIP_{i,t}$ )과 반기별 재배분 정산금( $LRSLIP_{i,t}$ )을 합산하여 산정한다.

$$LTSLIP_{i,t} = LSLIP_{i,t} + LRSLIP_{i,t}$$

여기서,

$LTSLIP_{i,t}$  : 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 총 정산금액

$LSLIP_{i,t}$  : 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

$LRSLIP_{i,t}$  : 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 재배분 정산금액

#### 1) 계획증대량에 대한 정산

육지지역의 자발적 수요증대에 따른 계획증대량은 증대계획량의 1.2배와 계획증대량 중 작은 값에 대해서 육지 플러스DR 수요증대의 정산단가로 정산한다. 다만, 증대이행률(증대계획량 대비 계획증대량의 비율)이 40% 이상 100% 미만일 경우 정산단가에 증대이행률을 곱한 값으로 정산하고, 40% 미만일 경우 정산금을 지급하지 않는다.

이때, 정산단가는 부하이전을 통한 전력구입비 절감 효과를고려하여 초기에는 50원/kWh로 정하고, 매년 3월 1일까지 재산정하여 공지한다.

$$\frac{SI_{i,t}}{SLI_{i,t}} < 0.4 \text{ 이면, } LSLIP_{i,t} = 0$$

$$\frac{SI_{i,t}}{SLI_{i,t}} \geq 0.4 \text{ 이면,}$$

$$LSLIP_{i,t} = RSI_{i,t} \times LPP_t \times \text{Min}(1, \frac{SI_{i,t}}{SLI_{i,t}}) \times 1000$$

$$RSI_{i,t} = \text{Min}(SI_{i,t}, SLI_{i,t} \times 1.2)$$

$$SI_{i,t} = \left\{ \sum_{c \in i} CLI_{i,c,t} \times (1 - RDF_i) \right\} \div 1000$$

$$CLI_{i,c,t} = \text{Max}(ME_{i,c,t} - ICBL_{i,c,t}, 0) \times SLIF_{i,c,t}$$

여기서,

$SI_{i,t}$  : 자발적 수요증대에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획증대량(MWh)

$SLI_{i,t}$  : 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대계획량(MWh)

$RSI_{i,t}$  : 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 증대인정량(MWh)

$LSLIP_{i,t}$  : 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

$LPP_t$  : 육지 플러스DR 수요증대의 정산단가(원/kWh)

$CLI_{i,c,t}$  : 수요반응참여고객의 전력부하증대량(kWh)

$ICBL_{i,c,t}$  : 자발적 수요증대에 따른 플러스DR의 계획증대량을 산출하기 위해 별표 28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)

$ME_{i,c,t}$  : 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)

$SLIF_{i,c,t}$  : 시간대별 자발적 수요증대에 따른 수요증대에 참여한 수요반응참여고객 지수(참여한 경우 1, 아니면 0)

## 2) 반기별 상한액 초과에 따른 재배분 정산

육지지역의 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금의 반기별 합계는 공지된 상한액을 초과하지 않도록 한다. 정산금의 반기별 합계가 상한액을 초과할 경우, 해당 반기의 증대인정량의 합계에 비례하여 재배분한다. 이때, 상반기는 전년도 12월부터 5월까지, 하반기는 6월부터 11월까지로 한다.

$$LSLIP_{i,h} = \sum_t^{\text{해당 반기 전체 거래시간}} LSLIP_{i,t}$$

$$RSI_{i,h} = \sum_t^{\text{해당 반기 전체 거래시간}} RSI_{i,t}$$

$$LRSLIP_{i,t} = (MSLIP_{i,h} - LSLIP_{i,h}) \times MF_t \times HLTF_t$$

$$MSLIP_{i,h} = MAXP_h \times \frac{RSI_{i,h}}{\sum_i RSI_{i,h}}$$

여기서,

$LRSLIP_{i,t}$  : 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 재배분 정산금액

$MSLIP_{i,h}$  : 반기별 상한액에 따라 재산정한 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금액

MF<sub>t</sub> : 반기별 상한액 초과 지수(육지지역의 자발적 수요증대에 따른 계획증대  
 량에 대한 정산금 합계가 반기별 상한액을 초과할 경우 1, 아니면 0)  
 HLTF<sub>t</sub> : 반기별 마지막 거래시간 지수(5월 또는 11월의 마지막 거래일 마지  
 막 거래시간일 경우 1, 아니면 0)  
 MAXP<sub>h</sub> : 사전에 공지된 반기별 정산금 상한액

## 8. 실시간 전력수요증대요청에 따른 전력수요증대요청이행량에 대한 정산 [신설 2022.5.31.] <개정 2023.8.30.>

전력거래소의 실시간 전력수요 증대요청에 따라 전력수요증대를 시행한 경우  
 실시간 전력수요 증대이행량에 대하여 다음 식에 따라 별도 산정한 정산단가로  
 지급한다. 이때, 정산단가는 아래 산식으로 산정하고, 시스템에 공지한다.

$$\sum(\text{해당 계약종별 봄·가을철 중간부하 전력량요금} \times \frac{\sum \text{해당 계약종별 참여고객의 계약전력}}{\sum \text{플러스DR 전체 참여고객의 계약전력}})$$

단, 전일 예측을 통해 자발적 수요증대가 예정되어 있는 시간대에는 제외한다.

$$DLIP_{i,t} = \text{MAX}(DI_{i,t}, 0) \times JPP_t \times 1000$$

$$DI_{i,t} = \left\{ \sum_{c \in i} CLI_{i,c,t} \times (1 - RDF_i) \times (1 - DASIF_{i,c,t}) \right\} \div 1000$$

$$CLI_{i,c,t} = \text{MAX}(ME_{i,c,t} - ICBL_{i,c,t}, 0) \times DLIF_{i,c,t}$$

여기서,

DI<sub>i,t</sub> : 실시간 전력수요증대요청에 따른 수요반응자원의 거래시간별 수요증대량

DLIP<sub>i,t</sub> : 실시간 전력수요증대요청에 따른 거래시간별 수요증대량에 대한 정산  
 금액

JPP : 제주 플러스DR 수요증대의 정산단가(원/kWh)

CLI<sub>i,c,t</sub> : 수요반응참여고객의 전력부하증대량(kWh)

RDF<sub>i</sub> : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0)

ICBL<sub>i,c,t</sub> : 플러스DR의 수요증대량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출  
 한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kWh)

ME<sub>i,c,t</sub> : 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kWh)

DLIF<sub>i,c,t</sub> : 시간대별 실시간 전력수요증대요청에 따른 수요증대에 참여한 수요반  
 응참여고객 지수(참여한 경우 1, 아니면 0)

DASIF<sub>i,c,t</sub> : 하루 전 계획 된 시간대별 수요증대 거래 지수(증대계획량 존재할  
 경우 1, 아니면 0)

## 9. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산

[신설 2024.10.29.]

가. 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산 <개정 2025.4.9.>

주파수연계 충전부하감축량은 주파수 부하감축자원별 유효 전력거래시간에 대해 연간 기본정산금을 정산 기준시간 단위로 나눈 실적급 단가에 기준주파수 단계별 발령횟수 가중치와 주파수 수준별 계수를 곱한 값으로 정산한다.

$$ESS\_FRP_{i,t} = \text{Max}(ESS\_FR_{i,t}, 0) \times (ESS\_FDRBP_y / ESS\_BTS_i) \times ESS\_WFFR_i \times ESS\_FLF_i \times ESS\_VTF_t \times 1,000$$

$$ESS\_FR_{i,t} = \sum_{c \in i} ESS\_FCLR_{i,c,t} \div 1,000$$

$$ESS\_FCLR_{i,c,t} = (ESS\_FCBL_{i,c,t} - ESS\_FME_{i,c,t}) \times ESS\_FRTR_i \times ESS\_IRRT_{i,t}$$

$$ESS\_FDRBP_y = \sum_m^{\text{전력거래기간}} ESS\_FDRBP_m$$

$$ESS\_FDRBP_m = \sum_t^{FDRT} ESS\_FHCF_{i,t}$$

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

여기서,

$ESS\_FRP_{i,t}$  : 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간별 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액(원)

$ESS\_FR_{i,t}$  : 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간대별 주파수연계 충전부하감축량(MWh)

$ESS\_FDRBP_y$  : 신재생ESS 부하감축자원의 전력거래기간 총 기본정산금 단가(원/kW)

$ESS\_BTS_i$  : 정산 기준시간 단위(1hr)

$ESS\_WFFR_i$  : 발령횟수에 따른 가중치로, 아래 표에 따라 단계별로 차등 적용(단, 계통주파수 측정값이 기주준과수를 초과하였으나 주파수연계 충전부하감축이 이루어진 경우는 1로 적용하며 발령횟수에서 제외)

단계	WFFR		
	발령 1회	발령 2회	발령 3회 이상
1단계	0.5	0.3	0.2
3단계	1.0	0.5	0.5

$ESS\_FLF_i$  : 계통주파수 수준별 계수로, 아래 표에 따라 차등 적용

FLF		적용 기준
1단계	3단계	
1.0		계통주파수 ≤ 단계 기준주파수
0.1	0.2	단계 기준주파수 < 계통주파수 ≤ 단계 기준주파수 + 0.03Hz
0		기준주파수 + 0.03Hz < 계통주파수

ESS\_VTF<sub>t</sub> : 유효 전력거래시간 계수 (신재생ESS 부하감축 자원 전력거래 가능시간은 1, 아니면 0)

ESS\_FCLR<sub>i,c,t</sub> : 주파수 하락에 따른 신재생ESS 부하감축자원을 구성하는 개별 ESS의 거래시간별 충전부하감축량(kWh)

ESS\_FCBL<sub>i,c,t</sub> : 주파수 하락에 따른 신재생ESS 부하감축자원의 주파수연계 충전부하감축량을 산출하기 위해 부하감축 자원을 구성하는 개별ESS의 거래시간별 고객기준충전부하. 감축시작 직전 10분 충전전력량에 6을 곱하여 산정(kWh)

ESS\_FME<sub>i,c,t</sub> : 신재생ESS 부하감축자원을 구성하는 개별ESS의 거래시간별 충전감축량. 감축시작 직후 10분 충전전력량에 6을 곱하여 산정(kWh)

ESS\_FRTR<sub>i</sub> : 1시간 기준 대비 신재생ESS 부하감축자원의 최소 감축유지시간 비율

ESS\_IRRT<sub>i,t</sub> : 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간별 감축시간 포함비율

ESS\_FDRBP<sub>m</sub> : 신재생ESS 부하감축자원의 거래월별 기본정산금 단가(원/kW)

ESS\_FDRT : 신재생ESS 부하감축자원의 거래월별 감축시간대 (「신재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리운영지침」 내 태양광설비와 연계된 ESS설비의 충전허용 시간구간대)

ESS\_FHCF<sub>i,t</sub> : 신재생ESS 부하감축자원의 시간대별 용량 단가. 단, 각 적용 계수는 거래월 기준 확정된 값을 활용하되 확정된 값이 없을 경우 직전년도 값을 사용하며 시간대별 TCF 및 PCF는 1을 적용

신재생ESS 부하감축자원의 거래일 주파수하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량 정산금(ESS\_FRP<sub>i</sub>)은 다음과 같다.

$$ESS\_FRP_i = \sum_t ESS\_FRP_{i,t}$$

나. 주파수연계 충전부하감축설비 운전유지비용에 대한 정산

부하감축자원의 전력거래기간 주파수연계 충전수요감축량 정산금 합계가 0일 경우, 신재생ESS 부하감축참여고객별 전력거래기간 평균 충전전력량을 더한 값에 대해 신재생ESS 부하감축 자원 유효 전력거래시간에 대한 연간 기본정산금을 정산 기준시간 단위로 나눈 실적급 단가에 운전유지비용 보상계수를 곱하여 전력거래기간 마지막 거래일 마지막 거래시간대에 정산한다.

전력거래기간

$$\sum_t \text{ESS\_FRP}_{i,t} = 0 \text{ 이면,}$$

$$\text{ESS\_FMC}_{i,t} = \sum_{c \in i} \text{ESS\_AME}_{i,c,t} \times (\text{ESS\_FDRBP}_y / \text{BTS}_i) \times \text{FRTR}_i \times \text{MCF}_i \times \text{LTF}_{i,t} \times 1,000$$

여기서,

ESS\_FRP<sub>i,t</sub> : 주파수 하락에 따른 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간별 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액(원)

ESS\_FMC<sub>i,t</sub> : 신재생ESS 부하감축자원의 충전부하감축설비 운전유지비용(원)

ESS\_AME<sub>i,c,t</sub> : 수요반응참여고객의 전력거래기간 거래시간별 평균 충전전력량(MWh)

ESS\_FDRBP<sub>y</sub> : 신재생ESS 부하감축의 전력거래기간 총 기본정산금 단가(원/kW)

육지·제주권 모두 육지권 기본 정산금 단가를 적용하며 전력거래시간을 「신재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리운영지침」 내 태양광설비와 연계된 ESS설비의 충전허용 시간구간으로 한다.

BTS<sub>i</sub> : 정산 기준시간 단위(1hr)

FRTR<sub>i</sub> : 1시간 기준 대비 주파수DR의 최소 감축유지시간 비율  
MCF<sub>i</sub> : 주파수연계 설비 기준주파수 단계별 운전유지비용 보상계수 (1단계 0.1, 2단계 0.2 적용)

LTF<sub>i,t</sub> : 주파수DR의 전력거래기간 마지막 거래시간 지수 (마지막 거래일 마지막 거래시간일 경우 1, 아니면 0)

## II. 판매사업자에 대한 정산

### 1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산

판매사업자가 부담해야 할 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 거래시간별 정산금은 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. <개정 2025.4.9.>

$$\text{SRSS}_t = \left( \sum_i \text{SLRP}_{i,t} + \sum_i \text{XDRESMP}_{i,t} \right) \times \frac{\text{PES}_t}{\text{TET}_t}$$

여기서,



$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

SRSS<sub>t</sub>(Scheduled Reduction Settlement for a Sales Comapny) : 판매사업자의 거래시간에 대한 계획감축량정산금

SLRP<sub>i,t</sub> : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금액

XDRESMP<sub>i,t</sub> : SMP결정시 제외된 수요반응자원에 대한 거래시간별 추가 정산금

PES<sub>t</sub>(Purchased Energy by Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET<sub>t</sub>(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

PEC<sub>k,t</sub>(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

PEL<sub>d,t</sub>(Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

## 2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축요청 이행량에 대한 정산

판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. <개정 2025.4.9.>

$$DRSS_t = \sum_i DRP_{i,t} \times \frac{PES_t}{TET_t}$$

여기서,

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

DRSS<sub>t</sub>(Dispatched Reduction Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 전력수요 의무감축요청이행량정산금

DRP<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금액

PES<sub>t</sub>(Purchased Energy by Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET<sub>t</sub>(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

PEC<sub>k,t</sub>(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효

효구매전력량

PEL<sub>d,t</sub>(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자의 거래일에 대한 전력수요 의무감축요청이행량 정산금은 다음과 같다.

$$DRSS_d = \sum_t DRSS_t$$

### 3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산 [신설 2020.11.01.]

판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$FRSS_t = \sum_i (FRP_{i,t} + FMC_{i,t} + FTP_{i,t}) \times \frac{PES_t}{TET_t} <\text{개정 2023.6.30., 2025.4.9.}>$$

여기서,

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

FRSS<sub>t</sub>(Frequency-linked Reduction Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금(원)

FRP<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액(원)

FMC<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)

FTP<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 수요감축시험에 대한 정산금액(원) [신설 2023.6.30.]

PES<sub>t</sub>(Purchased Energy by Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET<sub>t</sub>(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

PEC<sub>k,t</sub>(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

PEL<sub>d,t</sub>(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자의 거래일에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량 정산금은 다음과 같다.

$$FRSS_d = \sum_t FRSS_t$$

#### 4. 의무감축용량에 대한 정산 <번호변경 2020.11.01.>

판매사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 월별 정산금은 모든 수요반응 자원의 월별 의무감축용량에 대한 고정기본정산금과 차등기본정산금으로 나누어 정산한다.

$$BSS_m = FBSS_m + DBSS_m$$

여기서,

$BSS_m$ (Basic Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 의무감축용량에 대한 월별 기본정산금액

$FBSS_m$ (Fixed Basic Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 의무감축용량에 대한 월별 고정기본정산금액

$DBSS_m$ (Differential Basic Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 의무감축용량에 대한 월별 차등고정정산금액

가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 <개정 2020.7.8., 2025.4.9.>

판매사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 고정기본정산금은 모든 수요반응자원의 월별 고정기본정산금 총액에 전체 발전기의 월별 거래량에서 판매사업자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$FBSS_m = \sum_i \sum_{k=m}^m FBP_{i,m,k} \times \frac{PES_m}{TET_m}$$

여기서,

$$PES_m = TET_m - \sum_k PEC_{k,m} - \sum_d PEL_{d,m}$$

$FBSS_m$ (Fixed Basic Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 의무감축용량에 대한 월별 고정기본정산금액

$FBP_{i,m,k}$  : 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금

$PES_m$ (Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래월에 대한 구매 전력량

$TET_m$ (Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래월에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,m}$ (Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래월에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,m}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래월에 대한유효구매전력량

나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 <개정 2020.7.8., 2025.4.9.>

판매사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 차등기본정산금은 모든 수요반응자원의 월별 차등기본정산금 총액에 전체 발전기의 월별 거래량에서 판매사업자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 단, 의무감축용량에 대한 차등기본정산금은 2월, 5월, 8월, 11월에만 정산한다.

$$DBSS_m = \left( \sum_i \sum_{k=\text{전력거래 개시월}}^m DBP_{i,m,k} \times PERS_k - \sum_{k=\text{전력거래 개시월}}^{m-1} DBSS_k \right) \times DBPF_m$$

여기서,

$$PERS_m = \frac{PES_m}{TET_m}$$

$$PES_m = TET_m - \sum_k PEC_{k,m} - \sum_d PEL_{d,m}$$

$DBSS_m$ (Differential Basic Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 의무감축용량에 대한 월별 차등고정정산금액

$DBP_{i,m,k}$  : 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금

$DBPF_m$  : 차등기본정산금 정산월 계수(차등기본정산금 정산월의 경우 1 아니면 0)

$PERS_m$ (Purchased Energy Ratio by Sales Company) : 판매사업자의 월별 구매 전력량 비율

$PES_m$ (Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래월에 대한 구매 전력량

$TET_m$ (Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래월에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,m}$ (Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래월에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,m}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래월에 대한유효구매전력량

## 5. 위약금에 대한 정산 <번호변경 2020.11.01.>

가. 실적위약금에 대한 정산 <개정 2025.4.9.>

판매사업자에게 지급하는 거래시간별 실적위약금은 해당 거래시간에 발생한 전체 실적위약금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$PRS_t = \sum_i PPC_{i,t} \times \frac{PES_t}{TET_t}$$

여기서,

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

PRS<sub>t</sub>(Performance Refund for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 실적위약금

PPC<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 발전계획 미 이행에 대한 시간대별 실적위약금

PES<sub>t</sub>(Purchased Energy by Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET<sub>t</sub>(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

PEC<sub>k,t</sub>(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

PEL<sub>d,t</sub>(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자에게 지급되는 거래일에 대한 실적위약금은 다음과 같다.

$$PRS_i = \sum_t PRS_t$$

나. 기본위약금에 대한 정산 <개정 2020.7.8., 2025.4.9.>

판매사업자에게 지급하는 월별 기본위약금은 해당 월에 발생한 기본위약금 총액에서 전체 발전기의 월별 거래량에서 판매사업자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$BRS_m = FBRS_m + DBRS_m$$

$$FBRS_m = \sum_i \sum_{k=m}^m (FBPCC_{i,m,k} \times PERS_{m-1} + IFBPC_{i,m,k} \times PERS_m)$$

$$DBRS_m = \left[ \sum_i \sum_{k=\substack{\text{전력거래} \\ \text{개시월}}}^m (DBPCC_{i,m,k} \times PERS_{k-1} + IDBPC_{i,m,k} \times PERS_k) - \sum_{k=\substack{\text{전력거래} \\ \text{개시월}}}^{m-1} DBRS_k \right] \times DBPF_m$$

여기서,

$$PERS_m = \frac{PES_m}{TET_m}$$

$$PES_m = TET_m - \sum_{k,t} PEC_{k,t} - \sum_{d,t} PEL_{d,t}$$

BRS<sub>m</sub>(Basic Refund for Sales Company) : 판매사업자의 월별 기본위약금

FBRSm(Fixed Basic Refund for Sales Company) : 판매사업자의 월별 고정 기본위약금

DBRSm(Differential Basic Refund for Sales Company) : 판매사업자의 월별 차등기본위약금

IFBPC<sub>i,m,k</sub> : 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금 한도의 기본위약금

IDBPC<sub>i,m,k</sub> : 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금 한도의 기본위약금

FBPCC<sub>i,m,k</sub> : 수요반응자원의 전월에서 이월된 정산월 기준 거래월별 고정기본 정산금 한도의 기본위약금

DBPCC<sub>i,m,k</sub> : 수요반응자원의 전월에서 이월된 정산월 기준 거래월별 차등기본 정산금 한도의 기본위약금

DBPF<sub>m</sub> : 차등기본정산금 정산월 계수(차등기본정산금 정산월의 경우 1 아니면 0)

PERSm(Purchased Energy Ratio by Sales Company) : 판매사업자의 월별 구매 전력량 비율

PES<sub>m</sub>(Purchased Energy by Sales Company) : 판매사업자의 월별 구매 전력량

TET<sub>m</sub>(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 월별 총 전력거래량

PEC<sub>k,t</sub>(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

PEL<sub>d,t</sub>(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

## 6. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산

[신설 2023.8.30.] <개정 2024.3.28.>

판매사업자가 부담해야 할 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금은 제주지역의 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금과 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 정산금을 합산하여 산정한다.

$$SISS_t = JSISS_t + LTSISS_t$$

여기서,

SISS<sub>t</sub> : 판매사업자의 거래시간에 대한 계획증대량 정산금

JSISS<sub>t</sub> : 판매사업자의 거래시간대별 제주지역의 자발적 수요증대에 따른 계획증대량정산금

LTSISS<sub>t</sub> : 판매사업자의 거래시간대별 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 정산

금

가. 제주 플러스DR

판매사업자가 부담해야 할 제주지역의 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 거래시간별 정산금은 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금 총액으로 한다.

$$JSISS_t = \sum_i JSLIP_{i,t}$$

여기서,

$JSISS_t$  : 판매사업자의 거래시간대별 제주지역의 자발적 수요증대에 따른 계획증대량정산금

$JSLIP_{i,t}$  : 제주지역의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

나. 육지 플러스DR

판매사업자가 부담해야 할 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 정산금은 육지지역의 계획증대량에 대한 정산금과 반기별 재배분 정산금을 합산하여 산정한 다.

$$LTSISS_t = LSISS_t + LRSISS_t$$

여기서,

$LTSISS_t$  : 판매사업자의 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 총 정산금액

$LSISS_t$  : 판매사업자의 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

$LRSISS_t$  : 판매사업자의 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 재배분 정산금액

1) 계획증대량에 대한 정산 <개정 2025.4.9.>

판매사업자가 부담해야 할 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금은 육지지역의 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$LSISS_t = \sum_i LSLIP_{i,t} \times \frac{PES_t}{TET_t}$$

여기서,

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

LSISS<sub>t</sub> : 판매사업자의 거래시간별 육지지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량 정산금

LSLIP<sub>i,t</sub> : 지역별 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

PES<sub>t</sub> : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET<sub>t</sub> : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

PEC<sub>k,t</sub> : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

PEL<sub>d,t</sub> : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

2) 반기별 상한액 초과에 따른 재정산 <개정 2025.4.9.>

판매사업자가 부담하여야 할 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 재배분 정산금은 육지지역의 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요증대에 재배분 정산금 총액에 전체 발전기의 해당 거래시간이 포함된 반기의 거래량에서 해당 기간 동안 판매사업자가 구매한 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 이때, 상반기는 전년도 12월부터 5월까지, 하반기는 6월부터 11월까지로 한다.

$$LRSISS_t = \sum_i LRS LIP_{i,t} \times \frac{PES_h}{TET_h}$$

$$TET_h = \sum_{t \text{ 해당 반기 전체 거래시간}} TET_t$$

$$PES_h = \sum_{t \text{ 해당 반기 전체 거래시간}} PES_t$$

$$PEC_{k,h} = \sum_{t \text{ 해당 반기 전체 거래시간}} PEC_{k,t}$$

여기서,

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

LRSISS<sub>t</sub> : 판매사업자의 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 재배분 정산금액

LRSLIP<sub>i,t</sub> : 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 재배분 정산금액

PES<sub>t</sub> : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

TET<sub>t</sub> : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

PEC<sub>k,t</sub> : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

PEL<sub>d,t</sub> : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량



## 7. 실시간 전력수요증대요청에 따른 전력수요증대요청 이행량에 대한 정산 [신설 2023.8.30.]

판매사업자가 부담해야 할 실시간 전력수요증대요청에 따른 전력수요증대요청 이행량에 대한 거래시간별 정산금은 모든 수요반응자원의 거래시간별 실시간 전력수요증대요청에 따른 전력수요증대요청 이행량에 대한 정산금 총액으로 한다.

$$DISS_t = \sum_i DLIP_{i,t}$$

$DISS_t$ (Dispatched Load Increase Settlement for a Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 전력수요증대요청 이행량 정산금

$DLIP_{i,t}$  : 실시간 전력수요증대요청에 따른 거래시간별 수요증대량에 대한 정산금액

## 8. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산 [신설 2024.10.29.] <개정 2025.4.9.>

판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 주파수 하락에 따른 주파수연계충전부하감축량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$ESS\_FRSS_t = \sum_i (ESS\_FRP_{i,t} + ESS\_FMC_{i,t}) \times \frac{PES_t}{TET_t}$$

여기서,

$$PES_t = TET_t - \sum_k PEC_{k,t} - \sum_d PEL_{d,t}$$

$ESS\_FRSS_t$ (Frequency-linked Reduction Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금(원)

$ESS\_FRP_{i,t}$  : 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간별 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액(원)

$ESS\_FMC_{i,t}$  : 신재생ESS 부하감축자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)

$PES_t$ (Purchased Energy by Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

$TET_t$ (Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거

래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자의 거래일에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량  
정산금은 다음과 같다.

$$ESS\_FRSS_d = \sum_t ESS\_FRSS_t$$

### Ⅲ. 구역전기사업자에 대한 정산

#### 1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산 <개정 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 거래시간별 정산금은 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요감축 따른 계획감축량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$SRSL S_{d,t} = \left( \sum_i SLRP_{i,t} + \sum_i XDRESMP_{i,t} \right) \times \frac{PEL_{d,t}}{TET_t}$$

여기서,

$SRSL S_t$ (Scheduled Reduction Settlement for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 거래시간별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금

$SLRP_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간별 발전계획에 따른 계획감축량 정산금

$TET_t$ (Total Energy Traded) : 전체 발전기의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

#### 2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축요청 이행량에 대한 정산 <개정 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 거래시간별 전력수요 의무감축요청 이행량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 전력수요 의무감축요청 이행량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$DRSL S_{d,t} = \sum_i DRP_{i,t} \times \frac{PEL_{d,t}}{TET_t}$$

여기서,

DRSLS<sub>t</sub>(Dispatched Reduction Settlement for Local Sales Company) : 구역  
전기사업자의 거래시간에 대한 전력수요 의무감축요청이행량정산금

DRP<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금액

TET<sub>t</sub>(Total Energy Traded) : 전체 발전기의 거래시간에 대한 총 전력거래량

PEL<sub>d,t</sub>(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거  
래시간에 대한 유효구매전력량

구역전기사업자의 거래일에 대한 전력수요 의무감축요청이행량정산금은 다음과  
같다.

$$DRSLS_d = \sum_t DRSLS_{d,t}$$

### 3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산 [신설

2020.11.01.] <개정 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 거래시간별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감  
축량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 주파수 하락에 따른 주파  
수연계 감축량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서  
구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$FRSLS_{d,t} = \sum_i (FRP_{i,t} + FMC_{i,t} + FTP_{i,t}) \times \frac{PEL_{d,t}}{TET_t} \quad \text{<개정 2023.6.30., 2025.4.9.>}$$

여기서,

FRSLS<sub>t</sub>(Frequency-linked Reduction Settlement for Local Sales Company)  
: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에  
대한 정산금(원)

FRP<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액(원)

FMC<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)

FTP<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 수요감축시험에 대한 정산금  
액(원) [신설 2023.6.30.]

PEL<sub>d,t</sub>(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거  
래시간에 대한 유효구매전력량

TET<sub>t</sub>(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

구역전기사업자의 거래일에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량 정산금은 다음과 같다.

$$FRSLS_d = \sum_t FRSLS_{d,t}$$

#### 4. 의무감축용량에 대한 정산 <번호변경 2020.11.01.> <개정 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 월별 정산금은 모든 수요반응자원의 월별 의무감축용량에 대한 고정기본정산금과 차등기본정산금으로 나누어 정산한다.

$$BSLS_{d,m} = FBSLS_{d,m} + DBSLS_{d,m}$$

여기서,

$BSLS_{d,m}$ (Basic Settlement for a Local Sales Company) : 구역전기사업자의 의무감축용량에 대한 월별 기본정산금액

$FBSLS_{d,m}$ (Fixed Basic Settlement for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 의무감축용량에 대한 월별 고정기본정산금액

$DBSLS_{d,m}$ (Differential Basic Settlement for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 의무감축용량에 대한 월별 차등고정정산금액

가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금 <개정 2020.7.8., 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 고정기본정산금은 모든 수요반응자원의 월별 고정기본정산금 총액에 전체 발전기의 월별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$FBSLS_{d,m} = \sum_i \sum_{k=m}^m FBP_{i,m,k} \times \frac{PEL_{d,m}}{TET_m}$$

여기서,

$FBSLS_m$ (Fixed Basic Settlement for Local Sales Company) : 판매사업자의 의무감축용량에 대한 월별 고정기본정산금액

$FBP_{i,m,k}$  : 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금

$TET_m$ (Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래월에 대한 총 전력거래량

$PEL_{d,m}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래월에 대한유효구매전력량

나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금 <개정 2020.7.8., 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 차등기본정산금은 모든 수요반응자원의 월별 차등기본정산금 총액에 전체 발전기의 월별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 단, 의무감축용량에 대한 차등기본정산금은 2월, 5월, 8월, 11월에만 정산한다.

$$DBSLS_{d,m} = \left( \sum_i \sum_{k=\text{전력거래 개시월}}^m DBP_{i,m,k} \times PERL_{d,k} - \sum_{k=\text{전력거래 개시월}}^{m-1} DBSLS_{d,k} \right) \times DBPF_m$$

여기서,

$$PERL_{d,m} = \frac{PEL_{d,m}}{TET_m}$$

$DBSLS_{d,m}$ (Differential Basic Settlement for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 의무감축용량에 대한 월별 차등고정정산금액

$DBP_{i,m,k}$  : 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금

$DBPF_m$  : 차등기본정산금 정산월 계수(차등기본정산금 정산월의 경우 1 아니면 0)

$PERL_m$ (Purchased Energy Ratio by Local Sales Company) : 구역전기사업자의 월별 구매 전력량 비율

$TET_m$ (Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래월에 대한 총 전력거래량

$PEL_{d,m}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래월에 대한유효구매전력량

## 5. 위약금에 대한 정산 <번호변경 2020.11.01.>

가. 실적위약금에 대한 정산 <개정 2025.4.9.>

구역전기사업자에게 지급하는 거래시간별 실적위약금은 해당 거래시간에 발생한 전체 실적위약금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$PRLS_{d,t} = \sum_i PPC_{i,t} \times \frac{PEL_{d,t}}{TET_t}$$

여기서,

$PRLS_{d,t}$ (Performance Refund for a Local Sales Company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 실적위약금

$PPC_{i,t}$  : 수요반응자원의 발전계획 미 이행에 대한 시간대별 실적위약금

$TET_t$ (Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

PEL<sub>d,t</sub>(Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

구역전기사업자에게 지급되는 거래일에 대한 실적위약금은 다음과 같다.

$$PRLS_d = \sum_t PRLS_{d,t}$$

나. 기본위약금에 대한 정산 <개정 2020.7.8., 2025.4.9.>

구역사업자에게 지급하는 월별 기본위약금은 해당 월에 발생한 전체 용량위약금 총액에서 전체 발전기의 월별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$BRLS_{d,m} = FBRLS_{d,m} + DBRLS_{d,m}$$

$$FBRLS_{d,m} = \sum_i \sum_{k=m}^m (FBPCC_{i,m,k} \times PERL_{d,m-1} + IFBPC_{i,m,k} \times PERL_{d,m})$$

$$DBRLS_{d,m} = \left[ \sum_i \sum_{k=\substack{\text{전력거래} \\ \text{개시월}}}^m (DBPCC_{i,m,k} \times PERL_{d,k-1} + IDBPC_{i,m,k} \times PERL_{d,k}) - \sum_{k=\substack{\text{전력거래} \\ \text{개시월}}}^{m-1} DBRLS_{d,k} \right] \times DBPF_m$$

여기서,

$$PERL_{d,m} = \frac{PEL_{d,m}}{TET_m}$$

BRLS<sub>d,m</sub>(Basic Refund for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 월별 기본위약금

FBRLS<sub>d,m</sub>(Fixed Basic Refund for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 월별 고정기본위약금

DBRLS<sub>d,m</sub>(Differential Basic Refund for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 월별 차등기본위약금

IFBPC<sub>i,m,k</sub> : 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금 한도의 기본위약금

IDBPC<sub>i,m,k</sub> : 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금 한도의 기본위약금

FBPCC<sub>i,m,k</sub> : 수요반응자원의 전월에서 이월된 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금 한도의 기본위약금

DBPCC<sub>i,m,k</sub> : 수요반응자원의 전월에서 이월된 정산월 기준 거래월별 차등기본

정산금 한도의 기본위약금

DBPF<sub>m</sub> : 차등기본정산금 정산월 계수(차등기본정산금 정산월의 경우 1 아니면 0)

PERL<sub>d,m</sub>(Purchased Energy Ratio by Local Sales Company) : 구역전기사업자의 월별 구매 전력량 비율

TET<sub>m</sub>(Total Energy Traded) : 전체 발전기의 월별 총 전력거래량

PEL<sub>d,m</sub>(Purchased Energy by a Local sales company) : 구역전기사업자의 월별 유효구매전력량

## 6. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 정산금은 육지지역의 계획증대량에 대한 정산금과 반기별 재배분 정산금을 합산하여 산정한다.

$$LTSISLS_{d,t} = LSISLS_{d,t} + LRSISLS_{d,t}$$

여기서,

LTSISLS<sub>d,t</sub> : 구역전기사업자의 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 총 정산금액

LSISLS<sub>d,t</sub> : 구역전기사업자의 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

LRSISLS<sub>d,t</sub> : 구역전기사업자의 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 재배분 정산금액

가. 계획증대량에 대한 정산 <개정 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금은 육지지역의 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$LSISLS_{d,t} = \sum_i LSLIP_i \times \frac{PEL_{d,t}}{TET_t}$$

여기서,

LSISLS<sub>d,t</sub> : 구역전기사업자의 거래시간별 육지지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량 정산금

LSLIP<sub>i,t</sub> : 지역별 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산

금액

$TET_t$  : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEL_{d,t}$  : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

나. 반기별 상한액 초과에 따른 재정산 <개정 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담하여야 할 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 재배분 정산금은 육지지역의 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요증대에 재배분 정산금 총액에 전체 발전기의 해당 거래시간이 포함된 반기의 거래량에서 해당 기간 동안 구역전기사업자가 구매한 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 이때, 상반기는 전년도 12월부터 5월까지, 하반기는 6월부터 11월까지로 한다.

$$LRSISLS_{d,h} = \sum_i LRSLIP_{i,t} \times \frac{PEL_{d,h}}{TET_h}$$

$$TET_h = \sum_t^{\text{해당 반기 전체 거래시간}} TET_t$$

$$PEL_{d,h} = \sum_t^{\text{해당 반기 전체 거래시간}} PEL_{d,t}$$

여기서,

$LRSISLS_t$  : 구역전기사업자의 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 재배분 정산금액

$LRSLIP_{i,t}$  : 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 재배분 정산금액

$TET_t$  : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEL_{d,t}$  : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량



## 7. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산

[신설 2024.10.29.] <개정 2025.4.9.>

구역전기사업자가 부담해야 할 거래시간별 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$ESS\_FRSLS_t = \sum_i (ESS\_FRP_{i,t} + ESS\_FMC_{i,t}) \times \frac{PEL_t}{TET_t}$$

$ESS\_FRSLS_t$ (Frequency-linked Reduction Settlement for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금(원)

$ESS\_FRP_{i,t}$  : 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간별 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액(원)

$ESS\_FMC_{i,t}$  : 신재생ESS 부하감축자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)

$PEL_{d,t}$ (Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$TET_t$ (Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

구역전기사업자의 거래일에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량 정산금은 다음과 같다.

$$ESS\_FRSLS_d = \sum_t ESS\_FRSLS_t$$

## IV. 발전사업자의 전력거래에 대한 정산 <개정 2021.4.30., 2022.5.31.> <삭제 2023.8.30.>

## V. 직접구매자에 대한 정산 [신설 2025.4.9.]

### 1. 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 거래시간별 정산금은 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요감축 따른 계획감축량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$SRSC_{k,t} = \left( \sum_i SLRP_{i,t} + \sum_i XDRESMP_{i,t} \right) \times \frac{PEC_{k,t}}{TET_t}$$

여기서,

$SRSC_{k,t}$ (Scheduled Reduction Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간별 자발적 수요감축에 따른 계획감축량에 대한 정산금

$SLRP_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간별 발전계획에 따른 계획감축량 정산금

$TET_t$ (Total Energy Traded) : 전체 발전기의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

### 2. 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축요청 이행량에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$DRSC_{k,t} = \sum_i DRP_{i,t} \times \frac{PEC_{k,t}}{TET_t}$$

여기서,

$DRSC_{k,t}$ (Dispatched Reduction Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 전력수요 의무감축요청이행량정산금

$DRP_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간대별 전력수요 의무감축요청이행량에 대한 정산금액

$TET_t$ (Total Energy Traded) : 전체 발전기의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

직접구매자의 거래일에 대한 전력수요 의무감축요청이행량정산금은 다음과 같다.

$$DRSC_k = \sum_t DRSC_{k,t}$$

### 3. 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$FRSC_{k,t} = \sum_i (FRP_{i,t} + FMC_{i,t} + FTP_{i,t}) \times \frac{PEC_{k,t}}{TET_t}$$

여기서,

$FRSC_{k,t}$ (Frequency-linked Reduction Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량에 대한 정산금(원)

$FRP_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 감축량에 대한 정산금액(원)

$FMC_{i,t}$  : 수요반응자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)

$FTP_{i,t}$  : 수요반응자원의 거래시간별 주파수연계 수요감축시험에 대한 정산금액(원)

$TET_t$ (Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

직접구매자의 거래일에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량 정산금은 다음과 같다.

$$FRSC_k = \sum_t FRSC_{k,t}$$

### 4. 의무감축용량에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 월별 정산금은 모든 수요반응자원의 월별 의무감축용량에 대한 고정기본정산금과 차등기본정산금으로 나누어 정산한다.

$$BSC_{k,m} = FBSC_{k,m} + DBSC_{k,m}$$

여기서,

BSC<sub>k,m</sub>(Basic Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 의무감축용량에 대한 월별 기본정산금액

FBSC<sub>k,m</sub>(Fixed Basic Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 의무감축용량에 대한 월별 고정기본정산금액

DBSC<sub>k,m</sub>(Differential Basic Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 의무감축용량에 대한 월별 차등고정정산금액

가. 의무감축용량에 대한 고정기본정산금

직접구매자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 고정기본정산금은 모든 수요반응자원의 월별 고정기본정산금 총액에 전체 발전기의 월별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$FBSC_{k,m} = \sum_i \sum_{k=m}^m FBP_{i,m,k} \times \frac{PEC_{k,m}}{TET_m}$$

여기서,

FBSC<sub>k,m</sub>(Fixed Basic Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 의무감축용량에 대한 월별 고정기본정산금액

FBP<sub>i,m,k</sub> : 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금

TET<sub>m</sub>(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래월에 대한 총 전력거래량

PEC<sub>k,m</sub>(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래월에 대한 유효구매전력량

나. 의무감축용량에 대한 차등기본정산금

직접구매자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 차등기본정산금은 모든 수요반응자원의 월별 차등기본정산금 총액에 전체 발전기의 월별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 단, 의무감축용량에 대한 차등기본정산금은 2월, 5월, 8월, 11월에만 정산한다.

$$DBSC_{k,m} = \left( \sum_i \sum_{n=\text{전력거래개시월}}^m DBP_{i,m,n} \times PERC_{k,n} - \sum_{n=\text{전력거래개시월}}^{m-1} DBSC_{k,n} \right) \times DBPF_m$$

여기서,

$$PERC_{k,m} = \frac{PEC_{k,m}}{TET_m}$$

DBSC<sub>k,m</sub>(Differential Basic Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 의무감축용량에 대한 월별 차등고정정산금액

DBP<sub>i,n,k</sub> : 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금

DBPF<sub>m</sub> : 차등기본정산금 정산월 계수(차등기본정산금 정산월의 경우 1 아니면 0)

PERC<sub>k,n</sub>(Purchased Energy Ratio by a Consumer) : 직접구매자의 월별 구매 전력량 비율

TET<sub>m</sub>(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래월에 대한 총 전력거래량

PEC<sub>k,m</sub>(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래월에 대한 유효구매전력량

## 5. 위약금에 대한 정산

가. 실적위약금에 대한 정산

직접구매자에게 지급하는 거래시간별 실적위약금은 해당 거래시간에 발생한 전체 실적위약금 총액에서 전체 발전기의 월별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$PRC_{k,t} = \sum_i PPC_{i,t} \times \frac{PEC_{k,t}}{TET_t}$$

여기서,

PRC<sub>k,t</sub>(Performance Refund for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 실적위약금

PPC<sub>i,t</sub> : 수요반응자원의 발전계획 미 이행에 대한 시간대별 실적위약금

TET<sub>t</sub>(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

PEC<sub>k,t</sub>(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

직접구매자에게 지급되는 거래일에 대한 실적위약금은 다음과 같다.

$$PRC_k = \sum_t PRC_{k,t}$$

나. 기본위약금에 대한 정산

직접구매자에게 지급하는 월별 기본위약금은 해당 월에 발생한 전체 용량위약금 총액에서 전체 발전기의 월별 거래량에서 직접구매자가 구매한 월별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$BRC_{k,m} = FBRC_{k,m} + DBRC_{k,m}$$

$$FBRC_{k,m} = \sum_i \sum_{n=m}^m (FBPCC_{i,m,n} \times PERC_{k,m-1} + IFBPC_{i,m,n} \times PERC_{k,m})$$

$$DBRC_{k,m} = \left[ \sum_{i=1}^m \sum_{n=\text{전력거래 개시월}}^m (DBPCC_{i,m,n} \times PERC_{k,n-1} + IDBPC_{i,m,n} \times PERC_{k,n}) - \sum_{n=\text{전력거래 개시월}}^{m-1} DBRC_n \right] \times DBPF_m$$

여기서,

$$PERC_{k,m} = \frac{PEC_{k,m}}{TET_m}$$

$BRC_{k,m}$ (Basic Refund for a Consumer) : 직접구매자의 월별 기본위약금

$FBRC_{k,m}$ (Fixed Basic Refund for a Consumer) : 직접구매자의 월별 고정기본위약금

$DBRC_{k,m}$ (Differential Basic Refund for a Consumer) : 직접구매자의 월별 차등기본위약금

$IFBPC_{i,m,k}$  : 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금 한도의 기본위약금

$IDBPC_{i,m,k}$  : 수요반응자원의 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금 한도의 기본위약금

$FBPCC_{i,m,k}$  : 수요반응자원의 전월에서 이월된 정산월 기준 거래월별 고정기본정산금 한도의 기본위약금

$DBPCC_{i,m,k}$  : 수요반응자원의 전월에서 이월된 정산월 기준 거래월별 차등기본정산금 한도의 기본위약금

$DBPF_m$  : 차등기본정산금 정산월 계수(차등기본정산금 정산월의 경우 1 아니면 0)

$PERC_{k,m}$ (Purchased Energy Ratio by a Consumer) : 직접구매자의 월별 구매 전력량 비율

$TET_m$ (Total Energy Traded) : 전체 발전기의 월별 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$ (Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

## 6. 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 정산금은 육지지역의 계획증대량에 대한 정산금과 반기별 재배분 정산금을 합산하여 산정한다.

$$LTSISC_{k,t} = LSISC_{k,t} + LRSISC_{k,t}$$

여기서,

$LTSISC_{k,t}$  : 직접구매자의 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 총 정산금액

$LSISC_{k,t}$  : 직접구매자의 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

$LRSISC_{k,t}$  : 직접구매자의 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 재배분 정산금액

가. 계획증대량에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금은 육지지역의 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요증대에 따른 계획증대량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$LSISC_{k,t} = \sum_i LSLIP_{i,t} \times \frac{PEC_{k,t}}{TET_t}$$

여기서,

$LSISC_{k,t}$  : 직접구매자의 거래시간별 육지지역 자발적 수요증대에 따른 계획증대량 정산금

$LSLIP_{i,t}$  : 지역별 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 계획증대량에 대한 정산금액

$TET_t$  : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$  : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

나. 반기별 상한액 초과에 따른 재정산

직접구매자가 부담하여야 할 육지지역의 자발적 수요증대에 따른 재배분 정산금은 육지지역의 모든 수요반응자원의 거래시간별 자발적 수요증대에 재배분 정산금 총액에 전체 발전기의 해당 거래시간이 포함된 반기의 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다. 이때, 상반기는 전년도 12월부터 5월까지, 하반기는 6월부터 11월까지로 한다.

$$LRSISC_{k,h} = \sum_i LRSLIP_{i,t} \times \frac{PEC_{k,h}}{TET_h}$$

$$TET_h = \sum_{t \text{ 해당 반기 전체 거래시간}} TET_t$$

$$PEC_{k,h} = \sum_{t \text{ 해당 반기 전체 거래시간}} PEC_{k,t}$$

$LRSISC_{k,t}$  : 직접구매자의 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 재배분 정산금액

$LRSLIP_{i,t}$  : 육지지역 자발적 수요증대에 따른 거래시간별 재배분 정산금액

$TET_t$  : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

$PEC_{k,t}$  : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

## 7. 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산

직접구매자가 부담해야 할 거래시간별 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 주파수 하락에 따른

주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 직접구매자가 구매한 거래시간별 거래량 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$ESS\_FRSC_{k,t} = \sum_i (ESS\_FRP_{i,t} + ESS\_FMC_{i,t}) \times \frac{PEC_{k,t}}{TET_t}$$

여기서,

ESS\_FRSC<sub>k,t</sub>(Frequency-linked Reduction Settlement for a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금(원)

ESS\_FRP<sub>i,t</sub> : 신재생ESS 부하감축자원의 거래시간별 주파수연계 충전부하감축량에 대한 정산금액(원)

ESS\_FMC<sub>i,t</sub> : 신재생ESS 부하감축자원의 주파수연계 설비 운전유지비용(원)

TET<sub>t</sub>(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 거래시간에 대한 총 전력거래량

PEC<sub>k,t</sub>(Purchased Energy by a Consumer) : 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

직접구매자의 거래일에 대한 주파수 하락에 따른 주파수연계 감축량 정산금은 다음과 같다.

$$ESS\_FRSC_d = \sum_t ESS\_FRSC_t$$

## VI. 수요관리사업자의 전력거래에 대한 전력거래차수별 대금지급 기준일정 <번호변경 2021.1.1., 2025.4.9.>

수요관리사업자의 매월 1일부터 말일까지의 전력거래에 대한 대금지급일은 익월 월 마지막 영업일로 하며, 거래차수는 5차로 표기한다. <개정 2018.12.12.>

## VII. 수요반응자원의 성과연동형용량가격계수 <번호변경 2021.1.1., 2025.4.9., 개정 2022.5.31.>

수요반응자원의 성과연동형용량가격계수는 고정성과연동형용량가격계수와 차등성과연동형용량가격계수로 나누어 발전기여도를 고려하여 산정한다. <개정 2021.9.18., 2022.5.31.>

### 1. 수요반응자원의 고정성과연동형용량가격계수의 산정 <개정 2020.7.8., 2022.5.31.>



수요반응자원의 고정성과연동형용량가격계수는 매년 6월 산정하여 당해 7월부터 이듬해 6월까지 고정기본정산금 정산에 적용한다. 이때 산정 기준시점 최근 자료를 사용하여 산정하고 수요반응자원의 발전기여도 개별이용률은 0을 적용한다. 정산월 기준 거래월별 고정성과연동형용량가격계수는 거래월에 계산된 값을 사용한다.

## 2. 수요반응자원의 차등성과연동형용량가격계수의 산정 <개정 2020.7.8., 2022.5.31.>

수요반응자원의 차등성과연동형용량가격계수는 매년 2월, 5월, 8월, 11월 마지막 거래일의 수요반응자원 전력거래대금 초기 정산일까지 산정하고 거래기간 시작 월부터 해당 거래 월까지 산정하여 분기별 차등기본정산금 정산에 적용한다. 차등성과연동형용량가격계수 산정 시 수요반응자원의 발전기여도 개별이용률은 거래기간 시작 월부터 해당 월까지의 수요반응자원별 거래실적을 적용하여 산정하고 그 외의 값은 해당 월의 고정성과연동형용량가격계수 산정 시 사용한 자료를 사용한다. 정산월 기준 거래월별 차등성과연동형용량가격계수는 정산월에 계산된 값을 사용한다.

## 3. 수요반응자원의 발전기여도 <개정 2022.12.22.>

수요반응자원의 발전기여도는 개별이용률을 기준이용률로 나누어 산출하며, 최댓값은 1로 하며 다음 산식에 따라 산정한다. 수요반응자원의 기준이용률은 기준감축시간을 의무감축시간으로 나눈 값을 적용하고 개별이용률은 실적감축시간을 의무감축시간으로 나눈 값을 적용한다. 이때, 수요반응자원의 단위전력량당 운전유지비, 기준용량가격 중 수전전력기본요금단가, 기준용량가격, 연료비단가는 발전기와 동일하게 적용하며 비용평가세부운영규정 제24장 성과연동형용량가격계수 산정기준을 따른다.

$$\text{발전기여도} = \text{Max}\left(\frac{B-x}{B-A}, D\right) + \text{Min}\left(1, \frac{\text{개별이용률}}{\text{기준이용률}}\right) \times [1 - \text{Max}\left(\frac{B-x}{B-A}, D\right)]$$

여기서, A : 송전단 최대수요 × (1+ 시장기준예비율) <개정 2021.12.28.>

B : 송전단 최대수요 × C%

$$C : \frac{122 - (1 + \text{시장기준예비율}) \times 100 \times D}{1 - D} \quad \text{<개정 2021.12.28.>}$$

$$D : \frac{\text{당해연도 단위전력량당 운전유지비} + \text{기준용량가격 중 수전전력기본요금단가}}{\text{당해연도 기준용량가격}}$$

x : 연료비단가 기준 누적용량 + 해당 발전기 공급용량의 1/2

가. 수요반응자원의 기준감축시간 <개정 2022.5.31., 2022.12.22.>

수요반응자원의 기준감축시간은 해당 거래기간의 발령가능시간 합에 공휴일을 제외한 직전연도 동·하계 기간의 일수와 6시간을 곱한 값을 연간 시간으로 나누고 30% 출력의 운전을 가정하여 산정한다. 이때 기준감축시간의 산정 결과는 일의 자리에서 반올림한 값으로 적용한다. 단 공휴일과 동·하계 기간은 비용평가세부운영규정 제24장 성과연동형용량가격계수 산정기준과 동일하게 적용한다. 또한 수요반응자원 거래기간의 마지막 거래월 실적을 포함하여 차등성과연동형용량가격계수를 산정하는 경우 재산정 기준감축시간은 최대감축가능시간과 기준감축시간 중 작은 값을 적용한다. 즉,

$$\text{재산정 기준감축시간} = \text{Min}\left(\frac{\text{기준감축시간}}{\text{ADRF}_i}, \text{최대감축가능시간}\right)$$

여기서,  $\text{ADRF}_i$  : 추가등록 자원의 보정 계수(초기등록 자원은 1, 추가등록 자원은 2)

단, 추가등록자원의 최대감축가능시간은 추가거래기간 동안의 최대감축가능시간으로만 산정한다.

나. 수요반응자원의 최대감축가능시간 <개정 2021.9.18., 2023.6.30., 2025.2.11.>

수요반응자원의 최대감축가능시간은 해당 거래기간의 전력거래중인 표준DR, 중소형DR, 제주DR 수요반응자원의 일별 실시간 전력수요 의무감축요청량, 자발적 수요감축에 따른 감축계획량의 합을 일별 전체 수요반응자원의 의무감축용량 합으로 나누고 이를 모두 합산하여 산정한다. 단, 감축시험 및 감축재시험, 감축신뢰성시험은 제외한다. 이때 최대감축가능시간의 산정 결과는 소수점 첫째 자리에서 반올림한 값으로 적용한다. 즉,

$$\text{최대 감축가능시간} = \frac{\sum_d^{\text{표준DR, 중소형DR, 제주DR}} \sum_t^d (RSO_{i,t} \times (1 - \text{DRTF}_{i,t}) + SSR_{i,t})}{\sum_d^{\text{표준DR, 중소형DR, 제주DR}} ORC_{i,d}}$$

여기서,

$RSO_{i,t}$  : 실시간 전력수요 의무감축을 위하여 거래시간별 전력수요 의무감축요청량(MWh)

$\text{DRTF}_{i,t}$  : 거래시간별 감축시험 및 감축재시험, 감축신뢰성시험 지수 <개정 2023.6.30.>

(감축시험 및 감축재시험, 감축신뢰성시험인 경우는 1 아니면 0)

$SSR_{i,t}$ : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

ORC<sub>i,d</sub> : 수요반응자원의 거래일별 의무감축용량(MW)

다. 수요반응자원의 실적감축시간 <개정 2020.7.8., 2021.9.18., 2023.6.30.>  
 수요반응자원의 실적감축시간은 해당 거래기간의 일별 전력거래중인 수요반응  
 자원별 실시간 전력수요 의무감축요청에 따른 전력수요 의무감축요청 감축이행  
 인정량, 자발적 수요감축에 따른 거래일별 감축량의 합산량을 일별 의무감축용  
 량으로 나누고 전체 거래기간에 대해 합산하여 산정한다. 단, 감축시험 및 감  
 축재시험, 감축신뢰성시험은 제외한다.

실적감축시간<sub>i</sub> =

$$\sum_d \left[ \frac{\sum_t ((DLR_{i,t} + SLR_{i,t}) \times (1 - DRTF_{i,t}))}{ORC_{i,d}} + \frac{\sum_t ((Min(Max(SR_{i,t}, 0), SSR_{i,t}) \times DRTF_{i,t}))}{ORC_{i,d}} \right]$$

여기서,

DLR<sub>i,t</sub> : 거래시간별 전력수요 의무감축요청 감축이행인정량(MWh)

DRTF<sub>i,t</sub> : 거래시간별 감축시험 및 감축재시험, 감축신뢰성시험 지수 <개정  
 2023.6.30.>

(감축시험 및 감축재시험, 감축신뢰성시험인 경우는 1 아니면 0)

SLR<sub>i,t</sub> : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축인정량(MWh)

SSR<sub>i,t</sub> : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MWh)

SR<sub>i,t</sub> : 자발적 수요감축에 따른 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량  
 (MWh)

ORC<sub>i,d</sub> : 수요반응자원의 거래일별 의무감축용량(MW)

### 3. <삭제 2022.5.31.>