전력시장운영규칙

2019. 11.

smart KPX 전기의 미래를 열어가는 전력거래소

목 차

제1장 총칙 ····· 2
제1절 통칙 ····· 2
제2절 전력거래자 및 발전기 등록 ····· 11

제2장 발전입찰 및 가격결정 ····· 15
제1절 발전비용 평가절차 ····· 15
제2절 비용평가위원회 ····· 21
제3절 발전입찰과 전력수요예측 ····· 27
제4절 가격결정 발전계획 및 가격결정 ····· 31
제5절 송전손실계수의 산정 및 적용 ····· 37

제3장 전력의 거래 ····· 39
제1절 판매사업자의 전력구매 ····· 39
제2절 직접구매자의 전력구매 ····· 40
제3절 구역전기사업자의 전력거래 ····· 44
제4절 직접구매자 및 구역전기사업자의 재정보증 ····· 48

제4장 계량과 정산 및 결제 ····· 51
제1절 계량 ····· 51
제2절 정산 ····· 54
제3절 결제 및 전력거래전담 금융기관 ····· 60

제5장 전력계통 운영 ····· 62
제1절 운영발전계획 ····· 62
제2절 실시간급전계획 ····· 65
제3절 급전지시 ····· 66

제4절 송전손실 및 송전혼잡 관리 ····· 68
제5절 발전기 자기제약 ····· 69
제6절 보조서비스 ····· 69
제7절 양수발전기의 양수운영 ····· 70
제8절 전력계통 안정운영 및 자료제공 ····· 71
제9절 발전기 및 전기저장장치의 정지 및 휴전계획 조정 ····· 74

제6장 전력시장 감시 ····· 77
제1절 통칙 ····· 77
제2절 전력시장감시위원회 ····· 78
제3절 전력시장 감시절차 및 제재 ····· 81
제4절 감시결과 보고 및 자율시정조치 ····· 83
제5절 전기위원회의 사실조사 및 직권시정조치 <삭제 2011.6.30>

제7장 분쟁조정 ····· 86
제1절 통칙 ····· 87
제2절 분쟁조정위원회 ····· 87
제3절 분쟁조정 및 불복 절차 ····· 89

제8장 정보공개 ····· 100
제1절 통칙 ····· 100
제2절 정보공개위원회 ····· 101
제3절 정보보호 ····· 106

제9장 규칙개정 ····· 108
제1절 통칙 ····· 108
제2절 규칙개정위원회 ····· 108
제3절 규칙개정 절차 ····· 112

제10장 전력거래시스템 ····· 114
제1절 전력거래소의 설비 ····· 114
제2절 발전사업자 및 송전사업자의 설비 ····· 115

제11장 공급인증서거래 ····· 116
제1절 공급인증서 거래시장의 운영 ····· 116
제2절 의무이행비용 정산 ····· 119

제12장 수요반응자원의 거래 ····· 120
제1절 통칙 ····· 120
제2절 전력거래자, 수요반응자원, 수요반응참여고객 등록 ····· 121
제3절 등록시험 및 감축시험 ····· 124
제4절 수요반응자원의 거래 ····· 126
제5절 사용전력량 데이터 관리 및 전력부하감축량 평가 ····· 129
제6절 정산 ····· 131

제13장 정부승인차액계약 ····· 136
제1절 정부승인차액계약의 운영 ····· 136
제2절 정부승인차액계약운영위원회 ····· 136

제14장 보칙 ····· 140

부 칙 ····· 145

[별 표]

1. 기호 및 변수의 정의 ····· 161
2. 정산기준 ····· 196
3. 전력계통 운영 기준 ····· 264
4. 입찰 운영 절차 ····· 276
5. 전력수요 예측 절차 ····· 291
6. 가격결정발전계획 수립 절차 ····· 295
7. 계량설비의 설치기준 및 운영 절차 ····· 303
8. 정산 및 결제 절차 ····· 322
9. 운영발전계획 수립 절차 ····· 344
10. 연료제약발전기 운영 절차 ····· 350
11. 실시간 급전운영 절차 ····· 358
12. 비상시 급전지시 절차 ····· 371
13. 계통운영시스템 운영 절차 ····· 385
14. 고장파급방지시스템 적용 절차 ····· 410
15. 기기번호 부여 절차 ····· 416
16. 계통보호 절차 ····· 428
17. 전력설비 정지관리 절차 ····· 439
18. 발전기정지 및 휴전업무 절차 ····· 443
19. 보조서비스 절차 ····· 459
20. 발·변전소 주변압기 탭 정정 및 유효접지 검토절차 ····· 469
21. 발전기병렬운전 및 공급방안 업무절차 ····· 475
22. 시장시스템 운영 절차 ····· 479
23. 전력가격 안정 등을 위한 정산금 조정 ····· 485
24. 비상시 전력시장운영 절차 ····· 491
25. 공급인증서 거래시장 운영, 정산 및 결제 절차 ····· 499
26. 수요반응자원의 정산 기준 ····· 511
27. 수요반응자원 전력거래시스템 운영 절차 ····· 525

28. 고객기준부하 산정 기준 ····· 527
29. 수요반응참여고객의 전기소비형태 검증 기준 ····· 531
30. 정부승인차액계약 처리 절차 ····· 533

[별지 서식]

1. 발전소별 연료 사용단가 내역서 ····· 541
1-1. 발전소별 환경열량단가 산정 내역서 ····· 542
1-2. 발전소별 환경비용 구분 내역서 ····· 543
2. 발전소별 연료 발열량 내역서 ····· 544
3. (삭제 2006.12.27)
4. 복합발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서 ····· 545
5. 화력발전소 기동연료비·소내소비전력·용수 산출내역서 ····· 547
6. 원자력발전소 기동비용 산출내역서 ····· 548
7. 발전기별 발전비용 평가자료서 ····· 549
7-1. 전기저장장치 특성자료 ····· 550
8. 발전비용평가 특별성능시험 요청서 ····· 551
9. 발전기 특별성능시험 결과표 ····· 552
10. 발전비용평가 특별성능시험 입회서 ····· 553
11. 비용평가위원회 의결사항 부의안건 작성서식 ····· 554
12. 비용평가위원회 개최통지서 ····· 555
13. 비용평가위원회 서면위원회 통지서 ····· 556
14. 비용평가위원회 서면결의표 ····· 557
15. 비용평가위원회 의사록 ····· 558
16. 비용평가위원회 결과통지서 ····· 559
17. 채무불이행 통지서 ····· 560
18. 거래정지 통지서 ····· 561
19. 조사요원 증표 ····· 562
20. 시정조치 요구에 대한 조치결과 보고서 ····· 563
21. 분쟁조정신청서 ····· 564
22. 정보공개신청서 ····· 565
23. 정보공개위원회 부의안건 작성서식 ····· 566
24. 정보공개위원회 개최통지서 ····· 567

25. 정보공개위원회 회의록 ····· 568
26. 정보공개 신청결과 통지서 ····· 569
26-1. 정보공개위원회 서면결의 통지서 ····· 570
26-2. 정보공개위원회 서면결의표 ····· 571
27. 정보공개 목록표 ····· 572
28. 전력시장운영규칙 개정제안서 ····· 573
29. 규칙개정위원회 심의결과 통지서 ····· 574
30. 위임장 ····· 575
31. 발전입찰서(최초) ····· 576
31-2. 송전사업자용 전기저장장치 운영계획서(최초) ····· 577
32. 양수계획서 ····· 578
32-1. 충전계획서 ····· 579
33. 발전입찰서(변경) ····· 580
33-2. 송전사업자용 전기저장장치 운영계획서(변경) ····· 581
34. 월간 시운전계획서 ····· 582
35. 주간 시운전계획서 ····· 583
36. 발전시설용량 변경/개시/폐지 계획 ····· 584
37. 계량등록부(원본) ····· 585
38. 계량등록부 및 계량데이터 열람 신청서 ····· 587
38-1. 전력거래용 전력량계 직접시험 보고서 ····· 588
39. 정산금통지서 ····· 589
39-1. 정산금통지서 <비과세분> ····· 590
40. 전력거래대금 등 청구서/수정청구서 ····· 591
40-1. 전력거래대금 등 청구서/수정청구서 <비과세분> ····· 592
41. 전력거래대금 등 청구요청서/수정청구요청서 ····· 593
41-1. 전력거래대금 등 청구요청서/수정청구요청서 <비과세분> ····· 594
42. ~ 49. (삭제 2004.11.30.)
42-1. 채권양도(질권설정) 통지서 <양수인이 1인(1법인)인 경우> ····· 595
42-2. 채권양도(질권설정) 통지서 <양수인이 다수이거나 신탁사인 경우> ····· 597

43-1. 채권양도(질권설정) 해지통지서 ····· 599
44-1. 전력거래 정산계좌 변경신청서 ····· 600
50. 정산결과조정(이의)신청서 ····· 601
51. 조정(이의)신청등록관리부 ····· 602
52. 정산조정회의 개최 통지서 ····· 603
53. 정산조정회의록 ····· 604
54. 조정(이의)신청처리결과통지서 ····· 605
55. 정산(이의)신청처리결과통지서 ····· 606
56. 발전기정지계획서 ····· 607
57. 운영발전계획 제약 검토서 ····· 608
58. 월간 제약연료 운영계획 제출양식 ····· 609
59. 전력설비 변경 예정서 ····· 610
60. 전기고장 속보 ····· 611
61. 전기고장 상보 ····· 612
62. 휴전작업 승인서 ····· 613
63. 휴전계획서, 휴전작업 통보서 ····· 614
64. 공사설명서 ····· 615
65~66. (삭제 2008.10.31)
67. 발전기 조속기 특성자료 ····· 617
68. 발전기 무효전력 특성자료 ····· 618
69. 자체기동 시험 검사서 ····· 619
70~73. (삭제 2008.10.31)
74. 발·변전소 변압기 탭 검토 의뢰서 ····· 620
75. 발·변전소 변압기 사용 탭 결정서 ····· 621
76. 전력계통 유효접지 검토의뢰서(주변압기 현황) ····· 622
77. 전력계통 유효접지 검토결과 통보서 ····· 624
78. 전력거래자 등록신청서 ····· 625
79. 전력거래자 등록신청서 ····· 626
80. 발전기 등록신청서 ····· 627

80-1. 전기저장장치 등록신청서 ····· 628
81. 상업운전개시신고서 ····· 629
82. 발전설비 기술자료 제출(발전기 및 변압기) ····· 630
83. 발전설비 기술자료 제출(조속기) ····· 634
84. 발전설비 기술자료 제출(여자기) ····· 635
85. 발전설비 기술자료 제출(계통안정화장치) ····· 636
86. 전기사용 신청고객 부하 자료 제출 ····· 637
87. 청렴서약서 ····· 644
88. 심의 및 의결 참여불가 신청서 ····· 645
89. 신재생에너지 공급의무화제도 공급인증서 매매계약서(고정가격) ····· 646
89-1. 신재생에너지 공급의무화제도 공급인증서 매매계약서(선정) ····· 648
89-2. 신재생에너지 공급의무화제도 공급인증서 매매계약서(소형태양광) ·· 650
90. 신재생에너지 공급의무화제도 공급인증서 매매계약서(자체) ····· 652
91. 의무이행 공급인증서 제출 및 월간정산 신청서 ····· 654
92. 의무이행 공급인증서 제출 및 연간정산 신청서 ····· 655
93. 공급의무화제도 현물시장 매매체결 확인서 ····· 656
94. 공급의무화제도 계약시장 거래내용 정산요청 확인서 ····· 657
95. 전력시장운영규칙 준수 동의서 ····· 658
96. 신재생에너지 공급인증서 거래시장 참여 등록신청서 ····· 659
97. 신재생에너지 공급인증서 거래시장 참여 등록신청서 ····· 660
98. 규칙개정위원회 서면위원회 통지서 ····· 661
99. 규칙개정위원회 서면결의표 ····· 662
100. 전력거래자 등록신청서 ····· 663
101. 수요반응자원 등록신청서 ····· 664
102. 수요반응자원참여고객 등록신청서 ····· 665
103. 수요반응자원 정산금통지서 ····· 666
104. 수요반응자원 청구서/수정청구서 ····· 667
105. 수요반응자원 청구요청서/수정청구요청서 ····· 668
106. 수요관리사업 참여를 위한 개인정보 제공 동의서 ····· 669
107. 차액계약운영위원회 의결사항 부의안건 작성서식 ····· 670

108. 차액계약운영위원회 개최통지서 ····· 671
109. 차액계약운영위원회 의사록 ····· 672
110. 차액계약운영위원회 결과통지서 ····· 673
111. 중앙급전 구역전기사업자 입찰서 ····· 674

[부록]

1. 분쟁조정 비용 및 예납 기준 ····· 675
2. 전력시장운영규칙 개정이력 ····· 677
3. 규칙의 약칭과 내용 ····· 712
4. 규칙 담당부서 및 연락처 ····· 714
5. 규칙 관련 위원회 위원 명단 ····· 716

전력시장운영규칙

2001. 03. 30 제정
2001. 12. 21 부분개정
2002. 04. 29 부분개정
2002. 11. 15 전문개정
2003. 05. 07 부분개정
2003. 09. 18 부분개정
2003. 11. 11 부분개정
2004. 04. 22 부분개정
2004. 07. 09 부분개정
2004. 09. 07 부분개정
2004. 09. 24 부분개정
2004. 11. 30 부분개정
2004. 12. 21 부분개정
2005. 01. 21 부분개정
2005. 05. 30 부분개정
2005. 10. 10 부분개정
2006. 01. 26 부분개정
2006. 09. 14 부분개정
2006. 11. 29 부분개정
2006. 12. 26 부분개정
2007. 07. 23 부분개정
2007. 12. 27 부분개정
2008. 04. 22 부분개정
2008. 10. 31 부분개정
2009. 06. 30 부분개정
2009. 12. 31 부분개정
2010. 06. 30 부분개정
2010. 11. 30 부분개정
2010. 12. 28 부분개정
2011. 06. 30 부분개정
2011. 12. 02 부분개정
2012. 05. 31 부분개정
2012. 12. 03 부분개정
2012. 12. 31 부분개정
2013. 02. 28 부분개정
2013. 04. 30 부분개정
2013. 07. 31 부분개정
2013. 10. 01 부분개정
2014. 05. 16 부분개정
2014. 09. 01 부분개정
2014. 10. 02 부분개정
2014. 11. 03 부분개정
2014. 12. 31 부분개정
2015. 03. 17 부분개정
2015. 05. 07 부분개정
2015. 09. 30 부분개정
2016. 05. 12 부분개정
2016. 10. 31 부분개정
2016. 12. 30 부분개정
2017. 02. 28 부분개정
2017. 05. 30 부분개정
2017. 12. 29 부분개정
2018. 02. 09 부분개정
2018. 06. 15 부분개정
2018. 08. 02 부분개정
2018. 11. 01 부분개정
2018. 12. 12 부분개정
2019. 01. 02 부분개정
2019. 02. 21 부분개정
2019. 04. 02 부분개정
2019. 05. 31 부분개정
2019. 11. 07 부분개정

제1장 총칙

제1절 통칙 [절번호 신설 2007.7.23]

제1.1.1조(목적) 이 규칙은 전기사업법(이하 "법"이라 한다) 제43조 규정에 의하여 전력시장 및 전력계통의 효율적이고 안정적인 운영에 필요한 사항과 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 (이하 "신재생에너지법"이라 한다) 제12조의9에 의하여 신재생에너지 공급인증서 거래시장 운영에 필요한 사항을 정함을 목적으로 한다. <조번호변경 2007.7.23, 개정 2013.2.28>

제1.1.2조(용어의 정의) 이 규칙에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

1. "중앙급전발전기"라 함은 전력거래소의 급전지시에 따라 운전하는 설비용량 20MW 초과 발전기를 말한다.<개정 2007.7.23, 2010.6.30>

1의2. "비중앙급전발전기"라 함은 중앙급전발전기가 아닌 발전기를 말한다. [신설 2007.7.23]

2. "공급가능용량"이라 함은 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자가 입찰을 통해 거래시간별로 공급 가능한 용량(MWh)을 말한다. <개정 2016.5.12.>

3. "계통한계가격"이라 함은 거래시간별로 적용되는 전력량에 대한 전력시장가격(원/kWh)을 말하며 육지 및 제주지역으로 구분된다. <개정 2006.12.26, 2009.12.31.>

3의2. "정산상한가격"이라 함은 육지 중앙급전발전기의 발전 전력량에 대해 적용하는 전력시장가격의 상한값(원/kWh)을 말한다. [신설 2013.2.28.]

4. "정산조정계수"라 함은 정부의 요금규제를 받는 전기판매사업자가 50%를 초과하는 지분을 소유한 발전사업자의 발전기와 중앙급전 석탄발전기의 전력거래 정산금을 조정하기 위한 계수를 말한다.[신설 2006.12.26], <개정 2008.4.22., 2012.5.31., 2015.9.30.>

5. "용량가격"이라 함은 거래시간별 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치의 공급가능용량에 적용되는 전력시장가격(원/kWh)을 말한다. <개정 2006.12.26., 2016.5.12.>

6. "기준용량가격"이라 함은 용량가격 결정기준 발전기가 기본 운영조건에서 해당 고정비 연금액을 회수할 수 있도록 설정된, 단위시간 및 단위출력당 보상가격(원/kWh)을 말한다.<개정 2006.12.26>

7. "하한제약"이라 함은 열공급, 연료의무사용, 시운전 등의 제약사유에 의해 발전기 운전범위의 하한치를 설정해 놓은 것을 말한다.[신설 2006.12.26]

8. "고정출력"이라 함은 열공급, 연료의무사용, 시운전 등의 제약사유에 의해 발전기 출력을 고정된 값으로 설정해 놓은 것을 말한다.[신설 2006.12.26.]

9. “상한제약”이라 함은 열공급, 연료의무사용, 시운전, 대기오염물질 저감 등의 제약사유에 의해 발전기 운전범위의 상한치를 설정해 놓은 것을 말한다.
[신설 2006.12.26.] <개정 2017.5.30.>
10. “용량가격계수(RCF_i)”는 최대부하, 공급용량, 송전손실계수를 고려하여 산정한 용량가격 계수를 말한다.[신설 2006.12.26.] <개정 2016.10.31.>
11. “시간대별 용량가격계수(TCF_t)”라 함은 시간대별로 기준용량가격을 차등 적용하기 위해 설정한 계수를 말한다.
12. “시간대별 용량가격계수 보정계수(κ)”라 함은 발전기에 대해 시간대별 용량가격계수를 적용함으로써 발생하는 공급가능용량에의 정산금 차액을 최소화하기 위한 계수를 말한다.<개정 2006.12.26>
13. “부가정산금(Uplift)”라 함은 제반 제약사항을 반영하지 않은 가격결정 발전계획을 토대로 한 예상정산금과 실제 계통운영 결과 발생한 실제 정산금과의 차이를 말한다.
14. “송전단 전력(Net Output)”이라 함은 발전단 전력에서 주변압기 손실 및 발전소의 소내 소비전력을 사용한 후 송전하는 전력을 말한다.
15. “소내전력률(Auxiliary Power Ratio)”이라 함은 발전 전력량에 대한 소내 전력량의 비율을 말한다.
16. “연료의 열량단가(FC, 원/Gcal)”라 함은 발전기 연료비의 단위열량에 대한 연료가격을 말하며, 연료가격에는 연료 사용으로 인한 환경개선 활동에 수반되는 변동비가 포함될 수 있다. <개정 2019.5.31.>
17. “열소비 상수(No Load Heat Rate Coefficient, NLHC, Gcal/h)”라 함은 발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력 특성곡선식의 상수를 말한다.
18. “1차 열소비 계수(Linear Heat Rate Coefficient, LHC, Gcal/㎿h)”라 함은 발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력 특성곡선식의 1차계수를 말한다.
19. “2차 열소비계수(Quadratic Heat Rate Coefficient, QHC, Gcal/$㎿^2$h)”라 함은 발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력 특성곡선식의 2차 계수를 말한다.
20. “기동비용(Start Up Cost, SUC)”이라 함은 발전기의 기동과 관련되어 소요되는 비용으로서, 원(Won)단위 양(陽)의 정수로 표시되는 비용을 말한다.
21. “최대발전용량(Maximum Generating Capacity, MGC, [MW])”이라 함은 주변압기 고압측을 기준으로 발전기가 최대로 발전할 수 있는 용량으로서 법 제63조에 따른 ‘사용전 검사’ 또는 법 제65조에 따른 ‘정기검사’ 시 부하운전시험 검사에 합격한 용량에서 소내전력을 차감한 용량을 말한다. 단, 원자력발전소는 원자력법 제16조(검사) 또는 제23조의 2(검사)에 따른 검사용량에서 소내전력을 차감한 용량을 말한다.<개정 2006.9.14>

22. “최소발전용량(Minimum Generation, MG, [㎿])”이라 함은 주변압기 고압측을 기준으로 발전기가 안정한 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량을 말한다.
23. “출력감소율(Ramp Down Rate, RDR, [㎿/min])“이라 함은 발전기가 분당 출력을 감소시킬 수 있는 능력을 말한다.
24. “출력증가율(Ramp Up Rate, RUR, [㎿/min])”이라 함은 발전기가 분당 출력을 증가시킬 수 있는 능력을 말한다.
25. “최소운전시간(Minimum Up Time, MUT, [h])“이라 함은 발전기가 계통연결 이후 계통분리될 수 있기까지의 최소 시간간격을 말한다.
26. “최소정지시간(Minimum Down Time, MDT, [h])”이라 함은 발전기가 계통분리 이후 계통연결될 수 있기까지의 최소 시간간격을 말한다.
27. “발전기 성능시험”이라 함은 변동비반영발전시장(CBP)의 전력시장에 참여하는 발전기의 특성자료와 정확한 발전비용산정 기초 자료로 활용하기 위해 발전기의 실제 운전비용을 산출하기 위한 성능시험을 말한다.
28. “혼소율(Mixed Fuel Burning Ratio)”이라 함은 2종류 이상의 연료를 혼소하는 국내탄발전소에서 소비되는 보일러 입열 중 연료별로 차지하는 열량비를 말한다. <개정 2004.12.21>
28의2. “국내탄발전소”라 함은 국내탄 사용을 목적으로 설계 및 준공되어 정부가 배정한 국내탄을 소비하는 발전소를 말하며, 국내탄 수급여건에 따라 수입무연탄, 유연탄 등으로 혼소 사용할 경우에도 국내탄발전소로 본다. [신설 2010.6.30]
29. “기본요금”이라 함은 발전소별로 납부한 수전전력요금중 전기요금 청구서상 전력산업 기반기금을 제외한 기본요금을 말한다.
30. “계통운영보조서비스(이하 “보조서비스”)”라 함은 전력계통의 신뢰성, 안정성을 유지하고, 전기품질을 유지하며, 전력거래를 원활하게 하기 위하여 전기사업자가 제공하는 주파수조정, 예비력, 무효전력 및 자체기동 등의 서비스를 말한다. <개정 2006.9.14>
31. “가격결정발전계획”이라 함은 한계가격을 산출하기 위하여 열공급, 연료제약, 송전제약 등의 각종 제약요소를 고려하지 않고 수립되는 거래일의 발전계획을 말하며 수요반응자원의 감축계획을 포함한다.<개정 2014.11.3>
32. “거래기간”이라 함은 거래시간의 기간으로 1시간으로 정한다.
33. “거래시간”이라 함은 한계가격이 산출, 적용되는 거래일의 단위기간으로서, 각 거래시간은 그 단위기간의 끝점으로 표시된다.(즉, 거래시간 06시는 05:00 직후부터 시작하여 06:00에 종료하는 기간을 표시한다.)
34. “거래일”이라 함은 전력시장에서 전력이 거래되는 기간 중의 1일로서, 거래시간 01시에서 시작하여 거래시간 24시에 종료하는 기간을 말한다.
35. “발전계획신고기간”이라 함은 가격결정발전계획이 작성되는 시간단위의 기간으

로 거래일 전날 거래시간 19시부터 거래일 익일 거래시간 04시까지로 한다.

36. “유효구매전력량”이라 함은 제3.2.2.1조에서 정한 전력을 직접 구매할 수 있는 자격이 있는 자로서 제3.2.2.3조의 규정에 의한 승인을 얻은 자(이하 “직접구매자”라 한다) 또는 구역전기사업자의 계량점이 발전사업자의 계량기준점과 다름으로 해서 직접구매자 또는 구역전기사업자에 따라 발생하는 송전 또는 배전 과정에서 발생하는 손실을 반영하여 물리적인 계량값을 보정한 전력량을 말한다. <개정 2005.1.21>
37. “직접구매 용량보정계수”라 함은 전력시장에서 전력을 거래하는 모든 발전기에 대한 연간 평균입찰용량을 전력시장의 연간 최대부하로 나눈 값을 말한다.
38. “직접구매 용량가격”이라 함은 제2.4.3조에서 정한 일반발전기의 용량가격에 제37호의 직접구매용량보정계수를 적용하여 보정한 용량가격을 말한다.
39. “용량가격 적용전력”이라 함은 직접구매자의 용량가격 정산에 기준전력으로 사용되는 전력으로서 계량점으로 환산한 해당 직접구매자별로 별도 산출된 유효구매전력량을 말한다.
40. “계량점”이라 함은 계량이 이루어지는 지점으로서 주변압기 고압측의 한 지점을 말하며, 법 제15조의 규정에 의한 "송·배전용 전기설비 이용규정"의 접속점을 원칙으로 한다.<개정 2012.12.31>
41. “계량설비”라 함은 계량점과 통신망에 연결되는 지점 간에 있는 전력량 측정 및 측정자료의 전송에 관련된 모든 구성요소의 집합을 말하며, 일반적인 전력거래를 위한 "주 계량설비"와 주 계량설비 고장 시 중단 없는 계량을 위해 추가로 설치되는 "비교 계량설비", 신재생에너지연계형 전기저장장치의 공급인증서 가중치 계산 등을 위한 “기타 계량설비”로 구성된다. <개정 2015.9.30.>
42. “정산”이라 함은 전력거래소가 전력시장에 참여하는 개별 사업자의 구분에 따라 보상금과 부담금을 산정하는 것을 말하며, 전력의 공급자에 대해서는 공급의 대가로 받아야 할 금액을 산출하고 전력의 구매자에 대해서는 구매의 대가로 부담해야 할 금액을 계산하는 것을 의미한다.
43. “운영발전계획”이라 함은 전력계통에 영향을 주는 제약조건을 고려하여 실제 계통운전을 위해 수립되는 거래일의 발전계획을 말하며 수요반응자원의 감축계획 및 전기저장장치가 제공하는 주파수조정용량을 포함한다. <개정 2014.11.3., 2015.5.7.>
44. “급전지시”라 함은 전력거래소에서 전력수급의 균형유지 및 전력계통을 안정적으로 운용하기 위하여 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 운영하는 발전사업자와 수요반응자원을 운영하는 수요관리사업자 및 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자에게 지시하는 행위를 말하며, 전력계통 비상상황 시에는 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 운영사업자에 대해서도 지시를 행할 수 있다. 다만, 수요관리사업자에 대한 급전지시는 “수요감축요청”

이라 한다. <개정 2010.6.30., 2014.11.3., 2015.5.7., 2016.5.12., 2017.12.29., 2018.2.9>

45. “전력계통”이라 함은 발전소에서 생산한 전기를 전기사용자에게 공급하기 위하여 물리적으로 상호 연결된 전기설비(발전설비, 송변전설비, 배전설비, 기타 부대설비 등)를 말한다.
46. “계통운영”이라 함은 원활한 전기의 흐름과 전기의 품질유지를 위하여 전력계통의 전기 흐름을 통제, 관리, 운영하는 것을 말한다.
47. “송전망”이라 함은 전기사업자가 소유・관리하는 송전선로, 변압기, 조상설비 및 보호장치 및 전기저장장치 등을 말한다.<개정 2015.3.17.>
48. “계통조작”이라 함은 전력계통의 운전, 정지, 고장복구 등을 위하여 전기설비를 원격 또는 현장 조작하는 행위를 말한다.
49. “수급조절”이라 함은 전력수급의 균형을 유지하기 위한 발전기의 출력 조정(기동 정지포함), 수요반응자원의 전력부하감축, 부하조정, 수요조절, 전압제어, 주파수제어 및 계통 조류조절 등의 조치를 말한다.<개정 2007.12.27., 2014.11.3>
50. “비상상황”이라 함은 발전 및 송전계통의 내부 요인이나 폭풍 및 기타 자연현상 또는 사회혼란, 태업 등과 같은 외부 원인에 의하여 전력계통에 심각한 혹은 광역 정전을 야기할 수 있는 상태 또는 전력수급의 균형유지가 곤란하거나 곤란이 예상되는 상태를 말한다.
51. “고장정지”라 함은 전력설비의 고장, 보호장치의 자동작동에 의해 전력설비가 서비스를 제공할 수 없는 상태로 되는 것을 말한다.
52. “긴급정지”라 함은 설비고장 임박 등 계속 운전할 수 없는 긴급상황 발생으로 설비를 계통에서 분리함으로써 전력설비가 서비스를 제공할 수 없는 상태로 되는 것을 말한다.
53. “휴전계획”이라 함은 주요장치에 대한 점검이나 보수 등을 목적으로 전력설비의 운전을 정지하기 위한 사전계획을 말한다.
54. “조상설비”라 함은 전력계통의 무효전력을 공급 또는 소비함으로써 계통의 적정 전압을 유지하는 설비로 분로리액터, 캐패시터, 정지형무효전력보상기, 동기조상기 등을 말한다.
55. “일간발전계획 프로그램”이라 함은 전력거래소에서 일일 가격결정발전계획 및 운영발전계획을 수립하는데 사용하는 전산프로그램을 말한다.
56. “시운전발전기”라 함은 법 제63조의 규정에 따른 사용전검사를 받지 않은 발전기로서 제12.4조에 따른 상업운전개시 신고를 하지 않은 중앙급전발전기를 말한다.<개정 2007.7.23>
57. “예비력”이라 함은 예측수요의 오차, 발전기 불시고장 등으로 인하여 전력수급의 균형을 유지하지 못할 경우를 대비하여 전력수요를 초과하여 보유하는 여유용량을 말하며, 공급예비력과 운영예비력으로 구분한다. <개정 2011.12.2., 2015.5.7>

58. “공급예비력”이라 함은 우선적으로 확보해야 하는 운영예비력과 이를 초과하여 급전정지 중인 발전력을 말한다. [신설 2011.12.2]
59. “운영예비력”이라 함은 전력계통의 신뢰도 확보를 위하여 주파수조정 예비력과 한국전력거래소(이하“전력거래소“라 한다)의 급전지시 후 120분 이내(동·하계전력수급대책 기간은 20분 이내)에 확보 및 이용이 가능한 대기·대체예비력을 말한다. [신설 2011.12.2]
60. “운전예비력”이라 함은 주파수조정예비력과 대기·대체예비력 중 운전상태를 말한다. [신설 2011.12.2]
61. “공급능력”이라 함은 발전단 용량의 총합으로 계획예방정비 및 출력감소전력 등을 제외한 용량을 말한다. [신설 2011.12.2]
62. “급전정지”라 함은 운영예비력을 초과하여 정지중인 발전력을 말한다.<개정 2011.12.2>
63. “열간기동대기(Hot Standby)"라 함은 급전정지 발전기를 120분 이내에 계통연결이 가능한 상태로 대기하는 것을 말한다. [신설 2011.12.2]
64. “시송전선로”라 함은 전 계통 또는 광역계통 정전 발생 시 자체기동발전기에서 생산된 전력을 다른 발전소 또는 변전소로 공급하기 위하여 사전에 지정한 선로를 말한다. <호순변경 2011.12.2>
65. “자체기동발전소”라 함은 외부로부터의 기동전력 공급 없이 비상발전기 등에 의하여 자체 기동 후 타 발전소의 기동전력 또는 부하에 전력을 공급할 수 있는 발전소를 말한다.<호순변경 2011.12.2>
66. “계통연결”이라 함은 발전기가 기동하여 무부하 정격속도에서 동기 검정장치에 의하여 전력계통에 병렬로 운전될 수 있도록 연결시키는 것을 말한다.<호순변경 2011.12.2>
67. “황색차단기”라 함은 시송전선로에 연결된 차단기로서 정전 시에도 개방하지 않도록 지정된 차단기(모선연락 또는 모선구분 차단기를 포함)를 말한다.<호순변경 2011.12.2>
68. “보호장치”라 함은 전기설비 고장이나 전력계통의 불안정 시 이를 감지하여 고장 또는 불안정요인을 전력계통으로부터 분리시키거나 운영자에게 경고하는 장치를 말한다. <호순변경 2011.12.2>
69. “상정고장”이라 함은 전력계통에서 고장이 발생하여도 계통이 안정을 유지하도록 대비책을 수립하는데 필요한 가상의 단일 또는 다중의 전력설비 고장을 말한다.<호순변경 2011.12.2>
70. “전력IT설비”라 함은 발전 및 송·배전 전력시스템, 시장운영시스템과 정보통신기술을 접목하여 실시간 통신을 통해 운전, 제어, 감시를 가능하게 하는 지능화기기 및 시스템을 말한다.[신설 2010.6.30.]<호순변경 2011.12.2>
71. “수요반응자원”이라 함은 이 규칙에 따라 다수의 수요반응참여고객을 통해 전력부하를 감축할 수 있는 자원을 말한다.[신설 2014.11.3.]

72. “수요반응참여고객”이라 함은 수요반응자원을 구성하여 전력부하를 실제로 감축하는 최종 전기소비자를 말하며, 판매사업자 등과의 전기사용계약단위를 기본단위로 한다.[신설 2014.11.3.]

73. “전력부하감축거래량”이라 함은 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량을 합한 것을 말하며 거래당일 별도의 수요감축요청 없이 가격결정발전계획에 따른 전력부하감축거래량(이하 “계획감축량”)과 실시간 수요감축요청에 따른 전력부하감축거래량(이하 “수요감축요청이행량”)으로 구분한다. [신설 2014.11.3.]

74. “배출권 할당대상 발전사업자”라 함은 온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률(이하 “배출권거래법”이라 한다) 제8조 제1항 제1호로 지정된 배출권 할당대상업체 중 발전연료 사용으로 발생한 온실가스 배출량이 있는 전력시장 참여 발전기를 보유한 발전사업자를 말한다.[신설 2015.3.17.] <개정 2018.12.12.>

75. “배출권거래비용”이라 함은 할당대상 발전사업자가 발전기를 운전하여 온실가스를 배출하고 온실가스감축목표를 달성하기 위해 지출한 비용을 말한다. [신설 2015.3.17.]

76. “배출권거래비용 기준가격”이라 함은 배출권거래비용 정산 시 기준이 되는 가격을 말한다. [신설 2015.3.17.]

77. “전기저장장치”란 전기를 충전하여 이를 다른 에너지로 변환하여 저장 후 방전하는 방식으로 전기를 공급하는 장치를 말한다. 다만, 신재생에너지 발전기와 연계하여 운영하는 전기저장장치는 제외한다. [신설 2015.5.7.] <개정 2016.5.12.>

77의1. “중앙급전전기저장장치” 란 전력거래소의 급전지시에 따라 운전하는 발전사업자가 소유한 전기저장장치로 최대방전용량이 10MW를 초과하고, 최대운전시간이 2시간 이상인 전기저장장치와 부칙의 별도기준에 따른 주파수조정 서비스만 제공하는 전기저장장치를 말한다. [신설 2016.5.12.] <개정 2017.12.29.>

77의2. “비중앙급전전기저장장치” 란 중앙급전전기저장장치가 아닌 발전사업자가 소유한 전기저장장치를 말한다. [신설 2016.5.12.]

77의3. “송전사업자용전기저장장치” 란 계통운영보조서비스를 제공하기 위하여 송전사업자가 운영하는 전기저장장치를 말한다. [신설 2016.5.12.]

78. “전력계통 해석 프로그램” 이라 함은 전력계통에서 발생하는 현상을 예측하거나 분석하는 데 사용하는 상용프로그램으로, 계통운영자가 요구하는 입력데이터 형식을 지원할 수 있는 프로그램을 말한다. [신설 2015.9.30.]

79. “최대충전용량"이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전을 유지하면서 충전할 수 있는 최대용량(MW)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

80. “최소충전용량"이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전을 유지하면서 충전할 수 있는 최소용량(MW)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

81. “최대방전용량"이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전을 유지하면서 방전할 수 있는 최대용량(MW)을 말한다. [신설 2016.5.12.]

82. “최소방전용량"이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전을 유지하면서 방전할 수 있는 최소용량(MW)을 말한다. [신설 2016.5.12.]
83. “최대저장전력량"이라 함은 전기저장장치가 완전 충전 상태에서 재충전 없이 완전 방전상태에 도달할 때까지 전력계통에 공급할 수 있는 전력량(MWh)을 말한다. [신설 2016.5.12.]
84. “최소저장전력량”이라 함은 전기저장장치가 안정적인 운전 상태를 유지하기 위하여 최소한으로 저장하여야 하는 전력량(MWh)을 말한다. [신설 2016.5.12.]
85. “운전저장전력량”이라 함은 전기저장장치가 특정 시점에서 재충전 없이 완전 방전상태에 도달할 때 까지 전력계통에 공급할 수 있는 전력량(MWh)을 말한다. [신설 2016.5.12.]
86. “충전상태(SOC : State Of Charge)”는 전기저장장치의 충전수준을 나타내는 것으로 최대저장전력량에 대한 운전저장전력량의 백분율(%)로 나타낸다. [신설 2016.5.12.]
87. “최대운전시간”이라 함은 전기저장장치가 완전 충전상태에서 최대방전용량으로 방전 가능한 시간을 말한다. [신설 2016.5.12.]
88. “운전주기효율”이라 함은 전기저장장치의 방전전력량을 투입된 충전전력량으로 나눈 백분율(%)을 말한다. [신설 2016.5.12.]
89. “공급용량계수(ICF)”는 최대수요와 공급용량을 고려하여 산정한 계수를 말한다. [신설 2016.10.31.]
90. “지역계수(LF)”는 지역신호 강화를 위하여 용량손실계수를 이용하여 산정한 계수를 말한다. [신설 2016.10.31.]
91. “용량손실계수(CTLF)”는 지역계수(LF) 산정에 적용하는 값으로 해당 발전기의 정적손실계수 중 동계(12월,1월,2월) 평일 및 하계(7월,8월,9월) 평일에 적용하는 정적손실계수를 평균한 값을 말한다. [신설 2016.10.31.]
92. “용량손실계수가중평균(WACTLF)”은 지역계수(LF) 산정에 적용하는 값으로 해당 발전기의 용량손실계수를 중앙급전발전기의 설비용량으로 가중평균한 값을 말한다. [신설 2016.10.31.]
93. “연료전환성과계수(FSFi)”라 함은 전력수급의 안정을 위한 적정 설비용량의 유지와 온실가스 감축을 통한 기후변화의 효과적 대응을 목적으로 개별발전기의 발전기여도와 환경기여도를 고려하여 산정한 용량가격계수를 말한다. [신설 2016.10.31.]
94. 규칙에서의 “대기오염물질 저감”이라 함은 환경보호를 위하여 녹색성장기본법, 전기사업법, 환경정책기본법, 대기환경보전법, 수도권대기환경에 관한특별법 등 관련법령에 따른 대기오염물질 저감을 말한다. [신설 2017.5.30.]
95. “소규모전력중개시장”(이하 “중개시장”이라 한다)이란 전기사업법 제2조제13의2호에 따라 중개사업자가 소규모전력자원을 모집·관리할 수 있도록 전력거래소가 개설하는 시장을 말한다. [신설 2018.12.12.]

96. “소규모전력중개사업자”(이하 “중개사업자”라 한다)란 소규모전력자원을 모집·관리하고 이로부터 생산 또는 저장된 전력을 거래하는 것을 주된 목적으로 하는 자로 전기사업법 제7조의2에 따라 전기신사업 등록을 한 자를 말한다. [신설 2018.12.12.]
97. “소규모전력자원”이란 전기사업법 제2조제12의6호 및 동법 시행령 제1조의3에서 정하는 신에너지 및 재생에너지 설비, 전기저장장치 및 전기자동차를 말한다. [신설 2018.12.12.]
98. “전력자원보유자”란 소규모전력자원을 보유한 자 또는 보유예정인 자로서 중개시장을 통하여 중개사업자에게 본인이 보유 또는 보유예정인 소규모전력자원에서 생산한 전력 또는 저장된 전력 및 신재생에너지 공급인증서(이하 “공급인증서”라 한다)의 거래권한 위임 및 소규모전력자원 관리를 위탁하고자 하는 자를 말한다. [신설 2018.12.12.]
99. “집합전력자원”이라 함은 중개계약을 통해 모집한 소규모전력자원으로부터 생산된 전력을 통합하여 전력시장에서 거래하기 위한 가상의 전기설비를 말한다. [신설 2018.12.12.]
100. “수요관리사업자”란 전력시장에서 전력부하감축거래량을 거래하기 위하여 수요반응참여고객을 모집하여 수요반응자원을 구성하는 자로 「지능형전력망의 구축 및 이용촉진에 관한 법률」 제12조 제1항에 따라 지능형전력망 서비스 제공사업자로 등록한 자 중 수요반응관리서비스제공사업자를 말한다. [신설 2019.11.07.]
101. “전력량정보제공사업자”란 수요반응참여고객의 전력량데이터를 수집, 처리, 제공 등의 업무를 수행하는 자로 「지능형전력망의 구축 및 이용촉진에 관한 법률」 제12조 제1항에 따라 지능형전력망 서비스 제공사업자로 등록한 자 중 지능형전력망 정보의 신뢰성과 안전성을 확보하기 위한 보호조치 계획을 갖춘 사업자를 말한다. [신설 2019.11.07.]

제1.1.3조(적용 범위) ① 이 규칙은 한국전력거래소(이하 “전력거래소”라 한다)가 운영하는 전력시장 및 전력계통에서의 전력거래와 전력계통 운영에 적용한다.

② 전력거래소와 전력거래소의 회원(법 제39조에서 규정한 자로 이하 “회원”이라 한다)인 자는 규칙을 준수하여야 한다.

③ 전력거래소의 회원이 아닌 자로서 전력거래소가 운영하는 전력계통에 연결된 전기설비를 운영하는 전기사업자 및 자가용전기설비설치자는 이 규칙 제5장을 준수하여야 한다. <개정 2010.6.30>

④ 법 부칙 제8조(2000.12.23 개정·공포된 전기사업법 부칙 제8조를 말한다. 이하 같다.)에 의하여 전력거래소의 회원이 아닌 자와 수급계약을 체결한 전기판매사업자(이하 “판매사업자”라 한다)는 해당 발전기에 대하여 이 규칙(제5장 제외)에서의 발전사업자의 의무를 준수하여야 한다. 이 경우 판매사업자는 해당 발전기를 소유한

자로 하여금 발전사업자의 의무를 대신 준수하도록 할 수 있다. 단, 전력거래소가 전력계통의 신뢰도 확보를 위해 별도 요청할 경우에는 별표12를 준수하여야 한다. <개정 2003.11.11, 2010.6.30>

⑤ 이 규칙에서 특별히 정하지 않은 경우 구역전기사업자의 전력거래 중 공급부문에 대해서는 발전사업자에 관한 규정을 적용하고 구매부문에 대해서는 판매사업자에 관한 규정을 적용한다.[신설 2005.1.21] <조번호변경 2007.7.23.>

⑥ 이 규칙에서 특별히 정하지 않은 경우, 발전사업자의 중앙급전전기저장장치의 운영에 대해서는 중앙급전발전기에 관한 규정을, 비중앙급전전기저장장치의 운영에 대해서는 비중앙급전발전기에 관한 규정을 적용하고, 전기저장장치의 방전전력은 발전기의 발전전력으로 본다. [신설 2016.5.12.]

제1.1.4조(기호 및 변수) 이 규칙에서 사용되는 기호 및 변수의 명칭, 약어, 단위와 그 내용은 별표 1과 같다. <조번호변경 2007.7.23>

제1.1.5조(전력거래소 등의 책무) 전력거래소는 전기사용자의 부담이 최소화되도록 경제적이고 안정적으로 전력시장 및 전력계통을 운영하여야 하며 전기사업자와 수요관리사업자는 이에 협조하여야 한다. <조번호변경 2007.7.23.> <개정 2014.11.3.>

제2절 전력거래자 및 발전기 등록 [본절신설 2007.7.23]

제1.2.1조(등록의무) ① 전력시장에서 전력거래를 하고자 하는 자(이하 "전력거래자"라 한다)는 다음 각 호의 분류에 의하여 전력거래소에 그 자격 및 설비에 대한 등록을 하여야 한다.

1. 판매사업자
2. 발전사업자
3. 구역전기사업자
4. 자가용전기설비설치자
5. 직접구매자
6. 수요관리사업자[신설 2014.11.3.]
7. 중개사업자 [신설 2018.12.12.]

② 전력거래자가 제1항 각 호의 2가지 이상의 자격으로 전력거래를 하고자 할 경우에는 2가지 이상의 자격에 대하여 각각 별도로 등록을 하여야 한다.

③ 제1항 제6호의 수요관리사업자의 등록은 제12장의 규정을 따른다.[신설 2014.11.3.]

④ 제1항 제7호의 중개사업자의 등록은 소규모전력중개시장운영규칙(이하 "중개시장운영규칙"이라 한다) 제17조의 규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2018.12.12.]

제1.2.2조(등록신청) ① 전력거래자의 등록을 하고자 하는 자는 제1.2.3조 제1항의 등록 신청서류를 갖추어 전력거래 개시 6개월 전까지 전력거래소에 전력거래자의 등록을 신청하여야 한다.

② 발전기 및 전기저장장치의 등록을 하고자 하는 자는 제1.2.3조 제2항의 등록 신청서류를 갖추어 전력거래 개시 6개월 전까지 전력거래소에 발전기 및 전기저장장치의 등록을 신청하여야 한다. <개정 2016.5.12.>

③ 전력거래소 회원은 연회비와 등록비를 전력거래소에 납부하여야 하며, 연회비는 전력거래소 회원의 자격이 유효한 기간 동안 매년 납부하여야 한다.[신설 2010.11.30]

④ 연회비 및 등록비 부과금액은 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다.[신설 2010.11.30]

제1.2.3조(등록 신청서류) ① 전력거래자의 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각호와 같다.

1. 판매사업자
   가. 별지 제78호서식의 등록신청서
   나. 전기판매사업허가증 사본
   다. 부가가치세법 제5조 제2항에 의한 사업자등록증 사본
   라. 시장은행 통장 사본 및 사용인감 증명서(인감 이미지화일 포함)
2. 발전사업자(자가용전기설비설치자 포함)
   가. 별지 제79호서식의 등록신청서
   나. 발전사업허가증 사본(자가용전기설비 설치자는 자가용전기설비공사 공사계획 인가서 또는 신고서 사본)
   다. 부가가치세법 제5조 제2항에 의한 사업자등록증 사본
   라. 시장은행 통장 사본 및 사용 인감 증명서(인감 이미지화일 포함)
3. 구역전기사업자
   가. 별지 제78호서식의 등록신청서
   나. 구역전기사업허가증 사본
   다. 부가가치세법 제5조 제2항에 의한 사업자등록증 사본
   라. 시장은행 통장 사본 및 사용 인감 증명서(인감 이미지화일 포함)
4. 직접구매자
   가. 별지 제78호서식의 등록신청서
   나. 부가가치세법 제5조 제2항에 의한 사업자등록증 사본
   다. 시장은행 통장 사본 및 사용 인감 증명서(인감 이미지화일 포함)

② 발전기의 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각 호와 같다.

1. 별지 제80호서식의 발전기 등록신청서 또는 별지 제 80-1호서식의 전기저장장치 등록신청서 <개정 2016.5.12.>

2. 전기사업허가증 사본(자가용전기설비 설치자는 자가용전기설비공사 공사계획 인가서 또는 신고서 사본)

제1.2.4조(발전기의 등록기준) ① 발전기의 등록은 1기의 발전기에 대하여 1개의 등록을 원칙으로 한다. 다만, 다음 각호의 경우에는 2기 이상의 발전기를 1기의 발전기로 본다.<개정 2013.10.1.>

1. 동일 수계(저수지)를 이용하고 동일한 모선에 연결되어 있는 수력 및 양수 발전기
2. 동일한 주변압기에 연결된 발전기
3. 복합모드로 운전이 가능한 발전기
4. 집합전력자원 [신설 2018.12.12.]

② 발전기 1기의 설비용량이 20MW를 초과하는 경우에는 중앙급전발전기로, 20MW 이하의 경우에는 비중앙급전발전기로 등록하여야 한다. 다만, 다음 각호의 경우에는 비중앙급전발전기로 등록한다.

1. 발전기 기동정지, 출력증가/감소 등 급전지시에 따라 운전할 수 없는 발전기
2. 중앙급전 구역전기발전기를 제외한 제2.1.1.3조의 규정에 의하여 발전기의 비용요소를 결정할 수 없는 발전기 <개정 2019.1.2.>
3. 자가용 발전기
4. 설비용량 20MW 이하 및 법 시행령 59조의2 제2호에 해당하는 자의 구역전기사업용 발전기 <개정 2019.1.2>
5. 신에너지및재생에너지개발·이용·보급촉진법 제2조의 규정에 의한 신재생에너지(수력, 제주지역 바이오중유 제외)를 이용하여 전기를 생산하는 발전기 <개정 2019.4.2.>
6. 집합전력자원 [신설 2018.12.12.]

③ 제1항 및 제2항에 따라 등록된 발전기 또는 등록기준에 적합한 신규발전기 중 열과 전기를 동시에 생산할 수 있으나 운전모드(열공급 또는 전기공급) 전환이 불가능한 발전기는 해당 발전기의 공급구역내 열수요 및 설비특성을 고려하여 중앙급전발전기와 비중앙급전발전기 등록을 3년 단위로 변경할 수 있다. [신설 2012.12.31]

1. 최초로 등록을 할 경우에는 중앙급전발전기 또는 비중앙급전발전기를 선택할 수 있다.
2. 발전기 등록을 변경하고자 하는 경우에는 이전 등록일이 포함된 해당월로부터 3년이 경과한 익월부터 적용된다.
3. 변경하고자 하는 사업자는 변경시점으로부터 3개월 전까지 신청해야 한다.
4. 비중앙급전발전기에서 중앙급전발전기로 변경을 할 경우에는 중앙급전발전기 등록요건을 충족해야 한다.

④ 설비용량 20MW 초과 구역전기발전기는 해당 발전기의 공급구역내 열·전기수요 및 설비특성을 고려하여 중앙급전발전기와 비중앙급전발전기 등록을 1년 단위로

변경할 수 있다. [신설 2019.1.2.]

1. 최초로 등록을 할 경우에는 중앙급전발전기 또는 비중앙급전발전기를 선택할 수 있다.
2. 발전기 등록을 변경하고자 하는 경우에는 이전 등록일이 포함된 해당월로부터 1년이 경과한 익월부터 적용된다.
3. 변경하고자 하는 사업자는 변경시점으로부터 3개월 전까지 신청해야 한다.
4. 비중앙급전발전기에서 중앙급전발전기로 변경을 할 경우에는 중앙급전발전기 등록 요건을 충족해야 한다.

제1.2.4조의2(전기저장장치의 등록기준) ① 전기저장장치의 등록은 1기의 전기저장장치에 대하여 1개의 등록을 원칙으로 한다. 다만, 동일한 주변압기에 연결된 2기 이상의 전기저장장치는 1기로 본다.

② 전기저장장치의 중앙급전 등록 여부는 다음 각 호에 따라 결정한다.

1. 전기저장장치 1기의 최대방전용량이 10MW를 초과하고, 최대운전시간이 2시간 이상인 경우 중앙급전전기저장장치로, 그 외의 경우에는 비중앙급전전기저장장치로 등록한다. 단, 주파수조정 서비스만 제공할 경우 부칙의 별도기준을 충족시키는 경우 중앙급전전기저장장치로 등록한다. <개정 2017.12.29.>
2. 제1호에도 불구하고 다음 각 목에 해당할 경우 비중앙급전전기저장장치로 등록한다.
   가. 기동정지, 출력조정 등 급전지시에 따라 운전할 수 없는 전기저장장치
   나. 자가용 전기저장장치

[본조신설 2016.5.12.]

제1.2.5조(등록) ① 전력거래소는 제1.2.2조 제1항의 전력거래자 등록신청에 대하여 다음 각 호의 경우를 제외하고는 전력거래개시 예정 3일 전까지 등록을 완료하여야 한다.

1. 신청서의 첨부서류가 제출되지 아니한 경우
2. 신청서에 기재한 내용이 첨부서류와 일치하지 아니한 경우
3. 법 및 규칙에서 정한 전력거래에 관한 요건을 갖추지 아니한 경우

② 전력거래소는 제1.2.2조 제2항의 발전기 및 전기저장장치 등록신청에 대해 다음 각호의 경우 외에는 해당 설비의 최초 계통연결 예정 3일 전까지 등록을 완료하여야 한다.

1. 신청서의 첨부서류가 제출되지 아니한 경우
2. 신청서에 기재한 내용이 첨부서류와 일치하지 아니한 경우
3. 등록하고자 하는 설비가 법 및 규칙에서 정한 설비요건을 갖추지 아니한 경우
4. 규칙에 따른 설비의 계통연결을 위한 기술검토가 완료되지 아니한 경우

<본항개정 2016.5.12.>

제1.2.6조(등록변경에 대한 준용) 제1.2.1조 내지 제1.2.5조에 관한 규정은 전력거래자,

발전기 및 전기저장장치 등록변경에 관하여 이를 준용한다. 단, 집합전력자원의 등록변경은 중개시장운영규칙 제26조의 규정에서 정한 바에 따른다.<개정 2016.5.12., 2018.12.12.>

제1.2.7조(등록의 말소 신청) ① 전력거래자가 사업을 폐업하고자 하는 경우에는 3개월 전까지 전력거래소에 전력거래자 등록 및 설비 등록의 말소를 신청하여야 한다.
② 전력거래자가 보유한 설비를 폐지하고자 하는 경우에는 3개월 전까지 전력거래소에 설비등록의 말소를 신청하여야 한다.
③ 중개사업자 및 집합전력자원 등록의 말소 신청은 중개시장운영규칙 제18조 제1항과 제27조 제1항 내지 제2항의 규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2018.12.12.]

제1.2.8조(등록의 말소) ① 전력거래소는 제1.2.7조에 따른 전력거래자의 등록말소 신청에 대하여 특별한 사정이 없는 한 해당 전력거래자의 사업의 폐지 또는 설비의 폐지와 동시에 등록을 말소하여야 한다.
② 전력거래소는 전력거래자가 사업을 폐지하였는데도 불구하고 전력거래자 등록말소를 신청하지 아니한 경우 직권으로 전력거래자 및 설비 등록을 말소할 수 있다.
③ 중개사업자 및 집합전력자원 등록의 말소는 중개시장운영규칙 제18조 제2항 내지 제3항과 제27조 제3항의 규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2018.12.12.]

제1.2.9조(판매사업자와 전력수급계약을 체결한 발전사업자에 대한 준용) 제1.2.1조 내지 제1.2.8조의 전력거래자, 발전기 및 전기저장장치 등록에 관한 규정은 법 부칙 <제6283호, 2000.12.23.> 제8조에 의하여 판매사업자와 전력거래를 하는 발전사업자에게 준용한다. <개정 2016.5.12.>

제2장 발전입찰 및 가격결정

제1절 발전비용 평가절차

제1관 발전비용의 결정

제2.1.1.1조(발전기 운전비용 등 자료 제출 및 심사) ① 중앙급전 구역전기발전기를 제외한 중앙급전발전기 및 중앙급전 전기저장장치를 보유한 발전사업자로서 전력시장에 전력을 공급하고자 하는 자는 발전기가 생산하는 전력 및 전기저장장치가 방전하는 전력의 시장가격의 계산 및 급전을 하기 위하여 필요한 각 설비의 운전비용 및 기술적 특성자료를 다음 각항에 정해진 기한까지 제출하여야 한다. 단, 송전사업자는 송전사업자용 전기저장장치의 기술적 특성자료를 제출하여야 한다. <개정

2009.06.30., 2015.5.7., 2016.5.12., 2019.1.2., 2019.5.31.>

② 발전기 운전비용과 관련된 자료는 실 근무일 기준으로 다음 각 호의 기한까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 한국가스공사 LNG를 사용하는 발전기는 1호의 열량단가 자료를 제출하지 아니할 수 있다. <개정 2006.12.26., 2009.06.30., 2019.5.31.>

1. 연료의 열량단가(FC_i, 원/Gcal) : 매달 말일기준 9일전 <개정 2019.5.31.>
2. 발전기 기동과 관련되어 소요되는 비용으로서, 원(Won)단위 양(陽)의 정수로 표시되는 기동비용(SUC_i) : 매 분기 시작 1개월 전 <조문이동 2019.5.31>

③ 다음 각 호의 자료는 특별한 사유로 인해 변경이 필요한 경우 매달 말일 기준 9일전(실근무일 기준)까지 제출하여야 한다. <개정 2006.12.26., 2010.11.30., 2019.5.31.>

1. 발전기 출력과 소비열량의 관계를 표시하는 계수로서, 열소비상수($NLHC_i$), 1차열소비계수(LHC_i), 2차열소비계수(QHC_i)를 포함하는 입출력특성곡선식의 계수 <개정 2019.5.31.>

   $H_i = QHC_iP_i^2 + LHC_iP_i + NLHC_i$

   여기서 H_i : 발전기 i의 사용열량 (Gcal/hr), P_i : 발전기 i의 출력 (MW)
2. 기동소요시간 : 급전지시를 받은 시각부터 발전기가 기동하여 전력계통에 연결되는 시각까지 소요되는 시간 (단위 : 분)
3. 최대발전용량(Maximum Generating Capability, MGC_i)
4. 최소발전용량(Minimum Generation, MG_i)
5. 발전출력 수준별 출력증가율 4개 이하
6. 발전출력 수준별 출력감소율 4개 이하
7. 최소운전시간(Minimum Up Time, MUT_i)
8. 최소정지시간(Minimum Down Time, MDT_i)
9. 보조서비스 특성자료(주파수추종 운전범위, 부동대, 속도조정률, 자동발전제어 운전범위)[신설 2008.10.31.]
10. 열공급발전기의 열과 전기 생산비율(열전비) [신설 2016.5.12.]

④ 발전사업자는 전기저장장치의 운전비용 및 기술적 특성 자료에 대해 다음의 자료를 작성하여 매 분기가 시작하기 1개월 전까지(시운전의 경우에는 최초 계통연결 전월 20일 까지) 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2016.5.12.]

1. 전기저장장치 기동과 관련되어 소요되는 비용으로서, 원(Won)단위 양(陽)의 정수로 표시되는 기동비용(SUCi)
2. 기동소요시간 : 급전지시를 받은 시각부터 발전기가 기동하여 전력계통에 연결되는 시각까지 소요되는 시간 (단위 : 분)
3. 최대방전용량
4. 최소방전용량
5. 최대충전용량
6. 최소충전용량

7. 최대저장전력량
8. 최소저장전력량
9. 출력 수준별 출력증가율 4개 이하
10. 출력 수준별 출력감소율 4개 이하
11. 최대운전시간
12. 운전주기효율
13. 보조서비스 특성자료(주파수추종 운전범위, 부동대, 속도조정률, 원격출력제어 운전범위)

⑤ 제4항에도 불구하고, 전기저장장치의 기술적 특정자료 항목, 제출 빈도 및 기한은 비용평가 위원회에서 달리 정할 수 있다. [신설 2016.5.12.]

⑥ 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자 및 송전사업자는 당해연도 6월부터 다음연도 5월까지의 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치의 상업운전개시 및 폐지 계획을 당해연도 4월말까지 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2006.12.26.] <항번호 변경 및 개정 2016.5.12.> <개정 2017.12.29.>

⑦ 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자 및 송전사업자가 제1항의 규정에 의하여 제출하는 자료는 제2.2.1.1조의 규정에 의한 비용평가위원회의 심사를 거쳐야 한다.<개정 2006.12.26., 2015.5.7.> <항번호 변경 및 개정 2016.5.12.>

제2.1.1.2조(자료의 제출) ① 제2.1.1.1조의 규정에 의한 발전기 및 전기저장장치의 운전비용 등 자료는 전력거래시스템을 이용하여 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 전력거래시스템의 장애 등으로 이용 불가시에는 별지 서식에 의거 제출할 수 있다. <개정 2003.11.11., 2016.5.12.> <항번호 추가 2019.5.31.>

② 제2.1.1.1조의 2항에 의한 자료는 다음 각 호에 따라 제출한다. [신설 2019.05.31.]

1. <삭제 2019.05.31.>
1. 자료항목 <호번호 변경 2019.05.31.>
   가. 발전기별 1차연료 열량단가(1차연료가 2개 이상인 발전기는 각 1차연료의 열량단가) 및 2차연료의 열량단가
   나. 발전기별 1차연료 기동비용(1차연료가 2개 이상인 발전기는 각 1차연료의 기동비용) 및 2차연료의 기동비용 <삭제 2006.12.26.> <개정 2019.05.31.>
2. 제출양식 : 별지 제1호 내지 2호, 제4호 내지 6호 서식<개정 2006.12.26., 호번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

③ 제2.1.1.1조의 3항 내지 4항에 의한 자료는 다음 각 호에 따라 제출한다. <항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

1. <삭제 2019.05.31.>
1. 자료항목 <호번호 변경 2019.05.31.>
   가. 발전기별 1차연료의 발전기 입출력 특성계수 및 가동변수(1차연료가 2개 이상인 발

전기는 1차연료 각각의 발전기 입출력 특성계수 및 가동변수) <개정 2019.05.31>

나. 발전기별 2차연료(LNG를 주연료로 사용하는 발전기의 경우)의 발전기 입출력 특성계수 및 가동변수 <개정 2019.05.31.>

다. 제2.1.1.1조 제4항에 따른 중앙급전전기저장장치의 기술특성자료 [신설 2016.5.12.]

2. 제출양식 : 별지 제7호 내지 제7-1호 서식 <개정 2016.5.12.> <호번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

④ 제2.1.1.1조의 6항에 의한 자료는 다음 각 호에 따라 제출한다. [신설 2006.12.26.] <항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

1. <개정 2017.12.29.> <삭제 2019.05.31.>

1. 자료항목 : 당해연도 6월부터 다음연도 5월까지의 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치의 상업운전개시 및 폐지 계획 <개정 2016.5.12., 2017.12.29.> <호번호 변경 2019.05.31.>

2. 제출양식 : 별지 제36호서식 <호번호 변경 2019.05.31.>

⑤ 제1항 및 제2항 자료의 증빙을 위한 서류는 별도로 제출하여야 한다. <항번호변경 2006.12.26.> <개정 2016.5.12.> <항번호 변경 2019.05.31.>

⑥ 제2항 제1호 가목의 1차연료가 2개 이상인 발전기의 경우 사용연료 변경시는 발전사업자는 실근무일 기준 3일전까지 이를 전력거래소에 통지하여야 한다.[신설 2003. 11.11] <항번호변경 2006.12.26., 항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

⑦ 발전기의 연료 변경(LNG를 주 연료로 사용하는 발전기의 경우)이 발생하였을 경우에는 그에 대한 관련 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다.<항번호변경 2006.12.26., 2019.05.31.>

⑧ 한국가스공사 공급 LNG발전기의 초과부가금이 발생하였을 경우에는 그에 대한 관련 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2012.5.31] <항번호 변경 2019.05.31.>

1. 제출시기 : 초과부가금 발생 익월, 말일기준 9일전(실근무일 기준)까지

2. 자료항목 : 비용평가위원회의 초과부가금 정산인정 여부를 심의하기 위해 필요한 근거자료

⑨ 복합모드로 운전가능한 발전기는 전력거래 정산에 필요한 경우 추가로 입출력특성계수, 기동비용 등 운전비용 및 기술적 특성자료를 제출할 수 있다. [신설 2016.5.12.] <항번호 변경 2019.05.31.>

⑩ 열공급발전기는 전기생산 기준(전기모드)와 열과 전기 동시 생산기준(열병합 모드) 입출력특성계수를 제출할 수 있으며, 세부사항은 비용평가세부운영규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2016.5.12.] <항번호 변경 2019.05.31.>

⑪ 열공급발전기는 열과 전기 생산비율을 제출할 수 있으며, 세부사항은 비용평가세부운영규정에서 정한 바에 따른다. [신설 2016.5.12.] <항번호 변경 2019.05.31.>

제2.1.1.3조(발전기 발전비용 요소) 전력거래소는 제2.1.1.1조 제2항 내지 제3항의 규정에 의하여 정해진 발전기별 운전비용 자료를 이용하여 다음 각호에서 정한 바와 같이 각 발전기의 발전비용 요소를 결정하여야 한다. <개정 2004.9.24., 2006.12.26., 2019.05.31.>

1. 기동비용(SUC_i) : 발전기 기동에 소요되는 비용으로, 각 발전기의 발전비용계산에 이용된다.
2. 가격상수($NLPC_i$) : 열소비상수($NLHC_i$)와 연료열량단가(FC_i)의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용된다.

   $NLPC_i = NLHC_i \times FC_i$
3. 1차증분가격계수(LPC_i) : 1차열소비계수(LHC_i)와 연료열량단가의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용된다.

   $LPC_i = LHC_i \times FC_i$
4. 2차증분가격계수(QPC_i) : 2차열소비계수(QHC_i)와 연료열량단가의 곱으로서 발전기의 발전비용계산에 이용된다.

   $QPC_i = QHC_i \times FC_i$

5.~7. <삭제 2006.12.26.>

제2.1.1.4조(배출권거래비용의 자료제출) ① <삭제 2018.12.12.>

② 배출권 할당 대상 발전사업자는 배출권 거래비용 정산을 위하여 필요한 연도의 다음 각 호의 자료를 제출하여야 한다. 그 외 필요한 사항은 비용평가세부운영규정에서 정한다. <개정 2018.12.12.>

1. 배출권거래법 제11조의 배출권 등록부 사본
2. 온실가스 배출량
3. 기타 배출권 거래비용 정산에 필요한 정보

[본조신설 2015.3.17.]

제2.1.1.5조(시운전발전기의 발전비용자료 및 제출기간) ① 법 제9조 제4항의 규정에 의한 시운전 발전기를 보유한 발전사업자는 중앙급전대상 시운전발전기의 기술적 특성자료 및 연료의 열량단가 자료를 최초 계통연결 전월 20일까지 제출하여야 한다. 단, 시운전발전기의 기동비용은 "0"으로 처리한다. <조문이동 및 개정 2019.05.31.>

② 시운전 발전기의 입출력 특성계수, 기술적 특성자료는 주기기 공급계약서의 자료에 의한다. <항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

③ 시운전 발전기가 상업운전을 개시한 경우에는 상업운전 개시 후 90일 이내에 성능시험을 완료하고 그 결과를 전력거래소에 제출하여야 한다. <조번호 변경 2015.3.17.> <항번호 변경 및 개정 2019.05.31.>

제2.1.1.6조(자료를 제출하지 아니한 경우의 조치) 제2.1.1.2조 및 제2.1.1.4조에서 정한 제출기일까지 발전비용 관련 자료의 전부 또는 일부를 제출하지 아니하거나 허위자료를 제출한 경우에는 최근 1년 이내에 제출한 유효자료 중 가장 불리한 자료를 적용한다. 다만, 제2.1.1.2조 및 제2.1.1.4조에서 정한 자료의 제출기일까지 자료를 제출하지 아니하는 사유서를 제출하였을 경우에는 비용평가위원회에서 이를 심사할 수 있다. <조번호 변경 및 개정 2015.3.17.>

제2.1.1.7조(발전비용의 산출기준) ① 발전기 및 전기저장장치의 요소별 발전비용의 산출 및 적용기준은 비용평가위원회에서 정한다. <개정 2016.5.12.>
② 법 부칙 제8조의 규정에 의한 수급계약을 체결한 발전기의 발전비용 평가는 2.1.1.1조 내지 2.1.1.6조, 2.1.1.7조 제1항 및 제2장1절2관(발전기 성능시험의 시행)을 준용한다. <조번호 변경 2015.3.17.> <개정 2019.05.31.>

제2.1.1.8조(효력 발생) 제출된 자료는 비용평가위원회의 심의를 거쳐 확정되며, 확정된 자료의 효력일은 비용평가위원회에서 정한다.<조번호 변경 2015.3.17.>

제2.1.1.9조(기준용량가격의 결정) 비용평가위원회는 기준용량가격을 결정하여야 하며, 필요한 경우 기준용량가격보정계수(β)를 운영할 수 있다. <개정 2004.9.24., 2006.12.26.> <조번호 변경 2015.3.17.>

제2.1.1.10조 <삭제 2008.4.22><조번호 변경 2015.3.17.>

제2관 발전기 성능시험의 시행

제2.1.2.1조(성능시험 요청) 비용평가위원회는 사업자가 제출한 발전비용 관련자료가 부적정하다고 판단하는 경우에는 해당사업자에 대하여 해당 발전기의 성능시험을 시행하도록 요청할 수 있으며, 발전사업자도 필요시 별지 제8호서식에 의하여 성능시험을 요청할 수 있다.

제2.1.2.2조(성능시험의 시행) ① 비용평가위원회가 발전기의 성능시험을 요청한 경우와 발전사업자가 성능시험을 요청한 경우에 발전사업자는 특별사유가 없는 한 3개월 이내에 비용평가위원회가 별도로 정하는 시행기준에 의거 성능시험을 수행하고, 그 결과를 제2.1.1.2조에 준하여 별지 제9호서식으로 제출하여야 한다.
② 전력거래소는 사업자가 성능시험 수행시 입회하고 별지 제10호서식에 의한 입회서를 작성하여야 하며 그 결과를 적용하여야 한다.

제2.1.2.3조(성능시험을 시행하지 아니한 경우의 조치) 발전사업자가 비용평가위원회로부터 성능시험을 요청받고 기한 내에 이를 시행하지 아니할 경우에는 기한만료일 다음날부터 유사한 조건을 갖는 타 발전기의 자료를 고려하여 비용평가위원회에서 결정한 값을 적용한다.

제2.1.2.4조(성능시험의 시행기준 및 시행기관) ① 성능시험의 범위 및 조건을 포함한 시행기준은 비용평가위원회에서 정한다.

② 성능시험의 시행기관은 비용평가위원회에서 정한다.

제2절 비용평가위원회

제1관 구성 및 기능

제2.2.1.1조(설치 및 구성) ① 전력거래소에 제2.1.1.2조의 규정에 의한 발전비용 관련 자료심사와 제2.2.1.4조의 규정에 의한 기능을 수행하기 위하여 비용평가위원회(이하 "비용위원회"라 한다)를 둔다.

② 비용위원회는 위원장을 포함하여 6인 이상 9인 이내의 위원으로 구성한다.

③ 비용위원회의 위원장 및 위원은 다음 각호에 해당하는 자 중에서 전력거래소 이사장이 위촉한다. <개정 2018.8.2>

1. 전력거래소 임직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 전력거래소 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자) 소속 임직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

④ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다.

<개정 2011.6.30., 2012.5.31., 2014.9.1., 2018.8.2>

⑤ 비용위원회의 원활한 운영을 위하여 비용위원회에 간사 1인을 두며, 동 간사는 전력거래소 소속 직원 중에서 전력거래소 이사장이 지명한다. <번호변경 2018.8.2.>

제2.2.1.1조의2(위원의 자격) 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임원 및 회원의 대표를 제외한 위원(이하 '위촉위원'이라 한다.)은 다음 각 호의 어느 하나에 적합한 자로 한다. [신설 2012.5.31]

1. 대학(전문대학 등을 포함)에서 조교수 이상의 경력이 3년 이상인 자
2. 박사자격을 취득하고 당해분야에서 5년 이상 종사한 자
3. 공인된 연구기관에서 선임연구원으로 5년 이상의 경력이 있는 자
4. 그 밖에 경력 등이 1호부터 3호까지의 기준에 상당하다고 인정되는 자

제2.2.1.2조(위원장의 직무 및 회의) ① 비용위원회의 위원장은 비용위원회를 대표하며, 비용위원회의 직무를 통할한다.

② 위원장은 비용위원회의 회의를 소집하며, 그 의장이 된다.

③ 위원장이 부득이한 사유로 직무를 수행할 수 없을 때에는 위원장이 지명한 위원이나 비용위원회에서 정한 위원이 그 직무를 대행한다.

제2.2.1.3조(위원의 임기) ① 제2.2.1.1조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제2.2.1.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되, 1회 연임할 수 있다.

③ 제2.2.1.1조 제3항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제2.2.1.1조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 비용평가 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

⑤ 제2.2.1.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 위촉될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.
<개정 2012.5.31., 2018.8.2.>

⑥ 위원이 사임하고자 할 때에는 그 취지를 서면으로 작성하여 전력거래소 이사장에게 제출하여야 한다. <번호변경 2018.8.2>

제2.2.1.3조의2(위원의 청렴의무 및 해촉) ① 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.[신설 2012.5.31]

② 다음 각 호에 해당하는 사유가 발생할 경우에는 전력거래소 이사장은 해당위원을 해촉할 수 있다.

1. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고이상의 형을 선고받았을 경우
2. 비용평가업무와 관련하여 금품수수 또는 부정한 청탁 등 비위사실이 확인된 경우
3. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 위원으로서서 역할을 정상적으로 수행할 수 없는 경우
4. 위원회 활동 중 알게 된 정보를 누설 또는 공개하여 타사업자에게 피해를 일으킨 경우

제2.2.1.4조(기능) 비용위원회는 제2.1.1.1조, 제2.1.1.4조, 제2.1.1.7조, 제2.1.1.9조, 제2.1.1.10조, 제2.1.2.2조, 제3.2.1.3조, 제3.2.1.4조, 제3.2.1.6조 제1항, 제3.2.1.8조, 제11.2.2조, 제11.2.3조, 제12.2.5조, 제12.3.2.2조, 제12.3.5.1조, 제12.6.2.1조에 따라 다음 사항을 심의·조정·의결한다. <개정 2006.12.26, 2008.10.31., 2013.2.28., 2014.11.3., 2015.3.17., 2015.9.30.>

① 심의 및 의결사항

1. 발전기 연료의 열량단가
2. 발전기 출력과 소비열량의 관계를 표시하는 계수 및 기술적 특성자료 <개정 2009.06.30>
3. 발전기 기동과 관련되어 소요되는 비용
4. 정산조정계수 <개정 2006.12.26, 2008.4.22, 2012.5.31>
5. 기준용량가격 및 기준용량가격 보정계수
6. <삭제 2006.12.26>
7. 계통운영보조서비스 제공에 대한 정산기준에 적용할 정산단가
8. 직접구매자에 대한 부가정산금단가, 손실계수, 발전측 송전요금 및 직접구매 용량보정계수
9. 양수발전기 및 중앙급전전기저장장치별 용량가격지급률 <개정 2004.4.22., 2016.5.12>
10. 구역전기사업자에 대한 손실계수 및 발전측 송전요금[신설 2005.1.21]
11. 발전기별 정적손실계수($STLF_i$) [신설 2006.12.26]
12. 시간대별용량가격계수(TCF_t)[신설 2006.12.26]
13. 용량가격계수(공급용량계수, 용량손실계수 및 용량손실계수가중평균, 가중치(a_{LF})) [신설 2009.06.30.] <개정 2016.10.31.>
14. 한국가스공사 공급 LNG발전기의 약정물량 허용오차 초과부가금 정산 인정 여부[신설 2009.12.31.]
15. 신재생에너지 공급인증서 기준가격[신설 2013.02.28.] <개정 2015.9.30.>
16. 신재생에너지 공급의무자의 연간 의무이행비용 [신설 2013.02.28.] <개정 2015.9.30.>
17. <삭제 2015.9.30.>
18. 의무이행비용 소요계획[신설 2013.02.28.]
19. 수요반응자원의 순편익가격 산정 방식[신설 2014.11.3.]
20. 배출권 거래비용 [신설 2015.3.17.]
21. 송전사업자용 전기저장장치의 기술적 특성자료[신설 2015.5.7.]
22. 중앙급전전기저장장치의 기술적 특성자료 [신설 2016.5.12.]
23. 연료전환성과계수 [신설 2016.10.31.]

② 검토 및 조정사항

1. 입찰서 및 보조서비스 관련 발전기 및 전기저장장치별 기술적 특성자료의 검토 <개정 2008.10.31., 2016.5.12.>
2. 기준용량가격, 용량가격계수, 연료전환성과계수 산정시 적용될 변수 선정 <개정 2006.12.26., 2016.10.31.>
3. 발전비용 평가관련 제출 자료의 적정성

4. 국가 공급인증서 거래관련 사항 [신설 2013.02.28.]
5. 신재생에너지 공급인증서 중간적용가격(연2회) [신설 2015.9.30.]
6. 수요반응자원의 전력거래 요건 관련 사항[신설 2014.11.3.] <호번호 변경 2015.9.30.>
7. 기타 발전비용에 관련된 사항 [신설 2013.02.28.]<호번호 변경 2014.11.3., 2015.9.30.>

③ 비용위원회는 특정한 사안에 대하여 실무협의회에서 심의・조정하도록 위임할 수 있다.

제2.2.1.5조(위원의 제척・기피・회피) ① 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표를 제외한 위촉위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 해당사항의 심의 및 의결에서 제척된다.[신설 2012.5.31]

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 그 사항의 당사자가 되거나 그 사항에 관하여 공동권리자 또는 의무자의 관계에 있는 경우
2. 위원이 그 사항의 당사자와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관(회사)에 재직한 경우
4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 경우

② 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 별지 제88호 서식을 이용하여 기피신청을 할 수 있다.

③ 위원은 제1항 또는 제2항의 사유에 해당하면 스스로 그 사항의 심의·의결을 회피할 수 있다.

제2관 비용위원회 회의

제2.2.2.1조(회의개최 및 소집) ① 비용위원회는 매월 개최하는 것을 원칙으로 한다.

② 위원장은 제2.2.1.4조의 규정에 의한 기능수행을 위하여 회의를 소집한다. 다만, 위원장 유고시에는 위원 2인 이상의 발의로 회의를 소집할 수 있다.

③ 비용위원회의 위원은 별지 제11호서식에 의한 부의안건을 기록하여 위원장에게 제출함으로써 회의소집을 요청할 수 있다.

④ 제3항의 회의소집 요청에 대하여 위원장이 비용위원회를 개최하지 아니하기로 결정한 경우에는 비용위원회의 간사는 회의를 개최하지 아니한 사유를 위원에게 통지하여야 한다.

⑤ 제2항에 의하여 비용위원회를 소집하는 경우에 비용위원회의 간사는 비용위원회 개최 예정일로부터 2일전(실근무일 기준)까지 부의안건 및 관련자료와 함께 별지 제12호서식으로 전 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전에 통지할 수 있다. 또한 회의개최 및 소집사항에 대해서는 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다. <개정 2012.5.31>

제2.2.2.2조(부의안건 및 등록절차) ① 의결사항은 위원장 또는 위원이 제안한다.

② 제1항에 의하여 의결사항을 제안하고자 할 때는 별지 제11호서식에 의한 의안을 작성하여 비용위원회 개최 예정일로부터 10일 전에 전력거래소에 등록하여야 한다.

제2.2.2.3조(서면결의) ① 위원장은 긴급한 의안으로서 회의의 소집이 곤란하다고 인정할 때에는 서면결의에 의한 의안처리를 결정할 수 있다.
② 서면결의에 의하여 의안을 처리하고자 할 때에는 부의안과 함께 별지 제13호 서식에 의한 서면위원회통지서 및 별지 제14호 서식에 의한 서면결의표를 각 위원에게 배부하여 찬성·반대의 의사를 표시하게 하여야 한다.
③ 위원장은 서면결의표에 의한 의결 결과를 확인하여야 한다.
④ 서면결의를 위한 의안의 통지 기일은 제2.2.2.1조 제5항의 규정에 의한다.
⑤ 서면결의는 연속 2회를 초과할 수 없다. [신설 2012.5.31]

제2.2.2.4조(성립과 의결) ① 비용위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.
② 위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가·부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.
③ 정부, 전력거래소 및 회원을 대표하는 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있으며, 위촉위원의 경우에는 대리인이 참석할 수 없다. 참석하는 대리인은 별지 제30호서식에 의한 위임장을 회의 시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다. <개정 2012.5.31>
④ 간사는 비용위원회의 운영을 담당하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제2.2.2.5조(관계인 출석) ① 비용위원회는 필요할 경우 상정된 의안의 관계인을 출석시켜 심의에 필요한 사항을 질문할 수 있으며, 관계인에게 문서 또는 전자적 방법(홈페이지 게시, 문자메시지 전송, 이메일 통지 등)을 이용하여 출석을 요청하여야 한다. <개정 2012.5.31>
② 관계인이 제1항의 규정에 의한 출석요청을 받고 정당한 사유 없이 출석하지 아니할 때에는 심의 요청된 상정 의안을 제안 위원과 협의하여 기각할 수 있다.

제2.2.2.6조(결과통지 및 공개) ① 비용위원회의 간사는 비용위원회에 입회하여 별지 제15호 서식에 의한 의사록과 회의록을 작성하여 비용위원회 위원장과 참석위원의 서명(날인)을 받아 의안과 함께 전력거래소에 보존하고 그 의사록 사본을 10일 이내에 전 위원에게 송부하여야 하며, 서면결의의 경우도 또한 같다. <개정 2012.5.31>
② <삭제 2012.5.31>[이하신설 2012.5.31]
③ 비용위원회의 간사는 작성된 회의록을 차기 회의 시 요약 보고하여야 한다.
④ 회의 결과는 비용위원회 종료 후 10일 이내에 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다.

제2.2.2.7조(실비 지급) 비용위원회 및 실무협의회 위원에게는 회의참석 여비 및 비용위원회 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다.<개정 2008.10.31>

제2.2.2.8조(세부운영규정) 이 규칙에서 정한 사항 외에 비용위원회 운영에 관하여 필요한 세부사항은 비용위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도로 정할 수 있다.

제3관 실무협의회

제2.2.3.1조(설치 및 구성) ① 비용위원회 산하에 전력시장 비용평가실무협의회(이하 "비용실무협의회"라 한다)와 배출권 거래비용 및 신재생에너지 공급의무이행비용평가실무협의회(이하 "기후신재생비용실무협의회"라 한다)를 둔다. <개정 2013.2.28., 2018.12.12.>

② 각 실무협의회는 의장을 포함하여 10인 이상 13인 이내로 구성하며, 비용실무협의회 의장은 비용위원회의 간사로, 기후신재생비용실무협의회 의장은 전력거래소의 관련업무 담당 부서장으로 한다. <개정 2013.2.28., 2014.9.1., 2018.12.12.>

③ 비용실무협의회 위원은 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 해당 기관의 추천을 받아 비용위원회에서 결정한다.

1. 전력거래소 직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 전력거래소 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자) 소속 직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

<개정 2011.6.30., 2013.2.28., 2018.8.2.>

④ 기후신재생비용실무협의회 위원은 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 해당 기관의 추천을 받아 비용위원회에서 결정한다. <개정 2013.2.28., 2018.8.2., 2018.12.12.>

1. 전력거래소 직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 한국에너지공단 신재생에너지센터 직원
4. 공급인증서 거래회원 소속 직원
5. 판매사업자 소속 직원
6. 배출권 할당 대상 발전사업자 소속 직원
7. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

⑤ <삭제>

⑥ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. [신설 2018.8.2.]

⑦ 제4항 제7호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수

있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률, 온실가스 또는 신재생 등의 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. [신설 2018.8.2.] <개정 2018.12.12.>
⑧ 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 각 실무협의회에 간사 1인 씩을 두며, 각 실무협의회의 간사는 전력거래소 이사장이 지명하고, 위원이 간사를 겸임할 수 있다. <개정 2008.10.31., 2013.2.28., 번호변경 2018.8.2.>

제2.2.3.1조의 2(실무협의회 위원의 임기) ① 제2.2.3.1조 제3항 제1호 및 제2호와 제4항 제1호 내지 제3호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.
② 제2.2.3.1조 제3항 제3호 및 제4호와 제4항 제4호 내지 제6호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.
③ 제2.2.3.1조 제3항 제3호와 제4항 제4호 및 제5호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.
④ 제2항에도 불구하고, 제2.2.3.1조 제3항 제4호와 제4항 제6호의 규정에 의한 위원의 경우 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.
⑤ 제2.2.3.1조 제3항 제3호 및 제4호와 제4항 제4호 내지 제6호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 선임될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.
<신설 2018.8.2.>

제2.2.3.2조(임무) ① 비용실무협의회는 전력시장의 운영과 관련하여 비용위원회에 상정할 내용을 검토·조정한다.<개정 2013.2.28>
② 기후신재생비용실무협의회는 제2.2.1.4조 1항의 15 내지 18, 20호, 제2.2.1.4조 2항의 4호 및 5호와 관련하여 비용위원회에 상정할 내용을 검토·조정한다. [신설 2013.2.28.] <개정 2018.12.12.>
③ 각 실무협의회는 비용위원회로부터 위임받은 사항을 심의·조정하며 그 결과를 차기 비용위원회에 상정하며 필요시 비용위원회에 출석하여 안건에 대한 설명을 할 수 있다.<개정 2013.2.28>

제2.2.3.3조(회의) ① 각 실무협의회는 필요할 경우 수시로 개최할 수 있다.
② 각 실무협의회의 회의 소집에 관하여는 제2.2.2.1조 제2항을 준용한다.

제3절 발전입찰과 전력수요예측

제2.3.1조(입찰서의 제출) ① 중앙급전발전기 또는 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자는 각 발전기를 기준으로 발전을 위한 입찰서, 양수계획서(양수발전기를 보

유한 발전사업자에 한한다.) 및 전기저장장치 충전계획서(전기저장장치를 보유한 발전사업자에 한한다)를 거래일 전일 오전 10시(이하 "마감시간"이라 한다)까지 전력거래소에 제출하여야 하며, 발전단 공급가능용량은 11시까지 제출하여야 한다. <개정 2012.12.31., 2016.5.12>

② 제1항의 규정에 의한 입찰서, 양수계획서, 전기저장장치 충전계획서의 제출절차 및 기타 입찰운영에 필요한 세부사항은 별표 4와 같다. <개정 2016.5.12.>

③ 전력거래소는 동일한 발전기 또는 중앙급전전기저장장치에 대하여 2이상의 입찰서가 제출되는 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서 중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서를 유효한 입찰서로 인정한다. <개정 2016.5.12.>

④ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 입찰서에 제2.3.2조 제1항에서 정한 입찰서의 내용 중 전부 또는 일부가 누락되거나 모사전송방식에서 입찰서를 제출한 자의 서명이 누락된 경우에는 입찰서를 제출하지 아니한 것으로 간주한다.

⑤ 전력거래소는 입찰서를 제출 받은 때에는 접수된 시각을 기록하여 관리하여야 한다.

⑥ 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치에 대해서는 입찰서를 제출하지 아니한다.[신설 2005.10.10.] <개정 2016.5.12.>

제2.3.2조(입찰서의 내용) ① 제2.3.1조의 규정에 의하여 제출하는 입찰서에는 거래시간별 중앙급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기 및 전기저장장치의 공급가능용량과 다음 각 호에서 정하는 기술적 특성 등을 기재하여야 한다. <개정 2016.5.12., 2019.1.2.>

1. 기동소요시간(단위 : 분)
2. 최대발전용량(MGC_i)
3. 최소발전용량(MG_i)
4. 출력 수준별 출력증가율(RUR_i)<개정 2006.9.14>
5. 출력 수준별 출력감소율(RDR_i)<개정 2006.9.14>
6. 최소운전시간(MUT_i)
7. 최소정지시간(MDT_i)
8. 제약운전(열공급, 연료제약, 대기오염물질 저감 등)에 따른 발전계획량 <개정 2017.5.30.>
9. 발전기 호기별 운전정보(복합, 수력 및 양수발전기) [신설 2006.9.14.] <개정 2014.5.16>
10. 자동발전제어서비스 제공가능 여부 [신설 2006.9.14]
11. 주파수추종서비스 제공가능 여부 [신설 2006.9.14]
12. 연료량(시간대별 사용연료배분에 의한 발전가능량, $OFCA_{i,t}$) [신설 2006.12.26]
13. 2차연료 사용여부(SFF_i) [신설 2006.12.26.]
14. 자체기동서비스 가능 여부(BSFi,t) [신설 2014.11.3.]

② 발전기의 공급가능용량은 발전계획신고기간 내의 각 거래시간을 기준으로 "0"이상으로 하되, 최대발전용량을 초과하지 않아야 하며, 시간대별 사용연료배분에 의한

발전가능량은 공급가능용량을 초과할 수 없고, 제약사유에 따른 하한제약보다는 커야한다. <개정 2006.12.26>

③ 양수발전기를 보유한 발전사업자는 발전계획신고기간 내의 각 거래시간을 기준으로 상부저수지의 최대저수용량을 초과하지 않는 범위 내에서 발전입찰량과 양수입찰량을 연계하여 각 발전소의 양수계획서를 전력거래소에 제출하여야 한다. 이러한 경우, 양수계획시간대의 당해 발전기의 발전계획량은 "0"으로 한다. <개정 2006.12.26., 2016.12.30.>

④ 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자는 최대부하저장량과 운전저장전력량을 고려하여 운전 가능한 범위 내에서 시간대별 발전량 및 충전량을 결정하고 별지 32-1호서식의 전기저장장치 충전계획서를 전력거래소에 제출하여야 한다. 단, 거래시간대별 입찰량은 운전저장전력량을 고려하여 거래시간동안 균일한 출력을 유지할 수 있는 용량으로 입찰하여야 한다. [신설 2016.5.12.]

⑤ 제1항 제1호 내지 제7호의 자료는 발전기의 시험 등 특별한 사유가 발생하거나 발전기의 기술적 특성이 변경되지 않는 한 변경하여 입찰할 수 없으며, 변경하여 입찰하여야 하는 사유가 발생하는 경우에는 입찰 시 해당 사유를 명기하여 전력거래소에 제출하여야 한다. <항번호 변경 2016.5.12.>

⑥ 가격결정발전계획 및 운영발전계획에 적용할 출력증가/감소율은 최소발전용량과 최대발전용량 사이의 출력 수준별 출력증가/감소율을 단순 평균하여 산정한다.[신설 2006.9.14.] <항번호 변경 2016.5.12.>

⑦ 제2.3.1조의 규정에 의하여 20MW 이상 구역수요를 초과하는 공급가능용량을 입찰하는 중앙급전 구역전기발전기는 다음 각 호에서 정하는 입찰자료를 제출하여야 한다. [신설 2019.1.2.]

1. 시간대별 발전가능용량(주변압기 2차측 발전계량점 기준)
2. 시간대별 공급구역 예상 전력수요(송전단 기준)
3. 공급소요시간(급전지시 이후 구역수요 초과 공급가능용량을 전력계통에 공급하는데 필요한 소요시간)

⑧ 중앙급전 구역전기발전기의 공급소요시간은 구역내 자체 전력공급을 위한 발전기 가동상태를 고려하여 입찰하여야 하며, 가스터빈 발전기는 1시간, 가스복합 발전기는 7시간을 초과할 수 없다. [신설 2019.1.2.]

⑨ 중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 공급소요시간에 대한 증빙자료를 요청할 경우 사업자는 해당 공급시간내 발전기 상태(Hot, Warm, Cold) 및 공급소요시간에 관한 기술적특성자료를 제출하여야 한다. [신설 2019.1.2.]

제2.3.2조의2(대기오염물질 저감을 위한 상한제약 입찰) ① 중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 다음 각 호의 경우 제1.1.2조 제9호에 따라 대기오염물질 저감을 이유로 상한제약 입찰을 할 수 있다.

1. 상업운전 개시(또는 발전기 준공) 후 30년이 경과된 노후석탄화력발전기. (단, 노

후석탄발전기와 동일한 발전소 내에 있는 다른 발전기의 전년도 원단위 대기오염물질 배출량(kg/MWh)이 노후석탄발전기의 전년도 원단위 대기오염물질 배출량(kg/MWh)보다 많은 경우에는 상한제약 입찰 대상 발전기를 위 다른 발전기로 대체할 수 있다. 이 경우 법 제3조 제3항에 따라 전력거래소의 승인을 받아야 한다) 다만, 상한제약 입찰 기간은 3월에서 6월까지로 한다. <개정 2019.2.21>

2. 전기사업법 시행령 제5조의2 제7호에 따라 발전사업자가 해당 행정기관의 장 등으로부터 전기공급의 정지를 요청받은 경우
3. 전기사업법 또는 다른 법률에 따라 상한제약 입찰이 허용된 경우

② 제1항의 경우에도 불구하고 전력계통운영 등을 위해 필요한 경우 전력거래소는 입찰내용과 다르게 급전지시를 할 수 있다.

[본조신설 2017.5.30.]

제2.3.3조(마감시간 이후 입찰자료의 변경) ① 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전사업자는 마감시간이 지난 경우에도 발전기의 공급가능용량 및 기술적 특성 등 입찰내용을 변경할 필요가 있는 경우, 해당 거래시간의 1시간 이전까지 그 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 양수발전기 및 전기저장장치의 공급가능용량은 마감시간 이후에는 마감시간에 제출한 공급가능용량을 초과하여 변경할 수 없다. 또한, 기술적 특성을 변경할 경우에는 해당 사유를 변경된 입찰서에 명기하여야 한다.<개정 2006.12.26., 2016.5.12>

② 발전기의 고장 및 별표4의 제약이 발생한 경우에는 즉시 중앙전력관제센터에 통보하며, 변경된 입찰자료를 신속하게 전력거래소에 제출하여야 한다.<개정 2011.12.2, 2012.5.31>

③ 전력거래소는 제1항 및 제2항의 규정에 의하여 변경된 입찰자료를 제출 받은 때에는 접수된 시각을 기록하여 관리하여야 한다.

제2.3.4조(입찰자료를 제출받지 아니한 경우) ① 전력거래소는 중앙급전 구역전기발전기를 제외한 발전기 및 전기저장장치에 대한 입찰자료를 제출 받지 아니한 경우에는 그 발전기에 대한 입찰은 다음 각 호의 방식에 의하여 이루어진 것으로 본다. <개정 2006.9.14., 2016.5.12., 2019.1.2.>

1. 발전기 및 전기저장장치의 공급가능용량은 가장 최근에 제출된 전일의 유효한 입찰자료의 같은 시간대 값을 적용한다.
2. 발전기 및 전기저장장치의 기술적 특성은 거래일 이전 가장 최근에 비용평가위원회에서 결정된 자료의 값을 적용한다. <개정 2014.5.16.>
3. 열공급 제약은 가장 최근에 제출된 전일의 유효한 입찰자료의 같은 시간대 값을 적용하고 기타제약은 없는 것으로 본다.

② 전력거래소는 중앙급전 구역전기발전기에 대한 입찰자료를 제출받지 아니한

경우, 구역수요 초과 공급가능용량이 20MW 미만 또는 발전기 고장 등으로 인해 입찰하지 않은 것으로 본다. [신설 2019.1.2.]

③ 전력거래소는 거래전일 오전 5시까지 제1항을 고려하여 거래일의 입찰자료를 생성하여야 한다. 단, 거래전일 오전 5시 이전에 거래일의 입찰자료를 제출한 발전기는 제외한다. [신설 2006.9.14.] <항번호 변경 2019.1.2.>

제2.3.5조(전력수요예측) ① 전력거래소는 전력거래가격의 결정, 운영발전계획의 수립, 실시간 계통운영, 장·단기 전력수급 분석 등을 위하여 전력수요를 예측하여야 한다. <개정 2006.9.14>

② 전력수요예측은 일간수요예측, 실시간 수요예측, 주간수요예측, 월간수요예측, 단기수요예측, 장기수요예측으로 구분한다. <개정 2006.9.14>

③ 일간수요예측에서는 가격결정 및 운영발전계획수립을 위한 발전계획신고기간에 속하는 기간에 대한 시간대별 전력수요를 예측한다.

④ 주간수요예측에서는 향후 7일에 대한 일별 최대부하를 예측한다.

⑤ 월간수요예측에서는 향후 1개월에 대한 일별 최대부하를 예측한다.

⑥ 단기수요예측에서는 향후 2년에 대한 주별 최대부하를 예측하고, 월 단위의 발전전력량을 예측한다.

⑦ 장기수요예측에서는 향후 7년 이상의 기간에 대하여 연간 최대부하 및 연간 발전전력량을 예측한다.

제2.3.6조(수요예측 방법 및 절차) 제2.3.5조 제3항 및 제4항의 규정에 의한 전력수요예측에 필요한 세부기준, 방법, 절차 등은 별표 5와 같다.

제2.3.7조(수요예측 결과통지) ① 전력거래소는 제2.3.5조 제3항의 규정에 의한 전력수요예측 결과를 거래일 전일 15시까지 전기사업자 및 수요관리사업자에게 통지하여야 한다.<개정 2014.11.3.>

② 전력거래소는 제2.3.5조 제4항 내지 제7항에 의한 전력수요예측 결과를 제8.2.3.7조의 규정에 따라 공개한다.

제2.3.8조(운영발전계획수립용 자료제출) ① 발전사업자는 발전단 공급가능용량 및 발전기 상태별(Cold,Warm,Hot) 기동특성을 반영한 기동소요시간과 기동시간대의 출력증가/감소율을 입찰서와 동시에 전력거래소에 제출하여야 한다.

② 발전단 공급가능용량은 기상상황 등을 고려하여 거래일 당일 오전 11시까지 최신자료로 변경하여야 한다. [신설 2011.12.2.] <개정 2012.12.31.>

③ 중앙급전 구역전기발전기는 구역수요 초과 공급가능용량을 제5.1.4조에 해당시 운영발전계획 수립용 발전단 공급가능용량으로 반영할 수 있다. [신설 2019.1.2.]

제4절 가격결정 발전계획 및 가격결정

제2.4.1조(가격결정발전계획) ① 전력거래소는 한계가격을 산출하기 위하여 중앙급전 구역전기발전기를 제외한 제2.1.1.3조의 규정에 의하여 결정된 중앙급전발전기 발전비용자료, 제2.3.1조 및 제14.2조의 규정에 의하여 발전기 또는 전기저장장치를 보유한 발전사업자가 제출한 입찰 및 발전계획자료, 제12.4.2.2조의 규정에 따라 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 제출한 입찰자료, 제2.3.5조의 규정에 의한 전력계통의 수요예측, 제2.5.6조에 의한 발전기별 조정손실계수를 고려하여 1일 단위로 가격결정발전계획을 수립하여야 한다. <개정 2006.9.14., 2006.12.26., 2014.11.3., 2016.5.12., 2016.10.31., 2019.1.2.>

② 전력거래소는 발전계획신고기간에 적용될 가격결정발전계획의 수립을 위하여 일간발전계획 프로그램을 사용하여야 하며 세부 기준, 방법, 절차 등은 별표 6과 같다.

③ 제1항의 규정에 의한 가격결정발전계획 수립결과는 제8.2.3.7조의 규정에 따라 공개한다.

제2.4.2조(한계가격의 결정) ① 지역별 한계가격은 거래일의 각 거래시간에 대하여 제2.4.1조의 규정에 의한 자료를 이용하여 산출된 지역별 각 발전기의 유효 발전가격 중 가장 높은 가격으로 한다. 다만, 다음 각 호의 경우에는 전체 발전기의 유효 발전가격 중 가장 높은 가격으로 한다. <개정 2009.12.31., 2013.07.31.>

1. 지역간 송전제약이 없는 경우
2. 지역별 한계가격을 구할 수 없는 경우

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의한 한계가격의 결정에 있어서 기술적 특성에 의한 제약으로 2.4.1조의 규정에 의한 가격결정발전계획에 포함된 발전기 및 수요반응자원은 제외한다. <개정 2014.11.3.>

③ 전력거래소는 제1항 및 제2항의 규정에 의한 계통한계가격을 거래일의 거래시간별로 계산하여야 한다.<개정 2006.12.26>

④ 전력거래소는 제1항의 규정에 의한 한계가격을 거래일 전일 15시까지 제8.2.3.7조의 규정에 따라 공개한다.

⑤ 한계가격의 결정기준은 다음 각호와 같다.

1. 계통한계가격
   가. 발전가격 계산
      1) 각 거래시간의 기동가격은 아래와 같다.
         가) $PSE_{i,t}$ 〉 0이고 $PSE_{i,t-1}$ = 0인 가격결정발전계획상의 거래시간 t에 대한 발전기 i의 기동가격($SUP_{i,t}$)은 다음과 같이 정해진다.

            $SUP_{i,t} = SUC_i$

            단, 규칙 제14.10조의 적용을 받는 열병합발전기 중 초기입찰의 MEGWi,t >

0이며, 제약사유코드가 7인 경우에는 $SUP_{i,t}$ = 0 [단서신설 2012.5.31]

나) 모든 다른 단위 거래시간들에 대해, $SUP_{i,t}$ = 0

2) 각 발전기에 대한 각 연속운전시간을 다음 각호와 같은 방법으로 확인한다.

가) 거래시간 x에 대해서

$PSE_{i,x}$ 〉 0이고, x = 발전계획신고기간의 첫 단위 거래시간이거나

또는, $PSE_{i,x}$ 〉 0 이고 $PSE_{i,x-1}$ = 0 이면 거래시간 x에서 연속운전시작

나) 거래시간 x이후의 순차적인 거래시간으로서, $PSE_{i,y}$ 〉 0이고, y = 발전계획신고기간의 마지막 거래시간이거나

또는, $PSE_{i,y}$ 〉 0 이고 $PSE_{i,y+1}$ = 0이면 거래시간 y에서 연속운전 종료

다) 규칙 제14.10조의 적용을 받는 열병합발전기의 연속운전시간 x에서 y 사이에 초기입찰의 $MEGW_{i,t}$ >0이며, 제약사유코드가 7인 거래시간이 존재할 경우, 해당시간은 연속운전시간에서 제외한다. [신설 2012.5.31]

3) 임시 발전가격($IGP_{i,t}$)은 다음과 같이 계산한다.<개정 2006.12.26, 2009.12.31>

가) $PSE_{i,t}$ = 0이면, $IGP_{i,t}$ = 0

나) $PSE_{i,t}$ > 0이면,

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

단, 규칙 제14.10조의 적용을 받는 열병합발전기 중 $PSE_{i,t}$ > 0이고, 초기입찰의 $MEGW_{i,t}$ > 0이며, 제약사유코드가 7인 발전기의 임시발전가격은 다음과 같이 계산한다.

- $PSE_{i,t} \leq MEGW_{i,t}$ 이면,

$$IGP_{i,t} = \frac{1}{ASTLF_{i,t}} \times [2QPC_i \times (PSE_{i,t}/TPD) + LPC_i]/1,000$$

- $PSE_{i,t} > MEGW_{i,t}$ 이면,

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

여기서, QPC_i : 발전기의 2차 증분가격계수

LPC_i : 발전기의 1차 증분가격계수

$NLPC_i$: 발전기의 가격상수

$ASTLF_{i,t}$: {1 - (1 – $TLF_{i,t}$) × IMF}

IMF : 송전손실계수에 대한 연도별 완화계수

4) 계통한계가격의 급등을 방지하기 위하여, 1시간 이내 운전되는 임시 발전가격은 아래와 같은 조정절차를 거쳐 발전가격($GP_{i,t}$)으로 계산된다.<개정 2006.12.26>

가) $PSE_{i,t-1} = 0$ 이고 $PSE_{i,t} > 0$, $PSE_{i,t+1} = 0$ 이면

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

나) 이외의 경우

$$GP_{i,t} = IGP_{i,t}$$

나. 한계가격 계산에서 제외되는 발전기 결정

발전기가 거래시간동안 한계가격 결정에 자격이 있으면 발전기의 가격결정 표시기($NPSI_{i,t}$)는 1이 되고, 자격이 없으면 0이 되며 이는 발전기가 자신의 기술적 특성에 의하여 발전이 계획된 것을 의미한다.

발전기의 가격결정 표시기($NPSI_{i,t}$)의 결정절차는 아래와 같다.

1) 각 발전기의 가격결정 표시기 초기상태는 1로 주어진다.

즉, $NPSI_{i,t} = 1$

2) 발전기가 발전하도록 계획됐지만, 거래시간 동안 그 발전량이 최소발전용량(MG_i)에 허용한도를 더한 값을 초과하지 않는 발전력 이하로 운전하는 발전기라면, 그 거래시간 동안 자격 상실된 것으로 간주한다.

즉, $0 < PSE_{i,t} \leq (MG_i + TO_MG) \times TPD$이면, $NPSI_{i,t} = 0$

TO_MG : 최소발전 허용한도로서 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다.

3) 발전기가 자신의 최대 속도로 출력증가할 경우, 그 거래시간 동안 발전기는 한계가격을 결정하는데 제외된다. 즉, 특정 거래시간 동안의 최소 출력증가시간이 거래기간에 허용한도를 더한 값 이상이면, 그 거래시간 동안 한계가격을 정하는데 제외된다.

즉, $PSE_{i,t} > 0$ 이고, $TUP_{i,t} \geq (TPD + TO_RR)$이면 $NPSI_{i,t} = 0$

TO_RR : 출력증가/감소시간 허용한도로서 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다.

이때, 최소 출력증가시간($TUP_{i,t}$)은 발전기의 출력증가율(RUR_i)에 의하여 아래와 같이 계산한다.

발전기의 발전량 경사기울기가 양($PSE_{i,t} - PSE_{i,t-1} > 0$)일 경우에만 최소 출력증가시간이 계산되고, 그렇지 않는 경우 0으로 정해진다.

즉, $PSE_{i,t-1} < PSE_{i,t}$ 이면, $TUP_{i,t} = (PSE_{i,t} - PSE_{i,t-1}) / (RUR_i \times 60)$

그렇지 않으면, $TUP_{i,t} = 0$

4) 발전기가 자신의 최대 속도로 출력감소할 경우, 그 거래시간 동안 발전기는 한계가격을 결정하는데 제외된다. 즉, 특정 거래시간 동안의 최소 출력감소시간이 거래기간에 허용한도를 더한 값 이상이면, 그 거래시간 동안 한계가격을 정하는데 제외된다.

즉, $PSE_{i,t-1} > 0$ 이고 $TDN_{i,t} \geq (TPD + TO_RR)$이면

$NPSI_{i,t} = 0$

이때, 최소 출력감소시간($TDN_{i,t}$)은 발전기의 출력감소율(RDR_i)에 의하여 아래와 같이 계산한다.

발전기의 발전량 경사기울기가 음($PSE_{i,t} - PSE_{i,t-1} < 0$)일 경우에만 최소 출력감소시간이 계산되고, 그렇지 않는 경우 0으로 정해진다.

즉, $PSE_{i,t-1} > PSE_{i,t}$ 이면,

$TDN_{i,t} = (PSE_{i,t-1} - PSE_{i,t}) / (RDR_i \times 60)$

그렇지 않으면, $TDN_{i,t} = 0$

5) 한계가격을 결정을 위해 이용되는 각 발전기의 유효 발전가격($SP_{i,t}$)는 한계가격 결정을 위한 발전기의 자격여부를 고려하여 계산된다.

즉, $SP_{i,t} = GP_{i,t} \times NPSI_{i,t}$

다. 한계가격 결정

각 거래시간의 지역별 한계가격은 해당 거래시간 해당지역 각 발전기의 유효 발전가격 중 최대가격으로 결정한다.<개정 2009.12.31., 2013.07.31.>

즉, $SMP_t = Max(SP_{i,t})$

2. <삭제 2006.12.26>

제2.4.3조(용량가격의 결정 및 공개) ① 전력거래소는 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용될 기준용량가격을 당해 연도 7월 전까지 결정하여 그 내용을 공개하여야 한다. 이때 제주지역 발전기에 적용하는 기준용량가격은 별도로 정할 수 있다.<개정 2006.12.26., 2009.06.30., 2017.12.29.>

② 각 대상 설비의 시간대별 용량가격은 기준용량가격에 용량가격계수, 시간대별용량가격계수, 연료전환성과계수를 반영하며, 용량가격계수와 시간대별용량가격계수의 산정 및 적용시기는 아래 각 호와 같다. 단, 기준용량가격, 용량가격계수, 시간대별용량가격계수, 연료전환성과계수를 산정기준 변경 등의 사유 발생으로 비용위원회에서 재산정을 결정한 경우에는 재산정일 이후부터 다르게 반영할 수 있다.<개정 2011.6.30., 2016.10.31.>

1. 시간대별용량가격계수는 매 회계연도를 기준으로 적용하며, 매 회계연도가 시작하기 전까지 산정한다. [신설 2016.10.31.]
2. 용량가격계수는 당해년도 7월부터 다음연도 6월을 기준으로 적용하며, 당해연도 7월이 시작하기 전까지 산정한다. [신설 2016.10.31.]

③ 제2항의 용량가격계수(RCFi)는 공급용량계수(ICF)와 지역계수(LFi)를 곱하여 산출한다. [신설 2006.12.26] <개정 2012.12.31., 2016.10.31.>

④ 제3항의 공급용량계수는 제주지역을 제외하고 다음 각 호에 따라 산정하며 제주지역은 1.0으로 한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2016.10.31.>

1. 최대부하 시현기간은 하계는 7월부터 9월까지, 동계는 12월부터 익년 2월까지로 한다. [신설 2016.10.31.]
2. 최대부하 시현기간은 직전 3년 중 과반이상의 최대부하 시현 시점을 기준으로 하계 및 동계 중에서 결정한다. [신설 2016.10.31.]
3. 공급용량은 최대부하 시현기간이 하계인 경우 6월말을 기준으로 하고, 동계인 경우 11월말을 기준으로 하며, 중앙급전발전기 및 전력시장 참여 비중앙발전기 용량과 수요반응자원의 의무감축용량을 합하여 산출한다. <개정 2014.11.3.> <호번호 변경 및 개정 2016.10.31.>
4. 최대부하는 직전 최대부하 시현기간의 최대부하 시점의 중앙급전발전기 거래량, 전력시장 참여 비중앙발전기 거래량 및 수요반응자원의 전력부하감축 거래량을 합한 값에 직전 3년간의 최대부하 평균 증가율(기하평균)을 곱하여 산출한다. <개정 2014.11.3.> <호번호 변경 및 개정 2016.10.31., 개정 2019.5.31>
5. 적정공급용량은 최대부하의 1.13배로 정한다. <개정 2014.11.3.> <호번호 변경 및 개정 2016.10.31., 개정 2019.5.31>
6. 공급용량계수는 적정공급용량을 공급용량으로 나누어 산정한다. <개정 2014.11.3.> <호번호 변경 및 개정 2016.10.31.>
7. <호번호 변경 및 삭제 2016.10.31.>
8. 당해년도 7월부터 다음연도 6월까지 실제 적용하는 공급용량계수는 그 직전 2년의 공급용량계수 실적치를 포함한 3년의 평균값으로 한다. [신설 2007.12.27.] <호번호 변경 및 개정 2016.10.31.>

⑤ 제3항의 지역계수는 비용평가위원회에서 결정한 용량손실계수, 용량손실계수가중평균 및 가중치(a_{LF})를 이용하여 다음과 같이 산정하며 제주지역의 중앙급전발전기와 수요반응자원에 대해서는 지역계수를 1.0으로 적용한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2016.10.31.>

$$\left(\frac{\text{용량손실계수}}{\text{용량손실계수가중평균}} - 1\right) \times \text{가중치}(a_{LF}) + 1$$

⑥ 제4항의 공급용량계수 산정에 필요한 용량은 다음의 각호에 따라 산출하며, 비용위원회의 검토와 조정을 거쳐야 한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2016.10.31.>

1. 구역전기발전기를 제외한 중앙급전발전기의 용량은 법 제61조에 의한 인가용량에서 직전 3년간 평균 소내전력률을 인가용량에 곱하여 산정한 소내소비전력을 차감하여 적용한다.<개정 2007.12.27., 2016.10.31., 2019.1.2.>
2. <삭제 2016.10.31.>
3. <개정 2010.6.30.> <삭제 2016.10.31.>
4. 중앙급전 구역전기발전기의 용량은 직전 최대부하 시현시점의 실제 구역수요 초과 공급가능용량을 적용하여 산정한다. [신설 2019.1.2.]
5. 비중앙발전기의 용량은 직전 최대부하 시현시점의 전력거래량에 직전 3년간 최대부하 시현시점의 3년 평균 증가율을 적용하여 산정한다. [신설 2016.10.31.]

⑦ 시간대별용량가격계수(TCF_t)는 다음 각 호를 고려하여 비용위원회에서 결정한다. [신설 2006.12.26.] <항번호 변경 2019.1.2.>

1. 거래연도의 각 거래일은 평일과 공휴일로 구분한다. 여기서 공휴일은「관공서의 공휴일에 관한 규정」 제2조의 "공휴일" 및 토요일을 말한다. <개정 2014.11.3.>
2. 시간대별용량가격계수는 월별로 다르게 산정하고, 수요에 의한 피크기여도가 높은 시간대의 계수는 피크기여도가 낮은 시간대의 계수보다 커야 한다. <개정 2014.11.3.>
3. 시간대별용량가격계수는 피크기여도에 의한 가중평균이 1이 되도록 작성해야 한다.

⑧ 연료전환성과계수(FSFi)는 다음 각 호를 고려하여 비용위원회에서 결정한다. [신설 2016.10.31.]

1. 연료전환성과계수는 개별발전기의 발전기여도와 환경기여도를 감안하여 산정하며, 산정에 관한 세부기준 및 절차는 비용위원회에서 별도로 정한다.
2. 발전기여도는 발전기의 제약사유를 고려하여 산출할 수 있으며, 전력거래소는 필요시 제약사유 입력과 관련한 증빙자료를 발전사업자에게 요구할 수 있다.
3. 환경기여도는 배출권거래법의 온실가스 배출량을 이용하여 산출하며, 중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 이행연도 온실가스 배출량 자료를 차기연도 6월 10일까지 제출하여야 한다.
4. 전력수급의 적정 신뢰도 확보를 위한 최소 목표 예비율 수준 이내의 발전기는 발전기여도를 충족한 것으로 본다.
5. 연료전환성과계수는 각 부문별 가중치를 감안한 발전기여도와 환경기여도를 합산한 계수의 용량가중평균이 1이 되도록 산출한다.

제2.4.4조(정산상한가격의 산정 및 적용) ① 정산상한가격은 제2.4.3조 제1항의 기준용량가격을 결정하기 위한 건설투자비 산정의 기준이 되는 발전기의 변동비 단가로 한다.

② 제1항의 정산상한가격(PC)은 다음과 같이 계산한다.

PC(원/kWh) = 열소비율(Gcal/MWh) × 열량단가(원/Gcal) / 1000

③ 제2항의 열소비율은 기준 발전기 공급계약서의 송전단 정격출력에서의 열소비율을 적용하고, 열량단가는 매월 비용평가위원회에서 결정한 한국가스공사가 공급하는 LNG의 열량단가를 적용한다.

④ 정산상한가격은 육지 중앙급전발전기의 발전전력량 정산금 산정시에 한하여 적용한다. 단, 정산 발전기의 발전가격이 정산상한가격을 초과하는 경우, 해당 발전기의 발전가격을 적용하며, 세부사항은 별표2의 정산기준에 따른다.

[본조신설 2013.2.28.]

제2.4.5조(배출권거래비용 기준가격의 결정) ① 전력거래소는 이행연도 종료 후 차기년도 9월 말일까지 이행연도의 배출권거래비용 기준가격을 결정한다.

② 배출권거래비용 기준가격은 배출권거래법 제12조에 따라 할당된 배출권(이하 "할당배출권"이라 한다)기준가격, 배출권거래법 제29조의 상쇄배출권 기준가격으로 구분하여 결정한다.
[본조신설 2015.3.17.]

제5절 송전손실계수의 산정 및 적용 [본절신설 2006.12.26]

제2.5.1조(송전손실계수의 산정) ① 발전기의 송전손실계수(TLF_i)는 한계손실계수로서 임의모선의 단위부하 공급에 필요한 기준모선의 발전량을 말한다.
② 발전기의 송전손실계수는 발전소 주변압기 고압측을 기준으로 한다.
③ 비중앙급전발전기의 송전손실계수는 1.0으로 한다.
④ 송전손실계수는 정적손실계수($STLF_i$), 동적손실계수($DTLF_i$), 조정손실계수($ASTLF_i$)로 구분한다.
⑤ 수요반응자원의 송전손실계수는 1.0으로 한다. [개정 2014.11.3.]

제2.5.2조(동적손실계수 산정) ① 실시간 급전계획을 위한 동적손실계수($DTLF_i$)는 실시간 계통상태를 반영하여 계통운영시스템의 상태추정(이하 "상태추정"이라 한다) 주기마다 산정한다. <개정 2014.10.2.>
② 제1항의 동적손실계수는 실시간급전계획 수립을 위한 계통운영시스템의 계통해석 과정에 의해 산정한다. <개정 2014.10.2.>

제2.5.3조(정적손실계수의 산정) ① 정적손실계수($STLF_i$)는 계절별, 요일별로 구분함을 원칙으로 한다. 단, 전력거래소가 안정적 계통운영 및 시장운영에 필요하다고 판단한 경우 정적손실계수를 시간대별로 구분할 수 있다.
② 전력거래소는 전년도 동적손실계수 등을 고려하여 다음 해에 적용될 정적손실계수를 산정하여야 한다. 단, 운영발전계획 수립에 적용하는 정적손실계수는 전력설비 신·증설 등 계통상황 변경을 반영하여 산정할 수 있다.
③ 직접구매자, 구역전기사업자, 중앙급전전기저장장치의 정적손실계수는 지리적으로 가장 인접한 중앙급전발전기의 정적손실계수를 적용한다. <개정 2016.5.12.>

제2.5.4조(용량손실계수의 산정) ① 전력거래소는 정적손실계수 중 동계(12월,1월,2월) 평일 및 하계(7월,8월,9월) 평일에 적용하는 정적손실계수를 평균하여 산정하여야한다.
② 직접구매자, 구역전기사업자, 중앙급전전기저장장치의 용량손실계수(CTLF)는 지리적으로 가장 인접한 중앙급전발전기의 용량손실계수를 적용한다.
[본조신설 2016.10.31.]

제2.5.5조(정적손실계수 및 용량손실계수의 결정 및 공개) 전력거래소는 비용위원회의 의결을 거쳐 당해연도 7월부터 다음연도 6월까지 적용될 정적손실계수, 발전기별 용량손실계수 및 용량손실계수가중평균을 당해연도 6월 전까지 결정하여 이를 공개하여야 한다. <조번호 및 본조 제목변경, 개정 2016.10.31.> <개정 2017.12.29.>

제2.5.6조(조정손실계수의 산정) 가격결정발전계획 및 정산을 위한 조정손실계수($ASTLF_i$)는 제 2.5.3조의 정적손실계수에 아래 표의 연도별 완화계수를 고려하여 산정한다. <조번호 변경 2016.10.31.>

2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016년 이후
10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%

제3장 전력의 거래 <본장제목개정 2005.1.21>

제1절 판매사업자의 전력구매

제3.1.1조(전력량가격의 적용) 판매사업자가 전력시장으로부터 구입한 전력량에 대한 가격은 제2.4.2조의 규정에 따라 정한 계통한계가격을 적용한다. <개정 2006.12.26, 단서삭제 2008.4.22>

제3.1.2조(용량가격의 적용) 판매사업자에 대한 거래시간별 용량가격은 제2.4.3조의 규정에 따라 정한 기준용량가격(기준용량가격 보정계수 포함)에 시간대별 용량가격계수(TCF_t), 용량가격계수(RCF_i), 연료전환성과계수(FSF_i)를 적용한다. <개정 2006.12.26., 2009.06.30., 2016.10.31.>

제3.1.3조(제약정산금의 적용) 판매사업자에 대한 제약정산금은 별표 2에 따라 적용한다.

제3.1.4조(채무불이행시 조치) ① 판매사업자가 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반하는 채무불이행이 발생한 것으로 본다. <개정 2003.5.7., 2018.12.12.>

② 판매사업자에게 채무불이행이 발생한 경우에 전력거래소는 지체없이 다음 각호의 1의 조치를 이행하여야 한다.

1. 채무불이행을 확정하고 채무불이행 발생시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
2. 제1호에서 정한 기한까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우 전력거래소는 채

권확보를 위한 모든 행위를 수행<개정 2003.5.7>

3. 제1호에서 정한 기한까지 판매사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우 당일 자정(24:00)에 거래정지가 이뤄짐을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보<개정 2003.5.7>
4. 거래정지 통지를 발송한 후 즉시 관련된 시장참여자에게 거래정지통지 사본을 통보
5. 거래정지 통지를 받은 판매사업자에 대한 전력시장에서의 거래자격 정지

③ 판매사업자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 판매사업자와 관련 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다.

제3.1.5조(연체이자 산정 및 납부) 판매사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다.

연체이자 = 채무불이행전력거래대금 × 시장은행일반대출연체이자율 × 연체기간 / 365일

제2절 직접구매자의 전력구매

제1관 직접구매 가격의 적용

제3.2.1.1조(전력량가격) 직접구매자가 구입한 전력량에 대한 가격은 제2.4.2조의 규정에 따라 정한 계통한계가격을 적용한다. <개정 2009.06.30>

제3.2.1.2조(용량가격) ① 직접구매자에 대한 거래시간별 용량가격은 제2.4.3조의 규정에 따라 정한 기준용량가격에 시간대별용량가격계수(TCFt), 직접구매용량보정계수, 용량가격계수(RCFi), 연료전환성과계수(FSF_i) 등을 적용한다. <개정 2006.12.26., 2009.06.30., 2016.10.31.>

② 직접구매자는 전기설비의 역률을 90%(기준역률)이상으로 유지하여야 하며, 직접구매자의 역률이 90%에 미달될 경우에는 미달 비율만큼 용량가격을 할증하여 적용한다.

③ 제2항의 규정에 의한 역률은 거래시간별로 산정하고, 역률의 산정에는 평균 지상무효전력과 평균 유효전력을 적용한다.

제3.2.1.3조(부가정산금) ① 직접구매자에 대한 부가정산금(Uplift)은 부가정산금단가(원/kWh)를 연간 일정하게 유효구매전력량에 적용한다.

② 제1항의 규정에 의한 부가정산금단가는 전년도의 전력시장에서 발생된 부가정산금액을 토대로 비용위원회에서 정한다.

제3.2.1.4조(손실계수) ① 송전망에서 발생하는 송전손실계수(TLFC)는 제2.5.3조에 따라 산정한 정적손실계수를 적용하며, 배전망에서 발생한 배전손실계수(DLFC)는 연간 일정비율을 모든 직접구매자에게 동일하게 적용한다.<개정 2006.12.26>

② 직접구매자의 계량기 설치위치가 계량점과 다름으로 해서 발생하는 개별적인 손실계수(이하 "개별손실계수"라 한다)는 제4.1.1조의 규정 등의 합리적인 방법으로 산정하고 제1항의 손실계수에 합산하여 해당 구매자의 송전손실계수로 적용한다.<개정 2005.1.21>

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 손실계수는 비용위원회에서 별도로 정한다.

제3.2.1.5조(손실계수의 적용) 전력거래소는 제3.2.1.1조 내지 제3.2.1.3조의 규정에 의한 가격에 적용하기 위한 유효구매전력량과 용량가격 적용전력을 결정하는 경우에 제3.2.1.4조의 규정에 의한 손실계수를 반영하여 산정한다.

제3.2.1.6조(송전요금) ① 직접구매자에 대한 발전측 송전요금은 법 제15조의 규정에 의거 산업통상자원부장관으로부터 인가를 받은 발전측 송전요금을 기초로 하여 동 요금의 적용기준 및 적용방법은 비용위원회에서 별도로 정한다.

② 직접구매자에 대한 부하측 송전요금은 법 제15조의 규정에 의거 산업통상자원부장관으로부터 인가를 받은 "송·배전용 전기설비 이용규정"에 따르며 이 규칙에서는 적용하지 아니한다.<개정 2005.1.21, 2012.12.31>

제3.2.1.7조(직접구매 전력량) 직접구매자의 구입전력량은 유효구매전력량을 적용한다.

제3.2.1.8조(직접구매 용량보정계수의 결정) 제3.2.1.2조의 규정에 의한 직접구매용량보정계수는 비용위원회에서 별도로 정한다.

제3.2.1.9조(용량가격 적용전력의 결정) ① 전력거래소는 제3.2.1.2조의 규정에 의한 용량가격을 적용하기 위하여 직접구매자별 용량가격 적용전력을 결정하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 용량가격 적용전력은 역월 단위로 적용하고, 거래당월에 대한 용량가격 적용전력은 거래 당월을 포함하지 않은 직접구매자의 직전 12개월 중의 7월, 8월, 9월 및 거래전월 중의 거래기간 최대 유효구매전력량으로 한다. 다만, 거래기간 최대 유효구매전력량이 수전설비 용량(역률 90%를 적용한 유효전력 기준)의 30% 이하인 경우에는 수전설비 용량의 30%로 한다.

③ 직접구매자가 전력시장에서 전력을 거래한 기간이 1년에 미달한 경우에는 당해 직접구매자에 대한 용량가격 적용전력의 결정은 제2항의 규정을 준용하되, 거래개시 전의 최대부하는 15분 최대부하에 제3.2.1.4조의 규정에 의한 손실계수를 반영하여 적용한다.

제3.2.1.10조(자료제출) 전력시장에서 전력을 직접구매하고자 하는 자는 다음 각호의 자료를 거래개시 희망일 1개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

1. 제3.2.1.4조 제2항의 규정에 의한 개별손실계수 산정을 위하여 필요한 자료 <개정 2005.1.21>
2. 제3.2.1.9조의 규정에 의한 용량가격 적용전력 산정을 위하여 필요한 자료

제2관 직접구매의 시행 및 관리

제3.2.2.1조(직접구매자의 자격) ① 전력시장에 참여하여 전력을 직접구매할 수 있는 자격은 법 제32조 및 동법 시행령 제20조에서 정한 기준을 충족한 자로서 전력거래소의 회원으로 가입한 자로 한다.

② 법 시행령 제20조에서 규정한 수전설비용량은 토지, 건물, 전기사용 시설 등을 소유자나 최종 사용자별로 구분한 단일의 전기 사용장소 및 단일의 최종 전기사용자에 대한 용량으로 한다.

제3.2.2.2조(직접구매의 신청) 전력을 전력거래소에서 직접구매하고자 하는 자는 전력거래소의 정관이 정하는 바에 따라 전력거래소에 신청하여야 한다.

제3.2.2.3조(직접구매의 승인) 전력거래소는 제3.2.2.2조의 규정에 의한 신청이 있는 경우에는 다음 각호의 요건에 부합하다고 판단하는 경우에 이를 승인할 수 있다. 다만, 다음 각호의 1의 요건을 충족하지 못하는 것으로 판단하는 경우에는 이를 승인하지 아니할 수 있다.

1. 제3.2.2.1조 제2항의 규정에 의한 설비용량의 충족여부
2. 제4.1.1조의 규정에 의한 계량설비 등 규칙에서 정한 설비의 완비여부
3. 제3.4.1조의 규정에 의한 재정보증의 제공여부<개정 2005.1.21>
4. 제5.1.4조의 규정에 의한 운영예비력 저하 또는 저하 예상 시 조치사항의 수용여부 <개정 2011.6.30, 2011.12.2>
5. 기타 신청자의 기술적인 사유로 전력계통 운영에 지장을 초래할 가능성 여부

제3.2.2.4조(전력거래에 관한 약정체결) ① 전력거래소는 제3.2.2.3조의 규정에 의하여 직접거래를 승인하는 경우에는 당해 직접구매자와 전력거래에 따른 세부적인 사항에 관하여 별도의 약정을 체결하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 약정에는 다음 각호의 사항이 포함되어야 한다.

1. 전력의 직접구매 종료 희망시 사전통보 및 거래종료 절차에 관한 사항
2. 채무불이행시 채무불이행금의 납부독촉 및 전기공급 중단에 관한 사항
3. 거래대금 결제일정 및 대금결제에 관한 세부사항

4. 기타 직접구매와 관련하여 전력거래소 이사장이 필요하다고 인정하는 사항

제3.2.2.5조(직접구매의 거래개시) 직접구매자에 대한 거래는 전력거래소로부터 거래승인을 받은 후 전력거래소가 지정하는 시점부터 개시한다.

제3.2.2.6조(직접구매자의 의무존속기간) ① 직접구매자는 제3.2.2.5조의 규정에 의한 거래개시일로부터 1년이 경과하여야 전력시장에서 전력거래를 종료할 수 있다. 다만, 직접구매자가 전력거래를 지속할 수 없는 타당한 사유가 발생한 경우에는 예외로 할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의하여 전력거래를 종료한 자가 거래종료일로부터 1년 이내에 제3.2.2.2조의 규정에 의한 신청을 하는 경우에는 전력거래소 정관이 정하는 바에 의하여 그 신청을 제한할 수 있다.

제3.2.2.7조(직접구매수수료의 부과) ① 전력거래소는 직접구매자에게 직접구매자의 진입에 따라 수반되는 정산·결제와 채권확보 및 사후관리 등에 소요되는 제반 경비 충당을 위해 직접구매수수료(이하 "구매수수료"라 한다)를 전력거래소 정관이 정하는 바에 따라 부과한다.

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의한 구매수수료를 징수하는 경우에는 직접구매자에 대하여 전력거래소 정관 제12조의 규정에 의한 전력거래수수료를 면제할 수 있다.

제3.2.2.8조(전력산업기반기금의 부과) 직접구매자는 법 제51조의 규정에 따라 전력구매금액에 따라 부과되는 전력산업기반기금을 부담하여야 한다.

제3.2.2.9조(채무불이행시 조치) ① 직접구매자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에는 채무불이행이 발생한 것으로 본다.

1. 직접구매자가 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반하는 경우 <개정 2003.5.7., 2018.12.12.>
2. 직접구매자가 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증금액을 제3.4.4조 제1항 및 제2항에서 정한 기한까지 제공하지 못하는 경우<개정 2003.5.7, 2013.4.30>
3. 재정보증인의 신용에 다음 각호의 1의 사유가 발생하는 경우
   가. 재정보증인의 주요 사업부분이 중단되거나 중단이 임박했을 경우
   나. 재정보증인에 대하여 법정관리, 청산인, 파산 관재인 또는 관련법에 따라 유사한 기능을 행사하는 사람이 지명되는 경우
   다. 기타 재정보증인이 자신의 채무와 직접구매자에 대한 재정보증의 이행에 대한 능력이 없다고 판단되는 경우

② 직접구매자에게 채무불이행이 발생한 경우에 전력거래소는 지체없이 다음 각호

의 1의 조치를 이행하여야 한다.

1. 채무불이행을 확정하고 채무불이행 발생시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
2. 제1호에서 정한 기한까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우에는 전력거래소는 제3.4.1조 제1항의 제1호 또는 제2호의 재정보증에서 직접구매자의 채무불이행금액을 변제하도록 청구하여 대금결제를 실행하며, 연체이자 계산은 제3.2.2.10조에 따른다.<개정 2003.5.7., 2013.4.30>
3. 제1호에서 정한 기한까지 직접구매자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우에는 당일 자정(24:00)에 거래정지가 이뤄짐을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호의 서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보<개정 2003.5.7>
4. 해당 직접구매자에게 거래정지 통지를 발송한 후 즉시 해당 직접구매자와 관련 시장참여자에게 거래정지 통지 사본을 통보
5. 거래정지 통지를 받은 직접구매자에 대한 전력시장에서의 거래자격 정지

③ 직접구매자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 직접구매자와 관련 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다.<항번호변경 2003.5.7>

제3.2.2.10조(연체이자 산정 및 납부) 직접구매자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다.

연체이자 = 채무불이행전력거래대금 × 시장은행일반대출연체이자율 × 연체기간 / 365일

제3절 구역전기사업자의 전력거래 [본절신설 2005.1.21]

제1관 구역전기사업자의 전력거래 관리

제3.3.1.1조(전력거래 요건) ① 구역전기사업자가 전력시장에서 전력을 거래할 수 있는 경우는 법 시행령 제19조 제4항에서 규정한 경우로 하며, 중앙급전 구역전기발전기를 보유한 구역전기사업자는 법 시행령 제19조 제4항 제3호에서의 산업통상자원부령으로 정하는 기간에만 전력시장에 구역수요 초과 공급가능용량을 입찰할 수 있다. <개정 2019.1.2.>

② 구역수요 초과 공급가능용량을 입찰한 구역전기발전기는 제5.1.4조에 의한 급전지시 또는 제5.3.1조에 따른 용량시험이 있을 경우, 입찰한 구역수요 초과 공급가능용량을 전력을 전력시장에 공급(역송)하여야 한다. [신설 2019.1.2.]

③ 구역수요 초과 공급가능용량을 입찰한 구역전기발전기가 제5.1.4조에 따른 급전지시를 위반한 경우에는, 차기년도 1년간 구역수요 초과 공급가능용량 입찰을 제한한다. [신설 2019.1.2.]

④ 구역수요 초과 공급가능용량을 입찰한 구역전기발전기가 제5.3.1조에 따른 용량 시험에 불합격한 경우, 차기 용량시험 합격 시까지 구역수요 초과 공급가능용량 입찰을 제한하고 용량요금을 정산하지 아니한다. [신설 2019.1.2.]
⑤ 구역전기사업자는 발전기의 고장·정기점검 및 보수 등으로 인한 경우, 또는 산업통상자원부령이 정하는 기간 동안 공급구역의 열수요 감소에 따른 발전기 가동단축으로 인한 부족전력을 충당하기 위한 경우를 제외하고 당해 특정한 공급구역의 수요가 허가받은 공급능력 이내일 때에 구매전력이 발생하지 않도록 하기 위한 제어설비를 구비하고 구비완료 증빙서류를 전력거래소에 제출하여야 한다.<개정 2009.12.31.> <항번호 변경 2019.1.2.>
⑥ 법 시행령 제19조 제4항 제3호에 의한 전력거래를 하고자 하는 구역전기사업자는 열수요 이상 발전기를 가동해야 하며, 그 실적을 입증할 열판매량, 발전량 등 증빙서류를 전력거래소에 제출하여야 한다.[신설 2009.12.31.] <항번호 변경 2019.1.2.>
⑦ 전력거래소는 익년 1월말까지 제3항에 의한 구역전기사업자의 전력시장 거래기간 중 발전기가동실적을 분석하고, 전력시장감시위원회의 심의를 거쳐 전기위원회에 보고하여야 한다.[신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29.> <항번호 변경 2019.1.2.>
⑧ 전력시장감시위원회는 제4항의 심의결과 법 시행령 제19조를 위반한 구역전기사업자에 대해서는 전기위원회의 승인을 얻어 익년도에 일정기간 전력시장 거래를 제한할 수 있다. 다만, 당해 사업자의 열수요가 최소발전량에 미달한 경우에는 예외로 할 수 있다.[신설 2009.12.31.] <항번호 변경 2019.1.2.>

제3.3.1.2조(전력거래의 신청) 전력거래소와 전력거래를 하고자 하는 구역전기사업자는 전력거래소의 정관이 정하는 바에 따라 전력거래소에 신청하여야 한다.

제3.3.1.3조(전력거래의 승인) 전력거래소는 제3.3.1.2조의 규정에 의한 신청에 대하여 다음 각호의 요건을 충족시키는 것으로 판단하는 경우에 이를 승인한다.
1. 제3.3.1.1조의 전력거래 요건 충족
2. 제4.1.1조의 규정에 의한 계량설비 등 이 규칙에서 정한 설비의 완비
3. 제3.4.1조의 규정에 의한 재정보증의 제공
4. 제5.1.4조의 규정에 의한 운영예비력 저하 또는 저하 예상 시 조치사항의 수용 <개정 2011.6.30, 2011.12.2>
5. 기타 신청자의 기술적인 사유로 전력계통 운영에 지장을 초래할 우려가 없을 것

제3.3.1.4조(전력거래에 관한 약정체결) 전력거래소는 제3.3.1.3조의 규정에 의하여 거래를 승인한 경우에는 다음 각호의 1의 사항에 대한 약정을 체결할 수 있다
1. 구역전기사업 종료 희망시 사전통보 및 거래종료 절차에 관한 사항
2. 채무불이행시 채무불이행금의 납부 및 전기공급 중단에 관한 사항
3. 거래대금 결제일정 및 대금결제에 관한 사항

4. 기타 구역전기사업자의 전력거래와 관련하여 전력거래소 이사장이 필요하다고 인정하는 사항

제3.3.1.5조(전력거래의 개시) 구역전기사업자에 대한 거래는 전력거래소로부터 거래 승인을 받은 후 전력거래소가 지정하는 시점부터 개시한다.

제3.3.1.6조(구역전기사업자의 의무존속기간) ① 구역전기사업자는 제3.3.1.5조의 규정에 의한 거래개시일로부터 1년이 경과하여야 전력시장에서의 전력거래를 종료할 수 있다. 다만, 구역전기사업자가 제3.3.1.1조 제3항에 따라 산업통상자원부령이 정하는 기간동안 해당 공급구역의 열수요가 감소함에 따라 발전기 가동을 단축하여 발생한 부족전력을 충당하기 위해 거래하는 경우, 또는 전력거래를 지속할 수 없는 정당한 사유가 있는 경우에는 예외로 할 수 있다.<개정 2009.12.31>

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 전력거래를 종료한 구역전기사업자가 거래 종료일로부터 1년 이내에 거래재개 신청을 하는 경우에는 거래재개를 제한할 수 있다.

제3.3.1.7조(채무불이행시 조치) ① 구역전기사업자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에는 채무불이행이 발생한 것으로 본다.

1. 구역전기사업자가 제4.3.2조 제2항의 규정을 위반하는 경우 <2018.12.12.>
2. 구역전기사업자가 전력거래소에 제공하여야 할 재정보증금액을 제3.4.4조 제1항 및 제2항에서 정한 기한까지 제공하지 못하는 경우
3. 재정보증인에게 다음 각목의 1의 사유가 발생하는 경우
   가. 재정보증인의 주요 사업부문이 중단되거나 중단이 임박했을 경우
   나. 재정보증인에 대하여 법정관리인, 청산인, 파산관재인 또는 관련법에 따라 유사한 기능을 행사하는 사람이 지명되는 경우
   다. 기타 재정보증인이 자신의 채무와 구역전기사업자에 대한 재정보증의 이행에 대한 능력이 없다고 판단되는 경우

② 구역전기사업자에게 채무불이행이 발생한 경우에 전력거래소는 지체 없이 다음 각호의 1의 조치를 이행하여야 한다.

1. 채무불이행을 확정하고 채무불이행 발생시각으로부터 24시간 이내에 이를 해소하도록 채무불이행 통지를 별지 제17호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보
2. 제1호에서 정한 기한까지 채무불이행이 해소되지 않았을 경우에는 제3.4.1조의 규정에 의하여 제공된 재정보증금액을 대상으로 구역전기사업자의 채무불이행 금액을 청구하여 대금결제를 실행하며, 연체이자 계산은 제3.3.1.8조에 따름
3. 제1호에서 정한 기한까지 구역전기사업자가 채무불이행을 해소하지 못하는 경우에는 그 기한이 속하는 날의 자정(24:00)에 거래가 정지됨을 알리는 거래정지 통지를 별지 제18호서식에 따라 팩스 또는 전화 등을 이용하여 통보

4. 해당 구역전기사업자에게 거래정지 통지서를 발송한 후 즉시 해당 구역전기사업자와 관련된 시장참여자에게 거래정지 통지서 사본을 발송
5. 거래정지 통지를 받은 구역전기사업자에 대한 전력시장에서의 거래자격 정지

③ 구역전기사업자가 채무불이행에 대한 의무를 이행하고 거래정지 해지를 요청하는 경우 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 거래정지를 해지한 후 해당 구역전기사업자와 관련된 시장참여자에게 그 사실을 즉시 통보한다.

제3.3.1.8조(연체이자 산정 및 납부) 구역전기사업자는 채무불이행에 따른 연체이자를 다음의 식에 의해 산정하여 채무불이행금과 함께 전력거래소에 납부하여야 한다.

연체이자 = 채무불이행전력거래대금 × 시장은행일반대출연체이자율 × 연체기간 / 365일

제2관 구매가격의 적용

제3.3.2.1조(전력량가격의 적용) 구역전기사업자가 전력시장에서 구매한 전력량에 대한 가격은 제2.4.2조의 규정에 따라 정한 계통한계가격을 적용한다.<개정 2006.12.26, 단서삭제 2008.4.22>

제3.3.2.2조(용량가격의 적용) 구역전기사업자에 대한 거래시간별 용량가격은 제2.4.3조의 규정에 따라 정한 기준용량가격에 시간대별 용량가격계수(TCF_t)와 용량가격계수(RCF_i), 연료전환성과계수(FSF_i)를 적용한다.<개정 2006.12.26., 2016.10.31.>

제3.3.2.3조(제약정산금의 적용) 구역전기사업자에 대한 제약정산금은 별표 2에 따라 적용한다.

제3.3.2.4조(손실계수) ① 송전망에서 발생하는 송전손실계수(TLFL)는 제2.5.3조에 따라 산정한 정적손실계수를 적용하며 배전망에서 발생한 배전손실계수(DLFL)는 연간 단일치를 정하여 모든 구역전기사업자에게 동일하게 적용한다.<개정 2006.12.26>

② 구역전기사업자의 계량기 설치위치가 계량점과 다름으로 해서 발생하는 개별손실계수는 제4.1.1조의 규정에 의해 산정한다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 손실계수는 비용위원회에서 별도로 정한다.

제3.3.2.5조(손실계수의 적용) 전력거래소는 구역전기사업자의 유효구매전력량을 결정할 경우 제3.3.2.4조의 규정에 의한 손실계수를 반영한다.

제3.3.2.6조(송전 및 배전요금) ① 구역전기사업자의 발전측 송전요금은 비용위원회에서 법 제15조의 규정에 의거 산업통상자원부장관으로부터 인가를 받은 발전측 송전

요금을 반영하여 산정한다.

② 구역전기사업자에 대한 부하측 송전요금 및 배전요금은 법 제15조의 규정에 의거 산업통상자원부장관으로부터 인가를 받은 "송·배전용 전기설비 이용규정" 및 "배전용 전기설비 이용규정"에 따르며 이 규칙에서는 적용하지 아니한다.<개정 2012.12.31>

제3.3.2.7조(구매 전력량) 구역전기사업자의 구매전력량은 유효구매전력량을 적용한다.

제3.3.2.8조(자료제출) ① 구역전기사업자는 제3.3.2.4조 제2항의 규정에 의한 개별손실계수 산정을 위하여 필요한 자료를 거래개시 희망일로부터 1개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

② 구역전기사업자는 제6.1.3조 제8호의 규정에 의한 시장감시를 위하여 전력시장감시위원회가 요청할 경우 시간대별 발전전력량, 발전에 필요한 소내소비전력량 및 관련 변압기손실량, 열판매량 등에 대한 일간, 월간, 연간 실적과 발전기의 고장・정기점검 및 보수 등의 자료를 제출하여야 한다.<개정 2009.12.31>

제4절 직접구매자 및 구역전기사업자의 재정보증<절명칭개정 2005.1.21>

제3.4.1조(재정보증의 설정) ① 직접구매자 및 구역전기사업자는 전력시장에 참여하여 거래를 하는 기간에는 전력거래소에 지속적으로 다음 각 호의 재정보증을 별도로 제공한다. <개정 2015.3.17.>

1. 전력거래대금 중 배출권거래비용 정산대금을 제외한 대금지급을 위한 재정보증
2. 전력거래대금 중 배출권거래비용 정산대금 지급을 위한 재정보증

② 제 1항의 각 재정보증의 형태는 다음 각호의 1과 같다. <신설 2015.3.17.>

1. 현금 재정보증
2. 비현금 재정보증<개정 2005.1.21>

③ 현금 재정보증은 제4.3.4조의 규정에 의한 전력거래전담 금융기관에 개설된 해당 직접구매자 또는 구역전기사업자의 보증금계좌에 예치된 자금으로 하며 다음 각호의 요건을 충족하여야 한다.<항번호 변경 2015.3.17.>

1. 전력거래대금 지급만을 위한 재정보증일 것
2. 전력거래대금의 결제를 이행하지 아니할 때는 전력거래소가 직접구매자 및 구역전기사업자의 동의 없이 인출할 수 있을 것
3. 전력거래소의 동의없이는 직접구매자 및 구역전기사업자가 보증금을 인출할 수 없을 것<개정 2005.1.21>

④ 비현금 재정보증은 다음과 같은 형태로 제공할 수 있다.<항번호 변경 2015.3.17.>

1. 적정자격을 가진 재정보증제공자로부터의 재정보증이며, 재정보증제공자가 될

수 있는 자는 한국은행의 신용관리하에 있는 은행이나 금융기관에 한함

2. 전력거래소가 인정하는 형식의 보증서 또는 은행신용장

⑤ 제1항 1호의 재정보증 기간은 매년 1월부터 12월까지의 전력거래에 대한 최초결제일부터 최종결제일의 익일까지로 한다.[신설 2013.4.30.]<항번호 변경 및 개정 2015.3.17.]

⑥ 제1항 제2호의 재정보증 기간은 매년 1월부터 12월까지의 최초 전력거래일로부터 해당 전력거래에 대한 배출권거래비용의 최종결제일 익일까지로 한다. [신설 2015.3.17.]

제3.4.2조(관련자료 제출) ① 직접구매자 및 구역전기사업자는 다음 연도의 월별 예상구매량을 매년 11월 말까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 단, 제3.3.1.1조 제3항의 규정에 의한 구역전기사업자는 산업통상자원부령이 정하는 거래기간의 월별 예상구매량을 거래개시 1개월전까지 제출할 수 있다.<개정 2005.1.21., 2013.4.30>

② 직접구매자 또는 구역전기사업자로 시장에서 거래를 하고자 하는 자는 거래개시 희망일로부터 1개월 전까지 다음의 자료를 제출하여야 한다.<개정 2010.11.30>

1. 거래개시 직전연도의 월별 전력사용량 및 증빙<개정 2013.4.30.>
2. <삭제 2013.4.30.>
3. 거래기간이 속한 연도의 월별 예상구매량<개정 2013.4.30.>
4. 구역전기사업자의 경우 공급예정구역에 대해 산업통상자원부장관으로부터 허가받은 사업허가증 사본[신설 2010.11.30]

③ <삭제 2010.11.30>

④ <삭제 2013.4.30.>

⑤ 제1항 및 제2항 제3호의 월별 예상구매량은 전력시장에서의 월별 구매전력량에서 해당월의 판매전력량을 차감한 값으로 한다.[신설 2013.4.30.]

제3.4.3조(재정보증금액 산정 및 통지) ① 다음 각 호의 재정보증금액은 구분하여 산정한다. [신설 2015.3.17.]

1. 전력거래대금 중 배출권거래비용 정산대금을 제외한 대금지급을 위한 재정보증
2. 전력거래대금 중 배출권거래비용 정산대금 지급을 위한 재정보증

② 제1항 제1호의 재정보증금액은 직접구매자별 및 구역전기사업자별로 월 최대 전력구매대금을 해당월의 일수로 나누어 산출한 일평균 구매금액의 40배로 한다. 재정보증금액 = 월 최대 전력구매대금 / 해당월일수 × 40일 <개정 2010.11.30., 2013.4.30.><항번호 변경 및 개정 2015.3.17.>

1.~3. <삭제 2010.11.30.>

③ 제1항 제1호의 월 최대 전력구매대금은 다음 각호의 거래월별 값을 비교하여 가장 큰 값으로 한다. 단, 월 최대 전력구매대금이 0원 보다 적으면 0원으로 간주한다.[신설

2010.11.30.]<개정 2013.4.30.><항번호 변경 및 개정 2015.3.17.>

1. 제3.4.2조 제1항 및 제2항 제3호의 월별 예상구매량에 전년도 평균정산단가를 곱한 값<개정 2013.4.30.>
2. 재정보증금액 통지기한 이전까지 거래월별 결제가 종료된 최근 12개월의 월별 결제금액<개정 2013.4.30.>
3. 제3.4.2조 제2항 제1호의 월별 전력사용량에 전년도 평균정산단가를 곱한 값[신설 2013.4.30.]

④ 제1항 제2호의 금액은 배출계수, 조정계수 및 전년도 배출권 평균단가를 적용하여 산출한 연간 정산금액으로 한다.

재정보증금액 = Max(전년도 구매량, 연간 예상 구매량) × 배출계수 × (1 - 발전·에너지부문 배출권 할당 조정계수) × 전년도 배출권 평균단가 [신설 2015.3.17.]

⑤ 전력거래소는 제2항 및 제4항에 의해 설정된 재정보증금액을 다음 각호의 1의 기간 내에 통지해야 한다.<항번호변경 2010.11.30.><개정 2013.4.30.><항번호 변경 및 개정 2015.3.17.>

1. 직접구매자 및 구역전기사업자에게는 매년 12월 10일 이전까지. 단, 제3.3.1.1조 제3항의 규정에 의한 구역전기사업자는 산업통상자원부령이 정하는 거래기간의 거래개시 20일 전까지.<개정 2013.4.30.>
2. 직접구매를 하고자 하는 자 및 전력시장에서 전력을 구매하고자 하는 구역전기사업자에게는 거래개시 희망일 20일전까지.<개정 2005.1.21>

제3.4.4조(재정보증금액 납부 및 검증) ① 직접구매자 및 구역전기사업자는 제3.4.3조의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제3.4.1조 제2항의 규정에 의한 현금 또는 동조 제3항의 규정에 의한 비현금의 형태로 매년 12월 24일까지 전력거래소에 납부하여야 한다. 단, 제3.3.1.1조 제3항의 규정에 의한 구역전기사업자는 산업통상자원부령이 정하는 거래기간의 거래개시 7일 전까지 납부할 수 있다.<개정 2005.1.21., 2013.4.30>

② 직접구매를 하고자 하는 자 및 전력시장에서 전력을 구매하고자 하는 구역전기사업자는 제3.4.3조의 규정에 따라 통지된 재정보증금액을 제3.4.1조 제2항의 규정에 의한 현금 또는 동조 제3항의 규정에 의한 비현금의 형태로 거래개시 희망일 7일전까지 전력거래소에 납부하여야 한다.<개정 2005.1.21>

③ 전력거래소는 직접구매자 또는 구역전기사업자가 제공한 재정보증이 제3.4.1조에서 정한 요건을 충족시키지 못하는 것으로 판단하는 경우에는 당해 직접구매자 또는 구역전기사업자와의 전력거래를 정지할 수 있다.<개정 2005.1.21.>

제3.4.5조(채무불이행시 해소 등) ① 채무불이행을 해소하기 위해서는 다음 각호의 조건을 모두 충족하여야 한다.[신설 2010.11.30]

1. 연체이자를 포함한 거래대금의 완납
2. 우선 집행된 재정보증의 회복

② 당해 회원사에서 채무불이행이 발생한 차수의 연체금액을 변제하지 못한 경우에는 차후 도래하는 차수에서 거래소에 청구할 금액이 있다고 하더라도 이를 근거로 우선 변제를 요구할 수 없다.[신설 2010.11.30]

③ 제1항 제2호의 재정보증 회복에 있어 비현금재정보증은 현금형태의 재정보증으로 전환하여야 한다.[신설 2010.11.30]

제3.4.6조(재정보증의 해지) 직접구매자 또는 구역전기사업자가 전력시장을 통한 전력거래의 해지를 요청하거나 전력거래가 해지되는 경우에는 전력거래소는 해당 직접구매자 또는 구역전기사업자에 대한 재정보증을 해지한다. <조번호변경 2010.11.30>

제4장 계량과 정산 및 결제

제1절 계량

제4.1.1조(계량설비의 설치 및 변압기 손실보정) ① 전기사업자 및 직접구매자는 시간대별 전력량을 계량하기 위하여 별표 7에 따라 계량설비를 계량점에 설치하고 유지·관리하여야 하며, 20MW를 초과하는 발전기 및 전기저장장치, 배전사업자의 경우 20MVA를 초과하는 변압기, 직접구매자의 경우 30MVA 이상의 변압기에 비교계량설비를 설치하여야 한다.<개정 2007.12.27., 2016.5.12>

② 구역전기사업자는 송전용 전력량계와 수전용 전력량계는 별도로 설치하여야 하며 변성기는 공용할 수 있으며, 중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 발전량을 계량할 수 있는 발전량 계량설비를 제1항에 따라 설치하여야 한다.[신설 2005.1.21.] <개정 2019.1.2.>

③ 전기사업자 및 직접구매자의 계량설비가 계량점이 아닌 장소에 설치된 경우에는 시간대별 변압기손실량과 선로손실량을 다음 산식에 따라 보정한다.

변압기손실량(㎾h) = 무부하손실량(㎾h) + [변압기 부하량(㎾h) / (변압기 정격용량(kVA)×부하역률×1h)]^2 × 정격부하손실량(㎾h)

선로손실량(㎾h) = [선로전력량(kWh) / (선로정격용량(kVA) × 부하역률 × 1h)]^2 × 정격선로손실량(㎾h)

정격선로손실량(㎾h) = 3 x 1상 선로의 저항(Ω) x 1상 선로의 정격전류(kA)^2 x 1h

④ 기타 계량설비 설치가 필요한 전기사업자는 별표 7에 따라 계량설비를 계량점에 설치하고 유지·관리하여야 한다. [신설 2015.9.30.]

제4.1.2조(계량데이터 취득 및 처리) ① 전력거래소는 전기사업자 및 직접구매자로부터

계량설비의 계량데이터를 전송받아 계량시스템의 데이터베이스에 저장하고 유지·관리하여야 한다.

② 전기사업자는 제1항의 규정에 의한 계량데이터의 전송을 위하여 별표 7에 따라 계량시스템과 연결되도록 통신회선 구축 등 필요한 조치를 하여야 한다.

③ 발전사업자가 전력량계 고장 등의 원인에 의하여 계량데이터를 전송하지 못한 경우에는 별표 7에 따르되 송전단 전력량은 다음 산식에 따라 계산한다.

송전단 전력량 = 발전단전력량 - 변압기 손실전력량 - 소내소비전력량 <개정 2005.10.10>

④ 배전사업자 또는 직접구매자가 전력량계 고장 등의 원인에 의하여 계량데이터를 전송하지 못한 경우에는 전력거래가 정상적으로 이루어진 최근 10일의 평균 거래량으로 계량데이터를 산정한다. 다만, 공휴일과 근무일은 구분하여 산정한다.<개정 2005.1.21>

⑤ 발전사업자의 경우에 제3항의 규정에도 불구하고 모든 전력량계가 고장 또는 기타 원인으로 동작하지 않을 때에는 전력거래소는 다음의 우선순위에 따라 계량데이터를 작성한다.

1. 계통운영시스템(EMS)의 발전소 상대단 전력소(변전소) 인입 전력<개정 2010.6.30>
2. 지역급전시스템(SCADA)의 발전소 상대단 전력소(변전소) 인입 전력
3. 발전소 운영 및 기록 자료
4. 기타 자료

⑥ 구역전기사업자의 송전전력 및 중앙급전발전기 계량에 관한 사항은 이 절 중 발전사업자에 관련된 규정을 따르며, 수전전력 계량에 관한 사항은 이 절 중 배전사업자에 관련된 규정을 따른다.[신설 2005.1.21.] <개정 2019.1.2.>

⑦ 전력거래소의 계량시스템에 저장된 계량데이터와 전기사업자 또는 직접구매자의 전력량계에 저장되어 있는 데이터가 일치하지 않는 경우에는 전력량계에 저장되어 있는 데이터를 우선한다.<항번호변경 2005.1.21>

제4.1.3조(계량설비의 시험 및 검사) ① 전기사업자 및 직접구매자는 별표 7에 따라 계량설비에 대한 시험을 실시하고, 그 결과를 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 전력거래소는 전력시장의 원활한 운영을 위하여 계량설비에 대한 시험을 요청할 수 있으며, 이 경우 해당 설비를 보유한 자는 정당한 사유가 없는 한 이에 응하여야 한다.

② 전력거래소는 계량설비의 봉인 등과 관련된 안전성 검사를 계량설비 시험시기에 맞추어 실시하며, 필요하다고 인정되는 경우 수시로 실시한다.<개정 2010.11.30>

제4.1.4조(계량등록부의 기재) ① 전력거래소는 계량데이터의 유효성과 정확도를 검증하기 위하여 전기사업자 및 직접구매자로부터 계량설비에 관한 세부사항을 제출받아 계량등록부에 기록하고 관리하여야 하며, 계량등록부에 기재되어야 할 사항은 별

표 7과 같다.

② 전력거래소는 계량등록부의 기재내용과 계량설비의 제원이 일치하지 아니하는 경우에는 해당 전기사업자 및 직접구매자에게 이에 대한 시정을 요청하여야 하며, 이 경우 요청을 받은 자는 정당한 사유가 없는 한 지체없이 응하여야 한다.

③ 전력거래소의 회원은 계량설비에 관한 계량등록부를 열람할 수 있다.

제4.1.5조(계량설비의 봉인 또는 봉인해제) ① 전력거래소는 계량데이터의 공정성을 보장하기 위하여 계량설비에 대한 봉인을 실시하여야 하며, 필요한 경우 봉인해제를 할 수 있다.

② 전기사업자 및 직접구매자는 제1항의 규정에 의한 봉인해제 또는 봉인이 필요한 경우에는 전력거래소에 사전 요청하여야 한다. 단, 봉인이 필요한 경우 전기사업자 간 체결한 송·배전용전기설비 이용계약서를 제출하여야 한다. <개정 2018.8.2.>

③ 전기사업자 및 직접구매자는 위험·가압설비에 봉인이 필요한 경우에는 관련설비의 휴전 등 사전에 적절한 안전조치를 취하여야 하며, 전력거래소는 이를 확인 후 봉인하여야 한다.[신설 2003.11.11]

제4.1.6조(안전성 확보를 위한 암호) ① 전력거래소는 계량데이터의 안전성 확보를 위해 전력량계에 대해 읽고 입력할 수 있는 암호를 설정하여야 한다.

② 전력거래소는 전기사업자 및 직접구매자가 보유한 전력량계에 대한 읽기전용 암호를 해당자에게 제공하여야 한다.

제4.1.7조(계량설비의 변수 및 설정 데이터변경) ① 전기사업자 및 직접구매자는 전력거래소의 승인을 얻어 계량설비의 변수 및 설정된 데이터를 변경할 수 있으며, 변경사항을 전력거래소에 지체없이 통지하여야 한다.

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 통보 받은 내용을 계량등록부에 기재하고 계량 데이터베이스의 내용을 수정, 기록관리 하여야 한다.

제4.1.8조(계량시각의 일치) 전력거래소는 계량시각의 일치를 위하여 위치표정장치(GPS : Global Positioning System)를 운영하여야 한다.

제4.1.9조(자가용전기설비설치자의 계량) ① 법 제31조 제2항 단서의 규정에 의하여 전력을 거래하는 자가용 전기설비를 설치한 자의 계량에 관한 사항은 발전사업자에 따른다.

② 자가용전기설비를 설치한 자 중 전기사업법 시행령 제19조 제2항 제2호에 정하여진 태양광 설비 외의 설비를 설치한 자가 해당 설비를 통하여 생산한 전력의 연간 총생산량의 50% 미만 범위 내에서 전력거래를 하는지 여부를 확인하기 위하여

총 생산량을 계량하기 위한 설비와 전력거래량을 계량하기 위한 설비를 각각 구분 시설하여야 한다. 단, 전기사업법 시행령 제19조 제2항 제1호에 정하여진 태양광 설비를 설치한 자가 해당 설비를 통하여 생산한 전력 중 자기가 사용하고 남은 전력을 거래하는 경우는 제외한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2017.12.29.>

③ 전력거래소는 전기사업법 시행령 제19조 제2항 제2호에 정하여진 태양광 설비 외의 자가용전기설비 설치자가 자기가 생산한 전력의 연간 총 생산량의 50% 미만 범위 내에서의 전력거래를 하는지 여부를 연 2회 이상 확인 점검하여야 한다. 단, 전력공급예비력 부족 등으로 전력거래소의 급전지시에 의해 발전한 전력량은 전력거래 비율 산정량에서 제외한다. [신설 2012.12.31] <개정 2017.12.29.>

제4.1.10조(계량 세부사항) 이 절에서 정하지 않은 계량에 관한 세부사항은 별표 7에 따른다.

제2절 정 산

제1관 발전사업자에 대한 정산

제4.2.1.1조(전력량 등에 대한 지급금 정산) 전력거래소는 다음 각호의 내용을 고려하여 별표 2에 따라 정산한다.<개정 2006.12.26>

1. 가격결정발전계획에 포함된 전력량
2. 가격결정발전계획에 포함되지 않았으나 운영발전계획이나 급전지시에 의해 추가로 발전한 전력량
3. 가격결정발전계획에 포함되었으나 운영발전계획이나 급전지시에 의해 발전하지 않은 전력량
4. 가격결정발전계획에 포함된 전력량에 자기발전기의 기술적 특성에 의하여 계통한계가격결정시 제외된 발전기가 발전한 전력량
5. 거래일의 가격결정발전계획에 포함된 기동횟수와 실제 운영에서의 기동횟수간 차이 발생분
6. 단시간(1시간이하) 운전되도록 발전계획된 발전기가 발전한 전력량
7. 전력수급상 LNG를 연료로 사용하는 발전기가 LNG 공급의 부족으로 대체연료를 사용하는 경우
8. 급전지시에 의하여 기동대기만 하고 계통에 연결하지 못한 발전기의 기동비용
9. 자기발전기의 사유로 급전지시에 순응하지 못한 경우
10. LNG를 연료로 사용하는 발전기의 약정물량 허용오차 초과로 부가금이 발생한 경우[신설 2009.12.31.]
11. 화력발전에 대한 지역자원시설세 정산금 [신설 2016.5.12.]

12. 중앙급전 구역전기발전기 전력량(송전단 기준) [신설 2019.1.2.]
13. 기타 정산기준에서 정한 사항 <호번호 변경 2009.12.31., 2016.5.12., 2019.1.2.>

제4.2.1.2조(공급가능용량에 대한 지급금 정산) ① 전력거래소는 발전사업자가 입찰한 공급가능용량에 대하여 별표 2에 따라 정산한다.<개정 2008.10.31>

② 제1항의 규정에도 불구하고 제2.1.1.1조 제6항에 의하여 제출한 상업운전 예정일과 실제 상업운전 개시일이 다를 경우 다음 표의 조건에 해당하는 적용 발전기는 제출된 상업운전 예정일 1일전까지 공급가능용량에 대한 정산금은 지급하지 않는다. 단, 전력거래소 요청에 의해 상업운전개시일이 제출한 예정일보다 앞당겨지는 경우에는 정산금을 지급한다.<개정 2006.12.26., 2008.10.31., 2017.12.29.>

조건	적용대상
제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하 시현기간이 하계인 경우	당해연도 7월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 7월1일 이전에 개시하는 발전기
제2.4.3조 제4항 제2호에 의한 최대부하 시현기간이 동계인 경우	당해연도 12월1일(포함) 이후로 상업운전 예정일을 제출하고 실제 상업운전은 12월1일 이전에 개시하는 발전기

③ 중앙급전 구역전기발전기가 입찰한 구역수요 초과 공급가능용량이 실제 가능용량 대비 허용오차를 초과할 경우에는, 별표 2에 따라 해당시간 초과입찰량의 최대 2배에 해당하는 금액을 구역수요 초과 공급가능용량 정산금에서 차감하여 정산한다. [신설 2019.1.2.]

제4.2.1.3조(보조서비스 정산) ① 전력거래소는 발전사업자가 제공한 다음 각호의 보조서비스에 대하여 별표 2에 따라 정산한다.

1. 주파수조정 <개정 2008.10.31>
   가. 주파수추종
   나. 자동발전제어
2. 대기・대체예비력 <개정 2011.12.2>
   가. 대기예비력 <삭제 2011.12.2>
   나. 대체예비력 <삭제 2011.12.2>
3. 자체기동
4. 기타 정산기준에 정한 사항

② 전력거래소는 제1항 제1호의 정산단가 산정시 송전사업자의 전기저장장치가 제공한 주파수조정서비스량을 고려하여야 한다. [신설 2015.5.7.]

[본조신설 2006.9.14.]

제4.2.1.4조(배출권거래비용에 대한 지급금 정산) ① 전력거래소는 다음의 각호의 원인으로 발생한 배출권거래비용에 한하여 정산한다.

1. 발전연료의 사용으로 발생하는 온실가스 배출
2. 대기오염방지 설비 운영으로 발생하는 온실가스 배출
3. 그 외 발전소 운영에 따라 발생하는 온실가스 직접배출
4. 양수동력 및 전기저장장치 충전을 위해 사용되는 전기소비로 인한 온실가스 간접배출 <개정 2016.5.12.>

② 부생가스발전, PPA 계약발전 및 자가용발전은 배출권거래비용 정산에서 제외한다.

③ 그 밖에 배출권거래비용의 정산에 관한 구체적인 사항은 비용위원회에서 정한 바에 따른다.

[본조신설 2015.3.17.]

제4.2.1.5조(채무불이행에 따른 정산금 산정 및 지급) ① 채무불이행 등의 사유로 발전사업자에게 지급할 전력거래대금보다 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자가 전력거래소에 지급한 전력거래대금이 적은 경우에는 다음과 같이 각 발전사업자별로 거래대금을 산정하여 결제한다.

발전사업자의 할인된 거래대금 = 구매자가 지불한 총거래대금 × 각발전사업자가 받아야할 거래대금 / 모든 발전사업자가 받아야할 총거래대금<개정 2005.1.21>

② 채무불이행된 거래대금과 지연에 따른 이자가 회수되는 경우에는 발전사업자가 원래 지급받아야할 거래대금에서 전력거래대금, 지연에 따른 이자 순으로 조정하여 지급한다. <조문번호변경 2006.9.14.><조번호 변경 2015.3.17.>

제2관 판매사업자에 대한 정산

제4.2.2.1조(계획발전 전력량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 계획발전 전력량에 대한 정산금액은 별표 2의 정산기준에 따라 계산한 전체 발전사업자의 시간대별 계획발전 전력량에 대한 정산금 총액에서 직접구매자의 시간대별 전력량 정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다.<개정 2005.1.21., 2014.11.3.>

제4.2.2.2조(공급가능용량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 공급가능용량에 대한 정산금액은 별표 2에 따라 산정한 전체 발전사업자의 시간대별 공급가능용량 정산금 총액에서 제4.2.3.2조의 규정에 따라 산정한 직접구매자의 시간대별 용량 정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구

매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2005.1.21., 2014.11.3.>

제4.2.2.3조(제약발전에 대한 정산) 판매사업자에게 적용하는 시간대별 제약발전에 대한 정산금액은 발전사업자에 대한 정산기준에 따라 산정한 시간대별 제약발전에 대한 정산금 총액(시간대별 발전정산금 총액에서 시간대별 계획발전전력량 정산금과 시간대별 가용능력 정산금을 차감한 정산금)에서 제4.2.3.3조의 규정에 따라 산정한 모든 직접구매자에 대한 시간대별 부가정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2005. 1.21. 2014.11.3.>

제4.2.2.4조 (배출권거래비용에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 배출권거래비용에 대한 정산금액은 발전사업자의 배출권거래비용 정산금 총액에서 판매사업자가 구매한 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.<개정 2015.3.17.>

제3관 직접구매자에 대한 정산

제4.2.3.1조(전력량에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 시간대별 전력량에 대한 정산금액은 제2.4.2조의 규정에 의한 계통한계가격에 직접구매자의 유효구매전력량을 곱하여 산출한 금액으로 한다.<개정 2009.06.30>

제4.2.3.2조(용량가격에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 용량가격의 정산금액은 제3.2.1.2조의 규정에 의한 시간대별 용량가격에 직접구매자별 용량가격 적용전력과 역률조정계수를 곱하여 산출한 금액으로 한다.

제4.2.3.3조(부가정산금에 대한 정산) 직접구매자에게 적용하는 부가정산금에 대한 정산금액은 제3.2.1.3조 제2항의 규정에 의한 부가정산금 단가에 직접구매자의 시간대별 유효구매전력량을 곱하여 산출한 금액으로 한다.

제4.2.3.4(배출권거래비용에 대한 정산) 직접구매자에게 적용할 배출권거래비용에 대한 정산금액은 발전사업자의 배출권거래비용 정산금 총액에서 직접구매자가 구매한 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다.<개정 2015.3.17.>

제4관 구역전기사업자의 전력구매에 대한 정산 [본관신설 2005.1.21]

제4.2.4.1조(계획발전 전력량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 계획발전 전력량에 대한 정산금액은 별표 2의 정산기준에 따라 계산한 전체 발전사업자의 시간대별 계획발전 전력량에 대한 정산금 총액에서 직접구매자의 시간대별 전력량 정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2014.11.3.>

제4.2.4.2조(공급가능용량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 공급 가능용량에 대한 정산금액은 별표 2에 따라 산정한 전체 발전사업자의 시간대별 공급가능용량 정산금 총액에서 제4.2.3.2조의 규정에 의한 모든 직접구매자의 시간 대별 용량정산금을 합한 금액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량 에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2014.11.3.>

제4.2.4.3조(제약발전에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용하는 시간대별 제약발전에 대한 정산금액은 발전사업자에 대한 정산기준에 따라 산정한 시간대별 제약발전에 대한 정산금 총액(시간대별 발전정산금 총액에서 시간대별 계획발전전력량 정산금과 시간대별 가용능력 정산금을 차감한 정산금)에서 제4.2.3.3조의 규정에 따라 산정한 모든 직접구매자에 대한 시간대별 부가정산금 총액을 공제한 금액을 전체 발전사업자의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2014.11.3.>

제4.2.4.4조(배출권거래비용에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 배출권거래비용에 대한 정산금액은 발전사업자의 배출권거래비용 정산금 총액에서 구역전기사업자가 구매한 거래량 비율에 따라 배분한 값으로 한다. <개정 2015.3.17.>

제5관 정산 명세서 <본관번호변경 2005.1.21>

제4.2.5.1조(정산을 위한 사전조정) 전력거래소는 명백한 입찰오류 등에 대하여 정산결과를 통지하기 전에 사전조정을 할 수 있다.

제4.2.5.2조(초기정산) ① 전력거래소는 거래일로부터 2일째 되는 날 14시까지 초기정산을 위하여 필요한 거래일의 시간대별 계량데이터를 수집하여야 한다.

② 전력거래소는 거래일로부터 6일 이내에 초기정산을 하고 그 결과를 거래일로부터 9일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제4.2.5.3조(초기정산에 대한 조정신청) ① 거래당사자는 제4.2.5.2조 제2항의 규정에 의한 초기정산결과를 통지 받은 경우에, 거래일로부터 18일 이내에 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다.<개정 2007.7.23>
② 제1항의 규정에 의한 조정신청이 거래일로부터 21일 이내에 협의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.<개정 2007.7.23>

제4.2.5.4조(최종정산) 전력거래소는 제4.2.5.3조의 규정에 의한 조정신청 처리결과를 반영하여 거래일로부터 20일 이내에 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 22일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제4.2.5.5조(최종정산에 대한 이의신청) ① 거래당사자는 제4.2.5.4조의 규정에 의한 최종정산결과를 통지받은 후, 거래일로부터 60일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. 단, 이의신청기간 이내에 계량기 고장 등에 의한 비정상적인 계량(과다, 과소)이 명백하고 단일건으로서 연속성이 인정되는 경우에 한하여 60일을 초과한 정산분에 대하여도 이의신청 할 수 있다.<개정 2005.1.21, 2007.7.23, 2008.10.31>
② 제1항의 규정에 의한 이의신청이 거래일로부터 85일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.<개정 2007.7.23.>

제4.2.5.5조의 2(정산정정통지) ① 전력거래소는 정산결과통지 후 발전에 대한 과다 정산, 구매전력에 대한 과소정산 및 계량자료의 오류 등에 의한 명백한 정산오류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 그 결과를 해당 거래당사자에게 통지하여야 한다.[신설 2010.11.30]
② 최종정산 이전에 정산정정통지 사유가 발생하는 경우, 최종정산과 동시에 제1항의 정산정정통지를 시행할 수 있다.[신설 2010.11.30]
③ 최종정산 통지 후 제1항의 정산정정통지가 있고 이에 대해 회원사의 이의가 있는 경우, 회원사는 통지 후 10일 이내 또는 거래일로부터 60일 이내에 이의신청을 할 수 있다.[신설 2010.11.30]
④ 제3항에 의한 이의신청이 신청 후 15일과 거래일 이후 85일이 경과할 때까지 합의되지 아니하면 제7장 제3절의 규정에 따른다.[신설 2010.11.30]

제4.2.5.6조(재정 신청) 제4.2.5.3조 및 제4.2.5.5조의 규정에 의한 처리결과에 불복하는 경우에는 법 제57조의 규정에 따라 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다.<개정 2005.1.21>

제4.2.5.7조(거래대금의 청구) ① 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자는 별표 2에 따라 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래대금을 전력거래소에 청구하여야 한다.<개정 2005.1.21>

② 전력거래소는 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자로부터 청구서를 접수받은 후 별표 2에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래 대금을 판매사업자, 발전사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자에게 청구하여야 한다.<개정 2005. 1.21>

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 대금청구일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 거래당사자간의 합의에 따른다.

④ 제4.2.5.3조 제2항 및 제4.2.5.5조 제2항의 규정에 의한 분쟁조정절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 규정에 의한 분쟁조정결과에 따라 정산을 한다. <개정 2005.1.21.>

⑤ 전력거래소는 회원사의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사에게 청구하여야 한다. [신설 2013.10.1.]

제3절 결제 및 전력거래전담 금융기관

제4.3.1조(자금이체) ① 전력거래소는 제4.3.2조의 규정에 의한 결제금액 이체를 위하여 자금이체 설비를 갖추고 이용이 가능하도록 하여야 한다.

② 거래당사자는 전력거래 대금결제를 위하여 전력거래전담 금융기관에 제4.3.6조 제1항의 규정에 의한 정산계좌를 설정하여 이를 전력거래소에 신고하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

③ 거래당사자로부터 전력거래 대금채권을 양수받은 자는 별표 8이 정하는 절차에 따라 정산계좌를 신고하여야 한다. [신설 2017.12.29.]

④ 제1항의 규정에 의한 자금이체 설비를 갖출 경우, 전력거래소는 동 설비의 사용이 거래당사자의 정상적인 은행 업무에 불필요한 제한을 가하지 않도록 노력하여야 한다. <항번호변경 2017.12.29.>

제4.3.2조(거래대금 결제) ① 전력거래소와 거래당사자간 거래차수별 전력거래대금, 거래수수료, 구매수수료 및 결제수수료 등의 결제일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 거래당사자간의 합의에 따른다.<개정 2003.5.7., 2010.11.30>

② 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자는 제1항에서 결정된 전력거래 차수별 결제일 1영업일전 15시까지 제4.3.6조 제1항의 규정에 의한 시장참여자 정산계좌에 결제금액을 입금하여야 한다.<개정 2005.1.21., 2018.12.12.>

③ 전력거래소는 전력거래차수별 결제일 1영업일전에 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자 정산계좌에서 거래차수별 결제금액을 제4.3.6조 제1항의 규정에 의한 전력거래소 결제계좌에 이체하도록 시장은행에게 지시하며, 전력거래소 결제계좌에

이체된 금액을 전력거래차수별 결제일 15시까지 발전사업자와 수요관리사업자 정산계좌에 이체하도록 시장은행에게 지시한다.<개정 2005.1.21., 2014.11.3., 2018.12.12.>
④ 회원사는 전력거래 대금채권을 제3자에게 양도하거나 담보로 제공할 수 없다. 다만, 채권양도에 한하여 별표 8이 정하는 절차에 따라 대항요건을 갖추는 경우 그 효력을 인정한다. [신설 2017.12.29.]
⑤ 회원사에 지급하는 거래대금을 대상으로 채권양도 및 가압류, 압류 등이 진행되는 동안에는 거래대금 결제가 제한될 수 있다.[신설 2012.5.31.] <항번호변경 2017.12.29.>

제4.3.3조(송전요금 결제) <삭제 2010.11.30>

제4.3.4조(전력거래전담 금융기관의 지정) ① 전력거래소는 제4.3.1조의 규정에 의한 자금이체, 제4.3.2조의 규정에 의한 거래대금 결제 및 이를 위한 설비를 관리하기 위하여 전력거래전담 금융기관(이하 "시장은행"이라 한다)을 지정하여야 한다.<개정 2010.11.30>
② 시장은행은 이 규칙에서 규정한 거래대금의 결제에 관한 업무를 엄격히 수행하는 책임을 진다.
③ 시장은행의 업무에는 다음 각호의 사항이 포함된다.
1. 시장은행계좌의 제공 및 관리
2. 전력거래소의 지시에 따른 시장은행계좌간 자금이체

제4.3.5조(약정체결) ① 전력거래소는 제4.3.4조 제2항 및 제3항의 규정에 의한 업무수행을 위한 세부적인 사항에 관하여 시장은행과 별도의 약정을 체결할 수 있다.
② 제1항의 규정에 의한 약정에는 다음 각호의 사항이 포함되어야 한다.
1. 시장은행이 준수하여야 할 사항 및 이를 위반하였을 경우의 조치에 관한 사항
2. 전력시장의 자금이체 및 거래대금 결제에 관한 세부적인 사항
3. 전력시장 운영 및 시장참여자에 대한 지원에 관한 사항

제4.3.6조(시장은행 계좌) ① 시장은행계좌는 다음 각호의 1의 은행계좌로 구성된다.
1. 전력거래소 결제계좌
2. 개별 시장참여자에 대한 시장참여자 정산계좌
3. 전력거래소 전력거래수수료, 연회비 및 직접구매수수료 계좌<개정 2010.11.30>
4. 직접구매자 및 구역전기사업자 보증금계좌<개정 2005.1.21>
② 각 계좌별 인출권한은 다음 표에서 정한 기준에 따른다.<개정 2003.5.7, 2005.1.21>

구 분	계 좌 수	인 출 권 한
전력거래소 결제계좌	1개	전력거래소
시장참여자 정산계좌	시장참여자별 각1개	전력거래소(판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자 정산계좌로부터의 인출에 한함), 시장참여자
전력거래소 수수료계좌	1개	전력거래소
직접구매자 및 구역전기사업자 보증금계좌	직접구매자 및 구역전기사업자별 각1개	전력거래소, 직접구매자 및 구역전기사업자. 단, 직접구매자 및 구역전기사업자는 전력거래소 승인 필요

제4.3.7조(시장은행의 지정해지) 전력거래소는 시장은행이 다음 각호의 1의 경우에는 그 지정을 해지할 수 있다.

1. 규칙에서 정한 시장은행의 책무를 이행하지 아니한 경우
2. 전력거래소와 시장은행간에 체결한 약정에 대한 중대한 위반행위를 한 경우
3. 시장은행으로 지정된 금융기관이 시장은행으로서의 임무를 정상적으로 수행할 수 없는 것으로 판명되는 경우
4. 전력거래소와 지정된 금융기관 쌍방이 시장은행의 지정해지를 합의한 경우

제4.3.8조(청문) ① 전력거래소는 제4.3.7조 제1호 내지 제3호의 규정에 의하여 시장은행의 지정을 해지하고자 하는 경우에는 청문을 실시하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 청문에 관한 구체적인 사항은 전력거래소에서 별도로 정한다.

제4.3.9조(정산 및 결제 세부절차) 제2절 및 제3절에서 정하지 않은 정산 및 결제에 관한 세부사항은 별표 8에 따른다.

제5장 전력계통 운영

제1절 운영발전계획 <본절명칭변경 2006.9.14>

제5.1.1조(운영발전계획의 수립) ① 전력거래소는 일간발전계획프로그램을 사용하여 운영발전계획을 거래일 1일전에 수립하며, 실시간 계통운영을 효율적으로 하기 위하여 제2.4.1조의 규정에 의한 가격결정발전계획, 발전기별 정적손실계수 및 다음 각호의 제약사항을 고려하여야 한다.<개정 2006.12.26>

1. 발전사업자가 입찰시 제출한 열공급 및 연료제약
2. 전력거래소에 의하여 평가되는 송전제약
3. 기타 제약
   가. 전력거래소에 의하여 결정되는 전압조정, 무효전력 및 주파수조정
   나. 전력계통의 안정도

다. 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치 및 시운전발전기의 기술적특성 <개정 2016.5.12.>

라. 예비력 수준

마. 수력 및 양수발전기의 발전계획량, 중앙급전전기저장장치의 방전계획량과 양수발전기의 양수계획량, 중앙급전전기저장장치의 충전계획량은 전력계통의 신뢰성 및 경제성을 고려하여 조정 <개정 2011.12.2., 2016.5.12>

바. 발전기의 시험과 시운전 발전기 발전계획량

사. 기타 전력계통의 안정적 운영을 위한 제약사항 등

아. 최대부하 삭감 및 예비력 확보 등을 위한 수요반응자원의 수요감축요청량은 전력계통의 신뢰성 및 경제성을 고려하여 조정 [신설 2014.11.3.]

② 제1항 각호의 규정에 의한 제약은 수요반응자원의 감축계획량, 열공급, 연료제약, 송전제약, 기타제약의 순서로 고려되어야 하며 운영발전계획수립에 필요한 세부기준, 방법, 절차 등은 별표 9와 같다. <개정 2014.11.3.>

③ 전력거래소는 제1항의 예비력 수준을 고려시 송전사업자의 전기저장장치에 의한 주파수조정용량을 반영하여 운영발전계획을 수립하여야 한다. [신설 2015.5.7.]

④ 송전사업자는 별표 4의 전자입찰시스템 또는 별지 서식 제31호의2 및 제33호의2에 의거하여 전기저장장치의 주파수조정서비스 제공가능여부를 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2015.5.7.]

제5.1.2조(운영발전계획의 통지) ① 전력거래소는 제5.1.1조의 규정에 의한 운영발전계획의 결과를 거래일 전일 18시까지 해당 발전사업자 및 송전사업자에게 통지하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

② 제1항의 규정에 의한 통지는 다음 각호의 사항을 포함하여야 한다.

1. 해당 발전기 및 전기저장장치의 계통연결 및 분리시각
2. 해당 발전기 및 전기저장장치의 시간대별 발전계획
3. 기타 발전기 및 전기저장장치의 운전과 관련된 사항 등

<본항개정 2016.5.12.>

제5.1.3조(운영발전계획의 변경 및 통지) ① 전력거래소는 제5.1.2조의 규정에 의한 통지 이후에도 다음 각호의 사유가 발생하는 경우에는 운영발전계획을 변경할 수 있다.

1. 중앙급전발전기의 고장이나 공급가능용량의 변경
2. 예상하지 못한 송전설비의 장애
3. 중대한 예측수요의 변화
4. 기타 운영발전계획의 수정을 필요로 하는 중요한 사안의 발생

② 전력거래소는 제1항 각호의 규정에 의한 운영발전계획을 변경시 일간발전계획 프로그램을 이용하기 위한 시간부족 등 긴급한 상황에서는 별표 11에 따른다.

③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 운영발전계획이 변경됨에 따라 계통연결 또는 계

통분리 시각 등이 변경될 때에는 이를 해당 발전사업자 및 송전사업자에게 즉시 통지하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

제5.1.4조(운영예비력 저하 또는 저하예상 시 조치) ① 공급능력의 안정적 확보를 위해 운영예비력 수준이 제3항의 규정에 해당될 경우에는 해당 조치사항 등을 산업통상자원부장관, 전기사업자, 자가용전기설비설치자 및 수요관리사업자에게 통보하여야 한다. 다만 공급예비력(운영예비력)이 제3항의 "준비단계" 혹은 "관심단계"에 해당될 경우에는 전력거래소가 공급예비력(운영예비력) 수준과 조치사항의 경제적 비용, 지속시간 및 시행준비 시간 등을 고려하여 조치사항을 선택하고 협의·조정·시행할 수 있다.<개정 2011.6.30, 2011.12.2., 2012.12.3., 2014.11.3.>

② 제1항에 따라 통보받은 전기사업자, 자가용전기설비설치자 및 수요관리사업자는 운영예비력 저하를 해소하기 위하여 별도의 행위를 한 때에는 이를 즉시 전력거래소에 통지하여야 한다.<개정 2011.6.30., 2011.12.2., 2014.11.3.>

③ 전기사업자, 자가용전기설비설치자 및 수요관리사업자는 운영예비력 저하가 예상되는 경우에 경보수준에 따라 아래의 조치사항을 수행하기 위해 협조하여야 하며, 전력거래소는 전력공급의 안정을 위해 전력계통이 별표 3의 범위를 유지하지 못할 것으로 예상될 경우에는 별표 12에 따라 조치하여야 한다.<개정 2011.6.30, 2011.12.2, 2012.5.31., 2012.12.3., 2014.11.3., 2019.1.2.>

<예비력, 경보수준 및 필요 조치사항>

<table>
<tr><th>예비력
(MW)</th><th>경보
수준</th><th>필요 조치사항</th><th>구분</th></tr>
<tr><td>4,000이상
5,000미만</td><td>준비
(경보수준
아님)</td><td rowspan="2">○수요관리사업자에게 수요감축요청 발령 전력수요감축 시행
○계획중인 발전기 정지일정 조정, 시운전발전기 시험일정 조정으로 공급능력 확보
○발전기별 공급가능용량 재검토 및 기동시 장시간 소요발전기 상태 파악
○운전상태 유지를 위한 기동가능한 모든 발전기 가동(중앙급전발전기)
○중앙급전 구역전기 발전기 구역수요 초과 입찰 공급가능용량 급전지시
○비중앙급전발전기 및 비중앙급전 구역전기사업자 등 가동준비·지시
○전기품질 유지범위 내 배전용변압기 TAP 수동운전 전환 및 조정(1단계 2.5%, 2단계 5.0%)
○수요조정지원제도(주간예고) 시행
○전력수급대책 기구 구성·운영
○수급경보 “관심” 발령</td><td>공급예비력</td></tr>
<tr><td>3,000이상
4,000미만</td><td>관심
(Blue)</td><td>운영예비력</td></tr>
<tr><td>2,000이상
3,000미만</td><td>주의
(Yellow)</td><td rowspan="2">○수급경보 “주의” 또는 “경계” 발령
○휴전・활선작업 시행중지 및 계통복구 지시
○수요조정지원제도(긴급절전) 시행</td><td>“</td></tr>
<tr><td>1,000이상
2,000미만</td><td>경계
(Orange)</td><td>“</td></tr>
<tr><td>1,000미만</td><td>심각
(Red)</td><td>○수급경보 “심각” 발령
○긴급 부하조정(부하차단)</td><td>“</td></tr>
</table>

④ 전력거래소 또는 한전은 일간 수요예측 결과 운영예비력이 4,000㎿미만으로 예상될 경우 산업부에 통보한 후 다음 각 호 중에 해당하는 조치를 취할 수 있다. [신설 2011.12.2]

1. 상기 전력위기 단계별 조치 시행 준비
2. 방송사에 보도요청(한전 시행)
3. 전력예보 또는 예비경보

제2절 실시간급전계획 [본절신설 2006.9.14]

제5.2.1조(실시간 급전계획 수립) <본조 제목변경 및 개정 2014.10.2.> ① 전력거래소는 계통운영시스템을 통해 실시간 급전계획을 수립해야 하며, 이를 위해 계통운영시스템의 다음 기능을 사용하여 발전기 및 전기저장장치의 유효전력을 지시할 수 있다. [신설 2014.10.2.] <개정 2016.5.12.>

1. 경제급전(Economic Dispatch)

2. 안전도제약경제급전(Security Constrained Economic Dispatch)

② 경제급전은 발전기 비용과 예비력 제약을 포함한 발전기 제약과 송전손실 계수를 고려하여 발전기 유효출력을 결정하는 기능을 말한다. [신설 2014.10.2.]

1. 전력계통 발전량·부하·연계선의 조류의 급격한 변화

2. 계통연결발전기의 상태 변화

3. AGC 대상 발전기의 상태 변화

4. 기타 필요 상황 발생시

③ 안전도제약경제급전 기능은 경제급전 기능에서 고려할 수 있는 제약과 과도한 과부하를 초과하는 상정고장 제약을 포함한 송전선로 제약 등을 고려하여 발전기 유효출력을 결정하는 기능을 말한다. [신설 2014.10.2.] <개정 2016.12.30.>

제5.2.2조(실시간급전계획 수립방법) 전력거래소는 각호의 순서와 방법에 따라 실시간급전계획을 수립한다. <본조 제목변경 및 개정 2014.10.2.>

① ~ ② <삭제 2014.10.2.>

1. 다음 각 목의 사항을 보정하기 위해 매 1분 주기로 상태추정을 시행하며, 전력거래소가 발전기별 현장 출력을 추정할 수 없는 경우에는 발전기의 현재 출력값은 최근 취득한 값으로 한다. [신설 2014.10.2.]

가. 통신 및 시스템 장애로 인한 전력계통 자료 미취득

나. 현장 설비의 성능저하 등으로 인한 오차 발생 등

2. 상태추정 주기에 따라 매 5분마다 향후 1시간에 대한 5분 단위 수요를 예측한다. [신설 2014.10.2.]

3. 향후 10분 후의 예측 수요를 기반으로 다음 각목을 고려하여 총 계통비용이 최소화 되도록 하는 것을 원칙으로 5분 단위의 안전도제약경제급전계획을 수립한다. [신설 2014.10.2.]

가. 발전기 증분비용

나. 발전사업자가 제출한 발전기별 입찰자료 및 발전기 자기제약

다. 송전손실계수 및 송전혼잡

라. 보조서비스 요구량

마. 발전기별 보조서비스 특성 자료

바. 기타 계통안정에 필요한 사항 등

4. 상기 3호의 안전도제약경제급전계획에 의해 계산된 발전기별 한계치를 기반으로 다음 각 목을 고려하여 최종적으로 1분 단위의 실시간 경제급전계획을 수립한다. [신설 2014.10.2.]

가. 발전기 증분비용

나. 발전사업자가 제출한 발전기별 입찰자료 및 발전기 자기제약

다. 보조서비스 요구량

5. 복합발전기는 개별 가스터빈과 스팀터빈으로 구분하여 상태추정, 급전계획 및 계통해석을 시행한다. [신설 2014.10.2.]

제5.2.3조(실시간급전계획 수립) <삭제 2014.10.2.>

제5.2.4조(실시간급전계획 통보) <삭제 2014.10.2.>

제3절 급전지시 [본절신설 2006.9.14]

제5.3.1조(급전지시) ① 전력거래소는 발전사업자 및 송전사업자에게 다음 각호의 사항에 관하여 급전지시를 하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

1. 발전기 및 전기저장장치의 계통연결 또는 분리 <개정 2016.5.12.>
2. 유효전력 및 주파수 조정
3. 발전출력지시
4. 무효전력 및 전압 조정
5. 자동발전제어 및 주파수 추종(Governor Free) 운전
6. 동기조상기 모드 운전
7. 수력, 양수발전기 및 전기저장장치의 발전계획량과 양수발전기의 양수계획량 및 전기저장장치의 충전계획량 <개정 2011.12.2., 2016.5.12>
8. 열간기동대기(Hot Standby) [신설 2011.12.2]
9. 용량시험 등 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한 사항 [신설 2011.12.2]
10. 기타 전력계통의 안정적 운영을 위하여 필요한 사항

② 전력거래소는 송전사업자에게 전력계통의 안정적, 효율적 운영을 위하여 발전기 출력조정과 관련된 급전지시에 따라 송전선로 조류 조정 및 적정전압 유지를 위해 다음 각호의 사항에 관하여 급전지시를 하여야 한다.

1. 송전선로 과부하, 차단기 차단용량 등을 고려한 계통연계 및 분리
2. 지역별 조상설비 투입 및 차단

③ 전력거래소는 원활한 전력계통운영을 위하여 보호계전기, 자동재폐로계전기, 송전사업자용 전기저장장치 등에 관한 운전지시를 송전사업자에게 요구할 수 있고, 송전

사업자는 특별한 사유가 없는 한 이에 협조하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

④ 전력거래소는 양수발전기, 수력발전기 및 전기저장장치를 보유한 발전사업자가 제출한 거래일의 총 발전계획량을 전력계통 신뢰성 확보를 위해 발전사업자가 제출한 입찰시간대 발전계획량을 초과 또는 미만으로 조정하여 급전지시 할 수 있다. <개정 2011.12.2., 2016.5.12>

⑤ 급전정지중인 발전기의 기동은 연료비 순위를 원칙으로 하되 발전기의 Cold, Warm, Hot 등의 상태에 의한 기동시간을 고려할 수 있다. <개정 2011.12.2.>

⑥ 전력거래소는 다음 각 호의 경우 제12.4.3.1조의 규정에 따라 수요관리사업자에게 수요감축요청을 할 수 있다. 다만 제4호의 경우는 제12.1.1조 제11호에 따른 국민 수요반응자원을 등록한 수요관리사업자에 한하여 적용한다. [신설 2014.11.3.] <개정 2019.11.07.>

1. 제5.1.4조 제3항의 "준비단계" 혹은 "관심단계"에 해당되거나 예상되는 경우
2. 거래일의 전력수요 예측값이 당해 동·하계 전력수급대책상의 목표수요를 초과할 것으로 예상되는 경우. 다만, 당해 동·하계 전력수급대책 수립 시 정한 예비력 수준을 고려하여 수요감축요청 여부를 결정한다. <개정 2016.12.30., 2018.2.9., 2018.6.15>
3. <삭제 2018.2.9.>
4. 환경부의 대기정보 예보 결과 전국 19개 권역 중 3개 권역 이상이 환경정책기본법에 따른 미세먼지 등급 '나쁨' 이상으로 예상되는 경우 [신설 2019.11.07]

제5.3.2조(급전지시 예외) 전력거래소는 제5.3.1조의 규정에 의한 급전지시를 다음과 같은 사유로 이행하기 어려운 경우에는 급전지시를 다르게 할 수 있다.

1. 발전기, 전력계통의 사고 등에 의해 운영발전계획을 수립하기에 충분한 시간적 여유가 없을 때
2. 기타 전력계통의 안정을 위해 긴급하게 급전지시가 필요한 때

제5.3.3조(유효전력에 관한 급전지시의 기준) 전력거래소는 중앙급전발전기의 주변압기 고압측(송전단)을 기준으로 유효전력(MW)에 대한 급전지시를 하며, 공급능력 확인을 위해서는 발전단 유효전력(MW)으로 급전지시를 할 수 있다. <개정 2011.12.2>

제5.3.4조(급전지시의 방법 등) ① 전력거래소의 급전지시는 자동발전제어(AGC), 전화, 문서 또는 전력거래소에서 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용하여야 하며, 급전전화는 어떠한 경우에도 최우선적인 통화가 가능하도록 하여야 한다. <개정 2014.10.2>

② 전력거래소와 제1항의 규정에 의한 급전지시를 받은 전기사업자는 급전지시 사항을 일지의 작성 또는 녹음의 방법 등으로 기록하여 관리하여야 한다.

③ 제1항에도 불구하고 전력거래소의 수요관리사업자에 대한 수요감축요청은 수요

반응자원 수요감축요청관리시스템, 전화, 문서 또는 전력거래소에서 별도로 정하는 방식에 의한 통신수단을 이용하여야 한다. [신설 2014.11.3.]
④ 전력거래소와 제3항의 규정에 의한 수요감축요청을 받은 수요관리사업자는 수요감축요청 사항을 일지에 작성 또는 로그자료 등으로 기록하여 관리하여야 한다. [신설 2014.11.3.]

제5.3.5조(급전지시의 이행) 5.3.1조의 규정에 의해 급전지시를 받은 전기사업자와 수요감축요청을 받은 수요관리사업자는 지체없이 이를 이행하여야 한다. <개정 2014.11.3., 2017.12.29.>

제5.3.6조(급전지시의 철회 또는 변경) ① 제5.3.1조의 규정에 의한 급전지시를 받은 전기사업자는 설비나 인명의 안전에 위해가 예상되어 급전지시를 이행하지 아니하거나 이행할 수 없을 경우에는 지체없이 그 사유 및 이행 예상시기를 전력거래소에 통지하여야 한다.<개정 2006.1.26>
② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 통지를 받은 경우에는 제5.3.1조의 규정에 의한 급전지시를 철회 또는 변경할 수 있다.

제5.3.7조(비상시 급전지시) 전력거래소는 천재지변 등으로 전력계통운영에 심각한 상태가 초래되었거나 우려가 있을 경우, 전력계통의 복구 및 운전 신뢰도 유지를 위하여 전기사업자, 자가용전기설비설치자 및 수요관리사업자에게 별표 12에 따라 송·변전설비 등의 정지 또는 수급조절 등을 지시할 수 있다.<개정 2010.6.30., 2014.11.3.>

제4절 송전손실 및 송전혼잡 관리 [본절신설 2006.9.14]

제5.4.1조(송전손실의 적용) 전력거래소는 운영발전계획을 위해서 제2.5.3조의 정적손실계수를 고려하여야 한다. <개정 2006.12.26>

제5.4.2조(계통제약 및 송전혼잡관리) ① 전력거래소는 송전계통의 물리적 상태를 고려한 계통조건을 평가하여 계통제약 및 혼잡을 관리하여야 한다.
② 전력거래소는 계통제약 및 혼잡을 가장 경제적이고 효과적으로 관리하여야 한다. <조번호변경 2006.12.26>

제5절 발전기 자기제약 [본절신설 2006.9.14]

제5.5.1조(발전기 자기제약 운영원칙) ① 전력거래소는 발전사업자가 제출한 제약운전량을 고려하여 급전지시를 하여야 한다.

② 전력거래소는 다음 각호의 사항이 발생하거나, 예상되는 경우에는 해당 사업자에게 제약운전량을 변경하도록 요청할 수 있다. 이 경우 해당 사업자는 특별한 사유가 없는 한 변경입찰을 통해 제약운전량을 변경하여야 한다.

1. 발전기 자기제약이 전력계통의 안정적 운영을 저해하는 경우
2. 계통의 총비용이 현저하게 증가되는 경우 등

③ 제2항 제1호에 따른 전력거래소의 변경입찰 요청을 해당사업자가 받아들이지 않는 경우, 전력거래소는 급전지시를 통해 계통분리 또는 출력조정을 할 수 있다.

④ 발전사업자는 가능한 수요가 높은 시간대에 제약운전을 요청하여야 한다.

제5.5.2조(연료제약발전기 연료량 배분방법) ① 중앙급전발전기로서 법 제49조 제6항의 규정에 의한 전력산업기반기금에 의하여 지원 받는 발전기 중 국내 무연탄 또는 액화천연가스를 사용하는 발전기를 보유한 발전사업자(법 부칙 제8조의 규정에 의해 판매사업자에게 전기를 공급할 수 있는 발전사업자 포함)는 해당 연료량을 연소하기 위한 월간계획을 해당 월 개시 10일전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 발전사업자의 해당연료 물량배정방법은 별표 10과 같다.

제5.5.3조(연료부족시의 대책) 전력거래소가 사용연료의 부족으로 인해 안정적 전력공급이 곤란하다고 판단할 경우에는 아래 각호의 사항을 결정하기 위하여 정부, 전력거래소, 시장참여자와 발전연료공급자로 구성된 협의체를 운영할 수 있다.<개정 2007.12.27>

1. 연료부족에 따른 대책적용시기
2. 연료제약발전기의 발전기별 일간사용연료량
3. 기타 안정적인 전력공급에 필요한 사항

[본조신설 2006.12.26]

제6절 보조서비스 [본절신설 2006.9.14]

제5.6.1조(보조서비스의 확보) ① 전력거래소는 별표 3에 따라 다음 각호의 보조서비스를 확보하여야 한다.

1. 주파수조정
   가. 주파수추종(G/F)
   나. 자동발전제어(AGC)
   다. 송전사업자용 전기저장장치의 주파수추종 및 원격출력제어 [신설 2015.5.7.]
2. 대기・대체예비력 <개정 2011.12.2>
3. 무효전력
4. 자체기동
5. 기타 계통운영의 안정에 요구되는 사항

② 주파수추종서비스는 계통주파수가 ±0.2Hz 변동시 응동가능용량 기준으로 산정하며, 발전기의 자동발전제어서비스 및 전기저장장치의 원격출력제어서비스는 5분 동안 제공가능한 용량으로 산정한다. <개정 2015.5.7., 2016.5.12>
③ 전력거래소는 제1항의 보조서비스 확보를 위한 요구조건을 반영하여 운영발전계획 및 실시간 급전계획을 수립하여야 한다.

제5.6.2조(보조서비스의 운영) ① 전기사업자의 전력설비에 대한 보조서비스 성능은 별표 3의 성능요건을 충족하여야 한다.
② 전력거래소는 신뢰도기준에서 정한 전압을 유지하기 위해, 발전사업자와 송전사업자에게 다음 각호의 사항을 지시할 수 있다.
1. 발전기 및 동기조상기의 경우
가. 발전기 단자전압 조정 또는 무효전력량 조절<개정 2011.6.30>
나. 발전단 변압기의 탭 변환 등
2. 송변전설비의 경우
가. 리액터, 커패시터 등의 무효전력 공급설비의 개폐 또는 단자전압 제어<개정 2011.6.30>
나. 변압기 탭 변환
다. 선로 개폐 등
③ 보조서비스의 세부운영방법은 별표 11 및 별표 19에 따른다.
④ 전기사업자는 제5장 제3절에 따라 보조서비스 공급에 관한 전력거래소의 급전지시를 이행하여야 한다.

제7절 양수발전기의 양수운영 <본절번호변경 2006.9.14>

제5.7.1조(양수운영계획의 수립) ① 양수발전기를 보유한 발전사업자가 양수계획을 변경할 경우에는 거래일 전일 16:00까지 별표 4에 따라 양수계획서를 제출한다.
② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 제출된 양수계획을 고려하여 양수계획을 수립하고, 거래일 전일 18:00까지 해당 발전사업자에게 통지하여야 한다.

제5.7.2조(양수운영계획 변경 및 통지) ① 양수발전기를 보유한 발전사업자는 거래일 전일 16:00이후에는 양수계획을 변경할 수 없다. 다만, 설비의 중대고장이 발생하거나 시운전 양수발전기의 경우에는 예외로 할 수 있다.<개정 2005.10.10>
② 전력거래소는 제1항의 규정에 의하여 양수계획이 변경 제출된 경우, 양수운영계획을 재수립하고 그 결과를 해당 발전사업자에게 통지하여야 한다.

제5.7.3조(양수의 시행) ① 양수발전기를 보유한 모든 발전사업자는 제5.7.1조 및 제5.7.2조의 규정에 의한 양수운영계획을 통지 받은 후 양수를 계획대로 시행함으로써

전력계통의 안정적 운영에 협조하여야 한다.

② 전력거래소는 양수발전기를 보유한 발전사업자가 제출한 거래일의 총 양수계획량을 경제적이고 안정된 계통운영을 위하여 조정하여 양수를 시행할 수 있다.

제8절 전력계통 안정운영 및 자료제공 <본절번호변경 2006.9.14>

제5.8.1조(전력계통의 안정적 운영을 위한 기준) ① 전력거래소는 정상 및 비정상 상황하에서의 안정적인 전력계통 운영을 위하여 신뢰도 및 안정도 기준의 준수에 최대한 노력하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 신뢰도 및 안정도 운영기준은 별표 3과 같다.

제5.8.2조(계통안정화 대책) ① 전력거래소는 제5.8.1조의 규정에 의한 신뢰도 및 안정도 운영기준을 만족하기 위한 계통안정화 대책을 별표 14에 따라 수립하여야 한다.

② 전기사업자는 제1항의 규정에 의한 계통안정화 대책에 협조하여야 한다.

제5.8.3조(저주파계전기 운영) ① 전력거래소는 계통분리 및 대용량 발전력 탈락시 전력계통의 수급균형을 확보하기 위하여 저주파계전기의 부하차단방식 및 부하차단량을 결정하고, 각 전기사업자는 전력거래소에서 결정한 부하차단량을 확보한다.

② 제1항의 규정에 의한 저주파계전기 운영에 관한 세부사항은 별표 16과 같다.

제5.8.4조(전력설비 및 운영자료 정보 제공) ① 송전사업자는 전기사업법시행령 제17조(전기설비의 시설계획 및 전기공급계획의 신고)에 의거, 매년 12월말까지 전기설비의 시설계획 및 전기공급계획서를 산업통상자원부장관에게 신고함과 동시에 전력거래소에 제출하여야 한다.[신설 2003.11.11]

② 송전사업자가 제1항의 규정에 따라 전력거래소에 제출하는 자료에는 다음 각호의 내용을 포함하여야 한다.

1. 설비계획 기준
2. 연도별, 전압별 전력설비 신증설계획 및 변동내역
3. 사업건별 투자비 내역서
4. 설비계획 수립시 사용한 설비데이터의 제원 및 정수
5. 연도별 송전계통도
6. 계통해석용 TOOL에서 구동되는 데이터 파일
7. 기타 계통모의를 위해 확인이 필요한 설비관련 자료[신설 2003.11.11]

③ 송전사업자는 전력거래소가 요청할 경우 다음 각호의 전력설비 제원 및 정수를 전력거래소에 제공하여야 한다.<항번호변경 2003.11.11>

1. 송전망 설비자료

2. 고장조사 및 분석에 관련된 자료
3. 기타 전력거래소에서 요구하는 계통운영 관련자료

④ 송전사업자는 송전망접속신청시 송전망접속을 위해 송전망 사용자로부터 제공받은 아래 각호의 전력설비관련자료 및 기록들을 전력거래소에 제공하여야 한다.

1. 계량점의 세부사항(구성, 개폐장치 정격, 공칭전압, 보호, 상호차단방안, 특수 자동화설비 등)
2. 송전망사용자 설비에 영향을 미치는 계통의 분할 또는 절체계획
3. 발전기 특성 및 관련 제어시스템 자료
4. 발전소내 각 변압기 및 여자시스템 자료
5. 보호 및 제어 계전기 정정/고장제거시간
6. 송전망사용자의 전력송전용량 및 전력수전용량
7. 발전사업자에게 공급될 수요
8. 계량점과 관련된 보호시스템의 시험주기
9. 유지보수 협조를 위해 합의된 원안
10. 망접속설비의 모든 기존자산의 세부적인 리스트
11. 부지별 특수조건, 예외 및 면제조항 등
12. 기타 필요한 사항

⑤ 전력거래소는 필요시 송전망사용자에게 제4항의 각호와 관련한 자료를 요구할 수 있으며 송전망사용자가 제출한 자료 및 기록들이 별표 3의 기준에 적합한지 검토하여야 한다.<항번호변경 2003.11.11>

⑥ 전력거래소는 모든 발전설비·전력계통설비 및 송전망사용자의 설비에 관련된 자료를 유지·관리하여야 한다.<항번호변경 2003.11.11>

⑦ 비중앙급전발전기를 운영하는 전기사업자 및 자가용전기설비설치자는 전력거래소가 전력계통의 신뢰도 확보를 위해 별도 요청할 경우에는 발전기 정지, 운영계획 및 추가 공급가능량 등을 제공하여야 한다.[신설 2010.6.30]

⑧ 전력거래소는 필요시 전기저장장치에 대해서 제1항 내지 제5항의 내용을 제출하도록 송전사업자에게 요청할 수 있다. [신설 2015.5.7.]

제5.8.5조(신·증설 전력설비) ① 전기사업자 및 직접구매자는 전력설비의 신·증설시에는 계통가압 또는 계통연결 예정일 6개월 전에 시험 및 가압일정과 제5.8.4조에서 정한 제출자료 중 변경사항을 전력거래소에 서면으로 통지하여야 한다.

② 전력설비를 변경 및 폐지시에도 제1항의 규정을 적용한다.

③ 신설 전력설비의 최초 가압시 전력거래소의 승인을 받은 후 계통가압을 시행하여야 하며, 준공시험결과를 3개월 이내에 전력거래소에 통보하여야 한다.

④ 송전사업자는 비중앙급전발전설비가 전력계통에 연계될 경우 병렬운전 관련 사항을 전력거래소에 제출하며, 세부사항은 별표21에 따른다.<개정 2004.7.9>

⑤ 전기판매사업자는 154kV 이상 전기사용자가 전력계통과 연계할 경우 계통의 안정 운영을 위하여 계통운영에 관한 제반사항을 전력거래소와 협의하여야 하며, 세부사항은 별표 21에 따른다.[신설 2004.7.9.]

⑥ 전력시장에 참여하는 단위기 500MVA 이상의 동기발전기는 계통안정화장치를 구비하여야 하고, 전력계통 특성에 적합하도록 계통안정화장치의 운전특성을 유지하여야 한다.[신설 2015.9.30.]

⑦ 전력거래소는 선로명칭 및 기기번호를 별표 15에 따라 부여하여야 한다.<항번호 변경 2004.7.9., 2015.9.30.>

⑧ 전력계통에 발전설비의 접속을 신청하는 자는 접속되는 발전기 및 부속제어기의 기술특성자료를 별지 서식 제82~85호에 의거, 대용량 전력 사용을 신청하는 자는 전력부하의 기술특성 자료를 별지 서식 제86호에 의거하여 전력거래소에 제출하여야 한다.[신설 2009.06.30.] <항번호 변경 2015.9.30.>

⑨ 전력계통에 전기저장장치의 접속 및 계통연결을 신청하는 자는 관련 제어시스템의 계통해석용 TOOL(PSS/E)에서 구동되는 동특성 데이터 파일이 포함된 기술특성 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2015.5.7.] <항번호 변경 2015.9.30.>

제5.8.6조(설비특성의 확인) ① 전력거래소는 제출된 설비자료의 정확성 검증을 위하여 설비소유자와 협의하여 다음 각호의 사항을 확인할 수 있다.

1. 이 규칙에 명시된 기술적 사항의 준수 여부
2. 신규접속 발전기의 계통연결을 위한 준비사항
3. 전력계통 안전성에 대한 과거 또는 잠재적 위험성
4. 발전기 및 전기저장장치 등 전력설비의 기술적 특성자료 [개정 2015.5.7.]

② 전력거래소는 설비소유자에게 설비특성의 확인을 위한 시험을 요청할 수 있으며, 시험시 입회할 수 있다.

제5.8.7조(보호장치 및 관련설비 적용과 운영) ① 전력거래소는 전력계통의 안정적인 운영을 위하여 법 제45조 제3항의 규정에 의하여 전력거래소가 운영하는 송전망과 중앙급전발전기의 보호장치 운영기준을 설정하여 각 전기사업자에게 제시하고, 각 전기사업자는 이 기준을 적용한다.

② 전력거래소는 전력계통 보호를 위하여 계통전반에 관한 보호방식 적용방안을 제시할 수 있으며 전기사업자는 특별한 사유가 없는 한 이를 적극 수용하여야 한다.

③ 전력거래소는 전력거래소가 운영하는 송전망 및 중앙급전발전기의 보호장치에 대하여 각 전기사업자가 정정한 보호장치 정정치 검토 및 조정의견 제시와 동작분석을 수행한다.

④ 전기사업자는 보호장치 정정치 검토 및 동작분석에 필요한 자료를 전력거래소에 제출하여야 한다.

⑤ 전기사업자는 전력계통의 이상현상 분석을 위하여 전력거래소가 요청할 경우 계통현상분석장치(PQVF, 고장기록장치 등)설치를 최대한 반영하고, 전력거래소에서 지정한 특정 계통현상분석장치에 대한 통신수단 확보에 협조하여야 한다.
⑥ 보호장치 및 관련설비 적용과 운영에 관한 세부사항은 별표 16과 같다.

제5.8.8조(고장보고ㆍ조사 및 고장통계) ① 전기사업자는 전력계통 고장 발생시, 고장내용을 전력거래소에 통보하여야 하고, 전력거래소는 통보받은 사항에 관해 산업통상자원부에 보고하여야 한다.<개정 2012.5.31, 2012.12.31>
② 전력거래소 이사장은 전력계통의 안정적 운영과 전기품질 확보를 위하여 고장조사가 필요할 때에는 산업통상자원부와 협의를 거쳐 하여야 하며, 재발방지대책 수립 후 이를 산업통상자원부에 보고하여야 한다.<개정 2012.12.31>
③ 전력거래소는 고장통계를 작성ㆍ관리하여야 하고, 이를 종합하여 산업통상자원부에 보고하여야 한다.<개정 2012.12.31>
④ 기타 보고대상인 고장의 종류, 보고방법, 고장조사반 구성 및 통계 작성ㆍ관리 등 세부적인 사항은 별표 17에 따른다.

제5.8.9조(신재생에너지발전기의 순시전압저하시 유지성능) 신재생에너지발전기는 인근 계통 고장시 순시전압저하에 대해 별표3에서 정한 기준에 따라 연계운전이 가능해야 한다.[신설 2010.6.30.]

제9절 발전기 및 전기저장장치의 정지 및 휴전계획 조정

<본절 번호변경 2006.9.14.> <본절 제목변경 2016.5.12.>

제5.9.1조(발전기 및 전기저장장치 정지 및 휴전계획) <본조 제목변경 2016.5.12.> ① 발전사업자 및 송전사업자는 향후 24개월간의 발전기 및 전기저장장치의 정지계획을 수립하여 전력거래소에 제출하여야 하며 제출대상 발전기는 다음과 같다.<개정 2008.10.31., 2015.5.7., 2015.9.30.>

1. 중앙급전 구역전기발전기를 제외한 일반 중앙급전발전기, 중앙급전전기저장장치 및 송전사업자의 송전사업자용 전기저장장치 <개정 2019.1.2.>
2. 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 (단, 집합전력자원의 경우에는 제외) <개정 2018.12.12.>

<본항개정 2016.5.12.>
② 발전 및 송전사업자는 매년 다음 1년간의 연간휴전계획을 전력거래소에 매년 제출하여야 하며, 다음 1개월간의 월간휴전계획을 매월 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2008.10.31] <개정 2012.12.31., 2015.3.17.>

③ 발전사업자가 등록한 중앙급전전기저장장치의 정지 및 휴전계획 조정, 변경제출, 비상상황 조치, 긴급정지 통보 등에 대한 사항은 제5.9.2조 부터 제5.9.6조까지의 발전기에 대한 규칙을 준용한다. [신설 2016.5.12.]

제5.9.2조(발전기 정지 및 휴전계획 조정) ① 전력거래소는 제5.9.1조의 규정에 의하여 제출된 연간 발전기 정지계획에 대하여 다음 각호의 방법으로 검토·조정할 수 있다.

1. 발전사업자가 제출한 발전기 정지계획의 적정성
2. 연간 적정예비력 확보를 위하여 관련자와 상호 협의
3. 발전사업자가 제출한 발전기 정지계획에 대한 조정을 권고하고 이견이 있는 경우 별표 18에 따라 발전기 정지계획일정을 조정

② 전력거래소는 제5.9.1조의 규정에 의하여 제출된 연간 휴전계획에 대하여 다음 각호의 방법으로 검토·조정할 수 있다.

1. 전기사업자가 제출한 휴전계획의 적정성
2. 예상되는 계통제약을 최소화하기 위해 관련자와 상호 협의
3. 전기사업자가 제출한 휴전계획에 대한 조정을 권고하고 이견이 있는 경우 별표 18에 따라 휴전계획일정을 조정

③ 발전기 정지, 송전사업자용 전기저장장치 정비계획 및 휴전계획 수립일정 시한은 다음 표와 같다. <개정 2015.5.7.>

1. 발전기 및 송전사업자용 전기저장장치 정지계획 수립일정 <개정 2015.3.17. 2015.5.7.>

기준일	관련자	조치사항
4월말까지	발전사업자 및 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자	발전기 정지 계획 및 송전사업자용 전기저장장치 정비계획 제출
6월말까지	전력거래소	최초 계획 발표
7월말까지	발전사업자 및 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자	최초 발표계획에 대한 의견 제시
9월말까지	전력거래소	최종 계획 발표
익년1월1일	모든 참여자	일정의 시작

2. 휴전계획 수립일정<개정 2004.4.22, 2008.10.31>

가. 연간휴전계획 수립일정

전기사업자는 자체 조정된 다음 1년간의 휴전계획에 대하여 매년 8월말까지 휴전계획서를 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 동년 11월 말까지

조정결과를 발표한다.

나. 월간휴전계획 수립일정

전기사업자는 매월 1일까지 연간휴전계획에 반영된 휴전을 기준으로 자체 조정된 익월 월간휴전계획을 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 동월 20일까지 조정결과를 발표한다. <개정 2012.12.31.><개정 2015.3.17.>

제5.9.3조(발전기 정지 및 휴전계획 변경제출) ① 발전사업자 및 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자는 연간 정지계획의 변경이 있을 경우 전력거래소에 월간 정지계획 및 임시정지계획을 제출하여야 하며, 전력거래소는 적정예비력 확보를 위해 관련자와 상호 협의하여 해당 계획을 조정할 수 있으며, 발전사업자 및 송전사업자용 전기저장장치를 운영하는 송전사업자는 정비작업 개시일 이전에 정지요청서를 제출하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

② 전기사업자는 휴전작업 개시일 이전에 전력거래소에 휴전계획서를 제출하여야 한다. 최초 휴전계획서를 전월 1일까지 제출하며, 추후 확정된 휴전계획일정의 변동이 있을 경우 휴전시행일 7일전에 변동사항을 제출하여야 하며, 전력거래소는 다음 우선순위에 따라 모든 휴전작업을 고려한다.<개정 2004.4.22, 2008.10.31>

1. 긴급 및 고장 정지
2. 휴전계획일정에 포함되도록 제출일에 맞춰 휴전계획서를 제출한 것
3. 휴전계획일정에는 포함되지 않았으나, 전력거래소에 임시휴전계획서를 제출한 것

제5.9.4조(운영여건 변경시 조치) ① 전력거래소는 발전기 정지계획수립 이후 계통운영 여건이 변하여 발전기 정지계획일정의 전반적인 재조정이 필요하다고 판단될 경우 발전사업자와 협의하여 정지계획일정을 조정할 수 있다.

② 전력거래소는 휴전계획 수립 이후 계통운영 여건이 변하여 휴전계획일정의 재조정이 바람직하다고 판단되는 경우 전기사업자와 협의하여 휴전계획일정을 조정할 수 있다.<개정 2004.4.22>

③ 전력거래소는 제1항 및 제2항의 규정에 의한 조정사항을 전기사업자에게 공개하여야 한다.

제5.9.5조(비상상황) 전력거래소는 비상상황 시 다음 각호의 조치를 취할 수 있다. <개정 2011.6.30>

1. 전력거래소는 제5.1.4조의 기준에 따라 발전기 정지계획을 변경하여 공급가능용량을 향상시킬 수 있다. 발전사업자는 변경계획에 대하여 이견이 있을 경우 부족전력이 해소된 후 조정을 요구할 수 있다. <개정 2011.6.30>
2. 전력거래소는 제5.8.1조의 규정에 의한 기준에 따라 전체 계통운영이 위험하게 될 우려가 있다고 판단되는 경우, 어떠한 휴전작업 및 발전기 정지작업도 연기하거

나 취소할 수 있으며, 이러한 경우 전기사업자에게 그 사유를 통보하여야 한다. <개정 2004.4.22, 2010.6.30>

제5.9.6조(긴급정지 통보) ① 중앙급전발전기와 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기(집합전력자원은 제외한다.)를 소유한 발전사업자가 발전기를 긴급정지 하여야 할 경우에는 정지이전에 전력거래소에 통보하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 불가피한 경우에는 정지 후 즉시 통보하여야 한다.<개정 2003.5.7., 2015.9.30., 2018.12.12.>

② 전기사업자는 고장발생 우려 등 긴급조치를 요하는 사항이 발생한 경우 전력거래소에 긴급정지를 요청할 수 있다.<개정 2004.4.22>

제5.9.7조(전력수급전망) ① 전력거래소는 전력수급의 안정성 유지, 발전사업자의 발전기정지계획수립 및 연료수급계획수립을 지원하기 위하여 전력수요, 발전설비 신·증설 및 폐지, 발전기 정지계획 등을 고려하여 전력수급을 전망하고 관련 자료를 전력거래소 회원으로 가입한 전기사업자, 자가용전기설비를 설치한 자, 수요관리사업자 및 중개사업자에게 통지하여야 한다. <개정 2014.11.3., 2018.12.12.>

② 전력수급전망은 주간수급, 월간수급, 2년간수급, 7년 이상의 장기수급으로 구분한다.

③ 전력거래소는 전력수급전망 결과, 수급균형 유지가 어려울 것으로 예상되는 경우에는 발전기 정지계획 조정 등 제반조치를 취하여야 하며, 전기사업자는 이에 적극 협조하여야 한다.

④ 제3항의 규정에 의한 발전기 정지계획 조정 등 제반조치는 전력시장 및 전력계통이 경제적이고 안정적으로 운영될 수 있도록 해야 한다.

제5.9.8조(신재생에너지 발전설비 한계용량 검토) 전력거래소는 정상 및 비정상 상황하에서의 안정적인 전력계통 운영을 위하여 별표3에 따라 향후 5년간 연도별 제주지역 신재생에너지 발전한계용량을 검토하고 이를 공지하여야 한다. 단, 육지계통의 적용시기는 추후 별도로 정한다.[신설 2010.6.30]

제6장 전력시장 감시

제1절 통칙

제6.1.1조(목적) 이 장은 법 제21조의 규정에 의한 금지행위와 기타 전력시장에서의 불공정 행위에 대한 감시 및 시정조치사항을 규정함으로써 공정한 전력거래와 경쟁적 전력시장조성에 이바지함을 목적으로 한다.

제6.1.2조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각호의 1과 같다.

1. "시장지배력"이라 함은 독점규제 및 공정거래에 관한 법률 제3조의2의 규정에 의한 시장지배적 지위를 말한다.
2. "시장지배력 행사"라 함은 제1항의 규정에 의한 시장지배적 지위를 남용하는 것을 말한다.
3. "부당공동행위"라 함은 독점규제 및 공정거래에 관한 법률 제19조의 규정에 의한 부당한 공동행위를 하는 것을 말한다.
4. "자료"라 함은 서류, 문서, 전자문서, 도서, 사진, 필름, 마그네틱테이프, 컴퓨터보조기억장치, 디스켓, 자기기록 등 특수매체기록과 유가증권 등 형태와 명칭을 불문한 제반 유체물을 말한다.

제6.1.3조(시장감시의 대상) 전력시장감시의 대상은 다음 각호의 1과 같다.

1. 법 제21조의 규정에 의한 금지행위 여부
2. 전력시장운영규칙 준수 여부
3. 전력시장에서의 시장지배력 및 시장지배력 행사 여부
4. 전력시장에서의 부당공동행위 여부
5. 전력시장의 공정경쟁을 저해하거나 저해할 가능성이 있는 행위 여부
6. 전력거래소의 전력계통운영의 적정성 여부
7. 발전, 송전, 배전·판매 및 전력수요관리사업 분야에서의 공정경쟁을 저해하는 행위 여부 <개정 2014.11.3.>
8. 구역전기사업자가 전력시장에서 전력을 거래한 경우 법 시행령 제19조 준수 여부 [신설 2005.1.21.]
9. 수요관리사업자의 전력거래에 대한 법 시행령 제19조 준수 여부 [신설 2014.11.3.]
10. 공급인증서 거래시장에서의 제2호 내지 제5호 준수 여부 [신설 2015.9.30.]
11. 중개시장에서 법 제43조의2에 따른 중개시장운영규칙 준수 여부 [신설 2018.12.12.]
12. 기타 경쟁적 전력시장의 조성 정도<호번호변경 2005.1.21., 2014.11.3., 2015.9.30., 2018.12.12.>

제2절 전력시장감시위원회

제6.2.1조(설치 및 구성) ① 전력시장 및 중개시장 감시업무를 법과 규칙에 따라 공정하고 효율적으로 수행하기 위하여 전기위원회 소속하에 전력시장감시위원회(이하 "감시위원회"라 한다)를 둔다. <개정 2018.12.12.>

② 감시위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 구성한다.

③ 감시위원회 위원은 전기위원회 소속 공무원, 전력거래소 담당임원(이하 "당연직

위원"이라 한다)과 전력시장에 대한 포괄적인 지식이 있는 자를 대상으로 전문가단(Pool)을 구성하여 그 중에서 전기위원회 위원장이 위촉(이하 "위촉위원"이라 한다)하여 구성한다. 다만, 전기사업자 소속 임직원이거나 전기사업자와 특정 이해관계가 있는 자는 위원이 될 수 없다.<개정 2012.5.31>

④ 감시위원회의 위원장은 위원 중에서 호선으로 선출한다.

⑤ 감시위원회의 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 둔다.

제6.2.2조(위원의 임기) 감시위원회 위원장 및 위원의 임기는 3년으로 하고 2회 연임할 수 있다. 다만, 당연직 위원은 해당 직위에 변동이 있는 때에는 후임자가 위원자격을 승계한다.<개정 2012.5.31>

제6.2.2조의2(위원의 자격) ① 위촉위원은 전문가단(Pool)에서 다음 각 호의 어느 하나에 적합한 자로 한다. [신설 2012.5.31.]

1. 대학(전문대학 등을 포함)에서 조교수 이상의 경력이 3년 이상인 자
2. 박사자격을 취득하고 당해분야에서 5년 이상 종사한 자
3. 공인된 연구기관에서 선임연구원으로 5년 이상의 경력이 있는 자
4. 그 밖에 경력 등이 제1호부터 제3호까지의 기준에 상당하다고 인정되는 자

② 위원으로 위촉된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.

제6.2.3조(위원의 해촉) 전기위원회 위원장은 다음 각호의 1에 해당하는 때에는 감시위원회 위원을 해촉할 수 있다

1. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 감시위원회 위원으로서의 역할을 정상적으로 수행할 수 없다고 판단할 때
2. 제6.3.3조 및 제6.4.2조 제1항 단서의 규정을 위반하여 전기사업자 등에 대한 자료나 정보 또는 시장감시보고서를 누설 또는 공개한 때
3. 위촉된 후에 전기사업자와 이해관계가 상충될 때
4. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고 이상의 형을 선고받은 때
5. 시장감시업무와 관련하여 금품을 수수하거나 부정한 청탁에 따라 권한을 행사하는 등의 비위사실이 나타났을 때[이하 신설 2012.5.31]
6. 담당 업무를 태만히 하거나 직무수행능력이 부족한 때
7. 위촉 당시의 자격을 상실한 때

제6.2.4조(기능) 감시위원회는 다음 각호의 1의 기능을 수행한다.

1. 법령 및 규칙 위반여부 감시
2. 시장감시기준 및 시장감시지표의 결정
3. 종합시장감시시스템의 구축 및 운영

4. 시장감시계획의 수립
5. 시장감시보고서의 작성
6. 시장감시 및 조사결과의 전기위원회 보고
7. 규칙위반에 대한 자율시정조치의 결정 및 시행
8. 기타 시장감시와 관련된 사항의 결정

제6.2.5조(사무국) ① 감시위원회에 동 위원회의 시장감시업무와 사무처리를 지원하기 위하여 사무국을 둔다.
② 감시위원회 위원장은 사무국장을 지명하고, 동 사무국장은 제6.2.1조 제5항의 규정에 의한 간사를 겸직한다.
③ 사무국의 조직과 운영에 관한 세부적인 사항은 감시위원회가 제6.2.10조의 규정에 의한 세부운영규정으로 정한다.

제6.2.6조(회의소집) ① 감시위원회는 위원장 또는 위원 2인 이상의 요청이 있는 때에 개회한다.
② 사무국은 감시위원회 개회 시 긴급을 요하는 경우를 제외하고는 회의 개최 7일 전까지 모든 위원에게 통지한다.

제6.2.7조(성립과 의결) ① 감시위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.
② 위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가·부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.
③ 위원장은 당연직위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 때에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있다. 이 경우 대리인은 별지 제30호서식에 의한 위임장을 회의시작 전까지 위원장에게 제출한다.<개정 2012.5.31>
④ 간사는 감시위원회의 사무처리를 지원하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제6.2.7조의2(위원의 제척·기피·회피) ① 위원회 위원은 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 해당안건의 심의·의결에서 제척된다. 2012.5.31>
1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 심의·의결대상 기관과 이해관계가 있는 경우
2. 위원이 심의·의결대상 기관의 대표와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관에 재직한 경우
4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 자

② 심의·의결대상 기관은 위원에게 심의·의결의 공정을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 기피신청을 할 수 있다.
③ 위원은 제1항이나 제2항의 사유에 해당하면 스스로 해당안건의 심의·의결을 회피할 수 있다.

④ 안건의 심의·의결에 관한 사무에 관여하는 사무국 직원에게도 제1항부터 제3항까지의 규정을 준용한다.

제6.2.8조(회의안건) ① 사무국은 제6.2.4조 각호의 규정과 관련된 안건을 감시위원회에 상정한다. <단서삭제 2012.5.31>

② 사무국은 제1항의 규정에 의한 안건을 회의 개최 7일전까지 모든 위원에게 통보한다. 다만, 비밀을 요하거나 부득이한 사유가 있는 때에는 그러하지 아니하다.

제6.2.9조(비용지급) 전력거래소는 위원에게 안건 검토와 회의참석에 따른 비용, 시장감시와 관련한 국내외 회의참석·자료수집, 기타 시장감시 활동에 소요되는 필요한 비용을 지급할 수 있다.

제6.2.10조(세부운영규정) 이 규칙에서 정한 사항 외에 감시위원회 운영 등에 관하여 필요한 세부사항은 감시위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도로 정한다.

제3절 전력시장 감시절차 및 제재

제6.3.1조(시장감시계획의 수립) ① 감시위원회는 매년 11월까지 다음연도의 연간시장감시계획을 수립하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 연간시장감시계획에는 다음 각호의 내용을 포함하여야 한다.

1. 연간 전력시장의 경쟁 환경에 대한 전망
2. 시장감시 중점 추진계획
3. 감시기준 및 감시지표
4. 종합시장감시시스템 구축 및 활용
5. 시장감시업무 추진에 예상되는 문제점 및 개선방안

제6.3.2조(자료 제출요구) ① 감시위원회는 시장감시를 위하여 필요한 경우 전력시장에 참여하는 전기사업자, 수요관리사업자, 전력거래소, 시장은행 및 중개시장에 참여하는 중개사업자 및 전력자원보유자(이하 "전기사업자 등"이라 한다)에게 필요한 자료의 제출을 요구할 수 있다. <개정 2014.11.3., 2018.12.12.>

② 제1항의 규정에 의한 자료의 제출을 요구하는 경우에는 자료의 사용목적과 제출기한을 알려주어야 한다.

제6.3.3조(자료제출의 의무) 전기사업자 등은 제6.3.2조의 규정에 의한 자료제출 요구를 받은 때에는 해당 자료를 사무국에 제출하여야 한다. 다만, 해당 자료가 실물이거나 제출하는데 적당하지 아니하다고 판단되는 경우에는 사무국과 협의하여 현장확인

등으로 대체하도록 할 수 있다.

제6.3.4조(시장감시 방법) ① 감시위원회는 제6.3.2조 제1항의 규정에 의한 자료와 전기사업자 및 수요관리사업자 등이 전력거래와 관련하여 전력거래소에 제출한 자료, 전력거래소가 시장 및 계통운영 과정에서 생산한 자료 등을 조사하는 방법으로 전력시장 및 중개시장을 감시한다. <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>

② 감시위원회는 효율적인 전력시장 및 중개시장 감시를 위해서 제6.2.4조 제2호의 규정에 의한 시장감시지표를 활용할 수 있다. <개정 2018.12.12.>

③ 감시위원회는 제2항의 규정에 의한 시장감시지표를 활용한 시장감시와 관련하여 제6.2.4조 제2호의 규정에서 정한 시장감시기준의 위반여부도 함께 조사한다.

제6.3.5조(현장조사 등) ① 사무국장은 제6.3.4조 제1항의 규정에 의한 자료만으로는 전력시장 및 중개시장 감시에 충분하지 않다고 판단하거나 전력시장 및 중개시장 감시결과 혐의사실에 대한 증거조사가 필요하다고 인정하는 때에는 감시위원회 위원장의 명을 받아 전기사업자 등의 사무소, 사업장 등에 대한 현장조사와 필요한 최소한의 추가자료를 요구할 수 있다. <개정 2018.12.12.>

② 감시위원회는 제1항의 규정과 관련하여 현장조사를 실시하는 자에게 별지 제19호서식에 의한 조사요원증표를 배부하고 조사요원은 현장조사시 동 증표를 제시하여야 한다.

③ 사무국장은 현장조사를 함에 있어 필요한 경우 관련전문가와 합동조사가 가능하도록 관련기관에 파견을 요청할 수 있다.

④ 제1항의 규정에 의한 현장조사를 함에 있어 시장감시 또는 증거조사에 필요하다고 인정하는 경우 조사요원은 관계인에게 필요한 질문을 하고 이를 문답서로 작성하여 조사요원과 관계인의 기명날인을 받을 수 있다.

⑤ 조사요원은 현장조사를 함에 있어 시장감시 또는 증거조사에 필요하다고 인정되는 자료나 물건에 대해서는 열람, 복사 또는 7일 이내의 영치를 요구할 수 있고 동 요구를 받은 전기사업자 등은 이를 이행함으로써 정상적인 전력거래를 할 수 없는 때를 제외하고는 이에 응하여야 한다.

⑥ 사무국장은 감시위원회에 전기사업자 등의 관계인 출석을 요구할 수 있고, 요구를 받은 자는 이에 응하여야 한다.

제6.3.6조(비밀유지의 의무) 감시위원회 및 사무국은 시장감시를 위하여 수집한 전기사업자 등에 대한 자료나 정보를 제8장의 규정에 의한 정보공개절차에 의하지 아니하고는 공개할 수 없다.

제6.3.7조(제재) ① 감시위원회는 전기사업자 등이 제6.3.2조 및 제6.3.5조의 규정에 의

한 자료제출 요구에 대해 정당한 사유없이 자료제출을 거부 또는 지연하거나 허위 자료를 제출하는 때에는 다음 각호의 1과 같이 관련 임직원의 문책을 요구할 수 있다.

1. 전력거래소 회원에 대해서는 전력거래소가 전력거래소 정관 제31조 내지 제34조의 규정에 따라 징계하도록 전력거래소에 요구
2. 전력거래소 또는 시장은행에 대해서는 전력거래소 또는 시장은행에 요구
3. 중개시장 회원에 대해서는 중개시장운영규칙 제14조 내지 제16조의 규정에 따라 징계하도록 전력거래소에 요구 [신설 2018.12.12.]

② 감시위원회는 사무국이 제6.3.6조의 규정을 위반한 경우에는 전력거래소 이사장에게 관련 임직원의 문책을 요구할 수 있다.

③ 제1항 또는 제2항의 요구가 있는 때에는 해당 전기사업자 등은 신속하게 이행하여야 한다.

④ 감시위원회는 제3항의 규정에 의한 이행상황을 전기위원회에 보고하여야 한다.

제6.3.8조(이의신청) ① 전기사업자 등은 제6.3.2조 내지 제6.3.6조의 규정과 관련하여 사무국에 이의신청을 제기할 수 있으며, 사무국의 이의신청 처리에 동의하지 않는 경우 제7장의 규정에 의한 분쟁조정을 신청할 수 있다.

② 사무국은 제1항의 규정에 의한 이의신청을 신속히 처리하도록 하되 해당 전기사업자 등의 의견을 청취하여야 한다.

제4절 감시결과 보고 및 자율시정조치

제6.4.1조(감시결과 보고등) ① 감시위원회는 전력시장 및 중개시장 감시 또는 조사결과 법령위반의 혐의가 있다고 판단하는 경우에는 조사를 종결하고 이를 즉시 전기위원회에 보고하여 사실조사를 요청하며 관련 조사자료를 송치하여야 한다. <개정 2018.12.12.>

② 감시위원회는 전력시장 및 중개시장 감시 또는 조사결과 제1항의 규정에 해당되지 아니하는 경우에는 그 결과를 2일 이내에 전기위원회에 보고하여야 한다. <개정 2018.12.12.>

제6.4.2조(시장감시보고서) ① 감시위원회는 제6.3.4조 및 제6.3.5조의 규정에 의거 실시한 시장감시에 대하여 월간, 분기 및 연간 시장감시보고서를 작성한다.

② 제1항의 규정에 의한 시장감시보고서는 공개함을 원칙으로 한다. 다만, 감시위원회에서 공개를 금지한 경우에는 공개하지 아니한다.

③ 시장감시보고서에는 다음 각호의 내용을 포함한다.

1. 시장감시내용 및 전력시장 경쟁환경 분석
2. 법령 및 규칙 위반 사례
3. 전력시장에서 발생한 중요 문제점 및 대책

4. 법령 및 규칙개정 필요사항
5. 전력시장에서 발생하였거나 발생할 우려가 있는 불공정 행위
6. 기타 전력시장 감시와 관련된 사항
7. 중개시장 감시와 관련된 사항 [신설 2018.12.12.]

제6.4.3조(자율시정조치) ① 감시위원회는 제6.3.4조 및 제6.3.5조의 규정에 의한 시장감시 또는 조사결과 전기사업자 등이 규칙을 위반한 것으로 판단한 때에는 즉시 다음 각호의 1과 같이 시정조치를 요구할 수 있다. <개정 2009.12.31.>

1. 전력거래소 회원이 규칙을 위반한 경우에는 전력거래소가 전력거래소 정관 제31조의 규정에 따라 징계하도록 전력거래소에 요구
2. 전기사업자 및 수요관리사업자에 대한 시정조치가 제1호의 규정에 의한 징계외의 경우에는 당해 전기사업자 및 수요관리사업자에게 요구 <개정 2017.12.29.>
3. 전력거래소 또는 시장은행이 규칙을 위반한 경우에는 당해 전력거래소 또는 시장은행에 요구
4. 중개시장 회원이 규칙을 위반한 경우에는 전력거래소가 중개시장운영규칙 제16조의 규정에 따라 징계하도록 전력거래소에 요구 [신설 2018.12.12.]

② 제1항의 자율시정조치는 필요할 경우 규칙위반으로 발생한 부당이득을 환수하여 규칙위반으로 피해를 입은 전기사업자 및 수요관리사업자에게 보상하는 조치를 포함할 수 있다. [신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29.>

③ 사무국은 제1항의 요구에 대한 이행상황과 문제점 등을 조사하여 감시위원회에 보고하여야 한다.<항번호변경 2009.12.31>

제6.4.4조(자율제재금) ① 감시위원회는 제6.4.3조 제1항의 규정에 의거 규칙을 위반한 전기사업자 및 수요관리사업자 등에 대하여 자율시정조치의 일환으로 동 전기사업자 및 수요관리사업자 등에게 자율제재금을 부과할 수 있다. <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>

② 제1항의 규정에 의한 자율제재금은 고의나 과실에 의해 규칙위반이 발생한 경우에 한하여 부과한다.<개정 2009.12.31>

③ ~ ⑧ <삭제 2009.12.31.>

⑨ 발전사업자가 고의로 공급가능용량을 과다 입찰시에는 제6.4.6조 제1항의 자율제재금을 2배 가중하여 적용한다.[신설 2012.12.31]

제6.4.5조(자율제재금의 결정과 의견진술) ① 감시위원회의 자율제재금에 관한 결정은 규칙 제6.2.7조에 따른 감시위원회의 회의의 성립과 결의방법에 의한다. [신설 2009.12.31]

② 감시위원회는 자율제재금 결정을 위한 회의일의 2주일 전에 해당 전기사업자 및

수요관리사업자 등에게 이에 관한 통보를 하고 회의에 출석하거나 서면을 제출하여 의견을 진술할 기회를 주어야 한다.[신설 2009.12.31] <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>

제6.4.6조(자율제재금의 부과기준과 금액결정) ① 자율제재금 부과를 위한 기준금액은 위반행위의 용태 및 효과를 종합적으로 고려한 다음의 표(이하 '자율제재금 부과기준표')에 의한다.[신설 2009.12.31]

<자율제재금 부과기준표> <개정 2014.11.3.>

위반행위의 효과 / 위반자의 용태	단순한 규정위반 또는 경미한 법익 침해	다른 사업자나 소비자의 중요한 법익 침해	전력계통 교란 등 사회적 물의야기
단순한 주의태만	2천만원 이내	5천만원 이내	2억원 이내
중과실에 의한 위반	5천만원 이내	1억원 이내	5억원 이내
고의에 의한 위반	1억원 이내	3억원 이내	10억원 이내

② 감시위원회는 구체적인 제재금액을 결정함에 있어 다음 각호의 사유를 종합적으로 고려하여야 한다. 다만 그 제재금액은 제1항의 자율제재금 부과기준표에서 정한 기준금액의 한도를 초과할 수 없다.[신설 2009.12.31]

1. 위반의 횟수와 빈도, 위반행위의 존속기간
2. 규칙위반으로 인하여 전기사업자가 얻었거나 얻게 될 직간접적인 이득의 정도
3. 규칙위반으로 인한 피해의 확산방지나 피해보상 등 자율적 시정을 위한 노력
4. 규칙위반에 대한 사실은폐나 자료제출 거부사실 등
5. 임직원이나 위탁업무수행자 등의 규칙위반에 대한 전기사업자의 예방교육 기타 주의·감독의 유무와 정도
6. 기타 정상을 참작할 사유

제6.4.7조(자율제재금 통보 및 이의신청) ① 제6.4.4조 규정에 따른 자율제재금 부과결정의 대상이 된 전기사업자 및 수요관리사업자 등은 그 통보일로부터 2주 이내에 감시위원회에 대하여 이의신청을 할 수 있다.[신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>

② 제1항의 규정에 의한 이의신청이 있는 경우 감시위원회는 신청서를 접수한 날로부터 60일 이내에 재심을 하여야 한다. 다만 새로운 증거조사를 하여야 하는 등 불가피한 사정이 있을 경우 재심기간을 1회에 한하여 연장할 수 있고, 그 기간은 최대 30일로 한다.[신설 2009.12.31]

제6.4.8조(직권재심) 감시위원회는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 직권으로 재심하여 제6.4.4조에 따른 자율제재금 부과를 취소하거나 변경할 수 있다.

1. 법원의 확정판결을 감안하여 자율제재금 부과의 원인이 된 사실관계와 법률적

판단을 고려할 때 자율제재금 부과가 적절치 아니하거나 그 금액의 크기에 대한 변경이 필요하다고 인정되는 경우[신설 2009.12.31]

2. 증거서류의 오류·누락 또는 자율제재금 부과의 원인이 된 사실관계에 반하는 새로운 증거의 발견 등으로 자율제재금 부과가 적절치 아니하거나 그 금액의 크기에 대한 변경이 필요하다고 인정되는 경우[신설 2009.12.31]

제6.4.9조(자율제재금의 납부와 납부지체시의 가산금 등) ① 전기사업자 및 수요관리사업자 등은 자율제재금이 확정된 날로부터 30일 이내에 당해 자율제재금을 감시위원회 사무국이 지정하는 방법에 따라 납부하여야 한다.[신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>

② 전항의 납부기한까지 납부하지 아니하는 회사에 대하여는 납입이 지체되는 날수에 비례하여 연 100분의 9의 연체율을 적용하여 가산된 자율제재금을 납부하여야 한다.[신설 2009.12.31]

③ 감시위원회는 해당 전기사업자 및 수요관리사업자 등이 자율제재금을 납부기한 내에 납부하지 아니하는 경우에 제4장 제2절의 규정 또는 제12장 제6절의 규정에 의한 정산시 해당 전기사업자 및 수요관리사업자 등의 정산금에서 차감하여 징수하도록 전력거래소에 요구할 수 있으며, 전력거래소는 특별한 사유가 없는 한 이를 이행하여야 한다.[신설 2009.12.31.] <개정 2017.12.29., 2018.12.12.>

제6.4.10조(자율제재금의 용도 및 관리) ① 자율제재금과 가산금의 징수 및 관리는 사무국이 이행하며 납부된 금액은 감시위원회의 승인을 받아 다음과 같은 용도로 사용한다.[신설 2009.12.31]

1. 전력시장 및 중개시장 감시를 위한 활동 <개정 2018.12.12.>
2. 시장감시를 위한 종합시스템 구축 및 운영
3. 기타 감시위원회가 지정하는 공익적 목적의 용도

② 사무국은 제1항에 따른 집행결과를 전력거래소 감사의 감사결과보고서를 첨부하여 매년 3월말까지 감시위원회에 보고하여야 한다.[신설 2009.12.31]

제5절 전기위원회의 사실조사 및 직권시정조치<삭제 2011.6.30>

제7장 분쟁조정

제1절 통칙

제7.1.1조(분쟁당사자의 합의) 분쟁당사자는 분쟁을 해소하기 위하여 이 장에 의한 조정판정을 구하기 이전에 상호 간의 합의로 분쟁을 해결하기 위하여 최선의 노력을

다하여야 한다.

7.1.2조(분쟁조정) 전력거래소 및 모든 회원은 전력시장, 중개시장 및 전력계통의 운영에서 발생하는 각종 분쟁을 해결하고자 하는 경우에는 제7.2.1조의 규정에 의한 분쟁조정위원회(이하 "조정위원회"라 한다)의 조정을 거쳐야 한다. 다만, 동일한 분쟁사항에 대해 이미 법적 소송이 진행 중인 경우에는 분쟁조정신청이 접수되기 전에 법적 소송이 취하되거나 각하된 경우를 제외하고는 분쟁조정을 중복해서 신청할 수 없다. <개정 2018.12.12., 2019.05.31>

제7.1.3조(분쟁조정의 대리) 분쟁당사자는 변호사 또는 상당하다고 인정되는 자로 하여금 이 장에 의한 분쟁조정절차를 대리하게 할 수 있다.

제2절 분쟁조정위원회

제7.2.1조(위원회의 구성) ① 분쟁당사자간의 분쟁해결을 위하여 3인의 분쟁조정인으로 조정위원회를 구성한다.

② 분쟁조정인으로 될 수 있는 자는 전력시장 및 중개시장의 운영과 직·간접적으로 관련이 없는 자로서 다음 각호의 사항을 충족하는 자로 한다. 단, 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.[단서신설 2012.5.31.] <개정 2018.12.12.>

1. 법조경력 10년 이상, 법학박사 또는 외국인변호사 자격 취득자로 법조경력 5년 이상인 변호사<이하개정 2012.5.31>
2. 대학교수로 5년 이상 또는 박사학위자로서 5년 이상 근무한 자
3. 공인회계사, 변리사, 세무사, 관세사 등 자격 취득자로 5년 이상 현직에서 근무한 자
4. 전력산업계에 15년 이상 또는 전력산업 관련 기술사 자격 취득자로 5년 이상 근무한 자 [이하신설 2012.5.31]
5. 분쟁해결에 상당한 식견과 경험을 가진 자로서 각각의 분쟁에 대하여 가장 최적의 분쟁해결책을 제시할 수 있는 자

③ 분쟁조정에 관한 사무를 처리하기 위하여 전력거래소에 사무국을 두며, 사무국의 조직 및 그 직능과 운영은 전력거래소가 별도로 정한다.

④ 사무국은 분쟁조정인 명부를 작성·유지하며, 사무국에서 분쟁조정인을 선정하는 경우에는 분쟁조정인 명부 중에서 선정한다. 단, 분쟁조정인 명부는 3년마다 재위촉 대상자 및 신규 후보자를 상대로 제5항의 제2호 내지 제3호에 의거 위촉 여부를 결정하여 정비하되, 다음 각호에 해당하는 자는 사무국에서 즉시 해촉한다. [단서이하 신설 2012.5.31]

1. 위촉된 후 분쟁당사자로부터 금품 또는 향응을 제공받은 경우나 사회적으로 부패행위를 야기한 경우
2. 위촉 당시 경력, 학력 또는 「부패방지 및 국민권익위원회의 설치와 운영에 관한 법률」 제2조 제4호에 따른 부패행위 전력을 거짓으로 제출한 경우

⑤ 사무국은 분쟁조정 사건의 사무를 처리하기 위하여 1인 또는 수인의 분쟁조정간사(이하 "간사"라 한다)를 지명하며, 간사는 지정된 분쟁사건에 관하여 다음 각호의 직무를 수행한다.

1. 조정위원회에 상정된 분쟁조정 사건에 대한 분쟁조정 의뢰
2. 전력거래소 및 전력시장참여자의 동의를 얻어 분쟁조정인 명부를 작성・유지
3. 전력거래소 및 전력시장참여자의 동의를 얻어 분쟁조정인 명부에 위원을 추가 또는 삭제
4. 분쟁결과에 대한 공개 동의를 분쟁당사자 쌍방에게 얻은 경우에 그 분쟁조정 결과에 대해서 전력시장참여자에게 열람할 수 있도록 공개
5. 분쟁판정 결과를 제7.3.4.5조의 규정에 의해 분쟁당사자에게 통보하며, 해결되지 못한 분쟁사항에 대해서는 분쟁이 최종적으로 해결될 때까지 그 관계서류를 유지・관리

제7.2.2조(위원회의 의사결정) 분쟁판정을 포함한 조정위원회의 의사결정은 분쟁조정인의 과반수의 찬성으로 한다.

제7.2.3조(비공개) ① 분쟁조정 절차, 심리는 분쟁당사자 양측의 동의 없이는 공개하지 아니한다.

② 판정내용은 공개하되 분쟁당사자는 밝히지 아니한다.

제7.2.4조(이의신청권의 상실) 분쟁당사자가 이 규정의 요건이 지켜지지 아니한 것을 알았거나 알 수 있으면서 이에 대하여 지체없이 이의를 제기하지 아니하고 분쟁조정절차를 진행한 경우에는 이에 대한 이의신청권을 상실한다.

제7.2.5조(서면의 송달) 이 규칙에 의한 분쟁조정 절차의 진행을 위하여 필요로 하는 모든 서류나 통지의 송달은 서면에 의한다.

제7.2.6조(서면의 통지) ① 분쟁당사자간에 다른 합의가 없는 경우에 서면의 통지는 서면이 수신인의 주소・영업소 또는 우편연락장소에 정당하게 전달된 때에 수신인에게 통지된 것으로 본다.

② 제1항의 규정을 적용함에 있어서 적절한 조회를 하였음에도 수신인의 주소・영업소 또는 우편연락장소를 알 수 없는 경우에는 최후로 알려진 수신인의 주소・영

업소 또는 우편연락장소로 등기우편 기타 발송을 증명할 수 있는 우편방법에 의하여 서면이 발송된 때에 수신인에게 통지된 것으로 본다.

제7.2.7조(기간의 변경) ① 분쟁당사자는 서면에 의한 합의로 이 규정에서 정한 기간을 변경할 수 있다.
② 조정위원회는 상당한 이유가 있으면 판정을 하는 기간을 제외하고는 이 규정에서 정한 기간을 연장할 수 있다.
③ 기간을 연장하는 경우에 조정위원회는 사무국을 통하여 그 연장기간 및 이유를 상대방 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.

제7.2.8조(규정의 해석 및 적용) ① 개개의 분쟁사건에 대한 이 장의 규정에 대한 해석 및 적용은 그 분쟁사건을 담당하는 조정위원회가 한다.
② 제1항의 경우 조정위원회를 구성하는 분쟁조정인 사이에 의견일치를 보지 못하는 경우에는 제7.2.2조의 규정에 의한 방법으로 결정한다.

제3절 분쟁조정 및 불복 절차

제1관 분쟁조정의 신청

제7.3.1.1조(신청) ① 이 장의 규정에 의하여 분쟁조정을 신청하고자 하는 자(이하 "분쟁신청인" 이라 한다)는 사무국에 다음 각호의 서류를 제출하여야 한다.
1. 분쟁조정신청서(별지 제21호서식)<개정 2003.9.18>
2. 분쟁조정신청에서 주장하는 청구의 원인사실을 증명하는 서증(書證)이 있는 경우 그 서증의 원본 또는 사본
3. 대리인이 있는 경우 위임장
4. 기타 분쟁조정을 위한 참고자료

② 제1항 제1호의 분쟁조정신청서에는 다음 각호의 사항을 기재하여야 한다.
1. 분쟁당사자 성명 및 주소(법인인 경우에는 법인의 명칭 및 주소이외에 그 대표자의 성명 및 주소를 함께 기재한다)
2. 대리인이 있는 경우 그 성명 및 주소
3. 분쟁조정신청의 취지, 이유 및 입증방법
4. 규칙 관련조항

제7.3.1.2조(신청의 접수 및 통지) ① 사무국은 분쟁조정신청서를 제출받음과 동시에 당해 신청사항이 제7.3.1.1조의 규정에 적합한 것인지 여부를 확인하고, 적합한 경우에는 이를 접수한다.

② 사무국이 분쟁조정의 신청을 접수하였을 때에는 접수 후 3일 이내에 쌍방당사자에게 이를 접수하였다는 사실을 통지하며, 이 경우 피분쟁신청인에게는 분쟁조정신청서 1부를 첨부하여야 한다.

제7.3.1.3조(답변) ① 피분쟁신청인은 제7.3.1.2조의 규정에 의한 통지의 접수일(이하 "기준일"이라 한다)로부터 7일 이내에 그 통지를 한 사무국에 다음 각호의 서류를 제출하여 답변할 수 있다.

1. 답변서
2. 답변의 이유를 증명하는 서증이 있는 경우에는 그 서증의 원본 또는 사본
3. 대리인이 답변하는 경우에는 그 위임장

② 제1항 제1호의 답변서에는 다음 각호의 사항을 기재하여야 한다.

1. 분쟁당사자 성명 및 주소(법인인 경우에는 법인의 명칭 및 주소이외에 그 대표자의 성명 및 주소를 함께 기재한다.)
2. 대리인이 있는 경우 그 성명 및 주소
3. 답변의 취지
4. 답변의 이유 및 입증방법

③ 사무국은 답변서를 제출받음과 동시에 그 답변이 제2항의 규정에 적합한 것인지의 여부를 확인하고 적합한 경우에는 이를 접수한다.

④ 사무국이 답변서를 접수하였을 때는 답변서 접수 후 3일 이내에 쌍방 분쟁당사자에게 이를 접수하였다는 뜻을 통지하며, 이 경우 분쟁신청인에게는 답변서 1부를 첨부하여야 한다.

⑤ 제1항의 규정에 의한 기간 내에 답변서의 제출이 없는 경우에는 분쟁신청인이 주장하는 청구사항을 인정하는 것으로 본다.

제7.3.1.4조(제출서류의 부수 및 형태) 제7.3.1.1조 제1항 및 제7.3.1.3조 제1항의 규정에 의하여 분쟁당사자가 제출하는 서류의 부수는 5부(원본을 제출하였을 경우에는 그 원본을 포함하여 5부)로 한다. 다만, 사무국은 필요에 따라 제출 서류의 부수를 가감할 수 있다.

제7.3.1.5조(분쟁조정신청 및 답변의 변경 또는 보완) ① 분쟁조정신청서 또는 답변서의 제출 후에 분쟁당사자의 일방 또는 쌍방이 내용을 변경하거나 보완을 하는 경우에는 이를 서면으로 작성하여 사무국에 제출하여야 한다.

② 조정위원회가 구성된 후 내용을 변경하거나 보완을 하고자 할 때에는 조정위원회의 허가를 받아야 한다. 다만 조정위원회는 내용의 변경이나 보완이 시기에 늦어 상대방의 이익을 해하거나, 절차의 완결을 지연하게 하는 것으로 인정되는 경우에는 직권 또는 상대방의 신청에 의하여 이를 허가하지 아니할 수 있다.

③ 제1항의 규정에 의한 변경에 관하여는 제7.3.1.1조 내지 제7.3.1.4조의 규정을 준용한다.

제7.3.1.6조(분쟁조정 장소의 결정) ① 분쟁조정 장소의 결정은 분쟁당사자간에 별도의 약정이 없는 한, 당해 사건에 관한 분쟁당사자의 편의, 증거조사 방법 등을 고려하여 사무국이 정한다.

제7.3.1.7조(합의조정에 의한 해결) ① 기준일로부터 10일 이내에 분쟁당사자 쌍방의 합의조정 요청이 있는 경우 사무국은 분쟁조정절차를 개시하기 전에 분쟁을 합의조정절차에 회부한다.

② 사무국은 분쟁조정인 명부 중에서 1인을 합의조정인으로 선정한다.

③ 제2항의 합의조정인은 분쟁당사자의 합의에 의하여 선정된 분쟁조정인으로 보며, 합의조정의 결과는 제7.3.4.3조의 규정에 의한 화해분쟁조정판정의 방식으로 처리되는 동시에 판정과 동일한 효력을 가진다.

④ 합의조정인이 선정된 날로부터 10일 이내에 조정이 성립되지 아니하는 경우에는 그 조정절차는 종료되며, 즉시 제7.3.2.1조의 규정에 의한 분쟁조정인의 선정 및 분쟁조정절차가 개시된다. 다만, 분쟁당사자는 합의에 의하여 위 기간을 연장할 수 있다.

⑤ 합의조정기간을 연장하고자 하는 경우 분쟁당사자가 기간 연장에 합의한다는 내용을 사무국에 통지해야 한다.

제2관 분쟁조정인의 선정

제7.3.2.1조(분쟁조정인의 선정) ① 사무국은 분쟁조정신청이 접수되면 제7.3.1.7조의 규정에 의한 조정의 가망이 없거나, 합의조정이 성립되지 아니 하였을 경우 지체없이 제7.2.1조 제4항의 규정에 의한 분쟁조정인 명부 중에서 10인 이내의 분쟁조정인 후보자를 선택하고 그 명단을 분쟁당사자에게 송부하여야 한다.

② 분쟁당사자는 제1항의 규정에 의한 명단의 접수일로부터 3일 이내에 후보자 성명 위에 희망순위를 표시하기 위한 번호를 붙여서 이를 사무국에 반송하여야 하며, 위의 기간 내에 그 명단을 반송하지 아니하는 경우에는 그 명단에 기재된 후보자 전원에 대하여 동일순위로 지명한 것으로 보고, 반송된 명단 중 동일순위로 지명된 2인 이상의 후보자나 희망순위 표시가 없는 후보자나 말소된 후보자에 대하여는 상대방의 희망순위를 참작하여 사무국이 희망순위를 조정한다. 이때, 희망순위의 조정은 동일순위로 지명된 2인 이상의 후보자, 희망순위 표시가 없는 후보자, 말소된 후보자 순으로 조정한다.

③ 사무국은 분쟁당사자가 제출한 분쟁조정인 희망순위를 집계하여 희망순위가 가장 높은 사람을 분쟁조정위원장으로 선정하며 다음 높은 순으로 분쟁조정인을 선정

하며, 순위 집계결과 동일순위자가 복수일 경우에는 분쟁당사자가 표시한 순위에 대한 편차가 가장 적은 후보자를 선정한다. 다만, 편차가 같을 경우에는 연장자순으로 한다.

④ 분쟁당사자가 지명한 분쟁조정인이 취임 수락을 거절하거나 또는 다른 이유로 직무를 행할 수가 없는 경우에는 이미 제출된 명단에서 순위에 따라 지명된 분쟁조정인으로부터 취임 수락을 받는다. 다만, 이미 제출된 명단에서 선정할 수 없으면 본 조에서 정하는 방법에 따라 분쟁조정인을 다시 선정하여야 한다.

⑤ 분쟁조정인 임명 시 이미 특정 분쟁조정에 분쟁조정인으로 지정되었다고 하여 다른 분쟁조정에 분쟁조정인으로 지명되는데 결격사유가 되지 아니한다.

제7.3.2.2조(분쟁조정인 선정의 통지) ① 이 규정에 의하여 분쟁조정인 전원이 선정되면 사무국은 분쟁당사자 및 분쟁조정인 모두에게 분쟁조정인 전원의 성명, 주소 및 직업을 서면으로 통지하여야 한다.

② 사무국은 분쟁조정인에게 제1항의 규정에 의한 통지를 함에는 이 규정 1부를 첨부하여야 하며 제7.3.2.3조의 요건에 관하여 분쟁조정인의 주의를 환기시켜야 한다.

③ 사무국은 제2항의 규정에 의한 과정을 거친 후 선정된 분쟁조정인을 최초 분쟁조정인으로 간주한다.

④ 사무국은 분쟁당사자에게 제1항의 규정에 의한 통지를 함에 있어서 상대방의 분쟁조정인의 희망순위표를 첨부하여야 한다.

제7.3.2.3조(분쟁조정인의 부적격 고지) ① 선정의 통지를 받은 분쟁조정인은 자신의 공정성 또는 독립성에 관하여 정당한 의문을 야기할 수 있는 다음 각 호의 사유가 있을 때에는 최초 분쟁심리의 개시 전까지 이를 모두 사무국에 서면 고지하여야 한다.<개정 2012.5.31>[각호신설 2012.5.31]

1. 분쟁신청인 및 피분쟁신청인의 용역, 자문, 연구 등에 참여한 경우
2. 최근 3년간 분쟁조정인 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 분쟁신청인 및 피분쟁신청인의 업체에 재직한 경우
3. 분쟁조정인이 그 분쟁조정의 당사자와「민법」제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
4. 기타 분쟁조정과 관련하여 공정성 또는 독립성을 저해할 수 있는 경우

② 사무국은 제1항의 규정에 의한 고지를 접수하였을 때에는 즉시 이를 조정위원회와 분쟁당사자에게 통지하여야 하며 분쟁당사자가 그 통지 접수일로부터 3일 이내에 제1항의 사정이 있는 분쟁조정인의 선정에 대하여 부적합하다고 이의를 제기한 경우 그 분쟁조정인은 선정되어서는 아니 된다. 다만, 분쟁당사자가 위의 기간 내에 이의를 제기하지 아니하였을 경우에는 다시 그 사정을 이유로 그 분쟁조정인의 자격에 대하여 이의를 제기할 수 없다.

③ 분쟁조정인의 선정에 대하여 이의를 제기함으로써 발생되는 분쟁조정인의 결원은 제7.3.2.4조의 규정에서 정하는 방법으로 보충한다.

제7.3.2.4조(분쟁조정인의 보궐) ① 분쟁조정인이 사임, 사망 또는 기타의 사유로 인하여 결원이 되었을 경우에는 제7.3.2.1조 제3항 및 제4항의 규정에 의해 선정하여 통지하여야 한다.

② 별도의 합의가 있는 경우를 제외하고, 양 분쟁당사자가 제1항의 규정에 의하여 새로이 선정된 분쟁조정인(이하 "신분쟁조정인" 이라 한다)에게 종전의 심리결과를 진술하여 신분쟁조정인이 이의를 제기하지 아니하면 절차를 속행한다. 다만, 종전 심리한 사안에 대하여 분쟁당사자가 다시 심리를 신청한 때에는 신분쟁조정인은 그 심리를 하여야 한다.

제3관 분쟁심리절차

제7.3.3.1조(일시와 장소) ① 분쟁심리의 일시와 방식은 조정위원회가 정하되, 분쟁심리 장소는 제7.3.1.6조의 규정에 의하여 사무국이 정한다.

② 사무국은 제1항의 규정에 의한 결정을 분쟁심리 개시 3일전까지 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.

제7.3.3.2조(속기록의 작성 등) ① 사무국은 분쟁당사자 또는 조정위원회의 요구가 있으면 분쟁당사자의 진술이나 증언의 녹음 또는 속기록을 작성하는데 필요한 준비를 하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 요구를 하는 분쟁당사자는 이에 소요되는 경비를 사무국에 예납하여야 한다.

제7.3.3.3조(분쟁심리에의 출석) ① 분쟁당사자는 분쟁심리에 출석할 수 있다.

② 분쟁당사자 이외의 자로서 분쟁조정 판정결과에 이해관계가 있는 자는 조정위원회에 이해관계가 있음을 소명하고, 조정위원회의 허가를 받아 분쟁심리에 출석할 수 있다.

③ 조정위원회는 증인의 증언 중 다른 증인의 퇴석을 요구할 수 있다.

제7.3.3.4조(분쟁심리 연기 또는 속행) 조정위원회는 상당한 이유가 있으면 직권 또는 분쟁당사자의 요구에 의하여 분쟁심리를 연기 또는 속행할 수 있다. 다만, 그 다음 기일은 7일 이내로 정하도록 하며, 계속하여 2회 이상 연기하지 않도록 하여야 한다.

제7.3.3.5조(분쟁심리준비) ① 조정위원회는 분쟁당사자에게 분쟁심리절차를 신속·정

확하게 진행할 수 있도록 하기 위하여 사전에 주장과 증거방법 및 상대방 주장에 대한 의견을 기재한 준비서면과 답변서를 제출하게 할 수 있다.
② 조정위원회는 필요하다고 인정하는 경우 또는 분쟁당사자 쌍방의 요청이 있을 때에는, 분쟁당사자가 제출한 준비서면과 답변서를 요약하여 제출하게 할 수 있다. 이 경우, 조정위원회는 요약된 쟁점에 대해서만 심리·판정할 수 있다.

제7.3.3.6조(분쟁심리절차) ① 분쟁심리는 사건과 분쟁당사자의 호명으로 개시된다.
② 간사는 매 분쟁심리마다 다음 사항을 기재한 분쟁심리조서를 작성·비치하여야 한다.
1. 분쟁심리의 장소 및 일시
2. 분쟁조정인, 분쟁당사자, 대리인의 성명 및 주소
3. 증인이 있는 경우 그 성명 및 주소
4. 분쟁당사자 및 대리인의 진술 또는 분쟁심리 내용의 요지.(다만, 증거조사의 결과는 조정위원회의 별도 요구가 없는 한, 녹음으로 대체할 수 있음)

③ 조정위원회는 분쟁심리를 하기 전에 분쟁의 쟁점을 설명하는 진술을 요구할 수 있다.
④ 분쟁신청인은 신청취지 및 신청이유의 진술과 동시에 증거서류를 제출하고 증인을 출석시킬 수 있으며, 피분쟁신청인 또한 항변과 동시에 증거서류를 제출하고 증인을 출석시킬 수 있다.
⑤ 분쟁당사자 일방이 증거물을 제출하는 경우에 조정위원회는 이를 증거로서 접수할 수 있으며, 접수가 되면 간사는 번호를 붙여서 기록의 일부로 한다.
⑥ 조정위원회는 필요하다고 인정하는 경우에는 분쟁심리절차를 변경할 수 있다. 다만, 분쟁당사자에게 증거 및 관계 자료를 제출할 수 있는 공평하고 충분한 기회를 주어야 한다.
⑦ 분쟁당사자가 준비서면을 수차에 걸쳐 중복 제출함으로써, 요지를 파악하기 어렵다고 인정될 때 조정위원회는 분쟁심리의 종결에 앞서 요약된 준비서면의 제출을 명할 수 있다.

제7.3.3.7조(분쟁당사자의 해태) ① 분쟁조정을 신청한 분쟁신청인이 분쟁취지를 특정하지 아니하거나, 신청이유 및 입증방법을 명시 또는 제출하지 아니하여 분쟁조정절차의 신속한 진행을 기대할 수 없다고 조정위원회가 판단하거나, 분쟁당사자 쌍방이 주장 및 입증을 태만히 하여 조정절차의 계속적 진행이 부적합하다고 판단하는 경우에는 조정위원회는 분쟁심리절차를 종결할 수 있다. <항번호 추가 2019.5.31.>
② 동일한 분쟁 사항에 대해 법적 소송을 제기한 자는 소송 제기일로부터 3일 이내에 분쟁조정 사무국에 소송제기 사실을 알려야 한다. [신설 2019.5.31.]
③ 분쟁조정 사무국은 당사자의 소송제기 사실을 알게 된 때에는 지체 없이 해당 분쟁 건을 종료하고, 당사자에게 이를 통지하여야 한다. [신설 2019.5.31.]

제7.3.3.8조(분쟁당사자의 불출석) ① 조정위원회는 분쟁당사자에게 분쟁심리 출석을

정당하게 통지 또는 고지하였는데도 불구하고 일방이 출석하지 아니하거나, 출석하여도 분쟁심리에 응하지 아니하는 경우에도 분쟁조정은 그대로 진행시킬 수 있다.
② 조정위원회는 제1항의 경우에는 결석하거나 분쟁심리에 응하지 아니한 분쟁당사자 일방이 제출한 서면 또는 기타의 증거가 있을 때에는 이를 진술 또는 제출한 것으로 보고 출석한 분쟁당사자에게 판정에 필요한 심리를 진행시킬 수 있다.
③ 분쟁당사자 쌍방이 정당하게 통지 또는 고지가 되었는데도 불구하고 2회 이상 출석하지 아니하거나, 출석하여도 분쟁심리에 응하지 아니하는 경우에는 위원회는 분쟁조정절차 종료를 선언할 수 있다.

제7.3.3.9조(분쟁조정 신청의 철회) ① 분쟁신청인은 분쟁판정에 이르기까지 분쟁조정 신청의 일부 또는 전부를 철회할 수 있다.
② 분쟁조정의 철회는 피분쟁신청인이 이미 답변서를 제출하였거나, 분쟁심리 절차에서 피분쟁신청인의 진술이 있은 후에는 피분쟁신청인의 동의를 얻지 아니하면 그 효력이 없다.
③ 분쟁신청인이 분쟁조정신청을 철회하고자 하는 경우는 피분쟁신청인 및 사무국에 서면으로 하여야 한다.
④ 제3항의 규정에 의한 분쟁조정신청 철회의 서면이 접수된 날로부터 7일 이내에 피분쟁신청인이 이의를 제기하지 아니한 때는 철회에 동의한 것으로 본다.

제7.3.3.10조(준비서면 및 기타 문서의 제출) ① 심리당시의 합의 또는 그 이후의 합의 및 조정위원회의 요구에 의하여 제출하는 모든 준비서면 및 기타 문서는 신속한 분쟁조정심리 진행을 위하여 사무국이 접수 후 2일 이내에 위원회에 송달하여야 한다. 이 경우에는 쌍방의 분쟁당사자에게 이 서류를 조사할 수 있는 기회를 주어야 한다.
② 제1항에 규정에 의한 준비서면 및 기타 문서가 조정위원회에서 정한 기간 내에 제출되지 아니한 경우에도 조정위원회는 심리를 진행시킬 수 있다.

제7.3.3.11조(검증) 조정위원회는 검증을 할 필요가 있을 경우에는 검증하기 전에 검증의 목적, 일시 및 장소를 정하여 사무국으로 하여금 이를 분쟁당사자에게 통지하도록 하며, 분쟁당사자는 검증에 입회할 수 있다.

제7.3.3.12조(재산의 보존) 조정위원회는 분쟁당사자 어느 일방의 신청이 있는 경우 분쟁당사자의 권리나 분쟁의 최종 판정과는 관계없이 분쟁조정의 대상이 된 재산을 보호하기 위하여 분쟁당사자에게 필요한 조치를 지시할 수 있다.

제7.3.3.13조(증거) ① 분쟁당사자는 자기의 주장을 입증할 수 있는 증거를 제출하거나 증인 또는 감정인의 임의출석을 신청할 수 있다. 다만, 조정위원회는 제출된 증거와

분쟁당사자의 주장이 서로 관련이 없다고 인정할 때는 이를 조사하지 아니할 수 있다.
② 조정위원회는 필요하다고 인정할 때는 증거의 제출이나 증인 또는 감정인의 임의의 출석을 요구할 수 있다. 다만, 조정위원회가 정한 기간 내에 증거가 제출되지 아니하거나, 증인 또는 감정인이 출석하지 않은 경우에도 조정위원회는 심리를 진행시킬 수 있다.
③ 조정위원회가 분쟁조정판정에 필요하다고 인정하는 증거의 조사를 직접 할 수 없는 경우에는 직권 또는 분쟁당사자의 요구에 의하여 관할법원에 이를 신청할 수 있다.
④ 모든 증거는 분쟁당사자 전원이 출석하고, 분쟁조정인의 과반수가 출석한 자리에서 제출 조사되어야 한다. 다만, 어느 분쟁당사자가 정당한 사유 없이 출석하지 아니하거나 출석할 권리를 포기한 경우에는 그러하지 아니하다.
⑤ 분쟁조정인은 제출된 증거의 신빙성과 유용성을 자유심증으로 판단한다.

제7.3.3.14조(분쟁심리의 종결) ① 조정위원회는 분쟁당사자가 주장 및 입증을 다하였다고 인정할 때는 분쟁심리의 종결을 선언하여야 한다.
② 분쟁심리의 종결은 최초분쟁조정인 선정이 완료된 날로부터 40일 이내에 종결함을 원칙으로 한다. 다만, 분쟁당사자간 합의가 된 경우 기간의 연장이 가능하다.
③ 제7.3.3.7조의 규정에 의해 분쟁심리가 종결된 경우, 분쟁심리를 종결하도록 원인을 제공한 분쟁당사자는 조정위원회의 판정 과정에서의 어떤 불이익도 감수하여야 한다.

제7.3.3.15조(서면심리에 의한 절차) ① 분쟁당사자는 서면합의에 의하여 분쟁을 구술심리에 의하지 아니하고 서면심리에 의한 분쟁조정에 붙일 수 있다.
② 사무국은 다음 각호의 절차에 따라서 필요한 문서와 증거를 제출하도록 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.

1. 분쟁당사자는 원인사실의 진술을 포함한 쟁점에 관한 진술서에 증거를 첨부하여 사무국에 제출하여야 하며, 동 진술서에 요약서를 첨부할 수 있다.
2. 모든 서류는 진술서와 증거를 제출하도록 통지된 일로부터 7일 이내에 사무국이 요구하는 부수의 사본을 구비하여 제출되어야 한다.
3. 사무국은 일방의 분쟁당사자로부터 제출된 진술서 및 증거의 사본을 접수 후 3일 이내에 상대방 분쟁당사자에게 송부하며, 각 분쟁당사자는 상대방의 진술서 및 증거에 대하여 답변하거나 의견을 진술할 수 있다. 다만, 그 접수 후 7일 이내에 분쟁당사자가 답변서 내지 의견서를 제출하지 아니한 경우 그 분쟁당사자는 답변 내지 의견진술의 권리를 포기한 것으로 본다.
4. 사무국은 모든 증거 및 서류를 조정위원회에 송달하며, 조정위원회는 그 송달일로부터 7일 이내에 분쟁당사자에게 추가 증거의 제출을 요구할 수 있으며, 사무국은 이 요구를 분쟁당사자에게 통지하고 분쟁당사자는 접수일로부터 7일 이내

에 추가 증거를 제출하여야 한다.

5. 사무국은 분쟁당사자의 일방으로부터 제출된 추가 진술서 및 증거의 사본을 접수 후 3일 이내에 상대방 분쟁당사자에게 송부하며, 각 분쟁당사자는 그 진술서 및 증거에 대하여 답변 내지 의견을 진술할 수 있다. 다만, 서류 접수 후 7일 이내에 답변 내지 의견 진술을 하지 아니하는 분쟁당사자는 답변 내지 의견을 진술하는 권리를 포기한 것으로 본다.

③ 사무국이 본 조 각항 규정에 따라서 제출된 모든 서류를 조정위원회에 송달하였을 경우에는 분쟁심리절차는 종결된 것으로 본다.

제4관 판 정

제7.3.4.1조(판정기간 등) ① 조정위원회는 판정을 분쟁당사자의 합의가 없는 한 분쟁심리 종결일로부터 10일 이내에 판정하여야 한다.

② 분쟁조정인 일부가 판정에의 참여를 거부하거나, 정당한 이유 없이 분쟁조정 판정 합의에 불참한 경우에는 과반수에 해당하는 나머지 분쟁조정인들만의 합의로 결정한다.

③ 사무국은 분쟁조정판정에 영향을 미치지 않는 범위 내에서 분쟁조정판정의 형식에 관하여 조정위원회에 의견을 제시할 수 있다.

제7.3.4.2조(판정의 형식) ① 분쟁조정 판정은 서면으로 작성하고 다음 각 호의 사항을 기재하여 분쟁조정인이 서명·날인하여야 한다.

1. 분쟁당사자 성명 및 주소(법인인 경우에는 그 대표자의 성명 및 주소를 함께 기재)
2. 대리인이 있는 경우 그 성명 및 주소
3. 판정 주문
4. 판정 이유
5. 작성년월일

② 과반수에 해당하지 아니 하는 분쟁조정인 일부가 분쟁판정에 서명을 거부하거나 서명할 수 없을 때에는 다른 분쟁조정인이 그 사유를 기재하고 서명·날인하여야 한다.

제7.3.4.3조(화해분쟁조정판정) 분쟁당사자가 분쟁조정절차 중에 화해를 하였을 경우에 분쟁당사자가 요구하면 조정위원회는 합의된 화해의 내용을 판정으로써 기재할 수 있다.

제7.3.4.4조(판정문의 정정) 조정위원회는 판정문에서 숫자계산의 착오나 간사 또는 타자원의 과실 기타 이와 유사한 사유로 인하여 발생한 명백한 오자 또는 오류를 발견하였을 때는 직권으로 이를 정정할 수 있다. 다만, 조정위원회가 정정할 수 없는

때에는 사무국이 이를 할 수 있다.

제7.3.4.5조(판정의 송달) 사무국은 판정이 이루어진 후 2일 이내에 판정결과를 분쟁당사자에게 송부하여야 한다.

제7.3.4.6조(판정의 범위) ① 조정위원회는 분쟁조정뿐만 아니라 공정하고 정당한 배상이나 기타의 구제를 명할 수 있다.
② 조정위원회는 책임 있는 일방 또는 쌍방의 분쟁당사자에게 제7.3.6.2조 내지 제7.3.6.4조의 분쟁조정비용의 부담비율을 제시하여야 한다.

제5관 신속절차

제7.3.5.1조(적용범위) 분쟁당사자간에 이 관의 절차에 따르기로 하는 별도의 합의가 있는 경우에는 이 관의 신속절차를 적용한다.

제7.3.5.2조(분쟁조정인의 선정) 사무국은 분쟁당사자간에 별도의 합의가 없는 경우 분쟁조정인 명부 중에서 1인의 분쟁조정인을 선정하되, 선정절차는 제7.3.2.1조의 규정에 의한다.

제7.3.5.3조(분쟁심리절차) ① 조정위원회는 분쟁심리의 일시와 장소를 결정하며, 사무국은 이를 분쟁심리개시 3일 전에 서면으로 분쟁당사자에게 통지하여야 한다.
② 분쟁심리는 1회로 종결함을 원칙으로 한다. 다만, 조정위원회는 상당한 이유가 있다고 인정하는 경우에는 분쟁심리를 재개할 수 있다.
③ 조정위원회는 분쟁당사자의 동의가 있는 경우, 절차의 신속화를 위하여 간사로 하여금 분쟁심리 내용을 생략한 조서를 작성하게 할 수 있다.

제7.3.5.4조(판정) ① 조정위원회는 분쟁심리 종결일로부터 5일 이내에 판정하여야 한다.
② 조정위원회는 제1항의 판정에서 분쟁당사자의 합의가 있는 경우, 판정 이유의 기재를 생략할 수 있다.

제7.3.5.5조(준용) 분쟁심리의 신속절차에 관하여 이 관에서 규정하지 않은 사항은 이 절의 나머지 조항을 준용한다.

제6관 분쟁조정 비용

제7.3.6.1조(분쟁조정비용) ① 분쟁조정비용은 제7.3.6.2조 내지 제7.3.6.3조에서 규정하

는 경비, 수당으로 구분한다.
② 제1항의 분쟁조정비용은 분쟁조정판정에 의하여 결정되는 부담비율에 따라 부담한다. 다만, 분쟁조정판정에서 분쟁조정비용의 전부 또는 일부를 어느 일방 당사자 또는 쌍방 당사자의 부담으로 정하지 아니하였을 경우에는 당사자 쌍방의 균등부담으로 한다.
③ 제7.3.3.15조의 규정에 의한 서면심리에 의한 절차의 분쟁조정비용의 경우에도 본조 내지 제7.3.6.4조의 규정을 적용한다.
④ 분쟁조정비용 예납에 따라 발생하는 이자는 반환하지 아니 한다.
⑤ 분쟁조정비용 및 예납기준은 전력거래소 이사장이 정하되, 이를 시장참여자에게 통지하여야 한다.
⑥ 제7.3.3.7조 제3항에 따라 분쟁조정절차가 종료될 경우 법적 소송을 제기한 자가 종결 시까지 소요된 분쟁조정비용을 부담한다. [신설 2019.5.31]

제7.3.6.2조(경비) ① 분쟁조정인 및 간사의 소요경비, 증거, 증인, 또는 감정인의 소요경비, 검사 또는 조사경비, 녹음 또는 속기록의 작성경비, 통역 또는 번역경비, 기타 분쟁조정에 소요되는 일체의 경비를 말한다.
② 분쟁신청인은 사무국이 정하는 경비를 예납하여야 한다.

제7.3.6.3조(수당) 분쟁신청인은 사무국이 정하는 분쟁조정인의 수당을 예납하여야 한다.

제7.3.6.4조(예납방법 등) ① 이 규정에 달리 정함이 없는 경우에는 분쟁신청인은 제7.3.6.2조 내지 제7.3.6.3조의 규정에 의한 소정의 분쟁조정비용을 분쟁조정의 신청과 동시에 사무국이 지정하는 계좌로 예납하여야 한다.
② 제1항의 예납액이 부족하게 될 것으로 인정되는 경우에는 사무국은 분쟁신청인에게 추가예납을 요구할 수 있으며. 분쟁신청인이 제1항 및 제2항의 예납을 이행하지 아니하거나 피분쟁신청인이 이를 대납하지 아니하는 경우에는 조정위원회의 결정에 따라 분쟁조정절차의 진행을 종료할 수 있다.
③ 사무국은 심리가 종결되면 예납액의 수지계산서를 작성하고 분쟁조정판정문이 작성되었을 때는 그 정산서를 작성하여 분쟁조정판정문과 함께 분쟁당사자에게 송부하고 정산잔액을 반환한다.

제7관 불복 절차

제7.3.7.1조(재정신청) 조정위원회의 분쟁조정결과에 대하여 불복하는 분쟁당사자는 법 제57조의 규정에 의하여 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다. <개정 2019.5.31.>

제7.3.7.2조(재정신청기일) 분쟁당사자가 제7.3.7.1조의 규정에 의거 재정을 신청하고자 하는 경우에는 제7.3.4.5조 또는 제7.3.5.4조의 규정에 의한 판정결과에 대한 서면 접수 후 7일 이내에 신청하여야 한다.

제8장 정보공개 <본장개정 2015.9.30>

제1절 통칙

제8.1.1조(목적) 이 장은 법 제41조와 동법 시행령 제22조, 별표 1의3 및 「공공기관의 정보공개에 관한 법률(이하 '정보공개법')」에 의거 전력거래소가 전력시장과 전력계통의 운영에 관한 정보(이하 "정보"라 한다)를 공개하고 효율적으로 관리하기 위하여 필요한 사항을 정하는 것을 목적으로 한다.

제8.1.2조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각호와 같다.

1. "시스템"이라 함은 전자계산조직 또는 전기통신설비를 이용하여 정보를 수집·가공·저장 또는 처리할 수 있는 하드웨어와 소프트웨어들이 유기적으로 결합된 것을 말한다.
2. "단말장치"라 함은 정보이용자가 정보를 송신 또는 수신하기 위하여 사용하는 모든 입출력장치를 말하며, 전력거래소에서 시장정보를 통제할 수 있는 소프트웨어가 탑재되어 정보를 분배하는 기능을 가진 분기장치가 포함된 설비를 말한다.
3. "전력시장과 전력계통 운영에 관한 정보"라 함은 전력거래소에서 전력시장과 전력계통을 운영하는 과정에서 취득하거나 생성 또는 가공된 수요예측, 입찰, 계량, 정산, 시장가격, 전력계통정보, 공급인증서 거래정보, 수요반응자원의 거래정보 등의 자료를 말한다.
4. "공개"라 함은 전력거래소가 전력시장과 전력계통 운영에 관한 정보를 법령 및 정보공개법 및 이 규칙에 따라 제공하는 행위를 말한다.
5. "접속계정"이라 함은 전력거래소 시스템을 통하여 전력거래 자료를 입력, 변경, 조회하는데 사용하는 계정을 말한다.

제8.1.3조(적용범위 및 다른 법률과의 관계) ① 이 장은 전력거래소가 국민에 대하여 정기적으로 법 제41조 제1항, 법 시행령 제22조 제1, 2항, 별표 1의3이 정하는 정보를 공개하는 경우(이하 '정기공개')에 적용한다.

② 이 장은 전기사업자가 법 제41조 제2항, 법 시행령 제22조 제4항에 따라 전력거래소에게 정보공개를 요구하는 경우(이하 '수시공개')에 적용한다.

③ 위 1, 2항에서 정하지 아니하는 정보공개에 관하여는 정보공개법에 따라 처리한다.

제8.1.4조(정보공개 관리) 전력거래소는 공개가 확정된 정보에 대하여 별지 제27호 서식으로 정보공개목록표를 작성하여 관리하여야 한다.

제8.1.5조(책임 등) ① 전력거래소와 회원은 법 제42조, 제101조 제6호, 제103조 제3호 및 동법 시행령 제9조 제3항의 규정에 의한 금지행위를 하여서는 아니된다.
② 이 장을 통해 정보를 제공받은 자(이하 '정보이용자')는 정보의 원활한 유통과 외부로부터의 침입 및 정보파괴 등에 대한 대책을 수립, 시행함으로써 정보 보호에 노력하여야 하며, 정보를 이용하고자 하는 자에 대해 부당한 제한을 하여서는 아니 된다.
③ 정보이용자는 국내외를 불문하고 시장정보를 이용 또는 가공하여 전력시장 밖으로 유인하거나 유인을 조장하여서는 아니된다.

제8.1.6조(정보에 대한 권리귀속) 이 장에 기재된 정보에 대한 모든 권리는 전력거래소에 귀속된다.

제2절 정보공개위원회

제1관 구성 및 기능

제8.2.1.1조(설치 및 구성) ① 전력거래소에 정보공개 업무의 공정성과 효율성을 확보하기 위하여 정보공개위원회(이하 "정보위원회"라 한다)를 둔다.
② 정보위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 한다.
③ 정보위원회의 위원장 및 위원은 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자), 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자로 구성된 전문가단(Pool) 중에서 전력거래소 이사장이 위촉한다.
④ 정보위원회의 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 둔다.

제8.2.1.2조(위원의 임기) 정보위원회 위원의 임기는 3년으로 하고 1회 연임할 수 있다. 다만 산업통상자원부, 전력거래소 및 회원을 대표하는 위원은 해당직위에 변동이 있는 때에는 후임자가 위원자격을 승계한다.

제8.2.1.3조(기능) 정보위원회는 다음 각호의 사항을 심의·의결한다.
1. 정보공개여부 및 범위의 결정
   가. 정기공개범위의 판단
   나. 수시공개범위의 판단
2. 정보공개에 따른 타 회원의 피해 예방 대책수립
3. 정보공개에 따른 보안대책수립

4. 정보공개목록표의 작성·관리
5. 기타 정보공개 또는 정보보호에 관하여 필요하다고 인정되는 사항에 관한 제도개선

제8.2.1.4조(위원의 자격) ① 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표를 제외한 위원(이하 '위촉위원'이라 한다.)은 다음 각 호의 어느 하나에 적합한 자로 한다.

1. 대학(전문대학 등을 포함)에서 조교수 이상의 경력이 3년 이상인 자
2. 박사자격을 취득하고 당해분야에서 5년 이상 종사한 자
3. 공인된 연구기관에서 선임연구원으로 5년 이상의 경력이 있는 자
4. 그 밖에 경력 등이 1호부터 3호까지의 기준에 상당하다고 인정되는 자

② 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.

③ 다음 각호에 해당하는 자는 위원회의 위원에서 해촉한다.

1. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 정보공개위원회 위원으로서의 역할을 정상적으로 수행할 수 없다고 판단할 때
2. 위원회 활동중 알개된 정보를 누설 또는 공개하여 타사업자에게 피해를 일으킨 경우
3. 위촉된 후에 전기사업자와 이해관계가 상충될 때
4. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고 이상의 형을 선고받은 때
5. 정보공개업무와 관련하여 금품을 수수하거나 부정한 청탁에 따라 권한을 행사하는 등의 비위사실이 나타났을 때
6. 담당 업무를 태만히 하거나 직무수행능력이 부족한 때
7. 위촉 당시의 자격을 상실한 때

제8.2.1.5조(위원의 제척·기피·회피) ① 위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 해당 안건의 심의·의결에서 제척된다.

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 그 안건의 당사자가 되거나 그 안건에 관하여 공동권리자 또는 의무자의 관계에 있는 경우
2. 위원이 그 안건의 당사자와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
3. 위원이 최근 3년 이내에 전력시장 회원사에 재직한 경우 (단, 회원을 대표하는 위원의 경우에는 제외)
4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 자

② 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 기피신청을 할 수 있다.

③ 위원은 제1항이나 제2항의 사유에 해당하면 스스로 그 안건의 심의·의결을 회피할 수 있다.

제8.2.1.6조(사무국) ① 전력거래소에 정보공개에 관한 사무처리를 위해 사무국을 두며, 사무국은 정보공개신청서의 접수, 정보위원회 개최통지 및 안건부의 등 정보위원회의 운영에 관한 제반업무를 수행한다.

② 사무국장은 전력거래소의 정보공개 업무를 담당하는 부서장으로 하고, 제8.2.1.1조 제4항의 규정에 의한 간사를 겸직한다.

③ 사무국의 조직과 운영에 관한 세부적인 사항은 전력거래소가 별도로 정한다.

제2관 정보위원회 회의

제8.2.2.1조(회의개최) ① 정보위원회의 위원장은 제8.2.1.3조의 규정에 의한 위원회의 기능수행을 위하여 정보위원회를 개최한다.

② 정보위원회의 간사는 위원장이 정보위원회의 개최를 결정하는 경우에 정보위원회 개최 예정일로부터 3일 전까지 별지 제23호 서식에 의한 부의안건과 함께 별지 제24호 서식에 의한 정보위원회 개최통지서로 전 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 하루 전에 통지할 수 있다.

③ 위원장이 회의를 개최하지 아니하기로 결정한 때에는 정보위원회의 간사는 그 사실을 사유와 함께 안건 신청회원에게 통지하여야 한다.

제8.2.2.2조(성립과 의결) ① 정보위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.

② 위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.

③ 정부, 전력거래소 및 회원을 대표하는 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 직무위임자를 대리인으로 선정하여 위원회에 참석하게 할 수 있다. 이 경우 대리인은 별지 제30호서식에 의한 위임장을 회의시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다.

④ 간사는 정보위원회의 운영을 담당하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제8.2.2.3조(서면결의) ① 위원장은 필요하다고 인정하거나 부득이한 사정이 있는 경우에는 서면결의에 의한 의안안건처리를 결정할 수 있다.

② 제1항의 규정에 의하여 서면으로 심의·의결하는 경우에는 부의안건과 함께 별지 제26-1호서식의 서면결의 통지서 및 별지 제26-2호서식의 서면결의표를 각 위원에게 배부하여 찬성 또는 반대의 의사를 표시하게 하여야 한다.

③ 서면결의에 의한 심의·의결일은 제2항의 규정에 의한 의사표시를 마지막으로 한 날로 하며, 그 날에 회의를 개최한 것으로 본다.

④ 서면결의를 위한 안건의 통지기일은 제8.2.2.1조 제2항의 규정에 의한다.

제8.2.2.4조(정보위원회의 회의) ① 정보위원회의 간사는 정보위원회에 입회하여 회의 결과에 대한 보고서를 작성하여 별지 제25호서식에 의한 회의록에 첨부하고 참석위원의 서명날인을 받아 별지 제26호서식으로 전 위원 및 신청회원에게 통지한다.

② 정보위원회는 안건심의 기타 업무수행에 필요하다고 인정할 때에는 이해관계인을 출석하게 하여 그 의견을 들을 수 있으며, 관계전문가에게 의견 제출을 요청할 수 있다.

제8.2.2.5조(실비 지급) ① 정보위원회에 출석한 위원과 관계 전문가에 대하여는 회의 참석 여비, 정보위원회 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다.

② 관계 전문가의 의견을 요청하는 경우에는 자문료를 지급할 수 있다.

제3관 정보공개 범위 및 절차

제8.2.3.1조(정보공개의 범위) ① 전력시장과 전력계통의 운영에 관한 정보공개의 범위는 그 내용이 정보공개법 제9조의 비공개대상에 해당되거나,「부정경쟁방지 및 영업비밀보호에 관한 법률」제2조 제2호에 따른 다른 전기사업자의 영업비밀을 침해하는 등의 특별한 사유가 있는 경우 공개하지 아니할 수 있다.

② 정보공개위원회는 제1항의 비공개대상 및 다른 전기사업자의 영업비밀을 침해하는 등의 특별한 사유가 있는 정보를 다음 각 호에 따라 판단한다.

1. 개별 회원 혹은 개별 발전설비에 관한 전력·공급인증서·수요반응자원의 입찰, 계량, 정산, 발급, 거래에 관한 자료로서 경영, 영업상 이익의 침해우려가 있는 정보
2. 개별 발전설비에 관한 발전계획, 휴전계획 등 설비운영 자료로서 공개할 경우 영업비밀 혹은 영업상 이익의 침해우려가 있는 정보
3. 발전기 특성자료 등 개별 전력설비에 관한 기술데이터, 기술자료 등 공개할 경우 공정한 전력거래에 악영향을 미치거나 영업상 이익의 침해우려가 있는 정보
4. 전력시장 전문위원회 관련 자료중 개별 회원의 전력거래 혹은 전력설비 관련 정보
5. 기타 공개시 업무수행에 현저한 지장을 초래하거나, 특정인의 이익을 침해할 우려가 있는 정보

③ 공개 청구된 정보가 제2항 각호에 포함된 부분과 공개가 가능한 부분이 혼합되어 있는 경우에는 공개청구의 취지에 어긋나지 아니하는 범위 안에서 두 부분을 분리할 수 있는 때에는 제2항 각호의 해당하는 부분을 제외하고 공개하여야 한다.

제8.2.3.2조(정기공개의 절차 및 제한) ① 전력거래소는 정기적으로 전력시장과 전력계통 운영의 투명성을 확보하기 위하여 법 제41조 제1항, 법 시행령 제22조 제1, 2항,

별표 1의3에서 정하는 정보를 공개할 의무를 지닌다.

② 전력거래소는 매 년 제1항의 정보의 각 공개시기 및 주기를 정하여 홈페이지에 공개한다.

③ 전력거래소는 위 1항의 정보를 한국전력거래소 홈페이지에 게재하는 것을 필수적으로 하고 그 외에 방송, 일간신문 또는 전력관련 전문잡지에 게재하는 방법으로 공개한다.

제8.2.3.3조(수시공개의 청구) 전기사업자가 법 제41조 제2항, 법 시행령 제22조 제4항에 의하여 전력시장과 전력계통의 운영에 관한 자료제공을 요구하는 경우 별지 제22호 서식에 따른 정보공개신청서를 작성하여 사무국에 제출하여야 한다.

제8.2.3.4조(수시공개 정보의 종류 및 보관기간) ① 정보는 시스템정보와 보관정보로 구분한다.

1. 시스템정보 : 시스템에 보관 중인 정보를 말한다.
2. 보관 정보 : 저장매체 또는 문서 등의 형태로 보관 중인 정보를 말한다.

② 정보의 종류별 보관기간은 다음 각 호와 같다.

1. 시스템정보 : 통상 6개월 내지 1년치 정보를 저장할 수 있어야 하며, 이의신청 처리 및 감사의 대상으로 사용한다.
2. 보관 정보 : 통상 3년치 정보를 저장매체 등에 기록, 보관하되, 이의신청 처리 및 감사의 대상으로 사용한다.

제8.2.3.5조(수시공개여부 결정의 절차) ① 전력거래소는 제8.2.2.1조의 청구에 대하여 그 청구를 받은 날부터 10일 이내에 공개 여부를 결정하여야 한다.

② 전력거래소는 부득이한 사유로 제1항에 따른 기간 이내에 공개 여부를 결정할 수 없을 때에는 그 기간이 끝나는 날의 다음 날부터 기산하여 10일의 범위에서 공개 여부 결정 기간을 연장할 수 있다. 이 경우 전력거래소는 연장된 사실과 연장 사유를 전기사업자에게 지체 없이 통지하여야 한다.

③ 전력거래소는 공개 청구된 대상 정보의 전부 또는 일부가 제3자와 관련이 있다고 인정할 때에는 그 사실을 제3자에게 지체 없이 통지하여야 하며, 필요한 경우에는 그의 의견을 들을 수 있다.

제8.2.3.6조(비회원인 전기사업자에 대한 수시공개방법) ①전력거래소는 비회원인 전기사업자의 수시공개 청구에 대하여 제8.2.2.3조에 따라 공개를 결정한 경우에는 정보공개법 제13조에 따라 공개 여부 결정의 통지를 하여야 한다.

② 전력거래소는 비회원인 전기사업자가 전자적 형태로 보유·관리하는 정보에 대하여 청구인이 전자적 형태로 공개하여 줄 것을 요청하는 경우에는 정보공개법 제15

조가 정하는 방법에 따라 전자적 형태로 공개하여야 한다.
③ 공개된 정보가 잘못된 것으로 판명된 경우에는 잘못된 정보를 제공받은 전기사업자에게 제1, 2항과 같은 방법으로 수정내용을 통지하여야 한다.

제8.2.3.7조(회원인 전기사업자에 대한 수시공개방법) ① 전력거래소는 전기사업자 중 회원이 공개를 청구한 정보에 대하여 정보공개시스템을 통하여 인터넷 또는 기타 방법으로 공개하는 것을 원칙으로 하되, 필요시 문서 등 기타 방법을 사용한다. 다만, 시스템 및 통신 장애발생으로 인해 인터넷을 통한 정보의 통지 및 공개가 곤란하다고 판단될 경우에는 우편 또는 모사전송 수단을 사용할 수 있다.
② 정보공개시스템을 통하여 공개된 정보가 잘못된 것으로 판명된 경우에는 정보공개시스템에 이를 공개하여야 하며, 잘못된 정보를 제공받은 회원에게 수정내용을 통지하여야 한다.
③ 전력거래소는 정보공개시스템의 접속계정에 대한 체계적인 관리 및 보안성 강화를 위해 회원의 접속계정을 관리·운영하여야 한다.
④ 발전 및 판매회원은 자사 내의 접속계정을 관리하는 계정관리자를 임명하여 운영하여야 한다.
⑤ 발전 및 판매회원은 접속계정 관리 소홀로 인하여 자사 및 타사의 거래정보가 제3자에게 노출됨으로써 야기되는 피해에 대하여 책임을 진다.

제8.2.3.8조(수시공개 정보이용에 대한 비용 부담) ① 전기사업자 중 전력거래소의 회원은 전력시장에 관한 정보를 무료로 이용할 수 있다. 다만, 일부 회원을 위한 정보공개에 수반되는 별도의 비용은 징수할 수 있다.
② 전기사업자 중 비회원이 전력시장에 관한 정보를 이용할 경우 이에 수반하는 비용을 징수할 수 있다.

제3절 정보보호

제8.3.1조(정보보호) ① 전력거래소는 정보의 원활한 이용 및 외부로부터의 침입 보호를 위하여 네트워크 규약 등 정보보호에 필요한 각종 표준 세부업무기준을 정하여 운영하여야 한다.
② 전력거래소는 공개하는 정보와 시스템 관련설비 및 매체를 효율적으로 관리하기 위하여 필요한 보호대책을 수립하고 정보이용자에게 동 조치의 이행을 요구할 수 있다.
③ 통계정보 등 필요하다고 인정되는 정보는 국내외 관계기관에 상표(서비스표를 포함한다)로 등록하여 관리할 수 있다.
④ 전력거래소는 전력시장과 계통운영을 위해 필요한 정보의 생산·관리·공개시스템

의 프로그램에 대하여 정기 및 수시로 유지보수하고 기록 관리하여야 한다.

⑤ 전력거래소는 수시공개에 대한 이의신청 처리에 대비하여 전력거래소에서 생산, 관리하는 모든 프로그램 및 정보를 전력거래소가 별도로 정하는 기준에 따라 일정 기간 보관, 활용 및 폐기하여야 한다.

⑥ 전력시장과 전력계통운영에 관한 정보는 보관용 저장매체에 수록한 뒤 화재 등 비상사태에 대비하여 테이프의 내용이 변경, 조작되지 않도록 이중화된 특수용기에 보관하여야 한다.

제8.3.2조(정보이용 제한) 정보이용자는 전력거래소에서 제공한 정보 또는 가공하여 개발한 통계자료, 기타 이와 유사한 자료를 매매의 대상으로 하거나 이를 매매할 가능성이 있는 제3자에게 제공할 수 없다.

제8.3.3조(준수 확인) ① 전력거래소는 타당한 사유가 발생한 경우 이 장이 정한 규정 등의 준수 여부를 확인하기 위하여 정보이용자에게 필요한 자료의 제출을 요구하거나 관련설비 등에 대한 자료를 요구할 수 있으며, 정보이용자는 실사에 필요한 당해 장소의 출입 등 제반사항의 준비 및 편의를 제공하여야 한다.

② 전력거래소는 제1항의 규정에 의한 정보이용자의 절차 등에 대한 준수 여부의 확인을 감시위원회 또는 타 기관에 위탁하여 수행할 수 있다.

제8.3.4조(위반시 조치) ① 전력거래소는 정보이용자가 제8.3.1조 및 제8.3.2조의 규정에 의한 규칙 등의 준수의무를 위반한 경우에는 이를 시정할 것을 요구할 수 있으며 정보이용자는 지체 없이 이를 이행하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 시정요구에도 불구하고 정보이용자가 이를 이행하지 아니하는 경우, 정보위원회는 전력시장의 안정이 저해되지 않는 범위 내에서 다음 각호의 1의 조치를 취할 수 있다.

1. 정보의 전부 또는 일부의 이용금지
2. 정보의 이용승인 취소
3. 기타 필요한 조치

③ 전력거래소는 제2항의 규정에 의한 정보의 제공중단 또는 이용제한을 하고자 하는 경우에는 정보를 제공받고 있는 이용자에게 그 사유를 명시하여 1개월 전에 서면으로 통보하여야 한다.

제9장 규칙개정 <본장개정 2003.11.11>

제1절 통칙

제9.1.1조(규칙의 개정) ① 전력거래소가 법 제43조 제2항의 규정에 따라 이 규칙을 개정하고자 하는 경우에는 이 장에서 정한 절차에 따른다.

② 전력거래소는 다음 각호의 1에 해당하는 경우 규칙개정위원회의 심의를 거쳐 규칙을 개정할 수 있다.

1. 전력시장의 공정하고 효율적인 운영을 위하여 필요하다고 판단한 경우
2. 규칙의 내용이 법, 동법 시행령 및 시행규칙, 고시 등 관계법령의 규정에 위배될 때
3. 제1호 및 제2호의 사유로 산업통상자원부의 개정 권고를 받은 경우 <개정 2012.5.31>
4. 제1호 및 제2호의 사유로 전력거래소 회원이 규칙의 개정을 서면으로 제안할 경우

③ 제2항 제4호의 규정에 의하여 전력거래소 회원이 규칙의 개정을 제안하는 경우에는 별지 제28호서식에 의한 제안서를 전력거래소에 제출하여야 한다.

제9.1.2조(기일산정의 특례) 제9.3.1조 제2항 및 제3항, 제9.3.4조 제2항, 제9.3.5조 및 제9.3.6조 제1항 전단의 규정에 의하여 기간을 계산할 때에는 법정 공휴일 및 전력거래소 휴무일은 이를 포함하지 아니한다. <개정 2018.12.12.>

제2절 규칙개정위원회

제9.2.1조(설치 및 구성) ① 이 규칙의 개정에 관한 사항을 심의·의결하기 위하여 전력거래소에 규칙개정위원회를 둔다.

② 규칙개정위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 구성한다.

③ 규칙개정위원회위원장은 전력거래소이사장으로 하며, 위원은 전력거래소이사장이 다음 각호에 해당하는 자 중에서 위촉한다.

1. 전력거래소의 규칙개정을 담당하는 임직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원 중 산업통상자원부장관이 지정하는 자
3. 전력거래소 회원을 대표하는 회원 소속의 임직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

④ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1조의2 각호와 같다. <신설 2012.5.31.> <개정 2018.8.2.>

⑤ 규칙개정위원회의 원활한 운영을 위하여 간사를 두며, 간사는 전력거래소 소속 직원 중에서 규칙개정위원회위원장이 지정한다. <항간변경 2012.5.31>

제9.2.2조(위원의 임기) ① 제9.2.1조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는

해당 직위 보유기간으로 한다.<개정 2012.5.31.>

② 제9.2.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.

③ 제9.2.1조 제3항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여 임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제9.2.1조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 규칙개정 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다. <개정 2018.8.2.>

⑤ 제9.2.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 위촉될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

⑥ <삭제 2012.5.31.>

⑦ <삭제 2012.5.31.>

<본조개정 2017.12.29.>

제9.2.2조의2(위원의 청렴의무 및 제척 등) ① 위원으로 위촉된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다. [신설 2012.5.31]

② 다음 각호의 1에 해당하는 자는 위원이 될 수 없으며, 위원인 자가 다음 각호의 1에 해당하는 경우에 전력거래소 이사장은 해당 위원을 해촉하여야 한다.

1. 금고이상의 실형을 선고받고 그 집행이 종료되거나 집행이 면제된 날로부터 3년이 경과하지 아니한 자
2. 금고이상의 형의 집행유예 선고를 받고 그 기간이 만료된 후 1년이 경과되지 아니한 자
3. 피성년후견인, 피한정후견인, 피특정후견인 또는 피임의후견인 <개정 2014.9.1>
4. 파산선고를 받고 복권되지 아니한 자
5. 규칙개정과 관련하여 관계사로부터 받은 금품수수 또는 알선 및 청탁 등의 행위가 비위사실로 확인되어 현저하게 청렴서약을 위반했다고 인정되는 자

③ 위원회 위원 중 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임원, 회원의 대표를 제외한 위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 규칙개정 심의 및 의결에서 제척 또는 기피, 회피하여야 한다.

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 심의·의결대상 기관과 이해관계가 있는 경우
2. 위원이 심의·의결대상 기관의 대표와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관에 재직한 경우
4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 자

④ 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 별지 제88호 서식을 이용하여 기피신청을 하거나 회피할 수 있다.
⑤ 제9.2.1조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 서면통지의 방법에 의하여 규칙개정위원회 위원을 사임할 수 있으며, 이 경우 전력거래소 이사장은 해당 위원을 해촉하여야 한다.

제9.2.3조(기능) 규칙개정위원회는 다음 각호의 사항을 고려하여 규칙개정 안건을 심의・의결한다.

1. 규칙개정의 타당성 및 필요성
2. 규칙개정에 따른 영향
3. 규칙개정안의 형식적 적정성
4. 기타 위원회에서 검토가 필요하다고 판단한 사항

제9.2.4조(소집) 규칙개정위원회 위원장은 회의개최 예정일 7일전까지 회의개최 일시 및 장소, 회의안건을 서면으로 각 위원에게 통지하여야 하며 또한 회의일시 및 장소에 관해서는 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다.<개정 2012.5.31.>

제9.2.4조의 2(서면결의) ① 위원장은 제9.3.1조 규정에 의한 회원사 의견제출 결과 반대의견이 없는 안건의 경우 서면결의에 의한 안건처리를 결정할 수 있다.
② 서면결의에 의하여 안건을 처리하고자 할 때에는 안건과 함께 별지 98호 서식에 의한 서면위원회통지서 및 별지 99호 서식에 의한 서면결의표를 각 위원에게 배부하여 찬성·반대의 의사를 표시하게 하여야 한다.
③ 위원장은 서면결의표에 의한 의결 결과를 확인하여야 한다.
④ 서면결의를 위한 안건의 통지 기일은 9.2.4조의 규정에 의한다.
⑤ 서면결의 안건은 위원장이 실무협의회의 검토·조정이 필요 없다고 판단하는 경우 실무협의회의 검토·조정을 거치지 아니할 수 있다.
[본조신설 2014.9.1.]

제9.2.5조(회의성립과 의결) ① 규칙개정위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.
② 위원장은 표결에 참여하며, 표결결과 가부동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.
③ 산업통상자원부, 전력거래소 회원대표 및 전력거래소 소속 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있다. 이 경우 대리인은 위원회 회의시작 전까지 별지 제30호 서식에 의한 위임장을 위원장에게 제출하여야 한다.

제9.2.6조(실무협의회 구성) ① 규칙개정위원회에서 심의·의결할 규칙개정안의 내용을 검토·조정하고 규칙개정위원회로부터 위임받은 사항을 처리하기 위하여 규칙개정위원회 산하에 규칙개정실무협의회(이하 "실무협의회"라 한다)를 둔다.

② 실무협의회는 의장을 포함하여 10인이상 13인이내의 위원으로 구성한다.<개정 2008.10.31>

③ 실무협의회 의장은 전력거래소 소속 규칙개정위원회 위원으로 하며, 위원은 규칙개정위원회가 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 선임한다.

1. 전력거래소 직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 전력거래소 회원 소속 임직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

<본항개정 2017.12.29., 2018.8.2.>

④ <개정 2010.6.30.> <삭제 2017.12.29.>

⑤ 제3항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1조의2 각호와 같다. [신설 2017.12.29.] <개정 2018.8.2.>

⑥ 실무협의회 의장은 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 간사를 두며, 간사는 의장이 전력거래소 소속 직원 중에서 지정한다. <항번호변경 2017.12.29.>

제9.2.6조의 2(실무협의회 위원의 임기) ① 제9.2.6조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제9.2.6조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.

③ 제9.2.6조 제3항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여 임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제9.2.6조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 규칙개정 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.<개정 2018.8.2.>

⑤ 제9.2.6조 제3항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 선임될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

[본조신설 2017.12.29.]

제9.2.7조(실무협의회 운영) ① 실무협의회는 의장이 필요하다고 인정하는 경우 수시로 개최할 수 있다.

② 실무협의회 의장은 실무협의회를 개최하고자 하는 경우 회의 개최 7일 전까지 각 위원에게 회의 일시·장소 및 회의안건을 서면으로 통보하여야 한다.<개정 2008.10.31>

③ 실무협의회 회의는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되며, 출석위원 과반수의 찬성으로 결정한다.<개정 2008.10.31>

제9.2.8조(세부운영규정) 이 장에서 정한 사항 이외에 규칙개정위원회 및 실무협의회의 운영에 관하여 필요한 세부 사항은 규칙개정위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도로 정할 수 있다.

제9.2.9조(실비지급) ① 전력거래소는 규칙개정위원회 및 실무협의회에 출석한 위원, 관계 전문가에 대하여는 회의참석 여비, 규칙 개정 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 수수료 등을 지급할 수 있다.<개정 2008.10.31>
② 전력거래소가 규칙개정과 관련하여 관계 전문가의 의견을 요청하는 경우에는 자문료를 지급할 수 있다.

제3절 규칙개정 절차

제9.3.1조(개정내용의 통보, 안건설명회 및 의견제출) <본조제목변경 2018.12.12.> ① 전력거래소가 제9.1.1조 제2항의 규정에 의하여 규칙을 개정하고자 하는 경우에는 별지 제28호서식에 의한 제안 내용을 회원 및 산업통상자원부에 서면으로 통보하여야 한다.
② 전력거래소는 제1항의 통보일로부터 5일 이내에 안건설명회를 개최하여야 한다. [신설 2018.12.12.]
③ 회원 및 산업통상자원부는 제1항의 제안 내용에 대하여 의견이 있는 경우에 제1항의 통보일로부터 15일 이내에 찬반의견과 사유, 수정조문 등을 명시한 의견서를 전력거래소에 제출할 수 있다. <2018.12.12.>

제9.3.2조(개정안의 작성 · 제출) ① 전력거래소는 제9.3.1조 제2항의 규정에 의한 의견 등을 검토한 결과 당초 제안서의 내용을 보완하거나 수정하는 것이 타당하다고 인정되는 경우, 제안서에 보완·수정 의견을 첨부하여 실무협의회에 제출할 수 있다.
② 전력거래소는 실무협의회의 검토·조정 의견을 반영한 규칙개정안건을 서면으로 작성하여 규칙개정위원회에 제출한다.
③ 전력거래소가 제2항의 규정에 의하여 작성하는 규칙개정안건에는 다음 각호의 내용이 포함되어야 한다.
1. 개정의 취지 및 필요성
2. 개정내용 요약(개정내용이 간단한 경우에는 개정(안)으로 대체)
3. 예상되는 개정의 영향 및 효과
4. 개정(안)

5. 개정 전후의 조문대비표(전문개정 또는 장, 절 전체 개정 등의 경우에는 생략할 수 있다)
6. 제1호 및 제3호의 내용을 설명하기 위한 보충자료
7. 실무협의회 주요 검토의견(개정찬성, 개정반대, 개정안 수정의견 등)

④ 제1항 및 제2항에 의해 작성되는 규칙개정안이 제9.3.1조 제1항의 제안 내용과 내용이 상이할 경우에는 최초 제안자의 동의가 있어야 하며, 최초 제안자의 동의가 없는 경우로서 실무협의회가 수정의견을 채택한 경우에는 제3항 제7호의 내용에 최초 제안자의 제안내용을 첨부하여야 한다.

⑤ 규칙개정안의 제안자는 규칙개정위원회 소집통보일 이전까지 규칙개정안을 철회할 수 있다.

제9.3.3조(심의 · 의결 및 결과의 보존과 통지) ① 규칙개정위원회위원장은 안건의 심의 기타 업무수행에 필요하다고 인정할 때에는 이해관계인을 출석하게 하여 그 의견을 들을 수 있으며, 관계 전문가에게 의견 제출을 요청할 수 있다. 이 경우 관계인에게 문서 또는 유선 및 전자적 방법(홈페이지 게시, 문자메세지 전송, 이메일 통지)을 이용하여 출석을 요청하여야 한다.<개정 2012.5.31>

② 규칙개정위원회 간사는 규칙개정위원회 회의에 입회하여 회의록을 작성하여야 하며, 규칙개정위원회 개최일로부터 15일 이내에 규칙개정위원회 심의결과와 회의록을 위원장 및 참석위원의 확인을 받아 이를 보관한다.

③ 규칙개정위원회 간사는 규칙개정위원회 심의 · 의결 결과를 제9.3.5조의 규정에 의한 승인요청 이전에 별지 제29호서식에 따라 각 회원에게 서면으로 통보하거나 정보공개 인터넷 홈페이지(www.kpx.info)에 이를 게시하여야 한다.<개정 2008.10.31>

제9.3.4조(긴급개정) ① 법, 동법 시행령 및 시행규칙, 관련고시 등의 제정 · 개정 · 폐지 등에 따라 이 규칙을 긴급히 개정할 필요가 있거나, 규칙개정위원회 위원장이 필요하다고 인정하는 경우, 전력거래소는 규칙의 긴급개정을 요청할 수 있다. <개정 2017.12.29.>

② 제1항의 규정에 의한 긴급개정의 요청이 있는 경우 규칙개정위원회 소집통지기간은 7일 이내로, 산업통상자원부 및 회원의 의견제출 기한은 5일 이내로 할 수 있으며, 개정안에 대한 실무협의회의 검토 · 조정을 거치지 아니할 수 있다. <개정 2017.12.29.>

③ 이 규칙의 내용에 명백한 오류가 있고 이로 인하여 전력시장의 운영에 중대한 지장을 초래할 것으로 판단되는 경우, 전력거래소는 규칙개정위원회의 심의를 거치지 아니하고 이를 시정하는 내용의 개정안을 산업통상자원부장관에게 제출하여 그 승인을 요청할 수 있다. 이 경우, 지체 없이 규칙개정위원회 위원 및 회원에게 그 사실을 서면으로 통지하여야 한다.

제9.3.5조(승인요청) 전력거래소는 규칙개정위원회의 심의를 거친 개정안 중 개정 의결된 안건에 대하여는 규칙개정위원회 개최일로부터 20일 이내에 산업통상자원부장관

에게 규칙 개정의 승인을 요청하여야 한다.

제9.3.6조(개정규칙의 공고) ① 전력거래소는 산업통상자원부장관이 규칙개정안을 승인한 날로부터 7일 이내에 모든 회원에게 규칙 개정 내용을 서면으로 통지하고, 전력거래소 홈페이지(www.kpx.or.kr)에도 1개월 이상 이를 공고하여야 한다.
② 산업통상자원부장관이 규칙개정안의 승인을 거절한 경우, 전력거래소 이사장은 규칙개정위원회 위원과 회원에게 그 사실과 이유를 서면으로 통지하여야 한다.

제9.3.7조(개정 규칙의 발효일) 이 규칙의 개정은 별도의 규정이 없는 한 공고일 다음 날부터 효력이 발생한다.

제10장 전력거래시스템 [본장신설 2006.9.14]

제1절 전력거래소의 설비

제10.1.1조(전산시스템 설치) ① 전력거래소는 전력거래를 원활하게 수행하기 위해 다음 각 호의 기능을 갖는 전산시스템을 설치하고 운영하여야 한다.
1. 입찰, 수요예측 및 가격 결정
2. 발전기 기동정지 및 에너지 배분 결정 등을 위한 발전계획 수립
3. 송전 손실과 송전 혼잡을 반영한 실시간급전계획 수립
4. 실시간 수급 균형을 유지하기 위한 자동발전제어
5. 발전기 및 송변전설비의 실시간 자료취득
6. 급전지시
7. 주계량기 및 보조계량기의 자료 취득
8. 정산 및 결제
9. 시장 및 계통 운영관련 정보 공개
10. 수요반응자원의 운영 [신설 2014.11.3.]
11. 기타 시장운영규칙 등에서 정한 업무 <호번호변경 2014.11.3.>

② 전력거래소는 제10.1.1조 제1항의 기능을 하는 전산시스템의 장애에 의한 전력거래 중단을 최소화하기 위해 각 해당 설비를 이중화하여야 한다. 단, 일시 기능정지로 전력거래가 중지되지는 않는다고 판단되는 설비는 제외한다.

제10.1.2조(전산시스템의 운영) ① 전력거래소는 별표 13, 별표 22 및 별표 27에 따라 전산시스템을 운영하여야 한다. <개정 2014.11.3.>
② 전력거래소는 제10.1.1조 제1항의 기능을 하는 전산시스템을 주기적으로 점검하여야 하며, 회원, 거래량 및 설비 등의 증가로 시스템의 장애가 발생하지 않도록 필

요 시 설비를 보강하여야 한다.

제2절 발전사업자 및 송전사업자의 설비

제10.2.1조(실시간 자료취득 및 제어 설비의 설치) ① 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치를 소유한 발전사업자와 송전사업자는 다음 각호의 설비를 설치하여 발전기 및 송변전설비의 운전자료를 실시간으로 전력거래소에 제공하고, 직접 설비를 제어할 수 있도록 하여야 한다. 단, 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치를 소유한 발전사업자는 제1호의 설비를 설치하여야 한다. <개정 2015.9.30., 2016.5.12>

1. 실시간 자료취득 설비
   가. 변성기
   나. 원격소 장치
   다. 지역급전시스템(송전사업자만 해당)[신설 2010.6.30]
   라. 통신선로<문번호변경 2010.6.30>
   마. 전력시장 및 계통운영에 필요한 설비<문번호변경 2010.6.30>
2. 현장 제어 설비
   가. 발전기 원격 제어
   나. <삭제 2014.10.2.>
   다. 전기저장장치의 원격 제어 [신설 2015.5.7.]
   라. 기타 전력계통의 안정적 운영에 필요사항 등 <목번호변경 2014.10.2., 2015.5.7.>

② 비중앙급전발전기중 설비용량이 20MW 초과 200MW 미만인 발전기, 비중앙급전전기저장장치 중 설비용량이 10MW초과 200MW 미만인 전기저장장치 또는 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 중앙급전 구역전기발전기(송전단 기준)는 다음 각호의 설비를 설치하여 운전자료를 실시간으로 전력거래소에 제공하여야 한다.[신설 2010.6.30.] <개정 2015.9.30., 2016.5.12., 2019.1.2.>

1. 실시간 자료취득 설비
   가. 자료연계용단말장치
   나. 통신선로
   다. 전력시장 및 계통운영에 필요한 설비

③ 발전기 및 송변전 설비 등을 신증설 할 경우, 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치와 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치는 제1항의 설비를 설치하고, 비중앙급전발전기중 설비용량이 20MW 초과 200MW 미만인 발전기, 비중앙급전전기저장장치 중 설비용량이 10MW초과 200MW 미만인 전기저장장치 또는 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 중앙급전 구역전기발전기는 제2항의 설비를 설치하며, 발전사업자와 송전사

업자는 설비가압 이전에 반드시 전력거래소와 시험을 완료하여야 한다.<개정 2010.6.30., 2015.9.30., 2016.5.12., 2019.1.2.>

④ 제1항, 제2항, 제3항 세부 기준 및 절차는 별표 13에 따른다. 단, 제1항, 제2항, 제3항의 적용에 있어서 집합전력자원은 제외한다.<개정 2010.6.30., 2018.12.12.>

제10.2.2조(실시간자료취득 및 제어설비 관리) ① 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치 또는 설비용량이 20MW 초과한 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 또는 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 중앙급전구역전기발전기를 소유한 발전사업자와 송전사업자는 설비고장 또는 통신오류 등에 의해 자료제공에 장애가 발생하지 않도록 주기적으로 제10.2.1조 제1항 및 제2항의 설비를 점검하여야 한다. 단, 집합전력자원은 예외로 한다. <개정 2010.6.30., 2016.5.12., 2018.12.12., 2019.1.2.>

② 자료 취득 및 제어 설비의 장애가 발생한 경우 전력거래소는 즉시 해당 사업자에게 통보하고, 해당 사업자는 가능한 빠른 시일 내에 정상화 시켜야 한다.

③ 제1항 및 제2항의 세부 기준 및 절차는 별표 13에 따른다.

제11장 공급인증서 거래 [본장신설2013.2.28]

제1절 공급인증서 거래시장의 운영

제11.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. "신재생에너지 공급인증서(이하 "공급인증서"라 한다)"라 함은 신재생에너지 설비를 이용하여 전기를 공급하였음을 증명하기 위하여 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법(이하 "신재생에너지법"이라 한다) 제12조의7에 따라 발급된 인증서를 말한다. <개정 2017.2.28.>
2. "공급인증서 거래시장"이라 함은 신재생에너지법 제12조의7에 따라 공급인증서 매매거래를 위하여 전력거래소가 개설하는 시장을 말하며, 계약시장과 현물시장으로 구분한다. <개정 2017.2.28.>
3. "공급인증서 거래시장 참여자"라 함은 공급인증서 거래시장에서 공급인증서 매매거래에 참여할 수 있는 자를 말한다. [신설 2017.2.28.]
4. "공급인증서 거래시스템"이라 함은 전력거래소가 주문의 접수, 매매거래의 체결 및 정산·결제 등을 위하여 설치·운영하는 전산시스템을 말한다. [신설 2017.2.28.]
5. "공급의무자"라 함은 신재생에너지법 제12조의5제1항에 따라 발전량의 일정량 이상을 신재생에너지를 이용하여 의무적으로 공급하여야 하는 자를 말한다. <호번호

변경 및 개정 2017.2.28.>

6. “의무이행비용”이라 함은 공급의무자가 신재생에너지법 제12조의5 제2항에 따라 의무공급량 이행에 지출하는 비용을 말한다. <호번호 변경 및 개정 2017.2.28.>

7. “기준가격”이라 함은 공급의무자의 연간 의무이행비용 정산금액 산정시 기준이 되는 가격을 말한다. <호번호 변경 및 개정 2017.2.28.>

8. “중간적용가격”이라 함은 공급의무자의 월간 의무이행비용 정산금액 산정시 기준이 되는 가격을 말한다. <호번호 변경 및 개정 2017.2.28.>

제11.1.2조(적용 범위) 이 장은 전력거래소가 운영하는 신재생에너지 공급인증서 거래시장에 적용한다.

제11.1.3조(공급인증서 거래시장 참여자) ① 공급인증서 거래시장에서 공급인증서를 거래할 수 있는 자(이하 “공급인증서 거래시장참여자”라 한다)는 다음 각 호와 같다.

1. 신재생에너지센터를 통해 설비등록을 완료한 신재생에너지 발전사업자
2. 신재생에너지법 제12조의5 및 동법 시행령 제18조의3에 따른 공급의무자
3. 신재생에너지법 시행령 제18조의7 제2항 및 제3항에 따라 국가에 대하여 발급된 공급인증서의 거래를 대행하는 자
4. 유효기간내의 공급인증서를 소유한 자
5. 전력거래소가 인정하는 거래중개자
6. 중개사업자 [신설 2018.12.12.]

② 거래시장에서 매도자는 제1항의 각 호에 해당하는 자로 한다.

③ 거래시장에서 매수자는 제1항 제2호 및 제3호에 한한다.

④ 제1항 각 호의 공급인증서 거래시장참여자는 거래시장 최초 참여 전에 별지 제95호 서식에 따른 ‘전력시장운영규칙 준수 동의서’를 제출하여야 한다.

제11.1.4조(등록) 공급인증서를 거래하고자 하는 자는 다음 각 호의 서류를 갖추어 거래 개시 1개월 전까지 전력거래소에 등록을 신청하여야 한다.

① 신재생에너지 발전사업자 및 공급의무자

가. 별지 제96호 서식의 등록신청서

나. 발전사업허가증 사본

다. 부가가치세법 제5조 제2항에 의한 사업자등록증 사본

② 중개사업자 및 기타 공급인증서를 거래하고자 하는 자 <개정 2018.12.12.>

가. 별지 제97호 서식의 등록신청서

나. 부가가치세법 제5조 제2항에 의한 사업자등록증 사본

제11.1.5조(공급인증서 거래시장의 구분) ① 공급인증서 거래시장은 다음 각 호의 시장

으로 구분한다.

1. 계약시장 : 계약당사자가 정한 공급인증서 매매계약의 조건에 따라 매매거래가 체결되는 시장 <개정 2017.2.28.>
2. 현물시장 : 공급인증서의 수요와 공급으로 정하여진 조건에 따라 매매거래가 성립되는 시장 <개정 2017.2.28.>

② <삭제 2017.2.28.>

③ <삭제 2017.2.28.>

④ 전력거래소는 신재생에너지원의 특성, 시장의 유동성, 신재생에너지원별 기술경제성 등을 고려하여 제1항 제2호의 시장을 신재생에너지원별로 구분하여 운용할 수 있다.

제11.1.6조(공급인증서 거래시장의 개설) ① 계약시장은 연중 개설한다.

② 현물시장은 제11.1.8조에 따라 거래방식을 정한 후 다음 각 호와 같이 개설한다. <개정 2017.2.28.>

1. 경매방식 : 매주 각 특정일 10시부터 16시까지로 하며, 주중 실 근무일이 3일 미만인 경우 시장을 개설하지 않을 수 있다. <개정 2014.9.1., 2016.5.12., 2017.2.28>
2. <삭제 2017.2.28.>
3. [신설 2014.9.1.] <삭제 2017.2.28.>
4. 양방향 입찰방식 : 매주 화요일, 목요일 개설하고 매매거래시간은 10시부터 16시까지로 한다. [신설 2017.2.28.]

③ 전력거래소는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 날을 휴장일로 하여 매매거래시장을 운영하지 아니한다. [신설 2017.2.28.]

1. 「관공서의 공휴일에 관한 규정」에 따른 공휴일 및 토요일
2. 「근로자의 날 제정에 관한 법률」에 따른 근로자의 날
3. 그 밖에 경제사정의 급격한 변동 또는 급격한 변동이 예상되거나 전력거래소가 시장관리상 필요하다고 인정하는 날

④ 전력거래소는 매년 말일까지 차기년도 현물시장 개설일자를 공급인증서 거래시스템에 공지한다. <항번호 변경 및 개정 2017.2.28.>

⑤ 전력거래소는 제2항 및 제3항의 규정에도 불구하고 천재지변, 경제사정의 급격한 변동 그 밖에 이에 준하는 상황 또는 전산장애의 발생으로 인하여 시장의 개설이 정상적으로 이루어질 수 없다고 판단되는 때에는 현물시장 개설일자를 변경할 수 있다. <항번호 변경 2017.2.28.>

제11.1.7.조(계약시장의 매매거래 방식) ① 계약시장에서 매매거래를 하려는 모든 계약당사자는 별지 제89호, 제89-1호, 89-2호 또는 제90호 서식에 따라 매매계약을 체결하여야 한다. <개정 2019.5.31.>

② 계약당사자는 공급인증서 거래시스템을 통해 매매계약서 작성, 검토 및 전자서명을 실시하여야 한다. <개정 2019.5.31.>
③ 제1항 및 제2항에 따른 계약체결 후 설비확인서가 발급된 경우 계약당사자는 설비확인서 발급일로부터 30일 이내에 공급인증서 거래시스템을 통해 변경계약을 체결하여야 한다. <개정 2019.5.31.>
④ 제1항 및 제2항에 따른 계약체결 또는 제3항에 따른 변경계약 체결 후 계약사항의 변경이 발생한 경우 계약당사자는 30일 이내에 공급인증서 거래시스템을 통해 변경계약을 체결하여야 한다. [신설 2019.5.31.]
[본조신설 2017.2.28.]

제11.1.8조(현물시장의 매매거래 방식) <조번호 및 제목변경 2017.2.28.> ① 전력거래소는 현물시장의 매매거래 방식을 다음 각 호 중 하나로 정하여 공급인증서 거래시장 참여자에게 공지한다. <개정 2017.2.28.>
1. 경매방식
2. 양방향 입찰방식
3. 기타 전력거래소가 정하는 방식

② 전력거래소는 매매체결방식을 변경할 경우 공급인증서 거래시장참여자에게 즉시 공지하여야 한다.

제11.1.9조(공급인증서 매매거래 세부운영규정) <조번호 및 제목변경 2017.2.28.> 공급인증서의 세부 매매거래 방법, 매매거래 대금정산 및 결제절차 등은 별표25에 따른다. <개정 2017.2.28.>

제2절 의무이행비용 정산

제11.2.1조(자료의 제출) ① 월간정산을 받고자 하는 공급의무자는 매월 10일까지 다음의 각 호를 전력거래소에 제출하여야 한다.
1. 별지 제91호 서식에 따른 월간정산 신청서
2. 제1호에 따른 공급인증서 사본(단, 자체건설 발전기의 공급인증서인 경우 가격산정에 관한 증빙자료 포함) <개정 2017.2.28.>

② 연간정산을 받고자 하는 공급의무자는 매년 4월 10일까지 다음의 각 호를 전력거래소에 제출하여야 한다.
1. 별지 제92호 서식에 따른 연간정산 신청서
2. 제1호에 따른 공급인증서 사본(단, 자체건설 발전기의 공급인증서인 경우 가격산정에 관한 증빙자료 포함) <개정 2017.2.28.>

제11.2.2조(공급의무자에 대한 의무이행비용 정산) 공급의무자에 대한 의무이행비용 정산은 [별표 25]에서 정한 공급의무자의 의무이행비용에 따라 정산한다. <개정 2015.9.30.>

제11.2.3조(판매사업자에 대한 의무이행비용 정산) 판매사업자에게 적용할 의무이행비용 정산은 [별표 25]에서 정한 전체 공급의무자의 의무이행비용의 총액으로 한다. <개정 2015.9.30.>

제11.2.4조(정산 세부절차) 제2절에서 정하지 않은 정산에 관한 세부사항은 별표2와 별표25에 따른다.

제12장 수요반응자원의 거래 [본장신설 2014.11.3.]

제1절 통 칙

제12.1.1조(용어의 정의) 이 장에서 사용하는 용어의 정의는 다음 각 호와 같다.

1. "고객기준부하"라 함은 수요반응참여고객이 전력부하를 감축하지 않았다면 사용했을 평상시 사용전력량을 예측한 값을 말한다.
2. "의무감축용량"이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 전력거래소의 실시간 수요감축요청에 따라 전력부하를 감축할 수 있는 최대용량(MW)을 말한다.
3. "감축가능용량"이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 입찰을 통해 가격결정발전계획에 포함되어 거래시간별로 별도의 수요감축요청 없이 전력부하를 감축할 수 있는 용량(MW-h)을 말한다.
4. "감축가격"이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 거래시간별로 감축가능용량에 대해 입찰하는 가격을 말한다.
5. "전력부하감축량"이라 함은 수요반응참여고객이 전력부하를 감축한 거래시간별 고객기준부하와 실제 사용전력량과의 차이를 말한다.
6. "수요반응자원 순편익가격"이라 함은 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자가 전력시장에 입찰할 수 있는 최소가격(원/kWh)을 말한다.
7. "감축계획량"이라 함은 가격결정발전계획에서 배분받은 거래시간별 수요반응자원의 전력부하감축계획량을 말한다.
8. "전력거래기간"이라 함은 전력거래소의 실시간 수요감축요청에 따라 수요관리사업자가 등록한 수요반응자원의 의무감축용량만큼 의무적으로 전력부하감축을 시행해야하는 기간을 말한다.
9. "표준 수요반응자원(이하 '표준DR'이라 한다)"이라 함은 전기사용자가 판매사업

자 또는 구역전기사업자와 체결한 전기사용계약 종별에 대한 제한 없이 모든 계약 종별의 전기사용자를 참여고객으로 하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2016.12.30.] <개정 2019.11.07.>

10. "중소형 수요반응자원(이하 '중소형DR'이라 한다)"이라 함은 판매사업자 또는 구역전기사업자와 일반용, 주택용, 농사용, 교육용 전력의 전기사용계약을 체결한 전기사용자 및 산업용 전력 2MW 이하의 전기사용계약을 체결한 전기사용자를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2016.12.30.] <개정 2019.11.07.>

11. "국민 수요반응자원(이하 '국민DR'이라 한다)"이라 함은 판매사업자 또는 구역전기사업자와 체결한 전기사용계약 중 계약전력이 70kW 이하 전기사용자, 주택용 전기사용자 및 집합건물에 속해있는 개별 세대를 수요반응참여고객으로 하는 수요반응자원을 말한다. [신설 2019.11.07.]

12. "독립운전 발전기"이라 함은 전력계통에 연계하지 않고 운전하는 발전기를 말한다. [신설 2018.11.1.] <호번호 변경 2019.11.07.>

제12.1.2조(적용 범위) 이 장은 전력시장에 참여하는 수요관리사업자의 전력거래에 적용한다.

제12.1.3조(전력시장 참여요건) 전력시장에 참여하고자 하는 수요관리사업자는 전력거래자 등록, 수요반응자원 및 수요반응참여고객 등록을 마쳐야 한다.

제2절 전력거래자, 수요반응자원, 수요반응참여고객 등록

제12.2.1조(전력거래자 등록) ① 수요관리사업자로서 전력거래자의 등록을 하고자 하는 자는 제2항의 등록신청서 및 첨부서류를 갖추어 전력거래 개시 2개월 전까지 전력거래소에 전력거래자의 등록을 신청하여야 한다. <개정 2016.12.30.>

② 수요관리사업자의 전력거래자 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각 호와 같다.

1. 별지 제100호서식의 등록신청서
2. 지능형전력망 수요반응관리서비스제공사업자 등록증 사본
3. 부가가치세법 제5조 제2항에 의한 사업자등록증 사본
4. 시장은행 통장 사본 및 사용인감 증명서(인감 이미지화일 포함)
5. 「독점규제 및 공정거래에 관한 법률」 제9조제1항의 상호출자제한기업집단과의 관계 증빙자료

제12.2.2조(수요반응자원의 등록) ① 제12.2.1조에 따라 전력거래자로 등록한 수요관리사업자 중 수요반응자원을 등록하고자 하는 수요관리사업자는 다음 각 호에 명시된

신청기간 종료일까지 제3항에 따른 '등록 신청서류'를 전력거래소에 제출하여야 한다. <개정 2015.9.30., 2018.6.15., 2019.11.07>

1. 표준DR 또는 중소형DR <호번호 변경 및 개정 2019.11.07.>

초기등록 신청기간	초기등록 완료일	초기 전력거래기간
10월20일～10월31일	11월30일	12월1일～다음해 11월 30일

2. 국민DR [신설 2019.11.07.]

초기등록 신청기간	초기등록 완료일	초기 전력거래기간
홀수년도 10월20일～10월31일	홀수년도 11월30일	홀수년도 12월1일～다다음해 11월 30일

② 수요반응자원의 등록요건은 다음 각 호와 같으며 제1항 또는 제4항의 등록 신청기간 종료일로부터 전력거래기간 종료일까지 이를 유지하여야 한다. <개정 2017.12.29., 2019.11.07>

1. 수요반응자원의 등록은 1개의 수요반응자원에 대하여 1개의 등록을 원칙으로 한다.
2. 표준DR 또는 중소형DR은 지역별(수도권, 비수도권)로 구분하여 등록하여야한다. 단, 비수도권은 제주를 포함한 지역을 말한다. <개정 2019.11.07.>
3. 1개 수요반응자원의 의무감축용량은 다음 표와 같다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07>

구분	의무감축용량
표준DR	10㎿ 초과 ~ 500㎿ 이하
중소형DR	2㎿ 초과 ~ 50㎿ 이하
국민DR	1MW 이상

4. 1개의 수요반응자원은 10개 이상의 수요반응참여고객으로 구성되어야 한다.

③ 수요반응자원의 등록에 필요한 등록신청서는 다음 각 호와 같다.

1. 별지 제101호서식의 등록신청서

④ 수요관리사업자 중 신규 수요반응자원을 확보한 자는 다음 각 호에 따라 수요반응자원을 추가하여 등록신청을 할 수 있다. <개정 2015.9.30., 2018.6.15, 2019.11.07>

1. 표준DR 또는 중소형DR <개정 2019.11.07.>

추가 등록 신청 기간	추가 등록 완료일	추가 거래 기간
4월20일～4월30일	5월31일	6월1일～11월30일

2. 국민DR [신설 2019.10.10.] [신설 2019.11.07.]

추가등록 신청기간	추가등록 완료일	추가 전력거래기간
짝수년도 4월 20일～4월 30일	짝수년도 5월 31일	짝수년도 6월 1일～다음해 11월 30일
짝수년도 10월 20일～10월 31일	짝수년도 11월 30일	짝수년도 12월1일～다음해 11월 30일
홀수년도 4월 20일～4월 30일	홀수년도 5월 31일	홀수년도 6월1일～동일년도 11월 30일

제12.2.3조(수요반응참여고객의 등록) ① 제12.2.2조에 따라 등록 신청 또는 등록 완료된 수요반응자원에 수요반응참여고객을 신규 등록 또는 등록 변경(말소 포함)을 하고자 하는 수요관리사업자는 다음 각 호에 명시된 등록신청기간 종료일까지 제3항에 따른 '등록 신청서류'를 전력거래소에 제출하여야 한다. 등록신청된 내용은 신청일에 따른 각 거래적용일부터 적용된다. <개정 2015.9.30., 2018.6.15., 2019.11.07>

1. 표준DR 또는 중소형DR <호번호 변경 및 개정 2019.11.07.>

구분	신청 기간	거래 적용일
동계	10월 20일 ~ 10월 31일	12월 1일
춘계	2월 15일 ~ 2월 20일	3월 1일
하계	4월 20일 ~ 4월 30일	6월 1일
추계	8월 15일 ~ 8월 20일	9월 1일

2. 국민DR [신설 2019.11.07.]

구분	등록 신청기간	거래 적용일
동계	10월 20일 ~ 10월 31일	12월 1일
하계	4월 20일 ~ 4월 30일	6월 1일

② 수요반응참여고객의 등록요건은 다음 각 호와 같으며 등록 신청기간 종료일로부터 전력거래기간 종료일까지 이를 유지하여야 한다. <개정 2017.12.29., 2019.11.07>

1. 2개 이상의 수요반응자원에 중복하여 등록할 수 없다.
2. 긴급절전제도를 제외한 비상수급수요조절제도 등 타 부하관리제도와 중복하여 참여할 수 없다. <개정 2016.12.30.>
3. 「계량에 관한 법률」제14조에 따라 형식승인을 받은 전력량계가 설치되어 있어야 하며, 15분 단위 사용전력량 원격검침이 가능하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07>
4. 제3호의 전력량계 사용전력량 데이터는 당해 수요관리사업자와 특수관계(동일연결실체내의 일원인 기업 및 관계기업, 기타 한국채택국제회계기준의 규정에서 특수관계자로 보는 경우)에 있지 아니한 다음 각 목의 사업자를 통하여 전력거래소가 정하여 공고하는 요구기준(이하 "전력거래소 요구기준"이라 한다)에 따라 전력거래소에 원격으로 제공되어야 한다. [신설 2019.11.07.]
   가. 판매사업자
   나. 구역전기사업자
   다. 전력량정보제공사업자
5. 전력거래소 요구기준을 충족하는 사용전력량 감시기기가 설치되어 있어야 하며, 5분 단위 실시간 사용전력량 원격검침이 가능하여야 한다. 다만, 제3호의 전력량계 및 제4호의 사용전력량 데이터가 전력거래소 요구기준을 충족할 경우 감시기기 설치를 생략할 수 있다. <개정 2017.12.29., 호번호 변경 및 개정 2019.11.07.>
6. 제5호의 5분 단위 사용전력량 데이터는 전력거래소 요구기준에 따라 전력거래소에

원격으로 제공되어야 한다. [신설 2019.10.10.]

7. 표준DR 수요반응참여고객의 경우 전기소비형태가 별표 29에서 정한 기준을 충족하여야 한다. <개정 2016.12.30., 호번호 변경 2019.11.07.>

8. 표준DR 또는 중소형DR의 수요반응참여고객은 수요반응자원의 지역별 구분과 수요반응참여고객의 주소가 일치하여야 한다. <호번호 변경 및 개정 2019.11.07.>

9. 독립운전 발전기의 경우 무정전절체스위치(CTTS) 또는 자동절체스위치(ATS) 등 독립운전을 가능하게 하는 설비를 설치하여야 한다. [신설 2018.11.1.] <호번호 변경 2019.11.07.>

10. 자가용 발전기를 전력계통에 연계하여 수요감축을 하는 경우에는 한전과 병렬운전조작합의서를 체결하여야 한다. [신설 2018.11.1.] <호번호 변경 2019.11.07.>

③ 수요반응참여고객의 등록에 필요한 등록신청서 및 첨부서류는 다음 각 호와 같다.

1. 별지 제102호서식의 등록신청서

2. 법인사업자의 경우 별지 제106-1호 서식의 정보 제공 동의서, 개인사업자 또는 개인인 경우 별지 제106-2호 서식의 개인정보제공 동의서 〈개정 2018.6.15, 2019.11.07〉

3. 고객번호, 계약종별, 계약전력 등 고객정보를 확인할 수 있는 객관적 증빙자료. 다만, 개별 주택용 전기사용자의 경우 생략 가능 <개정 2019.11.07.>

4. 수요관리사업자와 수요반응참여고객의 관계 증빙자료

5. 가격결정발전계획에 따른 수요반응자원의 거래에서 비상발전기를 수요 감축수단으로 이용하는 경우, 대기 오염물질배출시설 설치 허가 또는 신고에 관한 증빙자료 [신설 2016.12.30.]

6. 전력거래소 요구기준에 따른 실시간 전력량 감시기기 관련 서류 일체 [신설 2017.12.29.] <개정 2019.11.07.>

7. 제2항 제8호에 따른 병렬운전조작합의서 [신설 2018.11.1.]

8. 전력량데이터가 전력량정보제공사업자를 통해 전송될 경우 전력량정보제공사업자에 대한 지능형전력망 사업자 등록증 사본 [신설 2019.11.07.]

④ 전력거래소는 전기안전공사 및 한전에 제2항 제7호 내지 제8호에 따른 독립운전 가능설비 설치 및 병렬운전조작합의서 체결 여부를 확인하여야 한다. [신설 2018.11.1.]

⑤ 수요관리사업자는 초기 등록한 표준DR 또는 중소형DR의 감축시행일별 평균 감축이행률이 70% 미만인 날이 2회일 경우, 자신의 타 수요반응자원으로 수요반응참여고객을 이동시킬 수 없다. [신설 2018.12.12.] <개정 2019.11.07.>

제12.2.4조(수요반응자원 전력거래시스템 자료입력) 수요관리사업자는 수요반응자원 및 수요반응참여고객의 등록정보를 등록신청기간에 수요반응자원 전력거래시스템에 입력하여야 한다. 〈개정 2018.12.12.〉

제12.2.5조(등록말소 신청) ① 수요관리사업자가 사업을 폐업하고자 하는 경우에는 폐업

1개월 전까지 전력거래소에 수요관리사업자 등록 및 수요반응자원 등록의 말소를 신청하여야 한다. <개정 2018.6.15>

② 수요관리사업자가 수요반응자원의 등록을 해지하고자 하는 경우에는 등록말소 1개월 전까지 전력거래소에 수요반응자원 등록말소를 신청하여야 한다. <개정 2018.6.15>

제12.2.6조(등록의 말소 및 취소) <본조 제목변경 2018.6.15.> ① 전력거래소는 제12.2.5조에 따른 수요관리사업자의 등록말소 신청에 대하여 특별한 사정이 없는 한 해당 수요관리사업자의 사업의 폐지 와 동시에 등록을 말소하여야 한다.

② 전력거래소는 수요관리사업자가 사업을 폐지하였는데도 불구하고 전력거래자 등록말소를 신청하지 아니한 경우 직권으로 수요관리사업자 및 수요반응자원의 등록을 말소할 수 있다.

③ 전력거래소는 수요관리사업자가 제출한 서류에 허위, 과장, 누락 사항이 있을 경우 해당 수요반응참여고객 또는 수요반응자원의 등록을 취소할 수 있다. [신설 2016.12.30.]

④ 전력거래소는 제12.2.2조에 따른 전력거래기간 중 등록요건을 유지하지 못한 수요반응자원에 대해 등록을 취소 할 수 있다. [신설 2018.6.15.]

제12.2.7조(전력거래기간의 준수) ① 제12.2.5조 및 제12.2.6조에도 불구하고 수요반응자원으로 전력거래를 하고자 하는 수요관리사업자는 제12.4.1.1조의 전력거래기간 중에 등록말소를 하여서는 안된다.

② 전력거래소는 전력거래기간 중 수요관리사업자 등록말소 또는 수요반응자원 등록말소를 신청한 수요관리사업자에 대해 다음 연도의 전력거래를 제한하여야 한다.

제3절 등록시험 및 감축시험

제1관 등록시험

제12.3.1.1조(대상) 전력거래소는 제12.2.2조에 따라 전력거래를 개시하고자 등록 신청한 신규 표준DR 또는 중소형DR에 대하여 등록시험을 시행하여야 한다. <개정 2019.11.07.>

제12.3.1.2조(검증항목 및 일시) ① 전력거래소는 다음 각 호에 해당하는 수요반응자원의 기능을 검증하여야 한다.

1. 의무감축용량
2. 감축준비시간

② 전력거래소는 등록시험의 감축지속시간을 3시간~4시간으로 적용한다. 단, 중소형DR의 감축지속시간은 1시간을 적용한다. <개정 2018.6.15>

③ 전력거래소는 등록시험을 등록 신청기간 이후 등록완료일의 평일 10일 전까지 불시에 시행한다. <개정 2015.9.30., 2019.11.07.>

제12.3.1.3조(평가 및 통지) ① 전력거래소는 제12.5.1.3조에 따라 취득한 정산용 사용전력량 데이터를 활용하여 등록시험일로부터 3일후(실근무일 기준)까지 등록시험에 참여한 수요반응자원의 감축 실적을 평가하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

② 전력거래소는 등록시험에 참여한 수요반응자원을 보유한 수요관리사업자에게 등록시험일로부터 5일후(실근무일 기준)까지 등록시험의 결과 및 조치사항을 통지하여야 한다.

제12.3.1.4조(결과에 대한 조치) ① 전력거래소는 등록시험의 감축이행률이 70% 이상 97% 미만인 수요반응자원에 대해서 해당 수요반응자원의 의무감축용량에 감축이행률을 곱한 값으로 등록한 의무감축용량을 조정하여야 한다. [개정 2018.12.12.]

② 전력거래소는 등록시험의 감축이행률이 70% 미만인 수요반응자원에 대해서 해당 거래기간의 참여를 제한하며 해당 수요관리사업자에게 기본정산금 및 실적정산금을 지급하지 않는다.

③ 전력거래소는 등록시험에 따른 수요반응자원의 전력부하감축거래량에 대해서 수요관리사업자에게 실적정산금을 지급하지 않는다.

제12.3.1.5조(등록시험 전 수요감축요청이 발령된 경우에 대한 조치) <삭제 2016.12.30.>

제12.3.1.6조(결과 통지 전 수요감축요청이 발령된 경우에 대한 조치) <삭제 2016.12.30.>

제12.3.1.7조(결과에 대한 이의신청) ① 수요관리사업자는 제12.3.1.4조의 규정에 의한 등록시험 결과를 통지 받은 후, 통지일로부터 3일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다.

② 전력거래소는 제1항의 이의신청에 대해서 이의신청마감일로부터 10일 이내에 처리결과를 수요관리사업자에게 통지하여야한다. <개정 2015.9.30.>

③ 전력거래소는 수요관리사업자의 이의신청이 접수된 날로부터 합의가 이루어진 날까지 해당 수요반응자원에 대해서 수요감축요청을 발령하지 아니한다.

제12.3.1.8조(등록시험 후 수요반응참여고객 말소) 등록시험 결과에 따른 등록용량 확정 후 전력거래개시 이전에 수요관리사업자는 등록할 수요반응자원의 수요반응참여고객 중 일부를 말소 할 수 있다. [신설 2018.6.15.]

제2관 감축시험

제12.3.2.1조(감축시험) ① 전력거래소는 제5.3.1조의 수요감축요청 발령조건과 상관없이 다음 각 호에 따라 전력거래에 참여 중인 수요반응자원을 대상으로 감축시험 및 재시험을 시행한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07.>

1. 표준DR 또는 중소형DR [신설 2019.11.07.]
   가. 감축시험은 12월 및 6월 1~2주에, 1차 재시험은 12월 및 6월 3~4주, 2차 재시험은 3월 및 9월에 시행함을 원칙으로 하며, 감축지속시간은 1시간을 원칙으로 하되 필요시에는 4시간까지 적용할 수 있다. <문번호 변경 2019.11.07.>
   나. 감축시험은 12월 및 6월 1~2주에 전체 자원에 대하여 불시에 시행한다. <문번호 변경 2019.11.07.>
   다. 1차 재시험은 감축시험결과 또는 감축시험 기간 중 수요감축요청 이행률이 90%미만인 자원을 대상으로 12월 및 6월 3~4주에 불시에 시행한다. <문번호 변경 2019.11.07.>
   라. 2차 재시험은 1차 재시험결과 또는 동계(12월~2월) 및 하계 (6월~8월) 수요감축요청 평균 이행률이 90%미만인 자원을 대상으로 3월 및 9월에 불시에 시행한다. <본항개정 2018.2.9., 문번호 변경 2019.11.07.>
   마. 감축시험 및 1차 재시험 기간에 시험 전 수요감축요청을 받은 자원은 요청 횟수만큼 해당 월 시험을 대체한다. [신설 2019.11.07.]
2. 국민DR [신설 2019.11.07.]
   가. 매월 20일 기준 해당 월에 제5.3.1조 또는 제5.3.7조에 따른 수요감축요청이 실시되지 않았을 경우, 해당 월 마지막 평일까지 1회 시행한다. [신설 2019.11.07.]
   나. 감축지속시간은 1시간으로 한다. [신설 2019.11.07.]

② <삭제 2016.12.30.>

③ [신설 2018.2.9.] <삭제 2019.11.07.>

④ 전력거래소는 감축시험에 대하여 실시간 급전운영에 따른 수요감축요청과 동일하게 적용한다. <항번호변경 2018.2.9.>

⑤ 감축시험, 1차 재시험 및 2차 재시험은 수급상황에 따라 전력거래소가 시험기간을 연기 또는 시험을 면제 할 수 있으며, 이는 수요자원 전력거래시스템에 사전에 공지한다. [신설 2018.2.9.]

제4절 수요반응자원의 거래

제1관 전력거래기간

제12.4.1.1조(전력거래기간) 수요관리사업자는 제12.3.1.4조에 따라 등록된 표준DR, 중소형DR 및 제12.2.2조에 따라 등록된 국민DR에 한하여 제12.2.2조의 전력거래기간 중

전력거래를 할 수 있다. <개정 2018.5.31., 2019.11.07.>

제12.4.1.2조(기본정산금단가의 결정 및 공개) ① 전력거래소는 해당 전력거래기간에 적용될 기본정산금단가를 결정하고 그 내용을 공개하여야 한다. <개정 2016.12.30.>

② 기본정산금단가 결정 방식은 다음과 같다.

$$\text{기본정산금단가} = \sum_{d,t}^{\text{거래기간, 의무감축시간대}} \text{용량가격}_t$$

③ 전력거래소는 제2.4.3조에 따라 용량가격이 변경될 경우, 용량가격 변경에 따른 기본정산금단가 변경내역을 수요관리사업자에게 즉시 공지하고 정산에 반영하여야 한다.

제2관 가격결정발전계획에 따른 수요반응자원의 거래

제12.4.2.1조(전력거래 요건) ① 수요반응자원의 전력부하감축에 대해 입찰하고자 하는 수요관리사업자는 다음 각 호의 전력거래 요건을 준수하여야 한다.

1. "관공서의 공휴일에 관한 규정"에서 규정한 공휴일, 토요일을 제외한 평일의 거래일에 대해서 입찰할 수 있다.
2. 수요관리사업자가 입찰할 수 있는 거래시간별 수요반응자원의 감축가능용량은 1MW-h 이상이어야 한다.
3. 비상발전기를 감축수단으로 이용하는 수요반응자원참여고객은 대기환경보전법 제23조에 따라 대기오염물질배출시설 설치 허가 또는 신고를 한 경우에만 입찰에 참여할 수 있다. [신설 2016.12.30.]

② 전력거래소는 수요반응자원의 순편익가격을 매월 시작일로부터 2일전(실 근무일 기준)까지 공지하여야 한다.

제12.4.2.2조(입찰서의 제출) ① 수요관리사업자는 수요반응자원의 전력부하감축에 대한 입찰서를 거래일 전일 오전 10시(이하 "마감시간"이라한다)까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

② 제1항의 규정에 의한 입찰서의 제출절차 및 기타 입찰운영에 필요한 세부사항은 별표 4를 따른다.

③ 전력거래소는 동일한 수요반응자원에 대하여 2개 이상의 입찰서가 제출된 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서 중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서를 유효한 입찰서로 인정한다.

④ 제1항 규정에 의한 입찰서에 제1항에서 정한 입찰서 내용 중 전부 또는 일부가 누락되거나 모사전송방식에서 입찰서를 제출한 자의 서명이 누락된 경우에는 입찰서를 제출하지 아니한 것으로 간주한다.

⑤ 전력거래소는 입찰서를 제출받은 때에는 접수된 시간을 기록하여 관리하여야 한다.

제12.4.2.3조(입찰서의 내용) ① 제12.4.2.2조의 규정에 의하여 제출하는 입찰서에는 수요반응자원의 감축가능용량, 수요반응자원의 참여고객 중 당일 입찰에 참여하는 고객명세 및 다음 각 호에서 정하는 기술적 특성 등을 기재하여야 한다. <개정 2015.3.17.>

1. 거래시간별 감축가능용량(MW-h) 및 감축가격(원/kWh)(8개 구간 이내에 제출)

거래시간	1구간	2구간	3구간	4구간	5구간	6구간	7구간	8구간
감축가능용량								
감축가격								

2. 최소감축지속시간

제12.4.2.4조(마감시간 이후 입찰 자료의 변경) 수요관리사업자는 마감시간 이후 입찰 자료를 변경할 수 없다.

제12.4.2.5조(입찰 자료를 제출받지 아니한 경우) 전력거래소는 수요관리사업자가 입찰 자료를 제출하지 아니한 경우에는 해당 수요관리사업자가 보유한 모든 수요반응자원의 감축가능용량을 '0'으로 처리한다.

제12.4.2.6조(입찰제한) <본조 제목변경 2019.11.07.> ① 전력거래소는 제12.4.2.2조에 따라 가격결정발전계획에 참여한 수요반응자원이 감축시행일별 평균 감축이행률 70% 미만 횟수가 3회 이상인 경우, 해당 수요반응자원의 수요관리사업자에게 해당 사유가 발생한 감축시행일로부터 7일 후(실근무일 기준)까지 입찰제한 예고를 하여야 한다. <개정 2019.11.07.>

② 전력거래소는 입찰제한 요건에 해당하는 수요반응자원에 대하여 해당 사유가 발생한 거래일의 10일 후(실근무일 기준)부터 표준DR 또는 중소형DR은 6개월, 국민DR은 1개월 동안 수요관리사업자가 제12.4.2.2조에 따른 입찰서를 제출할 수 없도록 입찰제한 조치를 하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07.>

③ <삭제 2019.11.07.>

제3관 실시간 수요감축요청에 따른 수요반응자원의 거래

제12.4.3.1조(수요관리사업자에 대한 수요감축요청) ① 제5.3.1조 제6항 또는 제5.3.7조에 따른 수요감축요청에는 다음 각 호의 내용을 포함하고 각 호에서 정한 기준에 따라 이행되어야 한다. <개정 2019.11.07.>

1. 표준DR 또는 중소형DR <개정 2019.11.07.>
수요반응자원별 수요감축요청량(의무감축용량), 평일(「관공서의 공휴일에 관한 규정의 "공휴일" 및 토요일 외의 날) 9시에서 20시 사이(12시에서 13시까지는 제외)의 감축시작시각 및 감축종료시각(매시 정각, 15분, 30분, 45분에 발령 가능)
2. 국민DR <개정 2015.9.30., 2016.12.30., 2019.11.07.>
수요반응자원의 최소 의무감축용량(1.0MW), 평일(「관공서의 공휴일에 관한 규정의 "공휴일" 및 토요일 외의 날) 6시에서 21시 사이의 감축시작시각 및 감축종료시각(매시 정각, 15분, 30분, 45분에 발령 가능)

② 수요관리사업자에 대한 수요감축요청은 수요반응자원별 아래 표에 따라 이루어져야 하며 중소형DR에 대한 일일 수요감축요청은 비연속적으로 이루어져야 한다. <개정 2019.11.07.>

구분	표준DR	중소형DR	국민DR
수요감축요청 발령시각 (감축준비시간)	감축시작시각 최소 60분 전	좌 동	감축시작시각 최소 30분 전
일일 수요감축 요청 한도	2회	2회	1회
수요감축지속시간	최소 1시간 최대 4시간	1시간	좌 동
전력거래기간 내 총 감축시간 한도 (추가등록 자원)	60시간 (30시간)	좌 동	해당사항 없음

③ <개정 2016.12.30.> <삭제 2019.11.07.>

④ <개정 2018.5.31.> <삭제 2019.11.07.>

제12.4.3.2조(전력거래 제한) ① 전력거래소는 제12.3.2.1조에 따른 감축시험과 제12.4.3.1조에 따른 실시간 수요감축요청에 참여한 표준DR 또는 중소형DR의 감축시행일별 평균 감축이행률 70% 미만 횟수가 3회 이상인 경우, 해당 수요반응자원의 수요관리사업자에게 감축시행일로부터 7일 후(실근무일 기준)까지 전력거래제한 예고를 하여야 한다. 단, 추가등록자원은 2회 이상일 경우 전력거래제한 예고를 하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07.>

1. <개정 2018.12.12.> <삭제 2019.11.07.>

② 전력거래소는 전력거래제한 요건에 해당되는 수요반응자원에 대하여 전력거래제한 사유가 발생한 월의 익월부터 전력거래기간 종료일까지 다음 각 호의 조치를 하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07.>

1. 수요감축요청을 발령하지 아니한다.
2. 기본정산금과 실적정산금을 지급하지 아니한다.
3. 입찰을 제한한다.

③ <삭제 2019.11.07.>

1. <삭제 2019.11.07.>
2. <삭제 2019.11.07.>
3. <삭제 2019.11.07.>

제4관 수요반응자원의 공정거래 의무 [신설 2016.12.30.]

제12.4.4.1조(불공정 거래행위 금지) ① 수요관리사업자는 '독점규제 및 공정거래에 관한 법률'에 따라 다음 각 호에 해당하는 불공정 거래행위를 하여서는 아니 된다.

1. 부당한 공동행위
2. 차별적 취급 및 부당한 지원
3. 기타 부당한 고객유인 등

제12.4.4.2조(부적절한 시장참여 행위 금지) ① 수요관리사업자는 수요자원거래시장 참여시 비정상적인 수요반응에 의한 시장참여 행위를 하여서는 아니된다.

제12.4.4.3조(제재 조치) ① 전력거래소는 제12.4.4.1조 및 제 12.4.4.2조에 의한 수요반응자원의 공정거래 의무 위반 시 건전한 시장질서 확립을 위해 해당 수요반응자원의 전력거래를 제한할 수 있다.

제5절 사용전력량 데이터 관리 및 전력부하감축량 평가

제1관 사용전력량 데이터 관리 <본관 제목변경 2019.11.07.>

제12.5.1.1조(실시간 사용전력량 감시기기 설치) 수요관리사업자는 전력거래소의 안정적인 실시간 급전운영을 위하여 제12.2.3조 제2항 제5호에 따라 실시간 사용전력량 감시기기를 설치하고, 제12.2.3조 제2항 제6호에 따라 사용전력량 데이터를 안정적으로 전송할 수 있도록 관련 시스템을 유지 관리하여야 한다. <개정 2019.11.07.>

제12.5.1.2조(실시간 사용전력량 데이터 취득 및 처리) ① 전력거래소는 수요관리사업자로부터 5분 단위의 사용전력량 데이터를 전송받아 수요반응자원 전력거래시스템의 데이터베이스에 저장하고 유지 관리하여야 한다.

② 수요관리사업자는 제1항의 규정에 의한 사용전력량 데이터의 전송을 위하여 별표 27에 따라 수요반응자원 전력거래시스템과 연결되도록 통신회선 구축 등 필요한 조치를 하여야 한다.

③ <삭제 2019.11.07.>

제12.5.1.3조(정산용 사용전력량 데이터 기준) 전력거래소는 수요관리사업자의 정산을 위하여 제12.2.3조 제2항에 따라 제공받은 15분 단위 수요반응참여고객 사용전력량 데이터를 기준 자료로 사용한다. <개정 2019.11.07.>

제12.5.1.4조(정산용 사용전력량 데이터의 취득 및 처리) ① 전력거래소는 제12.5.1.3조의 정산용 사용전력량 데이터를 전송받아 수요반응자원 전력거래시스템의 데이터베이스에 저장하고 유지 관리하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2019.11.07.>

② <삭제 2016.12.30.>

③ 전력량계 고장 등의 원인에 의하여 정산용 사용전력량 데이터를 수집하지 못할 경우에는 전력거래소 요구기준을 충족하는 감시기기에 한하여 해당 사용전력량 데이터를 활용할 수 있다. <개정 2016.12.30., 2017.12.29., 2019.11.07.>

제12.5.1.5조(판매사업자의 사용전력량 데이터 제공) ① 「지능형전력망의 구축 및 이용촉진에 관한 법」제23조(지능형전력망 정보의 제공 및 공동 활용 등)에 따라 판매사업자는 전력거래소 및 수요관리사업자에게 수요반응참여고객의 사용전력량 데이터를 제공하여야 한다.

제12.5.1.6조(정보보호 의무) ① 수요관리사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자는 전력거래소에 전력량데이터의 제공을 위한 시스템 연계 시 전력거래소가 별도로 정하여 공지하는 정보보호 요구사항 등(이하 "전력거래소 정보보호 요구사항"이라 함)을 충족하여야 한다. [신설 2019.11.07.]

② 수요관리사업자는 제12.2.3조 2항 4호에 따라 전력량정보제공사업자를 통하여 사용전력량 데이터를 전력거래소에 제공할 경우 전력거래소 정보보호 요구사항을 충족하도록 하여야 한다. [신설 2019.11.07.]

③ 1항 또는 2항의 전력거래소 정보보호 요구사항이 충족되지 않을 경우 전력거래소는 해당 수요반응자원 또는 수요반응참여고객의 전력시장 참여를 제한할 수 있다. [신설 2019.11.07.]

제2관 전력부하감축거래량 평가

제12.5.2.1조(고객기준부하 산정) ① 전력거래소는 다음 각 호의 기준에 따라 고객기준부하를 산정한다. <개정 2019.11.07.>

1. 표준DR 또는 중소형DR [신설 2019.11.07.]
   수요관리사업자가 수요반응참여고객 등록 시 선택한 참여고객별 고객기준부하 산정방식 및 옵션에 따라 수요반응참여고객별 산정한다.
2. 국민DR [신설 2019.11.07.]

전력거래소가 매월 시작일로부터 2일 전(실 근무일 기준)까지 지정한 수요반응자원 단위 고객기준부하 산정방식에 따라 수요반응자원별 산정한다.

② 고객기준부하 산정은 거래시간을 기본 단위로 한다. <개정 2019.11.07.>

③ 고객기준부하 산정에 관한 세부사항은 별표28에 따른다. <개정 2019.11.07.>

제12.5.2.2조(고객기준부하 산정방식의 변경) ① 수요관리사업자는 전력거래기간 중 고객기준부하 산정방식과 옵션을 임의로 변경할 수 없다. <개정 2019.11.07.>

② <삭제 2019.11.07.>

③ <삭제 2019.11.07.>

제12.5.2.3조(전력부하감축량 평가) ① 전력부하감축량은 다음 각 호의 기준에 따라 평가한다. <개정 2019.11.07.>

1. 표준DR 또는 중소형DR [신설 2019.11.07.]
   제12.5.2.1조에 따라 거래시간별 수요반응참여고객단위 고객기준부하를 산정 후 거래시간별 실제 부하감축시간동안 수요반응참여고객의 사용전력량을 차감하여 산출한다.
2. 국민DR [신설 2019.11.07.]
   수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 사용전력량을 거래시간별로 합산하여 제12.5.2.1조에 따라 거래시간별 수요반응자원 단위 고객기준부하를 산정 후 거래시간별 실제 부하감축시간 동안 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 사용전력량의 합을 차감하여 산출한다.

② <개정 2015.3.17., 2016.12.30., 2018.6.15> <삭제 2019.11.07.>

제12.5.2.4조(전력부하감축거래량 평가) ① 전력부하감축거래량은 다음 각 호의 기준에 따라 평가한다. <개정 2019.11.07.>

1. 표준DR 또는 중소형DR [신설 2019.11.07.]
   수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객별 전력부하감축량을 제12.5.2.3조에 따라 산정 후 모든 수요반응참여고객의 전력부하감축량을 합하여 산출한다. 다만, 가격결정발전계획에 따른 수요반응자원의 거래에 대한 계획감축거래량 평가 시에는 해당 거래일 입찰에 참여하는 것으로 입찰서에 명기된 수요반응참여고객에 한하여 전력부하감축량을 합하여 산출한다.
2. 국민DR [신설 2019.11.07.]
   제12.5.2.3조에 따라 산출된 수요반응자원별 전력부하감축량을 전력부하감축거래량으로 산출한다.

② <개정 2015.3.17.> <삭제 2019.11.07.>

③ [신설 2015.3.17.] <삭제 2019.11.07.>

제12.5.2.5조(전력거래 비율 제한) ① 전력거래소는 법 제31조 제5항의 상호출자제한기업집단에 속하는 수요관리사업자(이하 "대기업 수요관리사업자")가 보유한 수요반응자원에 대해 시행령 제19조에 따라 제12.5.2.4조의 규정에도 불구하고 별도로 전력부하감축거래량을 평가해야한다.

② 전력거래소는 대기업 수요관리사업자가 보유한 수요반응자원의 전력부하감축거래량 평가 시 제1호 및 제2호를 합한 전력부하감축량에서 제1호의 전력부하감축량이 차지하는 비율이 100분의 30을 넘어서는 아니 된다.

1. 대기업 수요관리사업자가 속하는 기업집단 내부의 수요반응참여고객(해당 수요관리사업자는 제외한다)의 전력부하감축량
2. 해당 수요관리사업자가 속하는 기업집단 외부의 수요반응참여고객의 전력부하감축량

<본항개정 2018.6.15.>

제6절 정산

제1관 수요관리사업자에 대한 정산

제12.6.1.1조(전력부하감축거래량 등에 대한 실적지급금 정산) ① 전력거래소는 다음 각 호의 내용을 고려하여 별표8 및 별표26에 따라 정산한다.

1. 발전계획에 따른 계획감축량
2. 실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청이행량
3. SMP 결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산

제12.6.1.2조(의무감축용량에 대한 기본지급금 정산) ① 전력거래소는 다음 각호의 내용을 고려하여 별표26에 따라 정산한다.

1. 수요반응자원의 의무감축용량

② 전력거래소는 수요반응자원의 기본지급금을 월단위로 정산하며 거래월의 마지막 거래일의 정산명세서에 반영한다.

제12.6.1.3조(감축 미이행에 대한 위약금 정산) ① 전력거래소는 수요관리사업자가 부담해야할 감축 미이행에 대한 위약금을 다음 각 호의 내용을 고려하여 별표 26에 따라 정산한다.

1. 발전계획 미이행에 대한 실적위약금
2. 수요감축요청 미이행에 대한 기본위약금

② 전력거래소는 1항 2호의 수요감축요청 미이행에 대한 기본위약금을 월단위로 정산하며, 거래월의 마지막 거래일의 정산명세서에 반영한다.

제2관 판매사업자의 수요반응자원에 대한 정산

제12.6.2.1조(발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산금액은 별표 26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산금액과 SMP 결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가 정산금액을 합한 값을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.2.2조(실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청이행량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 시간대별 수요감축요청이행량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 수요감축요청이행량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.2.3조(의무감축용량에 대한 정산) 판매사업자에게 적용할 월별 의무감축용량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 의무감축용량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 월별 거래량에서 모든 직접구매자의 월별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 월별 거래량(수요반응자원의 월별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.2.4조(위약금에 대한 정산) ① 판매사업자에게 적용할 시간대별 실적위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 실적위약금을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

② 판매사업자에게 적용할 월별 기본위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 기본위약금을 전체 발전기의 월별 거래량에서 모든 직접구매자의 월별 거래량을 차감한 양에 대해 판매사업자가 구매한 월별 거래량(수요반응자원의 월별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제3관 구역전기사업자의 수요반응자원에 대한 정산

제12.6.3.1조(발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라

계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산금액과 SMP 결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산금액을 합한 값을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.3.2조(실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청이행량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 수요감축요청이행량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 수요감축요청이행량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.3.3조(의무감축용량에 대한 정산) 구역전기사업자에게 적용할 월별 의무감축용량에 대한 정산금액은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 의무감축용량에 대한 정산금액을 전체 발전기의 월별 거래량에서 모든 직접구매자의 월별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 월별 거래량(수요반응자원의 월별 전력부하감축거래량은 제외한다.)의 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제12.6.3.4조(위약금 정산) ① 구역전기사업자에게 적용할 시간대별 실적위약금에 대한 감축량환수금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 시간대별 감축량위약금을 전체 발전기의 시간대별 거래량에서 모든 직접구매자의 시간대별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 시간대별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다.
② 구역전기사업자에게 적용할 월별 기본위약금은 별표26의 정산기준에 따라 계산한 전체 수요관리사업자의 월별 기본위약금을 전체 발전기의 월별 거래량에서 모든 직접구매자의 월별 거래량을 차감한 양에 대해 구역전기사업자가 구매한 월별 거래량(수요반응자원의 월별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율에 따라 배분한 값으로 한다.

제4관 수요관리사업자에 대한 정산명세서

제12.6.4.1조(정산을 위한 사전조정) 전력거래소는 명백한 오류 등에 대하여 정산결과를 통지하기 전에 사전조정을 할 수 있다.

제12.6.4.2조(초기 정산) ① 전력거래소는 거래일로부터 25일째 되는 날 14시까지 초기

정산을 위하여 필요한 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객들의 거래일의 시간대별 정산용 사용전력량 데이터를 수집해야 한다. <개정 2016.12.30.>
② 전력거래소는 거래일로부터 31일 이내에 초기 정산을 하고 그 결과를 거래일로부터 33일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제12.6.4.3조(초기 정산에 대한 조정신청) ① 거래당사자는 제12.6.4.2조 제2항의 규정에 의한 초기정산결과를 통지 받은 경우에, 거래일로부터 43일 이내에 전력거래소에 조정신청을 할 수 있다.
② 제1항의 규정에 의한 조정신청이 거래일로부터 46일 이내에 협의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제12.6.4.4조(최종 정산) 전력거래소는 제12.6.4.3조의 규정에 의한 조정신청 처리결과를 반영하여 거래일로부터 45일 이내에 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 47일 이내에 거래당사자에게 통지하여야 한다.

제12.6.4.5조(최종 정산에 대한 이의신청) ① 거래당사자는 제12.6.4.4조의 규정에 의한 최종 정산 결과를 통지받은 후, 거래일로부터 85일 이내에 전력거래소에 이의신청을 할 수 있다. 단, 이의신청기간 이내에 수요반응참여고객의 전력량계 고장 등에 의한 비정상적인 계량(과다, 과소)이 명백하고 단일 건으로서 연속성이 인정되는 경우에 한하여 85일을 초과한 정산분에 대하여도 이의신청 할 수 있다.
② 제1항의 규정에 의한 이의신청이 거래일로부터 110일 이내에 합의되지 아니한 경우에는 제7장 제3절의 규정에 따라 처리한다.

제12.6.4.6조(정산정정통지) ① 전력거래소는 정산 결과 통지 후 전력부하감축거래량에 대한 과다 정산 및 사용전력량 데이터의 오류 등에 의한 명백한 정산오류를 발견하였을 경우, 이를 정정하고 그 결과를 해당 거래당사자에게 통지하여야 한다.
② 최종 정산 이전에 정산정정통지 사유가 발생하는 경우, 최종정산과 동시에 제1항의 정산정정통지를 시행할 수 있다.
③ 최종 정산 통지 후 제1항의 정산정정통지가 있고 이에 대해 회원사의 이의가 있는 경우, 회원사는 통지 후 10일 이내 또는 거래일로부터 85일 이내에 이의신청을 할 수 있다.
④ 제3항에 의한 이의신청이 신청 후 15일과 거래일 이후 110일이 경과할 때까지 합의되지 아니하면 제7장 제3절의 규정에 따른다.

제12.6.4.7조(재정 신청) 제12.6.4.3조 및 제12.6.4.5조의 규정에 의한 처리결과에 불복하는 경우에는 법 제57조의 규정에 따라 전기위원회에 재정을 신청할 수 있다.

제12.6.4.8조(수요반응자원의 거래대금 청구) ① 수요관리사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자는 별표 26에 따라 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래대금을 전력거

래소에 청구하여야 한다.
② 전력거래소는 수요관리사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자로부터 청구서를 접수받은 후 별표 26에 따라 각 전력거래차수별 결제일 이전에 전력거래 대금을 수요관리사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자에게 청구하여야 한다.
③ 제1항 및 제2항의 규정에 의한 대금청구일정 등에 관한 세부사항은 전력거래소와 거래당사자간의 합의에 따른다.
④ 제12.6.4.3조 제2항 및 제12.6.4.5조 제2항의 규정에 의한 분쟁조정절차에 따르는 이의신청의 경우에는 제7장의 규정에 의한 분쟁조정결과에 따라 정산을 한다.
⑤ 전력거래소는 회원사의 고의 또는 과실로 발생하는 각종 가산세 등의 비용을 귀책 회원사에게 청구하여야 한다.
⑥ 수요관리사업자의 전력거래에 대한 결제 및 전력거래전담 금융기관에 관한 규정은 규칙 제4장 제3절 및 별표8에 따른다.

제13장 정부승인차액계약 [본장신설 2014.12.31.]

제1절 정부승인차액계약의 운영

제13.1.1조(정부승인차액계약의 운영) ① 정부승인차액계약의 계약관리, 차액계약 관련 자료 검토, 차액계약 인가신청서의 적정성 검토 및 차액정산 등은 별표30의 규정에 의해 처리한다.
② 정부승인차액계약 관련 세부 기준은 정부승인차액계약 세부운영규정(이하 "차액계약규정"이라 한다)에 따른다.
③ 정부승인차액계약에 따라 전력거래가 이루어지는 발전기에 대해서는 제14.10조 제1항을 적용받지 않는다.

제13.1.2조(승인) 제13.2.1.5조의 규정에 의거 정부승인차액계약운영위원회가 심의·의결한 다음 각호의 사항에 대해서는 산업통상자원부장관의 승인을 받아야 한다.
1. 계약전력량 산정기준을 변경하는 경우
2. 기준가격 산정기준을 변경하는 경우
3. 투자보수율 산정을 위한 계수 산정기준을 변경하는 경우
4. 기타 정부승인차액계약에 현저한 영향을 미칠 우려가 있는 사항을 심의· 의결한 경우

제2절 정부승인차액계약운영위원회

제1관 구성 및 기능

제13.2.1.1조(설치 및 구성) ① 정부승인차액계약 세부운영 규정을 제·개정하기 위해

정부승인차액계약운영위원회(이하 “차액위원회”라 한다)를 둔다.
② 차액위원회는 위원장을 포함한 9인 이내의 위원으로 구성한다. <개정 2018.8.2.>
③ 차액위원회의 위원장 및 위원은 다음 각호에 해당하는 자 중에서 전력거래소 이사장이 위촉한다. <개정 2018.8.2.>
1. 전력거래소 임직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자
④ <삭제 2018.8.2.>
⑤ 제3항 제3호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. <신설 2018.8.2.>
⑥ 차액위원회의 원활한 운영을 위하여 차액위원회에 간사 1인을 두며, 동 간사는 전력거래소 소속 직원 중에서 전력거래소 이사장이 지명한다. <번호변경 2018.8.2.>

제13.2.1.2조(위원장의 직무 및 회의) ① 차액위원회의 위원장은 차액위원회를 대표하며, 차액위원회의 직무를 통할한다.
② 위원장은 차액위원회의 회의를 소집하며, 그 의장이 된다.
③ 위원장이 부득이한 사유로 직무를 수행할 수 없을 때에는 위원장이 지명한 위원이나 차액위원회에서 정한 위원이 그 직무를 대행한다.

제13.2.1.3조(위원의 임기) ① 제13.2.1.1조 제3항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.
② 제13.2.1.1조 제3항 제3호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되, 1회 연임할 수 있다.
③ 제2항에도 불구하고, 제13.2.1.1조 제3항 제3호의 규정에 의한 위원의 경우 차액계약 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.
④ 제13.2.1.1조 제3항 제3호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 위촉될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.
⑤ 위원이 사임하고자 할 때에는 그 취지를 서면으로 작성하여 전력거래소 이사장에게 제출하여야 한다.
<개정 및 번호변경 2018.8.2.>

제13.2.1.4조(위원의 청렴의무 및 해촉) ① 위원으로 선정된 자는 별지 제87호의 청렴서약서를 작성하여 제출하여야 한다.
② 다음 각 호에 해당하는 사유가 발생할 경우에는 전력거래소 이사장은 해당위원을 해촉할 수 있다.
1. 전기사업법 등 국내법령 위반으로 금고이상의 형을 선고받았을 경우
2. 금품수수 또는 부정한 청탁 등 비위사실이 확인된 경우

3. 심신쇠약 및 장기간 국내부재 등으로 위원으로서 역할을 정상적으로 수행할 수 없는 경우
4. 위원회 활동 중 알게 된 정보를 누설 또는 공개하는 자

제13.2.1.5조(기능) 차액위원회는 차액계약 세부운영 규정을 제·개정하기 위해 다음 사항을 심의·의결한다.

1. 계약전력량(시간대별 계약전력량, 연간계약전력량) 산정기준
2. 기준가격(고정비단가 및 연료비 단가) 산정기준
3. 투자보수율 산정을 위한 계수 산정기준
4. 기타 차액계약 관련 필요한 사항의 결정 등

제13.2.1.6조(위원의 제척·기피·회피) ① 산업통상자원부 소속 공무원, 전력거래소 임직원의 대표를 제외한 위촉위원이 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우 해당사항의 심의 및 의결에서 제척된다.

1. 위원 또는 그 배우자나 배우자였던 자가 그 사항의 당사자가 되거나 그 사항에 관하여 공동권리자 또는 의무자의 관계에 있는 경우
2. 위원이 그 사항의 당사자와 민법 제777조에 따른 친족이거나 친족이었던 경우
3. 위원이 최근 3년 이내에 심의·의결대상 기관(회사)에 재직한 경우
4. 기타 공정한 심의·의결을 수행할 수 없다고 판단되는 경우

② 당사자는 위원에게 심의·의결의 공정을 기대하기 어려운 사정이 있는 경우에는 별지 제88호 서식을 이용하여 기피신청을 할 수 있다.

③ 위원은 제1항 또는 제2항의 사유에 해당하면 스스로 그 사항의 심의·의결을 회피할 수 있다.

제2관 차액위원회 회의

제13.2.2.1조(회의 개최 및 소집) ① 차액위원회의 위원장은 제13.2.1.5조 규정에 의한 위원회의 기능수행을 위하여 차액위원회를 소집한다. 다만, 위원장이 유고시에는 위원 2인 이상의 발의로 회의를 소집할 수 있다.

② 차액위원회의 간사는 위원장이 차액위원회의 개최를 결정하는 경우에 차액위원회 개최 예정일로부터 3일전까지 부의안건과 함께 차액위원회 개최통지서로 전 위원에게 통지하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전까지 통지할 수 있다.

③ 위원장이 회의를 개최하지 아니하기로 결정한 때에는 차액위원회의 간사는 그 사실을 사유와 함께 안건 신청자에게 통지하여야 한다.

제13.2.2.2조(부의안건 및 등록절차) ① 의결사항은 위원장 또는 위원이 제안한다.

② 제1항에 의하여 의결사항을 제안하고자 할 때는 의안을 작성하여 차액위원회 개최 예정일로부터 10일 전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

제13.2.2.3조(성립과 의결) ① 차액위원회는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되고 출석위원 과반수의 찬성으로 의결한다.

② 위원장은 표결에 참여하며, 표결 결과 가·부 동수일 경우에는 부결된 것으로 본다.

③ 정부 및 전력거래소를 대표하는 위원이 부득이한 사유로 위원회에 참석할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 위원회에 참석하게 할 수 있으며, 위촉위원의 경우에는 대리인이 참석할 수 없다. 참석하는 대리인은 규칙 별지 제30호 서식에 의한 위임장을 회의 시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다.

④ 간사는 차액위원회의 운영을 담당하며 표결권을 보유하지 아니한다.

제13.2.2.4조(결과통지 및 공개) ① 차액위원회의 간사는 차액위원회에 입회하여 의사록과 회의록을 작성하여 차액위원회 위원장과 참석위원의 서명(날인)을 받아 의안과 함께 전력거래소에 보존하여야 한다.

② 차액위원회의 간사는 작성된 회의록을 차기 회의 시 요약 보고하여야 한다.

③ 회의 결과는 차액위원회 종료 후 10일 이내에 정보공개홈페이지에 게재하여야 한다.

제13.2.2.5조(관계인 출석) ① 차액위원회는 필요할 경우 상정된 의안의 관계인을 출석시켜 심의에 필요한 사항을 질문할 수 있으며, 관계인에게 문서 또는 전자적 방법(문자메시지 전송, 이메일 통지 등)을 이용하여 출석을 요청하여야 한다.

② 관계인이 제1항의 규정에 의한 출석요청을 받고 정당한 사유 없이 출석하지 아니할 때에는 심의 요청된 상정 의안을 제안 위원과 협의하여 기각할 수 있다.

제13.2.2.6조(실비 지급) 차액위원회 위원에게는 회의참석 여비, 차액위원회 업무와 관련되는 국내출장 여비, 자료의 수집·분석에 필요한 수용비, 회의참석 수수료 등을 지급할 수 있다.

제13.2.2.7조(세부운영기준) 이 규칙에서 정한 사항 외에 차액위원회 운영에 관하여 필요한 세부사항은 차액위원회의 의결을 거쳐 위원장이 별도로 정할 수 있다.

제3관 실무협의회

제13.2.3.1조(실무협의회 설치 및 구성) ① 차액위원회에서 심의·의결할 내용을 검토·조정하고 차액위원회로부터 위임받은 사항을 처리하기 위하여 차액위원회 산하에 차액계약운영실무협의회(이하 "실무협의회"라 한다)를 둔다.

② 실무협의회는 의장을 포함하여 10인 이상 13인 이내의 위원으로 구성하며, 실무협의회 의장은 차액위원회 간사로 한다. <개정 2017.12.29.>

③ <삭제 2017.12.29.>

④ 실무협의회 위원은 다음 각 호에 해당하는 자 중에서 해당 기관의 추천을 받아 차액위원회에서 결정한다. <개정 2017.12.29., 2018.8.2.>

1. 전력거래소 직원
2. 산업통상자원부 소속 공무원
3. 전력거래소 회원의 대표(발전사업자, 판매사업자) 소속 직원
4. 기타 전력산업에 관한 학식과 경험이 풍부한 자

⑤ 제4항 제4호와 관련하여 적합한 자격을 지닌 전문가단(Pool)을 구성하여 운영할 수 있다. 이 경우 적합한 자격이라 함은 전력, 경제, 법률 등의 분야에서 제2.2.1.1.조의2 각 호와 같다. [신설 2017.12.29.] <개정 2018.8.2.>

⑥ 실무협의회 의장은 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 간사를 두며, 간사는 의장이 전력거래소 소속 직원 중에서 지정한다. <항번호변경 2017.12.29.>

제13.2.3.1조의 2(실무협의회 위원의 임기) ① 제13.2.3.1조 제4항 제1호 및 제2호의 규정에 의한 위원의 임기는 해당 직위 보유기간으로 한다.

② 제13.2.3.1조 제4항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원의 임기는 3년으로 하되 1회에 한하여 연임할 수 있다.

③ 제13.2.3.1조 제4항 제3호의 경우 직위가 변경된 경우에는 후임자가 전임자의 잔여임기동안 위원의 자격을 승계한다.

④ 제2항에도 불구하고, 제13.2.3.1조 제3항 제4호의 규정에 의한 위원의 경우 업무의 연속성을 유지하기 위하여 연간 기준으로 해당위원 총수의 1/2 범위 내에서 교체할 수 있다. 단, 위원이 사임을 요청하는 경우는 그러하지 아니하다.

⑤ 제13.2.3.1조 제4항 제3호 및 제4호의 규정에 의한 위원은 임기가 만료된 경우라도 그 후임자가 선임될 때까지 계속 위원으로서의 자격을 유지한다.

<본조신설 2018.8.2.>

제13.2.3.2조(실무협의회 운영) ① 실무협의회는 의장이 필요하다고 인정하는 경우 수시로 개최할 수 있다.

② 실무협의회 의장은 실무협의회를 개최하고자 하는 경우 회의 개최 3일 전까지 각 위원에게 회의 일시·장소 및 회의안건을 서면으로 통보하여야 한다. 다만, 긴급을 요하는 경우에는 24시간 전까지 통지할 수 있다.

③ 실무협의회 회의는 재적위원 과반수의 출석으로 성립되며, 출석위원 과반수의 찬성으로 결정한다.

제14장 보칙

<본장번호변경 2006.9.14., 2013.2.28., 2014.11.3., 2014.12.31.>

제14.1조(시장기능정지 요청) ① 전력거래소는 천재・지변・전시・사변, 경제사정의 급

격한 변동 기타 이에 준하는 사태가 발생하여 전력시장에서 전력거래가 정상적으로 이루어질 수 없다고 판단될 때에는 산업통상자원부장관에게 전력거래의 정지ㆍ제한 등을 요청할 수 있다.

② 산업통상자원부장관이 제1항 또는 전기사업법 제46조 제1항에 따라 전력거래의 정지·제한을 명한 경우의 세부운영 절차는 별표24와 같다.[신설 2012.12.31]

제14.2조(중앙급전발전기가 아닌 발전기를 보유한 회원의 전력거래 및 정산) ① 전력거래소는 비중앙급전 발전기와 비중앙급전전기저장장치를 보유한 회원의 시간대별 발전전력량 및 충방전 전력량에 대해서는 해당 거래시간의 계통한계가격으로 정산하며, 공급가능용량에 대해서는 정산하지 아니한다.<항번호변경 2005.10.10.> <개정 2016.5.12.>

② 제1항의 규정에 의한 정산은 별표 2에 따른다.<개정 2005.10.10>

③ 비중앙급전발전기를 운영하는 전기사업자 및 자가용전기설비설치자에 대해 전력계통의 신뢰도 확보를 위해 급전지시 할 경우 전력거래소는 대용량 발전기 탈락 등 긴급한 경우를 제외하고는 3일전까지 해당 사업자에게 통지하여야 한다.[신설 2010. 6.30]

제14.3조(시운전 전력) ① 시운전 발전기를 보유한 발전회원은 전력거래소에 주간, 일간 시운전발전계획을 다음의 일정 및 시각에 맞도록 별표 4에 따라 제출하여야 한다.

1. 최초 계통연결계획 : 계통연결 2개월 전까지
2. 월간 시운전발전계획 : 거래월의 전월 20일까지
3. 주간 시운전발전계획 : 거래주의 전주 수요일까지 <개정 2016.12.30.>
4. 일간 시운전발전계획 : 거래일의 전일 10시까지

② <개정 2003.9.18.> <삭제 2019.05.31.>

③ 전력거래소는 시운전 발전기를 보유한 발전사업자가 계통안정운영을 저해하지 않는 범위 내에서 시운전 계획에 따라 시운전이 가능하도록 운영발전계획수립 시 우선 반영하여야 한다.

④ 시운전발전기를 보유한 발전사업자는 전력계통의 안정을 위해 전력거래소의 급전지시에 따라 운전되도록 최대한 협조하여야 한다.

⑤ 제13.4조의 규정에 의한 상업운전개시 신고 절차가 완료되기 전에 입찰한 전력에 대하여는 제6항의 규정에 의하여 정산한다. <개정 2003.9.18, 2007.7.23>

⑥ 전력거래소는 시운전 발전기의 전력량에 대한 가격은 제2.4.2조의 규정에 따라 정한 계통한계가격을 적용하며, 공급가능용량에 대해서는 정산하지 않는다. <개정 2006.12.26, 단서삭제 2008.4.22><항번호 변경 2007.7.23>

⑦ 제6항의 규정에 의한 정산은 별표 2에 따른다. <항번호변경 2007.7.23>

⑧ 전력거래소는 전력계통의 안정운영을 위하여 필요하다고 판단할 경우, 비용평가위

원회에서 기술적 특성자료 및 열량단가 자료에 대한 의결을 거친 시운전발전기를 보유한 발전회원에게 시운전계획에 관계없는 발전출력지시를 할 수 있다. [신설 2003.9.18]<항번호변경 2007.7.23>

⑨ 제8항에 따른 지시를 하기 위하여 전력거래소는 3일전까지 해당 발전회원에게 이와 관련된 계획을 통지하여야 하며, 해당 사유가 해소되면 즉시 이를 통지하여 시운전을 계속토록 하여야 한다.[신설 2003.9.18]<항번호변경 2007.7.23>

⑩ 제8항의 지시가 있는 경우 상업운전중인 발전기로 간주하며, 발전 회원은 최초 거래일 전일에 시운전제약을 해제하여 발전입찰에 참가하여야 한다.[신설 2003.9.18] <개정 2007.7.23>

⑪ 제8항의 지시가 있는 경우, 해당 발전기에 대한 정산은 중앙급전발전기에 대한 별표 2의 규정에 따라 정산한다. 단, 제10항에 의한 입찰을 하지 않았을 경우, 제6항의 규정에 따라 정산한다.[신설 2003.9.18.]<항번호변경 2007.7.23>

⑫ 전기저장장치의 시운전에 대한 사항은 제14.3조 제1항 부터 제10항까지의 발전기에 대한 규칙을 준용하며 제8항의 지시가 있는 경우 해당 전기저장장치에 대한 정산은 중앙급전전기저장장치에 대한 별표 2의 규정에 따라 정산한다. 단, 제10항에 의한 입찰을 하지 않았을 경우 제6항의 규정에 따라 정산한다. 단, 전기저장장치가 시운전 시 충전을 위해 사용한 전력은 해당 거래 시간의 계통한계가격으로 정산한다. [신설 2016.5.12.]

제14.4조(상업운전개시 신고) ① 시운전발전기를 보유한 발전사업자가 상업운전을 개시하고자 하는 경우에는 상업운전개시 3일 전까지 전력거래소에 별지 제81호서식의 상업운전개시신고서를 제출한 후 법 제63조에 따른 사용전검사에 합격한 증빙서를 제출하여야 한다. [신설 2007.7.23.]

② 제2.1.1.5조 제1항에 따라 제출한 자료를 변경하고자 하는 경우에는 상업운전 개시 전에 비용평가위원회 심의를 거쳐야 한다. [신설 2016.12.30.]

제14.5조(사용전 검사필증 제출) 비중앙급전발전기를 보유한 발전사업자가 법 제63조에 따른 사용전검사를 받은 경우에는 검사 후 14일 이내에 사용전 검사필증을 전력거래소에 제출하여야 한다. [신설 2007.7.23]

제14.6조(전력거래사) ① 전력거래소 이사장은 다음 각호 1의 업무를 수행하는 전력거래사에 관한 자격제도를 운용할 수 있다.

1. 전기사업자의 입찰 등 전력거래 업무의 수행 또는 대행
2. 전력거래소의 전력시장 운영 및 전력거래업무 수행
3. 직접구매자의 입찰 등 전력거래 업무의 수행 또는 대행
4. 전기소비자의 전력거래업무 대행
5. 전기사업자 및 직접구매자의 위험관리 등 재무적 전력거래업무 수행 또는 대행

6. 전기사업자 및 직접구매자의 선물, 선도, 옵션, 스왑거래 등 전력거래 파생상품 관련업무의 수행 또는 대행
7. 전력거래와 관련한 컨설팅, 자문, 상담 등 전력거래 지원업무
8. 제1호 내지 제7호의 규정에 의한 업무에 부대되는 업무

② 전력거래소, 전기사업자 또는 직접구매자가 고용한 전력거래사의 업무상 행위는 전력거래소, 전기사업자 또는 직접구매자의 행위로 본다.

③ 전력거래소 이사장은 제1항의 규정에 의한 전력거래사 자격제도의 운용을 위하여 필요한 규정을 산업통상자원부와 협의하여 제정·시행할 수 있다.<조번호변경 2007.7.23, 2012.5.31>

제14.7조(승인) ① 전력거래소는 제2.2.1.4조의 규정에 의거 비용위원회가 심의한 사항 중 다음 각호의 1에 해당하는 경우에는 산업통상자원부장관의 승인을 받아야 한다.

1. 연료의 열량단가 산정기준을 변경하는 경우
2. 기동비용의 산정기준을 변경하는 경우<호번호변경 2009.06.30>
3. 기준용량가격보정계수(β값의 적용 또는 변경을 포함한다.)를 변경하는 경우<개정 2004.9.24, 2006.12.26><호번호변경 2009.06.30>
4. 정산조정계수를 변경하는 경우[신설 2006.12.26], <개정 2008.4.22, 2012.5.31>
5. 기타 거래가격에 현저한 영향을 미칠 우려가 있는 사항을 심의한 경우<목번호변경 2006.12.26><호번호변경 2009.06.30>

② 제1항의 규정에 의한 승인요청이 있는 경우에도 제2.1.1.1조의 규정에 의하여 비용위원회가 심의한 자료는 제2.1.1.8조의 규정에 의하여 효력을 발생한다. 다만, 제1항의 규정에 의하여 산업통상자원부장관이 변경하여 승인하거나 또는 승인을 하지 아니한 경우에는 당해 사항에 한하여 그 통지가 전력거래소에 접수된 날의 익일 0시부터 변경승인 또는 불승인의 효력이 개시한다. <개정 2019.05.31>

③ 전력거래소가 규칙을 개정하고자 하는 경우에는 법 제43조 제2항의 규정에 의하여 산업통상자원부장관의 승인을 받아야 한다.<조번호변경 2007.7.23>

제14.8조(보고) ① 전력거래소는 다음 각호의 사항을 산업통상자원부에 보고하여야 한다.

1. 제2.1.1.1조의 규정에 의한 비용위원회 심의결과
2. 제2.1.1.3조의 규정에 의한 각 발전기의 발전비용요소
3. 제2.3.5조의 규정에 의한 전력수요예측
4. 제2.4.1조의 규정에 의한 가격결정발전계획 수립 결과
5. 제2.4.2조의 규정에 의한 한계가격

5의2. 제2.4.4조의 규정에 의한 정산상한가격 <개정 2013.2.28.>

6. 제2.4.3조의 규정에 의한 기준용량가격
7. 제3장의 규정에 의한 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자의 전력구매내역

<개정 2005.1.21>

8. 제3.2.1.4조 및 제3.3.2.4조 제1항의 규정에 의한 손실계수<개정 2005.1.21>
9. 제3.2.1.8조의 규정에 의한 직접구매 용량보정계수
10. 제3.2.2.2조 및 제3.2.2.3조의 규정에 의한 직접구매의 신청 및 승인
11. 제3.2.2.7조의 규정에 의한 직접구매수수료
12. 제3.3.1조의 규정에 의한 재정보증 설정
13. 제10.1.1조의 규정에 의한 계량설비 설치현황
14. 제4.2.5.4조의 규정에 의한 정산결과(월간)<개정 2005.1.21>
15. 제4.2.5.5조의 규정에 의한 이의신청 처리결과<개정 2005.1.21>
16. 제4.3.4조의 규정에 의한 시장은행의 지정결과
17. 제4.3.5조의 규정에 의한 시장은행과의 약정체결 결과
18. 제4.3.7조의 규정에 의한 시장은행의 지정해지 결과
19. 제5.1.1조의 규정에 의한 운영발전계획 수립 결과
20. <삭제 11.12.2>
21. 제5.8.2조의 규정에 의한 계통안정화 대책
22. 제5.8.8조 규정에 의한 고장조사보고
23. 제5.9.2조의 규정에 의한 발전기 정지 및 휴전계획 조정 결과
24. 제5.9.7조의 규정에 의한 전력수급전망
25. 제7.1.2조의 규정에 의한 조정위원회 조정결과
26. 제8.2.1.3조의 규정에 의한 정보위원회 심의결과
27. 제9.1.2조의 규정에 의한 규칙개정 결과

② 전력거래소는 제2.3.1조의 규정에 의한 발전기입찰자료가 명백히 허위제출된 것으로 인정되거나 제5.3.1조의 규정에 의한 전력거래소의 급전지시를 해당 사업자가 특별한 사유없이 이행하지 아니한 경우 또는 제5.8.2조의 규정에 의한 계통안정화 대책을 전기사업자가 특별한 사유없이 협조하지 아니한 경우에는 이를 산업통상자원부에 보고하여야 한다.<개정 2012.5.31>

③ 감시위원회는 다음 각호의 사항을 전기위원회에 보고하여야 한다.

1. 제6.3.1조 제1항의 규정에 의한 시장감시계획
2. 제6.3.1조 제2항의 규정에 의한 시장감시기준 및 시장감시지표
3. 제6.3.7조의 규정에 의한 제재내용
4. 제6.4.2조의 규정에 의한 시장감시보고서
5. 제6.4.3조의 규정에 의한 자율시정조치 내용
6. 제6.4.4조의 규정에 의한 자율제재금의 징수 및 사용에 관한 내용<조번호변경 2007.7.23>

제14.9조(실시간급전계획 수립) <삭제 2014.10.2.>

제14.10조(전력가격 안정 등에 대한 조치) <조번호 변경 2014.10.2.> ① 발전사업자의 전력거래대금은 '별표23'에 따라 조정할 수 있으며 그 대상발전기는 다음 각호와 같다.<개정 2012.5.31., 2015.9.30.>

1. 정부의 전기요금 규제를 받는 판매사업자의 지분이 50%를 초과하는 발전사업자가 소유한 원자력, 석탄, 국내탄 및 일반 중앙급전발전기
2. <삭제 2015.9.30>
3. 제1호에 해당되지 않는 중앙급전 석탄발전

② 제1항 제1호를 적용받는 시점은 제1항의 판매사업자가 발전사업자의 지분 50%를 초과 취득한 시점으로 한다.

③ <삭제 2012.5.31.>

[본조신설 2008.4.22]

부 칙 (2001. 3. 30)

제1조(전력거래개시) 이 규칙에 의한 전력거래개시는 2001년 4월 2일부터 시행한다.

제2조(경과조치) 이 규칙에 의한 발전비용평가위원회 개최 이전에는 제6조의 규정에 의한 발전기 운전비용 및 기술적 특성자료의 적용기준은 산업통상자원부에서 운영한 전력시장운영위원회의 결정에 따른다.

부 칙 (2001. 11. 8)

이 규칙은 2001년 11월 15일부터 시행한다.

부 칙 (2001. 12. 21)

(시행일) 이 규칙은 공고한 날부터 시행한다. 단, 별표 제3호 정산기준중 10. 기타정산의 "마"는 2001년 4월 2일부터 소급 적용한다.

부 칙 (2002. 11. 15)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고한 날부터 시행한다. 다만, 제3장 제2절 및 제3절과 제4장 제3절(직접구매제도와 관련된 조항에 한함)의 규정은 2003.1.1부터 시행한다.

제2조(규칙 별첨 및 세부운영기준의 폐지) ① 이 규칙 시행전의 별첨 1을 별표 1로 하고, 별첨 3을 별표 2로 하고, 별첨 4를 별표 3으로 하며, 별첨 1 내지 별첨 4는 이를 폐지한다.

② 세부운영기준이 규칙에 통합됨에 따라 이 규칙 시행전의 세부운영기준 중 전력수요예측절차서를 별표 5로 하고, 입찰운영절차서를 별표 4로 하고, 가격결정발전계획수립절차서를 별표 6으로 하고, 계량절차서를 별표 7로 하고, 정산절차서를 별표 8로 하고, 시장시스템운영절차서를 별표 22로 하고, 운영발전계획수립절차서를 별표

9로 하고, 실시간급전운영절차서를 별표 11로 하고, 비상시급전지시절차서를 별표 12로 하고, 연료제약발전기운영절차서를 별표 10으로 하고, 발전기정지및휴전업무절차서를 별표 18로 하고, 고장파급방지시스템적용절차서를 별표 14로 하고, 계통보호절차서를 별표 16으로 하고, 기기번호부여절차서를 별표 15로 하고, 계통운영시스템운영절차서를 별표 13으로 하고, 계통운영보조서비스절차서를 별표 19로 하고, 발·변전소주변압기텝정정및유효접지검토절차서를 별표 20으로 하고, 발전기병렬운전및공급방안업무절차서를 별표 21로 하고, 고장조사처리절차서를 별표 17로 하며, 전력수요예측절차서, 입찰운영절차서, 가격결정발전계획수립절차서, 계량절차서, 정산절차서, 시장시스템운영절차서, 정보공개절차서, 운영발전계획수립절차서, 실시간급전운영절차서, 비상시급전지시절차서, 연료제약발전기운영절차서, 발전기정지및휴전업무절차서, 고장파급방지시스템적용절차서, 계통보호절차서, 기기번호부여절차서, 계통운영시스템운영절차서, 계통운영보조서비스절차서, 발·변전소주변압기텝정정및유효접지검토절차서, 발전기병렬운전및공급방안업무절차서, 고장조사처리절차서, 발전비용평가위원회운영규정, 분쟁조정위원회운영규정, 규칙개정위원회운영규정은 이를 폐지한다.<개정 2010.6.30>

제3조(도매전력시장 모의운영규정) ① 전력거래소는 수요측과 공급측의 경쟁을 통하여 전력거래가 이루어지는 전력시장(이하 "도매전력시장"이라 한다)의 성공적인 개설과 도매전력시장의 운영에 필요한 설비의 구축을 위하여 모의로 도매전력시장(이하 "모의도매전력시장"이라 한다)을 일정기간 운영하여야 한다.

② 법 제31조 및 제32조의 규정에 의하여 전력시장에서 전력거래를 하여야 하는 발전사업자 및 판매사업자와 송전사업자, 배전사업자 및 직접구매자는 모의도매전력시장에 참여하여야 한다.

③ 제2항의 규정에 의하여 모의도매전력시장에 참여하는 전기사업자 및 직접구매자는 전력거래소가 요구하는 바에 따라 모의도매전력시장의 운영에 필요한 설비를 갖추어야 한다.

④ 전력거래소 이사장은 모의운영기간에 적용할 "도매전력시장 모의운영규정"을 산업통상자원부와 협의하여 제정·시행하여야 한다.<개정 2012.5.31>

제4조(세부운영기준 폐지에 따른 경과조치) ① 이 규칙 시행 이전에 세부운영기준에 의하여 행하여진 전력시장 및 전력계통의 운영에 관한 모든 행위는 이 규칙에 의하여 수행한 것으로 본다.

② 부칙 제2조의 규정에 의하여 폐지된 분쟁조정위원회운영규정 중 분쟁조정비용 및 예납기준은 이 규칙 시행과 동시에 이를 제7.3.6.1조 제5항의 규정에 의한 분쟁조정비용 및 예납기준으로 본다.

제5조(별첨의 인용조문 및 용어정의에 대한 경과조치) 이 규칙 시행전의 세부운영기준에서 인용하였던 조문 및 용어는 이 규칙과 배치되지 않는 범위 내에서 개정된 규칙을 인용하는 것으로 본다.

제6조(위원의 임기에 관한 경과조치) 비용위원회의 위원 및 실무협의회 회원을 제외한 이 규칙 시행일 이전에 위촉된 위원 및 정보공개실무위원회 위원의 임기는 이 규칙 시행일에 만료한다.

제7조(발전비용평가위원회 명칭변경에 따른 경과조치) ① 이 규칙 시행 이전에 설치된 발전비용평가위원회의 명칭을 이 규칙 시행과 동시에 비용평가위원회로 변경한다.

② 이 규칙 시행 이전에 발전비용평가위원회(실무협의회를 포함한다.)에서 행하여진 모든 행위는 제1항의 규정에 의한 비용평가위원회에서 행한 것으로 본다.

부 칙 (2003. 5. 7.)

(시행일) 본 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 단, 명백한 오류의 정정(제2.2.1.1조 제1항 제2호, 별표 2, 별표3, 별표 4, 별표 6, 별표 10, 별표 19의 개정부분과 별표 8의 7.11.2.1, 7.11.3.1, 별지 제23호 및 제25호 서식)은 2002년 11월 15일부터 소급 적용한다.

부 칙 (2003. 9. 18.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2003년 9월 19일부터 시행한다.

제2조(유효전력에 관한 급전지시의 기준에 대한 경과조치) 제5.1.8조의 규정에도 불구하고, 전력거래소는 송전단 기준 급전지시가 불가능한 발전기에 대하여 2005년 12월 31일까지 발전단 기준 급전지시를 할 수 있다. 다만, 발전사업자는 제5.4.1조 내지 제5.4.7조에서 정한 연간발전기정지계획에 의하여 2004년 1월 1일 이후 정지한 뒤, 계통에 다시 연결하는 발전기에 대해서 계통연결 이전에 전력거래소의 송전단 기준 급전지시에 응동할 수 있도록 설비를 개선하여야 한다.

부 칙 (2004. 4. 22.)

이 규칙은 2004년 4월 23일부터 시행한다.

부 칙 (2004. 7. 9.)

이 규칙은 2004년 7월 10일부터 시행한다.

부 칙 (2004. 9. 7.)

이 규칙은 2004년 9월 10일부터 시행한다.

부 칙 (2004. 9. 24.)

(시행일) 별표2 Ⅰ. 1. 나. 3), Ⅰ. 2. 다. 및 Ⅰ. 10. 나. 2)의 규정은 비용위원회에서 기준용량가격보정계수(α_n, α_c, α)를 의결하여 시행하는 날로부터 시행한다.

부 칙 (2004. 11. 30.)

(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행하되, 제2.1.1.3조, 별표1 및 별표2의 개정 규정은 2004년 10월 1일부터 적용한다. 다만, 별표8 및 별지서식의 개정규정은 2005년 1월 1일부터 시행한다.

부 칙 (2004. 12. 21.)

이 규칙은 2004년 12월 22일부터 시행한다.

부 칙 (2005. 1. 21.)

이 규칙은 2005년 1월 22일부터 시행한다.

부 칙 (2005. 5. 30.)

이 규칙은 2005년 5월 31일부터 시행한다.

부 칙 (2005. 10. 10.)

이 규칙은 2005년 10월 11일부터 시행한다. 다만, 별표 4의 11.3의 규정 삭제에도 불구하고 시행일로부터 1년까지의 입찰마감시간 이후 변경입찰 유예에 대해서는 종전의 규정에 의한다.

부 칙 (2006. 1. 26.)

이 규칙은 2006년 1월 27일부터 시행한다.

부 칙 (2006. 9. 14.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제5장제2절 및 제4절, 별표2의 9. 가. 1), 2) 개정 규정은 2006. 10월 1일부터 적용하고, 별표13의 8.1.1.1 개정 규정은 2008. 1월 1일부터 적용한다.

제2조(154kV 변전소의 자료취득시간 단축에 대한 경과조치) 송전 및 발전사업자는 별표13의 붙임8.1.2.1에 규정된 154kV 변전소에 대한 계통자료 취득주기 단축과 붙임 8.1.1.3 및 8.1.1.4에 규정된 제주지역 발·변전소 자료의 직접취득을 위해 규칙 시행일로부터 관련 설비를 보강하여야 하며, 보강이 완료된 지역계통운영센터의 154kV 변전소 및 제주지역 발·변전소부터 동조의 규정을 적용한다. 단, 송전 및 발전사업자는 지역계통운영센터의 관련 설비보강을 2008년 12월 31일까지, 제주지역 발·변전소 관련 설비보강을 2007년 12월 31일까지 완료하여야 한다.

부 칙 (2006. 11. 29.)

(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 별표2의 V 개정규정은 2007년

1월 1일부터 적용한다.

부 칙 (2006. 12. 26.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제2.3.2조, 제2.3.3조, 제2.4.1조, 제2.4.2조, 제3.1.1조, 제3.1.2조, 제3.2.1.2조, 제3.2.1.4조, 제3.3.2.2조, 3.3.2.4조, 제4.4.1.2조, 제5.5.3조 및 별표2의 개정규정은 2007년 1월 1일(거래일 기준)부터 시행한다.

제2조(국내탄발전기의 기준용량가격 결정) 국내탄발전기 변동비지원에 대한 전기사업법 시행령 제23조 제3항의 개정전까지는 국내탄 발전기에 대해 별도의 기준용량가격을 적용할 수 있으며, 별도의 기준용량가격은 타 발전기의 기준용량가격과 함께 비용위원회 의결을 거쳐 결정 및 공개한다.

제3조(용량가격계수 산정을 위한 자료취득의 경과조치) ① 제2.4.3조의 규정에도 불구하고 2007년도 지역별 최대부하 및 공급용량은 제3차 전력수급기본계획(안)의 지역별 예측수요 및 실효공급용량을 적용한다.

② 제 2.1.1.1조 규정에도 불구하고, 발전기별 2007년도 상업운전개시계획은 제3차 전력수급기본계획(안)을 적용한다. 또한 제4.2.1.2조의 단서조항인 상업운전예정일 이전 공급가능용량에 대한 정산금 불지급은 적용하지 않는다.

제4조 (정산시스템 개발지연시 경과조치) ① 부칙 제1조 시행일 직전까지 거래소의 정산시스템 보완 및 개발이 완료되지 않을 경우에는, 시행일 이전 정산기준을 적용하여 우선 정산하고 정산시스템 보완 및 개발이 완료된 후 정산금을 조정한다.

② 이 경우 제4.2.5.3조 및 제4.2.5.5조에도 불구하고 거래당사자는 초기정산 및 최종정산 내역중 정산기준 변경과 관련된 사항에 대해서는 조정신청 및 이의신청을 생략할 수 있으며, 전력거래소가 전체적으로 정산금을 재계산하여 거래당사자에게 통지할 수 있다. 이때 제4.2.5.5조에도 불구하고 최종정산에 대한 이의신청 기간은 거래일로부터 40일 이내로 한다.

제5조(수전전력 기본요금 관련 경과조치) 수전전력 기본요금 환급절차폐지는 2007년 1월 1일부터 시행한다. 다만, 2006년에 발생한 수전전력 기본요금의 정산은 종전의 규정에 의한다.

제6조(급전전화장치 기능보강에 대한 경과조치) 전기사업자는 별표13, 붙임8.3, 8.3.6조 관련으로 급전전화 장치의 자동응답기능 및 강제 할입기능 구현을 위해 관련설비 보강을 2007년 6월 30일까지 완료하여야 한다.

부 칙 (2007. 7. 23)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(전력거래자 등록에 대한 경과조치) 이 규칙 시행 이전에 전력거래소 회원으로서 전력거래를 하던 자는 제1.2.5조 제1항에 따라 전력거래자로 등록된 것으로 본다.

제3조(발전기 등록에 대한 경과조치) 이 규칙 시행 이전에 중앙급전기 또는 비중앙급전발전기로 운전 중인 발전기는 제1.2.5조 제2항에 따라 중앙급전발전기 또는 비중앙급전발전기로 등록된 것으로 본다.

제4조(전력량계 프로토콜 관련 경과조치) 별표7, 8.1의 "전력량계 통신 프로토콜"에 관한 개정 규정은 2008년 3월 1일부터 시행한다.

제5조(전력계통자료 취득을 위한 통신회선 설치에 대한 경과조치) 송전사업자는 별표13. 붙임8.3의 제8.3.3호 개정에 따른 설비보강은 2008년 6월 30일까지 완료하여야 한다.

제6조(급전전화 설치에 대한 경과조치) 송전사업자는 별표13. 붙임8.3의 제8.3.4호 개정에 따른 설비보강은 2008년 6월 30일까지 완료하여야 한다.

부 칙 (2007. 12. 27.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(중앙급전발전기로 등록된 구역전기사업용 발전기에 대한 경과조치) 법 부칙 <2003.12.30, 법률 제7017호> 제2조에 의해 구역전기사업자로 의제되어 2004년 7월 1일 이전부터 전력거래소에 중앙급전발전기로 등록되어 운전중인 구역전기사업용 발전기는 중앙급전발전기로 본다.

제3조(용량가격계수 적용에 관한 경과조치) 2008년도에 적용하는 용량가격계수는 제2.4.3조 제4항 제6호에도 불구하고 당해 년도 및 2007년도 용량가격계수의 2개년도 평균치를 적용한다. <개정 2016.10.31.>

부 칙 (2008. 4. 22.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2008년 5월 1일부터 시행한다.

제2조(정산시스템 보완을 위한 경과조치) ① 전력거래소는 부칙 제1조의 시행일로부터 3개월 이내에 정산시스템 보완을 완료하여야 한다.

② 이 경우 제4.2.5.3조 및 제4.2.5.5조에도 불구하고 제12.10조의 적용을 받는 거래당사자는 초기정산 및 최종정산 내역 중 별표 23과 관련된 사항에 대해서는 조정신청 및 이의신청을 생략할 수 있으며, 전력거래소가 전체적으로 정산금을 재계산하여 거래당사자에게 통지할 수 있다. 이때 제4.2.5.5조에도 불구하고 최종정산에 대한 이의신청 기간은 90일 이내로 한다.

부 칙 (2008. 10. 31.)

이 규칙은 2008년 11월 1일부터 시행한다.

부 칙 (2009. 6. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제12.9조 및 별표7의

7.1.6, 8.3 개정규정은 2009년 10월 1일부터 적용한다.

제2조(제주지역 154kV 변전소 자료취득 이중화 관련 설비 보강에 대한 경과조치) 송전사업자는 별표13, 붙임8.1의 제8.1.2.4호 개정에 따른 관련 설비보강을 2010년 6월 30일까지 완료하여야 하며, 붙임8.3의 제8.3.4호의 급전전화 설치는 동 규칙 개정 이후 30일까지 완료하여야 한다.

부 칙 (2009. 12. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(발전계획시스템 보완을 위한 경과조치) ① 전력거래소는 규칙개정일부터 1년 이내에 제2.4.2조의 적용이 가능하도록 발전계획시스템을 보완하여야 한다.

② 전항의 발전계획시스템을 적용하여 변경된 한계가격의 영향으로 하락하는 정산금의 연간총액은 별표23 6.0을 통해 열병합발전사업자에게 추가 지급하는 연간정산금의 규모를 초과할 수 없다.

③ 전력거래소는 제1항 및 제2항의 조건을 충족하도록 방안을 강구한 후에 제2.4.2조, 별표2 1.가 제2항, 별표4 7.11.6, 별표6 6.1.1, 6.1.2를 시행한다.

제3조(적용범위) 별표23 6.0의 열병합발전지원대상 발전기라함은 타에너지지원사업 대상으로 지정되어 전기사업법 제49조에 따라 2009.12.31까지 전력산업기반기금의 지원을 받고 있는 열병합발전기로서 서울화력, 일산복합화력, 분당복합화력발전소에 한한다.

부 칙 (2010. 6. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제5.8.9조는 2011년 12월 4일부터 적용한다.

부 칙 (2010. 11. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(발전측 송전요금에 대한 경과조치) 직접구매자 및 구역전기사업자에 대한 발전측 송전요금은 제4.3.2조, 제4.3.3조, 제4.3.4조, 제4.3.6조, 별표8 및 별지9, 40, 41 서식의 규정 개정에도 불구하고 송전사업자가 송·배전용전기설비이용규정에 관련규정을 마련할 때까지는 종전의 규정에 의한다.

부 칙 (2010. 12. 28.)

이 규칙은 2011년 1월 1일부터 시행한다.

부 칙(2011. 6. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

부칙 (2012. 5. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(적용시점에 대한 경과조치) 제5.7.1조 및 별표2, 별표6의 양수발전기 펌핑수요 반영과 이와 관련하여 개정된 양수발전기 정산규정의 적용시점은 현재로부터 다음 전기요금 인상이 이루어진 익월부터 시행한다.

부칙 (2012. 12. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2012년 12월 31일부터 시행한다.

제2조(발전기 실시간 공급능력 추가 제공에 관한 경과조치) 발전사업자는 별표13 붙임 8.1.1.1 관련으로 발전기 실시간 공급능력 추가 제공을 위한 관련 설비보강을 2013. 12. 31까지 완료하여야 한다.

제3조(실시간 자료취득 및 제어설비 설치 규격 변경에 따른 경과조치) 전기사업자는 별표13, 7.2.4.2, 7)항의 신규설치 또는 교체보강 설비의 규격을 2013. 7. 1부터 적용한다.

부칙 (2013. 2. 28.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2013년 3월 1일부터 시행한다.

제2조(적용기간) 제2.4.4조의 정산상한가격은 2013년 3월 1일부터 적용한다. <개정 2015.3.17.>

부칙 (2013. 4. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2013년 5월 1일부터 시행한다.

제2조(온도에 따른 변경입찰에 대한 경과규정) 별표4의 제6.3.6.5.3조 규정에 의한 기상청 예보온도 변경에 따른 변경입찰은 입찰시스템의 보완·개발기간을 고려하여 2013년 7월1일 부터 시행한다.

부칙 (2014. 5. 16.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(복합, 수력 및 양수발전기 입찰방식 변경 경과조치) 제2.3.2조 규정, 별지 제31호 및 별지 제33호 서식에 의한 복합, 수력 및 양수발전기 입찰방식 변경은 차세대 EMS 시스템 도입시점부터 적용한다.

부칙 (2014. 10. 2.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(차세대 전력IT시스템 운영을 위한 규칙개정 중 일부 경과조치) 제5장 제2절, 제3절 제5.3.4조, 제10장 제2절 제10.2.1조 1항 2호, 제12장 보칙 제12.9조 개정사항은

차세대 전력IT시스템(EMS)으로 전환하는 시점부터 적용한다.

부칙 (2014. 11. 3.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(실시간 사용전력량 감시) 제12.2.3조 제2항 제4호의 5분 단위의 사용전력량을 검침할 수 있는 감시기기 설치 규정은 2016년 11월 25일부터 적용한다.

제3조(실시간 사용전력량 데이터의 취득 및 활용) 전력거래소는 판매사업자가 제공하는 15분단위의 실시간 사용전력량 데이터를 등록시험, 전력거래 제한 요건 관리 등에 활용할 수 있다.

제4조(정산용 사용전력량 데이터의 취득 및 활용) 전력거래소는 판매사업자가 제공하는 정산용 사용전력량 데이터를 수요반응자원의 정산에 활용할 수 있다.

제5조(용량가격계수 적용) 2015년도에 적용하는 용량가격계수의 지역별 최대부하는 제2.4.3조 제4항 제2호에도 불구하고, 직전년도 하계 최대부하 시간대의 해당지역 중앙급전발전기 발전량에 융통전력량과 당해연도 수요반응자원의 의무감축용량의 50%를 합한 값에 직전 3년간의 지역별 최대부하 평균 증가율을 곱하여 산출한다. <개정 2016.10.31.>

제6조(자체기동발전기 서비스 가능여부 입찰 신설에 대한 경과조치) 자체기동발전기 서비스 가능여부에 대한 입찰 신설을 위한 제2.3.2조, 별표1, 별표2, 별표4 개정사항은 2015년 1월 1일부터 시행한다.

제7조(자기제약발전 정산시 허용오차 적용에 대한 경과조치) 자기제약발전 정산시 허용오차 적용을 위한 별표2 개정사항은 2015년 1월 1일부터 시행한다.

제8조(자율제재금 부과기준 변경 적용에 대한 경과조치) 자율제제금 부과기준 변경을 위한 제6.4.6조 1항 개정사항은 2015년 7월 1일부터 시행한다.

제9조(석탄화력 계획예방정비 계통분리시 석탄저장조 잔여탄소진을 위한 계통분리 지연 허용에 대한 경과조치) 석탄화력 계획예방정비 계통분리시 석탄저장조 잔여탄소진을 위한 계통분리 지연 허용을 위한 별표2 및 별표4 개정사항은 2015년 1월 1일부터 시행한다.

제10조(계통연결/분리시 허용오차 신설에 대한 경과조치) 계통연결/분리시 허용오차 신설을 위한 별표2 개정사항은 2015년 1월 1일부터 시행한다.

부칙 (2014. 12. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

부칙 (2015. 3. 17.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(배출권거래비용에 관한 개정규정 적용례)

① 이 규칙 중 배출권거래비용에 관한 개정 규정은 2015년 1월 1일 배출권 거래분부터 적용한다.

② 제3.4.3조 제4항의 재정보증금액 산정식 중 전년도 배출권 평균단가는 2015년에 한하여 거래개시 희망일 1개월 전까지의 배출권 평균단가를 적용한다.

제3조(수요반응자원의 전력부하감축량 평가 및 입찰방법 개선 적용 시점에 대한 경과조치) 제12.4.2.3조, 12.5.2.3조, 12.5.2.4조, 별표28의 3.1.1조, 3.2.1조 중 수요반응자원의 전력부하감축량 평가 및 입찰방법 개선에 관한 개정 규정은 2015년 6월 1일부터 적용한다.

부칙 (2015. 5. 7.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(전기저장장치 성능검증 등을 위한 경과조치) ① 제4.2.1.3조, 제5.1.1조, 제5.6.1조의 개정규정은 송전사업자용 전기저장장치의 성능검증기간을 고려하여 2015년 7월 1일부터 적용한다.

② 송전사업자는 동 기간 내에 전기저장장치에 대한 성능검증을 완료하고, 동 설비의 기술적 특성에 관해 비용평가위원회의 검토 및 심의를 거쳐야 한다.

③ 제1항에도 불구하고 비용평가위원회의 심의 결과 추가 검토가 필요하다고 판단하는 경우 제1항의 적용시기를 유예할 수 있다.

④ 전력거래소는 송전사업자용 전기저장장치의 운영에 필요한 운영발전계획 수립용 프로그램 및 계통운영시스템을 보완하여야 한다. 단, 제1항의 시점까지 보완이 곤란할 것으로 판단되는 경우, 비용평가위원회의 심의를 거쳐 별도의 운영방안을 마련할 수 있다.

부칙 (2015. 9. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(급전지시 허용오차 변경안 적용에 대한 경과조치) 급전지시 허용오차 변경을 위한 별표 2 정산기준 개정사항은 규칙 시행 시점부터 3개월 이내 시스템을 보완하고 동 기간 내에 시행한다.

제3조(공급인증서 관련 비용평가위원회 심의·의결사항 개정안 적용에 대한 경과조치) 공급인증서 관련 비용평가위원회 심의·의결사항 변경을 위한 제2.2.1.4조 개정사항은 비용평가 세부운영규정에 회원사에 대한 정보제공 규정 신설 이후부터 적용한다.

제4조(계통안정화장치 실시간 자료취득 적용에 대한 경과조치) 계통안정화장치 운전상태 실시간 자료취득을 위한 별표 13 계통운영시스템의 자료취득기준 개정사항은 2016년 12월까지 설비를 보완하고 동 기간 내에 시행한다.

제5조(제약발전 정산시 허용오차 적용 조정에 대한 경과조치) 제약발전 정산시 허용오

차 적용 조정을 위한 별표 2 정산기준 개정사항은 규칙 시행 시점부터 3개월 이내 시스템을 보완하고 동 기간 내에 시행한다.

부 칙 (2016. 5. 12.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(전기저장장치의 전력시장 참여를 위한 개정 적용에 대한 경과조치) ① 본 개정규칙은 관련 규정의 정비, 가격결정발전계획 및 운영발전계획 수립을 위한 프로그램 및 시스템 보완 기간을 고려하여 2017.1.1.부터 적용한다.

② 제1항에도 불구하고 비용평가위원회의 심의 결과 추가 검토가 필요하다고 판단하는 경우 제1항의 적용시기를 유예할 수 있다.

제3조(복합발전기 계통제약 정산금 산정기준 개정 적용에 대한 경과조치) 복합발전기 계통제약 정산금 산정기준 개정을 위한 별표 2 정산기준 개정사항은 5월 1일 거래일부터 적용한다.

제4조(열공급발전기 정산금 산정기준 개정 적용에 대한 경과조치) 열공급발전기 정산금 산정기준 개정을 위한 별표 2 정산기준 개정사항은 5월 1일 거래일부터 적용한다.

제5조(화력발전 지역자원시설세 정산기준 신설 적용에 대한 경과조치) 제4.2.1.1조 제11호 및 별표2의 개정규정 중 화력발전기의 지역자원시설세 정산 부분은 공고한날부터 4개월이 넘지 아니하는 범위에서 발전기별 납부실적을 제출(최초1회)받아 정산플래그를($LPTF_i$)를 결정한 후 익월 1일부터 시행한다. 단, 공고일 기준 4개월 이내에 납부실적을 제출(최초 1회)한 발전기의 경우에는 결정된 정산플래그($LPTF_i$)를 4월 1일 거래일부터 소급 적용하여 정산하며, 공고일 기준 4개월 이후에 납부실적을 제출한 발전기의 경우에는 제출일 기준 익월 1일부터 적용하여 정산한다.

제6조(정산금 통지서, 거래대금 등 청구/요청서 개정 적용에 대한 경과조치) 정산금 통지서, 거래대금 등 청구/요청서 개정을 위한 별지 서식 개정사항은 4개월 이내 시스템을 보완하고 동 기간 내에 적용한다.

제7조(신재생에너지 공급인증서 현물시장 통합 관련 개정 적용에 대한 경과조치) 신재생에너지 공급인증서 현물시장 통합 관련 개정을 위한 제11.1.6조 제2항 제1호 및 별표25의 6.1.1.1의 개정사항은 2016년 3월 거래분부터 적용한다.

제8조(비용평가 프로세스 전산화에 따른 비용자료 제출 방법 변경 적용에 대한 경과조치) 비용자료 제출 방법 변경을 위한 제2.1.1.2조의 개정사항은 7월 1일 거래일부터 적용한다.

부 칙 (2016. 10. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(용량가격의 결정 및 공개 개정에 따른 경과조치) 제2.4.4조의 정산상한가격

산정을 위한 발전기의 열소비율은 신규발전기의 기준용량가격 산정방안 개정 전까지는 현행 기준발전기의 열소비율을 적용한다.

제3조(기준용량가격 산정기준 개정에 따른 경과조치) 제2.4.3조에도 불구하고 비용위원회에서 재산정한 기준용량가격은 규칙개정 공고월부터 적용한다.

제4조(용량가격계수 개정안 적용에 대한 경과조치) 제2.4.3조 규정에 의한 용량가격계수의 지역계수(LF)는 다음의 연도별 완화계수를 이용하여 적용한다.

① 적용값 = 1 - (1 - 지역계수) × 연도별 완화계수

② 연도별 완화계수

산출연도	2016년	2017년	2018년 이후
완화계수	33%	67%	100%

제5조(연료전환성과계수 신설안 적용에 대한 경과조치) 제2.4.3조 규정에 의한 연료전환성과계수는 다음의 연도별 완화계수를 이용하여 적용한다.

① 적용값 = 1 - (1 - 연료전환성과계수) × 연도별 완화계수

② 연도별 완화계수

산출연도	2016년	2017년	2018년	2019년	2020년 이후
완화계수	20%	40%	60%	80%	100%

부 칙 (2016. 12. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 2017년 1월 1일부터 시행한다.

제2조(화석연료사용률 등을 반영한 지역자원시설세 정산을 위한 규칙개정에 따른 경과조치) 부칙 (2016. 5. 12.) 제5조(화력발전 지역자원시설세 정산기준 신설 적용에 대한 경과조치)에도 불구하고, 화석연료사용률 등을 반영한 제4.2.1.1조 제11호 및 별표2에 따른 화력발전기 지역자원시설세 정산은 다음 각호에 따라 시행한다.

1. 지역자원시설세를 납부한 발전기를 보유한 전기사업자는 한국전력거래소에 납부실적을 제출하여야 한다. 한국전력거래소는 납부실적을 제출받아 익월 1일 거래일부터 지역자원시설세 정산플래그(LPTFi)를 변경하여 정산을 시행한다.
2. 제1호에도 불구하고 규칙 공고 이전 납부실적을 제출한 전기사업자에 대해서는 제출된 납부실적을 확인하여 2016. 4. 1.일 거래일부터 소급하여 정산한다. 다만 2016. 4월 이후 과세기간에 대한 납부실적을 확인한 경우에는 확인된 과세기간이 속한 달부터 소급하여 정산한다.
3. 규칙 공고 후 행정자치부의 지방세법 유권해석에 따라 지역자원시설세를 추가로 납부한 경우에는 납부실적 제출 이후 정산을 시행하되, 소급적용에 관한 사항은 제2호에 따른다. 다만, 행정자치부의 지방세법 유권해석에 따른 정산은 2017. 12. 31.로 한정하여 시행한다.

부 칙 (2017. 2. 28.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

부 칙 (2017. 5. 30.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(대기오염물질 저감을 위한 상한제약 입찰 적용례) 제2.3.2의2조 제1항 제1호는 2017년 6월1일(전력거래일 기준)부터 적용한다.

부 칙 (2017. 12. 29.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(RPS 의무이행비용 정산대상 발전기 변경 적용에 대한 경과조치) RPS 의무이행비용 정산대상 발전기 변경에 따른 개정사항은 제1조에 의한 시행일로 부터 2개월 이내 전력거래시스템 등 관련 시스템을 보완하고 동 기간 내에 적용한다.

제3조(전기저장장치의 등록기준 중 단서조항에 대한 세부 용량기준) 주파수조정 서비스만 제공하는 전기저장장치의 경우, 최대발전용량이 5MW를 초과하고, 비용평가세부운영규정에 정한 연속운전을 충족할 경우 중앙급전전기저장장치로 등록한다.

제4조(정부승인차액계약 관련 규칙개정 적용에 대한 경과조치) ① 별표30의 8.1.1과 8.1.2의 개정사항은 2018년 1월 1일(거래일 기준)부터 적용한다.

② 전력거래소는 제1조의 시행일로부터 3개월 이내에 정산시스템 보완을 완료하여야 한다.

③ 시행일 이후 정산시스템의 보완 및 개발이 완료되기 전까지는 시행일 이전 정산기준을 적용하여 우선 정산하고 정산시스템 보완 및 개발이 완료된 후에는 2018. 1. 1일 거래일부터 소급하여 정산한다.

제5조(차액계약 정산용 사용전력량 데이터의 취득 및 활용) 전력거래소는 전기판매사업자가 제공하는 정산용 사용전력량 데이터를 차액계약 정산에 활용할 수 있다.

제6조(용량가격의 결정 및 공개시기 개정에 따른 경과조치) 기준용량가격의 결정 및 공개는 제2.4.3조 제1항에도 불구하고, 본 규칙이 개정・공표된 이후로 유예한다.

부 칙 (2018. 2. 9.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

부 칙 (2018. 6. 15.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(수요반응자원의 등록 및 전력거래기간에 대한 적용례) 제12.2.2조, 제12.2.3조, 12.4.1.1조의 등록 및 전력거래기간의 개정사항은 시행일 기준 수요자원 거래시장에 참여중인 수요관리

사업자, 수요반응자원 및 수요반응참여고객에 적용하여 전력거래 종료시점을 2018년 11월 30일로 한다.

제3조(수요반응자원의 등록시험 경과조치) 제12.3.1.2조의 ②항의 개정사항은 2018년 11월 1일부터 적용한다.

부 칙 (2018. 8. 2.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(SEP, GSCON 등 정산금 산정관련 규칙개정 적용에 대한 경과조치) SEP, GSCON 등 정산금 산정관련 별표2(정산기준) 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 제1조에 의한 시행일로부터 5개월 이내에 시행한다.

부 칙 (2018. 11. 1.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(수요반응참여고객 등록요건 변경 등에 따른 경과조치)

① 2018년 10월 31일까지 수요반응자원을 등록한 수요관리사업자는 2018년 11월 30일까지 제12.2.3조 제3항에 따른 병렬운전조작합의서 및 별지 제102호 서식에 따른 수요반응자원참여고객 등록신청서를 제출하여야 한다.

② 제1항에 따른 수요관리사업자가 2018년 11월 30일까지 병렬운전조작합의서를 제출할 수 없는 경우에는 한전이 발급한 접수증으로 갈음하되, 2018년 12월 31일까지 위 합의서를 제출하여야 한다. 만약 합의서를 제출하지 못하는 경우에 전력거래소는 등록을 취소한다.

③ 전력거래소는 제2항에 따라 등록 취소된 고객 또는 자원에 대해서는 2018년 12월분의 기본금 및 실적금을 지급하지 않으며, 2019년 1월 1일부로 등록 취소된 참여고객 감축량을 반영하여 자원용량을 재산정한다. 단, 자원용량 재산정시 용량기준은 2018년 11월 등록시험 실적을 기준으로 한다.

④ 2018년 12월 감축시험 평가는 제3항에 의거 재산정된 용량을 기준으로 하며, 1차 재시험은 2019년 1월에 시행한다.

부칙 (2018. 12. 12)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(지역자원시설세 미정산분을 반영한 지역자원시설세 정산금 산정관련 규칙 개정 적용에 대한 경과조치) 지역자원시설세 미정산분 정산금 산정관련 별표1(기호 및 변수의 정의) 및 별표2(정산기준) 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 제1조에 의한 시행일로부터 5개월 이내에 시행한다.

제3조(전력거래대금 결제업무 개정 적용에 대한 경과조치) 본 개정규칙에 따른 정산 및 결제 절차 변경은 시스템의 보완·개발기간을 고려하여 2019년 1월1차 청구 및 결제분부터 시행한다.

제4조(소규모전력중개시장 개설에 관한 개정(안) 경과조치) 본 개정규칙은 전기 사업법의 시행일을 고려하여 2018년 12월 13일부터 시행한다.

부칙 (2019. 1. 2.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(중앙급전 구역전기발전기의 구역수요 초과 공급가능용량 입찰 등에 대한 경과조치) 규칙 제3.3.1.1조에 따른 중앙급전 구역전기발전기의 구역수요 초과 공급가능용량 입찰은 공고일로부터 5개월 이내에 입찰시스템 등을 개발·보완하고 동기간 내에 시행한다. 단, 동 시점까지 발전량 계량설비, 실시간 자료취득장치 및 급전전화 설치를 완료하지 않은 구역전기사업자에 대해서는 해당설비 설치가 완료된 이후부터 적용한다.

부 칙 (2019. 2. 21.)

이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

부 칙 (2019. 4. 2.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다. 다만, 제1.2.4조의 개정규정은 2019년 3월 15일부터 적용한다.

부 칙 (2019. 5. 31.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(성능시험 적용시점에 대한 경과조치) 제2.1.1.7조 2항에 따른 성능시험은 규칙 개정 공고 이후 처음으로 도래하는 A급 계획예방정비 또는 A급계획예방 정비에 준하는 성능개선 공사 이후부터 적용한다.

제3조(환경개선 활동비용의 열량단가 반영 관련 규칙 개정 적용을 위한 경과조치) 본 규칙개정에 따른 비용평가세부운영규정 등 하위규정의 개정 및 관련시스템 보완에 필요한 준비기간을 고려하여 시행일로부터 5개월 이내에 시행한다.

제4조(계약시장 매매거래 방식에 대한 경과조치) 제11.1.7조의 개정사항은 관련 시스템을 보완하여 제1조에 의한 시행일로부터 3개월 이내에 시행한다.

제5조(계통제약운전 정산기준 개정 적용에 대한 경과조치) 복합발전기 계통제약정산금 산정기준 개정을 위한 [별표2] 정산기준 Ⅰ.12.사.의 개정사항은 제1조에 의한 시행일로부터 5개월 이내에 관련 시스템을 보완하고 2019년 6월 1일 거래일부터 적

용한다.

부 칙 (2019. 11. 7.)

제1조(시행일) 이 규칙은 공고일 다음날부터 시행한다.

제2조(국민DR 전력량계 취득 주기) 국민DR 수요반응참여고객에 한하여 제12.2.3조 제2항 제3호의 형식승인을 받은 전력량계의 사용전력량 원격검침 취득 주기는 2021년 12월 1일부터 적용한다. 또한 2021년 11월 30일까지는 취득 주기를 한시적으로 1시간으로 하며, 제12.4.3.1조의 국민DR 수요감축요청은 매시 정각에만 발령한다.

제3조(국민DR 실시간 감시기기 설치) 국민DR 수요반응참여고객에 한하여 제12.2.3조 제2항 제5호의 실시간 사용전력량을 검침할 수 있는 감시기기의 설치는 2021년 12월 1일부터 적용한다.

제4조(국민DR 등록) 제12.2.2조 제1항 제2호의 국민DR 초기 등록신청 기간은 2019년에 한하여 아래와 같이 운영한다.

초기 등록 신청기간	등록 완료일	초기 전력거래기간
홀수년도 11월 15일 ~ 11월 20일	홀수년도 11월 30일	홀수년도 12월 1일 ~ 다다음해 11월 30일

제5조(국민DR 수요반응참여고객 등록) 제12.2.3조 제1항 제2호의 국민DR 수요반응참여고객 등록신청 기간은 2020년 9월 30일까지 아래와 같이 운영한다.

구분	신청기간	거래 적용일
동계	11월 15일 ~ 11월 20일	12월 1일
	12월 15일 ~ 12월 20일	1월 1일
	1월 15일 ~ 1월 20일	2월 1일
	2월 15일 ~ 2월 20일	3월 1일
하계	4월 20일 ~ 4월 30일	6월 1일
	6월 15일 ~ 6월 20일	7월 1일
	7월 15일 ~ 7월 20일	8월 1일
	8월 15일 ~ 8월 20일	9월 1일

제6조(국민DR 정산) 국민DR 제도 도입 초기 수요반응참여고객들의 시장참여 유도를 위하여 별표 26의 실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청이행량에 대한 정산 시 국민DR의 최소 의무감축용량 이상 이행 의무를 2021년 11월 30일까지 면제하여 정산한다.

제7조(국민DR 전력거래자 등록) 제12.2.1조 제1항에 따라 수요관리사업자로서 전력거래자의 등록을 하고자 하는 사업자 중 국민DR을 등록하고자 하는 사업자의 등록신청 기한은 2019년에 한하여 부칙 제4조의 초기 등록 신청기간 시작일의

전일까지로 한다.

[별표 1] <개정 2004.4.22, 2004.9.24, 2004.11.30, 2005.1.21, 2006.12.26, 2007.7.23, 2008.4.22, 2008.10.31, 2009.12.31, 2010.12.28, 2011.12.2, 2012.5.31., 2012.12.31., 2013.2.28., 2013.10.1., 2014.11.3., 2015.3.17. 2015.9.30., 2016.5.12., 2016.10.31., 2016.12.30., 2017.12.29., 2018.12.12., 2019.1.2., 2019.5.31.>

기호 및 변수의 정의

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$A_{i,t}$	공급가능용량(Availability)	MWh	제1.1.2조 용어의 정의 참조
AALi,t	중앙급전 구역전기발전기 실제 구역수요 초과 공급가능용량 (Adjusted Availability for Local sales company)	MWh	중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 발전가능용량과 시간대별 구역수요를 반영한 실제 구역수요 초과 공급가능용량
$ACGE_{i,t}$	SMP 결정 제외 발전기의 발전량 변동비 (Adjusted Variable Cost of Energy produced by generator excluded from SMP calculation)	원	SMP결정시 제외된 발전기의 경우 가격결정발전계획의 발전계획량 이내에서 실제 발전한 전력량에 대해보정열량단가(AFC_i)를 적용한 변동비
$ACP_{i,t}$	추가용량요금 (Added Capacity Payment)	원	예방정비일 변경시 추가용량요금
AERLi,t	중앙급전 구역전기발전기 거래시간별 공급가능용량 초과율 (Availability Excess Ratio for a Local sales company)	%	중앙급전 구역전기발전기의거래시간별 구역수요 초과 공급가능용량의 실제 공급가능용량 대비 초과율
AFC_i	조정열량단가 (Adjusted Fuel Cost)	원/Gcal	실제구매비용에서 기반기금 지원액을 차감한 국내탄발전기의 열량단가
AGCF	자동발전제어서비스 정산단가 (Automatic Generation Control Hourly Fee)	원/MWh	자동발전제어서비스 정산단가
$AGCP_{i,t}$	자동발전제어서비스 정산금 (Automatic Generation Control Payment)	원	자동발전제어서비스 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$AGCQ_{i,t}$	자동발전제어서비스 제공용량 (Automatic Generation Control Quantity)	MW	자동발전제어서비스 제공용량
$AGCRQ_t$	자동발전제어서비스 계통요구량 (AGC system equirement Quantity)	MW	주파수조정 예비력 확보를 위하여 전력거래소가 지정한 자동발전제어서비스 요구량
$AGSCON_{i,t}$	발전사업자 요구 발전량정산금 (Adjusted Payment by Market Price for Minimum Energy produced due to Generator - self Constraint)	원	발전사업자가 발전을 요구한 전력량에 대해 보정열량단가(AFC_i)를 적용한 거래시간별 정산금
ALi.t	중앙급전 구역전기발전기 구역수요 초과 공급가능용량 (Availability for a Local sales company)	MWh	중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량
$ALPC_i$	조정 1차 증분가격 계수 (Adjusted Linear Price Coefficient)	원/MWh	실제구매비용에서 기반기금 지원액을 차감한 국내탄발전기의 출력과 연료비 관계를 나타내는 2차의 가격특성곡선식의 1차계수
$AMGO_{i,t}$	계량전력량 조정값 (Adjusted $MGO_{i,t}$)	MWh	급전지시 불응 및 지연에 대한 조정으로 재산정된 계량전력량
$ANLPC_i$	조정가격상수 (Adjusted No Load Price Co-efficient)	원/hr	실제구매비용에서 기반기금 지원액을 차감한 국내탄발전기의 출력과 연료비 관계를 나타내는 2차의 가격특성곡선식의 상수
APCFi,t	중앙급전 구역전기발전기 거래시간별 공급가능용량 초과입찰 위약금 가중치 (Availability Penalty Charge Factor for local sales company)	원	중앙급전 구역전기발전기의거래시간별 공급가능용량 초과율에 따른 위약금 가중치

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
APCLi	중앙급전 구역전기발전기 공급가능용량 초과입찰 위약금 (Availability Penalty Charge for Local sales company)	원	중앙급전 구역전기발전기의 실제 구역수요 초과 공급가능용량 대비 초과 입찰한 공급가능용량에 대한 거래일 위약금
$APCOFF_{i,t}$	거래시간별 제약비발전전력량 실제정산금 (Adjusted Constrained-Off energy Payment)	원	가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 거래시간에 급전 할당되지 않은 전력량(MWh)에 대해 보정열량단가(AFC_i)를 적용한 거래시간별 정산금
$APF_{i,t}$	자동발전제어서비스 제어 참여율 (Automatic generation Control Participation Factor)	-	EMS에서 배분된 발전기별 제어 참여율
APRi	소내전력률 (Auxiliary Power Ratio)	%	화력발전기 i의 소내전력률
$AQPC_i$	조정 2차 증분가격 계수 (Adjusted Quadratic Price Co-efficient)	원/MW^2h	실제구매비용에서 기반기금 지원액을 차감한 국내탄발전기의 출력과 연료비 관계를 나타내는 2차의 가격특성곡선식의 2차계수
$ARA_{i,t}$	공급가능용량 조정값 (Adjusted $RA_{i,t}$)	MWh	급전지시 불응 및 지연에 대한 조정으로 재산정된 공급가능용량
$ASCCOF_{i,t}$	거래시간대별 제약비 발전량 실제변동비 (Adjusted Self-Cost for energy Not produced due to system Constraints)	원	발전하지 못한 전력량에 대해 보정열량단가(AFC_i)를 적용한 변동비
$ASCCON_{i,t}$	거래시간대별 계통제약발전량 변동비 (Adjusted Self-Cost for energy produced due to system Constraints)	원	계통제약으로 추가 발전한 전력량에 대해 보정열량단가(AFC_i)를 적용한 변동비

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$ASCGS_{i,t}$	발전사업자 요구사항에 대한 변동비정산금 (Adjusted Self-Cost for minimum energy produced due to Generator-Self constraint	원	발전사업자가 요구한 최소 발전전력량이 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하는 경우, 초과전력량에 대해 보정열량단가(AFC_i)를 적용한 변동비
$ASCON_{i,t}$	거래시간대별 계통제약 발전 전력량 정산금 (Adjusted payment for energy produced due to System Constraints)	원	계통제약으로 발전계획량을 초과한 전력량에 대해 보정열량단가(AFC_i)를 적용한 거래시간별 정산금
$AASCON_{i,t}$	2기 이상 복합발전기의 거래시간대별 계통제약발전 보정정산금 (Additional Adjusted payment for energy produced due to System Constraints)	원	2기 이상 복합발전기의 계통제약 전력량에 대해 보정 비용함수를 적용한 거래시간별 정산금을 추가로 보정한 최종 정산금
$ASTLF_{i,t}$	조정손실계수 (Adjusted Static Transmission Loss Factor)		완화계수가 적용된 송전손실계수로서 가격결정계획에 이용됨
$AXEGW_{i,t}$	공급가능용량초과정산금 (Adjusted payment for eXtra Energy produced over Generator's availability by the order of SO)	원	발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 거래소가 지시한 경우, 초과 발전량에 대해보정열량단가(AFC_i)를 적용한 시간대별 정산금
$AXGESMP_{i,t}$	SMP 결정 제외 발전기 정산금 (Adjusted eXtra payment for energy produced by Generator Excluded from SMP calculation)	원	SMP결정시 제외된 발전기에 대해 보정열량단가(AFC_i)를 적용한 거래시간별 추가 정산금
$AXVC_{i,t}$	공급가능용량 초과 발전량에 대한 변동비 (Adjusted Variable Cost for eXtra energy produced over generator's availability by the order of SO)		전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대해 보정열량단가(AFC_i)를 적용한 변동비
BPCF	급전감축미이행량에 대한 기본위약금 계수 (Basic Penalty Charge Coefficient)		급전감축미이행량에 대한 기본위약금 계수

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$BPC_{i,m}$	기본위약금 (Basic Penalty Charge)	원	급전감축미이행량에 대한 거래월의 기본위약금
BP_m	월별 기본정산금 단가 (Basic Price)	원	수요반응자원의 의무감축용량에 대한 거래월 기본정산금 단가
$BLMP_t$	기저한계가격 (Base Load Marginal Price)	원/kWh	제1.1.2조 용어의 정의 참조
BSFi,t	자체기동서비스 가능여부 (Black Start Flag)		실제 기동 서비스 여부 판정 Flag 가능 : 1 불가능 : 0
$BSP_{i,t}$	자체기동 정산금 (Black Start Payment)	원	자체기동 정산금
BSHF	자체기동 정산단가 (Black Start Hourly Fee)	원/MWh	자체기동 정산단가
$BSMP_i$	자체기동 최대 정산 가능 금액 (Black Start monthly Maximum Payment)	원/30일	자체기동발전기의 30일간 최대정산가능 금액
$BSPP_i$	자체기동 불이행시 위약금 (Black Start Penalty Payment)	원	자체기동 불이행시 위약금
BSSC	자체기동 지정 발전력 (Black Start Scheduled Capacity)	MW	자체기동발전기로 지정된 발전기의 설비 용량
$BRLS_m$	구역전기사업자의 기본위약금 (Basic Refund for a Local Sales Company)	원	구역전기사업자의 거래월 기본위약금
BRS_m	판매사업자의 기본위약금 (Basic Refund for Sales Company)	원	판매사업자의 거래월 기본위약금
$BSLS_m$	구역전기사업자의 거래월 기본정산금 (Basic Settlement for a Local Sales Company)	원	구역전기사업자의 거래월 기본정산금
BSS_m	판매사업자의 거래월 기본정산금 (Basic Settlement for Sales Company)	원	판매사업자의 거래월 기본정산금
$CAF_{i,t}$	자동발전제어서비스 제어 가용지수 (Control Availability Factor)	%	공급가능용량 대비 자동발전제어 운전 범위의 백분율

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$CAWF_{i,t}$	제어가용률 가중치 (Control Availability Weighting Factor)	-	제어가용률 가중치
$CBL_{i,c,t}$	고객기준부하 (Customer Baseline Load)	kW-h	제12.1.1조 용어의 정의 참조
CFCP	직접구매 용량보정계수 (Compensation Factor of Capacity Payment for Consumers)		일반발전기의 기준용량가격으로부터 직접구매용량가격을 산정하기 위한 보정계수
$CGE_{i,t}$	SMP 결정 제외 발전기의 발전량 변동비 (Variable Cost of Energy produced by generator e xcluded from SMP calcu lation)	원	SMP 결정시 제외된 발전기의 경우 가격결정발전계획의 발전계획량 이내에서 실제 발전한 전력량에 대한 변동비
$COFF_i$	거래일 제약비발전 전력량 정산금 (Constrained-Off energy payment)	원	가격결정발전계획에 포함되었으나 전력거래소에 의해 급전할당 되지 않은 전력량에 대한 거래일 정산금액
$COFFF_{i,t}$	제약비발전 표시기 (Constrained-Off flag)		제약비발전 여부 표시기
$COFPE_i$	제약 비양수전력량 정산금 (payment for Pumping E nergy not used due to Constraints)	원	전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량 미만으로 양수한 경우 양수하지 못한 전력량에 대한 정산금
$CLR_{i,c,t}$	수요반응참여고객의 전력부하감축량 (Customer Load Reduction)	kW-h	제12.1.1조 용어의 정의 참조
CON_i	거래일 제약발전 전력량 정산금 (Constrained-On energy payment)	원	가격결정발전계획을 초과하여 발전하도록 요구된 발전기의 거래일 전력량 정산금액
$CONF_{i,t}$	제약발전 표시기 (Constrained-On Flag)		계통 제약발전 여부 표시기
$CONPE_i$	거래일 초과양수량 정산금 (payment for Pumping Energy due to system Constraints)	원	전력거래소 지시로 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량을 초과하여 양수한 전력량에 대한 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
CPC_t	직접구매용량가격 (Capacity Price for Consumers)	원/kWh	직접구매자에 대한 기준용량가격으로 일반발전기의 용량기준가격에 직접구매용량보정계수를 적용하여 보정한 가격적용
CP_i	용량정산금 (Capacity Payment)	원	거래일 용량정산금
$CPF_{i,t}$	자동발전제어서비스 제어성과지수 (Control Performance Factor)	-	EMS 계획출력 대비 발전기 실제출력의 제어성과를 나타내는 지수
$CPWF_{i,t}$	자동발전제어서비스 제어성과 가중치 (Control Performance Weighting Factor)	-	자동발전제어서비스 제어성과 가중치
CSC_k	직접구매자의 거래일 용량가격정산금 (Capacity Settlement for a Consumer)	원	직접구매자별 거래일별 용량가격에 대한 정산금
$CSC_{k,t}$	직접구매자의 거래시간 용량가격정산금 (Capacity Settlement for a Consumer)	원	직접구매자별 거래시간별 용량가격에 대한 정산금
CSS	판매사업자의 거래일 가용능력 정산금 (Capacity Settlement for a Sales company)	원	거래일별 판매사업자의 가용능력 정산금
CSS_t	판매사업자의 거래시간 가용능력 정산금 (Capacity Settlement for a Sales company)	원	거래시간별 판매사업자의 가용능력 정산금
$CSLS_d$	구역전기사업자의 거래일 가용능력정산금 (Capacity Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래일 가용능력 정산금
$CSLS_{d,t}$	구역전기사업자의 거래시간 가용능력정산금 (Capacity Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래시간별 가용능력정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
CTLF	용량손실계수 (Capacity Transmission Loss Factor)		용량가격에 지역별가격신호 제공을 위한 손실계수
$DAOS_{i,t}$	운영발전계획의 에너지 발전량 (Day-Ahead Operation Scheduled energy)	MWh	운영발전계획상 계획된 에너지 발전량
DBWF	주파수추종서비스 부동대 가중치 (Dead Band Weighting Factor)	-	단위발전기의 주파수추종서비스 부동대 가중치
$DF_{i,t}$	수요감축요청 발령 지수 (Dispatch Flag)		수요반응자원에 대한 수요감축요청 발령 여부 지수
DLFC	직접구매 배전손실계수 (Distribution Loss Factor for Consumers)		송전선로의 배전단에서 직접구매자의 계량기 설치위치까지의 배전선로 상에서 발생한 배전손실률
DLFL	구역전기사업 배전손실계수 (Distribution Loss Factor for Local Sales companies)		송전선로의 배전단에서 구역전기사업자의 계량기 설치위치까지의 배전선로 상에서 발생한 배전손실률
$DRBP_{i,m}$	기본정산금 (Demand Response Basic Payment)	원	수요반응자원의 거래월 기본정산금
$DRD_{i,t}$	수요감축요청미이행량 (Dispatch Reduction Deficiency)	kW-h	거래시간별 수요감축요청미이행량
$DR_{i,t}$	수요감축요청이행량 (Dispatched Reduction)	kW-h	제12.1.1조 용어의 정의 참조
$DRP_{i,t}$	수요감축요청이행량정산금 (Dispatched Reduction Payment)	원	수요감축요청이행량에 대한 정산금
$DRRP_{i,t}$	감축가격 (Demand Response Reduction Price)	원/kWh	수요반응자원의 감축계획량에 따른 평균 감축가격

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$DRSLS_d$	구역전기사업자의 거래일 수요감축요청이행량 정산금 (Dispatched Reduction Settlement for a Local Sales Company)	원	구역전기사업자의 거래일별 수요감축요청이행량에 대한 정산금
$DRSLS_t$	구역전기사업자의 거래시간별 수요감축요청이행량 정산금 (Dispatched Reduction Settlement for a Local Sales Company)	원	구역전기사업자의 거래시간별 수요감축요청이행량에 대한 정산금
$DRSS_d$	판매사업자의 거래일 수요감축요청이행량 정산금 (Dispatched Reduction Settlement for Sales Company)	원	판매사업자의 거래일별 수요감축요청이행량에 대한 정산금
$DRSS_t$	판매사업자의 거래시간별 수요감축요청이행량 정산금 (Dispatched Reduction Settlement for Sales Company)	원	판매사업자의 거래시간별 수요감축요청이행량에 대한 정산금
$DTLF_i$	동적손실계수 (Dynamic Transmission Loss Factor)		순시적 송전손실계수로서 실급전계획에 이용됨
$EBCO_{i,t}$	시운전 발전량정산금 (payment for Energy produced Before Commercial Operation)	원	발전기가 상업운전 이전에 생산한 전력량에 대한 정산금
ED_t	거래일 거래 시간별 수요 (Trading day Expected D emand)	MW	가격결정발전계획에 적용된 지역별 거래일 거래시간별 예상수요
EDLi.t	중앙급전 구역전기발전기 공급구역 예상수요 (Expected Demand for Local sales company)	MWh	중앙급전 구역전기발전기의 공급구역 시간대별 예상수요

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$EGW_{i,t}$	거래시간대별 양수·수력 발전 계획량 (Energy Generator Wants to produce)	MWh	수력·양수 발전기를 보유한 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량
ENG_i	양수·수력 거래일 비발전 전력량 (Energy Not Generated by system operator)	MWh	전력거래소 급전지시로 실제 발전하지 못한 전력량
ENP_i	거래일 제약 비양수전력량 (Energy Not used for Pumping)	MWh	전력거래소의 지시로 실제 양수하지 못한 전력량
$ENSO_i$	양수·수력 거래일 거래소 비발전 지시량 (Energy Not produced by System Operator)	MWh	전력거래소가 발전하지 못하도록 지시한 전력량
$EOSO_{i,t}$	급전지시 발전전력량 (Energy Ordered to generate by SO)	MWh	전력거래소가 급전 지시한 시간대별 발전 전력량
ESC_k	직접구매자의 거래일 전력량 정산금 (Energy Settlement for a Consumer)	원	개별직접구매자의 전력량에 대한 거래일별 정산금
$ESC_{k,t}$	직접구매자의 거래시간 전력량정산금 (Energy Settlement for a Consumer)	원	개별직접구매자의 전력량에 대한 거래시간별 정산금
ESS	판매사업자의 거래일 계획발전전력량정산금 (Energy Settlement for a Sales company)	원	판매사업자의 거래시간별 계획발전 전력량에 대한 정산금
ESS_t	판매사업자의 거래시간 계획발전전력량정산금 (Energy Settlement for a Sales company)	원	판매사업자의 거래시간별 계획발전 전력량에 대한 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$ESLS_d$	구역전기사업자의 거래일 계획발전전력량 정산금 (Energy Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래일 계획발전 전력량에 대한 정산금
$ESLS_{d,t}$	구역전기사업자의 거래시간 계획발전전력량 정산금 (Energy Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래시간별 계획 발전전력량에 대한 정산금
ETPg	배출권거래비용 정산금 (Emission Trading Payment)	원	발전사업자의 배출권거래비용에 대한 연간 정산금
FC_i	열량단가(Fuel Cost)	원/Gcal	단위 열량에 대한 연료 가격
FSFi	연료전환성과계수(Fuel Switching Factor)		발전기여도와 환경기여도를 고려한 발전기별 용량가격계수
GCLi,t	중앙급전 구역전기발전기 시간대별 발전가능용량 (Generation Capacity of Local sales company)	MW	중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 발전가능용량
$GF_{i,t}$	실발전 판정 Flag		실제발전한 여부를 판정하는 Flag. $MGO_{i,t} > 0$ 경우, $GF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면, $GF_{i,t} = 0$
$GFP_{i,t}$	주파수추종서비스 정산금 (Governor Free Payment)	원	발전기의 주파수추종서비스 정산금
$GFRQ_{i,t}$	주파주추종서비스 응답가능 용량 (Governor Free Response Quantity)	MW	계통주파수 급변시 측정된 발전기별 출력변동 가능량
$GFSF_{i,t}$	주파수추종서비스 운전상태 (Governor Free Status Factor)	-	단위발전기의 주파수추종서비스 운전 상태
GFHF	주파수추종서비스 정산단가 (Governor Free Hourly Fee)	원/MWh	주파수추종서비스 정산단가
GNFF	고정출력발전기 (Coal & Nuclear Generator not following change of system frequency)	기	AGC 및 조속기 응동운전(G/F)을 하지 않는 석탄 및 원자력 발전기

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$GP_{i,t}$	발전가격 (Generating unit Price)	원/kWh	한계가격 결정을 위해 산출되는, 각 발전기의 거래시간별 전력량가격
$GSCON_{i,t}$	발전사업자 요구 발전량 정산금 (Payment by Market Price for Minimum Energy produced due to Generator-self Constraint)	원	발전사업자가 발전을 요구한 전력량에 대한 정산금
$GSCONF_{i,t}$	발전사업자 제약발전 여부 표시기 (Generator-Self Constraints Flag)		발전사업자 제약발전 여부 표시기
HCF_t	일반용량가격 (Hourly Capacity Fee)	원/kW-h	일반발전기의 거래시간별 용량 단가
$HCFB_t$	기저용량가격 (Hourly load plant Capacity Fee for Base load generator)	원/kW-h	기저발전기의 거래시간별 용량 단가
$HXPRG_{i,t}$	거래시간별 기저기준 발전기 추가 정산금 (Hourly eXtra Payment for Reference Generator of base load)	원	기저기준발전기의 실열량단가가 기저발전기의 표준열량단가를 초과하는 경우 거래 시간별 기저기준발전기에 추가로 지불되는 정산금
$HXGF_{i,t}$	추가정산금 산정시 무부하 비용 보상여부 판정 Flag (no load cost flag in Hourly eXtra payment of reference Generator of base load)		기저기준발전기의 무부하비용 보상여부 표시기
$HXSCON_{i,t}$	거래시간대별 계통제약발전 전력량 추가정산금 (Hourly eXtra payment for energy of reference generator of base load produced due to System Constraints)	원	기저기준발전기가 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 추가정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$HXSEP_{i,t}$	거래시간대별 계획발전전력량 추가정산금 (Hourly eXtra Scheduled Energy Payment of reference generator of base load)	원	가격결정발전계획에 포함되어 발전한 기저기준발전기의 거래시간별 전력량에 대한 추가정산금
$HXXEGW_{i,t}$	거래시간대별 공급가능 용량 초과 발전량에 대한 추가 정산금 (Hourly eXtra payment for eXtra Energy of reference Generator of base load produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 기저기준발전기의 전력량에 대한 추가정산금
$HXXVC_{i,t}$	공급가능용량 초과 발전량에 대한 추가변동비 (Hourly eXtra Variable Cost for eXtra energy of reference generator of base load produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 기저기준발전기의 전력량에 대한 실제 변동비
ICF	공급용량계수 (Installed Capacity Factor)		설비예비력 수준에 따른 가격신호 제공을 위한 계수
$IGP_{i,t}$	임시발전가격 (Interim Generating unit Price)	원/kWh	한계가격 결정을 위해 산출하는, 각 발전기별 임시 전력량가격
IMF	송전손실 완화계수 (Impact Mitigation Factor)		손실계수의 적용 효과를 경감시키기 위한 계수로서 조정손실계수의 산출에 이용
LF	지역계수 (Locational Factor)		지역신호 강화를 위한 계수
LHC_i	1차 열소비 계수 (Linear Heat rate Coefficient)	Gcal/㎿h	발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력특성곡선식의 1차 계수

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$LLFC_k$	직접구매자 개별손실계수 (Locational Loss Factor for a Consumer)		직접구매자의 계량기 설치 위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 직접구매자의 손실계수
$LLFL_d$	구역전기사업자 개별손실계수 (Locational Loss Factor for a Local Sales company)		구역전기사업자의 계량기 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 손실계수
LPC_i	1차 증분가격 계수 (Linear Price Coefficient)	원/MWh	발전기 출력과 연료비의 관계를 나타내는 2차의 가격특성곡선식의 1차계수
LPTi,t	지역자원시설세 정산금 (Local Plant Tax)	원	화력발전기에 대한 시간대별 지역자원시설세 정산금
LPTFi	지역자원시설세 정산플래그 (Local Plant Tax Flag)	(1,0)	화력발전기 I의 지역자원시설세 정산 플래그
LPTFRi	지역자원시설세 화석연료사용률 (Fuel Ratio for Local Plant Tax)	%	지역자원시설세 납부 발전기의 화석연료사용률
LPTRi	지역자원시설세 세율 (Local Plant Tax Rate)	원/kWh	지방세법에서 정한 화력발전 지역자원시설세 세율
LPT_MGO	지역자원시설세 미정산 전력거래량 (Local Plant Tax _ Metered Generation Output)	MWh	지역자원시설세 정산플래그 적용 이전, 지역자원시설세 납부실적을 제출한 기간의 지역자원시설세 정산금으로 정산받지 못한 조정전력거래량 합
MDLi,t	중앙급전 구역전기발전기 공급구역 실적수요 (Measured Demand for Local sales company)	MWh	중앙급전 구역전기발전기의 공급구역 시간대별 실적수요
MDT_i	최소 정지시간 (Minimum Down Time)	Hr	발전기가 계통분리 이후 계통연결될 수 있기 까지의 최소 시간가격
$ME_{i,c,t}$	수요반응참여고객의 사용전력량 (Metered Energy)	kW-h	수요반응참여고객의 시간대별 사용전력량데이터
$MEC_{k,t}$	직접구매자의 전력량 계량값 (Measured Energy for a Consumer)	MWh	개별 직접구매자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값
$MEGW_{i,t}$	발전사업자 요구 발전량 (Minimum Energy Generator Want(have) to Produce)	MWh	발전사업자가 발전을 요구한 최소 발전 전력량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$MEL_{d,t}$	구역전기사업자의 전력량 계량값 (Measured Energy for a Local Sales company)	MWh	구역전기사업자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값
MG_i	최소발전용량 (Minimum Generation)	MW	발전기가 안정한 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량
MGC_i	최대발전용량 (Maximum Generating Capacity)	MW	주변압기 고압측을 기준으로 발전기에서 최대로 발전할 수 있는 용량
MGP_t	최고발전가격 (Maximum Generating Unit Price)	원/MWh	수요반응자원이 수요감축요청된 시간별로 운전된 중앙급전발전기(최소운전출력의 110% 이내로 발전한 발전기제외) 중 최고 변동비를 해당 발전기 출력으로 나눈 가격
$MGO_{i,t}$	계량전력량 (Metered Generation Output)	MWh	발전회원의 계량설비로부터 취득한 각 거래시간별 발전전력량
$MGSA_{i,t}$	거래시간별 한계발전기 조정정산금 (Marginal Generation Set Adjustment)	원	1시간이하 발전한 발전기에 대한 거래시간별 전력량 조정 정산금액
MLFLi	중앙급전 구역전기발전기 발전량 계량 손실계수 (Metered Loss Factor for a Local sales company)		중앙급전 구역전기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수
$MPCOF_{i,t}$	거래시간대별 제약비발전량 시장가격 정산금 (payment by Market Price for energy Not produced due to system Constraints)	원	발전하지 못한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금
$MPCON_{i,t}$	거래시간대별 계통제약 발전량 시장가격 정산금 (payment by Market Price for energy produced due to system Constraints)	원	계통제약으로 추가로 발전한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금
$MPE_{i,t}$	계량된 양수전력량 (Metered Pumping Energy)	MWh	양수발전기 계량설비에서 취득한 양수동력으로 사용된 전력량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$MPGE_{i,t}$	SMP 결정 제외 발전기의 발전량 시장가격 정산금 (payment by Market Price for energy produced by Generator Excluded from SMP calculation)	원	SMP 결정시 제외된 발전기의 경우 가격결정발전계획의 발전계획량 이내에서 실제 발전한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 정산금
$MPGS_{i,t}$	발전사업자 요구 발전량에 대한 시장정산금 (payment by Market Price for minimum energy produced due to Generator-Self constraint)	원	발전사업자가 요구한 최소 발전전력량이 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하는 경우, 이 초과 발전량을 시장가격으로 정산한 정산금
MRT	최대감축시간 (Maximum Reduction Time)	h	전력거래기간별 최대감축시간
MSA_i	거래일 한계발전기 조정 정산금 (Marginal Set Adjustment)	원	1시간 이하 발전한 발전기에 대한 거래일 전력량요금 조정 정산금액
MSGLi,t	중앙급전 구역전기발전기 자체 발전량 (Metered Self Generation for a Local sales company)	MWh	구역전기발전기 자체발전 계량값
MUT_i	최소 운전시간 (Minimum Up Time)	Hr	발전기가 계통연결 이후 계통분리될 수 있기 까지의 최소 시간간격
$NBTP_m$	수요반응자원 순편익가격 (Net Benefit Test Price)	원/kWh	제12.1.1조 용어의 정의 참조
$NLHC_i$	열소비 상수 (No Load Heat rate Coefficient)	Gcal/hr	발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력특성곡선식의 상수
$NLPC_i$	가격상수 (No Load Price Coefficient)	원/hr	발전기 출력과 연료비의 관계를 나타내는 2차의 가격특성곡선식의 상수
$NPSI_{i,t}$	가격결정 표시기 (generating unit Non Price Setting Indicator)		한계가격의 결정에서 해당 발전기의 제외여부를 표시하기 위하여 사용되는 변수
$NSUA_i$	총 실적기동횟수 (Number of Actual Start -Ups)	회	운용발전계획 및 급전지시에 따라 실시한 거래일의 발전기별 총 실적기동횟수

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$NSUS_i$	총 계획기동횟수 (Number of Scheduled Start-Ups)	회	가격결정발전계획에서 포함된 거래일의 발전기별 총 계획기동횟수
NT	1개월간 거래시간 (Number of Trading periods in a month)	Hr	1개월 동안 전력시장 거래시간
OC_i	양수발전기 기대이익 (Opportunity Cost)	원	양수발전기가 거래일 양수하여 발전할 경우 얻을 수 있는 이익
$OFCA_{i,t}$	연료량 (Offered Fuel Constrained Availability)	MWh	시간대별 사용연료 배분에 의한 발전 가능량
$OPEP_i$	양수계획량 이내 양수전력량에 대한 정산금 (Offered Pumping Energy Payment)	원	거래일 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량 이내에서 실제 양수한 전력량에 대한 정산금
$ORC_{i,d}$	의무감축용량(Obligation Reduction Capacity)	MW	제12.1.1조 용어의 정의 참조
PC	정산 상한가격 (Price Cap)	원/kWh	육지 중앙급전 발전전력량에 대한 전력시장가격의 상한값
$PCOFF_{i,t}$	거래시간별 제약비발전 전력량정산금 (Constrained-Off energy Payment)	원	가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나 전력거래소에 의해 급전할당 되지 않은 전력량에 대한 거래시간별 정산금액
$PCON_{i,t}$	거래시간별 제약발전 전력량 정산금 (Constrained-On energy Payment)	원	가격결정발전계획을 초과하여 발전하도록 요구된 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액
$PEC_{k,t}$	직접구매자의 유효구매전력량 (Purchase Energy by a Consumer)	MWh	개별직접구매자의 거래시간에 대한 유효전력구매량 (직접구매자의 전력량 계량값)×(1+해당 손실계수)
$PENSO_i$	거래일 비양수 지시량 (Pumping Energy Not used by order of System Operation)	MWh	전력거래소가 양수발전사업자에게 양수하지 못하도록 지시한 전력량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$PEL_{d,t}$	구역전기사업자의 유효구매전력량 (Purchased Energy by a Local sales company)	MWh	구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효전력구매량(구역전기사업자의 전력량 계량값)×(1+해당 손실계수)
PES	판매사업자의 거래일 구매전력량 (Purchased Energy by Sales Company)	MWh	판매사업자의 거래일별 구매전력량
PES_m	판매사업자의 월별 구매전력량 (Purchased Energy by Sales Company)	MWh	판매사업자의 월별 구매전력량
PES_t	판매사업자의 거래시간 구매전력량 (Purchased Energy by Sales Company)	MWh	판매사업자의 거래시간별 구매전력량
$PF_{k,t}$	직접구매자의 역률 (Power Factor for a consumer)		직접구매자의 부하에 대한 역률로서 유효전력의 피상전력에 대한 비
$PFC_{k,t}$	직접구매자 역률조정계수 (Power Factor Coefficient for a consumer)		직접구매자의 용량가격을 역률에 따라 할증 또는 할인하기 위한 조정계수
PPCF	발전계획미이행량에 대한 위약금 계수 (Performance Penalty Charge Coefficient)		발전계획미이행량에 대한 실적위약금 계수
$PPC_{i,t}$	발전계획미이행량에 대한 실적위약금 (Performance Penalty Charge)	원	발전계획미이행량에 대한 실적위약금
PMA_i	예방정비발전기 설비용량 (Prevention Maintenance Availability)	kW	발전기가 전년도 예방정비 기간을 제외한 기간동안의 용량정산금 정산에 반영된 공급가능용량의 합계를 예방정비기간을 제외한 기간으로 나눈 예방정비발전기 설비용량
$PO_{i,t}$	양수계획량 (Offered Pumping energy)	MWh	발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 시간대별 양수계획량

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$PRAF_i$	설비용량대비 공급가능용량 입찰률 (Availability to capacity bidding rate from the previous year except the prevention maintenance period)	%	해당발전기가 전년도 예방정비 기간을 제외한 기간동안의 설비용량대비 공급가능용량 입찰률
$PRLS_m$	구역전기사업자의 거래월 실적위약금 (Performance Refund for a Local Sales Company)	원	구역전기사업자의 거래월 실적위약금
PRS_t	판매사업자의 실적위약금 (Performance Refund for Sales Company)	원	판매사업자의 거래시간별 실적위약금
$PSE_{i,t}$	가격결정발전계획 발전량 (Price setting Scheduled Energy)	MWh	가격결정 발전계획에 포함된 각 발전기의 거래시간별 발전량
$PSEC_{i,t}$	시운전발전기 발전량	MWh	전력거래소에 의해 급전 할당된 각 시운전발전기의 거래시간별 발전량
$PSSR_{i,t}$	거래시간별 감축계획량 (Price Setting Scheduled Reduction)	MW-h	발전계획에 포함된 수요반응자원의 감축계획량
PV_i	변경 발전입찰량이 입찰 마감시간 이전 발전입찰량을 초과한 전력량 (Penalty for Violation)	MWh	발전사업자가 변경 제출한 총 발전 입찰량이 마감시간 이전에 제출한 발전 입찰량을 초과할 경우, 초과 전력량 (MWh)
QHC_i	2차 열소비 계수 (Quadratic Heat rate Co efficient)	Gcal/㎿^{2}h	발전기 출력과 소비열량의 관계를 나타내는 2차의 입출력특성곡선식의 2차 계수
QPC_i	2차 증분가격 계수 (Quadratic Price Coefficient)	원/㎿^{2}h	발전기 출력과 연료비의 관계를 나타내는 2차의 가격특성곡선식의 2차계수
$RA_{i,t}$	변경 공급가능용량 (Re-offered Availability)	MWh	마감시간 이후 발전사업자가 발전기 출력증가/감소율을 고려하여 변경 입찰한 변경 공급가능용량. 다만, 변경 입찰이 없는 경우에는 $A_{i,t}$로 대치됨

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
RALi,t	중앙급전 구역전기발전기 구역수요 초과 변경공급가능용량 (Re-offerd Availability for a Local sales company)	MWh	중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 변경 구역수요 초과 공급가능용량 다만, 변경 입찰이 없는 경우에는 ALi,t로 대치됨
RCF_i	용량가격계수 (Reserve Capacity Factor)		최대부하, 공급용량, 송전손실계수를 고려하여 산정한 용량가격 계수
RDR_i	출력감소율 (Ramp Down Rate)	MW/분	발전기가 출력을 감소시킬 수 있는 능력
RDF	국민DR 표시기 (Residential DR Flag)		국민DR 여부 표시기
RCF	일반기준용량가격 (Reference Capacity Fee)	원/kWh	일반발전기의 거래시간별 기준용량 단가
RCFB	기저기준용량가격 (Reference Capacity Fee for Base load generator)	원/kWh	기저발전기의 거래시간별 기준용량 단가
$REBCO_{i,t}$	시운전 발전량 실정산금 (Adjusted payment for Energy produced Before Commercial Operation)	원	제14.10조에 따른 발전기의 상업운전 이전에 생산한 전력량에 대한 실정산 금액
$REGW_{i,t}$	거래시간대별 재선언 발전계획량 (Renotified Energy Generator Wants to produce)	MWh	양수·수력 발전사업자가 마감 시간 이후 변경 제출한 발전계획량. 만약, 재선언이 없는 경우는 $EGW_{i,t}$와 동일함
$REOE_i$	수력발전기의 거래일 발전계획량과 재선언 발전계획량과의 차이 (difference between RE-Offered Energy and initial Offered-Energy)	MWh	수력 발전사업자가 마감시간 이전에 제출한 발전계획량과 변경 제출한 발전계획량과의 차이
RFC_i	실열량단가 (Real Fuel Cost)	원/Gcal	기저기준발전기의 단위열량에 대한 실제 연료가격
RLPT	지역자원시설세 미정산분 반영금 (Remaining Local Plant Tax)	원	화력발전기에 대한 시간대별 지역자원시설세 미정산분 반영금
$RP_{i,t}$	수요반응자원의 입찰가격 (Reduction Price)	원/kWh	감축계획량에 대한 수요반응자원의 입찰가격

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
RP_k	직접구매자 용량가격적용 전력 (Reference Power value for a consumer)	MWh	직접구매자별 용량가격정산에 적용되는 기준전력으로 연간 최대부하를 기준으로 산정
$RPCOFF_{i,t}$	거래시간별 제약비발전 전력량 실정산금 (Real Constrained-Off energy Payment)	원	제14.10조에 따른 발전기의 가격결정 발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나 전력거래소에 의해 급전할당되지 않은 전력량에 대한 거래시간별 실정산금액
$RPO_{i,t}$	변경 양수계획량 (Re-Offered Pumping energy)	MWh	발전사업자가 마감시간 이후에 변경하여 제출한 시간대별 양수계획량
$RRP_{i,t}$	120분이내 대기·대체예비력 정산금 (Replacement Reserve Payment)	원	120분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 정산금
RRSC	120분이내 대기·대체예비력 지정 발전력 (Replacement Reserve Scheduled Capacity)	MWh	120분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력으로 지정된 발전기의 공급가능용량
RRHF	120분이내 대기·대체예비력 정산단가 (Replacement Reserve Hourly Fee)	원/MWh	120분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 정산단가
$RRPP_i$	120분이내 대기·대체예비력 불이행시 위약금 (Replacement Reserve Penalty Payment)	원	120분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 불이행시 위약금
$RRFP_i$	120분이내 대기·대체예비력 예상 정산금 (Replacement Reserve Forecasting Payment)	원/일	120분이내 대기·대체예비력으로 지정된 발전기의 해당일 예상 정산금
$RSO_{i,t}$	수요감축요청량 (Reduction Ordered by System Operator)	MW-h	수요반응자원별 수요감축요청량
RUR_i	출력증가율 (Ramp Up Rate)	MW/분	발전기가 출력을 증가시킬 수 있는 능력

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$RNLPC_i$	실가격상수 (Real No Load Price Co efficient)	원/hr	실열량단가에 의해 산출된 기저기준 발전기의 가격상수
$RLPC_i$	1차실증분가격계수 (Real Linear Price Co efficient)	원/MWh	실열량단가에 의해 산출된 기저기준 발전기의 1차증분가격계수
$RQPC_i$	2차실증분가격계수 (Real Quadratic Price Co efficient)	원/MW^2h	실열량단가에 의해 산출된 기저기준 발전기의 2차 증분가격계수
$RSCGS_{i,t}$	발전사업자 요구사항에 대한 실변동비 정산금 (Real Self Cost for minimum energy produced due to Generator-Self constraints)	원	발전사업자가 요구한 최소 발전량이 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하는 경우, 이 초과 발전량을 실변동비로 정산한 금액
$RSEP_{i,t}$	거래시간별 계획발전 전력량 정산금의 실정산금 (Real Scheduled Energy Payment)	원	제14.10조에 따른 발전기의 가격결정 발전계획에 포함되어 발전한거래시간별 전력량에 대한 실정산금액
$RSCCON_{i,t}$	거래시간대별 계통제약 발전량에 대한 실제 변동비 (Real Self Cost for energy of reference generator of base load produced due to system Constraints)	원	기저기준발전기가 계통제약으로 발전한 전력량에 대한 실제 변동비
$RSCON_{i,t}$	거래시간대별 계통제약 발전 전력량 실정산금 (Real payment for energy produced due to System Constraints)	원	제14.10조에 따른 발전기의 계통제약으로 추가 발전한 전력량에 대한 실정산금액
$RXEGW_i$	공급가능용량 초과 발전량 실정산금 (Real payment for eXtra Energy produced over Generator's availability by the order of SO)	원	제14.10조에 따른 발전기가 발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 거래소가 지시한 경우 초과 발전량에 대한 실정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$SCCOF_{i,t}$	거래시간대별 제약비발전량 변동비 (Self-Cost for energy Not produced due to system Constraints)	원	발전하지 못한 전력량에 대한 변동비
$SCCON_{i,t}$	거래시간대별 계통제약 발전량 변동비 (Self-Cost for energy produced due to system Constraints)	원	계통제약으로 발전한 전력량에 대한 변동비
$SCEBCO_{i,t}$	시운전 발전량 변동비 (Self-Cost for Energy produced Before Commercial Operation)	원	발전기가 상업운전 이전에 생산한 전력량에 대한 변동비
$SCGS_{i,t}$	발전사업자 요구사항에 대한 변동비정산금 (Self-Cost for minimum energy produced due to Generator-Self constraint	원	발전사업자가 요구한 최소 발전전력량이 가결정발전계획의 발전계획량을 초과하는 경우, 이 초과 발전량을 변동비로 정산한 정산금
$SCON_{i,t}$	거래시간대별 계통제약 발전 전력량 정산금 (payment for energy produced due to System Constraints)	원	계통제약으로 추가 발전한 전력량에 대한 정산금
$SCSEP_{i,t}$	거래시간대별 계획발전 전력량 변동비 (Self-Cost for Scheduled Energy)	원	가격결정발전계획에 포함되어 발전한 전력량에 대한 변동비
SDWF	주파수추종서비스 속도 조정률 가중치 (Governor Free Weighting Factor)	-	단위발전기의 주파수추종서비스 속도 조정률 가중치
SEP_i	거래일 계획발전 전력량 정산금 (Scheduled Energy Payment)	원	가격결정발전계획에 포함되어 발전한 발전기의 거래일 전력량에 대한 정산금액
$SEP_{i,t}$	거래시간별 계획발전 전력량 정산금 (Scheduled Energy Payment)	원	가격결정발전계획에 포함되어 발전한 각 발전기의 거래시간별 전력량에 대한 정산금액
SFC_i	표준열량단가 (Standard Fuel Cost)	원/Gcal	기저발전기의 단위열량에 대한 표준 연료가격

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
SFF_i	2차연료 사용여부 (Second Fuel Flag)		2차연료 사용표시기
SMP_t	계통한계가격 (System Marginal Price)	원/kWh	제1.1.2조 용어의 정의 참조
$SLRP_{i,t}$	거래시간별 계획감축량정산금 (Scheduled Load Reduction Payment)	원	감축계획량 이내의 실제 계획감축량에 대한 정산금
$SP_{i,t}$	유효 발전가격 (Stack Price)	원/kWh	거래시간별로 SMP결정에 포함될 자격이 있는 발전기의 발전가격
$SR_{i,t}$	계획감축량 (Scheduled Reduction)	kW-h	제12.1.1조 용어의 정의 참조
$SRSLS_t$	구역전기사업자의 거래시간 계획감축량정산금 (Scheduled Reduction Settlement for a Local Sales Company)	원	구역전기사업자의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금
$SRSS_t$	판매사업자의 거래시간 계획감축량정산금 (Scheduled Reduction Settlement for a Sales Company)	원	판매사업자의 거래시간별 계획감축량에 대한 정산금
$SRSS_d$	판매사업자의 거래일 계획감축량정산금 (Scheduled Reduction Settlement for a Sales Company)	원	판매사업자의 거래일별 계획감축량에 대한 정산금
$SRFP_i$	20분이내 대기·대체예비력 예상 정산금 (Standing Reserve Fore casting Payment)	원/일	20분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력으로 지정된 발전기의 해당일 예상 정산금
SRHF	20분이내 대기·대체예비력 정산단가 (Standing Reserve Hourly Fee)	원/MWh	20분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 정산단가
$SRP_{i,t}$	20분이내 대기·대체예비력 정산금 (Standing Reserve Payment)	원	20분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$SRPP_i$	20분이내 대기·대체예비력 불이행시 위약금 (Standing Reserve Penalty Payment)	원	20분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 불이행시 위약금
SRSC	20분이내 대기·대체예비력 지정 발전력 (Standing Reserve Scheduled Capacity)	MWh	20분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력으로 지정된 발전기의 공급가능용량
$STLF_i$	정적손실계수 (Static Transmission Loss Factor)		동적손실계수의 평균값으로서 운영발전계획에 이용됨
$SUA_{i,t}$	실적 기동상수		발전기의 거래시간별 실적 기동 표시기
$SUAP_i$	기동비용정산금 (Start Up Payment Adjustment)	원	가격결정발전계획에서 포함된 각 발전기의 거래시간별 기동횟수를 총 실적 기동횟수를 감안하여 조정, 산출되는 정산금액
SUC_i	기동비용(Start Up Cost)	원	발전기 기동에 소요되는 비용
SUH_i	기동비 산정 기동시간 (Hours taken for Start-Up)	Hr	기동에 소요되는 시간이며 제2.1.1.2조의 규정에 따라 제출한 기동시간(기동비 산정에 사용되는 기동시간)을 사용
$SUP_{i,t}$	기동가격(Start Up Price)	원	기동비용에 대해 시간대별 발전비용 계산에 사용되는 가격
$SUSBC_i$	기동대기 발전기 정산금 (payment for Cost of Start-Up & Stand-By without synchronizing)	원	전력거래소에서 발전사업자에게 계통연결을 지시하고 계통연결 전에 계통연결 지시를 취소하는 경우, 계통연결을 취소하는 시간까지 들어간 비용 정산금
$SUS_{i,t}$	계획 기동상수		발전기의 거래시간별 계획 기동여부 표시기
t	거래시간(trading period)		SMP가 산출, 적용되는 단위기간
$TA_{i,t}$	기온반영 공급가능용량 (Temperature ajusted Availibility)	MWh	거래일 일기예보 변경에 따른 복합발전기 시간대별 재선언공급가능용량
TCF_t	시간대별 용량가격 계수 (Time of the day Capacity Coefficient)		용량가격을 산출하기 위해 이용되는 시간대별 계수

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$TDN_{i,t}$	최소 출력감소시간 (minimum ramp Down Time)	Hr	발전입찰시 제출한 출력감소율을 이용하여 거래시간별 시작시점과 종료시점의 발전량 차이를 출력감소하기 위한 최소 소요시간
$TDRBP_i$	거래기간 총 기본정산금 (Total Demand Response Basic Payment)	원	수요반응자원의 거래기간의 총 기본정산금
TET	거래일별 총전력거래량 (Total Energy Traded)	MWh	거래일에 대한 전력거래량의 총합
TET_t	거래시간별 총전력거래량 (Total Energy Traded)	MWh	거래시간에 대한 전력거래량의 총합
TETPi,t	시간대별 배출권거래비용 총 정산금 (Total Emission Trading Payment)	원	발전기의 거래시간대별 배출권거래비용에 대한 정산금
$TETSC_{k,t}$	직접구매자의 배출권거래비용 정산금 (Total Emission Trading Settlement for Consumer)	원	직접구매자가 부담해야할 거래시간대별 배출권거래비용에 대한 정산금
$TETSL_{d,t}$	구역전기사업자의 배출권거래비용 정산금 (Total Emission Trading Settlement for Local sales company)	원	구역전기사업자가 부담해야할 거래시간대별 배출권거래비용에 대한 정산금
$TETSS_t$	판매사업자의 배출권거래비용 정산금 (Total Emission Trading Settlement for Sales company)	원	판매사업자가 부담해야할 거래시간대별 배출권거래비용에 대한 정산금
TH_i	기동대기시간 (Total Hours from notified synchronizing time to cancelled synchronizing)	Hr	전력거래소에시 지시한 계통연결시간부터 계통연결 지시를 취소하는 시간까지 소요되는 시간(계통연결 대기시간)
TLF_t	송전손실계수 (Transmission Loss Factor)		발전기의 송전단에서 계량기 설치위치까지의 송전선로상에서 발생한 송전손실률

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
TLFC	직접구매 송전손실계수 (Transmission Loss Factor for Consumers)		발전기의 송전단에서 직접구매자의 계량기 설치위치까지의 송전선로상에서 발생한 송전손실률
TLFL	구역전기사업 송전손실계수 (Transmission Loss Factor for Local Sales companies)		발전기의 송전단에서 구역전기사업자의 계량기 설치위치까지의 송전선로상에서 발생한 송전손실률
TO_MG	최소발전 허용한도 (Minimum Generation Tolerance)	MW	발전기의 가격 결정 표시기 결정에 적용되는 최소발전 용량의 허용한도
TO_RR	출력증가/감소시간 허용한도 (Ramp Time Tolerance)	Hr	발전기의 가격결정 표시기의 결정에 적용되는 출력증가/감소율의 허용한도
TPCLi,t	중앙급전 구역전기발전기 거래시간별 공급가능용량 초과입찰 위약금 (Trading period availability Penalty Charge for Local sales company)	원	중앙급전 구역전기발전기의 실제 공급가능용량 대비 초과 입찰한 공급가능용량에 대한 거래시간별 위약금
$TPCP_{i,t}$	거래시간별 용량정산금 (Trading Period Capacity Payment)	원	거래시간별 용량정산금
TPD	거래기간 (Trading Period Duration)	Hr	거래시간의 기간으로 1시간으로 정함
TPG	발전정산금 총액 (Total Payment for Generators)	원	거래일별 모든 발전기에 지급해야할 정산금 총액
TPG_t	거래시간별 발전정산금 총액 (Total Payment for Generators)	원	거래시간별 전체 발전기에 지급해야 할 정산금 총액
$TUP_{i,t}$	최소 출력증가시간 (minimum ramp Up Time)	Hr	발전입찰시 제출한 출력증가율을 이용하여 거래시간별 시작시점과 종료시점의 발전량 차이를 출력증가하기 위한 최소 소요시간
UPC	직접구매 부가정산금 단가 (Uplift Price for a Consumer)	원/kWh	직접구매자의 전력량에 따라 부과하는 부가정산금 단가
US_t	거래시간별 제약발전 정산금 총액 (Uplift Settlement)	원	전력시장에서 발생한 제반제약정산금에 대한 거래시간별 판매사업자의 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
USC_k	거래일별 직접구매자 부가정산금 (Uplift Settlement for a Consumer)	원	개별직접구매자의 거래일에 대한 부가정산금
$USC_{k,t}$	거래시간별 직접구매자 부가정산금 (Uplift Settlement for a Consumer)	원	개별직접구매자의 거래시간에 대한 부가정산금
$USLS_d$	구역전기사업자의 거래일 제약발전정산금 (Uplift Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래일 제약발전정산금
$USLS_{d,t}$	구역전기사업자의 거래시간 제약발전정산금 (Uplift Settlement for a Local Sales company)	원	구역전기사업자의 거래시간별 제약발전정산금
USS	판매사업자의 거래일 제약발전정산금 (Uplift Settlement for Sales Company)	원	전력시장에서 발생한 제반제약정산금에 대한 거래일별 판매사업자의 정산금
USS_t	판매사업자의 거래시간 제약발전정산금 (Uplift Settlement for Sales Company)	원	전력시장에서 발생한 제반제약정산금에 대한 거래시간별 판매사업자의 정산금
$VC1_{i,t}$	가격결정발전계획의 발전계획량 이내의 발전량에 대한 주연료 변동비 (Variable Cost of energy produced with Substitute fuel)	원	$SEP_{i,t}$정산금 산정에 적용되는 발전량을 주연료를 사용하여 발전할 경우 소요되는 비용
$VC2_{i,t}$	가격결정발전계획의 발전계획량 이내의 발전량에 대한 대체연료 변동비 (Variable Cost of energy produced with Main fuel)	원	$SEP_{i,t}$정산금 산정에 적용되는 전력량을 대체연료를 사용하여 발전할 경우 소요되는 비용
$VCPPS_i$	양수동력 변동비 (Variable Cost for Pumping of Pump Storage)	원/kWh	거래일별 양수동력에 소요되는 발전기별 변동비

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$VCGPS_i$	양수발전 변동비 (Variable Cost for Generation of Pump Storage)	원/kWh	거래일별 양수발전시의 변동비(양수동력변동비/효율)
WACTLF	용량손실계수가중평균(Weighted Average Capacity Transmission Loss Factor)		용량손실계수를 설비용량으로 가중평균한 값
WBLMP	가중BLMP (Weighted BLMP with expected hourly demand of the system)	원/kWh	거래일의 시간대별 예측수요로 가중을 둔 평균 BLMP
WSMP	가중 SMP (Weighted SMP with expected hourly demand of the system)	원/kWh	거래일의 시간대별 예측수요로 가중을 둔 지역별 평균 SMP
$XCOFF_{i,t}$	대체연료사용 COFF 추가정산금 (eXtra payment of COFF for energy not produced due to constraints)	원	대체연료 사용시 추가로 지급되는 COFF 정산금
$XCON_{i,t}$	대체연료사용시 CON 추가정산금 (eXtra payment of CON for using substitute fuel)	원	대체연료 사용시 추가로 지급되는 CON 정산금
$XCP_{i,t}$	공급가능용량 초과발전량에 대한 용량정산금 (Capacity Payment for eXtra energy produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 용량정산금
$XDRESMP_{i,t}$	SMP결정 제외 수요반응자원 추가정산금 (eXtra payment for reduction by DR Excluded from SMP calculation)	원	SMP결정 제외 수요반응자원 추가정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$XEGD_{i,t}$	초과부가금 추가 정산금 (eXtra payment for Energy produced due to Generator's Dues)	원	약정물량 초과 또는 미달사용으로 부가금이 발생한 LNG발전기의 추가 정산금액
$XEGW_i$	공급가능용량 초과 발전량 정산금 (payment for eXtra Energy produced over Generator's availability by the order of SO)	원	발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 거래소가 지시한 경우 초과 발전량에 대한 정산금
$XEOGA_{i,t}$	공급가능용량 초과한 발전 지시량 (eXtra Energy Over Generator's Availability ordered to generate by the order of SO)	MWh	전력거래소가 발전사업자가 제출한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과 전력량
$XESO_i$	거래일 양수·수력 실제 초과 발전량 (eXtra Energy used by System Operator)	MWh	거래소 지시로 수력·양수 발전사업자가 제출한 거래일 총발전계획량을 초과하여 발전한 실제 전력량
$XEVC2_{i,t}$	가격결정발전계획의 발전계획량 초과 발전량에 대한 대체연료 변동비 (Variable Cost for eXtra Energy produced due to constraints with substitute fuel)	원	가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량을 대체연료를 사용하여 발전할 경우 소요되는 비용
$XGESMP_{i,t}$	SMP 결정 제외 발전기 정산금 (eXtra payment for energy produced by Generator Excluded from SMP calculation)	원	SMP 결정시 제외된 발전기에 대한 거래시간별 추가 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$XMP_{i,t}$	공급가능용량 초과 발전량 시장가격 정산금 (payment by Market Price for eXtra energy produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량을 시장가격으로 정산할 경우 금액
XPE_i	거래일 실제 초과 양수량 (eXtra Pumping Energy)	MWh	전력거래소 지시로 실제 추가 양수한 전력량
$XPESO_i$	거래일 거래소 초과양수 지시량 (eXtra Pumping Energy ordered by System Operator)	MWh	전력거래소가 발전사업자가 제출한 거래일 총 양수계획량을 초과하여 양수하도록 지시한 초과 양수전력량
$XPRG_i$	기저기준발전기 추가 정산금 (eXtra Payment Generator of base load)	원	기저기준발전기의 실열량단가가 기저발전기의 표준열량단가를 초과하는 경우 거래일의 기저기준발전기에 추가로 지불되는 정산금
$XPSF_i$	대체연료 사용 추가정산금 (eXtra Payment for extra energy produced due to constraints with Substitute Fuel)	원	대체연료 사용할 경우 해당발전기의 추가 정산금
$XRSOF_{i,t}$	의무감축용량 초과 수요감축요청 여부표시기 (eXtra Reduction Ordered by System Operator)		전력수급 비상시 의무감축용량 초과 수요감축요청발령 여부 표시기
$XSCON_{i,t}$	공급가능용량 초과 발전량에 대한 계통제약 정산금 (payment for eXtra energy produced due to System CONstraints)	원	발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 전력거래소가 지시한 경우, 시간대별 초과 발전량에 대한 계통제약 정산금
$XSEP_{i,t}$	대체연료사용 SEP 추가정산금 (eXtra payment of SEP for using substitute fuel)	원	대체연료 사용시 추가로 지급되는 SEP 정산금

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$XSLS_d$	구역전기사업자의 추가 정산금 (eXtra Settlement for a Local Sales company)	원	약정물량 초과 또는 미달사용으로 부가금이 발생한 LNG발전기의 추가 정산금액에 대한 구역전기사업자의 추가 정산금
XSO_i	거래일 거래소 초과발전 지시량 (eXtra energy ordered by System Operator)	MWh	전력거래소가 수력·양수 발전사업자가 제출한 거래일 총발전계획량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과전력량
XSS	판매사업자의 추가 정산금 (eXtra Settlement for a Sales company)	원	약정물량 초과 또는 미달사용으로 부가금이 발생한 LNG발전기의 추가 정산금액에 대한 판매사업자의 추가 정산금
$XTEBCO_{i,t}$	시운전 발전량 조정금액 (eXTracted payment for Energy produced Before Commercial Operation)	원	발전기가 상업운전 이전에 생산한 전력량 정산금에 대한 조정금액
$XTSEP_{i,t}$	거래시간별 계획발전 전력량 정산금 조정금액 (eXTracted Scheduled Energy Payment)	원	가격결정발전계획에 포함되어 발전한 각 발전기의 거래시간별 전력량에 정산금에 대한 조정금액
$XTSCON_{i,t}$	거래시간대별 계통제약발전 전력량정산금 조정금액 (eXTracted payment for energy produced due to System Constraints)	원	계통제약으로 추가 발전한 전력량 정산금에 대한 조정금액
$XTPCOFF_{i,t}$	거래시간별 제약비발전 전력량 정산금 조정금액 (eXTracted Constrained-Off energy Payment)	원	가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나 전력거래소에 의해 급전 할당 되지 않은 전력량에 대한 거래 시간별 정산금액의 조정금액
$XTXEGW_i$	공급가능용량 초과 발전량 정산금 조정금액 (eXTracted payment for eXtra Energy produced over Generator's availability by the order of SO)	원	발전사업자가 신고한 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 거래소가 지시한 경우 초과 발전량에 대한 정산금의 조정금액

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
$XVC_{i,t}$	공급가능용량 초과 발전량에 대한 변동비 (Variable Cost for eXtra energy produced over generator's availability by the order of SO)	원	전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 변동비
α_n	원자력발전기 기준용량가격 보정계수		원자력발전기 기준용량가격 보정계수
α_c	석탄발전기 기준용량가격 보정계수		석탄발전기 기준용량가격 보정계수
α	원자력 및 석탄 발전기를 제외한 기저발전기의 기준용량가격 보정계수		원자력 및 석탄발전기를 제외한 기저발전기의 기준용량가격 보정계수
a_{LF}	가중치 (Weighted Factor for LF)		지역계수 가중치
β	일반발전기 기준용량가격 보정계수		일반발전기 기준용량가격 보정계수
γ_i	연료비용 보정계수		주연료 대비 대체연료 열량단가의 비와 대체연료 사용시 발전기 효율 저하율을 고려한 상수
η_i	양수발전기 종합효율 (Efficiency from Pumping to Generation)		양수 발전기의 종합효율로 양수효율과 발전효율을 반영한 계수(양수효율×발전효율)
η_a	양수발전기 평균 종합효율 (Average Efficiency from Pumping to Generation)		양수발전기 평균 종합효율로 상업운전 중인 양수발전기들의 개별 종합효율 η_i를 설비용량으로 가중평균한 값
ζ_i	양수발전기별 용량가격 지급률		양수발전소별 용량가격지급률
κ	시간대별 용량가격 계수 보정계수		일반발전기 시간대별 용량가격계수의 보정계수
π_{dc}	국내탄발전기 정산조정계수		제14.10조에 따른 국내탄발전기에 적용할 정산조정계수
π_c	석탄발전기 정산조정계수		제14.10조에 따른 석탄발전기에 적용할 정산조정계수

약어	기호 및 변수명	단위	내 용
π_n	원자력발전기 정산조정계수		제14.10조에 따른 원자력발전기에 적용할 정산조정계수
π_p	일반발전기 정산조정계수		제14.10조에 따른 일반발전기에 적용할 정산조정계수

[별표 2]

정산 기준

[목차] [목차신설 2006.12.26]

Ⅰ. 발전사업자에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산
   가. 일반발전기(수력, 양수 및 중앙급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기) <개정 2019.1.2.>
   나. 수력발전기
   다. 양수발전기
   라. 중앙급전전기저장장치 [신설 2016.5.12.]
   마. 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 <목번호 변경 및 개정 2016.5.12.>
   바. 중앙급전 구역전기발전기 [신설 2019.1.2.]

2. 공급가능용량에 대한 정산
   가. 일반발전기(수력, 양수 및 중앙급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기) <개정 2019.1.2.>
   나. 수력발전기
   다. 양수발전기
   라. 전기저장장치 [신설 2016.5.12.]
   마. 용량가격 정산에서 제외되는 발전기 <목번호 변경 2016.5.12.>
   바. 제주지역발전기에 대한 기준용량가격의 적용 <목번호 변경 2016.5.12.>
   사. 중앙급전 구역전기발전기 [신설 2019.1.2.]

3. 양수발전기의 양수동력 정산
   가. 양수계획량이내에서 실제 계량된 양수전력량에 대한 비용정산
   나. 실제 계량된 양수전력량이 양수계획량을 초과하는 경우 초과 양수한 전력량에 대한 비용정산
   다. 실제 계량된 양수량이 양수계획량 미만인 경우 양수하지 못한 전력량에 대한 정산

3.1 전기저장장치의 충전전력 정산 [신설 2016.5.12.]

4. 기동비용조정에 대한 정산

5. 한계조정발전기 조정에 대한 정산
6. SMP 결정시 제외된 발전기에 대한 추가 정산
7. 시운전 전력의 정산
8. 대체연료 사용 발전기의 정산
9. 보조서비스에 대한 정산
   가. 정산기준
   나. 불이행시 정산

10. 배출권거래비용에 대한 정산

11. 예방정비 일정 변경에 대한 정산
   가. 일반발전기(수력 및 양수를 제외한 발전기)
   나. 복합 및 수력발전기
   다. 양수발전기

12. 기타 정산
   가. 기동 대기 발전기의 정산
   나. 입찰량을 초과하여 급전지시한 발전기의 정산
   다. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙
   라. 급전지시량을 계량값으로 하는 경우
   마. <삭제 2006.12.26.>
   바. LNG 약정물량 허용오차 초과로 부가금이 발생한 경우[신설 2009.12.31.]
   사. 복합발전기가 계통제약운전중 효율차이에 의해 추가 정산금이 발생하는 경우 [신설 2016.5.12.]
   아. 복합발전기가 계통제약운전중 일부 가스터빈이 정지후 재기동 하는 경우 기동비 정산 [신설 2016.5.12.]
   자. 열공급을 위해 발전기가 기동하는 경우 기동비 일부 지급 [신설 2016.5.12.]
   차. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산 [신설 2016.5.12.]

13. 급전지시량 산정절차
   가. 수력·양수발전기의 급전지시량 산정
   나. 양수발전기의 양수지시량 산정
   다. 재선언 공급가능용량 이상으로 급전지시한 발전 전력량 산정
   라. 계통연결 지연
   마. 계통분리 지연
   바. 조기 계통연결
   사. 조기 계통분리
   아. 발전출력을 지정하여 지시하였으나, 지시한 출력으로 발전하지 못한 경우 급전지시 발전전력량 산정

14. 양수동력변동비 산정절차
가. 양수동력변동비 산정절차
나. 산정절차 및 기준

14.1 전기저장장치 충전전력 변동비 산정절차 [신설 2016.5.12.]

15. 중앙급전 구역전기발전기 정산관련 기준 산정 [신설 2019.1.2.]
가. 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량 산정
나. 실 공급가능용량 산정
다. 급전지시 이행 검증기준

Ⅱ. 직접구매자에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산
2. 용량가격에 대한 정산
3. 부가정산금에 대한 정산
4. 배출권거래비용에 대한 정산

Ⅲ. 판매사업자에 대한 정산

1. 계획발전전력량에 대한 정산
2. 가용능력에 대한 정산
3. 제약발전에 대한 정산
4. 배출권거래비용에 대한 정산
5. 기타 정산

Ⅳ. 구역전기사업자의 전력거래에 대한 정산

1. 계획발전전력량에 대한 정산
2. 가용능력에 대한 정산
3. 제약발전에 대한 정산
4. 배출권거래비용에 대한 정산
5. 기타 정산

Ⅴ. 전력거래차수별 대금지급 기준일정

Ⅰ. 발전사업자에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산

가. 일반발전기(수력 및 양수 및 중앙급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기) <개정 2006.12.26., 2019.1.2.>

① 발전계획량 이내에서 실제 계량된 전력량에 대한 정산<개정 2018.8.2.>

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,

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

$SEP_{i,t}$: 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)

$OR_{i,t}$: $RA_{i,t} \leq OFCA_{i,t}$ 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.

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

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

② 실제 계량된 발전량이 발전계획량을 초과하는 경우 초과 발전한 전력량에 대한 정산

- 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($MPGS_{i,t}$, $SCGS_{i,t}$) + (NLPCi×1/(1+HRi)×MGOi,t/RAi,t× EEFi,t) <개정 2016.5.12.>

여기서,

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

$SCGS_{i,t}$ = QPC_i × [{Min($MGO_{i,t}$, $RA_{i,t}$, $FCA_{i,t}$, Max($PSE_{i,t}$, $MEGW_{i,t}$+ε ×$FLAG_{i,t}$))}^{2} - {Min($PSE_{i,t}$, $RA_{i,t}$, $FCA_{i,t}$)}^{2}] + LPCi × [{Min($MGO_{i,t}$, $RA_{i,t}$, $FCA_{i,t}$, Max($PSE_{i,t}$, $MEGW_{i,t}$+ε×$FLAG_{i,t}$))} - {Min($PSE_{i,t}$, $RA_{i,t}$, $FCA_{i,t}$)}] + $NLPC_i$ × $GSCONF_{i,t}$

$GSCONF_{i,t}$: 발전사업자 제약발전 여부표시기로써

$PSE_{i,t}$ = 0이며, $MGO_{i,t}$ >ε이고,

$PSE_{i,t} \geq MEGW_{i,t}$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 발전

계획량을 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.

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

EEFi,t : 에너지 효율적 이용을 위하여 제약사유 1번으로 입찰하여 열과 전기를 동시에 생산하는 표시기로서,

PSEi,t = 0 이고, MEGWi,t > MGi 이며, MGOi,t > 0 이면 EEFi,t = 1, 그렇지 않으면 0 [신설 2016.5.12]

- 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

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

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)

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 ORi,t을 "0"으로 한다.

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

- 거래일 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산금(CON_i)은 다음과 같다.

$$CON_i = \sum_t (GSCON_{i,t} + SCON_{i,t})$$

③ 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산

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 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($DAOS_{i,t} = 0$) $OR_{i,t} = Min(SRSC_{i,t} + RRSC_{i,t}, RA_{i,t})$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.

가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나 전력거래소에 의해 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금($COFF_i$)은 다음과 같다.

$$COFF_i = \sum_t PCOFF_{i,t}$$

나. 수력발전기<개정 2006.12.26>

① 발전계획량 이내에서 실제 계량된 전력량에 대한 정산

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

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

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)

② 실제 계량된 발전량이 발전계획량을 초과하는 경우 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산<개정 2018.8.2>

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

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

그렇지 않으면,

$$CON_i = Max(XESO_i, 0) \times \{Max(MP_{i,1 \cdots 24}) + RCP_i \times RCF_i \times FSF_i\} \times 1{,}000$$

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

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,

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

$\sum_t REGW_{i,t} > \sum_t EGW_{i,t}$ 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 초과전력량(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 $MP_{i,t}$: $SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

<개정 2008.4.22, 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

③ 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산

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)

다. 양수발전기<개정 2006.12.26, 2010.12.28, 2012.5.31>

① 발전입찰량 이내에서 실제 계량된 전력량에 대한 정산 <개정 2012.5.31>

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)

② 실제 계량된 발전량이 발전입찰량을 초과하는 경우 초과 발전한 전력량에 대한 정산 <개정 2012.5.31>

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

즉,

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

그렇지 않으면,

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

<개정 2012.5.31., 2016.12.30.>

여기서,

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

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

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

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

$MP_{i,t}$: {Max(Min(SMP_t, PC), $SP_{i,t}$)} × {1 - (1 – $TLF_{i,t}$) × IMF}
단, 제주지역 발전기에 대해서는 $MP_{i,t}$: SMP_t × {1 - (1 – $TLF_{i,t}$) × 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.>

③ 실제 계량된 발전량이 발전입찰량 미만인 경우 발전하지 못한 전력량에 대한 정산 <개정 2012.5.31>

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

$\sum_t MGO_{i,t} \geqq Min(\sum_t EGW_{i,t}, \sum_t REGW_{i,t})$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), $SP_{i,t}$)} × {1 - (1 – $TLF_{i,t}$) × IMF}

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

<개정 2008.4.22, 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

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

라. 중앙급전전기저장장치 [신설 2016.5.12.]

① 중앙급전전기저장장치의 전력량에 대한 정산은 양수발전의 전력량에 대한 정산규칙을 준용하되, 주파수조정 서비스만 제공하는 중앙급전전기저장장치의 경우 충·방전 전력량을 다음과 같이 SMP로 정산한다. <개정 2017.12.29.>

$$SEP_i = \sum_t [[\text{방전량}(MWh)_i - \text{충전량}(MWh)_i] \times SMP_t]$$

② 1항의 정산과 관련하여, 양수발전의 발전량은 전기저장장치의 방전전력량으로, 양수발전 변동비는 전기저장장치의 방전변동비로, 양수발전 양수동력변동비는 전기저장장치 충전변동비로, 양수발전의 양수전력량은 전기저장장치의 충전전력량으로, 양수발전의 발전기 평균 종합효율은 전기저장장치의 운전주기효율로 본다.

마. 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치<개정 2006.12.26., 2009.12.31.,> <목번호 변경 및 개정 2016.5.12.>

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.

바. 중앙급전 구역전기발전기 [신설 2019.1.2.]

중앙급전 구역전기발전기가 전력계통에 공급한 전력량은 SMP로 정산한다. 즉,

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

2. 공급가능용량에 대한 정산

가. 일반발전기(수력 및 양수 및 중앙급전 구역전기 발전기를 제외한 발전기) <개정 2006.12.26., 2019.1.2.>

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($MGO_{i,t}$, $FCA_{i,t}$)) × ($HCF_{i,t}$ + β) × 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, $MGO_{i,t}$) × ($HCF_{i,t}$ + β) × 1,000 <개정 2009.06.30., 2015.9.30.>

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

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

여기서,

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

$HCF_{i,t}$ = RCP_i × RCF_i × TCF_t × 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.]

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

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

$OR_{i,t}$: $RA_{i,t}$ ≤ $OFCA_{i,t}$이면 $RA_{i,t}$와 같고, 그렇지 않으면($RA_{i,t}$ > $OFCA_{i,t}$)운영 발전계획에서 반영된 공급용량 또는 예비력으로서, $DAOS_{i,t}$ > 0이면 $OR_{i,t}$ = $RA_{i,t}$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.

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

나. 수력발전기<개정 2006.12.26>

수력발전소 용량정산금(CPi,t)은 발전사업자가 입찰시 제시한 발전계획량과 거래시간별 재선언한 발전계획량 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다. 즉,

$TPCP_{i,t}$ = Min($EGW_{i,t}$, $REGW_{i,t}$) × ($HCF_{i,t}$ + β) × 1,000

여기서,

$HCF_{i,t}$ = RCP_i × RCF_i × TCF_t × 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.

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

다. 양수발전기<개정 2006.12.26>

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.

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

라. 전기저장장치 [신설 2016.5.12.]

① 중앙급전전기저장장치의 공급가능용량에 대한 정산은 양수발전의 공급가능용량에 대한 정산규칙을 준용한다.

② 1항의 정산과 관련하여, 양수발전기별 용량가격 지급률은 전기저장장치별 용량가격 지급률로, 양수발전의 용량가격보정계수는 전기저장장치의 용량가격 보정계수로 본다.

마. 용량가격 정산에서 제외되는 발전기[신설 2003.9.18.] <목번호 변경 2016.5.12.>

주파수조정 서비스만 제공하는 중앙급전전기저장장치, 중앙급전발전기에 해당하지 않은 발전기와 상업운전 개시 이전의 발전기는 용량정산금을 지급하지 않는다. 다만, 제14.3조 제8항의 지시에 의한 경우에는 제14.3조 제11항에 의하여 지급할 수 있다. <개정 2006.9.14., 2007.7.23., 2017.12.29>

바. 제주지역발전기에 대한 기준용량가격의 적용 <목번호 변경 2016.5.12.>

제주지역의 발전기에 대한 기준용량가격의 적용은 "나. 일반발전기"의 규정에도 불구하고 제주지역의 전력계통 특수성을 감안하여 비용평가위원회에서 별도로 정할 수 있다.

사. 중앙급전 구역전기발전기 [신설 2019.1.2.]

① 중앙급전 구역전기발전기의 용량정산금(CP_i)은 구역수요 초과 공급가능용량 및 실제 공급가능용량이 20MW 이상인 경우에 한해, 구역수요 초과 공급가능용량, 거래시간별 재선언 공급가능용량 및 실제 공급가능용량 등을 반영하여 아래와 같이 정산한다. 즉,

$TPCP_{i,t} = Min(AL_{i,t}, RAL_{it}, AAL_{it,}) \times (HCF_{i,t} + \beta) \times 1,000$

여기서,

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

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

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

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

$TPCP_{i,t}$: 시간대별 용량정산금

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 기준용량가격

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

FSF_i : 연료전환성과계수로 중앙급전 구역전기발전기는 계수 1을 적용한다.

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

각 중앙급전 구역전기발전기의 거래일 용량정산금(CP_i)은 다음과 같다.

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

② 중앙급전 구역전기발전기의 구역수요 초과 공급가능용량이 실제 구역수요 초과 공급가능용량을 초과할 경우 중앙급전 구역전기발전기의 거래시간별 용량정산금에서 차감하여야 하는 위약금은 아래와 같이 산정한다. 즉,

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

여기서,

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

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

$AERL_{i,t}$ [%]	10미만	10이상 15미만	15이상 20미만	20이상 25미만	25초과
$APCF_{i,t}$	0	0.5	1.0	1.5	2

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

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

각 발전기의 거래일 용량정산금에서 차감하여야 할 공급가능용량 초과입찰에 대한 위약금($APCL_i$)은 다음과 같다.

$$APCL_i = \sum_t TPCL_{i,t}$$

3. 양수발전기의 양수동력 정산

양수동력의 정산은 법 제16조의 규정에 의하여 산업통상자원부장관의 인가를 받은 기본공급약관 제59조(산업용전력)의 규정에도 불구하고 다음의 정산기준에 따른다.

가. 양수계획량이내에서 실제 계량된 양수전력량에 대한 비용정산 <개정 2012.5.31>

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

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

여기서,

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

$\sum_{t} PO_{i,t} = 0$ 이면

$$OPEP_i = Min(MP_{i,9...24}) \times Min\left(\sum_{t} RPO_{i,t}, \sum_{t} MPE_{i,t}\right) \times \eta_a \times 1{,}000$$

$OPEP_i$: 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

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

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)

나. 실제 계량된 양수전력량이 양수계획량을 초과하는 경우 초과 양수한 전력량에 대한 비용정산

계통의 안정적인 운영을 위해 전력거래소의 지시로 거래일 발전사업자가 제출한 총 양수계획량을 초과하여 양수한 경우, 초과 양수한 전력량은 거래일의 발전시간대 평균 MP로 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,

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

<개정 2012.5.31., 2016.12.30>

여기서,

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

$CONPE_i$: 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 $MP_{i,t}$: $SMP_t \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$

<개정 2008.4.22, 2013.2.28>

$TLF_{i,t}$: 거래시간대의 각 발전기의 정적손실계수

IMF : 송전손실완화계수(Impact Mitigation Factor)

다. 실제 계량된 양수량이 양수계획량 미만인 경우 양수하지 못한 전력량에 대한 정산

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,

$\sum_t MPE_{i,t} \geqq \sum_t RPO_{i,t}$ 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,

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

$$OCi = \left(\frac{\sum_t (EGW_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t EGW_{i,t}} - \frac{\sum_t (PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_t PO_{i,t} \times \eta_a}\right)$$ <개정 2012.5.31>

여기서 $\sum_{t} EGW_{i,t} = 0$ 이면

$$OC_i = \left(Max(MP_{i,1...24}) - \frac{\sum_{t}(PO_{i,t} \times MP_{i,t})}{\sum_{t} PO_{i,t} \times \eta_a} \right)$$ <개정 2012.5.31>

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)

3.1 전기저장장치의 충전전력 정산 [신설 2016.5.12.]

가. 중앙급전전기저장장치의 충전전력은 양수발전기의 양수동력에 대한 정산규칙을 준용한다.

나. 충전전력 정산과 관련하여, 양수발전기의 양수동력은 전기저장장치의 충전전력으로, 양수발전의 양수계획량은 전기저장장치의 충전계획량으로, 양수발전의 양수전력량은 전기저장장치의 충전전력량으로 본다.

다. 비중앙급전전기저장장치의 충전전력은 거래시간대별 SMP로 정산하며 기타 사항은 정산하지 않는다.

4. 기동비용조정에 대한 정산

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

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

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, $SUS_{i,t} = 0$

5. 한계조정발전기 조정에 대한 정산<개정 2006.12.26>

$PSE_{i,t-1} = 0$, $PSE_{i,t} > 0$, $PSE_{i,t+1} = 0$ 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 $MP_{i,t}$: $SMPt \times \{1 - (1 - TLF_{i,t}) \times IMF\}$ <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.

$$MSA_i = \sum_t MGSA_{i,t}$$

6. SMP 결정시 제외된 발전기에 대한 추가 정산<개정 2006.12.26>

가격결정발전계획의 계획발전량이 최소발전용량(MGi) 이하로 배분되거나, 발전기가 최대 출력증가/감소하여 SMP결정시 제외되는 경우, 가격결정발전계획의 발전계획량이내에서 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, $GF_{i,t} = 0$ <단서신설 2012.5.31>

$XGESMP_{i,t}$: 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.

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

7. 시운전 전력의 정산<개정 2006.12.26>

가. 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 평균MP(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)

나. 전기저장장치의 시운전전력에 대한 정산은 '가'의 발전기의 시운전전력 정산 규칙을 준용한다. [신설 2016.5.12.]

8. 대체연료 사용 발전기의 정산 <개정 2006.12.26>

주연료로 LNG를 사용하는 발전기가 LNG 공급의 부족으로 대체연료를 사용

할 경우 다음과 같이 추가로 정산한다.

- 가격결정발전계획의 발전계획량에 포함된 전력량에 대한 정산

가격결정발전계획에 발전계획량에는 포함되어 전력거래소에 의해 급전할당 된 전력량은 변동비 차액을 추가로 정산한다. 즉,

$XSEP_{i,t} = VC_{2i,t} - VC_{1i,t}$

여기서,

$VC_{2i,t} = VC_{1i,t} \times \gamma$

$VC1_{i,t} = QPC_i \times \{Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})\}^2 + LPC_i \times Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) + NLPC_i \times GF_{i,t}$

$\gamma_i = \frac{\text{대체연료열량단가}}{\text{주연료열량단가}} \div (1 - \text{대체연료사용시 효율감소율}(\rho_i))$

$GF_{i,t}$: 실제 발전한 여부를 판정하는 Flag

$MGO_{i,t} > 0$ 경우, $GF_{i,t} = 1$,

그렇지 않으면, $GF_{i,t} = 0$

$XSEP_{i,t}$: 대체연료 사용시 추가로 지급되는 SEP 정산금

$VC_{2i,t}$: $SEP_{i,t}$ 정산금 산정에 적용되는 전력량을 대체연료를 사용하여 발전할 때 경우 소요되는 비용

$VC_{1i,t}$: $SEP_{i,t}$ 정산금 산정에 적용되는 발전량을 주연료를 사용하여 발전할 경우 소요되는 비용

γ_i : 주연료 대비 대체연료 열량단가의 비와 대체연료 사용시 발전기 효율 저하율을 고려한 상수

ρ_i : 대체연료 사용시 효율 감소율이며, 이 계수의 결정절차는 제2장제2절에 따른다.

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

$OFCA_{i,t}$: 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($DAOS_{i,t} = 0$) $OR_{i,t} = Min(SRSCS + RRSC_{i,t}, RA_{i,t})$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 자동운전

발전제어 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.

- 가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되지 않았으나 추가로 발전한 전력량에 대한 정산

제약에 따른 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량은 대체연료 사용시 변동비와 거래일 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 시간대별 정산금($CON_{i,t}$)과 차액을 추가로 정산한다. 즉,

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

그렇지 않으면,

$$XCON_{i,t} = XEVC_{1i,t} \times \gamma - (GSCON_{i,t} + SCON_{i,t})$$

여기서 ,

$$\begin{aligned} XEVC1_{i,t} = \; & QPC_i \times [\{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t})\}^2 \\ & - \{Min(RA_{i,t}, FCA_{i,t}, PSE_{i,t}\}^2] \\ & + LPC_i \times \{Min(MGO_{i,t}, RA_{i,t}) \\ & - Min(RA_{i,t}, FCA_{i,t}, PSE_{i,t})\} \\ & + NLPC_i \times CONF_{i,t} \end{aligned}$$

$XCON_{i,t}$: 대체연료 사용시 추가로 지급되는 CON 정산금

$XEVC_{1i,t}$: 가격결정발전계획의 발전계획량을 초과하여 발전한 전력량을 주연료를 사용하여 발전할 경우 소요되는 비용

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

$OFCA_{i,t}$: 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 발전기

는 $OR_{i,t}$을 0으로 한다.

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

- 가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나 발전하지 않은 전력량에 대한 정산

가격결정발전계획의 발전계획량에는 포함되었으나, 전력거래소에 지시에 의해 발전하지 않은 전력량은 정산하지 않는다. 즉,

$PSE_{i,t} \leq MGO_{i,t}$ 이면, $XCOFF_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

$XCOFF_i = XCOFF_{i,t} = 0$

여기서,

$XCOFF_{i,t}$: 대체연료 사용시 추가로 지급되는 COFF 정산금

대체연료를 사용할 경우 거래일 해당 발전기의 추가 정산금($XPSF_i$)은 다음과 같다.

$$XPSF_i = \sum_t \{ (XSEP_{i,t} + XCON_{i,t} + XCOFF_{i,t}) \times SFF_{i,t} \}$$

여기서 ,

$SFF_{i,t}$: 대체연료 사용 여부를 판정하는 Flag.

대체연료 사용시는 $SFF_{i,t} = 1$,

그렇지 않으면 0

9. 보조서비스에 대한 정산 <제목변경 2006.9.14>

가. 정산기준<개정 2006.9.14>

1) 주파수추종(G/F)서비스

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,

$GFP_{i,t}$ = $GFRQ_{i,t}$ × $SDWF_i$ × $DBWF_i$ × $GFSF_{i,t}$ × GFHF × 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 매 시간별 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. [신설 2016.5.12.]

2) 자동발전제어(AGC)서비스 <개정 2006.9.14>

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.

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

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	0.9 이상 ~ 0.95미만	0.95이상
CPWF	0.8	0.85	0.9	0.95	1	1.05	1.1

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

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

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

$$\overline{GF}_{i,m} = \frac{RG_i \times \overline{\triangle F_m}}{60 \times SD_i} \times 100$$

$\overline{\triangle F_m}$: 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.]

3) 예비력 서비스

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

4) 자체기동 서비스

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.]

나. 불이행시 정산

1) 주파수추종서비스

① 전력거래소의 사전 승인 없이 주파수추종 서비스에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.<개정 2008.10.31.>

② 전력거래소에서 주파수추종서비스 이행상태를 평가하여 속도조정률 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다.(단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)[신설 2009.12.31]

2) 자동발전제어서비스

① 전력거래소의 사전 승인 없이 자동발전제어 서비스에 참여하지 않는 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니한다.[신설 2008.10.31.]

② 전력거래소에서 자동발전제어서비스 이행상태를 평가하여 출력증가/감소율 측정값이 불합격으로 판정되는 경우, 불합격 판정시점부터 정산금을 지급하지 아니한다.(단, 재측정값이 합격으로 판정될 경우, 합격 판정시점부터 정산금 지급을 재개한다.)[신설 2009.12.31]

3) 예비력서비스

① 예비력으로 지정된 발전기가 급전지시에도 불구하고 정해진 시간 내에 계통연결을 하지 못하거나 최소 운전시간이상 운전이 불가능할 경우에는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니하고 제2항에서 정하는 바에 따라 환수한다. 단, 고장 또는 기타사유로 예비력 제공이 불가능하여 사전 신고한 경우에는 해당 시간에 대해서만 정산하지 아니한다.<개정 2008.10.31.>

② 제1항에 의한 정산금의 환수는 다음과 같이 적용한다. <개정 2011.12.2>

$SRPP_i = 3 \times SRFP_i$

$RRPP_i = 3 \times RRFP_i$

$SRPP_i$: 20분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 불이행 발전기의 거래일 환수금액

$SRFP_i$: 20분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 거래일 예정 정산금액

$RRPP_i$: 120분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 불이행 발전기의 거래일 환수금액

$RRFP_i$: 120분이내 응동가능한 정지상태 대기·대체예비력 거래일 예정 정산금액

4) 자체기동 서비스

① 자체기동능력 시험후 기동능력을 보유하지 아니한 것으로 확인되는 발전기에 대하여는 거래일 예정 정산금을 지불하지 아니하고 제2항에서 정하는 바에 따라 환수한다.<개정 2008.10.31.>

② 제1항에 의한 정산금의 환수는 다음과 같이 적용한다.

$BSPP_i = 2 \times BSMP_i$

$BSPP_i$: 불이행 발전기의 환수금액

$BSMP_i$: 30일간 최대 정산가능금액<개정 2008.10.31>

10. 배출권거래비용에 대한 정산 <신설 2014.3.17.>

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

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

(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

11. 예방정비 일정 변경에 대한 정산 <개정 2006.12.26., 2008.10.31., 2014.11.3> <조항번호변경 및 개정 2015.3.17.>

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 예방정비기간동안 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,

$DCFi = RCPi \times RCFi \times [Max\{(TCFd - TCFbd) \div AOHD, 0\}] \times FSF_i$ <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.]

FSFi : 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)

$OR_{i,t}$: $RA_{i,t} \leq OFCA_{i,t}$ 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 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 × $PRAF_i$ × (DCF_i + β) × ACTF × 1,000 <개정 2008.10.31>

여기서,

DCFi = RCPi × RCFi × [Max{(TCFd − TCFbd)÷AOHD,0}] × 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.]

FSFi : 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 × (DCF_i + β) × ζ_i × ACTF × 1,000 <개정 2008.10.31.>

여기서,

$DCFi = RCPi \times RCFi \times [Max\{(TCFd - TCFbd) \div AOHD, 0\}] \times FSF_i$ <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.]

FSFi : 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. <개정 2004.4.22>

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

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

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

12. 기타 정산 <조항번호변경 2006.12.26., 2015.3.17.>

가. 기동대기 발전기의 정산<개정 2009.06.30>

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, 제2장제2절에 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 계통연결 예정시간에서 기동시간(SUH_i)을 뺀 시간

기동대기마지막시간 : 전력거래소가 계통연결을 취소한 시간 또는 계통연결 예정시간을 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, $HSUSBCi,t = (\frac{SUC_i}{SUH_i} \times HSUTH_{i,t} \times HSUF) + (HSBTH_{i,t}) \times SUCi \times HCR$

$HSUSBC_{i,t}$: 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)

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

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

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

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.

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

나. 입찰량을 초과하여 급전지시한 발전기의 정산 <개정 2013.10.1.>

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,

$XEGWi,t = XSCONi,t + XCPi,t$

단, 수력 및 양수발전기는 정산하지 않는다.

여기서,

공급가능용량을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산은 다음과 같다.

$MGOi,t \leq Min(RAi,t, FCAi,t)$이면, $XSCONi,t = 0$

그렇지 않으면,

$XSCONi,t = Max(XMPi,t, XVCi,t)$

$XMPi,t = [Min\{MGOi,t, Min(RAi,t, FCAi,t) + XEOGAi,t - MIN(\varepsilon, MGOi,t - RAi,t)\} - Min(RAi,t, FCAi,t)] \times MPi,t \times 1,000$

$XVCi,t = QPCi \times [Min\{MGOi,t, Min(RAi,t, FCAi,t) + XEOGAi,t - MIN(\varepsilon,$

$MGOi,t - RAi,t)\}2 - Min(RAi,t, FCAi,t)2]+$

$LPCi \times [Min\{MGOi,t, Min(RAi,t, FCAi,t) + XEOGAi,t - Min(\varepsilon, MGOi,t - RAi,t)\} - Min(RAi,t, FCAi,t)]$

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

발전기의 실제 공급가능용량에 대한 정산은 다음과 같다.

① 일반발전기

$XCPi,t = [\{Min(RAi,t, FCAi,t) + XEOGAi,t\} - Min\{Ai,t, RAi,t, Max(MGOi,t, FCAi,t)\}] \times (HCFi,t + \beta) \times 1,000$

단, 원자력발전기는 다음과 같다.

$XCPi,t = [\{Min(RAi,t, FCAi,t) + XEOGAi,t\}$

$- Min\{Ai,t+2, RAi,t+2, Max(MGOi,t, FCAi,t)\}] \times (HCFi,t + \beta) \times 1,000$

② 복합발전기

$XCPi,t = [Min\{(RAi,t, FCAi,t) + XEOGAi,t\}$

$- Min\{RAi,t, TAi,t, Max(MGOi,t, FCAi,t)\}] \times (HCFi,t + \beta) \times 1,000$

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

다. 발전사업자 사유로 인한 공급가능용량 조정 원칙<개정 2010.6.30., 2014.11.3.>

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.

PSEi,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

4) 계획량 또는 급전지시량으로 발전하지 못한 경우 <개정 2010.6.30., 번호변경 2014.11.3.>

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 ±(RAi,t × 0.01), 기타발전기는 ±(RAi,t × 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.>

라. 급전지시량을 계량값으로 하는 경우<개정 2006.12.26>

전력거래소가 지시한 발전 또는 양수 전력량(급전지시량) 산정이 가능할 때까지는 전력거래소가 인정할 경우 계량값($MGO_{i,t}$ 또는 $MPE_{i,t}$)을 급전지시량으로 할 수 있다. 다만, 계량값을 급전지시량으로 인정할 경우 전력거래소는 반드시 사유를 명시해야 하며 자세한 절차와 방법은 "급전지시량 산정절차"에 따른다.

마. <삭제 2006.12.26>

바. LNG 약정물량 허용오차 초과로 부가금이 발생한 경우[신설 2009.12.31]

LNG 약정물량 대비 초과 혹은 미달사용으로 부가금이 발생하여 비용평가위원회에서 의결된 발전기의 초과부가금은 추가 정산하며, 정산시점은 초과부가금 발생 익월 28일로 한다. <개정 2012.5.31.>

사. 복합발전기의 계통제약 보정정산금 [신설 2016.5.12.] <개정 2019.5.31.>

2기 이상의 발전기로 구성된 복합발전기는 계통제약 운전 시 계통제약 보정정산금(AASCON : Additional Adjusted SCON)을 다음과 같이 산정한다.

$Max(PSE_{i,t}, MEGW_{i,t}) > 0$ 이면,
$AASCON_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

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

여기서,

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

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

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

$QPC_{i,g}$: 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,

$0 < MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 0.2$ 이고, $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 이면,

$FASCONF_{i,t}$ = 1, 그렇지 않으면 0

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

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

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

$LPC_{i,m}$: 전체호기 운전조합기준으로 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 $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$ 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

- 발전기가 계통연결 후 3시간 이내인 경우

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

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

- 안정적 계통운영을 위해 전력거래소 급전지시에 의해 일정시간 낮은 출력수준을 유지하게 되는 경우와 계통제약 운전 후 계통분리 하는 경우

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

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

$TASCON_{i,t}$: 복합발전기가 50%~80%이하 출력(CC기준) 구간에서 재산정한 자기변동비

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

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

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

$NLPC_{i,m}$: 전체호기 운전조합기준으로 산정된 가격상수

$TASCONF_{i,t}$: 복합발전기가 50% 초과, 80%이하 출력에서 자기변동비 재산정 여부 표시기로서

$RA_{i,t} \times 0.5 < MGO_{i,t} \leq RA_{i,t} \times 0.8$이고, $RA_{i,t} > MGC_i \times 50\%$이면, $TASCONF_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면 0

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

아. 복합발전기가 계통제약운전중 일부 가스터빈이 정지후 재기동 하는 경우 기동비 정산 [신설 2016.5.12]

2기 이상의 발전기로 구성된 복합발전기가 계통제약으로 운전되는 기간동안 거래소 지시에 의해 일부 가스터빈이 정지후 재기동하는 경우 기동비

(ASUAP: Additional SUAP)를 추가 정산한다.

ASUAPi = SUCpi × NSUApi

여기서,

SUCpi : 가스터빈(GT) 기준 기동비용

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

$$NSUAp_i = \sum_t SUAp_{i,t}$$

SUApi,t = CONFi,t × PSUFi,t

여기서,

CONFi,t : 계통제약발전 여부 표시기로서 PSEi,t = 0이며, MGOi,t > 0이고, PSEi,t ≥ MEGWi,t이면 CONFi,t = 1, 그렇지 않으면 0

PSUFi,t : 일부 가스터빈 재기동 대상여부 표시기로써, 대상이면 '1', 그렇지 않으면, '0'

단, 발전사업자의 사유로 기동하는 경우에는 정산하지 않는다.

자. 열공급을 위해 발전기가 기동하는 경우 기동비 일부 지급 [신설 2016.5.12]

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

HASUAPi = SUCi × 1/(1+HRi) × NHSUAi

여기서,

SUCi : 발전기별 기동비용

HRi : 열공급발전기의 열과 전기 생산비율(열전비)

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

$$NHSUAi = \sum_{t} HSUA_{i,t}$$

- 거래기간동안 MGOi,t-1 = 0 이며, MGOi,t >0 이고, PSEi,t = 0 이고, 입찰시 제약코드 = '1 또는 '7' 인 경우, HSUAi,t = 1, 그렇지 않으면 = 0 <개정 2016.12.30.>

차. 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산 [신설 2016.5.12.]

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. 지역자원시설세를 납부한 발전기를 보유한 전기사업자는 한국전력거래소에 납부실적을 제출하여야 한다. 한국전력거래소는 납부실적을 제출받아 제출일 익월 1일 거래일부터 지역자원시설세 정산플래그(LPTFi)를 변경하여 정산을 시행한다. 단, 지역자원시설세 정산플래그 적용일 이전 기간에 대해 지역자원시설세 납부실적을 제출한 발전기는 아래의 산식을 통해 미정산분을 반영하여 정산하되, 미정산분의 반영시기는 지역자원시설세 정산플래그 적용일 이전 2개월간의 과세기간으로 제한하며 최초 1회에 한한다.

지역자원시설세의 미정산분은 미정산분이 확정되는 익월 거래시간별로 균등 배분하여 발전기에 적용한다.

<개정 2016.12.30., 2018.12.12.>

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

<개정 2016.12.30., 2018.12.12.>

여기서,

LPTi,t : 화력발전 i의 t시간 지역자원시설세 정산금

APR_i: 화력발전기 i의 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. <개정 2016.10.31., 2016.12.30.>

$LPTFR_i$: 화력발전기 사용연료 중 화석연료 사용비율로써, 매년말 전년도 7

월부터 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.]

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

LPTR : 화력발전 지역자원시설세율 (원/kWh)

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

$RLPT_{i,t}$: 화력발전기 i의 t시간의 미정산분 반영금으로서, 아래와 같이 계산한다. 단, 지역자원시설세 화석연료사용률(LPTFRi) 및 지역자원시설세 세율(LPTR)이 변할 경우 각 시점까지 별도 산출하여 합하여 계산한다.

$$RLPT_{i,t} = LPT_MGO_i \div (1 - APR_i) \times LPTFR_i \times LPTR \times 1000 \times 0.5 \times \frac{1}{NT}$$

LPT_MGO_i : 지역자원시설세 정산플래그 적용 이전, 납부실적을 제출한 기간 동안의 지역자원시설세 미정산 조정전력거래량의 합. 단, 미정산 조정전력거래량의 합산기간은 지역자원시설세 정산플래그 적용일 이전 2개월간의 과세기간으로 제한한다.

NT : 1개월간 거래시간

13. 급전지시량 산정절차 <조항번호이동 2006.12.26., 2015.3.17.>

가. 수력・양수발전기의 급전지시량 산정

급전원은 급전지시 불이행 시간(시작 ~ 종료)을 분 단위까지 입력한다.

만일, $SOF_{i,t}$ = 1 이면, $EOSO_{i,t}$ = 0,

$SOF_{i,t}$ = 0 이면, $EOSO_{i,t}$ = $MGO_{i,t}$

$$EOSO_i = \sum_{t=1}^{24} EOSO_{i,t}$$

$$XSO = Max(EOSO_i - \sum REGW_{i,t}, 0)$$

$$ENSO = MAX\{ \sum REGW_{i,t} - MAX(\sum MGO_{i,t}, EOSO_i), 0\}$$

여기서,

$SOF_{i,t}$: 급전지시 불이행 표시기

$EOSO_{i,t}$: 시간대별 급전지시량

XSO_i : 전력거래소가 거래일 총 발전계획량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과전력량(MWh)

$ENSO_i$: 전력거래소가 발전하지 못하도록 지시한 전력량

나. 양수발전기의 양수지시량 산정

급전원은 급전지시 불이행 시간(시작 ~ 종료)을 분 단위까지 입력한다.

만일, $PESOF_{i,t} = 1$ 이면, $PO_{i,t} = 0$, $PEOSO_{i,t} = 0$ 이고,

$PESOF_{i,t} = 0$ 이면, $PEOSO_{i,t} = MPE_{i,t}$

$$PEOSO_i = \sum_{t=1}^{24} PEOSO_{i,t}$$

$$XPESO = Max(PEOSO_i - \sum PO_{i,t}, 0)$$

$$PENSO = Max\{\{\sum PO_{i,t} - MAX(\sum MPE_{i,t}, PEOSO_i), 0\}$$

여기서,

$PESOF_{i,t}$: 급전지시 불이행 표시기

$PEOSO_{i,t}$: 시간대별 양수지시량

XPESO : 전력거래소가 거래일 총 양수계획량을 초과하여 양수하도록 지시한 초과전력량(MWh)

PENSO : 전력거래소가 양수하지 못하도록 지시한 전력량

다. 재선언 공급가능용량 이상으로 급전지시한 발전 전력량 산정

급전원은 초과급전지시 시간을 분 단위까지 입력한다.

만일, $XSOF_{i,t} = 0$ 이면, $XEOGA_{i,t} = 0$

$XSOF_{i,t} = 1$ 이면, $EOSO_{i,t} = MGO_{i,t}$

$$XEOGA_{i,t} = MAX(EOSO_{i,t} - RA_{i,t}, 0)$$

여기서,

$XSOF_{i,t}$: 초과급전지시 표시기

$XEOGA_{i,t}$: 전력거래소 지시로 공급가능용량을 초과하여 발전하도록 지시한 초과 전력량

라. 계통연결 지연 <개정 2014.11.3.>

급전원은 계통연결 하도록 지시한 시각과 실제 계통연결 시각을 분 단위까지 기록하며 허용시간 이내 계통연결 시 SDFi,t = 0, 허용시간 초과 계통연결 지연 시 SDFi,t = 1로 한다.

만일, $SDF_{i,t}$ = 0 이면, 해당 거래시간의 $ARA_{i,t}$ = $RA_{i,t}$

$SDF_{i,t}$ = 1 이면, 계통연결 지연 거래시간의 $ARA_{i,t}$ = $MGO_{i,t}$

여기서,

$SDF_{i,t}$: 계통연결 지연 발생 표시기

마. 계통분리 지연 <개정 2014.11.3.>

급전원은 계통분리 하도록 지시한 시각과 실제 계통분리 시각을 분 단위까지 기록하며 허용시간 이내 계통분리 시 $DSDF_{i,t}$ = 0, 허용시간 초과 계통분리 지연 시 $DSDF_{i,t}$ = 1로 한다.

만일, $DSDF_{i,t}$ = 0 이면, $AMGO_{i,t}$ = $MGO_{i,t}$

$DSDF_{i,t}$ = 1 이면, 계통분리 지연 시간의 $MGO_{i,m}$ = 0

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

여기서,

$DSDF_{i,t}$: 계통분리 지연 발생 표시기

계통분리 해야할 바로 직전까지의 시간(단위 : 분) 동안의 계량실적은 거래 시간의 계량값의 산술평균값을 기준으로 평균하여 산정한다.

바. 조기 계통연결 <개정 2014.11.3.>

급전원은 계통연결하도록 지시한 시각과 실제 계통연결 시각을 분 단위까지 기록하며 허용시간 이내 계통연결 시 $ESF_{i,t}$ = 0, 허용시간 초과 계통연결 지연 시 $ESF_{i,t}$ = 1로 한다.

만일, $ESF_{i,t}$ = 0 이면, $AMGO_{i,t}$ = $MGO_{i,t}$

$ESF_{i,t}$ = 1 이면, 조기 계통연결 시간의 $MGO_{i,m}$ = 0

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

여기서,

$ESF_{i,t}$: 조기 계통연결 발생 표시기

계통연결 해야할 바로 직전까지의 시간(단위 : 분) 동안의 계량실적은 거래시간의 계량값의 산술평균값을 기준으로 산정한다.

사. 조기 계통분리 <개정 2014.11.3.>

급전원은 계통분리 하도록 지시한 시각과 실제 계통분리 시각을 분 단위까지 기록하며 허용시간 이내 계통분리 시 $EDSF_{i,t}$ = 0, 허용시간 초과 계통분리 지연 시 $EDSF_{i,t}$ = 1로 한다.

만일, $EDSF_{i,t} = 0$ 이면, $ARA_{i,t} = RA_{i,t}$

$EDSF_{i,t} = 1$ 이면, 조기 계통분리한 시간동안의 $RA_{i,m} = 0$

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

여기서, $EDSF_{i,t}$ 는 조기 계통분리 발생표시기

아. 발전출력을 지정하여 지시하였으나, 지시한 출력으로 발전하지 못한 경우 급전지시 발전전력량 산정

급전원은 급전지시출력으로 발전하지 못한 경우 발전출력을 지시한 시작시간, 종료시간을 분단위로 기록하고 지시출력(SO_i)을 기록한다.

1) 지시출력미달의 경우<개정 2003.9.18>

만일, $LSOF_{i,t} = 0$ 이면, $EOSO_{i,t} = MGO_{i,t}$

$LSOF_{i,t} = 1$ 이면,

$$EOSO_{i,t} = [(MGO_{i,t-1} \times p \times Sf_{i,t}) + \sum_{m=p+1}^{q} Min\{MGO_{i,t-1} + RUR \times (m-p),\ SO_i\} + (MGO_{i,t+1}) \times (60-q) \times Lf_{i,t}] \ / \ 60$$

여기서, $LSOF_{i,t}$ 는 지시출력미달 표시기

$Sf_{i,t}$는 최초지시시간대 표시기로서,

최초지시 시각이 포함되면, $Sf_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면, $Sf_{i,t} = 0$

$Lf_{i,t}$는 지시종료시간대 표시기로서,

지시종료 시각이 포함되면, $Lf_{i,t} = 1$, 그렇지 않으면, $Lf_{i,t} = 0$

p : 출력지시 시각(분 단위), q : 출력 종료시각(분 단위)

(p, q 값은 매 거래시간별로 시작 및 종료시간 부여)

SO_i : 송전단 기준으로 급전지시하는 발전기의 급전지시 전력량. 단, 발전단

기준으로 급전지시를 받는 발전기는 다음과 같이 산정한다.

SO_i = (1-r_i) ×발전단 기준 급전지시 전력량(r_i : 각 발전소의 평균소내소 비율)

$EOSO_{i,t}$: 급전지시 발전전력량(송전단 기준)

2) 지시출력초과의 경우<개정 2003.9.18>

급전원은 급전지시출력 불이행시 발전출력을 지시한 시작시간, 종료시간을 분단위로 기록하고 지시출력(SO_i)을 기록한다.

만일. $USOF_{i,t}$ = 0 이면, $EOSO_{i,t}$ = $MGO_{i,t}$

$USOF_{i,t}$ = 1 이면,

$$EOSO_{i,t} = [(MGO_{i,t-1} \times p \times Sf_{i,t}) + \sum_{m=p+1}^{q} Max\{MGO_{i,t-1} - RDR \times (m-p),\ SO_i\} + (MGO_{i,t+1}) \times (60-q) \times Lf_{i,t}] \ / \ 60$$

여기서, $USOF_{i,t}$는 지시출력초과 표시기

$Sf_{i,t}$는 최초지시 시간표시기로서,

최초지시 시각이 포함되면, $Sf_{i,t}$ = 1, 그렇지 않으면, $Sf_{i,t}$ = 0

$Lf_{i,t}$는 지시종료 시간표시기로서,

지시종료 시각이 포함되면, $Lf_{i,t}$ = 1, 그렇지 않으면, $Lf_{i,t}$ = 0

p : 출력지시 시각(분단위), q : 출력 종료시각(분단위)

(p, q값은 매 거래시간별로 시작 및 종료시간 부여)

SO_i : 송전단 기준으로 급전지시하는 발전기의 급전지시 전력량. 단, 발전단 기준으로 급전지시를 받는 발전기는 다음과 같이 산정한다.

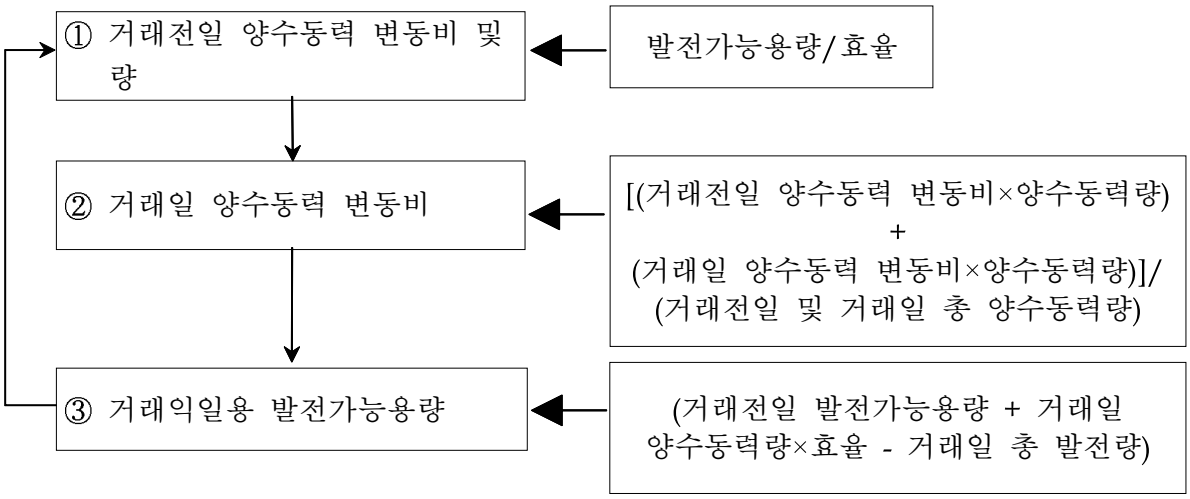
SO_i = (1 - r_i) ×발전단 기준 급전지시 전력량(r_i : 각 발전소의 평균소내소비율)

$EOSO_{i,t}$: 급전지시 발전전력량(송전단 기준)

3) <개정 2006.12.26><삭제 2009.06.30.>

14. 양수동력변동비 산정절차[신설 2010.12.28.] <조항번호 변경 2015.3.17.>

가. 양수동력변동비 산정절차



나. 산정절차 및 기준

① 거래전일 양수동력 변동비 및 동력량 산정

○ 최초 거래전일 양수동력 변동비는 기 결정

○ 양수동력량은 거래전일 24시 기준으로 산정된 발전가능용량을 효율로 나눈 값

② 거래일 양수동력 변동비 산정

○ 거래전일 및 거래일 양수동력, 양수동력 변동비를 양수동력량으로 가중평균

○ 산정 산식

$$\frac{(\text{거래전일가중양수동력변동비} \times \text{양수동력총량}) + (\text{거래일가중양수동력변동비} \times \text{양수동력총량})}{\sum(\text{거래전일양수동력총량} + \text{거래일양수동력총량})}$$

* 양수동력 변동비는 양수동력정산금을 기준으로 적용 <개정 2012.5.31>

③ 거래익일용 발전가능용량 산정

○ 거래전일 발전가능용량 + 거래일 실제 양수동력량 × 효율 - 거래일 총 발전량

④ "①~③"를 반복하면서 양수동력 변동비, 양수동력량 및 발전가능용량 계산 <단서삭제 2012.5.31>

14.1 전기저장장치 충전전력 변동비 산정절차 [신설 2016.5.12.]

가. 전기저장장치 충전전력 변동비는 양수발전기의 양수동력 변동비 산정절차를 준용한다.

나. '가'와 관련하여, 양수발전기의 양수동력 변동비는 전기저장장치의 충전 변동비로, 양수발전의 양수동력량은 전기저장장치의 충전전력량으로, 양수발전의 효율은 전기저장장치의 운전주기효율로, 양수발전기의 양수동력 총량은 전기저장장치의 충전전력 총량으로, 양수발전의 양수동력정산금은 전기저장장치의 충전전력정산금으로 본다.

15. 중앙급전 구역전기발전기 정산관련 기준 산정 [신설 2019.1.2.]

가. 시간대별 구역수요 초과 공급가능용량 산정

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

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

여기서,

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

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

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

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

나. 실 공급가능용량 산정

① 거래일 이후 전력거래소는 중앙급전 구역전기발전기가 입찰한 공급가능용량과 실제 공급가능용량을 비교하여 초과입찰량에 대한 위약금을 산정한다.

② 중앙급전 구역전기발전기의 거래일 시간대별 실제 공급가능용량은 입찰한 시간대별 발전가능용량을 송전단 기준으로 환산한 값에서 구역수요 실적을 차감하여 산정한다. 즉,

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

여기서,

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

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

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

$MLFL_i$: 중앙급전 구역전기사업자 발전기의 발전량 계량점 전압과 전력거래 계량점(송전단) 전압이 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 변압기 손실계수로써 154kV 변압기손실률 설계치인 0.765%를 적용 (전압

이 동일한 경우 0 적용)

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

$MSGL_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기의 자체발전 계량값(MWh, 주변압기 2차측 기준)

$MEL_{d,t}$: 구역전기사업자의 거래시간에 대한 계량기 설치점에서의 전력량 계량값(수전전력)

$LLFL_d$: 구역전기사업자의 실제 계량기의 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 구역전기사업자의 손실계수

$MGO_{i,t}$: 중앙급전 구역전기발전기 보유한 구역전기사업자의 계량 전력량(역송전력)

다. 급전지시 이행 검증기준

① 급전원은 규칙 제5.1.4조 및 제5.3.1조에 따라 구역수요 초과 공급가능용량 및 공급소요시간을 고려하여 중앙급전 구역전기발전기에 급전지시하고 지시시간, 지시출력 및 계통 공급시간을 분단위로 입력한다.

② 중앙급전 구역전기발전기 급전지시 이행 검증기준은 아래와 같다.

$|Max\ [\{Min(EOSO_{i,t},\ AAL_{i,t}) - MGO_{i,t}\},\ 0]| \leq \varepsilon$ 이면 급전지시 이행 준수, 아니면 급전지시 이행 위반

여기서,

$EOSO_{i,t}$: 시간대별 급전지시량 (전체 송전전력)

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

허용오차(ε) : $Min(EOSO_{i,t},\ AAL_{i,t}) \times 0.005$), 최소허용오차는 0.5㎿, 최대허용오차는 2㎿를 적용한다.

Ⅱ. 직접구매자에 대한 정산

1. 전력량에 대한 정산 <개정 2006.12.26., 2013.2.28>

개별 직접구매자가 부담해야 할 전력량에 대한 거래시간별 정산금은 일반발전기의 한계가격에 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 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 직접구매자의 손실계수

개별 직접구매자의 거래일에 대한 전력량 정산금은 다음과 같다.

$$ESC_k = \sum_t ESC_{k,t}$$

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 용량가격적용전력

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.

$$CSCk = \sum_t CSCk,t$$

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 부담해야할 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

Ⅲ. 판매사업자에 대한 정산

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,

$$ESS_t = (\sum_i SEP_{i,t} - \sum_k ESC_{k,t}) \times \frac{PES_t}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

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 유효구매전력량[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 거래시간

에 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,

$$CSS_t = (\sum_i TPCP_{i,t} - \sum_k CSC_{k,t}) \times \frac{PES_t}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

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,

$$USS_t = (US_t - \sum_k USC_{k,t}) \times \frac{PES_t}{(TET_t t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

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 공급의무이행 비용은 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 거래 시간별로 균등 배분하여 적용한다.

$$TETSS_t = \left(\sum_g ETP_g\right) \times \frac{1}{NT} \times \frac{\sum_t TET_t - \sum_d \sum_t PEL_{d,t} - \sum_k \sum_t PEC_{k,t}}{\sum_t TET_t}$$

여기서,

$TETSS_t$(Total Emission Trading Settlement for Sales company) : 판매사업자가 부담해야할 거래시간별 배출권거래비용에 대한 정산금

$\sum_d \sum_t PEL_{d,t}$: 구역전기사업자의 연간 총유효구매전력량

$\sum_k \sum_t PEC_{k,t}$: 직접구매자의 연간 총유효구매전력량

5. 기타 정산 [신설 2012.5.31.] <조번호 변경 2015.3.17.>

한국가스공사로부터 연료를 공급받는 LNG발전기가 약정물량 대비 초과 혹은 미달사용으로 부가금이 발생하여 비용평가위원회로부터 지급이 의결된 경우, 판매사업자가 부담해야 할 정산금은 초과부가금 총액에 초과부가금이 발생한 월의 총 전력거래량에서 직접구매자의 총 구매전력량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$\mathrm{XSS} = \sum_{\mathrm{i}} \mathrm{XEGD_i} \times \frac{\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \mathrm{PES_t}}{\left(\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \mathrm{TET_t} - \sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \sum_{\mathrm{k}} \mathrm{PEC_{k,t}}\right)}$$

여기서,

XSS (eXtra Settlement for a Sales Company): 판매사업자의 추가 정산금

$\mathrm{XEGD_i}$: 발전기별 초과부가금 추가 정산금

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

$\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \mathrm{PES_t}$: 판매사업자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총구매전력량

$\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \mathrm{TET_t}$: 전력시장 전체의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총전력거래량

$\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \sum_{\mathrm{k}} \mathrm{PEC_{k,t}}$: 직접구매자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

$\sum_{\mathrm{t}}^{\mathrm{NT}} \sum_{\mathrm{d}} \mathrm{PEL_{d,t}}$: 구역전기사업자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

Ⅳ. 잠정정산차액의 조정<삭제 2005.1.21.>

Ⅳ. 구역전기사업자의 전력거래에 대한 정산[신설 2005.1.21]

1. 계획발전전력량에 대한 정산 <개정 2006.12.26>

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 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$ESLS_{d,t} = (\sum_{i} SEP_{i,t} - \sum_{k} ESC_{k,t}) \times \frac{PEL_{d,t}}{(TET_{t} - \sum_{k} PEC_{k,t})}$$

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 유효구매 전력량

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.

$$USLS_{d,t} = (US_t - \sum_k USC_{k,t}) \times \frac{PEL_{d,t}}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

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 <신설 2015.3.17.>

구역전기사업자가 부담해야 할 배출권거래비용은 발전사업자의 배출권거래비용 정산금 총액에서 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

5. 기타 정산 [신설 2012.5.31.] <조번호 변경 2015.3.17.>

한국가스공사로부터 연료를 공급받는 LNG발전기가 약정물량 대비 초과 혹은 미달사용으로 부가금이 발생하여 비용평가위원회로부터 지급이 의결된 경우, 구역전기사업자가 부담해야 할 정산금은 초과부가금 총액에 초과부가금이 발생한 월의 총 전력거래량에서 직접구매자의 총 구매전력량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$XSS = \sum_{i} XEGD_i \times \frac{\sum_{t}^{NT} PES_t}{\left(\sum_{t}^{NT} TET_t - \sum_{t}^{NT}\sum_{k} PEC_{k,t}\right)}$$

여기서,

XSS (eXtra Settlement for a Sales Company) : 판매사업자의 추가 정산금

$XEGD_i$: 발전기별 초과부가금 추가 정산금

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

$\sum_{t}^{NT} PEL_{d,t}$: 구역전기사업자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

$\sum_{t}^{NT} TET_t$: 전력시장 전체의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총전력거래량

$\sum_{t}^{NT}\sum_{k} PEC_{k,t}$: 직접구매자의 초과부가금이 발생한 월에 대한 총유효구매전력량

V. 전력거래차수별 대금지급 기준일정 <개정 2006.11.29., 2018.12.12.>

구분	전력거래일	대금지급일
1차	1일 ~ 9일	익월 5일
2차	10일 ~ 18일	익월 13일
3차	19일 ~ 27일	익월 23일
4차	28일 ~ 말일	익월 26일

[별표 3]

전력계통 운영 기준

1.0 운영예비력 운영 기준 <개정 2011.12.2>

1.1 전력거래소는 수급운영 및 실시간 급전운영을 위하여 적정수준의 운영예비력을 확보, 운영한다.

1.2 운영예비력 확보에 관한 운영기준은 다음 각호와 같다. <개정 2011.12.2>

1.2.1 주파수조정예비력은 계통에 연결하여 운전하는 발전기의 자동발전제어(AGC) 또는 주파수추종(Governor Free) 및 전기저장장치의 운전에 따라 순시에 자동으로 응동할 수 있는 예비력으로 미소수요변화 및 원활한 계통 주파수 조정을 위한 적정량을 확보 운영한다. <개정 2015.5.7.>

1.2.2 대기·대체예비력은 발전설비 불시정지 및 수요예측 오차, 발전소 및 송전설비 고장정지 등에 대비하여 전력거래소의 급전지시 후 120분 이내(동·하계 전력수급대책기간은 20분이내 이용가능)에 확보 및 이용이 가능한 예비력으로서 운전상태와 정지상태로 구분한다. <개정 2011.12.2>

1.2.3 상기 1.2.2의 운전상태는 계통에 연결되어 운전 중이고 출력 여유분(주파수조정 예비력 초과 발전력)을 보유한 발전기가 급전지시 후 10분이내 이 여유분의 출력을 추가로 낼 수 있는 상태를 말한다. [신설 2011.12.2]

1.2.4 상기 1.2.2의 정지상태는 전력계통에 연결되어 있지 아니하고 상시 기동이 가능한 대기상태의 발전기(수력, 양수, 가스터빈 발전기 등)가 전력거래소의 급전지시 후 120분 이내(동·하계 전력수급대책기간은 20분이내 이용가능)에 전력계통에 연결하여 발전출력을 낼 수 있는 상태를 말한다. [신설 2011.12.2]

1.3 예비력 종류별 확보량은 다음 각호와 같으며, 확보순서는 이용가능 시간에 따라 주파수조정예비력, 대기·대체예비력 순으로 하고 매순간(순시) 운전상태와 정지상태를 구분하여 확보한다. 다만, 불시고장 등 수급변동으로 예비력이 사용되는 기간은 예비력이 재 확보될 때까지 예외로 한다. <개정 2011.12.2., 2017.12.29>

1.3.1 주파수조정예비력 : 1,500MW 이상

1.3.2 대기·대체예비력 <개정 2011.12.2>

적용기간	구 분	확보량
가. 동・하계전력수급대책기간	운전상태	1,500㎿이상
	정지상태	1,000㎿이상
나. “가.”이외의 기간	운전상태	1,000㎿이상
	정지상태	1,500㎿이상

1.3.3 <삭제 2011.12.2>

1.4 적정 운영예비력 운영기준 및 확보량에 관한 변경은 산업통상자원부 “전력계통전문위원회”에서 심의하여 정한 기준에 따른다. <개정 2011.12.2>

2.0 전력계통 상정고장 기준

전력거래소는 고장시에도 전력계통이 안정하게 유지될 수 있도록 다음 각 호와 같은 다양한 고장을 상정하여 계통해석 및 검토 시에 적용한다.

2.1 단일 고장

2.1.1 송전선 1회선 고장

2.1.2 변압기 1 bank 고장

2.1.3 발전기 1기 고장

2.1.4 기타 단일설비 고장 등

2.2 이중 고장

2.2.1 하나의 송전선 및 하나의 변압기 고장

2.2.2 하나의 송전선 및 하나의 발전기 고장

2.2.3 동일 발전소 발전기 2기 탈락<개정 2011.6.30>

2.2.4 병행 2회선 가공송전선로 고장

2.2.5 기타 2개의 설비가 동시에 탈락하는 고장

2.2.6 차단기의 차단실패 및 부분모선(Bus Section) 고장 등

2.3 다중 고장

2.3.1 동일 철탑의 다회선 가공송전선로 동시정지

2.3.2 동일 발전소의 전 발전기 동시 정지

2.3.3 기타 3개이상의 설비가 동시 정지

2.3.4 다수 전력설비의 정지 우려가 있는 모선 고장

3.0 안정유지 기준

2.0에서 정한 상정고장 기준에 따른 전력계통 안정성 유지기준은 다음 각호와 같다.

3.1 154kV 방사상 계통

단일 고장시 장시간동안의 공급지장, 과도한 과부하 또는 저전압이 발생하지 않도록 한다.

3.2 154kV 주요 간선계통

이중 고장이 발생하더라도 발전기 정지나 대규모 공급지장 또는 주요 간선계통에 고장파급이 확대되지 않도록 한다.

3.3 345kV 방사상 계통

3.3.1 단일 고장시 장시간동안의 공급지장, 과도한 과부하 또는 저전압이 발생하지 않도록 한다.

3.3.2 이중 고장시 대규모 공급지장이 발생한 경우 단시간내 부하절체 등의 방안을 수립・운영한다.

3.4 345kV 주요 간선계통

3.4.1 이중 고장이 발생하더라도 발전기 동기탈조, 대규모 공급지장, 고장파급 확대, 과도한 계통동요 증가로 인한 계통분리 또는 전압 불안정이 발생하지 않도록 한다.

3.4.2 광역정전 및 전체 전력계통 불안정 등의 우려가 있을 경우에는 다중고장을 적용할 수도 있다.

3.5 765kV 계통<개정 2002.4.23>

3.5.1 단일고장시 공급지장, 과도한 과부하 또는 저전압이 발생하지 않도록 한다.

3.5.2 이중고장이 발생하더라도 발전기 동기탈조, 대규모 공급지장, 고장파급 확대, 과도한 계통동요 증가로 인한 계통분리 또는 전압 불안정이 발생하지 않도록 하여야 한다.

3.5.3 광역정전 및 전체 전력계통 불안정 등의 우려가 있을 경우에는 다중고장을 적용할 수도 있다.

4.0 계통검토시 안정유지기준

전력계통 안정유지 대책수립을 위한 계통해석시 적용하는 각종 기준은 다음 각호와 같다.

4.1 전력계통 모델링 : 계통검토 목적에 부합하는 발전기, 송전망, 부하자료에

근거하여 모델을 구성한다.[신설 2009.06.30]

4.2 부하모델 : 조류계산시는 정전력 모델을 적용하며, 정밀모의 또는 과도모의시는 정적부하모델을 적용한다. 단 특정한 값이 없는 경우 아래 대표값을 적용하고, 거래소는 주기적으로 최신값으로 갱신하여야 하며, 한전은 거래소에서 요청시 부하모델 자료를 제공한다.[신설 2009.06.30]<개정 2012.12.31>

구 분	유효전력	무효전력
정전류(%)	19.2	30.8
정임피던스(%)	39.5	48.9

※ 잔여부분은 정전력 부하임. <표개정 2012.12.31>

4.3 역율 : 검토목적 및 검토 대상시점에 따른 가장 부합한 부하특성 값을 적용한다. 다만, 예측이 어려운 경우 전국역률 92% (수도권 : 91.5%, 기타 지역 : 92.5%)를 적용한다.[신설 2009.06.30]

4.4 검토항목 : 고장용량, 과부하, 저전압, 과도안정도, 전압안정도, 필요시 미소신호안정도 추가 검토 가능[신설 2009.06.30]

4.5 고장 종류<개정 2002.4.23><조항변경 2009.06.30>

4.5.1 345kV 이하 계통 : 3상 단락고장, 필요시 1선 지락고장<개정 2010.6.30>

4.5.2 765kV 계통 : 3상단락고장, 필요시 1선지락고장, 단순개방<개정 2010.6.30>

4.6 고장제거 시간 : 정상적인 고장제거 시간(5~6cycle) 이내<조항변경 2009.06.30>

4.6.1 345kV 이하 계통 : 6cycle

4.6.2 765kV 계통 : 5cycle

4.6.3 차단 실패 : 설비별 동작시간(10~20cycle)

4.7 재폐로 조건 : 가공 송전선로 고장시 재폐로 실패를 고려

재폐로 시간 : 선로별로 조정된 재폐로 시간(0.4~3초)<조항변경 2009.06.30>

4.8 과도한 과부하 : 설비의 수명을 단축시키거나 과부하 지속시간을 고려한 설비별 단시간 허용전류(정격의 120~150%수준)로써 적용<조항변경 2009.06.30.>

4.9 사용 프로그램: 전력계통 해석 프로그램

단, 전력계통 해석프로그램 간 의미있는 결과의 차이가 발생할 경우에는, PSS/E 프로그램의 결과를 우선한다.

5.0 자체기동발전소 지정기준

5.1 자체기동발전소는 신속한 계통복구를 위해 전국계통을 지역으로 구분하여 각 지역별로 이중으로 지정하도록 한다.<개정 2011.6.30>

5.2 자체기동발전소는 계통복구중의 안정적인 주파수 유지를 위하여 발전기 접속조건과 동일한 성능의 조속기(Governor) 설비를 구비해야 한다.

5.3 자체기동발전소는 기동시간이 길거나 우선공급 발전소의 기동지연 가능성 등을 고려하여 최소 3일 이상의 운전이 가능한 연료를 확보토록 한다.

5.4 자체기동발전소는 급전용 직통전화, 국선전화, 라디오 등의 통신 설비를 갖추어야 한다.

5.5 전력계통의 고장이나 전계통 정전시에 대비한 각 지역별 자체기동발전소와 시송전 선로, 조작방법 및 강행송전 방향 등에 대한 세부사항은 별표 12에 따른다.

6.0 시송전 선로 및 황색차단기 지정기준

6.1 시송전 선로는 154kV 선로를 중심으로 지정한다. 다만, 발전소 정격출력과 선로충전용량을 고려하여 345kV 선로도 지정할 수 있으며, 선로의 제1호선을 원칙으로 한다.

6.2 발전기 자기여자현상 방지 및 수전단 전압상승 방지를 위한 선로충전용량 최소화를 위해 최단거리의 시송전 선로를 지정한다.

6.3 급전지시 및 계통조작을 신속하게 할 수 있도록 황색차단기 및 변전소(특히 무인변전소)를 최소화하여 차단장치 및 변전소를 지정한다.

7.0 계통복구시 조작기준

7.1 각 사업자는 통신설비가 정상적인 경우 전력거래소의 급전지시에 따라 계통복구 조작업무를 수행하며, 통신설비가 비정상적(통신두절)인 경우 전력거래소와의 통신수단을 확보토록 노력하고 사전에 계획된 복구절차에 따라 자주적 조작을 실시할 수 있다.

7.2 사전에 지정된 황색차단기를 제외한 모든 차단기는 개방한다.

7.3 시송전 선로 가압시 발전기 단자전압은 무부하 송전선로 충전시 수전단 전압이 상승하는 페란티(Ferranti) 현상을 방지하기 위해서 정격전압의 약 90%로 유지한다.

7.4 자체기동발전소 및 소내운전 가능한 일반발전소의 지역부하공급은 발전기 안정운전에 필요한 최소출력 이하나 최대출력을 초과하지 않고 안정적인 주파수를 유지할 수 있도록 정격 출력의 80% 이하로 유지한다.

8.0 전압조정목표

8.1 발전소의 전압조정은 발전기 단자전압을 목표로 한다. 다만, 연계 1차 변전소와 협조를 필요로 할 때에는 송전선측 모선 전압을 목표로 할 수 있고 특별히 지정하는 때에는 발전기 역률 및 발생 무효전력을 목표로 할 수 있다.

8.2 변전소의 전압조정은 2차측 모선전압을 목표로 하며, 조상설비 운전은 1차측 모선전압을 목표로 한다.

8.3 수급부족, 계통고장등 전력계통의 비정상운전상태에서는 9 에서 정한 기준전압과 다르게 운영할 수 있으나, 이 경우에도 전력계통의 안전성이 유지되도록 하여야 한다.

9.0 기준전압

9.1 기준전압은 각 시각에 유지해야할 전압 목표치를 말한다.

9.2 발전소의 기준전압은 다음 각호와 같다.

9.2.1 중부하시에는 발전기 정격전압 100%, 경부하시에는 95%로 함을 원칙으로 한다.

9.2.2 변압기의 사용 탭(Tap) 기타 설비상의 이유 또는 연계계통과의 협조상 9.2.1의 기준전압 유지가 상시 곤란할 때에는 중부하시와의 차이를 5%이내에서 정한다.

9.2.3 역률을 목표로 할 때에는 중부하시에는 정격역률 또는 90%이상, 경부하시에는 95-100%의 역률을 기준으로 운전한다.

9.2.4 계통전압이 부분적으로 저하 또는 상승할 때에는 기기의 허용한도 내에서 계통전압을 개선한다.

9.3 변전소의 기준전압은 다음 각호와 같다.

9.3.1 765kV 계통의 전압유지 기준은 아래와 같으며 전력계통의 안정성 검토결과에 따라 변경할 수 있다.[신설 2010.6.30]

기준전압 : 765kV(745～785kV)

9.3.2 345kV 계통의 전압유지 기준은 아래와 같으며 전력계통의 안정성 검토결과에 따라 변경할 수 있다.<번호변경 2010.6.30>

기준전압 : 353kV(336～360kV)

9.3.2 2차측 계통의 상황에 따라 중부하시와 경부하시에 차를 두는 것을 원칙으로 하고 부하대별 기준전압은 아래에 따른다.

9.3.2.1 154kV 계통 중부하시 : 160 ±4kV

9.3.2.2 154kV 계통 부하변동시 : 157 ±4kV

9.3.2.3 154kV 계통 경부하시 156 ±4kV

9.3.3 배전용 변전소는 배전선 인출측의 전압을 중부하시는 최대 계통운전 전압으로 하고 경부하시에는 배전선의 선로 전압 강하를 고려하여 중부하시와 경부하시의 부하비율에 따라 결정한다. 다만, 전압조정장치의 수동 운전시는 아래의 부하대별 기준전압에 따른다.

9.3.3.1 23kV 계통 경부하시 : 22.0kV

9.3.3.2 23kV 계통 중부하시 : 22.9kV

9.3.3.3 23kV 계통 최대부하시 : 23.9kV

9.4 전력거래소는 주파수 저하, 고장 및 기타 계통운영상 필요한 때에는 기준전압을 임시 변경할 수 있다.

10.0 계통주파수 조정 및 유지범위

10.1 전기사업자는 전력거래소의 급전지시에 따라 전력수요 변동에 따른 발전력 조정 및 전기저장장치 운영을 원활히 수행하여 계통의 주파수를 유지범위 이내로 유지하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

10.2 전기사업자와 전력거래소는 계통주파수를 평상시 60±0.2 Hz의 범위 내에서 조정하여야 한다. 다만, 예외적인 상황에서 62Hz까지 오를 수 있고, 57.5Hz까지 떨어질 수 있다.

10.3 전력계통의 주파수 조정을 위한 세부사항은 별표 11에 따른다.

11.0 발전기 주파수 운전 기준

전력거래에 참여하는 모든 발전기는 다음 각호와 같은 주파수 변동 범위에서 운전이 가능하여야 한다.

11.1 60±1.5Hz 연속 운전

11.2 주파수 강하로 인하여 계통주파수가 58.5 ~ 57.5Hz 범위에서 최소한 20초 이상 운전상태 유지

12.0 계통주파수 조정용량

전력거래소는 계통주파수를 유지범위내로 유지하기 위하여 1 에서 정한 주파수 조정 예비력을 확보하여 운영한다.

13.0 조속기 및 전기저장장치의 속도조정률 정정

전력거래에 참여하는 발전기의 조속기 및 전기저장장치의 속도조정률은 음과 같이 정정함을 원칙으로 한다. 다만, 원자력 발전기는 그 특성을 고려하여 예외로 할 수 있으며, 기력발전기의 속도조정율은 원자재 수급불안 등으로 인하여 부득이 발전기 제작시에 정해진 연료설계범위를 초과 또는 미달하는 연료를 사용하는 경우에는 예외로 할 수 있다.<개정 2006.9.14., 2015.5.7.>

13.1 조속기 속도 조정율(단, 2005년 1월 23일 이전에 전력시장에 진입한 발전기는 발전설비 특성에 따라 변동가능)<개정 2006.9.14>

13.1.1 수력 및 내연발전기 : 3.0～4.0%

13.1.2 가스터빈 발전기 : 4.0～5.0%

13.1.3 기력발전기 : 5.0～6.0%

13.2 전기저장장치의 속도조정률 : 2.0% 이내 [신설 2015.5.7.]

13.3 신규접속 발전기(복합화력발전기의 스팀터빈 제외)의 부동대는 최대 0.06% 이내로 정정함을 원칙으로 한다.<개정 2006.9.14., 번호 변경 2015.5.7.>

14.0 발전기의 출력변동 허용치

각 발전기의 출력변동 허용치 운영기준은 다음 각호와 같다. 다만, 제2호의 발전기 출력변동율은 원자재 수급불안 등으로 인하여 부득이 발전기 제작시에 정해진 연료설계범위를 초과 또는 미달하는 연료를 사용하는 경우에는 예외로 할 수 있다.<개정 2006.9.14>

14.1 경사변동폭 : 운전중 기력발전기의 연속적인 출력변동 가능치

14.1.1 석탄발전소 : 정격용량의 20% 이상

14.1.2 중유발전소 : 정격용량의 20% 이상

14.2 발전기 출력변동율 (단, 2005년 1월 23일 이전에 전력시장에 진입한 발전기는 발전설비 특성에 따라 변동가능)<개정 2006.9.14>

14.2.1 석탄발전소 : 정격용량의 3.0%/분 이상<개정 2006.9.14>

14.2.2 중유발전소 : 정격용량의 4.5%/분 이상<개정 2006.9.14>

14.2.3 가스터빈 발전소 : 정격용량의 5.0%/분 이상<개정 2006.9.14>

15.0 발전기의 주파수조정량 확보

15.1 중앙급전발전기는 최소발전용량부터 공급가능용량 이내 범위에서 자동발전

제어(AGC) 및 주파수추종운전(G/F)을 하여야 한다. 다만, 다음 각호에 해당하는 발전기는 예외로 할 수 있다.<개정 2010.6.30>

15.1.1 설비 폐지가 확정된 노후발전기[신설 2010.6.30]

15.1.2 열공급, 농업용수 확보 등으로 항상 일정출력을 내야하는 발전기[신설 2010.6.30]

15.1.3 원자력발전기[신설 2010.6.30]

15.1.4 산업통상자원부 심의를 거쳐 예외가 인정된 발전기[신설 2010.6.30.]

15.1.5 중앙급전 구역전기발전기 [신설 2019.1.2.]

15.2 발전원별 주파수조정 출력변동 범위는 다음 각호와 같다.

15.2.1 기력발전기 : 정격용량의 5% 이상

15.2.2 기타발전기 : 주파수조정이 가능한 최대운전가능 출력<개정 2010.6.30.>

15.3 발전사업자는 전기저장장치를 이용하여 원격출력제어 및 주파수추종 운전 서비스를 제공 할 수 있다. [신설 2016.5.12.]

16.0 계통운전 담당자 교육 및 자격확보 [신설 2006.1.26]

16.1 전력거래소 및 전기사업자는 객관적이고 신뢰받는 계통운영을 위하여 계통운전 담당자에 대해 교육훈련을 시행하고, 교육을 이수한 운전원이 현장에 배치되어 근무할 수 있도록 하여야 한다.

16.1.1 교육대상

16.1.1.1 급전소 운전원 : 중앙전력관제센터, 제주급전소, 지역계통운영센터

16.1.1.2 발전소 제어실 운전원 : 중앙급전발전기 또는 중앙급전전기저장장치를 보유한 발전소 <개정 2016.5.12.>

16.1.1.3 변전소 운전원 : 345kV 이상 변전소 (단, 제주지역은 154kV 이상 변전소(유인변전소) 및 급전분소) <개정 2006.9.14>

16.1.2 연간 교육대상 인원수 : 교대조별 근무인원의 최소 1인 이상

16.1.3 교육이수시간 : 6시간 이상/연간

16.1.4 교육과정 : 계통운영, 설비실무

16.1.5 교육시행자

16.1.5.1 설비실무과정은 해당 전기사업자가 시행한다.

16.1.5.2 계통운영과정은 전력거래소가 시행하되 필요시 해당 전기사업자에게 위탁할 수 있다.

16.2 전력거래소는 전기사업자와 협의하여 16.1에서 정한 교육을 시행하기 위한 세부운영방안을 별도로 정하여 운영하고, 전력거래소 및 해당 전기사

업자는 교육이수를 증명하는 자료를 3년간 보관 관리하여야 한다.

17.0 전력계통 운영상태 기준 [신설 2006.11.29]

전력계통의 운전상태는 상황에 따라 다음과 같이 구분한다.

17.1 정상상태

17.1.1 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준과 전력시장운영규칙에 정한 안정(성) 유지기준(이하 '안정유지기준'이라 한다) 범위 내에서 운전되는 상태로서,

17.1.2 상정고장이 발생하더라도 안정유지기준을 만족할 수 있는 상태를 말한다.

17.2 경계상태

17.2.1 안정유지기준 범위를 초과하여 운전되지는 않으나, 상정고장이 발생하면 안정유지기준을 초과하거나 위반하게 되는 상태,

17.2.2 혹은 태풍, 낙뢰, 산불에 의한 영향이 예보되어 사전 대비가 필요한 상태를 말한다.

17.3 비상상태

17.3.1 안정유지기준 범위를 위반하여 운영하고 있거나, 추가 고장이 발생하면 광역고장으로 파급될 우려가 있는 상태,

17.3.2 혹은 자연현상, 사회혼란, 태업 등의 영향이 임박하여 계통불안정 이 발생하였거나 발생이 확실시되는 상태를 말한다.

17.4 복구상태

17.4.1 비상제어 등을 이미 시행하여 안정유지기준 범위를 초과하여 운전되지는 않는 상태와

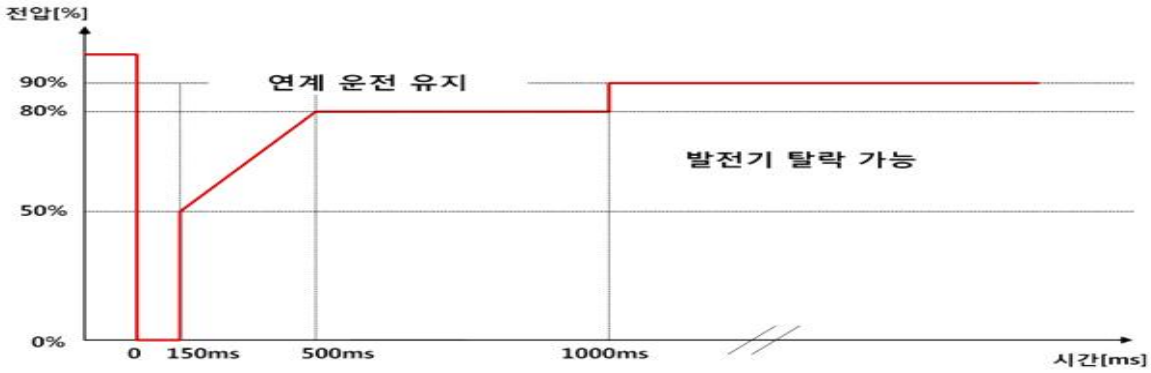
17.4.2 정전개소나 발전기 정지가 남아있어 정상상태로 복귀 중에 있는 상태를 말한다.

18.0 풍력발전기 순시전압 저하시 유지성능[신설 2010.6.30]

신재생에너지발전기 중 풍력발전기는 인근계통 고장시 전압저하상황에서 다음 각 호에 맞게 연계운전 유지가 가능해야 한다.

18.1 고장시 순시전압 저하 0pu에서 150㎳지속[신설 2010.6.30]

18.2 고장제거후 0.8pu까지 회복전압에서 1000㎳지속[신설 2010.6.30]



[풍력발전기 순시전압저하시유지성능]

[별표 4]

입찰 운영 절차

1.0 목적

규칙 제2.3.1조의 규정에 의거 전력입찰 업무의 공정하고도 효율적인 운영을 위하여 필요한 절차를 정함에 있다.

2.0 적용범위

중앙급전발전기 또는 중앙급전전기저장장치를 보유한 전력거래소 회원과 중앙급전발전기를 보유하지 않고 전력시장에서 전력을 판매하고자 하는 회원(이하 "발전회원"이라 한다.) 및 수요반응자원을 보유한 전력거래소 회원(이하 "수요회원" 이라 한다.)들의 입찰행위 및 전력거래소의 입찰운영에 적용한다. <개정 2014.11.3., 2016.5.12>

3.0 책임

3.1 시장운영을 담당하는 부서장은 본 별표에 따라 입찰행위가 공정하고 효율적이며 안정적으로 수행될 수 있도록 입찰운영을 하여야 한다.

3.2 시장시스템을 운영하는 부서장은 입찰시스템을 구비하고 이를 안정적으로 운영하여야 한다.

3.3 발전회원과 수요회원은 모든 입찰행위에 대하여 책임이 있으며, 본 별표에서 정한대로 올바른 입찰 행위를 통하여 효율적이고 안정적인 전력시장 운영이 이루어지도록 하여야 한다. <개정 2014.11.3.>

3.4 발전회원 및 수요회원은 원활한 입찰 진행을 위하여 필요한 전력거래소의 조치에 최대한 협조하여야 한다. <개정 2014.11.3.>

4.0 참고자료

본 별표에 적용되는 지침, 기준, 편람 등은 다음과 같다.

4.1 별표 10 연료제약발전기운영절차

4.2 입찰시스템 운영메뉴얼

5.0 용어의 정의

본 별표에서 사용하는 용어의 정의는 다음과 같다.

5.1 계통운영담당자

전력계통의 원활한 운영 및 전기의 공급과 수요를 일치시키는 일련의 업무를 행하는 직원을 말한다.

5.2 입찰운영담당자

전력거래의 입찰운영을 담당하는 직원을 말한다.

5.3 입찰시스템운영담당자

전력거래를 위한 입찰시스템의 운영을 담당하는 직원을 말한다.

5.4 수요예측담당자

수요예측시스템을 사용하여 가격결정발전계획 및 운영발전계획 수립을 위한 수요예측을 담당하는 직원을 말한다.

5.5 가격결정발전계획담당자

가격결정발전계획의 수립을 담당하는 직원을 말한다.

5.6 계통한계가격결정담당자

계통한계가격 결정을 담당하는 직원을 말한다.

5.7 운영발전계획담당자

전력계통의 각종 제약조건을 고려한 운영발전계획의 수립을 담당하는 직원을 말한다.

5.8 <삭제 2012.12.31>

5.8.1 <삭제 2012.12.31.>

5.9 비용평가위원회

변동비반영발전시장 운영을 위해서 사용할 발전회원 소유인 발전기의 비용자료 및 발전기 특성자료와 수요반응자원의 순편익가격 산정방식 등을 주기적으로 사전에 평가하고 결정하기 위하여 구성된 위원회를 말한다. <개정 2014.11.3.>

5.10 중앙급전발전기 식별번호

중앙급전발전기의 구성과 식별번호는 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다.

5.11 수요반응자원 식별번호 [신설 2014.11.3.]

수요반응자원의 식별번호는 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다.

5.12 중앙급전전기저장장치 식별번호 [신설 2016.5.12.]

중앙급전전기저장장치의 구성과 식별번호는 전력거래소에서 별도로 정하는 바에 따른다.

6.0 입찰절차

6.1 입찰의 종류

입찰의 종류에는 발전입찰, 양수계획입찰, 충전계획입찰, 변경입찰, 전력부하감축입찰이 있다. <개정 2016.5.12.>

6.2 입찰시스템 사용설명서<개정 2006.12.26>

6.2.1 전력거래소는 입찰에 필요한 사용자 설명서를 "입찰시스템"에 게시하여야 한다.

6.3 입찰방법

6.3.1 발전입찰(중앙급전 구역전기발전기 제외) <개정 2019.1.2.>

6.3.1.1 입찰은 거래전일 거래시간 19시부터 거래 다음날 거래시간 4시까지 총34시간에 대하여 한다. 단, 양수발전기는 거래일 24시간에 대하여 한다. <개정 2012.12.31>

6.3.1.2 입찰시 시간대별 공급가능용량(MWh)은 전력거래가 가능한 송전단과 계통운영에 필요한 발전단을 구분하여 제출하되 발전기의 출력증가/감소율을 고려하여야 한다. 즉, 거래기간 중의 공급가능용량은 해당시간의 1시간 이전 공급가능용량에서 출력증가량(출력감소량)을 더한(뺀) 공급가능용량을 초과(미달)할 수 없다. <개정 2011.12.2>

6.3.1.3 두 가지 이상의 연료를 사용하는 발전기는 발전계획신고기간의 발전기 운전형태를 한 가지 연료만을 사용하는 것으로 하며, 두 가지 연료를 사용하여서는 아니 된다. 또한 사용연료를 변경할 때에는 제약사유란에 2차연료사용 또는 1차연료변경 사실을 명기하여야 한다. 특히, 1차연료변경의 경우에는 변경내용을 실근무일 기준 3일전까지 전력거래소에 서면통지하여야 하며, 일일 입찰시 이를 입력하여야 한다.<개정 2003.11.11>

6.3.1.4 계획예방정비 및 간이정비 후 동 발전기를 시험할 목적으로 입찰시 제약운전을 필요로 할 경우에는 시험계획에 따른 공급가능용량을 제약발전량과 동일하게 입찰하여야 하고 제약사유란에 성능시험, 시운전 등 해당 사유를 명기하여야 한다.

6.3.1.5 발전기의 시험 및 제약운전 시 제약입찰을 해야 하고 구체적인 사유를 특

기사항(발전운영 참고사항)에 명기하여야 한다. [신설 2011.12.2]

6.3.1.6 발전회원의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 입찰 마감시간 이내에 정상적인 입찰이 이루어지지 못할 경우에는 입찰운영담당자 및 입찰시스템 운영담당자에게 별도의 방법으로 통지할 수 있다. <번호변경 2011.12.2>

6.3.2 복합화력발전기

6.3.2.1 복합화력발전기는 기상청의 시간대별 예보온도를 기준으로 공급가능용량을 산정하여 입찰하되, 발전계획신고기간 내 일부 또는 전체 시간 동안 시간대별 예보온도가 발표되지 않은 경우에는 해당 거래일에 예보된 최고, 최저온도를 기준으로 다음과 같이 입찰한다. (거래시간기준)

최저온도적용 : 01시～08시

평균온도적용 : 09시~11시

최고온도적용 : 12시～18시

평균온도적용 : 19시～24시

(평균온도는 최저/최고온도의 중간) <개정 2006.9.14., 2013.4.30>

6.3.2.2 복합화력발전기의 공급가능용량은 해당 발전기가 속한 행정구역에 대하여 기상청이 입찰마감시간에 가장 근접하여 발표한 거래일의 예보온도를 기준으로 산정한다. 단, 기상청이 입찰 당일 해당 발전기가 속한 지역에 대하여 예보온도를 발표하지 않은 경우에는 해당 발전기와 가장 인접한 지역에 대한 예보온도를 적용한다.[신설 2006.9.14.]

6.3.2.2의 1. 복합화력발전기가 6.3.6.5.3의 규정에 따라 기상청의 예보온도 갱신으로 변경입찰을 하는 경우, 변경된 공급가능용량은 입찰 마감시간 이전에 제출된 공급가능용량을 기준으로 온도변화로 인한 공급가능용량 변경만을 반영하여 산정하며, 예보온도의 변경 정보를 함께 제출해야 한다. [신설 2013.10.1.]

6.3.2.3 복합화력발전기의 최소발전용량은 운전형태별 총용량의 30%이상이어야 한다.<조문번호변경 2006.9.14>

6.3.3 양수계획입찰

6.3.3.1 전력시장에서 전력의 거래를 원하는 회원 중 양수발전기를 소유하고 있는 회원은 거래일 24시간에 대하여 양수발전기의 양수계획서(모사전송 입찰시는 별지 제32호서식)를 마감시간까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

<개정 2012.12.31>

6.3.3.2 양수발전기를 보유한 회원이 양수계획을 변경하고자 하는 경우에는 거래일 전일 16시까지 전력거래소에 제출하여야 하며, 16시 이후에는 설비의 중대고장이 발생하거나 시운전 양수발전기의 경우를 제외하고는 양수계획을 변경할 수 없다.<개정 2005.10.10>

6.3.3.3 양수발전기의 양수계획시 제약운전을 필요로 하는 경우에는 예상수요 범

위 내에서 제약운전 예상수요와 제약사유를 기재하여 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.3.3.4 양수발전기의 양수계획서 제출시 양수계획시간대의 당해 발전기의 공급가능용량은 “0”으로 한다.

6.3.3.5 양수발전기의 발전입찰량과 양수입찰량은 상호 연계하여 제출하여야 한다. 연간 허용편차율을 10% 이내로 유지하여야 하며, 양수발전기별 허용편차율은 연간 기준으로 아래 산식에 따라 산정한다. [신설 2016.12.30.]

· 양수발전기별 허용편차율 산식 : |(발전입찰량 - 펌핑입찰량×η_i)÷발전입찰량|

6.3.4 시운전전력 입찰

6.3.4.1 시운전발전기는 입찰서 제출시 공급가능용량과 제약운전으로 인한 공급가능용량을 기재하고 제약사유에 시운전이라는 것을 표시하여야 한다. 다만, 시운전발전기가 규칙 제14.3조 제8항에 해당될 경우 해당발전기는 시운전 제약을 해제하여야 한다.[신설 2003.9.18]<개정 2006.9.14, 2007.7.23>

6.3.4.2 시운전발전기의 기술적 특성자료는 비용평가위원회의 심사·결정 전까지 설계자료를 적용하며, 발전회원은 최초 시운전전력 입찰 7일전까지 서면으로 기술적 특성 설계자료를 제출하여야 한다.

6.3.4.3 시운전발전기를 보유한 회원은 월간 시운전발전계획을 별지 제34호서식에 의하여 거래월의 전월 20일까지 서면으로 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.3.4.4 시운전발전기를 보유한 회원은 주간 시운전발전계획을 별지 제35호서식에 의하여 거래주의 전주 목요일 16시까지 서면으로 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.3.4.5 시운전 전기저장장치의 입찰에 대한 사항은 시운전발전기의 시운전전력 입찰에 대한 규칙을 준용한다. [신설 2016.5.12.]

6.3.5 비중앙급전발전기 입찰<삭제 2005.10.10.>

6.3.6 중앙급전 구역전기발전기 입찰 [신설 2019.1.2.]

6.3.6.1 입찰은 거래일 24시간에 대하여 한다.

6.3.6.2 구역전기사업자의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 입찰 마감시간 이내에 정상적인 입찰이 이루어지지 못할 경우에는 입찰운영담당자 및 입찰시스템 운영담당자에게 별도의 방법으로 통지할 수 있다.

6.3.7 변경 입찰 <조문번호 변경 2019.1.2.>

6.3.7.1 변경입찰은 전력거래소에서 별도로 승인하지 않는 한 전력거래입찰시스템을 우선 이용하여야 한다.

6.3.7.2 마감시간이후 입찰자료의 변경

발전회원은 마감시간이 지난 경우에도 발전기의 공급가능용량 및 기술적

특성을 변경하여 해당 거래시간 이전에 전력거래입찰시스템의 입찰홈페이지를 이용하여 제출할 수 있으며, 전력거래시스템의 고장등으로 이용 불가시에는 회원 대표자의 서명이 기입된 변경된 입찰자료(별지 제33호서식)를 모사전송 방법으로 전력거래소로 제출하고, 모사전송 방법도 이용 불가시에는 전화를 이용할 수 있다. 다만, 예측할 수 없는 발전기의 고장 등 부득이한 사유가 있는 경우에는 사유가 발생한 때로부터 2시간 이내에 변경된 입찰서를 제출하여야 한다.

6.3.7.3 발전기 기술적 특성의 변경

발전기 기술적 특성자료는 전력거래소에 제출하여 비용평가위원회의 승인을 받아야 하며, 특별한 사유가 없는 한 제출된 자료의 변경은 불가하고, 입찰자료 변경시 그 사유를 간략하게 기술하고 전력거래소의 요구가 있는 때에는 요구가 있은 날로부터 7일이내에 기술적 특성변경에 관한 증빙서류를 제출하여야 한다. <개정 2019.5.31.>

6.3.7.4 전력거래소는 거래일 전일 16시까지 입찰한 자료를 반영하여 운영발전계획을 수립할 수 있다.

6.3.7.5 발전회원이 변경입찰을 해야 하는 경우를 예시하면 아래와 같다.

6.3.7.5.1 발전기 특성변경

보일러, 터빈 또는 발전소 보조기기 고장 등의 사유로 발전기의 기술적인 특성(출력증가/감소율, 최대/최소 발전용량 등)이 변경되었을 경우.

6.3.7.5.2 발전기 시험 및 고장

발전기 시험, 발전기 설비 고장 등의 사정으로 공급가능용량이 변경되었을 경우<개정 2013.4.30.>

6.3.7.5.3 기상청 예보온도 변경

복합화력발전기에 한해, 기상청 예보온도 변경으로 발전기의 공급가능용량이 변경되었을 경우[신설 2013.4.30.]

6.3.7.6 입찰시스템운영담당자는 6.3.6에 의하여 변경된 입찰자료를 제출받는 즉시 중앙전력관제센터의 계통운영담당자와 운영발전계획담당자에게 전력거래시스템의 근거리통신망 또는 기타의 방법으로 전송하여야 한다.

6.3.7.7 입찰시스템운영담당자는 6.3.6에 의하여 변경된 입찰자료 사본을 가격결정발전계획담당자에게 전달하여 다음 거래일에 입찰자료를 제출받지 아니한 경우에도 발전기의 공급가능용량이 적용될 수 있도록 하여야 한다.

6.3.8 전력부하감축입찰 [신설 2014.11.3.] <조문번호 변경 2019.1.2.>

6.3.8.1 입찰시 시간대별 감축가능용량(MWh)은 수요관리사업자가 수요반응자원의 전력부하감축거래량 평가 방식에 따라 산출한 값을 기준으로 제출하며, 송전손실계수 등을 고려하지 아니한다.

6.3.8.1.1 제주지역의 수요반응참여고객을 포함하는 수요반응자원의 경우 제주지역의 수요반응참여고객의 전력부하감축량은 제외하여 시간대별 감축가능용량(MWh)을 입찰해야 한다.

6.3.8.2 수요관리사업자가 입찰하는 수요반응자원의 감축가격은 월별 수요반응자원 순편익가격 이상이어야 한다.

6.3.8.3 구간별 감축가능용량 및 감축가격이 증가하도록 입찰하여야 한다.

6.3.8.4 수요회원의 사유가 아닌 불가항력적인 사유로 인하여 입찰 마감시간 이내에 정상적인 입찰이 이루어지지 못할 경우에는 입찰운영담당자 및 입찰시스템운영담당자에게 별도의 방법으로 통지할 수 있다.

6.3.8.5 수요회원은 6.3.7.4의 경우를 제외하고 변경 입찰을 할 수 없다.

6.3.8.6 수요관리사업자는 거래일이 수요반응참여고객의 사창립기념일, 노조창립기념일 등 자체휴무일에 해당하는 경우에는 해당 수요반응참여고객을 수요반응자원으로 활용할 수 없다. [신설 2018.12.12.] <조문번호 변경 2019.1.2.>

6.3.9 전기저장장치 충전계획입찰 [신설 2016.5.12.]

6.3.9.1 전기저장장치의 충전계획 입찰에 관련한 사항은 6.3.3.1 내지 6.3.3.4의 양수계획 입찰에 관한 규정을 준용한다.

7.0 입찰서의 내용(중앙급전 구역전기발전기 제외) <개정 2019.1.2.>

7.1 입찰서가 유효한 거래일 날짜 <개정 2014.11.3.>

발전 및 전력부하감축에 대한 계획신고기간중 전력시장에서 전력이 거래되는 거래시간이 01시에서 시작하여 거래시간 24시에 종료하는 기간의 1일을 말한다.

7.2 발전회사

전력거래를 위하여 전력거래소에 등록된 회사를 말한다.

7.2.1 수요관리사업자

수요반응자원을 통한 전력거래를 하기 위하여 전력거래소에 등록된 회사를 말한다.

7.3 발전기명

전력거래를 위하여 전력거래소에 등록된 발전기명을 말한다.

7.3.1 수요반응자원명

전력거래를 위하여 전력거래소에 등록된 수요반응자원명을 말한다.

7.4 식별번호

본 별표 5.7조 참조

7.5 기동 소요시간(단위 : 분)

발전기별 열간(HOT)기동 운전실적을 기준으로 한 기동 소요시간을 말한다.

7.6 최대 발전용량(단위 : MW)<개정 2002.9.11>

7.6.1 복합화력발전기의 경우 분기별 대표온도로 해당자료를 제출한다.<개정 2011.6.30>

7.6.2 복합화력발전기의 분기별 대표온도 설정은 아래와 같다.<개정 2011.6.30>

구 분	1/4	2/4	3/4	4/4
적 용 월	1, 2, 3	4, 5, 6	7, 8, 9	10, 11, 12
대표온도	-20℃	0℃	10℃	-20℃

7.6.3 최대감축용량(단위 : MW) [신설 2014.11.3.]

수요반응자원의 최대 감축용량은 입찰서의 마지막 구간의 감축가능용량으로 처리한다.

7.7 최소 발전용량(단위 : MW)

복합화력발전기의 최소발전용량은 운전형태별(GT 또는 CC) 총 용량의 30%이상이어야 한다.

7.7.1 최소감축용량(단위 : MW) [신설 2014.11.3.]

수요반응자원의 최소감축용량은 입찰서의 첫 구간의 감축가능용량으로 처리한다.

7.8 최소 정지시간(단위 : Hr)

발전기가 계통분리 이후 연결될 수 있기까지의 최소시간 간격으로서, 이 시간 내에는 계통에 연결될 수 없는 것을 말한다.

7.8.1 최소 감축지속시간(단위 : Hr) [신설 2014.11.3.]

수요반응자원이 전력부하감축을 시작하여 중지할 수 있기까지의 최소시간 간격으로서, 이 시간 내에는 전력부하감축을 중지 할 수 없는 것을 말한다.

7.9 공급가능용량(단위 : MWh)

중앙급전발전기를 보유한 회원이 입찰을 통해 거래시간별로 출력증가/감소율을 고려한 공급가능한 용량을 말한다.

7.9.1 수력 및 양수발전기의 발전입찰의 경우 공급가능용량(Ait)에 운전가능한 시간대별 최대용량을, 연료량(OFCAit)에 시간대별 발전계획량(EGWi,t)을 입력하여야 한다.[신설 2006.12.26.]

7.9.2 감축가능용량(단위 : MWh) [신설 2014.11.3.]

수요반응자원을 보유한 회원이 입찰을 통해 거래시간별로 전력부하를 감축할 수 있는 용량을 말한다.

7.10 연료량(단위 : MWh)

발전기가 거래시간별로 사용가능한 연료량을 발전량으로 환산하여 입력하여야 하며, 연료량은 공급가능용량을 초과하지 못한다.[신설 2006.12.26]

7.11 제약운전<조문번호이동 2006.12.26>

7.11.1 제약운전은 발전기가 기술적 제약 및 대기오염물질 저감 등 특수한 상황으로 인하여 출력을 제한하여 운전하는 것을 말하며, 제약유형에 따라 하한제약, 상한제약, 고정출력으로 구분한다. <개정 2006.12.26., 2017.5.30.>

7.11.2 제약운전으로 운전시 제약유형별로 열공급, 연료의무사용, 시운전, 성능시험, 자체시험, 대기오염물질 저감 등의 제약사유와 제약운전으로 공급가능한 용량을 기재한다. <개정 2006.12.26., 2017.5.30.>

7.11.3 제약운전으로 입찰한 용량은 공급가능용량을 초과하지 못한다. [신설 2006.12.26]

7.11.4 하한제약은 7.10의 연료량을 초과하지 못한다. [신설 2006.12.26]

7.11.5 고정출력 및 상한제약은 연료량, 제약량, 공급가능용량과 동일해야 한다. [신설 2006.12.26.] <개정 2017.5.30.>

7.11.6 제약코드는 제약운전을 식별하기 위한 번호로서, 제약유형과 제약사유를 나타내는 번호를 조합하여 2자리 숫자로 표시한다. <개정 2009.12.31., 2014.11.3., 2017.5.30>

- 첫째자리 : 1 하한제약, 2 고정출력, 3 상한제약
- 둘째자리 : 0 제약해제, 1 열공급, 2 연료의무사용, 3 시운전, 4 성능시험, 5 자체시험, 6 기타, 7 전력산업기반기금지원대상발전기 열공급, 8 석탄화력 계획예방정비 계통분리시 석탄저장조 잔여탄 소진, 9 대기오염물질 저감

7.12 자체기동서비스 가능여부 [신설 2014.11.3.]

7.12.1 자체기동발전기는 매 시간 자체기동서비스 가능여부를 자체기동서비스 플래그에 입찰한다.

7.12.2 자체기동서비스 플래그는 1자리 숫자로 다음과 같다.

- 1: 가능, 0: 불가능

8.0 입찰서의 내용(중앙급전 구역전기발전기) [신설 2019.1.2.]

8.1 입찰서가 유효한 거래일 날짜

발전에 대한 계획신고기간중 전력시장에서 전력이 거래되는 거래시간이

01시에서 시작하여 거래시간 24시에 종료하는 기간의 1일을 말한다.

8.2 구역전기사업자명

전력거래를 위하여 전력거래소에 등록된 회사를 말한다.

8.3 발전기명

전력거래를 위하여 전력거래소에 등록된 중앙급전 구역전기발전기명을 말한다.

8.4 식별번호

본 별표 5.7조 참조

8.5 시간대별 발전가능용량(단위 : MWh)

중앙급전 구역전기발전기의 발전량 계량점(주변압기 2차측) 기준 시간대별 발전가능용량을 말한다.

8.6 시간대별 공급구역 예상 전력수요(단위 : MWh)

중앙급전 구역전기발전기의 송전단을 기준으로한 공급구역의 시간대별 예상 전력수요를 말한다.

8.7 공급소요시간(단위 : Hr)

급전지시 이후 구역수요 초과 공급가능용량을 전력계통에 공급하는데 필요한 시간을 말한다.

9.0 입찰시 유의사항 <조문번호 변경 2019.1.2.>

9.1 입력 자리수

9.1.1 최대발전(감축)용량, 최소발전(감축)용량, 공급(감축)가능용량, 제약운전 공급가능용량, 재선언공급가능용량, 양수 예상수요는 정수(소수점 이하 첫째 자리에서 반올림한다)로 입찰하여야 한다. <개정 2014.11.3.>

9.1.2 출력증가율, 출력감소율은 소수점 이하 1자리까지 입찰하여야 한다.

9.2 입찰의 무효

입찰서에 기재된 입찰내용 중 전부 또는 일부가 누락이 된 경우에는 입찰하지 않은 것으로 처리한다.

9.3 입찰자료를 제출받지 아니한 경우의 처리절차

발전기에 대한 입찰자료를 제출받지 아니한 경우에는 그 발전기에 대한 입찰은 다음의 방식에 의하여 이루어진 것으로 처리한다.

9.3.1 발전기의 발전가능용량은 가장 최근에 제출한 전일의 유효한 입찰자료의 같은 시간대 값을 적용한다.<개정 2012.12.31>

9.3.2 입찰시스템운영담당자는 입찰자료를 제출받지 아니한 발전기에 대하여 가장 최근에 제출한 전일의 유효한 입찰자료의 같은 시간대의 입찰값을 거래일 입찰자료 전송시에 가격결정발전계획담당자 또는 가격결정발전계획시스템에 전달하여야 한다.<개정 2012.12.31>

9.3.3 발전기의 기술적 특성은 거래일 이전 가장 최근에 비용평가위원회에서 심사하여 결정된 자료의 값을 적용한다.

9.4 동일한 발전기 및 동일한 수요반응자원에 대하여 2 이상의 입찰서가 제출되는 경우에는 마감시간 이전에 제출된 입찰서중 마감시간으로부터 가장 가까운 시기에 제출된 입찰서가 가격결정발전계획 수립에 이용될 수 있도록 입찰운영담당자나 가격결정발전계획시스템에 전달되어야 한다. <개정 2014.11.3.>

9.5 동일한 시간에 제출된 입찰서가 모사전송 방식에 의해 접수된 입찰내용과 입찰 홈페이지에 입력된 입찰내용이 상이할 경우에는 입찰 홈페이지에 의해 입력된 내용을 우선 적용한다.

9.6 열공급제약, 연료제약으로 입찰한 발전기는 전력거래소가 요구시 요구일로부터 7일 이내에 제약운전증빙서류를 서면으로 전력거래소에 제출하여야 하며, 기타 제약운전은 입찰일로부터 5일 이내에 제약운전증빙서류를 서면으로 전력거래소로 제출하여야 한다.

9.7 입찰자료의 검토

9.7.1 전력거래소 입찰운영담당자는 입찰자료의 적정성에 대하여 검토하여야 하며, 부적정한 입찰자료는 적정한 자료로 조정하여 가격결정발전계획, 운영발전계획 및 정산에 사용토록 조치하여야 한다. 다만, 마감시간이후 입찰변경에 대한 적정성 검토는 계통운영담당자가 한다.

9.7.2 입찰운영담당자는 입찰자료 조정전에 해당 회원의 입찰이 잘못되었음을 유선으로 통보하여야 하며, 이 경우 입찰자는 조정된 내용으로 변경입찰하여야 한다.

9.7.3 발전기 기술적 특성자료의 적정성 검토

9.7.3.1 비용평가위원회에서 결정한 발전기 기술적 특성자료와 입찰자료가 일치하는지 검토

9.7.3.2 검토 대상 자료

기동소요시간, 최대발전용량, 최소발전용량, 출력증가율, 출력감소율, 최소

운전시간, 최소정지시간

9.7.4 공급가능용량이 최대발전용량과 최소발전용량 범위내에 있는지 여부와 출력증가/감소율을 위반하지 않았나 확인

9.7.4.1 공급가능용량이 최대발전용량을 초과하였을 때 공급가능용량은 최대발전용량으로 수정한다.

9.7.4.2 출력 증(감)발율 위반은 공급가능용량에서 해당시간 1시간이전 공급가능용량을 뺀 값의 절대값이 증(감)발율에 60을 곱한 값보다 큰지의 여부로 확인한다.

9.7.5 발전기 기술적 특성자료 변경시 사유서 제출확인

9.7.6 미자격 발전기의 입찰참여 확인

계획예방정지, 고장정지 등 발전회원의 사유로 정지중인 발전기가 입찰에 참여하였는가 확인

9.7.6.1 미자격 수요반응자원의 입찰참여 확인 [신설 2014.11.3.]

규칙 제12.4.2.6조 및 제12.4.3.2조 규정에 따라 입찰이 제한된 수요반응자원이 입찰에 참여하였는가 확인

9.7.7 입찰자료가 RSC에 정확하게 전달되었나 확인

9.7.7.1 bidayyyymmdd.dat(가용능력 파일명), bidgyyyymmdd.dat(매개변수 파일명), bidryyyymmdd.dat (재가용능력 파일명)가 RSC에 정확하게 전달되었나 확인한다.

9.7.7.2 상기 파일 중 bidayyyymmdd.dat(가용능력 파일명), bidgyyyymmdd.dat (매개변수 파일명) 파일은 반드시 있어야 하며 해당파일이 하나도 없을 경우에는 시스템운영담당자에게 확인하여야 한다.

9.7.8 수요반응자원 입찰자료의 적정성 검토 [신설 2014.11.3.]

9.7.8.1 수요관리사업자가 입찰한 감축가격이 전력거래소에서 공개한 월별 수요반응자원 순편익가격이상인지 여부

9.7.8.2 입찰구간에 따라 감축가능용량과 감축가격이 증가하는지 여부

9.7.8.3 거래시간별 감축가능용량과 최소 감축지속시간의 적정성 여부

10.0 입찰 공급가능용량과 발전기 기술적 특성의 허위신고 <조문번호 변경 2019.1.2.>

10.1 발전회원은 공급가능용량이나 기술적 특성을 허위로 작성하여 입찰하여서는 아니된다.

10.2 발전계획에 있어서 문제가 되는 사항은 입찰일전 가장 최근에 비용평가위원회에서 결정한 자료를 따른다.

11.0 입찰자료의 보존, 활용, 폐기 <조문번호 변경 2019.1.2.>

11.1 기록관리

전력거래소는 본 별표 6.0의 규정에 의하여 각 발전회원과 수요회원이 입찰한 내용 및 시각을 기록하여 관리하여야 한다. <개정 2014.11.3.>

11.2 입찰시스템의 운영 및 점검

입찰시스템의 운영 및 점검은 입찰시스템 운영메뉴얼에 따른다.

11.3 전력거래소는 회원들의 입찰자료를 10년 동안 보존, 활용 후 폐기하여야 하며, 매년 1회 이상 보존기간의 적정여부를 검토하고 정세의 변화로 보존기간을 연장하거나 또는 단축하여야 할 필요가 있는 경우에는 보존기간의 변경절차를 취하여야 한다.

11.4 시스템관리부서는 입찰자료를 보존·관리함에 있어 멸실, 분실, 도난, 유출, 변조 또는 훼손되지 아니하도록 필요한 안전장치를 하여야 한다.

12.0 부칙 <조문번호 변경 2019.1.2.>

12.1 본 별표는 산업통상자원부가 규칙을 승인하여 전력거래 입찰이 실시되는 날의 0시부터 적용한다.

12.2 휴일 예약입찰

12.2.1 6.3.1.1규정에도 불구하고 전력거래 입찰에 대하여 별도의 합의가 있을 때까지 거래일이 휴일인 경우에는 예약입찰을 시행한다. <개정 2017.12.29.>

12.2.1.1 휴일이 1일인 경우에는 거래일 이전 최종근무일의 마감시간 이전에 거래일과 거래일 다음날에 대하여 예약입찰을 시행하여야 한다.

12.2.1.2 휴일이 2일인 경우에는 거래일 이전 최종근무일의 마감시간 이전에 거래일과 거래일 다음날 2일분에 대하여 예약입찰을 시행하여야 한다.

12.2.1.3 휴일이 3일 이상인 경우에는 휴일시작 2일전 최종근무일의 마감시간 이전에 휴일시작 1일전 거래일과 휴일 2일분에 대하여 예약입찰을 시행하여야

하며, 휴일시작 1일전에 전일에 입찰한 휴일날을 제외한 나머지 휴일분과 마지막 휴일 다음날에 대하여 예약입찰을 시행하여야 한다. 단, 가격결정 발전계획 및 운영발전계획 수립에 지장이 있는 경우에는 거래소가 합리적으로 예약입찰 일정을 조정할 수 있다. <개정 2017.12.29.>

12.2.1.4 양수발전기의 양수계획 변경입찰은 6.3.3.2의 규정에도 불구하고 거래일이 1일 추가될 때마다 변경입찰시간을 16시까지에서 1시간씩 연장할 수 있다.

12.2.1.5 11.2.1.1 및 11.2.1.2, 11.2.1.3에서 결정된 예약입찰 일정은 당해연도 개시 전까지 회원사에 공지하여야 한다. [신설 2017.12.29.]

12.2.2 11.2.1의 규정에 의한 휴일이라 함은 "관공서의 공휴일에 관한 규정"에서 규정한 공휴일, 토요일, 근로자의 날(5월 1일), 전력거래소 창립기념일, 전력거래소 노조창립기념일을 말한다.<개정 2004.7.9>

12.3 마감시간이후 변경입찰 유예<삭제 2005.10.10>

[별표 5]

전력수요 예측 절차

1.0 목 적

규칙 제2.3.6조의 규정에 의거 전력수요 예측방법 및 절차를 정하여 효율적인 전력수요 예측업무 수행에 이바지함을 목적으로 한다.

2.0 적용범위

본 별표는 가격결정발전계획, 운영발전계획 수립을 위한 전력계통 수요예측 업무에 적용한다.

3.0 책 임

3.1 전력거래소 주관부서장은 본 별표에 따라 전력계통 수요예측을 공정하고 투명하게 수행될 수 있도록 관리한다.

3.2 전력거래소 전력수요예측담당자는 정확하고 공정한 수요예측이 되도록 최대한 노력해야 한다.

4.0 참고자료

4.1 단기수요예측 프로그램 사용자설명서<개정 2006.1.26>

4.2 별표4 입찰운영절차

5.0 용어의 정의

5.1 일·주간 전력수요예측시스템

전력거래소에서 개발한 단기수요예측 프로그램으로 일·주간의 수요를 예측하는 시스템을 말한다.<개정 2006.1.26, 개정 2011.12.2>

5.2 전력수요

육지 및 제주지역 전력계통의 지역별 전력수요를 말한다. <개정 2009.12.31>

5.2.1 발전단 전력수요

발전기 출력단자에서 측정한 전력수요 합계를 말한다.

5.2.2 송전단 전력수요

발전기 주변압기 고압측과 송전설비와의 계량점에서 계량한 전력수요 합계를 말한다.

5.3 최대부하

전력수요중 1시간평균 최대값으로 기간에 따라 연간, 월간, 주간, 일간 최대부하로 구분한다.

5.4 평균전력

전력수요중 일정기간의 평균값을 평균전력으로 표시하며, 기간에 따라 연간, 월간, 주간, 일간 평균전력으로 구분한다.

5.5 평상일

법정공휴일 및 임시공휴일을 제외한 모든 날을 말한다.

5.6 특수일기간 <개정 2011.12.2>

법정 공휴일 및 임시공휴일을 특수일이라 하며, 이 특수일을 포함하고 특수일 전・후 1일을 특수일기간이라 말한다.

5.7 특수경부하기간 <개정 2011.12.2>

설 또는 추석 전, 후 7일간과 하계휴가집중기간을 말한다. 단. 연휴 시작일 전일과 연휴 마지막 다음날이 토요일 또는 휴일인 경우 그 기간을 포함하여 특수경부하기간으로 본다.

5.8 상대계수 <삭제 2011.12.2>

5.9 평활화법(종합분석법) <삭제 2011.12.2>

5.10 전문가법(지식기반) <삭제 2011.12.2>

5.11 경향분석법(증감분석법 <삭제 2011.12.2>

5.12 중회귀법(기상분석법) <삭제 2011.12.2>

5.13 신경망법 <삭제 2011.12.2>

5.14 주관부서

가격결정발전계획 및 운영발전계획 수립용 일・주간 전력수요 예측업무를 주관하는 전력거래소 중앙전력관제센터를 말한다.<개정 2012.5.31>

6.0 적용지침

해당 없음.

7.0 절 차

7.1 일간 전력수요예측 절차

7.1.1 수요예측기준

7.1.1.1 전력수요예측은 수요예측시스템을 이용하고, 수요예측담당자는 시스템의 예측기법을 선택 적용하여 가격결정발전계획용 수요를 예측한다. 단, 운영발전계획용 수요예측은 기상, 사회적 요인 등을 고려하여 보정할 수 있

다. <개정 2011.12.2>

7.1.1.2 가격결정발전계획용 전력수요예측은 발전기의 송전단기준으로 하며, 운영발전계획용 수요예측은 발전단으로 예측한다. <개정 2011.12.2>

7.1.1.3 전력수요예측은 거래일의 24시간대와 거래전일 6시간대(19～24시), 거래다음날 4시간대(01～04시) 등 총 34시간에 대하여 시간대별로 예측한다.

7.1.1.4 제주도를 제외한 도서지역(육지 전력계통과 연계가 되지 않은 단독계통)의 전력수요는 고려하지 않는다.

7.1.1.5 전력수요예측은 수요반응자원의 발전계획에 따른 감축계획량과 실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청량을 반영하여 예측한다. [신설 2014.11.3.]

7.1.2 자료입력

7.1.2.1 수요예측담당자는 수요예측시스템의 자료관리 데이터베이스(DB)에 아래의 자료를 입력한다. <개정 2006.1.26, 개정 2011.12.2>

1. 전일 시간대별 발전전력량(수요실적)
2. 전국 8대도시 최고, 최저 기온 및 조업률 현황
3. 제주 4개지역 최고, 최저 기온

단, 수요예측시스템 개선완료시까지는 전국 5대도시 최고, 최저 기온반영

4. 전일 시간대별 수요반응자원의 발전계획의 감축계획량 및 수요감축요청량 [신설 2014.11.3.]

7.1.2.2 일간수요예측시 적용하는 과거 실적 데이터는 수요예측시스템의 데이터베이스(DB) 자료를 사용하되 과거의 실적자료에서 양수전력을 제외한 실적을 사용한다.<개정 2006.1.26, 개정 2011.12.2>

7.1.3 일간수요예측

7.1.3.1 수요예측담당자는 수요예측시스템의 일간수요예측 기능과 수요예측 기법을 적용하여 34시간 수요를 예측한다.<개정 2006.1.26, 개정 2011.12.2>

7.1.3.2 평상일의 수요예측은 최근 실적을 활용하여 수요예측 프로그램으로 예측한다. <개정 2011.12.2>

7.1.3.3 특수일의 수요예측은 예년 해당일 실적치의 평일대비 수요 저감율 및 수요경향을 분석한 후 전년대비 부하증가율과 최근 휴일의 평일대비 수요 저감율을 반영하여 예측한다.

7.1.3.4 특수경부하기간의 수요예측은 예년 같은 기간 실적치의 일자별 평일대비 수요 저감율 및 수요경향을 분석하여 전년대비 수요 증가율과 최근 휴일의 평일대비 수요 저감율을 반영하여 예측한다.

7.1.4 수요예측 결과 검토 및 통지

7.1.4.1 수요예측담당자는 가격결정발전계획 담당자에게 확정된 거래일의 34시간대 수요예측 자료를 통지한다.

7.1.4.3 수요예측담당자는 해당 거래일의 시간대별 수요예측 자료를 회원에게 거래일 전일 15시까지 통지한다.

7.2 주간 전력수요예측 절차

7.2.1 주간 수요예측은 일간 전력수요예측 절차를 준용하되 수요예측시스템을 이용하여 1주간의 일별 최대부하를 예측한다. <개정 2011.12.2>

7.2.2 주간수요예측

7.2.2.1 주간 수요예측담당자는 수요예측시스템의 주간수요예측 기능과 수요예측 기법을 적용하여 1주간의 일별 최대부하를 예측한다. <개정 2011.12.2>

7.2.2.2 주간 수요예측은 최근 수요실적을 분석한 후 유사한 주간수요 2~5개 정도의 수요경향을 반영하여 예측한다.

7.2.2.3 특수경부하기간의 수요예측은 예년 해당기간 실적치의 평일대비 수요 저감율 및 수요경향을 분석한 후 전년대비 부하증가율과 최근 휴일의 평일대비 수요저감율을 반영하여 예측한다.

7.2.3 수요예측 결과 검토 및 자료활용

7.2.3.1 수요예측담당자는 수요예측 결과에 대하여 월간 수요예측치와 비교 검토 후 확정한다.

7.2.3.2 주간 수요예측 자료는 주간 전력수급전망 자료로 활용한다.

7.2.3.3 예측결과에 대한 자료공개 범위와 방법은 제8.2.3.7조의 규정에 따른다.

7.3 부칙

7.3.1 회원간의 별도 합의가 있을 때까지 거래일 전일이 휴일인 경우 휴일 전일에 일간 전력수요를 예측하여야 한다. 만약 휴일 전일도 휴일(연휴)인 경우는 휴일이 처음 시작하는 날의 1일전에 일간 전력수요를 예측한다. [신설 2017.12.29.]

7.3.2 휴일이 3일 이상인 경우에는 '별표4. 입찰운영절차' 11.2.1.3의 규정에 의한 예약입찰 일정에 따라 일간 전력수요를 예측한다. [신설 2017.12.29.]

[별표 6]

가격결정발전계획 수립 절차

1.0 목적

규칙 제2.4.1조 제2항의 규정에 의거 공정하고 투명한 가격결정발전계획을 수립하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 가격결정발전계획 수립

3.0 책임

3.1 전력거래소이사장

본 별표에 의해 가격결정발전계획 수립이 공정하고 투명하게 수행될 수 있도록 관리한다.

3.2 가격결정발전계획담당자

가격결정발전계획을 절차에 따라 공정하게 수립한다.

3.3 회원

가격결정발전계획 수립이 효율적으로 수행할 수 있도록 전력거래소의 자료요청에 최대한 협조하여야 한다.

4.0 참고자료

4.1 발전계획시스템(RSC) 사용설명서

4.2 RSC 입출력 프로그램 사용설명서

4.3 별표 4 입찰운영절차

4.4 별표 5 전력계통수요예측절차

5.0 용어의 정의

5.1 발전계획시스템(이하 "RSC"라 한다)

가격결정발전계획 및 운용발전계획을 수립하는데 사용하기 위하여 AREVA T&D사로 부터 도입한 프로그램을 말한다.<개정 2009.12.31>

5.2 RSC 입출력프로그램(이하 "RSCT"라 한다)

RSC에 필요한 입력데이터 형태로 자료를 변환하고 또한 사용자가 편리하게 사용할 수 있도록 RSC의 출력물을 변환하는 프로그램이다.

5.3 가격결정발전계획담당자

입찰자료, 발전비용 및 기술적 특성자료, 예측수요 자료를 이용하여 해당 거래일의 각 발전기의 시간대별 발전량을 계산하는 직원을 말한다.

5.4 계통한계가격결정담당자

가격결정발전계획담당자가 제출한 가격결정발전계획 수립 결과 및 계통한계가격계산프로그램을 사용하여 계통한계가격을 결정하는 직원을 말한다.

5.5 수요예측담당자

가격결정발전계획 및 운용발전계획 수립을 위하여 수요예측을 담당하는 직원을 말한다.

6.0 절 차

6.1 자료취득

6.1.1 발전비용 및 기술적 특성자료 취득

가격결정발전계획담당자는 비용평가위원회가 가장 최근에 심의·의결한 아래 각호의 자료를 제공받아 사용한다. 만약, 비용평가위원회에서 가장 최근에 심의·의결한 자료를 제공받지 못하는 경우에는 직전 자료를 계속 사용한다.

① 연료의 발열량 및 열량단가

② 발전기 출력과 열소비열량의 관계를 표시하는 계수 및 상수 (열소비상수(NLHCi), 1차 열소비계수(LHCi), 2차 열소비계수(QHCi)) 다만, 규칙 제14.10조의 적용을 받는 열병합발전기의 열소비상수는 (NLHCi) 본 별표 제6.1.1.1항을 적용한다.<개정 2009.12.31>

③ 기동비용(SUCi) : Hot, Warm, Cold 다만, 규칙 제14.10조의 적용을 받는 열병합발전기의 기동비용은 (SUCi) 본 별표 제6.1.1.1항을 적용한다.<개정 2009.12.31>

④ 최대 발전용량(MGCi) 및 최소 발전용량(MGi)

⑤ 출력증가율(RURi) 및 출력감소율(RDRi)

⑥ 최소 운전시간(MUTi) 및 최소 정지시간(MDTi)

6.1.1.1 규칙 제14.10조의 적용을 받는 열병합발전기의 비용자료[신설 2009.12.31]

초기입찰의 MEGWi,t > 0이고, 제약사유코드가 7인 열병합발전기의 시간대의 비용 중 기동비용과 열소비상수를 아래와 같이 적용한다.

① 열소비상수(NLHCi) : 0

② 기동비용(SUCi) : 0

단, 발전사업자가 초기 요구한 발전량(MEGWi,t)을 초과하는 잔여 공급 가능용량에 대해서는 열소비상수를 반영한다.

6.1.2 입찰자료 취득

가격결정발전계획담당자는 발전사업자, 수요관리사업자 또는 입찰운영자로부터 제공받은 아래의 각호의 파일을 사용한다. <개정 2014.11.3.>

① 가용능력 파일<개정 2003.9.18., 2014.11.3.>

다만, 시운전발전량은 제외하되, 규칙 제14.3조 제8항의 발전출력지시가 예정되어 있는 시간대에는 시운전전력량을 제외하지 않는다.<개정 2006.9.14, 2007.7.23, 2012.5.31>

② 매개변수 파일 <개정 2014.11.3.>

③ 규칙 제2.3.2조 제1항 제8호에 의해 제출한 제약운전에 따른 발전계획량 파일[신설 2009.12.31]

6.1.3 수요예측자료 취득

가격결정발전계획담당자는 수요예측담당자가 별표5의 규정에 따라 제출한 34시간대별 예측수요를 사용한다.

6.1.4 비중앙급전발전기 및 중앙급전 구역전기발전기의 가격결정발전계획 반영 및 자료 적용은 아래와 같다. <개정 2019.1.2.>

6.1.4.1 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 및 중앙급전 구역전기발전기의 가격결정발전계획 수립에 반영원칙 <개정 2016.5.12., 2019.1.2.>

① 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 및 중앙급전 구역전기발전기들을 가격발전계획에 반영하기 위해 지역별로 한 개의 발전기(이하 "비중앙급전대표발전기"라 한다)를 만든다. <개정 2009.12.31., 2016.5.12., 2019.1.2.>

② 비중앙급전대표발전기의 비용 및 기술적특성 자료는 본 별표 제6.1.4.2항과 제6.1.4.3항을 각각 사용한다.

③ 비중앙급전대표발전기의 가용능력은 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치의 최근 7일간, 같은 거래시간대의 전력거래량을 시간대별로 평균한 값으로 한다. 이때 전기저장장치의 전력거래량은 거래시간대별 방전량으로 본다. <개정 2005.10.10., 2012.12.31., 2016.5.12., 2017.12.29>

④ <삭제 2012.12.31>

⑤ 비중앙급전대표발전기는 고정출력(우선반영)으로 처리하여 발전계획을 수립한다.

6.1.4.2 비중앙급전발전기의 발전기의 비용자료

① 기동비용(SUC_i) : 0

② 열량단가(FC_i), 가격상수($NLOC_i$) 및 2차증분계수(QPC_i) : 0

③ 1차증분계수(LHC_i) : 0.86

6.1.4.3 비중앙급전발전기의 기술적특성자료

① 기동소요시간, 최소발전용량(MGi), 최소운전시간(MUTi) 및 최소정지시간(MDTi) : 0

② 최대발전용량(MGC_i), 출력증가율(RUR_i) 및 출력감소율(RDR_i) : 9999

6.1.4.4 수요반응자원의 기술적특성자료 [신설 2014.11.3.]

① 기동소요시간 : 0

② 출력증가율(RUR_i) 및 출력감소율(RDR_i) : 9999

6.1.5 지역별 송전제약량 한계값 적용 기준[신설 2009.12.31]

지역간 시간대별 송전제약량은 설비안정운전 및 계통안정운전을 고려한 운전가능 한계값을 적용한다.

6.2 발전계획 입력 자료 변환

가격결정발전계획담당자는 RSCT를 사용하여 제6.1항에서 취득한 자료를 RSC 입력파일 형태로 변환한다.

6.3 가격결정발전계획 수립

6.3.1 가격결정발전계획을 수립하기 위해 발전계획시스템(RSC) 및 제6.2항에서 변환된 자료를 사용하며 34시간 발전계획을 거래일 전일 15시까지 수립한다.

6.3.1.1 가격결정발전계획 수립 시 발전기(수력발전기 및 양수발전기 제외)의 시간대별 발전력 배분은 발전기의 시간대별 공급가능용량(Ai,t)과 시간대별 연료량(OFCAi,t)을 고려하여야 한다. [신설 2010.12.28]<개정 2012.5.31., 2012.12.31., 2016.12.30.>

6.3.1.2 양수발전기는 시간대별 연료량(OFCAi,t)과 시간대별 양수계획량(POi,t)을 각각 합산하여 총 연료량과 총 양수계획량 내에서 전체 발전비용이 최소화되도록 시간대별 발전량과 양수동력량을 거래일 각 거래시간에 배분하되, 양수동력량은 총 양수계획량에서 아래표의 연도별 반영률을 고려한다. [신설 2010.12.28.] <번호신설(6.3.1.1에서 분리) 2016.12.30.>

연 도	시행년도	2차년도	3차년도 이후
반영률	50%	75%	100%

6.3.1.3 수력발전기는 시간대별 제약량을 만족하는 시간대별 연료량(OFCAi,t)

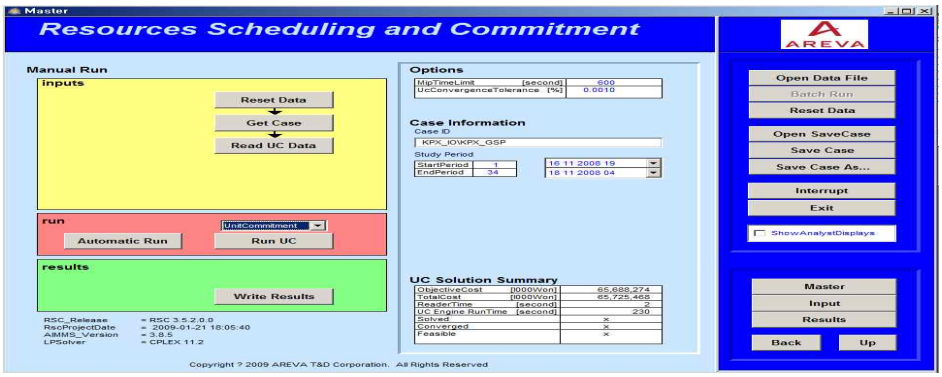
을 합산한 총 연료량 내에서 전체 발전비용이 최소화되도록 시간대별 발전량을 거래일 각 거래시간에 배분한다. [신설 2016.12.30.]

6.3.1.4 중앙급전전기저장장치의 시간대별 발전력 배분은 6.3.1.2의 양수발전기에 대한 규칙을 준용한다. [신설 2016.5.12.] <번호변경 및 개정 2016.12.30.>

6.3.2 옵션 지정치은 6.3.2.1과 같이 설정하고, 발전계획을 수립한다. 단, 6.3.2.2 경우는 발전계획을 재수립하여야 하며 그 방법은 제6.3.3항에 따른다.

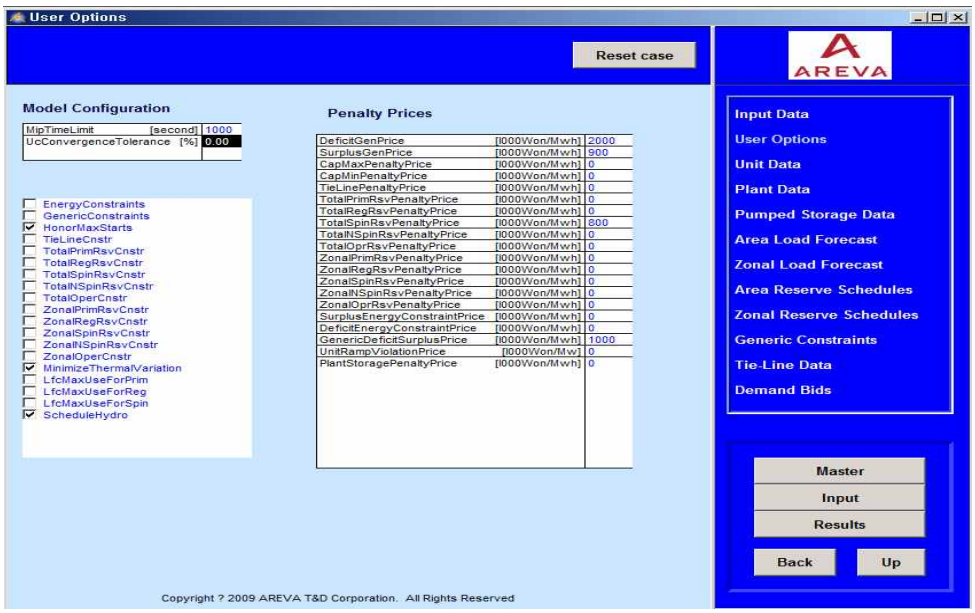
6.3.2.1 기준 Parameter

① 주화면 옵션 지정치<개정 2009.12.31>



② <삭제 2009.12.31>

③ Parameters 화면 옵션 지정치<개정 2009.12.31>



6.3.2.2 가격결정발전계획담당자는 시간대별 운전예비력을 산출하여 거래일 최대부하의 10%이상인지를 확인 하여야 한다.[신설 2009.12.31]

6.3.2.3 가격결정발전계획을 재수립하는 경우<조문변경 2009.12.31>

① 발전계획 수립결과가 제약조건과 전력수요를 만족하고 수립(Feasible Solution)되었을 경우라도 시간대별 운전예비력이 거래일 최대부하의 10%이상인 경우

② 발전계획이 수립되지 못할(Infeasible Solution) 경우.

6.3.3 가격결정발전계획 재수립

6.3.3.1 제6.3.2.2항의 ①의 경우 가격결정발전계획 재수립 절차

6.3.3.1.1 반복수행 중 Infeasible Solution에 제약조건을 위반한 사항들을 확인한다.

6.3.3.1.2 시간대별 운전예비력이 거래일의 최대부하의 10%미만이 될 때까지 아래의 순서대로 발전계획을 수립한다. 만약, 아래와 같이 발전계획을 수립했음에도 불구하고 시간대별 운전예비력이 거래일의 최대부하의 10%이상인 경우는 아래의 발전계획의 결과와 제6.3.2항의 결과(Feasible Solution) 중 발전비용(RSC의 비용)이 작은 발전계획을 가결결정발전계획으로 사용한다.

① 처음 위반이 발생한 제약조건의 Penalty Price를 증가하여 발전계획 수립

② 두 번째 위반이 발생한 제약조건의 Penalty Price을 증가하여 발전계획을 수립

6.3.3.2 제6.3.2.2항의 ②의 경우 가격결정발전계획 재수립 절차

6.3.3.2.1 반복수행 중 Infeasible Solution에 제약조건을 위반한 사항들을 확인한다.

6.3.3.2.2 발전계획이 수립(Feasible Solution)될 때까지 아래의 순서대로 발전계획을 수립한다. 만약, 아래와 같이 발전계획을 수립했음에도 불구하고 발전계획이 수립되지 않은(Infeasible Solution) 경우 아래의 발전계획의 결과와 제6.3.2항의 결과(Infeasible Solution) 중 발전비용(RSC의 비용)이 작은 발전계획을 가결결정발전계획으로 사용한다.

① 제약조건 위반한 발전기의 입찰자료, 비용자료 및 기술적특성 자료 등을 검토하여 문제가 있는 경우 RSC에서 요구하는 자료로 변경하여 발전계획 수립. 단, 자료를 변경하는 경우에는 해당 발전사업자에 통보한다.

② 처음 위반이 발생한 제약조건의 Penalty Price를 증가하여 입력하

고 발전계획 수립

③ 두 번째 위반이 발생한 제약조건의 Penalty Price를 증가하여 입력하고 발전계획을 수립

6.4 발전계획 결과 자료 변환

가격결정발전계획담당자는 RSC 발전계획 결과를 RSCT를 사용하여 아래와 같은 자료를 작성한다.

6.4.1 SMP 계산 프로그램 입력 자료

6.4.2 정산을 위한 가격결정발전계획 수립 결과 자료

6.5 자료 제출 및 통지

6.5.1 가격결정발전계획담당자는 제6.4.2항의 자료를 정산담당자에게 제출한다.

6.5.2 가격결정발전계획담당자는 제6.4.1항의 자료를 계통한계가격결정담당자에게 제출한다.

6.6 가격결정발전계획 관련 자료의 보존, 활용, 폐기

6.6.1 전력거래소는 가격결정발전계획 수립 자료를 10년 동안 보존하여야 하며 보존형태는 파일의 형태로 보관한다. 단, 분쟁이 발생한 경우에는 분쟁관련 자료는 분쟁이 해결될 때까지 보관하여야 한다.

6.6.2 가격결정발전계획 수립 담당 부서장은 자료가 멸실, 분실, 도난, 유출, 변조 또는 훼손되지 않도록 관리에 주의를 기울여야 한다.

6.7 부칙

6.7.1 회원간의 별도 합의가 있을 때까지 거래일 전일이 휴일인 경우 휴일 전일에 가격결정발전계획을 수립한다. 만약 휴일 전일도 휴일(연휴)인 경우는 휴일이 처음 시작하는 날의 1일전에 가격결정발전계획을 수립한다.

6.7.1.1 휴일이 3일 이상인 경우에는 '별표4. 입찰운영절차' 11.2.1.3의 규정에 의한 예약입찰 일정에 따라 가격결정발전계획을 수립한다. [신설 2017.12.29.]

6.7.2 가격결정발전계획 및 계통한계가격의 발표는 휴일 1일인 경우는 휴일 다음 날의 발표 분에 대해서는 16:00까지 발표하고, 휴일이 2일인 경우는 연휴 다음 날의 발표 분에 대해서는 17:00까지 발표한다. 즉, 예약입찰일 15시부터 한 시간씩 발표를 연장할 수 있다. <개정 2017.12.29.>

[별표 7]

계량설비의 설치기준 및 운영 절차

1.0 목 적

규칙 제4.1.1조의 규정에 의거 전기사업자 및 직접구매자가 설치하는 계량설비에 대한 설치기준 및 운영절차를 규정함으로써 공정하고 투명한 전력거래 질서 확립에 이바지함을 목적으로 한다.

2.0 적용범위

2.1 본 별표는 계량설비의 설치, 계량데이터의 취득 및 처리, 계량설비의 시험 및 검사 등에 필요한 절차와 전력거래소, 전기사업자 및 직접구매자의 의무사항과 권리 등에 대해 적용한다.

2.2 본 별표에서 취급하는 세부업무는 다음과 같다.

2.2.1 계량설비의 설치

2.2.2 계량데이터 취득 및 처리

2.2.3 계량설비의 시험 및 검사

2.2.4 계량등록부 작성 및 관리

2.2.5 계량설비의 보안

2.2.6 계량자료의 보관, 활용, 폐기

2.2.7 계량정보의 제공

3.0 책임

3.1 전력거래소는 계량 업무처리가 공정하고 투명하게 이루어질 수 있도록 본 별표의 수정, 편집 및 개정을 관리한다. 다만, 수정, 개정 편집을 하고자 하는 경우에는 전기사업자 및 직접구매자와 상호 협의한다.

3.2 전력거래소는 전력량계에서 전송된 계량데이터를 적기에 정산시스템으로 제공하여 전력거래가 원활히 이루어질 수 있도록 하여야 한다.

3.3 전기사업자 및 직접구매자는 원활한 계량 업무처리가 이루어질 수 있도록 본 별표에 기재된 내용을 준수하여야 한다.

3.4 전기사업자 및 직접구매자의 계량담당자는 원활한 계량업무 처리를 위하여 전력거래소의 요청에 협조하여야 한다.

4.0 참고자료

4.1 법

4.2 전력량계의 허용오차 등에 관한 규정

4.3 계량에관한법률, 동시행령 및 시행규칙

4.4 한국공업규격(KSC)

5.0 용어의 정의

5.1 계기용변성기

전력량계와 함께 사용되는 전류 및 전압의 변성용기기로 변류기(CT), 계기용변압기(PT) 및 계기용 변압변류기의 총칭이며 KSC1707을 따른다.

5.2 전력량계

계기용변성기와 조합하여 전기에너지의 생산과 소비를 측정, 기록, 저장하는 전자식계량장치로서 계량에관한법률 제23조 내지 제25조 규정에 의한 검정기준을 따른다. <개정 2017.12.29.>

5.3 사용공차

전력량계 검정시 피검정 전력량계와 표준 전력량계와의 차이를 말하며 그 수치가 작을수록 정밀도가 높은 전력량계를 말한다.

5.4 계량

전기에너지의 생산 또는 소비를 현장으로부터 측정하여 기록, 저장하는 행위를 말한다.

5.5 계량데이터

계량설비로부터 취득된 원시데이터를 이용하여 처리된 데이터를 말한다.

5.6 계량데이터베이스

계량등록부에 기재된 계량설비 관련 데이터 및 계량데이터의 집합체로 계량값에 대한 기준이 되며, 계량데이터베이스의 수정 및 유지관리는 전력거래소가 수행한다.

5.7 계량설비

제1.1.2조 제41호의 규정에 의한 설비로서 계기용변성기(CT, PT), 전력량계, 모뎀, FEP 등을 말한다.<개정 2007.7.23>

5.8 계량등록부

계량설비에 관련된 주요설비의 제원을 기록한 등록카드로 계량설비의 이상 및 노후화 여부를 판단하는 기초자료로 활용한다.

5.9 계량시스템

현장에 설치된 전력량계로부터 원격으로 취득된 원시데이터를 전력량으로 변환하여 계량데이터베이스에 저장, 관리하고 발전실적 등 각종 보고서를 출력하는 설비로서 전력거래시스템의 일부분으로 구성되어 있다.

5.10 표준전력량계(Standard Meter)[신설 2004.7.9]

오차시험의 기준이 되는 전력량계로 오차시험을 위한 기능을 갖추어야 한다.

5.11 허부하기(Phantom Load Generator)[신설 2004.7.9]

전력량계에 시험용 전력을 공급하기 위한 장비로 전압, 전류, 역률을 임의대로 조절 할 수 있는 기능을 갖추어야 한다.

6.0 적용지침

6.1 본 별표에 적용되는 규정, 지침, 기준 등은 다음과 같다.

6.1.1 제8장 및 별표20

7.0 절차

7.1 계량설비의 설치

7.1.1 설치의무

계량설비의 설치는 제4.1.1조의 규정에 따른다. 다만 비교계량설비의 적용은 계량설비의 허용오차 초과범위 인정기간까지 유예한다.

7.1.2 설치통보

전기사업자 및 직접구매자는 계량설비(통신회선 및 전처리장치 포함)를 전력거래일 30일전까지 설치한 후 거래개시일 10일전까지 아래사항을 포함하여 전력거래시스템에 입력하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

1) 봉인 요청<삭제 2010.11.30>

1) 계량등록부 기재사항 및 관련 첨부자료 [별지 제37호 서식] <번호변경 2010.11.30.> <개정 2017.12.29.>

7.1.3 설치기준<개정 2003. 9. 18>

1) 주전력량계, 비교전력량계 및 기타전력량계용 변성기는 각각 구분하여 별도 설치하는 것을 원칙으로 하되, 현장여건상 비교전력량계용 및 기타전력량계용 변성기의 설치가 곤란한 경우에는 주전력량계 및 비교전력량계용 변성기를 공용할 수 있으나, 2권선 방식(CT는 2개의 Core, PT 는 별도의 2차 권선)을 적용하여야 한다. <개정 2015.9.30.>

2) 주전력량계용 변성기는 전력거래를 위한 용도로 이용하여야 한다. 다만, 아래와 같은 경우에는 공용할 수 있다.

   가) 법 부칙 제8조의 규정에 의하여 수급계약을 체결한 자가 법 제31조 제1항 및 제2항의 단서규정에 따라 전력거래를 하는 경우에는 기술적으로 문제가 없다면 2003년 12월 31일까지에 한하여 판매사업자로부터의 수전용 전력량계와 공동으로 이용할 수 있다.

   나) 비교전력량계용 변성기의 부담이 초과되어 계통운영시스템(EMS)의 자료취득을 위한 현장설비를 비교전력량계용 변성기와 공용할 수 없는 경우, 계통운영시스템의 현장설비와 공용할 수 있다. 다만, 이 경우에는 사전에 전력거래소와 협의하여야 한다.<개정 2010.6.30.>

   다) 중앙급전 구역전기발전기의 현장여건상 계기용변성기의 설치가 곤란한 경우에는 기타 전력설비의 변성기와 공용할 수 있다. 다만, 이 경우에는 사전에 전력거래소와 협의하여야 한다. [신설 2019.1.2.]

3) 비교전력량계용 변성기는 타 용도와 공동으로 이용할 수 있다.

4) 모든 전력량계는 적정규격의 판넬내에 시험용단자대(TTB)와 조합하여 설치되어야 한다.

5) 변성기와 전력량계의 거리는 가능한 한 최단거리가 되도록 시공하여야 하며, 변성기 2차 배선의 도중에 접속점을 만들어서는 아니된다.

6) 규칙 제1.2.4조 제1항에 따라 다수의 발전기를 1기 발전기로 보는 경우는 하나의 계량설비를 설치하는 것을 원칙으로 한다. 단, 이중 제3호에 해당되는 경우는, 아래 그림과 같이 복합발전기의 일부를 타 복합발전기의 일부와 공유하여 계량설비를 설치할 수 있으며, 계량설비를 공유하는 경우에는 각각의 발전기에 발전단 계량설비를 추가로 설치하여야 하며, 각 발전기의 계량값은 발전단 계량값의 비율에 따라 배분한 계량값을 적용하여 아래와 같이 산출한다.[신설 2009.06.30]

   $MGO_{i,t} = PMGO_{i,t} + P_{i,j,t} \times P_{i,t} / (P_{i,t} + P_{j,t})$

   $MGO_{j,t} = PMGO_{j,t} + P_{i,j,t} \times P_{j,t} / (P_{i,t} + P_{j,t})$

   여기서

   $PMGO_{i,t}$: i 발전기의 비공유부분 계량값

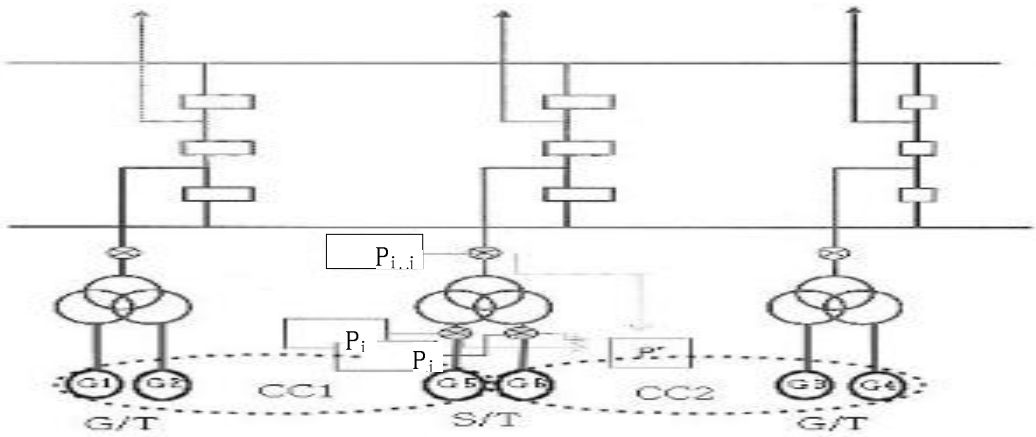
   $PMGO_{j,t}$: j 발전기의 비공유부분 계량값

   $P_{i,j,t}$: i, j 발전기의 공유 계량설비의 계량값

   $P_{i,t}$: i 발전기 발전단 계량설비의 계량값

Pj,t : j 발전기 발전단 계량설비의 계량값

단, 2009. 1월 이전에 설치 운영 중인 발전기는 적용대상에서 제외한다.



7) 규칙 제1.2.4조 제1항에 따라 다수의 발전기를 1기 발전기로 보는 경우는 하나의 계량설비를 설치하는 것을 원칙으로 한다. 단, 신·재생에너지 공급의무자의 신재생발전기가 제2호에 해당되어 동일한 변압기에 병렬로 연결된 경우에는 각각의 발전기에 발전단 계량설비를 추가로 설치할 수 있으며 각 발전기의 계량값은 별표7 7.1.3 6)의 계량방법에 따라 산출한다.[신설 2012.5.31]

8) 판매사업자와의 거래를 위한 계량설비가 설치되어 있는 경우에는 해당 설비를 비교 계량설비로 이용할 수 있다. 이 경우, 계량자료의 취득은 필요한 시기에 전력거래소와 회원사가 협의하여 취득방법을 결정한다. [신설 2010.11.30.]<번호변경 2012.5.31>

9) 기타 계량설비의 허용오차, 통신회선, 데이터 취득 및 관리, 봉인, 시험 등 계량설비 요구사항 및 운영절차는 전력거래용 계량설비의 일반조건에 따른다. [신설 2015.9.30.]

7.1.4 계량설비 요구사항<개정 2009.06.30>

전력량계, 변성기, 모뎀 등의 기술적 요구사항은 본 별표 8.0을 따른다.

7.1.5 허용오차

1) 계량설비의 허용오차 적용은 다음 표와 같다. <개정 2017.12.29.>

설비용량	주 계량설비		비교 계량설비	
	전력량계	계기용변성기	전력량계	계기용변성기
20MW 초과	0.2급 이내	0.3급 이내	0.5급 이내	0.5급 이내
20MW 이하 10MW 초과	0.5급 이내	0.3급 이내		
10MW 이하	1.0급 이내	0.5급 이내	-	-

다만, 전력량계 허용오차에 관한 산업통상자원부장관 고시(고시 제 2001-103호) 시행일(2001.9.7) 이전에 설치된 발전사업자의 계량설비에 대하여는 2003년 4월 3일, 여타 전기사업자가 설치하는 계량설비는 2004년 3월 31일까지 상기의 허용오차 초과를 인정한다.

2) 계기용변성기의 허용오차는 공인시험기관의 성적서로 확인하는 것을 원칙으로 하되, 국내 공인기관의 시험이 불가한 경우 제작업체의 시험성적서로 확인하며 전력량계의 허용오차 확인은 국가검정으로 대체한다.

7.1.6 통신회선 제공

전기사업자 및 직접구매자는 계량데이터의 전송을 위하여 무선이동통신을 이용하거나 전용통신회선을 통합계량시스템의 통신 인출점(분선함)까지 제공하고 유지관리 하여야 한다. 설비용량에 따른 계량기별 통신회선 기준은 다음 표와 같다. 단, 회원사의 요청 등으로 부득이한 경우 예외를 둘 수 있다.<개정 2005.10.10, 2009.06.30>

설비용량	3MW 이하	3MW 초과 ~ 20MW 이하	20MW 초과
주계량기	무선통신회선 또는 공중전화선	무선통신회선 또는 전용통신회선	
비교계량기	-	-	무선통신회선 또는 공중회선

7.1.7 시험용 전력량계의 제출

전기사업자 및 직접구매자는 전력거래소에 등록되지 않은 형식의 전력량계를 설치하고자 하는 경우에는 계량시스템과 전력량계간 원활한 시험을 위해 전력량계(운용 소프트웨어 및 모뎀 포함) 1대를 거래개시 3개월 이전에 전력거래소로 제출하고 필요시 기술지원을 하여야 하며, 전력거래소는 시험종료후 시험용 전력량계를 전기사업자 및 직접구매자에게 반납하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

7.2 계량데이터 취득 및 처리

7.2.1 계량데이터 취득

1) 전력량계로부터 취득하는 계량데이터는 순방향(송전) 유효전력량, 역방향(수전)

유효전력량, 지상무효전력량, 진상무효전력량, (이하 "전기에너지"라 한다)으로 구분되며, 전력량계에 저장된 5분 데이터를 주기적으로 전송받아 취득한다.

2) 전력량계에 공중전화선이 설치된 경우의 계량데이터는 1일 1회 전일치 5분 데이터를 취득한다.<개정 2005.10.10, 2012.12.31>

7.2.2 계량데이터 취득 장애시 조치

1) 계량시스템이 전력량계나 변성기 등의 장애 또는 고장으로 인해 계량데이터를 수신하지 못하는 경우, 발전사업자는 현장 Log Sheet 상에 기록된 시간대별 발전단 전력량을 기준으로 송전단 전력량(Wh)을 산정한 후 그 값을 입찰단말장치를 통해 전력거래소에 전송하여야 한다.<개정 2005.10.10>

2) 다만, 통신회선을 통하여 계량데이터를 전송할 수 없는 경우 전기사업자 및 직접구매자는 전력량계에 저장된 계량데이터를 전자우편, 또는 모사전송 등의 방식을 이용해 전력거래소로 통보하여야 한다.

7.2.3 계량데이터 처리

1) 계량설비의 비정상적인 계량(과다, 과소계량)이 발생하는 경우, 전기사업자 및 직접구매자는 개선대책을 수립, 시행하여야 한다.

2) 전력거래소는 전기사업자 및 직접구매자가 수립한 대책에 대한 검토를 거쳐 계량데이터베이스를 수정하고 계량데이터를 처리한다.

3) 제4.1.1조 제3항 규정의 변압기 손실에 대한 시험은 ANSI/IEEE C57.12.90을 따르고, 무부하손실은 정격전압과 정격주파수 조건에서의 손실이며, 부하손실은 75℃, 정격전압, 정격부하 및 정격주파수 조건에서의 손실이고, 변압기의 정격부하를 산정하는 경우의 역율은 "1"로 한다.

4) 전력거래소는 주 계량설비의 고장 등으로 계량데이터를 취득할 수 없는 경우, 비교 계량설비의 계량데이터를 사용하여 전력량을 산정하며, 기타 전력량계 고장이 발생하거나 전력량 산정이 곤란하게 되는 경우에는 제4.1.2조 제3항 내지 제5항의 규정을 따른다. <개정 2017.12.29.>

5) 전력거래소는 계량데이터의 누락 또는 계량데이터의 부정확한 사항을 감지하는 때에는 24시간 이내에 전기사업자 및 직접구매자에게 동 사실을 통보하여야 하며, 이를 통보받은 전기사업자 및 직접구매자는 정확한 계량이 이루어지도록 필요한 조치를 취하고 그 결과를 즉시 전력거래소에 통보하여야 한다.

7.2.4 계량설비의 변수 및 설정데이터 변경

1) 전기사업자 및 직접구매자는 계량설비의 변수 및 설정된 데이터를 변경할 필요가 있는 경우에는 전력거래소에 사전 승인을 요청하여야 한다. 다만, 전력계통 운용에 영향을 미칠 수 있는 돌발적인 상황에서는 주간에는 계량설비담당자, 야간에는 전력IT관제센타 근무자로부터 구두 승인(이 경우 송수화자의 인적사항을 상호 기록 유지)을 득한 후 시행하고, 변경된 사항을 전력

거래시스템에 등록하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

2) 전력거래소는 1)의 등록내용을 확인하고 검토, 승인하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

7.3 계량설비의 시험 및 검사

7.3.1 제4.1.3조의 규정에 의한 계량설비의 시험주기는 아래와 같다.

1) 전력량계(오차시험)<개정 2007.12.27>

설비용량	1MW초과	1MW이하
시험주기	3년6월 ± 6월	면제

※ 계량에 관한 법률 제24조의 규정에 따라 재검정을 받은 전력량계는 해당 연도의 오차시험을 수행한 것으로 한다. <개정 2017.12.29.>

2) 변성기 및 기타 설비의 시험은 고장 또는 이상이 발생한 경우 시행한다.

7.3.2 전기사업자 및 직접구매자는 향후 2년간의 계량설비 시험계획을 작성하여 매년 12월 15일까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 전력거래시스템에 계획 및 실적을 등록한 경우에는 생략 할 수 있다. <개정 2017.12.29.>

7.3.3 전기사업자 및 직접구매자는 계량설비 시험을 직접 또는 공인시험기관에 의뢰하여 시행할 수 있으며, 시행일 10일전까지 전력거래소로 통보(전기사업자 및 직접구매자가 직접 시험시행시 입회요청)하고, 그 시험결과를 시험시행 후 14일 이내에 전력거래시스템에 등록하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

7.3.4 전기사업자 및 직접구매자가 직접 계량설비 시험을 시행하는 경우, 전력거래소는 시험에 입회하여 시험내용을 확인하여야 한다.

7.3.5 전력거래소는 계량설비 시험시기에 맞추어 안전성 검사를 시행하며, 다음의 경우 수시검사를 한다.<개정 2010.11.30>

1) 비정상(과다, 과소) 계량으로 의심되는 경우

2) 별다른 사유없이 계량값의 변동이 심한 경우

3) 이의제기가 있는 경우

4) 통신회선의 감도저하로 통신회선의 태핑(Taping)이 예상되는 경우

5) 기타

7.3.6 전기사업자 및 직접구매자는 해당 계량설비의 시험 및 검사에 따른 소요경비를 부담하여야 한다.

7.3.7 계량에 관한 법률 제37조의 규정에 따라 전력량계의 사용공차는 검정공차의 1.5배를 적용하며, 설치된 전력량계는 검정에 합격한 제품이라도 사용공차 범위내의 제품만을 사용하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

7.3.8 전기사업자 및 직접구매자는 계량에 관한 법률 제24조의 규정에 따라 검정유효

기간(7년)이 만료되는 전력량계를 계속 사용하고자 할 경우에는 유효기간 만료 전에 검정을 받아야 한다. <개정 2017.12.29.>

7.4 계량등록부의 작성 및 관리

7.4.1 전기사업자 및 직접구매자는 계량설비를 신설하거나 변경한 때에는 전력거래소에 봉인요청을 하여야 하고, 이 경우에는 계량등록부의 작성을 위하여 필요한 자료를 제출하여야 한다.

7.4.2 전력거래소는 전기사업자 및 직접구매자가 제출한 자료를 확인하여 계량등록부에 기재하고 유지관리 하여야 한다.

7.5 계량설비의 보안

7.5.1 계량설비의 봉인 또는 봉인의 해제

1) 전기사업자 및 직접구매자는 제4.1.5조의 규정에 따라 봉인 또는 봉인해제를 하고자 하는 경우, 신규발전소는 봉인 시행 30일(신재생발전소의 경우 20일) 전까지 기존발전소는 10일전까지 전력거래시스템에 신청하여야 한다. <개정 2009.06.30., 2017.12.29.>

2) 판매사업자와 장기전력구입계약(PPA)이 체결된 IPP 사업자의 계량설비에 대해서는 판매사업자가 봉인 및 봉인해제를 한다.

7.5.2 인증코드

1) 전력거래소는 모든 계량점을 구분할 수 있도록 각 전력량계마다 인증코드(Identification Code)를 부여하여야 한다.

2) 전력거래소는 동일한 인증코드를 2이상의 전력량계에 부여하여서는 아니된다.

3) 인증코드의 구성은 아래와 같다.<개정 2005.10.10, 2010.11.30>

1 2 3 4	5 6 7 8	9	10
①	②	③	④

◈ 코드구성 내역

① 발전기 고유번호(기 부여된 고유번호) 또는 직접구매자 가입순번

② 발전사업자 또는 직접구매자

<표삭제 2010.11.30>

③ 계량점

1 : MTr 2차, 2 : MTr 1차, 3 : Start up, 4 : Aux2차(1대),

5 : Aux1차 (1대), 6 : Aux2차 (2대), 7 : Aux1차 (2대)

④ 전력량계가 계량하는 발전기 또는 수전변압기 대수

1 : 1대, 2 : 2대, 3 : 3대

7.5.3 안전성 확보를 위한 암호

전기사업자 및 직접구매자의 계량담당자는 전력거래소가 부여한 전력량계의 암호가 외부로 유출되지 않도록 철저히 관리하여야 한다.

7.6 계량자료의 보관, 활용, 폐기

7.6.1 전력거래소는 제8장의 규정에 의거 계량자료를 보관, 활용, 폐기하여야 한다.

7.6.2 계량자료는 보관용 테이프에 수록한 후 화재 등 비상사태의 경우에도 테이프의 내용이 변경, 조작되지 않도록 이중화된 특수용기에 보관하여야 한다.

7.7 계량정보의 제공

시장에 참여한 전기사업자가 계량데이터의 공개 및 계량등록부의 열람을 신청한 경우, 전력거래소는 제8장의 규정에 의거 해당 전기사업자에게 열람을 해주어야 한다. [별지 제38호서식]

8.0 계량설비 요구사항

8.1 전력량계

가. 종 류

전력량계의 결선은 3상4선식을 원칙으로 하나, 비접지 계통 및 현장 여건상 불가피한 경우에는 3상3선식을 선택할 수 있다.

나. 구 조

전력량계의 동작에 영향을 주는 외부로부터의 모든 결선과 접속장치, 표시장치에 대하여 보안기능(봉인 가능한 구조 등)을 유지할 수 있어야 한다.

다. 기능 및 성능

□ 계량

○ 기록간격은 5, 10, 15, 30, 60분으로 임의설정이 가능하여야 한다.

○ 송전, 수전 유효전력량(±Wh), 송전 진상, 송전 지상, 수전 진상, 수전 지상무효전력량(±Leading & Lagging Varh) 및 계량시각을 구분하여 계량할 수 있어야 한다.

□ 날짜 및 시간기능

○ 전력량계의 날짜와 시각은 전력거래소 계량시스템의 시각과 ±10초의 오차가

발생하는 경우 계량시스템의 시각을 전송받아 변경할 수 있어야 한다.

○ 전력량계의 날짜와 시각 변경은 전력거래소가 시행하며, 현장에서의 임의 조작이나 변경은 현장접속장치 등을 통하여 전력거래소만이 시행할 수 있어야 한다.

□ 기억용량

○ 8채널, 5분 단위 기록데이터를 50일분 이상 유지·보존할 수 있도록 필요한 용량의 비휘발성 메모리를 내장하여야 한다. 다만, 허용오차가 0.5급인 전력량계는 8채널, 5분단위 기록데이터를 20일분 이상 유지·보존할 수 있는 메모리를 내장하여야 한다.

□ 전력량계 전원

○ 전력량계의 전원은 변성기(PT) 및 별도의 전원(AC 단상, DC등)에 의해 공급되어야 한다.

○ 전력량계는 정전시 메모리(MEMORY)에 기록된 Data를 보존시킬 수 있는 Back Up용 밧데리를 내장시켜야 하며, 외부에서 쉽게 교환이 가능한 구조이어야 한다.

○ 전기사업자 및 직접구매자가 Back Up용 밧데리 교환을 하는 때에는 사전에 전력거래소에 통보하여 계량데이터의 유지·보존에 협조하여야 한다.

□ 데이터 통신 및 원격취득

○ 전력량계는 아래 기술기준을 만족하여야 한다.

- 방식 : 전용선 및 공중전화망, 전이중통신(Full duplex) 방식
- 비동기방식에 의한 양방향 동시통신이 가능
- 9600bps이상의 Modem, Lan, Optical Port, RS232C, RS485C 등을 지원 가능
- 원격취득에 필요한 상호접속 및 데이터 통신관련 규정은 ISO의 OSI 국제표준 규격에 따름

○ 전력거래용 전력량계는 ion, AIN Alpha, IEC62056(-21,42,46,53,61,62) 프로토콜 중 하나를 지원하여야 하며, 2010년 1월 1일 이후 전력시장에서 신규 및 교체 사용하고자 하는 전력량계는 IEC62056(-21,42,46,53,61,62)을 지원하여야 한다. <개정 2007.7.23, 2012.12.31>

○ 전력량계는 자기진단중에도 계량데이터의 원격취득이 가능하도록 하여야 한다.

○ 전력량계는 본체 또는 통신장치를 통한 외부의 조작으로 쉽게 전력량계 본래의 기능이나 계량데이터 또는 기록자료를 변형할 수 없는 구조이어야 하며, 조작, 변형에 대한 정보를 확인할 수 있어야 한다.

□ 인증코드

○ 모든 전력량계는 계량점을 표시하는 20자리 이상의 인증코드(Identification

Code)를 설정하여 전력거래소 계량시스템과 통신에 사용할 수 있어야 한다.

□ 자기진단 기능

○ 전력량계는 일정 주기로 전력량계의 동작상태를 스스로 진단할 수 있는 기능을 갖추어야 하며, 진단결과는 외부에서 알기 쉽게 표시하여 정확한 유지보수가 이루어질 수 있도록 하여야 한다.

○ 자기 진단 항목

- 전원 및 밧데리 저전압
- Memory check 기능
- PT 결상

□ 시스템 보안

○ 현장이나 원격 취득을 통하여 전력량계의 계량데이터를 이용하고자 할 때에는 제4.1.6조의 규정에 따라 암호를 설정할 수 있는 기능을 갖추어야 한다.

□ 전력량계 운영 프로그램 설치

○ RS-232C 및 Optical Port를 이용하여 전력량계 운영프로그램을 설치, 변경 및 계량데이터의 확인이 가능하여야 한다.

8.2 변성기

가. 변성기의 내부결선과 특성을 변경할 수 있는 부분은 봉인을 시행할 수 있는 구조로 제작되어야 한다.

나. 주전력량계용 변성기는 보조 변성기(PT, CT) 등 전력거래 이외의 목적을 위한 설비나 장치를 별도로 부착할 수 없도록 하여야 한다.

8.3 무선모뎀[신설 2009.06.30]

가. 기능

□ 무선모뎀은 CDMA 패킷서비스와 서킷서비스를 모두 지원하여야 하며, 패킷서비스를 위하여 모뎀 내부에 TCP/IP 기능을 보유하여야 한다.

□ 무선모뎀에 설정된 검침주기로 전력량계 데이터를 취득하며, 모뎀의 설정값(검침주기, IP주소, 포트번호 등)은 원격으로 변경 가능하여야 한다. 또한, 무선모뎀의 설정값은 정전시에도 유지되어야 한다.

□ 무선모뎀의 신호레벨, Firmware 정보 등을 원격에서 확인할 수 있어야 한다.

□ 무선망과 전력량계간 상호 전송속도의 완충을 위한 버퍼 기능을 갖추어야 한다.

□ 운영자가 모뎀의 상태를 점검하기 위하여 전원, 전력량계간 송/수신, 무선망간 송/수신 정상여부를 모뎀 외관에서 육안으로 확인할 수 있어야 한다.

□ 모뎀의 전원으로 AC 100~240V, 60Hz ± 3 Hz를 사용한다.

□ 모뎀의 정전알람을 무선망으로 송신할 수 있는 기능을 갖추어야 하며, 이를 위한 배터리를 모뎀 내에 부착할 수 있어야 한다.

□ 모뎀은 -20℃ ~ 60℃의 온도와 습도 10% ~ 90% (단, 결빙이 되지 않은 상태)에서 사용가능하여야 한다.

□ 무선모뎀의 RS-232 통신포트에 시리얼케이블을 이용, 접속하여 자체 디버깅 및 환경 설정 기능이 있어야 한다.

나. 통신

□ 전력량계 통신 프로토콜(Ion, Ain alpha, DLMS, LS 산전)을 수용하여야 하며, 무선모뎀은 전력량계와 RS-232(422,485)통신하여 계량데이터를 취득하여야 한다.

□ 무선모뎀은 전력량계의 통신속도에 따라 2,400bps ~ 9,600bps이상의 통신속도로 설정할 수 있어야 한다.

□ 무선모뎀과 전력량계간의 검침 주기는 기본 15분이며, 최소 5분과 최대 24시간 사이에서 가변 설정할 수 있어야 한다.

다. 보안

□ 모뎀은 통신회사의 인증을 득한 모뎀이어야 하며, 무선전송망의 통신보안 기능을 가져야 한다.

9.0 계량설비 봉인업무 기준<조항변경 2009.06.30>

9.1 일반사항<조항변경 2009.06.30>

가. 봉인의 목적

봉인의 목적은 전력량계와 부속장치 등의 조작, 변조 등을 방지하여 전력거래의 공정성 및 투명성을 확보하는데 있다.

나. 봉인대상 개소<개정 2009.06.30., 2017.12.29>

아래 봉인개소를 원칙으로 하되, 현장여건을 고려하여 시행한다.

(1) 전력량계의 단자카바

(2) 시험용 단자대(TTB) 카바

(3) 전력량계 판넬(필요시)

(4) CT, PT 단자함

(5) 붓싱카바(구역전기사업자에 한함)

(6) 기타 봉인의 목적에 따라 필요하다고 판단되는 개소

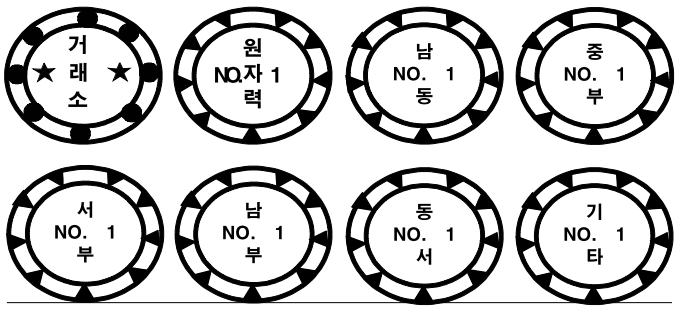
(7) <삭제 2017.12.29.>

다. 봉인의 종류<개정 2004.7.9>

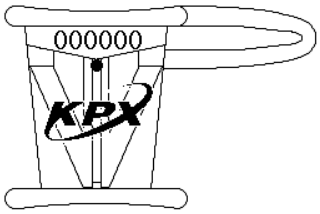
납 봉인 또는 플라스틱 봉인을 사용한다. 다만, 이 규칙의 시행일 이후 신규 시공되는 봉인은 플라스틱 봉인을 사용한다.

라. 봉인의 모형<개정 2004.7.9>

(1) 납봉인



(2) 플라스틱 봉인



9.2 봉인 운용<개정 2004.7.9><조항변경 2009.06.30>

가. 봉인의 제작

(1) 봉인의 재고량이 소진되어 추가의 봉인이 필요한 경우에는 봉인 번호와 색상을 명시하여 전력거래소 봉인담당부서장이 제작을 의뢰한다.

(2) 봉인의 번호는 1자리 알파벳 문자와 5자리 숫자의 조합으로 만들어지며 번호 부여 순서는 오름차순으로 한다.

(3) 새로 제작하고자 하는 봉인의 번호는 기 제작한 봉인의 다음 번호부터 부여하며 동일 색상으로 제작하여야 한다. 다만 봉인에 표시 가능한 번호를 초과하여 봉인을 제작하여야 하는 경우 봉인의 색상을 변경하여 제작한다.

나. 봉인업무 관리책임

(1) 전력거래소 봉인담당부서장은 봉인관련 업무를 총괄한다.
(2) 봉인관리 책임자 및 봉인 취급자는 다음과 같으며, 봉인의 시공, 보관 및 관리에 대한 책임을 진다. <개정 2017.12.29.>
  (가) 봉인 관리책임자 : 담당차장
  (나) 봉인 취급자 : 봉인시공 직원 및 위탁기관 봉인 시공자
(3) 봉인 제작 후 제작된 봉인번호 및 색상은 문서로 감사담당 부서에 통보한다.
(4) 봉인관리책임자는 봉인의 제작의뢰, 배분 및 폐기업무를 담당한다.
(5) 봉인관리책임자는 봉인의 번호, 색상, 수불내역, 사용목적, 취급자를 봉인수불대장에 기록 관리하여야 하며, 봉인수불대장은 영구 보존하여야 한다.
(6) 봉인관리책임자는 봉인의 번호, 색상, 취급자, 시공위치, 폐기여부, 폐기사유를 봉인사용대장에 기록 관리하여야 하며, 봉인사용대장은 영구 보존하여야 한다.

다. 봉인의 교부 및 반납

(1) 봉인취급자가 봉인을 시공하고자 할 때에는 봉인수불대장에 필요한 사항을 기재하고 봉인관리책임자의 결재를 받아야 한다.
(2) 봉인관리책임자는 결재 시에 사용목적을 검토한 후 봉인취급자에게 봉인을 교부하여야 한다.
(3) 봉인취급자는 봉인 시공완료 즉시 봉인사용대장에 필요한 사항을 기재한 후 봉인관리책임자에게 남은 봉인을 반납하고 봉인관리책임자는 이를 수불대장에 기록하여야 한다.
(4) 봉인은 사업장내 안전한 장소에 보관하여야 한다.

라. 봉인의 폐기

(1) 보유하고 있는 모든 봉인펜치 및 각인은 이 규칙의 시행일로부터 7년 동안 보관 후 감사부서의 입회하에 폐기한다.
(2) 취급 중 파손 등으로 폐기하여야 할 봉인은 봉인관리책임자가 봉인담당부서장의 결재를 받아 파괴 처리하여야 하며 그 결과를 봉인사용대장에 기록하여야 한다.

마. 봉인 분실시 조치

(1) 봉인은 항상 파손 및 분실을 방지할 수 있게 포장하여 휴대하여야 하며, 봉인을 휴대하고 출장할 때에는 분실 또는 도난에 특별히 주의하여야 한다.
(2) 봉인펜치를 분실하였을 때에는 당해 봉인번호로 봉인한 모든 발전소의 봉인을 단시일 내에 재봉인하여야 한다.
(3) 플라스틱 봉인을 분실하였을 때에는 분실한 봉인번호를 봉인사용대장에 기록하여야 한다.

9.3 봉인의 시공<개정 2004.7.9><조항변경 2009.06.30>

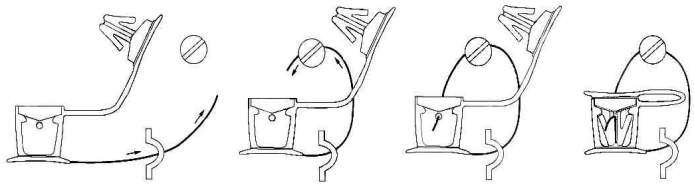
가. 봉인사용 기준

봉인은 전력거래소 직원이 시공함을 원칙으로 한다. 다만, 필요시 위임할 수 있다.

나. 시공방법

(1) 봉인은 전력량계 설치를 완료하고 계량자료를 원격 취득하여 이상이 없을시 지체없이 시공한다.

(2) 봉인의 시공은 다음 그림과 같은 방법으로 시행하며 필요없이 봉인선을 길게 하여서는 아니된다.



(3) 봉인을 시공하거나 제거할 때에는 다음사항을 확인하여 이상을 발견하였을 경우에는 적절한 조치를 취하여야 한다.

(가) 검정기관 및 전력거래소 봉인시공 상태의 이상 유무

(나) 단자카바 등 손실방지를 위한 설비의 이상 유무

(다) 계량설비의 부설방법과 위치의 적정 여부

(라) 계량설비의 결선 및 동작의 이상 유무

(4) 철거한 봉인납은 환경을 오염시키지 아니하도록 수거하여 적절한 방법으로 폐기처리 하여야 한다.

다. 안전관리[신설 2003.11.11]

(1) 전기사업자 및 직접구매자는 위험 가압설비에 대한 봉인이 필요한 경우에는 안전조치사항을 검토후 전력거래소에 봉인신청을 하여야 한다.

(2) 전기사업자 및 직접구매자는 계량설비 봉인시 사전에 안전조치를 취하여야 하며, 전력거래소는 안전조치사항을 확인 후 봉인을 시행하여야 한다.

라. 전산관리<항번호변경 2003.11.11>

봉인의 시공직후 시공위치, 봉인번호, 봉인자를 계량등록부에 입력하여야 한다.

10.0 전력거래용 전력량계 직접시험 기준[신설 2004.7.9]<조항변경 2009.06.30>

10.1 목적 <조항변경 2009.06.30.> <개정 2017.12.29.>

규칙 제4.1.3조의 규정에 의거하여 시행하는 전력거래용 전력량계의 직접시험에 대한 기준을 규정함으로써 전력시장에서 거래되는 전력량 계량의 정확도 유지를 목적으로 한다.

10.2 적용범위<조항변경 2009.06.30>

본 기준은 전력거래용 전력량계의 직접시험에 필요한 절차와 전력거래소, 전기사업자 및 직접구매자의 의무사항과 권리 등에 대해 적용한다.

10.3 시험조건<조항변경 2009.06.30>

가. 시험환경

(1) 기준온도

시험실은 기준온도 23℃ ± 2℃ 이내를 유지하여야 한다.

(2) 자장 유도

외부 원인에 의한 자장 유도가 없어야 한다.

나. 시험장비

(1) 표준전력량계

(가) 계기등급

표준전력량계의 계기등급은 표 1에서 정한 바에 따르며, 이를 증명할 수 있는 국가교정업무 전담기관의 교정성적서을 구비하여야 하며 법정 교정 유효기간(2년)을 경과하여 사용할 수 없다. <개정 2017.12.29.>

표 1. 표준전력량계의 계기등급

구분	계기등급	
피시험전력량계	0.2급	0.5급
표준전력량계	0.05급 이하	0.1급 이하

(나) 부가기능

시험결과를 확인할 수 있는 문서를 인쇄물이나 전자문서로 출력하는 기능을 갖추어야 한다.

(2) 허부하기

(가) 허용오차

허부하기의 허용오차는 표 2에서 정한 바에 따르며 이를 증명할 수 있는 국가공인기관 또는 제작사의 성적서를 구비하여야 한다.

표 2. 허부하기의 허용 오차

항목	기준수치	허용가능 오차
전압	정격 전압	± 1.0% 이내
주파수	정격 주파수	± 0.3% 이내
파형	정현파 전압과 전류	왜곡률 2% 이내

(나) 기능

3상3선식 및 3상4선식 전력량계의 시험이 가능하고 전력량계 정격 전류의

120%, 전력량계 정격전압의 115%를 인가할 수 있어야 하며 부하전류의 역률을 0～±1까지 조정할 수 있어야 한다.

다. 안전관리

전력량계 직접시험을 시행하고자 하는 전기사업자 및 직접구매자는 시험이 실시되는 동안 일어날 수 있는 모든 위험 요소에 대하여 충분히 검토하고 이에 대한 대책을 세워 인적 및 설비적 안전을 확보하여야 한다. 특히 과실로 인한 계량값의 누락 또는 과소계량이 발생되지 않도록 하여야 한다.

10.4 시험절차<조항변경 2009.06.30>

가. 입회요청

전력량계 오차시험의 입회요청은 시행일 10일전 까지 전력거래시스템을 이용하여 전력거래소에 요청하여야 한다. <개정 2017.12.29.>

나. 봉인해제

전기사업자 및 직접구매자는 전력거래소 입회자의 승인을 받아 전력량계 단자대 또는 시험용 단자대(TTB)의 봉인을 해제하여야 한다.

다. 오차시험

오차시험은 허부하기의 전압, 전류 출력단자를 표준전력량계와 피시험 전력량계의 입력 및 출력 단자에 연결하고 정격주파수와 정격전압하에서 표 3에 나타낸 역률의 부하전류를 흘려 시험하고 오차를 구한다.

라. 보고서

전력량계 직접시험을 시행한 전기사업자 및 직접구매자는 별지 제38-1호서식에 의한 직접시험 보고서를 2부 작성하고 표준전력량계에서 출력한 시험결과를 첨부하여 전력거래소에 1부 제출하여야 한다.

마. 기록의 유지관리

전력거래소는 계량등록부에 전력량계 오차시험 일자 및 결과를 기재한다.

바. 재봉인

전력거래소는 전력량계 시험 완료 후 재봉인을 하여야 한다.

10.5 전력거래용 전력량계의 검정공차<조항변경 2009.06.30>

전력량계의 계기등급별 검정공차는 표 3과 같다.

표 3. 전력거래용 전력량계의 검정공차

구분	역률	부하전류 (A)	계기등급별 검정공차(%)	
			0.2급	0.5급
유효	1.0	6	±0.2	±0.5
		2.5	±0.2	±0.5
		0.125	±0.2	±0.5
	0.8 (진)	6	±0.3	±0.6
		2.5	±0.3	±0.6
		0.25	±0.3	±0.6
		0.05	±0.5	±1.0
	0.5 (지)	6	±0.3	±0.6
		2.5	±0.3	±0.6
		0.25	±0.3	±0.6
		0.05	±0.5	±1.0
무효	0	6	±2.5	±2.5
		0.25	±2.5	±2.5
	0.866	6	±2.5	±2.5
		0.5	±2.5	±2.5
		0.25	±3.0	±3.0

[별표 8]

정산 및 결제 절차

1. 목적

규칙 제4.3.9조 및 제12장 제6절의 규정에 의거 전력거래 정산 및 결제에 대한 세부적인 절차를 정하여 원활한 전력시장운영을 도모하는데 있다. [개정 2014.11.3.]

2. 적용범위

본 별표는 전력거래소에서 수행한 전력거래 결과의 정산, 결제, 거래관련 내역 통지, 이와 관련된 이의신청 등 제반업무 처리 등에 대하여 적용한다.

3. 책임

3.1 전력거래소이사장

전력거래 정산, 결제업무, 수수료 등 정산 및 결제관련 업무 처리를 공정하고 정확히 처리되도록 총괄 관리한다.

3.2 정산담당자

전력거래 정산, 정산조정업무, 정산명세서 및 통지서 송부, 정산관련 이의신청 접수, 처리를 절차에 따라 공정하고, 정확하게 수행하며 이의조정회의를 주관한다.

3.3 결제담당자

전력거래대금 청구서, 청구요청서 발행 등 결제관련 업무를 절차에 따라 공정하고, 정확하게 수행하며 시장은행 이체지시, 결제관련 이의신청을 접수, 처리한다.

3.4 계통운영담당자

실전력계통을 안정되고 신뢰성 있게 유지하며 급전지시내용 및 정산에 영향을 주는 계통운영 결과를 전력거래소 정산담당자에게 통지한다.

3.5 거래담당자

전력시장 참여회원의 전력거래의 주된 담당자로서 전력거래소 정산 및 결제 담당자의 전력거래관련 사실 확인에 최대한 협조하며, 이의조정회의에 참여하여 정산 및 결제업무 관련 협의·조정 기능을 담당한다.

3.6 이의신청자

공정하고 투명한 전력거래 질서 확립을 위해 이의제기 내용을 정확히 확인하여 신청하고, 이의신청과 관련하여 전력거래소의 필요한 사실확인에 협조한다.

4. 참고자료

4.1 법 제31조, 제36조, 제40조, 제43조 및 동법 시행령 제20조, 제22조

4.2 전력거래소 정관

5. 용어의 정의

5.1 고장정지

발전기 자체 고장에 의해 발전기를 수동으로 정지하거나 보호장치에 의해 발전기가 자동으로 긴급히 정지되는 것

5.2 파급정지

발전기 자체는 운전이 가능하나 외부의 계통동요 또는 전력계통 제약에 의해 발전기를 정지하는 경우로서 전력거래소에서 인정한 것

5.3 출력 급감소

발전기를 입찰 공급가능용량 및 출력감소율과 다르게 긴급히 출력감소하는 것

5.4 정산조정

정산명세서 발행전 전력거래소에서 전력거래 정산에 대하여 규칙 및 관련 절차의 기준과 다르게 정산 입력되어 산정된 부분을 바르게 고치는 작업

5.5 정산명세서

전력거래 정산결과를 관련 회원에게 통지할 목적으로 정산금액 산정내역을 자세하게 기록한 문서

5.6 청구서

전력시장에 참여한 회원과 전력거래소간 지급받고자 하는 금액을 내역별로 기재한 것으로서 별지 제40호서식을 말한다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 관한 청구서는 별지 제105호서식을 말한다. <개정 2004.11.30., 2014.11.3.>

5.7 청구요청서

전력시장에 참여한 회원이 전력거래소에 청구할 금액을 내역별로 기재한 것으로서 별지 제41호서식을 말하며, 회원의 청구서 작성과 세금계산서 발행의 근거가 된다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 관한 청구요청서는 별지 제105호서식을 말한다. <개정 2004.11.30., 2014.11.3.>

5.8 지급보증서

직접구매자 및 구역전기사업자가 전력거래와 관련된 결제금액의 일부 또는 전부를 결제하지 못할 때 전력거래소가 직접구매자 또는 구역전기사업자의 미결제금액을 대신 변제토록 청구할 수 있는 약속증서로서 직접구매자 또는 구역전기사업자가 전력거래소에 제공한 한국은행의 신용관리하에 있는 금융기관에서 발행된 보증서를 말하며 본 지급보증서에는 전력거래소가 산출하여 고지한 재정보증금액 이상의 금액이 보증금액으로 명시되어야 한다.<개정 2005.1.21>

5.9 조정신청

전력거래소에서 수행한 초기정산 결과에 대하여 의견을 달리하여 본 규칙 및 절차에 따라 조정을 신청하는 행위

5.10 이의신청

전력거래소에서 수행한 최종정산 및 전력거래대금 결제에 관련 의견을 달리하여 본 규칙 및 절차에 따라 이의를 제기하는 행위

5.11 이의신청합의

이의신청자가 제기한 이의사항에 대하여 전력거래소 정산 및 결제담당자가 유효성을 확인하고 거래참여자간 적합성을 인정하여 이의사항에 대해 협의·조정·합의한 것

5.12 접수불가

이의신청자가 제기한 이의사항에 대하여 전력거래소 정산 및 결제담당자가 유효성을 확인하여 본 규칙을 적용하는 것이 부적합하다고 판단되는 이의신청

5.13 이의조정회의

이의신청 사항을 처리하기 위해 관련된 회원의 거래참여자간에 상호 협의, 조정을 위하여 전력거래소 정산 및 결제담당자가 주관한 이의조정 회의

5.14 합의불가

이의신청 처리과정에서 관련 회원간 협의·조정 결과 합의가 이루어지지 않은 것

5.15 정산기록

전력거래 정산 및 결제에 수행된 활동이나 실현된 결과의 객관적 증거를 제공하는 문서

5.16 전력거래수수료

전력거래소의 운영에 소요되는 제반 비용 충당을 위해 법 제40조 제1항 제2호에 의거 발전사업자, 판매사업자 및 구역전기사업자 및 수요관리사업자에게 부과하는 수수료 <개정 2005.1.21., 2014.11.3.>

5.17 결제수수료 <삭제 2010.11.30>

5.18 직접구매수수료<항번호변경 2003.5.7>

직접구매자의 시장진입에 따라 수반되는 정산, 결제와 채권확보 및 사후관리 등에 소요되는 제반 경비충당을 위해 직접구매자에게 부과하는 수수료

5.19 전력산업기반기금<항번호변경 2003.5.7>

전력산업의 지속적인 발전과 전력수급의 안정을 위하여 조성되는 기금으로 법 제51조(부담금)에서 정하는 전력거래대금의 1천분의 65범위 안에서 직접구매자에게 부과하는 금액

5.20 시장은행<항번호변경 2003.5.7>

전력거래에 참여한 회원의 자금이체, 거래대금 결제 및 이를 위한 설비를 유지, 보수하기 위하여 전력거래소가 지정한 전력거래전담 금융기관

5.21 정산계좌

판매사업자, 발전사업자, 송전사업자, 직접구매자, 구역전기사업자 및 수요관리사업자의 전력거래와 관련된 결제금액을 입금하고 이체받기 위한 각 회원 명의의 은행계좌 또는 회원사로부터 전력거래 대금채권을 양수받은 경우에는 양수인이 지정·신고한 계좌. 단, 정산계좌는 시장은행에 개설됨을 원칙으로 하되, 다음 각 호의 경우에 한하여 시장은행이 아닌 금융기관에 정산계좌를 설정할 수 있으며 이 때 발생하는 이체수수료는 다음 각 호의 당사자 부담으로 한다. <개정 2003.5.7, 2005.1.21., 2009.06.30., 2014.11.3., 2017.12.29.>

1. 2MW 이하의 설비를 소유한 신재생에너지 발전사업자의 정산계좌 [신설 2017.12.29.]
2. 회원사로부터 전력거래 대금채권을 양수받은 양수인이 지정·신고한 정산계좌 [신설 2017.12.29.]

5.22 결제계좌 <항번호변경 2003.5.7>

전력거래에 참여한 회원의 전력거래와 관련된 결제금액을 이체하기 위하여 시장은행에 설정된 전력거래소 명의의 은행계좌

5.23 정산 및 결제일정표<항번호변경 2003.5.7>

전력거래소와 전력거래 참여 회원간에 협의에 의하여 작성된 표로써 당해 연도 정산명세서, 통지서, 청구서 송부일자 및 결제일자를 규정한 일정표

5.24 발전소 접속설비의 불가항력적 고장[신설 2004.7.9]

송전사업자가 전기설비기술기준 및 유지보수기준 등 통상 요구되는 수준으로 송변전 설비를 관리 했음에도 불구하고 다음 각호의 사유로 발전소 접속설비가 정지되는 것을 말하며, 송전사업자가 관련자료를 제시하여 객관적으로 입증할 수 있는 경우로 한정한다.

가. 재난 및 안전관리기본법 제60조 제1항의 규정에 따라 선포된 특별재난지역 내의 발전소 접속설비에 고장을 초래한 자연현상중 태풍, 호우, 홍수, 강풍, 대설, 지진, 풍랑, 해일, 낙뢰, 산불(접속설비 결함에 의한 산불 또는 외물접촉에 따른 사고에 의한 산불은 제외)<개정 2011.6.30>

나. 전기설비기술기준을 초과하는 바람, 빙설

5.25 발전소 접속설비[신설 2004.7.9]

송전망중 발전소 발전력을 전력계통에 공급하기 위해 발전소와 기설·신설 송변전설비간에 설치된 장치 및 관련설비를 말한다. 다만, 송전사업자와 발전사업자간에 발전소 접속설비에 관하여 계약이 체결된 경우에는 해당 계약상의 설비로 한정한다.

6. 적용지침

6.1 제4장 제2절 및 제3절

6.2 법 제31조, 제36조, 제40조, 제43조 및 동법 시행령 제20조, 제22조

7.0 절차

7.1 발전전력량, 정산 및 결제금액의 단수·소수점 처리 등

7.1.1 한계가격, 정산상한가격, 발전가격, 용량가격, 최고발전가격(MGP), 수요반응자원 순편익가격(NBTP), 감축가격(RP)은 [원/kWh]단위로 소수점 셋째자리에서 반올림하여 둘째자리까지 계산한다. <개정 2013.2.28., 2014.11.3.>

7.1.2 발전전력량(MGO), 유효구매전력량, 전력펌핑사용전력량(SD)은 MWh를 기준으로 소수점 일곱째자리에서 거래시간별로 반올림 처리한다.(Wh까지 계산)

7.1.3 각 거래시간의 가격요소별 정산금액은 소수점 첫째자리에서 반올림하여 원단위까지 계산한다. <개정 2006.9.14>

7.1.4 전력거래대금, 전력거래수수료, 직접구매수수료 및 결제수수료의 단수처리는 국고단수계산법에 따라 청구금액의 10원미만은 절사한다.
<개정 2003.5.7, 2006.9.14., 2010.11.30.>

7.1.5 수요반응자원의 의무감축용량(ORC), 발전계획에 따른 계획감축량(SR), 실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청이행량(DR), 국민DR 고객기준부하(CBL), 국민DR 사용전력량(ME)은 MWh를 기준으로 소수점 넷째자리에서 거래시간별로 반올림 처리한다.(kWh까지 계산) [신설 2014.11.3.] <개정 2019.11.07>

7.1.6 수요반응참여고객의 전력부하감축량(CLR), 고객기준부하(CBL) 및 사용전력량(ME)은 MWh를 기준으로 소수점 넷째자리에서 거래시간별로 반올림 처리한다.(kWh까지 계산) [신설 2014.11.3.]

7.2 전력거래시스템 및 정산자료 입력 오류·착오에 대한 정산

7.2.1 전력거래소의 전력거래시스템 장애 또는 유효한 입찰 누락·착오 등에 의하여 비정상적 거래결과로 정산된 경우 유효한 입력을 가격결정발전계획에 재반영하고 계량전력량에 따라 재정산한다.

7.2.2 입찰 및 계량, 정산자료 전체에 대한 시스템 오류시에 전력거래소는 신속히 시스템을 복구해야 하며, 시스템 복구 즉시 정상 입찰자료를 재반영하여 최종정산 마감일 이전에 정산하도록 하여야 한다. 부득이 최종정산 마감일 이전까지 복구되지 않을시 초기정산을 수행한 경우 초기정산결과로 가정산하고 초기정산을 수행하지 못한 경우는 전력거래소에서 향후 정산금 변경이 최소화 되도록 가능한 정산방법을 선정하여 가정산한다. 시스템이 복구된 후 즉시 차액에 대하여 최종정산한다.

7.3 정산을 위한 사전조정

7.3.1 전력거래소 정산담당자는 전력거래시스템을 통해 정산된 결과를 정산조정 확인용 내역서로 자체 검토하여 정산명세서 발행 전 명백한 정산기준 적용 오류나 입력 착오로 확인된 사항에 대하여 정산조정한다.

7.3.2 전력거래소 정산담당자는 조정작업시 전력계통 운용결과를 근거로 발전기 자체 사유에 의한 발전전력량과 고장정지, 파급정지, 출력 급감소 원인, 발전소 접속설비의 불가항력적 고장 등을 정확히 확인하여 정산기준에 따라 정산을 위한 사전조정을 한다. 다만, 발전소 접속설비의 불가항력적 고장여부에 대한 판단이 어려운 경우는 파급정지로 조정한다.<개정 2004.7.9>

7.3.2.1 발전기의 정비·고장, 자체사유 기동·정지 등 발전회사 사유로 입찰한 전력량대로 발전이 불가능함에도 변경입찰을 하지 않은 경우 정산기준에 따라 실제 공급가능량을 확인하여 입찰량을 조정한다.[신설 2010.6.30]

7.3.3 전력거래소 정산담당자는 정산조정 과정에서 필요시 관련된 회원의 거래담당자와 협의·조정하며 해당 회원에게 증빙자료를 요구할 수 있다.

7.3.4 전력거래소 정산담당자는 별표 2에 의거 산정한 발전사업자에 대한 정산금을 각 시간대별로 배분하기 위하여 아래와 같이 일부 항목에 대해 사전조정하여 정산명세서를 발행한다.[신설 2007.12.27]

1. 기동비용정산금, 기동대기발전기정산금은 실제 기동 및 기동대기시간에 지급
2. 시운전발전량정산금, 수력・양수발전기의 계획발전전력량정산금, 제약발전전력량정산금은 실제 발전 시간대에 발전량을 기준으로 지급
3. 양수발전기의 제약비발전전력량정산금은 가격결정발전계획량을 기준으로 지급
4. 자체기동서비스 정산금, 예방정비 일정변경에 따른 추가용량정산금은 1일 정산금을 24거래시간에 균등배분하여 지급

7.3.5 발전사업자의 예방정비 계획은 규칙 제5.9.2조에 의하여 전년도 4월말까지 제출한 최종 발전기 정지 일정을 말하며, 발전사업자의 사유로 정지계획을 변경할 시는 변경된 일정을 적용한다.[신설 2008.10.31.]<개정 2015.3.17.>

7.3.6 중앙급전발전기를 보유한 발전사업자는 계획예방정비계획 조정으로 인한 추가용량정산금(ACP) 산정에 필요한 예방정비 시작시간과 완료시간을 거래소에 제출하여야 한다.[신설 2008.10.31]

7.3.6.1 예방정비 시작시간은 예방정비 시작일 익일까지(익일이 공휴일이면 그 다음 첫 근무일까지) 제출하여야 한다.[신설 2008.10.31]

7.3.6.2 예방정비 완료시간은 예방정비 완료일 익일까지(익일이 공휴일이면 그 다음 첫 근무일까지) 제출하여야 한다.[신설 2008.10.31]

7.3.7 예방정비 일정 조정시간은 시간단위로 계산하며 분 단위는 절사한다.[신설 2008.10.31]

7.3.8 예방정비 일정 변경에 대한 정산금 지급에 명시된 일반발전기라 함은 조합

발전기를 제외한 발전기를 말한다.[신설 2008.10.31]

7.3.9 조합발전기(복합발전기 및 수력발전기 등) 중 일부 발전기가 정비를 한 경우에 해당 발전기가 전년도 예방정비 기간을 제외한 기간동안의 설비용량 대비 공급가능용량 입찰률(PRAFi) 산정시 이를 고려하여야 한다.[신설 2008.10.31]

7.3.10 2대 이상의 가스터빈발전기와 스팀터빈발전기가 하나의 발전기로 구성된 복합발전기의 가스터빈발전기 예방정비로 인하여 출력감소된 발전용량 산정 시 스팀터빈발전기의 출력감소용량은 가스터빈발전기 설비용량의 반으로 한다.[신설 2008.10.31]

7.3.11 예방정비발전기의 설비용량은 비용위원회에서 정한 설비용량을 원칙으로 한다. 다만, 조합발전기는 개별 발전기의 설비용량의 경우 기타자료를 참조할 수 있다.[신설 2008.10.31]

7.4 초기정산명세서 확인 및 발행

7.4.1 전력거래소 정산담당자는 정산처리 계량체크리스트, 초기정산조정 확인용 내역서의 주요사항을 확인한다.

7.4.2 전력거래소 정산담당자는 거래일로부터 2일째 되는 날 14:00까지 중앙급전발전기를 보유하지 않은 회원의 거래시간대별로 취득된 계량전력량에 따른 전력거래량을 포함하여 거래일로부터 6일이내 초기정산을 시행하고 이상여부를 사전 검토한 후 거래일로부터 9일이내 해당 회원에게 제7.6항의 절차에 따라 통지하고, 제7.7항에 따라 초기정산명세서를 발행한다.

7.4.3 수요반응자원을 통한 전력거래에 대해서 전력거래소 정산담당자는 거래일로부터 25일 이내에 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 정산용 사용전력량 데이터를 수집하여 31일이내 초기정산을 시행하고 이상여부를 사전 검토한 후 거래일로부터 33일이내 해당 회원에게 제7.6항의 절차에 따라 통지하고, 제7.7항에 따라 초기정산명세서를 발행한다. [신설 2014.11.3.]

7.5 최종정산명세서 확인 및 발행

7.5.1 전력거래소 정산담당자는 제7.13항에 따라 초기정산에 대한 조정신청 처리결과가 정확히 최종정산에 반영되었는지 확인한다.

7.5.2 전력거래소 정산담당자는 거래일로부터 2일째 되는 날 14:00까지 중앙급전발전기를 보유하지 않은 회원의 거래시간별로 취득된 계량전력량에 따른 전력거래량을 포함하여 거래일로부터 20일 이내 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 22일 이내 해당 회원에게 최종정산명세서를 발행한다.

7.5.3 수요반응자원을 통한 전력거래에 대해서 전력거래소 정산담당자는 거래일로부터 45일 이내 최종정산을 하고, 그 결과를 거래일로부터 47일 이내

해당 회원에게 최종정산명세서를 발행한다. [신설 2014.11.3.]

7.6 초기, 최종정산명세서 발송

7.6.1 전력거래소 정산담당자는 전력거래 해당회원의 전력거래담당자가 전력거래내역을 판단할 수 있는 초기·최종정산명세서를 엑셀화일로 송부하며 정산명세서에 포함할 세부항목 및 범위는 정보위원회의 결정에 따른다.

7.6.1.1 전력거래소 정산담당자는 해당 회원의 초기·최종정산명세서를 발송일 17:00까지 송부한다.

7.6.1.2 7.6.1.1의 초기,최종정산명세서 발송일자는 7.12 규정에 따른다.

7.6.1.3 초기, 최종정산명세서 발송방법은 7.10 규정에 따른다.

7.6.1.4 각 회원의 거래담당자는 전력거래시스템 및 정산 입력오류·착오 또는 초기정산을 위한 사전조정에 대하여 내역제공을 요청할 경우 해당 회원의 내역에 한하여 열람할 수 있다.

7.7 초기, 최종정산금통지서 발송

7.7.1 전력거래소 정산담당자는 각 회원에게 전력거래량, 전력량정산금 등을 기재한 별지 제39호 서식의 초기·최종정산금통지서를 발송한다. 단, 수요관리사업자에 대한 초기·최종정산금통지서는 별지 제103호 서식을 적용한다. <개정 2004.11.30., 2014.11.3.>

7.7.1.1 <삭제 2006.12.26>

7.7.2 전력거래소 정산담당자는 다음과 같이 정산금통지서 발행번호를 부여한다.

◈ 발행번호 부여 형식 : XXX-XXX-XXXXXXXX-XX

- 처음 3자리 : KPX(전력거래소)
- 다음 3자리
  ISN : Initial Settlement Notice(초기정산금통지서)
  FSN : Final Settlement Notice(최종정산금통지서)
- 다음 8자리 : 20010102 (전력거래기준 년, 월, 일)
- 다음 2자리 : 회원 코드
  01 : 수력원자력, 02 : 남동, 03 : 중부, 04 : 서부, 05 : 남부,
  06 : 동서, 07 : 한국수자원, 08 : 한전, 10～99 : 기타
- 통지서 발행대상 회원수가 증가할 경우 회원 코드 추가부여

7.7.2.1 전력거래소 정산담당자는 수요반응자원의 전력거래에 대해서 다음과 같이 정산금통지서 발행번호를 부여한다. [신설 2014.11.3.]

◈ 발행번호 부여 형식 : XXX-XXX-XXXXXXXX-XX

- 처음 3자리 : KPX(전력거래소)
- 다음 3자리

IDN : Initial DR Settlement Notice(초기정산금통지서)

FDN : Final DR Settlement Notice(최종정산금통지서)

- 다음 8자리 : 20010102 (전력거래기준 년, 월, 일)
- 다음 2자리 : 회원 코드

7.7.3 초기, 최종정산금통지서 발송방법은 7.10 규정에 따른다.

7.7.4 초기,최종정산금통지서 발송일자는 7.12 규정에 따른다.

7.8 전력거래수수료, 연회비 및 직접구매수수료 내역 통지<개정 2010.11.30>

7.8.1 전력거래소 정산담당자는 전력거래 수수료를 산정하기 위한 각 회원의 거래 전력량에 전력거래소가 별도로 정하는 수수료율을 곱하여 산정 한다. 단, 수요관리사업자에 대해서는 전력부하감축거래량을 기준으로 한다. <개정 2014.11.3.>

7.8.1.1 직접구매자에게 부과되는 직접구매수수료는 각 해당 직접구매자의 유효전력구매량에 전력거래소가 별도로 정하는 직접구매 수수료율을 곱하여 산정한다.

7.8.2 전력거래소 정산담당자는 전력거래에 참여한 각 회원에게 해당 거래일의 전력거래수수료 및 직접구매수수료 내역을 최종정산금 통지일과 동일하게 최종정산금통지서로 통지하며 7.9 규정에 의하여 거래차수별 청구서에 수수료 내역을 포함하여 청구한다.

7.8.3 전력거래수수료, 연회비 및 직접구매수수료 수수방법은 7.9(청구서 송부), 7.11(전력거래대금결제) 규정에 따른다.<개정 2010.11.30>

7.9 전력거래대금 청구 및 청구요청서 발송

7.9.1 판매사업자, 직접구매자 전력거래대금

7.9.1.1 전력거래소 결제담당자는 판매사업자, 직접구매자 등이 지급하여야 할 전력거래와 관련된 결제금액 내역을 기재하여 각 차수별 결제일 기준 3일전까지 해당회원에게 별지 제40호서식 및 별지 제104호서식에 의한 청구서와 세금계산서 등을 발송한다.<개정 2004.11.30., 2012.12.31., 2014.11.3.>

7.9.1.1.1 전력거래소 결제담당자는 판매사업자, 직접구매자 등이 지급받아야 할 수요반응자원의 위약금과 관련된 결제금액 내역을 기재하여 각 차수별 결제일 기준 3일전까지 해당회원에게 별지 제105호 서식에 의한 청구요청서를 발송한다. [신설 2014.11.3.]

7.9.1.1.2 판매사업자, 직접구매자 등은 7.9.1.2.1의 청구요청서를 근거로 거래차수별 결제일 2일전까지 전력거래 결제금액을 전력거래소에 청구해야 하며, 청구서 서식은 별지104호 서식을 준용한다. [신설 2014.11.3.]

7.9.1.2 전력거래소 결제담당자는 판매사업자가 판매한 양수동력정산금에 대해서 각 차수별 결제일 기준 3일전까지 해당회원에게 별지 제41호서식에 의한 청구요청서를 발송한다.<개정 2004.11.30>

7.9.1.3 판매사업자는 7.9.1.2에서 규정한 청구요청서를 근거로 거래차수별 결제일 2일전까지 전력거래 결제금액을 전력거래소에 청구해야 하며, 청구서 서식은 별지 제40호서식을 준용한다.<개정 2004.11.30>

7.9.1.4 판매사업자가 결제금액 청구시 전력거래소에 세금계산서 등 증빙서류를 제출해야 한다.<개정 2004.11.30, 2012.12.31>

7.9.1.5 청구서 및 청구요청서 발송방법은 7.10 규정에 따른다.<개정 2004.11.30>

7.9.1.6 청구서 및 청구요청서 발송일자는 7.12 규정에 의한 정산 및 결제일정표에 의한다.<개정 2004.11.30>

7.9.2 발전사업자와 수요관리사업자 전력거래대금 <개정 2014.11.3.>

7.9.2.1 전력거래소 결제담당자는 발전사업자와 수요관리사업자가 지급받아야 할 전력거래와 관련된 결제금액 내역을 별지 제41호서식 및 제105호서식에 의하여 각 거래차수별 결제일 기준 3일전까지 발송한다. <개정 2004.11.30., 2014.11.3.>

7.9.2.2 발전사업자 및 수요관리사업자는 7.9.2.1에서 규정한 청구요청서를 근거로 거래차수별 결제일 2일전까지 전력거래 대금을 전력거래소에 청구해야 한며, 청구서 서식은 별지 제40호서식 및 제104호 서식을 준용한다.<개정 2004.11.30., 2014.11.3.>

7.9.2.3 발전사업자와 수요관리사업자가 전력거래대금을 전력거래소에 청구할 때에는 세금계산서 등 관련서류를 제출해야 한다.<개정 2004.11.30., 2012.12.31., 2014.11.3.>

7.9.2.4 전력거래소 결제담당자는 발전사업자가 지급하여야 할 양수동력정산금, 수수료 등의 전력거래대금 내역에 대해 별지 제40호서식에 의한 청구서와 세금계산서 등을 발전사업자에게 발송한다.
<개정 2004.11.30, 2012.12.31>

7.9.2.5 청구서 및 청구요청서 발송방법은 7.10 규정에 따른다.<개정 2004.11.30>

7.9.2.6 청구서 및 청구요청서 발송일자는 7.12 규정에 의한 정산 및 결제일정표에 의한다.<개정 2004.11.30>

7.9.2.7 발전사업자가 지급하여야 할 양수동력정산금, 충전전력량 정산금, 전력거래수수료, 연회비 및 이에 상응하는 부가가치세를 포함한 결제금액은 전력거래소가 별지 제40호서식에 따라 발전사업자에게 청구서를 발송한다.<개정 2010.11.30., 2016.5.12>

7.9.2.8 수요관리사업자가 지급하여야 할 위약금, 전력거래수수료, 연회비 및 이에 상응하는 부가가치세를 포함한 결제금액은 전력거래소가 별지 제104호 서식에 따라 수요관리사업자에게 청구서를 발송한다. [신설 2014.11.3.]

7.9.3 전력거래대금 청구의 간주[신설 2008.10.31]

7.9.3.1 판매사업자, 구역전기사업자, 발전사업자 및 수요관리사업자가 7.9.1.3, 7.9.1.3.1 및 7.9.2.2의 청구서를 기한 내에 제출하지 않은 경우에는, 7.9.1.2,

7.9.1.2.1 및 7.9.2.1에 따라 전력거래소가 발송한 청구요청서로써 청구서를 갈음한다. <개정 2014.11.3.>

7.9.4 전자세금계산서 발행[신설 2013.10.1.]

7.9.4.1 전력거래소와 회원사가 7.9.1.1 및 7.9.1.4, 7.9.2.3, 7.9.2.4의 규정에 따라 발행하는 세금계산서는 부가가치세법령에 정해진 전자적 방법으로 7.12에서 정한 각 차수별 청구일에 발행하여야 한다.

7.9.4.2 전력거래소는 회원사가 7.9.4.1의 규정에 의한 방법으로 세금계산서를 발행하거나 수취할 수 있도록 전자세금계산서 발행시스템을 운영할 수 있다.

7.9.4.3 세금계산서 기재사항에 변동이 발생한 회원은 즉시 전력거래소에 통지하고 증빙서류를 제출하여야 한다.

7.9.4.4 7.9.4.1과 7.9.4.3의 규정을 위반한 회원은 그로 인하여 전력거래소가 부담하게 되는 세금 등 제비용을 모두 부담해야한다. 전력거래소는 해당금액을 회원의 거래대금에서 차감하거나 회원으로부터 입금 받을 수 있다. 다만, 전력거래소에 귀책사유가 있는 경우에는 해당하지 아니한다.

7.10 정산명세서, 통지서, 청구서, 청구요청서 발송방법

7.10.1 전력거래소 정산 및 결제담당부서에서 7.6(초기, 최종정산명세서 송부), 7.7(정산금 통지서), 7.9(청구 및 청구요청서)에 의거한 각종 서식 발송방법은 인터넷홈페이지 게시를 원칙으로 하며 상기자료의 인터넷홈페이지에 게시는 정산 및 결제에 관련된 각종서식의 발송으로 본다.

7.10.2 인터넷홈페이지 구축지연, 통신장애, 기타사유로 인터넷 게시가 불가능할 때는 회원 통지함, 팩스, e-mail 중 가장 신속하고 안정적인 방법을 선택하여 발송한다.

7.10.3 전력거래 참여회원의 거래담당자는 인터넷홈페이지에 게시된 7.6.1의 자료를 다운받아 거래내역 확인 및 청구관련 증빙서로 이용한다.

7.10.4 전력시장 참여회원의 거래담당자가 전력거래소에 전력거래대금의 지급을 청구하고자 하는 경우에는 인터넷 홈페이지에 접속하여 청구서 및 관련 증빙서류를 전자적 문서(EDI)형태로 등록하거나 우편, Fax 등의 방법을 이용할 수 있다.[신설 2004.11.30]

7.11 전력거래대금 결제

7.11.1 전력거래대금 결제일자는 매월 4차수에 걸쳐 수행되며 결제일자는 7.12(정산 및결제 일정표)에 따른다. <개정 2018.12.12.>

7.11.1.1 비중앙 급전 발전기만을 보유한 발전사업자가 공문이나 정보공개시스템을 통해 요청할 경우, 전력 거래소는 7.11.1의 조항에도 불구하고 7.12(정산 및 결제 일정표)의 1차~4차 전력거래대금을 7.12(정산 및 결제 일정표)의 4

차에 총괄하여 지급할 수 있다.[신설 2009.06.30.] <개정 2018.12.12.>

7.11.1.2 수요관리사업자의 전력거래대금 결제일자는 매월 1회로 수행하며 결제일자는 별표26에 따른다. [신설 2014.11.3.]

7.11.2 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자 전력거래대금 결제<개정 2005.1.21>

7.11.2.1 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자는 거래차수별 결제일 1영업일전 15:00까지 7.9.1.1의 전력거래대금 청구서에 기록된 결제금액을 시장은행에 개설된 해당 회원 정산계좌에 입금하여야 한다.<개정 2005.1.21., 2018.12.12.>

7.11.2.2 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자가 자기의 정산계좌에 결제금액 입금시 양수동력정산금 등 전력거래소로부터 정산 받아야 할 금액을 차감하여 입금한다.<개정 2005.1.21>

7.11.3 전력거래소 결제담당자 결제금액 이체지시

7.11.3.1 전력거래소 결제담당자는 7.11.2.1에서 정한 시간 직후 전력거래대금 결제이체시스템을 이용하여 판매사업자, 직접구매자 및 구역전기사업자의 결제대금이 정상적으로 해당 회원 정산계좌에 입금되어 있는지를 확인한다.<개정 2005.1.21., 2018.12.12.>

7.11.3.2 전력거래소 결제담당자는 해당 회원의 결제금액이 정상적으로 입금되었다고 확인된 경우에는 결제일 1영업일전 결제이체시스템을 이용하여 내부결재를 거친 후 전력거래소 결제계좌에 이체하도록 시장은행에 지시한다.<개정 2018.12.12.>

7.11.4 발전사업자와 수요관리사업자의 전력거래대금 결제 <개정 2014.11.3.>

7.11.4.1 전력거래소 결제담당자는 전력거래소 결제계좌에 입금된 총액이 발전사업자, 수요관리사업자 및 기타 지급처에 이체되어야 될 총액과 일치된다고 판단하는 경우에는 결제이체시스템을 이용하여 내부결재를 거친후 해당 발전사업자, 수요관리사업자 및 기타 지급처에 이체되어야 할 금액을 확정한다. <개정 2014.11.3.>

7.11.4.2 7.11.4.1에서 이체되어야 할 결제금액이 확정되면 전력거래소 결제담당자는 거래차수별 결제일 15:00까지 결제이체시스템을 통하여 정산계좌에 이체토록 시장은행에 지시한다. <개정 2017.12.29.>

7.11.4.3 전력거래소 결제담당자는 발전사업자 정산계좌에 결제대금 이체시 발전사업자의 결제금액 총액에서 발전사업자가 전력거래소에 지급하여야 할 전력거래수수료, 연회비, 양수동력 정산금 및 제4.2.5.7조에 의한 비용을 차감하여 이체한다.<개정 2010.11.30., 2013.10.1., 2017.12.29.>

7.11.4.4 전력거래소 결제담당자는 수요관리사업자의 정산계좌에 결제대금 이체시 수요관리사업자의 결제금액 총액에서 수요관리사업자가 전력거래소에 지급하여야 할 전력거래수수료, 연회비, 위약금 및 규칙 제4.2.5.7조에 의

한 비용을 차감하여 이체한다. [신설 2014.11.3.]

7.11.4.4.1 수요관리사업자는 위약금 등 자신이 지급해야할 금액이 전력거래소로부터 지급받아야 할 금액보다 많을 경우 그 차액을 규칙 7.11.2.1의 규정에 정해진 시간까지 전력거래소가 지정한 계좌로 입금한다. [신설 2014.11.3.]

7.11.5 전력거래소 결제담당자는 발전사업자와 수요관리사업자의 정산계좌에 결제금액이 이체완료된 사실을 확인한 후 거래차수별 결제일 근무시간 이내에 전력거래 참여회원별 결제금액 이체현황을 출력하여 내부결재를 얻는다. <개정 2014.11.3.>

7.11.6 전력거래대금의 채권양도 및 압류·가압류[신설 2012.5.31.]

7.11.6.1 전력거래 대금채권은 제3자에게 양도하거나 질권, 채권양도담보 등을 설정하여 담보로 제공할 수 없다. 다만, 다음 각 호의 채권양도에 한하여 7.11.6.2. 내지 7.11.6.10.에 따라 그 효력을 인정한다. [신설 2017.12.29.]

1. 수요반응자원 거래, 공급인증서 거래 정산금 채권을 제외한 전력거래 대금채권
2. 발전차액지원금 채권

7.11.6.2 채권양도의 통지는 회원사 또는 회원사로부터 위임을 받은 양수인이 하여야 한다. <번호변경 및 개정 2017.12.29.>

7.11.6.3 채권양도의 통지는 양수인이 1인인 경우 별지 제42-1호, 양수인이 다수인 경우 제42-2호 각 서식의 채권양도통지서에 따른 확정일자 있는 증서에 의하여 하여야 한다. 양수인은 위 각 서식의 채권양도통지서에 따라 정산계좌를 지정·신고하여야 한다. [신설 2017.12.29.]

7.11.6.4 회원사 또는 양수인이 본 규칙을 위반하여 한 채권양도의 통지는 효력이 없으며 흠결을 보완한 채권양도통지서가 도달한 때 비로소 효력이 있다. [신설 2017.12.29.]

7.11.6.5 채권양도의 효력은 채권양도통지서가 도달한 때로부터 다음 각 호 중 하나의 경우가 발생할 때까지 유효하다. [신설 2017.12.29.]

1. 양수인 또는 양수인의 동의를 받은 회원사가 별지 제43호서식의 채권양도해지통지서에 따라 통지한 채권양도해지통지가 도달
2. 회원사의 탈퇴, 합병·분할 등의 변경사유 발생

7.11.6.6 흠결이 없는 채권양도통지서가 전력거래소에게 도달한 때 회원사의 전력거래대금 채권과 정산계좌 변경신청 권한은 양수인에게 이전한다. [신설 2017.12.29.]

7.11.6.7 채권양도 통지 후 양수인이 전력거래 대금 정산계좌 변경을 신청하는 경우 별지 제44호서식의 정산계좌 변경신청서에 따라 변경·신고하여야 한다. 회원사가 아닌 양수인의 경우 시장은행 외 다른 금융기관의 계좌로 정산계좌 변경을 신청할 수 있다. <번호변경 및 개정 2017.12.29.>

7.11.6.8 전력거래소는 채권양도 또는 압류·가압류된 전력거래대금을 공탁하거나 또는 지급에 관하여 법률검토가 필요한 경우에는 지급을 보류할 수 있다. <번호변경 및 개정 2017.12.29.>

7.11.6.9 결제일을 경과하여 공탁하거나 지급하는 경우에는 결제일 이후부터 발생하는 이자를 지급한다. 다만, 1,000원이하의 이자는 지급하지 아니한다. <번호변경 및 개정 2017.12.29.>

7.11.6.10 채권경합시의 판단기준 및 본 규정에서 정하지 않은 세부사항은 관련 법령, 규칙 및 거래소 자체규정에 따른다. <번호변경 및 개정 2017.12.29.>

7.12 정산 및 결제 일정표

7.12.1 정산 및 결제일정표는 매회계연도 개시 1개월 전까지 전력거래소와 회원 간의 협의에 의하여 작성한다.

7.12.2 7.12.1에서 결정된 정산 및 결제일정표는 매회계년도 개시 20영업일전까지 인터넷홈페이지에 공표한다.

7.13 정산결과 조정(이의)신청 및 처리

7.13.1 정산결과 조정(이의)사항 신청

7.13.1.1 전력거래소에서 수행된 전력거래 정산결과 조정(이의)신청이 있을 경우 신청자는 전력거래소 인터넷 홈페이지를 통하여 하는 것을 원칙으로 하되 불가피한 경우 문서제출(모사전송방식 포함)을 통해 이의제기 내용, 항목구분, 날짜, 신청자 소속 및 성명 등을 별지 제50호서식으로 전력거래소에 신청하고 접수여부를 확인한다. 단, 문서를 통해 조정(이의)신청을 한 경우에는 인터넷 장애요인이 제거된 후 인터넷 홈페이지에 조정(이의)신청 사항을 등록하여야 한다.

7.13.1.2 전력거래소는 조정(이의)신청서 접수 즉시 신청번호를 접수순서에 따라 조정(이의)신청 등록관리부상의 연도별 일련번호를 부여한다.

7.13.2 조정(이의)신청서 유효성 확인

7.13.2.1 전력거래소 정산담당자는 조정(이의)신청서 기재 내용, 신청 접수일시 및 현재 전력거래소 자체 정산조정 중인 내용인지 또는 정산결과 이외의 사항인지 확인한다. 필요한 경우 신청자에게 자세한 내용을 검토하여 조정(이의)신청서의 유효성을 확인한다.

7.13.2.2 전력거래소 정산담당자가 유효성을 확인하여 접수불가한 조정(이의)신청서는 접수일로부터 4일 이내에 불가사유와 함께 해당 신청자에게 통지한다.

※ 註 : 접수불가한 경우 신청자에게 불가사유를 설명하고 수용하지 않을 경우 제7장의 규정에 따라 처리토록 안내

7.13.2.3 전력거래소 정산담당자는 접수불가한 조정(이의)신청서와 조정(이의)신청자가 자체철회한 신청서는 각각 "접수불가"와 "자체철회"로 조정(이의)신청등록관리부를 별지 제51호서식에 기술하고 처리를 종결한다.

7.13.3 초기정산결과 조정신청

7.13.3.1 초기정산 결과 조정사항 처리

7.13.3.2 전력거래결과 초기정산에 대한 초기정산 조정사항이 있을 경우 조정신청자는 거래일로부터 18일 이내에 7.13.1에 따라 정산담당자에게 신청한다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 대해서는 거래일로부터 43일 이내로 한다. <개정 2007.7.23., 2014.11.3.>

7.13.3.3 전력거래소 정산담당자는 초기정산결과 7.13.2에 따라 조정신청 유효성을 확인하고 조정신청 합의된 사항은 최종정산에 반영한다.
<개정 2014.11.3.>

7.13.3.4 전력거래소 정산담당자는 조정신청에 대하여 조정이 필요한 경우 초기정산금액 변경이 수반되는 관련 회원의 거래담당자와 협의에 의하여 조정한다.

7.13.3.5 전력거래소 정산담당자는 관련 회원간 협의·조정이 필요한 경우 조정회의를 개최하여 조정한다.

7.13.3.6 전력거래소 정산담당자는 초기정산결과 조정신청에 대한 처리결과를 해당 신청자와 초기정산금액에 영향을 받는 관련 회원에게 거래일로부터 21일 이내에 전력거래소 인터넷 홈페이지상에 입력한다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 대해서는 거래일로부터 46일 이내로 한다. <개정 2007.7.23., 2014.11.3.>

7.13.3.7 전력거래소 정산담당자는 초기정산결과 조정신청 합의사항이 최종정산에 정확히 반영되었는지 확인한다.

7.13.3.8 전력거래소 정산담당자는 이의사항 처리가 완료되면 조정(이의)신청등록관리부에 “처리종결”로 표기하여 종결한다.

7.13.4 최종정산 결과 이의신청 처리

7.13.4.1 최종정산에 대하여 이의가 있는 회원은 거래일로부터 60일 이내 7.13.1에 따라 전력거래소에 7.13.1.1의 방법으로 이의신청한다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 대해서는 거래일로부터 85일 이내로 한다. <개정 2003.5.7., 2007.7.23., 2014.11.3.>

7.13.4.2 전력거래소 정산담당자는 7.13.2에 따라 이의신청 유효성을 확인한다. <개정 2014.11.3.>

7.13.4.3 전력거래소 정산담당자는 필요시 관련 회원의 거래담당자가 참여한 이의조정회의를 개최하여 이의신청 내용을 협의·조정한다.

7.13.4.4 전력거래소 정산담당자는 이의신청 합의에 따른 최종정산금 변경내역의 정확성을 확인하고, 거래일로부터 85일 이내 이의신청 처리결과를 7.13.5 및 7.13.6.1의 절차에 따라 해당 회원이 확인 가능하도록 통지한다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 대해서는 거래일로부터 110일 이내로 한다. <개정 2007.7.23., 2014.11.3.>

7.13.4.6 전력거래소 정산담당자는 조정(이의)신청등록관리부(별지 제51호서식)에 "처리종결"로 표기하고 종결한다.

7.13.5 조정(이의)이의신청 처리결과 통지서 발행

7.13.5.1 전력거래소 정산담당자는 각 회원의 양식은 별지 제54호~제55호서식으로 조정(이의)신청처리결과통지서를 발행한다.

7.13.5.2 전력거래소 정산담당자는 다음과 같이 이의신청처리결과통지서 발행번호를 부여한다.

◈ 발행번호 부여 형식 : XXX-XX-XXXX-XX

- 처음 3자리

  ISD : Initial Settlement Dispute

  FSD : Final Settlement Dispute

- 다음 2+4자리 : 신청번호(년도-일련번호)
- 다음 2자리 : 회원코드

  01 : 수력원자력, 02 : 남동, 03 : 중부, 04 : 서부, 05 : 남부,

  06 : 동서, 07 : 한국수자원, 08 : 한전, 10, 기타

- 통지서 발행대상 회원수가 증가할 경우 회원 코드 추가 부여

7.13.5.2.1 전력거래소 정산담당자는 수요반응자원의 전력거래에 대해서 다음과 같이 이의신청처리결과통지서 발행번호를 부여한다. [신설 2014.11.3.]

◈ 발행번호 부여 형식 : XXX-XX-XXXX-XX

- 처음 3자리 : KPX(전력거래소)
- 다음 3자리

IDD : Initial DR Settlement Dispute

FDD : Final DR Settlement Dispute

- 다음 2+4자리 : 신청번호(년도-일련번호)
- 다음 2자리 : 회원 코드

08 : 한전, 10 : 수요관리사업자

7.13.6 각 회원별 조정(이의)신청처리결과통지서 교부 및 변경 정산금 수수

7.13.6.1 전력거래소 정산담당자는 회원별 조정(이의)신청처리결과통지서를 전력거래소 인터넷 홈페이지상에 통지마감일 16:00까지 입력한다.

7.13.6.2 각 회원은 조정(이의)신청처리결과통지서를 확인하고 최종정산에 대한 이의신청처리결과통지서를 근거로 전력거래소와 거래당사자간 청구서를 발행하여 통지일 이후 도래하는 첫 번째 대금지급일에 신청처리 결과 변경된 정산금을 수수한다.<개정 2005.1.21>

7.13.6.3 조정(이의)신청 처리결과 및 분쟁조정규정에 따른 조치결과 변경 정산금 수수에 따르는 금융비용은 송금하는 측에서 부담한다.

7.13.7 조정(이의)회의

7.13.7.1 전력거래소 정산담당자는 조정(이의)회의 소집이 필요한 경우 "SAC-XX-XXXXA"의 형식으로 회의번호를 부여한다.

- SAC : Settlement Arbitration Council의 두문자
- 다음 숫자 2+4자리 : 연도별 회의 개최 순으로 부여한 일련번호
- 다음 영문자 : 동일건에 대한 회의개최 횟수를 알파벳 순으로 표시

7.13.7.2 전력거래소 정산담당자는 회의 소집을 위해 일시, 장소 및 내용을 관련 회원의 거래담당자에게 적어도 실 근무일 하루전에 통지한다. 촉박한 일정 또는 결정사항이 긴급한 경우는 즉시 긴급통지로 조정(이의)회의를 소집한다.

7.13.7.3 전력거래소 정산담당자는 이의신청 내용을 이의조정회의에 참여한 회원의 거래담당자에게 설명하고 협의·조정한다.

7.13.7.4 이의조정회의의 결정은 이해당사자간 합의를 원칙으로 하고, 상호 합의에 이르지 못할 경우 "합의불가" 처리한다.

7.13.7.5 전력거래소 정산담당자는 이의조정회의에서 협의, 조정된 결과를 이의조정회의록(별지 제53호서식)으로 작성하여 초기정산의 경우는 거래일로부터 21일 이내, 최종정산의 경우는 거래일로부터 85일 이내에 해당 회원에게 7.13.6.1의 방법으로 통지하고 기록·관리한다. 단, 수요반응자원의 전력거래에 대해서는 초기정산은 거래일로부터 46일 이내, 최종정산은 거래일로부터 110일 이내로 한다. <개정 2007.7.23., 2014.11.3.>

7.13.7.6 이의조정회의에서 합의 불가한 이의신청에 대하여 전력거래소 정산담당자는 조정(이의)신청등록관리부(별지 제51호서식)에 "합의불가"로 표기하고 확인 일시를 기록하여 종결한다.

7.14 <삭제>

7.15 제7장의 규정에 의한 분쟁조정 및 전기위원회 분쟁조정결과 전력거래 정산금 변경이 수반될 경우 그 결과에 따라 정산금을 산정·처리한다.

7.16 발전소 접속설비의 불가항력적 고장에 대해서는 발전기 고장정지와 동일한 수준으로 정산한다. 다만, 그 기간은 120시간을 초과할 수 없다.[신설 2004.7.9.]

7.17 정산정정통지[신설 2010.11.30]

7.17.1 초기정산결과에 대한 정정통지처리

7.17.1.1 전력거래소 정산담당자는 초기정산결과 통지 후 최종정산결과 통지 이전에 명백한 정산오류를 발견하였을 경우 이를 정정하여 최종정산에 반영하고 그 내용을 정산금액 정정에 영향을 받는 관련 회원에게 전력거래소 인터넷 홈페이지상에 통지한다.

7.17.2 최종정산결과에 대한 정정통지처리

7.17.2.1 전력거래소 정산담당자는 최종정산결과 통지 후 명백한 정산오류를 발견하였을 경우 이를 정정하여 그 내용을 정산금액 정정에 영향을 받는 관련 회원에게 전력거래소 인터넷 홈페이지상에 통지한다.

7.17.3 정산금 정정통지서 발행

7.17.3.1 전력거래소 정산담당자는 7.13.5의 통지서 양식을 준용하여 정산금 정정통지서를 발행한다.

7.17.4 정산금 정정통지서 교부 및 변경 정산금 수수

7.17.4.1 각 회원은 정산금 정정통지서를 확인하고 최종정산에 대한 정산금 정정통지서를 근거로 전력거래소와 거래당사자간 청구서를 발행하여 통지일 이후 도래하는 첫 번째 대금지급일에 정정통지 결과를 반영하는 변경된 정산금을 수수한다.

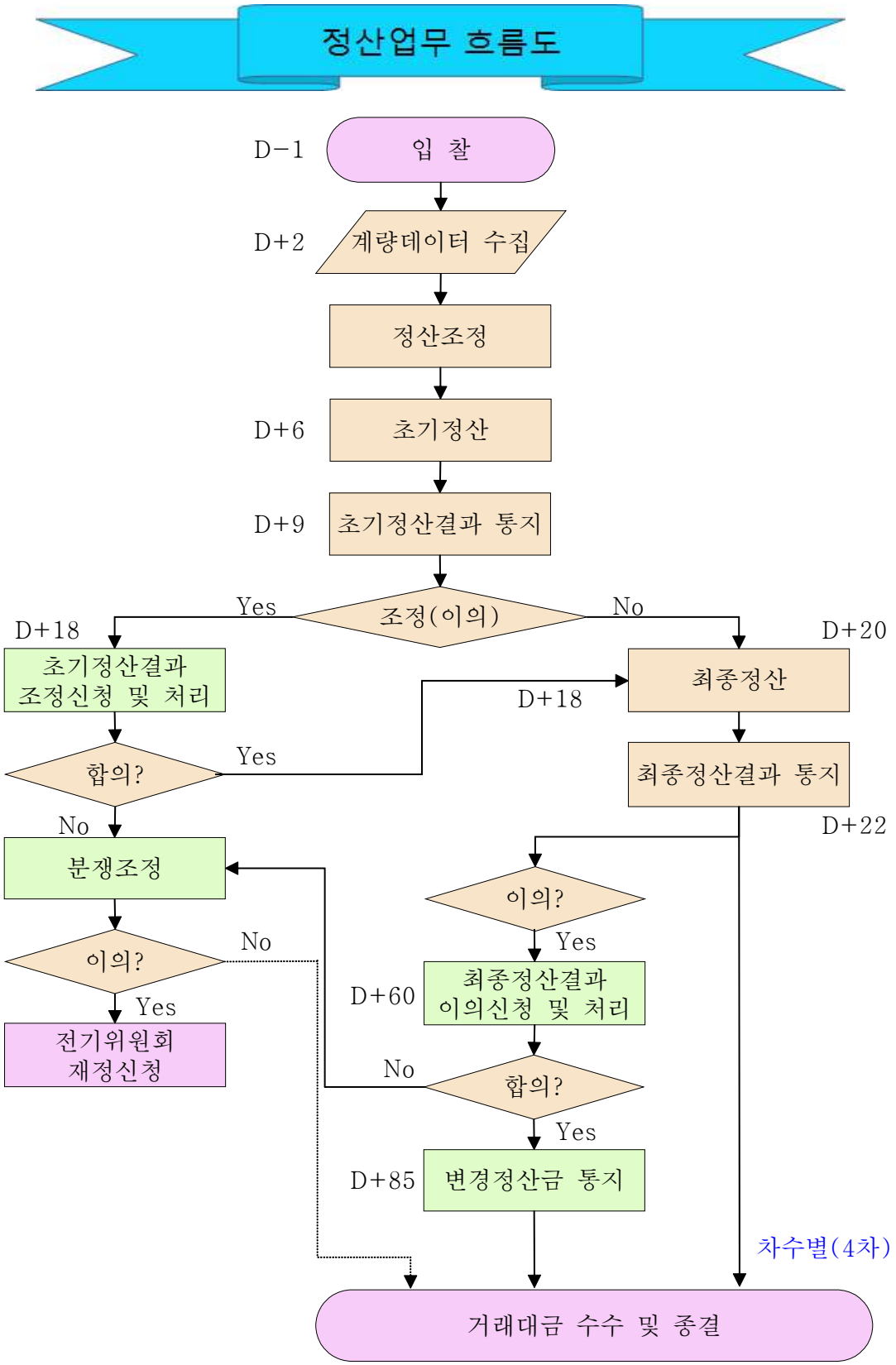
8.0 붙임

8.1 정산업무 흐름도

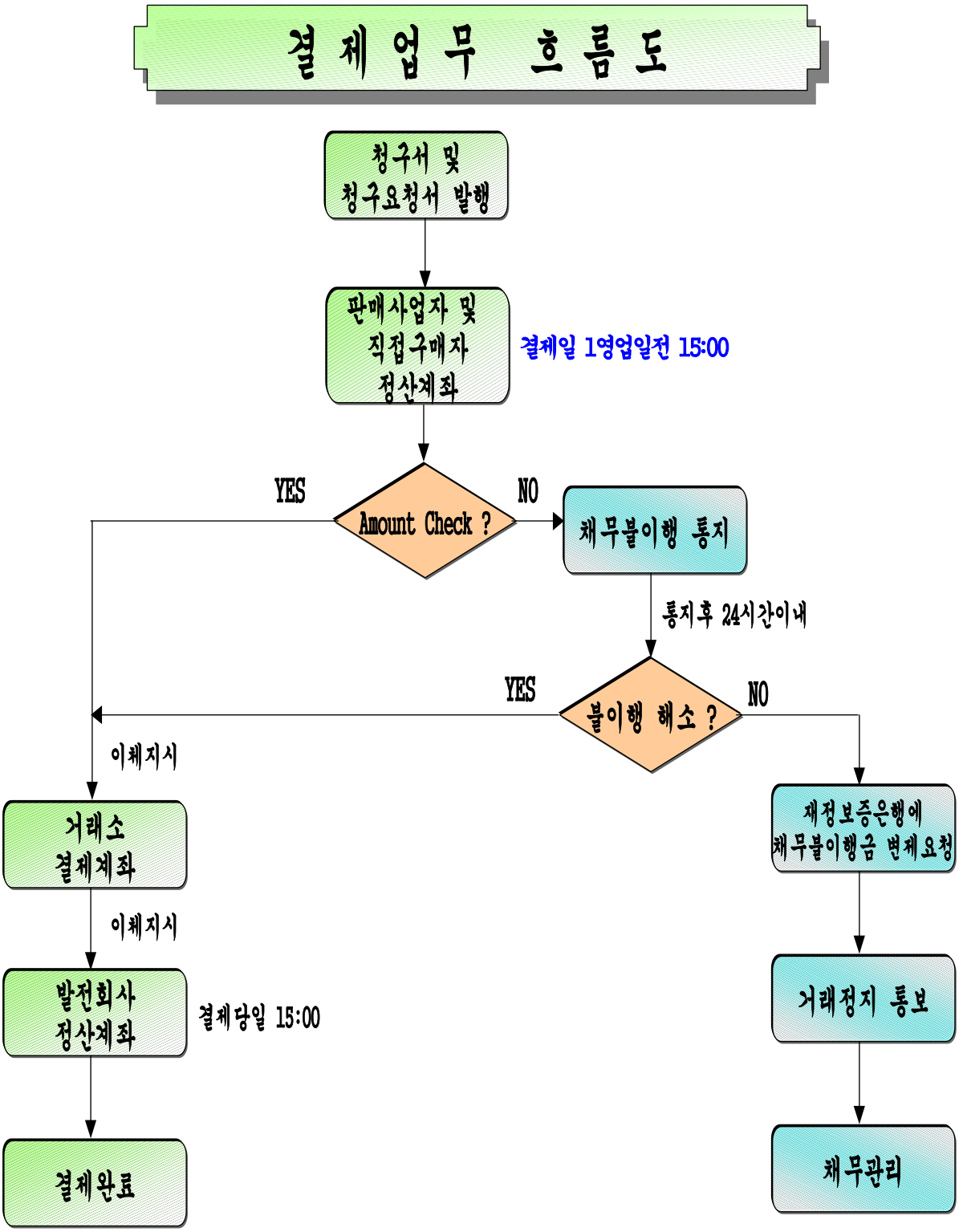
8.2 결제업무 흐름도

8.3 조정(이의)신청 처리 흐름도

[붙임 1]

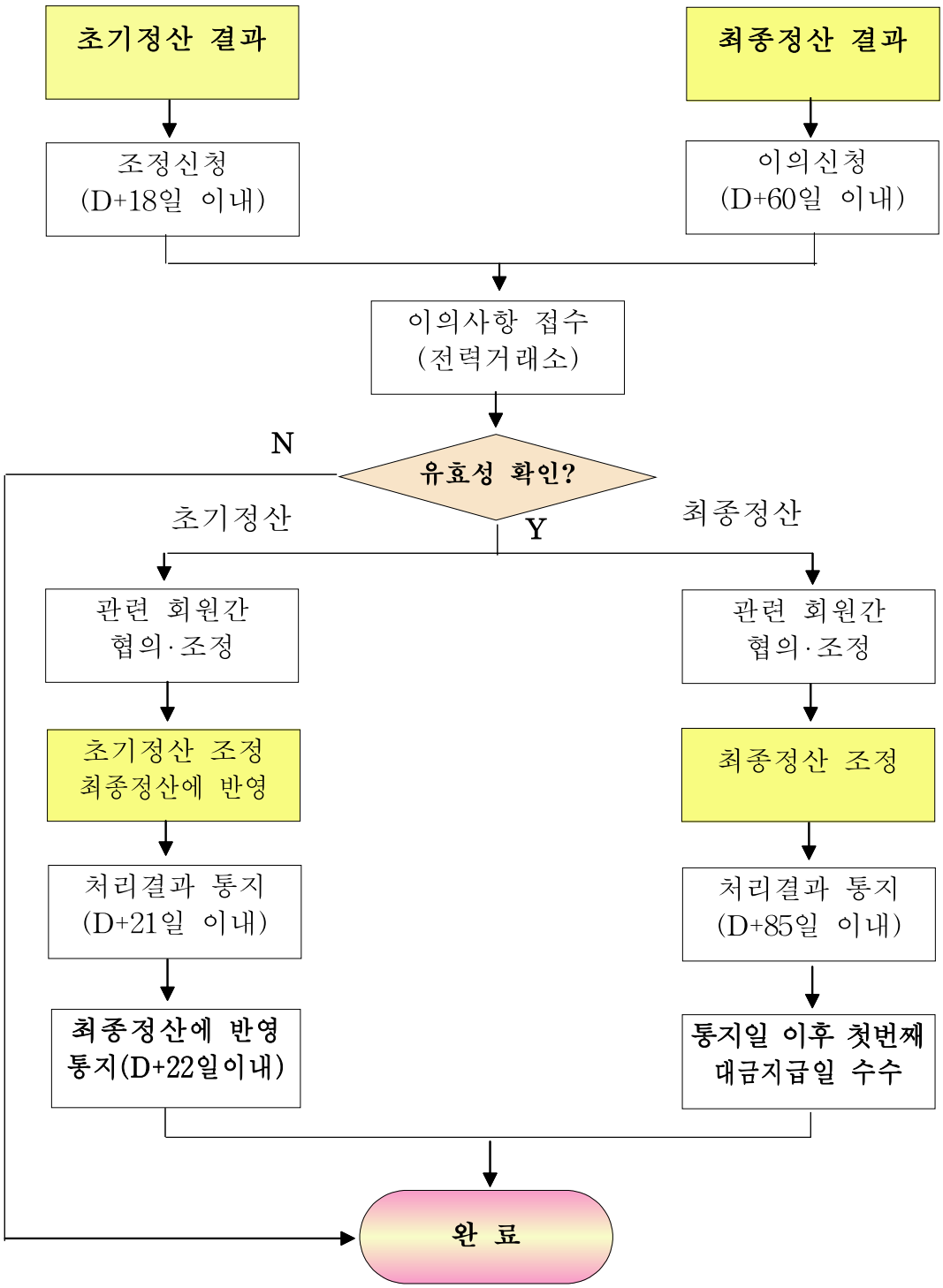

정산업무 흐름도
D-1
입 찰
D+2
계량데이터 수집
정산조정
D+6
초기정산
D+9
초기정산결과 통지
조정(이의)
Yes
No
D+18
초기정산결과
조정신청 및 처리
합의?
Yes
No
분쟁조정
이의?
No
Yes
전기위원회
재정신청
D+20
최종정산
D+18
최종정산결과 통지
D+22
이의?
Yes
D+60
최종정산결과
이의신청 및 처리
합의?
No
Yes
D+85
변경정산금 통지
차수별(4차)
거래대금 수수 및 종결

[붙임 2]


결 제 업 무 흐 름 도
청구서 및
청구요청서 발행
판매사업자 및
직접구매자
정산계좌
결제일 1영업일전 15:00
YES
Amount Check ?
NO
채무불이행 통지
통지후 24시간이내
YES
불이행 해소 ?
NO
이체지시
거래소
결제계좌
이체지시
발전회사
정산계좌
결제당일 15:00
결제완료
재정보증은행에
채무불이행금 변제요청
거래정지 통보
채무관리

[붙임 3]<개정 2007.7.23>

조정(이의)신청 처리 흐름도



[별표 9]

운영발전계획 수립 절차

1.0 목 적

규칙 제5.1.1조 및 제5.8.1조의 규정에 의거 일일운영발전계획 수립 업무에 대하여 세부절차를 규정하여 공정하고 투명한 급전업무의 수행과 전력수급의 안정운영을 도모하는데 있다.<개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 본 절차는 운영발전계획 수립업무에 적용하며 그 세부업무는 다음과 같다.

2.1.1 운영발전계획 수립

2.1.2 운영발전계획 변경

3.0 책 임

3.1 전력거래소는 이 절차에 따라 효율적으로 관련 업무를 수행한다.

3.2 운영발전계획 담당자는 제약조건을 고려하되 전력계통 신뢰성을 바탕으로 전력공급비용을 최소화할 수 있는 공정 및 투명한 운영발전계획이 수립될 수 있도록 노력하여야 한다. <개정 2011.12.2., 2014.11.3.>

3.3 본 절차에 의해 수립된 운영발전계획을 운영 중 7.3에 정한 발전계획의 변경 사유가 발생 될 경우 정해진 절차에 의하여 계획을 재수립하여 운영해야 한다.

4.0 참고자료

4.1 법

4.2 별표 5 전력수요예측 절차

4.3 별표 10 연료제약 발전기 운영절차

5.0 용어의 정의

5.1 일일 수요예측

거래일 전후 34시간(거래일 24시간, 거래전일 19-24시, 거래익일 01-04시) 시간대별 전력수요를 예측하는 것을 말하며, 가격결정발전계획 및 일일 운영발전계획 수립의 기초자료로 활용한다.

5.2 부하추종운전

전력계통의 주파수를 규정주파수로 유지하기 위하여 실시간의 부하변동에

대응하여 터빈 속도조정률 범위내에서 출력을 조정하여 운전하는 것과 전기저장장치의 유효전력을 조정하여 운전하는 것을 말한다. <개정 2015.5.7.>

5.3 부하제한운전

조속기의 부하제한장치에 의하여 조속기 기능을 정지시켜 계통주파수가 변동하여도 발전기를 정해진 출력으로 운전하는 것을 말한다.

5.4 발전계획 프로그램(RSC : Resource Scheduling & Commitment)

가격결정발전계획 및 운영발전계획을 수립하는데 사용하기 위하여 AREVA T&D사로부터 도입한 일간발전계획 프로그램을 말한다.<개정 2009.12.31>

6.0 지 침

해당 없음

7.0 절 차

7.1 운영발전계획 수립 기준

7.1.1 운영발전계획 담당자는 실시간 계통운영을 효율적으로 하기 위하여 거래일의 예측수요에 따라 아래 사항을 고려하여 운영발전계획을 수립한다. <개정 2011.12.2>

1. 열공급계획 및 제약연료 사용계획
2. 지역별 계통안정 및 융통전력 운영한계
3. 기타 고려사항
   가. 전압 및 주파수 조정
   나. 발전기의 기술적 특성
   다. 기타 송전손실 및 전력계통의 안정적 운영사항 등
   라. 수요반응자원의 전력부하감축 [신설 2014.11.3.]
   마. 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기의 정비계획 [신설 2015.9.30.]
   바. 중앙급전 구역전기발전기의 시간대별 구역수요 초과 입찰 공급가능용량 [신설 2019.1.2.]

7.1.2 운영발전계획 수립후 예상하지 못한 중대한 예측수요의 변화, 기타 운영발전계획의 수정을 필요로 하는 사항이 발생할 경우 계획을 변경 수립한다.

7.1.3 운영발전계획은 발전계획시스템(RSC)을 사용하여 수립하고, 이에 적용하는 송전제약사항은 전력계통 해석 프로그램을 사용하여 검토한다.

단, 전력계통 해석프로그램 간 의미있는 결과의 차이가 발생할 경우에는, PSS/E 프로그램의 결과를 우선한다. <개정 2015.9.30.>

7.1.4 운영발전계획 수립시 송전손실을 고려하여 발전기출력이 배분될 수 있도록

페널티계수(Peanlty Factor)를 적용한다.

7.1.5 운영발전계획은 발전단출력으로 수립함을 원칙으로 한다. 단, 수요반응자원의 경우는 수요반응참여고객의 전기공급 수전점단위로 한다.
<개정 2011.12.2., 2014.11.3.>

7.2 운영발전계획 수립

7.2.1 기본입력자료 작성

7.2.1.1 운영발전계획 담당자는 전력거래시스템에서 입찰자료를 받아 현재 운전 중인 발전기 및 수요반응자원의 현황과 비교하여 거래일의 입찰 Data파일을 작성한다. <개정 2014.11.3.>

7.2.1.2 수요예측 담당자로부터 거래 전일의 수요실적 및 기상상황, 기타 사회적 여건 등을 고려한 거래일 시간대별 최종 수요예측자료를 받아 입력한다.

7.2.2 제약사항 입력

운영발전계획 프로그램의 Data 입력사항에 각 제약사항을 입력한다.

7.2.2.1 송전제약사항 입력

1. 계통 검토 시 안정유지 기준에 따라 전력계통 해석 프로그램에 의해 검토된 제약사항
2. 송전제약 적용사항
   지역별 계통안정 및 융통전력 운영한계, 전압안정도, 선로 및 변압기 과부하, 기타 페널티계수 및 전력계통 안정운영에 필요한 사항 등

7.2.2.2 발전제약사항 입력

1. 열공급 발전기를 보유한 회원으로부터 통보 받은 열공급에 필요한 시간대별 발전기 출력을 입력
2. 국내 무연탄 및 액화천연가스등 제약연료를 사용하는 발전기에 대해서는 발전기별 일일 연료사용량을 발전량으로 환산하여 입찰한 자료를 적용한다.
3. 전력계통의 안정운영 및 주파수 유지율을 위한 예비력 확보
   가. 주파수 조정용량 확보를 위해 발전기 기준출력 상한치를 아래와 같이 배분하여 운영
      1) 기력, 복합, 수력 및 양수 : 입찰공급가능용량의 95%(단, 전기저장장치 및 석탄화력 이외의 발전기로 적정 예비력이 우선 확보될 수 있도록 석탄화력은 95%~100%로 배분가능) <개정 2010.11.30., 2015.5.7., 2016.5.12>
      2) 원자력 : 입찰공급가능용량의 100%에서 출력 고정운영
   나. 전력계통 운영기준에 따른 예비력을 확보한다.
      1) 시운전발전기는 신뢰도시험 개시 이후 시운전계획을 고려하여 예비력에 반영한다. <개정 2014.11.3.>

2) 전력수급 상황이 악화되어 수요관리사업자에게 수요감축요청을 발령해야 하는 상황이 예상되는 경우 수요반응자원의 수요감축요청량을 반영하여 예비력을 확보한다. [신설 2014.11.3.]

3) 전력수급 상황이 악화되어 예상 운영예비력 5,000MW 미만시 중앙급전 구역전기사업자의 구역수요 초과 공급가능용량을 반영하여 예비력을 확보한다. [신설 2019.1.2.]

4. 시운전 및 각종 시험관련 계획 반영

5. 수력 발전기의 입찰된 일일 총발전량 적용

6. 양수발전기 양수 및 발전량 적용

입찰된 양수동력 및 발전량 범위에서 계통의 효율성을 고려하여 적용한다. 단, 동·하계 전력수급대책기간과 예비전력이 규칙 제5.1.4조에 해당될 경우에는 양수발전기 상부저수지를 만수위로 유지한다. <개정 2011.12.2.>

7. 발전계획수립 또는 예비력 지정시의 양수발전기 공급능력 적용은 상부저수지 수위를 고려한 발전량이 반영되도록 한다. [신설 2011.12.2]

8. 특수일기간 및 특수경부하기간에는 운영예비력 2,000MW이상을 추가 확보한다. [신설 2011.12.2]

9. 기타 제약사항 검토하여 입력 <번호변경 2011.12.2>

7.2.3 운영발전계획 프로그램 실행

각 제약사항 입력 후 운영발전계획 프로그램(RSC)을 실행한다.

7.2.4 운영발전계획 결과 검토

운영발전계획 프로그램을 실행후 결과에 대해서 각종 제약사항 적정 반영 여부 등을 검토한다.

7.2.4.1 계통안정성과 송전제약사항 등의 반영여부를 검토한다.

1. 발전력의 배분 결과를 전력계통 해석 프로그램에 입력후 전력계통안정 운영기준에 따라 계통안정성을 재검토한다.

2. 송전제약 사항 발생시 제7.2.2항부터 반복하여 재실행후 운영발전계획에 적용한다.

7.2.4.2 발전제약사항의 적정반영 여부 검토

1. 각 발전제약사항의 반영 및 만족여부를 검토하고 운영발전계획이 효율적으로 수립되었는지 확인한다.

2. 적정하지 못한 경우 제7.2.2항부터 반복하여 재실행한다.

7.2.4.3 송전제약 사항이 있는 경우 "운영발전계획제약검토서"(별지 제57호서식)를 작성한다.

7.2.4.4 발전기 정지사항이 있는 경우 중앙급전발전기에 대해서만 "발전기정지계획서"(별지 제56호서식)를 작성한다. <개정 2015.9.30.>

7.2.5 예비력산정 프로그램을 이용하여 시간대별 예비력을 산정한 후, 예비력 확보대상 발전기를 지정한다.

7.2.6 결과 통지

7.2.6.1 운영발전계획 결과에 대해 모든 제약조건 및 전력수요의 만족 여부를 검토하여 확정한 후, 시간대별 지정예비력을 포함하여 제5.1.2조 제2항의 내용을 거래일 전일 18시까지 운영시스템을 이용하여 해당 회원에게 통지하고 실 계통에 운영한다.

7.3 운영발전계획 변경 및 기준

7.3.1 전력거래소의 급전원은 운영발전계획을 통지한 후 변경사유가 발생될 경우 재입찰자료 등을 확보하여 운영발전계획을 재수립하여 운영하여야 한다.

7.3.1.2 운영발전계획의 변경기준은 다음과 같다.

1. 발전력 1,000MW 이상 고장 또는 공급가능용량 1,000MW이상 입찰변경시
2. 송변전설비 고장 등으로 인한 발전제약 초래시
3. 수요예측 오차 1,000MW 이상 발생 전망시

7.3.2 운영발전계획의 변경수립은 기 작성된 운영발전계획 데이터베이스에 입찰자료 및 변동사항 등을 입력한 후 일간발전계획 프로그램조작절차에 준하여 시행한다.

1. 송전계통의 추가적인 제약사항 발생여부를 분석하여 적용하고, 제약사항 발생시 "운영발전계획제약검토서"를 작성한다.
2. 각 발전기의 시간대별 예비력을 재산정한다.
3. 각 수요반응자원의 시간대별 수요감축요청량을 재산정한다. [신설 2014.11.3.]

7.3.3 운영발전계획의 변경시 추가된 송전제약 및 시간대별 예비력지정 변경내용 등을 포함하여 규칙 제5.1.2조 제2항 규정의 내용을 운영시스템 등을 이용하여 해당 회원에게 즉시 통지한 후 실 계통에 운영한다.

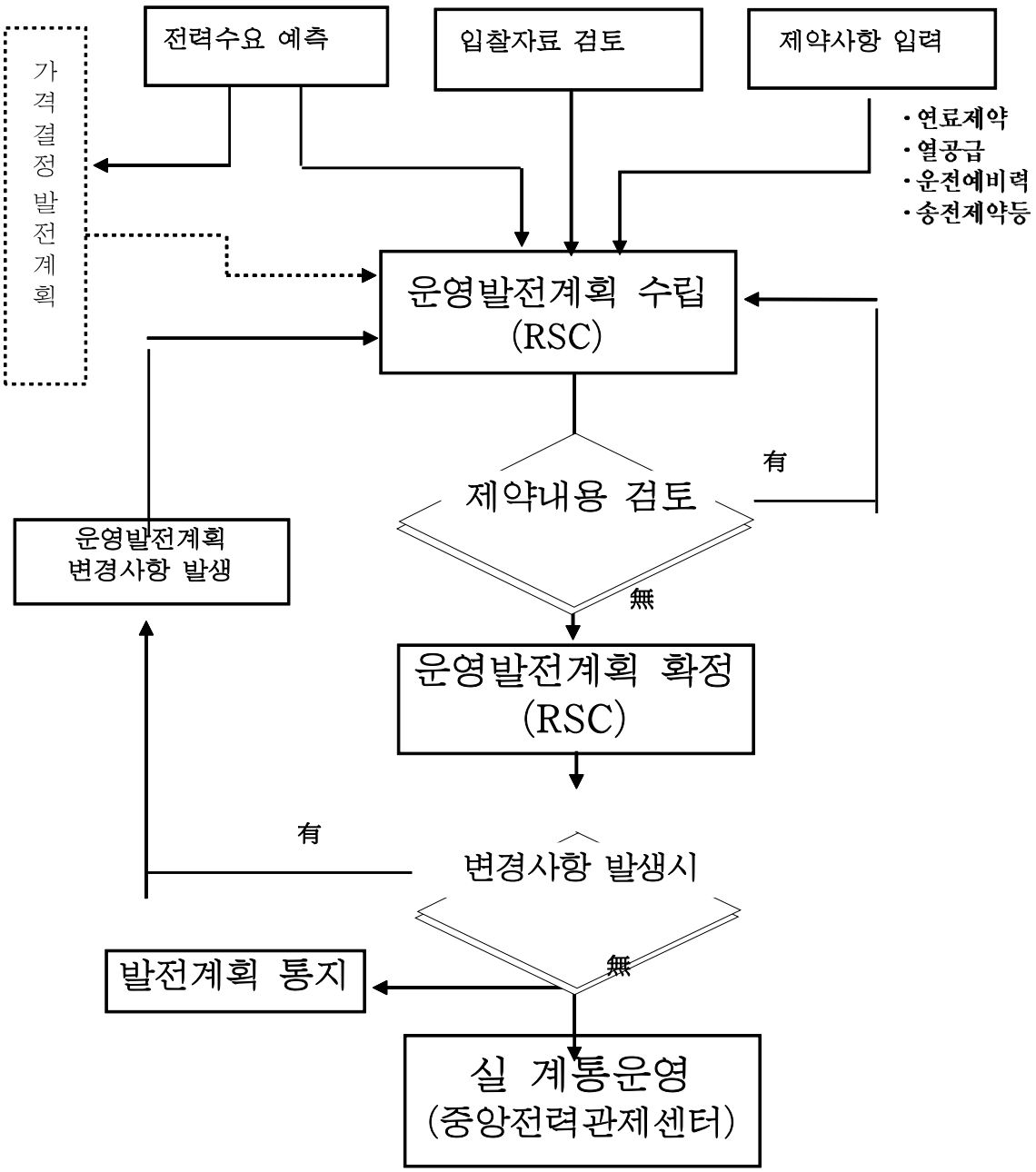
7.3.4 변경된 운영발전계획 및 각 제약내용, 기타 변경입찰내역 등 기본자료를 정리하여 관리하도록 한다.

8.0 붙 임

8.1 운영발전계획 수립 흐름도

[붙임8.1]

운영발전계획 수립 흐름도



[별표 10]

연료제약발전기 운영 절차

1.0 목 적

규칙 제5.5.2조의 규정에 의거 국내무연탄 또는 액화천연가스를 사용하는 발전기를 보유한 회원에 대한 제약연료 물량배분방법, 급전원칙 등을 정하여 전력계통을 공정하고 안정적으로 운영하는데 있다.<개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 본 별표는 제약연료의 연·월간 물량배분 및 운영발전계획 수립업무에 적용한다.

2.2 관련자 : 전력거래소, 전기사업자 (발전사업자, 판매사업자, 송전사업자)

3.0 책 임

3.1 전력거래소는 국내무연탄 또는 액화천연가스(이하 “LNG"라 한다)의 물량배정 및 급전운영이 공정하면서도 경제적이고 안정적으로 운영되도록 하여야 한다.

3.2 전력거래소는 LNG 수급특성상 안정적인 전력수급을 위하여 익년도 LNG의 연·월간 적정사용물량을 산정하여 발표하여야 한다.

3.3 전력거래소는 연간 국내탄 사용물량을 전력수요 등을 고려, 공정하고 투명한 원칙에 의거 발전기별로 배분하여 발전사업자에게 통보하여야 한다.

3.4 전기사업자는 제약연료의 연·월간 적정물량이 정확히 산출될 수 있도록 관련데이터를 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 적정물량 산출근거에 대한 전기사업자의 자료공개 요청시 정보공개절차를 거쳐 공개할 수 있다.

3.5 발전사업자는 익년도 연간 및 월별 제약연료 사용량을 전력거래소에서 산정한 연·월간 적정물량을 참고하여 연료공급업자와 협의·결정하고, 협의된 연간 및 매월 사용계획량을 전력거래소로 통보하여야 한다.
전력거래소는 전력수급과 관련하여 발전사업자에게 월간사용물량조정을 요청할 수 있으며, 이때 발전회원은 적극 협조하여야 한다.

4.0 참고자료

4.1 법

4.3 전력수급계획 및 운영해석 조합시스템(이하 "전력수급 종합시스템"이라 한다) <개정 2011.12.2>

4.4 발전기 연간예방정비계획 <개정 2011.12.2>

5.0 용어의 정의

5.1 연료제약 발전기

중앙급전발전기로서 법 제49조 제6항의 규정에 의한 전력산업기반기금에 의하여 지원받는 발전기를 말한다.

5.2 연·월간 연료 적정사용물량

전력수요, 전력계통송전제약, 운전예비력 등을 고려, 전력계통에서 전력을 안정적으로 공급하기 위하여 소요되는 제약연료 사용량

5.3 연·월간 연료 제약물량

가. 국내탄 : 전력산업기반기금에 의해 지원받는 국내탄중 정부 또는 장기전력수급계획에서 발전용으로 결정된 물량

나. LNG : 가스수급특성 등의 사유로 전력산업기반기금의 지원을 받기로 하고 계통에 필요한 적정사용물량을 초과하여 각 발전사업자와 LNG 공급업자간 계약된 물량

5.4 연간발전계획

연간발전계획이란 연료수급계획 수립 등을 위해 계획기간동안 각종 제약조건을 만족하면서 전력계통에서 가장 경제적이고 효율적으로 발전설비를 운영하기 위한 계획으로서 연간발전계획 프로그램에 의해 수행된다.

5.5 연간발전계획 프로그램

전력수급종합시스템의 발전계획 프로그램을 말한다. <개정 2011.12.2>

5.6 발전기 입출력 특성계수

발전기출력과 투입된 연료비용과의 상관관계를 나타내는 열소비 특성계수로서 아래와 같이 표시된다.

F(P) = aP2 + bP + c (a, b, c : 입출력 특성식의 2차, 1차, 및 상수계수)

P : 발전출력(㎿), F : 시간당열량(Gcal/h)

5.7 발전기 소내소비 특성계수

발전소 소내소비전력과 발전기 출력과의 상관계수로서 이에 대한 특성식은 아래와 같이 표현된다.

Pg = aauxPn + baux (aaux, baux : 소내소비 특성식의 1차 및 상수계수)

Pg, Pn : 발전단 및 송전단 출력[MW]

5.8 연간전력수요

연간발전계획을 수립하기 위해서 연 최대부하, 월별판매전력량 등을 고려하여 예측된 1년 365일, 시간별(8,760시간) 수요를 말한다. <개정 2011.12.2>

5.9 판매전력량

판매사업자가 예측한 월별 판매전력량의 합계를 말한다.

5.10 송배전손실량

송전전력량과 판매전력량과의 차이를 말한다.

5.11 시운전발전력

법 제9조 제4항의 규정에 의한 사업개시 신고를 하지 아니한 발전기로서 시운전계획에 의해 발전되는 발전력을 말한다.

5.12 예방정비계획

발전기 성능을 유지하기 위해 정기적으로 발전기를 정지하고 정비하는 시기 및 기간을 말한다.

5.13 열공급제약 발전량

열공급발전소가 열공급을 위해 필수적으로 발전해야 할 발전량을 말한다.

6.0 지 침

6.1 전력수급계획 종합시스템 개발 보고서

6.2 전력수급계획 종합시스템 연간발전계획 설명서

7.0 절 차

7.1 연·월간 연료 적정사용물량 검토를 위한 자료 제출

7.1.1 익년도 제약연료의 연·월간 적정사용물량 산정과 관련하여 관계회원은 다음의 자료를 10월말까지 전력거래소로 제출하여야 한다.

7.1.1.1 발전사업자 제출자료

가. 연료관련 자료

1) 발전기별 연료종별 예상연료단가
2) 발전기별 사용연료의 발열량(최근3년간 평균치)
3) 연료 최대/최소 공급가능량
4) 발전기별 사용가능연료 (유황함량표시)
5) 계절별 LNG 가격 구조
6) 기타 운전에 영향을 미칠 수 있는 사항

나. 운전관련자료

1) 발전기별 계획예방정비 일정
2) 국내탄 발전기의 주말정비 및 간이정비 일정
3) 열공급발전기 열공급계획
4) 발전기별 시운전항목별 일정 및 출력계획
5) 환경규제준수 등을 고려한 발전기별 혼소율
6) 하계고온시 복합화력 발전기 출력감소전력

7) 발전기 입출력 특성계수
8) 발전기 소내소비 특성계수
9) 원자력 발전기 월별 발전계획
10) 수력발전소 월별 발전계획

7.1.1.2 판매사업자 제출자료
가. 판매전력량
나. 구입전력, 도서내연 발전계획

7.1.1.3 송전사업자 제출자료
가. 제주연계선 정비계획
나. 송배전 손실률

7.1.1.4 7.1.1.1에서 제출한 자료외의 필요자료는 비용평가위원회 자료를 이용한다.

7.2 전력수요 예측

전력거래소는 익년도 예상 수요성장률 등을 고려하여 시간별 수요를 예측한다. <개정 2011.12.2>

7.3 제약연료 연·월간 사용물량 산정

7.3.1 국내탄 사용물량 검토

7.3.1.1 국내탄 적정 사용물량 검토

가. 전력거래소는 전력수급종합시스템의 연간 발전계획 프로그램을 사용하여 아래 각항의 제약사항과 각 회원에게서 제출받은 자료를 가지고 제7.2항에서 예측된 수요를 토대로 전력계통에서의 국내탄 적정사용물량을 산출한다.
1) 전력계통의 송전제약
2) 운전예비력
3) 발전소별 혼소율
4) 발전기 정지계획(O/H, 주말, 기타)
5) 기타

나. 연간 발전계획프로그램 운영은 프로그램 사용설명서에 따른다.

7.3.1.2 발전사업자별 국내탄 사용물량의 배분

가. 7.3.1.1에서 산출된 적정사용물량이 연간제약물량보다 같거나 클 때에는 적정사용물량을 발전사업자별 배분물량으로 한다.

나. 7.3.1.1에서 산출된 적정사용물량이 연간제약물량보다 적을때 아래와 같은 방법으로 발전사업자별로 국내탄 사용물량을 재배분하여 최종결과를 11월말까지 발전사업자에게 통보한다.
1) 발전기별 월간 물량배분(발전기별, 월별)

발전기별 월간 적정물량(kg) + {(연간제약물량(kg) - 연간적정물량kg))
× 혼소율가중치 ×(해당발전기월별운전일수/전체발전기연간운전일)

· 혼소율 가중치 = $\frac{\text{해당발전기용량(MW)}\times\text{해당발전기혼소율}}{\sum(\text{국내탄발전기용량(MW)}\times\text{혼소율})}$

· 운전일수는 발전사업자가 제출한 발전기 정지계획을 감안하여 산출

2) 연간물량은 월간물량을 합산하여 산정한다.

7.3.2 LNG의 연·월간 적정 사용물량 검토

가. 전력거래소는 전력수급종합시스템의 연간 발전계획 프로그램을 사용하여 아래 각항의 제약사항과 각 회원에게서 제출받은 자료를 가지고 제7.2항에서 예측된 수요를 토대로 전력계통에서의 LNG 적정사용물량을 산출하여 11월말까지 발표한다.

1) 전력계통의 송전제약

2) 운전예비력

3) 7.3.2.2에서 배분된 국내탄 사용량

4) 기타 (발전계획 프로그램입력을 위해 제출받은 자료)

나. 연간 발전계획프로그램 운영은 프로그램 사용설명서에 따른다.

7.4 제약연료의 연·월간 사용물량 결정

7.4.1 발전사업자(또는 발전사업자 협의회)는 전력거래소에서 산출한 연·월간 연료 적정사용물량을 참고하여 연료 공급업자와 연·월간 사용물량을 협의, 결정하고 12월말까지 전력거래소에 통보하여야 한다. 다만, 사정에 따라 기한내 협의 및 계약이 완료되지 않아 연·월간 사용물량을 통보하지 못할 경우에는 종전년도의 연료제약 발전기별 운전실적을 기준으로 예정물량을 통보할 수 있다.

7.4.2 발전사업자는 연·월간 사용물량 결정시 전력거래소에서 산출한 적정사용물량을 고려하여야 하며, 연·월간계약물량이 적정물량보다 작아 전력수급부족 등이 예상될 때 전력거래소는 물량조정을 요청할 수 있으며 발전사업자는 적극 협조하여야 한다.

7.5 연료제약발전기의 급전운영 원칙

7.5.1 제약연료의 월간운영계획 제출

7.5.1.1 발전사업자는 제약연료의 발전기별 월간운영계획을 아래 각항을 고려하여 해당 월 개시 10일전까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

가. 대용량발전소 또는 제약연료를 사용하는 발전기의 계획예방정비 변경

나. 제약연료의 수급제약 및 재고연료량을 고려한 월별 사용물량 변경

다. 기타

7.5.1.3 전력거래소는 통보된 물량이 전력수요 변동, 대용량발전기 불시정지 등에

의해 실제 필요물량보다 작아 전력수급부족 등이 예상될때 추가물량확보를 요청할 수 있으며, 이때 발전사업자는 추가물량을 최대한 확보하여야 하고 확보물량을 기준으로 월간운영계획을 재수립하여 통보하여야 한다.

7.5.2 연료제약 발전기의 일일 급전운영

7.5.2.1 연・월간 제약물량으로 운영시

가. 제약연료 발전기의 입찰서 제출

규칙 제5.5.2조 제1항의 규정에 의거 제약연료를 주연료로 하는 발전설비를 보유한 발전사업자는 해당 발전기별 일일연료사용량을 발전량으로 환산하여 거래일 전일 오전 10시까지 모사전송방식 또는 기타 전력거래소가 정하는 방식에 의하여 제출하여야 한다.<개정 2006.9.14>

나. 전력거래소는 통보된 제약연료 발전기의 일일발전량을 반영하여 운영발전계획을 수립한다.

다. 전력거래소는 입찰된 발전량이 비제약 또는 제약발전계획상의 필요발전량보다 적어 전력수급에 어려움이 예상될 때에는 일일발전량을 조정할 수 있으며, 전력수요가 낮은 주말, 특수경부하기간에는 발전사업자와 협의하여 기동정지계획을 조정할 수 있다.

7.5.2.2 연・월간 제약물량이 없을때

전력거래소에서는 연료제약 없이 운영발전계획을 수립하여 운영한다.

7.5.3 가스공급제한으로 운영예비력 저하 예상시 급전운영 <개정 2011.6..30, 2011.12.2>

가. 발전사업자는 가스수급불안 또는 가스공급설비 고장 등의 사유로 가스공급이 제한될 경우에는 규칙 제2.3.2조에 의거 가스수급상황을 고려하여 연료전환 발전기의 2차연료 전환여부, 석탄화력 출력상향운전 등을 결정, 변경된 입찰서를 전력거래소에 제출하여야 한다.

나. 전력거래소는 운영발전계획 수립결과 운영예비력 저하 예상시에는 규칙 제5.1.4조 "운영예비력 저하시 조치" 절차에 따라 운영한다. <개정 2011.6.30, 2011.12.2>

다. 가스공급 제한 사유의 해소 등으로 협의체의 확보 요구량을 소진하지 못하여 재고가 발생한 경우에는 동 재고를 계통제약 사유에 준하여 처리할 수 있다. [신설 2012.5.31]

7.5.4 IPP 사업자가 소유한 발전기의 급전운영

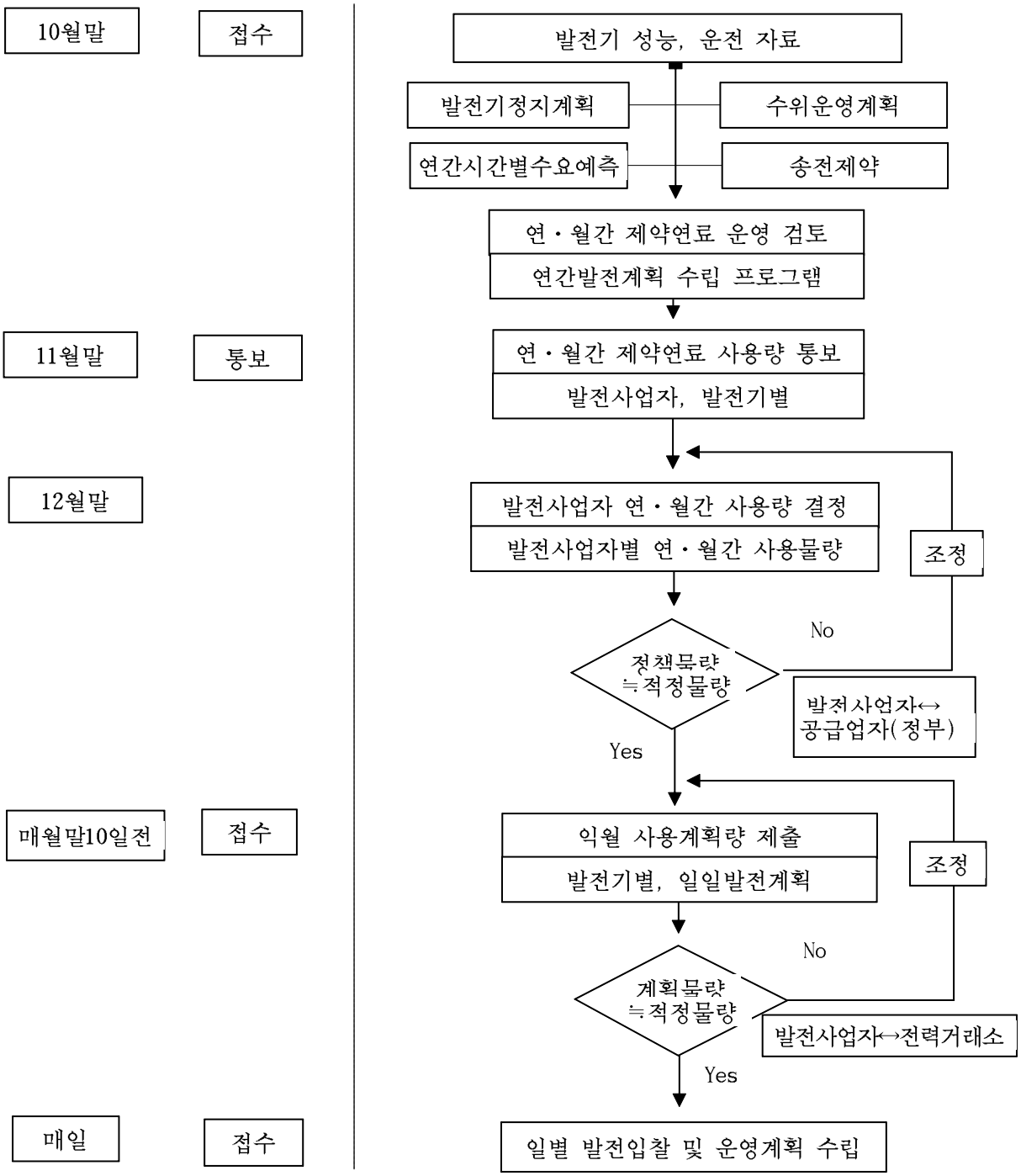
LNG를 주연료로 사용하는 발전기중 IPP사업자가 소유한 발전기의 급전운영은 일반 발전사업자소유의 발전기에 준한다.

8.0 붙 임

8.1 연료제약 발전기 운영절차

[붙임8.1]

연료제약 발전기 운영절차



[별표 11]

실시간 급전운영 절차

1.0 목 적

규칙 제5.3.1조, 제5.3.5조 및 별표3의 규정에 의거 실시간 계통운영에 있어서 설비별 운영방법, 수요반응자원의 운영방법, 급전지시 및 전압·주파수 조정방법 등을 정하여 전력계통을 공정하고 안정적으로 운영하는데 있다. <개정 2006.9.14., 2014.11.3.>

2.0 적용범위

2.1 본 별표는 전력계통 운영을 위한 급전지시, 발전기와 수요반응자원 운영, 계통감시 및 전압·주파수제어 업무에 적용하며 그 세부업무는 다음과 같다. <개정 2014.11.3.>

2.1.1 급전지시

2.1.2 계통조작

2.1.3 주파수 조정

2.1.4 계통전압 제어

2.1.5 적정예비력 확보

2.1.6 계통상황 변화시 운영

3.0 책 임

3.1 전력거래소

3.1.1 운영발전계획을 근거로 하여 전력수요 변동에 따라 발전기 기동·정지·출력조정 및 수요반응자원의 전력부하감축을 지시하고, 송전제약 발생여부를 고려하여 전력계통의 안정성 및 공정성이 유지될 수 있도록 하여야 한다. <개정 2014.11.3.>

3.1.2 전력계통의 신뢰성이 유지될 수 있도록 전력계통운영기준을 준수하고, 규정전압, 주파수를 유지하면서 계통고장 발생시에는 신속히 복구되도록 지시하고 감시한다.

3.2 전기사업자

전력계통안정운영에 적극 협조하여야 하며 계통운영설비의 고장 또는 문제점 발생시 전력거래소에 즉시 통보하고 전력거래소의 급전지시에 따라

신속한 조치를 취해야 한다.<개정 2007.12.27.>

3.3 수요관리사업자 [신설 2014.11.3.]

전력계통안전운영에 적극 협조하여야 한다.

4.0 참고자료

4.1 법

4.2 전력계통수요예측자료

4.3 예비력 운영기준

4.4 운영발전계획수립 자료

4.5 전력계통 안정유지기준

4.6 송·변전설비 정격용량 및 과부하 내량

4.7 모선 및 선로 분리개소 현황

4.8 발·변전소 모선별 기준전압

5.0 용어의 정의

5.1 예비력

예측수요의 오차, 발전기 불시고장 등으로 인하여 전력수급의 균형을 유지하지 못할 경우를 대비하여 최대부하를 초과하여 보유하는 발전기의 출력 여유분 및 전기저장장치의 주파수조정용량을 말한다. <개정 2015.5.7.>

5.2 운영예비력 <삭제 2011.12.2>

5.3 운전예비력 <삭제 2011.12.2>

5.4 대기예비력 <삭제 2011.12.2>

5.5 대체예비력 <삭제 2011.12.2>

5.6 강행송전

운전중인 송전선로가 자동차단 또는 정지된 경우 송전을 계속하기 위하여 운전전압으로 차단기 투입을 시도하는 것을 말한다.

5.7 전압 안정성

계통에 어떤 외란이 발생했을 때 전압이 새로운 평형점에 도달하여 안정을 취할 수 있는 능력 또는 이와 관련된 성질을 말한다.

5.8 전력용 콘덴서

송변전계통 부하역률을 개선하여 송전손실의 저감이나 계통전압의 저하

를 억제하는데 사용하는 콘덴서를 말한다.

5.9 분로리액터

전로에 병렬로 접속하여 선로와 부하의 진상무효전력의 보상 및 계통전압상승을 억제하거나, 345kV 지중송전선로의 충전전류를 감소시키기 위하여 설치된 리액터를 말한다.

5.10 정지형 무효전력보상장치(SVC)

전력용 콘덴서와 분로리액터를 조합하여 무효전력을 진상에서 지상까지 연속적으로 제어하는 설비를 말한다.

5.11 EMS(Energy Management System)

전력계통운영업무를 능률적이고 효과적으로 수행하기 위한 고속의 대용량 전산설비로서 주파수 및 전압제어는 물론 경제급전 기능까지 수행할 수 있는 급전종합자동화설비를 말한다.

5.12 1조작 1지시

1조작마다 지시 및 조작결과를 보고하는 형태로서 지시 → 조작 → 조작결과보고 등을 반복하는 지시를 말한다.

5.13 일괄조작 1지시

전력거래소에서 전기사업자의 지역급전업무 담당부서 및 발·변전소에 수단계의 조작을 일괄하여 지시하는 형태로서 조작내용이 정형적이고 단순하여 오조작의 염려가 없는 경우에 한한다.

1) 변전소의 정지 또는 수전 등 정형적인 조작

2) 송전선 정지, 가압시 차단기의 정형적인 조작

5.14 목적조작 지시

전력거래소가 발·변전소에 일련의 조작목적, 조작결과의 상황 등을 총괄적으로 지시하고, 수령자는 미리 정하여진 조작 수순에 따라 조작하는 것으로서 상황 판단, 조작방법 등 지시내용이 오조작의 염려가 없는 경우에 실시한다.

1) 발전기, 변압기, 조상설비 등 기동 또는 정지

2) 기기 Loop 및 정전 절체 등

3) 송변전설비 휴전작업 관련 조작 등

5.15 자주조작

전력계통 운영, 조정 및 조작에 있어서 전기사업자가 급전지시에 의하지 않고, 미리 정해져 있는 범위와 순서에 의해 발·변전소에서 자주적으로 조작하는 것을 말한다.

6.0 지 침<개정 2003.5.7>

해당없음

7.0 절 차

7.1 급전지시

7.1.1 급전지시의 원칙

7.1.1.1 급전지시는 정확하고 신속하게 하여야 하며, 정당한 이유없이 이행지연 또는 내용을 변경해서는 안된다.

7.1.1.2 운영발전계획과 계통상황에 따라 공정하고 투명한 급전지시로 전력계통의 안정적, 효율적 운영을 위한 급전지시를 하여야 한다.

7.1.2 급전지시 내용

7.1.2.1 발전기, 변압기, 조상설비, 전기저장장치 등 전력설비의 가동·정지 <개정 2015.5.7.>

7.1.2.2 전력수급, 주파수, 전압 및 조류조정에 필요한 발전소 유·무효전력조정 및 설비조작

7.1.2.3 휴전작업, 계통구성 변경 및 전력설비 고장에 따른 개폐장치의 조작

7.1.2.4 EMS 원격소 장치(RTU), 계통보호장치의 사용상태 변경<개정 2010.6.30.>

7.1.2.5 수요반응자원의 전력부하감축 시행 [신설 2014.11.3.]

7.1.2.6 수급비상시 부하조정<개정 2007.12.27.>

7.1.2.7 운영예비력 확보 전기저장장치 및 발전기 지정 <번호 변경 2014.11.3., 개정 2015.5.7.>

7.1.2.8 운영예비력 확보 중앙급전 구역전기발전기의 구역수요 초과 공급가능용량에 대한 발전지시 [신설 2019.1.2.]

7.1.3 급전지시원칙의 예외

급전지시의 원칙을 이행하기 어려운 아래와 같은 사유가 있는 경우 전력거래소 운영자의 판단에 따라 급전지시를 할 수 있다.

1) 발전기, 전력계통의 고장 등에 의해 운영발전계획을 수립하기에 충분한 시간적 여유가 없을 때

2) 기타 전력계통의 안정을 위해 계통비상 상황시

7.1.4 비상시 급전지시

천재지변 등으로 전력계통운영에 심각한 사태가 초래되었거나 우려가 있을 때에는 전력계통의 복구 및 운전신뢰도 유지를 위하여 별표12에 따라

송·변전설비 등의 정지 또는 수급조절 등을 지시할 수 있다.

7.1.5 입찰자료의 확인

전력거래소는 안정적 계통운영의 범위내에서 급전지시를 통해 발전기 공급가능 용량시험을 수행하고 필요시 별도의 조치를 취할 수 있다. <개정 2011.12.2>

7.1.6 급전지시 기록

전력거래소는 급전지시 내용중 정산에 필요한 내용을 전력거래시스템에 입력한다.

7.2 계통조작

7.2.1 전력거래소는 전력계통 안전 및 신뢰도 확보를 위해 전력계통운영시스템(EMS, SCADA등)을 활용하여 발전기, 송전선 등 전력계통 전반에 대한 다음 각호의 실시간 운전상태를 감시하여야 한다.

1) 일일 부하추이
2) 발전기 및 전기저장장치 유·무효전력 <개정 2015.5.7.>
3) 계통주파수 및 전압
4) 송·변전설비의 운전상태
5) 예비력

7.2.2 계통조작지시 기준

계통조작지시는 전력계통운영기준, 송전망에 주어진 물리적 상태를 고려하여 계통조작 지시를 하여야 한다.

7.2.3 계통조작지시 종류

계통조작지시의 종류는 조작목적에 따라 자주조작, 1조작 1지시, 일괄조작 1지시, 1목적 조작지시 등이 있다.

7.2.4 전력설비조작

아래 각호에 해당하는 전력설비의 조작은 전력거래소의 지시에 따라 시행한다.

1) 345kV 이상 송전망
2) 154kV 송전망
   가) 20MW 이상 발전소 및 전기저장장치 연계선로 <개정 2015.5.7., 2016.5.12>
   나) 발전기출력을 조정하여야만 송전이 가능한 계통
   다) 기타 전력거래소와 전기사업자가 합의한 중요 송전망

3) 제주지역의 송전망

7.2.4.1 제7.2.4항의 전력거래소가 운영하는 범위 이외의 전력계통은 전력거래소의 위임을 받아 송, 배전사업자가 운영할 수 있다.

7.2.4.2 전력거래소는 전력계통의 중대고장등 비상시에는 전기사업자가 운영하는 송전계통에 대한 급전지시를 할 수 있다.

7.2.4.3 전기사업자는 전력설비의 조작일시, 조작내용 등을 기록 유지하여 전력거래소의 요구가 있을 때에는 즉시 그 내용을 제시하여야 한다.

7.2.5 계통연계 조작

병행송전선 및 연계계통의 투입은 다음 각호의 기준에 의한다.

1) 동기검정장치에 의한 계통연계 조작

2) 병행송전선로의 1회선 운전을 확인한 후 병행운전조작

3) 기타 계통연계가 가능하다고 판단되는 경우의 수동투입은 전력거래소의 지시에 따른다.

7.2.6 강행송전방향

고장 등으로 정전된 송전선로의 강행송전 방향은 송전단측에서 수전단측으로 하며 다음 각호를 원칙으로 한다.

1) 345kV이상 송전계통은 신옥천변전소와 가까운 변전소를 송전단으로 하며 상대단 변전소를 수전단으로 한다.

2) 154kV이하 송전계통은 345kV변전소를 송전단으로 하며 상대단 변전소를 수전단으로 한다.

3) 발전소와 연계된 송전계통은 변전소를 송전단으로 하며 발전소를 수전단으로 한다.

4) 말단계통에서 송, 수전단의 구분이 어려울 경우에는 전력을 공급하는 측을 송전단으로 한다.

5) 기타 송전계통의 강행송전방향은 별표12에 따른다.

7.2.7 송전선 등의 고장 <개정 2006.9.14>

1) 방사상 부하공급 송전선로가 무전압이면 발, 변전소의 조작책임자는 제1차 강행송전을 한다. 다만, 그 결과가 불량한 경우에는 조작책임자의 판단으로 5분 경과 후 제2차 강행송전을 할 수 있다. 그 결과 또한 불량한 경우에는 선로순시를 실시하고 급전지시 계통에 순시 결과를 보고하고 즉시 고장복구 조치를 취하여야 한다.

2) 주간선 및 연계 계통의 송전선로 고장시 차단된 송전선로가 가압 상태이면 제7.2.5항의 규정에 따라 계통연계조작을 하며 무전압상태이면 제7.2.6항의 규정에 따라 다음 각호와 같이 조작한다.

가) 송전단측 발, 변전소의 조작책임자는 제1차 강행송전을 하며 그 결과가 불량한경우에는 급전지시 계통에 보고하고 급전지시에 따른다. 다만, 통신두절 등으로 인하여 급전지시 계통과의 연락이 5분이상 지연될 때에는 조작책임자의 판단으로 제2차 강행송전을 할 수 있다. 그 결과 또한 불량한 경우에는 자체에서 긴급고장 복구조치를 취함과 아울러 그 내용을 신속하게 급전지시 계통에 보고한다.

나) 수전단측 발, 변전소에서는 선로가 가압되면 제7.2.5항의 규정에 따라 계통연계조작을 한다. 다만, 선로의 가압이 5분이상 지연될 경우에는 급전지시계통의 지시에 따라 역방향으로 강행송전을 할 수 있다.

3) 재폐로계전기가 설치되어 있는 선로에 있어서 자동재폐로 실패시의 제1차 강행송전은 발, 변전소 조작책임자의 판단으로 차단기의 동작책무를 고려하여 가능한 한 신속히 행한다.

4) 선로의 전부 또는 일부가 지중화되어 있는 송전선로의 지중선측 고장으로 확인될 시에는 강행송전을 하지 아니함을 원칙으로 한다.

5) 특수 기상조건이나 작업중인 선로고장시의 조작은 급전지시에 따라 다음 각호와 같이 행한다.

가) 폭풍우시 선로가 자동차단 된 경우에는 제2차 강행송전을 한 때로부터 15분 정도 경과 후 제3차 강행송전을 할 수 있으며 그 결과가 불량한 경우에는 풍속의 약화등 기상조건을 고려하여 제4차 강행송전을 할 수 있다.

나) 폭설시 선로가 자동차단된 경우에는 약5분 정도 경과후 제1차 강행송전을 한다.

다) 농무나 염진해로 인한 고장이나 병행 2회선 또는 4회선 송전선로의 1회선 작업도중에 건전선로에 고장이 발생한 경우에는 급전지시에 따라 강행송전 하는 것을 원칙으로 한다.

7.2.8 계통고장시 개폐기 조작

선로 및 기기 차단기의 전부 또는 일부가 차단되지 아니한 상태에서 전모선이 정전되었을 때에는 그 차단되지 아니한 모든 차단기를 즉시 수동으로 개방하고 사전에 정해진 조작을 행한다.

7.2.9 계통고장시 발, 변전소의 조작 <개정 2006.9.14>

7.2.9.1 계통고장시 주간선, 연계계통 변전소 및 발전소의 조작<개정 2006.9.14>

1) 가압선로가 있으면 구내고장 유무를 확인한 후 즉시 모선에 수전하고 제7.2.7항의 2)에 따라 조작한다.

2) 모든 선로가 무압이면 제7.2.8항에 따라 모든 차단기를 수동 개방하고

그 이후의 조작은 급전지시에 따른다. 다만, 일부 선로가 가압되어 5분 이상 지속되면 급전지시 없이도 모선에 수전할 수 있다.

7.2.9.2 방사상계통 변전소의 정전시 조작

1) 수전측 선로가 가압되어 있으면 구내고장 유무를 확인한 후 즉시 모선에 수전하여 부하측에 공급한다.

2) 수전측 선로가 무압이고 예비선로가 가압되어 있으면 수전측 차단기를 수동 개방하고 예비선로로 수전한 후 급전지시 계통에 보고한다.

3) 모든 선로가 무압이면 주변압기 1차측을 제외한 모든 차단기를 수동 개방한 후 선로가 가압되는 즉시 모선에 수전하여 부하측에 공급한다.

7.2.9.3 변전소 구내 예비변압기 절체, 모선절체 등이 요구되는 고장 발생시 계통으로의 파급이 우려되지 않거나, 파급이 방지될 경우에 송전사업자의 운전원 책임하에 우선 조치하고 그 결과를 급전지시계통에 보고하여야 한다.

7.2.10 송전선 등의 고장시 조작

제7.2.7항, 제7.2.8항, 제7.2.9항에 대한 조작은 전력계통의 신속한 복구를 위해 전기사업자의 자체 판단에 의하여 조작할 수 있다.

7.2.11 제주지역 계통운영은 전력거래소 제주지소 급전지시에 따른다.

7.3 주파수 조정

7.3.1 전력거래소는 전력수요 변동에 따른 발전력 및 전기저장장치의 유효전력 조정을 원활히 수행하여 계통의 주파수를 유지범위 이내로 유지하여야 한다. <개정 2015.5.7., 2016.5.12>

7.3.2 계통주파수를 유지하기 위하여 1,500MW 이상의 주파수조정예비력을 확보하여야 한다. <개정 2011.12.2>

1) 주파수 유지 예비력(1차 주파수 응답)

주파수 변동 초기에 응동하는 주파수 조정용량으로서 주파수 변동시 10초 이내에 발전력이 응동하여 30초이상 출력유지가 가능한 유효전력으로서 발전기의 G.F(Governor Free) 및 전기저장장치의 주파수 응답에 의한다. <개정 2015.5.7.>

2) 주파수 복구 예비력(2차 주파수 응답)

1차 응답후 정상 주파수 유지범위로 회복시키기 위한 유효전력으로서 30초이내에 응동하여 30분간 지속 가능한 발전기의 AGC 보유예비력 및 출력증가와 전기저장장치의 EMS 원격제어 주파수조정용량 및 출력조정에 의한다. <개정 2015.5.7.>

7.3.3 평상시 주파수 조정

7.3.3.1 부하 안정시간대

1) 부하추이 및 운영발전계획을 토대로 주파수가 유지범위를 유지할 수 있도록 전기저장장치 및 발전기의 기동, 정지 및 운전 Mode결정 등 급전지시 한다. <개정 2015.5.7.>

2) 발전회원 및 송전사업자는 발전기 부하추종(Governor Free)운전, 자동발전제어(AGC)운전 및 전기저장장치의 주파수조정서비스로 계통주파수 유지에 적극 협조하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

3) 응동폭이 속도조정율 규정치 보다 미달시는 설정치 등을 재확인토록 하여 변경토록 지시한다.

4) 발전회원 및 송전사업자는 부하추종운전, 자동발전제어에 의한 주파수 조정 운전이 불가능 할 경우 즉시 전력거래소에 그 사유를 통보하고, 급전지시에 따라 수동으로 발전기의 출력을 조정하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

7.3.3.2 부하 급변시간대

일일중 부하급변시간대인 아침시간, 중식시간 및 심야 시작시간에는 운영발전계획을 토대로 사전에 발전기 기동 및 출력을 증가하고, 응동특성이 좋은 전기저장장치, 수력, 양수, 복합 등을 활용하여 주파수를 유지한다. <개정 2015.5.7., 2016.5.12>

7.3.4 이상시 주파수 조정

1) 주파수가 급격하게 저하하거나 상승할 경우 그 상황을 신속하게 파악하여 다음 각호의 조치를 취하여야 한다.

가) 대용량 발전기 탈락 등으로 주파수가 급격하게 저하하는 경우 운전예비력의 활용, 수요반응자원을 통한 전력부하감축, 전압조정에 의한 수요조절, 수요조절시행사업자의 수요조절, 변전소에서 일부 부하차단의 순으로 주파수를 정상으로 회복시킨다.<개정 2007.12.27., 2014.11.3.>

나) 주파수 회복은 현재 운전중인 전기저장장치 및 발전기의 출력여력분 증가 및 수력, 양수, 복합 등 응동특성이 좋은 발전기를 먼저 출력증가·기동후 안정되면 연료비 순위와 증분연료비에 따라 조정한다.<개정 2015.5.7.>

다) 부하차단 등으로 주파수가 급격하게 상승하여 계통상황이 불안정 할 경우 급전지시에 의하여 발전기를 정지시켜 주파수를 정상으로 회복시킨다.<개정 2007.12.27>

라) 심야 양수동력 운전중 발전기사고 등으로 계통주파수가 59.80Hz 이하로 상당시간 지속 또는 전망될 경우 양수동력을 차단할 수 있다.

2) 전력계통이 2개 이상으로 분리되었을 경우에 우선 분리된 각 계통의 수급평형을 도모하여 안정시킨 후, 분리된 계통을 연결하는 조작을 시행한다. 이때 분리된 계통의 주파수 조정을 발전사업자에게 잠정적으로 위임할 수 있다.

3) 발전회원은 계통이상 등으로 주파수 저하 또는 계통분리가 되었을 경우 그 상황을 신속 정확하게 파악하여 전력거래소에 보고한 후 급전지시에 따라 운전하여야 한다. 다만, 전력거래소로부터 주파수 조정을 위임받았을 경우 또는 급전전화 불통으로 급전지시를 받을 수 없는 경우에는 분리된 자체 지역 내의 운전상황을 파악한 후 제1)항에 따라 주파수를 조정한다.

4) 발전회원은 계통주파수가 60±0.5㎐를 초과할 경우에는 급전지시가 없어도 다음 각호의 조치를 취할 수 있다.

가) 운전중인 전 발전기의 출력을 신속하게 조절함은 물론 정지중인 수력, 내연 및 가스터빈 발전기를 가동할 수 있도록 준비하여 주파수가 조정범위 이내로 회복되도록 노력하여야 한다. 다만, 주파수 급상승시의 발전기 정지는 급전지시에 따라 신속하게 이행하여야 한다.

나) 자동발전제어에 의한 주파수 조정 운전 중 계통과 분리되었다고 판단될 경우에 즉시 자동급전장치의 발전기제어기를 차단시켜 부적절한 제어신호에 의한 주파수 혼란을 방지한다.

7.4 계통전압 제어

7.4.1 전력거래소는 전력계통의 안정성, 무효전력의 효율적 이용 및 고객의 적정 전압을 유지하기 위하여 발전기 단자전압, 조상설비, 변압기 Tap조정 등을 유효하게 활용하여 기준전압 유지범위 이내가 되도록 감시 및 지시한다.

7.4.2 전압조정목표

전력거래소의 전압조정 목표는 다음 각호와 같다.

1) 발전소의 전압조정은 발전기 단자전압을 목표로 한다. 다만, 연계 1차 변전소와 협조를 필요로 할 때에는 송전선측 모선 전압을 목표로 할 수 있고 특별히 지정하는 때에는 발전기 역률 및 발생 무효전력을 목표로 할 수 있다.

2) 변전소의 전압조정은 모선전압을 목표로 한다.

7.4.3 계통전압조정 방법

7.4.3.1 평상시 전압조정

7.4.3.1.1 계통전압 조정은 모선전압을 기준으로 발·변전소에서 자율적으로 조정하며, 전기사업자는 전력계통운영기준에서 정한 154kV 및 345kV 계통전압의 허용범위 유지가 어려울 때에는 전력거래소에 즉시 통보한다.

7.4.3.1.2 전압조정은 경부하, 부하변동, 중부하 시간대의 경계점에서는 급격한 전압변동이 없도록 단계적으로 조정한다.

7.4.3.1.3 전력거래소는 전력계통의 무효전력, 전압을 적절히 조정하기 위하여 전압조정장치의 운전 변경을 지시할 수 있으며, 계통의 일부에서 기준전압 허용범위 유지가 어려울 경우에는 계통절체 및 송전선로의 정지를 지시할 수 있다.

7.4.3.2 발전기 단자전압 운영

7.4.3.2.1 발전기 단자전압 조정 범위

발전기 단자전압 조정범위는 발전기 무효전력 한계곡선 범위내에서 정격전압의 ±5%이내로 조정한다. 단, 발전기 단자전압 100% 이상 운전은 전력용 콘덴서(S.C)로 전압조정을 우선 시행한 후 필요시에 조정한다.

7.4.3.2.2 무효전력 조정에 이상이 있을시(발전기 권선온도 상승 등) 그 사유를 전력거래소에 즉시 통보하고 급전지시를 받는다.

7.4.3.3 조상설비 운영 다음 각호에 의한다.

1) 급격한 전압변동이 없도록 단위용량별로 나누어 단계적으로 조작한다.

2) 기준전압 허용범위를 유지하도록 운전한다.

3) 인근지역의 무효전력 수급사정과 계절에 따라 가감 운전되어야 한다.

7.4.3.4 특수경부하 기간 운영

7.4.3.4.1 설날, 추석 등 특수경부하기간에는 부하의 무효전력 소비가 감소하여 기간계통의 전압이 크게 상승하므로 특수경부하시 전력거래소의 계통운영검토서에 따라 운전한다.

7.4.3.4.2 특수경부하시 계통전압 조정을 위한 송전선로 개방은 계통의 고장발생시 신속한 복구를 위해서는 단로기는 개방하지 않고, 차단기만 개방하여야 한다.

7.5 적정 예비력 확보

7.5.1 전력거래소는 수요와 공급의 적절한 평형을 유지하기 위하여 매순간(순시) 적정 예비력을 확보, 운영하여야 한다. 다만, 불시고장 등 수급변동으로 예비력이 사용되는 기간은 예비력이 재 확보될 때까지 예외로 한다. <개정 2017.12.29.>

7.5.2 예비력 확보량은 운영발전계획의 확보량을 기준으로 하여 운영한다.

7.5.3 예비력 확보량은 급전종합자동화설비를 이용하여 감시하며, 예비력 과다 및 부족시는 다음 각호에 따른다.

1) 예비력 과다시

확보 운영중인 대기·대체 예비력을 연료비 우선순위법에 따라 정지, 또는 해제를 지시한다. <개정 2011.12.2>

2) 예비력 부족시

수요반응자원에 전력부하감축을 지시하고 중앙급전 구역전기발전기의 구역수요 초과 공급가능용량을 발전지시하며 정지중인 대기·대체예비력 발전기를 연료비 우선순위법에 따라 기동, 또는 대기토록 지시한다. 다만, 운영예비력이 400만㎾ 미만이거나 예상될 경우 연료비 우선순위를 예외적으로 적용할 수 있다. <개정 2011.12.2., 2014.11.3., 2019.1.2.>

7.5.4 정지중인 대기·대체예비력으로 지정된 발전기는 급전지시에 따라 최단 시간내에 기동할 수 있는 상태로 있어야 하며 곧바로 기동할 수 없을 때에는 즉시 전력거래소에 보고하여야 한다. <개정 2011.12.2>

7.6 계통상황 변화시 운영

7.6.1 다음 각호의 경우에는 운영발전계획을 재수립한다.

1) 수요예측 오차 1,000MW이상 발생 전망시

2) 발전기 1,000MW이상 탈락시

3) 발전기 공급가능용량 1,000MW이상 변경 입찰시

4) 송, 변전설비 고장 등으로 발전제약 초래시

7.6.2 운영발전계획서 재수립은 “운영발전계획수립 및 변경절차”에 따르며, 송전제약 검토 등 관련서류는 보관한다.

7.6.3 제7.6.1항 이외의 상황 발생 및 운영발전계획 재수립시까지는 다음 각호에 따른다.

1) 예비력 활용

2) 연료비 우선순위법에 의한 발전기 기동, 정지

3) 등증분 연료비법에 따른 출력조정

7.6.4 운영발전계획을 재수립후 해당회원에 전력거래시스템을 이용하여 통보한다.

8.0 붙 임

해당 없음

[별표 12]

비상시 급전지시 절차

1.0 목 적

규칙 제5.1.4조 및 제5.3.7조의 규정에 의거 천재지변 등으로 인한 전력계통의 고장, 발전기 불시고장 정지 등으로 전력계통 안정 및 전력수급 운영에 심각한 상태가 초래되거나 초래할 우려가 예상되는 경우 또는 계통운영 설비의 기능상실(EMS, 통신두절 등), 전력계통 Black-out 등 (이하 "전력계통비상") 발생시의 업무절차를 규정함에 있다.<개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 전력계통 비상시 급전지시, 급전조작 및 계통복구업무에 적용

2.2 적용대상

2.2.1 전력거래소, 전기사업자(발전, 송전, 배전, 판매사업자), 수요관리사업자 <개정 2014.11.3.>

3.0 책 임

3.1 전력거래소

전력계통에 비상상황이 발생하였을 경우 전력계통의 안정유지 및 전력계통을 효과적으로 복구할 수 있도록 송·배전 및 판매사업자, 발전사업자 등에 대한 복구조작과 단계별 이행상황의 점검 및 지시 등 전력계통의 복구, 운영업무를 시행한다.<개정 2010.6.30>

3.2 송전·배전 및 판매사업자

전력계통 비상상황 발생시 전력거래소의 급전지시에 협조하여야 하며, "비상시 수급조절 운영계획"을 수립하여 매년 전력거래소에 통보한다.

3.3 발전사업자(구역전기사업자, 자가용전기설비설치자 포함)<개정 2010.6.30>

전력계통 비상상황 발생시 전력거래소의 급전지시에 협조하여야 하며, 발전기 안정운영 및 운영능력증대를 위해 노력하여야 한다.

3.4 수요관리사업자 [신설 2014.11.3.]

전력계통 비상상황 발생시 전력거래소의 수요감축요청에 협조하여야 하며, 수요반응자원의 전력부하감축량 증대 및 감축지속시간 연장을 위해 노력하여야 한다.

4.0 참고자료

해당 없음.

5.0 용어의 정의

이 절차에서 사용하는 용어는 제1.1.2조에서 정한 내용을 따르며 그 외의 사항은 다음과 같다.<개정 2007.7.23>

5.1 "전력계통 동요" : 전기적으로 취약한 계통에서 지역간 또는 일부지역 발전기들이 수Hz 이내의 낮은 주파수로 동요하여 출력, 전압등의 크기가 주기적으로 변하는 것으로 전력계통 불안정 현상중의 하나이다.

5.2 "수급경보" : 정상시 또는 고장시 거래시간의 발전기 공급가능용량 예비력이 400만kW 이하로 발생하거나 발생할 우려가 있는 경우 발령하는 경보를 말한다.<개정 2011.6.30>

5.3 "수요조절" : 특정한 전력사용 고객(계약에 의한)의 전력사용을 수요조절시행사업자를 통하여 특정한 시간대의 전력수요를 조정하는 것을 말한다.<개정 2007.12.27., 2014.11.3.>

5.4 "부하조정" : 전력수요에 대한 발전기의 공급 가능 전력이 부족할 경우 긴급히 변전소에서 공급하는 부하를 조절 또는 차단하는 것을 말한다.

5.5 "수요조절시행사업자" : 수요조절(긴급절전) 및 주간예고 등을 시행하는 사업자를 말한다. <개정 2011.12.2, 2012.12.3>

5.6 "기타발전소" : 외부로부터 기동용 전력을 공급받아 발전기를 기동할 수 있는 발전소를 총칭한다.

5.7 "지역계통운영센터" : 평상시 지역급전 업무를 수행하는 곳을 말한다. [신설 2007.12.27.]

5.8 "후비지역계통운영센터" : 지역계통운영센터 SCADA 후비시스템이 설치되어 있으며 비상시 지역급전 업무를 수행할 수 있는 곳을 말한다.[신설 2007.12.27.]

5.9 "지역계통운영원" : 지역계통운영센터에 근무하며, 지역급전 업무를 시행하는 근무자를 말한다. [신설 2017.12.29.]

6.0 지 침

해당 없음.

7.0 절 차

7.1 전력계통 비상예상 또는 비상발생시 조치절차

7.1.1 급전지시 및 조작 일반

천재지변 등으로 전력계통운영에 심각한 상태가 초래되었거나 우려가 예상되는 아래 상황에서는 전력계통의 복구 및 운전 신뢰도 유지를 위하여 전력거래소 급전담당자의 경험과 판단에 따라 비상시 급전지시 및 조작을 할 수 있다.

1. 발전기, 전력계통의 고장 등에 의해 발전계획을 수립하기에 충분한 시간적 여유가 없을 때
2. 기타 전력계통 고장파급 등으로 신속한 계통복구가 필요한 때

7.1.2 상황별 적용조건

자연재해(태풍, 낙뢰, 폭우, 폭설, 지진 등) 및 산불로 인한 송전선로 고장 또는 발전기탈락 파급 우려시 비상시 급전지시를 할 수 있으며, 그 상황은 아래 각호와 같다.

1. 기상정보 또는 낙뢰 감지 시스템에 의한 태풍, 낙뢰발생 경로가 전력계통의 주요 송전선로로 진행이 예상되는 경우
2. 폭우, 폭설, 산사태 등으로 전력계통의 주요 송전선로 철탑이 도괴되거나 도괴의 우려가 있는 경우
3. 원자력 또는 대단위 발전단지의 연계선로 및 주요송전선로의 선하지 또는 선하지 인근에서 산불이 발생할 경우
4. 지진으로 인하여 전력계통의 주요 송전선로 철탑이 도괴되거나 도괴의 우려가 있는 경우
5. 전쟁, 테러, 폭동, 사회적 소요 발생 등으로 전력공급에 차질이 예상되는 경우

7.1.3 재해 예상 또는 재해발생시 계통조작

7.1.3.1 자연재해로 인한 345kV 송전선로 고장 또는 발전기 탈락등으로 전력계통 안정 및 일부 송·변전설비의 과부하, 계통전압 불안정, 계통주파수의 급격한 변동이 예상될 경우 이에대한 조치는 아래 각호와 같다.

1. 기상정보 또는 낙뢰정보 시스템으로 태풍, 낙뢰, 폭우, 폭설등의 진로를 파악하여 재해 예상지역의 발전사업자(발전소) 및 송전사업자(지역계통운영센터, 변전소 등)에 통보하여 필요한 조치를 강구하도록 지시한다.
2. 필요시 전력계통의 연계, 발전기 출력의 조절등을 지시하며, 모든 발전사업자 및 송전사업자는 전력거래소의 급전지시를 이행하여야 한다.
3. 이러한 급전운영은 상황이 종료될 때까지 시행하며, 해당 사업자는 수시로 상황을 전력거래소에 통보한다.

4. 대단위 발전단지에 위협이 예상될 경우는 해당 발전기의 안정도를 검토하여 발전기의 안정운전 범위까지 발전기 출력을 조정하여 송전선로 고장으로 인한 발전기 2차 탈락을 방지한다.

7.1.3.2 전력계통 비상시 7.1.3.1 4호에 대한 발전기의 안정도 검토 대상은 다음과 같다.

1. 원자력 발전소
2. 삼천포 및 보령, 태안, 당진 등 대단지 화력발전소

7.1.3.3 전력계통 안정화 유지 조치

전력거래소는 전력계통 비상상황이 발생하거나 발생할 우려가 있는 경우에는 전력계통의 안정운영을 위하여 필요시 대책을 강구하며, 아래 각호와 같은 조치를 취할 수 있다.

1. 고장이 발생한 경우 60분 이내에 전력계통이 안정유지 기준 이내로 회복될 수 있도록 한다.
2. 주파수저하에 의해 동작된 부하차단 설비는 고장후 안정적인 계통상태로의 회복을 위해 공급 가능한 상태로 준비되어야 한다.
3. 고장에 따른 계통불안정이 예상될 경우, 전력조류, 계통전압에 대한 별도의 기술적 안정한계를 설정하여 운전할 수 있다.
4. 폭풍우, 뇌우등의 악천후나 산불로 인한 전력계통에 위해가 예상될 경우에는 상정고장기준을 강화하여 운전할 수 있다.
5. 어떤 경우에도 차단기의 차단 능력으로 고장선로나 설비등을 충분히 차단할 수 있도록 계통을 구성하여 운전하여야 한다.

7.1.4 고장으로 인한 정격초과(이하 “과부하”) 발생시 조작

전력계통의 고장으로 인하여 발전소와 연계된 송전선로에 과부하가 발생하거나 발생할 우려가 있는 때에는 아래 각호와 같이 조치한다.

7.1.4.1 발전소와 연계된 송·변전설비의 과부하 발생시

1. 과부하 개소의 정격을 초과하는 과부하량 만큼 발전력을 즉시 감소시키며 과부하율 및 시간적 여유에 따라 발전기의 출력을 감소하거나 또는 발전기 정지를 시행한다.
2. 출력감소하는 발전기의 출력감소량 만큼 신속히 다른 응동속도가 빠른 발전기의 발전력을 증가시켜 수급균형을 유지시키고, 안정된 후 발전계획에 따라 조정한다.
3. 발전소 모선에서 다중 회선으로 송출선로가 구성된 개소에서는 발전소 모선 운영방법 변경(배열조정 및 분리) 또는 송전선로 차단, 불가피한 경우 부하조정 등을 시행하여 과부하를 해소한다.<개정 2007.12.27>

7.1.4.2 발전소 연계선이 아닌 송·변전설비의 과부하 발생시

1. 과부하 해소에 영향이 큰 발전소 순으로 발전기 출력을 우선 조정하여 송전선로의 과부하율을 감소시킨다.
2. 과부하선로의 송전전력 감소에 영향을 주는 송전선로를 선택하여 1회선 또는 2회선을 차단한다. (단, 타 계통의 과부하 및 안정도에 우려가 없는 송전선로에 한하여 차단기만 차단한다.)
3. 필요시 전력거래소 급전운전원 판단하에 부하차단 조치를 취한다.

7.1.5 고장으로 인한 계통전압 불안정시 조작

7.1.5.1 전기사업자는 발전기탈락, 송·변전설비 고장 등의 원인으로 전력계통 전압 불안정이 발생한 경우에는 즉시 자체 판단에 따라 기준전압이 유지되도록 조상설비 투입, 발전기 단자전압 조정, 발전기 출력조정 등의 조치를 취하고 상황을 전력거래소에 통지한다.

7.1.5.2 관련된 발전소의 발전기 단자전압을 가능한한 발전기 허용한도 내에서 최대값으로 운전되도록 급전지시한다.

7.1.5.3 관련된 지역에 대기중인 발전력(수력, 양수 및 복합)이 있을 경우 발전기를 가동할 수 있다.

7.1.5.4 전력거래소는 전압불안정의 지속 또는 전압강하로 광역정전이 발생할 우려가 있고, 시간적인 여유가 없는 경우에는 지역적인 부하차단을 지시할 수 있다.

7.1.6 전력계통 동요(Swing) 발생시 조작

송전계통의 고장으로 인한 전력계통의 발전기 출력동요 또는 전압, 주파수의 동요가 발생되었을 경우는 즉시 다음 각호와 같이 조치한다.

1. 출력동요 폭이 큰 발전기의 출력을 신속히 감소하고 다른 운전발전기의 출력을 신속히 조정하여 전력수급균형을 맞춘다.
2. 154kV 송전선로 Loop 분리개소가 있을 경우 Loop가 가능한지의 여부를 파악한 후 가능할 경우 154kV 계통을 Loop 시킨다. 이 경우 분리한 본래 목적(과부하 방지, 차단용량감소 등)을 고려하여 시행한다.

7.2 운영예비력 저하 또는 예상 시 조치절차 <개정 2011.6.30, 2011.12.2>

7.2.1 전력수급 경보 발령 , 발령시기, 발령절차 및 해제시기는 다음과 같다.

7.2.1.1 전력수급 경보의 종류, 경보 요건 <개정 2011.6.30, 2011.12.2>

1. 수급경보 관심(Blue) : 운영예비력이 3,000MW에서 4,000MW 미만으로써 향후 상황악화에 대비한 준비가 필요한 때
2. 수급경보 주의(Yellow) : 운영예비력이 2,000MW에서 3,000MW 미만으로써 사전 대비가 필요한 때

3. 수급경보 경계(Orange) : 운영예비력이 1,000MW에서 2,000MW 미만으로써 즉시 조치가 필요한 때

4. 수급경보 심각(Red) : 운영예비력이 1,000MW미만 또는 주파수조정이 곤란하여 부하조정이 필요한 긴급상황이라고 판단될 때

7.2.1.2 경보발령 시기

1. 경보 요건 발생 예상시

2. 경보 요건이 발생되는 긴급한 상황 또는 요건 해당시

7.2.1.3 경보 발령권자. <개정 2011.6.30, 2011.12.2, 2012.5.31>

1. 전력거래소 이사장

2. 이사장 부재시는 중앙전력관제센터장, 급전부장 순으로 한다.

7.2.1.4 경보발령 절차 <개정 2011.6.30, 2011.12.2, 2012.5.31>

1. 경보발령권자는 경보발령 요건 발생시 전력수급상황(운영예비력 저하 발생시간, 공급능력, 지속시간 등) 및 경보발령 단계를 작성한다.

2. 전력거래소는 수급경보 발령시 산업통상자원부에 통보하고 경보를 발령한다. 단, 신속한 대응이 필요할 경우에는 중앙전력관제센터장(중앙전력관제센터장 부재 시 급전부장)이 사전조치 시행 후 경보발령·통보할 수 있다.

3. 사전조치 및 7.2.1.3에 의한 경보 발령권자에게 직접 보고할 필요가 있는 위급사항은 7.2.4와 같다. [신설 2011.12.2]

4. 전기사업자와 수요관리사업자에게 통지하며 이때 유관기관 전 임직원에게 동시 통보가 될 수 있도록 한다. <개정 2014.11.3.>

5. 통지는 전화, ARS, 문자메시지 또는 팩스로 한다.

6. 경보발령 기준이 되는 운영예비력은 평균전력을 적용하되 상황에 따라 순시전력을 고려할 수 있다. [신설 2011.12.2]

7.2.1.5 예비경보 발령 절차 [신설 2011.12.2]

전력거래소는 규칙 제5.1.4조에 따라 일간수요예측 결과 운영예비력 4,000㎿ 미만으로 예상될 경우 산업통상자원부와 사전 협의 후 예비경보를 발령한다.

7.2.2 수급경보 발령에 따른 전력거래소, 전기사업자 및 수요관리사업자의 역할은 다음과 같다.

전력거래소는 전력계통 안정운영에 책임을 가지며, 송전, 판매사업자, 전 발전사업자 및 수요관리사업자는 전력계통 운영에 협조하여야 한다. [2014.11.3.]

7.2.2.1 수급경보 발령전(공급예비력 5,000MW 이하 발생 및 예상시) 혹은 『수급경보 관심(Blue)』 발령시 <개정 2011.6.30, 2011.12.2, 2012.5.31., 2012.12.3.>

1. 전력거래소는 수요관리사업자에게 수요감축요청을 발령하여 전력부하감축을 시행한다. [신설 2014.11.3.]
2. 전력거래소는 계획 중인 발전기 정지일정 조정, 시운전발전기 시험일정 조정으로 공급능력을 확보한다. <번호 변경 2014.11.3.>
3. 판매사업자는 전력수급대책 기구를 구성·운영한다. <번호 변경 2014.11.3.>
4. 수요조절시행사업자는 수요조정지원제도(주간예고)를 시행한다. <개정 및 번호 변경 2014.11.3.> <개정 2015.9.30.>
5. 전력거래소는 발전기별 공급가능용량 재검토 및 기동시 장시간 소요발전기 상태를 파악한다. <번호 변경 2014.11.3.>
6. 전력거래소는 정비중인 발전기를 복구・가동이 가능하다고 판단 시 복구지시 등을 포함한 모든 중앙급전발전기 가동을 지시하여 운전상태로 유지한다. <번호 변경 2014.11.3.>
7. 전력거래소는 송・배전사업자에게 전기품질 유지범위내 배전용변압기 Tap 수동운전 전환 및 조정을 시행한다.(1단계 : 2.5%하향, 2단계 : 5.0%하향) <번호 변경 2014.11.3.>
8. 중앙급전 구역전기발전기의 구역수요 초과 입찰 공급가능용량에 대한 발전지시 [신설 2019.1.2.]
9. 전력거래소는 전력시장에서 거래하는 비중앙급전발전기, 비중앙 구역전기발전기 보유 구역전기사업자 등에 대한 가동 준비·지시를 하며, 필요시 판매사업자와 약정된 비중앙급전발전기, 구역전기사업자 등에 대한 가동 준비·지시를 한다. <번호 변경 2014.11.3., 2019.1.2.> <개정 2019.1.2.>

7.2.2.2 <삭제 2012.12.3>

7.2.2.3 『수급경보 주의(Yellow)』 경보 발령 혹은 『수급경보 경계(Orange)』 경보 발령 시 <개정 2011.12.2, 2012.12.3>

1. <삭제 2011.6.30>
2. <삭제 2011.6.30>
3. <삭제 2011.6.30>
4. <삭제 2012.12.3>
5. <삭제 2011.12.2>
6. 송・배전사업자는 휴전, 활선작업을 중지하고 계통을 원상복구 한다.<개정 2010.6.30>
7. 수요조절시행사업자는 수요조정지원제도(긴급절전)을 시행하며, 수요조절량을 신속히 파악하여 전력거래소에 통지한다.<개정 2011.6.30., 2012.12.3., 2015.9.30.>

8. <삭제 2011.12.2>

9. <삭제 2011.12.2>

10. <삭제 2011.12.2.>

11. 규칙 제12.4.3.1조 제1항에도 불구하고 전력거래소는 수요관리사업자에게 추가적인 전력부하감축을 지시할 수 있다. [신설 2014.11.3.]

7.2.2.4 <삭제 2012.12.3>

7.2.2.5 『수급경보 심각(Red)』 경보 발령시 <개정 2011.6.30, 2011.12.2>

1. <삭제 2010.6.30>

1. 긴급 부하조정 필요시 부하차단량, 기간 등을 결정하여 송・배전사업자에게 "비상시 수급조절 운영계획"의 수급조절 운영기준에 따라 상황별로 구분하여 지시한다. 단, 긴급 부하조정 예상시 송・배전사업자에게 신속히 통보하여 충분한 준비를 할 수 있도록 필요한 조치를 취해야 한다.

2. 송・배전사업자는 부하조정 시 사전에 정해진 절차에 따라 부하조정을 시행한다.

7.2.2.6 <삭제 2011.12.2>

7.2.3 보고서 작성, 제출에 관한 전력거래소, 전기사업자 및 수요관리사업자의 역할은 다음과 같다. <개정 2014.11.3.>

1. 전력거래소는 공급능력 부족에 따른 경보발령 및 시행에 대한 실적 자료를 작성하여 보관한다.

2. 전기사업자와 수요관리사업자는 시행실적에 대한 자체자료를 작성한 후 전력거래소의 요청이 있을 때 즉시 제출한다. <개정 2014.11.3.>

7.2.4 사전조치 및 직접보고가 필요한 위급사항 [신설 2011.12.2]

1. "관심-주의" 단계 경보를 순차적으로 거치지 않고 "경계" 또는 "심각" 단계 경보발령시

2. 계통안정을 위하여 긴급부하조정 시행시

3. 기타 긴급대응이 필요한 경우

7.3 급전통신 기능 정지시 조치절차

7.3.1 상황통지

7.3.1.1 급전통신 기능이 정지되면 전력거래소는 송전사업자 및 발전사업자에게 송전사업자와 발전사업자는 전력거래소와 관련 사업자에게 아래사항을 즉시 통지한다.<개정 2006.11.29>

1. 기능정지 일시, 복구예정시간

2. 급전통신이 가능한 유선전화 또는 무선전화 번호<개정 2006.11.29>

7.3.1.2 통지방법은 일반 유선전화 또는 무선전화로 통지한다.

7.3.2 전력계통운영

7.3.2.1 계통주파수 제어 및 공급운영능력 확보<개정 2007.12.27, 2012.5.31>

1. 계통주파수의 변동범위가 60.0±0.2Hz 이내가 되도록 한강 RCC 및 양수발전소에 수동 주파수추종운전을 지시하며, 기력발전기는 발전계획에 따라 주파수추종운전을 하도록 지시하고, 필요시, 기력발전기에 대한 급전지시는 각 발전사업자의 핵심발전소 1호기(삼천포, 보령, 태안, 하동, 당진T/P)를 통하여 할 수 있다.
2. 전력거래소(중앙전력관제센터)는 전력계통 수요 및 공급능력을 파악하고 있어야 하며, 수시로 발전기의 주파수추종운전 여부를 점검한다.
3. 발전사업자(발전소)는 발전기의 출력조절시(계획 또는 급전지시) 조절 전후의 출력사항을 중앙전력관제센터에 통지하여야 하며, 필요시 1항의 핵심발전기 및 한강RCC를 통하여 통지할 수 있다.
4. 발전기 또는 변전소 고장등으로 계통주파수가 60.0±0.5Hz 이상으로 급격히 변동될 경우는 수력, 양수 또는 복합발전기를 자체적으로 기동, 정지할 수 있도록 사전지시하며, 사전지시 받은 발전사업자가 발전기를 자체기동, 정지시에는 계통주파수를 고려하여야 한다.
5. 4항의 조작시 중앙전력관제센터에 통지하여야 하며, 통화가 안될 경우는 발전소 자체 판단으로 조작후 통지하여야 한다.
6. 발전기가 불시정지 되었을 때는 즉시 중앙전력관제센터에 통지하여야 하고, 원인규명 후에는 재기동하여 전력계통에 연결한다. 발전기 출력은 계통주파수를 고려하여 발전계획량까지 출력을 증가한다.
7. 6항 상황 발생시 중앙전력관제센터는 수급상황을 검토하여 공급능력을 확보한다.

7.3.2.2 전력계통 조작 및 전압조정 등<개정 2007.12.27>

전력계통 안정운영을 최우선으로 다음 각호와 같이 계통을 조작하며, 계통전압을 관리한다.

1. 휴전작업 관련 계통조작은 통신이상이 해소될 때까지 보류한다. 다만, 발전소 운전 제약에 해당되는 휴전작업은 중앙전력관제센터의 지시에 따라 조작할 수 있다.
2. 각종 기기조작 및 보호설비의 시험 등을 보류토록 지시한다.
3. 154kV 이하의 송·변전설비의 감시 및 고장복구 업무를 송전사업자에 위임한다. 다만, 발전기 운전과 관련된 계통조작은 중앙전력관제센터에 통지하고 지시에 따라야 한다.
4. 발전기 단자전압 조정은 별표 3에 따라 조정하며, 중앙전력관제센터의 급

전지시가 있을 경우는 그에 따른다.

5. 계통전압은 자체적으로 별표 3에 따라 전압을 조정하며, 필요한 때에는 인근 발전소에 발전기 단자 전압 조정을 요청한다.

7.3.3 운전실적 작성, 제출

1. 송전사업자 및 전 발전사업자는 평상시 및 계획과 다르게 운전한 실적을 작성하여 보관하며, 전력거래소의 요청이 있을 때 즉시 제출한다.

7.4 실시간급전계획 및 자동발전제어 기능 정지시 조치절차<개정 2006.9.14>

7.4.1 실시간급전계획 수립 기능의 정지[신설 2006.9.14]

7.4.1.1 데이터베이스 갱신, 시스템 장애 등으로 실시간급전계획 수립이 불가능한 경우, 전력거래소는 자동발전제어 기능, 전화 등을 통해 급전지시를 할 수 있다.<개정 2014.10.2>

7.4.2 자동발전제어 기능의 정지<개정 2006.9.14>

7.4.2.1 전력거래소의 자동발전제어(AGC) 기능이 정지되면 발전사업자와 송전사업자에게 전화 및 팩스 등을 통해 즉시 통지하여야 한다.

7.4.2.2 전력거래소는 주파수 및 전압의 유지, 전력계통의 안전성을 고려하여 급전원 판단에 의해 급전지시 할 수 있다.

7.4.3 전력계통운영<조문번호변경 2006.9.14>

7.4.3.1 계통주파수 제어 및 공급운영능력 확보<개정 2007.12.27, 2012.5.31>

1. 계통주파수의 변동범위가 60.0±0.2Hz 이내가 되도록 발전계획에 따라 출력조정 및 부하추종운전을 급전지시한다.
2. 중앙전력관제센터는 전력계통 수요 및 공급능력을 파악하고 있어야 하며, 수시로 발전기의 주파수추종운전 여부를 점검한다.
3. 발전사업자(발전소)는 발전기의 출력조절시(계획 또는 급전지시) 조절 전후의 출력사항을 중앙전력관제센터에 통지하여야 한다.
4. 발전기가 불시정지 되었을 때는 지체없이 중앙전력관제센터에 보고하여야 하며 중앙전력관제센터는 공급능력을 검토하여 조치를 취하고, 필요한 때에는 발전계획을 재수립하여 통지하여야 한다.

7.4.3.2 전력계통 조작 및 전압조정 등<개정 2007.12.27>

전력계통 안정운영을 최우선으로 다음 각호와 같이 계통을 감시, 제어하며, 계통전압을 관리한다.

1. 휴전작업 관련 계통조작 및 각종 기기조작 및 보호설비의 시험 등은 중앙전력관제센터의 지시에 따른다.
2. 154kV 이하의 송·변전설비의 감시 및 고장복구 업무를 송전사업자에 위임한다. 다만, 발전기 운전과 관련된 계통조작은 중앙전력관제센터에 통지

하고 지시에 따라야 한다.

3. 발전기 단자전압 조정은 별표 3에 따라 조정하며, 중앙전력관제센터의 급전지시가 있을 경우는 그에 따른다.
4. 계통전압은 자체적으로 별표 3에 따라 전압을 조정하며, 필요시 인근 발전소에 발전기 단자 전압 조정을 요청한다.

7.4.3.3 제주EMS 기능정지시 계통운영[신설 2006.9.14, 2012.5.31]

1. 제주급전소는 중앙전력관제센터, 발전사업자 및 송전사업자에게 제주EMS 기능정지를 즉시 급전전화 또는 팩스 등으로 통보한다.
2. 제주 지역의 발전사업자 및 송전사업자는 제주EMS 기능이 정상화 될 때까지 중앙전력관제센터의 급전지시에 따라야 한다.

7.4.4 운전실적 작성, 제출<조문번호변경 2006.9.14>

1. 송전사업자 및 전 발전사업자는 평상시 및 계획과 다르게 운전한 실적을 작성하여 보관하며 전력거래소의 요청이 있을 때에는 즉시 제출한다.

7.5 전 계통 정전시 조치절차

7.5.1 전계통정전시 복구 기준

7.5.1.1 전력거래소는 전계통 정전 또는 광역정전이 발생될 경우를 대비하여, 아래 각호를 포함한 전계통 정전시 복구계획을 수립하여 해당 전기사업자에게 통보하여야 하며, 시송전계통의 해당 전기사업자는 전력거래소와 협의하여 자체기동발전기(소) 기동 등을 포함한 해당 분야별 세부복구계획을 수립하여 1개월 내에 전력거래소에 제출하여야 한다.<개정 2006.9.14>

1. 자체기동발전소 및 우선공급발전소 지정
2. 지역별 시송전계통도(황색차단기 지정 포함) 및 계통복구절차
3. 지역간 계통연계 복구절차<개정 2006.1.26>

7.5.1.2 전력거래소는 전계통정전시 복구계획 및 변경사항을 인터넷 또는 기타의 방법으로 회원에게 공지하여야 한다.

7.5.1.3 전력거래소는 자체기동발전기에서부터 우선공급발전기까지의 시송전계통에 대한 자체기동 능력 및 가압여부 확인을 위한 자체기동발전기 및 시송전계통관리기준을 마련하여, 시송전계통에 대한 복구능력 점검과 거래소 및 해당 전기사업자의 복구 담당자에 대한 교육훈련을 매년 시행하여야 한다. [신설 2006.1.26, 개정 2006.9.14]

7.5.1.4 전계통 정전 복구시 전력거래소는 분리된 각 계통의 주파수를 감시할 수 있는 설비를 갖추어야 하며 이를 위해 해당 전기사업자는 시송전계통의 주파수 신호를 거래소에 제공하여야 한다.[신설 2006.9.14]

7.5.2 전력계통의 시송전

전력계통의 전지역 또는 일부지역의 정전시 인접한 정상계통으로부터의 수전이 불가능하거나 또는 수전에 30분이상 소요될 것으로 예상될 경우에 전력거래소는 아래 각호와 같이 시송전을 지시한다.

1. 정전된 계통내의 자체기동발전소에서 기타발전소(7.5.5 “전 계통 정전시 기타발전소의 조작” 에 의한 발전소를 말한다)까지 시송전한다.
2. 정전된 계통의 시송전은 시송전선로의 제1호선을 원칙으로 한다.

7.5.3 개폐기 조작 일반

7.5.3.1 전계통정전 또는 광역정전이 발생된 경우에는 계통전압이 상실된 발·변전소의 차단기는 전부 즉시 개방하여야 한다, 다만 제7.5.1의 2항에서 지정된 다음 각호의 차단기들은 계통의 신속한 복구를 위하여 개방하지 아니하며, 만약 차단되었을 경우에는 즉시 투입(정전작업중인 선로나 기기의 차단기를 제외한다)하여야 한다.

1. 7.5.1 “전 계통정전시 복구기준”에 의하여 정해진 시 송전 선로의 차단기
2. 시 송전 선로를 연결하는 모선연락용 또는 모선구분 차단기
3. 1항 및 2항의 지정된 각호의 차단기를 "황색차단기"라고 부르며 이를 배전반에 구분하여 표시한다.

7.5.4 자체 기동발전소의 조작

7.5.4.1 자체 기동발전소의 개폐기 조작은 다음 각호와 같다.

1. 전 계통 정전고장이 발생하면 전력거래소는 7.5.1 “전 계통 정전시 복구기준“에서 지정한 지역별 자체기동 발전기를 즉시 기동 지시하여야 하며, 자체기동 발전기를 소유한 발전회원은 7.5.4.1의 2 규정에 따라 발전기를 즉시 기동하여야 한다.<개정 2006.9.14>
2. 7.5.3의 “개폐기조작 일반”의 절차에 준하여 모든 차단기를 수동개방하고 즉시 발전기를 기동한 후 급전지시에 따라 시송전선로를 가압한다. 다만, 급전연락이 10분이상 지연될 경우에는 조작책임자의 판단으로 시송전선로를 가압할 수 있으며 이때 발전기의 단자전압은 정격전압의 약 90%를 유지한다.
3. 시송전선로 가압시 유효전력 또는 무효전력이 발전기 정격용량의 80%를 초과할 우려가 있을 때에는 지체없이 급전지시 계통에 보고하여 부하를 조절하여야 하며 기동가능한 전 발전기를 운전하여야 한다.

7.5.5 기타발전소의 조작

7.5.5.1 기타발전소는 외부의 전원공급 없이는 자체적으로 기동이 곤란한 발전소를 말하며, 이중 기동전력이 적고 기동시간이 빠른 가스터빈발전소 및 대용량 발전소들을 지역별 우선공급발전소로 지정하여 운영한다.

7.5.5.2 기타발전소의 조작방법은 다음 각호와 같다.

1. 발전소측 차단기가 차단되어 모선전압이 상실되면 7.5.3 ““개폐기조작일반”

에 따라 차단기를 조작하고, 시운전 계통으로부터 시운전전원이 가압되면 즉시 발전기를 기동하여 급전지시에 따라 계통연결한다. 다만, 계통으로부터의 가압이 10분이상 지연되는 경우 소내운전중이거나 또는 자체기동이 가능한 발전소는 중앙급전부서와 협의 후 지역부하를 단독 공급하며, 이때 공급부하는 발전소 출력의 80%를 초과하지 않도록 한다.

2. 발전기측 차단기가 동작함이 없이 계통선로측 차단기가 차단되어 지역부하를 단독 공급하는 것으로 판단되면 출력을 조절하여 단독계통을 안정시키고 급전지시를 기다린다. 다만, 지역부하가 없거나 단독공급이 이루어지지 아니하였을 때에는 1항 및 7.5.3 "개폐기조작 일반"에 준하여 조치를 취한다.
3. 차단기가 동작함이 없이 계통선로 조류가 급격히 영(0)으로 되었을 때에도 2항에 준하되 지역부하 단독공급시에는 선로측 차단기를 차단하여야 한다.

7.5.6 시송전계통 변전소의 조작

7.5.6.1 전계통정전 또는 지역별 광역정전시 시송전선로와 직접 연결된 변전소의 조작은 다음 각호와 같다.

1. 가압선로가 있으면 구내고장 유무를 확인한 후 즉시 모선에 수전하고 별표 11의 송전선고장시 강행송전 방법에 따라 조작한다. 이 경우, 발전소측 선로의 제1호선에 우선적으로 공급한다.
2. 모든 선로가 무압이면 7.5.3의 "개폐기조작 일반"에 따라 조작하고 (황색차단기의 투입확인), 기타조작은 급전지시에 따른다.
3. 시송전선로가 가압되기 이전에 예비선로 또는 기타선로에서 가압되어 오면 투입되어 있는 전원측 황색차단기를 수동 개방한 후 모선에 수전하여 시송전선로의 부하측(기타발전기측)에 전원을 공급하며 기타 조작은 급전지시에 따른다. 다만, 우선공급 발전소측 송전선로 제1호선에 한하여는 우선 공급한다.
4. 변전소의 부하공급은 송전사업자의 지시에 따르며, 부하공급시에는 계통주파수 및 전압을 고려한다.

7.5.7 기타 변전소의 조작

7.5.7.1 전계통정전 또는 지역별 광역정전시 시송전선로와 연결되지 않은 변전소의 조작은 다음 각호와 같다.

1. 가압선로가 있으면 구내고장 유무를 확인한 후 즉시 모선에 수전하고 별표 11의 "송전선고장시 강행송전"의 절차에 따라 조작한다.
2. 모든 선로가 무압이면 전 개폐기를 개방하고 대기한다.
3. 송전선로가 가압되어 오면 즉시 수전하고 부하는 공급하지 않는다.
4. 송전계통의 가압 및 부하공급은 송전사업자의 지시에 따라 공급하며, 부하공급시에는 계통주파수와 계통전압을 고려한다.

7.5.8 전력계통의 연계 및 운전

7.5.8.1 각 지역별 시송전 전력계통의 안정시에는 신속한 계통복구 및 계통안정을 위하여 7.5.1 “전계통 정전시 복구기준”에 따라 지역간 전력계통을 연계한다.

7.5.8.2 발전기 운영능력 확보에 따라 변전소 부하공급을 급전지시 하며, 부하공급은 송전사업자에 “비상시 수급조절 계획”의 부하 차단 역순으로 지역별, 공급량을 결정하여 지시한다.

7.6 지역계통운영센터 기능 정지시 조치 절차[신설 2007.12.27.]

7.6.1 상황통지

7.6.1.1 지역계통운영센터에서 후비지역계통운영센터로 또는 후비지역계통운영센터에서 지역계통운영센터로 운전모드 절체시 송전사업자는 전력거래소에 아래 사항을 즉시 통보한다.

1. 절체일시 및 정상상태로 복구 예정시간
2. 절체시 지역계통운영원의 주·후비 지역계통운영센터 도착 예정시간
3. 주・후비 지역계통운영센터 설비 운영상태

7.6.2 기타 전력계통 운영관련 체계는 통상적인 절차를 유지한다.

[별표 13]

계통운영시스템 운영 절차<제목변경 2010.6.30>

1.0 목 적

규칙 제10.1.1조의 규정에 의거 전력계통운영에 필요한 자료의 실시간 취득 및 전송과 설비의 원격제어를 위하여 전력거래소, 전기사업자가 시설하는 계통운영시스템의 시설 및 운영 기준에 대한 세부절차를 규정하여 제반 업무수행의 신뢰성, 효율성 및 투명성을 유지하고, 운영 시 결함요소를 사전 예방하여 운영환경을 최적의 상태로 하는데 그 목적이 있다. <개정2006.9.14, 2010.6.30>

2.0 적용범위

2.1 적용대상 : 전력거래소, 전기사업자

2.2 전력계통운영 자료의 실시간 취득 및 전송과 설비의 원격 제어를 위한 계통운영시스템 전반에 관한 시설, 운영 및 관리 업무<개정 2010.6.30>

2.3 전력계통운영에 필요한 낙뢰정보 제공 및 운영 업무

3.0 책 임

3.1 전력거래소

3.1.1 계통운영시스템 운영 및 관리<개정 2010.6.30>

3.1.2 원격소 장치의 통신규격 및 취득자료 기준 제정<개정 2010.6.30>

3.1.3 종합기상정보시스템의 운영, 관리 및 자료 제공

3.2 전기사업자

3.2.1 원격소 장치의 설치 및 유지보수<개정 2010.6.30>

3.2.2 전력계통운영 자료의 상시제공 및 제공자료의 정도유지

3.1.3 낙뢰감지시스템의 설치장소 제공

4.0 참고자료

4.1 <삭제 2012.12.31>

4.3 원격소 장치 운영지침<개정 2010.6.30>

4.4 EMS 원격소 장치 개발기술 규격서<개정 2010.6.30, 2012.12.31>

5.0 용어의 정의

5.1 계통운영시스템(EMS : Energy Management System)<개정 2010.6.30>

전국의 발전소 및 변전소의 운전 상태를 실시간으로 감시, 제어하고 다양한 연료를 사용하는 발전소의 경제적인 전력 생산과 안정된 전력 공급을 종합 관리하기 위해 전력거래소에 설치 운영되는 컴퓨터시스템 및 주변장치

5.2 지역급전시스템(SCADA : Supervisory Control and Data Acquisition)

변전소의 운전상태를 실시간으로 감시, 제어하기 위해 지역계통운영센터에 설치되는 설비[신설 2010.6.30.]

5.3 원격소 장치(RTU : Remote Terminal Unit, 집중감시반 등 포함)

계통운영시스템에서 전력계통 운영 설비를 원격 감시, 측정 및 제어를 위해 발, 변전소에 설치되는 설비<개정 2010.6.30>

5.4 DB(DataBase) : 전력계통운영에 필요로 하는 전력정보 즉, 발·변전소의 Analog 및 Status 자료를 취득하고 저장 및 관리하기 위한 정보의 집합 <번호변경 2010.6.30>

5.5 실제값 : 발, 변전소의 Analog 또는 Digital Meter에서 계측기(0.25급이상)로 측정한 값<번호변경 2010.6.30>

5.6 종합기상정보시스템 : 전력계통운영에 필요로 하는 전력 기상정보를 생산하는 시스템으로 낙뢰감지시스템, 기상정보시스템 등을 말한다.<번호변경 2010.6.30>

5.7 자료연계용단말장치[신설 2010.6.30]

계통운영시스템에서 20MW 초과 200MW 미만인 비중앙급전발전기 또는 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 중앙급전 구역전기발전기의 운영 상태를 원격 감시, 측정하기 위해 발전소에 설치되는 설비(단, 집합전력자원의 경우에는 제외) <개정 2015.9.30., 2018.12.12., 2019.1.2.>

6.0 적용지침

해당 없음

7.0 절 차

7.1 계통운영시스템 운영 및 관리<개정 2010.6.30>

7.1.1 <삭제 2014.10.2.>

7.1.2 전력거래소는 계통운영시스템의 기본운영계획을 매년 1월말 이전에 수립

하여 운영하며 수립기간은 1년으로 한다.<개정 2010.6.30>

7.1.3 기본운영계획에는 계통운영시스템 운영지침에 따른 일간점검, 주간점검, 월간, 점검, 분기점검, 반기점검, 정밀점검 사항을 포함한 예방 점검 계획을 수립한다.<개정 2010.6.30>

7.1.4 설비의 점검은 매 점검주기마다 점검항목에 따라 점검을 시행한다.

7.1.5 계통운영시스템 운전 중 고장개소가 발생시에는 즉시 복구계획을 수립하여 계통운영시스템 운영지침서 및 제작사 매뉴얼에 따라 설비를 점검하고 고장수리를 한다.<개정 2010.6.30>

7.1.6 고장수리 후에는 고장발생원인을 분석하여 유사고장 발생방지를 위한 대책을 수립한다.

7.1.7 계통운영시스템 운영실적을 매년 분석하여 기본운영계획 수립 시 반영한다.<개정 2010.6.30>

7.1.8 전력거래소는 계통운영시스템의 설비투자 계획을 매년 수립하여 시스템 개선, DB작업 및 응용프로그램의 개발 등을 수행, 시스템 안정 운영에 차질이 없도록 한다.<개정 2010.6.30.>

7.2 실시간 자료취득 및 제어설비 시설업무<개정 2010.6.30>

7.2.1 시설 대상<번호변경 2010.6.30>

7.2.1.1 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치, 설비용량 20MW 초과 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치, 송전사업자용 전기저장장치, 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 변전소 및 지역급전시스템(SCADA), 전력시장에 참여하는 단위기 500MVA 이상의 발전기(계통안정화장치 운전상태 정보 자료취득에 한함) 단, 집합전력자원은 예외로 한다. <개정 2007.7.23., 2010.6.30., 2015.5.7., 2015.9.30., 2016.5.12., 2018.12.12.>

7.2.1.2 EMS와 자료를 연계하는 원격소장치(RTU) 또는 실시간 자료취득·제어설비와 발전소 제어설비 간에 신호연계가 필요한 경우 디지털 통신방식을 적용해 직접 연계한다. [신설 2018.8.2]

1) RTU 신설 또는 교체할 경우 시행일부터 적용하고, 기존 설비는 시행일로부터 5년 이내에 적용한다.

2) RTU, 실시간 자료취득·제어설비와 발전소 제어설비의 디지털 통신방식 적용이 불가한 경우 회원사는 제작사의 공문을 첨부해 예외인정을 요청하고 거래소는 이를 검토 후 승인한다.

7.2.2 계통운영시스템의 자료취득 기준 : 붙임 8.1<개정 2010.6.30>

7.2.3 시설계획<번호변경 2010.6.30>

7.2.3.1 전기사업자는 해당 연도부터 향후 5년간의 실시간 자료취득 및 제어 설

비의 시설계획을 매년 작성하여 3월말까지 전력거래소로 제공하고, 전력거래소는 이를 검토하여 계통운영시스템(EMS)의 운영계획을 수립한다. <개정 2010.6.30>

7.2.4 실시간 자료취득 및 제어설비 설치<개정 2010.6.30>

7.2.4.1 전력거래소는 전기사업자와 협의후 계통운영시스템과 실시간 자료취득 및 제어설비간 자료취득 및 제어기준, 통신규격 등을 정하여 전기사업자에게 제공한다.<개정 2010.6.30>

7.2.4.2 전기사업자는 전력거래소에서 정한 자료취득 및 제어기준과 통신규격에 맞는 설비를 설치하되, 발전 및 송변전 설비 설계와 병행하여 다음 규격에 만족하도록 설계한다. 단, EMS 원격소장치에 적용되어야 하는 최소 요구규격은 전력거래소 홈페이지에 게시하고 설비운영이 필요한 부가기능은 회원사 자체 결정에 의한다. <개정 2010.6.30., 2012.12.31., 2014.5.16>

1) 설비의 허용오차 범위는 CT/PT, 변환기, 원격소장치 등을 포함하여 계통운영시스템 제공자료 품질기준에 적합하도록 설계하되, 원격소장치와 변환장치의 계측자료에 대한 허용오차는 각각 ±0.1%, ±0.25% 이내로 한다.[신설 2012.12.31.] <개정 2014.5.16.>

2) 정전시에도 4시간 이상 연속적으로 전원을 공급할 수 있도록 UPS (Uninterruptible Power Supply) 또는 축전지로부터 전원을 공급받아야 한다.[신설2012.12.31]

3) 설비의 신뢰도 확보를 위해 공통제어장치, 통신장치, 전원공급장치 등은 이중으로 구성한다. 단, 신규 설치되는 RTU 중에서 발전기가 3기 이상 수용되거나 발전설비용량이 500MW 이상일 경우 물리적으로 이격하여 별도장소에 설치해야 한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2014.5.16>

4) 설비의 취득자료를 발,변전소에서 실시간으로 감시할 수 있는 단말장치 등을 설치한다.[신설 2012.12.31]

5) 설비는 상용망과 분리하되 부득이 업무망 또는 외부망과 연결이 필요한 경우 관련 기관의 승인을 거쳐 일방향 연동기법을 적용하여 연결한다. [신설 2012.12.31]

6) 범용 서버 혹은 범용 운영체제를 채용한 설비는 바이러스 감염에 대비하여 백신 프로그램을 설치한다.[신설 2012.12.31.]

7) 발전제어설비(DCS) 또는 변환장치와 원격소장치 사이는 별도의 장치 없이 직접 연결한다. [신설 2014.5.16]

8) 상기 규격은 설비의 신규 설치 또는 교체보강 시 적용하되, 5), 6), 7) 항의 규격은 기존 설비에도 적용한다.[신설 2012.12.31.] <번호변경 및 개정 2014.5.16.>

7.2.4.3 전기사업자가 실시간 자료취득 및 제어설비 설치 전에 전력거래소의 계

통운영시스템(EMS)과 온라인 시험이 필요할 경우 사전에 전력거래소에 요청하여야 하며, 전력거래소는 전력계통 운영에 지장 없는 범위 내에서 협조한다.<개정 2010.6.30>

7.2.4.4 실시간 자료취득 및 제어설비의 설치는 발전설비 및 송변전설비와 병행하여 설치하되, 기기(모선, 차단기, 기동용변압기) 가압 이전에 완료하여야 한다.<개정 2010.6.30., 2012.12.31., 2014.5.16>

7.2.4.5 전기사업자는 실시간 자료취득 및 제어설비 설치 50일전에 전력거래소에 통보하여야 하며, 이때 계통운영시스템(EMS)의 DB입력에 필요한 사항(붙임8.2)과 자료취득 및 제어포인트 내역을 작성하여 같이 제출한다.<개정 2010.6.30>

7.2.4.6 전력거래소는 계통운영을 고려하여 전기사업자가 제출한 자료취득 및 제어포인트 내역을 검토하여 설치 30일 전까지 전기사업자에게 회신한다. <개정 2010.6.30>

7.2.4.7 실시간 자료취득 및 제어설비 설치시에는 계통운영시스템(EMS) 자료취득 포인트가 누락되지 않도록 DB에 따라서 설치한다.<개정 2010.6.30>

7.2.4.8 설치가 완료되면 전력거래소의 계통운영시스템(EMS)과 다음 순서에 따라 포인트별 연동시험을 하여 이상여부를 확인하고 이상개소 발견 시 즉시 수정하여 전력거래소에 재시험을 요청한다.<개정 2010.6.30, 2012.12.31>

1) 계통운영시스템과 자료취득 및 제어설비에 최종 구축된 DB의 포인트 순서와 Scale Factor 등을 확인한다.[신설 2012.12.31.]

2) 자료취득 시험은 상태변화(차단기 등) 취득시험⇒계측정보(유효전력 등) 취득시험⇒자동발전제어시험(변전소 제외) 순서로 시행한다.[신설 2012.12.31]

3) 상태변화 취득시험은 계통운영시스템～원격소장치 구간을 우선 시행하고 계통운영시스템～현장설비 구간의 상태정보의 일치여부를 확인한다. [신설 2012.12.31]

4) 계측정보 취득시험시 발,변전소의 원격소장치에서 포인트별 변환기 입력값을 5단계로(최대값의0%,25%, 50%,75%, 100%) 입력하여 EMS에서 이상 유무를 확인한다.[신설 2012.12.31]

5) 발전기 제어시험시 EMS에서 제어값을 5단계로(0%,25%,50%,75%, 100%) 전송하여 원격소장치와 발전기 제어설비(DCS : Digital Control System)에서 각각 이상 유무를 확인한다.[신설 2012.12.31]

6) 상기 3), 4), 5)항의 시험결과 이상상태 발견시 원인을 분석·수정하여 기기(모선, 차단기, 기동용변압기등) 가압 이전까지 정상화 한다.[신설 2012.12.31.] <개정 2014.5.16.>

7.2.4.9 계통운영시스템(EMS)과 실시간 자료취득 및 제어설비간 통신을 위한 별

도 경로의 이중회선은 전력거래소의 통신 인출점(주분선반)까지 전기사업자가 시설 및 관리하며 그 규격은 붙임8.3과 같다.<개정 2010.6.30>

7.2.4.10 전기사업자는 전력 기기(모선, 차단기, 기동용변압기등) 가압 50일전까지 붙임8.4에 명시한 규격의 원격소장치용 통신회선을 청약하고 개통일정과 임대번호 등을 전력거래소에 통보한다. [신설 2012.12.31.] <개정 2014.5.16>

7.2.4.11 전력거래소와 전기사업자는 기기(모선, 차단기, 기동용변압기등) 가압 20일전까지 통신회선 및 통신링크를 다음 순서에 따라 개통한다.[신설 2012.12.31.] <개정 2014.5.16.>

1) 통신사 또는 통신회선 담당자로부터 회선의 채널 수용번호 혹은 케이블 선번을 확인하여 통신실 MDF에서 원격소장치 모뎀까지 구성한다.[신설 2012.12.31]
2) 해당 모뎀의 수신레벨값(-15～-20dBm)과 SQ(Signal Quality)값 (10)을 확인한다.[신설 2012.12.31]
3) "RDLB/T"(Remote Digital Loop Back/Test) 시험을 5분 이상 시행하여 통신회선에서 Error 발생여부를 확인한다.[신설 2012.12.31]
4) 3)항의 시험결과 Error가 발생할 경우 전기사업자는 통신회사에 회선점검을 요청한다. [신설 2012.12.31]
5) 전력거래소와 전기사업자는 통신회선 개통 후 EMS와 원격소장치 사이 DNP(Distributed Network Protocol) 링크를 개통한다.[신설 2012.12.31]
6) 전력거래소는 DNP 프로토콜 시험기를 통해 EMS와 원격소장치간 통신데이타(Raw)를 확인하고 이상 시 전기사업자에게 통보한다. [신설 2012.12.31]

7.2.5 계통운영시스템 자료취득 포인트 증설 및 폐지<개정 2010.6.30>

7.2.5.1 전기사업자는 전력설비의 증설시 포인트 증설계획을 수립하여 해당 설비의 계통운전과 동시에 자료를 취득할 수 있도록 취득점 증설공사를 시행하여야 한다.<개정 2010.6.30>

7.2.5.2 전기사업자는 전력설비 신, 증설 및 폐지 등으로 해당 포인트의 변동이 수반될 경우 20일전에 전력거래소에 통보하여야 한다.<개정 2010.6.30>

7.2.6 실시간 자료취득 및 제어설비의 기능보강<개정 2010.6.30>

7.2.6.1 전력거래소는 계통운영시스템(EMS)의 기능 개선 및 교체에 따른 통신규격, 자료취득 기준, 설비운영기준이 변경될 경우 전기사업자와 협의 후 개선을 요청할 수 있다.<개정 2010.6.30>

7.2.6.2 전력거래소는 자료취득 및 제어기능이 기준에 미달한 경우 전기사업자에게 개선를 요청할 수 있다.[신설 2010.6.30]

7.2.6.3 전기사업자는 실시간 자료취득 및 제어설비의 신설, 교체 및 기능보강이 있을 경우 전력거래소에 통보하여야 한다.<개정 2010.6.30.>

7.2.7 <삭제 2010.6.30>

7.3 계통운영시스템 제공자료 품질기준<개정 2010.6.30>

7.3.1 전기사업자는 원격소 장치 및 관련 설비의 고장으로 원격소장치 단위의 자료제공이 중단될 경우 이를 신속히 처리하여야 하며, 고장복구가 1일 이상 소요될 것으로 판단되는 경우에는 그 사유 및 처리예정일자를 전력거래소에 통보한다.<개정 2003.11.11, 2010.6.30>

7.3.2 전기사업자는 전력거래소에 제공하는 계통운영 자료의 정확도가 다음에 제시하는 기준 값 이상으로 유지되도록 하고, 허용치 초과 시에는 전력거래소에서 장애발생통지서를 발행하여 전기사업자에게 통보하여 처리한다.

7.3.2.1 Analog 데이터

7.3.2.1.1 모선측

1) 선로조류<개정 2009.06.30>

가) 1000MW, MVar이상 : 실제값과의 조류편차가 1.5% 미만 또는 30MW, MVar 미만 중 작은값

나) 150MW, MVar 이상 1000MW,MVar 미만 : 실제값과의 조류편차가 1.5% 미만

다) 150MW, MVar 미만 : 실제값과의 조류편차가 2MW, MVar 미만

2) M.Tr조류(MW, MVar) : MW, MVar 동일

가) 100MW,MVar이상 : 실제값과의 조류편차가 2% 미만

나) 100MW,MVar미만 : 실제값과의 조류편차가 2MW 미만

3) 모선전압 :

가) 345kV이상 : 실제값과의 전압편차 3kV 미만<개정 2003.11.11>

나) 154kV이하 : 실제값과의 전압편차 2kV 미만

7.3.2.1.2 발전기 및 전기저장장치측 <개정 2015.5.7., 2016.5.12>

1) 출력(MW)

가) 250MW이상 : 실제값과의 출력편차가 5MW 미만

나) 250MW미만 : 실제값과의 출력편차가 2% 미만(단, 제주지역발전기는 1MW 미만)<개정 2006.9.14>

2) 출력(MVAr)

가) 250MVAr이상 : 실제값과의 출력편차가 5MVAr 미만

나) 250MVAr미만 : 실제값과의 출력편차가 2% 미만

3) 전압 : 실제값과의 전압편차가 0.5kV 미만

7.3.2.1.3 기타

M.Tr Tap, Gen Hi, Low Limit값 : 허용오차 없음

7.3.2.2 Status

차단기, 단로기 : On/Off 변동 상태

7.3.3 전기사업자는 7.3.2조에서 정의한 품질기준을 유지하기 위해 다음 사항을 준수하여야 한다.[신설 2003.11.11]

7.3.3.1 CT/PT, 변환장치 등 자료취득관련 설비의 규격변경시 10일전까지 DB입력에 필요한 사항을 전력거래소에 통보하여야 한다.[신설 2003.11.11]

7.3.3.2 매 2년마다 자료취득용 변환장치를 정밀 교정하여 허용오차범위 이내에서 운영하여야 한다.[신설 2003.11.11]

7.3.3.3 발전사업자는 5년±6월마다 자료취득용 CT/PT 설비에 대한 오차시험을 시행하여야 한다.[신설 2012.12.31]

7.3.3.4 전기사업자는 매년 1월말까지 자료취득용 변환장치(T/D)의 교정과 CT/PT 비오차시험에 대한 당해년도 계획 및 전년도 실적을 전력거래소에 제출하여야 한다. 이때 교정기의 교정확인서 사본도 함께 제출하여야 한다.[신설 2006.12.26]<개정 2012.12.31>

7.3.3.5 자료취득용 변환장치(T/D)의 교정과 CT/PT 비오차시험 실적 및 계획 제출시 [붙임8.6]의 내용을 포함하여야 한다.[신설 2006.12.26]<개정 2010.6.30, 2012.12.31.>

7.4 장애발생 통지서 처리 절차

7.4.1 7.3항에서 정한 기준을 초과하는 경우에는 전력거래소에서 장애발생통지서를 발행하여 전기사업자에게 통보한다.

7.4.2 장애발생통지서는 전력거래소에서 운영하는 TM처리시스템을 통하여 발행하며, 전기사업자는 발행된 장애발생통지서의 처리상황 및 조치결과를 TM처리시스템에 입력한다

7.4.3 전기사업자는 장애발생통지서 접수 후 문제점 해결이 3일 이상 지연될 경우에는 전력거래소에 지연 사유 및 처리 예정일자를 통보한다.

7.5 원격소 장치의 운영 및 유지보수<개정 2010.6.30>

7.5.1 전기사업자는 원격소 장치의 보수 및 점검 등의 사유로 데이터 전송이 중지될 경우 사전에 전력거래소와 작업일정 등을 협의하여 정하고 중지 1일전까지 전력거래소의 TM처리시스템에 등록한다.<개정 2010.6.30., 2012.12.31>

7.5.2 전력정보의 제공 폐지 및 변경사유가 발생시 전력거래소 및 전기사업자는 사유발생 즉시 상대방에 통보하여야 한다.

7.5.3 전기사업자는 원격소장치 등 자료취득·제어설비의 장애 또는 교체에 대비하여 최종 DB를 백업 관리한다. [신설 2012.12.31]

7.5.4 전기사업자는 원격소장치 등 자료취득·제어설비에 대한 정기 예방점검을 시행하고 필요한 경우 특별점검을 시행한다. [신설 2012.12.31]

7.5.5 전기사업자는 원격소장치 및 자료취득·제어설비의 장애에 대비하여 예비부품을 확보하여 관리한다.[신설 2012.12.31]

7.5.6 전력거래소는 매 2년마다 전기사업자의 원격소장치 및 자료취득 제어설비의 정확도 검증시험을 시행하고 그 결과를 전기사업자에게 통보한다. [신설 2012.12.31.]

7.5.7 전력거래소는 전기사업자가 원격소장치를 전력거래소에서 제공한 교체주기 계산프로그램 결과에 따라 교체하도록 권고할 수 있다.[신설 2014.5.16]

7.6 계통운영시스템 자료제공<개정 2010.6.30>

7.6.1 전력거래소는 계통운영시스템에서 취득한 발전소 스위치 야드 및 변전소 운전정보를 송전사업자의 SCADA설비에 제공한다.<개정 2010.6.30>

7.6.2 송전사업자는 송전망운용에 필요한 정보를 필요시기 20일전에 전력거래소에 통보하여야 한다

7.6.3 전력거래소는 제공포인트에 대한 DB를 필요시기 10일 전까지 제공한다

7.6.4 송전사업자는 제공포인트에 대한 DB 작업이 완료후 전력거래소와 온라인 시험을 시행하여야 한다.

7.7 낙뢰감지시스템의 운영, 관리 및 정보제공<삭제 2010.6.30>

7.7.1 <삭제 2010.6.30>

7.7.2 <삭제 2010.6.30>

7.7.3 <삭제 2010.6.30>

8.0 붙 임

8.1 계통운영시스템의 자료취득 기준<개정 2010.6.30>

8.2 DB 입력에 필요한 사항

8.3 실시간 자료취득 및 제어설비의 통신규격<개정 2010.6.30>

8.4 통신회선 규격<개정 2010.6.30>

8.5 급전전화 설치기준[신설 2010.6.30]

8.6 계통운영시스템용 자료취득용변환장치 교정 계획 및 실적[신설 2010.6.30]

[붙임8.1]

계통운영시스템의 자료취득 기준<개정 2010.6.30>

8.1.1 직접취득

8.1.1.1 발전소 설비 <개정 2006.9.14., 2012.12.31., 2015.9.30.>

<table>
<tr><th>Station</th><th colspan="2">Status</th><th colspan="2">Analog</th><th colspan="2">Control</th></tr>
<tr><td rowspan="9">◆발전설비
· 수 력
(양수포함)
· 화 력
· 원자력
· IPP 발전기</td><td rowspan="4">(2초)</td><td rowspan="4">· 154kV 이상
재폐로 CB</td><td>MW
(2초)</td><td>· 발전단 MW
· 송전단 MW
(step-up TR 2차)
· Target MW
(Set Point)
· 실시간 공급능력
MW</td><td rowspan="4">AGC
(Pulse,
Set Point :
기본 4초,
가변가능)</td><td rowspan="4">· 수 력
· 화 력
· 복 합
(원전제외)</td></tr>
<tr><td>Hz
(2초)</td><td>· 상용 주파수
(필요개소)</td></tr>
<tr><td>MW
(2초)</td><td>· 154kV 이상 T/L
· 154kV 이상 M.Tr
· Start-UP Tr
(Gen 접속 제외)
· Local Load
· Aux. TR</td></tr>
<tr><td rowspan="5">(2초)</td><td rowspan="5">· Gen CB
· Gen DS
· 154Kv 이상 CB
· 154kV이상 DS
· Gen AGC Control
(2초: High/Low,
Auto/Local)
· 고장파급방지장치
Ry 상태
(Load Run Back,
Load Rejection
Scheme Status)
· UFR Ry상태
(양수 차단,
수력/양수자동기
동)
· 운전 Mode
(S/T, S/T+G/T)
· G/F On/Off
· 계통안정화장치
On/Off</td><td>MVAr
(2초)</td><td>· 발전단 MVAr
· 송전단 MVAr
(step-up TR 2차)
· 154kV 이상 T/L
· 154kV 이상 M.Tr</td><td colspan="2" rowspan="5"></td></tr>
<tr><td>kV
((2초)</td><td>· Gen
· 154kV 이상 BUS
별</td></tr>
<tr><td>Gen
MW
Limit
(2초)</td><td>· High/Low
(원전제외)</td></tr>
<tr><td>Gen MW
출력증가
/감소율
(2초)</td><td>· MW/Min.</td></tr>
<tr><td>수위
(2초)</td><td>· 저수위
· 방수위
· 상 · 하부댐</td></tr>
<tr><td colspan="6">· File 송수신 : SOE data (요구시)</td></tr>
</table>

※ MCD : Momentary Change Detection

8.1.1.2 송,변전 설비 <개정 2006.9.14., 2015.5.7.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(2초)</th><th colspan="2">Analog(2초)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="5">◆송 · 변전설비

· 765kV
· 345kV
· HVDC
· SVC
· 전기저장장치</td><td rowspan="5">· 765kV 이상 CB 각상별(HSGS포함)
· 154kV 이상 CB
· 154kV 이상 DS
· M.Tr 3차 CB
· SVC CB/DS
· SC/ShR CB
· ULTC Remote/Local
· 전기저장장치 CB, DS
· 전기저장장치 AGC contorl (High/Low, Remote/Local)
· 전기저장장치의 주파수응답 On/Off</td><td>MW
MVAr</td><td>· 154kV 이상 T/L
· 154kV 이상 MTr
· SVC (MVAr)
· HVDC Line (MW, AMPS)
· HVDC C.Tr
· 전기저장장치 송전단 MW
· Target Mw (Set Point)
· 실시간 공급능력 MW
· 전기저장장치 송전단 MVAr
· 전기저장장치 MW limit (High/Low)
· 전기저장장치 MW 출력증가/감소율 (MW/min)
· SOC(State of Charge)</td><td rowspan="5">AGC
(Set Point : 기본4초, 가변가능)</td></tr>
<tr><td>kV</td><td>· 154kV 이상 BUS 별
· HVDC Pole</td></tr>
<tr><td>Tap Position</td><td>· 345kV이상 MTr
· HVDC C.Tr</td></tr>
<tr><td>Hz</td><td>모선주파수
(자체기동발전기 등 필요개소)</td></tr>
<tr><td colspan="4">· File 송수신 : SOE data (요구시)</td></tr>
</table>

8.1.1.3 제주 발전소 설비 [신설 2006.9.14]<개정 2009.12.31>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status</th><th colspan="2">Analog(2초)</th><th colspan="2">Control</th></tr>
<tr><td rowspan="8">◆발전설비
· 화력
· IPP 발전기

(발전소→EMS) 및
(발전소→제주 EMS)</td><td rowspan="5">· Gen CB
· Gen DS
· 154kV 이상 CB
· 154kV이상 DS
· Gen AGC Control (High/Low, Auto/Local)
· 운전 Mode (G/T, C/C)
· G/F On/Off
· 계통안정화장치 On/Off</td><td>MW</td><td>· 발전단 MW
· 송전단 MW (step-up TR 2차)
· 154kV 이상 T/L
· 154kV 이상 M.Tr
· Start-UP Tr (Gen 접속 제외)
· Local Load
· Aux. TR</td><td rowspan="2">AGC (Set Point :기본4초, 가변가능)</td><td rowspan="2">· 화력
· 복합</td></tr>
<tr><td>Hz</td><td>· 모선 주파수 (자체기동발전기 등 필요개소)</td></tr>
<tr><td>MVAr</td><td>· 발전단 MVAr
· 송전단 MVAr (step-up TR 2차)
· 154kV 이상 T/L
· 154kV 이상 M.Tr</td><td colspan="2" rowspan="4"></td></tr>
<tr><td>kV</td><td>· Gen
· 154kV 이상 BUS별</td></tr>
<tr><td>Gen MW Limit</td><td>· High/Low</td></tr>
<tr><td>Gen MW 출력증가/감소율</td><td>· MW/Min.</td></tr>
<tr><td colspan="5">· File 송수신 : SOE data (요구시)</td></tr>
</table>

8.1.1.4 제주 송,변전 설비[신설 2006.9.14]

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status</th><th colspan="2">Analog(2초)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="5">◆송 · 변전설비
· 154kV
· HVDC
· SVC

(154kV변전소→
제주EMS)</td><td rowspan="4">· 22.9kV 이상 CB
· 22.9kV 이상 DS
· SVC CB/DS
· SC/ShR CB
· ULTC
Auto/Manual</td><td>MW
MVAr</td><td>· 154kV 이상 T/L
· 154kV 이상 MTr
· SVC (MVAr)
· HVDC Line
(MW, AMPS)
· HVDC C.Tr</td><td rowspan="4"></td></tr>
<tr><td>Hz</td><td>모선주파수
(자체기동발전기 등
필요개소)</td></tr>
<tr><td>Tap
Position</td><td>· HVDC C.Tr
· 154kV MTr</td></tr>
<tr><td>kV</td><td>· 22.9kV 이상 BUS 별
· HVDC Pole</td></tr>
<tr><td colspan="4">· File 송수신 : SOE data (요구시)</td></tr>
</table>

8.1.1.5 중앙급전전기저장장치 [신설 2016.5.12.]

<table>
<tr><th>Station</th><th colspan="2">Status</th><th colspan="2">Analog</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="9">◆중앙급전 전기저장 장치</td><td rowspan="8">(2초)</td><td rowspan="8">· 154kV 이상 CB
· 154kV 이상 DS
· ESS CB
· AGC Control (2초: High/Low, Auto/Local)
· UFR Ry상태
· 주파수추종 On/Off</td><td>MW (2초)</td><td>· 발전단 MW
· 송전단 MW (ESS 접속 TR 2차)
· Target MW (Set Point)</td><td rowspan="4">AGC (Set Point :기본 4초, 가변가능)</td></tr>
<tr><td>Hz (2초)</td><td>· 상용 주파수 (필요개소)</td></tr>
<tr><td>MW (2초)</td><td>· 154kV 이상 T/L
· 154kV 이상 M.Tr
· Local Load</td></tr>
<tr><td>MVAr (2초)</td><td>· 발전단 MVAr
· 송전단 MVAr (ESS 접속 TR 2차)
· 154kV 이상 T/L
· 154kV 이상 M.Tr</td><td rowspan="5"></td></tr>
<tr><td>kV (2초)</td><td>· 154kV 이상 BUS 별
· ESS 접속 BUS 별</td></tr>
<tr><td>MW Limit (2초)</td><td>· ESS High/Low</td></tr>
<tr><td>Gen MW 출력증가/감소율 (2초)</td><td>· ESS MW/Min.</td></tr>
<tr><td>잔여저장전력량 (2초)</td><td>· MWh</td></tr>
<tr><td>ESS SOC</td><td>· ESS 충전상태(%)</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td colspan="5">· File 송수신 : SOE data (요구시)</td></tr>
</table>

8.1.2 연계취득(지역계통운영센터 SCADA, 급전분소 SCADA 또는 기타 시스템) <개정 2007.7.23.>

8.1.2.1 주, 후비 지역계통운영센터(154kV 변전소 포함) <개정 2006.9.14., 2007.7.23.>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status(8초)</th><th colspan="2">Analog(8초)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="3">154kV 변전소 → EMS</td><td rowspan="2">· 154kV CB
· 154kV 모선연결 DS
· SC/ShR 1차측 CB(23kV)
· UFR Ry 동작 상태</td><td>MW
MVAr</td><td>· 154kV T/L
· 154kV MTr</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td>kV</td><td>· 154kV BUS별</td></tr>
<tr><td>· SOE data 등의 File 송수신 (요구시)</td><td colspan="3"></td></tr>
</table>

8.1.2.2 한강 SCADA

Station	Status		Analog		Control	
한강계 수 력	Status (4초)	· 154kV CB · 154kV DS	MW MVAr (4초)	· 154kV T/L · Local Load(MW)		
			kV (4초)	· 154kV BUS별		
			댐자료 (1분)	· 댐수위 · 방수위 · 유하량 · 사용수량 · 방류량 · 수문개방수 · 수문개도		
			댐자료 (1시간)	· 시간 강우량 · 일 강우누계		
			기타 (1분)	· 홍수통제소 자료		
	· File 송수신 : SOE data (요구시)					

8.1.2.3 제주 EMS [신설 2006.9.14]

Station	Status(4초)	Analog(4초)		Control
제주EMS → EMS	· 154kV CB · 154kV 모선연결 DS · SC/ShR 1차측 CB(23kV) · UFR Ry 동작 상태 · Gen AGC Control (Auto/Local)	MW MVAr	· 154kV T/L · 154kV MTr · Gen · Gen High/Low Limit(MW) · HVDC Line(MW)	
		Hz	모선주파수 (자체기동발전기 등 필요개소)	
		kV	· 154kV BUS별 · Gen · HVDC Pole)	

8.1.2.4 제주 급전분소 [신설 2006.9.14]<개정 2009.06.30>

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status</th><th colspan="2">Analog(5초)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="5">제주 급전분소 → 제주EMS 및 중앙EMS(후비포함)</td><td rowspan="4">· 22.9kV 이상 CB
· 22.9kV 이상 DS
· SC/ShR CB(23kV)
· UFR Ry 동작상태</td><td>MW
MVAr</td><td>· 154kV T/L
· 154kV이상 MTr
· SVC (MVar)</td><td rowspan="4"></td></tr>
<tr><td>Hz</td><td>모선주파수(자체기동발전기 등 필요개소)</td></tr>
<tr><td>Tap Position</td><td>· 154kV MTr</td></tr>
<tr><td>kV</td><td>· 22.9kV이상 BUS별</td></tr>
<tr><td colspan="4">· File 송수신 : SOE data (요구시)</td></tr>
</table>

8.1.2.5 자료연계용단말장치[신설 2010.6.30]

<table>
<tr><th>Station</th><th>Status</th><th colspan="2">Analog(2초)</th><th>Control</th></tr>
<tr><td rowspan="2">자료연계용단말장치
→
EMS</td><td rowspan="2">-</td><td>MW
MVAr</td><td>· T/L
· MTr</td><td rowspan="2">-</td></tr>
<tr><td>kV</td><td>· BUS별</td></tr>
</table>

8.1.3 전기사업자는 [별표14] 8.4항에 의해 고장파급방지시스템 운전상태 감시에 필요한 아래 정보를 전력거래소의 EMS로 전송(취득주기: 5분이내) 하여야 한다.[신설 2008.10.31]

1. 고장파급방지장치 전원 인가상태
2. 운전모드 절환 스위치의 선택상태
3. 관련 통신회선 상태
4. 기타, 고장파급방지시스템 운전상태 감시에 필요한 정보

[붙임8.2]

DB 입력에 필요한 사항<개정 2010.6.30., 2015.5.7., 2016.5.12>

	설비 구분	요 구 자 료 내 역	
발전소	발전기	① 용량 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 최대・최저발전가능출력 ⑦ 분당 출력증가/감소량 ⑨ 출력 증가/감소 Dead Band ⑪ 발전연료종류 ⑬ 복합 모드 접점	② 전력변환기사양(MW/MVAr/kV) ④ 계기용 P.T 비 ⑥ 최대・최저발전가능무효전력 ⑧ 발전연료비용 ⑩ 입・출력 곡선용 데이터(P, Q, Q') ⑫ Lag Time ⑭ A・B・C 및 소내소비 계수
	전기저장장치	① 용량 ③ 계기용 CT비 ⑤ 최대・최저가능유효전력 ⑦ 출력 증가/감소 Dead Band*	② 전력변환기사양 ④ 계기용 PT비 ⑥ 최대・최소전력저장량 ⑧ 분당 출력증가/감소율*
	AUX 및 STR	① 용량 ③ 계기용 C.T 비	② 전력변환기사양(MW/MVAr) ④ 계기용 P.T 비
	송전선로 (보유발전소)	① 송전전압 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 캐페시턴스 치 ⑦ T/L의 저항치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/BUS kV)	② 선종, 굵기, 조수 ④ 계기용 P.T 비 ⑥ T/L 명칭 (상대단 발・변전소명) ⑧ 인덕턴스치
	주 변압기	① 용량 ③ Tap 변경 범위 ⑤ 최대・최저 전압	② 저항 및 인덕턴스 치 ④ Normal Tap 위치
	차단기 및 LS (자기단 및 상대단)	① 사용 접점 (A,B) 종류	
변전소	송전선로	① 송전전압 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 캐페시턴스 치 ⑦ T/L의 저항치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/BUS kV)	② 선종, 굵기, 조수 ④ 계기용 P.T 비 ⑥ T/L 명칭 (상대단 발・변전소명) ⑧ 인덕턴스치
	주 변압기	① 용량 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 1-2 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑦ 1-3 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/Tap)	② Tap 변경 범위 ④ 계기용 P.T 비 ⑥ 2-3 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑧ SR/SC 용량 ⑩ 최대・최저 전압
	차단기 및 LS (자기단 및 상대단)	① 사용 접점 (A,B) 종류	
	기타 변압기	① 용량 ③ 계기용 C.T 비	② 전력변환기사양(MW/MVAr) ④ 계기용 P.T 비
	전기저장장치	① 용량 ③ 계기용 CT비 ⑤ 최대・최저가능유효전력 ⑦ 분당 출력증가/감소율	② 전력변환기사양 ④ 계기용 PT비 ⑥ 최대・최저가능무효전력 ⑧ 출력증가/감소 Dead Band
기 타		계통운영시스템 취득기준에 따른 설비의 참고 자료	

* : AGC 대상 전기저장장치만 제출

	설비 구분	요 구 자 료 내 역	
발전소	발전기	① 용량 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 최대・최저발전가능출력 ⑦ 분당 출력증가/감소량 ⑨ 출력 증가/감소 Dead Band ⑪ 발전연료종류 ⑬ 복합 모드 접점	② 전력변환기사양(MW/MVAr/kV) ④ 계기용 P.T 비 ⑥ 최대・최저발전가능무효전력 ⑧ 발전연료비용 ⑩ 입・출력 곡선용 데이터(P, Q, Q') ⑫ Lag Time ⑭ A・B・C 및 소내소비 계수
	AUX 및 STR	① 용량 ③ 계기용 C.T 비	② 전력변환기사양(MW/MVAr) ④ 계기용 P.T 비
	송전선로 (보유발전소)	① 송전전압 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 캐페시턴스 치 ⑦ T/L의 저항치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/BUS kV)	② 선종, 굵기, 조수 ④ 계기용 P.T 비 ⑥ T/L 명칭 (상대단 발・변전소명) ⑧ 인덕턴스치
	주 변압기	① 용량 ③ Tap 변경 범위 ⑤ 최대・최저 전압	② 저항 및 인덕턴스 치 ④ Normal Tap 위치
	차단기 및 LS (자기단 및 상대단)	① 사용 접점 (A,B) 종류	
변전소	송전선로	① 송전전압 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 캐페시턴스 치 ⑦ T/L의 저항치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/BUS kV)	② 선종, 굵기, 조수 ④ 계기용 P.T 비 ⑥ T/L 명칭 (상대단 발・변전소명) ⑧ 인덕턴스치
	주 변압기	① 용량 ③ 계기용 C.T 비 ⑤ 1-2 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑦ 1-3 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑨ 전력변환기사양 (MW/MVAr/Tap)	② Tap 변경 범위 ④ 계기용 P.T 비 ⑥ 2-3 차 저항 및 인덕턴스 치 ⑧ SR/SC 용량 ⑩ 최대・최저 전압
	차단기 및 LS (자기단 및 상대단)	① 사용 접점 (A,B) 종류	
	기타 변압기	① 용량 ③ 계기용 C.T 비	② 전력변환기사양(MW/MVAr) ④ 계기용 P.T 비
	전기저장장치	① 용량 ③ 계기용 CT비 ⑤ 최대・최저가능유효전력 ⑦ 분당 출력증가/감소율	② 전력변환기사양 ④ 계기용 PT비 ⑥ 최대・최저가능무효전력 ⑧ 출력증가/감소 Dead Band
기 타		계통운영시스템 취득기준에 따른 설비의 참고 자료	

[붙임8.3]

실시간 자료취득 및 제어설비의 통신규격<개정 2010.6.30>

8.3.1 계통운영시스템의 자료취득, 제어를 위한 원격소 장치의 통신규약은 IEC60870-5 또는 DNP3.0 을 각 포트별로 지원하되 세부 파라미터는 아래의 항목을 지원해야 한다.<개정 2010.6.30>

DNP OBJECT			EMS REQUEST		RTU RESPONSE	
Obj (dec)	Var (dec)	Description	Func Codes (dec)	Qual Codes (hex)	Func Codes (dec)	Qual Codes (hex)
1	1	Binary Input (DI Dump)	1 (Read)	00,01 (Start-Stop)	129 (Response) 130 (Unsol Resp)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)
12	1	Control Relay Output Block (Pulse AGC Control, Digital Output Control) [중앙급전발전기만 해당]	3 (Select) 4 (Operate) 5 (Direct Operate)	17,27 (Index)	129 (Response)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)
	2	Pattern Control Block (Pulse AGC Control, Digital Output Control) [중앙급전발전기만 해당]	3 (Select) 4 (Operate) 5 (Direct Operate)	07 (Limited Qty)	129 (Response)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)
30	2	16 Bit AI (Analog Input)	1 (Read)	00,01 (Start-Stop)	129 (Response) 130 (Unsol Resp)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)
41	2	16 Bit Analog Output Block(Setpoint AGC) [중앙급전발전기만 해당]	3 (Select) 4 (Operate) 5 (Direct Operate)	17,27 (Index)	129 (Response)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)
50	1	Time and Date (Time Sync)	2 (Write)	07 Quantity=1	129 (Response)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)
60	2	Class 1 Data (DI Event)	1 (Read)	06 (No Range)	129 (Response)	00,01 (Start-Stop) 17,28

DNP OBJECT			EMS REQUEST		RTU RESPONSE	
						(Index)
			20 (Enbl Unsol Mssg) 21 (Dis Unsol Mssg) 22 (Assign Class)	06 (No Range)	129 (Response)	00,01 (Start-Stop) 17,28 (Index)

8.3.2 EMS와 지역급전시스템(SCADA)간 자료연계를 위한 다음 통신규약은 ICCP (Inter Control Center Protocol)로 하고 IEC60870-6(TASE.2, Service and Protocol), IEC60870-6-702(TASE.2,Profiles), IEC870-6-802, (TASE.2 Object Models) 와 호환되며 지원 Block은 다음과 같다.<개정 2010.6.30>

가) Block 1, Basic Service

나) Block 2, Extended Data Set Condition Monitoring

다) Block 3, Blocked Transfers

라) Block 4, Information Messages

마) Block 5, Device Control

바) Block 7, Events

사) Block 8, Accounts

아) Block 9, Time Series

8.3.3 EMS와 20MW 초과 200MW 미만인 초과 비중앙급전발전기 또는 배전계통에 전용선로로 연결되는 규모 이상의 제주지역 발전기, 중앙급전 구역전기발전기의 자료연계용단말장치간 자료연계를 위한 통신규약은 인터넷(TCP/IP) 방식을 지원해야 한다.[신설 2010.6.30.] <개정 2015.9.30., 2019.1.2.>

8.3.3.1 EMS와 자료연계용단말장치간 자료연계를 위한 프로그램은 전력거래소에서 제공하되, 자료연계용단말장치와 회원사 제어시스템간 연계 및 자료연계용단말장치 설치는 회원사에서 제공한다.[신설 2010.6.30.]

8.3.4 자료연계용 단말장치로 취득하지 않는 비중앙발전기의 출력정보는 전력거래소가 계량값을 변환하여 실시간 감시와 전력수급에 활용한다. [신설 2012.12.31]

[붙임8.4]

통신회선 규격[신설 2010.6.30]

8.4.1 전력계통 자료의 직접취득 및 연계취득과 급전지시를 위한 통신회선을 전력거래소의 통신인출점까지 제공하되, 회선규격 및 제공수량은 아래와 같다. <개정 2006.9.14, 2007.7.23.><번호변경 2010.6.30.><개정 2014.5.16.>

관제센터 구분	직접취득용		연계취득용		급전지시용	
	규 격	수량	규 격	수량	규격	수량
중앙전력 관제센터	데이터급 9600bps 전용회선	1	데이터급 56Kbps~ 1.544Mbps 전용회선	1(주 지역계통운영센터 SCADA 연계용) 1(후비 지역계통운영센터 SCADA 연계용) 1(한강 SCADA 연계용)	음성급, 2선식, 자석식 또는 공전식	1
중부전력 관제센터	데이터급 9600bps 전용회선	1	데이터급 56Kbps~ 1.544Mbps 전용회선	1(주 지역계통운영센터 SCADA 연계용) 1(후비 지역계통운영센터 SCADA 연계용) 1(한강 SCADA 연계용)	음성급, 2선식, 자석식 또는 공전식	1
경인전력 관제센터	-	-	-	-	음성급, 2선식, 자석식 또는 공전식	1
제주급전소	데이터급 9600bps 전용회선	2	데이터급 56Kbps~ 1.544Mbps 전용회선	2	음성급 2선식, 자석식 또는 공전식	2

8.4.2 경인전력관제센터에서 필요로 하는 전력계통데이터는 중앙전력관제센터와 중부전력관제센터에서 수신한다. <신설 2014.5.16.>

[붙임8.5]

급전전화 설치기준[신설 2010.6.30.]

8.5.1 전력거래소 및 전기사업자의 급전전화 설치기준은 아래와 같다.
<개정 2006.9.14, 2007.7.23, 2009.06.30.><번호변경 2010.6.30.> <개정 2014.5.16., 2015.9.30.>

전력거래소	전기사업자
• 중앙전력관제센터 • 중부전력관제센터 • 경인전력관제센터	• 중앙급전발전기 · 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 • 지역계통운영센터(후비 지역계통운영센터 포함) • 345kV이상 변전소(발전소 스위치야드 포함) 및 직류변환소 • 154kV 발전소(중앙급전발전기) 연계선로 운영 변전소. 다만, 무인변전소인 경우 관할 급전분소 • 제주지역 급전(분)소
• 제주급전소	• 제주지역 중앙급전발전기 • 지역급전분소(후비포함) • 제주지역 154kV이상 변전소 및 변환소 (무인변전소 제외)

8.5.2 급전지시용 전화장치는 주장치 고장시 급전연락이 가능하도록 비상대피장치를 갖추어야 하며 통신회선 고장에 대비하여 DDD(Direct Distance Dialing)방식의 통신망을 이용할 수 있어야 한다. <개정 2006.9.14><번호변경 2010.6.30>

8.5.3 전기사업자는 전력거래소 중앙전력관제센터의 급전전화가 타 전화보다 우선 통화가 가능하도록 발,변전소의 급전연락용 전화장치에 부재시 자동응답기능(확성기능 포함) 및 통화중 할입기능을 갖추어야 한다.[신설 2006.12.26]<번호변경 2010.6.30>

8.5.4 20MW 초과 200MW 미만인 비중앙급전발전기 소유한 발전사업자 및 중앙급전 발전기를 보유한 구역전기사업자는 급전지시용 일반전화를 설치한다.[신설 2010.6.30.] <개정 2015.9.30., 2019.1.2.>

8.5.5 급전전화는 전계통 정전관련 발·별전소는 외부 전원 공급 없이 최소 3시간 이상 통화가 유지될 수 있도록 전원설비를 갖추어야 한다.[신설 2012.12.31]

[붙임8.6]

계통운영시스템용 자료취득용변환장치 교정, PT/CT 비오차시험 계획 및 실적

[신설 2006.12.26]<개정 2010.6.30, 2012.12.31>

8.6.1 변환기 교정 계획<번호변경 2010.6.30>

발・변전소명	교정 또는 교체 예정연월	EMS 전송용 변환기 수량	비고

8.6.2. 변환기 교정 실적<번호변경 2010.6.30>

발・변전소명	EMS 전송용 변환기 수량	교정/교체 수량		교정/교체 연월	비고 (미교체사유)
		교정			
		교체			

8.6.3 PT/CT 비오차시험 계획[신설 2012.12.31]

발·변전소명	점검예정연월	자료취득용 CT/PT 수량	비고

8.6.4 PT/CT 비오차시험 실적[신설 2012.12.31]

발전소명	EMS 자료취득용 CT/PT수량	교체수량	교체연월	비고 (미교체사유)

[별표 14]

고장파급방지시스템 적용 절차

1.0 목 적

규칙 제5.8.2조의 규정에 의거 전력계통 안정도 분석결과 불안정한 계통을 안정화시키기 위하여 고장파급 방지시스템(이하 "시스템"이라 한다)을 적용함에 있어 전기사업자와 업무협조 및 처리절차를 규정하여 업무처리를 명확히 하는데 그 목적이 있다.<개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 적용대상 : 전력거래소, 전기사업자

2.2 본 별표의 적용을 받는 업무는 다음과 같다.

2.2.1 시스템의 방식 결정

2.2.2 시스템의 설치계획 수립

2.2.3 시스템의 설치 <개정 2006.11.29>

2.2.4 시스템의 시험 및 유지보수[신설 2006.11.29]

3.0 책 임

3.1 전력거래소<개정 2006.11.29>

3.1.1 본 별표의 운영에 적용할 세부절차를 규정하고 정비한다.

3.1.2 정확한 안정도 분석을 통하여 적절한 방식의 시스템 적용을 결정한다.

3.1.3 결정된 방식을 구현하기 위해 최신자료를 이용하여 합리적이고 효율적인 시스템 구성방법을 선정한다.

3.2 전기사업자 <개정 2006.11.29>

전기사업자는 시스템의 설치, 시험 및 유지보수를 아래와 같이 담당한다.

3.2.1 발전기 차단 또는 출력을 감소시키는 시스템은 발전사업자

3.2.2 송전선로 또는 변압기를 차단(또는 투입)하는 시스템은 송전사업자

3.2.3 발전기 차단 또는 출력을 감소시키는 시스템이 송, 수신장치로 나누어져 설치될 경우 송신장치(통신설비 포함)는 송전사업자, 수신장치는 발전사업자

4.0 참고자료

4.1 법, 시행령, 시행규칙

4.2 전기설비기술기준

4.3 보호계전기 설명서 : 제작사 발행

5.0 용어의 정의 [신설 2006.11.29]

5.1 고장파급방지시스템

계통분리, 발전기 탈락, 송전선로의 연쇄차단 등 광범위한 파급 고장을 방지하기 위한 컴퓨터, 통신전송설비, 보호장치 등 일련의 장치들의 조합을 말한다.

5.2 준공시험

시스템을 설치한 후 사용개시 전에 시스템의 건전성을 확인하기 위하여 시행하는 시험을 말한다.

5.3 정기시험

사용 중인 시스템의 건전성 확보를 위하여 주기적으로 시행하는 시험을 말한다.

5.4 임시시험

사용 중인 시스템의 기능 또는 회로 변경이나, 오· 부동작시 시행하는 시험을 말한다.

5.5 일일점검

시스템이 항상 정상적인 상태를 유지할 수 있도록 1일 1회 이상 점검하는 것을 말한다.

6.0 적용지침

해당 없음

7.0 절 차

7.1 전력계통 안정도 분석

7.1.1 전력거래소는 전력계통의 안정도를 분석하여 시스템의 설치장소 및 방식을 결정한다.

7.1.2 전력거래소는 전력계통 안정도 분석 결과를 전기사업자에게 제시한다.

7.2 시스템의 설치계획 수립

7.2.1 전력거래소는 7.1.1에서 결정한 시스템 방식을 구현하기 위하여 시스템 구성 기본계획서를 작성한다.<개정 2006.11.29>

7.2.2 시스템 구성 기본계획서에는 회로도, 주요부품의 동작속도, 정격사항, 구비조건 성능 및 환경특성 등이 포함되어야 한다.

7.2.3 전력거래소는 기본계획서 작성후 시스템의 실현 가능성, 현장여건 등 제반 사항에 관해 전기사업자와 협의하여 최종 계획서를 확정하고 전기사업자에게 시스템 설치를 문서로 요청한다.

7.2.4 전기사업자는 자체 검토결과 시스템 설치가 필요하다고 판단되면 전력거래소와 협의하여 설치할 수 있다.

7.3 설치<절명칭변경 2006.11.29>

7.3.1 전기사업자는 시스템 설치요청을 접수한 후 3개월 이내에 설치를 완료하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 부품조달 지연, 발전기 정지 또는 출력 출력감소계획 조정 등으로 준공지연이 예상될 경우 전력거래소와 사전 협의하여 시행한다.<변경 2006.11.29>

7.3.2 전기사업자는 시스템의 설치를 지연시키거나 시스템의 기능과 성능을 임의로 변경할 수 없으며 시스템 설치에 대한 의견이 있을 경우 전력거래소와 협의한다.

7.4 시스템의 개선<절명칭변경 2006.11.29>

7.4.1 전력거래소는 시스템 개선이 필요한 경우 개선 대책을 수립하여 해당 사업자에 통보한다.<변경 2006.11.29>

7.4.2 전기사업자는 본 별표 7.4.1항에서 통보 받은 개선대책을 시행한다. 다만, 부품조달지연, 발전기 정지 또는 출력감소계획 조정 등으로 개선지연이 예상될 경우 전력거래소와 사전에 협의하여 시행한다.<변경 2006.11.29>

7.5 준공시험[신설 2006.11.29]

7.5.1 전기사업자는 시스템을 설치한 후 시스템 사용개시 전에 준공시험을 시행한다.

7.5.2 준공시험은 아래 사항이 포함되어야 한다. 다만, 현장 여건상 시험이 불가능한 경우에는 현장여건을 고려하여 시스템의 성능을 확인할 수 있는 방법으로 시행할 수 있다.

1. 시스템 자체의 기능 확인 시험
2. 입출력회로(AC, DC Sequence) 시험
3. 시스템과 다른 장치간의 interface 관계 시험
4. 통신관련 시험
5. 종합 연동시험

7.5.3 전기사업자는 시험완료 후 즉시 전력거래소 중앙전력관제센터에 통보하고 4주 이내에 시험성적서 및 관련도면을 전력거래소에 제출한다.

7.5.4 전력거래소는 전기사업자로부터 통보받은 시험성적서를 검토하여 당초계획과 일치하는지 여부를 확인하여야 한다.

7.6 정기시험[신설 2006.11.29]

7.6.1 정기시험 주기는 2년에 1회로 한다.

7.6.2 정기시험의 범위는 7.5.2항에 준하여 시행한다.

7.6.3 전기사업자는 시험완료 후 즉시 전력거래소 중앙전력관제센터에 통보하고, 4주 이내에 시험성적서를 전력거래소에 제출한다.

7.7 임시시험 [신설 2006.11.29]

7.7.1 시스템의 기능 또는 회로 변경, 오·부동작 등이 발생한 경우 기능이나 회로 변경 내용 확인 및 오·부동작 원인규명을 위해 임시시험을 시행한다. 단, 단순한 단자분리, 단자간 jumper 등 육안 점검만으로도 기능변경을 확인할 수 있는 경우에는 임시시험을 생략할 수 있다.

7.7.2 임시시험의 범위는 시험목적을 달성할 수 있는 범위내에서 시행한다.

7.7.3 전기사업자는 시험완료 후 즉시 전력거래소 중앙전력관제센터에 통보하고, 4주 이내에 시험성적서를 전력거래소에 제출한다.

7.8 일일점검[신설 2006.11.29]

7.8.1 일일점검은 1일 1회 시행한다. 단, 원격상태 감시 기능이 있는 경우에는 일일점검을 생략할 수 있다.

7.8.2 일일점검은 주로 시스템의 정상운전여부와 외부적인 상태를 육안으로 점검하는 것으로 다음의 내용이 포함되어야 한다.

1. 운전중인 시스템의 정상운전상태 여부
2. 각종 스위치 상태 정상여부
3. DC 전원의 정상여부
4. 통신을 사용하는 시스템의 경우 통신 송수신 상태 정상여부
5. 기타 외관상 이상유무 점검

7.9 시스템 운전[신설 2006.11.29]

7.9.1 시스템 운전은 전력거래소 중앙전력관제센터의 급전지시에 따라 시행한다.

7.9.2 2계열로 시스템이 구성된 경우 상시는 2계열로 운전하고 시험 또는 유지보수 등 불가피한 경우 전력거래소와 협의하여 1계열로 운전할 수 있다.

8.0 시스템 요구 조건[신설 2006.11.29]

8.1 시스템의 구성

8.1.1 본 규칙 별표3의 3.4항, 3.5항 대책을 위한 시스템이 부동작 할 경우 발전기 동기탈조, 대규모 공급지장, 전압불안정 등 광역계통으로 파급이 우려되므로 다음 각호의 경우에는 시스템을 2계열로 구성한다. 다만, 현장설비 여건, 시공상의 문제, 단기간 비상시만 운전하는 시스템 등으로 불가피한 경우에는 1계열로 구성할 수 있다.

1. 발전기 과도안정도 대책을 위한 시스템
2. 345kV 이상 계통전압 불안정 대책을 위한 시스템

8.1.2 제주계통의 특수성을 고려하여 154kV 계통 안정화 대책을 위한 시스템은 2계열

화 한다. 다만, 단기간 비상시만 운전하는 시스템 등 불가피한 경우에는 1계열로 구성할 수 있다.

8.1.3 기타 시스템 구성상 신뢰도 확보를 위하여 필요한 경우 2계열화 한다.

8.1.4 시스템의 입력요소(CT, PT, 계전기 접점, 차단기접점 등)는 원칙적으로 계열별로 분리한다. 다만, 현장설비 여건, 시공상의 문제점 등을 고려하여 불가피한 경우는 동일 입력요소를 사용할 수 있다.

8.2 통신장치 및 전송로

8.2.1 시스템 전용의 통신장치 및 전송로를 구비한다.

8.2.2 시스템이 2계열인 경우 각 계열별로 통신장치 및 전송로를 구비한다.

8.3 통신상태 감시

통신상태의 정상여부를 상시 감시하여 통신 이상시 운전원에게 경보할 수 있는 기능을 구비한다.

8.4 현장 운전정보의 제공[신설 2008.10.31]

고장파급방지시스템 운전상태 감시를 위해 필요한 정보를 전력거래소의 EMS로 전송하는 기능을 구비한다.

8.4.1 대상개소 : 발변전소에 설치된 고장파급방지시스템 중 해당 장치의 운전상태 감시가 필요하다고 판단되어 전력거래소가 요청하는 개소

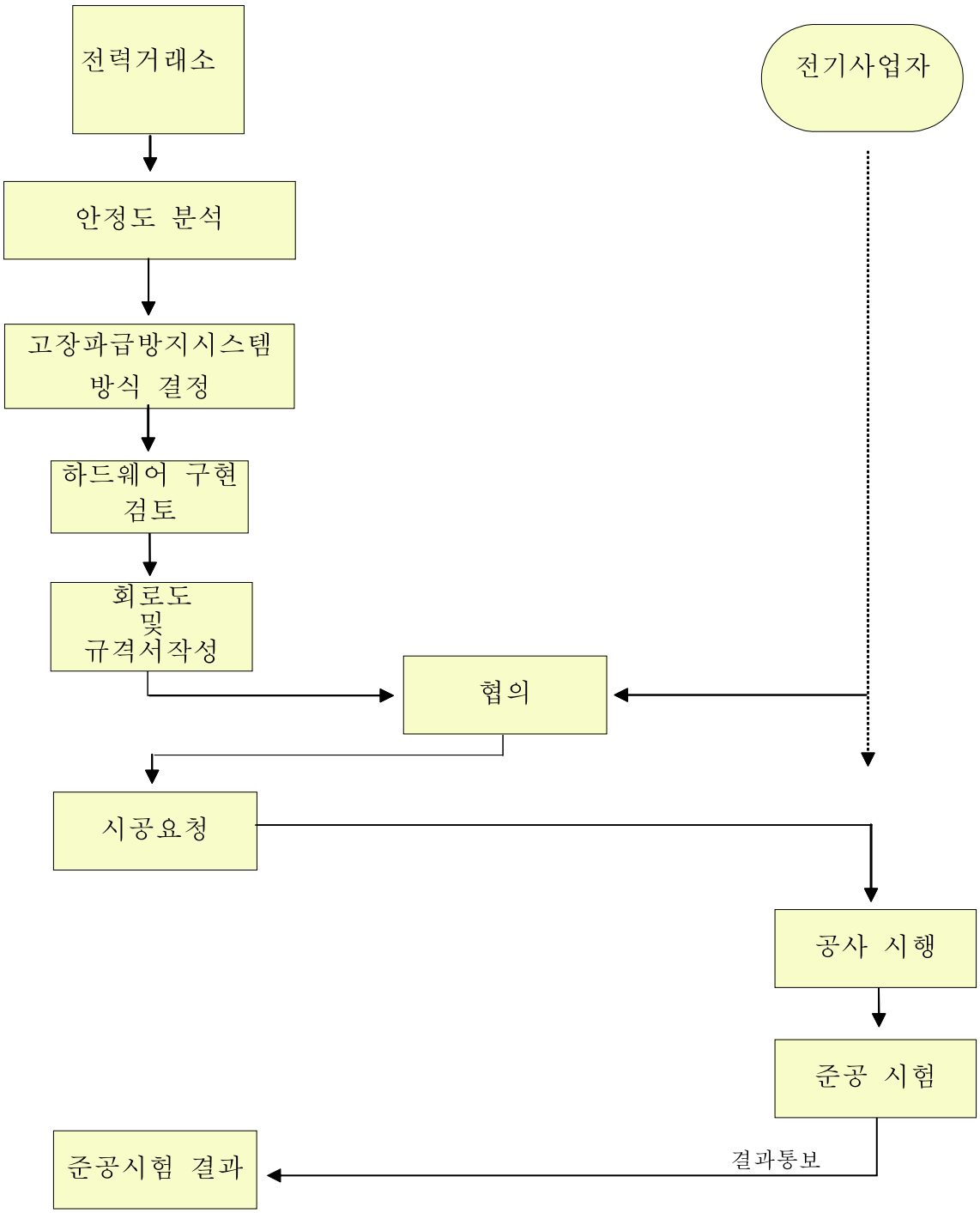
8.4.2 대상정보 : 규칙 별표13의 붙임8.1의 8.1.3항에 따른다.

9.0 붙 임<번호변경 2006.11.29>

9.1 고장파급방지시스템 적용 업무 흐름도

[붙임9.1]

고장파급방지시스템 적용 업무 흐름도



[별표 15]

기기번호 부여 절차

1.0 목 적

규칙 제5.8.5조의 규정에 의거 발·송·변전 설비의 신, 증설 또는 변경시의 기기번호 및 선로명칭 부여 방법을 통일하여 전력계통의 평상시 조작, 비상시 복구조작 수행시 오조작을 예방하며 전력계통 운영 환경의 유연성을 보전하는데 그 목적이 있다.<개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 전력계통의 설비변경이나 신·증설 및 폐지시 기기번호 부여 절차와 방법

2.2 적용 사업자

2.2.1 전력망을 사용하는 발전사업자

2.1.2 송전 및 배전사업자

2.1.3 154kV 이상의 수용가

2.1.4 기타, 송전망 접속 및 사용합의서를 체결한 사업자

3.0 책 임

3.1 일반사항

명칭 및 기기번호를 부여 할 때는 부여기준에 따라 부여하며 다른 회원에게 혼동을 초래하지 않도록 부여하여야 한다.

3.2 전력거래소

본 별표의 운영에 적용할 기준의 세부내용을 규정하고 필요한 내용을 수정, 정비, 보완하여 공표하며, 전기사업자가 통지한 명칭 및 기기번호를 부여한 전력계통 단선도를 검토하며 필요시 의견을 통지한다.

3.3 발전사업자

발전소(기) 및 송·변전 설비의 신·증설시 구내 전력설비의 명칭 및 기기번호를 부여하며, 부여된 전력계통 단선도를 전력거래소 및 송전사업자에게 문서로 통지한다.

3.4 송전사업자

송·변전설비의 신·증설 또는 변경시 전력설비에 대한 명칭 및 기기번호를 부여하며, 부여된 전력계통 단선도를 전력거래소 및 관련 발전사업자에게 문서로 통지한다

4.0 참고자료

4.1 한국전력공사 설계기준(공통0010)

5.0 용어의 정의

5.1 단선결선도

전력설비를 ONE-LINE 그림으로 표현하여 복잡한 전기회로를 단순화하여 표시한 전기도면

5.2 링 모선

변전소 또는 발전소의 모선구성방식의 일종으로 4개 또는 그이하 차단기를 이용하여 반지모양의 모선형태를 이루는 모선형식

5.3 개폐기

전기회로의 개로 및 폐로 또는 회로의 변경을 위한 장치의 총칭(단로기, 차단기 등)을 말한다.

6.0 지 침

해당 없음

7.0 절 차

7.1 전력계통의 설비변경

7.1.1 설비변경 예정통보

전기사업자는 발, 변전소, 송전선로, 개폐소(개폐탑 포함), 전기저장장치의 신설, 증설, 폐 지, 휴지 등(이하 '변경'이라 함)에 의하여 전력계통을 변경할 경우는 본 절 차서에 의하여 전력설비 변경예정서를 작성하여 전력거래소에 문서로 통 지하며, 송・배전사업자 전력계통에 접속하는 154kV 이상 수용가의 변경이 있을 경우에도 또한 같다. <개정 2015.5.7.>

7.1.2 통지기일

7.1.2.1 설비변경 예정서

전기사업자는 발, 변전소, 개폐소 및 송전선로, 변압기, 전기저장장치 신설 또는 설비의 증설, 변경, 폐지의 경우에는 계통가압 또는 계통연결 6개월 전까지, 기타 개폐류 등의 단순한 증설, 변경, 폐지의 경우는 1개월 전까지 통지하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

7.1.2.2 명칭 및 기기번호 부여

1. 전기사업자는 발, 변전소, 개폐소 및 송전선로, 변압기, 전기저장장치의 신설 또는 증설에 따른 선로 명칭 및 기기번호 부여는 설비 최초가압 예정일 6개월 전까지, 기타 개폐기류의 신설 또는 증설에 따른 번호부여는 1개월 전까지 전력거래소에 통지하여야 한다. <개정 2015.5.7.>
2. 전력거래소는 ①항에 대하여 의견이 있을 경우 발, 변전소, 개폐소 및 송전선로, 변압기, 전기저장장치의 신설 또는 증설의 경우는 통지를 받은 날로 부터 1개월 내에, 기타 개폐기류의 경우는 14일이내에 전기사업자에게 통지하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

7.1.2.3 통지범위

전력거래소에 통지할 명칭 및 기기번호의 통지범위는 154kV 이상 전력설비로 한다.

7.1.4 전력설비 변경 예정서 작성[별지 제59호 서식]

7.1.4.1 소재지 및 구간은 변경 또는 완성후 소재지 및 구간을 기입한다.

7.1.4.2 공사개요에 대한 내용은 다음과 같다.

1. 기기의 신설, 변경개요 및 송전선로 변경 사항
2. 단선결선도 및 전력계통도(송전관계도)를 첨부하지 않을 때에는 이의 약도
3. 기타 변경사항으로 발전소 및 전기저장장치 신설의 경우는 단선결선도, 송전선의 신설, 혹은 구간변경의 경우는 송전선로 끝의 발전소 또는 변전소의 위치를 표시하는 전력계통도(송전관계도)를 첨부하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

7.1.4.3 전력설비 변경 예정서에 기재하여야할 내용은 [표1]과 같다.

[표 1] <개정 2015.5.7., 2016.5.12>

해당전력설비	기재내용	통보범위	비 고
발전기	용량, 대수, 접속관련사항	전부	
전기 저장장치	용량, 대수, 접속관련사항	전부	
변압기	〃	154kV 이상	최상위 전압기준
송전선로	전선종류, 굵기, 구간, 긍장, 송전전압,회선수	〃	
모선	용량, 접속관련사항	〃	
개폐기	형식, 용량, 대수, 접속 관련사항	〃	
변성기	변성비, 대수	〃	
중성점접지장치	용량, 대수	〃	
조상설비	용량, 대수	전부	

7.2 명칭 및 기기번호 부여

7.2.1 전기사업자는 전력설비 신설 및 변경 전,후의 단선결선도에 명칭 및 기기번호 부여 기준에 따라 부여하여야 한다.

7.2.2 전력거래소는 전기사업자가 부여한 명칭 및 기기번호에 대하여 본 별표의 기준에 적합여부 등을 검토하여 의견이 있을 경우 이에 대하여 문서로 7.1.2에 따라 통지하며, 전기사업자는 특별한 사유가 없는 한 이를 수용하여야 한다.

7.2.3 각 해당 전기사업자는 보유하고 있는 계통도면을 재 작성(또는 가제)하여 비치한다.

7.2.4 본 별표에 적용되는 명칭 및 기기번호 부여 기준은 별도[붙임8.2]로 정한다.

7.3 신설, 증설 설비의 최초가압

7.3.1 전기사업자는 전력설비 신설 및 증설 부분에 대한 최초 가압 요청을 문서로 전력거래소에 통지하며, 전력거래소는 가압승인을 문서 또는 급전지시로 통지한다.

7.3.2 전기사업자가 전력거래소에 통지하는 가압요청 내용에는 가압예정일시, 장소, 설비, 시험 및 조작내용, 책임자 등을 포함한다.

7.3.3 가압요청 통지시기는 최초가압 1개월 전까지 통지한다.

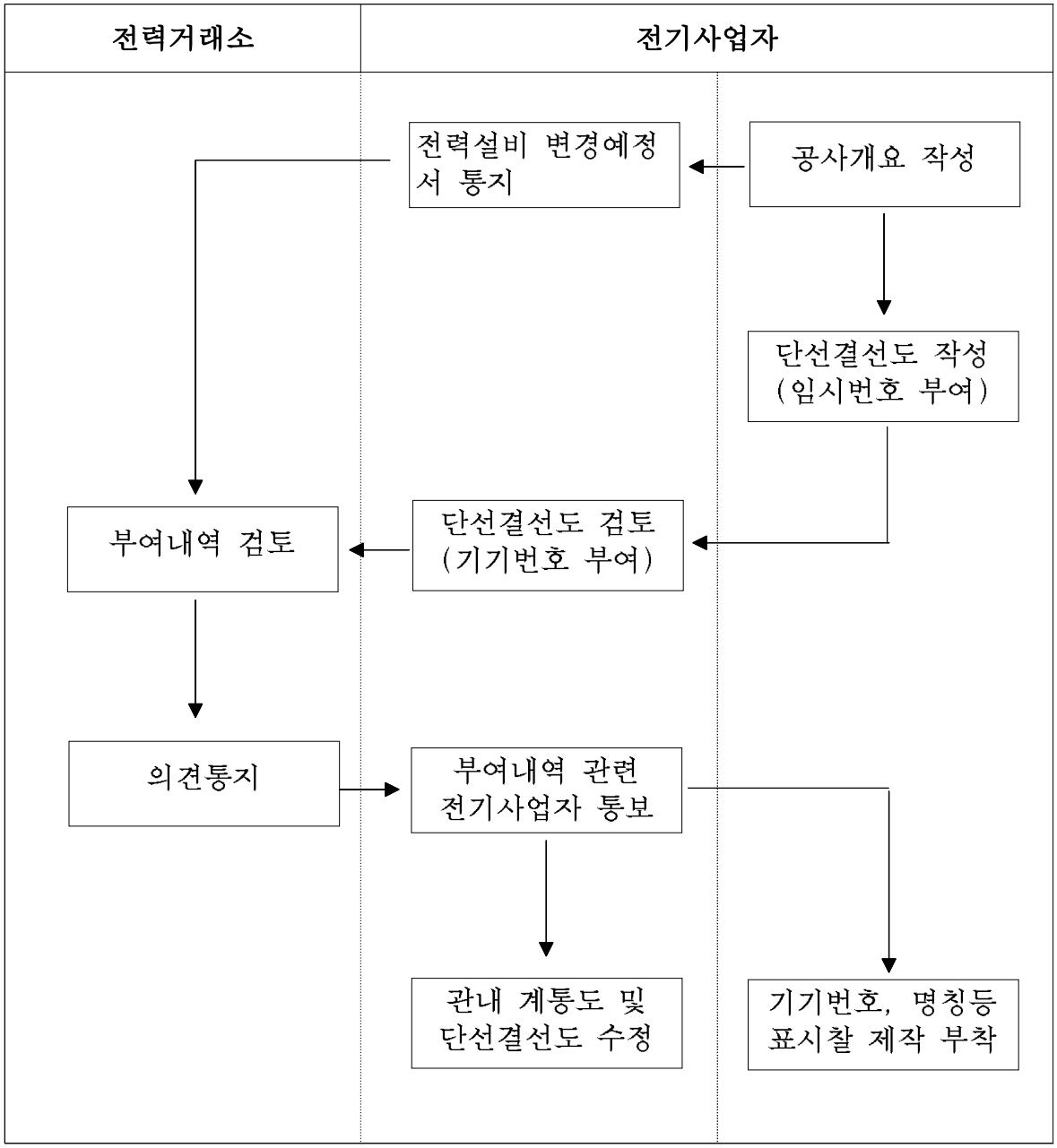
8.0 붙 임

8.1 명칭 및 기기번호 부여 업무 흐름도

8.2 명칭 및 기기번호 부여 기준

[붙임 8.1]

명칭 및 기기번호 부여 업무 흐름도



[붙임 8.2]

명칭 및 기기번호 부여 기준

1. 부여의 일반사항

1) 부여번호는 발,변전소 및 개폐소에 있어서 동일설비내에서는 중복되지 않도록 한다.

2) 부여번호의 숫자구성은 단일숫자, 2개숫자, 3개숫자, 4개숫자, 하이픈부 숫자 등 5개방식으로 구분하며 각 숫자는 기기 및 개폐기의 전압 기능 역할 위치 등을 표시 하도록 한다.

3) 기타, 발·변전소, 전기저장장치의 명칭 및 기기번호 부여가 본 기준에 따라 적용이 불가능한 경우에는 설계자의 임의로 하되 본 기준에 근사하도록 하여야 한다.

2. 기기의 약호

본 기준에 의하여 기기의 번호부여 도면을 만들 때는 [표2]와 같은 원칙으로 한다.

[표 2] 기기의 약호

약 호	표시기기	비 고
G	발전기	용량, 전압 표시
ESS	전기저장장치	〃
	변압기	〃
	차단기	
	개폐기(단로기)	
	Static Condenser	용량표시
	Shunt Reactor	〃
	피뢰기	
	C.P.D	

3. 전압별 숫자표시

공칭전압 3kV(2.4kV 포함) 이상의 전압에 대해서 그 숫자 표시는 [표3]과 같다.

[표 3] 전압별 숫자표시

전 압(kV)	숫 자	비 고
3.3	1	2.4kV급도 적용
6.6	2	5.7kV급도 적용
11	3	13.8kV급도 적용
22.9	4	22kV급도 적용
66	5	
154	6	
345	7	
765	8	

4. 선로명칭 및 번호

1) 선로명칭 부여는 345kV 이상은 신옥천변전소, 154kV 이하는 345kV 변전소를 중심으로 양쪽 발・변전소 명칭으로 부여하는 것을 원칙으로 한다. 다만, 양쪽 발・변전소 명칭으로 부여하는 것이 부적합한 경우 상대방 발・변전소 또는 양쪽 발・변전소 명칭을 조합하여 부여한다.<개정 2004.12.21>

2) 154kV 선로번호는 북・서측을 #1 으로 부여한다.

3) 345kV이상의 선로번호는 북・동측을 #1 으로 부여한다. 북. 동측 판단이 곤란한 경우에는 발.변전소의 기기번호가 #1 계열이나 기수계열에 연결된 선로를 #1 으로 부여한다.

5. 발전기 및 전기저장장치 번호 <개정 2015.5.7.>

발전기번호는 공사준공 순서에 따라 전압표시 숫자는 생략하고 단일숫자의 일련번호를 부여하며 비상용 소내발전기는 본 기준에 적용을 받지 않는다.

6. 변압기 번호

1) 1대 이상의 단상 또는 삼상 변압기로서 형성되는 주요변압기 Bank 및 접지변압기 Bank, 소내변압기 등에 번호를 부여하며, 계기용 변성기, 보조변압기, 예비변압기 등에는 번호를 부여치 않는다.

2) 발・변전소의 최상급 전압의 변압기 Bank 군에는 전압숫자 표시를 생략하고 단일 숫자의 일련번호를 부여하며, 여타 변압기의 번호는 2개 숫자 번호를 부여하며 첫째자리 숫자는 변압기 고전압측의 전압표시 숫자로 하고, 둘째 자리

숫자는 변압기 Bank 군의 일련번호를 부여한다.

3) 변압기의 일련번호 부여는 삼상변압기나 단상변압기 Bank를 막론하고 저 전압측에서 고 전압측을 향한 상태에서 좌측으로부터 우측으로 순차적으로 번호를 부여함을 원칙으로 한다.

7. 조상설비 번호

조상설비는 변압기 번호 부여방식에 준하여 부여한다.

8. 기기번호

1) 모선(BUS) 번호

가) 주변압기 위치를 기준으로 고전압측 모선은 먼쪽을 #1BUS, 가까운쪽을 #2 BUS라고 하고, 저전압측은 먼쪽을 #2BUS, 가까운쪽을 #1BUS라고 부여한다. 단, 개폐소에서는 북측(또는 서측)에 위치한 모선을 #1BUS라 하고, 남측(또는 동측)에 위치한 모선은 #2BUS라고 부여한다.

나) 모선이 2구분 이상으로 분할되는 경우는 주변압기에서 바라볼 때 고전압측 모선은 좌측에서 우측으로, 저전압측 모선은 우측에서 좌측으로 순차적으로 다음 [표4]와 같이 부여한다.

[표 4] 전압별 숫자표시

전압(kV)	첫째구분		둘째구분		셋째구분		비 고
	#	Bus	#	Bus	#	Bus	
3.3	# 10	#1 Bus	# 11	#1 Bus	# 12	#1 Bus	2.4kV 적용
3.3	# 15	#2 Bus	# 16	#2 Bus	# 17	#2 Bus	"
6.6	# 20	#1 Bus	# 21	#1 Bus	# 22	#1 Bus	5.7kV 적용
6.6	# 25	#2 Bus	# 26	#2 Bus	# 27	#2 Bus	"
11	# 30	#1 Bus	# 31	#1 Bus	# 32	#1 Bus	13.8kV 적용
11	# 35	#2 Bus	# 36	#2 Bus	# 37	#2 Bus	"
22.9	# 40	#1 Bus	# 41	#1 Bus	# 42	#1 Bus	22kV 적용
22.9	# 45	#2 Bus	# 46	#2 Bus	# 47	#2 Bus	"
66	# 50	#1 Bus	# 51	#1 Bus	# 52	#1 Bus	
66	# 55	#2 Bus	# 56	#2 Bus	# 57	#2 Bus	
154	# 60	#1 Bus	# 61	#1 Bus	# 62	#1 Bus	
154	# 65	#2 Bus	# 66	#2 Bus	# 67	#2 Bus	
345	# 70	#1 Bus	# 71	#1 Bus	# 72	#1 Bus	
345	# 75	#2 Bus	# 76	#2 Bus	# 77	#2 Bus	
765	# 80	#1 Bus	# 81	#1 Bus	# 82	#1 Bus	
765	# 85	#2 Bus	# 86	#2 Bus	# 87	#2 Bus	

2) 개폐기 번호

가) 첫째자리 숫자 : 개폐기가 연결되는 회로의 전압에 따라서 [표3]에 의하여 부여한다.

나) 둘째자리 숫자 : 유사한 목적에 사용되는 군(Bay)별로 수개 개폐기중의 지정한 개폐기를 표시하며, 일련번호는 저전압측에서 고전압측을 향하여 보고 좌측에서 우측으로 순차적으로 번호를 부여한다.

다) 네개숫자 번호의 셋째자리 숫자 : 지정개폐기가 속하는 군을 표시하며, 군이라 함은 발전기, 변압기, 모선연락, 조상설비 등과 같이 개폐기가 속하는 역할의 범위를 의미하며 [표5]의 기준으로 부여한다.

[표 5] 네개 숫자번호의 셋째자리 숫자

숫 자	적 요	비 고
0	모선연락용 개폐기	
1	발전소의 발전기용 개폐기	
2	선로측 개폐기	
3	변압기 Bank의 고전압측 개폐기	
4	" 저전압측 "	
5	1.5차단방식 개폐기의 BUS측 개폐기	
6	1.5차단방식 개폐기의 BUS반대측 개폐기	
7	1.5차단방식의 BUS측 차단기	
	조상설비용 개폐기	
8	소내 또는 보조변압기용 개폐기	
9	중성점 접지 회로용 개폐기	
	1) 배전선로 및 변압기 Bank군 중의 1	
	2) S.C Bank 중의 1	
	3) 모선구분	
H	고속도 접지 개폐기	765kV급 적용

라) 세개숫자 번호의 셋째자리 숫자와 네개숫자 번호의 넷째자리 숫자 : 지정개폐기가 속하는 회로에 있어서 그 개폐기의 주 역할 또는 위치를 표시하며 [표6]의 기준으로 부여한다.

[표 6] 3개 숫자번호의 셋째자리 숫자 및 4개숫자 번호의 넷째자리 숫자

숫 자	적 요
0	모선연락용 차단기
1	#1 모선에 연결되는 회로의 개폐기
2	#2 모선에 "
3	변압기 고전압측 차단기
4	변압기 저전압측 차단기
5	회로의 모선측 단로기
6	선로 및 변압기 2차측 단로기
7	송배전선로 차단기
8	측로용 개폐기
9	변압기 및 송배전선로를 제외한 회로의 개폐기
	접지개폐기

마) 하이픈부 번호 부여

○ 배전선로 차단기류

○ 조상설비군의 분기회로용 개폐기

○ 모선구분 개폐기류

모선구분 개폐기로 구분되고 양측의 모선구분 번호를 하이픈으로 연결하며 차단기는 0, 단로기는 1,2를 하이픈으로 연결하여 표시한다.

예) 모선구분 번호 60 및 61의 모선구분 차단기번호는 60-61-0, 단로기는 60-61-1, 60-61-2 임.

○ GIS의 접지개폐기 (단, 모선용 접지개폐기는 제외)

바) 세개숫자 번호는 154kV 이하 송전선로의 차단기 및 단로기에 부여한다.

사) 네개숫자 번호는 마)(하이픈부 번호 부여) 및 바)를 제외한 개폐기류에 부여한다.

3) 링 모선방식의 개폐기

링 모선방식의 개폐기는 모선번호가 없고 개폐기에 의해서 발전기, 송전선로가 연계되므로 다음과 같이 부여하다.

가) 첫째자리 : [표3]의 기준으로 부여한다.

나) 둘째자리 : 제1호 발전기 접속점을 기준으로 도면상 시계방향으로 일련번호를 부여한다.

다) 셋째자리 : [표5]에 따라 모선측은 “0”, 선로측은 “2”, 변압기 고전압측은 “3” 을 부여한다.

라) 넷째자리 : [표6]에 따라 부여하며, 단로기 번호는 제1호 발전기 또는 #1 송전선로측을 기준으로 시계방향으로 “1”과 “2”를 반복하여 부여한다.

[별표 16]

계통보호 절차

1.0 목 적

규칙 제5.8.3조 및 제5.8.7조의 규정에 의거 전력계통의 안정성 유지 및 전력설비 보호를 위해 적용하는 보호장치 및 관련설비의 적용과 운영에 관련한 제반업무에 대하여 전력거래소 및 각 전기사업자간의 업무협조 및 처리절차를 명확히 규정하는데 있다.<개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 본 별표는 전력거래소가 운영하는 송전망 및 중앙급전발전기의 보호장치 및 관련설비의 적용과 운영에 관한 제반업무에 적용한다.

2.2 전력거래소가 운영하는 송전망 및 중앙급전발전기의 범위는 관보고시 제3조 및 규칙 제1.1.2조에 따른다.<개정 2007.7.23>

2.3. 본 별표의 적용을 받는 세부 업무는 다음 각호와 같다.

1. 보호방식 적용
2. 보호장치 운영
3. 계통현상분석장치 시설 및 운영
4. 부하차단용 저주파수계전기 적용 및 운영

3.0 책 임

3.1 전력거래소 및 각 전기사업자는 계통보호업무가 원활히 수행될 수 있도록 본 별표에서 기술하는 내용을 준수할 책임이 있다.

3.2 전력거래소 및 각 전기사업자는 원활한 계통보호업무 처리를 위하여 상호 협조할 책임이 있다.

4.0 참고자료

4.1 법, 시행령, 시행규칙

4.2 전력계통업무범위 관보고시

5.0 용어의 정의

본 별표에서 사용되는 용어의 정의는 다음과 같다.

5.1 "보호장치"라 함은 전기설비 고장이나 전력계통의 불안정시 이를 감지하여 고장 또는 불안정 요인을 전력계통으로부터 분리시키거나 운영자에게 경고하는 장치를 말한다.

5.2 "보호방식"이라 함은 전력계통의 안정운전 및 전력설비 보호를 위하여 적합한 종류, 특성, 기능, 성능 등을 갖는 보호장치와 관련 기기(CT, PT, 차단기)간을 회로로 구성함으로서 보호기능을 원활히 수행하도록 만들어진 설비들의 총칭을 말한다.

5.3 "보호방식 적용"이라 함은 보호대상 설비 및 보호목적 등에 맞는 보호방식의 선정·검토, 설치, 조정 및 시험 등을 통하여 정상적인 운전이 될 수 있도록 하는 것을 말한다.

5.4 "보호장치 정정" 이라 함은 보호장치가 보호할 구간에서 전기적인 고장이 발생했을 때 이에 적절히 동작하도록 동작값을 정하는 것을 말한다.

5.5 "고장분석자료"라 함은 계통현상분석장치(PQVF, F/R, LFL등) 기록값, 보호장치 동작내용, SCADA 출력물 등 고장분석 및 보호장치 동작분석에 필요한 제반자료를 총칭한다

5.6 "계통정수 관리"라 함은 계통에 연계되어 있는 전력설비의 임피던스 등 제반정수를 관리하고 계통운영 프로그램 Data File에 입력하는 업무를 말한다.

5.7 "탈락발전량"이라 함은 정상운전중인 발전기가 고장 등으로 운전정지 되어 계통에서 분리될 때 분리직전 발전기의 발전량[MW]을 말한다.

5.8 "차단부하량"이라 함은 부하차단용 저주파수계전기가 동작하여 차단한 실제 부하량을 말한다.

5.9 "차단부하 계획량"이라 함은 부하차단용 저주파수계전기가 동작하여 차단하여야 할 부하량을 말한다.

5.10 "차단부하 확보량" 이라 함은 차단부하 계획량에 일정비율을 가산하여 확보한 차단부하량을 말한다.

6.0 지 침<개정 2003.5.7>

해당없음

7.0 보호방식 적용 절차

7.1 보호방식 적용방안 제시<개정 2003.5.7>

7.1.1 전력거래소는 전력계통의 안정운전과 고장파급방지를 위하여 전력설비별로 보호방식 선정을 위한 적용방안을 설정하고 각 전기사업자에게 이를 제시한다. 보호방식 적용방안의 제시방법은 각 전기사업자에게 문서로 통보하고 전력거래소 인터넷 홈페이지에 게시하는 것으로 한다.
<개정 2003.5.7>

7.1.2 전력설비별 보호방식은 최신 기술추세, 경제성, 신뢰성 등을 고려하여 합리적으로 설정한다.

7.1.3 각 전기사업자는 특별한 사유가 없는 한 전력거래소에서 제시한 보호방식 적용방안을 수용하여야 한다.<개정 2003.5.7>

7.2 보호방식 선정

7.2.1 각 전기사업자는 전력설비 신·증설, 보호장치 신설 및 대체 등 보호방식 선정사유가 발생하면 전력거래소가 제시한 전력설비별 보호방식 적용방안에 따라 적합한 보호방식을 선정한다.<개정 2003.5.7>

7.2.2 각 전기사업자는 다음 각호의 경우에는 전력거래소에 보호방식을 검토 의뢰한다.<개정 2003.5.7>

1. 중앙급전발전기(관련 변압기 포함) 신·증설 및 대체시
2. 보호장치 신설 및 대체시(기 검토된 보호방식적용시는 생략)
3. 기타 보호방식 검토가 필요한 경우 <번호변경 2018.8.2.>

7.2.3 각 전기사업자가 전력거래소에 보호방식을 검토 의뢰할 때 첨부하는 자료는 다음 각호와 같다.

1. 계통도 및 보호단선도
2. 보호장치 설명서
3. 보호장치반 도면
4. 보호장치 구매시방서
5. 기타 보호방식 검토시 요청하는 자료

7.3 보호방식 검토

7.3.1 전력거래소는 각 전기사업자가 선정하여 검토 의뢰한 보호방식에 대해 전력거래소가 제시한 보호방식 적용기준에 적합한지 여부를 검토하고 접수일로부터 1개월 이내에 의견을 제시한다.<개정 2003.5.7>

7.3.2 각 전기사업자는 전력거래소가 제시한 검토 의견에 이견이 없을 경우에는 보호방식에 반영하고, 이견이 있을 경우에는 상호 협의하여 처리한다.

7.4 보호방식 적용

7.4.1 각 전기사업자는 확정된 보호방식을 전력거래소에 통보하고 각 전기사업자의 내부절차에 따라 보호장치를 구매하여 현장에 적용한다.

8.0 보호장치 운영절차

8.1 보호장치 운영기준 제시

8.1.1 전력거래소는 전력거래소가 운영하는 송전망과 중앙급전발전기(관련 변압기 포함)의 보호장치 운영기준을 설정하고 각 전기사업자에게 제시한다. 보호장치운영기준의 제시방법은 각 전기사업자에게 문서로 통보하고 전력거래소 인터넷 홈페이지에 게시하는 것으로 한다.<개정 2003.5.7>

8.1.2 전력거래소가 제시하는 운영기준은 보호장치 정정 및 운전에 관한 기준을 말한다.

8.1.3 보호장치 운영기준은 전력계통의 안정운전 및 설비보호 측면을 고려하여 합리적으로 설정한다.

8.1.4 각 전기사업자는 전력거래소가 제시한 보호장치 운영기준을 적용한다. 단, 전력설비 또는 전력계통 특성 등으로 인하여 불가피한 경우 전력거래소와 협의하여 다르게 적용할 수 있다.<개정 2003.5.7>

8.2. 보호장치 정정

8.2.1 각 전기사업자는 전력거래소가 운영하는 송전망 및 중앙급전발전기(관련 변압기포함)의 보호장치에 다음 각호의 정정 사유발생시 정정을 시행하고 전력거래소에 보호장치 정정검토를 의뢰한다. <개정 2003.5.7., 2018.8.2>

1. 송변전 설비 신・증설 및 대체시
2. 발전기(관련 변압기 포함) 신・증설 및 대체시
3. 계통구성 변경에 따른 재정정 사유 발생시
4. 보호장치 신설 및 대체시
5. 여자기 보호·제어장치(OEL, UEL, V/HZ, 과전압, 계자상실 보호 등) 보호반의 신설 및 대체 시
6. 기타 보호장치의 정정검토가 필요한 경우 단, 여자기 보호제어기의 미세조정(Fine Tuning) 등 발전기의 (시)운전과 병행하여 정정계산이 필요한 경우에는 미세조정 완료 후 정정검토를 의뢰할 수 있으며, 검토결과반영은 발전기 정비기간 중에 시행한다.

8.2.2 각 전기사업자의 정정검토의뢰는 전력거래소에 보호장치 시험예정일 6주 이전까지(송변전설비 보호장치는 2주 이전까지)한다. 다만, 전력거래소가

운영하는 송전망 중 345kV 변압기 및 154kV송전망 보호장치의 정정결과는 거래소가 요청시 제출하며, 발전기 보호장치의 재의뢰시 또는 미세조정이 요구되는 여자기보호·제어 장치의 정정검토 의뢰는 미세조정 완료 후 2주 이내에 한다. <개정 2018.8.2>

8.2.3 보호장치 정정검토 요청시 각 전기사업자는 다음사항을 명시하고 [붙임 11.2]의 자료를 첨부하여 정정검토를 요청한다.[신설 2003.5.7., 번호변경 2018.8.2.]

1. 검토대상 보호반 명
2. 정정사유
3. 보호장치 시험예정일
4. 설비가압 예정일
5. 기타 정정검토시 특기사항

8.2.4 전력거래소는 각 전기사업자가 검토 의뢰한 보호장치 정정치를 검토하고 그 결과를 보호장치 시험예정일 2주 이전까지(송변전설비 보호장치는 1주 이전까지) 각 전기사업자에게 통보한다.<개정 2003.5.7., 번호변경 2018.8.2.>

8.2.5 각 전기사업자는 전력거래소가 통보한 검토결과에 대해 이견이 없을 경우에는 이를 반영하여 정정치를 결정하고, 이견이 있을 경우에는 상호 협의하여 처리한다. <번호변경 2018.8.2.>

8.2.5 각 전기사업자는 보호장치의 정정치 확정시 보호장치 시험예정일 이전까지 이를 전력거래소에 통보한다. 단, 전력거래소에서 정정치 검토결과 이견이 없다고 통보한 경우 각 전기사업자는 확정된 정정치 통보를 생략할 수 있다.<번호변경 2018.8.2.>

8.3 시험업무

8.3.1 각 전기사업자는 전력설비 및 보호장치에 대한 시험업무를 시행하고 시험결과를 전력거래소에 통보한다.

8.3.2 각 전기사업자는 보호장치 시험시 전력거래소가 입회를 요청할 경우 적극 협조한다.

8.4 보호장치 성능개선

8.4.1 각 전기사업자는 보호장치의 동작특성 또는 정정 방법 등에 영향을 미치는 성능개선을 시행하는 경우에는 검토자료를 첨부하여 성능개선 내용을 전력거래소에 통보한다.

8.4.2 전력거래소는 각 전기사업자로부터 통보 받은 성능개선 내용을 검토하고 필요시 각 전기사업자에게 의견을 제시한다.

8.4.3 각 전기사업자는 전력거래소가 제시한 의견에 대해 이견이 없을 경우 이를 수용하고, 이견이 있을 경우에는 상호 협의하여 처리한다.

8.5 계통정수 및 보호장치반 데이터 관리업무

8.5.1 각 전기사업자는 전력거래소가 보호장치 정정 검토 업무를 원활히 수행할 수 있도록 전력계통 설비 신·증설 또는 대체 등 계통변경시 계통운영자가 요구하는 형식의 데이터 관련 제정수에 대한 정보를 전력거래소에 통보한다. <개정 2015.9.30.>

8.5.2 전력거래소 및 각 전기사업자는 필요시 전력계통 해석 프로그램 입력데이터를 상호 교환하여 데이터가 서로 일치할 수 있도록 협의 조정한다.

8.5.3 각 전기사업자는 전력거래소가 요청할 경우 전력거래소가 운영하는 송전망 및 중앙급전발전기의 보호장치 시설현황을 전력거래소에 통보한다.

8.6 보호장치 동작분석 업무<개정 2003.5.7>

8.6.1 각 전기사업자는 전력거래소가 운영하는 송전망과 중앙급전발전기(관련 변압기 포함)의 보호장치 동작으로 인한 운전정지 또는 계통 분리시 보호장치 동작내용을 포함한 고장상황을 전력거래소에 우선 통보하고, 보호장치 동작분석 자료를 전력거래소에 통보한다.<개정 2003.5.7>

8.6.2 전력거래소는 각 전기사업자로부터 통보 받은 보호장치 동작분석 자료를 검토하고 필요시 각 전기사업자에게 의견을 제시한다.

8.6.3 각 전기사업자는 전력거래소의 의견에 이견이 없으면 이를 수용하여 조치하고 이견이 있으면 상호 협의하여 처리한다.

8.6.4 전력거래소는 전력계통에 고장이 발생하여 광역정전이나 송전제약을 유발한 경우 또는 타 전기사업자 설비의 정상적인 운영에 지장을 초래한 경우에는 그 원인을 조사할 수 있으며, 각 전기사업자는 이에 적극 협조하여야 한다.

9.0 계통현상분석장치(PQVF, F/R 등) 시설 및 운영절차

9.1 시설요청

9.1.1 전력거래소는 계통운영상 필요한 경우 계통현상분석장치 설치 필요개소를 각 전기사업자 협의하여 선정하고 시설을 요청한다.

9.1.2 계통현상분석장치 설치 필요개소 선정시 계통의 중요도, 인근 계통의 계통현상분석장치 설치 여부 등을 충분히 고려하여 합리적이고 효율적으

로 선정한다.

9.2 계통현상분석장치 시설

9.2.1 각 전기사업자는 전력거래소가 시설 요청한 계통현상분석장치를 구매하여 시설한다.

9.2.2 각 전기사업자는 시설을 완료하고 준공시험 결과를 전력거래소에 통보한다.

9.2.3 전력거래소는 각 전기사업자와 상호 협의하여 계통현상분석장치의 동작, 입력요소 및 기본성능 등 운영에 관한 기준을 정하여 시행한다. 또한 전력거래소는 계통현상분석장치 운영기준을 각 전기사업자에게 문서로 통지하고 전력거래소 인터넷 홈페이지에 게시한다.[신설 2006.1.26]

9.3 계통현상분석장치 운영 및 관리

9.3.1 전력거래소 및 각 전기사업자는 계통현상분석장치의 출력물을 활용하여 계통의 고장 및 안정성을 분석하고 필요시 적절한 대책을 마련한다.

9.3.2 각 전기사업자는 계통현상분석장치가 항상 정상적으로 기능을 발휘할 수 있도록 시험 및 유지·보수를 시행한다.

9.3.3 각 전기사업자는 계통현상분석장치가 취득한 자료를 전력거래소로 전송할 수 있도록 통신수단을 확보하고 통신의 건전성 확보를 위해 유지·보수를 시행한다.

9.3.4 각 전기사업자는 전력거래소가 요청할 경우 계통현상분석장치 시설현황을 전력거래소에 통보한다.

10.0 부하차단용 저주파수계전기 적용 및 운영절차

10.1 전력거래소는 발전력 탈락, 계통분리 등으로 인한 계통주파수 저하시 주파수 회복을 위하여 저주파수계전기에 의한 부하차단계획을 수립하고 각전기사업자에 통보한다.

10.2 전력거래소는 다음과 같은 상황 발생시 부하차단용 저주파수계전기의 부하차단계획을 검토한다.

1. 최대부하가 부하차단계획 수립시 보다 2배로 증가한 경우
2. 신규 특성의 부하차단용 저주파수계전기의 도입시
3. 기타 345kV 이상 기간계통 망의 변경 등으로 재검토가 필요하다고 판단되는 경우

10.3 각 전기사업자는 매 분기마다 주파수 단계별 차단부하 확보량 및 운영관련 사항을 아래와 같이 조사하여 전력거래소에 통보한다.

○ 조사 기준일 : 3, 6, 9, 12월의 제3번째 수요일
(단, 제3번째 수요일이 공휴일인 경우 제4번째 수요일)

○ 조사 기준시간

가. 육지계통

월별 \ 시간	심 야	주 간	야 간
3	03	10	19
6	03	15	21
9	03	15	20
12	03	10	18

나. 제주계통

월별 \ 시간	심 야	주 간	야 간
3	03	10	20
6	03	10	20
9	03	10	20
12	03	10	20

○ 통 보 : 분기말 익월 20일까지

○ 통보내용

- 주파수저하 및 저주파수계전기 동작현황
- UFR 차단부하 확보현황

10.4 전력거래소는 각 전기사업자로부터 통보 받은 차단부하 확보량을 검토하고 적합하지 않을 경우 각 전기사업자에게 개선을 요구한다.

10.5 부하차단용 저주파수계전기 동작시 각 전기사업자는 동작일시, 동작원인, 관련 계통도 및 계통상황 등을 신속하게 전력거래소에 통보한다.

10.6 전력거래소는 발전력 탈락, 계통분리 등의 경우 계통주파수 저하특성을 검토하고 필요시 대책을 수립하여 각 전기사업자에 통보한다.

10.7 각 전기사업자는 전력거래소가 통보한 대책수립 내용을 6개월 이내에 이행 완료하고 결과를 전력거래소에 통보한다.

10.8 각 전기사업자는 부하차단용 저주파수계전기가 항상 정상적으로 운전될 수 있도록 유지·관리한다.

10.9 각 전기사업자는 부하차단용 신형 저주파수계전기 도입시 성능 등 기술

적인 사항에 대하여 전력거래소와 상호 협의한다.

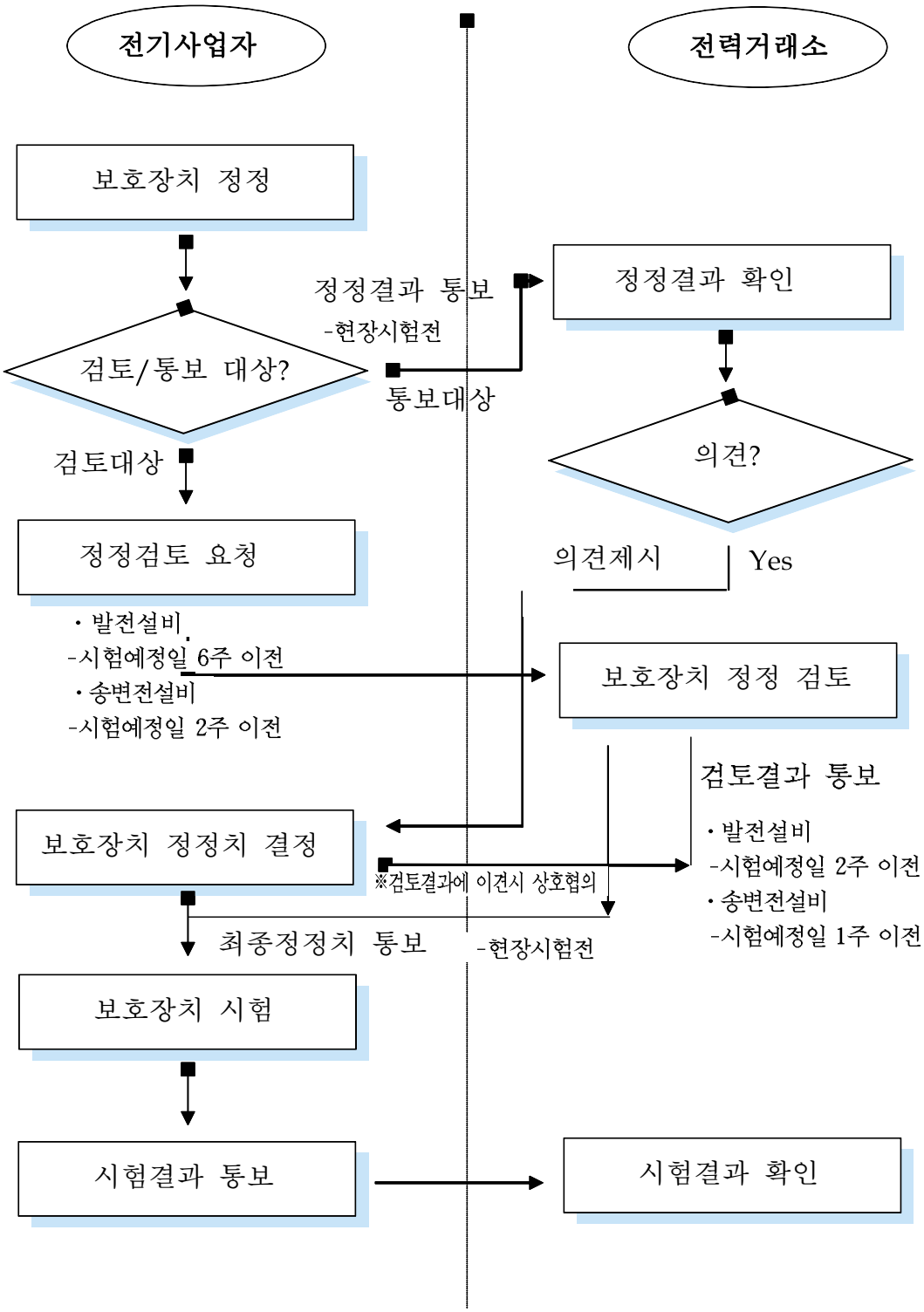
11.0 붙 임<개정 2003.5.7>

11.1 보호장치 정정 업무 흐름도[신설 2003.5.7]

11.2 보호장치 정정검토 요청시 첨부자료[신설 2003.5.7]

[붙임 11.1]

보호장치 정정 업무 흐름도



[붙임 11.2]

보호장치 정정 검토 자료

설비별	자료내용	제출자료		비 고
		발전설비 신・증설 변경시	송변전설비 신・증설 변경시	
기본자료	1. 보호계전기 정정표 2. 보호계전기 정정계산서 3. 신・증설설비 단선 및 3선 결선도 3. 변경 전・후 계통도	○	○	
보호계전기 배 전 반	1. 보호계전기 설명서(제작사분) 2. 보호배전반 도면(AC, DC)	○	○	
보호장치용 CT, PT	1. CT의 정격(Ratio, 부담, 오차, 2차 여자특성곡선) 2. PT의 정격(Ratio, 부담, 오차)	○	○	
차단기	1. 차단기 정격	○	○	
변압기	1. 변압기 정격(전압, 전류, 용량, 결선, %Imp 등) 2. 변압기 설명서(도면포함)	○	○	필요시
발전기	1. 발전기 정격[전압, 전류, 용량, Imp(Xd, Xd′, Xd", X_2, X_0) 등] 2. 발전기 설명서(도면포함) 3. 부속 접지장치 설명서	○		
조상설비	1. 정격 2. 설명서(도면포함)	○	○	필요시
송전선로	1. 가공선로 ㅇ전선규격, 긍장, 회선수, 허용 전류 등(가공지선 포함) ㅇ지지물의 종별, 기수, 표준장주도, 지상고, 애자의 규격 및 수량 2. 지중선로 ㅇ케이블종류, 단면적, 긍장, 회선수, 케이블설명서, 포설방법, 허용전류 등 3. 선로정수 계산서		○	
제어케이블	1. 제어케이블 규격 및 긍장	○	○	필요시

[별표 17]

전력설비 정지관리 절차 <명칭변경 2006.11.29>

1.0 목 적

본 절차서는 전기사업법 제36조 및 전력시장운영규칙 제5.8.8의 규정에 따라 산업통상자원부, 전력거래소 및 전기사업자간의 전력설비 정지관리 업무를 체계적으로 수행하여 유사 고장을 방지하고 전력계통을 안정적으로 운영하는데 그 목적이 있다. <개정 2006.11.29, 2012.5.31>

2.0 적용범위

2.1 적용업무

본 절차서는 전력설비 정지 발생시의 정지보고, 고장조사 및 정지통계 관리업무에 관하여 적용한다.<개정 2006.11.29>

2.2 적용대상 : 전력거래소, 전기사업자

3.0 책임 및 역할<개정 2006.11.29>

3.1 전력거래소

3.1.1 전기사업자에게 통보받은 설비정지 사항에 대해 산업통상자원부 등 관련 기관에 보고하여야 한다.<개정 2006.11.29, 2012.5.31>

3.1.2 고장조사 필요시 고장조사반을 구성하여 원인조사 및 분석 등 고장조사에 대한 전반적인 처리절차를 관리한다.<개정 2006.11.29>

3.1.3 전력설비 정지통계를 작성 · 관리하여야 하며, 이를 종합하여 산업통상자원부 및 전기사업자에게 통보하여야 한다.[신설 2006.11.29, 2012.5.31]

3.2 전기사업자

3.2.1 설비정지가 발생한 경우, 정지내용을 전력거래소에 통보하여야 한다.<개정 2006.11.29>

3.2.2 7.3.1의 고장발생시 고장원인에 대한 조사 · 분석 후 대책을 수립하고 그 결과를 전력거래소에 통보하여야 한다.<개정 2006.11.29>

4.0 참고 자료

4.1 법

5.0 용어의 정의

5.1 고장

정상 운전 중인 설비의 주설비나 관련설비의 이상으로 설비가 정지되어 전력 생산 및 공급에 지장을 초래한 현상을 말한다.<개정 2006.11.29>

5.2 중대고장

5.2.1 송변전설비 고장으로 공급지장전력 3만kW이상 10만kW 미만으로 공급지장 시간이 60분이상의 고장<개정 2006.11.29>

5.2.2 송변전설비의 고장으로 공급지장전력 10만kW 이상으로 공급지장시간이 30분 이상인 고장<개정 2006.11.29>

5.2.3 154㎸이상의 송변전설비의 고장으로 인한 공급지장시간이 6시간 이상인 경우<개정 2006.11.29>

5.2.4 용량 3만kW이상의 수력발전소, 출력 30만kW 이상의 화력, 양수 및 원자력발전소 발전기가 5일 이상의 발전지장을 초래한 고장<개정 2006.11.29>

5.3 기타고장

중대고장 이외의 고장

5.4 통보의 종류[신설 2006.11.29]

5.4.1 고장속보란 고장 발생 후 24시간 이내에 전기사업자가 전력거래소에 별지 서식60호에 작성하여 통보하는 것

5.4.2. 고장상보란 중대고장 발생 후 30일 이내에 전기사업자가 전력거래소에 별지 서식61호에 작성하여 통보하는 것

6.0 적용지침

해당 없음.

7.0 정지통보 및 고장조사 절차<명칭변경 2006.11.29>

7.1 정지통보<개정 2006.11.29>

7.1.1 전기사업자는 전력설비에 아래에 해당하는 정지가 발생하였을 경우, 즉시 중앙전력관제센터에 그 사실을 유선으로 통보하여야 한다.

가. 발전설비 : 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치, 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치의 비계획정지(단, 집합전력자원의 경우에는 제외) <개정 2015.9.30., 2016.5.12., 2018.12.12.>

나. 송변전설비 : 전력계통 운영에 영향을 주는 송·변전설비의 비계획정지

다. 송전사업자용 전기저장장치의 비계획정지 <개정 2015.5.7., 2016.5.12., >

7.1.2 아래에 해당하는 정지가 발생한 경우 전력거래소에 고장속보를 제출하여야 한다.

가. 발전설비 : 중앙급전발전기 및 중앙급전전기저장장치의 비계획정지 중 불시정지 <개정 2016.5.12.>

나. 송변전설비 : 154kV이상 송·변전설비의 비계획정지. 단, 중대고장 이외의 고장내역은 전력설비 정지관리기준에 따라 제출한다.

다. 전기저장장치 : 주파수조정서비스를 제공하는 전기저장장치의 비계획정지 중 불시정지 〈개정 2015.5.7.〉

7.1.3 비계획정지의 종류는 '전력설비 정지관리기준'에 따라 분류한다.

7.1.4 전기사업자는 5.2의 중대고장에 해당하는 설비 정지 시, 고장상보를 전력거래소에 제출하여야 한다, 단, 7.2의 규정에 의하여 고장조사가 실시된 고장에 대하여는 제출하지 아니할 수 있다

7.1.5 전력거래소는 7.1.1에 따라 전기사업자로부터 설비의 정지를 통보받은 때에는 그 내용을 산업통상자원부에 보고하여야 한다. 단 발전설비의 정지 보고는 중앙급전발전기를 대상으로 한다. <개정 2012.5.31., 2015.9.30.>

7.2 고장조사<개정 2006.11.29>

7.2.1 고장조사 대상

전력거래소는 계통운영의 안정을 위하여 다음의 고장에 대해서 산업통상자원부와 협의하여 고장조사를 시행한다.<개정 2012.12.31>

가. 5.2의 중대고장 중 고장조사가 필요하다고 판단된 고장

나. 전력계통 운영에 지장을 초래하여 고장에 대한 분석 및 대책수립이 필요한 기타고장

다. 전기사업자간에 이의신청, 분쟁 가능성이 있는 파급고장 등 복합적인 고장

라. 산업통상자원부가 고장조사를 요청한 고장<개정 2012.5.31, 2012.12.31>

7.2.2 고장조사반

전력거래소는 고장조사 업무를 효율적으로 추진하기 위하여 다음과 같이 합동 고장조사반을 구성한다.

가. 조사반장 : 고장조사 대상의 성격 및 유형에 따라 결정<개정 2012.12.31>

나. 반 원

○ 전력거래소 관련업무 담당자<개정 2012.12.31>

○ <삭제 2012.12.31>

○ 전기사업자의 관련설비 담당자

○ 필요시 고장조사와 관련된 기관·단체의 전문인력

다. 임무

○ 고장원인 분석을 위한 정밀조사 시행

○ 원인분석 및 대책수립을 포함한 고장조사보고서 작성
○ 산업통상자원부 및 해당 전기사업자에게 고장조사보고서 송부
○ 해당 전기사업자에게 재발방지대책 시행 요청
○ 설비의 유사고장 방지대책 수립에 참고토록 전체 전기사업자에게 조사보고서 공개

라. 고장조사보고서 포함내용
○ 고장원인 분석
○ 문제점 및 대책
○ 고장전후의 전력공급 계통도 및 관련자료

7.2.3 고장조사반이 고장분석에 필요하다고 판단하여 전기사업자에게 자료(고장기록, 설비운전상황 등)를 요청할 경우, 전기사업자는 요청 받은 자료를 특별한 사유가 없는 한 제공해야 한다.

7.3 고장분석<개정 2006.11.29>

7.3.1 전기사업자는 고장발생시 다음과 같이 고장원인을 분석하고 이에 대한대책을 수립하여 전력거래소에 통보한다.

7.3.2 고장분석 대상
가. 중대고장
나. 기타 고장분석이 필요하다고 전력거래소에서 판단한 고장

7.3.3 통보내용
가. 고장원인 분석
나. 문제점 및 대책
다. 고장전후의 전력공급 계통도 및 관련자료

7.3.4 보고기한 : 고장 조사후 15일 이내

8.0 전력설비 정지통계[신설 2006.11.29]

8.1 전력거래소는 각 전기사업자와 상호 협의하여 전력설비의 정지 분류 및 통계 항목 선정, 방법 등에 관한 '전력설비 정지관리 기준'을 정하여 시행한다. 또한 전력거래소는 전력설비 정지관리 기준을 각 전기사업자에게 문서로 통지하고 전력거래소 인터넷 홈페이지에 게시한다.

8.2 전력설비 정지통계는 '전력설비 정지관리 기준'에 따른다.

9.0 붙 임 <번호변경 2006.11.29>

해당 없음

[별표 18]

발전기정지 및 휴전업무 절차

1.0 목 적

규칙 제5장제9절 "발전기 정지 및 휴전계획 조정"에서 규정한 발전회원의 발전기 정지계획 조정에 관한 업무절차 및 휴전업무의 세부절차를 규정하여 전력수급의 안정, 전기설비의 보전 및 전력계통을 공정하고 안정적으로 운영하는데 그 목적이 있다.

2.0 적용범위

본 별표의 발전기 정지 및 조정업무 절차는 발전사업자의 연간, 월간, 주간 발전기 및 전기저장장치 정지계획 수립과 조정업무에 적용하고, 휴전업무 절차는 전기사업자의 전력설비 휴전작업 시행업무에 적용한다.<개정 2004.4.22., 2016.5.12>

3.0 책 임

3.1 발전사업자는 정해진 시기에 발전기 정지일정 등 관련자료를 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 정해진 시기에 발전기 정지계획을 발전사업자에게 통보하여야 한다.

3.2 전력거래소는 기간별 전력수급 전망시 발전사업자가 제출한 발전기 정지일정을 조정하여야 할 필요가 있을 경우에는 발전사업자와 협의후 결정하며, 이때 발전사업자는 적극 협조하여야 한다.

3.3 전력거래소는 공정하고 투명하게 발전기 정지계획을 수립하여야 한다.

3.4 전력거래소는 휴전계획 및 승인과 관련한 계통검토시 전력계통의 수급균형, 계통안정, 계통이상시 복구업무 주관 등 전력계통의 안정을 위해 필요한 조치를 취한다.

3.5 전기사업자는 휴전작업으로 인한 전력계통의 안정운영을 위해 아래와 같이 협조하여야 한다.

3.5.1 휴전요청시 최적의 휴전기간 산정 및 중복휴전작업 지양

3.5.2 휴전계획 및 검토조정시 전력거래소에 적극 협조

3.5.3 휴전업무 진행중 설비고장 또는 계통운영의 문제점 발생시 전력거래소의 지시에 따라 신속한 복구조치 시행

3.5.4 전기사업자는 작업여건 조성 및 사전준비를 철저히 시행하여 휴전작업이

계획일정에 따라 진행될 수 있도록 해야 한다.

4.0 참고자료

4.1 법, 시행령, 시행규칙, 고시

4.2 전력수급계획 종합시스템 최종보고서

5.0 용어의 정의

5.1 전력수급 전망

실시간으로 변화하는 전력수요에 대하여 수요와 공급의 균형을 통한 전력의 안정적인 공급력을 확보하면서 수력, 화력, 원자력 등의 발전설비를 가장 경제적으로 운영하기 위한 방안을 강구하는 것

5.2 계획정지

발전설비의 운전상태 및 성능이 설계범위내에서 유지될 수 있도록 설비의 이상발생전 또는 고장을 예방하기 위하여 시행하는 제반 정비활동으로 사전에 계획을 수립하여 매년 또는 주기적으로 정비를 시행하기 위한 정지

5.3 임시정지

발전설비의 일부기기에 이상이 발생되었거나 차기 계획예방정비기간 이전에 발전설비의 안전성 및 신뢰도 저하를 예방하기 위하여 사전에 계획을 수립하여 전력수급에 지장이 없는 단기간동안 정비를 시행하기 위한 정지

5.4 설비용량

발전사업자가 산업통상자원부장관의 인가를 받은 후 사업개시 신고를 한 발전기의 정격용량

5.5 공급능력 <삭제 2011.12.2>

5.5 운영능력 <번호변경 2011.12.2>

예상치 못한 이상 발생시에도 안정된 전력을 공급할 수 있는 발전력으로써 공급능력에서 급전정지를 제외한 발전력

5.6 최대부하 <번호변경 2011.12.2>

전력수요중 1시간평균 최대값으로 기간에 따라 연간,월간,일간으로 구분

5.7 휴전 <번호변경 2011.12.2>

전력설비의 수선유지, 변경, 개수, 신증설, 기타의 공사를 시행하기 위하여 전력공급을 중지하는 것

5.8 계획휴전 <번호변경 2011.12.2>

연월간 시행하는 정기휴전 회의를 거쳐 시행하는 휴전<개정 2008.10.31>

5.9 임시휴전 <번호변경 2011.12.2>

송변전설비 운영 중 설비 이상징후 발생으로 인해 계획휴전 이외의 휴전 작업이 필요할 경우 시행하는 휴전<개정 2008.10.31>

5.9.1 설비 이상징후란 전력설비의 과열, 누유, 누기, 소음, 진동, 단선(전력선,가공지선), 보호계전기 이상, DC 전원이상, CT/PT 이상, 절연기기 파손 등을 의미한다.[신설 2008.10.31] <번호변경 2011.12.2>

5.10 긴급휴전 <번호변경 2011.12.2>

돌발사고, 인축사고, 화재사고 등의 우려가 있어 긴급히 휴전이 필요한 경우 시행하는 휴전

6.0 지 침

6.1 발전기 정지는 사전에 계획을 수립하여 시행함을 원칙으로 한다.

6.1.1 연간, 월간, 주간 및 정지요청의 순으로 발전기 정지계획 조정단계를 거쳐, 발전소 운영여건 변경사항이 최대한 반영되도록 한다.

6.2 휴전작업은 연간계획에 반영하여 시행함을 원칙으로 한다. 다만, 345kV 이상 차단기 및 시운전발전기 관련 전기설비에 대한 휴전작업은 월간 휴전계획에 반영하여 이를 시행할 수 있다.<개정 2004.4.22, 2005.10.10, 2008.10.31>

6.2.1 휴전계획 수립시 작업계획의 합리적 반영으로 휴전작업 빈도를 억제한다.

7.0 발전기 정지계획 수립 및 정지통보 절차

7.1 발전기 정지계획 조정기준

7.1.1 전력시장 운영체제하에서 공정하고 투명한 발전기 정지계획 조정을 통하여 연중 안정적이고 경제적인 전력수급 운영

7.2 연간 발전기 및 전기저장장치 정지계획 수립 절차

7.2.1 전기사업자(중앙급전발전기 보유 구역전기사업자 제외)와 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기를 소유한 발전사업자는 향후 2년간의 발전기 정지계획 수립을 위한 자료들을 4월말까지 제출하여야 한다. 단, 집합전력자원은 예외로 한다. <개정 2015.3.17., 2015.9.30., 2018.12.12., 2019.1.2.>

7.2.1.1 발전사업자 제출자료

가. 발전설비 신・증설 및 폐지계획, 시운전계획

예) 신・증설발전기는 사업개시전 기간별 가능출력

나. 발전기별 계획예방정비 일정, 희망일자, 조정가능기간

다. 간이정비 및 기타 발전기 정지를 수반하는 모든 정지일정

라. 발전기의 가능출력이 정격출력보다 적은 기간의 일별 가능출력

예) 열공급발전기의 열공급에 의한 출력감소량

복합발전기의 외기온도 상승에 따른 출력감소량

수력발전기의 댐수위저하에 따른 출력감소량 등

마. 발전기의 가능출력이 정격출력보다 많은 기간의 일별 가능출력

예) 원자력발전기의 상시운전가능한 출력증가량

바. 기타 발전기별 특기사항

예) 서울화력 하절기 냉각수 온도상승시 출력감소량

복합화력의 가스터빈 정지시 증기터빈 출력감소량

7.2.1.2 판매사업자 제출자료

가. 연간 구입전력계획

나. 연간 수요관리 목표량

7.2.1.3 송전사업자 제출자료 [신설 2015.5.7.]

가. 송전사업자용 전기저장장치 신·증설 및 폐지계획, 시운전계획

나. 송전사업자용 전기저장장치 연간 정비일정

다. 기타 가능출력 변동 내역

7.2.2 전력거래소는 안정적인 전력수급 및 발전기의 경제적 운영을 위하여 전력수요에 영향을 미치는 제반요소(기상, 심야수요, 사회적요인 등)를 고려하여 2년간의 일별 최대부하를 예측한다. <개정 2011.12.2>

7.2.3 전력거래소는 전기사업자로부터 제출받은 자료들을 검토하여 최초 수급전망(안)을 수립하고, 발전기별 정지계획 및 월별 예비력을 관련 전기사업자에게 6월말까지 통보한다. <개정 2015.3.17.>

7.2.3.1 전력거래소는 향후 2년간의 수급전망(안) 수립에 필요한 발전기 정지계획 자료들을 종합하여 일별 공급능력을 산출한다.

가. 발전설비 총 설비용량

나. 총 발전기 정지량

- 계획정지, 중간정지 및 기타 발전기 정지량

다. 구입전력량

- 중앙급전발전기를 보유하지 않은 회원, 기타

라. 신・증설 발전기의 시운전 출력

마. 총 출력증가/감소량

- 열공급발전기의 열공급에 의한 출력감소량

- 복합화력의 외기온도 상승에 따른 출력감소량
- 수력발전기의 댐수위저하에 따른 출력감소량
- 원자력발전기의 상시운전가능한 출력증가량
- 발전기 성능저하에 의한 출력감소량

바. 기타 특기사항

- 수요관리 목표량 등

7.2.3.2 7.2.2항과 7.2.3.1항에 의해 예측된 최대부하와 공급능력으로 산출한 일별 전력수급 결과를 검토하여 발전기 정지일정을 조정한다.

가. 일별 전력수급을 산출하여 적정수준의 예비력 확보 및 계통안정 여부를 검토한다.

나. 연중 적정수준의 예비력 및 계통안정성 확보 및 발전설비의 경제적 운영여부가 확인되면 발전기별 예방정비 일정을 확정하고, 그렇지 않으면 발전기별 예방정비일정 조정가능기간을 이용하여 예방정비 일정을 조정한다.

다. 만일 예방정비일정 조정가능기간을 이용해서도 적정예비력 확보 등이 확인되지 않을 때에는 발전사업자와 협의하여 재조정한다.

라. 발전기별 정지계획 조정은 발전기 전력수급종합시스템을 이용하여 수립한다. <개정 2011.12.2>

7.2.4 발전사업자 및 송전사업자는 최초 발전기 및 전기저장장치 정지계획에 대하여 변경 또는 불만족사항이 있을 경우에는 7월말까지 전력거래소에 의견서를 제출한다.<개정 2015.3.17., 2015.5.7.>

7.2.4.1 의견서에는 대상 발전기, 사유, 희망시기, 조정가능범위 등을 명기한다.

7.2.4.2 전력거래소는 발전사업자와 불만족스러운 발전기 정비일정에 대한 조정일정을 반영하여 7.2.3.2의 과정을 통해 발전기 정지계획을 확정시킨다.

7.2.4.3 만일, 발전기 정지일정 조정이 원만하게 이루어지지 못하여 수급불안이 야기될 우려가 있을 경우에는 전력거래소가 발전기별 운전특성 등을 고려하여 합리적으로 조정한다. 이때 조정되는 발전기를 보유한 발전사업자와는 충분하게 협의하여 재조정에 따른 불이익이 최소화되도록 한다.

7.2.5 재조정된 발전기별 정지일정은 최종 발전기 정지계획으로 확정하고, 아래 내용을 포함한 향후 2년간의 수급전망(안)을 수립하여 시행전년도 9월말까지 관련 전기사업자에게 통보한다.<개정 2015.3.17.>

가. 연간 월별 전력수급 및 하계 전력수급 전망

나. 발전설비 신·증설 및 폐지계획

다. 발전원별 예방정비량 및 공급능력 증가/감소내역

라. 발전사업자별 발전기 예방정비 일정

7.2.6 확정된 발전기별 정지일정은 당해연도 연간 발전기 정지계획으로 1월 1일부터 시행하되, 월간 발전기 정지계획 조정절차에 의해 조정될 수 있다.

7.3 월간 발전기 및 전기저장장치 정지계획 조정절차

7.3.1 전기사업자(중앙급전발전기 보유 구역전기사업자 제외)와 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기를 소유한 발전사업자는 전력거래소에 연간 발전기 및 전기저장장치 정지계획에 대한 변동사항이 있을 경우 매월 20일까지 제출하여야 한다. 단, 집합전력자원은 예외로 한다. <개정 2015.5.7., 2015.9.30., 2016.5.12., 2018.12.12., 2019.1.2.>

7.3.1.1 제출자료

가. 발전사업자 : 7.2.1.1의 제출자료중 변동사항

나. 판매사업자 : 7.2.1.2의 제출자료중 변동사항

7.3.2 전력거래소는 전월 전력수요실적 및 익월의 기상전망, 사회적요인 등을 고려하여 익월의 일별 최대부하를 예측한다.

7.3.3 전력거래소는 연간 발전기 정지계획을 기준으로 전력수요, 계통운영여건 변동상황, 발전기 정지계획 변경요청사항 등을 고려하여 7.2.3.2의 과정을 통해 월간 수급전망(안)을 수립한다.

7.3.3.1 발전기별 정지일정이 확정되면 아래와 같이 익월 수급전망(안)을 작성하여 관련 전기사업자에게 매월 25일까지 통보한다.

가. 월간 주별 전력수급 전망

나. 월간 발전기별 정지계획

다. 발전사업자가 변경요청한 발전기의 정지일정 조정내역

7.3.4 확정된 발전기별 정지일정은 익월 발전기 정지계획으로 1일부터 시행한다.

7.4 주간 발전기 정지계획 조정절차

7.4.1 전기사업자(중앙급전발전기 보유 구역전기사업자 제외)와 발전기 1기의 설비용량이 200MW 이상인 비중앙급전발전기를 소유한 발전사업자는 월간 발전기 및 전기저장장치 정지계획에 대한 변동사항 발생 또는 월간계획에 미반영된 발전기 및 전기저장장치가 정지해야 할 사유가 발생하였을 경우에는 전주 수요일까지 제출하여야 한다. 단, 집합전력자원은 예외로 한다. <개정 2015.5.7., 2015.9.30., 2016.5.12., 2018.12.12., 2019.1.2.>

7.4.1.1 제출자료

가. 발전사업자

- 월간 발전기 정지계획 변경시 : 7.2.1.1의 제출자료중 변동사항
- 월간계획 미포함 발전기 임시정지 요청시 : 정지기간, 희망일자, 조정가능기간, 정지사유, 정지시 출력감소계획
- 시운전계획(예방정비후시험운전 포함)
  - · 시간대별 출력증가/감소계획
  - · 일자별 최대출력

나. 판매사업자 : 7.2.1.2의 제출자료중 변동사항

다. 송전사업자 : 7.2.1.3의 제출자료중 변동사항 [신설 2015.5.7.]

7.4.2 전력거래소는 월간계획에 미포함된 발전기의 임시정지 요청에 대해 수급상황을 고려하여 주간 및 월간 정지계획에서 추가 검토 후 확정할 수 있다. <개정 2011.12.2>

7.4.3 전력거래소는 월간 발전기 정지계획을 기준으로 전월 및 전주 전력수요 실적분석에 의한 수요변동사항, 발전사업자 및 판매사업자의 제출자료 등을 검토하여 다음주의 전력수급 전망(안)을 수립한다.

7.4.4 전력거래소는 7.4.2 및 7.4.3에 의해 확정된 임시정지계획 및 다음주 발전기 정지계획을 발전사업자에게 매주 금요일까지 통보한다.<개정 2011.12.2>

7.4.5 확정된 발전기별 정지일정은 다음주이후 발전기 정지계획으로 시행한다.

7.5 발전기 정지통보 절차

7.5.1 전력거래소는 전력수급 사항을 검토한 후 발전사업자와 협의하여 정지 가능여부를 결정, 통보한다.

7.5.2 월간·주간 전력수급전망 발표 후 발전기 정지일정 변경 및 임시정지 사유 발생시 발전사업자는 정지작업 3일전까지 전력거래소에 요청하여야 하며, 전력거래소는 정지기간 등을 고려하여 월간·주간 수급사항을 검토한 후 가능여부를 결정, 통보한다.[신설 2011.6.30.]

8.0 송·변전설비 휴전업무 절차

8.1 휴전작업의 일반원칙

8.1.1 전기설비의 휴전작업은 관계부서와 협의하여 수급의 균형, 계통안정운영, 설비의 보전 등을 검토하여 휴전작업 기간을 예정한다.

8.1.2 송·변전설비의 휴전작업은 가능한 일괄하여 실시하도록 하여야 한다.

8.1.3 급전지시, 설비감시제어 및 보호용 통신에 지장이 있는 통신선로의 정지작업을 할 때에는 별도의 통신방법을 확보한 후 시행하여야 한다.

8.1.4 상시 정지중인 전기설비라도 작업을 하고자 할 때에는 반드시 본 절차를 따라야 한다.

8.1.5 작업으로 인하여 불가피하게 운전절체 또는 전기사용자의 정전이 수반될 때는 해당 전기사용자와 사전 합의후 본 절차를 따라야 한다.

8.1.6 전기사업자는 휴전계획 수립시 발전기 운전 및 정지계획을 고려하여 반영하도록 한다.<개정 2004.4.22>

8.1.7 전력거래소와 전기사업자간 휴전업무 관련 신청 및 조정요청 등은 별도 지정되지 않는 한 문서로서 진행한다.<개정 2004.4.22>

8.2 업무처리 방법

8.2.1 휴전작업 시행이 계통에 미치는 영향에 따라서 승인사항, 통보사항, 긴급사항 3가지의 휴전형태로 구분한다.

8.2.2 승인사항은 반드시 전력거래소의 승인을 득하고 시행하는 다음의 작업을 말한다.

8.2.2.1 345kV 이상의 전기설비

8.2.2.2 154kV 송전선로의 경우 승인 또는 통보사항 대상선로는 별도 합의한 바에 따른다.

8.2.2.3 발전기 정지 또는 발전기 출력증가/감소를 수반하는 작업

8.2.2.4 승인된 송・변전설비의 작업기간을 연장할 경우

8.2.3 통보사항은 전기사업자 자체 승인으로 시행하되 전력거래소에 통보후 시행하는 다음의 작업을 말한다. 단, 전력거래소에서 계통운영상 필요시 중지시킬 수 있다.

8.2.3.1 8.2.2.2항에서 정한 통보사항의 휴전작업

8.2.3.2 154kV 이상 조상설비(S.C, Sh.R, SVC 등)의 휴전작업

8.2.3.3 154kV 이상의 활선작업

8.2.3.4 계통보호 관련 설비(통신설비 포함) 정지시

8.2.3.5 발전소 154kV 변압기 휴전작업 [신설 2015.3.17.]

8.2.4 긴급사항은 돌발사태 발생시 전기사업자가 긴급히 요청하는 다음의 작업을 말한다.

8.2.4.1 돌발고장의 발생 우려로 긴급을 요하는 작업

8.2.4.2 돌발고장 사전제거 및 복구작업

8.2.5 송·배전사업자가 자체 시행하는 휴전은 다음과 같다.[신설 2012.12.31]

8.2.5.1 154㎸ 고객전용선로(발전고객 제외) 및 154㎸ M.Tr[신설 2012.12.31]

8.2.5.2 66kV 이하 설비[신설 2012.12.31]

8.3 휴전업무 관련서식

8.3.1 휴전업무 진행시 사용할 문서서식은 별지 제62, 63, 64호 서식과 같다.

8.4 연간 휴전계획 수립절차

8.4.1 전기사업자는 8.2.2항에서 정한 전력거래소 휴전승인 대상 송·변전설비에 대한 다음 연도의 1년간 휴전계획을 수립하여 매년 8월말까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 6.2에 규정된 345kV 이상 차단기는 연간휴전계획 제출 대상에서 제외하기로 한다.<개정 2004.4.22, 2005.10.10, 2008.10.31>

8.4.2 전력거래소는 제출된 연간 휴전계획을 전기사업자와 협의, 검토 및 조정하여 그 결과를 11월말까지 통보한다.

<개정 2004.4.22, 2008.10.31>

8.4.2.1 전력거래소는 월별 발전기 정지계획 및 예측된 수요를 바탕으로 송변전설비 휴전시 안정적인 계통운영 가능여부를 검토하며, 상세한 검토사항은 8.8항을 참조한다.

8.4.2.2 송·변전설비 휴전작업 공정의 적정성을 검토하여 휴전작업 소요일수를 반영한다.

8.4.2.3 8.4.2.1 및 8.4.2.2항에 의해 수립된 연간 휴전계획 일정을 전기사업자에게 통보한다.<개정 2004.4.22>

8.4.3 <삭제 2008.10.31>

8.4.3.1 ~ 8.4.3.3 <삭제 2008.10.31>

8.4.4 <삭제 2008.10.31>

8.4.3 확정된 송·변전설비 연간 휴전계획은 당해년도 1월 1일부터 시행하되, 월간 휴전계획 조정절차에 의해 조정될 수 있다.<항번호변경 2008.10.31>

8.5 월간 휴전계획 조정절차

8.5.1 휴전업무 진행은 연간 휴전계획 일정을 준수하여 진행하는 것을 원칙으로 하며 합리적인 사유에 의한 변경 및 조정이 필요할 경우 아래의 절차에 따른다.

8.5.2 전력거래소와 전기사업자는 휴전업무 진행중 연간 휴전계획 일정에 대한 변경 및 조정이 필요할 경우, 조정을 요하는 측에서 그 사유를 상대에게 제출 후 상호협의를 거쳐 세부일정을 조정한다.<개정 2004.4.22>

8.5.2.1 제출자료 : 휴전설비, 사유, 희망/가능시기 등

8.5.2.2 제출기한 : 휴전계획 개시일 전월 1일까지<개정 2008.10.31>

8.5.3 조정된 월간 휴전계획 일정을 반영하여 월간 휴전계획을 매월 20일까지 발표한다.

8.5.4 확정된 월간 휴전계획은 익월 1일부터 시행한다.

8.5.5 전기사업자는 월간 휴전계획이 확정된 후 설비의 이상 징후 발생으로 추가적인 휴전작업이 필요하며, 다음 월간휴전 계획에 반영하기에는 시기적으로 늦다고 판단될 경우 그 사유를 명기하여 전력거래소에 임시휴전을

요청한다.<개정 2004.4.22, 2008.10.31>

8.5.5.1 제출자료 : 휴전설비, 사유, 희망시기 [신설 2008.10.31]

8.5.6 긴급휴전

8.5.6.1 돌발사태 발생 등 긴급조치를 요하는 사항이 발생한 경우를 말한다.

8.5.6.2 전기사업자가 정규수속의 시간적 여유가 없을 경우, 전화요구에 의하여 전력거래소 관제센터의 승인을 받아서 작업을 시행하고 사후에 정규 수속을 하여야 한다.<개정 2004.4.22, 2012.5.31., 2012.5.31., 2015.3.17.>

8.6 휴전승인

8.6.1 전력거래소와 전기사업자는 전력거래소에서 발표한 월간 휴전계획 일정에 대한 변경이 필요할 경우, 조정을 요하는 측에서 변경된 휴전작업의 내용 및 사유를 상대에게 휴전개시일 7일전까지 제출후 상호협의를 거쳐 세부 일정을 조정한다.<개정 2004.4.22>

8.6.2 전력거래소는 임시휴전 작업에 대하여 전력시장운영규칙 제5.8.1조의 기준에 따라 안정적인 전력계통 운영에 문제가 없을 경우 승인 후 전기사업자에게 통보한다.<개정 2003.9.18, 2004.4.22, 2006.9.14>

8.6.3 돌발고장 등의 우려로 전기사업자가 요청한 긴급휴전작업은 전력거래소 관제센터 근무책임자 승인으로 시행한다.<개정 2012.5.31., 2015.3.17.>

8.6.4 통보사항은 전기사업자가 자체적으로 검토하여 전력거래소에 매월 25일까지 월간계획을 일괄하여 통보한다.<개정 2004.4.22>

8.7 휴전시행

8.7.1 소정의 수속이 완료된 이후라도 계통여건 및 발전기 운전상태 등의 변경 등 부득이한 사정이 발생하였을 경우에는 작업일시를 변경시킬 수 있고, 또한 작업을 중지 후 송전을 지시 할 수 있다. 이때는 변경사유를 통보하고 최단시간 내에 송전이 재개될 수 있도록 최선을 다하여야 한다.

8.7.2 승인된 휴전작업에 대하여 해당설비 조작전 전기사업자가 전력거래소에 급전전화로 조작승인을 요청한다.<개정 2004.4.22>

8.7.3 전력거래소는 계통안정 운전에 문제점이 없다고 판단될 경우 휴전 승인된 설비에 대하여 휴전조작을 승인한다.

8.7.4 전기사업자는 휴전조작 완료후 전력거래소에 그 결과를 통보하고 작업을 시행한다.<개정 2004.4.22>

8.7.5 휴전작업이 완료되면 예정시간 이내라도 전기사업자는 휴전작업 완료를 알려야 한다.<개정 2004.4.22>

8.7.6 기타 급전지시 및 조작 절차는 별표 11에 따른다.

8.7.7 악천후 또는 부득이한 사유로 인하여 작업을 중지하거나 지연될 경우에는 전기사업자가 그 경위를 전력거래소 관제센터에 연락하여 지시를 받는다.

<개정 2004.4.22., 2015.3.17.>

8.7.8 전기사업자는 전기설비 조작에 대한 결과를 기록하여 관리한다.

8.7.9 전기사업자는 승인 및 통보된 휴전작업 시행 중 인근 전력설비 고장시 정전 발생 예상 154kV 이상 전기사용자에게 휴전관련 사항을 사전에 통지한다. [신설 2012.12.31]

8.8 휴전관련 검토

8.8.1 휴전내용 검토

8.8.1.1 연간 휴전계획을 기본으로 하며, 동일설비에 대하여는 동일사유로 6개월 이내 재휴전 금지를 원칙으로한다(단, 임시휴전 및 긴급휴전은 제외한다).

8.8.1.2 휴전사유 및 가능성

8.8.1.3 관련 발전기 운전 및 정지 계획과의 적합성

8.8.1.4 휴전대상 및 기간은 안전작업에 지장이 없는 범위 내에서 최소로 하여 전력계통 안정 및 경제급전에 기여토록 한다.

8.8.2 수행하는 계통검토

8.8.2.1 사용 프로그램 : 전력계통 해석 프로그램

단, 전력계통 해석프로그램 간 의미있는 결과의 차이가 발생할 경우에는, PSS/E 프로그램의 결과를 우선한다. <개정 2015.9.30.>

8.8.2.2 과부하 검토

8.8.2.3 계통전압 검토

8.8.2.4 필요시 추가사항 : 과도안정도, 전압안정도, 차단용량 검토

8.8.2.5 북상조류 관련 선로 휴전시 북상조류한계 조류량 검토

8.8.3 전력거래소와 송전사업자는 상호 협의하여 기술검토를 수행할 전력계통 해석 프로그램 입력데이터 file을 작성한다.

9.0 붙 임

9.1 연간 발전기 정지계획 조정 절차도

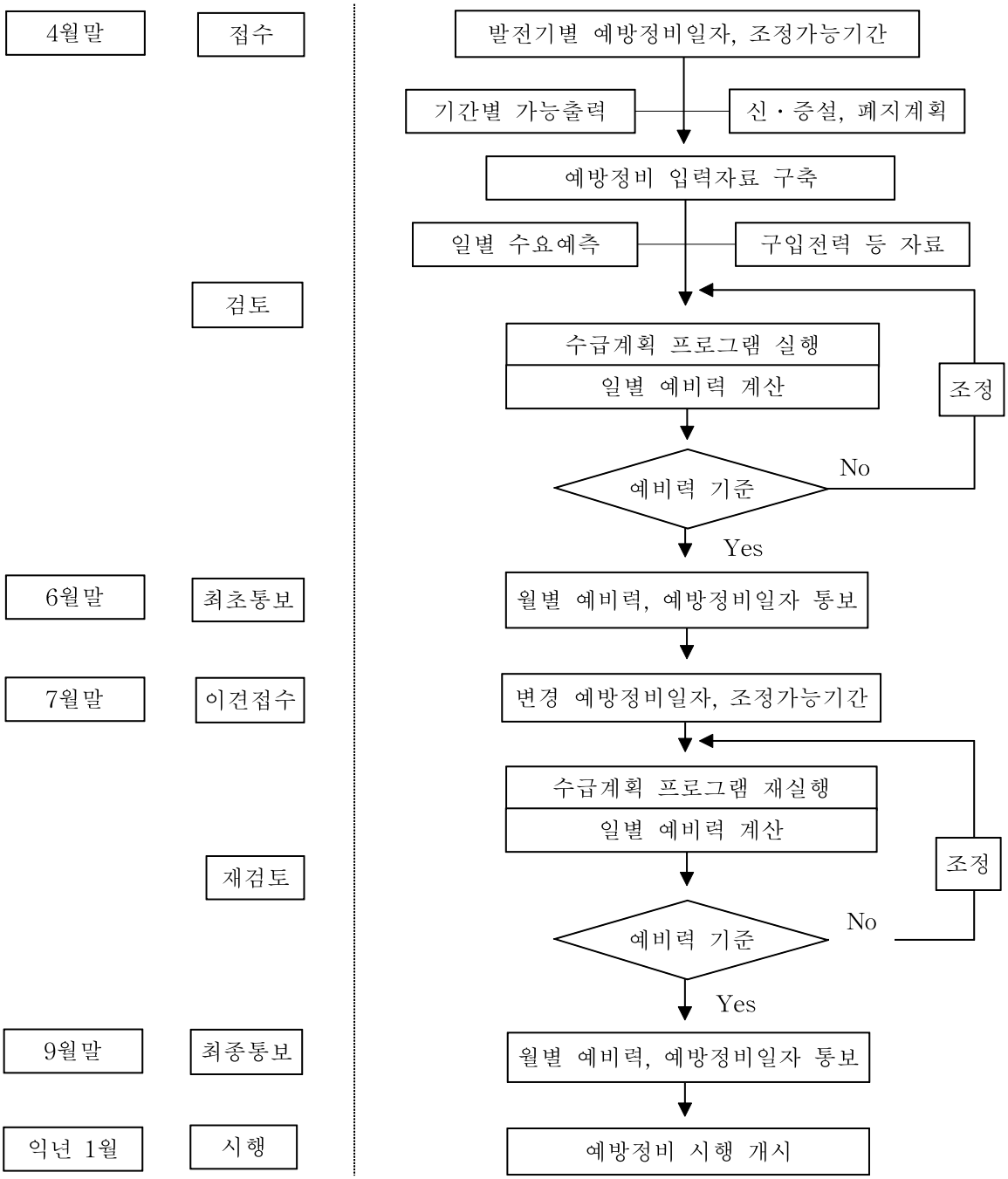
9.2 월간 및 주간 발전기 정지계획 조정 절차도

9.3 발전기 정지 통보 절차도

9.4 휴전업무 절차도

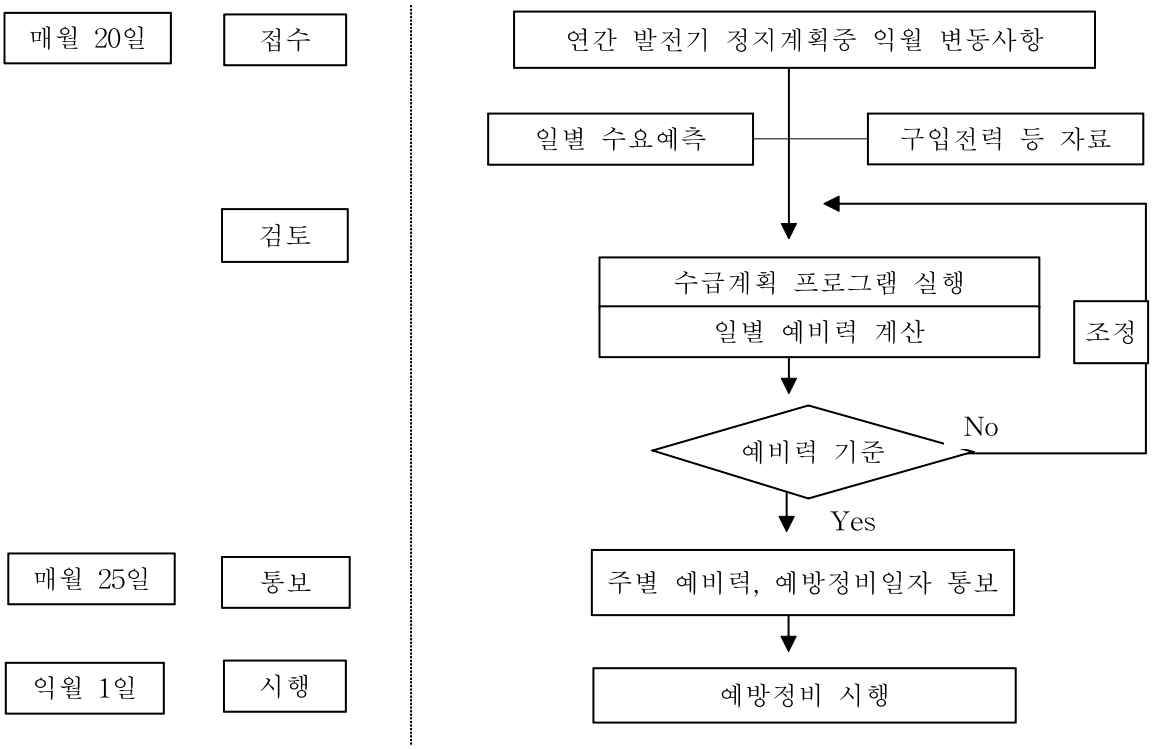
[붙임9.1]

연간 발전기 정지계획 조정 절차도



[붙임9.2]

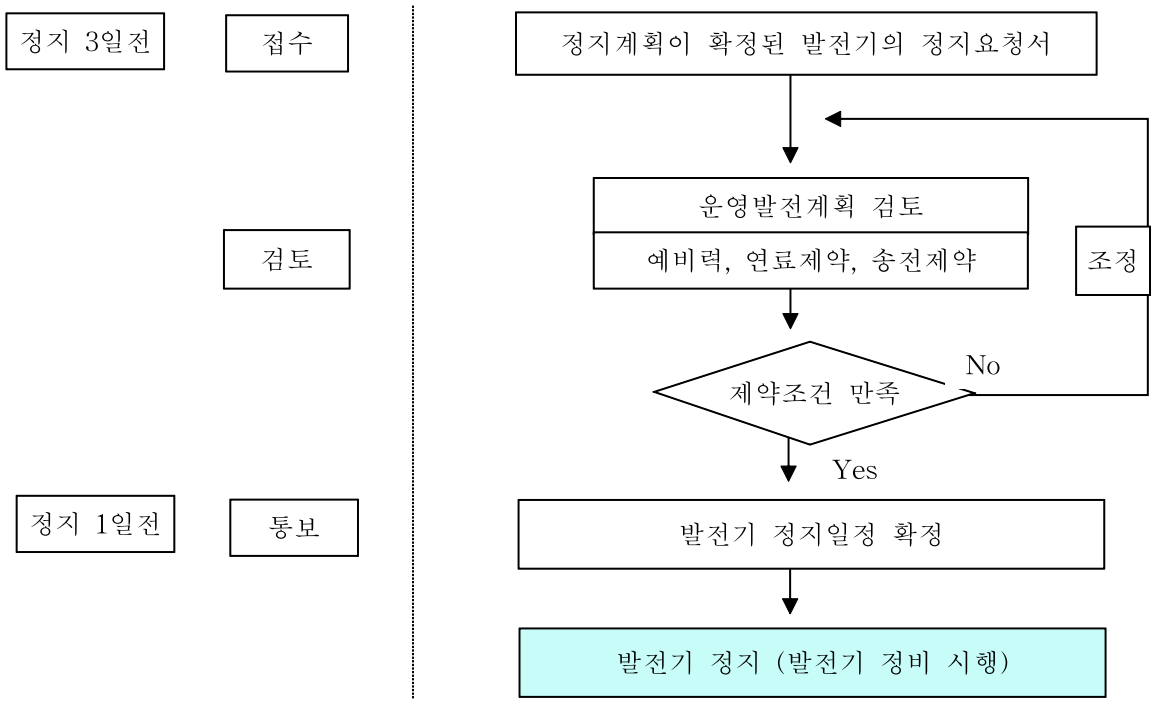
월간 발전기 정지계획 조정 절차도



주간 발전기 정지계획 조정 절차도

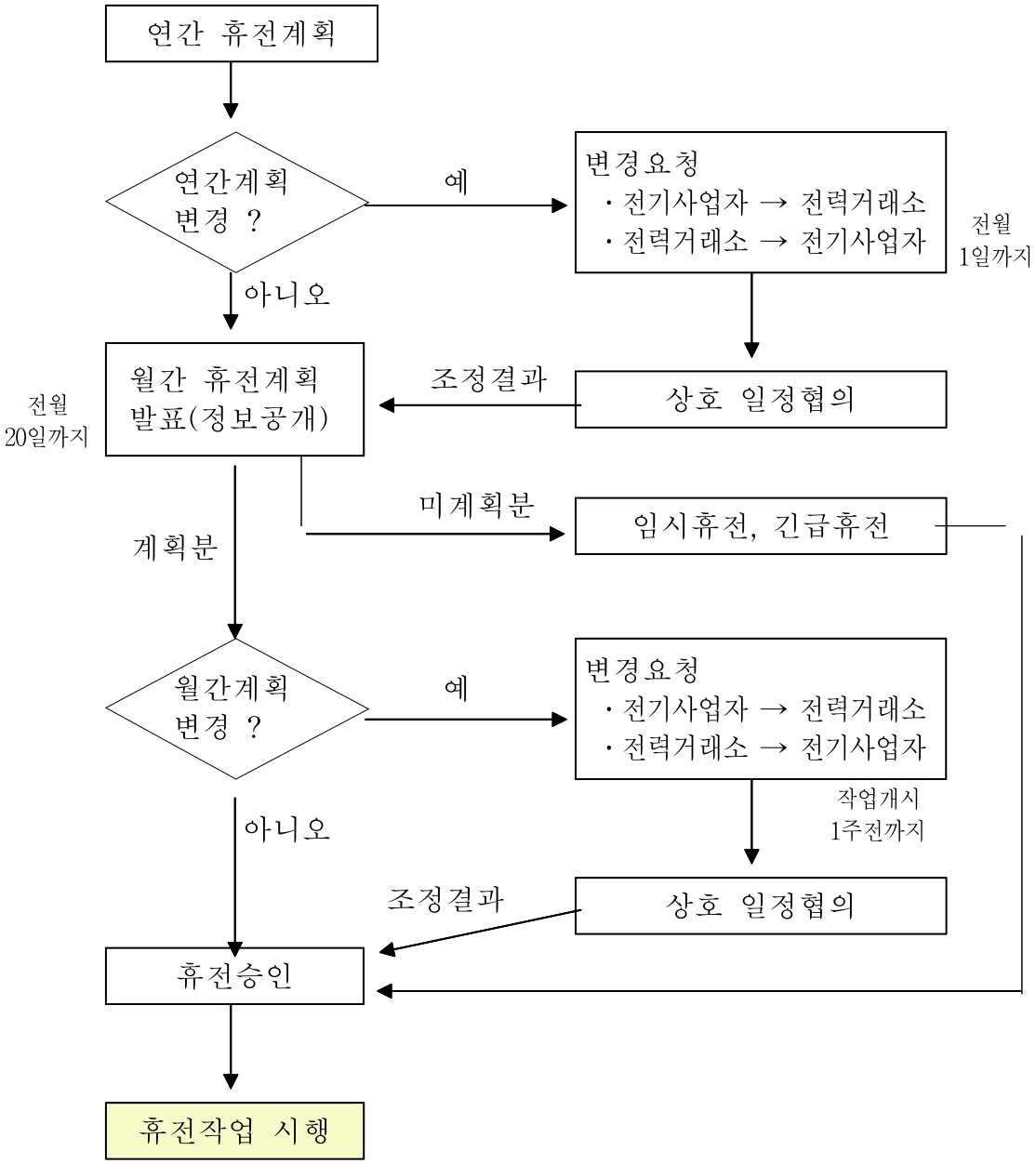
[붙임9.3]

발전기 정지 통보 절차도



[붙임9.4] <개정 2004.4.22, 2008.10.31>

휴전업무 절차도



[별표 19]

보조서비스 절차 <명칭변경 2006.9.14>

1.0 목 적

규칙 제5.6.1조의 규정에 의거 보조서비스 세부절차를 규정하여 안정적인 계통운영을 도모하는데 있다.<개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 보조서비스 계획 및 운영<개정 2006.9.14>

2.2 보조서비스 이행여부 확인<개정 2006.9.14>

3.0 책 임

3.1 전력거래소

보조서비스 운영이 공정하고 투명하게 수행될 수 있도록 관리한다.<개정 2006.9.14>

3.2 전기사업자(발전사업자 및 송전사업자)

안정적인 전력계통 운영을 위해 보조서비스에 최대한 협조하여야 한다. <개정 2006.9.14>

4.0 참고자료

4.1 별표 9 운영발전계획 수립절차

4.2 별표 11 실시간 급전운영절차

4.3 별표 12 비상시 급전지시절차

5.0 용어의 정의

5.1 조속기

수차나 터빈 발전기의 회전속도 변화에 따라 자동적으로 수차입구변이나 증기 터빈의 증기 유량제어변의 개도를 조종하는 장치를 말하며 발전기의 정격속도를 유지하기 위한 설비이다.

5.2 주파수추종운전(Governor Free 및 전기저장장치의 주파수응답) <개정 2015.5.7.>

시시각각으로 변동하는 주파수에 의해 변동되는 주파수를 추종하여 계통에 연결된 발전기 출력이 조속기에 의해 자동적으로 증가/감소되거나 전기저장장치의 유효전력이 주파수를 추종하여 자동적으로 조정됨으로써 주파수가 일정하게 유지되도록 운전하는 것을 말한다.

5.3 속도조정률 <개정 2015.5.7.>

조속기 및 전기저장장치의 주파수에 대한 응동특성을 나타내는 것으로서 정격출력, 정격주파수에서 순간적으로 무부하로 했을 때 주파수 상승분과 정격주파수와의 비(比)로서 계산식은 다음과 같다.

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

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

5.4 주파수조정 서비스

안정적인 계통주파수 유지를 위하여 계통에 연결·운전중인 발전기 및 전기저장장치에 의해 제공되는 서비스로서 주파수추종운전과 자동발전제어운전 및 전기저장장치의 EMS 원격제어운전으로 구분할 수 있다. <개정 2015.5.7.>

5.5 예비력서비스

예측수요의 오차, 발전기 불시고장 등으로 인하여 전력수급의 균형을 유지하지 못할 경우를 대비하여 확보하는 정지상태의 발전력으로서 전력거래소에 의해 지정된 발전기가 제공하는 서비스를 말한다.

5.6 자체기동서비스

전계통정전 발생에 대비하여 외부로부터의 기동전력 공급없이 비상발전기 등에 의하여 자체기동 후 타 발전소의 기동전력 또는 부하에 전력을 공급할 수 있도록 전력거래소에 의해 사전에 지정된 발전소(기)가 제공하는 서비스를 말한다.

5.7 자동발전제어운전

계통운영시스템에 의하여 발전기 출력이 원격제어되도록 운전하는 것을 말한다. <개정 2010.6.30>

5.8 원격발전력 조정<삭제 2010.6.30>

5.9 자체기동발전기

외부로부터의 기동전력 공급없이 비상발전기 등에 의하여 자체기동할 수 있는 능력을 보유한 발전기를 말한다.

5.10 기타 용어는 규칙 제1.1.2조에 따른다.<개정 2007.7.23>

6.0 적용지침(해당 없음)

7.0 절 차

7.1 일반원칙

7.1.1 보조서비스 운영항목<개정 2006.9.14>

7.1.1.1 주파수조정 서비스

7.1.1.2 예비력 서비스

7.1.1.3 무효전력수급 서비스

7.1.1.4 자체기동 서비스

7.1.2 보조서비스 운영기준<개정 2006.9.14>

7.1.2.1 별표 3에 따른다.

7.2 기술적 특성자료

7.2.1 발전사업자 및 송전사업자는 보조서비스 이행을 위한 7.2.3항의 발전기 및 전기저장장치의 기술적 특성자료의 변경이 필요한 경우, 매달 말일 기준 9일전(실근무일 기준)까지 전력거래소에 제출하여야 한다. 다만, 복합발전기는 대표온도 대비, 기타발전기는 이전 분기 대비 기술적 특성의 변동이 없는 경우 발전사업자는 제출하지 않을 수 있다. <개정 2006.9.14., 2015.5.7., 2019.05.31>

7.2.2 최초 제출된 발전기 및 전기저장장치의 기술적 특성은 발전기 및 전기저장장치의 시험 등 특별한 사유가 발생하거나 발전기 및 전기저장장치의 기술적 특성이 변경되지 않는 한 변경하여 제출할 수 없으며, 변경하여 제출하여야 하는 사유가 발생하는 경우에는 해당 사유를 명기하여 전력거래소에 제출하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

7.2.3 발전사업자 및 송전사업자가 제출해야 할 발전기 및 전기저장장치의 기술적 특성자료는 다음과 같다. 단, 별지 서식에 의한 자료는 전력시장에 신규로 참여하는 발전기에 한하여 제출한다.<개정 2008.10.31., 2015.5.7.>

1. 별지 제67호 서식에 의한 조속기 특성자료(자동발전제어운전 가능 발전기의 경우 자동발전제어 특성자료 포함) 및 전기저장장치의 주파수조정 특성자료 <개정 2015.5.7.>
2. 별지 제68호 서식에 의한 무효전력 특성자료[신설 2008.10.31]

3. 주파수추종 운전범위, 속도조정률 및 부동대[신설 2008.10.31]

4. 자동발전제어 운전범위[신설 2008.10.31]

5. 기동형태별 발전기 기동소요시간 및 정격출력 도달시간

6. 기타 보조서비스 운영에 필요한 자료[신설 2008.10.31]

7.3 보조서비스 운영계획 수립<개정 2006.9.14>

7.3.1 전력거래소는 발전사업자가 제출한 입찰자료 및 발전기 기술적 특성자료, 전기저장장치 기술적 특성자료를 사용하여 보조서비스 운영계획(이하 "운영계획"이라 한다)을 수립한다.<개정 2006.9.14., 2015.5.7., 2016.5.12>

7.3.2 주파수조정서비스

7.3.2.1 전력거래소는 별표 3 및 별표 9에 의거 적정 주파수 조정용량이 확보되도록 한다.

7.3.2.2 운영계획에는 주파수추종운전 혹은 자동발전제어운전 가능 발전기 및 전기저장장치가 포함되어야 한다. <개정 2015.5.7.>

7.3.3 예비력 서비스

7.3.3.1 전력거래소는 별표 3 및 별표 9에 의거 적정 예비력이 확보되도록 한다.

7.3.3.2 적정 예비력 확보를 위한 대상발전기 선정시 고려요소는 아래 각호와 같다.<개정 2008.10.31>

1. 기동형태별 기동소요시간 및 정격출력 도달시간

2. 출력 변동률(MW/분)

3. 발전기 연료비[신설 2008.10.31]

4. 발전기 단위용량

5. 양수발전기 종합효율[신설 2008.10.31]

7.3.3.3 전력거래소는 운영예비력이 적정수준 초과시 발전기 기동특성, 기동연료비, 변동비, 제약사항 등을 고려하여 적정 수준을 지정한다.

7.3.3.4 양수발전기의 예비력 지정은 상부저수지 수위를 고려하여야 한다. [신설 2011.12.2]

7.3.4 자체기동 서비스

7.3.4.1 전력거래소는 매년 자체기동 서비스 운영계획을 수립한다.

7.3.4.2 운영계획에는 자체기동 서비스 제공 대상 발전기 및 시송전선로가 포함되어야 한다.

7.3.4.3 전력거래소는 계통 및 발전설비 변경을 고려하여 매년 자체기동발전기 대상을 재검토하여 운영계획을 수립한다.

7.4 운영계획 통보

7.4.1 전력거래소는 예비력 서비스 운영계획 수립후 시간대별로 지정된 예비력 발전기 및 전기저장장치를 운영발전계획과 함께 발전사업자 및 송전사업자에게 통보한다. <개정 2015.5.7.>

7.4.2 자체기동 서비스에 대한 별도의 운영계획 통보는 하지 않으며 별표 12 비상시급전지시절차의 7.5 전 계통정전시 조치절차에 의해 통보한 것으로 한다. <개정 2006.9.14>

7.5 운영계획 변경

7.5.1 제5.1.1조 제1항에 의한 경우 운영계획을 변경할 수 있다.

7.5.2 전력거래소는 실계통 운영시 전력수요가 계획보다 높게 시현되거나, 발전기 불시정지로 예비력이 적정수준 이하가 되는 경우에는 전력수급안정을 위하여 추가 예비력을 발전기 기동특성, 기동 연료비, 변동비, 제약사항 등을 고려하여 확보하고 해당 발전사업자에게 통보한다. 단, 전력계통 안정운영에 지장이 없으면 추가 지정없이 운영할 수 있다.

7.5.3 지정된 자체기동발전기 정비 및 시송전선로의 휴전작업 등 전기사업자가 변경요청을 하거나 전력거래소 판단에 의해 자체기동 서비스 확보가 불가능하다고 판단되는 경우에는 자체기동서비스 대상 발전기 및 시송전선로를 변경 운영할 수 있으며 해당 전기사업자에게 통보한다.

7.6 운영절차

7.6.1 주파수추종운전 발전기 및 전기저장장치는 별도 급전지시가 없는 한, 신고한 속도조정률에 따라 주파수추종운전에 참여하여야 한다. 단, 부득이한 사유로 주파수추종운전이 불가능할 시에는 즉시 해당기간, 사유 등을 전력거래소에 통보하여야 한다. <개정 2008.10.31., 2010.6.30., 2015.5.7.>

7.6.2 자동발전제어운전 발전기 및 원격제어운전 전기저장장치는 별도 급전지시가 없는 한, 신고한 출력증가/감소율에 따라 자동발전제어 운전 및 원격제어운전에 참여하여야 한다. 단, 부득이한 사유로 자동발전제어 운전 및 원격제어 운전이 불가능할 시에는 즉시 해당기간, 사유 등을 전력거래소에 통보하여야 한다.<개정 2008.10.31., 2010.6.30., 2015.5.7.>

7.6.3 기타 주파수조정서비스 세부운영은 별표 11에 따른다.

7.6.4 운영발전계획에 의해 예비력 서비스를 제공하기로 계획된 발전기 및 전기저장장치는 항상 기동가능한 상태로 유지되어야 하며, 특히 전력거래소의 불시 급전지시가 있는 경우 지체없이 발전기를 기동하여 계획된 발전력을 제공하여야 한다. <개정 2015.5.7.>

7.6.5 전력거래소는 실계통 운영시 발전기 불시정지가 아닌 단순한 전력수요 증가로 인하여 추가적인 발전력 확보가 필요한 경우, 사전에 정지상태 예비력으로 지정된 발전력을 사용하지 않고 기동하여 출력감소 운전중인 발전력으로 대체하여 운영할 수 있다. 다만, 계통제약 또는 경제급전상 정지상태의 발전기를 기동하는 것이 유리한 경우는 예외로 한다.

7.6.6 전기사업자는 계통전압이 기준내에서 유지될 수 있도록 급전지시에 따라야 하며 세부 운영절차는 별표 11에 따른다.

7.6.7 지정된 자체기동발전기 및 시송전선로를 소유 운영중인 해당 전기사업자는 발전기 정비 및 휴전작업 등으로 인하여 자체기동 서비스를 제공할 수 없는 경우 지체없이 전력거래소에 통보하여야 하며 전력거래소는 그 사유 및 기간 등을 기록 관리한다.

7.7 이행여부 확인

7.7.1 원칙

7.7.1.1 전기사업자는 규칙 제5.3.1조에 따라 전력거래소의 지시가 있는 경우 이에 따라야 하며, 전력거래소는 전기사업자의 보조서비스 제공 및 이행상태를 확인한다.<개정 2006.9.14>

7.7.1.2 이행여부는 실시간 확인, 주기적 혹은 불시 및 실제 계통사고 등을 통해 파악하여야 하며 확인방법은 다음과 같다.

1. 주파수추종성 분석시스템을 통한 주파수추종운전 확인
2. 계통운영시스템을 통한 주파수추종운전, 자동발전제어운전 및 전압조정운전 확인<개정 2010.6.30>
3. 불시 급전지시를 통한 예비력 제공대상 발전기의 대기상태 확인
4. 주기적 입회검사를 통한 자체기동 발전기의 가용능력 확인
5. 고장 또는 기타의 원인으로 이행확인을 위한 시스템이 동작하지 않을 경우에는 발전사업자가 제출한 운영기록에 의한 확인

7.7.1.3 전기사업자는 이행여부 확인을 위한 데이터 취득 및 자료제공 요청에 협조하여야 한다.

7.7.1.4 설비 이상 또는 시험 등으로 인하여 발전사업자 및 송전사업자가 제출한 발전기 및 전기저장장치 기술적 특성을 만족할 수 없는 경우 발전사업자 및 송전사업자는 전력거래소에 사전에 신고하여야 하며 전력거래소는 사유 및 시간 등을 기록 및 관리한다.<개정 2008.10.31., 2015.5.7.>

7.7.1.5 이행여부 확인에 의해 취득된 자료가 발전기 특성 및 입찰자료로 등록되어진 변수들을 만족시키지 못하거나 발전사업자 및 송전사업자가 제공하

기로 동의한 보조서비스를 제공하지 못한다고 전력거래소가 판단하는 경우 전력거래소는 발전사업자 및 송전사업자에게 즉시 통보하고 서비스에 참여하도록 급전지시한다.<개정 2006.9.14., 2015.5.7.>

7.7.1.6 보조서비스 불이행으로 통보받은 전기사업자는 즉시 보조서비스가 제공되도록 조치하여야 한다.<개정 2006.9.14>

7.7.1.7 전기사업자는 보조서비스 제공 불이행에 대한 원인 설명과 관련 변수들을 충족시킬 수 있도록 하는 조치내용이 포함된 자료를 제공하여야 한다.<개정 2006.9.14>

7.7.1.8 발전사업자 및 송전사업자가 사전 신고 없이 보조서비스를 불이행한 경우, 전력거래소는 "급전관리시스템"을 이용하여 불이행실적을 기록 및 관리해야 하며 정보공개홈페이지를 통하여 불이행실적을 발전사업자에게 통보하여야 한다.[신설 2008.10.31.] ,<개정 2015.5.7.>

7.7.2 주파수조정 서비스

7.7.2.1 전력거래소는 계통운영시스템을 이용하여 실시간으로 발전기 주파수추종 운전상태를 확인하고 계통주파수 급변시 주파수추종 응답량을 측정하여 기록, 관리하여야 한다.<개정 2008.10.31, 2010.6.30>

7.7.2.2 <삭제 2008.10.31>

7.7.2.3 <삭제 2008.10.31>

7.7.2.2 발전사업자 및 송전사업자는 전력거래소로부터 주파수추종운전상태가 미흡하다고 통보받으면 즉시 주파수추종 운전상태를 확인 후 결과를 전력거래소에 통보하여야 한다.<항번호변경 2008.10.31.> <개정 2015.5.7.>

7.7.2.3 전력거래소는 발전기 및 전기저장장치의 출력증가/감소율을 고려하여 자동발전제어 및 원격제어운전 성능을 주기적으로 평가하고 기록, 관리하여야 한다.<개정 2008.10.31., 2015.5.7.>

7.7.2.5 <삭제 2008.10.31>

7.7.3 예비력 서비스

7.7.3.1 전력거래소는 운영발전계획에 따라 발전사업자에게 통보된 예비력으로 지정된 발전기에 대한 기동가능 여부를 확인한다.

7.7.3.2 전력거래소는 기동가능 여부를 불시 급전지시에 의한 시험으로 확인하며, 급전지시 시간, 계통연결 시간 및 기동여부 등을 기록 관리한다.

7.7.4 자체기동 서비스

7.7.4.1 자체기동능력에 대한 시험은 인증시험, 정기시험, 특별시험으로 구분하여 시행하며 시험주기 및 절차는 다음과 같다.<개정 2008.10.31>

1. 인증시험은 전력거래소에 의하여 최초로 지정되거나 지정 예정인 자체

기동발전기에 대하여 시행하며 해당 년도 정기시험으로도 인정한다.[신설 2008.10.31]

2. 정기시험은 전력거래소가 년 2회 시행하며 필요시 발전사업자에게 위임할 수 있다.[신설 2008.10.31]

3. 특별시험은 정기시험 결과의 적정성을 판정하기 어려운 경우 또는 기타 사유로 자체기동능력의 확인이 필요한 경우에 시행한다.[신설 2008. 10.31]

4. 전력거래소는 시험결과를 판정하여 발전사업자에게 통보해야 한다.(별지 69호 서식 참조)[신설 2008.10.31]

7.7.4.2 자체기동 가능여부 파악을 위한 시험내용은 다음과 같다.

1. 보조발전기를 포함한 자체기동 발전기 기동가능 여부

2. 자체기동 시간 등

7.7.4.3 전력거래소에 의한 자체기동능력 시험이 불가능시 전력거래소는 해당 발전사업자에게 시험을 위임할 수 있다.

7.7.4.4 전력거래소가 발전사업자에게 시험을 위임한 경우의 시험절차는 다음과 같다.<개정 2008.10.31>

1. 발전사업자는 자체기동 시험실적을 기록·관리하여야 한다.<개정 2008.10.31>

2. 발전사업자는 시험결과를 전력거래소에 통보한다.

3. 시험결과 이행기준을 만족하지 못한 경우에는 재시험을 시행한다.

4. 재시험은 전력거래소 입회하에 초기시험의 10일 이내에 시행한다.

7.7.4.5 <삭제 2008.10.31>

7.7.4.5 환경제약으로 인하여 자체기동 가능여부 확인이 불가능한 발전기의 경우에는 설비상태 확인 등으로 자체기동 가능여부 확인을 갈음할 수 있다.<항번호변경 2008.10.31>

7.7.4.6 가스터빈을 자체기동발전기로 소유하고 있는 발전사업자는 가스공급 중단을 대비하여 대체연료로 경유를 확보하여야 한다.[신설 2008.10.31>

7.7.4.7 자체기동발전소는 우선공급발전소의 기동지연 가능성 등을 고려하여 최소 3일 이상의 운전이 가능한 연료량을 확보해야 한다. 다만, 양수발전기는 지정된 용량에서 1시간 이상 운전 가능한 비상수량을 확보하여야 한다.[신설 2008.10.31]

7.8 <삭제 2006.9.14>

7.8.1 <삭제 2006.9.14>

8.0 보조서비스 세부운영 기준 수립 및 운영 [신설 2006.9.14]

8.1 전력거래소는 보조서비스의 효율적인 운영을 위해 다음 각호를 포함한 세부운영기준을 수립하여 운영할 수 있다.

1. 기술적 특성자료 관리 및 적용 방법<개정 2008.10.31>
2. 발전기 기동형태(Cold, Warm, Hot)별 기동시간
3. 예비력발전기 지정 절차[신설 2008.10.31]
4. 보조서비스 이행여부 확인 방법 및 절차 등
5. 자체기동발전기 지정 및 시험절차 등[신설 2008.10.31]

[별표 20]

발·변전소 주변압기 탭 정정 및 유효접지 검토절차

1.0 목 적

별표3의 9에 의거 계통전압의 적정유지를 위하여 발·변전소 주변압기 탭(NLTC,무부하 탭절환장치) 결정과 전력계통설비의 유효접지를 확보함으로써 1선 지락고장시 건전상의 전압상승을 억제하고 적정한 고장전류를 확보하기 위한 관련사업자와의 업무협조 및 처리절차를 규정하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 관련 사업자 : 전력거래소, 전기사업자(발전사업자 및 송전사업자)

2.2 적용업무

2.2.1 발전기 154kV 이상 주변압기 NLTC 탭 정정

2.2.2 변전소 345kV 이상 주변압기 NLTC 탭 정정

2.2.3 발전기 154kV 이상 주변압기 중성점 유효접지 검토

2.2.4 변전소 154kV 이상 주변압기 중성점 유효접지 검토

3.0 책 임

3.1 전력거래소는 발·변전소 주변압기 탭 정정 업무에 관한 세부규정을 제정할 책임이 있다.

3.2 전기사업자는 탭 정정 필요시 또는 전력거래소 요청시 탭 검토에 필요한 제반 자료를 제공할 의무가 있다.

3.3 전력거래소는 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 검토업무에 관한 세부 규정을 정비할 책임이 있다.

3.4 전기사업자는 유효접지 검토 필요시 또는 전력거래소 요청시 유효접지 검토에 필요한 제반 자료를 제공할 의무가 있다.

4.0 참고자료

4.1 법

4.2 한전설계기준 (송전분야 1031)

5.0 용어의 정의

5.1 ULTC

Under Load Tap Changer 의 약자로 부하가 걸린 상태로 전압을 조정하는 변압기의 부속장치를 말한다.

5.2 전력용 콘덴서

송전계통의 중부하시 전압조정과 역율개선을 위해 설치한 무효전력 보상장치의 일종을 말한다.

5.3 NLTC

No Load Tap Changer의 약자로 무부하시 전력용 변압기의 변압비를 조정하기 위한 탭절환장치의 일종을 말한다.

6.0 지 침

해당 없음

7.0 발·변전소 주변압기 탭정정 절차

7.1 발·변전소 주변압기 탭 검토 의뢰

7.1.1 발전사업자 및 송전사업자는 변압기 사용 탭의 결정 또는 변경사유 발생시 계통연결 예정 2개월 이전에 별지 제74호 서식에 의거 전력거래소에 검토 의뢰한다.

7.1.1.1 발전소 154kV 이상 변압기 신·증설·변경시

7.1.1.2 병렬로 운전되는 발전기간 무효전력 수급 불균형시

7.1.1.3 변전소 345kV 이상 주변압기(ULTC 제외) 신·증설·변경시

7.1.2 타 사업자와 연계되는 변압기 탭 정정은 상호협의 후 전력거래소와 협의하여 결정한다.

7.2 발·변전소 주변압기 탭 검토

7.2.1 전력거래소에 제출한 검토의뢰 요청공문의 최초가압 예정 1개월 전까지 검토결과를 발·변전소 변압기 사용 탭 결정서 양식(별지 제75호서식)에 의거 해당 사업자에게 통보한다.<개정 2009.12.31>

7.2.2 발·변전소 주변압기 탭 정정 기준

7.2.2.1 발·변전소의 주변압기 탭은 상호 협조되도록 하여야 하며 발·변전소 전압은 별표 3을 적용하되 가능한 전압변동이 적도록 한다.

7.2.2.2 무효전력이 많이 소요되는 중부하시에는 전력용 콘덴서의 이용율을 높이도록 한다.

7.2.2.3 계통 일부의 전압개선이 타부분의 전압을 악화시키지 않도록 한다.

7.2.2.4 타계통으로 절체시 전압변동이 적도록 한다.

7.2.3 기타 전력거래소는 계통운영의 안정성 및 효율성 제고를 위해 필요시 사업자의 요청이 없어도 발·변전소 탭을 검토하여 변경·요청할 수 있다.

7.3 발·변전소 주변압기 탭 정정 시행

7.3.1 정정 통보를 받은 사업자는 해당 변압기에 대해 필요한 조치를 한 후 탭 접속을 변경하고 그 결과를 1개월 이내에 전력거래소에 통보한다. 단, 운전중 탭절환이 불가할 경우에는 전력거래소와 협의후 탭 변경일자를 통보한다.

8.0 유효접지 검토절차

8.1 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 검토 의뢰

8.1.1 발전사업자 및 송전사업자는 주변압기 중성점 유효접지 검토 또는 변경사유 발생시 별지 제76조 서식에 의거 계통연결 예정 2개월 전에 전력거래소에 검토를 의뢰한다.

8.1.1.1 발전소 154kV 이상 주변압기 신·증설 변경시

8.1.1.2 변전소 154kV 이상 주변압기 신·증설 변경시

8.2 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 검토

8.2.1 검토기준

8.2.1.1 1선지락고장 조건하에서는 어느 점에서든지 영상 Impedance대 정상 Impedance의 비는 다음의 범위내에 유지토록 한다.

$R0/X1 \leq 1$ and $X0/X1 \leq 3$

R0 : 영상저항

X0 : 영상임피던스

X1 : 정상임피던스

8.2.1.2 중성점 접지는 전체계통이 유효접지권내에 유지되도록 각 발전소에 최대용량의 한 Bank이상을 선택하고 만약BIL의 제약 또는 계전기 동작에 충분한 고장전류를 공급할 수 없는 발변전소에서는 필요한 변압기를 모두 접지할 수 있다.

8.2.1.3 (3상 단락전류 × 60%) ≤ 1선 지락전류

8.2.1.4 비접지 중성점의 전위상승 ≤ (상전압 × 85%)

8.3 검토결과통보

8.3.1 전력거래소는 공문접수 후 1개월 이내에 검토결과를 발·변전소 주변압

기 중성점 유효접지 검토 결과를 별지 제77호 서식에 의거 해당 사업자에 통보한다.

8.3.2 상기 검토기준에 적합하도록 적용하고 주변압기 중성점 접지 개소 변동이 가능한 적도록 한다.

8.3.3 주변압기 중성점 접지개소가 휴전 등의 사유로 정지시에는 타 변압기의 추가접지 등 별도의 임시조치를 취한다.

8.3.4 기타 계통운영상 필요시 상기 처리사항에 대해 유효접지 검토,시행한다.

8.4 발·변전소 주변압기 중성점 유효접지 시행

8.4.1 유효접지 통보를 받은 사업자는 해당 주변압기에 대해 필요한 조치를 조속히 시행하고, 그 결과를 통보를 받은 날로부터 1개월 이내에 전력거래소에 통보한다.

9.0 붙 임

9.1 발·변전소 변압기 탭 정정 업무 흐름도

9.2 전력계통 유효접지 검토 업무 흐름도

[붙임 9.1]

발·변전소 변압기 탭 정정 업무 흐름도

업 무 절 차	업 무 내 용	비 고
전기사업자	○ 주변압기 탭 검토 의뢰	○ 계통연결 예정 2개월 이전에 154kV 이상 발전소 주변압기 탭 검토의뢰
↓		
전기사업자	○ 탭 검토	○ 검토요청 사업자에게 최초가압 예정 1개월 전까지 통보<개정 2009.12.31>
↓		
전기사업자	○ 탭 정정 시행	○ 탭 정정후 1개월 이내에 전력거래소 검토부서에 결과 통보

[붙임9.2]

전력계통 유효접지 검토 업무

업 무 절 차	업 무 내 용	비 고
전기사업자	○ 전력계통 유효접지 검토 의뢰	○ 계통연결 예정 2개월 이전에 154kV 이상 발,변전소 주변압기 유효접지 검토의뢰
↓		
전기사업자	○ 전력계통 유효접지 검토	○ 검토요청 사업자에 공문접수후 1개월 이내에 통보
↓		
전기사업자	○ 주변압기 중성점 유효접지 검토결과 시행	○ 주변압기 중성점 유효접지 시행후 1개월 이내에 전력거래소 검토 부서에 결과 통보

[별표 21] <개정 2004.7.9>

발전기병렬운전 및 공급방안 업무절차

1.0 목 적

규칙 제5.8.5조의 규정에 의거 중앙급전발전기가 아닌 발전기를 전력계통과 연결하여 병렬운전하기 위한 업무 처리절차와 154kV 이상 전기사용자에 대한 공급방안검토 업무의 세부절차를 규정함으로써 원활한 전력공급과 안정적인 전력계통 운영을 기하는데 있다.<개정 2006.9.14>

2.0 적용범위

2.1 병렬운전 업무절차는 전력계통에 상시 연계하여 운전하고자 하는 발전기 중 중앙급전발전기가 아닌 발전기로서 전력시장에서 전력거래를 하지 않는 다음 각호의 신,증설발전기(이하 본 별표에서 "병렬운전발전기"라 한다)의 병렬운전 처리절차와 기술적 필요사항에 관하여 규정하는 업무에 적용한다.

1. 자가발전설비 설치자에 의한 발전기
2. 집단에너지사업법과 대체에너지개발및이용보급촉진법에 의해 설치한 발전기
3. 전기사업법에 의거 구역전기사업자가 설치한 발전기
4. 전기사업법 부칙 제8조(수급계약에 관한 경과조치)의 적용을 받는 기존 전력수급계약서(PPA)를 체결한 자가 설치한 발전기

2.2 공급방안 업무절차는 전기사용자에 대한 공급방안 검토 업무에 적용한다.

3.0 책임

3.1 전기판매사업자

3.1.1 병렬운전발전기 설치자가 발전기를 전력계통과 연계하여 운전하고자 병렬운전 요청시 이를 접수하고 종합 처리한다.

3.1.2 154kV 이상 전기사용자에 대한 공급방안 검토의견을 전력거래소에 요청한다.

3.2 송전사업자

3.2.1 병렬운전 요청 발전기에 대한 연계선로의 보호관련 업무를 주관하며, 병렬운전 발전기에 대한 접속처리 내역과 기술적 특성자료를 전력거래소에 제출한다.

3.3 전력거래소

3.3.1 전력계통에 연계되는 병렬운전 발전기에 대한 기술자료를 검토한다.

3.3.2 154kV 이상 전기사용자에 대한 공급방안을 전력계통의 안정운전을 고려하여 검토의견을 전기판매사업자에게 제시한다.

3.4 병렬운전 발전기 설치자

3.4.1 병렬운전 발전기측 수전반의 보호계전기에 대한 정정 및 시험을 수행하고, 송전사업자에게 정정검토서를 제출한다.

3.4.2 병렬운전 발전기를 전력계통에 상시 연결하여 운전할 경우 전력계통의 원활한 운영을 위해 전기판매사업자 또는 송전사업자와 별도의 합의서를 체결한다.

4.0 참고자료

4.1 법, 시행령, 시행규칙

4.2 전력계통운영업무범위 고시

4.3 전기공급약관 및 동약관 시행규칙

4.4 장기 송변전 설비계획

5.0 용어의 정의

5.1 발전기병렬운전

발전기를 전력계통에 상시 연결하여 운전하는 것.

5.2 Flicker

전압변동에 따라 조명기기의 깜박임 등이 발생하는 현상

5.3 고조파

계통에서 전압 전류의 파형은 일정한 파형(정현파)을 표준으로 하고 있으나, 전기로와 같이 전력소비가 일정하지 않은 기기에 전력을 공급할 경우 이들 기기로부터 나타나는 정현파 이외의 파형

5.4 차단용량

전력계통에서 단락고장이나 지락고장 등에 의해 발생되는 고장전류를 차단할 수 있는 차단기의 차단능력

5.5 계약전력

계약상 사용할 수 있는 최대부하

5.6 최대부하

하루, 일년 등 어느 일정한 기간동안 1시간 평균전력의 최대인 전력 수요값

6.0 지침

6.1 발전기 병렬운전 관련 보호업무 지침

7.0 발전기병렬운전 처리절차

7.1 전기판매사업자는 송전사업자와 상호 협조하여 병렬운전 접속관련 업무를 처리한다

7.2 송전사업자는 발전기 설치 자가 제출한 수전반 보호계전기 정정검토서에 대한 보호협조 등 기술검토를 수행하고, 발전기 병렬운전 연계선로의 보호방식은 발전기 설치자와 상호협의하여 결정한다. 단, 전력거래소가 운영하는 전력계통에 연계되는 발전기의 연계선로 보호방식은 전력거래소와 협의하여 결정한다.

7.3 송전사업자는 병렬운전발전기 설치자가 전력계통망에 발전기 접속시 제출한 기술적 특성자료를 자료접수 후 2주일 이내 전력거래소에 제출한다.

7.4 전력거래소는 병렬운전 예정인 발전기가 전력계통에 미치는 영향 등의 기술적 사항(전압, 주파수, 조류 등)과 계통운영에 필요한 제반 내용을 검토하고, 전력계통운영에 지장이 있다고 판단될 경우, 검토결과를 송전사업자에게 통보한다.

7.5 전력거래소는 전력계통의 안정적 운영과 계통연계 발전기의 병렬운전에 필요한 제반 기술적 자료를 병렬운전 발전기 설치자에게 요구할 수 있다

8.0 공급방안 업무절차

8.1 전력거래소 검토대상

8.1.1 154㎸ 이상 신·증설 전기사용자중 송변전설비의 신설 또는 변경이 수반되는 경우

8.1.2 신설 또는 증설분 계약전력이 100㎿ 이상인 전기사용자

8.1.3 주택단지나 산업단지 등이 조성됨에 따라 변전소를 신설하여 전기를 공급하는 경우

8.2 공급방안 결정 처리절차

8.2.1 전기사업자는 8.1에서 정한 전기사용자의 전기사용 신청이 있을 경우 전력거래소에 공급방안 검토를 의뢰하며. 이때 제출하는 자료는 다음과 같다.

가. 고객기본사항

나. 전기사업자 공급방안(안)

다. 전기사용 해당 년도 전력계통도

라. 전기사용시 Flicker, 고조파 등의 발생여부

마. 기타 필요사항

8.2.2 전력거래소는 기술적, 경제적으로 적합한 공급방안을 검토하여 전기사업자에게 그 의견을 제시한다.

8.2.3 전기사업자는 최종 공급방안이 확정되면 전력거래소에 확정된 공급방안을 통보한다.

8.3 공급방안 검토 기준일정

8.3.1 전력거래소는 전기사업자의 전기공급방안 검토의뢰 공문 접수일로 부터 4주 이내에 검토 결과를 회신한다.

8.4 전기공급방안 검토시 수행하는 기술검토

8.4.1 사용프로그램 : 전력계통 해석 프로그램
단, 전력계통 해석프로그램 간 의미있는 결과의 차이가 발생할 경우에는, PSS/E 프로그램의 결과를 우선한다. <개정 2015.9.30.>

8.4.2 과부하 및 계통전압 검토

8.4.3 필요시 차단용량 검토

8.4.4 기술검토를 수행할 전력계통 해석 프로그램 DB file은 전력계통 중장기 계획시 적용하는 자료를 이용한다. <개정 2015.9.30.>

8.5 검토시 참고자료

8.5.1 예상최대부하 산정시 신증설 계약전력에 대한 수용율, 부등율 및 기타 전기사용자의 자연증가율 등은 고려하지 않은 동시 최대부하로 검토한다.

8.5.2 검토시점에서 기 검토된 고압이상 전기사용자의 공급방안이 있는 경우 그 계약전력을 가산하여 예상최대부하로 산정한다.

8.5.3 송변전설비의 건설지연 등의 사유가 있는 경우에는 유사 전기사용자의 수용율, 부등율 및 부하 절체 등을 고려하여 검토한다.

8.5.4 154㎸이상의 전압으로 공급하는 전기사용자는 인근의 변전소에서 인출하여 전력을 공급한다. 단, 불가피할 경우 신·증설 전기사용장소의 인근을 통과하는 154㎸선로가 주요 간선계통이 아니고 계통보호에 문제점이 없을 경우에는 송전선로에서 잠정적으로 T-분기 공급을 검토할 수 있다.

8.6 전기사업자는 전기사용자의 수전 시기나 전기사용 용량 등을 파악, 전력거래소에 통보하여 공급설비의 장기 유휴 설비가 발생되지 않도록 한다.

[별표 22]

시장시스템 운영 절차

1.0 목적

규칙 제8장의 규정에 의거 전력거래소의 입찰 및 계량시스템 등을 통칭하는 전력거래시스템과 정보공개시스템(이하 "시스템"이라 한다)의 운영절차를 정함으로써 공정하고도 효율적인 전력시장의 안정운영을 도모하는데 그 목적이 있다.<개정 2009.12.31>

2.0 적용범위

2.1 시스템의 설치 및 운영 기준

2.2 시스템의 유지보수 및 관리

2.3 기타, 재해로 인한 시스템 정지시 처리 절차

3.0 지침

3.1 법 및 동 시행령

4.0 책임

4.1 전력거래소 이사장

전력거래시스템과 정보공개시스템의 설치 및 안정적인 운영을 위하여 제반 설치계획의 수립은 물론 유지보수 및 관리를 철저히 하고 시스템 운영 전반에 대한 관리를 하며, 실질적인 유지보수 및 관리가 이루어질 수 있도록 담당자를 임명한다.

4.2 발전회원

전력시장의 정상적인 운영을 위해 계량설비의 설치, 관리 및 통신회선의 임대, 유지보수와 관리 및 비용을 지불하고 계량설비 장애시 계량값의 수동입력을 시행하여야 한다.

4.3 직접구매회원

전력시장의 정상적인 운영을 위해 계량설비의 설치, 관리 및 통신회선의 임대, 유지보수와 관리 및 관련비용을 부담한다.

4.4 보안관리자

전력거래소 전체의 시스템 보안 및 인증과 암호화체제의 신설, 변경 및 수정 업무를 수행한다.

4.5 입찰부서

본 규칙에 의하여 발전회원의 입찰 여부 및 입력된 기술적 특성자료의 검증 등을 수행한다.

5.0 용어의 정의

5.1 보안 관리자

전력거래의 비밀 보호와 시스템 보안을 위해 거래소 직원 중 전력거래소 이사장이 임명한 자를 말한다.

5.2 시스템운영부서

전력거래소에서 시스템의 운영업무를 담당하는 부서를 말한다.

5.3 입찰부서

전력거래소에서 전력거래의 입찰업무를 담당하는 부서를 말한다.

5.4 급전지시관리시스템<개정 2012.12.31>

전력거래소의 전력계통을 운용하는 부서가 발전회원에게 전력계통의 운용과 관련하여 지시하는 내용을 입력하고 관리하는 시스템을 말한다.

5.5 정보공개시스템

전력시장에 관한 전력거래, 계통운용 관련 정보를 저장하고 공개하는 시스템이며, 인터넷 홈페이지와 전자우편 등을 이용하여 이 규칙에 명시되어 있거나 정보공개위원회에서 결정된 정보공개 항목을 회원에게 제공하는 시스템을 말한다. <개정 2006.9.14., 2012.12.31>

5.6 거래 데이터

회원들의 업무수행을 위하여 전기사업법 및 본 규칙에서 정한 수요예측, 발전계획, 계통한계가격 등 전력거래 관련 데이터로서 정해진 시간 내에 데이터 공개가 이루어질 수 있도록 하여야 한다.

5.7 <삭제 2009.12.31>

5.8 전처리장치(FEP : Front -End Processor)

발전 및 직접구매 회원의 통신비용 절감을 위해 설치하는 장치로서 동일 구역내 일정량의 전력량계에서 취득되는 계량데이터를 취합하여 전송하는 설비를 말한다.

5.9 계량값(Metered Value)

계량설비로부터 전력거래시스템으로 직접 원격 취득되는 값을 말한다.

5.10 현장값

발전 또는 직접구매 회원 구내 배전반에 설치된 Analog Meter가 지시하는 값을 말한다.

5.11 접속계정관리자

회원이 자체 직원 중에서 선임한 자로서 전력거래소 시스템을 통하여 전력거래 자료를 통하여 전력거래 자료를 입력, 변경, 조회하는데 사용하는 계정을 관리하는 자를 말한다.<개정 2009.12.31>

6.0 참고자료

6.1 시스템운영업무편람<개정 2006.9.14>

7.0 절차

7.1 시스템 운영

7.1.1 기동 절차 및 방법은 "시스템 기동, 정지절차"(시스템운영업무편람)에 따른다.

7.1.2 시스템 가동시간은 일일 24시간 연속 가동을 원칙으로 한다.

7.1.3 전력거래소는 시스템 운영상의 중대한 장애 발생 또는 업무상 시스템 중지가 불가피할 경우, 사전에 정지계획을 회원에게 통지하고 시스템을 일시정지시킬 수 있다. 단, 사안이 긴급하여 정지계획을 수립할 수 없는 경우에는 이를 즉시 회원에게 통지하고 시스템을 정지시킬 수 있다.

7.1.4 전력거래소는 시스템 관련 프로그램과 데이터베이스의 수정이 필요한 경우 이 규칙 관련 조항과의 비교 검증을 위하여 이를 기록하고 일정기간 유지관리하여야 한다.<개정 2012.12.31>

7.1.5 전력거래소는 예기치 못한 사고로부터 시스템 정보의 보존 및 손상된 데이터의 신속한 복구를 위해 수시 또는 주기적으로 보조기억 매체에 보존작업을 수행한다.

7.1.6 전력거래소는 안정적인 시스템 운영과 장애 발생의 최소화를 위하여 시스템 및 부대설비의 예방정비를 아래와 같이 주기적으로 실시하여야 한다. <개정 2006.9.14>

7.1.6.1 매일 : 설비별 일일점검, 통신상태 점검

7.1.6.2 매월 : 월간 예방점검 및 설비점검(UPS, 전원 등)

7.1.6.3 분기 : 전체 설비 안전점검

7.1.7 전력거래소는 이 규칙에 명시되어 있으나 혹은 정보공개위원회에서 결정된 사항중 인터넷으로 공개하는 것은 정보공개시스템을 통하여 회원에게 제공한다. <개정 2006.9.14>

7.2 시스템 점검 및 변경

7.2.1 시스템운영부서는 매일 오전 10시에 입찰마감 상황을 점검한 후 미 입찰내역을 입찰부서로 통보하고, 입찰부서는 발전회원에게 확인하는 등 입찰에 대한 다중 점검(Cross Check)이 이루어질 수 있도록 하여야 한다.

7.2.2 시스템운영부서는 본 규칙에 정해진 시간 내에 관련 정보가 정보공개시스템에 표시되는 지의 여부를 점검하여야 한다.

7.2.3 시스템운영부서는 회원의 특별한 사유로 인하여 전력거래소 입찰부서의 문서화된 공식요청이 있을 경우 입찰 마감시간을 사전 변경할 수 있다.

7.2.4 시스템운영부서는 본 규칙에서 정해진 시간 내에 거래데이터의 전송 여

부를 확인하고, 장애 발생시 즉각 조치하되, 미해결시 이를 정보공개시스템을 이용하여 회원에게 공지하고 전력거래소내 관련 부서에 통지한다.

7.2.5 시스템운영부서는 계량자료의 원격취득 상황을 수시로 확인하고 미취득시 모뎀 및 전력량계의 상태를 점검한 후 통신회사의 통신통제부서와 발전회원의 협조를 통해 시험을 실시하여야 하며, 발전 및 직접구매 회원은 시험에 최대한 협조하여야 한다.

7.2.6 7.2.5항의 조치에도 불구하고 계량자료가 취득되지 않을 경우 전력거래소는 계량설비의 장애상황을 해당 회원에게 통지하고 해당 회원은 거래일 익일로부터 2일 이내에 정상화되도록 노력하여야 한다.

7.3 전력설비 신·증설 등에 따른 조치

7.3.1 전력거래소는 회원의 전력설비 신·증설 등에 따른 프로그램 및 제반설비의 설치에 적극 협조하여야 한다.

7.3.1.1 시스템운영부서는 시스템 접속계정 또는 전자인증 및 암호화 기능을 부여한다.<개정 2009.12.31>

7.3.1.2 입찰부서는 신규 발전기 및 발전기 정보 변경시 "발전설비정보등록시스템"을 이용하여 입력한다. <개정 2006.9.14>

7.3.1.3 <삭제 2009.12.31>

7.3.1.4 현장 계량설비 및 모뎀 등 통신회선과의 데이터 취득 온라인 시험을 실시한다

7.3.2 발전 및 직접구매 회원은 계량설비를 위한 통신회선을 전력거래시스템의 통신 인출점(분선함)까지 제공, 유지관리하고, 전력거래소에도 모뎀을 공급, 설치한 후 통신시험을 실시하는 등 설치작업에 적극 협력하여야 한다. 단, 발전 및 직접구매 회원이 필요에 의해 현장에 전처리장치 설치시에는 전력거래소에도 전처리장치를 공급, 설치한 후 온라인 시험을 실시하여야 한다. <개정 2009.12.31>

7.3.2.1 별표 7에서 정한 기준에 맞는 계량설비를 설치하고 유지관리하여야 한다.

7.3.2.2 계량설비 및 전처리장치의 도면을 제출하여야 한다.<개정 2009.12.31>

7.3.2.3 계량을 위한 통신회선을 설치하고 유지관리하여야 한다.<개정 2009.12.31>

7.4 회원의 준수사항 <개정 2006.9.14>

7.4.1 발전 및 직접구매 회원은 전력설비 신·증설시 전력거래시스템과의 접속을 위한 제반 요구사항의 준수 등을 위한 전력거래소 직원의 현장 출입 및 작업에 최대한 협조하여야 한다. 단, 준회원의 경우에는 요청이 있을 경우 사전 고지에 의해 설치한다. <개정 2009.12.31>

7.4.2 <삭제 2009.12.31>

7.4.2.1 <삭제 2009.12.31>

7.4.2.2 <삭제 2009.12.31>

7.4.2.3 통신규약 : PPP (TCP/IP)

7.4.3 발전회원은 전력거래소 계량시스템의 신·증설 및 프로그램 수정을 위해 정부의 "장기전원개발계획"을 토대로 익년도 계량설비 신·증설계획을 수립하고 전력거래소에 통보하여야 한다.

7.4.4 발전 및 직접구매 회원은 통신비용의 절감을 위해 전처리장치를 부착할 경우, 전력거래소 계량시스템과의 통신접속 및 원활한 데이터 취득을 위해 설치 1개월 전까지 전처리장치 설계도면에 대하여 전력거래소와 기술협의를 실시하여야 한다.

7.4.5 회원은 전력거래의 비밀 보호를 위해 전력거래소가 회원에게 부여한 접속계정(또는 인증번호)을 관리하는 사내 접속계정관리자를 선임하고 이를 전력거래소 보안관리자에게 통지하여야 한다. 접속계정관리자 변경의 경우에도 동일하다.

7.4.5.1 회원의 접속계정관리자는 해당 회원의 전력시장에 관한 정보가 유출되고 그로 인하여 피해가 발생될 경우 그 책임을 진다.

7.4.5.2 회원의 접속계정관리자는 매 1개월 단위로 회원 사내 접속자의 비밀번호가 변경되도록 하여야 한다.

7.4.6 발전 및 직접구매 회원이 일반 전화회선 및 전용데이터회선을 이용하여 입찰시스템을 사용시 발생하는 데이터통신요금은 회원이 지불하여야 한다.[신설 2006.9.14]<개정 2009.12.31>

7.5 시스템 장애시 조치

7.5.1 전력거래소는 지진, 홍수 등 천재지변이나 통신회사의 공동구 화재 등 제3자로 인하여 시스템 장애가 발생할 경우 이로 인한 피해보상을 면한다.

7.5.2 전력거래소는 시스템의 장애로 인해 전력시장이 중단되지 않도록 유지보수 및 관리를 철저히 하여야 하며, 그 기록을 유지, 관리하여야 한다.

7.5.2.1 전력거래소는 초기정산 이전에 입찰데이터의 누락 등 전력거래 절차의 일부 또는 전부가 중단될 경우 가격결정발전계획의 재수립을 통해 초기 및 최종정산을 실시한다.

7.5.2.2 전력거래소는 초기정산 이후 입찰데이터의 누락 등 전력거래 절차의 일부 또는 전부가 중단될 경우 제7장의 규정에 따른다.

[별표 23] [신설 2008.4.22.]

전력가격 안정 등을 위한 정산금 조정

1.0 목 적

규칙 제14.10조(전력가격 안정 등에 대한 조치)에 해당되는 발전사업자의 정산금조정에 관한 업무절차를 규정하는데 그 목적이 있다.

2.0 적용범위

본 별표는 규칙 제14.10조에 해당하는 발전사업자가 보유하는 발전기의 정산에 적용한다. 단, 양수발전기 및 신・재생에너지발전기는 제외한다.

3.0 책 임

3.1 전력거래소는 본 별표에 따라 전력거래 정산금의 조정이 공정하고 투명하게 수행되도록 하여야 한다.

3.2 판매사업자 및 발전사업자는 본 별표의 업무수행과 관련된 자료를 전력거래소가 요청하는 경우 요청기한 내에 해당 자료를 제출하여야 한다.

4.0 기본원칙

4.1 본 별표의 정산조정계수는 비용위원회에서 다음과 같은 사항을 고려하여 결정하여야 한다.<개정 2012.5.31>

4.1.1 정산조정계수는 규칙 제14.10조의 각호의 구분에 따라 산정한다.<개정 2009.12.31, 2012.5.31>

4.1.2 정산조정계수 적용으로 전원별 투자 우선순위는 바뀌지 않도록 결정하여야 한다. 단, 원자력, 국내탄 등과 같이 정부정책에 의해 운영되는 전원은 예외로 할 수 있다.<개정2012.5.31>

4.1.3 <삭제 2015.9.30>

4.2 정산조정계수는 연 1회 산정함을 원칙으로 하며 규칙 제2.2.2.8조에 의한 '발전비용평가 세부운영규정'이 별도로 정하는 사유가 있는 경우 매 분기별로 조정할 수 있다.<개정 2012.5.31>

4.3 정산금 조정액의 산정에 있어 국내탄발전기의 열량단가는 실제구매비용에서 전력산업 기반기금 지원액을 차감한 값(보정열량단가, AFC_i)을 사용한다.

4.3.1 비용위원회에서 결정한 열량단가 대신 전력산업 기반기금 지원금을 반영한 열량단가를 적용하며, 발전비용요소는 아래와 같다.

1. 2차증분가격계수(AQPCi) = $QHC_i \times AFC_i$
2. 1차증분가격계수(ALPCi) = $LHC_i \times AFC_i$,
3. 가격상수(ANLPC$_i$) = $NLHC_i \times AFC_i$

4.4 규칙 제14.10조 제1항 제3호 발전기의 전력거래대금은 기저전원비율, 계통한계가격 수준 등을 고려하여 원가절감을 유인할 수 있는 합리적 방법으로, 연료비, 운전유지비, 건설투자비 및 투자보수 등이 회수되도록 조정하되, 구체적 사항은 규칙 제2.2.2.8조에 의한 "비용평가 세부운영규정"에서 정한다. [신설 2012.5.31]

5.0 정산금 조정기준

5.1 최종 정산금 산정

발전사업자의 정산금 중 SEP, SCON, PCOFF, EBCO, XEGW는 별표 2의 정산기준에서 산정한 정산금 대신 본 별표에서 보정한 금액을 지급한다.

5.2 발전사업자의 정산금 조정

5.2.1 발전계획량 이내에서 실제 계량된 전력량에 대한 정산금 보정

발전계획량 이내에서 실제 계량된 전력량에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.1.가.①)에서 발전기의 연료비용를 차감한 값에 정산조정계수를 곱하여 조정금을 산정하며, 세부 산식은 아래와 같다. <개정2012.5.31>

$SEP_{i,t}$ = 0이면, XTSEPi,t = 0

그렇지 않으면,

$XTSEP_{i,t} = Max\ \{(SEP_{i,t} - [Max\ \{(SEP_{i,t} - SCSEP_{i,t}), 0\} \times \pi_i + SCSEP_{i,t}]), 0\}$

여기서,

π_i : 비용위원회에서 정한 국내탄(π_{dc}), 석탄(π_c) 및 원자력(π_n) 및 일반발전기(π_p)의 정산조정계수이며, 1보다 작거나 같다.<개정 2012.5.31>

$SCSEP_{i,t}$: 해당 발전기의 변동비로,

$QPCi \times Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t})^2 +$
$LPCi \times Min(PSE_{i,t}, MGO_{i,t}, RA_{i,t}, FCA_{i,t}) +$
$NLPC_i \times GF_{i,t}$

$GF_{i,t}$: $MGO_{i,t}$ = 0 이면 0, 그렇지 않으면 1

단, 국내탄 발전기의 경우, QPC_i 대신 $AQPC_i$를, LPC_i 대신 $ALPC_i$를, $NLPC_i$ 대신 $ANLPC_i$를 적용한다.<개정 2009.12.31, 2012.5.31>

가격결정발전계획의 발전량 이내에서 실제 계량된 전력량에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.1.가.①)은 아래와 같다.<개정 2009.06.30>

$SEPi,t - XTSEPi,t + RPCOFFi,t + XGESMPi,t > SCSEPi,t$ 이면

$RSEPi,t = SEPi,t - XTSEPi,t$

그렇지 않으면

$RSEPi,t = SCSEPi,t - RPCOFFi,t - XGESMPi,t$

5.2.2 실제 계량된 발전량이 발전계획량을 초과하는 경우 초과발전한 전력량에 대한 정산금 조정

계통제약으로 발전계획량을 초과한 전력량에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.1.가.②) 중 계통제약에 의한 정산금에서 변동비를 차감하고 정산조정계수를 곱하여 조정금액($XTSCON_{i,t}$)을 산정하며, 세부 산정수식은 아래와 같다.

$SCON_{i,t} = 0$이면, $XSCON_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

$$XTSCON_{i,t} = Max\{((SCON_{i,t} + AASCON_{i,t}) - [Max\{(SCON_{i,t} + AASCON_{i,t}) - SCCON_{i,t}, 0\} \times \pi_i + SCCON_{i,t}]), 0\}$$

단, 국내탄 발전기의 경우, QPC_i 대신 $AQPC_i$를, LPC_i대신 $ALPC_i$를, $NLPC_i$ 대신 $ANLPC_i$를 적용하고, $ASCON_{i,t} > 0$ 이면, $SCON_{i,t}$ 대신 $ASCON_{i,t}$를 적용한다. <개정 2009.12.31., 2012.5.31., 2016.5.12>

계통제약으로 가격결정발전계획의 발전계획량과 발전사업자가 발전을 요구한 최소발전량 중 큰 값을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.1.가.②)은 아래와 같다.

$RSCON_{i,t} = SCON_{i,t} + AASCON_{i,t} - XTSCON_{i,t}$ <개정2016.5.12.>

5.2.3 실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우, 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금 조정

실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우, 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.1.가.③)에 정산조정계수를 곱하여 조정금액($XTPCOFF_{i,t}$)을 산정하며, 세부 산정수식은 아래와 같다.<개정 2012.5.31>

$PCOFF_{i,t} = 0$이면, $XTPCOFF_{i,t} = 0$

그렇지 않으면,

$XTPCOFF_{i,t} = PCOFF_{i,t} \times (1 - \pi_i)$

단, 국내탄 발전기의 경우, QPC_i 대신 $AQPC_i$를, LPC_i대신 $ALPC_i$를, $NLPC_i$ 대신 $ANLPC_i$를 적용한다.<개정 2009.12.31, 2012.5.31>

실제 계량된 발전량이 발전계획량 미만인 경우, 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.1.가.③)은 아래와 같다.

$RPCOFF_{i,t} = PCOFF_{i,t} - XTPCOFF_{i,t}$

5.2.4 시운전 전력의 정산금 조정

상업운전 이전에 생산한 전력에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.7)에서 연료비용을 차감한 값에 정산조정계수를 곱하여 조정금액($XTEBCO_{i,t}$)을 산정하며, 세부 산정수식은 아래와 같다. <개정 2012.5.31>

$EBCO_{i,t} = 0$이면, $XTEBCO_{i,t} = 0$
그렇지 않으면,

$$XTEBCO_{i,t} = Max\{(EBCO_i - [Max\{ (EBCO_i - \sum_t SCEBCO_{i,t}), 0 \} \times \pi_i + Min(EBCO_i, \sum_t SCEBCO_{i,t})]), 0\}$$

여기서, $SCEBCO_{i,t}$: $QPCi \times MGO_{i,t}^2 + LPCi \times MGO_{i,t} + NLPC_i \times GF_{i,t}$

단, 국내탄 발전기의 경우, QPC_i 대신 $AQPC_i$를, LPC_i대신 $ALPC_i$를, $NLPC_i$ 대신 $ANLPC_i$를 적용한다.

상업운전 이전에 생산한 전력에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I.7)은 아래와 같다.

$REBCO_{i,t} = EBCO_{i,t} - XTEBCO_{i,t}$

5.2.5 공급가능용량 이상으로 급전지시한 전력량 정산금 조정

공급가능용량 이상으로 급전지시한 전력량 정산금에서 연료비용을 차감하고 그 값에 정산조정계수를 곱하여 조정금액($XTXEGW_{i,t}$)을 산정하며 세부 산정수식은 아래와 같다. <개정 2012.5.31>

$XEGW_{i,t} = 0$이면, $XTXEGW_{i,t} = 0$
그렇지 않으면,

$$XTXEGW_{i,t} = Max\{(XEGW_{i,t} - [Max\{(XEGW_{i,t} - XVC_{i,t}), 0\} \times \pi_i + XCP_{i,t} + Max(XVC_{i,t}, 0)]\}, 0\}$$

단, 국내탄 발전기의 경우, QPC_i 대신 $AQPC_i$를, LPC_i대신 $ALPC_i$를, $NLPC_i$ 대신 $ANLPC_i$를 적용한다.<개정 2009.12.31, 2012.5.31>

공급가능용량 이상으로 급전지시한 전력량에 대한 정산금(별표 2의 정산기준 I. 11.나)은 아래와 같다.

$RXEGW_{i,t} = XEGW_{i,t} - XTXEGW_{i,t}$

5.3 <삭제 2015.9.30>

6.0 전력산업기반기금지원대상 열병합발전기의 정산금 조정[신설 2009.12.31]

열병합발전 전력산업기반기금지원제도 폐지일부터 $GSCON_{i,t}$ 정산금은 다음과 같이 조정하여 지급한다.

$RGSCON_{i,t}$ = $GSCON_{i,t}$ × 열병합발전기 정산금 조정계수

여기서, 정산금 조정계수는 1.0446으로 하며 부칙(2009.12.31) 제2조에서 정한 발전계획시스템 보완완료일 이후부터는 1.0으로 한다.

[별표 24] [신설 2012.12.31]

비상시 전력시장운영 절차

1.0 목 적

규칙 제14.1조의 규정에 의거 천재지변・전시・사변, 경제사정의 급격한 변동, 기타 이에 준하는 사태가 발생하여 전력시장에서 정상적인 전력거래가 이루어질 수 없을 경우 전력시장의 운영절차를 규정함에 있다.

2.0 적용범위

2.1 본 절차는 다음의 각 호에 의해 전력시장에서 전력거래가 정상적으로 이루어질 수 없을 경우 적용한다.

1. 전력시장운영을 위한 핵심 거래시스템의 주요기능의 정지
2. 전력시장의 수요와 공급에 의한 정상적인 전력시장가격의 결정이 불가능
3. 연료의 긴급사용 등으로 비용평가위원회에 의해 확정된 연료비의 사용이 불가능
4. 기타 범국가적 사태로 전력시장의 운영이 불가능

2.2 적용대상

2.2.1 전력거래소

2.2.2 전력시장에 참여하는 전기사업자(발전사업자, 중개사업자, 판매사업자, 구역전기사업자 등), 자가용설비설치자, 직접구매자 등 <개정 2018.12.12.>

3.0 책 임

3.1 전력거래소

3.1.1 전력거래소는 전력시장에서 정상적인 전력거래가 이루어질 수 없는 경우 시장의 공정성을 유지하고 전력거래 기능이 신속히 복구될 수 있도록 최선을 다하여야 한다.

3.1.2 전력거래소는 정부에 대한 거래정지의 요청, 거래자에 대한 상황 통지, 전력시장비상위원회의 구성 및 운영, 기타 전력거래기능의 복구을 위한 조치 등의 업무를 수행한다.

3.2 발전사업자(구역전기사업자, 자가용전기설비설치자 포함), 중개사업자 및 판매사업자(구역전기사업자, 직접구매자 포함) <개정 2018.12.12.>

3.2.1 발전사업자, 중개사업자 및 판매사업자 등은 전력시장에서 정상적인 전력거래가 이루어질 수 없는 경우 시장이 공정성을 유지하고 거래기능이

신속히 복구되도록 최대한 노력하여야 한다. <개정 2018.12.12.>

3.2.2 발전사업자, 중개사업자 및 판매사업자 등은 전력시장의 공정성 유지와 거래기능 복구를 위한 조치를 적극 수용하고 협력해야 한다. <개정 2018.12.12.>

4.0 참고자료

해당 없음.

5.0 용어의 정의

이 절차에서 사용하는 용어는 규칙 제1.1.2조에서 정한 내용을 따르며 그 외의 사항은 다음과 같다.

5.1 전력거래의 정지

전력시장의 정상적인 운영을 통한 전력거래 기능이 정지됨을 말한다.

5.2 전력거래정지일

전력거래가 정지된 거래일로써 최소 단위는 1일이다.

5.3 전력거래 정지의 해제

전력거래 정지 후 다시 전력시장의 정상적인 운영이 가능한 상태로의 전환을 의미한다.

5.4 전력거래정지해제일

전력거래 정지가 해제되어 정상적인 전력시장의 운영이 가능한 거래일을 말한다.

5.5 전력거래시스템의 기능정지

전력거래시스템의 고장 및 전력거래시스템에 접속하기 위한 통신망의 운영불능 사태가 일정시간 이상 지속되어 전력시장의 정상적인 기능의 회복이 어려운 상태를 말한다.

5.6 대규모 부분정전

우리나라 전체 계통 내 광역정전이 상당기간 지속되어 전력시장의 정상적인 수요와 공급을 산정할 수 없는 상태를 말한다.

5.7 전력거래정지일 직전 유사일

전력거래정지일이 아닌 날로서 전력거래 정지 전 최근일 순으로 전력거래정지일과 전력수요패턴이 유사한 일자를 말하며, 전력거래정지일이 토요일, 일요일, 월요일인 경우의 유사일은 각 요일과 동일한 요일의 최근일, 그 외의 경우에는 그 외의 요일 중 최근일을 말한다.

6.0 지 침

해당 없음.

7.0 절 차

7.1 전력거래의 정지

7.1.1 전력거래 정지의 요건

전력거래소는 아래의 각 호에 해당되는 상황이 발생할 경우 산업통상자원부장관에게 전력거래 정지를 요청할 수 있다.

1. 입찰, 가격결정, 계량, 정산, 결제 등 전력시장 운영에 필수적인 주요 거래시스템 기능의 전부 또는 일부의 정지 및 통신망의 고장 등으로 정상적인 전력거래의 유지가 불가능한 경우
2. 전계통 정전 또는 대규모 부분정전 사태가 발생하여 수요과 공급에 의한 시장가격 결정이 불가능한 경우
3. 발전기 공급가능용량의 부족으로 전력시장의 공급이 수요에 미치지 못하여 시장가격 결정이 불가능한 경우
4. 국가적 비상사태 발생으로 다수의 발전소가 연료의 긴급사용 등으로 비용평가위원회에 의해 확정된 연료비용의 사용이 불가능한 경우
5. 기타 범국가적 사태의 발생으로 정상적인 전력거래가 불가능한 경우

7.1.2 전력거래 정지의 요청

전력거래소는 산업통상자원부장관에게 전력거래 정지를 요청할 수 있으며 요청 시 아래의 각 호에 대한 사항을 포함하여야 한다.

1. 전력거래정지일
2. 주요원인 및 조치계획
3. 기타 전력시장의 비상운영과 관련된 중요사항

7.1.3 전력거래 정지의 선언

전력거래소는 전력거래 기능 정지 요청에 대한 산업통상자원부장관의 승인 또는 산업통상자원부장관에 의한 전력거래 정지 명령이 있을 경우 즉시 전력거래의 정지를 선언하고 활용 가능한 통신수단을 이용하여 해당사항을 통지하여야 한다.

7.2 전력거래 정지 시 업무처리 기준

7.2.1 전력거래시스템 기능의 전부 또는 일부가 정지된 경우 아래와 같이 처리함을 원칙으로 한다.

7.2.1.1 입찰시스템의 기능의 전부 또는 일부가 정지된 경우, 입찰이 가능한 발전기의 입찰은 우선 반영하되 입찰이 불가능한 발전기는 거래일의 가장 최근에 제출된 전력거래정지일 전일의 유효한 입찰자료의 같은 시간대

값을 적용하여 가격결정발전계획 등을 수립하고 시장가격을 결정한다. 다만, 발전기의 정비 개시 또는 완료 등으로 인해 전일의 유효한 입찰자료 대비 공급가능용량의 변동이 명확한 경우에는 이를 반영할 수 있다.

7.2.1.2 가격결정시스템의 기능이 전부 또는 일부가 정지된 경우에는 해당 시스템의 기능이 복구되는 즉시 가격결정발전계획 등을 수립하여 반영하되 그 기능의 복구가 불가능한 경우에는 전력거래정지일 직전 유사일의 시장가격을 기준으로 하되 전력거래정지일과 전력거래정지일 직전 유사일의 월이 다른 경우에는 월별 연료가격의 변화율을 고려할 수 있다.

7.2.1.3 계량시스템의 기능이 전부 또는 일부가 정지된 경우에는 규칙 제4.1.2조 및 규칙 별표7의 7.2 기준에 따라 우선 처리하되 계량시스템의 정상복구 후 정산금 차액이 발생한 경우 그 차액분은 추가 정산한다.

7.2.1.4 정산시스템, 결제시스템의 기능이 전부 또는 일부가 정지된 경우에는 지체없이 정산 또는 결제가 중단됨을 회원사에 공지하여야 하며, 7.5.1에 따라 조정된 일정에 맞춰 다음과 같이 처리한다.

7.2.1.4.1 정산시스템이 복구되기 전까지 수동 정산시에는 7.4.1.3의 비상위원회에서 정한 정산금 지급기준에 따른다.

7.2.1.4.2 결제시스템이 복구되기 전까지 시장은행과 협의하여 시장은행 협약에 따라 처리한다.

7.2.2 전력시장의 수요와 공급에 의한 시장가격 결정이 불가능한 경우 아래와 같이 처리함을 원칙으로 한다.

7.2.2.1 전계통 정전 또는 대규모 부분정전이 발생하여 전력시장의 정상적인 수요와 공급을 산정하기 어려운 경우 정전 미발생을 상정하여 예측된 전력수요 및 발전기 공급가능용량을 기준으로 가격결정발전계획 등을 수립한다. 다만, 발전기 중 정전 미발생 시를 상정한 공급가능용량이 있으나 정상적인 전력공급이 불가능한 발전기의 가격결정발전계획 발전량(PSE)은 0으로 조정한다.

7.2.2.2 발전기 공급가능용량의 부족으로 전력시장의 공급이 수요에 미치지 못한 경우 가격결정발전계획 발전량(PSE)은 발전기가 최종 입찰한 시간대별 공급가능용량을 동일하게 적용한다. 다만, 전력시장가격은 전력거래정지일 직전 유사일의 시장가격을 기준으로 하되 전력거래정지일과 전력거래정지일 직전 유사일의 월이 다른 경우에는 월별 연료가격의 변화율을 고려할 수 있다.

7.2.3 국가적 비상사태 발생으로 다수의 발전소가 연료의 긴급사용 등으로 비용평가위원회에 의해 확정된 연료비용의 사용이 불가능한 경우는 아래와 같이 처리한다.

7.2.3.1 비용평가위원회에서 사전 의결된 연료비용 등을 통하여 수립된 가격결정발전계획, 시장가격에 따라 정산하되 추후 해당 전력거래정지일에 대한 연료비용을 비용평가위원회에서 별도로 의결한 경우 별표2의 대체연료사용발전기와 동일하게 정산한다.

7.2.4 기타 사유로 인해 정상적인 전력거래가 불가능한 경우에는 그 사유에 따라 7.2.1 또는 7.2.3을 준용하여 적용하되 필요한 경우 별도로 정할 수 있다.

7.3 전력거래 정지의 해제

7.3.1 전력거래 정지 해제의 요청

전력거래소는 산업통상자원부장관에게 전력거래 정지의 해제를 요청할 수 있으며 요청 시 아래의 각 호에 대한 사항을 포함하여야 한다.

1. 전력거래정지 해제일
2. 전력거래정지 해제사유
3. 기타 전력시장의 비상운영과 관련된 중요사항

7.3.2 전력거래 해제의 선언

전력거래소는 전력거래소의 전력거래 정지 해제 요청에 대한 산업통상자원부장관의 승인 또는 산업통상자원부장관에 의한 전력거래 정지 해제 명령이 있을 경우 즉시 전력거래 정지의 해제를 선언하고 활용 가능한 통신수단을 이용하여 해당사항을 통지하여야 한다.

7.4 전력시장비상위원회의 운영

7.4.1 전력거래소는 전력시장 비상시 신속하고 공정한 전력시장의 운영 등을 위하여 전력시장비상위원회(이하 "비상위원회"라 한다.)를 둔다.

7.4.1.1 비상위원회의 위원장은 전력거래소 이사장으로 하며 위원은 규칙개정위원회, 비용평가위원회, 정보공개위원회, 시장감시위원회, 분쟁조정위원회 등 전력거래소가 운영하는 전력시장 관련 위원회의 위원(위원장 포함) 중 전력거래소 이사장이 위촉함을 원칙으로 하되 전력거래정지 사유 등에 따라 그 외에서 별도 위촉할 수 있다.

7.4.1.2 비상위원회는 위원장을 포함하여 6인 이상 9인 이내의 위원으로 구성하며 원활한 운영을 위하여 간사 1인을 두며 간사는 전력거래소 이사장이 지명한다.

7.4.1.3 비상위원회는 아래 각 호의 사항에 대해 심의·의결 한다.

1. 전력거래 정지 및 정지해제에 대한 제안 및 건의
2. 전력거래 정지 및 정지해제에 대한 조사·분석·평가 및 관련보고서 발행
3. 전력거래정지일에 대한 전력가격 기준, 정산금 지급기준 및 산정결과 등의 결정
4. 관련 기관·기구·위원회에 전력시장 복구를 위한 행정·재정·금융상의

지원을 요청 등 전력시장 피해 최소화를 위한 각종 조치의 시행

5. 기타 전력거래 정지와 관련된 중요사항

7.4.1.4 비상위원회의 소집은 위원장이 한다. 다만, 위원장 유고 등 불가피한 경우 전력거래소 소속 위원이 소집할 수 있다.

7.4.1.5 비상위원회를 소집하는 경우 부의안건 및 관련 자료를 개최예정일의 1일 전까지 전 위원에게 통지하여야 한다. 단, 위원장은 긴급을 요하는 경우 서면결의에 의한 의안 처리를 결정할 수 있다.

7.4.1.6 의결이 필요한 안건은 위원장 및 위원이 제안할 수 있다.

7.4.1.7 비상위원회의는 재적위원 과반수가 출석하고, 출석위원 과반수의 찬성으로 의결하며, 표결시 위원장은 표결에 참여한다. 다만, 표결결과가 가·부 동수인 경우에는 부결된 것으로 본다.

7.4.1.8 전력거래소, 정부, 회원사를 대표하는 위원이 부득이한 사유로 비상위원회에 참여할 수 없는 경우에는 대리인으로 하여금 참석할 수 있으며 이 경우 대리인은 위임장을 회의시작 전까지 위원장에게 제출하여야 한다.

7.4.1.9 비상위원회는 필요한 경우 상정된 의안의 관계인을 출석시켜 심의에 필요한 사항을 질문할 수 있다.

7.4.1.10 비상위원회의 간사는 위원장의 서명날인을 받아 의안과 함께 전력거래소에 보관하고 그 의사록을 10일 이내에 전 위원에게 송부하여야 하며, 서면결의 경우에도 동일하다.

7.4.1.11 비상위원회와 실무협의회 위원장 및 위원에게는 회의참석 여비, 비상위원회 또는 실무협의회의 활동과 관련된 출장여비, 자료 분석 등에 필요한 수용비 및 수수료 등을 지급할 수 있다.

7.4.2 전력거래소는 필요한 경우 비상위원회 산하에 실무협의회를 둘 수 있다.

7.4.2.1 실무협의회는 의장을 포함한 10인 이상 13인 이내로 하며 규칙개정위원회, 비용평가위원회, 정보공개위원회, 시장감시위원회, 분쟁조정위원회 등 전력거래소가 운영하는 전력시장 관련 위원회의 실무협의회 위원(의장 포함) 또는 전력거래정지 사유 등에 따라 그 외에서 의장의 위촉으로 비상위원회에서 결정한다.

7.4.2.2 실무협의회의 원활한 운영을 위하여 실무협의회에 간사 1인을 두며, 동 간사는 전력거래소 이사장이 지명하고, 위원이 간사를 겸할 수 있다.

7.4.2.3 실무협의회 소집은 의장이 한다. 다만, 의장 유고 등 불가피한 경우 전력거래소 소속 위원이 소집할 수 있다.

7.5 전력거래 일정의 조정에 대한 조치

7.5.1 전력거래소는 전력거래정지일 기간 동안 규칙 제2.3.1조, 제2.3.8조,

제4.2.5.2조, 제4.2.5.7조, 제4.3.1조, 제4.3.2조, 제5.7.1조 및 별표4, 별표6, 별표8에서 규정된 주요 전력거래 일정에도 불구하고 이를 조정하여 운영할 수 있다.

7.5.2 전력거래소는 7.5.1에 따라 조정된 일정을 전력거래정지일로부터 7일 이내에 모든 회원사에게 공지하여야 한다.

7.5.3 전력거래정지 기간 동안 7.5.1의 일정에 따라 전력거래대금 등을 부담 또는 지급하는 것은 채무불이행으로 보지 아니한다.

[별표 25] [신설 2013.2.28]

공급인증서 거래시장 운영, 정산 및 결제 절차

1.0 목적

규칙 제11.1.8조, 제11.2.4조의 규정에 의거 공급인증서 거래시장 운영, 정산 및 결제에 대한 세부적인 절차를 정하여 원활한 공급인증서 거래시장 운영을 도모하는 데 있다.

2.0 적용범위

본 별표는 공급인증서 거래시장 운영, 의무이행비용 정산 및 결제 등에 대하여 적용한다.

3.0 책임

3.1 전력거래소이사장

공급인증서 거래시장 운영, 의무이행비용 정산 및 결제 관련 업무 처리를 공정하고 정확히 처리되도록 총괄 관리한다.

3.2 공급인증서 거래회원

공급인증서 거래행위에 대하여 책임이 있으며, 본 별표에서 정한대로 올바른 거래행위를 통하여 공급인증서 거래시장이 안정적으로 운영되도록 노력하여야 한다.

3.3 공급의무자

신재생에너지 공급의무화제도의 의무이행비용 정산을 위한 증빙자료를 전력거래소에 제출하여야 하며, 제출자료에 대한 책임이 있다.

4.0 참고자료

4.1 신재생에너지법

4.2 전력거래소 정관

5.0 용어의 정의

5.1 공급인증서 거래회원

공급인증서 거래시장 참여를 위하여 전력거래소 회원으로 등록한 자를 말하며 회원의 권리 및 의무는 전력거래소 정관 제2장 제2절에 따른다.

5.2 의무공급량

신재생에너지법 제12조의5제2항에 따라 공급의무자가 연도별로 신재생에너지 설비를 이용하여 공급하여야 하는 발전량으로서 신·재생에너지 공급의무화제도 관리 및 운영지침(이하 "신재생에너지법 지침"이라 한다) 제4조에 따라 산업통상자원부장관이 최근 공고한 양을 말한다.

5.3 REC(Renewable Energy Certificate)

공급인증서의 발급 및 거래단위로서 공급인증서 발급대상 설비에서 공급된 MWh기준의 신재생에너지 전력량에 대해 가중치를 곱하여 부여하는 단위를 말한다.

5.4 매도자

거래시장에서 공급인증서를 판매하는 자를 말한다.

5.5 매수자

거래시장에서 공급인증서를 구매하는 자를 말한다.

5.6 주문

공급인증서 거래를 위하여 거래시장에 매도 또는 매수 의사표시를 하는 것을 말한다.

5.7 매도주문

매도자가 공급인증서를 판매하기 위하여 수량과 가격을 제출하는 것을 말한다.

5.8 매수주문

매수자가 공급인증서를 구매하기 위하여 수량과 가격을 제출하는 것을 말한다.

5.9 시가 [신설 2017.2.28.]

현물시장 매매거래시간 개시 후 양방향 입찰방식에 따라 형성되는 최초의 가격을 말한다.

5.10 종가 [신설 2017.2.28.]

현물시장 매매거래시간 종료시까지 양방향 입찰방식에 따라 형성되는 최종

가격(기세를 포함한다)을 말한다.

5.11 기세 [신설 2017.2.28.]
현물시장 매매거래시간 종료시까지 양방향 입찰방식에 따른 매매거래가 성립되지 아니한 경우 6.2.4.2의 매매기준가격보다 낮은 매도주문이 있는 경우에는 가장 낮은 매도주문의 가격을, 높은 매수주문이 있는 경우에는 가장 높은 매수주문의 가격을 말한다. 다만, 주문접수 시간 중에 매매거래가 중단되어 당일 중 매매거래가 재개되지 아니한 경우에는 기세로 보지 아니한다.

5.12 RPS 의무이행비용 정산용 발전기 [신설 2017.12.29.]
신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리·운영지침에 따라 공급의무자에게 의무이행비용 정산을 위해 만들어진 가상의 발전기를 말한다.

6.0 공급인증서 거래시장의 운영

6.1 경매방식에 의한 거래

6.1.1 경매방식거래의 주문

6.1.1.1 주문의 수량단위는 1REC로 하며 가격단위는 100원으로 한다. <개정 2016.5.12.>

6.1.1.2 매도자는 공급인증서 거래시장에 매도수량과 경매개시가격이 포함된 매도주문을 하여야 하며, 매도주문 마감일 전일까지 발급 완료된 공급인증서를 대상으로 한다.

6.1.1.3 매수자는 공급인증서 거래시장에 매도주문별로 입찰가격이 포함된 매수주문을 하여야 한다. 이때, 매수주문은 매도주문별 매도수량 전량을 구매하는 것으로 하며 입찰가격은 매도주문별 경매개시가격 이상이어야 한다.

6.1.2 경매방식의 주문시간

6.1.2.1 경매방식에 의한 현물시장의 매도주문시간은 시장개설 전전일 09시부터 시장개설 전일 15시까지로 한다. 단, 매도주문일은 실 근무일을 기준으로 지정한다. [신설 2014.9.1.]

6.1.2.2 매도자는 제1항에 의한 주문시간 내에 공급인증서 거래시장에 매도주문을 하여야 하며, 매도주문시간 마감 10분 전까지 제출한 매도주문을 수정할 수 있다.

6.1.2.3 전력거래소는 매도주문마감일 16시까지 매도가격대별 매도주문을 분류한 후 매도가격대별 매수주문시간을 25분 또는 55분 단위로 구분하여 공지한다. <개정 2014.9.1.>

6.1.2.4 매수자는 전력거래소가 공지한 매수주문시간 내에 매수주문을 하여야 하며, 매수주문 마감 5분 전까지 제출한 매수주문을 수정할 수 있다.

6.1.2.5 주문시간이 경과하면 매도자 및 매수자는 주문을 철회하거나 취소할 수 없다.

6.1.3 경매방식의 매매체결방법

6.1.3.1 개별 매도주문에 대하여 다음의 순서에 따라 매수자를 확정한다.

① 최고 매수가격을 제시한 자

② 매수주문을 먼저 제출한 자

6.1.3.2 전력거래소는 매매체결 당사자에게 매매가격, 매매수량, 거래수수료 등을 포함한 매매체결 결과를 별지 제93호 서식에 따라 매매체결 즉시 통보한다.

6.2 양방향 입찰방식에 의한 거래

6.2.1 양방향 입찰방식의 주문

6.2.1.1 주문의 수량단위는 1REC로 하며 주문의 가격단위는 100원으로 한다. <개정 2017.2.28.>

6.2.1.2 매도자는 공급인증서 거래시장에 매도수량과 매도가격이 포함된 매도주문을 하여야 하며, 매도주문 마감일 전일까지 발급 완료된 공급인증서를 대상으로 한다.

6.2.1.3 매수자는 매수수량과 매수가격이 포함된 매수주문을 공급인증서 거래시장에 제출하여야 한다.

6.2.2 양방향 입찰방식의 주문시간

6.2.2.1 양방향 입찰방식에 의한 현물시장의 매도 및 매수주문시간은 현물시장 개장시간부터 폐장시간까지로 한다. <개정 2017.2.28.>

6.2.2.2 전력거래소는 규칙 제11.1.6조 제5항에 따라 매매거래시간을 변경하거나 그 밖에 시장관리상 필요하다고 인정하는 경우에는 주문시간을 변경할 수 있다. [신설 2017.2.28.]

6.2.2.3 매도주문 및 매수주문은 매매가 체결되기 전까지 수정할 수 있다. <번호변경 2017.2.28.>

6.2.2.4 주문시간이 경과하면 매도자 및 매수자는 주문을 철회하거나 취소할 수 없다. <번호변경 2017.2.28.>

6.2.3 양방향 입찰방식 주문의 효력 [신설 2017.2.28.]

6.2.3.1 주문은 접수된 때부터 당일 매매거래가 성립되는 때까지 효력을 가지며, 매매거래가 성립되지 아니한 경우 당일 매매거래시간 종료시까지 효력을 가진다. 다만 다음 각 호의 경우 전력거래소는 주문의 효력을 제한할 수 있다.

1. 6.2.6.4에 따라 매매거래가 중단된 경우 해당 중단기간 중 입력된 주문(취소주문은 제외한다)
2. 그 밖에 전력거래소가 주문의 효력을 인정하는 것이 불합리하다고 인정하는 주문

6.2.3.2 주문이 접수된 후 매매거래가 성립하지 아니한 경우 주문수량의 전부 또는 일부를 취소하거나 다른 가격으로 정정할 수 있다. 이 경우 주문의 효력은 정정주문을 접수한 때 발생한다.

6.2.3.3 동일한 설비에 대하여 양방향 입찰방식에 따른 매매거래 주문과 계약시장 매매거래에 따른 수리되지 않은 매매거래 신고가 동시에 존재할 경우 양방향 입찰방식 매매거래 주문의 효력이 우선한다.

6.2.3.4 계약시장 매매거래에 따른 수리되지 않은 계약건의 공급인증서에 대해서는 현물시장 참여를 제한하고 이를 위반하여 현물시장에서 매도할 경우 해당 매도자에 대해 60일간 현물시장 참여를 제한할 수 있다.

6.2.4 양방향입찰방식 주문의 관리 [신설 2017.2.28.]

6.2.4.1 주문은 가격제한폭을 정할 때 기준이 되는 가격(이하 "매매기준가격"이라 한다)을 기준으로 상한가(주문을 할 수 있는 가장 높은 가격을 말한다. 이하 같다)보다 높거나 하한가(주문을 할 수 있는 가장 낮은 가격을 말한다. 이하 같다)보다 낮은 가격으로 하여서는 아니 된다.

6.2.4.2 매매기준가격은 다음 각 호와 같이 정한다.

1. 최초 매매거래일의 경우 경매방식에 의한 마지막 거래일의 평균가
2. 직전 매매거래일의 종가
3. 직전 매매거래일의 종가가 없는 경우는 직전 매매거래일의 매매기준가격

6.2.4.3 전력거래소는 6.2.4.2에도 불구하고 매매거래의 상황에 이상이 있거나 그 밖에 시장관리상 필요하다고 인정하는 경우에는 매매기준가격을 달리 정할 수 있다.

6.2.4.4 가격제한폭은 매매기준가격에 100분의 30을 곱하여 산출한 금액(해당 금액 중 주문가격 단위 미만의 금액은 절사한다)으로 한다.

6.2.4.5 상한가는 매매기준가격에 가격제한폭을 더한 가격(해당 가격이 주문가격단위와 일치하지 아니하는 경우에는 그 가격보다 낮고 주문가격단위와 일치하는 가격 중 그 가격에 가장 가까운 가격으로 한다)으로 하고, 하한가는 매매기준가격에서 가격제한폭을 뺀 가격(해당가격이 주문가격단위와 일치하지 아니하는 경우에는 그 가격보다 높고 주문가격단위와 일치하는 가격 중 그 가격에 가장 가까운 가격으로 한다)으로 한다.

6.2.4.6 전력거래소는 6.2.4.4 및 6.2.4.5에도 불구하고 매매거래의 상황에 이상이 있거나 그 밖에 시장관리상 필요하다고 인정하는 경우에는 가격제한폭,

상한가 또는 하한가를 달리 정할 수 있다.

6.2.5 양방향 입찰방식의 매도 및 매수주문의 제한 [신설 2017.2.28.]

6.2.5.1 매도자는 자신이 소유하고 있는 공급인증서 수량을 고려하여 매도가능수량 이내에서 공급인증서를 매도주문 할 수 있다.

6.2.5.2 6.2.5.1의 매도가능수량이란 다음 각 호 중 제1호의 수량에서 제2호부터 제4호까지의 수량을 뺀 수량을 말한다.

1. 회원이 소유하고 있는 수량
2. 당일 매도주문을 제출한 수량
3. 매매체결 후 소유권이전이 완료되지 않은 수량
4. 다음 각 목에서 정하는 매도제한수량

가. 현물시장 밖에서 매도한 수량

나. 그 밖에 발급취소 등의 사유로 공급인증서의 수량이 감소될 것으로 예상되는 수량

6.2.5.3 매수자는 거래증거금계좌(매수대금의 사전 징수를 위하여 결제은행에 개설한 전력거래소 명의의 계좌를 말한다)에 납부한 금액 및 당일 매도·매수대금 등을 고려하여, 6.2.5.5에서 정하는 매수가능금액 이내에서 공급인증서를 매수주문할 수 있다.

6.2.5.4. 거래증거금(부가세를 포함한 금액)은 수수료 등 매매거래에 소요되는 비용과 다음 각 호 중 어느 하나의 금액의 합계액을 말한다.

1. 매수주문 접수에 그치는 경우 : 당일 접수한 매수주문 금액
2. 매수주문 접수 후 거래가 성립하는 경우 : 당일 매수거래가 성립된 금액
3. 매수주문 접수 후 주문을 취소하는 경우 : 당일 취소 후 남은 나머지 매수주문 금액

6.2.5.5 매수가능금액이란 거래증거금계좌에 납부한 금액에서 거래증거금(부가세를 포함한 금액)을 뺀 금액을 말한다.

6.2.5.6 전력거래소는 6.2.5.1 및 6.2.5.3의 규정 준수 여부를 확인하기 위하여 매도자 및 매수자에게 관련 자료의 제출을 요구할 수 있다.

6.2.6 양방향 입찰방식의 매매거래 성립방법 <번호변경 및 개정 2017.2.28.>

6.2.6.1 매매가격은 복수의 매도자와 복수의 매수자간 경합에 의한 경쟁매매로 결정한다. <개정 2017.2.28.>

6.2.6.2 주문의 우선순위는 다음 각 호와 같다. <번호변경 및 개정 2017.2.28.>

1. 낮은 가격의 매도주문은 높은 가격의 매도주문에 우선하고, 높은 가격의 매수주문은 낮은 가격의 매수주문에 우선한다.
2. 같은 가격의 주문 간에는 주문이 접수된 시간적 선후에 따라 먼저 접수된 주문이 뒤에 접수된 주문에 우선한다.

6.2.6.3 6.2.6.2에 따른 가격은 매도주문과 매수주문의 경합에 따라 가장 낮은 가격의 매도주문과 가장 높은 가격의 매수주문이 합치되는 경우 가장 먼저 접수된 주문의 가격으로 하고 6.2.6.1에 따른 주문의 우선순위에 따라 합치되는 주문 간에 매매거래를 성립시킨다. [신설 2017.2.28.]

6.2.6.4 전력거래소는 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 경우에는 매매거래를 중단 할 수 있다. 다만, 매매거래 중단 후 그 사유가 해소되는 경우 또는 시장관리상 필요하다고 인정하는 경우에는 매매거래를 재개할 수 있다.

1. 공급인증서 거래시스템의 장애 발생으로 정상적인 매매거래를 할 수 없는 경우
2. 매매거래가 폭주하여 신속하게 매매거래를 성립시킬 수 없다고 인정되는 경우
3. 그 밖에 전력거래소가 시장관리상 필요하다고 인정하는 경우

[신설 2017.2.28.]

6.2.6.5 전력거래소는 양방향 입찰방식의 공급인증서 거래시장을 운영하는 업무를 함에 있어서 다음 각 호의 어느 하나에 해당하는 사유로 주문의 내용에 부합되지 아니하게 성립된 매매거래(이하 "착오매매"라 한다)를 정정할 수 있다.

1. 공급인증서 거래시스템의 장애
2. 공급인증서 거래시스템의 프로그램 운영상의 장애
3. 그 밖에 거래소가 필요하다고 인정하는 사유

[신설 2017.2.28.]

6.2.6.6 착오매매 발생 시 거래당사자의 협의 후 공급인증서 거래시스템을 통해 전력거래소 담당자가 거래를 취소 또는 정정 할 수 있도록 한다. [신설 2017.2.28.]

6.2.6.7 전력거래소는 거래 당사자에게 매매가격, 매매수량, 거래수수료 등을 포함한 매매체결 결과를 별지 제93호 서식에 따라 매매체결 즉시 통보한다. <번호변경 및 개정 2017.2.28.>

6.3 공급인증서 매매대금의 정산 및 결제(계약시장 및 경매방식에 의한 거래의 경우) <개정 2017.2.28.>

6.3.1 공급인증서 매매대금의 정산 및 등록 <개정 2017.2.28.>

6.3.1.1 전력거래소는 계약시장 거래에 대해 거래당사자에게 거래가격, 거래수량 등을 포함한 내용을 별지 제94호 서식에 따라 통지할 수 있다. <개정 2017.2.28.>

6.3.1.2 6.1.3.2 및 6.3.1.1에 의해 통지를 받은 매도자는 전력거래소가 제공하는 정보에 의거하여 매수자에게 매매대금을 청구하여야 하며, 매수자는

청구일로부터 14일 이내에 거래대금을 결제하여야 한다.

6.3.1.3 거래당사자는 거래대금의 정산결과를 결제일로부터 5근무일 이내에 전력거래소 공급인증서 거래시스템에 등록하여야 한다.

6.3.1.4 전력거래소는 6.3.1.3의 등록 기한을 초과한 사업자 및 그 횟수를 공급인증서 거래시스템에 주기적으로 공지한다. <개정 2017.2.28.>

6.4 공급인증서 거래수량의 확정 및 결제대금의 정산 및 결제 (양방향 입찰방식에 의한 거래의 경우) [신설 2017.2.28.]

6.4.1 공급인증서 거래수량 및 결제대금의 확정

6.4.1.1 거래당사자가 전력거래소에 납부하거나 전력거래소로부터 수령하는 공급인증서의 거래수량은 매매거래가 성립된 공급인증서 거래수량의 합계로 확정한다.

6.4.1.2 거래당사자가 전력거래소에 납부하거나 전력거래소로부터 수령하는 결제대금은 다음 각 호의 방법으로 산출하여 확정한다.

1. 매수자가 납부할 결제대금은 매매거래가 성립된 매매가격에 거래수량을 곱한 금액(이하 "매매대금"이라 한다)과 거래수수료(부가가치세를 포함한 금액)의 합계금액으로 확정한다.
2. 매도자가 수령할 결제대금은 매매대금에서 거래수수료(부가가치세를 포함한 금액)를 차감한 금액으로 확정한다.

6.4.2 결제내역의 통지

6.4.2.1 전력거래소는 확정된 공급인증서 및 결제대금의 내역(이하 "결제내역"이라 한다)을 공급인증서 거래시스템으로 전송하거나 그 밖의 방법으로 거래당사자에게 통지한다.

6.4.2.2 전력거래소는 결제내역을 확정한 때에 그 내역을 지체 없이 거래당사자에 통지하며, 거래당사자는 결제내역을 통지한 때 그 내역을 확인한 것으로 본다.

6.4.3 매매대금의 청구

6.4.3.1 매도자는 6.4.2.1의 통지에 따라 매매거래 성립일로부터 14일 이내에 전력거래소에 매매대금에 대한 세금계산서를 발급하여야 한다.

6.4.3.2 전력거래소는 6.4.3.1의 세금계산서 발급일로부터 14일 이내에 매수자에게 매매대금에 대한 세금계산서를 발급하여야 한다.

6.4.3.3 전력거래소는 6.4.3.1의 세금계산서 발급기한을 초과한 사업자에 대해 해당 초과일로부터 60일간 거래시장 참여를 제한할 수 있다.

6.4.4 결제지시

6.4.4.1 전력거래소는 거래당사자가 납부하여야 할 공급인증서 및 결제대금을 모두 납부한 경우에는 다음 각 호의 자에 대하여 공급인증서 이전 및 결제대금

지급의 지시(이하 "결제지시"라 한다)를 한다.

1. 공급인증서의 경우 : 공급인증서 거래시스템에서 자체 처리 후 신재생에너지법 제31조에 따른 신·재생에너지센터에 통지
2. 결제대금의 경우 : 결제은행에 이체를 지시

6.4.4.2. 전력거래소는 6.4.4.1의 결제대금 이체를 위한 결제은행을 지정하여야 하며, 결제은행의 업무에는 다음 각 호의 사항이 포함된다.

1. 결제은행계좌의 제공 및 관리
2. 전력거래소의 지시에 따른 결제대금이체

6.4.4.3. 전력거래소는 결제은행이 다음 각 호에 해당하는 경우에는 그 지정을 해지할 수 있다.

1. 규칙에서 정한 결제은행의 책무를 이행하지 아니한 경우
2. 전력거래소와 결제은행 간에 체결한 약정에 대한 중대한 위반행위를 한 경우
3. 결제은행으로 지정된 금융기관이 결제은행으로서의 임무를 정상적으로 수행할 수 없는 것으로 판명되는 경우
4. 전력거래소와 지정된 금융기관 쌍방이 결제은행의 지정해지를 합의한 경우

6.4.4.4 6.4.4.1의 결제대금 지급의 지시는 6.4.3.1의 세금계산서 발급일로부터 5일 이내로 한다.

6.4.5 공급인증서 및 결제대금의 이전・지급

6.4.5.1 결제지시가 있는 경우 전력거래소는 통지받은 결제내역에 따라 공급인증서를 전력거래소의 공급인증서 거래계정에서 공급인증서를 수령할 거래당사자의 공급인증서 거래계정으로 이전하여야 한다.

6.4.5.2 결제지시가 있는 경우 결제은행은 결제대금을 결제계좌에서 결제대금을 수령할 거래당사자의 결제계좌(회원이 결제대금 수령을 위하여 사전에 전력거래소로 통지한 자기명의의 계좌를 말한다)로 즉시 지급하여야 한다.

6.4.5.3 전력거래소는 매도자에게 공급인증서 매매대금을 지불함으로써 책임을 면한다.

6.4.6 결제위험의 파악·관리

6.4.6.1 거래당사자는 원활한 결제가 곤란하다고 인정하는 경우에는 그 사실을 전력거래소에 통지하여야 한다.

6.4.6.2 전력거래소는 안정적이고 원활한 결제를 위하여 거래당사자의 결제에 관한 위험을 파악하고 관리한다.

6.4.7 권리양도금지 등

6.4.7.1 거래당사자는 공급인증서 거래를 통해 전력거래소에 대하여 가지는 권리를 제3자에게 양도하거나 담보로 제공할 수 없다.

6.4.7.2 전력거래소는 거래당사자가 6.4.7.1을 위반한 경우 거래당사자에 대한 공급인증서 이전 및 매매대금지급을 거절할 수 있다.

6.4.7.3 전력거래소는 6.4.7.2가 정하는 조치를 취하기 전 거래당사자에게 위반사실을 통지하여야 하며 위 통지가 거래당사자에게 도달한 날로부터 거래시장 참여를 제한할 수 있다.

6.5 거래수수료 <번호변경 2017.2.28.>

6.5.1 공급인증서 거래수수료는 신재생에너지법 지침 제9조제1항에 근거하여 1REC당 50원을 기준금액으로 하며 공급인증서 거래량과 기준금액을 곱하여 산출한다.

6.5.2 산출된 수수료는 제세공과금을 포함하지 않은 것으로 공급인증서 거래와 관련한 제세공과금은 거래수수료를 납부한 자가 별도 부담한다.

6.5.3 거래당사자는 6.5.1에 따른 거래수수료를 각각 전력거래소에 납부하여야 한다. 단, 100kW미만 용량의 신재생에너지발전설비로부터 발생된 공급인증서에 대하여는 거래수수료를 면제한다. <개정 2017.2.28.>

6.5.4 거래수수료 납부는 계좌이체를 원칙으로 하며, 결제일로부터 5근무일이내에 거래수수료의 납부가 완료되지 않은 경우, 전력거래소는 해당 사업자의 거래시장 참여를 제한 할 수 있다.

6.5.5 6.5.3에도 불구하고 국가가 소유한 공급인증서에 대하여는 매수자에 한하여 거래수수료를 부과한다. <개정 2017.2.28.>

6.6 공급인증서 소유권 이전 및 재판매 금지 <번호변경 2017.2.28.>

6.6.1 매매체결에 따른 공급인증서의 소유권 이전 시점은 매도자의 거래대금 수령 등록 시점, 매도자의 거래수수료 납부 시점, 매수자의 거래수수료 납부 시점 중 가장 나중의 것으로 한다.

6.6.2 매수자의 거래대금 지급 후 매도자의 거래대금 수령 등록이 전력거래소의 근무일 기준 5일 이상 경과할 경우, 전력거래소는 매수자의 거래대금 계좌이체 여부 등을 확인하고 공급인증서의 소유권을 매수자로 이전할 수 있다.

6.6.3 거래시장을 통하여 매수한 공급인증서는 거래시장을 통하여 다시 매도할 수 없다.

6.7 공급인증서 거래시장 안정화 노력 <번호변경 2017.2.28.>

6.7.1 신재생에너지센터는 거래시장 안정 및 활성화를 위해 규칙 제2.2.1.4조에 따른 비용평가위원회의 사전 검토·조정 후 산업통상자원부장관의 승인을 거쳐 정부가 보유한 공급인증서를 활용하여 거래시장에 참여할 수 있다.

7.0 의무이행비용 정산기준

7.1 공급의무자에 대한 정산

7.1.1 제11.2.2조에 따른 공급의무자에 대한 의무이행비용을 익월 거래시간별로 균등 배분하여 공급의무자의 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 적용한다. <개정 2017.12.29.>

즉,

$$RPS_{i,t} = RPS_i \times \frac{1}{NT}$$

RPSi(Renewable Portfolio Standard payment) : 공급의무자 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 적용된 신재생에너지 공급의무이행비용에 대한 정산금 <개정 2017.12.29.>

RPSi,t(Renewable Portfolio Standard payment) : 공급의무자 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 거래시간별로 적용된 신재생에너지 공급의무이행비용에 대한 정산금 <개정 2017.12.29.>

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

7.2 판매사업자에 대한 정산

7.2.1 제11.2.3조에 따른 판매사업자가 부담해야할 의무이행비용 정산은 공급의무자 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 적용된 의무이행비용 정산금 총액을 대상으로 한다. <개정 2017.12.29.>

즉,

$$RSS = \sum_i \sum_t RPS_{i,t}$$

여기서,

RSS(Renewable portfolio standard Settlement for Sales company) : 판매사업자가 부담해야할 신재생에너지 공급의무이행비용에 대한 정산금

RPSi,t : 공급의무자 RPS 의무이행비용 정산용 발전기에 거래시간별로 적용된 신재생에너지 공급의무이행비용에 대한 정산금

7.3 의무이행비용 산정 [신설 2017.12.29.]

7.3.1 7.1 내지 7.2의 의무이행비용 산정을 위한 세부기준은 비용평가세부운영규정에 따른다.

8.0 공급인증서 거래시스템

8.1 거래시스템의 설치

8.1.1 전력거래소는 공급인증서 거래시장을 효율적으로 운영·관리하기 위하여 공급인증서의 거래와 관련한 사항을 담당하는 거래시스템을 설치하고 운영하여야 한다.

8.2 거래시스템의 기능

8.2.1 거래시스템은 공정하고 안정적인 공급인증서 거래시장을 운영하기 위해 다음 각 호의 기능을 수행한다.

1. 공급인증서 거래시장참여자 승인
2. 현물시장 개설
3. 공급인증서 현물거래
4. 계약시장 개설
5. 공급인증서 매매계약
6. 공급인증서 거래에 관련한 정보취득
7. 거래시장에 대한 감시
8. 거래시장의 정산 및 결제
9. 공급인증서 평균거래가격 및 평균거래량 정보 공개
10. 기타 거래시장 운영에 관련한 전반적인 업무 등

8.3 거래시스템의 운영

8.3.1 거래시스템 가동시간은 1일 24시간 연속 가동을 원칙으로 한다.

8.3.2 전력거래소는 거래시스템의 운영상 중대한 장애 발생 또는 업무상 시스템 중지가 불가피한 경우 사전에 거래시스템 정지계획을 수립하여 시스템이용자에게 통지하고 시스템을 일시정지 시킬 수 있다. 단, 사안이 긴급하여 정지계획을 수립할 수 없는 경우에는 사전에 통지 없이 시스템을 정지시킬 수 있다.

8.3.3 공급인증서 거래회원은 전력거래소에서 운영하는 공급인증서 거래시스템의 운영환경에 맞추어 시스템 접속 환경을 마련하여야 한다.

8.4 거래시스템 점검 및 유지관리

8.4.1 전력거래소는 안정적인 시스템 운영과 장애 발생의 최소화를 위하여 유지관리 체계를 갖추어야 하며, 최적의 상태로 시스템이 운영되도록 관리하여야 한다.

8.4.2 전력거래소는 공급의무화제도 관리 및 거래시스템 점검과정에서 추가적으로 보완이 요구되는 사항에 대해 추가개발 등 적극적인 시스템 개선 노력을 하여야 한다.

[별표 26] [신설 2014.11.3.]

수요반응자원의 정산 기준

[목차]

Ⅰ. 수요관리사업자에 대한 정산

1. 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산
2. 실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청이행량에 대한 정산
 가. 표준DR 또는 중소형DR [신설 2019.11.07.]
 나. 국민DR [신설 2019.11.07.]
3. 의무감축용량에 대한 정산
4. 감축미이행에 대한 위약금 정산
 가. 발전계획 미이행에 대한 실적위약금 정산
 나. 수요감축요청 미이행에 대한 기본위약금 정산
5. SMP결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산

Ⅱ. 판매사업자에 대한 정산

1. 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산
2. 실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청이행량에 대한 정산
3. 의무감축용량에 대한 정산
4. 위약금에 대한 정산
 가. 실적위약금에 대한 정산
 나. 기본위약금에 대한 정산

Ⅲ. 구역전기사업자의 전력거래에 대한 정산

1. 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산
2. 실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청이행량에 대한 정산
3. 의무감축용량에 대한 정산
4. 위약금에 대한 정산
 가. 실적위약금에 대한 정산
 나. 기본위약금에 대한 정산

Ⅳ. 전력거래차수별 대금지급 기준일정

Ⅰ. 수요관리사업자에 대한 정산

1. 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산

가격결정발전계획의 감축계획량에 포함된 계획감축량은 SMP로 정산한다. 단, 감축계획량을 배분받은 거래시간과 의무감축용량에 대한 실시간 수요감축요청이 발령된 거래시간이 중복되는 경우에는 수요감축요청이행량에 대해 우선적으로 정산한다.

즉,

$SLRP_{i,t} = SMP_t \times Min\{ Max(SR_{i,t} - (Min(DR_{i,t}, RSO_{i,t} \times 1.2) \times (1-XRSOF_{i,t}) + DR_{i,t} \times XRSOF_{i,t}), 0), PSSR_{i,t}\} \times 1000$ <개정 2015.9.30.>

$SRi,t = \{ \sum_{c \in i}^{\text{발전계획에 참여한 수요반응참여고객}} (SCLR_{i,c,t}) \times (1-RDF_i) + (RDSCBL_{i,t} - RDSME_{i,t}) \times RDF_i\} \div 1000$ <개정 2019.11.07.>

$SCLR_{i,c,t} = SCBL_{i,c,t} - ME_{i,c,t}$

$DR_{i,t} = \{\sum_{c \in i} DCLR_{i,c,t} \times (1-RDF_i) + (RDCBL_{i,t} - RDME_{i,t}) \times RDF_i\} \div 1000$ <개정 2019.11.07.>

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

여기서,

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

$SR_{i,t}$: 거래시간별 계획감축량(MW-h)

$SCLR_{i,c,t}$: 발전계획에 따른 표준DR 또는 중소형DR 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kW-h) <개정 2019.11.07.>

$SCBL_{i,c,t}$: 발전계획에 따른 표준DR 또는 중소형DR의 계획감축량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kW-h)

$ME_{i,c,t}$: 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kW-h)

$RDSCBL_{i,t}$: 국민DR의 발전계획 감축량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 발전계획에 참여한 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합으로 산정한 고객기준부하(kW-h) [신설 2019.11.07.]

$RDSME_{i,t}$: 국민DR의 수요반응자원을 구성하는 발전계획에 참여한 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kW-h) [신설 2019.11.07.]

$DR_{i,t}$: 거래시간별 수요감축요청이행량(MW-h) <개정 2019.11.07.>

$DCLR_{i,c,t}$: 실시간 수요감축요청에 따른 표준DR 또는 중소형DR 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kW-h) <개정 2019.11.07.>

$DCBL_{i,c,t}$: 실시간 수요감축요청에 따른 표준DR 또는 중소형DR의 수요감축요청이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객

의 거래시간별 고객기준부하(kW-h) <개정 2019.11.07.>

$RDCBL_{i,t}$: 실시간 수요감축요청에 따른 국민DR의 수요감축요청이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합으로 산정한 고객기준부하(kW-h) [신설 2019.11.07.]

$RDME_{i,t}$: 국민DR의 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량의 합(kW-h) [신설 2019.11.07.]

$RSO_{i,t}$: 전력거래소가 실시간 급전운영을 위하여 수요반응자원에게 수요감축요청한 감축량(MW-h)

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

$PSSR_{i,t}$: 발전계획에서 포함된 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MW-h)

RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0) [신설 2019.11.07.]

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

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

2. 실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청이행량에 대한 정산

가격결정발전계획의 감축계획량에 포함되지 않았지만, 전력거래소의 실시간 수요감축요청에 따라 전력부하감축을 시행한 경우, 수요반응자원의 종류에 따라 다음 각 목과 같이 산정한다. <개정 2017.12.29., 2019.11.07.>

가. 표준DR 또는 중소형DR [신설 2019.11.07.]

전력거래소 수요감축요청량의 1.2배와 수요감축요청이행량 중 작은 값에 대해서 해당 거래시간의 SMP로 정산한다. 단, 별표12의 규정에 따라 『수급경보 주의(Yellow)』 경보 발령 혹은 『수급경보 경계(Orange)』 경보 발령 시 전력거래소가 추가적인 전력부하감축을 지시한 경우에는 수요감축요청이행량을 적용한다.

나. 국민DR [신설 2019.11.07.]

전력거래소의 실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청이행량이 최소 의무감축용량 이상 이행한 경우 해당 수요감축요청이행량에 대하여 실적급 단가와 감축준비시간에 대한 가중치를 곱하여 정산한다. 단, 실적급 단가는 국민DR의 발령 가능시간에 대한 연간 기본정산금을 MRT로 나눈 후 MGP를 더한 값으로 한다.

$$DRP_{i,t} = [\{Min(DR_{i,t}, RSO_{i,t} \times 1.2) \times (1-XRSOF_{i,t}) + DR_{i,t} \times XRSOF_{i,t}\} \times SMP_t \times RTWF_i \times (1-RDF_i) + DR_{i,t} \times \{(BP_y / MRT) + MGP_t\} \times RTWF_i \times RDF_i] \times DF_{i,t} \times 1000$$ <개정 2016.12.30., 2019.11.07.>

$DR_{i,t} = \{\sum_{c \in i} DCLR_{i,c,t} \times (1-RDF_i) + (RDCBL_{i,t} - RDME_{i,t}) \times RDF_i\} \div 1000$ <개정 2019.11.07.>

단, $RDF_i = 1$이고, $DR_{i,t} < 1$이면 $DR_{i,t} = 0$ [신설 2019.11.07.]

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

$BP_y = \sum_{m}^{\text{연간 전력거래기간(12월 – 다음 해 11월)}} BP_m$ [신설 2019.11.07.]

$BP_m = \sum_{t}^{m,\text{의무감축시간대}} HCF_{i,t}$ [신설 2019.11.07.]

$RTWF_i = 1 + \{(60 / RT_i) / 10\} \times RDF_i$ [신설 2019.11.07.]

$MGP_{i,t}$ <삭제 2016.12.30.>

MGP_t <삭제 2016.12.30.>

여기서,

$DRP_{i,t}$: 가격결정발전계획의 감축계획량에 포함되지 않았지만, 전력거래소의 실시간 수요감축요청에 따라 전력부하를 감축한 수요반응자원의 거래시간대별 수요감축요청이행량에 대한 정산금액

$DR_{i,t}$: 거래시간대별 수요감축요청이행량(MW-h)

$RSO_{i,t}$: 전력거래소가 실시간 급전운영을 위하여 수요반응자원에게 수요감축요청한 감축량(MW-h)

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

$DCLR_{i,c,t}$: 실시간 수요감축요청에 따른 표준DR 또는 중소형DR 수요반응참여고객의 거래시간별 전력부하감축량(kW-h) <개정 2019.11.07.>

$DCBL_{i,c,t}$: 실시간 수요감축요청에 따른 표준DR 또는 중소형DR의 수요감축요청이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 산출한 수요반응참여고객의 거래시간별 고객기준부하(kW-h) <개정 2019.11.07.>

$ME_{i,c,t}$: 수요반응참여고객의 거래시간별 사용전력량(kW-h)

MGP_t : 수요반응자원이 수요감축요청된 시간별로 운전된 중앙급전발전기 중 최고 변동비를 해당 발전기 출력으로 나눈 가격 <삭제 2016.12.30.> <개정 2019.11.07.>

$DF_{i,t}$: 수요감축요청 발령 지수로 수요반응자원에게 수요감축요청이 발령된 거래시간이면 1 아니면 0 <개정 2019.11.07.>

$RDCBL_{i,t}$: 실시간 수요감축요청에 따른 국민DR의 수요감축요청이행량을 산출하기 위해 별표28의 규정에 따라 거래시간별 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객 전력량의 합으로 산정한 고객기준부하(kW-h) [신설 2019.11.07.]

$RDME_{i,t}$: 국민DR의 거래시간별 수요반응자원을 구성하는 수요반응참여고객 전력량

의 합(kW-h) [신설 2019.11.07.]

BP_y : 국민DR의 연간 기본정산금 환산금액(원) [신설 2019.11.07.]

BP_m : 수요반응자원에 대한 월별 기본정산금 단가(국민DR의 의무감축시간대는 평일 06~21시를 적용하여 산정) [신설 2019.11.07.]

$HCF_{i,t}$ = RCP_i × RCF_i × TCF_t × FSF_i. 단, 각 적용 계수는 거래 월 기준 확정된 값을 활용하되 확정된 값이 없을 경우 직전년도 값을 사용한다. [신설 2019.11.07.]

$RTWF_i$: 반응시간을 고려한 가중치 [신설 2019.11.07.]

RT_i : 수요반응자원의 최소감축준비시간(분) [신설 2019.11.07.]

MRT : 초기 등록한 표준DR 및 중소형DR의 전력거래기간 내 총 감축시간 한도 [신설 2019.11.07.]

RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0) [신설 2019.11.07.]

수요반응자원의 거래일 실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청이행량정산금(DRP_i)은 다음과 같다.

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

3. 의무감축용량에 대한 정산

수요반응자원의 기본정산금($DRBP_i$)은 수요반응자원의 의무감축용량에 대해 월별 기본정산금단가로 정산한다. 다만, 국민DR에 대해서는 기본정산금을 지급하지 아니한다. <개정 2019.11.07.>

즉,

$DRBP_{i,m}$ = $ORC_{i,m}$ × BP_m × (1 - RDF_i) × 1000 <개정 2019.11.07.>

$$BP_m = \sum_{t}^{m,\text{의무감축시간대}} HCF_{i,t}$$

여기서,

$DRBP_{i,m}$: 수요반응자원의 월별 기본정산금

$ORC_{i,m}$: 수요반응자원의 의무감축용량. 단, 전력거래기간 변경에 따라 수요반응자원의 의무감축용량이 변경될 경우, 거래일을 기준으로 변경내역을 적용한다.

BP_m : 수요반응자원에 대한 월별 기본정산금 단가

$HCF_{i,t}$ = RCP_i × RCF_i × TCF_t × FSFi <개정 2016.10.31.>

RCP_i : 비용위원회에서 결정한 육지의 중앙급전발전기의 용량가격

RCF_i : 적정 설비예비력을 고려한 가중치이며, 본 가중치는 비용위원회에서 결정

FSF_i : 연료전환성과계수 [신설 2016.10.31.]

RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0) [신설 2019.11.07.]

4. 감축 미 이행에 대한 위약금 정산

가. 발전계획 미 이행에 대한 실적위약금 정산

수요관리사업자가 부담해야할 수요반응자원의 실적위약금($PPC_{i,t}$)은 가격결정발전계획의 거래시간별 감축계획량에서 수요반응자원의 거래시간별 계획감축량을 차감한 값에 계통한계가격과 발전계획 미 이행에 대한 위약금계수를 곱하여 시간대별로 정산한다.

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

여기서,

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

$SR_{i,t}$: 거래시간별 계획감축량(MW-h)

$PSSR_{i,t}$: 가격결정발전계획에서 포함된 수요반응자원의 거래시간별 감축계획량(MW-h)

PPCF : 발전계획 미 이행에 대한 실적위약금 계수로 1을 적용한다.

수요반응자원의 거래일 발전계획 미 이행에 따른 실적위약금(PPC_i)은 다음과 같다.

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

나. 실시간 수요감축요청 미 이행에 대한 기본위약금 정산

수요관리사업자가 부담해야할 수요반응자원의 월별 기본위약금($BPC_{i,m}$)은 거래월별 기본정산금에 의무감축용량과 최대감축시간의 1/12을 나눈 값(단, 추가 전력거래 기간에 등록한 수요반응자원은 1/6 적용)에 월별 총 수요감축요청 미 이행량과 기본위약금계수를 곱한 값과 해당 월의 기본정산금 중 작은 값으로 정산한다. 단, 전력거래기간이 1개월 미만인 경우 거래일수로 일할 적용한다. 다만, 국민DR은 면제한다. <개정 2017.12.29., 2018.6.15., 2019.11.07.>

$$IBPC_{i,m} = \frac{\sum_{t}^{총거래기간} DRBP_{i,t}}{ORC_{i,d} \times MRT/12} \times \sum_{t}^{m} DRD_{i,t} \times BPCF \times DF_{i,t} \times (1 - RDF_i)$$ <개정 2019.11.07.>

$BPC_{i,m} = Min(DRBP_{i,m}, IBPC_{i,m})$

여기서,

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

$IBPC_{i,m}$: 거래월별 기본정산금 상한 적용 전 기본위약금

$BPC_{i,m}$: 거래월별 기본위약금

$TDRBP_i$: <삭제 2017.12.29.>

$ORC_{i,d}$: 수요반응자원의 의무감축용량. 단, 전력거래기간 변경에 따라 수요반응자원의 의무감축용량이 변경될 경우, 거래일을 기준으로 변경내역을

적용한다.

MRT : 전력거래기간별 최대감축시간

$DRD_{i,t}$: 거래시간별 수요감축요청미이행량

BPCF : 수요감축요청미이행량에 대한 기본위약금계수로 2를 적용한다.

RDF_i : 국민DR 계수(국민DR의 경우 1 아니면 0) [신설 2019.11.07.]

$DRBP_{i,m}$: 거래월별 기본정산금

5. SMP결정 시 제외된 수요반응자원에 대한 추가정산

가격결정발전계획에서 감축계획량을 할당받았으나 SMP결정시 제외되는 경우, 가격결정발전계획의 감축계획량 이내의 계획감축량에 대해서 해당 수요반응자원의 감축가격과 SMP의 차액을 추가로 정산한다. 즉,

$PSSR_{i,t}$ => 0 이고, NPSI = 0 이면

$XDRESMP_{i,t}$ = Max[{$DRRP_{i,t}$ × Min{Max(SR − (Min($DR_{i,t}$, $RSO_{i,t}$×1.2) × (1−$XRSOF_{i,t}$) + $DR_{i,t}$ × $XRSOF_{i,t}$), 0), PSSR} × 1000 − $SLRP_{i,t}$}, 0] <개정 2015.9.30.>

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

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

$SR_{i,t}$: 거래시간별 계획감축량(MW-h)

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

II. 판매사업자에 대한 정산

1. 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산

판매사업자가 부담해야 할 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 거래시간별 정산금은 모든 수요반응자원의 거래시간별 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$SRSS_t = (\sum_i SLRP_{i,t} + \sum_i XDRESMP_{i,t}) \times \frac{PES_t}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서,

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

$SRSS_t$:(Scheduled Reduction Settlement for a Sales Comapny) : 판매사업자의 거래시간에 대한 계획감축량정산금

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

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

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

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

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

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

판매사업자의 거래일에 대한 발전계획에 따른 계획감축량 정산금은 다음과 같다.

$$SRSS_i = \sum_t SRSS_t$$

2. 실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청이행량에 대한 정산

판매사업자가 부담해야 할 거래시간별 수요감축요청이행량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 수요감축요청이행량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다) 비율을 곱한 금액으로 한다.

$$DRSS_t = \sum_i DRP_{i,t} \times \frac{PES_t}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서,

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

$DRSS_t$(Dispatched Reduction Settlement for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 수요감축요청이행량정산금

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

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 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자의 거래일에 대한 수요감축요청이행량 정산금은 다음과 같다.

$$DRSS_d = \sum_t DRSS_t$$

3. 의무감축용량에 대한 정산

판매사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 월별 정산금은 모든 수요반응자원의 월별 의무감축용량에 대한 기본정산금 총액에 전체 발전기의 월별 거래량에서 모든 직접구매자의 월별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 월별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다) 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$BSS_m = \sum_i DRBP_{i,m} \times \frac{PES_m}{(TET_m - \sum_k PEC_{k,m})}$$

여기서,

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

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

$DRBP_{i,m}$: 수요반응자원의 월별 용량정산금

PES_m(Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래월에 대한 구매전력량

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 대한 유효구매전력량

4. 위약금에 대한 정산

가. 실적위약금에 대한 정산

판매사업자에게 지급하는 거래시간별 실적위약금은 해당 거래시간에 발생한 전체 실적위약금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 거래시간별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다) 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$PRS_t = \sum_i PPC_{i,t} \times \frac{PES_t}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서,

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

PRS_t(Performance Refund for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간에 대한 실적위약금

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

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 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자에게 지급되는 거래일에 대한 실적위약금은 다음과 같다.

$$PRS_i = \sum_t PRS_t$$

나. 기본위약금에 대한 정산

판매사업자에게 지급하는 월별 기본위약금은 해당 월에 발생한 기본위약금 총액에서 전체 발전기의 월별 거래량에서 모든 직접구매자의 월별 거래량을 차감한 양에서 판매사업자가 구매한 월별 거래량(수요반응자원의 월별 전력부하감축거래량은 제외한다) 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$BRS_m = \sum_i BPC_{i,m} \times \frac{PES_m}{(TET_m - \sum_k PEC_{k,m})}$$

여기서,

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

BRS_m(Basic Refund for Sales Company) : 판매사업자의 월별 기본위약금
$BPC_{i,m}$: 수요반응자원의 수요감축요청 미 이행에 대한 월별 용량위약금
PES_m(Purchased Energy by Sales Company) : 판매사업자의 월별 구매 전력량
TET_m(Total Energy Traded) : 발전기 전체의 월별 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 거래시간에 대한 유효구매전력량

Ⅲ. 구역전기사업자에 대한 정산

1. 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 거래시간별 정산금은 모든 수요반응자원의 거래시간별 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$SRSLS_t = (\sum_i SLRP_{i,t} + \sum_i XDRESMP_{i,t}) \times \frac{PEL_t}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서,
$SRSLS_t$(Scheduled Reduction Settlement for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 거래시간별 발전계획에 따른 계획감축량에 대한 정산금
$SLRP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간별 발전계획에 따른 계획감축량 정산금
$XDRESMP_{i,t}$: SMP결정시 제외된 수요반응자원에 대한 거래시간별 추가 정산금
TET_t(Total Energy Traded) : 전체 발전기의 거래시간에 대한 총 전력거래량
$PECk_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량
$PEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

구역전기사업자의 거래일에 대한 발전계획에 따른 계획감축량 정산금은 다음과 같다.

$$SRSLS_d = \sum_t SRSLS_t$$

2. 실시간 수요감축요청에 따른 수요감축요청이행량에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 거래시간별 수요감축요청이행량에 대한 정산금은 해당 거래시간에 발생한 전체 수요감축요청이행량에 대한 정산금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다) 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$DRSLS_t = \sum_i DRP_{i,t} \times \frac{PEL_t}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서,

$DRSLS_t$(Dispatched Reduction Settlement for Local Sales Company) : 구역전기사업자의 거래시간에 대한 수요감축요청이행량정산금

$DRP_{i,t}$: 수요반응자원의 거래시간대별 수요감축요청이행량에 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

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

구역전기사업자의 거래일에 대한 수요감축요청이행량정산금은 다음과 같다.

$$DRSLS_d = \sum_t DRSLS_t$$

3. 의무감축용량에 대한 정산

구역전기사업자가 부담해야 할 의무감축용량에 대한 월별 정산금은 모든 수요반응자원의 월별 의무감축용량에 대한 기본정산금 총액에 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$BSLS_m = \sum_i DRBP_{i,m} \times \frac{PEL_m}{(TET_m - \sum_k PEC_{k,m})}$$

여기서,

$BSLS_m$(Basic Settlement for a Local Sales Company) : 구역전기사업자의 의무감축용량에 대한 월별 정산금액

$DRBP_{i,m}$: 수요반응자원의 월별 기본정산금
TET_m(Total Energy Traded) : 전체 발전기의 월별 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 대한 유효구매전력량

4. 위약금에 대한 정산

가. 실적위약금에 대한 정산

구역전기사업자에게 지급하는 거래시간별 실적위약금은 해당 거래시간에 발생한 전체 실적위약금 총액에서 전체 발전기의 거래시간별 거래량에서 모든 직접구매자의 거래시간별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 거래량(수요반응자원의 시간대별 전력부하감축거래량은 제외한다.) 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$PRLS_t = \sum_i PPC_{i,t} \times \frac{PEL_t}{(TET_t - \sum_k PEC_{k,t})}$$

여기서,
$PRLS_t$(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
$PEC_{k,t}$(Purchased Energy by a Consumer): 직접구매자의 거래시간에 대한 유효구매전력량
PEL_t(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

판매사업자에게 지급되는 거래일에 대한 실적위약금은 다음과 같다.

$$PRLS_d = \sum_t PRLS_t$$

나. 기본위약금에 대한 정산

구역사업자에게 지급하는 월별 기본위약금은 해당 월에 발생한 전체 용량위약금 총액에서 전체 발전기의 월별 거래량에서 모든 직접구매자의 월별 거래량을 차감한 양에서 구역전기사업자가 구매한 월별 거래량(수요반응자원의 월별 전력부하감축거래량은 제외한다) 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$BRLS_m = \sum_i BPC_{i,m} \times \frac{\sum_t^m PEL_t}{(TET_m - \sum_{k,t}^m PEC_{k,t})}$$

여기서,

$BRLS_m$(Basic Refund for a Local Sales Company) : 구역전기사업자의 월별 기본위약금

$BPC_{i,m}$: 수요반응자원의 수요감축요청 미 이행에 대한 월별 기본위약금

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

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

PEL_t(Purchased Energy by a Local sales company): 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

Ⅳ. 수요관리사업자의 전력거래에 대한 전력거래차수별 대금지급 기준일정

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

[별표 27] [신설 2014.11.3.]

수요반응자원 전력거래시스템 운영 절차

1.0 목적

규칙 제12장의 규정에 의거 전력거래소의 수요반응자원 등록, 등록시험, 입찰, 수요감축요청, 전력부하감축량 평가 및 정산 등 수요반응자원 운영 및 전력거래를 위한 수요반응자원 전력거래시스템(이하 “시스템”이라 한다)의 운영절차를 정함으로써 원활한 수요반응자원 거래시장 운영을 도모하는데 그 목적이 있다.

2.0 수요반응자원 전력거래시스템 운영

2.1 시스템의 설치

2.1.1 전력거래소는 수요반응자원 거래시장을 효율적으로 운영·관리하기 위하여 수요반응자원의 운영 및 거래와 관련한 사항을 담당하는 시스템을 설치하고 운영하여야 한다.

2.2 시스템의 기능

2.2.1 시스템은 공정하고 안정적인 수요반응자원 거래시장을 운영하기 위해 다음 각 호의 기능을 수행한다.

1. 수요관리사업자, 수요반응자원 및 수요반응참여고객의 등록, 관리
2. 수요반응자원의 입찰
3. 수요반응자원의 등록시험과 감축시험의 시행 및 조치
4. 수요반응자원에 대한 실시간 수요감축요청
5. 전력부하감축량 평가 및 정산
6. 수요반응자원 거래시장 관련 정보공개
7. 실시간 사용전력량 데이터 취득을 위한 연계 및 데이터 관리
8. 정산용 사용전력량 데이터 수집 및 관리

2.3 시스템의 운영

2.3.1 시스템의 가동시간은 1일 24시간 연속 가동을 원칙으로 한다.

2.3.2 전력거래소는 시스템의 운영상 중대한 장애 발생 또는 업무상 시스템 중지가 불가피한 경우 사전에 시스템 정지계획을 수립하여, 회원에게 통지하고 시스템을 일시정지 시킬 수 있다. 단, 사안이 긴급하여 정지계획을 수립할 수 없는 경우에는 사전에 통지 없이 시스템을 정지시킬 수 있다.

2.3.3 전력거래소는 예기치 못한 사고로부터 시스템 정보의 보존 및 손상된 데이터의 신속한 복구를 위해 수시 또는 주기적으로 보조기억 매체에 보존 작

업을 수행한다.

2.3.4 전력거래소는 안정적인 시스템 운영과 장애 발생의 최소화를 위하여 시스템 및 부대설비의 예방정비를 주기적으로 실시한다.

2.3.5 전력거래소는 실시간 사용전력량 데이터의 취득 상황을 수시로 확인하고 미취득시 시스템의 데이터 연계 상태를 점검한 후 통신회사의 통신통제부서와 판매사업자 및 수요관리사업자의 협조를 통해 시험을 실시하여야 하며, 판매사업자 및 수요관리사업자은 시험에 최대한 협조하여야 한다.

2.4 회원의 준수사항

2.4.1 수요관리사업자는 수요반응자원 전력거래시스템과의 접속을 위한 제반 요구사항의 준수 등을 위한 전력거래소 직원의 요청에 협조하여야 한다.

2.4.2 통신규약 : OpenADR

2.4.3 회원은 전력거래의 비밀 보호를 위해 전력거래소가 회원에게 부여한 접속계정(또는 인증번호)을 관리하는 사내 접속계정관리자를 선임하고 이를 전력거래소 보안관리자에게 통지하여야 한다. 접속계정관리자 변경의 경우에도 동일하다.

2.4.4 회원의 접속계정관리자는 매 1개월 단위로 회원 사내 접속자의 비밀번호가 변경되도록 하여야 한다.

2.4.5 수요관리사업자 회원이 전용데이터회선을 이용하여 입찰 및 사용전력량 데이터 연계 시 발생하는 데이터통신요금은 회원이 지불하여야 한다.

[별표 28] [신설 2014.11.3.]

고객기준부하 산정 기준

1.0 고객기준부하 산정방식

1.1 Max(4/5)은 전력부하를 감축한 일(이하 "감축일"이라 함)로부터 최근 평일 5일(참고일) 중 감축일의 해당 수요감축요청 감축시간대에 대해서 평균 사용전력량이 큰 순서대로 나열하여 최대 4일(유사일)을 선택한 후 유사일의 사용전력량을 평균하여 거래시간별 고객기준부하로 산정하는 방식이다. <개정 2018.6.15>

1.2 Mid(6/10)은 감축일로부터 최근 평일 10일(참고일) 중 감축일의 해당 수요감축요청 감축시간대에 대해서 평균 사용전력량이 큰 순서대로 나열하여 최대 2일과 최소 2일을 제외하고 남은 6일(유사일)을 선택한 후 유사일의 사용전력량을 평균하여 거래시간별 고객기준부하로 산정하는 방식이다. <개정 2018.6.15., 2019.11.07>

1.3 Mid(4/6)은 감축일로부터 최근 평일 6일(참고일) 중 감축일의 해당 수요감축요청 감축시간대에 대해서 평균 사용전력량이 큰 순서대로 나열하여 최대 1일과 최소 1일을 제외하고 남은 4일(유사일)을 선택한 후 유사일의 사용전력량을 평균하여 거래시간별 고객기준부하로 산정하는 방식으로, 국민DR 고객기준부하 산정 시 적용할 수 있다. [신설 2019.11.07]

1.4 Mid(8/10)은 감축일로부터 최근 평일 10일(참고일) 중 감축일의 해당 수요감축요청 감축시간대에 대해서 평균 사용전력량이 큰 순서대로 나열하여 최대 1일과 최소 1일을 제외하고 남은 8일(유사일)을 선택한 후 유사일의 사용전력량을 평균하여 거래시간별 고객기준부하로 산정하는 방식으로, 국민DR 고객기준부하 산정 시 적용할 수 있다. [신설 2019.11.07]

2.0 고객기준부하 산정을 위한 옵션

2.1 비정상근무일 옵션

2.1.1 목적

표준DR 또는 중소형DR의 실시간 수요감축요청에 의한 감축량 산정 시, 생산설비 고장, 창립기념일 및 일시적인 생산조정 등 수요반응참여고객의 평상시 전기소비형태와 매우 다른 날이 참고일에 포함되어 고객기준부하 산정의 왜곡이 발생하는 것을 방지하기 위함이다.

2.1.2 적용방식

2.1.2.1 최대참고일(10일 또는 20일)의 해당 수요감축요청 감축시간대에 대한 평균 사

용전력량을 산출한다. <개정 2018.6.15>

2.1.2.2 2.1.2.1에서 산출한 평균 사용전력량보다 75% 미만인 날을 비정상근무일로 인정하여 참고일산정에서 우선 제외한다.

2.1.2.3 전기요금 종별이 산업용인 수요반응참여고객에 한하여 비정상근무일을 우선 제외한 후 재산정한 참고일의 감축시간대에 대한 평균 사용전력량에 비해 75% 미만인 날과 125% 초과인 날을 일시적인 생산 조정일로 인정하여 추가적으로 참고일에서 제외한다.

2.2 감축일의 전기소비형태 반영 옵션(이하 "SAA(Symmetric Additive Adjustment)")

2.2.1 목적

표준DR 또는 중소형DR의 실시간 수요감축요청에 의한 감축량 산정 시, 유사일과 감축일의 기온오차 등에 따른 전기소비형태 변화를 고객기준부하 산정에 반영하여 고객기준부하가 감축일의 수요반응참여고객의 전기소비형태를 정확하게 예측하기 위함이다.

2.2.2 적용방식

감축일의 감축시작시간으로부터 1시간 전에서 4시간 전까지의 3시간 동안의 평균 사용전력량에서 유사일의 동일 시간대의 평균 사용전력량을 차감한 값을 고객기준부하 산정방식에서 산정한 거래시간별 고객기준부하 값에 합하여 최종적인 고객기준부하를 산출한다. 단, 감축시간이 거래시간대에 1시간 미만으로 포함될 경우, 유사일의 동일시간대의 평균 사용전력량에 보정계수를 곱한 값을 적용하여 산정한다. <개정 2018.6.15>

거래시간별 감축시간에 대한 보정계수 = 거래시간대별 부하감축 지시 시간(분 단위로 60, 45, 30, 15 중 하나의 수) / 60

3.0 고객기준부하 산정을 위한 세부기준

3.1 제12.2.3조에 따른 표준DR 또는 중소형DR의 수요반응참여고객 등록신청 시 수요관리사업자는 수요반응참여고객의 평상시 전기소비형태를 분석하여 감축일의 전기소비형태를 정확하게 예측할 수 있는 고객기준부하 산정방식과 SAA옵션을 선택하여 수요반응참여고객을 등록하여야 한다.

3.1.1 <개정 2015.3.17., 삭제 2019.11.07>

3.2 <삭제 2018.6.15.>

3.2 실시간 수요감축요청에 의한 전력부하감축량 산정 시 전력거래소의 실시간 수요감축요청 및 발전계획에 따른 감축일은 최대참고일에 포함하지 아니한다. <개정 2015.3.17., 번호변경 및 개정 2019.11.07.>

3.2.1 Max(4/5)방식에서 참고일은 이전 감축일을 제외하고 최대 평일 10일전, Mid(4/6)방식은 최대 평일 12일전, Mid(6/10)방식 또는 Mid(8/10)방식은 최대 평일 20일전까지 적용한다. Mid방식의 경우 참고일 개수가 부족하고(Null data포함 등) 제외가능한 최대일과 최소일 개수가 다르면 최소일을 우선 제외

한다. <개정 2018.12.12., 번호변경 및 개정 2019.11.07.>

3.2.2 비정상근무일 및 일시적인 생산 조정일이 제외되어 참고일 수가 부족할 경우 가장 최근에 제외된 일시적인 생산 조정일을 우선적으로 참고일에 포함한다. 그럼에도 불구하고 참고일 수가 부족할 경우 가장 최근에 제외된 비정상근무일을 참고일에 포함한다. <번호변경 2019.11.07.>

3.2.3 3.2.2의 경우 비정상근무일 옵션을 재시행하지 아니한다. <번호변경 및 개정 2019.11.07.>

3.2.4 전력거래소 수요감축요청의 감축시작시간 및 감축종료시간이 거래시간대에 1시간 미만으로 포함될 경우, 15분단위의 실제 감축시간을 기준으로 고객기준부하 산정방식 및 옵션을 적용한다. <개정 2017.12.29.>

3.2.5 전력거래소의 수요감축요청이 1일 2회 이상 발령된 경우에는 각 수요감축요청에 대한 고객기준부하를 별도로 산정하고, 첫 수요감축요청에서 산정한 SAA 옵션을 동일하게 적용한다. <개정 2018.6.15>

3.3 가격결정발전계획에 따른 전력부하감축량 산정 시 참고일에서 입찰일을 우선 제외한다. 단, 예약입찰의 경우 예약입찰일과 거래일 사이 영업일도 참고일에서 우선 제외한다. <번호변경 및 개정 2019.11.07.>

3.4 과금용 전력량계 고장 등에 따른 사용전력량 데이터 누락에 대한 조치 <번호변경 2019.11.07.>

3.4.1 규칙 제12.5.1.2조에 따라 수요관리사업자가 설치한 사용전력량 감시기기의 데이터를 적용할 수 있다. <개정 2018.6.15., 번호변경 2019.11.07.>

3.4.2 고객기준부하 산정을 위한 필수 거래시간의 사용전력량 데이터 누락이 발생한 날은 참고일에서 제외한다. <번호변경 2019.11.07.>

3.4.3 감축일의 감축시간대의 사용전력량 데이터 누락이 발생한 경우에는 해당 수요반응참여고객의 해당거래시간의 전력부하감축량을 “0”으로 적용한다. <번호변경 2019.11.07.>

3.4.4 사용전력량 데이터 누락으로 SAA를 적용하지 못하는 경우에는 SAA를 적용하지 아니하고 고객기준부하를 산정한다. <번호변경 2019.11.07.>

3.4.5 사용전력량 데이터 누락으로 참고일이 제외되어 유사일이 부족한 경우, 남은 참고일의 사용전력량을 평균하여 거래시간별 고객기준부하로 산정한다. 단, 참고일이 모두 제외되어 고객기준부하 산정이 불가할 경우 해당 거래시간의 전력부하감축량을 “0”으로 적용한다. [신설 2019.11.07]

[별표 29] [신설 2014.11.3.]

수요반응참여고객의 전기소비형태 검증 기준

1.0 목적

수요반응자원의 전력부하감축거래량 평가의 정확성 제고 및 수요반응자원의 전력부하감축에 대한 실효성을 검증하기 위하여 전기소비형태가 해당 기준에 적합한 전기소비자만을 수요반응참여고객으로 등록하기 위함이다.

2.0 용어의 정의

2.1 RRMSE(Relative Root Mean Squared Error) : 검증기간의 시간별 고객기준부하와 실제 사용전력량의 평균 오차와 검증기간의 평균 사용전력량의 비율로 전기소비자의 전기소비형태를 검증하는 통계방식임

3.0 RRMSE 산식

$$\sqrt{\frac{\sum_{d\in D, t\in T}\left(CBL_{d,t}-Load_{d,t}\right)^2}{D(n)\times T(n)}} \div \frac{\sum_{d\in D, t\in T} Load_{d,t}}{D(n)\times T(n)}$$

D : 검증대상일

D(n) : 검증대상일 개수

T : 검증대상 시간대

T(n) : 검증대상 시간대 개수

$CBL_{d,t}$: d일 t시의 고객기준부하

$Load_{d,t}$: d일 t시의 소비전력량

3.1 검증대상일은 수요반응참여고객 등록일로부터 20일전부터 평일 45일이며, 최대 검증대상일은 등록일로부터 20일전부터 평일 75일까지이다. <개정 2016.12.30.>

3.1.1 3.1에도 불구하고 2014년 초기 전력거래기간에 대한 수요반응참여고객 등록 시 2014년 하계 비상수급조절제도 참여 등을 고려하여 검증대상일을 10월 31일부터 이전 평일 45일을 적용할 수 있다.

3.2 검증대상 시간대는 9시부터 20시까지(09:00～20:00)이다.

3.3 수요관리사업자는 등록하고자 하는 수요반응참여고객에 대한 고객기준부하 산정방식을 선택하여야 하며, 등록일 기준 20일전에서부터 평일 90일의 24시간 사용전력량 데이터를 전력거래소에 제공하여야 한다. <개정 2016.12.30., 2018.6.15>

3.4 수요관리사업자는 검증대상일 중 비정상근무일 등 수요반응참여고객의 평상

시 전기소비형태와 다른 날을 최대 5일까지 선택하여 제외할 수 있다.

3.5 검증대상일에 발전계획 또는 실시간 수요감축요청에 의한 감축일이 포함될 경우 해당일은 검증대상일에서 제외하며, 제외일수 만큼 검증대상일의 과거로 거슬러 가며, 최대검증대상일 한도 내에서 등록일로부터 최근 일을 검증대상일에 추가한다. 제외일수가 많아 최대검증대상일 한도 내의 검증대상일이 45일이 안 될 경우 제외된 날 중 등록일로부터 최근일을 검증일에 포함시킨다. [신설 2016.12.30.]

3.6 전력거래소는 고객기준부하 산정을 위한 옵션은 적용하지 아니한다. <번호변경 2016.12.30.>

4.0 절차

4.1 전력거래소는 신규 등록 및 수요관리사업자를 변경하고자 하는 수요반응참여고객에 대해서 전기소비형태를 검증하여야 한다.

4.2 전력거래소는 수요반응 참여고객별로 마지막 검증년도부터 매 2년 마다 초기 등록기간에 전기소비형태를 검증하여야 한다. [신설 2016.12.30.]

4.3 수요관리사업자는 수요반응참여고객 등록 신청 시 수요반응참여고객별 사용전력량 데이터를 전력거래소가 정한 서식 형식에 따라 파일을 작성하여 수요반응 전력거래시스템에 해당 파일을 제출해야한다. <번호변경 2016.12.30.>

4.4 전력거래소는 수요관리사업자가 제출한 파일을 활용하여 전기소비형태를 검증하고 그 결과를 수요관리사업자에게 통지한다. <번호변경 2016.12.30.>

5.0 전기소비형태 검증 기준

5.1 전력거래소는 전기소비형태 검증 결과가 30% 이하인 전기소비자를 수요반응참여고객으로 등록한다.

[별표 30] [신설 2014.12.31.]

정부승인차액계약 처리 절차

1.0 목적

규칙 제13장(정부승인차액계약)의 규정에 의한 정부승인차액계약(이하 "차액계약")의 관리, 차액계약 관련자료 검토, 차액계약 인가신청서의 적정성 검토 및 차액정산 등에 관한 사항을 규정함으로써 차액계약에 의한 전력거래가 공정하고 효율적으로 이루어지도록 하는데 있다.

2.0 적용범위

2.1 본 절차는 차액계약의 운영에 관련한 제반 업무에 적용한다.

3.0 책 임

3.1 전력거래소는 차액계약에 의한 전력거래가 공정하고 투명하게 수행되도록 하여야 한다.

3.2 차액계약 대상 발전사업자는 전기사업법 시행령(이하 "시행령"이라 한다)에 따라 관련 자료를 제출하여야 한다.

3.3 전력거래소는 차액계약 대상 발전사업자에게 관련자료 제출을 요청할 수 있으며 발전사업자는 이에 따라야 한다.

4.0 참고자료

4.1 전기사업법(이하 "법"이라 한다) 및 시행령

4.2 정부승인차액계약운영에 관한 고시(이하 "차액계약고시"라 한다)

4.3 정부승인차액계약 세부운영규정(이하 "차액계약규정"이라 한다)

5.0 용어의 정의

이 절차에서 사용하는 용어는 규칙 제1.1.2조에서 정한 내용을 따르며 그 외의 사항은 다음과 같다.

5.1 차액계약(VC; Vesting Contract)

법 제34조제2항에 따라 전력수급의 안정 및 전기사용자의 보호를 위해 해당 발전사업자와 전력구매자간에 체결되는 계약을 말한다.

5.2 계약전력량(VCQ; Vesting Contract Quantity)

차액계약의 기준가격 산정을 위한 전력량으로서 시간별계약전력량(HVCQ; Hourly Vesting Contract Quantity)과 연간예상전력량(YVCQ; Yearly

Vesting Contract Quantity)으로 구분된다.

5.3 기준가격(SP; Strike Price)

시장가격과의 차액을 정하도록 차액계약으로 정한 정산가격을 말하며, 기준가격은 고정비 기준가격(ISP; Investment Strike Price)과 연료비 기준가격(FSP; Fuel Strike Price)의 합으로 구성된다.

5.4 차액정산금(VCP; Vesting Contract Payment)

차액계약 조건에 의해 거래한 결과 계약당사자간에 발생하는 채권 혹은 채무금액을 말한다.

5.5 차액정산(VCS; Vesting Contract Settlement)

전력거래와 차액계약 간의 차액을 보전하는 정산을 말한다.

6.0 차액계약 자료 제출, 검토 및 계약체결

6.1 차액계약 체결 전 관련자료 사전 제출

6.1.1 차액계약 대상 사업자는 다음 각 호에 관련된 회계자료를 계약기간 개시 8개월 전까지 전력거래소에 제출하여야 하며, 상세내용은 차액계약규정에 따른다.

6.1.1.1 자산명세서

1. 사업소별/자산종류별 자산리스트
2. 자산의 취득시기, 감가상각방법, 취득가액, 잔존가액, 내용연수, 감가상각비, 감가상각누계액
3. 재평가 시기, 재평가차액, 재평가차액에 대한 감가상각비, 재평가차액에 대한 감가상각누계액
4. 기타 차액계약 체결에 필요한 자료

6.1.1.2 운전유지비 산출을 위한 원가자료

1. 사업소별 손익계산서
2. 발전기별 원가명세서
3. 전기사업법 및 타 법령에 의해 부담하는 비용
4. 기타 차액계약 체결에 필요한 자료

6.1.2 차액계약 대상 발전기를 보유한 발전사업자는 다음 각 호에 관련된 발전기 운영자료를 매년 4월 말일까지 전력거래소에 제출하여야 한다.

1. 차액계약 대상 기간의 발전기별 계획예방정비정지일정 최신자료 및 근거서류
2. 발전기별 발전량 실적 자료
3. 기타 차액계약 체결에 필요한 자료

6.1.3 차액계약 대상 사업자가 6.1.1에 의하여 제출하는 자료는 외부 전문기관의 검증 후 관련 증빙 회계자료를 첨부하여야 하며 세부 내용은 차액계약규정에 따른다.

6.2 차액계약 체결 전 제출 자료의 검토

6.2.1 전력거래소는 6.1.1 규정에 의거 제출된 차액계약 관련 자료의 적정성을 사전에 검토, 해당 발전사업자와 협의하여 차액계약 체결을 위한 기본 회계자료를 확정하여야 한다.

6.2.2 전력거래소의 검토결과 제출 자료의 수정 및 보완이 필요한 경우, 차액계약 대상 사업자는 요청일로부터 2주일이내에 제출 자료를 수정 및 보완하여야 한다.

6.2.3 전력거래소는 회계자료의 전체 또는 일부의 적정성 검토를 위하여 외부전문기관에 의뢰를 요청할 수 있다.

6.2.4 전력거래소는 해당 회계자료의 적정성 검토가 완료된 후 산업통상자원부장관에 보고한다.

6.3 차액계약 인가(변경) 검토

6.3.1 전력거래소는 해당 발전사업자와 전력구매자간 시행령 제20조의 4항에 규정된 기한 내에 차액계약 인가신청을 위하여 해당 사업자와 사전 협의·중재하며 차액계약 적용(안)을 제시할 수 있다.

6.3.2 차액계약 대상 발전사업자와 전력구매자는 산업통상자원부장관에게 인가 신청시 제출한 관련 자료 사본을 전력거래소에 제출하여야 하며, 전력거래소는 기준가격 산정 등 차액계약 세부내용의 적정성을 검토한다.

6.3.3 전력거래소는 계약체결의 수정 및 보완이 필요한 경우 수정사항을 포함한 검토결과를 산업통상자원부장관에게 보고한다.

6.3.4 차액계약 대상 발전사업자와 전력구매자는 차액계약 인가 완료 후 차액정산이 가능하도록 관련 서류의 사본을 전력거래소에 제출하여야 한다.

6.3.5 전력거래소는 차액계약 대상 발전사업자와 전력구매자간의 차액계약서의 변경 신청이 있는 경우 6.3.2 및 6.3.4 규정에 따라 처리한다.

6.4 계약체결 신청지연시 업무처리

6.4.1 전기사업법 시행령 제20조의4에 따라 지정된 기한까지 차액계약 인가신청이 지연되는 경우 전력거래소는 해당 발전사업자 및 전력구매자와 협의조정을 할 수 있다.

7.0 차액계약 기준가격 산정

7.1 차액계약 기준가격은 고정비 기준가격과 연료비 기준가격의 합으로 구성된다. 단, 발전원의 특성을 고려하여 별도의 항목으로 구성할 수 있다.

7.1.1 고정비 기준가격

7.1.1.1 발전기별 고정비 기준가격은 계약기간 총 필요수입금액을 연간예상전력량으로 나누어 산정하며, 계약기간 총 필요수입금액은 투자비에 대한 감가상각비, 운전유지비, 법인세비용, 투자보수 등으로 구성된다.

7.1.1.2 고정비 기준가격은 계약기간 내 시간별 동일한 값으로 산정하되 필요시 시간별로 달리 산정할 수 있다.

7.1.1.3 고정비 기준가격은 발전기별 산정을 원칙으로 하되, 필요시 발전소별 혹은 발전사업자별로 산정할 수 있다.

7.1.1.4 고정비 기준가격 산정을 위한 세부기준은 차액계약규정에 따른다.

7.1.2 연료비 기준가격

7.1.2.1 발전기별 연료비 기준가격은 월별 비용평가위원회에서 의결되는 발전기별 연료소비 특성 및 열량단가와 필요시 기타 비용요소를 반영하여 산정하는 것을 원칙으로 한다.

7.1.2.2 연료비 기준가격 산정을 위한 세부기준은 차액계약규정에 따른다.

7.2 계약전력량

7.2.1 시간별계약전력량은 시간별 차액정산금 산정시 적용되는 기준량으로 계약기간 이전 실적자료와 고장정지율 및 중간예방정비정지율, 전력예비율 전망, 송전제약 등을 고려하여 산정하는 것을 원칙으로 한다.

7.2.2 시간별계약전력량은 계약기간동안 동일한 값을 적용하는 것을 원칙으로 하되 필요시 시간별로 달리 적용할 수 있다.

7.2.3 연간예상전력량은 고정비 기준가격 산정을 위한 예상 기준량으로서 시간별 계약전력량에 계약기간 내 계획예방정비정지시간 등을 고려하여 산정한다.

7.2.4 강수량 영향, 연료수급 영향, 열제약 등으로 발전출력 변동이 있는 발전기에 대해서는 시간별계약전력량 및 연간예상전력량을 별도 적용할 수 있다.

7.2.5 계약전력량 산정을 위한 세부기준은 차액계약규정에 따른다.

7.3 고장정지율(시간) 및 예방정지율(시간)

7.3.1 고장정지율(시간) 및 중간예방정비정지율(시간)은 전력거래소에서 매년 발표하는 "고장정지통계기준"을 기초로 하여 계약기간 이전의 고장정지율(시간) 및 중간예방정비정지율(시간) 등을 감안하여 산정한다.

7.3.2 계획예방정비정지계획은 발전사업자가 제출하고 전력거래소에 의해 확정된 계획기간을 반영한다.

7.3.3 수력, 부생가스 등 시간별계약전력량을 적용하지 않는 발전기에 대해서는 7.3.1 및 7.3.2 규정을 적용하지 아니할 수 있다.

7.3.4 고장정지율(시간) 및 예방정지율(시간) 산정을 위한 세부기준은 차액계약규정에 따른다.

8.0 발전원별 기준가격 산정

8.1 부생가스발전기 기준가격 산정

8.1.1 부생가스발전기의 기준가격은 계통한계가격과 자가발전대체가격으로 한다. <개정 2017.12.29.>

8.1.2 계통한계가격은 제2.4.2조(한계가격의 결정)의 전력시장가격이며, 자가발전대체가격은 부생가스공급원의 자가용전기설비 대체가격으로서, 고정비기준가격, 변동비기준가격과 기타비용기준가격의 합으로 산정하며, 세부사항은 차액계약규정에 따른다. <개정 2017.12.29.>

8.2 수력발전기 기준가격 산정

8.2.1 수력발전기 기준가격은 7.0 규정 적용을 원칙으로 산정한다.

8.2.2 수력발전기 연료비 기준가격은 별도로 산정하지 않는다.

8.2.3 수력발전기의 시간별계약전력량, 고장정지율(시간) 및 예방정비정지율(시간)은 적용하지 않는다.

8.2.4 수력발전기 기준가격 산정을 위한 세부사항은 차액계약규정에 따른다.

8.3 석탄발전기 기준가격 산정

석탄발전기 기준가격은 7.0 규정 적용을 원칙으로 산정하되, 세부사항은 차액계약규정에 따른다.

8.4 원자력발전기 기준가격 산정

원자력발전기 기준가격은 7.0 규정 적용을 원칙으로 산정하되, 세부사항은 차액계약규정에 따른다.

9.0 차액계약 차액정산

9.1 차액계약의 정산

9.1.1 발전사업자의 최종정산금은 전력시장 정산금에 차액정산금을 반영하여 산정한다.

9.2 발전사업자에 대한 차액정산

9.2.1 차액정산금의 산정 원칙

9.2.1.1 전력거래소는 발전기별 시간별 계약전력량, 기준가격 등을 고려하여 다음과 같은 산식에 의해 시간별 차액정산금을 산정하여야 한다.

차액정산금($VCP_{i,t}$)= 차액금액 + 위약금 + 기타정산금

9.2.1.1.1 차액금액은 시장가격, 기준가격, 계약전력량, 발전량 등을 고려하여 산정한다.

9.2.1.1.2 위약금은 발전기별 시장가격, 기준가격 및 부족전력량(계약전력량에서 발전량을 차감한 값)을 고려하여 산정한다.

9.2.1.1.3 기타정산금은 거래시간별 제약비발전 전력량정산금(PCOFF), 거래시간별 용량정산금(TPCP) 등을 반영한다.

9.2.1.2 시간별 계약전력량을 적용하지 않는 발전기는 9.2.1.1.2의 위약금을 부과하지 않는다.

9.2.1.3 시간별 계약전력량을 산정하지 않는 발전기에 대해서는 일별 기간으로 차액정산금을 산정할 수 있다.

9.2.1.4 차액정산금 산정을 위한 세부기준은 차액계약규정에 따른다.

9.3 발전원별 차액정산기준

9.3.1 부생가스발전기는 거래시간별 차액금액을 산정하되 거래시간별 발전량 실적을 기준으로 산정할 수 있다.

9.3.2 수력발전기는 9.2.1.1에도 불구하고, 거래일별 발전량 실적을 기준으로 차액정산금을 산정할 수 있다.

9.3.3 발전원별 차액정산을 위한 세부기준은 차액계약규정에 따른다.

9.4 전력구매자의 차액정산

9.4.1 전력구매자의 최종정산금은 전력시장 정산금의 총액에서 차액정산금의 총액을 차감하여 산정한다.

9.4.2 판매사업자에 대한 차액정산

판매사업자의 차액정산금은 거래시간별 차액정산금의 총액을 해당 판매사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$TVCP_{s,t} = \sum_{i} VCP_{i,t} \times \frac{PES_{s,t}}{PES_{s,t} + \sum_{d} UPEL_{d,t}}$$

여기서,

$TVCP_{s,t}$(Total VC Payment for Sales Company) : 판매사업자의 거래시간별 차액정산금

$VCP_{i,t}$: 발전기의 거래시간별 차액정산금

$PES_{s,t}$(Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

$$PES_{s,t} = TET_{t} - \sum_{k} PEC_{k,t} - \sum_{d} PEL_{d,t}$$

TET_{t}(Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력 거래량

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

$PEC_{k,t} = MEC_{k,t} \times TLF_{k,t} \times (1 + DLFC) \times (1 + LLFC_{k})$

$MEC_{k,t}$(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 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 직접구매자의 손실계수

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

$$\sum_{d} PEL_{d,t} = \sum_{d} UPEL_{d,t} + \sum_{d} XPEL_{d,t}$$

$UPEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company Under VC) : 차액계약이 있는 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$UPEL_{d,t} = MEL_{d,t} \times TLF_{d,t} \times (1 + DLFL) \times (1 + LLFL_{d})$

$XPEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company eXcept for VC) : 차액계약이 없는 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매전력량

$XPEL_{d,t} = MEL_{d,t} \times TLF_{d,t} \times (1 + DLFL) \times (1 + LLFL_d)$

$MEL_{d,t}$ (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

판매사업자의 거래일에 대한 최종 차액정산금은 다음과 같다.

$$TVCP_s = \sum_t TVCP_{s,t}$$

9.4.3 구역전기사업자에 대한 차액정산

차액계약이 있는 구역전기사업자의 차액정산금은 거래시간별 차액정산금의 총액을 해당 구역전기사업자가 구매한 거래시간별 전력량의 비율을 곱한 금액으로 한다. 즉,

$$TVCP_{d,t} = \sum_i VCP_{i,t} \times \frac{UPEL_{d,t}}{PES_{s,t} + \sum_d UPEL_{d,t}}$$

여기서,

$TVCP_{s,t}$(Total VC Payment for Sales Company) : 구역전기사업자의 거래시간별 차액정산금

$VCP_{i,t}$: 발전기의 거래시간별 차액정산금

$PES_{s,t}$(Purchased Energy by Sales Company): 판매사업자의 거래시간에 대한 구매 전력량

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

TET_t(Total Energy Traded) : 전력시장 전체의 거래시간에 대한 총전력거래량

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

$PEC_{k,t} = MEC_{k,t} \times TLF_{k,t} \times (1 + DLFC) \times (1 + LLFC_k)$

$MEC_{k,t}$(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 설치위치가 계량점과 다를 경우 발생하는 개별 직접 구매자의 손실계수

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

$$\sum_d PEL_{d,t} = \sum_d UPEL_{d,t} + \sum_d XPEL_{d,t}$$

$UPEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company Under VC) : 차액계약이 있는 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효 구매전력량

$UPEL_{d,t} = MEL_{d,t} \times TLF_{d,t} \times (1 + DLFL) \times (1 + LLFL_d)$

$XPEL_{d,t}$(Purchased Energy by a Local sales company eXcept for VC) : 차액계약이 없는 구역전기사업자의 거래시간에 대한 유효구매 전력량

$XPEL_{d,t} = MEL_{d,t} \times TLF_{d,t} \times (1 + DLFL) \times (1 + LLFL_d)$

$MEL_{d,t}$ (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

구역전기사업자의 거래일에 대한 최종 차액정산금은 다음과 같다.

$$TVCP_d = \sum_t TVCP_{d,t}$$

10.0 차액계약 분쟁해결

10.1 차액계약의 해석 및 적용과 관련한 차액계약 당사자간의 분쟁해결을 위하여 전력거래소는 다음 각 호의 업무를 수행할 수 있다.

1. 이해 당사자의 의견청취
2. 분쟁 조정(안) 제시
3. 기타 분쟁 해결에 필요한 사항

10.2 차액계약의 해석 및 적용과 관련한 차액계약 당사자간의 분쟁해결은 규칙 제7장 분쟁조정에 따른다.

10.3 차액계약 당사자는 분쟁해결의 결과를 전력거래소에 통보하여야 한다.

[별지 제1호서식]

발전소별 연료 사용단가 내역서

20 년 월 발전소별 연료 사용단가

발 전 소	연 료	출 고 단 가	단 위	비 고

※ 연료비단가 세부내역에 대한 증빙서류는 별도 첨부.

[별지 제1-1호서식] [신설 2019.5.31.]

발전소별 환경열량단가 산정 내역서

20 년 발전소별 환경열량단가

발 전 소 명 :

- 사 용 연 료 :

구 분	금 액 (원)						계	발열량 (Gcal)
	탈황비용			탈질비용	규제비용			
	석회석 등	용수비	폐수 처리약품비	탈질 재료비	배출부과금	폐기물 처리부담금		
1 월								
2 월								
3 월								
4 월								
5 월								
6 월								
7 월								
8 월								
9 월								
10 월								
11 월								
12 월								
계								

N년도 적용 환경열량단가	단 위
	원/Gcal

※ 관련 증빙서류는 별도 첨부.

[별지 제1-2호서식] [신설 2019.5.31.]

20 년 발전소별 환경비용 구분 내역서

발 전 소 명 :

- 발전기 A : (○○화력 ○~○호기) , 발전형식(ex) 석탄기력)
- 발전기 B : (○○복합 ○~○호기), 발전형식(ex) LNG복합)

공통 비용항목	발전기	구분산정기간	금액(원)		
ex) 탈황비용 용수비	A	20○.○.○ ~ 20○.○.○			
	B				

구 분	ex) 탈황비용 용수비 (원)		ex) 배출부과금 (원)		구분기준 : (비중 %)	
	A	B	A	B	A	B
1 월					(%)	(%)
2 월					(%)	(%)
3 월					(%)	(%)
4 월					(%)	(%)
5 월					(%)	(%)
6 월					(%)	(%)
7 월					(%)	(%)
8 월					(%)	(%)
9 월					(%)	(%)
10 월					(%)	(%)
11 월					(%)	(%)
12 월					(%)	(%)
계					(%)	(%)

※ 관련 증빙서류는 별도 첨부.

[별지 제2호서식]

발전소별 연료 발열량 내역서

20 년 월 발전소별 연료 발열량

발전소명 : 20 . [단위 : ℓ, ㎉, ㎏]

월 별	구분 \ 연료별					
20 .	연 료					
	열 량					
계	연 료					
	열 량					
발열량[㎉/㎏, ℓ]						
열량단가[원/Gcal]						

※ 열량단가 = 연료비 / 연료 발열량

※ 발열량은 자료취득 가능한 1개월 직전의 평균실적을 적용

※ 연료발열량 : 인수식(무연탄, 역청탄의 경우)

※ 혼소율 반영 열량단가 : $\sum_{i}$ (i열량단가 * i가중치),

i : 사용연료 종별

※ 기동연료는 혼소율 계산시 제외

[별지 제3호서식]<삭제 2006.12.26>

[별지 제4호서식]

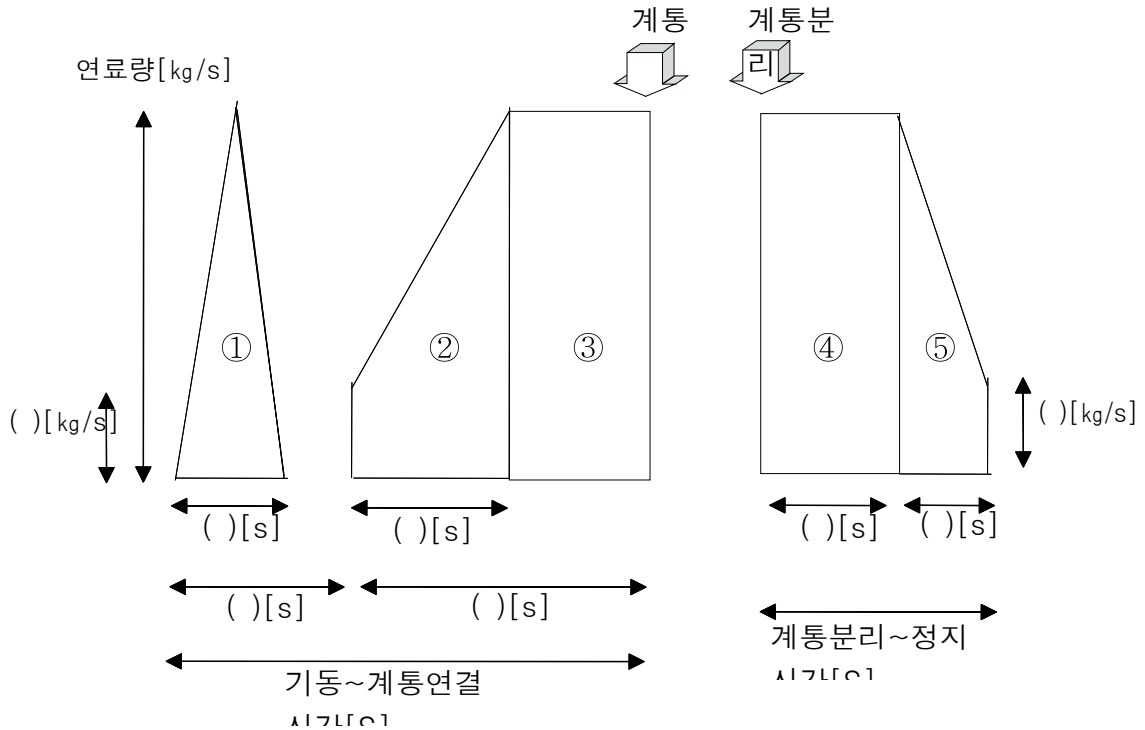
복합발전소 기동연료비 · 소내소비전력 · 용수 산출내역서

○○복합 기동연료비 / 소내소비전력 ■ 용수(순수) 산출내역(예)

Ⅰ. 기동연료비

1. GT 1대당 기동연료 산출내역

○ 기동 FLOW도(예)



○ 사용연료량 산출내역(예)

단위 : kg

No.	사 용 내 용	사 용 량	소 계
1	기동 Purge 연료		기동시 :
2	점화(720rpm)~3450rpm 승속연료		
3	3450rpm~3600rpm도달 및 계통연결전연료		
4	계통분리~Cooling 연료(5분)		정지시 :
5	3600rpm~2400rpm(연료차단) 감속연료		
누 계			

○ C/C Mode의 사용연료량

- G/T 1대의 기동연료비만 적용

Ⅱ. 소내소비전력

1. GT 1대당 소내소비전력

○ 기동시

단위 : kWh

구분	기기명	정격용량	운전대수	사용전력량(HOT)	비고
세부내역					
합 계					

○ 정지시

단위 : kWh

구분	기기명	정격용량	운전대수	사용전력량(HOT)	비고
세부내역					
합 계					

Ⅲ. 용수비용

1. 용수사용단가

단위 : 원/ton

구분	원수료	전력료	원수처리 약품비	여재수지 교체비	하수료	기타	계
단가							

[별지 제5호서식]

화력발전소 기동연료비 · 소내소비전력 · 용수 산출내역서

○○화력 기동연료비 / 소내소비전력 ■ 용수(순수) 산출내역(예)

■ 발전기명 : ○○화력 ○○호기(1대기준)

○ 운전조건 : HOT(정지기간 6시간 이내), 산출기간 명시

No.	호기	계통 계통분리일	계통 계통연결일	정지기간 (Hr:Min)	기동기간 (Hr:Min)	기동 연료량 (연료종류) (ℓ,kg)	소내소비전력 사용량(㎾h)			용수 사용량 (ton)
							정지시	기동시	소계	
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
평 균										

○용수사용단가

단위 : 원/ton

구분	원수료	전력료	원수처리 약품비	여재수지 교체비	하수료	기타	계
단가							

[별지 제6호서식]

원자력발전소 기동비용 산출내역서

○○원자력 기동비용 산출내역(예)

■ 발전기명 : ○○원자력 ○○호기(1대기준)

항 목	내용 및 단위	고온대기(HOT)	비 고
기동소요시간	Hr		
소내소비전력	사용량(kWh)		
	단가(원/kWh)		
	비용(원/회)		
용수비	사용량(톤)		
	단가(원/톤)		
	비용(원/회)		
화학약품비	사용량(kg)		
	단가(원/kg)		
	비용(원/회)		
보조연료	사용량(l)		
	단가(원/ l)		
	비용(원/회)		
기동비용	원/회		

[별지 제7호서식]

발전기별 발전비용 평가자료서

발전기별 발전비용 평가자료

■ 발전소 명 : ■ 발전기 명 :

연료종류	2차 계수	1차 계수	상수항	혼소율	소내전력율 (부하수준별)

가. 입출력 특성계수

※ 송전단 기준

참고사항

① 열소비 상수(NLHCi) : 소숫점이하 7자리에서 반올림하여 6자리

② 1차 열소비 계수(LHCi) : 소숫점이하 7자리에서 반올림하여 6자리

③ 2차 열소비 계수(QHCi) : 소숫점이하 7자리에서 반올림하여 6자리

나. 발전기 가동변수

최대발전 용량[MW]	최소발전 용량[MW]	부하출력증 가율 [MW/min]	부하출력감 소율 [MW/min]	최소운전 시간[h]	최소정지 시간[h]	비 고

※ 송전단 기준

[별지 제7-1호서식] [신설 2016.5.12.]

전기저장장치 특성자료

전기저장장치명					
소 재 지					
설비용량 (kW)					
기동비용(원)			기동소요시간(분)		
송 전 단 최 대 방전용량 (kW)			송 전 단 최 소 방전용량 (kW)		
송 전 단 최 대 충전용량 (kW)			송 전 단 최 소 충전용량 (kW)		
최대 전력 저장량(kWh)			최소 전력 저장량(kWh)		
최대 운전 시간(hr)					
운전주기효율(%)					
출력증가/감소율	구분	구간1	구간2	구간3	구간4
	출력 수준(MW)				
	출력증가율 (MW/min)				
	출력감소율 (MW/min)				
주파수추종 운전범위	최소(MW)		최대(MW)		
부동대(%)					
속도조정률(%)					
원격출력제어 운전범위	최소(MW)		최대(MW)		

[별지 제8호서식]

발전비용평가 특별성능시험 요청서

20 . . .

발 전 소 명		발전소 호기 (설비용량 : MW) (사용연료 :)
시 험 요 청 내 용	구 분	□ 신규설비 □ 연료전환 □ 설비개조 □ 비상운전 □ 기 타
	사 유	
	시험일시	~ (일간)
비 고		
신 청 자		직 위 : 성 명 : (인)

[별지 제9호서식]

발전기 특별성능시험 결과표

▣ 발전소 명 :	▣ 발전기 명 :

20 . . .

1. 연료 종류 및 혼소율

연 료 종 류	혼 소 율 (%)	비 고

2. 부하별 송전단열소비율 및 소내전력율

구 분	100%	75%	50%	30%
열소비율(㎉/㎾h)				
효 율 (%)				
소내전력율 (%)				

3. 입출력 특성계수

2차계수	1차계수	상 수	소내소비계수	소내소비상수	비고

※ 소수점이하 7자리에서 반올림하여 6자리

[별지 제10호서식]

발전비용평가 특별성능시험 입회서

20 . . .

발 전 소 명	발전소 호기 (설비용량 : MW)	
시험입회내용	입회자의견	비고
1. 시험부하 선정 확인 ○설비 성능의 대표성? ○선정된 시험부하의 종류? ○Combine 및 Simple Cycle 시험부하계획의 선정여부? ○선정된 시험부하의 횟수?		
2. 설비상태 및 운전조건 확인 ○설비 사전점검표 확인여부? ○시험 중 설비가 정상적인 운전이 가능한가? ○계통 격리(Cycle Isolation)의 적정 여부?		
3. 시험 진행상태 확인 ○설비 운전상태? ○계측상태? ○기록상태? ○대표성이 있는 측정값 취득 여부?		
성능시험 진 행 자	소 속 : 직 위 : 성 명 : (서명)	
입 회 자	소 속 : 직 위 : 성 명 : (서명)	

[별지 제11호서식]

비용평가위원회 의결사항 부의안건 작성서식

제 차 위 원 회
부 의 안 건

제목	

의안 번호	제 호
의결 일자	20 년 월 일

제 안 위 원	
제 출 일 자	20 년 월 일
제 안 근 거	전력시장운영규칙 제2.2.2.2조 제2항의 규정에 의함

(내 용)
제 목 :

1. 의결주문
2. 제안사유
3. 주요내용
4. 참고사항

[별지 제12호서식]

비용평가위원회 개최통지서

제 차 비용평가위원회

개 최 통 지 서

귀하

다음과 같이 비용평가위원회를 개최하고자 전력시장운영규칙 제2.2.2.1조 제5항의 규정에 의하여 통지합니다.

1. 일 시 : 20 년 월 일 시 분
2. 장 소 :
3. 의 안

의 안 번 호	제 목
제 호	
제 호	
제 호	

첨부 : 제 차 위원회부의안 부

20 년 월 일

비용평가위원회 위원장 : (직인)

[별지 제13호서식]

비용평가위원회 서면위원회 통지서

제　　차　위원회

서 면 위 원 회 통 지 서

귀 하

다음 안건은 부득이한 사유로 서면에 의하여 의결코자 위원회 규정 제　조에　의거　통지합니다.

일　자	의 안 번 호	제　목
20 . . .	제　　호	
20 . . .	제　　호	
20 . . .	제　　호	
20 . . .	제　　호	
20 . . .	제　　호	
20 . . .	제　　호	
20 . . .	제　　호	

첨부 : 1. 제　차　위원회 부의안　　부.

2. 서면결의표　　부.

20　년　월　일

위원장의 명에 의하여

위원회 간사　　(인)

[별지 제14호서식]

비용평가위원회 서면결의표

제 차 위원회

서 면 결 의 표

제 차 위원회 부의안건에 대하여 본인의 의사를 다음과 같이 표시 합니다

일 자	의안번호	제 목	결 과	
			찬 성	반 대
20 . . .	제 호			

20 년 월 일

위원 (인)

(의사표시는 해당란에 서명날인함)

[별지 제15호서식]

0000년 제00차 비용평가위원회 의사록

일 시		장 소	
소 집 자		기 록 자	
출석위원	위원장 외 명 (총 명)		
결석위원			

의안구분	의 결 사 항	의결결과
보고안건		
의결안건		

위 의결의 명확을 기하기 위하여 위원과 위원장이 서명(날인)함.

위 원	서명	위원	서명

비용평가위원회 위원장 (인)

위 결의를 확인함

붙임 : 회의록

[별지 제16호서식]

비용평가위원회 결과통지서

위 원 회 결 과 통 지

제 차 위원회	의안번호 : 제 호
일 시	20 년 월 일 시
수 신	
제 목	

의결결과

20 년 월 일

비용평가위원회 위원장 (직인)

[별지 제17호서식]

채무불이행 통지서

발행번호 FDN - OO - OOOO - OO

회 원 사 명		회원번호	
주 소			
채 무 불 이 행 발 생 일 자		통지일자	
채무불이행 금액	\		
채무불이행 사유			

귀사는 상기 사유로 인하여 채무불이행이 발생됨을 알려드리오니 00월00일 00시까지 불이행 사유를 조속히 해소하여 주시기 바랍니다.
만약, 지정일시까지 해소하지 못한 경우에는 당일 자정(24:00)에 전력거래가 정지됨을 알려 드립니다.
상기사항에 대해 자세한 정보를 원하시면 아래의 연락처로 연락바랍니다.

한국전력거래소 결제 담당부서
담 당 자 : O O O
T E L : OO - OOOO - OOOO
F A X : OO - OOOO - OOOO
E - mail : ID@kpx.or.kr

[별지 제18호 서식]

거래정지 통지서

발행번호 TSN - OO - OOOO - OO

회 원 사 명		회원번호	
주 소			
거래정지일자		통지일자	

거래정지 사유

귀사는 상기 사유로 인하여 전력거래가 정지됨을 통지하오니
거래정지일(OO월OO일 OO시) 이후부터는 전력거래와 관련된 모든 자격이
정지됨을 알려드립니다.
상기사항에 대해 자세한 정보를 원하시면 아래의 연락처로 연락바랍니다.

한국전력거래소 결제 담당부서
담 당 자 : O O O
T E L : OO - OOOO - OOOO
F A X : OO - OOOO - OOOO
E - mail : ID@kpx.or.kr

[별지 제19호서식]

조사요원 증표

조 사 요 원 증

사진

성명 :
소속 :

위 사람은 전력시장운영규칙 제6.3.5조 제2항의 규정에 의하여 전력시장감시를 위한 조사요원임을 증명함

200 년 월 일

전력시장감시위원회 위원장 (인)

가로 7㎝ × 세로 10㎝

[별지 제20호서식]

시정조치 요구에 대한 조치결과 보고서
1. 시정조치 요구 ○ 요구일자 ○ 요구내용 요약
2. 조치결과 ○ 조치일자 ○ 조치 이행여부 : 완전조치, 부분조치, 미조치
3. 부분조치 및 미조치 사유
첨부 1. 조치내용 1부 2. 부분조치 및 미조치에 대한 향후 조치계획 1부
전력시장운영규칙 제6.5.5조의 규정에 의하여 시정조치 요구에 대한 조치결과를 보고합니다. 20 년 월 일 해당기관 기관장 (인)

[별지 제21호서식]

분쟁조정신청서

1. 분쟁당사자의 성명 및 주소

(가) 신청인

법 인	법인명칭		법인주소 전화번호	
	대 표 자 성 명		대 표 자 주 소	
개 인	성 명		주 소 전화번호	
대리인	성 명		주 소 전화번호	

(나) 피신청인

법 인	법인명칭		법인주소 전화번호	
	대 표 자 성 명		대 표 자 주 소	
개 인	성 명		주 소 전화번호	

2. 분쟁조정신청의 취지(필요시 별지기재)

3. 분쟁조정신청 사유(필요시 별지기재)

4. 전력시장운영규칙 관련조항(필요시 별지기재)

20 년 월 일

위 신청인 (인)

(구비서류) 가. 분쟁조정신청서 5부

나. 법인등기등본(개인인 경우 주민등록등본) 1부

다. 대리인 신청시는 위임장 1부

라. 분쟁조정비용 예납영수증 1부

마. 기타 분쟁조정을 위한 참고자료 1부

특수법인 한국전력거래소 귀중

[별지 제22호서식] <개정 2015.9.30.>

정보공개 신청서

접수번호	접수일	처리기간

청구인	성명(법인・단체명 및 대표자 성명)		주민등록(여권・외국인등록)번호
	주소(소재지)		사업자(법인・단체)등록번호
	전화번호	팩스번호	전자우편주소
	[ ]발전사업자, [ ]송전사업자, [ ]배전사업자 [ ]전기판매사업자, [ ]구역전기사업자		[ ]전력거래소 회원 [ ]전력거래소 비회원

청구 내용	
공개 방법	[ ]열람・시청 [ ]사본・출력물 [ ]전자파일 [ ]복제・인화물 [ ]기타( )
수령 방법	[ ]직접 방문 [ ]우편 [ ]팩스 전송 [ ]정보통신망 [ ]기타( )
수수료	[ ]감면 대상임 [ ]감면 대상 아님 감면 사유 ※ 「공공기관의 정보공개에 관한 법률 시행령」 제17조제3항, 전력시장운영규칙 제8.2.2.7조에 따라 수수료 감면 대상에 해당하는 경우에만 적으며, 감면 사유를 증명할 수 있는 서류를 첨부하시기 바랍니다.

전기사업법 제41조 제2항, 동 시행령 제22조 제4항, 전력시장운영규칙 제8.1.3조의 규정에 따라 위와 같이 정보공개 등을 신청합니다.

년 월 일

청구인 (서명 또는 인)

한국전력거래소 이사장 귀하

접 수 증

접수번호	청구인 성명
접수부서	접수자 성명 (서명 또는 인)

귀하의 청구서는 위와 같이 접수되었습니다.

년 월 일

한 국 전 력 거 래 소 이 사 장 직인

유 의 사 항

1. 공개 청구된 공개 대상 정보의 전부 또는 일부가 제3자와 관련이 있다고 인정되는 경우에는 「공공기관의 정보공개에 관한 법률」 제11조제3항에 따라 청구사실이 제3자에게 통지됩니다.
2. 정보 공개를 청구한 날로부터 20일이 경과하도록 정보공개 결정이 없는 경우에는 「공공기관의 정보공개에 관한 법률」 제18조부터 제20조까지의 규정에 따라 한국전력거래소에 이의신청을 하거나, 행정심판 또는 행정소송을 제기할 수 있습니다.

[별지 제23호서식]

정보공개위원회 부의안건 작성서식

제 차 정보공개위원회
부 의 안 건

의결사항

제목	

안건 번호	제 호
의결 일자	20 년 월 일

제 안 위 원 (신청회원)	
제 출 일 자	20 년 월 일
제 안 근 거	

(내 용)

제 목 :

1. 의결주문
2. 제안사유
3. 주요내용
4. 참고사항

[별지 제24호서식]

정보공개위원회 개최통지서

제 차 정 보 공 개 위 원 회
개 최 통 지 서

귀하

전력시장운영규칙 제8.2.2.1조 제2항에 의하여 다음과 같이 정보공개위원회 개최를 통지합니다.

1. 일 시 : 20 년 월 일 시 분
2. 장 소 :
3. 안 건

안 건 번 호	제 목
제 호	
제 호	
제 호	

첨부 : 제 차 정보공개위원회 부의안 부

20 년 월 일

정보공개위원회 위원장 : (직인)

[별지 제25호서식]

정보공개위원회 회의록

20 년 월 일

제 차 정보공개위원회 회의록

일 시	20 년 월 일	장 소	
소 집 자		기 록 자	
출 석 위 원			
결 석 위 원			
참 여 자			

소 관	의 결 내 용	비 고
	안건번호 제 호 내용 설명 안 건 명	
	안건번호 제 호 내용 설명 안 건 명	

의 결 결 과

위 의결결과의 명확을 기하기 위하여 위원 연서 날인함.

위원장 (인) 가 , 부
위원 (인) 가 , 부
위원 (인) 가 , 부
위원 (인) 가 , 부
위원 (인) 가 , 부
위원 (인) 가 , 부
위원 (인) 가 , 부

[별지 제26호서식]

정보공개 신청결과 통지서

정보공개신청 결과통지

수　　신 :

제　　목 :

검토결과 :

20　년　　월　　일

정보공개위원회 위원장　　(직인)

[별지 제26-1호서식] [신설 2015.9.30.]

서면결의 통지서

제 차 정보공개위원회

서 면 결 의 통 지 서

귀 하

다음 안건은 부득이한 사유로 서면에 의하여 의결하고자 정보공개위원회세부운영규정 제 조에 의거 통지합니다.

의 안 번 호	제 목	비 고
제 호		
제 호		
제 호		
제 호		
제 호		
제 호		

첨부 : 1. 제 차 정보공개위원회 부의안 부.

2. 서면결의표 부.

20 년 월 일

위원장의 명에 의하여

정보공개위원회 간사 (인)

[별지 제26-2호서식] [신설 2015.9.30.]

서 면 결 의 표

제　　차 정보공개위원회

서 면 결 의 표

제 차 정보공개위원회 부의안건에 대하여 본인의 의사를 다음과 같이 표시합니다

의안번호	제 목	결 과	
제 호		찬 성	반 대

20 년 월 일

위원 (인)

(의사표시는 "결과"의 해당란에 서명날인 함)

[별지 제27호서식]

정보공개 목록표

분 야	공개항목	공개범위	공개대상	표시주기	공개방법	보관주기	비 고

[별지 제28호서식]

전력시장운영규칙 개정제안서

한국전력거래소 귀중

전력시장운영규칙 제9.3.1조의 규정에 의거 아래와 같이 전력시장운영규칙의 개정을 제안합니다.

1. 개정 필요성 :

2. 개정 내용 :

3. 개정 효과 :

년 월 일

제 안 자 성 명 :
주 소 :
전화번호 :

첨부
1. 현행 및 개정안 대비표
2. 제안사유서

[별지 제29호서식]

규칙개정위원회 심의결과 통지서

규칙개정위원회 심의결과 통지

제 차 규칙개정위원회	제안번호 : 제 호
위원회 개최일시	20 년 월 일 시
제 안 자	
제안내용	
토의내용	- - - - 표결결과 : 찬성 명, 반대 명, 기권 명

심의결과

20 년 월 일

규칙개정위원회 위원장 (직인)

[별지 제30호서식]

위 임 장

수 임 자

소속 및 직책 :

성 명 :

주민등록번호 :

위임사유 :

위 사람에게 20 년 제 차 _____위원회 참석에 따른 일체의 권한을 위임합니다.

20 년 월 일

위 임 자 : 위원 (인)

_____위원회 위원장 귀중

[별지 제31호서식]<개정 2006.9.14., 2006.12.26., 2014.5.16., 2014.11.3>

발 전 입 찰 서 (최초)

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

발전기 기술적 특성		변경사유	발전기 기술적 특성					변경사유
기동 소요시간			구간(MW)					
최대 발전용량			출력증가율					
최소 발전용량			출력감소율					
최소 운전시간			2차연료사용여부(○,×)					
최소 정지시간			* 구간은 끝점을 의미함					

5. 공급가능용량 및 제약량, G/F 및 AGC 제공, 자체기동서비스 가능여부(수력양수는 공급가능용량에 최대용량제출)

구 분	D-1						D																								D +1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
공급가능용량(A_{it})																																		
연료량(OFCA,EGW)																																		
제약량																																		
제약사유																																		
호기별 운전정보																																		
G/F 여부(○,×)																																		
AGC 여부(○,×)																																		
자체기동가능(○,×)																																		

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

---

8. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제31-2호서식] [신설 2015.5.7.]

송 전 사 업 자 용 전 기 저 장 장 치 운 영 계 획 서 (최초)

1. 거래일 날짜 _____
2. 회사명 _____
3. 전기저장장치명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

발전기 기술적 특성		변경사유	발전기 기술적 특성		변경사유
최대충전용량			최대저장전력량		
최소충전용량			최소저장전력량		
최대방전용량			출력증가율		
최소방전용량			출력감소율		
최대운전시간					

5. 주파수조정가능용량 및 제약량, 1차 및 2차 주파수조정 제공여부

구 분	D-1						D																								D +1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
주파수조정가능용량(A_{it})																																		
제약량																																		
제약사유																																		
1차주파수조정여부(○,×)																																		
2차주파수조정여부(○,×)																																		

6. 특기사항(급전운영 참고사항):
7. 회사 서명 _____ 날짜 _____

---

8. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제32호서식]<개정 2006.9.14.>

양 수 계 획 서

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 발전기명(식별번호) _____
4. 예상수요

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

5. 제약운전여부

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

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

---

8. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제32-1호서식] [신설 2016.5.12.]

충 전 계 획 서

1. 거래일 날짜 _____
2. 발전회사 _____
3. 전기저장장치명(식별번호) _____
4. 예상수요

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

5. 제약운전여부

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

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

---

8. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제33호서식]<개정 2006.9.14, 2006.12.26., 2012.12.31., 2014.5.16., 2014.11.3.>

발 전 입 찰 서 (변경)

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

발전기 기술적 특성		변경사유	출력증・출력감소율					변경사유
기동 소요시간			구간(MW)					
최대 발전용량			출력증가율					
최소 발전용량			출력감소율					
최소 운전시간			2차연료사용여부(○,×)					
최소 정지시간			* 구간은 끝점을 의미함					

5. 공급가능용량 및 제약량, G/F 및 AGC제공, 자체기동서비스 가능여부(수력양수는 공급가능용량에 최대용량제출)

구 분	D-1						D																												D +1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
공급가능용량(A_{it})																																		
공급가능용량(TAi,t)																																		
연료량(OFCA,EGW)																																		
제약량																																		
제약사유																																		
호기별 운전정보																																		
G/F 여부(○,×)																																		
AGC 여부(○,×)																																		
자체기동가능(○,×)																																		

6. 특기사항(급전운영 참고사항):
7. 발전회사 서명 _____ 날짜 _____
8. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제33-2호서식] [신설 2015.5.7.]

송 전 사 업 자 용 전 기 저 장 장 치 운 영 계 획 서 (변경)

1. 거래일 날짜 _____
2. 회사명 _____
3. 전기저장장치명(식별번호) _____
4. 기술적 특성

발전기 기술적 특성		변경사유	발전기 기술적 특성		변경사유
최대충전용량			최대저장전력량		
최소충전용량			최소저장전력량		
최대방전용량			출력증가율		
최소방전용량			출력감소율		
최대운전시간					

5. 주파수조정가능용량 및 제약량, 1차 및 2차 주파수조정 제공여부

구 분	D-1						D																								D +1			
거래시간	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4
주파수조정가능용량(A_{it})																																		
제약량																																		
제약사유																																		
1차주파수조정여부(○,×)																																		
2차주파수조정여부(○,×)																																		

6. 특기사항(급전운영 참고사항):
7. 회사 서명 _____ 날짜 _____

---

8. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[별지 제34호서식]

월 간 시 운 전 계 획 서

1. 제출날짜 .....
2. 발전회사 .....
3. 발전기명(식별번호) .....
4. 시운전 계획

시운전 일자	시운전 내용	비 고

5. 연속지 사용 ------- 예/아니오 6. 발전회사 서명 .....

7. 접수시각 ..... 접수자 .....(서명)

[별지 제35호서식]

주 간 시 운 전 계 획 서

1. 제출날짜 .....
2. 발전회사 .....
3. 발전기명(식별번호) .....
4. 시운전 계획

시운전 일자	시간	시운전 내용	출력(MW)	비 고

5. 연속지 사용 ------- 예/아니오 6. 발전회사 서명 .....

7. 접수시각 ..... 접수자 .....(서명)

[별지 제36호서식][신설 2006.12.26.] <개정 2016.5.12.>

발전설비용량 변경/개시/폐지계획

1. 제출날짜 .....

2. 발전회사 .....

3. 발전기(전기저장장치)명 .....

4. 변경/개시/폐지 계획

일 자 (YYMMDD)	사 유 (변경/개시/폐지)	설비용량(MW)		접속점	연계점	비 고
		이전	변경			

5. 연속지 사용 ------- 예/아니오 6. 발전회사 서명 .....

7. 접수시각 ..... 접수자 .....(서명)

[별지 제37호서식] <개정 2017.12.29.>

(앞면)

계량 등록부(원본) ☐주 ☐비교 ☐ESS

발전소			(첨부#1)
발 전 회 사 명		대 표 자 명	
발전소명 및 호기		발 전 소 주 소	
발전기(ESS) 출력	MW	발전기(ESS) 고유번호	
발전소 담당자		전화번호(사선/국선)	/
전자우편 주소	@	설 비 도 면	(첨부#2)

전력량계				(첨부#3)
인 증 코 드		정 격 (CT/PT)		
제 조 회 사		계 량 점		
일 련 번 호		접 속 점		
모 델 명		계 량 기 위 치		
전력량계 형식		계 기 정 수		
계기등급 (정밀도)		프로그램비밀번호		
제 작 연 월		시험일	①오차시험( ) ②검정시험( )	

채널1	채널2	채널3	채널4	비 고
송전유효전력량	수전유효전력량	송전지상무효전력량	송전진상무효전력량	기록주기 : 5분

PT			(첨부#4)	CT			(첨부#4)
명 판	A상	B상	C상	명 판	A상	B상	C상
제작회사				제작회사			
일련번호				일련번호			
모 델 명				모 델 명			
형 식				형 식			
PT 비	/	/	/	CT 비	/	/	/
2차 전압				2차 전류			
B I L				B I L			
오차계급				오차계급			
정격부담				정격부담			

주변압기, 또는 보조변압기(손실기준 : 75℃, 자냉식, 정격탭전압, 1BANK, 전부하)			(첨부#5)
무부하 손실	kW	부하 손실	kW
정 격 용량	MVA	전압 / 결선	/

통신설비 (*설치사업소만 해당)			
모 뎀 제 작 사		* F E P 제 작 사	
모 뎀 일련번호		* F E P 일련번호	
모 뎀 모 델 명		* F E P 모 델 명	
모 뎀 형 식		* F E P 형 식	
통 신 속 도		* 집합형 모뎀 배치번호	
통신회선 구성내역			

봉인			(첨부#6)
봉 인 관 리 번 호		봉 인 자	
봉 인 개 소			

작 성 자	소속		직위		성 명	(인)	작성일	. .
입 회 자	소속		직위		성 명	(인)	작성일	. .
확 인 자	소속		직위		성 명	(인)	검토일	. .

(뒷면)

년 월 일	기재사항 변경	확인인

* 첨부#1 회원사 발전설비 배치 도면
* 첨부#2 단선결선도 및 삼상결선도 (발전소 Single Line 도면, 전력량계 삼상결선도)
* 첨부#3 공인시험기관 성적서 또는 제작업체 성적서 (계량기성적서, 재검정 성적서 발행시 포함)
* 첨부#4 공인시험기관 성적서 또는 제작업체 성적서 (PT, CT, MOF)
* 첨부#5 공인시험기관 성적서 또는 제작업체 성적서 (주변압기 및 보조변압기)
* 첨부#6 계량설비 검사 및 봉인 완료 통지서(거래소 담당자 및 현장 담당자 서명)

[별지 제38호서식]

계량등록부 및 계량데이터 열람 신청서

※ 접수일자와 접수번호는 신청인이 기재하지 않습니다.

<table>
<tr><td colspan="2">※ 접 수 일 자</td><td></td><td>※ 접 수 번 호</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">신청인</td><td rowspan="2">이 름
(법인명칭
및 대표자)</td><td rowspan="2"></td><td>주민등록(여권·
외국인등록)번호</td><td></td></tr>
<tr><td>사업자(법인·
단체)등록번호</td><td></td></tr>
<tr><td>주 소
(소재지)</td><td colspan="3">(전화번호)</td></tr>
<tr><td colspan="2">열 람 대 상</td><td colspan="3">□ 전체 □일부( )</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">열 람 목 적</td><td colspan="3">□ 회원 보유분 분실
● 분실 사유</td></tr>
<tr><td colspan="3">□ 회원 보유분과 비교
● 현장 확인자(전력거래소) :
● 비교내용</td></tr>
<tr><td colspan="3">□ 기타
● 확인사항</td></tr>
<tr><td colspan="5">위와 같이 계량등록부 및 계량데이터의 열람을 신청합니다.
년 월 일
신 청 인 (서명 또는 인)
한국전력거래소 이사장 귀 하</td></tr>
</table>

처 리 결 과

<table>
<tr><td>접 수 번 호</td><td></td><td>신청인 이름</td><td></td></tr>
<tr><td>처 리 결 과</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="4">귀하의 열람신청서는 위와 같이 처리되었습니다.
년 월 일
한국전력거래소 이사장</td></tr>
</table>

[별지 제38-1호서식][신설 2004.7.9]

전력거래용 전력량계 직접시험 보고서

1. 회원사 정보

회원명		사업소명		계량기명		주, 비교

2. 전력량계 정보

인증코드		오차등급	
제 작 사		정 격	/ (V/A)
제 번		제작년월	
형 식	상 선식	계기정수	Wh/Pulse

3. 표준전력량계 정보

제 작 사		검정기관	
제 번		검정유효기간	
오차등급		-	-

4. 시험결과

구분		유효								
역률		1.0			0.8(진)				0.5(지)	
부하전류(A)		6	2.5	0.125	6	2.5	0.25	0.05	6	2.5
오차허용한도 (%)	0.2급	±0.2	±0.2	±0.2	±0.3	±0.3	±0.3	±0.5	±0.3	±0.3
	0.5급	±0.5	±0.5	±0.5	±0.6	±0.6	±0.6	±1.0	±0.6	±0.6
시험결과										

구분		유효		무효					시험일시
역률		0.5(지)		0		0.866			년 월 일 시 분
부하전류(A)		0.25	0.05	6	0.25	6	0.5	0.25	
오차허용한도 (%)	0.2급	±0.3	±0.5	±2.5	±2.5	±2.5	±2.5	±3.0	
	0.5급	±0.6	±1.0	±2.5	±2.5	±2.5	±2.5	±3.0	
시험결과									

시험자	소속		직위		성명		서명	
입회자	소속	전력거래소	직위		성명		서명	

[별지 제39호서식]<개정 2004.11.30, 2006.9.14, 2006.12.26, 2010.11.30., 2013.2.28., 2014.12.31., 2015.3.17., 2016.5.12>

ㅇ초기
ㅇ최종 **정산금 통지서**

○ 회원사명 :
○ 주 소 :
○ 발행번호 : KPX-ISN, FSN-00000000-00
○ 거 래 일 : 0000년 00월 00일

전력거래 정산금(시장정산금-차액정산금)	원
전력거래량	KWh
1. 시장정산금	원
11 전력량정산금	원
12 용량정산금	원
13 부가정산금 131 에너지정산금 132 보조서비스정산금 133 의무이행비용정산금 134 배출권거래비용정산금 135 지역자원시설세정산금	 원 원 원 원
14 양수동력 정산금 양수동력 사용 전력량 141 양수전력량정산금	 KWh 원
15 수수료 151 전력거래수수료	 원
2. 차액정산금	원
21 차액금액	원
22 기타 정산금	원

한국전력거래소
전남 나주시 빛가람로 625 우편번호 520-350
전화 061-0000-0000~0000, 팩스 061-0000-0000

[별지 제39-1호서식] [신설 2016.5.12.]

ㅇ초기
ㅇ최종 **정산금 통지서 <비과세분>**

○ 회원사명 :
○ 주 소 :
○ 발행번호 : KPX-ISN, FSN-00000000-00
○ 거 래 일 : 0000년 00월 00일

전력거래 정산금(시장정산금-차액정산금)	원
전력거래량	KWh
1. 시장정산금	원
11 부가정산금 111 에너지정산금 112 보조서비스정산금	 원 원
12 양수동력 정산금 121 제약비양수전력량정산금	 원
13 예비력불이행 환수금	원
14 수수료 141 연회비	 원
15 전력산업기반기금 부과율 전력산업기반기금	 원
16 채무불이행 연체이자	원
2. 차액정산금	원
21 위약금	원
22 기타 정산금	원

한국전력거래소
전남 나주시 빛가람로 625 우편번호 520-350
전화 061-0000-0000~0000, 팩스 061-0000-0000

[별지 제40호서식]<개정 2004.11.30, 2006.9.14, 2006.12.26, 2010.11.30, 2013.2.28 2014.12.31., 2015.3.17., 2016.5.12.>

전력거래대금 등 ㅇ청구서 ㅇ수정청구서

문서번호 : 제○○-○○○○-○○○○호
수　　신 :
참　　조 :
발행일자 :
제　　목 : 전력거래대금(○○○○년 ○○월 ○차) 청구서

○○○○년 ○○월 ○차분 전력거래대금을 아래와 같이 청구하오니 ○○○○년 ○○월 ○○일까지 시장은행의 귀사 정산계좌에 입금하여 주시기 바랍니다.

전력거래 정산금(시장정산금-차액정산금)	원(VAT 포함)		
	금액	VAT	합계
1. 시장정산금			
11 전력량정산금			
12 용량정산금			
13 부가정산금 131 에너지정산금 132 보조서비스정산금 133 의무이행비용정산금 134 배출권거래비용정산금 135 지역자원시설세정산금			
14 양수동력 정산금 141 양수전력량정산금			
15 수수료 151 전력거래수수료			
2. 차액정산금			

한국전력거래소
전남 나주시 빛가람로 625 우편번호 520-350
전화 061-0000-0000~0000, 팩스 061-0000-0000

[별지 제40-1호서식] [신설 2016.5.12.]

전력거래대금 등 ㅇ청구서 ㅇ수정청구서 <비과세분>

문서번호 : 제○○-○○○-○○○호
수　　신 :
참　　조 :
발행일자 :
제　　목 : 전력거래대금(○○○○년 ○○월 ○차) 청구서

○○○○년 ○○월 ○차분 전력거래대금을 아래와 같이 청구하오니 ○○○○년 ○○월 ○○일까지 시장은행의 귀사 정산계좌에 입금하여 주시기 바랍니다.

전력거래 정산금(시장정산금-차액정산금)	원
	금액
1. 시장정산금	
11 부가정산금 111 에너지정산금 112 보조서비스정산금	
12 양수동력 정산금 121 제약비양수전력량정산금	
13 예비력불이행 환수금	
14 수수료 141 연회비	
15 전력산업기반기금	
16 채무불이행 연체이자	
2. 차액정산금	

한국전력거래소
전남 나주시 빛가람로 625 우편번호 520-350
전화 061-0000-0000~0000, 팩스 061-0000-0000

[별지 제41호서식]<개정 2004.11.30, 2006.9.14, 2006.12.26, 2010.11.30., 2013.2.28. 2014.12.31., 2015.3.17., 2016.5.12>

전력거래대금 등 ㅇ청구요청서 ㅇ수정청구요청서

문서번호 : 제○○-○○○-○○○호
수　　신 :
참　　조 :
발행일자 :
제　　목 : 전력거래대금(○○○○년 ○○월 ○차) 청구요청서

○○○○년 ○○월 ○차분 전력거래대금을 아래와 같이 통보하오니 ○○○○년 ○○월 ○○일까지 전력거래소에 청구하여 주시기 바랍니다.

전력거래 정산금(시장정산금-차액정산금)	원(VAT 포함)		
	금액	VAT	합계
1. 시장정산금			
11 전력량정산금			
12 용량정산금			
13 부가정산금 131 에너지정산금 132 보조서비스정산금 133 의무이행비용정산금 134 배출권거래비용정산금 135 지역자원시설세정산금			
14 양수동력 정산금 141 양수전력량정산금			
15 수수료 151 전력거래수수료			
2. 차액정산금			

한국전력거래소
전남 나주시 빛가람로 625 우편번호 520-350
전화 061-0000-0000~0000, 팩스 061-0000-0000

[별지 제41-1호서식] [신설 2016.5.12.]

전력거래대금 등 ㅇ청구요청서 ㅇ수정청구요청서 <비과세분>

문서번호 : 제○○-○○○○-○○○○호
수　　신 :
참　　조 :
발행일자 :
제　　목 : 전력거래대금(○○○○년 ○○월 ○차) 청구요청서

○○○○년 ○○월 ○차분 전력거래대금을 아래와 같이 통보하오니 ○○○○년 ○○월 ○○일까지 전력거래소에 청구하여 주시기 바랍니다.

전력거래 정산금(시장정산금-차액정산금)	원
	금액
1. 시장정산금	
11 부가정산금 111 에너지정산금 112 보조서비스정산금	
12 양수동력 정산금 121 제약비양수전력량정산금	
13 예비력불이행 환수금	
14 수수료 141 연회비	
15 전력산업기반기금	
16 채무불이행 연체이자	
2. 차액정산금	

한국전력거래소
전남 나주시 빛가람로 625 우편번호 520-350
전화 061-0000-0000~0000, 팩스 061-0000-0000

[별지 제42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49호서식] [삭제 2004. 11. 30]

[별지 제42-1호서식] [신설 2017.12.29.]

(채권양도□ / 질권설정□) 통지서

[양수인이 1인(1법인)인 경우]

수　　신 : 한국전력거래소
통지일자 :

1. 귀 소의 무궁한 발전을 기원합니다.

2. 귀 소의 회원 ○○○(이하 "양도인" 이라 함)은 0000년 00월 00일, *채권양도계약 체결일을 기재하세요*(이하 "계약체결일" 이라 함) 귀소에 대하여 가지는 아래 표 각 표시(✔) 채권을 전력시장운영규칙 제4.3.2조 제4항, [별표 8]에 따라 ○○○(이하 "양수인")에게 양도하였습니다.

- 아　　래 -

양도할 채권의 범위	
해당 발전소	발전소명　　: 소재지　　: 설비용량(kW) :
양도할 채권 (본 양도통지 도달 이후 발생하는 채권)	□ 전력거래대금 □ 발전차액지원금 □ 기타 (　)

3. 이에 □양도인 (□ 양도인으로부터 위임받은 양수인)은 전력시장운영규칙 [별표 8]에 따라 귀 소에 채권양도 사실을 통지합니다.

4. 양도인은 위 2.항의 채권에 대한 지급청구·수령 및 정산계좌 지정·변경 권한을 전력시장운영규칙 [별표 8]에 따라 본 양도통지 도달일로부터 양수인에게 이전합니다.

5. 양도인 및 양수인은 본 채권양도의 효력이 본 양도통지 도달일로부터 전력시장운영규칙 [별표 8] 7.11.6.5 각 호가 정하는 사유가 발생할 때까지 유효함을 확인합니다.

6. 양수인은 위 2.항 채권을 귀 소의 회원사가 아닌 제3자에게 다시 양도하거나 질권, 채권양도담보 등을 설정하는 방법으로 담보로 제공하지 않을 것을 약정합니다.

7. 양수인은 전력시장운영규칙 제4.3.1조(자금이체) 제3항 및 [별표 8] 7.11.6.3에 따라 아래 표에 기재된 금융계좌를 정산계좌로 지정·신고합니다.

- 아 래 -

양수인이 지정하는 정산계좌	
은행명(금융기관명)	
예금주	
계좌번호	

8. 양도인 및 양수인은 귀 소가 본 양도통지에 따라 한 정산을 유효한 채무변제로 인정하며, 이에 대하여 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

9. 양도인 및 양수인은 본 채권양도와 경합하는 채권양도, 압류 등이 발생하는 경우 전력시장운영규칙 및 귀 소의 내부규정에 따르고 이에 대하여 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

붙임 : 양도인 법인(또는 개인)인감증명
: 양수인 법인(또는 개인)인감증명
: 양도인 사업자등록증
: 양수인 사업자등록증(사업자인 경우에 한 함)
: 양도인 인감이 날인된 위임장(양수인이 본 양도통지를 할 경우에 한 함)
: 변경 정산계좌 통장 사본(양수인이 지정하는 계좌가 이전에 등록된 정산계좌와 다를 경우만 제출)

0000년 00월 00일(확정일자와 동일한 날짜 기재)

양도인(회원사) 법인명(성명) (인) *인감도장 날인*
대 표 자
주 소

양수인 법인명(성명) (인) *인감도장 날인*
대 표 자
주 소

[별지 제42-2호서식] [신설 2017.12.29.]

(채권양도□ / 질권설정□) 통지서

[양수인이 다수이거나 신탁사인 경우]

수　　신 : 한국전력거래소
통지일자 :

1. 귀 소의 무궁한 발전을 기원합니다.

2. 귀 소의 회원 ○○○(이하 "양도인" 이라 함)은 0000년 00월 00일, *채권양도계약 체결일을 기재하세요*(이하 "계약체결일" 이라 함) 귀소에 대하여 가지는 아래 표 각 표시(✔) 채권을 전력시장운영규칙 제4.3.2조 제4항, [별표 8]에 따라 아래 4.항 목록 기재 양수인들에게(이하 "양수인")에게 양도하였습니다.

- 아　　래 -

양도할 채권의 범위	
해당 발전소	발전소명　　: 소재지　　: 설비용량(kW) :
양도할 채권 (본 양도통지 도달 이후 발생하는 채권)	□ 전력거래대금 □ 발전차액지원금 □ 기타 (　)

3. 이에 □양도인 (□ 양도인으로부터 위임받은 양수인의 대표자 또는 신탁사)은 전력시장운영규칙 [별표 8]에 따라 귀 소에 채권양도 사실을 통지합니다.

4. 양수인들은 아래와 같이 양수인의 대표자 또는 신탁사에게 본 채권양도와 관련한 모든 권한(채권양도통지, 전력거래대금 채권의 지급청구·수령, 정산계좌 지정·신고, 채권양도 해지통지 등)을 위임합니다.

- 아　　래 -

양수인의 대표자(또는 신탁사)	
양수인(또는 대주) 목록 <양수인의 대표자(또는 신탁사)를 포함하여 기재>	①
	②
	③
	④
	⑤
	⑥

5. 양도인은 위 2.항의 채권에 대한 지급청구·수령 및 정산계좌 지정·변경 권한을 전력시장운영규칙 [별표 8]에 따라 본 양도통지 도달일로부터 위 4.항의 양수인 대표자(또는 신탁사)에게 이전합니다.

6. 양도인 및 양수인은 본 채권양도의 효력이 본 양도통지 도달일로부터 전력시장운영규칙 [별표 8] 7.11.6.5 각 호가 정하는 사유가 발생할 때까지 유효함을 확인합니다.

7. 양수인은 위 2.항 채권을 귀 소의 회원사가 아닌 제3자에게 다시 양도하거나 질권, 채권양도담보 등을 설정하는 방법으로 담보로 제공하지 않을 것을 약정합니다.

8. 위 4.항 양수인의 대표자(또는 신탁사)는 전력시장운영규칙 제4.3.1조(자금이체) 제3항 및 [별표 8] 7.11.6.3에 따라 아래 표에 기재된 금융계좌를 정산계좌로 지정·신고합니다.

- 아 래 -

양수인이 지정하는 정산계좌	
은행명(금융기관명)	
예금주	
계좌번호	

9. 양도인 및 양수인은 귀 소가 본 양도통지에 따라 한 정산을 유효한 채무변제로 인정하며, 이에 대하여 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

10. 양도인 및 양수인은 본 채권양도와 경합하는 채권양도, 압류 등이 발생하는 경우 전력시장운영규칙 및 귀 소의 내부규정에 따르고 이에 대하여 어떠한 법률상 이의도 제기하지 않겠습니다.

붙임 : 양수인의 대표자에 대한 위임장 또는 신탁계약서
(양수인들 또는 대주들의 각 인감증명 날인본)
: 양도인 법인(또는 개인)인감증명
: 양수인 대표자(또는 신탁사) 법인(또는 개인)인감증명
: 양도인 사업자등록증
: 양수인 대표자(또는 신탁사) 사업자등록증(사업자인 경우에 한 함)
: 양도인 인감이 날인된 위임장(양수인이 본 양도통지를 할 경우에 한 함)
: 변경 정산계좌 통장 사본(양수인이 지정하는 계좌가 이전에 등록된 정산계좌와 다를 경우만 제출)

[별지 제43-1호서식] [신설 2017.12.29.]

(채권양도□ / 질권설정□) 해지통지서

수　　신 : 한국전력거래소
통지일자 : 0000년 00월 00일

1. 귀 소의 무궁한 발전을 기원합니다.

2. 양수인(또는 양수인의 대표자) ○○○은(는) 귀 소의 회원 △△△(이하 "회원사" 이라 함) 또는 그로부터 위임받은 양수인(또는 양수인의 대표자) ○○○가 귀 소에 0000년 00월 00일, *채권양도통지의 확정일자를 기재하세요.*(이하 "양도 통지일" 이라 함)통지하였던 채권양도를 0000년 00월 00일자, *채권양도 해지일을 기재하세요* 해지하였습니다.

3. 이에 □양수인 (□ 양수인의 동의를 받은 회원사)은 전력시장운영규칙 [별표 8]에 따라 귀 소에 채권양도 해지 사실을 통지합니다.

4. 양수인은 전력거래대금 채권의 지급청구·수령 및 정산계좌 지정·변경 권한을 본 채권양도계약 해지통지 도달일로부터 회원사에게 반환합니다.

붙임 : 양수인 법인(또는 개인)인감증명
　　: 양수인 사업자등록증(사업자인 경우에 한 함)
　　: 양수인 인감이 날인된 동의서
　　(회원사가 본 채권양도해지통지를 할 경우에 한 함)

0000년 00월 00일

양수인(양수인의 대표자)　　법인명(성명) (인) *인감도장 날인*
　　대 표 자
　　주　　소

□ 회원사가 양수인의 동의를 받아 채권양도해지통지서를 제출할 경우

회원사　　법인명(성명) (인) *인감도장 날인*
　　대 표 자
　　주　　소

[별지 제44-1호서식] [신설 2017.12.29.]

전력거래 정산계좌 변경신청서

수　　신 : 한국전력거래소
통지일자 : 0000년 00월 00일

1. 귀 소의 무궁한 발전을 기원합니다.

2. 양수인(또는 양수인의 대표자) ○○○는 전력시장운영규칙 [별표 8] 7.11.6.7에 따라 아래 표에 기재된 금융계좌를 정산계좌로 변경·신고합니다.

- 아　　래 -

기존 채권양도 통지 내용	
양도인(회원사)	
양수인	
채권양도 확정일자	

변경 후 양수인이 지정하는 정산계좌	
은행명(금융기관명)	
예금주	
계좌번호	

붙임 : 양수인이 지정하는 정산계좌 통장 사본
: 양수인 법인(또는 개인)인감증명 원본
: 사용인감계 원본 (통장인감과 법인(개인)인감이 다를 경우)
: 양수인 사업자등록증(사업자인 경우에 한 함)

0000년 00월 00일

양수인(양수인의 대표자)　　법인명(성명) (인) *인감도장 날인*
대 표 자
주　　소

[별지 제50호서식] <개정 2014.11.3.>

정산결과조정(이의)신청서

신청번호	0 0 0
신청일시	
접 수 자	김 치 국
신 청 자	홍 길 동

회 원 사 명			정산구분	초기 ■ 최종 □
전력거래일		정산결과 교부일		
신청자	성 명	소속부서명	직 위	전화번호
			팀 장	
대상 전력설비명 (수요반응자원명)				
신청 항목구분	□ 입찰, □ 계량, □ 급전지시, □ 정산, □ 한계가격, □ 가격결정발전계획, □ 운용발전계획, □ 수요예측, □ 기타			

1/2

조정(이의)신청내용 :

※ 필요한 경우 본 형식의 乙紙 사용

위와 같은 내용으로 조정(이의)을 신청합니다

한국○○발전(주) 사장 (인)

[별지 제51호서식]

조정(이의)신청등록관리부

신청 번호	회원 사명	신청자	접수자	접수일	처리결과	종결일	종결 처리자

[별지 제52호서식]

정산조정회의 개최 통지서

00발전(주)사장 귀하

조정(이의)신청 번호 XX-XXXX번에 대하여 협의·조정을 위한 조정회의 (SAC-XX-001A)를 다음과 같이 개최하고자 합니다.

1. 일 시 : 20 년 00월 00일, 00:00

2. 장 소 :

3. 조정(이의)신청 및 협의내용

한국전력거래소이사장 (인)

[별지 제53호서식]

정산조정회의록

회의일시		회의번호	SAC-XX-001A
장 소		기 록 자	
참 석 자			
정산조정 및 협의내용			
000년 00월 00일 한국전력거래소 정산담당자 0 0 0 (인)			

[별지 제54호서식] <개정 2014.11.3.>

조정(이의)신청처리결과통지서

〈발전사업자, 구역전기사업자용, 수요관리사업자용〉

발행번호 : ISD(FSD)-XX-XXXX-XX

회원사명 :		정산구분 : 초기 / 최종정산	
적용거래일 :		통지일시 :	
신청자	성 명	소 속	신청일시
신청 처리결과	◆ 처리내용 요약		
정산금 변경 관련 회원사			

조정(이의)신청 처리결과 정산금 변경내역

정산금 변경	전	(원)
	후	(원)
차 액		(원)

양수동력 정산금 변경내역

양수동력 정산금 변경	전	(원)
	후	(원)
차 액		(원)

한 국 전 력 거 래 소

[별지 제55호서식]

정산(이의)신청처리결과통지서

〈판매사업자, 직접구매자, 구역전기사업자용〉

발행번호 : ISD(FSD)-XX-XXXX-XX

회원사명 :		정산구분 : 초기/최종정산	
적용거래일 :		통지일시 :	
신청자	성 명	소 속	신청일시
처리결과	◆ 처리내용 요약		
정산금 변경 관련 회원사	한전 ⇒ 0A발전(주), 0B발전(주) 직접구매자 ⇒ 전력거래소		

조정(이의)신청 처리결과 정산금 변경내역

회원사명	변경 전(원)	변경 후(원)	차 액(원)
수력원자력			
한국남동			
한국중부			
한국서부			
한국남부			
한국동서			
기 타			
합 계			

양수동력 정산금 변경내역

회원사명	변경 전(원)	변경 후(원)	차 액(원)
한국남동			
한국중부			
한국서부			
한국남부			
한국동서			
합 계			

한 국 전 력 거 래 소

[별지 제56호서식]

발전기정지계획서

결재	과 장	부 장	소 장

기안년월일	. . . 요일				
정지 번호	정지기간	발전기명	지장전력	작 업 개 요	비 고
비 고					

한국전력거래소 중앙전력관제센터

[별지 제57호서식]

운영발전계획 제약 검토서

결재	과 장	부 장	소 장

검토일자	‘00.00.00	시행일자	‘00.00.00

송전비제약 발전계획시 문제점		
심야(00시) 기준 [계통수요 : 00,000㎿]	주간(00시) 기준 [계통수요 : 00,000㎿]	최대(00시) 기준 [계통수요 : 00,000㎿]
대 책 (발전력 확보)		

주요 휴전 작업	설비명	자	지	기간	작업내용

한국전력거래소 중앙전력관제센터

[별지 제58호서식]

월간 제약연료 운영계획 제출양식

(　　)월　제약연료 운영계획

1. 제출 날짜 .....
2. 발전회사 .....
3. 제약연료 운영계획

제약연료명	발전기명	연료사용량(톤)	발전량(MWh)	비 고
국내탄				
	합　계			
LNG				
	합　계			

5. 연속지 사용 ------- 예/아니오　　6. 발전회사 서명 .....

7. 접수시각 .....　　접수자 .....(서명)

[별지 제59호서식]

전력설비 변경 예정서

시행예정일		소재지	
준공예정일		소재구간	
공사개요			
계통약도 [변경전] [변경후]			
기타			

[별지 제60호서식]

전기고장 속보

1. 고장발생일시 :　　년　　월　　일 (　　:　　)　　일기 :
2. 고장발생장소 :
3. 고장발생전기설비 :
4. 고장개요

5. 고장원인 :
7. 응급조치 :
7. 복구대책 :

8. 복구(예정)일시 :
9. 기타 :

[별지 제61호서식]

전 기 고 장 상 보

① 고장발생설비의 종류		② 고장발생일시 및 일기	
③ 고 장 발 생 장 소			
④ 고 장 상 황			
⑤ 고 장 원 인			
⑥ 고장발생시의 각 부 보안장치의 지시 또는 동작상황			
⑦ 고장발생전의 관계 전기설비 상태			
⑧ 고 장 복 구 일 시			
⑨ 고장의 결과	가. 공급지장의 종류		
	나. 공급지장을 받는 수용가 또는 구역		
	다. 공급지장전력		
	라. 공급정지시간		
	마. 복 구 조 치		
⑩ 고장재발 방지대책			
⑪ 고장복구 소요비용	자산상 손해금액	공급지장으로 인한 손해금액	손해금액계

[별지 제62호서식]

휴전작업 승인서

결재	과 장	부 장	소 장

승 인 번 호		발 신	
기안 년월일		수 신	
제 목			
작 업 일 시	작업 할 전기설비	세 부 작 업 내 용	비 고
가.			
나.			
다.			
리.			
마.			
지장전력 및 수용가 관계			
작업전 조치사항			
기 타 (상정고장시 조치 사항)			
수 화 자			

공 람		부 장	과 장	계 통	발 전	자 료
	1 부					
	2 부					
	3 부					
	4 부					
	5 부					

한국전력거래소

[별지 제63호서식]

휴전계획서

전압 : kV

번호	설비명	작업개요	작업공정	휴전일시	기기조작사항	비고

휴전작업 통보서(월)

번호	설비명	작업개요	휴전일시	비 고

[별지 제64호서식]

공 사 설 명 서

1. 공사명 :

2. 공사목적

가.

나.

다.

3. 공사개요

가.

나.

다.

4. 휴전작업 예정기간 :

5. 시공방법 :

6. 계통도

7. 일별 공정표

공 종	일 정						비 고
	d일	d+1일	d+2일	d+3일	d+4일	…	

8. 휴전작업 일수 산정기준

9. 관련계통 현장사진 (필요시)

10. 기타 추가 필요사항

[별지 제65호, 제66호서식]<삭제 2008.10.31>

[별지 제67호서식]<개정 2008.10.31>

발전기 조속기 특성 자료

발전기명 : ○○○ 발전소 제 ○,○호기

구 분		내 용	작성예시
발전기 정격용량[MW]			5002MW
보일러 형식			드럼형(관류형)
보일러 사용연료			유연탄(국내탄, 중유, LNG)
운전 제어 형식			터빈협조제어(또는 보일러 추종, 터빈 추종)
조 속 기 일반형식	형 식		DEHC(MHC, EHC,)
	제 작 사		GE
	설치년도		2007년
조속기특성	G.F운전범위 (최소MW~최대MW)		260~520MW
	부동대(%)		0.02%
조속기 속도조정률	기준치(%)		4~5%
	설계치(%)		4~5%
	설정치(%)		5%
AGC 운전가능 발전기	AGC 운전범위 (최소MW~최대MW)		260~520
	출력변동률 (MW/Min)		15MW/Min
특기사항			복합발전기 AGC 운전범위 ex) G/T 2대, S/T 1대 - 최소 : G/T 1대시 최소값 - 최대 : G/T 2대시 최대값 (S/T 운전상태 기준)

붙임 1 : 부동대 증빙자료 1부

2 : 조속기 속도조정률 설정자료 1부.끝.

[별지 제68호서식]<개정 2008.10.31>

발전기 무효전력 특성자료

발전기명 : xxxxx , ㅇㅇ 발전소 제 ## 호기

구분			내용	작성예시	비고
발전기	정격용량 [MVAr]			612000[KVA]	
	정격역률[pf]			지상0.9~진상0.95[pf]	
	정격단자 전압[kV]			18kV	
AVR	제작사			GE	
	모델명			EX2000	
	형 식			정지형, 직접여자방식	
	정격계자 전류[A]			4631[A]	
	과여자 보호 장치	제한 설정 OEL		○ 110% : 60초 지속시 동작 ○ 120% : 30초 지속시 동작 ○ 130% : 순시 동작	정격계자전류 기준
		보호 설정 OET		○ 110% : 120초 지속시 trip ○ 120% : 60초 지속시 trip ○ 140% : 순시 trip	정격계자전류 기준
	저여자 보호장치 (UEL)			○ 0[MW] : -100 [MVAr] ○ 150[MW] : -90 [MVAr] ○ 300[MW] : -80 [MVAr] ○ 450[MW] : -65 [MVAr] ○ 600[MW] : -50 [MVAr]	

붙임 1 : 발전기 공급곡선(P-Q 곡선) 1부
2 : AVR 매뉴얼(AVR 구성회로 및 OEL/UEL 동작개요 확인용) 1부
3 : 발전기 V 곡선 1부
4 : 발전기 무부하 시험곡선(포화, 불포화) 1부
5 : 발전기 단락시험 곡선 1부. 끝.

[별지 제69호서식]<개정 2008.10.31>

자 체 기 동 시 험 검 사 서

사업자명			
대상설비			
시험종류	☐ 인증시험	☐ 정기시험	☐ 특별시험
시험일시	년 월 일		
판 정	적합 / 부적합		

위의 전력설비는 전력시장운영규칙 별표19[보조서비스 절차]에 따라 자체기동시험을 시행하였음을 확인합니다.

시 험 자	소속		직위	
			성명	
입 회 자	소속		직위	
			성명	

붙임 1 : 자체기동발전기 시험성적서 1부
2 : 비상발전기 시험성적서 1부. 끝.

[별지 제70호~제73호서식]<삭제 2008.10.31>

[별지 제74호서식]

발·변전소 변압기 탭 검토 의뢰서

발전소명	항목		내용	비고
발전기명	정격용량(MW)			
	정격전압(kV)			
변압기명	정격용량(MVA)	H	/	
		X	/	
		Y	/	
	정격전압(kV)	H	kV	
		X	kV	
		Y	kV	
	%임피던스	H-X	%(MVA)	
		X-Y	%(MVA)	
		H-Y	%(MVA)	
	변압기 탭 전압		① ② ③ ④ ⑤	
	탭전환장치			

첨부서류 : 1. 발·변전소내 단선도
2. 발전기 일반사양
3. 발전기 무효전력 특성 곡선표

[별지 제75호서식]

발·변전소 변압기 사용 탭 결정서

<table>
<tr><th colspan="2">항 목</th><th colspan="2">내 용</th><th>비 고</th></tr>
<tr><td colspan="2">변압기명</td><td colspan="2"></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">상 수</td><td colspan="2"></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">용량(MVA)×대수</td><td colspan="2"></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">결 선</td><td colspan="2"></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">%임피던스</td><td>H-M</td><td colspan="2">%(MVA기준)</td><td></td></tr>
<tr><td>M-L</td><td colspan="2">%(MVA기준)</td><td></td></tr>
<tr><td>H-L</td><td colspan="2">%(MVA기준)</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">사 용 탭</td><td>변경전</td><td>신증설:변경후</td><td rowspan="2"></td></tr>
<tr><td></td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">정정기한</td><td colspan="2">일까지</td><td></td></tr>
</table>

[별지 제76호서식]

전력계통 유효접지 검토의뢰서(주변압기 현황)

발・변전소 명		
M.Tr 명		
정격용량 [MVA] (1차/2차/3차/4차)		
정격전압 [kV] (1차/2차/3차/4차)		
탭전환장치 (NLTC, ULTC)	TAP 위치	
	TAP 전압[kV]	
변압기 결선(1차, 2차, 3차)		
중성점 BIL [kV]		
% 임피던스/기준용량 [MVA]	1～2차	
	2～3차	
	1～3차	
중성점 접지방식		

○ 작성요령

1. 작성대상 설비 : 타사발전기 및 자가발전기를 포함한 154㎸ 이상 모든 신・증설 설비
2. 작성요령

가. 발・변전소명

나. M.Tr 명 : 발전소의 경우 - 호기명

변전소의 경우 - M.Tr 번호

다. 정격용량 : 발전소의 경우 - 각 호기에 대한 주변압기 용량

변전소의 경우 - 154㎸S/S 이상 각 변압기 권선에 대한 용량

라. 정격전압 : 발전소의 경우 - 각 호기에 대한 주변압기 1,2차 전압

변전소의 경우 - 154㎸S/S 이상 각 변압기 권선에 대한 전압

마. 탭전환장치(NLTC,ULTC) : 해당난에 NLTC 또는 ULTC 표기

(1) TAP 위치

① NLTC의 경우 - 정정치로 지정된 현재 TAP위치

예) 5개 TAP중에 3번 TAP으로 운전할 경우 : “3/5”로 표기

② ULTC의 경우 - 운전 가능한 TAP을 표기

예) 1번 ~ 17번까지 TAP이 있을 경우 TAP운전이 전부 가능하면 “1-9-17”번으로 표기

(2) TAP 전압 : 제일 높은전압, 중간전압, 제일 낮은전압 순으로 작성

예) 379.5 - 345 - 310.5

바. 변압기 결선 : 1,2,3,4차 권선별로 구분하되 3차 또는 4차가 안전권선인 경우 “( )”로 표기 예) Y-Y-(△), Y-Y-Y-(△)

사. 중성점 BIL : 1차(계통)측 중성점 BIL을 기록

아. %임피던스/기준용량 : 변압기 명판에 기록되어 있는 것을 기록

자. 중성점접지방식 : LA접지, 직접접지, 비접지 등

○ **첨부서류 :** 1. 전력계통 단선도, 2. 주발전기 일반사양

[별지 제77호서식]

전력계통 유효접지 검토결과 통보서

○ 회사명 :

M.Tr명	호기	정격전압 (kV)		결 선		중성점 BIL (kV)	중성점 접지방식
		저압측	고압측	저압측	고압측		

[별지 제78호서식]

□전기판매사업자 □구역전기사업자 □직접구매전기사용자	전력거래자 등록신청서			
신청인	상 호(명칭)			
	대 표 자 명		전화번호	
	주 소(본사)			
	사업자등록번호			
사 업 구 역		소 재 지		
		최대부하	kW	
		공급능력	kW	

전력시장운영규칙 제1.2.2조 제1항의 규정에 따라 전력거래자의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제79호서식]

<table>
<tr><td colspan="5">□발전사업자
□집단에너지사업자
□자가용전기설비설치자

전력거래자 등록신청서</td></tr>
<tr><td rowspan="4">신청인</td><td>상 호(명칭)</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>대 표 자 명</td><td></td><td>전화번호</td><td></td></tr>
<tr><td>주 소(본사)</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>사업자등록번호</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">발 전 설 비</td><td>소 재 지</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td>설비용량</td><td colspan="2">kW</td></tr>
<tr><td colspan="5">전력시장운영규칙 제1.2.2조 제1항의 규정에 따라 전력거래자의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하</td></tr>
</table>

[별지 제80호서식]

발전기 등록신청서

발 전 기 명			
소 재 지			
설비용량 (kW)		대수 (기수)	
발 전 단 최 대 발전용량 (kW)		송 전 단 최 대 발전용량 (kW)	
발 전 단 최 소 발전용량 (kW)		송 전 단 최 소 발전용량 (kW)	
발 전 형 식	□기력 □복합 □수력 □양수 □내연 □기타		
발전원 또는 발전연료	□원자력 □석탄 □수력 □LNG □중유 □경유 □기타 □신재생에너지(태양광, 풍력, 매립가스, 폐기물, 기타)		
용 도 구 분	□발전사업용 □집단에너지사업용 □구역전기사업용 □자가용		

전력시장운영규칙 제1.2.2조 제2항의 규정에 따라 발전기의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제80-1호서식] [신설 2016.5.12.]

전기저장장치 등록신청서

전기저장장치 명			
소 재 지			
설비용량 (kW)			
발 전 단 최 대 방전용량 (kW)		송 전 단 최 대 방전용량 (kW)	
발 전 단 최 소 방전용량 (kW)		송 전 단 최 소 방전용량 (kW)	
발 전 단 최 대 충전용량 (kW)		송 전 단 최 대 충전용량 (kW)	
발 전 단 최 소 충전용량 (kW)		송 전 단 최 소 충전용량 (kW)	
최대 전력 저장량(kWh)		최소 전력 저장량(kWh)	
최대 운전 시간(hr)			
용 도 구 분	□발전사업용 □집단에너지사업용 □구역전기사업용 □자가용		
희 망 급 전 방 식	□중앙급전 □비중앙급전 ※중앙급전 등록 여부는 전력시장운영규칙 제1.2.4조 제5항에 따라 결정됨		

전력시장운영규칙 제1.2.2조 제2항의 규정에 따라 전기저장장치의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제81서식]

상업운전개시신고서

신청인	상 호(명칭)			
	대 표 자 명		전화번호	
	주 소(본사)			
발 전 기 명				
소 재 지				
설 비 용 량		kW		
상업운전개시일				

전력시장운영규칙 제14.4조의 규정에 따라 위와 같이 상업운전개시를 신고합니다.

년 월 일

신고인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제82호서식] 발전설비 기술자료 제출(발전기 및 변압기)[신설 2009.06.30]

1. 발전기 일반자료<개정 2009.12.31>

번호	기술자료 항목(약호 또는 조건, 설명)	증빙자료	(선택요소) 또는 데이터 제출값 [단위]
1	사업자 명/발전소 명/ 호기(급전명칭)	문서	
2	발전기 모델,유형	문서	(원통;Round / 돌극;Salient) (동기기 / 유도기)
3	발전기 설계/제작/시공/검증시험사 명	문서	
4	정격 주파수 / 정격 회전수	문서	[Hz] / [RPM]
5	송전접속 관계 도면 (송전망 접속 한전변전소, 접속설비 명)	계통도, 위치도	"별도 첨부"
6	발전소 구내 단선계통도 (전압, 설비제원, 선종 등을 표기)	단선도	"별도 첨부"
7	발전기운전 모드형태별 설비의 구성 (기타 발전기의 기술적 특성)	문서	"별도 첨부"
8	발전기 출력단 정격 전압	문서	[kV]
9	발전기 정격출력	문서	[MW]
10	유효전력 발전단 최대출력(Pmax)	문서	[MW]
11	유효전력 발전단 최소출력(Pmin)	문서	[MW]
12	무효전력 발전단 최대출력(Qmax)	문서	[Mvar]
13	무효전력 발전단 최소출력(Qmin)	문서	[Mvar]
14	d축 과도 개로시정수	문서	[Sec]
15	q축 과도 개로시정수	문서	[Sec]
16	d축 차과도 개로시정수	문서	[Sec]
17	q축 차과도 개로시정수	문서	[Sec]
18	관성정수(1<H<10 p.u.) 단, $H=5.48\times10^{-9}\times[kg\cdot m^2]\times[rpm]^2/MVAr$ - $[kg\cdot m^2]$ = : 관성모멘트, [rpm]: 회전수 - LP,MP,HP,Gen. 전체 합산	문서	[MW·Sec/MVA]
19	댐핑계수	문서	[p.u.]

번호	기술자료 항목(약호 또는 조건, 설명)	증빙자료	(선택요소) 또는 데이터 제출값 [단위]
20	d축 포화/불포화 동기리액턴스(Xd<2.5)	문서	[p.u.] / [p.u.]
21	q축 포화/불포화 동기리액턴스(Xq<Xd)	문서	[p.u.] / [p.u.]
22	d축 포화/불포화 과도리액턴스(X'd<0.5*Xd)	문서	[p.u.] / [p.u.]
23	q축 포화/불포화 과도리액턴스(X'q<Xq)	문서	[p.u.] / [p.u.]
24	d축 포화/불포화 차과도리액턴스(X"d<X'd)	문서	[p.u.] / [p.u.]
25	q축 포화/불포화 차과도리액턴스(X"q)	문서	[p.u.] / [p.u.]
26	누설 포화/불포화 리액턴스(Xl<X"d)	문서	[p.u.] / [p.u.]
27	발전기 포화계수(0<S(1.0) / S(1.0)<S(1.2)) - 포화특성곡선 참조	문서	S(1.0): / S(1.2):
28	발전기 포화특성 곡선	도면	"별도 첨부"
29	역상 포화/불포화 리액턴스(X2)	문서	[p.u.] / [p.u.]
30	영상 포화/불포화 리액턴스(X0)	문서	[p.u.] / [p.u.]
31	발전기 출력특성 곡선(P-Q Curve) - 유,무효출력(최대, 최소), OEL/UEL 한계, 보호장치 설정치 포함	도면	"별도 첨부"
32	대기온도에 따른 출력 가능값(원자력 제외) [섭씨-10도~40도 등 1도 단위)별 상관관계 작성]	도면	필요시 "별도 첨부"
33	발전기 V Curve	도면	"별도 첨부"
34	발전기 제작사 매뉴얼 - 발전기 기기특성 데이터 부분	문서	"별도 첨부"
35	계획 및 건설 중인 발전기의 최초가압, 시운전 및 상업운전 일정	문서	"별도 첨부"
36	발전소 SW에서 전력공급을 담당하는 부하 (부하율, 수용률 등 첨기)	문서	[MW] [Mvar]
37	소내부하 (50%/ 75%/ 100%출력대별 소내부하)	문서	유효전력: / / [MW] 무효전력: / / [Mvar]

주) 32번은 복합발전기 등 관련이 있을 경우에만 제출

2. 발전기 송전용 변압기 일반자료

번호	기술자료 항목(약호 또는 조건, 설명)	증빙자료	(선택요소) 또는 데이터 제출값 [단위]
1	사업자 명/발전소 명 / 호기(급전명칭)	문서	
2	변압기 호기 명칭	문서	
3	변압기 제작/시공/검증시험사 명	문서	
4	변압기 제작 특성사항	문서	(단상, 3상2권선, 3상3권선) (내철형, 외철형) (공랭식, 수냉식 등)
5	변압기 결선 방식(1차/2차/3차)	문서	(Y, D / Y, D / Y, D)
6	정격용량(예 : 3권선인 경우) OA/FA/FOA1/FOA2등 각 냉각방식별 용량구분 작성 - 1차 - 2차 - 3차	문서	[MVA-h] [MVA-l] [MVA-t]
7	권선별 정격전압 - 1차 - 2차 - 3차	도면,문서	[kV-h] [kV-l] [kV-t]
8	임피던스(예 : 3권선인 경우 MVAh base) - 1~2차 - 2~3차 - 3~1차	문서	[Per unit](H-L) [Per unit](L-T) [Per unit](T-H)
9	탭 절환기 유형 및 취부위치		(NLTC, OLTC) (고압측, 저압측)
10	총 탭수/현재 운전 탭위치	문서	/
11	탭 위치별 전압	문서	[kV]/ [kV]/..../ [kV]
12	1탭당 전압변동 폭	문서	[kV/스텝]
13	중성점 BIL / 접지방식	문서	[kV] /
14	변압기 명판 데이터 (각변위 자료)	도면	“별도 첨부”
15	변압기 제작사 매뉴얼 - 변압기 기기특성 데이터 부분	문서	“별도 첨부”

주) 발전기 송전용 변압기 외에 보조설비/기동용/여자용 변압기 기술 자료는 별도 요청시 제출

3. 발전기 모델링 파라미터(Parameter) 자료

번호	파라미터명	값	비고
1	P		
2	P+1		
3	P+2		
.	.		
.	.		
n+1	P+n		

☞ 첨부서류 : 발전기 데이터시트 작성 근거 서류 1부

[별지 제83호서식] 발전설비 기술자료 제출(조속기) [신설 2009.06.30]

1. 조속기 일반자료

번호	기술자료 항목(약호 또는 조건, 설명)	증빙자료	(선택요소) 또는 데이터 제출값 [단위]
1	사업자 명/발전소 명 / 호기(급전명칭)	문서	
2	조속기 제작사 / 검증시험사 / 모델명	문서	/ /
3	조속기 전달함수 블록선도 등 관련자료	도면	"별도 첨부"
4	조속기 제작사 매뉴얼 - 조속기 기기특성 데이터 부분	문서	"별도 첨부"

2. 조속기 모델링 파라미터(Parameter) 자료

번호	파라미터명	값	비고
1	P		
2	P+1		
3	P+2		
.	.		
.	.		
n+1	P+n		

☞ 첨부서류 : 조속기 데이터시트 작성 근거 서류 1부

[별지 제84호서식] 발전설비 기술자료 제출(여자기) [신설 2009.06.30]

1. 여자기 일반자료

번호	기술자료 항목(약호 또는 조건, 설명)	증빙자료	(선택요소) 또는 데이터 제출값 [단위]
1	사업자 명/발전소 명 / 호기(급전명칭)	문서	
2	여자기 제작사 / 검증시험사 / 모델명	문서	/ /
3	여자기 전달함수 블록선도 등 관련자료	도면	"별도 첨부"
4	여자기 제작사 매뉴얼 - 여자기 기기특성 데이터 부분	문서	"별도 첨부"

2. 여자기 모델링 파라미터(Parameter) 자료

번호	파라미터명	값	비고
1	P		
2	P+1		
3	P+2		
.	.		
.	.		
n+1	P+n		

☞ 첨부서류 : 여자기 데이터시트 작성 근거 서류 1부

[별지 제85호서식] 발전설비 기술자료 제출(계통안정화장치) [신설 2009.06.30]

1. 계통안정화장치(Power System Stabilizer)

번호	기술자료 항목(약호 또는 조건, 설명)	증빙자료	(선택요소) 또는 데이터 제출값 [단위]
1	사업자 명/발전소 명 / 호기(급전명칭)	문서	
2	PSS 제작사 / 검증시험사 / 모델명	문서	/ /
3	PSS 전달함수 블록선도 등 관련자료	도면	"별도 첨부"
4	PSS 제작사 매뉴얼 - PSS 기기특성 데이터 부분	문서	"별도 첨부"
5	PSS설치일 / Tuning 시행여부 (변경시 파라메터 값 포함)	문서	년 월 일/
6	운전여부 및 사유	문서	(운전,정지), 사유:

주) 계통안정화장치(P.S.S)가 설치된 경우에 작성

2. 계통안정화장치 모델링 파라미터(Parameter) 자료

번호	파라미터명	값	비고
1	P		
2	P+1		
3	P+2		
.	.		
.	.		
n+1	P+n		

☞ 첨부서류 : 계통안정화장치 데이터시트 작성 근거 서류 1부

[별지 제86호서식] 전기사용 신청고객 부하 자료 제출 [신설 2009.06.30]

1. 전력공급방안 기술검토용 일반자료

번호	기술자료 항목	증빙자료 및 형태	제출값
1	공급변전소 명(또는 계통선로 분기점)	문서	
2	접속선로 구성도 및 설비의 정격	문서	
3	접속설비의 전압	kV	
4	계약 전력량(증감분 표기)	MW	
5	고객측의 최대부하 실적(3개년) 또는 예측치	P MW + jQ MVAr	
6	고객측의 최소부하 실적(3개년) 또는 예측치	P MW + jQ MVAr	
7	접속변전소와 연계된 345kV 변전소의 최대부하 실적(3개년) 또는 예측치	P MW + jQ MVAr	
8	접속변전소와 연계된 345kV 변전소의 최소부하 실적(3개년) 또는 예측치	P MW + jQ MVAr	
9	공급을 담당하는 154kV 설비와 이에 연계된 345kV 설비의 신증설 또는 변경계획	문서	
10	기존 공급방안 및 수급계약서, 변동내역	문서	
11	고객측 수전설비의 단선결선도, 설비목록	문서	
12	고객측 수전설비의 변압기 정격 및 TAP 특성	문서	
13	고객측 주변압기 접지방식 및 특성	문서	
14	고객측 수전설비 보호방식 및 정정치	문서	
15	설비별 연속정격, 과도정격, 차단성능, 절연특성에 관련된 상시/비상시 정격자료	문서	
16	비상시 공급용 발전설비 또는 수전대책	문서	
17	고객의 비정상적인 특성을 가진 부하	문서	
18	전압 및 주파수 변동에 민감한 부하	문서	
19	1MW 이상의 수요변동을 유발하는 부하	문서	
20	부하 불평형[%], 전압왜형율[%] 자료	문서	

주) 10번 항목의 공급방안 관련 자료는 공급방안 협의록, 수급계약서 등의 변경 전,후 내용이 첨부되어야 함

주) 12~20번 항목은 공급방안 검토 목적상 필요한 경우에 전력거래소의 요청에 따라 제출하여야 함

2. 접속변전소 및 고객 수전측 차단기 상세 자료

번호	기술자료 항목	증빙자료 및 형태	제출값
1	설비 급전명칭 (접속측/수전측)	문서	
2	정격전압	kV	
3	운전전압	kV	
4	3상단락고장 정격 차단전류	kA	
5	1상지락고장 정격 차단전류	kA	
6	정격 3상 부하차단 전류	kA	
7	정격 1상 부하차단 전류	kA	
8	정격 3상 투입전류	kA	
9	정격 1상 투입전류	kA	

주) 3번 및 5~9번 항목은 공급방안 검토 목적상 필요시 전력거래소의 요청에 따라 제출

3. 접속변전소로부터 고객 수전점을 연결하는 전력선(가공,지중) 상세 자료

번호	기술자료 항목	증빙자료 및 형태	제출값
1	설비 급전명칭 (가공/지중케이블 구분)	문서	
2	공칭 운전전압	kV	
3	건설 세부사항 (예: 이중회로, 삼중 코어 또는 코어 케이블, 준공시기)	문서	
4	자기 임피던스와 어드미턴스 (매 회선, 100MVA기준) a. 정상 임피던스 b. 정상 어드미턴스	 R_{11}+j X_{11}[pu] B_{11}[pu]	
5	자기 임피던스와 어드미턴스 (매 회선, 100MVA기준) a. 영상 임피던스 b. 영상 어드미턴스	 R_{00}+j X_{00}[pu] B_{00}[pu]	
6	상호 임피던스와 어드미턴스 (다중2회선 경우, 100MVA기준위) a. 영상 임피던스	 R_0+j $X_{0\ (1\text{-}2)}$[pu]	
7	상호 임피던스와 어드미턴스 (다중2회선 경우, 100MVA기준) a. 영상 어드미턴스	 $B_{0\ (1\text{-}2)}$[pu]	
8	회선별 정격최대 전류	A	
9	단시간 정격전류 및 시간	A, time	
10	위 정격전류의 경우 주변 운전조건	문서	
11	자동 재폐로 세부사항	문서	

주) 가공 다중회선으로 구성되는 송전선로일 경우에는 위 5~7번 항목을 포함한 각 회선의 자기 임피던스 및 어드미턴스가 해당 회로와 각 관련 회선사이의 상호 임피던스와 어드미턴스 데이터를 함께 제출하여야 함.

주) 3,11번 항목은 공급방안 검토 목적상 필요시 전력거래소의 요청에 따라 제출

4. 고객측 무효전력 보상설비(S.C, Sh.R, FACTS 등) 상세 자료

번호	기술자료 항목	증빙자료 및 형태	제출값
1	설비 급전명칭	문서	
2	접속점 및 전압	문서, kV	
3	보상설비 유형, 형식	문서	
4	정격 및 운전범위	MVAr	
5	단위기별 용량 및 전체 설치 용량	MVAr	
6	스위치 기기의 수 (적용가능 시)	개수	
7	제어 및 개폐시 과도 특성	문서	
8	성능의 모델링에 필요한 제어장치의 개별 설비별 기술사항, 보호시스템 설정	문서	

주) 고객측 무효전력 보상설비(S.C, Sh.R, FACTS 등) 상세 자료는 병렬 리액터, 병렬 및 직렬 커패시터 뱅크 등의 설비 보유시 제출

주) 8번 항목은 공급방안 검토 목적상 필요시 전력거래소의 요청에 따라 제출

주) SVC, 유연송전시스템(FACTS) 등 동적 무효전력보상설비의 특성 자료 : 설비의 설치위치, 기기유형, 정격 등의 기술적인 데이터는 설비의 동적 및 정적 성능에 대한 모델링에 필요한 개별 설비별 세부기술사항이 기술된 상세 자료와 함께 제출

5. 고객측 위상변이변압기 상세 자료

번호	기술자료 항목	증빙자료 및 형태	제출값
1	설비 급전명칭(변압기 구분 ID)	문서	
2	세부사항(단상/3상, 권선수, 운전시기 등)	문서	
4	각 권선수의 정격 a. 고압 H b. 저압 L c. (존재하면) 저압 3차측 T	 MVA H MVA L MVA T	
5	주요 탭 정격전압	kVH/kVL	
6	권선간 임피던스(100MVA h 기준) a. 고압 중압간 b. 고압 저압 3차간(존재하면) c. 중압 저압 3차간(존재하면)	 R+j X_{H-L}[p.u.] R+j X_{H-T}[p.u.] R+j X_{L-T}[p.u.]	
7	탭 권선	문서	
8	탭 변경 범위	kV ~ kV	
9	탭 변경 단위 크기	%	
10	탭 변경자 유형, On.Off 부하	On/Off	
11	권선 벡터 그룹	문서	
12	중성 접지 설비	문서	
13	포화 곡선과 기준권선	문서	
14	각 권선의 단시간 전류비율과 관련 지속시간 a. 고압 b. 저압 c. (존재하면) 저압 3차측	 A, time A, time A, time	
15	기타 운전제약조건 및 보호시스템 설정	관련 문서	

주) 고객측 위상변이변압기 상세 자료는 고객 설비에 포함되어 있을 경우 제출
주) 15번 항목은 공급방안 검토 목적상 필요시 전력거래소의 요청에 따라 제출

6. 플리커(Flicker) 검토 자료

번호	기술자료 항목	증빙자료	제출값
1	플리커 예측 계산서 (예측검토서)	문서	분석검토서 제출
2	고객소유선로 평면도	문서	
3	고객구내 단선 결선도 (선로긍장, 규격, 전압, 용량, %Z 등 표시)	문서	
4	수전용 변압기 명판 사본 (용량, 임피던스, 결선방식, %Z 등)	문서	
5	보상설비 명판 사본 (용량, 임피던스, 결선방식, %Z 등)	문서	
6	전기로용 변압기 명판 사본 (용량, 임피던스, 결선방식, %Z 등)	문서	
7	전기로용 리액터(Reactor) 명판 사본 (용량, 임피던스, 결선방식, %Z 등)	문서	
8	전기로 명판 사본	문서	

주) 플리커(Flicker) 검토 자료는 고객의 설비중 전기로 신・증설등 플리커 유발하는 설비를 보유시 제출

주) 명판사본 제출항목에는 각 기기의 Tap전압 및 %Imp가 명시되어야 하며, 명판 사본이 없을 경우는 기기의 Tap전압 및 %Imp가 기재된 공인시험기관의 시험성적서 또는 제작회사의 시험성적서를 제출

7. 고조파 검토 자료

번호	기술자료 항목	증빙자료	제출값
1	고조파 예측 계산서 (예측검토서)	문서	분석검토서 제출
2	고객구내 단선결선도(선로긍장, 규격, 전압, 용량, %Z 등 표시)	문서	
3	고조파 발생기기의 명판 사본(형식, 용량, 결선방식, Pulse수 등)	문서	
4	수전용 변압기 명판 사본(용량, 임피던스, 결선방식, %Z 등)	문서	
5	발생기기 공급용 변압기 명판 사본(용량, 임피던스, 결선방식, %Z 등)	문서	
6	제어방식 및 제어각	문서	
7	공급계통 Impedance Map	문서	
8	선로 자료(선종, 긍장, R+jX)	문서	
9	부하자료(용량, 부하율, 역율)	문서	
10	고조파 저감을 위한 보상장치(SVC 등) 명판 사본	문서	
11	고조파 저감을 위한 SC 명판사본	문서	
12	고조파 저감을 위한 FILTER 명판사본	문서	
13	고조파 저감을 위한 RC BANK 명판사본 등	문서	

주) 고조파 검토 자료는 고조파를 유발하는 전력변환장치등을 신・증설하는 경우에 제출

주) 명판사본 제출항목에는 각 기기의 정격 및 %Imp가 명시되어야 하며, 명판 사본이 없을 경우는 기기의 설계치나 시험치가 기재된 공인시험기관의 시험성적서 또는 제작회사의 시험성적서를 제출

[별지 제87호 서식]

청렴서약서

소　　속 :
직　　위 :
성　　명 :

위 본인은 ○○○○위원회 위원으로 위촉되어 활동을 함에 있어서, 관련 규정과 절차에 따라 공정하고 투명하게 업무를 집행함은 물론 심의·의결와 관련하여 지득한 내용은 어떠한 경우에도 일체 누설하지 않을 것이며, 만일의 경우 이를 위반하여 물의를 야기할 때에는 전적인 책임을 지고 어떠한 처벌이라도 감수할 것을 서약합니다.

년　　월　　일

위 서약자　　(인)

○○○○○ ○○○ 귀하

[별지 제88호 서식]

심의 및 의결 참여불가 신청서

위 본인은 ○○○○위원회 위원으로서 다음의 사항에 대하여 심의 및 의결에 참여할 수 없음을 알려드립니다.

○ 회 의 명 :

○ 회의일시 :

○ 기피안건 :

위원 (인)

○○○○위원회 위원장 귀하

[별지 제89호 서식] [신설 2013.2.28.] <개정 2017.2.28., 2019.5.31.>

신재생에너지 공급의무화제도(RPS)
공급인증서(REC) 매매계약서 [고정가격(선정)]

계약자	구매자	상 호 명			사업자등록번호	
		대 표 자			전 화 번 호	
		주 소				
	판매자	발 전 소 명			사업자등록번호	
		대 표 자			전 화 번 호	
		주 소				
		설비현황	에 너 지 원	(태양광/태양광+ESS) (설치유형 (예:일반부지)	설 비 용 량	kW
			소 재 지	(우편번호) (주소)	(상세주소)	(지역 (예:전남))
			(예상)가중치		발전사업허가번호	
					발전사업허가일	
			설비코드		계약번호(발전기코드)	

계약내용	계약종류/선정시기	고정가격(선정)/ 년, 상·하반기	ESS 계약여부 □
	계약서 상의 계약일	년 월 일	
	계약기간	년 월 부터 ~ 년 월 까지 (년 개월)	
	계약단가	□ 원/(SMP+1REC) □ 원/(SMP+1REC×가중치)	
	공급인증서 매매량 (예상)	REC/년 * 연평균 가동율 기준의 예상전력량에 가중치를 적용한 추정치	
	계약보증금	금 (한글) 원정(₩)	
	REC 매매방식	비율 ☑ 〔(매매)율 : 100%〕	

구매자와 판매자는「공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙」에 따라 발급된 공급인증서를 판매 및 구매할 것을 확약하며 이 계약의 증거로서 계약서를 작성하여 당사자가 전자서명한 후 각각 1통씩 보관한다.

년 월 일

구 매 자 전자서명

판 매 자 전자서명

계약보증증권	제출		면제	

※ 필수 첨부서류 :

- 매도자 : 설비확인서(별지포함), 사업자등록증, 발전사업허가증, 계약보증증권
- 매수자 : 계약 일반조건/특수조건

※ 참고사항 ☑ (참고사항 확인 체크)

1. 본 계약서에 입력된 거래조건에 따라 REC 거래는 자동으로 이루어지므로 위 거래조건 이외 거래는 불가하며, 일반(특수)조건 등과 상충 시 본 계약서가 우선한다.
2. 위 계약조건에 해당하는 발전 월의 REC는 현물거래가 금지된다.
3. 100kW 이상 설비의 공급인증서 발급수수료는 공급인증서 매도자가 부담하며, 거래수수료는 쌍방이 각각 부담한다.

4. 설비의 양도양수시 반드시 매수자에게 통보하여 매수자는 양수인과 변경계약을 체결해야 하며, 미준공(설비확인서 미발급) 상태 양도양수시도 동일하다.
5. REC채권의 양도양수시 반드시 매수자에게 통보하여 계약당사자간 계약이 착오없이 이행되도록 한다.
6. 계약기간은 계약서상의 계약일로 부터 시작된다. 단, 계약일 이후에 상업운전을 개시한 경우는 상업운전 개시일로부터 시작한다.
7. 소수점 이하 REC에 대해 단일계약일 경우 소수점 첫째자리에서 반올림되며, 다중 계약일 경우 비율이 높은 계약으로 우선/순차적으로 배분된다.
8. 계약당사자는 상호이익을 존중하되 계약상의 의무를 신의에 따라 성실히 이행함으로써 상호 공정한 거래관계를 추구하며, 계약사실에 대한 분쟁 발생시 분쟁이 확정적으로 해결된 후 이에 대한 결과를 공급인증기관에 고지한다.

[별지 제89-1호 서식] [신설 2019.5.31.]

신재생에너지 공급의무화제도(RPS) 공급인증서(REC) 매매계약서 [선정]							
계약자	구매자	상 호 명			사업자등록번호		
		대 표 자			전 화 번 호		
		주 소					
	판매자	발 전 소 명			사업자등록번호		
		대 표 자			전 화 번 호		
		주 소					
		설비현황	에 너 지 원	(태양광/태양광+ESS) (설치유형 (예:일반부지)	설 비 용 량		kW
			소 재 지	(우편번호)	(주소)	(상세주소)	(지역 (예:전남))
			(예상)가중치		발전사업허가번호		
					발전사업허가일		
			설비코드		계약번호(발전기코드)		
계약내용	계약종류/선정시기			선정/ 년, 상·하반기			ESS 계약여부 □
	계약서 상의 계약일			년 월 일			
	계약기간			년 월 부터 ~ 년 월 까지 (년 개월)			
	계약단가			원/REC ('17년 이전 선정)			
	공급인증서 매매량 (예상)			REC/년 * 연평균 가동율 기준의 예상전력량에 가중치를 적용한 추정치			
	계약보증금			금 (한글) 원정(₩)			
	REC 매매방식			비율 ☑ 〔(매매)율 : 100%〕			

구매자와 판매자는「공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙」에 따라 발급된 공급인증서를 판매 및 구매할 것을 확약하며 이 계약의 증거로서 계약서를 작성하여 당사자가 전자서명한 후 각각 1통씩 보관한다.

년 월 일

구 매 자 전자서명

판 매 자 전자서명

계약보증증권	제출		면제		

※ 필수 첨부서류 :

- 매도자 : 설비확인서(별지포함), 사업자등록증, 발전사업허가증, 계약보증증권
- 매수자 : 계약 일반조건/특수조건

※ 참고사항 ☑ (참고사항 확인 체크)

1. 본 계약서에 입력된 거래조건에 따라 REC 거래는 자동으로 이루어지므로 위 거래조건 이외 거래는 불가하며, 일반(특수)조건 등과 상충 시 본 계약서가 우선한다.
2. 위 계약조건에 해당하는 발전 월의 REC는 현물거래가 금지된다.
3. 100kW 이상 설비의 공급인증서 발급수수료는 공급인증서 매도자가 부담하며, 거래수수료는 쌍방이 각각 부담한다.

4. 설비의 양도양수시 반드시 매수자에게 통보하여 매수자는 양수인과 변경계약을 체결해야 하며 미준공(설비확인서 미발급) 상태 양도양수시도 동일하다.
5. REC채권의 양도양수시 반드시 매수자에게 통보하여 계약당사자간 계약이 착오없이 이행되도록 한다.
6. 계약기간은 계약서상의 계약일로 부터 시작된다. 단, 계약일 이후에 상업운전을 개시한 경우는 상업운전 개시일로부터 시작한다.
7. 소수점 이하 REC에 대해 단일계약일 경우 소수점 첫째자리에서 반올림되며, 다중 계약일 경우 비율이 높은 계약으로 우선/순차적으로 배분된다.
8. 계약당사자는 상호이익을 존중하되 계약상의 의무를 신의에 따라 성실히 이행함으로써 상호 공정한 거래관계를 추구하며, 계약사실에 대한 분쟁 발생시 분쟁이 확정적으로 해결된 후 이에 대한 결과를 공급인증기관에 고지한다.

[별지 제89-2호 서식] [신설 2019.5.31.]

신재생에너지 공급의무화제도(RPS) 공급인증서(REC) 매매계약서 [소형태양광]

계약자	구매자	상 호 명			사업자등록번호	
		대 표 자			전 화 번 호	
		주 소				
	판매자	발 전 소 명			사업자등록번호	
		대 표 자			전 화 번 호	
		주 소				
		설비현황	에 너 지 원	(태양광/태양광+ESS) (설치유형 (예:일반부지)	설 비 용 량	kW
			소 재 지	(우편번호) (주소)	(상세주소)	(지역 (예:전남))
			(예상)가중치		발전사업허가번호	
					발전사업허가일	
			설비코드		계약번호(발전기코드)	

계약내용	계약종류/선정시기	소형태양광/ 년, 상·하반기	ESS 계약여부 □
	계약서 상의 계약일	년 월 일	
	계약기간	년 월 부터 ~ 년 월 까지 (년 개월)	
	계약단가	원/(SMP+1REC×가중치)	
	공급인증서 매매량 (예상)	REC/년 * 연평균 가동율 기준의 예상전력량에 가중치를 적용한 추정치	
	계약보증금	금 (한글) 원정(₩)	
	REC 매매방식	비율 ☑ 〔(매매)율 : 100%〕	

구매자와 판매자는「공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙」에 따라 발급된 공급인증서를 판매 및 구매할 것을 확약하며 이 계약의 증거로서 계약서를 작성하여 당사자가 전자서명한 후 각각 1통씩 보관한다.

년 월 일

구 매 자 전자서명

판 매 자 전자서명

계약보증증권	제출		면제	

※ 필수 첨부서류 :

- 매도자 : 설비확인서(별지포함), 사업자등록증, 발전사업허가증, 계약보증증권
- 매수자 : 계약 일반조건/특수조건

※ 참고사항 ☑ (참고사항 확인 체크)

1. 본 계약서에 입력된 거래조건에 따라 REC 거래는 자동으로 이루어지므로 위 거래조건 이외 거래는 불가하며, 일반(특수)조건 등과 상충 시 본 계약서가 우선한다.
2. 위 계약조건에 해당하는 발전 월의 REC는 현물거래가 금지된다.
3. 100kW 이상 설비의 공급인증서 발급수수료는 공급인증서 매도자가 부담하며, 거래수수료는 쌍방이 각각 부담한다.

4. 설비의 양도양수시 반드시 매수자에게 통보하여 매수자는 양수인과 변경계약을 체결해야 하며 미준공(설비확인서 미발급) 상태 양도양수시도 동일하다.
5. REC채권의 양도양수시 반드시 매수자에게 통보하여 계약당사자간 계약이 착오없이 이행되도록 한다.
6. 계약기간은 계약서상의 계약일로 부터 시작된다. 단, 계약일 이후에 상업운전을 개시한 경우는 상업운전 개시일로부터 시작한다.
7. 소수점 이하 REC에 대해 단일계약일 경우 소수점 첫째자리에서 반올림되며, 다중 계약일 경우 비율이 높은 계약으로 우선/순차적으로 배분된다.
8. 계약당사자는 상호이익을 존중하되 계약상의 의무를 신의에 따라 성실히 이행함으로써 상호 공정한 거래관계를 추구하며, 계약사실에 대한 분쟁 발생시 분쟁이 확정적으로 해결된 후 이에 대한 결과를 공급인증기관에 고지한다.

[별지 제90호서식] [신설 2013.2.28.] <개정 2017.2.28., 2019.5.31.>

신재생에너지 공급의무화제도(RPS) 공급인증서(REC) 매매계약서 [자체]

계약자	구매자	상 호 명			사업자등록번호		
		대 표 자			전 화 번 호		
		주 소					
	판매자	발 전 소 명			사업자등록번호		
		대 표 자			전 화 번 호		
		주 소					
		설비현황	에 너 지 원		설 비 용 량		kW
				(설치유형 (예:일반부지))			
			소 재 지	(우편번호)	(주소)	(상세주소)	(지역 (예:전남))
			(예상)가중치		발전사업허가번호		
					발전사업허가일		
			설비코드		계약번호(발전기코드)		

계약내용	계약종류	자체	ESS 계약여부	□ 기여분 / □ ESS분
	계약서 상의 계약일	년 월 일		
	계약기간	년 월 일 부터 ~ 년 월 일 까지 (년 개월)		
	계약단가	□ 원/(SMP+1REC), □ 원/(SMP+1REC×가중치), □ 원/REC 【사후재정산 : □해당년도 기준가격, □해당월 현물시장 평균가, □기타】		
	공급인증서 매매량 (예상)	REC/년 * 연평균 가동율 기준의 예상전력량에 가중치를 적용한 추정치		
	계약보증금	금 (한글) 원정(₩)		
	SPC 여부	□ SPC적용 [지분율 : %] [구매자가 참여하는 SPC사업]		
	REC 매매방식	□ 비율 [매매율 : %] □ 수량 (연/월별 매매수량 : 별첨)		

구매자와 판매자는 「공급인증서 발급 및 거래시장 운영에 관한 규칙」에 따라 발급된 공급인증서를 판매 및 구매할 것을 확약하며 이 계약의 증거로서 계약서를 작성하여 당사자가 전자서명한 후 각각 1통씩 보관한다.

년 월 일

구 매 자 전자서명

판 매 자 전자서명

계약보증증권	제출		면제		

※ 필수 첨부서류 :

- 매도자 : 설비확인서(별지포함), 사업자등록증, 발전사업허가증, 계약보증증권
- 매수자 : 계약 일반조건/특수조건

※ 참고사항 ☑ (참고사항 확인 체크)

1. 본 계약서에 입력된 거래조건에 따라 REC 거래는 자동으로 이루어지므로 위 거래조건 이외 거래는 불가하며, 일반(특수)조건 등과 상충 시 본 계약서가 우선한다.
2. 위 계약조건에 해당하는 발전 월의 REC는 현물거래가 금지된다.
3. 100kW 이상 설비의 공급인증서 발급수수료는 공급인증서 매도자가 부담하며, 거래수수료는 쌍방이 각각 부담한다.
4. 설비의 양도양수시 반드시 매수자에게 통보하여 매수자는 양수인과 변경계약을 체결해야 하며 미준공(설비확인서 미발급) 상태 양도양수시도 동일하다.
5. REC채권의 양도양수시 반드시 매수자에게 통보하여 계약당사자간 계약이 착오없이 이행되도록 한다.
6. 계약기간은 계약서상의 계약일로 부터 시작된다. 단, 계약일 이후에 상업운전을 개시한 경우는 상업운전 개시일로부터 시작한다.
7. 소수점 이하 REC에 대해 단일계약일 경우 소수점 첫째자리에서 반올림되며, 다중 계약일 경우 비율이 높은 계약으로 우선/순차적으로 배분된다.
8. 계약당사자는 상호이익을 존중하되 계약상의 의무를 신의에 따라 성실히 이행함으로써 상호 공정한 거래관계를 추구하며, 계약사실에 대한 분쟁 발생시 분쟁이 확정적으로 해결된 후 이에 대한 결과를 공급인증기관에 고지한다.

[별지 제91호서식] [신설 2013.2.28]

의무이행 공급인증서 제출 및 월간정산 신청서

□ 공급의무자

법인명		사업자 등록번호	
대표자		전화번호	
주 소			
담당자		전화번호	

□ 공급인증서

(단위 : REC)

구분	인증서번호	조달형태	유효기간 만료일	제출수량	가격 (원/REC)
태양광					
비태양광					

상기와 같이 의무이행비용 중간정산을 신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

<작성요령>

1. 의무이행실적으로 제출할 에너지원 구분에 따라 작성합니다.
2. 조달형태는 계약시장(선정,자체), 현물시장, 자체건설 등 이행형태에 대해 작성합니다.
3. 공급인증서 수량이 많을 경우 별첨으로 제출 가능합니다.

[별지 제92호서식] [신설 2013.2.28]

의무이행 공급인증서 제출 및 연간정산 신청서

□ 공급의무자

법인명		사업자등록번호	
대표자		전 화 번 호	
주 소			
담당자		전 화 번 호	

□ 공급인증서

(단위 : REC)

구분	인증서 번호	조달 형태	유효기간 만료일	제출 수량	가격 (원/REC)
태양광					
비태양광					

상기와 같이 의무이행비용 연간정산을 신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

<작성요령>

1. 의무이행실적으로 제출할 에너지원 구분에 따라 작성합니다.
2. 조달형태는 계약시장(선정,자체), 현물시장, 자체건설 등 이행형태에 대해 작성합니다.
3. 공급인증서 수량이 많을 경우 별첨으로 제출 가능합니다.

[별지 제93호서식] [신설 2013.2.28]

신재생에너지 공급의무화제도 현물시장 매매체결 확인서					
거래 당사자	매도자	상 호 명		발전소명	
		주 소			
		사업자등록번호		대 표 자	
		전 화 번 호			
	매수자	상 호 명			
		주 소			
		사업자등록번호		대 표 자	
		전 화 번 호			
거래 정보	설 비 용 량		kW	에너지원	
	매 물 번 호			거래체결일	
	거 래 량		REC		
	R E C 가 격		원/REC		
	거 래 대 금		원 (부가세 별도)		
	매 도 수 수 료		원 (부가세 별도)		
	매 수 수 수 료		원 (부가세 별도)		

「전력시장운영규칙」 별표25 6.1.3.2에 의거하여 상기와 같이 매매가 체결되었음을 통보합니다.

년 월 일

한국전력거래소 이사장 (인)

[별지 제94호서식] [신설 2013.2.28]

신재생에너지 공급의무화제도 계약시장 거래내용 정산요청 확인서					
거래당사자	매도자	상 호 명		발전소명	
		주 소			
		사업자등록번호		대 표 자	
		전 화 번 호			
	매수자	상 호 명			
		주 소			
		사업자등록번호		대 표 자	
		전 화 번 호			
거래정보	설 비 용 량		kW	에너지원	
	계 약 번 호			정산요청일	
	거 래 량		REC		
	R E C 가 격		원/REC		
	거 래 대 금		원 (부가세 별도)		
	매 도 수 수 료		원 (부가세 별도)		
	매 수 수 수 료		원 (부가세 별도)		

「전력시장운영규칙」별표25 6.3.1.1에 의거하여 상기와 같이 거래내용을 통보합니다.

년 월 일

한국전력거래소 이사장 (인)

[별지 제95호서식] [신설 2013.2.28]

전력시장운영규칙 준수 동의서

본인은 신재생에너지 공급인증서 거래시장 참여자로서 공급인증서 거래시장의 공정하고 원활한 운영을 위해 전기사업법 제43조에 따른 전력시장운영규칙을 성실히 준수하는 것에 동의합니다.

년 월 일

상호명

대표자 (인)

[별지 제96호서식] [신설 2013.2.28]

□ 신재생 발전사업자 □ 신재생 공급의무자		신재생에너지 공급인증서 거래시장 참여 등록신청서		
신청인	상 호 명			
	대 표 자		전화번호	
	주 소			
	사업자등록번호			
발전설비 (발전사업자) 혹은 대표발전기 (공급의무자)		발전기명		
		소 재 지		
		설비용량	kW	

전력시장운영규칙 제3.5.1.5조 제1항의 규정에 따라

신재생에너지 공급인증서 거래시장 참여 등록을 위와 같이 신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제97호서식] [신설 2013.2.28.] <개정 2018.12.12.>

<table>
<tr><td colspan="5">☐ 국가 공급인증서 거래 대행자
☐ 공급인증서 거래중계자
☐ 중개사업자
☐ 기타 공급인증서 거래자</td><td colspan="3">신재생에너지 공급인증서 거래시장
참여 등록신청서</td></tr>
<tr><td rowspan="4">신
청
인</td><td>상 호 명</td><td colspan="7"></td></tr>
<tr><td>대 표 자</td><td colspan="2"></td><td>전화번호</td><td colspan="4"></td></tr>
<tr><td>주 소</td><td colspan="7"></td></tr>
<tr><td>사업자등록번호</td><td colspan="7"></td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">발전설비 (발전사업자)
혹은
대표발전기 (공급의무자)</td><td>발전기명</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>소 재 지</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>설비용량</td><td colspan="6">kW</td></tr>
<tr><td colspan="8">전력시장운영규칙 제3.5.1.5조 제2항의 규정에 따라
신재생에너지 공급인증서 거래시장 참여 등록을 위와 같이 신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하</td></tr>
</table>

[별지 제98호서식] [신설 2014.9.1]

규칙개정위원회 서면위원회 통지서

제 차 규칙개정위원회

서 면 위 원 회 통 지 서

귀 하

다음 안건은 서면에 의하여 의결코자 규칙개정위원회 규정 제 조에 의거 통지합니다.

일 자	의 안 번 호	제 목
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	
20 . . .	제 호	

첨부 : 1. 제 차 규칙개정위원회 안건 부.

2. 서면결의표 부.

20 년 월 일

위원장의 명에 의하여

위원회 간사 (인)

[별지 제99호서식] [신설 2014.9.1]

규칙개정위원회 서면결의표

제　　차 규칙개정위원회

서 면 결 의 표

제　차 규칙개정위원회 부의안건에 대하여 본인의 의사를 다음과 같이 표시 합니다

일　자	의안번호	제　목	결　　과	
			찬　성	반　대
20　.　.　.	제　호			

20　년　　월　　일

위원　　(인)

(의사표시는 해당란에 서명날인함)

[별지 제100호서식] [신설 2014.11.3.] <개정 2019.11.07.>

<table>
<tr><th colspan="3">수요관리사업자의 전력거래자 등록신청서</th></tr>
<tr><td rowspan="5">신청인</td><td>사업자등록번호</td><td></td></tr>
<tr><td>상 호(명칭)</td><td></td></tr>
<tr><td>대 표 자</td><td></td></tr>
<tr><td>주 소(본사)</td><td></td></tr>
<tr><td>기업 분류</td><td>□ 대기업 □ 중견기업 □ 중소기업 □ 기타</td></tr>
<tr><td colspan="2">지능형전력망
사업자 등록번호</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">지능형전력망
사업자 등록 연월일</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="3">전력시장운영규칙 제12.2.1조 제1항의 규정에 따라 전력거래자의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하</td></tr>
</table>

[별지 제101호서식] [신설 2014.11.3.] <개정 2016.12.30., 201910.00.>

수요반응자원 등록신청서	
수요반응자원명	
수요관리사업자명	
지 역 구 분	□ 수도권 □ 비수도권 □ 해당없음
수요반응자원 종류	□ 표준DR □ 중소형DR □ 국민DR
의무감축용량 (kW)	

전력시장운영규칙 제12.2.2조 제1항의 규정에 따라 수요반응자원의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제102호서식] [신설 2014.11.3.] <개정 2018.11.1., 201910.00.>

<table>
<tr><td colspan="7">☐ 신규
☐ 변경
☐ 해지
수요반응자원참여고객 등록신청서</td></tr>
<tr><td>수요반응참여고객명</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>수요관리사업자명</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>수요반응자원명</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>주소(전기요금기준)</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td>전기요금 종별</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">계열사 구분</td><td colspan="2">자체</td><td colspan="2">동일 계열사</td><td colspan="2">외부</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="3">전력부하감축량 산정방식
(표준DR 또는
중소형DR만 해당)</td><td rowspan="2">고객기준부하</td><td colspan="5">옵션</td></tr>
<tr><td colspan="2">비정상근무일</td><td colspan="3">SAA</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="2">○(필수)</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td>계량기 번호</td><td colspan="2"></td><td colspan="2">고객번호</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="3">자가용발전기로
수요감축시</td><td rowspan="3">병렬운전
조작합의서
체결여부</td><td colspan="2">상용</td><td colspan="4">비상용</td></tr>
<tr><td>감축용량
(kW)</td><td>감축용량
(kW)</td><td colspan="2">운전방식</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>독립운전</td><td>계통연계</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>CTTS( )
ATS( )
기타( )</td><td>CTTS( )
기타( )</td></tr>
</table>

* CTTS(Closed Transition Transfer Switch) : 무정전절체스위치
* ATS(Automatic Transfer Switch) : 자동절체스위치

전력시장운영규칙 제12.2.3조 제1항의 규정에 따라 수요반응참여고객의 등록을 위와 같이 신청합니다.

년 월 일

신청인(대표자) (인)

한국전력거래소 이사장 귀하

[별지 제103호서식] [신설 2014.11.3.]

○ 초기
○ 최종

정산금 통지서

○ 회원사명 :
○ 주　　소 :
○ 발행번호 : KPX-000-00000000-00
○ 거 래 일 : 0000년 00월 00일

1. 수요반응자원의 전력거래 정산금 내역	
11 전력부하감축거래량 111 발전계획에 따른 감축거래량 112 수요감축요청에 따른 감축거래량	kWh kWh kWh
12 실적정산금 121 계획감축량정산금 과세분 비과세분 122 수요감축요청이행량정산금 과세분 비과세분 123 계획감축량추가정산금 과세분 비과세분	 원 원 원 원 원 원
13 기본정산금 과세분 비과세분	 원 원
2. 위약금 내역	
21 발전계획의 감축 미 이행량	kWh
22 수요감축요청의 감축 미 이행량	kWh
23 실적위약금 과세분 비과세분	 원 원
24 기본위약금 과세분 비과세분	 원 원
3. 수수료	
31 전력거래수수료	원

[별지 제104호서식] [신설 2014.11.3.]

전력거래대금 등 ○ 청구서
○ 수정청구서

문서번호 : 제○○○○-○○○○-D○○○호
수　　신 :
참　　조 :
발행일자 :
제　　목 : 전력거래대금(○○○○년 ○○월 ○차) 청구서

○○○○년 ○○월 ○차분 전력거래대금을 아래와 같이 청구하오니 ○○○○년 ○○월 ○○일까지 시장은행의 귀사 정산계좌에 입금하여 주시기 바랍니다.

1. 청구금액	원(VAT 포함)		
	금액	VAT	합계
2. 실적정산금 21 계획감축량정산금 과세분 비과세분 22 수요감축요청이행량정산금 과세분 비과세분 23 계획감축량추가정산금 과세분 비과세분			
3. 기본정산금 과세분 비과세분			
4. 위약금 41 실적위약금 과세분 비과세분 42 기본위약금 과세분 비과세분			
5. 수수료 51 전력거래수수료			

[별지 제105호서식] [신설 2014.11.3.] <개정 2016.12.30.>

전력거래대금 등 ○ **청구요청서**
○ **수정청구요청서**

문서번호 : 제○○○○-○○○○-D○○○호
수　　신 :
참　　조 :
발행일자 :
제　　목 : 전력거래대금(○○○○년 ○○월 ○차) 청구요청서

○○○○년 ○○월 ○차분 전력거래대금을 아래와 같이 통보하오니, ○○○○년 ○○월 ○○일까지 전력거래소에 청구하여 주시기 바랍니다.

1. 청구금액	원(VAT 포함)		
	금액	VAT	합계
2. 실적정산금 21 계획감축량정산금 과세분 비과세분 22 수요감축요청이행량정산금 과세분 비과세분 23 계획감축량추가정산금 과세분 비과세분			
3. 기본정산금 과세분 비과세분			
4. 위약금 41 실적위약금 과세분 비과세분 42 기본위약금 과세분 비과세분			
5. 수수료 51 전력거래수수료			

[별지 제106-1호서식] [신설 2014.11.3.] <개정 2016.12.30., 2019.11.07.>

수요관리사업 참여를 위한 정보 제공 동의서

본인은 전력거래소가 운영하는 전력시장에 수요반응참여고객으로 참여하기 위하여 요구되는 정보의 제공에 다음과 같이 동의합니다.

1. 정보를 제공 받는 자

   전력거래소, 수요관리사업자 _____

2. 정보 이용 목적

   전력거래소가 운영하는 전력시장에서 감축량 모니터링, 정산금 산정, 수요패턴 분석, 수요감축 계약용량 산정, 고객기준부하 산정 등 전력 수요관리를 위한 업무

3. 제공하는 정보의 항목

   고객명(상호), 주소, 기기 시리얼번호, 수요반응참여고객의 전력사용량 데이터, 고객번호, 계기번호

4. 제공하는 사용전력량 데이터 범위

   ○ 일별 24시간 사용전력량 데이터 □

5. 정보 보유기간 및 이용기간

   ○ 정보 보유기간 : 3년

   ○ 사용전력량데이터 이용기간 : 3년

6. 정보 제공 동의 기간 : 1년

   별도의 정보 제공 동의 철회신청이 없을 경우 수요반응참여고객으로 계속 참여 시 정보제공 동의를 1년 단위로 자동 연장한다.

7. 정보 제공 거부 시 불이익

   고객은 정보 제공을 거부할 수 있으며, 정보 제공을 거부할 경우 수요반응참여고객으로 전력시장에 참여할 수 없습니다.

정보 제공 동의서의 내용을 숙지하였으며, 이 동의서에 따라 정보를 제공하는 것에 대하여 동의합니다.

년 월 일 법인명(단체명) _____ 신청인(대표자) _____(인)

[별지 제106-2호서식] [신설 2019.11.07.]

수요관리사업 참여를 위한 개인정보 제공 동의서

본인은 전력거래소가 운영하는 전력시장에 수요반응참여고객으로 참여하기 위하여 요구되는 정보의 제공에 다음과 같이 동의합니다.

1. 정보를 제공 받는 자

   전력거래소, 수요관리사업자 _____

2. 정보 이용 목적

   전력거래소가 운영하는 전력시장에서 감축량 모니터링, 정산금 산정, 수요패턴 분석, 수요감축 계약용량 산정, 고객기준부하 산정 등 전력 수요관리를 위한 업무

3. 제공하는 정보의 항목

   고객명, 주소, 기기 시리얼번호, 수요반응참여고객의 전력사용량 데이터, 고객번호, 계기번호

4. 제공하는 사용전력량 데이터 범위

   ○ 일별 24시간 사용전력량 데이터 □

5. 정보 보유기간 및 이용기간

   ○ 개인정보 보유기간 : 3년

   ○ 사용전력량데이터 이용기간 : 3년

6. 정보 제공 동의 기간 : 1년

   별도의 정보 제공 동의 철회신청이 없을 경우 수요반응참여고객으로 계속 참여 시 정보제공 동의를 1년 단위로 자동 연장한다.

7. 정보 제공 거부 시 불이익

   고객은 개인정보 제공을 거부할 수 있으며, 정보 제공을 거부할 경우 수요반응 참여고객으로 전력시장에 참여할 수 없습니다.

개인정보 제공 동의서의 내용을 숙지하였으며, 이 동의서에 따라 정보를 제공하는 것에 대하여

□ 동의합니다 □ 동의하지 않습니다.

년 월 일 신청인(대표자) _____(인)

[별지 제107호서식] [신설 2014.12.31.]

차액계약운영위원회 의결사항 부의안건 작성서식

제 차 위 원 회	
부 의 안 건	

제목	

의안 번호	제 호
의결 일자	20 년 월 일

제 안 위 원	
제 출 일 자	20 년 월 일
제 안 근 거	

(내 용)
제 목 :

1. 의결주문
2. 제안사유
3. 주요내용
4. 참고사항

[별지 제108호서식] [신설 2014.12.31.]

차액계약운영위원회 개최통지서

제 차 차액계약운영위원회

개 최 통 지 서

귀하

다음과 같이 차액계약운영위원회를 개최하고자 전력시장운영규칙 제13.2.2.1 규정에 의하여 통지합니다.

1. 일 시 : 20 년 월 일 시 분
2. 장 소 :
3. 의 안

의 안 번 호	제 목
제 호	
제 호	
제 호	

첨부 : 제 차 위원회부의안 부

20 년 월 일

차액계약운영위원회 위원장 : (직인)

[별지 제109호서식] [신설 2014.12.31.]

20○○년 제○차 차액계약운영위원회 의사록

일 시		장 소	
소 집 자		기 록 자	
출석위원	위원장 외 명 (총 명)		
결석위원			

의안구분	의 결 사 항	의결결과
보고안건		
의결안건		

위 의결의 명확을 기하기 위하여 위원과 위원장이 서명(날인)함.

위 원	서명	위원	서명

차액계약운영위원회 위원장 (인)

위 결의를 확인함

붙임 : 회의록

[별지 제110호서식] [신설 2014.12.31.]

차액계약운영위원회 결과통지서

위 원 회 결 과 통 지

제 차 위원회	의안번호 : 제 호
일 시	20 년 월 일 시
수 신	
제 목	

의결결과

20 년 월 일

차액계약운영위원회 위원장 (직인)

[별지 제111호서식] [신설 2019.1.2.]

중앙급전 구역전기사업자 입찰서

1. 거래일 날짜 :

2. 구역전기 사업자명 :

3. 구역전기 발전기명 :

4. 시간대별 입찰자료

구 분	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
시간대별 발전가능용량																								
시간대별 공급구역 예상 전력수요																								
시간대별 공급소요시간																								

5. 변경제출 시 사유 :

6. 구역전기사업자 서명 _____ 날짜 _____

7. 접수시각 _____ 접수자 _____ (서명)

[부록 1]

분쟁조정 비용 및 예납 기준

1. 분쟁조정비용은 경비, 수당으로 구분한다.

가. 경비

분쟁조정인 및 간사의 소요경비, 증거, 증인, 또는 감정인의 소요경비, 검사 또는 조사경비, 녹음 또는 속기록의 작성경비, 통역 또는 번역경비, 기타 분쟁조정에 소요되는 일체의 경비를 말한다. 예납액은 분쟁조정 신청금액에 관계없이 300,000원으로 하며, 분쟁조정 종결시 사후 정산한다.

나. 수당

수당에는 분쟁조정인수당과 판정문작성수당이 있다.

분쟁조정인수당은 신청금액별로 다음(표1)과 같이 지급되나 분쟁조정인 및 분쟁당사자간의 합의로 수당을 별도로 정할 수도 있다.

[표1] 수당표

신청금액	분쟁조정인수당 (분쟁조정인 1인당)	심리 횟수	산 출 근 거
1억원 이하 또는 신청금액이 없는 경우	1,080,000원	3	12만원 × 3시간 × 3회
1억원 초과 2억원 이하	1,440,000원	4	12만원 × 3시간 × 4회
2억원 초과	1,800,000원	5	12만원 × 3시간 × 5회

다만, 심리횟수를 초과하는 심리부터는 매 심리마다 50,000원을 추가 지급한다.

판정문작성수당은 판정문을 작성하는 분쟁조정인에게만 지급하며, 1억원 이하 또는 신청금액이 없는 경우 200,000원, 신청금액이 1억원 초과 2억원 이하의 경우 300,000원, 2억원 초과의 경우 400,000원을 지급하며, 화해판정문의 경우는 위 금액의 1/2만 지급한다.

2. 분쟁조정비용 예납

분쟁당사자가 분쟁의 최종 해결을 위해 분쟁조정을 신청한 후 판정이 내려질 때까지 소요되는 비용으로 사무국에 납부하는 비용을 말하며 경비, 수당으로 구분한다.

신청인은 분쟁조정신청서를 접수할 때 우선 예납하지만, 추후 분쟁조정 판정에서 분쟁조정 비용에 대한 부담비율이 최종적으로 결정된다. 일반적으로 패소자가 분쟁조정 비용을 부담하기 때문에 신청인이 승소하면 예납금을 돌려받을 수 있다.

[부록 2]

전력시장운영규칙 개정이력

개정승인 일자	공고일 (시행일)	관련 규칙개정 위원회	개정내용
2019.11.5	2019.11.7. (2019.11.8.)	2019년 4차	○ 소규모 전기사용자의 DR시장 참여를 위한 규칙개정(안) - 소규모 전기사용자의 DR시장 참여 유도를 위한 등록요건 - 소규모 전기사용자의 특성을 고려한 제도 운영기준 마련 - 판매사업자의 과금용 전력량계에서 형식승인을 득한 모든 전력량계로 확대 - 민간 전력량데이터의 수집, 처리, 제공 등의 업무 수행과 전력량 데이터 활용성 증진을 위한 민간사업자(전력량정보제공사업자) 정의
2019.5.30	2019.5.31. (2019.6.1.)	2019년 3차	○ 발전기 비용평가 자료제출 기준 관련 규칙개정 - 발전기의 열량단가, 기술특성자료 등의 비용평가 관련 자료의 제출 기준 변경 - PPA발전기 발전비용 평가기준 변경 ○ 분쟁조정위원회 운영 개선 - 동일한 분쟁사항에 대하여 분쟁신청 접수거부 및 분쟁조정절차 종료 조항 신설 - 분쟁조정결과에 불복하는 재정신청 주체를 '회원'에서 '분쟁당사자'로 수정 ○ 환경개선비용의 열량단가 반영 - 연료 사용에 따른 환경개선비용을 열량단가에 반영하는 근거 조항 마련 ○ REC 계약시장 전자계약서 도입을 위한 규칙개정 - REC 계약시장의 전자계약서 체결방식 도입에 따른 관련 조항 개정 ○ 계통제약운전 정산기준 변경

			- 다조합 복합발전기의 계통제약 운전 시 연료비 손실 보전 구간을 현행 출력의 50%에서 출력의 80%까지 확대 ○ **공급용량계수 산정기준 개정** - 공급용량계수 산정 시 적정공급용량을 8차 전력수급기본계획의 최소 설비예비율 13%를 반영 - 최대부하(예측값) 산정 시 기하평균을 적용하도록 명시
2019.3.29	2019.4.2. (2019.4.3.)	2019년 2차	○ **제주지역 바이오중유발전기 중앙급전 적용을 위한 규칙개정** - 제주지역 바이오중유발전기에 대하여 비중앙급전발전기 예외 조항 적용
2019.2.18	2019.2.21 (2019.2.22)	2019년 1차	○ **대기오염물질 저감을 위한 상한제약 입찰 대상발전기의 합리적 조정을 위한 규칙개정** - 노후석탄발전기의 대기오염배출량이 적을 경우 발전소 내 정지대상 발전기를 조정
2018.12.28	2019.1.2 (2019.1.3)	2018년 5차	○ **구역수요 초과용량 전력시장 입찰 및 용량요금 정산을 위한 규칙개정** - 구역수요를 초과하는 20MW 초과 입찰 잉여용량을 상시예비력으로 활용하고 용량요금을 지급
2018.12.12	2018.12.12 (2018.12.13)	2018년 5차	○ **지역자원시설세 미정산분을 반영한 지역자원시설세 정산기준 규칙개정** - 제도 미비에 따른 지역자원시설세 미정산분에 대한 지급기준 신설 ○ **전력거래대금 결제업무 효율화를 위한 규칙개정** - 결제일정 간소화 (6차→4차) - 구매측 입금일과 발전측 지급일 분리

구 분	개 정
결제 일정	<table><tr><th>차수</th><th>거래기간</th><th>결제일</th></tr><tr><td>1</td><td>1 ~ 9일</td><td>5일</td></tr><tr><td>2</td><td>10 ~ 18일</td><td>13일</td></tr><tr><td>3</td><td>19 ~ 27일</td><td>23일</td></tr><tr><td>4</td><td>28 ~ 말일</td><td>26일</td></tr></table>
입금/지급 기한	• 입금 : 결제일 1영업일전 15시 • 지급 : 결제일 15시

○ **배출권 거래비용 정산 관련 규칙개정**

- 계획기간 시작 전 기준연도 자료제출 의무 삭제
- 이행연도 자료제출 기한 삭제 및 제출 대상자료 수정
- 담당 실무협의회 변경 및 명칭변경
- 배출권 할당대상 발전사업자"의 재정의

○ **소규모전력중개시장 개설을 위한 규칙개정**

- 소규모전력자원 등 소규모전력중개사업 관련 용어 신설
- 중개사업자의 전력거래자 등록, 발전기로서 집합전력자원의 등록, 변경 및 말소 등 신설
- 비중앙급전발전기로서 집합전력자원의 정지 및 휴전계획, 긴급정지 통보 제외 개정
- 감시위원회를 통한 중개시장 감시·제제 업무 개정
- 분쟁조정위원회의 조정 대상에 중개시장 포함 개정
- 집합전력자원의 실시간 자료취득 및 제어설비 설치·점검대상 제외 신설 및 개정
- 공급인증서 거래시장 참여자 및 등록 관련 중개사업자 신설

			○ **규칙개정절차 개선을 위한 규칙개정** - 안건설명회 명문화 및 의견수렴기간 확대(10일⇒15일) ○ **수요자원 거래시장 효율성 및 신뢰도 제고를 위한 규칙개정** - 수요관리사업자가 수요반응자원 및 참여고객의 필수정보를 전력거래 시스템에 입력하도록 명시 - CBL산정시 유사일 산정을 위한 참고일 개수가 부족할 때, 최대일보다 최소일을 우선 제외하도록 명시 - 수요자원 등록시 등록용량이 의무감축용량으로 모두 인정되는 기준을 기존 감축이행률 90%에서 97%로 변경 - 추가등록한 수요자원의 경우 감축이행률 70%미만 2회 발생시에도 전력거래제한 대상에 포함 - 초기등록 수요반응자원 중 70%미만 감축이행률이 2회 발생한 수요반응자원에 포함되는 수요반응참여고객은 동일 사업자의 타 수요자원으로 이동불가 - 사창립기념일, 노조창립기념일과 같이 명백한 비정상 수요 해당일에 가격결정 발전계획 입찰 행위를 원칙적으로 금지
2018.10.31	2018.11.1 (2018.11.2)	2018년 4차	○ 자가용발전기를 이용하여 수요감축을 하고자 하는 참여업체의 안전확보 조항 신설 - 독립운전시 관련설비 설치 의무화 (제12.2.3조 제2항 7호 8호 신설) - 전력계통에 연계하는 경우 병렬운전조작합의서 제출 의무화 (제12.2.3조 제3항 7호 신설) - 전력거래소는 한전 및 전기안전공사에 병렬운전조작합의서 체결 및 독립운전 여부를 확인 (제12.2.3조 제4항 신설)
2018.7.27	2018.8.2 (2018.8.3)	2018년 3차	○ 실시간 자료취득 및 제어설비 설치 변경

			- EMS와 자료를 연계하는 RTU 또는 실시간 자료취득·제어설비와 발전소 제어설비간에 신호연계가 필요한 경우 디지털 통신방식을 적용해 직접 연계하도록 명문화 (별표 13 제7.2.1.2호 신설) ○ 계통보호 업무절차 명확화를 위한 규칙개정 - 보호방식 검토 의뢰 중"신형보호장치 도입시"항목은 다른 검토의뢰 요건으로 대체 적용 가능하여 삭제(별표16 제7.2.2호) - 보호장치 정정검토 의뢰요건 구체화 (별표16 제8.2.1호) - 정정검토 의뢰요건과 의뢰시기 항목을 구분 (별표16 제8.2.1호) - 정정결과 통보절차의 의무규정을 조건규정으로 변경 (별표16 제8.2.2호) ○ 정산금 산정관련 시장운영규칙 개정(별표2) - 가격계획에 반영된 복합발전기가 GT모드 운전시 정산기준 개선 - 자기제약발전 정산금의 산정기준 개선 - 수력발전기의 계통제약정산금 산정기준 일부 개선 ○ 전력시장 전문위원회 운영 관련 규칙개정 - 비용평가위원회 위원 임기규정 정비 (제2.2.1.1조, 제2.2.1.3조) - 비용평가실무협의회 위원 임기규정 신설 (제2.2.3.1조의 2) - 차액계약위원회 위원 임기규정 정비 (제13.2.1.1조, 제13.2.1.3조) - 차액계약실무협의회 위원 임기규정 신설 (제13.2.3.1조의 2) - 규칙개정위원회 위원 임기규정 정비 (제9.2.2조)

			- 규칙개정실무협의회 위원 임기규정 정비 (제9.2.6조의 2) - 전력시장 전문가단(Pool) 자격사항에 '법률분야'반영 ○ 상업운전개시 신고 절차 개정 - 전기사업자가 계량설비를 봉인하려는 경우, 송·배전용전기설비 이용계약서를 제출토록 의무화 (본문 제4.1.5조)
2018.6.8	2018.6.14 (2018.6.15)	2018년 2차	○ 수요자원 거래시장의 신뢰성 제고 - 전력수급 상황을 고려한 수요감축요청 발령조건 현실화 (제5.3.1조) - 등록시험의 시행조건 중 감축지속시간 강화 (제12.3.1.2조) - 등록시험 후 참여고객 해지기회 제공 (제12.3.1.8조) ○ 합리적인 전력거래 조건 개정 - 추가등록자원의 의무감축시간 단축 및 위약금 산정기준 개정 (제12.4.3.1조, 별표 26) - 전력거래기간 변경에 따른 관련 일정 조정 (제12.2.2조, 제12.2.3조, 제12.4.1.1조) - 감축량 산정 정확성 향상을 위한 고객기준부하 산정기준 개정 (별표 28) ○ 수요자원 거래시장 문구 수정 및 규칙 명료화 - 전력거래비율 제한 관련 상위법령(전기사업법 시행령)과의 정합성 확보 등 (제12.2.3조, 제12.2.5조, 제12.2.6조, 제12.5.2.3조 등)
2018.2.9	2018.2.9 (2018.2.10)	2018년 1차	○ 수요자원 감축시험 규칙개정 - 감축시험 부담 완화 및 시험의 실효성 제고 (12.3.2.1조) * 시험횟수 : 연간 2회. 단, 시험 및 실적이 저조한 자원은 재시험을 통회 최대 6회 시행 * 감축지속시간 : 원칙 1h, 필요시 4h까지 적용 - 수요자원거래시장 규칙 명확화를 위한 문구

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>수정 (1.1.2조)
* 급전지시 용어정의에 ‘수요감축요청’ 포함
○ 수요감축요청 발령기준 규칙개정
- 최대부하 초과 시 수요감축요청 발령조건 삭제 (5.3.1조)
- 수요감축요청 발령시 ‘목표수요’ 적용기준 변경 (5.3.1조)
* 전력수급기본계획 ➡ 동·하계 전력수급대책
- 예비력용 수요감축요청 발령조건 삭제 (5.3.1조)</td></tr>
<tr><td>2017.12.29</td><td>2017.12.29
(2017.12.30)</td><td>2017년 3차</td><td>○ 수요자원 거래시장 신뢰성 제고를 위한 규칙 개정
- 실시간 급전지시 미 이행에 대한 기본위약금 산정식 개정 (별표26)
- 실시간 소비전력량 감시기기의 설치 기준 준수 명문화 (제12.2.3조)
- 전력시장 감시 대상에 수요관리사업자 명문화 (제6.3.4조~제6.4.9조)
- 감축시간이 1시간 미만인 경우 고객기준부하(CBL) 산정기준 변경 (별표 28)
- 수요자원거래시장 규칙 명확화를 위한 문구 수정 (제12.2.2조, 제12.2.3조, 제12.3.1.3조 등)
- 수요자원거래시장 관련 용어변경 (전력시장운영규칙 전문)
<table><tr><th>기 존</th><th>개 정</th></tr><tr><td>급전지시</td><td>수요감축요청</td></tr><tr><td>급전감축량</td><td>수요감축요청이행량</td></tr><tr><td>급전지시감축량</td><td>수요감축요청량</td></tr></table>○ RPS 의무이행비용 정산대상 발전기 변경
- 공급의무자별로 가상의‘RPS 의무이행비용 정산용 발전기’를 별도로 규정하여 지급하는 것으로 개정 (별표25)
- 규칙 개정 공고 이후, 관련 시스템 개발/시험 및 검증을 위한 기간(2개월) 확보를 위한 경과규정 마련 (부칙)</td></tr>
</table>

○ 전기사업법 시행령 및 시행규칙 개정에 따른 규칙개정

- 자가용전기설비 설치자의 전력거래 한도 예외조항 마련 (제4.1.9조)
- 구역전기사업자의 전력시장 거래기간 변경에 따른 발전기 가동실적 분석기한 조정 (제3.3.1.1조제4항)

○ 채권채무관리 효율화를 위한 규칙개정

- 권리변동 통지 형태 일원화 (제4.3.2조, [별표 8] 7.11.6조)
- 권리변동 통지를 위한 표준 양식 신설 (별지 42-1, 42-2, 43-1, 44-1호 서식)
- 정산계좌 설정기준 완화 (제4.3.1조, [별표 8] 5.21, 7.11.4조)

○ 전력거래용 계량설비 운영프로세스 전산화에 따른 규칙개정

- 봉인프로세스 전산화에 따른 관련 규정 개정 (별표7)
- 전력량계 관련 상위법령 개정에 따른 근거조항 변경 (별표7)
- 계량등록부 서식 변경 (별지 37호 서식)

○ 중앙급전 전기저장장치의 주파수조정 서비스 진입용량 완화

- 주파수조정 서비스에 대한 중앙급전 전기저장장치 진입용량 기준 완화 및 관련 정산기준 신설 (제1.1.2조, 제1.2.4조, 부칙, 별표2 등)
- 송전사업자의 전기저장장치 용어 개정 (전력시장운영규칙 전문)

기 존	개 정
주파수조정용 전기저장장치	송전사업자용 전기저장장치

○ 정부승인차액계약 관련 규칙개정

- 차액계약운영 실무협의회 운영관련 규칙 개정 (제13.2.3.1조)
- 부생가스발전기 차액계약 기준가격 산정

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>기준 개정 (별표30)
- 데이터 활용 기준 및 개정사항 적용에 대한 기준 명시 (부칙)
○ 용량가격의 결정 및 공개시기 개정
- 기준용량가격(RCP) 공개시기 변경 (제2.4.3조)
- 용량가격계수(RCF)의 공개시기(매년 6월)를 고려하여 관련 기초자료 공개시기 변경 (제2.5.5조, 제2.1.1.1조)
- 공급가능용량 정산금 미지급 기준 변경 (제4.2.1.2조)
○ 규칙개정 관련 위원의 임기 및 긴급개정 절차 개정
- 규칙개정 관련 위원임기 규정 개정 (제9.2.2조, 제9.2.6조의 2)
- 긴급개정 요건 및 절차 개정 (제9.3.4조)
○ 예약입찰 시행일정 개정
- 휴일이 3일 이상인 경우, 예약입찰 조정근거 신설 (별표4)
- 휴일이 3일 이상인 경우, 수요예측 및 가격결정발전계획 수립 절차 신설 (별표5, 별표6)
○ 비중앙급전발전기 입찰기준 개정
- 비중앙급전발전기 및 비중앙급전전기저장장치 가용능력의 가격결정발전계획 반영 원칙을 최근 7일 발전실적 평균값으로 변경 (별표6)
○ 예비력 확보기준 실시간 적용 명확화
- 예비력을 상시 확보토록 문구를 명확화하되, 불시고장 등 예외에 대한 단서조항 마련 (별표3, 별표11)
○ 한국전력 송전망 운영조직 명칭 개정 (별표3, 별표12, 별표13)
<table>
<tr><th>기 존</th><th>개 정</th></tr>
<tr><td>지역급전소</td><td>지역계통운영센터</td></tr>
<tr><td>지역급전원</td><td>지역계통운영원</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>2017.5.30</td><td>2017.5.30</td><td>2017년 2차</td><td>○ 용어정의 개정 및 신설 (제1.1.2조)</td></tr>
</table>

	(2017.5.31)		- 상한제약 용어정의에 대기오염물질 저감을 위한 발전기 운전 추가 - 대기오염물질 저감에 대한 용어정의 신설 ○ 입찰서 내용 개정 (제2.3.2조) - 입찰서 기재사항에 대기오염물질 저감을 위한 제약운전 발전계획량 추가 ○ 상한제약 입찰 관련 조문 신설 (제2.3.2조의2) - 대기오염물질 저감을 위한 상한제약 입찰 대상 및 기간, 급전지시 예외규정 마련 ○ 30년 경과 노후석탄발전기의 상한제약 입찰에 대한 경과규정 마련 (부칙) - 6월 1일(전력거래일 기준)부터 적용 ○ 제약운전 입찰운영절차 개정 (별표 4) - 제약입찰 조건, 제약입찰 코드에 '대기오염물질 저감'을 추가 - 상한제약량은 공급가능용량과 동일하도록 상한제약 입찰기준 명확화
2017.2.28	2017.2.28 (2017.3.1)	2017년 1차	○ 양방향 REC 거래시장 운영을 위한 관련 조항 개정 및 신설 (제11.1.6조, 별표25) ○ 양방향 REC 거래시장의 거래대금 정산·결제를 위한 관련 조항 신설 (별표25) ○ 계약시장에서 매매체결시 신고기한 개정 (제11.1.7조) ○ 관련 서식 개정 (별지 제89호, 제90호)
2016.12.30	2016.12.30 (2017.1.1)	2016년 5차	○ 중소형DR 제도 신설 및 수요시장 신뢰도 제고를 위한 규칙 개정 및 신설(제5.3.1조, 제12.2.2조, 제12.2.6조, 제12.2.3조, 제12.3.2.1조, 제12.4.3.1조, 별표26, 별표29 등) ○ 중앙급전발전기의 상업운전 개시 신고 시 특성자료의 변경 의결여부를 확인할 수 있는 절차 신설 (제14.4조) ○ 안전도제약경제급전 수행 시 상정고장 제약을 포함하도록 변경 (제5.2.1조)

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>○ 주간 시운전발전계획 제출시기 변경 (제14.3조)
○ 양수발전기 발전입찰 및 펌핑입찰간 연계 규정 신설 (제2.3.2조, 별표4)
- 양수발전기 정산규정 개정 (별표2)
○ 수력발전기 가격결정발전계획 반영기준 개선
- 총 입찰량 범위 내에서 전체 연료비가 최소화되도록 시간별로 최적 재배분 (별표6)
○ 열공급 제약운전시 기동비 지급기준 개선 (별표2)
- MEGWi,t > MGi 조건 삭제
○ 지역자원시설세 정산기준 개선 (별표1, 별표2)
- 정산식에 화석연료사용률 항목 추가
- 정부승인차액계약 체결 발전기는 정산대상에서 제외
- 전력거래량 기준 납부대상 발전기 소내전력률 적용 제외</td></tr>
<tr><td>2016.10.31</td><td>2016.10.31
(2016.11.1)</td><td>2016년 4차</td><td>○ 기준용량가격의 결정 및 공개 기준 변경(제2.4.3조)
- 회계기간 중 비용평가위원회에서 기준용량가격 재산정을 결정한 경우, 재산정일 이후부터 다르게 반영할 수 있도록 조항 개정
○ 용량가격계수(RCF) 명칭 변경(규칙전문)
<table><tr><th>구 분</th><th>한글명칭</th><th>영문명칭</th></tr><tr><td>(기존)</td><td>지역별
용량가격계수</td><td>RCF
(Regional Capacity Factor)</td></tr><tr><td>(변경)</td><td>용량가격계수</td><td>RCF
(Reserve Capacity Factor)</td></tr></table>○ 용량가격계수(RCF) 산정기준 변경 (제2.4.3조, 제2.5.4조 등)
- 현 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
- 최대부하 발생시점 변경
- 설비용량 산정기준 변경
○ 연료전환성과계수(FSF) 신설(제2.4.3조 등)</td></tr>
</table>

			- 용량가격의 결정 및 공개 기준에 연료전환성 과계수에 관한 조항 신설
2016. 5.12.	2016.5.12. (2016.5.13.)	2016년 1차 2016년 2차	○ 전기저장장치의 전력시장 참여를 위한 근거규정 마련(제1.2.4조의2, 제2.3.1조, 제2.3.2조, 제4.1.1조, 제5.9.1조, 제10.2.1조, 제14.2조, 별표2, 3, 6, 8, 9, 11, 13, 15, 17, 18, 19, 별지 7-1, 32-1, 36, 80-1호 서식 등) - 일반적인 운영절차는 발전기에 준해서 적용하고, 전력거래 관련 사항은 양수발전기의 관련 규칙을 준용하도록 관련 조항 개정 및 신설 ○ 복합발전기 계통제약운전시 정산기준 개선(제2.1.1.2조, 별표2, 별표23) - 계통제약운전정산금(SCON) 기준개선 및 계통제약운전 중 일부 가스터빈(GT) 재기동시 기동비 추가정산 관련 조항 개정 및 신설 ○ 열공급발전기 정산기준 개선(제2.1.1조, 제2.1.1.2조, 별표2) - 열제약운전정산금(GSCON) 및 열제약운전 중 추가 계통제약운전정산금(SCON) 기준 개선 관련 조항 개정 및 신설 ○ 화력발전 지역자원시설세 정산기준 신설(제4.2.1.1조, 별표1, 별표2, 별지 제39호 서식 등) - 화력발전기에 대한 지역자원시설세 정산 관련 조항 개정 및 신설 ○ 정산금 통지서, 거래대금 등 청구[요청]서 개정(별지 제39호, 제39-1호, 제40호, 제40-1호, 제41호, 제41-1호) - 전력거래 정산관련 서식에서 비과세분을 별도 분리하도록 관련 서식 개정 및 신설 ○ 전력분야 전문용어 표준화를 위한 규칙 개정(전력시장운영규칙 전문) - 발전분야 및 전력수급분야 전문용어 개정

			• 감발/증발 ⇨ 출력감소/출력증가 • 계통병입/계통병해 ⇨ 계통연결/계통분리 • 첨두부하/최대전력/최대수요 ⇨ 최대부하 ○ 공급인증서(REC) 현물시장 통합 관련 개정 (제11.1.6조) - 태양광, 비태양광 현물시장 거래일 및 가격 단위를 통합 ○ 비용자료 제출 방법 변경(제2.1.1.2조) - 비용자료 제출시 전력거래시스템을 이용하도록 관련 조항 개정
2015.9.30	2015.9.30. (2015.10.1.)	2015년 4차	○ 정보공개규정 변경(제8장, 제6.1.3조, 제11.3.1조 ~ 제11.5.4조) ○ 급전지시 허용오차 기준 변경(별표2 정산기준 Ⅰ-11-다-3) ○ 수요반응자원 정산금 산정 개선(별표26 Ⅰ, 제12.2.2조, 제12.2.3조 등) ○ 부생가스발전기 정산조정계수 조항 삭제 (제14.10조, 별표23 등) ○ 공급인증서 관련 비용평가위원회 심의·의결사항 개정안(제2.2.1.4조 등) ○ 대용량 비중앙급전발전기 계통운영 감시기능 강화(제5.9.1조, 제5,9.6조, 별표 9, 17, 18) ○ 계통안정화장치 운영방법 개선(제 5.8.5조, 별표 13 붙임 8.1) ○ 계통해석 프로그램 사용기준 변경(제1.1.2조, 제5.8.4조, 별표 3, 9, 16, 18, 21 등) ○ 제약발전 정산시 허용오차 적용 조정안 (별표 2 Ⅰ1 가 ②) ○ 풍력연계형 전기저장장치의 공급인증서 가중치 산정을 위한 계량설비 설치 근거규정 마련(제1.1.2조 제41호, 제4.1.1조 제4항)
2015.4.28	2015.5.7 (2015.5.8)	2015년 2차	○ 송전사업자의 주파수조정용 전기저장장치 상업운전에 따른 근거규정 마련 (제2.1.1.1조, 제2.1.1.4조, 제4.2.1.3조, 제

			5.6.1조, 별표 3, 별표9, 별표11, 별표17 등)
2015.3.12	2015.3.17 (2015.3.18)	2015년 1차	○ 배출권 거래비용 정산을 위한 규칙개정 (제2.1.1.4조, 제2.4.5조, 별표 2.0 등) ○ 수요반응자원의 전력부하감축량 평가 및 입찰방법 개선(제12.5.2.3조, 제12.5.2.4조, 별표 28 등) ○ 전력거래가격 상한에 관한 고시 제정에 따른 규칙개정(부칙(2013.2.28.) 제2조) ○ 예방정비 일정조정에 대한 정산기준 변경(별표2 정산기준 Ⅰ.10) ○ 발전기 정지계획 수립일정 조정(별표 18) ○ 휴전업무절차 간소화(제5.9.1조, 제5.9.2조, 별표 18 등)
2014.12.31	2014.12.31 (2015.1.1)	2014년 5차	○ 정부승인차액계약 규정 신설 (제13장, 별표30 신설 등)
2014.11.3	2014.11.3 (2014.11.4)	2014년 4차	○ 수요반응자원 거래시장 개설(제12장, 별표26,27,28,29 신설 등) ○ 시간대별용량가격계수(TCF) 산정기준 변경 (제2.4.3조 7항 1,2호, 별표2 정산기준 Ⅰ. 10) ○ 지역별용량가격계수(RCF) 산정기준 변경 (제2.4.3조 4항 1-4호) ○ 자체기동발전기 서비스 가능여부에 대한 입찰 신설 (제2.3.2조, 별표1, 별표2. 9. 가 4, 별표 4. 7.12) ○ 자기제약발전(GSCON) 정산시 허용오차 적용(별표2 Ⅰ. 1. 가 ②) ○ 자율제재금 부과기준 변경 (제6.4.6조) ○ 석탄화력 계획예방정비 계통분리시 석탄저장조 잔여탄 소진을 위한 계통분리지연 허용(별표 2. 11. 다. 및 별표4. 7.11.6) ○ 계통연결ㆍ계통분리시 허용시간 신설(별표2 1. 가. ②, 별표 2. 11. 다. 및 별표 2. 12.)
2014.10.2	2014.10.2 (2014.10.3)	2014년 3차	○ 차세대 전력IT시스템 운영을 위한 규칙개정 (제5장 제2절, 제3절 제5.3.4조, 제10장 제2절 제10.2.1조 1항 2호, 제12장 보칙 제12.9조)

2014.9.1	2014.9.1 (2014.9.2)	2014년 2차	○민법 개정에 따른 용어변경(9.2.2조의2) ○비용평가위원구성 변경 (2.2.1.1조 및 2.2.3.1조) ○규칙개정위원회 서면결의 규정 신설 (9.2.4조의 2, 별지 98호 및 99호) ○신재생에너지 공급인증서 현물시장 개설일 확대(11.1.6조, 별표 25)
2014.5.14	2014.5.16 (2014.5.17)	2014년 1차	○입찰자료를 제출받지 아니한 경우 기술적 특성 적용기준 변경(2.3.4조) ○복합, 수력 및 양수발전기 입찰방식 변경(2.3.2조, 별지 31호 및 33호) ○통신망 구성 개정(별표 13) ○계통운영시스템 운영절차 개정(별표 13)
2013.10.01	2013.10.01 (2013.10.02)	2013년 4차	○입찰량 초과 발전기에 대한 정산규정 개선(별표 1, 별표 2) ○회원사 부담 가산세 청구절차 개정(4.2.5.7조, 별표 8) ○대기온도 반영 복합발전기 입찰규정 개선(별표 4) ○복합발전기 등록기준 변경(1.2.4조)
2013.07.31	2013.07.31 (2013.08.01)	긴급개정	○지역별로 전력시장가격을 산출할 수 없는 경우, 지역별 구분없이 전체 발전기를 기준으로 전력시장가격 산출(2.4.2조)
2013.4.29	2013.4.30 (2013.5.1)	2013년 3차	○재정보증제도 개선(3.4.2조, 3.4.3조, 3.4.4조) ○온도변화를 반영한 복합발전기 공급가능용량 입찰방식 변경(별표4 6.3.2.1, 6.3.6.5) ○소관부처명 변경(지식경제부→산업통상자원부)
2013.2.21	2013.2.28 (2013.3.1)	2013년 1,2차	○정산상한가격 제도 신설(2.4.4조, 별표2) ○신재생에너지 공급인증서 거래시장 및 RPS 의무이행비용 도입(1.1.1조, 제11장, 별표25)
2012.12.31	2012.12.31 (2013.1.1)	2012년 3차	○양수발전기 가격결정 기준변경(별표4, 별표6) ○비중앙발전기 가용능력 산정변경(별표6) ○비상시 전력시장 운영절차 신설(별표24) ○열병합발전기 등록기준 변경(1.2.4조) ○전력거래대금 계산서 삭제(별표8) ○과다 입찰시 자율제재금 가중 적용(6.4.4조)

			○고장조사반 명칭 및 구성 변경(5.8.8조) ○전력계통 부하모델 변경(별표3) ○전력계통시스템 운영절차 변경(별표13) ○전력시장시스템 용어정비(별표4,7,22) ○중요설비 작업계획서 제출 명시(5.9.1조) ○휴전작업시 정전발생 사전통보(별표18) ○자가용전기설비설치자 계량기 설치(4.1.9조) ○송·배전용 전기설비 용어정비(1.1.2조 등) ○송·배전 사업자의 자체 휴전범위(별표18) ○복합발전기 용량요금 정산방법 변경(별표2) ○발전단 입찰 마감시간 변경(2.3.1조) ○허용요차 이내 정산규정 변경(별표2)
2012.12.3	2012.12.3 (2012.12.4)	긴급개정	○전력공급 부족시 조치단계 일부 수정 (제5.1.4조, 별표12 중 5.0조 및 7.2.2조) - 준비단계와 관심단계의 조치사항 통합 - 주의단계와 경계단계의 조치사항 통합 - 배전용 변압기 TAP 조정 조치단계 상향 - 직접부하제도와 긴급자율절전을 긴급절전으로 통합
2012.5.31	2012.5.31 (2012.6.1)	2012년 2차 2012년 1차	○용어변경(정산조정계수로 변경) ○전력거래대금 채권양도 등 결제관련 규정(제4.3.2조 및 별표8 중) ○소관기관 변경에 따른 산업통상자원부 명칭 등 반영(전기위원회를 산업통상자원부로 변경) ○전력시장 전문위원회 구성·운영 관련 규정 개정(2장, 6장~9장 관련 위원회) ○LNG 부족에 의한 대체연료발전기 우선가동시 재고 처리규정(별표7, 7.5.3) ○열제약발전기 발전가격 산식 및 정산규정 개정(제2.4.2조 및 별표2 중) ○신재생발전용 계량기 설치규정 개정(별표7) ○LNG 초과부가금 정산방법 개정(별표2 중) ○양수펌핑 수요반영 가격결정 및 양수발전기 정산규정 개정(별표2 중) ○전력가격 안정 대상발전기 확대를 위한 관련규정 개정(제12.10조 및 별표23 중) ○운영예비력 저하 또는 저하예상 시 비중

			앙급전발전기, 구역전기사업자 가동 조치 단계 변경(제5.1.4조)
2011.12.2	2011.12.2 (2011.12.5)	긴급개정	○용어정의 변경·신설(제1.1.2조 제57~63호), 이하 조호변경 ○변경입찰시 신속 제출(제2.3.3조제2항) ○운영발전계획 수립용 자료제출 신설(제2.3.8조) ○용어변경 -공급예비력-->운영예비력(제3.2.2.3조, 제3.3.1.3조, 제5.1.4조, 별표3중, 별표10중, 별표11중, 별표12중) - 대기 및 대체예비력-->대기·대체예비력(제1.1.2조제60호, 제4.2.1.3조, 제5.6.1조, 별표1중, 별표2중, 별표3의1.2.2, 1.3, 1.3.2, 별표11의7.5.3·4 ○'열간기동대기' 발전기 기동대기비용 정산기준(별표2의 11,가) ○비상시(운영예비력 저하시) 조치방법 강화(제5.1.4조, 별표12중) ○수요예측프로그램 적용 등(별표5중) ○예비력 확보기준 강화(별표3의 1.2.2, 1.2.3, 1.3.1, 1.3.2 등) ○경보발령 및 조치, 통보관련(제5.1.4조 제4항, 별표12 7.2.1.4, 7.2.4)
2011.6.30	2011.6.30 (2011.7.1)	2011년1차	○시간대별 용량가격계수 등 재산정시 적용시점 조정(제2.4.3조 제2항 단서 추가) ○전력공급예비력 저하시 조치단계 조정 및 조문수정(제3.2.2.3조, 제3.3.1.3조, 제5.1.5조 ,제12.8조, 별표10, 별표12) ○전기위원회 사실조사 관련조항 삭제(제6장 5절) ○복합발전기 CC입찰 GT운전시 정산기준 변경(별표2, Ⅰ.1.가.②후단 단서추가) ○GF추종운전시 정산기준 변경(별표2, Ⅰ.9.가.1).①) ○복합발전기 분기별 대표온도 변경(별표4, 7.6.1～7.6.2) ○접속설비 불가항력적 고장범위 확대(별

			표8, 5.24의 가) ○정부대표 위원 관련 명칭 변경(제2.2.1.1조, 제2.2.3.1조,제8.2.1.1조, 제8.2.1.2조,제8.2.3.1조)
2010.12.27	2010.12.28 (2011.1.1)	2010년3차	○양수발전기 가격결정발전계획 및 정산방식 개선(별표6 6.3.1.1 신설 등)
2010.11.30	2010.11.30 (2010.12.1)	2010년2차	○회원사 연회비 자동징수 규정 신설(제1.2.2조 3항, 4항 신설 등) ○정산 통지 후 오류 발견시 정산정정 통지 규정 신설(제4.2.5.5조의 2 신설 등) ○구역전기사업자 등에 대한 재정보증금 산출규정 등 개선(제3.4.2조, 제3.4.3조 수정 등) ○구역전기사업자의 비교계량기 설치기준 개선(별표 7의 7.1.3 신설) ○계량설비 안전성 검사 주기 변경(제4.1.3조, 별표7의 7.3.5 수정) ○신규발전기 봉인 통보기간 변경 및 발전기 인증코드 부여기준 개선(별표7의 7.5.2 수정 등) ○발전기 기술적 특성자료 제출시기 변경(제2.1.1.1조 3항 수정) ○석탄발전기 상향운전 기준 개선(별표9의 7.2.2.2 3항 수정) ○직접구매자 및 구역전기사업자에 대한 송전이용요금 결제조항 삭제(제4.3.2조, 제4.3.4조, 별표8의 7.1.4 등 수정, 제4.3.3조, 별표8의 5.17 등 삭제)
2010.06.30	2010.06.30 (2010.07.1)	2010년1차	○복합화력발전기 계절별 대표온도 설정 변경(별표4 7.6.1, 7.6.2 수정) ○국내탄발전소 용어정의 보완(제1.1.2조(용어의 정의) 28의2 신설) ○주파수 추종 서비스 정산기준 보완(별표29.가.1) ①, ② 수정) ○지시출력 미달 발전기의 공급가능용량 조정방법 개선(별표2 Ⅰ.11.다.3) 수정 등)

			○전력계통 신뢰도 고시 개정에 따른 전력계통 및 전력IT 분야 관련 규칙 개정(제1.1.2조 수정 등) ○전력공급 부족시 조치절차 강화(제1.1.3조 수정 등) ○규칙개정실무협의회 구성 변경(제9.2.6조 수정)
2009.12.29	2009.12.31 (2010.01.1)	2009년2차	○신규 발전계획 프로그램 적용을 위한 관련 규칙 개정(별표6 5.1, 6.3.2.1 및 별표9 5.4 수정 등) ○육지 및 제주지역 지역별 가격제도 도입(제2.4.2조 수정 등) ○웹기반 입찰시스템 구축 및 운영에 따른 관련 규칙 개정(제8.1.2조, 별표22 1.0 및 4.3 등 수정 등) ○보조서비스 불이행시 정산기준 명확화를 위한 관련 규칙 개정(별표2 Ⅰ.9.나.1).② 신설 등) ○구역전기사업자 전력거래 관련 규칙 개정(제3.3.1.6조 수정 등) ○발전설비 신증설시 기술자료 제출 양식 변경(별지 제82호 서식 수정) ○LNG 초과부가금이 부과된 발전기 정산 규칙 신설(제4.2.1.1조 10호 신설 등) ○부생가스 발전기 정산금 보정방안 신설(제12.10조 ③ 항 신설 등) ○발전기 주변압기 탭 검토결과 통보시기 변경(별표20 7.2.1 및 붙임 9.1 수정) ○자율제재금 부과기준 구체화(제6.4.4조 ②항 수정, 제6.4.6조 ①항 신설 등) ○열병합발전기의 열제약에 대한 가격 결정 개선(제2.4.2조 및 별표6 6.1.1 수정, 별표6 6.1.1.1, 6.1.2 ③ 및 부칙 신설 등)
2009.06.26	2009.06.30	2009년1차	○발전비용 평가자료 제출기한 명확화 (제2.1.

	(2009.07.1)		1.1조 등) ○전력거래대금 청구 및 정산기준 개선(별표8 7.11.1.1,별표2 11.가) ○계량설비 설치기준 개선(별표7 7.5.1, 8.3.1) ○비회원에 대한 정보공개 규정 신설(제8.1.3조, 제8.1.9조) ○소규모 회원사 시장은행이외의 결제 허용(별표8 5.21) ○2대 변압기 공유계량기 설치기준 개선(별표7 제7.1.3조(설치기준)에 제6호 신설) ○계량설비의 설치기준 및 운영절차 변경(별표7 7.1.6 등, 별표7 8.0) ○EMS 자료취득 허용오차 세분화(별표13 7.3.2.1.1) ○제주지역 변전소 자료취득경로 이중화(별표13 붙임8.1 등) ○전력계통 해석 기술자료 제출서식 신설(제5.8.5조 제7항, 별지서식 제82～86호) ○계통검토 항목 및 자료수집 방법 체계화(별표3 제4.1-4.4,4.9조) ○원자력발전기의 급전지시 허용오차 축소 및 계량값 기준 정산(별표2 Ⅰ.11.다.3) 등) ○가격결정발전계획이내 발전량에 대한 정산식 변경(별표23 5.2.1 수정) ○변경공급가능용량 산정시 허용오차(ε) 구분 적용(별표2 Ⅰ.11.다.3))
2008.10.30	2008.10.31 (2008.11.1)	2008년2차	○열공급 제약발전기의 입찰자료 변경시기 개정(제2.3.3조) ○시운전발전기 조기 상업운전에 따른 용량요금 지급(제4.2.1.2조) ○전력거래대금 정산 이의신청 단서규정 신설(제4.2.5.5조) ○발전기 예방정비일정 변경에 따른 정산기준

			및 절차 개선(별표8 7.3.5~7.3.11, 별표2 Ⅰ.10) ○전력거래대금 청구 간주조항 신설(별표8 7.9.3) ○규칙개정실무협의회 구성인원 확대(제9.2.6조) ○정부조직개편에 따른 부처명칭 변경 반영(제3.2.1.6조 등) ○계통운영보조서비스 관련 절차 및 기준 변경(제2.1.1.1조, 별표2 Ⅰ.9, 별표19 7.7.2 등) ○송변전설비 휴전계획 개선(제5.9.1조~제5.9.3조, 별표18 5.10) ○고장파급방지장치 운전정보 및 자료취득 근거규정 신설(별표13 8.1, 별표14 8.4)
2008.4.18	2008.4.22 (2008.5.1)	2008년1차	○기저발전기의 상한가격 폐지(제2.1.1.9조, 별표2) ○계통한계가격 보정계수 신설(제12.10조, 부칙, 별표23)
2007.12.24	2007.12.27 (2007.12.28)	2007년2차 2007년3차	○전력수급 관련 용어 변경(제1.1.2조 등) ○용량가격계수 및 소내전력률 적용방법 변경(제2.4.3조) ○직접구매자의 계량설비 설치기준 조정(제4.1.1조) ○"전력수급분야 위기대응매뉴얼"의 경보수준 및 조치사항 반영(제5.1.4조) ○발전연료공급자를 연료부족시 대책 협의체에 추가(제5.5.3조) ○기존('04.2.25.이전) 구역전기사업자 발전기 중 중앙급전발전기로 등록되어 운영중인 발전기에 대하여 중앙급전발전기로 보는 경과조치 신설(부칙) ○전력거래용 계량설비의 시험 및 검사 주기 조정(별표7의 7.3.1) ○발전사업자에 대한 정산금 사전조정 항목 신설(별표8의 7.3.4) ○지역급전소 기능정지시 조치절차 신설(별표12의 5.7, 5.8, 7.6) ○전력거래 회원의 입찰시스템 접속시 인터넷

			방식의 접속이 가능토록 내용 보완(별표22의 7.4.2)
2007.7.23	2007.7.23 (2007.7.24)	2007년1차	○전력거래대금 정산일정 조정(제4.2.5.3조, 제4.2.5.5조, 별표8) - 초기정산 조정신청 기한 : D(전력거래일)+13일 → D+18일 - 조정신청 처리결과 통보일, 분쟁신청을 위한 협의 만료일 : D+18일 → D+21일 - 최종정산 이의신청 기한 : D+30일 → D+60일 - 이의신청 처리결과 통보일 : D+ 55일 → D+85일 ○데이터통신 및 원격취득용 전력량계 범위 확대(별표7의 8.1 전력량계) - 전력량계 통신 프로토콜의 IEC 및 KS표준 적용 ○전력거래자 및 발전기의 등록절차 신설(제1장 제2절) ○'중앙급전발전기' 용어 재정의 및 발전기 등록기준 신설(제1.1.2조 제1호) ○비중앙급전발전기에 대한 시운전과 상업운전 구분 폐지(제1.1.2조 제56호) ○시운전발전기의 상업운전개시 절차 일원화(제12.3조) ○발전소와 연계된 154kV 변전소 및 변전소 운영 급전분소를 급전전화 설치대상 사업장에 추가(별표13의 8.3.4) ○급전자동화설비 운영 절차 개정을 통한 전력계통자료 취득경로 이중화(별표13의 8.1.2, 8.3.3)
2006.12.26	2006.12.26 (2006.12.27)	2006년3차	○전력시장 거래제도 개선 1단계 시행 - 용량가격 지급기준 개선 : 시간대별 용량가격계수의 피크기간과 일반기간 구분,

			지역별 용량계수 신설(제2.4.3조, 제3.1.2조, 제3.2.1.2조, 제2.1.1.8조, 제2.2.1.4조, 제2.4.3조, 제2.1.1.1조) - 송전손실계수 적용 : 가격결정계획 및 정산에 조정손실계수 반영(제2.4.1조, 제5.1.1조, 제2.5.1조, 별표2. 정산기준, 제2.2.1.4조, 제2.5.5조, 제2.5.1조 내지 2.5.5조, 제3.2.1.4조) - 기저상한가격 적용 : 일반/기저발전기 구분 삭제, 기저발전기 전원별 기저상한가격 적용(제2.1.1.3조, 2.1.1.8조, 제2.2.1.4조, 제2.1.1.9조) - 연료제약발전기 처리 : 연료부족 발생시 협의체 구성, 시간대별 연료량 및 2차연료 사용여부 입찰 신설(제5.5.3조, 제2.3.2조, 부칙) - 기타 변경입찰서 제출기간 조정 등 (제2.3.3조) ○발전기 수전전력 기본요금 정산개선 (제2.1.1.1조 등) - 발전기 수전전력 기본요금 환급절차 폐지 및 관련 조항 삭제 ○신뢰도 관련 급전자동화설비 성능 개선 - 자료취득용 변환장치(T/D) 교정결과의 전력거래소 제출 신설(별표13의 7.3, 붙임8.4) - 전기사업자의 급전용전화에 부재시 자동응답장치 등의 추가(별표13의 붙임8.3의 8.3.6)
2006.11.29	**2006.11.29 (2006.11.30)**	2006년2차	○차수별 전력거래 기준일을 전기요금 납기별 자금규모에 맞춰 변경(별표2의 V) ○ '전력계통운영기준' 내에 전력계통 운영상태 정의 및 관련 세부기준(정상, 경계, 비상 및 복구상태)을 신설(별표3의 17.0)

			○고장파급방지시스템의 동작 신뢰도 확보를 위해 필요한 유지보수업무 관련사항의 보강 - 중요계통에 설치되는 시스템은 2중화 하도록 조항 신설(별표14의 8.1.1) - 시험 종류, 범위, 주기 등에 관한 조항 신설 (별표14의 5.0) - 통신시스템 신뢰도 확보와 관련된 조항 신설 (별표14의 8.0) 등 ○[별표 17] '고장조사 처리절차'의 관련 규정 내용의 전면적 보완 - 전력설비에 고장발생 시 보고체계 문구 정리 및 조항 신설(7.0) - 고장조사 협의대상 변경 및 대상 수정(7.2) - 전력설비 정지관련 통계 조항 신설(8.0) - 절차서 조항 및 문구 전면 재조정 등 ○'비상시 급전지시 절차'에 급전통신 기능 정지 시 회원이 조치할 내용 추가(별표12)
2006.9.13	2006.9.14 (2006.9.15)	2006년1차	○시장운영시스템 연계운영(제2.3.2조, 제5.2.3조, 제5.4.1조) - 발전기비용자료 및 입찰자료에 증·출력감 소율 4개 허용 - '실시간급전계획'에 대한 별도의 절 신설 - '송전손실 및 송전혼잡관리'에 대한 절 신설 - '전력거래시스템'에 대한 별도의 장 신설 등 ○주파수추종(G/F) 및 자동발전제어(AGC)의 정산기준을 실제 제공가능용량 중심으로 개선 (별표2의 9.가,나) ○실시간급전운영, 복구체제보강(제5.3.4조, 별표3의 16.1.1.3, 별표11의 7.2.7, 별표12의 7.5.1.4 및 7.5.4.1) - 급전전화 기준강화, 급전운영 교육대상 확대, 조작주체 명확화, 발전소 개폐기 조작사항 추가 - 세부복구계획 제출근거 보강, 분리계통 주파

			수 감시 신설, 기동발전기 기동의무 추가 등 ○비상시통신설비 및 자료취득기준 보강(별표12의 7.4.3.3, 별표13의 7.3.2.1.2 및 8.1.1.2~4) - 제주 EMS 기능정지시 급전지시 방법의 추가, 제주지역발전기 출력편차 추가 - 송변전설비 자료취득기준 조정, 제주지역발전설비 및 송변전설비 자료취득기준 구분 등 ○복합화력발전기 공급가능용량의 산정기준온도 적용을 보다 명확하게 규정(별표4의 6.3.2.2) ○전력계통운영기준중 '조속기 정정', '발전기의 출력변동 허용치' 세부기준 관련 예외사항의 명확한 규정(별표3의 13.0 및 14.0) ○'계통운영보조서비스 절차' 내의 '자체기동 대상 발전기' 삭제(별표19의 붙임8.1) ○'최대발전용량'의 용어정의 단서(원자력발전소는 원자력법을 적용) 추가(제1.2조) ○정산식에 따른 가격요소별 정산금 산출시 원미만 단수정리 처리(별표8의 7.1.3)
2006.1.20	**2006.1.26 (2006.1.27)**	2005년4차	○광역정전 방지대책 강화 - 계통운전원에 대한 교육제도신설 (별표3의 16.0) - 정전계통복구대책 보완(별표12의 7.5.1.1 및 7.5.1.3) - 광역정전 발생후 분석에 필요한 자료수집 및 보고요건 수립 (별표 16의 9.2.3) ○「전력수요 예측프로그램」 등의 정의·명칭 보완(별표5의 5.1 및 5.13, 제5.1.11조)
2005.10.7	**2005.10.10 (2005.10.11)**	2005년3차	○비중앙급전발전기 입찰방법 변경 - 전력거래소가 비중앙급전발전기에 관한 실제 발전량 자료의 취득이 가능한 최근 같은 요일 실적을 입찰 자료로 활용(별표6의 6.1.4.1) ○전력량계 계량데이터 취득방식 변경 - 공중전화선 또는 무선이동통신 사용(별표7의 7.1.6, 7.2.1)

			○345kV 이상 차단기 휴전계획기준 변경(별표 18의 6.2, 8.4.1) - 타 전기설비의 정지를 수반하지 않는 경우로 한정하여 연간계획에서 월간 휴전계획 대상으로 변경 ○입찰마감시간 이후 변경입찰 유예규정 삭제 (별표4의 11.3) - 통상근무시간 이후 변경입찰을 모사전송 후 익일 입찰마감시간 이전까지 할 수 있도록 하던 것을 통상근무시간의 변경입찰 방법과 동일하게 입찰시스템에 직접 입력 ○시운전양수발전기 양수계획 변경 허용 (제5.2.2조 제1항, 별표4의 6.3.3.2)
2005.5.27	2005.5.30 (2005.5.31)	2005년2차	○발전기 기동횟수 산정방법 개선(별표2. Ⅰ.4) - 파급정지 및 급전지시로 인한 발전기 정지 후, 즉시 재기동 가능한 발전기가 급전지시로 재기동한 경우 기동시간의 전시간대 계량값에 관계없이 기동비용을 받을 수 있도록 정산방법 보완 ○수전전력 기본요금 환급일정 단축(별표8의 제7.7.1.1조) - 수전전력 요금 중 기본요금 환급을 위한 정산금 증빙서류에 대한 비용평가위원회 심의·의결 절차가 폐지됨에 따라, 수전전력 기본요금 정산금 환급일정 단축
2005.1.20	2005.1.21 (2005.1.22)	2005년1차	○구역전기사업자 도입을 위한 규칙개정(제1.2조 제1호 등) - 전기사업법의 개정('03.12.30)에 따라, 전력시장운영규칙 중 구역전기사업자가 전력시장에서 전력을 거래함에 필요한 관련규정을 개정·보완
2004.12.21	2004.12.22	2004년5차	○"혼소율" 용어정의 변경(제1.2조 제28호) - 국내탄발전소의 유연탄 혼소에 대한 시장

	(2004.12.23)		운영규칙 적용기준 마련 ○선로명칭 부여기준 변경(붙임8.2의 4.1) - 송전선로 명칭을 양쪽 발·변전소명으로 부여함으로써 계통운영자의 설비조작시 안전성 및 신속성 구현할 수 있도록 개정
2004.11.29	2004.11.30 (2004.12.1)	2004년4차	○기저기준발전기 정산식 개정(별표2. Ⅰ.1.나.3) - 발전기가 정지중인 경우 양(+)의 추가정산금이 발생하고, 변동비가 BLMP보다 낮은 경우 음(-)의 추가정산금이 발생하는 오류가 있어 이를 보완 ○정산 및 결제 관련 서식 정비(별표8의 5.6 등) - 사업자별로 정산금통지서(6종), 청구서(3종), 청구요청서(2종) 서식을 사용하고 있어 업무 비효율성 초래 - 정산·결제관련 11개 서식을 통합하여 3개 서식으로 간소화 (별지 제39호 내지 제41호 서식) - 송전요금, 환수금 등 정산항목을 신설·보완하여 신규사업자 진입시에도 사용할 수 있도록 개정
2004.9.22	2004.9.24 (2004.9.25)	2004년3차	○기저기준발전기의 실제 연료비 회수를 위한 정산방법 변경 - 기저한계가격(BLMP)을 안정화시키기 위하여 실열량단가가 표준열량단가보다 높은 기저발전기를 기저기준발전기로 함(제1.2조 6의 3) - 기저기준발전기에 대하여 실열량단가를 반영함으로써 최소한 자기변동비(연료비)의 보상이 가능하도록 정산방법을 변경(제2.1.1.3조, 별표2. Ⅰ.1.나) - 기저발전기의 기준용량가격 보정계수를 세분화(제2.1.1.8조, 제10.7조 제1항 제4호, 별표2. Ⅰ.2)

2004.9.1	2004.9.6 (2004.9.7)	2004년2차	○최대발전용량 정의변경(제1.2조 21호) - "최대발전용량(MGC, [MW])"의 정의를 주변압기 고압측을 기준으로 발전기가 최대로 발전할 수 있는 용량으로서 법 제63조에 따른 '사용전 검사' 또는 법 제65조에 따른 '정기검사'시 부하운전시험 검사에 합격한 용량에서 소내전력을 차감한 용량으로 변경함
2004.7.7	2004.7.9 (2004.7.10)	2004년2차	○발전기 병렬운전에 관한 업무절차 개선(제5.3.6조, 별표21) - "병렬운전조작합의서"폐지 - "구역전기사업자"를 병렬운전 처리대상에 포함 - 병렬운전 발전기의 기술적 특성자료를 전력거래소에 제출토록 함 ○주5일근무제 시행 대비 입찰운영절차 보완(별표4) - 토요일을 휴일에 포함시켜 토요일에 입찰할 내용에 대해 예약입찰제를 시행하도록 함 ○계량설비 설치기준 및 운영절차 보완(별표7) - 전력거래용 전력량계의 시험을 전기사업자 및 직접구매자가 직접 실시할 기준 마련 - 현행 납 봉인방법을 플라스틱 봉인방법으로 변경 ○태풍·호우 등 불가항력으로 발전소 접속설비에 고장이 발생하는 경우 한전과 발전회사간 정산기준 마련(별표8)
2004.4.20	2004.4.22 (2004.4.23)	2004년1차	○용량가격지급률을 양수발전기별 특성을 반영하여 개별적으로 산정·적용할 수 있도록 수정(별표1, 별표2) - 비용평가위원회가 양수발전기 용량가격지급률을 정할 수 있는 근거를 명확히 하기 위해 동 위원회의 심의·의결사항에 "양수발전기별 용량가격지급률"을 추가(제

			2.2.1.4조) ○시운전발전기 관련 전기설비에 대한 휴전작업을 월간휴전계획에 반영하여 시행할 수 있도록 예외조항 신설(별표18, 제6.2조) ○휴전계획의 제출주체를 송전사업자에서 전기사업자로 확대하여 발전사업자도 휴전계획을 전력거래소에 직접 제출할 수 있도록 함(제5.4.2조 내지 제5.4.6조, 별표18)
2003.11.10	2003.11.11 (2003.11.12)	2003년3차	○규칙에서 인용하고 있는 '전기사업법 부칙' 근거를 명시(제1.3조 제4항) ○전력거래와 관련된 입찰·정산방식 일부변경 - 중앙급전발전기 수전전력요금 중 기본요금 정산시 비용평가위원회의 심의·의결을 거치도록 한 조항 삭제, 관련규정 정비(제2.1.1.1조, 제2.2.1.4조 및 별표2, 별표8) - 주연료가 2개이상인 발전기에 대한 비용평가자료 제출과 사용연료 변경시의 사전통보에 관한 내용 보완(제2.1.1.2조, 별표4) ○계량설비 봉인과 관련한 안전관리규정 신설(제4.1.5조, 별표7) ○송전망 설비계획을 계통운영기관에 제출토록 의무화(제5.3.5조) ○규칙개정 절차 개선(제9장) ○급전자동화설비(EMS) 취득 자료의 정확도 유지를 위한 기준 보완(별표 13)
2003.9.9	2003.9.18 (2003.9.19)	2003년2차	○시운전발전기가 계통의 안정운영을 위하여 상업운전이 늦어지는 경우 중앙급전발전기로 취급 - 사전 비용평가 실시 (제10.5조 제2항) - 계통안정을 위한 급전지시 절차(제10.5조, 제9조 및 제10조 신설) - 중앙급전발전기와 같이 입찰 및 정산 (제10.5조 제11항 및 제12항 신설, 별표 2, 4, 6)

			○송전단 기준 급전지시 시행 - 발전단 급전지시를 위한 단서조항 삭제 (제5.1.8조) - 경과규정 (부칙) - 송전단 기준 급전지시를 위한 보완 (별표 7, 8, 9 개정) ○표기상의 오류 정정 (제7.3.1.1조, 제10.5조 제6항, 별표 18)
2003.4.30	2003.5.7 (2003.5.8)	2003년1차	○발전기 출력과 소비열량과의 관계식에서 등호(=)의 덧셈기호(+) 오기 정정(제2.1.1.1조 제1항) ○근거조항 조항체계 변경에 따라 "제6조" 인용을 "제2.1.1.1조" 인용으로 정정(별표 2, I. 발전사업자에 대한 정산, 10. 기타 정산, 가. 기동대기 발전기의 정산) ○"발전비용평가위원회"를 "비용평가위원회"로 정정(별표 4의 5.9, 6.2.2.7.1, 6.3.4.2, 6.3.6.3, 별표 6의 6.1.1, 별표 10의 7.1.1.4, 별표 19의 7.8.1) ○"발전비용평가위원회운영규정", "계통운영보조서비스절차서", "정산절차서", "비상시급전지시절차서", "실시간급전운영절차서"를 각각 "제2장제2절", "별표 19", "별표 8", "별표 12", "별표 11"로 정정(별표 2, I. 발전사업자에 대한 정산, 8. 대체 연료 사용 발전기의 정산, 9. 계통운영보조서비스에 대한 정산, 10. 기타 정산, 별표 3의 5.5, 10.3) ○정산계좌 입금시간 14:00, 입금확인시간 10:00를 각각 10:00, 14:00로 정정(별표 8 7.11.2.1, 7.11.3.1) ○정보공개위원회 관련 별지 서식에서 "검토"를 "의결"로 정정(별지 제23호, 제25호, 제39호, 제49호 서식) ○전력거래소와 거래당사자간 결제 관련 합의 대상을 모두 구분하여 표현(제4.3.2조 제1항)

			○전력시장운영규칙의 “결제계좌” 및 “정산계좌” 사용자 구분 명확화(제4.3.6조 제1항 제5호, 제4.3.6조 제2항 도표) ○전력거래정산에서 발생하는 각종 수수료에 대한 정의 추가(별표 8 5.16, 5.17 신설, 5.21 용어변경) ○시장에서 정산 및 결제되는 거래관련 정산금액과 각종 수수료 금액의 단수처리 일원화(별표 8 7.1.5) ○거래대금 결제 관련 각종 사용서식 내용 조정(별지 제39호, 제40호, 제41호, 제42호, 제43호, 제44호, 제45호, 제46호, 제47호, 제48호, 제49호 서식) ○발전사업자가 긴급정지를 하여야 할 경우, 불가피할 경우에는 정지 즉시 전력거래소에 통보하는 단서의 추가(제5.4.6조 제1항) ○불가피할 경우, 정산결과에 대한 조정(이의) 신청을 팩스 등 문서 제출로 대신하는 것을 허용(별표 8, 7.13.1, 7.13.4.1) - 장애복구 즉시 인터넷 입력을 하도록 수정 ○“별표”를 “별지”로 정정(제9.3.1조 제1항) ○실무협의회 의장을 위원회 전력거래소 위원으로 변경(제9.2.3.1조제2항) ○전력거래소와 각 전기사업자간 업무처리 일정 명시 등 절차 보완 (별표 16 7.3.1, 별표 16 8.2.1, 8.2.2, 8.2.3, 8.2.5) ○“보호방식 적용방안”과 “보호장치 운영기준”을 현행 전력시장운영규칙 별표 16의 붙임에서 삭제하고, 각 전기사업자에게 문서로 통보하고 전력거래소 인터넷 홈페이지에 게시토록 기준제시 방법 명시(별표 16의 6.1, 6.2, 8.1.1) ○전력시장운영규칙 본문과 별표 16의 용어 일치 및 문구 부분 변경(별표 16의 7.1,

			7.1.1, 7.1.3, 7.2.1, 7.2.2, 8.1.4, 8.6, 8.6.1, 11.1, 11.2, 붙임 11.1, 붙임 11.2) ○정산 및 결제 절차 부분의 시간 및 기한 기술에서 근거조항이 있는 경우, 그 조문번호를 삽입하고, 중복되는 조항을 삭제(제3.1.4조 제1항, 제2항 제2호, 제2항 제3호, 제3항 삭제) ○재정보증으로부터의 채무불이행을 청구하는 규정을 명확하게 문구정비(제3.2.2.9조 제1항 제1호, 제1항 제2호, 제2항 제2호, 제2항 제3호, 제3항 삭제)
2002.11.14	2002.11.15 (2002.11.16)	2002년5차	○전력시장운영규칙 전문 개정 - 세부운영기준의 폐지 및 규칙 본문, 별지로 통합 - 전기사용자(50,000 kVA이상) 직접구매 시행에 대비한 계량 및 정산, 결제, 재정보증 등의 신설 및 변경 - 전력시장감시위원회 설립 및 시장감시를 위한 규정 신설 - 각종 위원회 관련 규정 정비 및 절차 변경 - 휴전업무절차의 변경 및 전력거래용 변성기 공동사용 조건 - 차기 전력시장(TWBP) 모의운영 및 전력거래자 제도 시행근거 신설 - 초기정산에 대한 "이의신청"을 "조정신청"으로 변경 - 시운전발전기의 상업운전 인정 시기를 명확하게 규정 - 용량가격을 시간대별로 차등 지급

전력시장운영규칙/세부운영기준 개정이력

(2002. 11. 14 이전)

개정 근거 및 일자(확정일)	시행일	관련 규칙개정위원회	개정내용
2002년도 제5차 이사회 **2002.9.11**	**2002.9.18**	2002년 4차(정기)	○고장파급방지시스템적용절차서 - 고장파급방지시스템 설치 및 관리주체를 명확히 하는 조항의 신설 (3.4.1, 3.4.2, 3.4.3) ○계량절차서 - 비교계량설비설치의무기간 부분 수정 (7.1.1) ○발전비용평가위원회운영규정 - 발전비용평가위원회원 구성 부문 수정 (제10조 제1,2항) ○입찰운영절차서 - 복합 화력기의 최대발전용량 산정기준이 되는 계절별 대표온도 부문 수정 (7.6.1, 7.6.2)
2002년도 제4차 이사회 **2002.7.22**	**2002.7.29**	2002년 2,3차(임시)	○초기정산에 대한 이의신청을 초기정산에 대한 조정신청으로 용어 변경 ○발전비용평가위원회운영규정 - 발전비용평가위원회 대리참석 허용 및 절차, 위임장 양식 신설 (제21조 제5항 신설)
산자부장관의 승인 **2002.4.23**	**2002.5.6**	2002년 1차(정기)	○전력시장운영규칙 - XEGW (공급가능용량 초과 발전량 정산금) 정산식에서 용량요금 보상부문 수정(별첨3) - 765 kV 계통의 안정유지기준 및 계통검토시 사고 종류(별첨 4)

개정 근거 및 일자(확정일)	시행일	관련 규칙개정위원회	개정내용
산자부장관의 승인 **2001.12.19** 2001년 제5차 이사회 **2001.12.6**	**2001.12.21**	2001년 3차(정기)	○ 전력시장운영규칙 - 발전기 수전전력 기본요금에 대한 정산기준 및 절차 신설 (제6조 제2,3항, 제7조, 별첨 3, 부칙) - 시운전발전기의 정상거래 인정시기를 명확하게 규정 (제75조 제5,6,7항) - 계통운영보조서비스에 대한 정산기준과 절차신설(별첨 3) ○ 발전비용평가위원회운영규정 - 전력시장운영규칙 개정에 따른 보완(제7조 제20호, 제15조 제1항, 제26조 제2항, 부칙, 별표 8-1) ○ 정산절차서 - 전력시장운영규칙 개정에 따른 보완(7.6.1, 부칙, 붙임 #2, 3) ○ 계통운영보조서비스절차서 - 전력시장운영규칙 개정에 따른 보완(5.4~5.10, 7.8.1, 부칙)
2001년 제5차 이사회 **2001.12.6**	**2001.12.13**	2001년 3차(정기)	○ 입찰운영절차서 - 복합화력발전기의 입찰방법 변경 (6.3.2) - 중앙급전발전기 목록 삭제 (5.9.2) - 불명확, 불필요한 문구정리 (6.2.3, 6.3.1.4, 6.3.5.1, 6.3.5.2, 6.3.6.2) ○ 계통운영보조서비스절차서 - 자체기종발전기 지정변경 (붙임 8.1)

개정 근거 및 일자(확정일)	시행일	관련 규칙개정위원회	개정내용
2001년 제5차 이사회 2001.12.6	2001.12.13	2001년 3차(정기)	○비상시급전지시절차서 - 계통복구기준을 공지사항으로 변경 (7.5, 8.0) ○발·변전소주변압기탭정정및유효접지검토절차서 - 1선지락 고장시 중성점 유효접지 검토을 위한 기준수치 삽입 (8.2.1.1) ○계량절차서 - 3,000kW 이하 발전기 통신회선 제공의무 면제 (7.1.6, 7.2.1) - 봉인 및 해제 요청방법의 변경 (7.5.1) - 전력시장운영규칙과 용어 통일 (7.1.5, 7.2.2, 7.3.1, 8.2)
산자부장관의 승인 2001.10.31	2001.11.15	2001년 1차(정기)	○전력시장운영규칙 - 회원간 합의에 의한 정산일자 변경 (제68조) - 고정출력발전에 대한 정산기준 신설 (별첨 1, 3)
2001년 제3차 이사회 2001.9.15	2001.9.22	2001년 2차(임시)	○규칙개정위원회운영규정 - 규칙개정위원회의 심의기능 강화 및 운영 효율화 (제1, 5, 6, 7, 9, 10조)
2001년 제3차 이사회 2001.9.15	2001.9.22	2001년 1차(정기)	○발전기정지및휴전업무절차서 - 월간발전계획 변경절차 간소화 (7.4.1, 7.4.1.1, 7.5) ○정산절차서 - 판매회원용 정산금 통지서 양식 변경 (붙임 #2, 3) - 급전지시량 산정수식 정정 (붙임 #10의 8.)

[부록 3]

규칙의 약칭(略稱)과 내용

약칭	규칙 내용	관련 조항
규칙	전력시장 및 전력계통의 운영에 관한 규칙 (전력시장운영규칙)	-
법	전기사업법	제1.1.1조
보조서비스	계통운영보조서비스	제1.1.2조
직접구매자	규칙 제3.2.2.1조에서 정한 전력을 직접구매할 수 있는 자격이 있는 자로서 규칙 제3.2.2.3조의 규정에 의한 승인을 얻은 자	제1.1.2조
전력거래소	한국전력거래소	제1.1.3조
회원	법 제39조에서 규정한 자	제1.1.3조
판매사업자	전기판매사업자	제1.1.3조
전력거래자	전력시장에서 전력거래를 하고자 하는 자	제1.2.1조
비용위원회	비용평가위원회	제2.2.1.1조
마감시간	거래일 전일 오전 10시	제2.3.1조
개별손실계수	직접구매자의 계량기 설치위치가 계량점과 다름으로 해서 발생하는 개별적인 손실계수	제3.2.1.4조
구매수수료	전력거래소가 직접구매자에게 직접구매자의 전력시장 진입에 따라 수반되는 정산·결제와 채권확보 및 사후관리 등에 소요되는 제반 경비충당을 위해 전력거래소 정관에 따라 부과하는 수수료	제3.2.2.7조
시장은행	전력거래전담 금융기관	제4.3.4조
감시위원회	전력시장감시위원회	제6.2.1조
전기사업자 등	전력시장에 참여하는 전기사업자, 전력거래소 및 시장은행	제6.3.2조
조정위원회	분쟁조정위원회	제7.1.2조
분쟁신청인	분쟁조정을 신청하고자 하는 자	제7.3.1.1조
신분쟁조정인	규칙 제7.3.2.4조 제1항의 규정에 의하여 새로이 선정된 분쟁조정인	제7.3.2.4조
정보	법 제41조와 동법 시행령 제22조 및 규칙 제8.1.4조의 규정에 의거한 전력시장에 관한 정보	제8.1.1조
정보위원회	정보공개위원회	제8.2.1.1조

약칭	규칙 내용	관련 조항
도매전력시장	수요측과 공급측의 경쟁을 통하여 전력거래가 이루어지는 전력시장	부칙 제3조
모의도매전력시장	도매전력시장의 운영에 필요한 설비의 구축을 위하여 모의로 일정기간 운영하는 도매전력시장	부칙 제3조
안정유지기준	전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준과 전력시장운영규칙에 정한 안정(성) 유지기준	별표3
발전회원	중앙급전발전기를 보유한 전력거래소 회원과 중앙급전발전기를 보유하지 않고 전력시장에서 전력을 판매하고자 하는 회원	별표4
LOFY2005	전력거래소에서 2005년 개발한 단기수요예측 프로그램	별표5
RSC	발전계획시스템	별표6
RSCT	RSC 입출력프로그램	별표6
비중앙급전 대표발전기	비중앙급전발전기들을 가격발전계획에 반영하기 위해 만든 한 개의 발전기	별표6
전기에너지	순방향(송전)유효전력량, 역방향(수전) 유효전력량, 지상무효전력량, 진상무효전력량	별표7
전력계통비상	규칙 제5.1.4조 및 제5.3.6조의 규정에 의거 천재지변 등으로 인한 전력계통의 고장, 발전기 불시고장 정지 등으로 전력계통 안정 및 전력수급 운영에 심각한 상태가 초래되거나 초래할 우려가 예상되는 경우 또는 계통운영 설비의 기능상실, 전력계통 Black-out 등이 발생	별표12
시스템	규칙 제5.8.2조의 규정에 의거 전력계통 안정도 분석결과 불안정한 계통을 안정화시키기 위한 고장파급 방지시스템	별표14
변경	발・변전소, 송전선로, 개폐소(개폐탑 포함)의 신설, 증설, 폐지, 휴지 등	별표15
병렬운전발전기	전력계통에 상시 연계하여 운전하고자 하는 발전기 중 중앙급전발전기가 아닌 발전기로서 전력시장에서 전력거래를 하지 않는 다음 각호(별표21의2.1)의 신・증설발전기	별표21
시스템	규칙 제8장의 규정에 의거 전력거래소에서 운영하는 전력거래시스템과 정보공개시스템	별표22

[부록 4]

규칙 담당부서 및 연락처

2019. 6. 현재

장	절	담당부서	담당자	전화번호 (061-330-
제1장 총칙	-	공통		
제2장 발전입찰 및 가격결정	1.발전비용 평가절차	시장운영팀	함정석	8512
	2.비용평가위원회	시장운영팀	장동현	8513
	3.발전입찰 및 전력수요예측	시장운영팀	김은환	8511
	4.가격결정 발전계획 및 가격결정	시장운영팀	김은환	8511
	5.송전손실계수의 산정 및 적용	시장운영팀	장동현	8513
제3장 전력의 거래	1.판매사업자의 전력구매	시장정산팀	황준영	8533
	2.직접구매자의 전력구매	시장정산팀	황준영	8533
	3.구역전기사업자의 전력구매	시장정산팀	황준영	8533
	4.직접구매자 및 구역전기사업자의 재정보증	시장정산팀	황준영	8533
제4장 계량과 정산 및 결제	1.계량	계량등록팀	송경자	8546
	2.봉인	계량등록팀	김도형	8544
	3.정산	시장정산팀	박소영	8534
	4.결제 및 전력거래전담 금융기관	시장정산팀	황준영	8533
제5장 전력계통 운영	1.운영발전계획	수급운영팀	김기식	8818
	2.실시간급전계획	수급운영팀	김기식	8818
	3.급전지시	수급운영팀	김기식	8818
	4.송전손실 및 송전혼잡 관리	송전운영팀	류헌수	8853
	5.발전기 자기제약	수급운영팀	김기식	8818
	6.보조서비스	계통개발팀	홍승완	8655
	7.양수발전기의 양수운전	수급운영팀	강준오	8823
	8.전력계통 안정운영 및 자료제공	계통기술팀	허성일	8621
		계통보호팀	조재왕	8644
	9.발전기 정지 및 휴전계획 조정	수급계획팀	오창윤	8613
제6장 전력시장감시	-	시장감시실	김인현	8351
제7장 분쟁조정	-	시장감시실	김인현	8351
제8장 정보공개	-	시장감시실	신재호	8352
제9장 규칙개정	-	시장개발팀	곽형근	8414
제10장 전력거래시스템	-	IT운영팀	김덕규	8731
제11장 공급인증서 거래	-	신재생시장팀	정의훈	8571
제12장 수요반응자원의 거래	-	수요시장팀	윤여준	8421
제13장 정부승인차액계약	-	장기시장팀	이호철	8431
제14장 보칙, 부칙	-	공통		

장	절	담당부서	담당자	전화번호 (061-330-
별표(1~-30)	1.기호 및 변수의 정의	공통		
	2.정산기준	시장정산팀	박소영	8534
	3.전력계통 운영 기준	계통개발팀	김진이	8652
	4.입찰 운영 절차	시장운영팀	김은환	8511
	5.전력수요 예측 절차	수요예측팀	김용희	8802
	6.가격결정발전계획 수립 절차	시장운영팀	김은환	8511
	7.계량설비의 설치기준 및 운영 절차	계량등록팀	김도형	8543
	8.정산 및 결제 절차	시장정산팀	황준영	8533
		시장정산팀	박소영	8534
	9.운영발전계획 수립 절차	수급운영팀	김기식	8820
	10.연료제약발전기 운영 절차	수급계획팀	이종기	8612
	11.실시간 급전운영 절차	수급운영팀	김기식	8818
	12.비상시 급전지시 절차	수급운영팀	김기식	8818
	13.계통운영시스템 운영 절차	IT운영팀	이성은	8722
	14.고장파급방지시스템 적용 절차	계통보호팀	신용선	8643
	15.기기번호 부여 절차	송전운영팀	류헌수	8853
	16.계통보호 절차	계통보호팀	손기원	8641
	17.전력설비 정지관리 절차	계통보호팀	조재왕	8644
	18.발전기정지 및 휴전업무 절차	수급계획팀	이종기	8613
	19.보조서비스 절차	계통개발팀	홍승완	8655
	20.발・변전소 주변압기 탭정정 및 유효접지 검토절차	계통기술팀	명준용	8622
		계통보호팀	안택수	8642
	21.발전기병렬운전 및 공급방안 업무절차	계통개발팀	송시훈	8656
	22.시장시스템 운영 절차	IT운영팀	김덕규	8731
	23.전력가격 안정 등을 위한 정산금 보정	장기시장팀	이호철	8431
	24.비상시 전력시장운영 절차	시장운영팀	함정석	8512
	25.공급인증서 거래시장 운영, 정산 및 결제 절차	신재생시장팀	정의훈	8571
	26.수요반응자원의 정산 기준	수요시장팀	윤여준	8421
	27.수요반응자원 전력거래시스템 운영 절차	수요시장팀	윤여준	8421
	28.고객기준부하 산정 기준	수요시장팀	윤여준	8421
	29.수요반응참여고객의 전기소비형태 검증 기준	수요시장팀	윤여준	8421
	30.정부승인차액계약 처리 절차	장기시장팀	이호철	8431
별지서식		공통		
부 록		시장개발팀	곽형근	8414

주) 이 표는 규칙 이용자의 편의를 위하여 전력거래소 담당부서・담당자・전화번호를 명시한 것입니다.

[부록 5]

규칙 관련 위원회 위원 명단

2019. 2. 현재

위원회 명 칭	규칙개정 위원회	정보공개 위원회	비용평가 위원회
위원장	조영탁(전력거래소)	유석태(전력거래소)	강승진(산업기술대)
당연직 위 원	박찬기(산업부) 양성배(전력거래소) 박형덕(한국전력) 권오철(동서발전) 정기섭(포스코에너지)	박찬기(산업부) 박형덕(한국전력) 고명석(남부발전)	박찬기(산업부) 양민승(전력거래소) 박형덕(한국전력) 김호빈(중부발전)
전문가 위 원	송경빈(숭실대학교) 박종배(건국대학교) 류병채(법무법인 화우)	장형수(한양대학교) 이광민(법무법인 영진) 이대희(고려대학교) 국경수(전북대학교)	조영재(법무법인광장) 김경태(서울시립대) 전영환(홍익대학교) 김남일(에너지경제연구원)
간 사	조강욱(전력거래소)	박승관(전력거래소)	김태훈(전력거래소)
관련조항	규칙 제9.2.1조	규칙 제8.2.1.1조	규칙 제2.2.1.1조