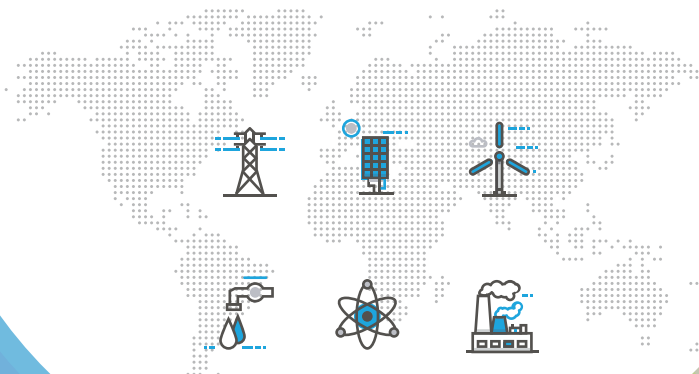


KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

저탄소 전력시스템으로의 전환을 위한 전력시장 제도개선 방안 연구(1/3)



| 안재균 |

참여연구진

연구책임자 : 부연구위원 안재균

연구참여자 : 부산대학교 교수 김 욱

부산대학교 박사과정 김태현

부산대학교 박사과정 신한솔

〈요 약〉

1. 연구의 필요성 및 목적

에너지 전환 정책의 실행계획인 제8차 전력수급기본계획에 따르면 2030년 신재생에너지의 발전량 비중은 20%를 차지하며 설비비중은 2017년 9.7%에서 33.7%로 증가할 것으로 예상된다. 신재생에너지 중 태양광과 풍력의 발전은 불확실성과 변동성을 띠므로 전력계통 운영의 원활화와 효율성 제고를 위해서는 전력시장의 제도적 개선을 준비할 필요가 있다.

본 연구의 목적은 비용 효과적인 저탄소 전력시스템 구축을 위해 전력시장제도 개선안을 제시하는 데 있다. 이를 위한 세부 목표는 다음과 같다. 첫째, 해외 선진시장의 에너지 및 보조서비스 시장에서 에너지 가격과 예비력 가격을 어떻게 산정하고 있는지 살펴본다. 둘째, 예비력 가격 및 실시간 시장 관련 이론적 분석을 수행한다. 셋째, 모의 계통 모형을 구축하여 현재 국내 전력시장운영 방식과 에너지 및 예비력 동시 최적화에 따른 가격, 발전비용, 정산금을 비교 분석한다. 마지막으로 이론 및 모의 분석 결과를 종합하여 국내 전력시장에 대한 정책적 시사점을 도출한다.

2. 주요 내용

가. 국내 전력시장제도의 문제점

첫째, 계통 여건이 반영되지 않는 비계약 기반 가격으로 단기 계통혼잡, 장기 적정 전원믹스를 유도하는 가격신호 기능을 제공치 못한다. 계약 또는 비계약 정산금이 증가하는 비효율성을 초래하며 변동비를 차감하고 부여하는 방식은 기저 전원에게만 이윤이 발생하는 차별이 발생한다.

둘째, 보조서비스 시장 부재로 예비력 가격 기준이 불분명하고 현행 석탄화력 95% 출력제약을 통한 예비력 확보는 1차 예비력 과다 확보로 발전비용이 증가할 수 있다.

셋째, 실시간 시장 부재로 실시간 가격이 존재하지 않아 유연성 제공 전원(수요반응, 침두, 신자원)에 대한 적정 보상이 불가하며 이중정산시스템 부재로 하루 전 시장의 정산을 준수할 의무가 발생하지 않으며 수요반응 자원의 활성화에 장애가 된다.

넷째, 계통한계가격(System marginal price, SMP)은 발전량에 대해 한계비용과 평균비용으로 구성된다. 평균비용의 향으로 발전량이 감소하여도 비용은 증가하는 시장가격의 역진성이 발생할 가능성이 있다. 이는 수요 자원이 시장에 참여하여 수요를 감축시켰을 때 오히려 시장가격이 상승하는 현상이 나타날 수 있다.

나. 전력계통 모의

본 연구에서는 예비력 및 실시간 시장에 관한 이론 분석과 소규모 계통을 대상으로 에너지 및 예비력 동시최적화 모형을 구축하여 제도 개선효과를 분석하였다. 주요 연구 결과는 다음과 같다.

첫째, 실시간 시장의 도입은 이중정산제도로 발전사들은 하루 전 시장에서의 계획 발전량을 준수할 의무가 발생하고 수요반응 및 ESS와 같은 유연성 자원이 활성화될 유인을 제공하여 하루 전 시장과 실시간 시장에서 수급오차에 따른 정산금 증가를 방지한다.

둘째, 동시최적화 모형에서는 예비력을 확보하기 위해 발전 증분 비용이 낮은 석탄발전원의 발전량을 증가시켜 현행 CBP의 예비력 확보방식에 비해 발전비용이 감소하였다.

셋째, 지역별한계가격(Locational marginal price, LMP)은 SMP보다 낮으므로 전력구매비용은 감소하였다. 그러나 다수의 복합화력 발전기는 기동 및 무부하 비용을 회수할 수 없으므로 일괄지불금(Make-whole payment)이 발생하였다.

넷째, MISO의 전력시장가격인 ELMP(Extended Locational Marginal Price)는 최소 출력으로 운전하는 신속 기동 자원이 시장 가격을 결정할 수 있게 한다. 이러한 가격제도에서는 일괄지불금이 상당수 감소하였음을 확인하였다.

다섯째, SMP는 시장가격에 준고정비 항이 포함되어 있으므로 평균적으로 LMP와 ELMP에 비해서 가격이 높아 전체 발전기 대상의 일괄지불금이 낮았으나, 예비력을 비효율적으로 확보함에 따라 COFF의 정산금 규모가 동시최적화에 비해 크다는 것을 확인하였다.

마지막으로, SMP는 준고정비 항이 평균비용으로 포함되어 있으므로, 동일한 한계 발전기일 때 발전량이 감소할수록 가격이 상승하는 역진성이 발생할 수 있다는 문제가 있다. 이를 모의 계통에서 특정 시간대의 수요를 감축하는 방법으로 시뮬레이션 수행 후 SMP의 역진성 현상 발생을 확인하였으며, LMP와 ELMP의 역진성은 발생하지 않았다.

3. 정책적 시사점

첫째, 계통 여건을 반영하는 가격신호 제공과 자원 최적 배분을 통한 발전비용 감축을 도모하기 위해서는 보조서비스 시장 도입을 통해 에너지-예비력 동시최적화 시스템으로의 전환이 바람직하다. 동시최적화 모형에서 발전비용이 감소하는 이유는 체계적인 최적화 과정으로 예비력을 확보하고 에너지를 결정하기 때문에 비용최소화가 실현된다. 더불어 동시최적화 방식은 응답 속도가 느린 예비력가격이 더 높게 형성되는 가격역전현상을 방지할 수 있다. 따라서 향후 변동적 재생에너지 대응방안으로 보다 효과적인 예비력 운영 체제를 구축하는 것은 총 계통비용 절감과 유연성 자원에 적정 인센티브를 제공하는 것이므로 필수적이라 할 수 있다.

둘째, 보조서비스 시장과 함께 실시간 시장의 도입을 적극 검토해야 한다. 실시간 시장이 부재하는 전력시장에서는 이중정산이 적용될 수 없으므로 급전계획을 이행하는 의무가 발생하지 않으며 제약비발전(COFF) 정산금의 증가를 해소할 수 없게 된다. 또한 하루 전 시장만을 운영하는 제도에서 부가정산금을 한계발전기에 부여

하는 방식의 단점은 판매사업자가 가격신호를 전달받고 수요반응을 운영할 시도가 애초부터 차단된다는 것이다. 또한 향후 급격히 증가할 것으로 예상되는 분산형 자원들은 주로 배전단에 연결되어 계통운영자가 직접 제어할 수 없으므로 실제 전력계통과 가장 근접한 상황을 반영하는 실시간 가격을 해당 자원들에게 전달하여 전력수급의 균형에 효과적으로 기여하도록 유도해야 한다. 더불어 스마트 그리드의 운영에 필요한 핵심 요소는 실시간 요금제도로 이는 도매시장의 실시간 가격에 기반을 둔다. 그리고 최근의 주요 선진국의 전력시장에서는 변동적 재생에너지를 대상으로 일반 발전사와 동일하거나 완화된 수준으로 밸런싱 의무를 부여하여 발전량 예측능력 제고와 계획 발전량 준수를 유도하고 있다. 따라서 실시간 시장 제도 도입은 저탄소 전력시스템으로의 전환을 위한 제도적 선결사항으로 판단된다.

마지막으로, 현행 전력시장의 가격결정 방식인 SMP의 개선이 요구된다. SMP는 이원화된 발전계획으로 계통여건을 반영할 수 없는 한계, 가격의 역진성 현상과 부가정산금 증가, 유연성 제공자원에 대한 적정 인센티브를 제공할 수 없는 단점이 존재한다. 이에 대한 해결책으로 미국 MISO가 도입한 가격결정방식인 ELMP 도입을 고려할 수 있다. ELMP는 기동이 빠른 가스 터빈과 긴급 수요반응 자원이 가격 결정을 가능하게 하여 전력시장에 계통여건을 반영하는 가격신호를 제공하고 부가정산금을 감소시키며 가격의 역진성이 발생하지 않는 장점이 존재한다. 그러나 비용 기반의 ELMP 방식은 LMP와 마찬가지로 일괄지불금이 발생하여 피크 전원의 수익

성이 악화될 수 있으므로 증분비에 가격 입찰 방식을 적용하여 발전사의 적정 마진을 허용하는 제도 도입을 모색할 필요가 있다. 이와 동시에 가격 입찰 방식에 따른 시장지배력 행사 등 불공정 행위를 감시하는 제도 구축이 요구된다.

〈ABSTRACT〉

The 8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand, which is an implementation plan of the energy transition policy, expects that the portion of renewable energy in power generation will be 20% in 2030 and that its capacity share will increase into 33.7% from 9.7% in 2017. As power generation from renewable energy sources such as solar power and wind power tends to show uncertainty and volatility, it is required to improve the electric power market institutions in order to facilitate power system operation and to increase efficiency.

The purpose of this study is to suggest a reformation plan of the electric power market institutions for designing a cost-effective low-carbon power system. The specific goals are established as follows. First, this study shows how energy prices and reserve prices are calculated in foreign energy and ancillary markets. Second, a theoretical analysis is conducted with regard to reserve price and real time market. Third, the study constructs a power system simulation and compares the settlement method of energy and reserve in the domestic power market and the co-optimization method of energy and reserve in foreign markets. Finally, policy implications for the Korean electric power market are derived by

combining the theoretical analysis and the simulation analysis.

Main results are summarized as follows. A simultaneous optimization of energy and reserve reduces the power generation cost in the current way of reserve securement. The reason for this reduction is that the systematic optimization process can secure the reserve. As energy and reserve are determined through optimization in this simultaneous optimization, the cost can be minimized. In addition, the simultaneous optimization is able to prevent a price reversal in which a reserve price with a slow ramping speed is higher. Therefore, as an alternative to an expansion of variable renewable energy sources, a more effective reserve operating system needs to be established because it can provide appropriate incentives for reducing the total cost and for increasing flexible resources. Second, a real time market needs to be established with the supplementary services market. In the electricity market where no real-time transaction is possible, there is no obligation to fulfill the dispatch plan because the two-settlement is not made and an increasing Constrained-off energy payment (COFF) can't be addressed. Third, the shortcoming of the market which grants only transactions of the previous day is that the load-serving entities are not allowed to take advantage of demand responses with price signals. In addition, the real time pricing system is a key element of the

smart grid system where demand and supply interact and it is based on real-time market prices. Therefore, establishing a real-time market is regarded as a prerequisite in terms of technological and institutional aspects. Finally, the SMP, which is the pricing system in the current electricity market of Korea, requires an elimination of price reversibility and an increase of reward for flexible resources. As a solution to these problems, it can be considered to introduce ELMP, which is a pricing system adopted by the US MISO. The main advantage of the ELMP is that this system provides price signals containing grid conditions by enabling both gas turbines with quick start-up and emergency demand response resources to determine prices in energy and reserve markets and that the system reduces uplifts. Furthermore, price reversibility is not made as prices are determined only by variable costs.

제 목 차 례

제1장 서론	1
1. 연구 배경 및 필요성	1
2. 연구목적	7
제2장 전력시장제도 비교	9
1. 전력시장 개요	9
가. 에너지 시장	9
나. 보조서비스 시장	13
2. 미국 전력시장 제도	18
가. MISO 전력시장 제도	19
나. 부가정산금 제도	33
3. 국내 전력시장 제도	38
가. 변동비 반영 시장 특성	38
나. 국내 전력시장 운영예비력	41
다. 국내 전력시장제도의 한계	43
제3장 이론적 분석	49
1. 에너지·보조서비스 동시최적화	49
가. 예비력 가격 산정 이론	50
나. MISO 예비력 가격 계산	53
2. 실시간 시장	63

가. 모형 개요	63
나. 초과 수요	69
다. 초과 공급	75
제4장 사례 연구	81
1. 모형 구축	81
가. 모형 개요	81
나. CBP 모형	83
다. 에너지·예비력 동시최적화 모형	93
2. 모형 분석 결과	99
가. 가격 분석	99
나. 발전비용 분석	102
다. 정산금 분석	105
라. 가격역진성	108
제5장 결론	111
1. 보조서비스 시장 도입	111
2. 실시간 시장 도입	112
3. 가격결정방식 개선	113
부 록	115
참고 문헌	131

표 차례

<표 1-1> 제8차 전력수급기본계획에 따른 발전량 비중 변화	2
<표 2-1> MISO 발전자원, DRR의 비용 입찰 자료	22
<표 2-2> MISO의 LMP, ELMP 비교	25
<표 2-3> MISO 신속 기동 자원 정의	26
<표 2-4> MISO ELMP 1단계 및 2단계 결과 요약	26
<표 2-5> MISO의 SCUC와 SCED 목적함수 차이	27
<표 2-6> MISO 보조서비스 시장 내 예비력	31
<표 2-7> 제약발전(CON) 및 제약비발전(COFF) 전력량 정산금	45
<표 3-1> 계통 부하 및 예비력 요구량(예비력 정상 확보 시)	55
<표 3-2> 계통 에너지·예비력 동시최적화 결과(예비력 정상 확보 시) ..	55
<표 3-3> 시장가격 계산 결과(예비력 정상 확보 시)	58
<표 3-4> 계통 부하 및 예비력 요구량(예비력 미확보 시)	60
<표 3-5> 계통 에너지·예비력 동시최적화 결과(예비력 미확보 시) ..	60
<표 3-6> 시장가격 계산 결과(예비력 미확보 시)	62
<표 3-7> 하루 전 시장에서의 청산량	67
<표 3-8> 시장참여자 입찰 및 특성계수	68
<표 3-9> 실시간 시장에서 풍력발전기 및 전력수요의 변화(초과 수요) ..	71
<표 3-10> 초과수요-BAU 시나리오의 시장 가격	71
<표 3-11> 초과수요-BAU 시나리오의 시장참여자 청산량 및 수입 ..	72
<표 3-12> 초과수요-유연성 시나리오의 시장 가격	73
<표 3-13> 초과수요-유연성 시나리오의 시장참여자 청산량 및 수입 ..	74
<표 3-14> 실시간 시장에서 풍력발전기 및 전력수요의 변화(초과 공급) ..	76

<표 3-15> 초과공급-BAU 시나리오의 시장 가격	76
<표 3-16> 초과공급-BAU 시나리오의 시장참여자 청산량 및 수입 ..	77
<표 3-17> 초과공급-유연성 시나리오의 시장 가격	78
<표 3-18> 초과공급-유연성 시나리오의 시장참여자 청산량 및 수입 ..	79
<표 4-1> PJM 5모선 모의 계통 요약	82
<표 4-2> 예비력 기준 및 확보용량	91
<표 4-3> 모의 모형 특징 및 비교	98
<표 4-4> 모형 분석 시나리오	99
<표 4-5> 시나리오별 평균 에너지 가격	101
<표 4-6> 총 발전비용 변화	103
<표 4-7> 정산금 비교(단위: 백만원)	106
<표 4-8> 가격결정형태별 역진성 분석	109
<표 4-9> SMP 역진성 분석	110
<표 A-1> 3모선 예제 Shift factor 계산 결과	126

그림 차례

[그림 1-1] 제8차 전력수급기본계획에 따른 정격용량 비중 변화	1
[그림 1-2] 태양광, 풍력발전의 5분 단위 출력변화	3
[그림 1-3] 태양광, 풍력발전의 변동성 대응 수단	4
[그림 1-4] 계통 오소의 하루 전 예측오차(독일, 2014년)	5
[그림 2-1] 미국 ERCOT, 독일의 전력거래 순서 비교	11
[그림 2-2] 텍사스의 지역별 가격제 변화	12
[그림 2-3] 주파수 복구의 3단계 과정	15
[그림 2-4] 미국 NREL 예비력 분류 사례	16
[그림 2-5] 북미 전력시장 지도	18
[그림 2-6] MISO 전원별 용량 비중	19
[그림 2-7] 슬루프 오피(좌)와 블록 오피(우)	22
[그림 2-8] MISO의 보조서비스시장 하위구역(MCP Zone)	30
[그림 2-9] 기동정지계획과 LMP 계산의 차이	33
[그림 2-10] CBP 발전계획	39
[그림 2-11] SMP 결정 사례	40
[그림 2-12] 발전기 비용 특성 곡선 및 비용 요소	41
[그림 2-13] 국내 예비력의 구분	42
[그림 2-14] 가격결정 및 운영발전계획의 발전용량 편차('16.1.20)	44
[그림 2-15] 가격결정 및 운영발전계획의 호기 수 편차('16.1.20)	44
[그림 2-16] 발전기 비용함수 특성	48
[그림 3-1] 2모션 계통(예비력 정상 확보 시)	54
[그림 3-2] 2모션 예제 계통(예비력 미확보 시)	59

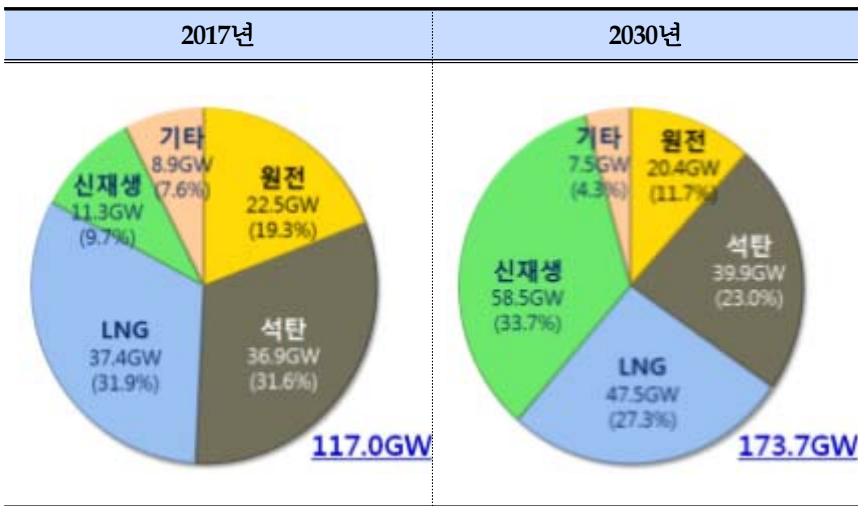
[그림 3-3] 초과 수요 상황에서의 실시간 가격 형성	70
[그림 3-4] 초과 공급 상황에서의 실시간 가격 형성	75
[그림 4-1] PJM 5모선 모의 계통 및 전원 구성	82
[그림 4-2] 모의 계통 부하 패턴	83
[그림 4-3] 가격결정 원리 예시	89
[그림 4-4] 시나리오별 SMP 결과	100
[그림 4-5] 동시최적화 LMP, ELMP 결과	101
[그림 4-6] 예비력 확보 방식에 따른 총 발전비용	102
[그림 4-7] 전원별 발전량 변화	103
[그림 4-8] 발전원별 1차 예비력 제공 비율 변화	104
[그림 4-9] 발전원별 2차 예비력 제공 비율 변화	105
[그림 4-10] 최대전력 수요 감축 규모	109
[그림 A-1] 3모선 예제 계통	121
[그림 A-2] 3모선 계통 내 2,3번 모선 유입 예	127

제1장 서론

1. 연구 배경 및 필요성

본 연구에서 저탄소 전력시스템은 신재생에너지의 보급 증가로 발전부문의 온실가스(Greenhouse Gas) 배출량 증가율이 전력수요 증가율 보다 낮아지는 시스템으로 정의한다.

[그림 1-1] 제8차 전력수급기본계획에 따른 정격용량 비중 변화



출처: 산업통상자원부(2017, p.48)를 재구성

제8차 전력수급계획에 따르면 원전 및 석탄화력 발전소의 비중은 감소하고 신재생에너지의 비중은 확대될 전망이다. 정격용량을 기준으로 원자력과 석탄화력 발전 비중의 합은 2017년 전체의

1/2(50.9%)이었으나, 2030년에는 전체의 1/3(34.7%) 수준으로 감소할 것으로 예상된다. 반면에 신재생에너지의 설비용량 비중은 2017년 9.7%에서 2030년 33.7%로 약 3.5배로 증가할 것으로 예상된다 ([그림 1-1] 참조).

2030년 목표수요 기준으로 신재생에너지의 발전량 비중은 20%이며, 태양광과 풍력발전의 발전량 비중의 합은 약 13.5%를 차지할 전망이다(<표 1-1> 참조). 이는 태양광 및 풍력발전 중심으로 신재생에너지 확대가 이루어지는 것을 의미한다.

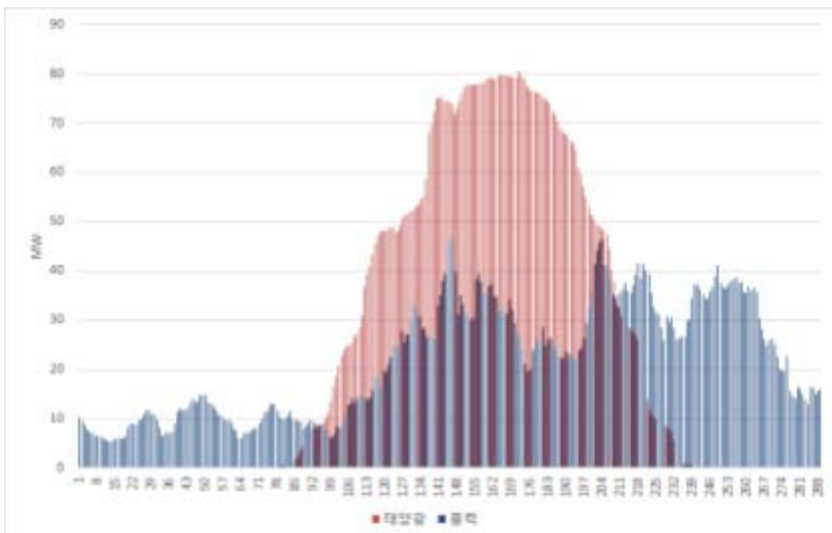
〈표 1-1〉 제8차 전력수급기본계획에 따른 발전량 비중 변화

구분		2017년	2030년
원자력		30.3%	23.9%
석탄		45.4%	36.1%
LNG		16.9%	18.8%
신재생	태양광	1.1%	6.7%
	풍력	0.4%	6.8%
	기타	4.8%	6.5%
	소계	6.2%	20.0%
석유		0.6%	0.3%
양수		0.7%	0.8%
계		100%	100%

출처: 산업통상자원부(2017, p.44, p.80)를 재구성

태양광 및 풍력발전은 기상조건에 따라 출력이 변화하므로 변동성과 불확실성을 지닌다. 이러한 특성으로 동 에너지를 변동적 재생에너지(Variable renewable energy, VRE)로 불린다. [그림 1-2]는 제주도의 2017년 5월 3일 태양광 및 풍력발전의 5분 단위 출력변화를 나타낸다.

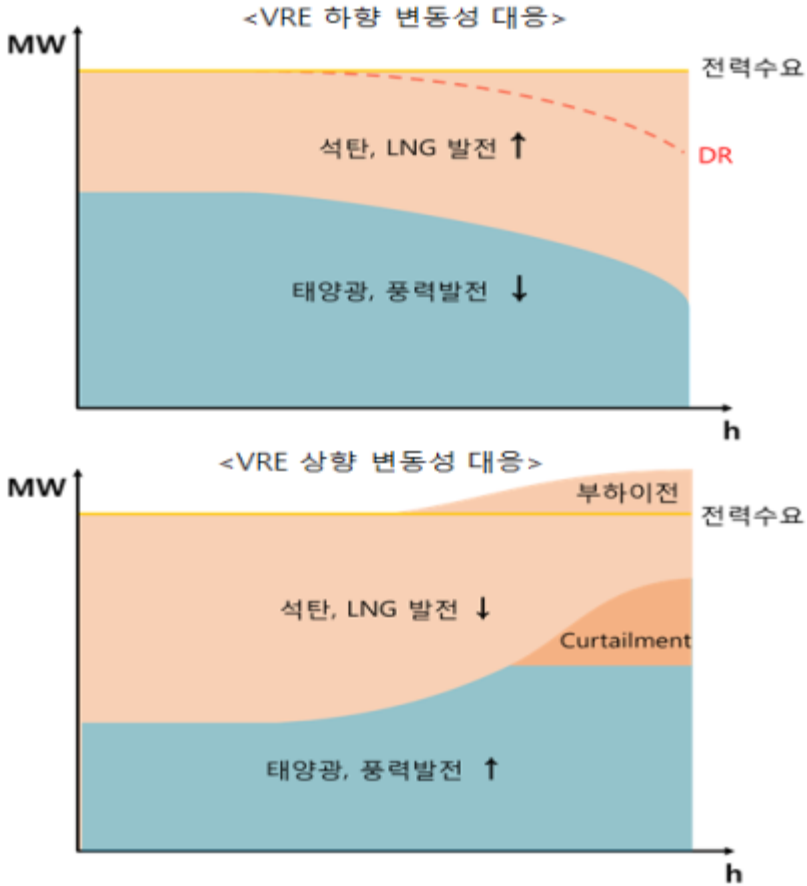
[그림 1-2] 태양광, 풍력발전의 5분 단위 출력변화



출처: 한국전력거래소 내부 자료를 토대로 저자 작성

태양광 및 풍력발전의 변동성에 대응하여 항시 전력수요와 공급 일치하기 위해서는 기존 시스템에서 일반 발전기의 출력 증감발(Ramping up and down), 수요자원(Demand response, DR) 활용, 변동적 재생에너지 출력제한(Curtailment)이 보다 중요해진다. [그림 1-3]은 태양광 및 풍력발전의 변동성 대응 수단을 나타낸다.

[그림 1-3] 태양광, 풍력발전의 변동성 대응 수단

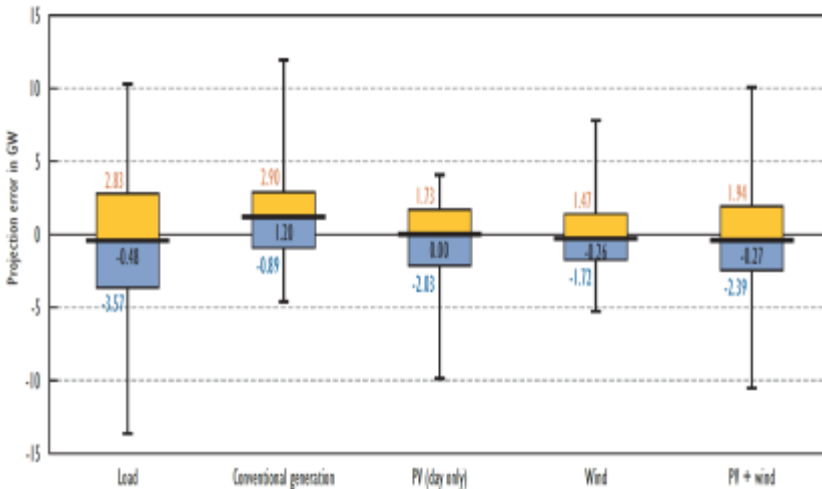


출처: 저자 작성

변동성은 상향 또는 하향으로 구분할 수 있다. 전력수요가 고정되어 있다고 전제할 때, 변동적 재생에너지의 하향 변동성에 대응하기 위해서는 일반 발전기의 증발 또는 DR을 통한 수요 감축 등이 요구된다. 상향 변동성의 경우에는 반대로 일반 발전기의 감발

또는 부하이전 등의 수요증가, 변동적 재생에너지의 Curtailment를 수행해야 한다. 이러한 수단을 전력계통 유연성(Power system flexibility)¹⁾ 제공 자원(이하, 유연성 자원)으로 정의한다. 변동적 재생에너지의 비중이 높은 전력계통을 안정적으로 운영하기 위해서는 이러한 유연성 자원의 확보가 필수적이므로 해당 자원이 전력 시장에서 효율적으로 운영되며 적정 수익을 보장받을 수 있는 제도 구축이 요구된다.

[그림 1-4] 계통 오소의 하루 전 예측오차(독일, 2014년)



주: 막대 그래프는 예측오차의 90%의 범위를 포함, 직선의 끝은 과대 또는 과소 예측의 최대오차를 나타냄.

출처: IEA(2016, p.79)

1) 전력계통 유연성은 비용효과적으로 전력수급을 일치시키는 능력으로 정의한다 (IEA, 2014).

불확실성에 관해서는, 변동적 재생에너지는 출력패턴을 지닐 수 있으나 본질적으로 기상조건에 의존하므로 하루 전 시점에서의 발전량 예측은 오차가 발생한다. IEA(2014)에 따르면, 태양광 및 풍력발전의 불확실성은 수요에 비해 크거나 적어도 유사한 수준이다. [그림 1-4]는 독일 전력시장의 전력수요, 일반 발전기, 태양광, 풍력발전의 하루 전 예측오차 크기를 비교한다.

이러한 변동적 재생에너지의 불확실성은 전력시스템의 운영예비력(Operation reserve)에 영향을 미친다. 기존 전력시스템은 수요 변동 및 발전기 고장 등에 대처하기 위해 운영예비력을 확보한다. 변동적 재생에너지의 불확실성이 기존 요소에 더해져 전력계통 신뢰도에 부정적 영향을 줄 수 있으므로 이에 대비하기 위해서는 운영예비력의 확대가 필요할 수 있다. 따라서 변동적 재생에너지의 보급 확대를 위해서는 더욱 효율적인 운영예비력 운영이 요구된다.

또한, 변동적 재생에너지의 불확실성은 발전량 예측오차를 발생시켜 하루 전 시장에서의 결정된 급전계획과 실제 발전량의 차이를 유발한다. 이로 인해 부가정산금(Uplift)을 증가시키는 요인으로 작용할 수 있다. 이를 해소할 수 있는 대표적 제도로는 실제 계통운영과 근접한 시점에 기후와 전력계통 등의 상황을 최대한 반영하는 가격을 형성하여 수급을 조절하는 실시간 시장(Real time market) 개선을 들 수 있다.

2. 연구목적

본 연구의 목적은 효율적인 저탄소 전력시스템 운영을 위한 전력시장제도 개선안을 제시하는 데 있다. 이를 위한 세부 목표는 다음과 같다. 첫째, 해외 선진시장의 에너지 및 보조서비스 시장에서 각각의 가격을 어떻게 산정하고 있는지 살펴본다. 둘째, 예비력 및 실시간 시장 관련 이론적 분석을 수행한다. 셋째, 소규모 계통 모형을 구축하고 현행 국내 전력시장과 에너지 및 예비력 동시 최적화 방식을 모의하여 총 발전비용 및 정산금을 비교 분석한다. 마지막으로 이론 및 모의 분석 결과를 종합하여 국내 전력시장에 대한 정책적 시사점을 도출한다.

본 보고서는 다음과 같이 구성된다. 2장에서는 미국 전력시장 중 MISO의 가격결정방식, 보조서비스 시장을 살펴보고 국내 전력시장의 특성과 문제점을 분석한다. 3장은 예비력 및 실시간 시장에 관해 이론적 분석을 수행한다. 4장에서는 소규모 계통 모형 구축을 통해 에너지-예비력 동시 최적화 방식에 따른 결과를 현행 국내 전력시장운영방식과 비교하여 발전비용, 정산금에 대한 효과를 분석한다. 마지막 5장에서는 연구결과를 종합하고 정책적 시사점을 도출한다.

제2장 전력시장제도 비교

1. 전력시장 개요

전 세계의 전력시장은 국가별로 입찰 또는 비용기반 시장, 당일 또는 실시간 시장 운영, 지역별 또는 단일가격 등 다양한 형태로 운영되고 있다. 전력시장은 주로 에너지 시장, 용량관련 시장, 보조서비스 시장 등으로 구성된다. 이 중 에너지 시장은 발전사와 수요자간의 쌍무계약(Bilateral contract)과 전력도매시장에서 이루어지는 현물시장에서의 거래로 구분할 수 있다. 본 연구에서는 전력도매시장 연구에 초점을 두고 현물중심의 에너지와 보조서비스 시장을 분석한다.

가. 에너지 시장

1) 입찰시장과 비용기반 시장

에너지 시장은 발전사업자와 판매사업자 간의 입찰 시장과 발전사업자만의 비용입찰 시장으로 구분할 수 있다. 미국의 전력도매시장은 연방에너지규제위원회(Federal Energy Regulatory Commission, FERC)가 2002년 전력시시장의 기본설계 방향을 다룬 표준시장디자인(Standard Market Design)을 토대로 발전사와 전력판매자가 입찰을 통해 도매가격을 결정하고 해당 가격에 전력을 거래하는 양방향 입찰제도로 운영한다. 미국 뉴잉글랜드주 전력시장(ISO-NE)는

전력시장 출범 초기 발전사의 입찰만 허용하는 단일정산제도였으나 양방향 입찰제도 전환한 바 있다. 반면에 국내 전력시장과 남미인 아르헨티나와 칠레 등은 발전기의 변동비를 기반으로 시장가격을 결정하는 비용기반 시장(Cost based pool)을 운영한다(한국전력거래소, 2010).

2) 당일·실시간 시장 운영 여부

기력 발전소는 가동하는데 시간이 소요되므로 급전운영 시점을 기준으로 약 일일 전에 개설되는 하루 전 시장(Day ahead market)을 필요로 한다. 즉, 하루 전 시장의 주요 역할은 발전기가 운영당일 정상적으로 운전될 수 있도록 준비시간과 가격신호를 제공하는 것이다. 하루 전 시장에서는 물리적 인도시점으로부터 약 1일 전 전력수요와 공급 상황을 예측하여 오전에 입찰을 마감하고 오후에 한 시간 단위 발전 스케줄과 시장가격이 결정된다.

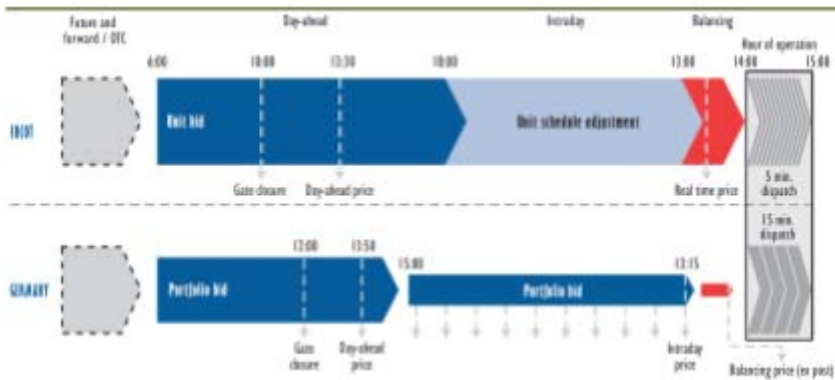
미국 전력시장에서 운영하는 실시간 시장은 계통운영 시점과 근접한 시기인 1시간 전에 입찰이 마감되어 급전 계획과 5분 단위 시장가격이 형성된다. 이러한 실시간 시장은 주요 역할은 가장 최근의 기상정보와 계통 상황을 반영하여 실제 계통 상황을 반영하는 가격신호를 제공하고 하루 전 시장에서 결정된 급전계획을 조정 및 신규 자원 투입을 결정하는 것이다(한국전력거래소, 2017).

유럽 국가는 하루 전 시장과 실시간 밸런싱 시장(Balancing market) 사이에 당일 시장(Intraday market)을 운영한다. 당일 시장에서는 입찰을 통해 15분 단위의 가격이 형성되며 하루 전 시장에

서의 결정된 급전 스케줄을 조정할 수 있다.

[그림 2-1]은 미국 텍사스 전력신뢰도위원회(Electric Reliability Council of Texas, ERCOT)와 독일의 전력거래 과정을 비교하고 있다.

[그림 2-1] 미국 ERCOT, 독일의 전력거래 순서 비교



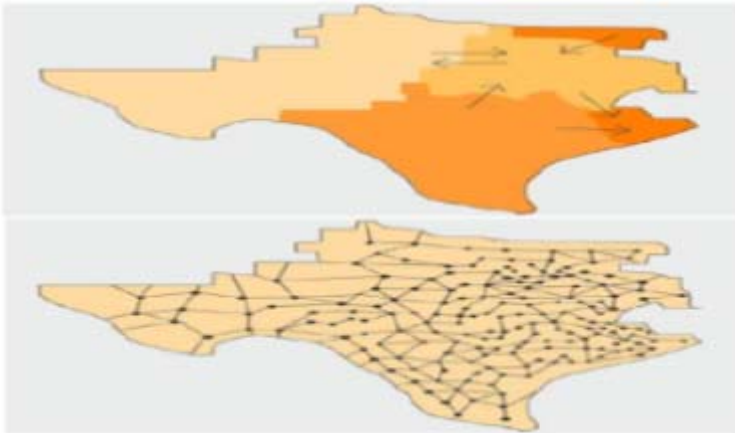
출처: IEA(2016, p.84)

이에 반해 주로 비용기반의 전력거래 시장은 앞서 기술한 당일 또는 실시간 시장이 존재하지 않고 하루 전 시장만을 운영하고 있다. 해당 국가는 우리나라를 포함하여 칠레, 아르헨티나 등을 들 수 있다.

3) 단일 또는 지역별 가격2)

에너지 시장은 가격에 송전 혼잡(Transmission congestion) 반영 여부를 기준으로 지역별 가격과 단일가격 제도로 구분할 수 있다. 미국의 FERC 표준시장디자인에 따르는 전력시장은 모두 모션별 가격제(Nodal pricing)를 도입하여 매우 세부적인 지역별 송전혼잡을 전력도매시장가격에 반영한다. 전력 위기 이전의 캘리포니아와 텍사스는 다수 모션을 통합하여 몇 개의 지역으로 통합한 권역별 가격제(Zonal pricing)에서 모션별 가격제(Nodal pricing)로 전환한 바 있다(한국전력거래소, 2010).

[그림 2-2] 텍사스의 지역별 가격제 변화



주: 텍사스는 1999~2001년 동안 단일가격제를 운영, 그 후 4~5 지역을 통합하는 권별 가격제를 도입, 2010년에는 모션별 가격제로 전환하였음.

출처: Hirth(2018, p.5)

2) 지역별 가격결정 방법에 관한 상세한 내용은 부록을 참조할 것.

[그림 2-2]는 권역별 가격제에서 모선별 가격제로 전환한 텍사스의 지도를 나타내고 있다.

반면에 국내 및 남미의 비용기반 전력시장은 지역별 송전혼잡을 반영하지 않은 단일가격체계를 유지하고 있다(한국전력거래소, 2010).

나. 보조서비스 시장

1) 보조서비스 정의

보조서비스는 주파수 조정 및 자체기동(Black start) 기능과 같은 전력계통의 신뢰도를 지원하는 데 필요한 서비스를 뜻한다. 이러한 서비스에 대한 보상은 비용기반(Cost-based) 또는 시장기반(Market-based)으로 구분할 수 있다. 보조서비스 공급자에게 지불되는 가격은 서비스를 제공하기 위한 한계 비용을 반영하는데 이는 보조서비스를 제공하기 위해 판매하지 않은 에너지에 대한 기회비용을 포함한다(Kirby, 2007).

미국 연방 에너지 규제위원회(Federal Energy Regulatory Commission; FERC)는 보조서비스를 전력수급 균형을 지원하는 데 필요한 서비스이자 송전 유틸리티가 안정적인 송전망을 유지하는 의무라고 정의한다(FERC, 2016).

계통운영자의 세부적 운영지침에는 단순히 수급균형 수준을 넘어서 전력계통의 안정성과 신뢰도를 유지하는 데 필요한 세부적인 보조서비스 운영지침에 대한 내용을 담고 있다. 이 보조서비스에는

일반적으로 주파수 조정 서비스, 대기·대체예비력과 무효 전력공급 등이 포함된다. 이 중 주파수조정 서비스와 대기·대체예비력 서비스는 시장을 기반으로 하는 보조서비스이며 미국 전력 도매시장에서는 보조서비스 시장을 따로 개설하여 예비력을 확보한다(Zhou, 2016). 반면 무효전력 공급이나 자체기동 등의 나머지 보조서비스는 시장을 통해 조달하지 않고 내부적으로 정해놓은 절차나 규칙에 의해 확보하므로 본 연구에서는 주파수조정과 대기·대체예비력에 초점을 맞추도록 한다.

2) 운영예비력의 정의와 분류

전력계통의 상태는 가변적이며 정확한 예측이 불가능하므로 운영예비력은 전력시스템의 주파수를 유지하기 위해 실제 수요 이상의 추가적 발전용량이 기동 중 또는 정지 중인 상태로 확보되도록 하는 예비 발전력을 의미한다(Ela et al, 2011).

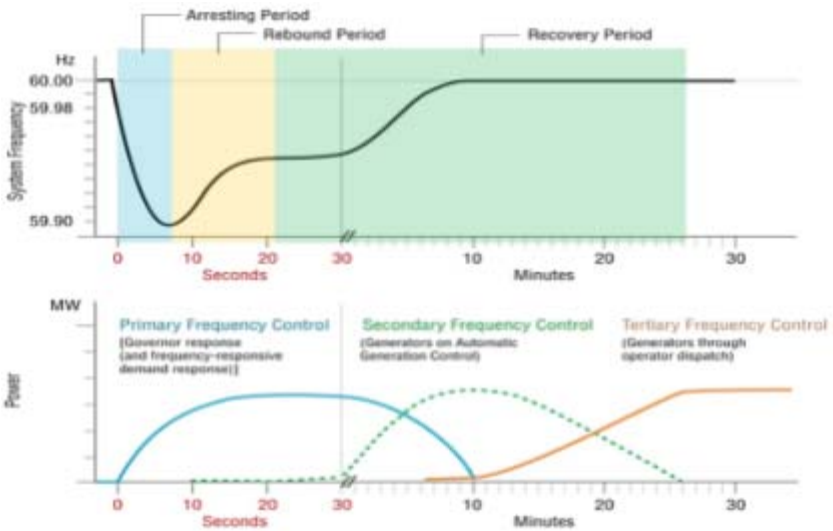
운영예비력은 사용 목적이 다양하며 여러 가지 형태와 크기를 가질 뿐만 아니라 수급불균형의 규모와 지속시간에 따라 활용되는 예비력이 달라진다. 일반적으로 계통의 주파수를 복구하는 과정은 [그림 2-3]과 같이 3단계로 진행된다(Eto et al, 2018).

1차 주파수 제어는 발전기가 사건 발생 직후 짧은 시간 내에 응답하여 출력을 조정한다. 이는 터빈의 제어밸브를 조정하는 조속기(Governor) 응답을 통해 주파수 변화에 자동으로 대응하며 짧은 시간 동안 동작한다(Eto et al, 2018).

2차 주파수 제어는 계통의 주파수가 1차 주파수 제어로 회복이

되지 않으면 자동으로 수십 초 내에 동작한다. 이러한 보조적인 주파수 조정은 자동 발전 제어(Automatic Generation Control, AGC)라고 한다(Eto et al, 2018).

[그림 2-3] 주파수 복구의 3단계 과정

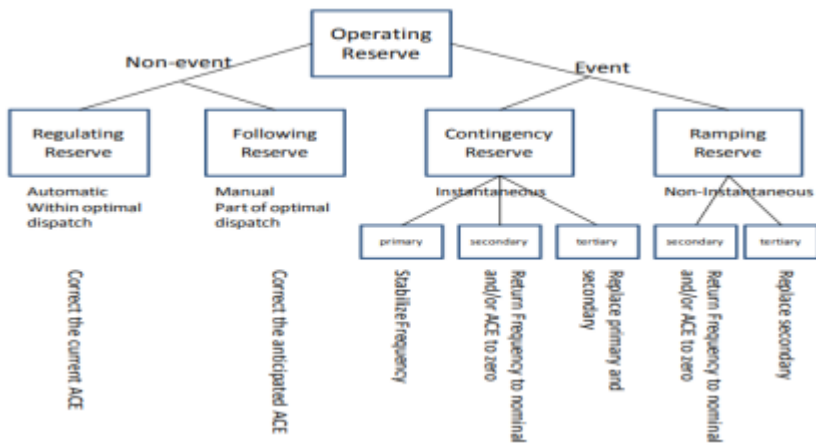


출처: Eto et al.(2018, p.3)

3차 주파수 제어는 1차 또는 2차 주파수 제어 메커니즘을 통해 계통의 주파수가 회복되지 않을 때 작동한다. 3차 주파수 제어는 전형적으로 계통운영자가 수동으로 일부 발전소의 급전을 조정하는 작업을 포함하는 개념이다(Eto et al, 2018).

[그림 2-4]는 미국 NREL(National Renewable Energy Laboratory)의 목적에 따른 예비력 분류를 나타낸다. 크게 비사고(Non-event) 상황에서 사용되는 예비력과 사고(Event)에 대비하는 예비력으로 구분할 수 있다(Ela et al, 2011)

[그림 2-4] 미국 NREL 예비력 분류 사례



출처: Ela et al.(2011, p8)

비사고 예비력 중 조정예비력(Regulating reserve)은 단기적 부하 변동으로 인한 주파수의 변화에 발전기가 자동으로 출력을 조절하여 계통 주파수를 미리 정해진 범위 내에서 유지시킬 수 있도록 하는 예비력이다. 조정예비력을 제공하는 발전기는 출력을 증가(up) 또는 감소(down)시킨 양으로 보상을 받는다. 부하추종 예비력(Following reserve)은 조정예비력과 비슷한 방식으로 운영되지만 느린 출력 증감발속도와 출력변화량이 크다는 점에서 조정예비력

과 구분된다. 조정예비력과 부하추종예비력은 계통의 정상상태에서 활용되는 예비력이다(Kirby, 2007)

사고대비예비력은 예상치 못한 기상이변이나 큰 규모의 발전기 또는 송전설비가 탈락했을 때를 대비하는 3차 주파수 제어 방법으로, 1차 및 2차 주파수 제어로 주파수가 회복되지 않을 시 계통운영자의 결정에 의해 활용되는 예비력이다. 사고대비예비력은 순동예비력과 비순동예비력(대체예비력)으로 나뉘며 순동예비력은 즉각적인 출력조정이 가능하지만 대기 상태에서 계통에 병입되어 운전하고 있어야 하며 지정된 시간 내에 전력을 생산할 수 있어야 한다. 응답시간은 시장마다 다르지만 보통 10분으로 주어진다. 사고대비대체예비력은 30분에서 1시간 사이의 느린 응답속도 기준을 가지며 운전상태를 유지하고 있을 필요는 없다(Kirby, 2007).

2. 미국 전력시장 제도

미국은 7개의 전력시장을 운영 중이다([그림 2-5 참조]). 이러한 전력시장들은 독립계통운영자(Independent system operator; ISO) 또는 지역송전기구(Regional transmission organization, RTO)에 의해 운영된다. 이들은 서비스 지역의 송전기반시설을 관리하고 에너지와 보조서비스를 위한 시장을 운영하며 계통의 신뢰도를 유지할 책임이 있다. 미국 전력시장 중 2015년 가격결정방식을 개선한 중서부 전력계통운영자(Midcontinent Independent System Operator, MISO)가 담당하는 전력시장을 분석토록 한다.

[그림 2-5] 북미 전력시장 지도

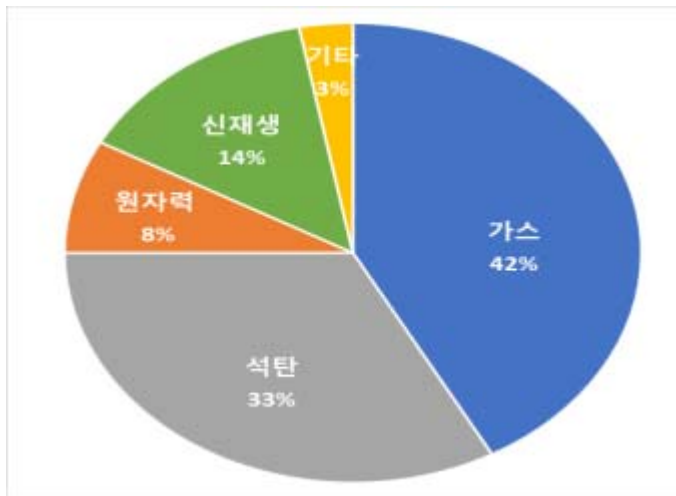


출처: Zhou et al(2016, p.3)

가. MISO 전력시장 제도

MISO는 1996년에 설립되어, 미국 중서부 지역을 포함한 미국 15개 주 및 캐나다 1개 주의 전력 공급을 담당하고 있는 계통 운영자(ISO) 및 송전망 기구(RTO) 조직이다. 현재 MISO는 약 65,800마일의 고전압 송전망과 총 설비 용량 191,062MW, 6,640개의 전력 자원을 운영한다(MISO, 2018a). [그림 2-6]은 MISO 전력시장의 전원믹스를 나타내고 있다.

[그림 2-6] MISO 전원별 용량 비중



출처: MISO Corporate Fact Sheet(2018a)를 토대로 재구성

1) 에너지 시장

MISO는 1시간 단위의 하루 전 시장을 운영 중이다. MISO의 하루 전 시장은 거래일 하루 전에 시장참여자가 입찰하는 선도 시장으로서, 시장참여자에게 실시간 시장의 변동성에 대한 헤지(hedge) 수단을 제공하며 계통 운영자로 하여금 사전에 대부분의 자원을 확보하여 계통신뢰도를 유지할 수 있도록 한다(한국전력거래소, 2017).

시장참여자들은 하루 전 오전 10시 30분까지 증분비용, 무부하비용 및 기동비용을 입찰하여야 하며, MISO는 입찰 데이터를 기반으로 크게 두 종류의 최적화를 연차적으로 수행한다. 첫 번째는 안전도 제약 기동정지계획(Security constrained unit commitment, SCUC)을 수행하여 발전기의 운전 상태(기동 또는 정지)를 결정한다. 두 번째는 안전도 제약 경제급전(Security constrained economic dispatch, SCED)을 수행하여 기동이 결정된 발전기의 경제적인 출력을 정한다(한국전력거래소, 2017).

최적화를 수행한 후 MISO는 13시 30분에 시장청산을 위한 1시간 단위의 사전 모션별 가격(Ex Ante LMP)³⁾을 공표한다. 이후 14시 30분까지 재입찰을 받은 후 실제 정산을 목적으로 하는 사후 모션별 가격(Ex Post LMP)⁴⁾을 발표한다(MISO, 2014).

MISO의 실시간 시장은 운영시점 기준으로 30분전에 입찰을 마감한다. 계통운영자는 송전망 및 기타 제약요소, 업데이트된 공급

3) 모션별 한계가격(LMP)에 대한 자세한 내용은 부록을 참고할 것.

4) 사후 모션별 가격(Ex Post LMP)은 ELMP로 불리운다. ELMP에 관한 자세한 설명은 뒷 절인 가격결정제도를 참조할 것.

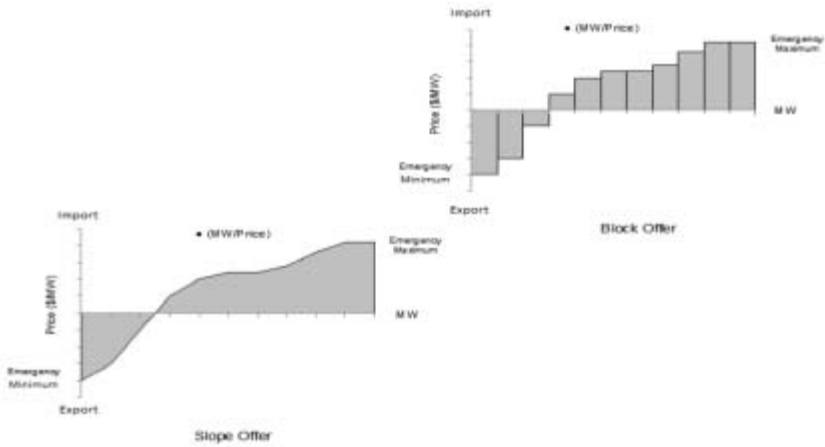
입찰, 단기 수요예측 정보를 반영하여 5분 단위로 안전도 제약 경제급전(SCED)을 수행한다. 안전도 제약 경제급전(SCED) 완료 후 5분 단위의 Ex Post LMP를 통합하여 1시간 단위로 정산을 시행하였으나, 2018년 7월 1일 이후부터 5분 단위 정산으로 전환하였다(MISO, 2018b).

MISO의 시장참여자는 하루 전 및 실시간 에너지 및 보조서비스 시장에 자원은 해당 시장에 입찰 자료를 제출해야한다. 시장참여자는 발전 자원, 수요반응 자원유형 1 (DRR type1), 수요반응 자원유형 2(DRR type2), 외부 비동기 자원(External Asynchronous Resource), 조정예비력 판매를 위한 전력저장장치로 구분된다(MISO, 2018f).

하루 전 시장 입찰 자료와 실시간 시장 입찰 자료는 서로 무관하고 자동으로 연동되지 않으므로 각 시장에 따로 입찰해야 한다. 단, 요구 데이터의 양식 및 단위는 동일하다(MISO, 2018f).

발전자원(Generation resource)과 DRR type2는 똑같은 형태의 입찰 자료가 요구된다. 이는 DRR type2의 부하감축은 최소 감축량부터 최대 감축량까지의 연속적으로 감축량을 지정할 수 있기 때문이다. 이에 따라 DRR type2는 [그림 2-7]과 같이 슬로프(Slope) 또는 블록을 선택할 수 있다. 블록 선택 시에는 최대 10구간에 대해 MW와 가격의 한 쌍(Pair)으로 입찰한다. 이때의 입찰은 MW와 가격의 쌍이 반드시 단조 증가해야 한다는 것이다(MISO, 2018f).

[그림 2-7] 슬루프 오퍼(좌)와 블록 오퍼(우)



출처: MISO(2018f, p.117)

<표 2-1> MISO 발전자원, DRR의 비용 입찰 자료

	제출 비용 자료(단위)
발전자원 및 DRR type 2	에너지 오퍼 곡선 (MW, \$/MWh)
	무부하 오퍼 (\$/hr)
	조정예비력 용량(\$/MWh), 마일리지 오퍼(\$/MW)
	순동 예비력 오퍼(\$/MWh)
	동기 대체 예비력 오퍼(\$/MWh)
	비동기 대체 예비력 오퍼(\$/MWh)
	기동 비용 오퍼(\$)
DRR type 1	에너지 오퍼 (\$/MWh)
	시간별 부하삭감 오퍼 (\$/h)
	정지 비용 오퍼 (\$)
	순동 예비력 오퍼 (\$/MW)
	대체 예비력 오퍼 (\$/MW)

출처: MISO(2018f, p.78, 100).

반면 DRR type1은 블록으로 입찰하므로 감축을 실행하거나 또는 실행하지 않는 두 가지 옵션을 갖는다. 따라서 에너지 입찰 자료는 DRR type2에 비해 간소하게 \$/MWh으로만 제출한다(MISO, 2018f).

실제 전력수급이 결정되면 에너지 거래에 대한 정산은 하루 전 시장에서의 거래량은 하루 전 시장 가격으로 정산하고 실제 발전량과 하루 전 거래량간의 차이는 실시간 가격으로 정산하는 이중정산제도(Two settlement system)를 적용한다.⁵⁾

2) 가격결정제도 - ELMP(Extended Locational Marginal Price)

ELMP는 부가정산금을 감소하기 위해 MISO에서 도입한 시장가격결정 방법이다. Gribik et al.(2007)은 기존의 시장가격결정 방법의 대안으로 전력시장의 부가정산금을 낮추기 위한 세 가지 시장가격결정 방법을 소개하였다.

첫 번째는 제한 모형(Restricted Model)으로 기동정지계획에서 결정한 발전기별 기동정지 최적해를 알고 있다는 것을 전제하고 경제급전 문제에서의 운전 이진변수를 기동정지계획의 최적해로 고정하고 최적화하는 방법이다(Gribik et al, 2007).

두 번째는 급전 모형(Dispatchable Model)으로 뉴욕 ISO에서 전력시장 설계 시 도입을 고려했던 모델이다. 기본 아이디어는 모형에서 기동 및 정지를 결정하기 위해 필요한 이진 변수를 연속 변수로 완화하여 비용함수를 근사화하는 것이다(Gribik et al, 2007).

5) 이중정산제도에 대한 자세한 설명은 제3장 2절의 실시간 시장을 참조할 것.

마지막 방법은 본 함수보다 작거나 같은 값을 갖도록 근사화된 볼록 함수(Convex Function)를 갖는 Convex Hull 모형이다. 전력 시장의 부가 정산금 발생의 원인 중 하나는 비용함수의 비볼록 특성인데 Convex Hull을 적용하면 볼록한 비용함수를 생성하여 동함수의 기울기 값인 Convex Hull 가격을 도출할 수 있다(Gribik et al, 2007).

그러나 Convex Hull Pricing 방법은 실제 MISO의 대규모 계통에 적용하기엔 수학적인 복잡성, 비용 문제 등이 발생한다. 따라서 MISO는 2011년 Convex Hull을 간략화한 근사 확장모선가격(Approximate ELMP)을 개발하여 시범 시행 후 2015년 3월 1일에 첫 단계의 ELMP를 정식 도입하였다(MISO, 2014).

ELMP의 도입 초기 목적은 최소 출력과 최대 출력이 동일한, 즉 고정된 출력으로만 운전 가능한 가스 터빈(Block-loaded Combustion Turbine)과 긴급 수요반응 자원(Emergency Demand Response Resource)이 에너지 시장과 예비력 시장에서 가격 결정을 가능하게 하여 부가정산금을 감소시키는데 있다(MISO, 2014).

대부분의 고정 출력 가스 터빈은 신속 기동(Fast Start) 서비스 제공이 가능한 발전기이며 급전 지시에 따라 출력 조절이 불가능한 발전기이므로 시장가격 결정에서 제외된다. 그러므로 MISO는 급전계획과 별개로 시장가격 결정 단계에서 해당 발전기의 출력 제약을 완화하는 방법을 사용하여 이러한 신속 기동 자원(Fast Start Resource) 및 긴급 수요반응 자원의 시장 가격 결정을 가능하게 하였다(MISO, 2014).

MISO는 ELMP 2단계에서 고정된 출력으로만 운전 가능한 가스

터빈 뿐만이 아니라 모든 신속 기동 발전기들로 확대하여 해당 발전기들의 시장가격 결정을 가능하게 하였다. 이러한 대상 확대의 이유는 만약 고정 출력의 신속 기동 발전기만므로 대상을 한정하게 되면 일반적인 신속 기동 발전기들 또한 고정 출력 특성으로 입찰하여 계통 전체의 유연성(Flexibility)이 감소될 수 있기 때문이다 (FERC, 2014).

신속 기동 발전기들은 주로 실시간 시장에서 하루 전 시장에서 청산되지 못한 수요를 충족하기 위한 수급균형(Balancing) 자원으로 기동된다. 따라서 <표 2-2>가 나타내듯이, 일반적으로 하루 전 시장에서는 신속 기동 발전기가 거의 운전되지 않아 Ex Ante LMP와 Ex Post LMP(ELMP)가 거의 유사한 반면, 실시간 시장에서 신속 기동 발전기가 기동되면 ELMP가 LMP보다 비교적 높게 된다 (MISO, 2014).

<표 2-2> MISO의 LMP, ELMP 비교

상태	LMP, ELMP 비교
대부분 상황	LMP ≈ ELMP
일시적인 부족 상황 혹은 송전 제약 위반 상황	LMP < ELMP
신속 기동 자원 운전 중	LMP > ELMP

출처: MISO(2014, p.9)

ELMP 1단계에서 정의되는 신속 기동 자원의 규모는 2GW인데 이는 총 발전용량에서 약 1%를 차지한다. 이후 2017년 5월 1일부터 운영 중인 ELMP 2단계에서는 신속 기동 자원 기준인 급전 지

시 이후 계통 병입 소요시간을 10분에서 1시간으로 확대하였다 (MISO, 2018c).

<표 2-3>은 ELMP 1단계와 2단계에서 신속 기동 자원의 정의를, <표 2-4>는 각 단계별 시행 결과를 나타낸다.

〈표 2-3〉 MISO 신속 기동 자원 정의

	급전 지시 후 계통 병입 소요시간	최소운전시간
Phase 1	10분 이내	1시간 이내
Phase 2	1시간 이내	1시간 이내

출처: MISO(2018c, p.9)을 정리하여 저자 작성

〈표 2-4〉 MISO ELMP 1단계 및 2단계 결과 요약

	ELMP 1단계	ELMP 2단계
신속 기동 자원 용량	2GW	10GW
실시간 시장 참여율	7%	23%
On-line 신속 기동 자원 시장가격 영향	평균 \$1/MWh 상승	평균 \$3/MWh 상승
Off-line 신속 기동 자원 시장가격 영향	평균 \$35/MWh 감소	평균 \$60/MWh 감소
일괄지불금 영향 (RSG)	1% 감소	9% 감소

출처: MISO(2018c, p.9)

다음으로 ELMP의 가격결정방식을 분석토록 한다. <표 2-5>는 안전도 제약 기동정지계획(SCUC)과 안전도 제약 경제급전계획(SCED)간의 목적함수 차이를 나타낸다. 우선 SCUC 단계에서 전

체 계통의 비용을 최소화하도록 혼합정수형 문제인 발전기 기동정지계획을 수립한다. 결정된 발전기 기동 정보를 기반으로 SCED 단계에서는 선형계획법으로 발전기의 에너지 입찰 비용 (Incremental Offer Cost)을 최소화하는 발전기별 급전계획을 수립한다(MISO, 2016b).

〈표 2-5〉 MISO의 SCUC와 SCED 목적함수 차이

구분	목적함수
SCUC (MIP Solver)	전체 계통 비용 (기동정지 비용 + 급전 비용)
SCED (LP Solver)	전체 급전 비용

주: SCED에서 기동정지는 사전에 결정되었으므로 관련 비용은 매몰비용으로 취급함.

출처: MISO(2016b, p.19)

SCED-Pricing 단계에서 기동정지계획 결과를 토대로 시간별 시장가격을 결정하여 Ex Post LMP를 공표한다. 여기서 주의할 것은 급전계획과 가격결정 과정은 별개라는 것이다. 즉, SCED는 물리적인 실제 계통 운영을 위한 급전계획을 위한 단계이며, SCED-Pricing은 순전히 시장가격 결정을 위한 단계이다(MISO, 2016b)

SCED와 SCED-Pricing은 서로 대체적으로 유사하나 신속 기동자원을 처리하는 방법에서 차이가 있다. SCED 단계에서는 이미 발전기의 기동정지계획이 수립되었다고 보기 때문에, 모든 발전기의 기동비용과 무부하비용은 매몰비용으로 처리되어 목적함수에 반영되지 않는다(MISO, 2016b).

반면에 SCED-Pricing에서는 목적함수에 신속 기동 자원의 기동 정지(Commitment) 비용, 즉 기동비용과 무부하비용이 포함되며 신속 기동 자원이 SCUC에서 운전 상태인지 정지 상태인지를 구분한다. 하루 전 시장의 경우 신속 기동 자원의 기동정지(Commitment) 비용을 아래와 같이 운전 및 정지 상태로 구분하여 처리한다 (MISO, 2016b).

① Case 1: 운전(On-line) 중인 신속 기동 자원(FSR)

$$FSR_{online} = \sum_i \{On(i,t) \times \{StartUpCost(i,t) + NoLoadCost(i,t)\}\}$$

$$StartUpCost(i,t) = \begin{cases} \frac{SUC(i)}{MUT(i)}, & \text{if } t \leq MUT(i) \\ 0, & \text{if } t > MUT(i) \end{cases}$$

- $On(i,t)$: 신속 기동 자원(i)의 t 시간에서의 운전 변수
- $StartUpCost(i,t)$: 신속 기동 자원(i)의 t 시간에서의 기동비용 할당치
- $NoLoadCost(i,t)$: 신속 기동 자원(i)의 t 시간에서의 무부하비용
- $SUC(i)$: 신속 기동 자원(i)의 기동비용
- $MUT(i)$: 신속 기동 자원(i)의 최소운전시간

신속 기동 자원 운전 상태인 경우, 만일 계획시간 동안 최소운전 시간 내에서 운전한 경우에는 기동비용을 최소운전시간으로 나눈 값을 기동정지(Commitment) 비용에 합산하지만 최소운전시간을 초과한 시간에 대해서는 합산하지 않는다. 무부하비용은 최소운전

시간과 상관없이 발생 시 모두 합산한다(MISO, 2016b).

② 정지(Off-line) 상태인 신속 기동 자원

$$FSR_{offline} = \sum_i \left\{ On(i,t) \times \left\{ \frac{SUC(i)}{MUT(i)} + NoLoadCost(i,t) \right\} \right\}$$

신속 기동 자원이 정지 상태인 경우, 운전시간을 따로 고려하지 않고 기동비용을 최소운전시간으로 나누어 무부하비용과 함께 SCED-Pricing의 목적함수에 합산하여 반영한다(MISO, 2016b).

MISO는 현재 긴급 상황(예비력 또는 송전 부족 상황)에서 정지 상태 신속 기동 자원의 가격 결정을 가능하게 하였다. 정지 상태 신속 기동 발전기의 시장 가격을 허용하는 것은 예측 오차로 인해 계통 운영자의 지시로 예비력을 제공하는 발전기가 급작스럽게 급전하게 되는데 이로 인해 예비력 요구량 부족으로 인해 일시적으로 발생하는 비효율적인 가격 스파이크(Price Spike)를 제거할 수 있다는 장점이 있다(MISO, 2011).

SCED-Pricing의 제약조건으로 아래와 같이 정수해를 완화한 수식이 부여된다(MISO, 2016b).

$$0 \leq On(i,t) \leq 1$$

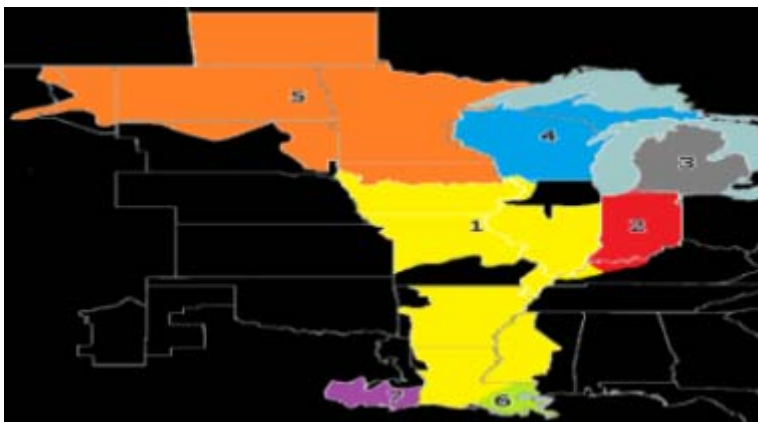
이에 따라 ELMP를 부분 기동정지(Partial Commitment) 방법으로

로 분류할 수 있다. 이러한 부등식 조건 부여로 발전기의 최소 출력을 0까지 완화할 수 있다. 최종적으로, SCED 단계에서 최소 출력제약으로 인해 시장가격 결정에서 제외되는 신속 기동 자원이 SCED-Pricing 단계에서는 최소출력 제약에서 벗어나 시장가격을 결정할 수 있게 된다(MISO, 2016b).

3) 보조서비스 시장

MISO는 2009년에 조정예비력과 사고대비예비력 확보를 위한 보조서비스 시장을 개설하였다. 현재는 하루 전 시장과 실시간 시장 모두 보조서비스 시장을 운영하며 에너지 및 예비력은 동시최적화에 의해 청산한다. MISO의 보조서비스 시장은 조정예비력, 순동 및 대체 예비력 시장이 하루 전 및 실시간 시장에 모두 개설된다 (Zhou et al, 2016).

[그림 2-8] MISO의 보조서비스시장 하위구역(MCP Zone)



출처: Zhou et al.(2016, p.13)

MISO는 전 계통 수준과 구역(Zone) 수준을 고려하여 보조서비스 요구량을 결정한다. 조정예비력, 순동 및 대체 예비력의 시장청산가격(MCP)은 7개의 구역마다 별도로 계산된다(Zhou et al, 2016). [그림 2-8]과 <표 2-6>은 각각 MISO의 예비력 구역과 보조서비스를 요약한 것이다.

<표 2-6> MISO 보조서비스 시장 내 예비력

상품명	기준
조정예비력 (Regulation)	<ul style="list-style-type: none"> ○ 5분 안에 모두 응답 가능해야 함 ○ 계통에 병입되어 운전 중이어야 함 ○ 계통의 신호에 자동으로 응답해야 함
순동예비력 (spinning reserve)	<ul style="list-style-type: none"> ○ 계통에 병입되어 운전 중이어야 함 ○ 10분 내에 응답해야 함
대체예비력 (Supplemental reserve)	<ul style="list-style-type: none"> ○ 반드시 운전 중일 필요는 없음 ○ 10분 내에 응답해야 함

출처: Zhou et al.(2016, p.13)

조정예비력은 발전기와 에너지저장장치로부터 제공받을 수 있다. 도 자원은 5분 이내에 자동으로 출력을 조정할 수 있어야 한다. MISO는 단일 조정예비력만 고려하며 하향 조정예비력이 존재하지 않는다. 모든 구역의 조정예비력 요구량은 300MW에서 500MW 정도이다. 이는 NERC 표준에 의한 사항은 아니며 운영 경험에 따른 것이다(Zhou et al, 2016).

순동예비력은 발전기나 수요자원을 통해 확보한다. 순동예비력을 제공하는 자원들은 반드시 계통에 동기화되어있어야 하며 계통은

영자의 지시로부터 10분 내에 응답하여 출력을 조정하여야 한다. 순동예비력의 요구량은 1,000MW이다(Zhou et al, 2016).

대체예비력은 발전기 또는 수요자원에 의해 확보될 수 있다. 해당 자원의 용량은 반드시 계통과 동기화되어있을 필요는 없지만 계통운영자의 지시로부터 10분 이내에 기동하여 출력해야 한다. 대체예비력 또한 마찬가지로 1,000MW를 확보해야 한다(Zhou et al, 2016).

MISO 시장에서 하루 전 시장에 참여하고자 하는 시장 참여자는 계통 운영일 1일 전 11:00까지 입찰해야한다. 그리고 15:00에 하루 전 시장 결과를 공시한다. 입찰자들은 15:00에서 16:00까지 입찰을 수정할 수 있다(Zhou et al, 2016).

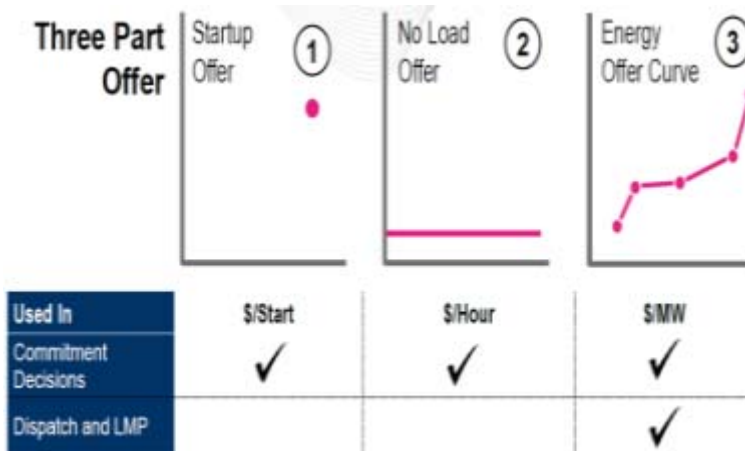
MISO는 계통 내 모든 발전모션에서 조정 예비력, 순동 및 대체예비력에 대한 사전, 사후 시장청산 가격을 계산한다. 이러한 보조서비스 가격들은 하루 전 및 실시간 시장 운영 모두에서 SCED-pricing 결정 알고리즘을 사용하여 에너지 시장과 동시 최적화된다. 하루 전 운영예비력 시장에서 사전 및 사후 시장청산가격은 한 시간 단위로 계산되며 실시간 운영예비력 시장에서는 5분 단위로 계산된다(Zhou et al, 2016).

나. 부가정산금 제도

미국의 전력시장은 가격결정방식으로 LMP를 채택하고 있다. ISO 또는 RTO 마다 세부적으로는 차이점이 존재하나 LMP는 공통적으로 하루 전 시장과 실시간 시장에서 에너지 가격으로 적용된다.

급전계획은 에너지뿐만 아니라 운영예비력과 주파수조정을 종합적으로 최적화를 통해 수립한다. 필요한 데이터는 발전사업자가 제출한 세 개의 입찰자료(기동비용, 증분비용, 무부하비용)와 예측 부하 등이다.

[그림 2-9] 기동정지계획과 LMP 계산의 차이



출처: PJM(2018a, p.8)

LMP는 정의상 특정 모선의 부하의 한 단위 증가분을 공급하기 위한 비용의 증가분을 의미하므로 기동비용과 무부하비용이 반영

되지 않는다([그림 2-9] 참조). 따라서 발전기는 발전을 하더라도 기동비용과 무부하비용을 회수하지 못해 손해를 보는 경우가 발생할 수 있게 된다. 이는 계통운영자의 급전지시를 이행해야 하는 발전사들의 인센티브를 감소시킨다. 이에 계통운영자는 급전지시를 이행하면서 손해를 보는 발전사업자가 없도록 부가정산금⁶⁾을 지급하고 있다. 미국 전력시장의 부가정산금은 크게 일괄지불금(Make-whole payment, MWP)과 기회손실비용(Lost opportunity cost)으로 구분할 수 있다(PJM, 2018a).

① 일괄지불금(Make-Whole Payment)

일괄지불금은 발전기가 기동비용 및 무부하비용을 포함한 총비용을 회수하지 못해 손해가 났을 경우 이를 보상해주는 비용이다. 예를 들어서 어떤 발전기가 현재 증분비용이 \$10/MWh이고 LMP가 \$10/MWh인 사례로, 해당 발전기가 한계 발전기인 상황을 가정한다. 해당 발전기는 에너지 비용을 LMP로 전부 보상받지만 발전기가 운전 중인 상황에서 발생하는 무부하비용과 기동할 때 소요되는 기동비용은 에너지 시장이 아닌 일괄지불금으로 보상받는다(PJM, 2018a).

또 다른 사례는 발전기 특성으로 인해 한계 발전기임에도 불구하고 시장가격 결정에서 제외될 때 이를 일괄지불금으로 보상을 하는 제도이다. 기동정지 최적화에서 최소 출력으로 발전하거나 최대 속도로 증발 또는 감발하여 더 이상 출력 조정을 할 수 없는 발전기

6) 북미 전력시장의 부가정산금은 Uplift 또는 Side payment로 불린다.

는 한계가격을 결정하지 못한다⁷⁾. 따라서 해당 발전기는 자신의 증분비용보다 낮은 LMP로 정산을 받게 되므로 그 손해를 일괄지불금으로 보상한다(PJM, 2018a).⁸⁾

② 기회손실비용(Lost opportunity cost)

기회손실비용은 계통운영자의 급전 지시 결과가 발전기가 최대 이윤을 남기는 지시가 아닐 경우 그 차이만큼을 지불하는 제도이다. 예를 들자면, 현재 LMP가 \$10/MWh이고 어떤 발전기의 현재 증분비용이 \$8/MWh라서 해당 발전기는 출력을 더 증발하고 싶지만, 계통 운영자의 지시로 인해서 출력을 제한받는 경우 이 발전기는 계통 운영자의 급전 지시에 따르지 않을 수 있기 때문에 이 차이만큼을 기회비용으로 보상해줘야 한다(PJM, 2018a).

PJM에서는 하루 전 시장에서 운영이 결정되었지만 실시간 시장에서는 급전 지시를 받지 못한 경우 해당 기회비용을 밸런싱 운영 예비력(Balancing Operating Reserve)라는 항목으로 부가정산금을 지불하고 있다. 예를 들어서, 어떤 발전기가 하루 전 시장에서 특정 시간대에 급전이 결정되었으나, 예측보다 낮은 수요, 외부 지역에서의 송전량 증가, 자기제약으로 기동해야하는 발전기 증가 등 하루 전 시장에서 고려되지 못한 사유로 인해 실시간 시장에서 급전되지 못했을 때 해당 발전기는 기회손실비용을 보상받을 수 있다

7) 최적화 해에 따른 시장가격은 한 단위 추가생산 시 소요되는 발전비용인 한계가격으로 결정된다. 최소발전 및 최대 증감발 제약이 걸린 발전기는 전력수요가 한 단위 증가할 때 추가 발전하지 못하므로 한계발전기에서 제외된다.

8) 국내 전력시장에서도 동일한 제약으로 인해 SMP 결정에서 제외되는 발전기에 대해 정산금을 지불한다.

(PJM, 2018b).

MISO에서도 기회손실비용과 유사한 개념인 하루 전 시장 이익 보장 정산금(Day-Ahead Margin Assurance Payments, DAMAP) 제도를 두고 있다. 하루 전 시장의 급전계획에 따라 발전량이 청산되었으나 실시간 시장에서 낮은 수요 등으로 인해 적게 발전되어 하루 전 시장의 수익에 지장이 발생하는 발전기에 대해 동 정산금을 지급한다(MISO, 2018d).

DAMAP의 계산과정은 다음과 같다. 하루 전 시장에서 결정된 급전 구간(Commitment Period) 내에서 하루 전 계획 발전량(DA_SCHD)이 실시간 급전 목표치(BP)와 실시간 실제 측정 발전량(RT_ACT_MTR)과 비교하여 크다면 아래와 같이 DAMAP의 에너지 기여분($DAMAP_EN_CON$)은 다음과 같이 계산한다(MISO, 2018e).

if $DA_SCHD > RT_ACT_MTR$ and $DA_SCHD > BP$

$$DAMAP_EN_CON = \max \left[\begin{array}{l} \left(\int_0^{DA_SCHD} DAOC \right) \\ \left(- \int_0^{RT_ACT_MTR} DAOC \right) \end{array} \right], \left[\begin{array}{l} \left(\int_0^{DA_SCHD} RTOC \right) \\ \left(- \int_0^{RT_ACT_MTR} RTOC \right) \end{array} \right] \\ - [(DA_SCHD - RT_ACT_MTR) \times RT_LMP_EN_INT]$$

DAMAP의 에너지 기여분은 상기 수식과 같이 기회 발전비용에서 기회 수입을 차감한 것이다. 여기서 기회 발전비용은 기회 발전량(하루 전 시장 청산량-실시간 발전량)에 하루 전 시장과 실시간 시장에 입찰한 가격곡선 중 가장 큰 값을 곱하여 산출한다. 기회수입은 기회 발전량에 실시간 가격($RT_LMP_EN_INT$)을 곱하여 계산한다(MISO, 2018e).

여기서 주목해야 할 점은, 국내 전력시장의 COFF와 DAMAP 개념은 유사하나 차이점은 COFF는 하루전 시장 가격을 적용하여 정산하지만 DAMAP은 실시간 가격을 적용하여 보상한다는 점이다. 하루 전 계획발전량이 실제 전력수요를 초과하는 경우 COFF이 발생하게 되는데 실시간 시장에서는 동일한 상황에서 실시간 가격이 하루 전 시장 가격보다 낮게 형성되므로 COFF에 따른 정산방식은 DAMAP에 비해 과다보상이 이루어지는 문제가 있을 수 있다.

3. 국내 전력시장 제도

가. 변동비 반영 시장 특성

우리나라의 전력시장은 1999년 전력산업 구조개편 기본계획에 따라 2001년 한국전력공사의 발전부문을 6개 자회사로 분할, 한국 전력거래소를 설립하는 발전부문의 경쟁 도입 단계에 개설되었다. 당시 도입한 전력거래제도는 초기 영국 전력시장의 모델을 토대로 한 변동비반영 시장(Cost based pool, CBP)이다. 도매 및 소매시장 경쟁 단계에 양방향 도매전력시장(Two way bidding pool, TWBP) 도입이 예정되어 있었으나 2004년 배전분할 계획이 중단되어 2001년 한시적으로 도입한 CBP 제도가 현재까지 운영되고 있다.

CBP 제도의 주요 특징은 다음과 같다. 첫째, 발전경쟁시장으로 발전사업자가 비용기반으로 입찰에 참여한다. 이때의 비용은 증분비, 무부하비용, 기동비용을 포함하는 변동비 기반이다. 둘째, 하루 전 시장인 가격결정발전계획에서 예측 수요와 일치하는 발전기의 변동비에 의해 계통한계가격(System marginal price, SMP)이 결정된다. 셋째, 계통상황을 고려하는 운영발전계획을 세우고 가격결정발전계획과의 차이는 부가정산금(Uplift)으로 정산한다. 넷째, SMP에 추가로 용량가격(Capacity payment)을 지불하여 발전설비의 고정비를 회수할 수 있도록 한다.

1) 발전계획

발전계획은 가격결정 및 운영발전계획으로 구분된다. [그림 2-10]

은 발전계획의 순서도를 나타낸다.

가격결정발전계획은 거래전일 발전비용평가위원회에서 결정된 발전기별 변동비 자료(발전비용 특성곡선, 기동비)와 발전사업자의 공급가능 용량 입찰을 토대로 발전기의 출력증감발률, 기동정지시간과 같은 기술적 제약만을 고려하여 시간대별 예측 수요를 충족하는 SMP를 결정한다.

운영발전계획은 가격발전계획으로부터 각종 제약요소인 예비력, 열공급, 제약연료 사용, 지역별 계통안정 및 유통전력 운영한계 등을 추가로 고려하여 수립하여 익일 실시간 급전의 기준이 된다.

[그림 2-10] CBP 발전계획



출처: 한국전력거래소(2017b p.167)

2) 계통한계가격(SMP) 결정방식

가격결정발전계획에서 결정되는 SMP는 가동가능한 발전기들을 변동비를 기준으로 저렴한 순서부터 누적하였을 때 예측수요와 공급이 일치하는 한계발전기의 변동비와 일치한다([그림 2-11] 참조).

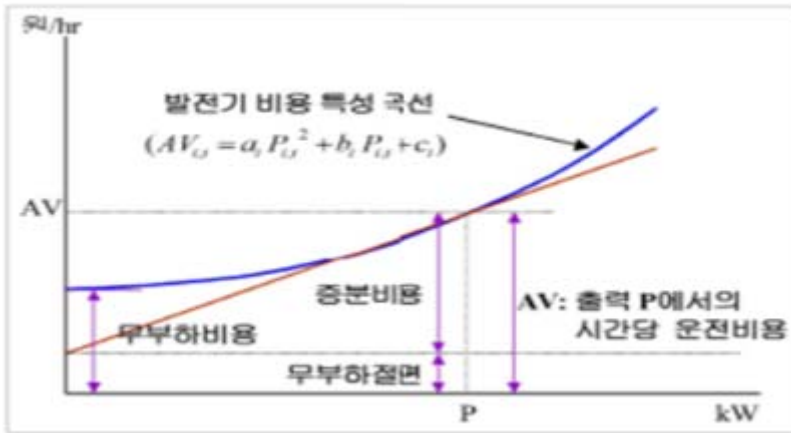
[그림 2-11] SMP 결정 사례



출처: 한국전력거래소(2017b, p.86)

여기서 변동비의 구성요소는 증분비용(Incremental cost), 무부하 비용(No-load cost), 기동비용(Start-up cost)이다. 증분비용은 주어진 출력에서 출력 1단위 증가에 대한 연료비 증가분(원/kWh)이다. 무부하 비용은 외부로 전력공급 없이 소내소비용 전력을 공급하는 상태에서 시간당 소요되는 비용(원/h)으로 준고정비 성격을 띤다. 기동비용은 계통에서 병해된 후, 다시 계통에 병입하기까지 비용(원/회)이며 무부하 비용과 마찬가지로 준고정비이다([그림 2-12] 참조).

[그림 2-12] 발전기 비용 특성 곡선 및 비용 요소

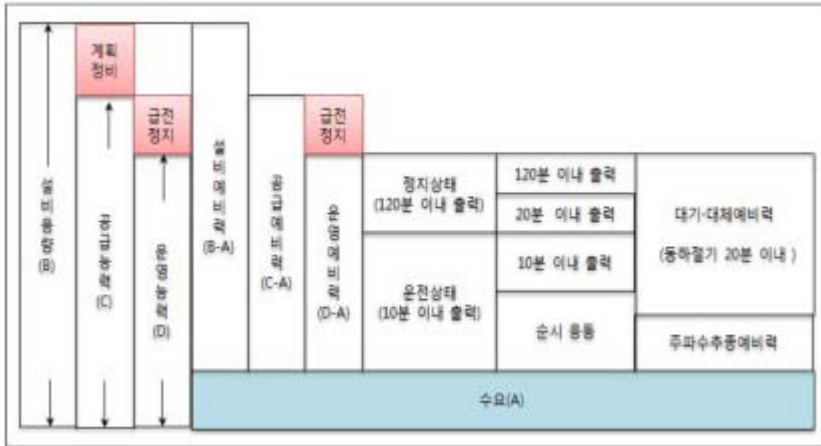


출처: 한국전력거래소(2017b, p.165)

나. 국내 전력시장 운영예비력

[그림 2-13]은 국내 전력시장의 예비력 분류를 나타낸다. 국내 전력시장에서 예비력은 예측수요 오차, 발전기 불시고장 등으로 인하여 전력수급의 균형을 유지하지 못할 경우를 대비하여 전력수요를 초과하여 보유하는 여유용량을 말하며 공급예비력과 운영예비력으로 구분한다(전력시장운영규칙, 2018).

[그림 2-13] 국내 예비력의 구분



출처: 이성인(2014, p36)

그중 운영예비력은 전력계통의 신뢰도 확보를 위해 주파수조정 예비력과 전력거래소의 급전지시 후 120분 이내(동·하계전력수급 대책기간은 20분 이내)에 확보 및 이용이 가능한 대기·대체예비력을 말한다. 동 예비력은 운전사태와 정지상태로 구분할 수 있다(전력시장운영규칙, 2018).

운전상태는 계통에 연결되어 운전 중이고 출력 여유분(주파수조정 예비력 초과 발전력)을 보유한 발전기가 급전지시 후 10분 이내 이 여유분의 출력을 추가로 낼 수 있는 상태를 의미한다(전력시장 운영규칙, 2018).

정지상태는 전력계통에 연결되어 있지 아니하고 상시 기동이 가능한 대기상태의 발전기(수력, 양수, 가스터빈 발전기 등)가 전력거래소의 급전지시 후 120분 이내(동·하계 전력수급대책기간은 20분

이내 이용 가능)에 전력계통에 연결하여 발전출력을 낼 수 있는 상태를 말한다(전력시장운영규칙, 2018).

운전상태인 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 예비력이다(전력시장운영규칙, 2018).

주파수조정예비력은 상시 1,500MW가 확보되어야하고 대기·대체 예비력은 동·하계 전력수급대책기간 동안은 운전상태로 1,500MW와 정지상태로 1,000MW이며 이외의 기간은 각각 1,000MW와 1,500MW이다(전력시장운영규칙, 2018).

다. 국내 전력시장제도의 한계

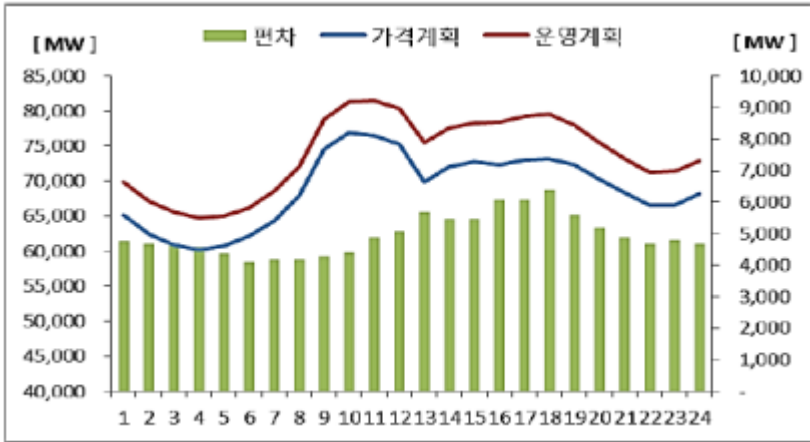
본 연구에서는 변동적 재생에너지 대응에 필요한 유연성 제공 자원 확보를 확보하는데 있어서 CBP 제도의 두 가지 문제에 대해서 고찰토록 한다. 첫째는 유연성 제공 자원의 시장 진입을 촉진하는 적합한 인센티브 형성이 가능한지 여부이며 둘째는 수요반응 자원이 시장가격에 미치는 영향이 정상적인지에 대한 것이다.

1) 유연성 제공 자원의 효율적 운영과 인센티브

현행 가격결정발전계획과 운영발전계획으로 이원화된 전력시장 운영은 현실적 전력계통의 제약이 반영되지 않은 SMP 가격이 형

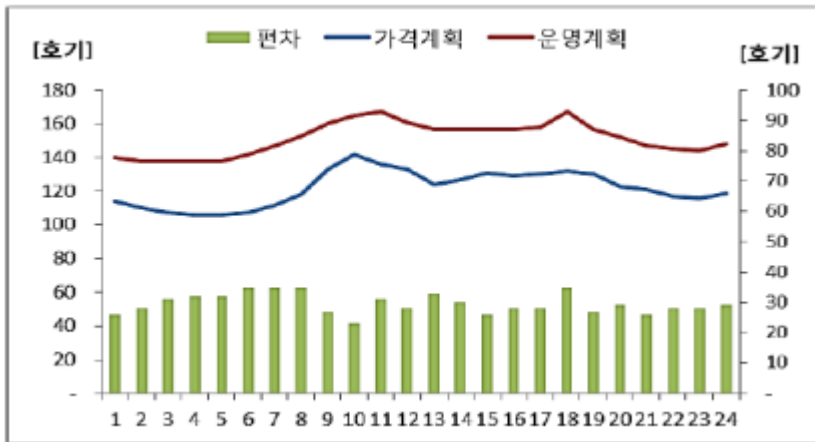
성되어 실제 계통 문제를 해소할 수 있도록 효율적으로 유연성 자원을 운영하기 위한 신호를 제공할 수 없다.

[그림 2-14] 가격결정 및 운영발전계획의 발전용량 편차(’ 16.1.20)



출처: 한국전력거래소(2017c, p.39)

[그림 2-15] 가격결정 및 운영발전계획의 호기 수 편차(’ 16.1.20)



출처: 한국전력거래소(2017c, p.39)

[그림 2-14]와 [그림 2-15] 각각 실제 발생한 가격결정발전계획과 운영발전계획의 발전용량 편차와 가동 호기 수 편차를 나타낸다.

현행 정산규칙에 따르면, 가격결정발전계획과 운영발전계획와의 편차가 발생하는 해당 발전기의 발전 및 미발전량에 대해서는 부가정산금(Uplift)로 처리한다.⁹⁾ 해당 정산금은 제약발전 전력량 정산금(Constrained-on energy payment, CON)과 제약비발전 전력량 정산금(Constrained-off energy payment, COFF)이다. 두 정산금은 <표 2-7>과 같이 정의한다. 이러한 정산방식은 유연성 제공 자원에 대한 인센티브 측면에서 다음과 같은 두 가지 문제를 유발한다.

〈표 2-7〉 제약발전(CON) 및 제약비발전(COFF) 전력량 정산금

구분		내용
제약발전 전력량 정산금 (CON)	정의	하루 전 가격결정발전계획을 초과하여 발전한 전력량에 대한 정산금
	산정 수식	MAX[(시장가격×해당 발전량), 변동비]
비제약발전 전력량 정산금 (COFF)	정의	하루 전 가격결정발전계획에 포함되었으나, 발전하지 못한 전력량에 대한 정산금 ¹⁾
	산정 수식	(시장가격×발전하지 못한 전력량)-변동비

주 1): COFF는 하루 전 시장의 급전 계획에 포함되었으나, 수요 감소나 계통여건으로 실제 발전하지 않은 발전기들에게 발전 준비에 대한 보상을 목적으로 함.
출처: 한국전력거래소(2014b)를 토대로 저자 작성

9) 이러한 이원화된 발전계획 방법은 1990년 4월 개설한 영국 초기 풀 시장을 따른 것이다. 이후 영국의 전력시장은 2001년 3월 쌍무계약에 기초한 NETA 체제로 전환하였다. 이러한 전환의 주요 배경은 부가정산금의 증가와 이를 감소하기 위한 구조의 부재를 들 수 있다(한국전력거래소, 2016).

첫째, 변동적 재생에너지의 예상치 못한 출력의 감소가 발생할 경우에는 기존 전원이 하루 전 시장에서의 계획발전량을 초과하여 발전하므로 CON이 발생한다. 변동적 재생에너지의 감소한 출력을 보완하여 빠른 응답으로 전력수급 균형을 유지하는 유연성 제공 자원은 통상적으로 부하추종능력이 우수하나 변동비가 높아 CON이 적용되면 에너지 비용을 제외한 부대유지비 등을 회수할 수 없게 된다. 이는 현행 제도로는 유연성 제공 자원에 적정 인센티브를 제공하지 못함을 의미한다.

둘째, 현행 CBP 시장은 보조서비스 시장이 부재하여 보조서비스에 대한 가격결정이 이뤄지지 않기 때문에 예비력 제공에 대한 보상 규정이 명확하지 않아 정확한 가치 산정 및 응답 시간에 대한 차별화가 불가능한 한계가 발생한다. 발전기의 예비력 제공은 보조서비스에 해당되는데 현행 제도에서는 COFF 정산금을 적용한다. COFF 산정수식에 따르면 예비력 제공량에 SMP를 곱한 후 변동비를 차감하여 지급한다. 이에 따른 문제는 변동비가 낮은 기저발전기의 수익이 보다 크게 발생하고 응답 속도는 빠르나 변동비가 높은 유연성 설비는 수익이 발생하지 않는 차별이 발생한다는 점이다.

2) SMP의 역진성

발전기 변동비의 한계비용은 증분비용, 무부하비용, 기동비용으로 구분할 수 있다.¹⁰⁾ SMP의 상세한 수식은 아래와 같으며 증분비용 항과 무부하 및 기동비용 항으로 구분된다.

$$IGP_{i,t} = \left[\frac{1}{TLF_i} \left\{ (2a_i P_{i,t} + b_i) + \frac{\sum_{t=x}^y (c_i - a_i P_{i,t}^2) + SUC_i}{\sum_{t=x}^y P_{i,t}} \right\} \right]$$

- $IGP_{i,t}$: 발전기(i)의 t 시간에서의 임시발전가격
 TLF_i : 발전기(i)의 송전손실계수
 a_i, b_i, c_i : 발전기(i)의 비용함수 2차 계수, 1차 계수, 상수항
 SUC_i : 발전기(i)의 기동비용
 $P_{i,t}$: 발전기(i)의 t 시간에서의 발전량

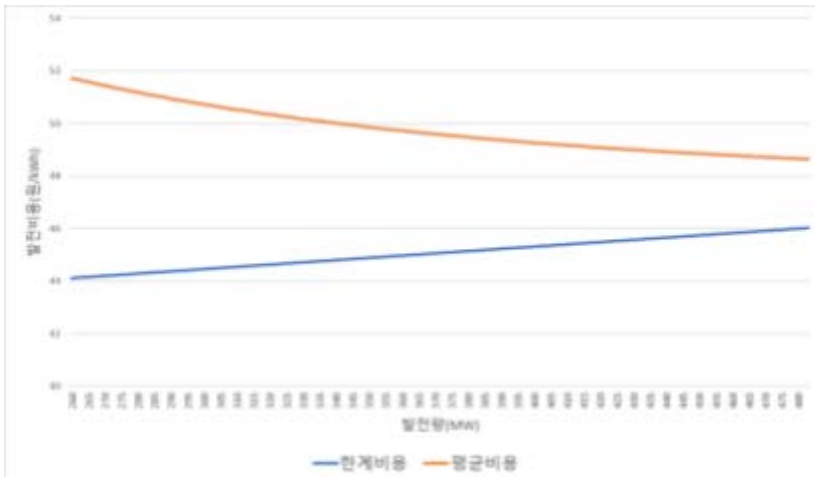
[그림 2-16]에서 확인할 수 있듯이 발전기의 증분비용, 다시 말해서 한계비용 함수는 발전량에 대해 단조 증가하지만 발전기의 무부하비용과 기동비용은 평균비용으로 발전량에 대해 단조 감소하며, 정격 출력에 가장 비용이 저렴하다(한국전력거래소, 2014).

즉, 발전량에 대해 단조 증가하는 한계비용과 단조 감소하는 평균비용의 상반되는 결과로 인해 발전량이 감소하여도 비용은 증가

10) 현행 SMP에 준고정비인 무부하비용과 기동비용이 포함된 것은 영국의 초기 풀 시장을 참조한 것으로 한계발전기의 비용을 완전히 회수하기 위해서이다. 반면에 미국 Pool 방식을 채택하고 있는 전력시장은 모든 제약요소를 반영하고 증분비 입찰에 의해서 가격을 결정한다. 발전기가 비용을 회수하지 못할 경우 해당 발전기에 대해 별도의 부가정산금을 지급한다.

하는 시장가격의 역진성 현상이 발생할 수 있다. 이는 만약 현 전력시장 하에서 수요반응 자원이 시장에 참여하여 수요를 감축시켰을 때 오히려 시장가격이 상승하는 현상이 발생하여 판매사가 수요관리사업자를 수용할 유인이 발생하지 않는 문제를 야기할 수 있다.

[그림 2-16] 발전기 비용함수 특성



출처: 저자 작성

제3장 이론적 분석

1. 에너지·보조서비스 동시최적화

미국 전력시장에서 1990년대 후반 보조서비스 시장이 개설된 후 주요 쟁점으로 부각되지 못한 문제는 보조서비스 시장이 순차적으로 청산된다는 점이었다. 순차적인 시장의 두 가지 문제점은 예비력 조달 비용의 증가와 가격역진 현상이었다. 후자는 응동 속도가 빠른 예비력부터 순차적으로 시장을 청산하는 방식으로 인해 상위 예비력에서 낙찰되지 못한 예비력이 그 다음 열리는 시장에서 낙찰되어 응동 속도가 느린 예비력의 가격이 더 높아지는 현상이다. 이로 인해 높은 품질을 가진 예비력 자원들이 먼저 열리는 시장에 입찰하는 것을 포기하고 나중에 열리는 시장에 입찰하는 문제를 발생시켰다(Papalexopoulos, 2001).

이러한 문제를 해결하기 위해 2000년대 초반 CAISO에서는 '합리적 소비자 프로토콜(Rational buyer protocol)'을 개발하였다. 합리적 소비자는 품질이 좋은 상품을 낮은 상품보다 비싼 가격에 구매한다는 뜻이며, 예비력 확보 비용을 최소화하기 위해 품질이 높은 예비력이 낮은 예비력을 하향 대체(Downward substitution) 가능하고 가격 역진현상을 방지하는 에너지·보조서비스의 동시최적화(Co-optimization)를 도입하였다(Wu, 2004).

가. 예비력 가격 산정 이론

가격역진 현상을 어떻게 제거할 수 있는지 알아보기 위해 Wu(2004)가 제시한 예비력 제약조건을 고려한 경제급전 문제를 참조하여 아래와 같이 목적함수와 제약조건을 설정할 수 있다¹¹⁾.

$$\begin{aligned} \min. C^{\text{total}}(.) &= \sum_{i=1} C_i(P_i) + \sum_i C_i^{\text{Reg}}(\text{Reg}_i) & (3-1) \\ &+ \sum_i C_i^{\text{SP}}(\text{SP}_i) + \sum_i C_i^{\text{NS}}(\text{NS}_i) \end{aligned}$$

$$\text{s.t. } \sum_i P_i = D \quad (3-2)$$

$$R^{\text{Reg}} - \sum_i \text{Reg}_i \leq 0 \quad (3-3)$$

$$R^{\text{Reg}} + R^{\text{SP}} - \sum_i \text{Reg}_i - \sum_i \text{SP}_i \leq 0 \quad (3-4)$$

$$R^{\text{Reg}} + R^{\text{SP}} + R^{\text{NS}} - \sum_i \text{Reg}_i - \sum_i \text{SP}_i - \sum_i \text{NS}_i \leq 0 \quad (3-5)$$

Reg는 조정(Regulation) 예비력, SP는 순동(Spinning)예비력이며 NS는 비순동(Non-spinning) 예비력을 의미한다. R 은 계통의 예비력 요구량이며 위첨자(Superscript)는 예비력 종류를 의미한다. 따라서 R^{Reg} , R^{SP} 및 R^{NS} 는 각 종류별 예비력 요구량이다. 아래첨자 i 는 발전기를 의미한다. 따라서 Reg_i , SP_i 및 NS_i 는 발전기가 제공하는 예비력 용량을 의미하며 P_i 는 발전기 i 의 출력이다. 목적함수

11) 예비력을 고려한 최적 경제급전에 관해 보다 상세한 수리적 모형은 Wu(2004)를 참고할 것.

는 발전비용($C_i(\cdot)$)과 세 가지 예비력 확보비용($C_i^{Reg}(\cdot)$, $C_i^{SP}(\cdot)$, $C_i^{NS}(\cdot)$)의 합인 전체 비용(C^{total})을 최소화하는 문제이다. 응동 속도 기준은 생략하였으나 속도가 빠른 순서는 조정 예비력, 순동, 비순동 예비력 순이다.

여기서 제약조건은 에너지 수급 밸런싱과 예비력 확보이다. 주목해야 할 사항은 예비력 확보 조건이 계층적인 구조인 계단식 (Cascading) 방식인 점이다. 동 방식은 조정예비력이 순동 및 비순동 예비력을 대체할 수 있고 순동예비력은 비순동예비력을 대체할 수 있다(Papalexopoulos, 2001).

예비력을 고려한 최적 경제급전 문제의 라그랑지 함수는 아래와 같이 정식화할 수 있다.

$$L = \sum_{i=1} C_i(P_i) \tag{3-6}$$

$$+ \sum_i C_i^{RU}(RU_i) \tag{3-7}$$

$$+ \sum_i C_i^{SP}(SP_i) \tag{3-8}$$

$$+ \sum_i C_i^{NS}(NS_i) \tag{3-9}$$

$$+ \lambda^P [D - \sum_i P_i] \tag{3-10}$$

$$+ \lambda^{Reg} [R^{Reg} - \sum_i Reg_i] \tag{3-11}$$

$$+ \lambda^{SP} [R^{Reg} + R^{SP} - \sum_i Reg_i - \sum_i SP_i] \quad (3-12)$$

$$+ \lambda^{NS} [R^{Reg} + R^{SP} + R^{NS} - \sum_i Reg_i - \sum_i SP_i - \sum_i NS_i] \quad (3-13)$$

라그랑지 함수에서 에너지 가격은 수요의 한 단위 증가분에 대한 비용의 증가분인, $\partial L / \partial D$ 로 정의할 수 있다. 따라서 에너지 가격은 λ^P 가 된다.

다음으로 예비력 가격을 예비력 요구량의 한 단위 증가분을 만족시키기 위한 비용의 증가분으로 정의하면 예비력의 가격은 다음과 같이 도출된다.

$$Price^{Reg} = \frac{\partial L}{\partial R^{Reg}} = \lambda^{Reg} + \lambda^{SP} + \lambda^{NS} \quad (3-14)$$

$$Price^{SP} = \frac{\partial L}{\partial R^{SP}} = \lambda^{SP} + \lambda^{NS} \quad (3-15)$$

$$Price^{NS} = \frac{\partial L}{\partial R^{NS}} = \lambda^{NS} \quad (3-16)$$

식 (3-14)~(3-16)의 예비력 가격에서 알 수 있듯이 잠재가격은 0 또는 양의 값을 지니므로 예비력의 가격이 역진되는 현상이 발생하지 않는 것을 확인할 수 있다.

다음은 MISO 사례 분석을 통해 예비력을 정상적으로 확보했을 때와 그렇지 않을 경우의 가격이 어떻게 도출되는지 알아보도록 한다.

나. MISO의 예비력 가격 계산¹²⁾

예비력 확보가 급박한 긴급 사태는 드물게 발생할 수 있지만 이러한 경우를 반영하는 보다 정확한 가격 신호를 전력시장에 제공할 필요가 있다. 이때의 가격 신호는 최적화 문제에 설정된 희소가치(Scarcity rent)를 통해 형성된다(MISO, 2018f).

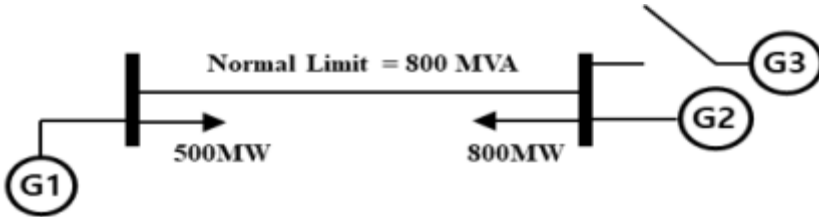
계통운영자가 급전계획을 수립할 때 목적함수에 에너지나 예비력의 부족에 대한 희소가치를 벌과금(Penalty)으로 지정하는데 에너지의 경우에는 공급지장비용(Value of lost load, VoLL)이며 예비력의 경우에는 예비력 부족가치(Value of reserve shortage; VoRS)가 주로 사용된다. 예를 들어, VoLL이 10,000원/kWh인 최적화 문제에서 수급균형 1MWh를 만족시킬 수 없는 상황이 발생한다면 1천만 원의 벌과금이 목적함수에 더해진다. 마찬가지로 VoRS가 1,100원/kWh인 문제에서 1MW의 예비력을 확보할 수 없는 경우에는 110만 원의 벌과금이 발생하게 된다(MISO, 2018f).

에너지 또는 예비력(조정예비력, 순동예비력, 비순동예비력)을 정상 확보하는 경우와 예비력이 부족한 사례를 설정하여 각각 에너지와 예비력 가격이 어떻게 결정되는지를 알아보도록 한다.

12) 본 절은 MISO의 매뉴얼(MISO, 2018f)을 요약 정리하였다.

1) 예비력 정상 확보

[그림 3-1] 2모선 계통(예비력 정상 확보 시)



		G1	G2	G3
최대출력[MW]		800	800	200
최소출력[MW]		200	100	40
호가 (offer)	에너지	\$20/MWh	\$25/MWh	\$50/MWh
	조정예비력	\$4/MWh	\$11/MWh	-
	순동예비력	\$5/MWh	\$10/MWh	-
	비순동예비력	\$6/MWh	\$9/MWh	\$8/MWh

출처: MISO(2018f, p190)

[그림 3-1]의 전력계통에서는 부하가 1,300MW로 주어지고 운영 예비력 150MW를 확보해야한다. 운영예비력은 조정예비력(Regulation)과 사고대비예비력(Contingency)으로 구성된다. 조정예비력 요구량은 50MW, 사고대비 예비력 요구량은 100MW로 주어진다. 사고대비예비력은 순동예비력과 대체예비력(Supplemental reserve)으로 구성되며 순동예비력에서 최소 50MW를 확보해야한다(MISO, 2018). <표 3-1>는 본 사례의 에너지 및 예비력 요구량을 나타낸다.

〈표 3-1〉 계통 부하 및 예비력 요구량(예비력 정상 확보 시)

	부하	운영예비력		
		조정예비력	사고대비예비력	
			순동예비력	대체예비력
요구량	1,300MW	50MW	100MW	
비고	-	-	순동예비력 50MW 이상	

출처: MISO(2018f, p190)의 내용을 정리하여 저자 작성

발전기 G3는 운전상태가 아니므로 대체예비력만 제공 가능하고 나머지 발전기는 모든 예비역을 제공할 수 있다. 예제 계통의 선로 용량이 크기 때문에 송전혼잡이 없는 것으로 간주하면 식 (3-1)~(3-5)와 같은 최적화 문제로 정식화할 수 있다(MISO, 2018). 최적해에 따르면 <표 3-2>와 같은 에너지 및 예비력 확보 계획이 도출된다.

〈표 3-2〉 계통 에너지·예비력 동시최적화 결과(예비력 정상 확보 시)

	G1	G2	G3
급전계획	700MW	600MW	-
조정예비력	100MW	-	-
순동예비력	-	-	-
대체예비력	-	-	50MW

출처: MISO(2018f, p190)의 내용을 정리하여 저자 작성

G1이 제공하는 조정예비력 100MW 중 50MW가 순동예비력 요구량인 50MW를 대체하는 것을 볼 수 있다. 이때 에너지와 예비력 가격을 산정하는 과정을 살펴보자.

먼저 운영예비력 제약조건 식(3-5)의 잠재가격을 계산한다. 운영예비력은 아래의 식과 같이 조정예비력과 사고대비예비력의 합인 150MW로 주어진다(MISO, 2018f).

$$\sum_i Reg_i + \sum_i SP_i + \sum_i NS_i \geq 150$$

이 제약조건의 잠재가격은 운영예비력을 149MW로 감소시킴으로써 얻을 수 있는 비용의 변화로 계산된다. 본 사례에서 제약조건을 149MW로 완화하였을 때 조정예비력이나 순동예비력 요구량을 충족하는 데 아무런 영향을 미치지 않으며 발전기의 재급전(Re-dispatch)이 필요하지도 않기 때문에 잠재가격은 대체예비력 비용인 \$8인 절감 효과와 같다. 다시 말해, 기회비용이 발생하지 않는다. 따라서 운영예비력 제약조건의 잠재가격은 \$8/MW이다(MISO, 2018f).

다음은 조정예비력과 순동예비력을 합한 제약조건인 식 (3-4)의 잠재가격을 계산해보자. 이 경우 아래 식과 같이 조정예비력과 순동예비력의 합이 100MW일 때의 잠재가격은 제약조건의 우변을 99MW로 줄임으로써 계산되는 비용 변화로 계산할 수 있다(MISO, 2018f).

$$\sum_i Reg_i + \sum_i SP_i \geq 100$$

따라서 운영예비력 요구량 150MW를 유지하는 가운데 G1의 출력은 1MW(\$20/MWh) 증가하고 G2는 1MW(\$25/MWh)의 출력을 감소시키기 때문에 \$5의 비용이 절감된다. 이는 G1이 에너지 1MW를 추가로 판매함으로써 얻을 수 있는 G1의 기회비용이 +\$5임을 나타낸다(MISO, 2018f).

또한 조정예비력에서는 G1이 1MW의 조정예비력을 감소시키므로 비용 \$4이 절감된다(+\$4). 그리고 운영예비력 요구량인 150MW를 유지시켜야하므로 추가적으로 1MW의 대체예비력을 확보하는 비용은 G3의 대체예비력 비용인 \$8이 증가한다(-\$8). 따라서 이 제약조건의 잠재가격은 \$1/MW(기회비용 \$5 + 조정예비력 절감액 \$4 - 대체예비력 증가액 \$8)로 계산된다(MISO, 2018f).

다음은 50MW의 확보조건을 갖는 식 (3-3)의 조정예비력 제약조건의 잠재가격을 계산해보자. 이 제약조건도 마찬가지로 조정예비력+순동예비력의 요구량을 100MW로 유지하는 가운데 조정예비력의 요구량만 아래 식과 같이 50MW에서 49MW로 완화하였을 때 발생하는 비용절감의 변화로 계산할 수 있다(MISO, 2018f).

$$\sum_i Reg_i \geq 50$$

조정예비력과 순동예비력의 합인 100MW 요구량을 유지하고 조정예비력 1MW를 줄이는 것은 1MW의 순동예비력을 증가시켜야

하므로 에너지의 재급전이 필요하지 않는다. 즉, 기회비용이 발생하지 않는다. 또한 순동예비력의 G1은 순동예비력의 호가가 조정예비력보다 높기 때문에 조정예비력으로 순동예비력을 대체할 수 있다. 따라서 조정예비력에서 1MW를 줄이더라도 다시 1MW의 순동예비력을 G1의 조정예비력으로 대체하기 때문에 비용이 발생하지 않는다. 따라서 이 제약조건의 잠재가격은 \$0/MW가 된다 (MISO, 2018f).

〈표 3-3〉 시장가격 계산 결과(예비력 정상 확보 시)

제약조건	요구량	잠재가격	비 고
운영예비력	150MW	\$8/MW	대체예비력 가격: \$8/MW 순동예비력 가격: \$9/MW 조정예비력 가격: \$9/MW
조정예비력 + 순동예비력	100 MW	\$1/MW	
조정예비력	50 MW	-	

출처: MISO(2018f, p190)의 내용을 정리하여 저자 작성

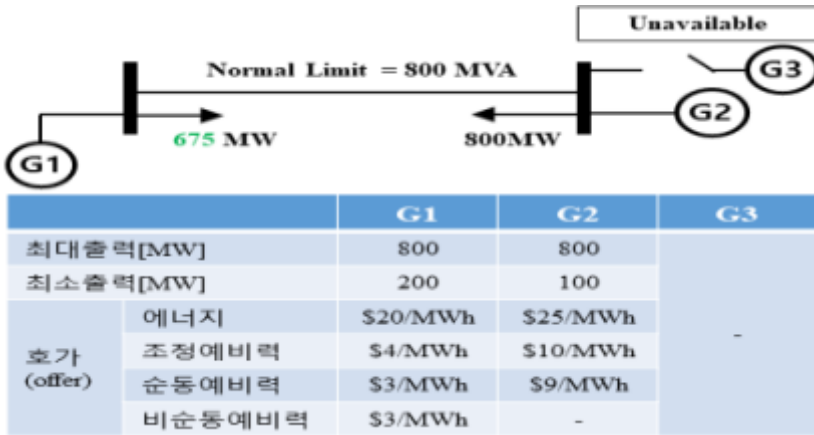
이에 따라 수식 (3-13~15)에 따라 각 예비력의 가격을 계산해보면 대체예비력은 \$8/MW이 된다. 그리고 순동예비력은 \$9/MW(\$8/MW + \$1/MW)로 결정된다. 중요한 점은 G1의 조정예비력이 모든 순동예비력을 대체했기 때문에 시장에서 청산된 순동예비력은 없다. 따라서 조정예비력은 \$9/MW(\$8/MW + \$1/MW + \$0/MW)로 결정된다(MISO, 2018f).

다음은 예비력 부족한 상황이 발생했을 때의 가격이 어떻게 결정되는지 살펴본다.

2) 예비력 부족 시

[그림 3-2]는 2모선 계통에서 발전기 2기, 1,475MW의 부하를 나타낸다. 예비역 요구량은 조정예비력 50MW 및 사고대비 예비력 100MW로 주어진다. 이 예에서 예비력 회소가치는 \$1,100/MW라고 가정한다. 각 예비력 제약조건의 좌변에 부족량이 양의 변수(Positive variable)로 추가되고 목적함수에 페널티(부족량×VoRS)가 부여된다(MISO, 2018f).

[그림 3-2] 2모선 예제 계통(예비력 미확보 시)



출처: MISO(2018f, p195)의 내용을 정리하여 저자 작성

<표 3-4>는 2모선 예제 계통의 에너지와 예비력 요구량을 나타낸다.

〈표 3-4〉 계통 부하 및 예비력 요구량(예비력 미확보 시)

	부하	운영예비력		
		조정예비력	사고대비예비력	
			순동예비력	대체예비력
요구량	1,475MW	50MW	100MW	
비고	-	-	순동예비력 50MW 이상	

출처: MISO(2018f, p195)의 내용을 정리하여 저자 작성

<표 3-5>는 동 계통의 에너지·예비력 동시최적화한 결과를 나타낸다. 본 예제에서는 대체예비력 확보량은 25MW로 50MW의 대체예비력 요구량을 충족할 수 없으므로 운영예비력 확보 부족으로 인한 예비력 희소가격(Scarcity price)이 실현된다(MISO, 2018f).

〈표 3-5〉 계통 에너지·예비력 동시최적화 결과(예비력 미확보 시)

	G1	G2	G3
급전계획	675 MW	800 MW	-
조정예비력	50 MW	-	-
순동예비력	50 MW	-	-
대체예비력	25 MW	-	-

출처: MISO(2018f, p195)의 내용을 정리하여 저자 작성

에너지 가격(LMP)은 운영예비력 희소가격과 제약조건 상에서 부하 1MW를 줄임으로써 계산되는 비용의 변화에 모두 영향을 받는다. 즉, 부하 1MW를 줄이면 G1은 출력을 감소하고 부족한 예비력

을 공급할 수 있으므로 예비력 부족 한 단위 벌과금인 \$1,100이 절감된다. 그리고 G1의 출력감소로 1MWh 에너지 비용인 \$20가 절감된다. 마지막으로 G1의 대체예비력 1MW 제공에 따른 \$3의 비용이 발생한다. 이를 모두 합하면 \$1,117이며 이는 곧 LMP가 된다(MISO, 2018f).

다음으로 운영예비력 제약 조건에서 계산되는 잠재가격은 150MW에서 149MW로 완화했을 때 얻을 수 있는 비용절감으로 계산된다. 이 경우에는 1MW의 예비력 벌과금을 감소시킬 수 있으므로 \$1,100의 예비력 회소가격과 동일하게 \$1,100/MW로 결정된다(MISO, 2018f).

조정예비력과 순동예비력을 합한 제약조건의 잠재가격도 마찬가지로 요구량 100MW를 99MW로 완화했을 때 절감되는 비용으로 계산한다. 운영예비력은 150MW로 유지해야 하므로 G1에 의해 대체예비력이 1MW 증가된다. 이때의 비용 변화는 순동예비력 1MW를 감소시켜 절감되는 비용 \$3와 대체예비력 1MW를 다시 확보하는 비용 \$3가 상쇄되어 \$0이 된다. 따라서 이 제약조건의 잠재가격은 \$0/MW이 된다(MISO, 2018f).

마지막으로 조정예비력 확보 제약조건의 잠재가격 또한 제약조건을 그대로 유지하면서 조정예비력 확보용량을 50MW에서 49MW로 완화하였을 때 비용 변화를 계산한다. 이 경우, 모든 조정예비력과 순동예비력을 합한 예비력 제약조건은 G1에 의해 100MW가 만족된다. 따라서 G1은 조정예비력 1MW를 줄이고 순동예비력 1MW를 더 확보할 수 있다. 이때 잠재가격은 조정예비력

절감액 \$4와 순동예비력 확보 비용 \$3의 합인 \$1가 된다(MISO, 2018f).

〈표 3-6〉 시장가격 계산 결과(예비력 미확보 시)

계약조건	요구량	잠재가격	비 고
운영예비력	150 MW	\$1,100 /MW	대체예비력 가격: \$1,100/MW 순동예비력 가격: \$1,100/MW 조정예비력 가격: \$1,101/MW
조정예비력 + 순동예비력	100 MW	\$0/MW	
조정예비력	50 MW	\$1/MW	

출처: MISO(2018f, p195)의 내용을 정리하여 저자 작성

각 예비력의 가격은 수식 (3-13~15)에 따라 <표 3-6>과 같이 대체예비력 \$1,100/MW, 순동예비력 \$1,100/MW (\$1,100/MW + \$0/MW)로 형성된다. 마지막으로 조정예비력은 \$1,101/MW (\$1,100/MW + \$0/MW + \$1/MW)로 결정된다(MISO, 2018f).

2. 실시간 시장

하루 전 시장은 실제 에너지 인도 이전에 이미 청산되기 때문에 사전 급전계획과 실제 수급은 상당한 차이가 발생. 이러한 차이는 발전량의 불확실성을 갖는 변동적 재생에너지의 비중이 많은 시장에서 더욱 확대될 수 있다. 실시간 시장의 역할은 물리적 에너지 인도가 이루어지기 전(예를 들어, 30분 이전)에 실제 계통운영과 가장 일치하도록 급전계획을 조정하는 것이다(Moreales et al, 2013).

또한 실시간 시장에서 형성되는 실시간 가격은 실제 계통상황과 보다 유사한 환경을 반영할 수 있게 되고 발전사에게 하여금 계통 운영자의 급전지시를 이행할 유인을 제공하며 DR 및 ESS와 같은 유연성 자원 뿐만 아니라 배전망에 접속되어 있는 분산형 자원을 전력수급 균형을 달성하는데 보다 효율적으로 작동하도록 유도한다.

가. 모형 개요

본 연구는 실시간 시장에서 이루어지는 경매 모형(Auction model)을 통해 실시간 시장의 기능을 살펴보도록 한다. 모형의 단순성을 유지하여 명료한 결과를 도출하기 위해 다음과 같은 전제를 둔다. 첫째, 에너지 시장만을 고려한다. 둘째, 송전혼잡 또는 손실이 존재하지 않는다. 셋째, 실시간 에너지 시장의 정산단위는 분 단위가 아닌 한 시간 단위로 하루 전 시장과 일치한다. 다섯째, 실시

간 시장에서 모든 시장 참여자들은 단조 증가하는 한계비용으로 입찰하여 단일 실시간 가격이 형성된다.

실시간 시장에서는 급전 가능한 화력발전기 2기(100MW), 급전 지시의 이행이 불가능하고 발전이 불확실한 풍력 발전기 1기(100MW), 2개의 전력판매사, 도매시장에서 차익거래를 목적으로 하는 ESS 1기(40MW/40MWh)가 존재한다고 가정한다. 실시간 시장에서 비용을 최소화하는 목적함수와 에너지 수급 밸런스 및 발전기의 용량 제약조건을 갖는 경매 모형(Auction model)은 아래와 같이 설정할 수 있다.¹³⁾

$$\begin{aligned} Min. \quad & \sum_{i \in B} (p_B^U Q_B^U - P_B^D Q_B^D) + \sum_{j \in C} (p_{Cj}^U Q_{Cj}^U - p_{Cj}^D Q_{Cj}^D) \\ & + \sum (p_E^U Q_E^U - p_E^D Q_E^D) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} s.t. \quad & Q_F^S + \sum_{i \in F} (Q_{Fi}^U - Q_{Fi}^D) + \sum_{j \in C} (Q_{Cj}^U - Q_{Cj}^D) \\ & + \sum (Q_E^U - Q_E^D) = D_N^R: P^R \\ & 0 \leq Q_{Fi}^U \leq Q_{Fi}^{U,max}, \quad \forall i \\ & 0 \leq Q_{Fi}^D \leq Q_{Fi}^{D,max}, \quad \forall i \\ & 0 \leq Q_{Cj}^U \leq Q_{Cj}^{U,max}, \quad \forall j \\ & 0 \leq Q_{Cj}^D \leq Q_{Cj}^{D,max}, \quad \forall j \end{aligned}$$

13) 본 연구는 Morales et al(2013)을 참조하여 실시간 시장의 경매모형을 정립하였다. Morales et al(2013)는 변동적 재생에너지 통합모형과 실시간 시장 등에 관한 보다 상세한 내용을 수록하고 있다.

$$0 \leq Q_E^U \leq Q_E^{U,\max}$$

$$0 \leq Q_E^D \leq Q_E^{D,\max}$$

여기서, 위첨자 U , D 는 실시간 시장에서 화력 발전기의 경우에는 각각 증발(Up-regulation), 감발(Down-regulation)을, 전력판매사의 경우는 각각 전력소비의 증가, 감소를, ESS의 경우에는 각각 방전, 충전을 나타낸다. S 와 R 은 각각 하루 전 시장 및 실시간 시장을 의미한다. 아래첨자는 F_i 는 급전 가능한 화력발전기 유닛을, C_j 전력판매사 유닛을, E 는 ESS를 뜻한다. 각 변수의 정의는 다음과 같다.

D_N^R : 실시간 시장에서 순 수요(총 전력수요-풍력발전량)

Q_F^S : 하루 전 시장에서 화력발전기의 총 발전량

P^R : 실시간 가격

$p_{F_i}^U$: 실시간 시장에서 화력발전기 i 의 증발 입찰가

$p_{F_i}^D$: 실시간 시장에서 화력발전기 i 의 감발 입찰가

$Q_{F_i}^U$: 실시간 시장에서 화력발전기 i 의 증발량

$Q_{F_i}^D$: 실시간 시장에서 화력발전기 i 의 감발량

$Q_{F_i}^{U,\max}$: 실시간 시장에서 화력발전기 i 의 최대 증발량

$Q_{F_i}^{D,\max}$: 실시간 시장에서 화력발전기 i 의 최대 감발량

$p_{C_j}^U$: 실시간 시장에서 전력판매사 j 의 전력소비 증가 입찰가

$p_{C_j}^D$: 실시간 시장에서 전력판매사 j 의 전력소비 감소 입찰가

Q_{Cj}^U : 실시간 시장에서 전력판매사 j 의 전력소비 증가량

Q_{Cj}^D : 실시간 시장에서 전력판매사 j 의 전력소비 감소량

$Q_{Cj}^{U,max}$: 실시간 시장에서 전력판매사 j 의 전력소비 최대증가량

$Q_{Cj}^{D,max}$: 실시간 시장에서 전력판매사 j 의 전력소비 최대감소량

Q_E^U : 실시간 시장에서 ESS의 방전량

Q_E^D : 실시간 시장에서 ESS의 충전량

$Q_E^{U,max}$: 실시간 시장에서 ESS의 최대 방전량

$Q_E^{D,max}$: 실시간 시장에서 ESS의 최대 충전량

상기 모형의 최적해는 각 화력발전기의 증감발량, 전력판매사의 수요 증가 및 감소량, ESS의 충전방전량을 제공한다. 또한 실시간 가격, P^R 을 도출하는데 이는 에너지 수급 밸런스 제약의 잠재가격으로 실시간 시장이 된다.

실시간 시장 경매 모형에서는 발전기의 비용함수는 단조 증가를 가정하므로 실시간 시장에서 증발이 요구되는 상황(즉, $D_N^R > D_N^S$)에서는 실시간 가격이 하루 전 시장 가격보다 높거나 같게 된다(즉, $P^R \geq P^S$). 반대로 실시간 시장에서 감발이 요구되는 상황(즉, $D_N^R < D_N^S$)에서는 하루 전 시장의 가격이 실시간 가격 보다 높거나 같게 된다(즉, $P^R \leq P^S$). 만약 하루 전 시장과 실시간 시장에서의 순 수요가 동일하다면(즉, $D_N^R = D_N^S$) 하루 전 시장 가격과 실시간 가격은 일치한다(즉, $P^R = P^S$).

하루 전 시장과 실시간 시장이 일치하지 않는 상황에서 실시간 시장의 기능 분석을 위해 하루 전 시장의 급전계획은 다음과 같이 가정한다(<표 3-7> 참조). 하루 전 시장에서의 총 전력수요는 240MW로 주어지고 입찰가를 100원/kW로 제출한 화력발전기 #2가 한계발전기가 되어 하루 전 시장가격이 100원/kW로 결정된다.

〈표 3-7〉 하루 전 시장에서의 청산량

시장참여자	계획 발전량(MW)	예측 수요량(MW)
화력발전기 #1	100	-
화력발전기 #2	60	-
풍력발전기	80	-
전력판매사 #1	-	100
전력판매사 #2	-	140
ESS	-	-
합계	240	240

출처: 저자 작성

시장참여자가 실시간 시장에 계통운영자에게 제출하는 입찰정보는 <표 3-8>과 같다고 가정한다.

〈표 3-8〉 시장참여자 입찰 및 특성계수

시장참여자	p^U (천원)	p^D (천원)	Q^U (MW)	Q^D (MW)	용량 (MW)
화력발전기 1	65	50	-	50	100
화력발전기 2	105	90	40	20	100
전력판매사 1	102	-	30	-	-
전력판매사 2	110	-	20	-	-
ESS	115	95	20	20	40/40*

주*: ESS의 출력 및 배터리 용량은 각각 20MW, 20MWh이며 충전상태(SOC) 50%를 유지하여 충·방전을 시행

출처: 저자 작성

하루 전 시장과 실시간 시장을 거쳐 실제 물리적 에너지 인도가 완료되면 이중정산제도(Two settlement system)에 의한 발전사의 수입과 전력판매사의 지출은 다음과 같다.

$$\text{발전사 } F_i \text{의 수입: } Q_{F_i}^S P^S + (Q_{F_i}^R - Q_{F_i}^S) P^R$$

$$\text{전력판매사 } C_j \text{의 지출: } D_{C_j}^S P^S + (D_{C_j}^R - D_{C_j}^S) P^R$$

상기 이중정산에 따르면 발전사의 수입은 하루 전 시장과 실시간 시장에서의 수입으로 구분 할 수 있다. 하루 전 시장의 수입은 동 시장의 계획발전량과 가격의 곱으로 결정되고 실시간 시장 발전량에서 하루 전 계획발전량에 차감한 분을 실시간 가격으로 정산토록 한다. 발전사가 예기치 못한 문제로 하루 전 시장에서 계획 발전량을 준수하지 못할 경우 이행치 못한 발전량을 실시간 가격으로 지

불해야 하므로 하루 전 급전계획을 준수할 의무가 발생함을 알 수 있다.

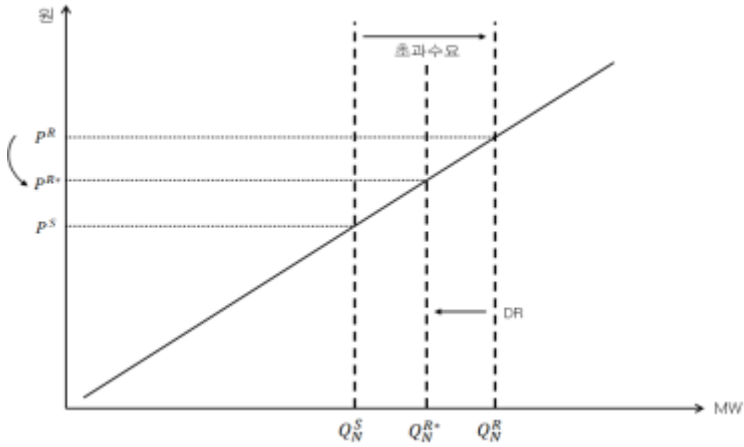
하루 전 시장과 실시간 시장이 일치하지 않는 경우는 실시간 시장의 전력수요가 하루 전 시장에서의 계획 발전량에 비해 크거나 작은 경우로 구분할 수 있다. 본 연구는 전자를 초과수요로, 후자를 초과공급으로 명명하고 각 상황에서 실시간 시장이 어떻게 작동하는지 살펴보도록 한다. 실시간 시장이 부재한 전력도매시장과 비교하기 위하여 DR과 ESS와 같은 유연성 제공 자원의 활용 유무를 구분하여 분석토록 한다.

나. 초과 수요

초과 수요의 대표적 경우로는 풍력발전의 예상치 못한 출력이 감소하게 되어 실시간 시장에서의 순수요(Net load)¹⁴가 하루 전 시장에서의 순수요를 초과하게 되어 실시간 가격이 증가하게 된다. 이때 판매사는 DR을 가동하여 수요를 감소시켜 실시간 가격의 증가를 억제할 유인을 갖는다[그림 3-3] 참조).

14) 순수요는 총 전력수요에서 변동적 재생에너지(태양광, 풍력)의 출력을 차감한 것을 말한다.

[그림 3-3] 초과 수요 상황에서의 실시간 가격 형성



출처: 저자 작성

초과 수요가 발생하는 상황을 재현하기 위해 실시간 시장에서 풍력발전기와 전력수요는 <표 3-9>와 같이 실현되었다고 가정한다. 화력발전기 #1은 최대출력을 유지하고 화력발전기 #2는 추가 증발이 가능한 상황이다. 순수요는 하루 전 시장에서 160MW, 실시간 시장은 190MW이므로 초과 수요에 해당되어 30MW의 추가 발전 또는 수요 감축이 필요한 상황이다.

〈표 3-9〉 실시간 시장에서 풍력발전기 및 전력수요의 변화(초과 수요)

시장참여자	하루 전 시장(MW)	실시간 시장(MW)
풍력발전기	80	60
전력판매사 #1	100	110
전력판매사 #2	140	140
순수요	160	190

출처: 저자 작성

1) 초과수요-BAU 시나리오

먼저 BAU 시나리오로 유연성 제공 자원 활용이 없는 실시간 시장에서의 청산을 분석토록 한다. 실시간 경매 모형의 최적해에 따른 발전량은 화력발전기 #2가 30MW를 모두 담당하며 실시간 가격은 화력발전기 #2의 입찰가인 105원/MW으로 결정된다(<표 3-10> 참조). 이에 따라 시장참여자의 수입은 이중정산제도에 따라 <표 3-11>과 같이 결정된다.

〈표 3-10〉 초과수요-BAU 시나리오의 시장 가격

구분	하루 전 시장	실시간 시장	차이
가격(원/kW)	100	105	+5

출처: 저자 작성

〈표 3-11〉 초과수요-BAU 시나리오의 시장참여자 청산량 및 수입

구분	청산량(MW)		수입(천원)		
	하루 전 시장	실시간 시장	하루 전 시장	실시간 시장	총계
화력발전기 #1	100	100	10,000	0	10,000
화력발전기 #2	60	90	6,000	3,150	9,100
풍력발전기	80	60	8,000	-2,100	5,900
전력판매사 #1	100	110	-10,000	-1,050	-11,050
전력판매사 #2	140	140	-14,000	0	-14,000

출처: 저자 작성

초과 수요 상황에 따라 실시간 가격이 상승한 상황에서 화력발전기 #2는 60MW에서 90MW로 출력증가를 이행하여 실시간 시장에서 2,100천원의 추가 수입을 획득하였다. 실시간 가격은 발전사에게 계통운영자의 급전지시를 원활히 수행하게 하는 인센티브를 제공한다라는 것을 의미한다.

전력판매사 #2는 하루 전 시장에서의 수요(100MW)를 준수하지 못하므로 실시간 시장에서 1,050,000원의 손해가 발생함을 알 수 있다. 동 판매사는 보다 저렴한 하루 전 시장 가격(100원/kWh)으로 실제 전력수요량(110MW)을 구매했다면 50,000원의 지출을 감소할 수 있었다. 이는 이중정산제도는 전력판매사에게 수요예측을 보다 정확하게 수행할 유인을 제공함을 의미한다.

2) 초과수요-유연성 시나리오

다음으로 초과수요 상황에서 유연성 제공 자원인 DR이 가동하는 시나리오(초과수요-유연성)에서 하루 전 및 실시간 시장의 청산 결과를 살펴본다. 실시간 경매 모형에 유연성 제공자원의 입찰정보를 활성화하여 최적해는 아래와 같이 도출된다.

$$Q_{\alpha}^D = 30MW$$

초과수요 발생상황에서 전력판매사 #1의 수요반응을 통해 전력수요를 감축하여 수급균형을 달성한다. 이때의 실시간 가격은 전력판매사 #1의 입찰가인 102원/kW으로 결정된다(<표 3-12> 참조). 이에 따른 시장참여자의 청산량과 수입은 <표 3-13>과 같이 주어진다.

〈표 3-12〉 초과수요-유연성 시나리오의 시장 가격

구분	하루 전 시장	실시간 시장	차이
가격(원/kW)	100	102	+2

출처: 저자 작성

〈표 3-13〉 초과수요-유연성 시나리오의 시장참여자 청산량 및 수입

구분	청산량(MW)		수입(천원)		
	하루 전 시장	실시간 시장	하루 전 시장	실시간 시장	총계
화력발전기 #1	100	100	10,000	0	10,000
화력발전기 #2	60	90	6,000	0	6,000
풍력발전기	80	60	8,000	-2,040	5,960
전력판매사 #1	100	80	-10,000	2,040	-8,980
전력판매사 #2	140	140	-14,000	20	-12,980

출처: 저자 작성

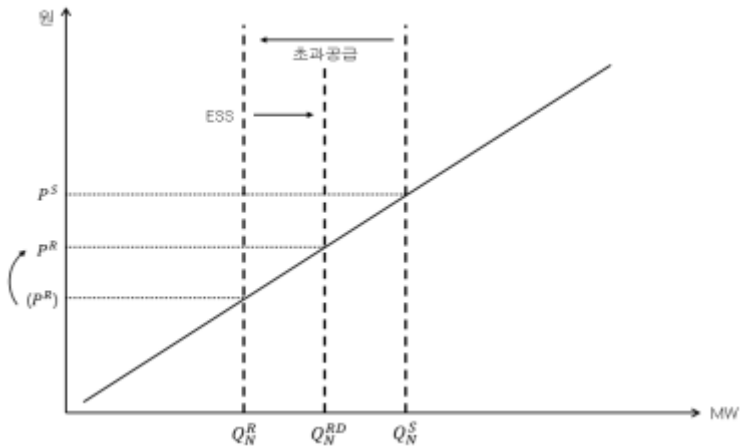
전력판매사 #1은 DR을 가동하여 실시간 시장에서의 전력수요를 감축하였고 이로 인해 실시간 가격의 증가가 완화되어 실시간 시장에서 수입이 발생함을 알 수 있다. 특히, DR을 가동하지 않은 초과 수요-BAU 시나리오에서 순수요의 증가와 실시간 가격의 상승으로 인해 실시간 시장에서 1,050,000원을 지출했으나 DR 가동으로 2,040,000원의 수입이 발생했음을 주목할 필요가 있다. 이는 전력 판매사는 실시간 시장에서 DR를 운영할 유인이 있음을 의미한다.¹⁵⁾

15) 이러한 결과는 부가정산금 중 CON의 규모가 증가하는 현행 국내 전력시장에게 시사점을 제시한다. 즉, 실시간 시장 개설과 DR활용은 해당 정산금의 감소 방안이 될 수 있다.

다. 초과 공급

초과 공급은 풍력발전의 출력이 예측치보다 증가하여 하루 전 순수요가 실시간 시장에서의 순수요를 초과할 때 발생한다. 이러한 경우에는 실시간 가격이 하락하게 된다. 이때 차익거래용 ESS는 낮아진 실시간 가격으로 충전하게 되는데 이는 하루 전 시장과의 차이를 줄여 전력수급 균형에 기여하는 역할을 수행하게 된다[그림 3-4] 참조).

[그림 3-4] 초과 공급 상황에서의 실시간 가격 형성



출처: 저자 작성

<표 3-14>는 초과 공급 상황의 원인인 실시간 시장에서 풍력발전기와 전력수요의 변화를 나타낸다. 하루 전 시장과 실시간 시장의 순수요는 각각 160MW, 140MW이므로 20MW의 감발 또는 수요의 증가가 요구된다.

〈표 3-14〉 실시간 시장에서 풍력발전기 및 전력수요의 변화(초과 공급)

시장참여자	하루 전 시장(MW)	실시간 시장(MW)
풍력발전기	80	100
전력판매사 #1	100	100
전력판매사 #2	140	140
순수요	160	140

출처: 저자 작성

1) 초과공급-BAU 시나리오

우선 화력발전기의 감발에 의해서만 전력수급을 일치하는 BAU 시나리오를 분석한다. 경매모형에 따른 최적 해는 화력발전기 #2가 20MW를 모두 감발하는 것이다. 이에 따라 화력발전기 #2의 감발 입찰가인 90원/MW이 실시간 가격이 된다(<표 3-15> 참조). 이중 정정산제도에 따라 시장참여자의 수입은 <표 3-16>과 같이 결정된다.

〈표 3-15〉 초과공급-BAU 시나리오의 시장 가격

구분	하루 전 시장	실시간 시장	차이
가격(원/kW)	100	90	-10

출처: 저자 작성

〈표 3-16〉 초과공급-BAU 시나리오의 시장참여자 청산량 및 수입

구분	청산량(MW)		수입(천원)		
	하루 전 시장	실시간 시장	하루 전 시장	실시간 시장	총계
화력발전기 #1	100	100	10,000	0	10,000
화력발전기 #2	60	40	6,000	-1,800	4,200
풍력발전기	80	100	8,000	1,800	9,800
전력판매사 #1	100	100	-10,000	0	-10,000
전력판매사 #2	140	140	-14,000	0	-14,000
ESS	0	0	0	0	0

출처: 저자 작성

초과 공급 상황에서는 60MW에서 40MW로 감발지시를 이행한 화력발전기 #2는 전력시장에서 총 4,200,000원의 수입이 발생하였다. 만약 급전지시를 이행하지 않았다면 본 모형에서는 한계비용과 입찰가가 동일하다고 가정하므로 총 수익은 하루 전 시장에서의 수익으로 0이 된다. 반면에 급전지시를 이행한 수익은 하루 전 및 실시간 시장 수입의 합(4,200,000원)에서 발전비용(40MW× 90,000원/MW=3,600,000원)을 차감한 600,000원이 된다. 따라서 실시간 시장에서 계통운영자의 급전지시를 이행하는 것이 보다 낫은 선택임을 알 수 있다.

앞서 살펴본 초과 수요 결과를 종합하면, 실시간 가격은 최신의 수급상황을 반영하여 발전사에게 급전지시를 이행할 유인을 제공함으로써 전력수급 균형을 이루도록 한다.

2) 초과공급-유연성 시나리오

다음으로 유연성 자원인 ESS가 가동되는 초과공급-유연성 시나리오에서 전력시장의 청산 결과를 살펴본다. 실시간 경매모형에 ESS의 입찰정보를 반영하면 최적해는 아래와 같이 도출된다.

$$Q_E^D = 20MW$$

초과공급 발생상황에서 ESS는 추후 차익거래를 위해 낮은 실시간 가격으로 충전한다. 충전용 전력수요 증가로 인해 수급균형이 달성된다. 이때의 실시간 가격은 ESS의 입찰가인 95원/kW이 된다(<표 3-17> 참조). ESS의 충전으로 실시간 시장에서의 전력수요가 증가하여 실시간 가격의 감소가 완화됨을 알 수 있다. 이에 따른 시장참여자의 수입과 지출은 <표 3-18>과 같다.

〈표 3-17〉 초과공급-유연성 시나리오의 시장 가격

구분	하루 전 시장	실시간 시장	차이
가격(원/kW)	100	95	-5

출처: 저자 작성

〈표 3-18〉 초과공급-유연성 시나리오의 시장참여자 청산량 및 수입

구분	청산량(MW)		수입(천원)		
	하루 전 시장	실시간 시장	하루 전 시장	실시간 시장	총계
화력발전기 #1	100	100	10,000	0	10,000
화력발전기 #2	60	60	6,000	0	6,000
풍력발전기	80	100	8,000	1,900	9,900
전력판매사 #1	100	100	-10,000	0	-10,000
전력판매사 #2	140	140	-14,000	0	-14,000
ESS	0	0	0	-1,900	0

출처: 저자 작성

실시간 시장에서 ESS의 방전으로 해당 수입은 1,900,000원을 기록하고 발전사 및 판매사의 하루 전 시장의 청산량이 모두 준수됨을 알 수 있다. 또한 하루 전 시장과 실시간 시장의 가격차가 줄어들게 되고 하루 전 시장의 기대 수익을 얻지 못했을 때 보상해 주는 부가정산금¹⁶⁾을 감소시킨다. 이는 실시간 시장은 시장의 효율성을 제고시키는 기능을 제공하고 있다는 것을 의미한다.

16) 현행 국내 전력시장의 COFF와 미국 전력시장의 DAMAP이 해당한다.

제4장 사례 연구

1. 모형 구축

본 절에서는 국내 전력시장규칙을 기반으로 한 예비력 확보 모형과 동시최적화를 이용한 예비력 확보 모형을 구축토록 한다. 또한 전력시장 가격결정 방식으로 국내에서 적용하고 있는 SMP 방식과 미국 전력시장에서 채택하고 있는 LMP, EMLP 방법을 모형화 한다.

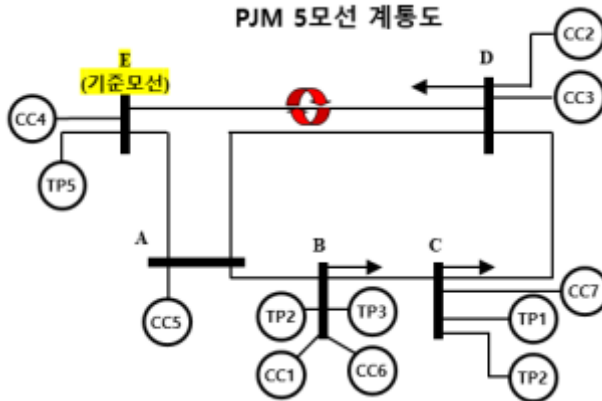
가. 모형 개요

본 모형에서 적용 대상 전력계통은 [그림 4-1]과 같이 소규모 전력계통으로 미국 전력시장의 PJM 5모선을 적용하였다. <표 4-1>는 동 계통의 모선, 전력공급, 최대부하를 나타내고 있다. 급전계획 단위 시간은 1시간이며 총 7일간의 모의를 진행하였다.¹⁷⁾

발전설비의 총 용량은 6.1GW이며, 국내 발전기와 유사한 화력 발전 11기(석탄화력 4기, LNG 복합화력 7기)로 설정하였다. 최대 수요는 3.7GW이며 수요패턴은 2017년 3월 국내 주간 수요패턴을 적용하였다. 3개의 모선(B,C,D)별 수요는 비슷한 규모로 분배하였다([그림 4-2] 참조).

17) 일별 급전계획은 하루 전 6시간, 목표일 24시간, 다음날 4시간을 대상으로 한다.

[그림 4-1] PJM 5모선 모의 계통 및 전원 구성



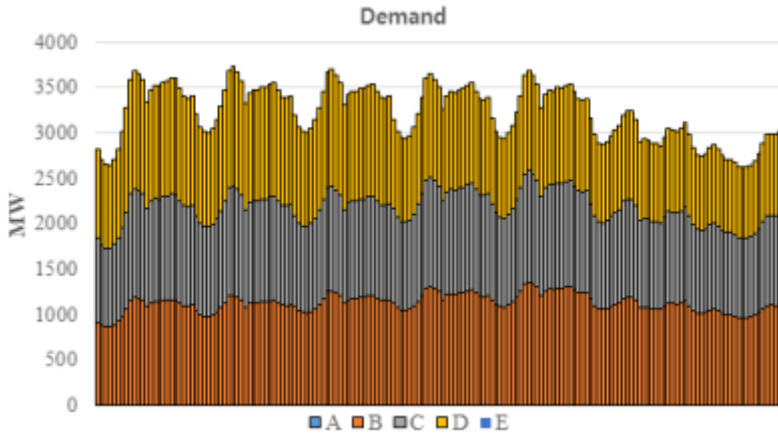
출처: PJM Interconnection LLC, "Locational Marginal Pricing"
 (http://www.pjm.com/training/downloads/ferc_pres.pdf)

<표 4-1> PJM 5모선 모의 계통 요약

구분	내용
전원	석탄화력 4기, LNG 복합화력 7기
설비용량	6.1 GW
최대부하	3.7 GW
모선 수	5모선
기준수요	E 모선
수요모선	B,C,D 모선

출처: 저자 작성

[그림 4-2] 모의 계통 부하 패턴



출처: 저자 작성

에너지·예비력 동시최적화의 효과 분석을 위해서 두 가지 모형을 구축한다. 첫 번째는 현행 예비력 확보 방식을 모델링한 CBP 모형이고 두 번째는 에너지·예비력 동시최적화를 적용한 동시최적화 모형이다. 아래에서 각 모형에 대해 자세히 살펴본다.

나. CBP 모형

현행 전력도매시장 모의를 위해 CBP 모형은 가격발전계획 모듈과 운영발전계획 모듈로 구성된다. 먼저 가격결정을 위한 가격발전계획 모듈을 수행하고 이후 예비력 확보를 위한 운영발전계획 모듈을 실행한다.

1) 가격발전계획 모듈

국내 전력시장에서는 운영시점 기준으로 하루 전에 가격결정발전계획을 수립한다. 동 계획의 목적함수는 총 발전 비용 최소화이며 제약조건은 발전기 출력범위, 출력증감발률, 최소운전시간 등 발전기의 물리적인 제약 조건과 수급 조건이다. 최적 해에 따라 기동정지계획이 완성되며 하루 전 시장가격이 결정된다. 따라서 본 연구의 가격결정발전계획 모듈은 아래와 같이 이차함수 형태의 변동비와 기동여부를 나타내는 정수형 결정변수와 결합된 기동비용을 최소화 하는 목적함수를 지닌다.

$$\begin{aligned} \min. Cost &= \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} [(a_g p_{g,t}^2 + b_g p_{g,t} + c_g I_{g,t}) \times FC_g + SUC_g \times su_{g,t}] \end{aligned} \quad (4-1)$$

t, T : 계획시각 및 계획시각 집합

g, G : 발전기 및 발전기 집합

a_g, b_g, c_g : 발전기 g 의 2차, 1차 열소비 계수 및 상수

FC_g : 발전기 g 의 열량단가

SUC_g : 발전기 g 의 기동비용

$Cost$: 총 발전비용

$p_{g,t}$: t 시각의 발전기 g 의 발전량

$I_{g,t}$: t 시각의 발전기 운전상태 변수 (운전 중: 1, 정지 중: 0)

$su_{g,t}$: t 시각의 발전기 기동 변수 (기동 시: 1, 나머지: 0)

본 모듈의 제약조건은 에너지밸런스, 발전기 특성 제약으로 구성된다. 각 제약조건은 아래와 같다.

에너지 밸런스는 매 시간대 발전기 출력의 총합과 부하가 일치해야 하는 조건으로 아래와 같은 수식으로 주어진다.

$$\sum_{g \in G} p_{g,t} = D_t \quad \forall t \in T \quad (4-2)$$

D_t : t 시각의 부하

발전기 최대, 최소 출력 제약은 아래와 같이 기동 중인 발전기가 최소 및 최대 범위 내에서 출력을 낼 수 있는 조건이다.

$$P_g^{\min} I_{g,t} \leq p_{g,t} \leq P_g^{\max} I_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-3)$$

발전기 최소운전과 최소정지 시간 제약은 발전기들이 한 번 기동 후 최소 몇 시간 이상 운전 중인 상태를 유지해야하며 정지한 경우에도 최소 몇 시간 이상 정지 상태를 유지해야 하는 조건이다.

$$\sum_{\tau=t}^{t+MT-1} I_{g,\tau} \geq MUT_g \times su_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-4)$$

$$\sum_{\tau=k+1}^{t+MDT_g-1} (1 - I_{g,\tau}) \geq MDT_g \times sd_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-5)$$

여기서 $I_{g,t}$, $su_{g,t}$, $sd_{g,t}$ 는 이진 결정변수로 아래와 같은 특성을 지닌다.

$I_{g,t}$: 발전기 g 가 운전 중인 시각에는 1, 정지 중인 경우에는 0

$su_{g,t}$: 발전기 g 가 기동된 시각에는 1, 나머지는 0

$sd_{g,t}$: 발전기 g 가 정지된 시각에는 1, 나머지는 0

상기 변수는 아래와 같은 항등식 (4-6)을 따른다.

$$I_{g,t} - I_{g,t-1} = su_{g,t} - sd_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-6)$$

발전기 증발, 감발 제약조건은 발전기가 단위시간 당 증발 또는 감발하는 범위를 나타내며, 아래 수식과 같다.

$$p_{g,t} - p_{g,t-1} \leq RU_g \times 60 \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-7)$$

$$p_{g,t-1} - p_{g,t} \leq RD_g \times 60 \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-8)$$

RU_g : 발전기 g 의 최대 증발률(Ramp up rate) [MW/min]

RD_g : 발전기 g 의 최대 감발률(Ramp down rate) [MW/min]

본 모듈의 결과는 발전기의 물리적 제약조건을 제외한 급전계획과 에너지 가격이다. 에너지 가격은 최적화로 결정된 급전계획을 토대로 계산된다. 국내 전력시장운영규칙(한국전력거래소, 2018)에

따른 SMP 계산과정은 다음과 같다.

먼저 IGP(임시발전가격; Interim generating unit price)를 계산한다. IGP의 산식은 다음과 같다.

$$IGP_{g,t} = [(2a_g p_{g,t} + b_{g,t}) \times FC_g \times I_{g,t} + \sum_x^y (c_g - a_g (p_{g,t})^2 + su_{g,t} SUC_g) / \sum_x^y p_{g,t}] / TLF_g \quad (4-9)$$

TLF_g : 송전손실계수

x, y : 연속운전 시작 및 종료 시각

위 산식에서 첫 번째 항은 발전기의 증분비용을 나타내고 두 번째 항은 해당하는 연속운전시간 동안의 무부하 비용과 기동 비용을 회수할 수 있도록 하는 평균가격을 나타낸다.

그리고 발전가격(Generating unit price, GP)를 계산하는데 1시간 이내로 발전한 발전기는 1시간을 초과하여 발전한 발전기와 산식을 달리한다.

즉, 1시간만 급전될 경우의 발전가격은 다음과 같다.

$$GP_{g,t} = [(2a_g A_{g,t} + b_{g,t}) \times FC_g \times I_{g,t} + \sum_x^y (c_g - a_g (A_{g,t})^2 + su_{g,t} SUC_g) / A_{g,t}] / TLF_g \quad (4-10)$$

$A_{g,t}$: 시각 t 의 발전기 g 의 입찰가능공급용량

반면 2시간 이상 연속해서 급전할 경우는 임시발전가격과 같다.

$$GP_{g,t} = IGP_{g,t} \quad (4-11)$$

다음으로 유효 발전가격(Stack price, SP)을 계산한다. 이는 가격 결정권이 있는 발전기를 가려내는데 가격결정에서 제외되는 발전기는 1) 최소출력일 경우, 2) 최대증발률로 급전하는 경우, 3) 최대감발률로 급전하는 경우이다. 이 경우 가격결정표시기(Generating unit non price setting indicator, NPSI)의 값을 이용하는데 NPSI의 초기값을 모두 1로 지정한다.

$$NPSI_{g,t} = 1 \quad (4-12)$$

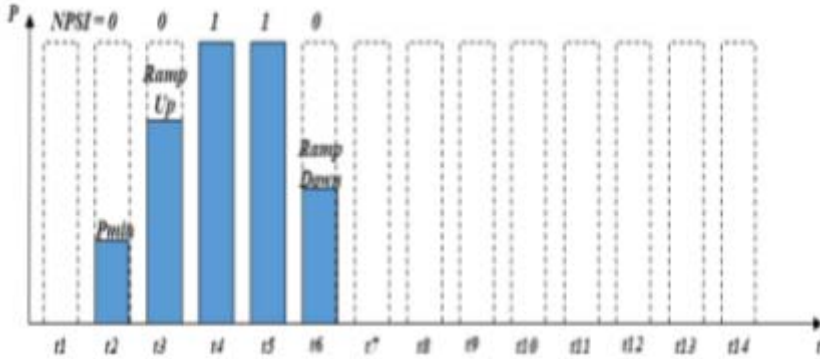
그리고 급전계획 상의 결과로 위의 가격결정에서 제외되는 경우에 해당하는지를 판정하고 해당된다면 값을 0으로 지정한다. 그리고 유효발전가격을 아래와 같이 계산한다. 그리고 SMP는 시간별 유효발전가격 중 가장 큰 값으로 결정된다.

$$NPSI_{g,t} = 0, \text{ 가격결정 제외 기준에 해당될 경우} \quad (4-13)$$

$$SP_{g,t} = GP_{g,t} \times NPSI_{g,t} \quad (4-14)$$

$$SMP_t = \max(SP_{g,t}) \quad (4-15)$$

[그림 4-3] 가격결정 원리 예시



출처: 저자 작성

[그림 4-3]과 같이 임의의 발전기가 최적화에 의해 $t_2 \sim t_6$ 까지의 급전이 결정된 상황을 가정하자. 연속운전시작시간은 t_2 이며 연속 운전 종료시간은 t_6 이다. 해당 시간 동안의 발전량과 무부하비용 및 기동비용을 합산하여 평균가격을 계산하고 증분비용과 합산하여 임시발전가격을 계산한다. 이후 발전가격은 5시간을 연속으로 운전하므로 임시발전가격과 같다. 그리고 유효발전가격을 계산하기 위해 가격결정표시기의 값을 판별해야 한다. 발전기는 t_2 에 최소출력으로 급전하고 t_3 에는 최대증발률로 증발, t_6 에는 최대감발률로 감발하여 급전하기 때문에 NPSI가 0으로 지정되어 유효발전가격이 0이다. 최종적으로 NPSI가 0이 아닌 시각에 동 발전기의 유효가격이 타 발전기에 비해 가장 크다면 이 값이 SMP로 결정된다.

2) 운영발전계획 모듈

국내 전력시장은 가격결정발전계획 이후 운영발전계획을 수립하는데 이때 운영예비력을 확보한다. 운영예비력은 주파수조정예비력과 대기·대체예비력으로 구분되고 시기에 따라 각 요구량의 비율은 조금 다르지만 고정으로 총 4,500MW의 예비력을 확보한다. 전력시장운영규칙(한국전력거래소, 2018)에 따른 운영예비력의 확보 방법은 다음과 같다.

“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 배분 가능)

<개정 2010.11.30., 2015.5.7., 2016.5.12.>

2) 원자력: 입찰공급가능용량의 100%에서 출력 고정운영“

운영발전계획 수립 시에는 먼저 발전비용을 최소로 하는 목적함수를 가진 최적화 문제를 수행한다. 이때, 기력, 복합, 수력 및 양수 발전기들의 입찰공급가능용량의 95%로 최대출력이 제한되고 대기·대체예비력 용량의 확보는 제약조건으로 최적화 문제에 포함된다. 이후 급전되지 않은 5%의 여유출력과 급전계획 조정을 통해 주파수 조정예비력 용량을 확보한다.

본 연구의 운영발전계획 모듈은 발전기의 최대출력을 95%로 제한하고 2, 3차 예비력을 확보하는 제약 조건으로 발전비용을 최소화한다. 반면 1차 예비력은 최적화에 포함되어있지 않으며 최적화로 결정된 급전계획 이후 각 발전기의 여유용량 5%로 1차 예비력을 확보하도록 한다. 만약 1차 예비력이 확보되지 않을 시, 다시 최적화 문제로 돌아가 최대출력을 94%, 93% 등으로 더욱 감소시켜 최적화 문제를 수행하고 발전기별 여유용량으로 1차 예비력이 확보될 때까지 반복한다.

<표 4-2>는 본 연구에서 부여한 1, 2, 3차 예비력의 기준과 확보용량이다. 1차 예비력은 AGC를 모델링하였으며 2, 3차 예비력은 운전중 대기예비력과 정지 중 대기·대체예비력을 각각 모델링하였다. 각각의 예비력 요구량은 시간별 부하의 10%로 설정하였다.

〈표 4-2〉 예비력 기준 및 확보용량

	응답 속도 (Time frame)	확보 용량 (Requirement)	비고
1차 예비력 (primary reserve)	5분	매 시간 부하의 10%	AGC
2차 예비력 (Secondary reserve)	15분	매 시간 부하의 10%	운전 중 대기예비력
3차 예비력 (Tertiary reserve)	60분	매 시간 부하의 10%	정지 중 대기·대체예비력

출처: 저자 작성

1차 예비력(Primary reserve; PR)과 2차 예비력(Secondary reserve; SR)은 다음과 같이 정의한다.

$$R_{g,t}^{PR} \geq 0 \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-16)$$

$$R_{g,t}^{PR} \leq RU_g \times \text{Timeframe}_{PR} \times I_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-17)$$

$$R_{g,t}^{SR} \geq 0 \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-18)$$

$$R_{g,t}^{SR} \leq RU_g \times \text{Timeframe}_{SR} \times I_{g,t} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-19)$$

PR, SR: 1차 및 2차 예비력 (Primary and Secondary Reserve)

$R_{g,t}^{PR}$: 시각 t 에 발전기 g 가 제공하는 1차 예비력 용량

$R_{g,t}^{SR}$: 시각 t 에 발전기 g 가 제공하는 2차 예비력 용량

Timeframe: 예비력 응동시간 기준

응동 속도의 경우, 1차 예비력은 본 모형에서 5분이며 2차 예비력은 15분이다.

3차 예비력(Tertiary reserve; TR)은 아래와 같이 정의한다.

$$R_{g,t}^{TR} \geq 0 \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-20)$$

$$R_{g,t}^{TR} \leq NSR_g^{TR} \times (1 - I_{g,t}) \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-21)$$

$$NSR_g^{TR} = \max(0, RU_g \times (\text{Timeframe}_{TR} - \text{SUT}_g \times 60)) \quad \forall g \in G \quad (4-22)$$

TR: 3차 예비력 (Tertiary Reserve)

$R_{g,t}^{TR}$: 시각 t 에 발전기 g 가 제공하는 3차 예비력 용량

NSR_g^{TR} : 발전기 g 가 3차 예비력 응답시간 안에 응동하여 낼 수 있는 최대출력

수식(4-22)에서 NSR은 정지중인 발전기가 3차 예비력 요구시간 내에 계통에 병입하여 발전할 수 있는 최대값을 의미하며 응답시간은 60분으로 설정하였다.

예비력 확보 시뮬레이션의 최적화 문제는 발전기의 최대출력 제약조건과 2, 3차 예비력 제약조건이 포함된다는 점에서 가격결정 시뮬레이션과 다르지만 나머지는 모두 동일하다.

각 발전기의 출력범위 제약 조건은 아래와 같이 최대출력이 제한되며 출력과 2, 3차 예비력의 합은 최대출력의 95%보다 작거나 같아야 한다.

$$P_g^{\min} \leq P_{g,t} \leq 0.95 \times P_g^{\max} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-23)$$

$$P_{g,t} + R_{g,t}^{SR} + R_{g,t}^{TR} \leq 0.95 \times P_g^{\max} \quad \forall g \in G, t \in T \quad (4-24)$$

2, 3차 예비력은 아래와 같이 매 시간마다 부하의 10%를 각각 확보해야 한다.

$$\sum_{g \in G} R_{g,t}^{SR} \geq 0.1 \times D_t \quad \forall t \in T \quad (4-25)$$

$$\sum_{g \in G} R_{g,t}^{TR} \geq 0.1 \times D_t \quad \forall t \in T \quad (4-26)$$

다. 에너지 · 예비력 동시최적화 모형

본 모형에서는 에너지와 예비력의 동시최적화를 수행하고 각각

의 가격을 계산한다. 에너지 가격은 현행 SMP, LMP¹⁸⁾, ELMP를 포함한다. 목적함수는 아래오 같이 발전비용과 예비력 확보 비용, 예비력부족비용(Reserve shortage cost, RSC), 공급지장비용(Cost of unserved energy, CUE)의 최소화이다.

$$\begin{aligned} \min. Cost \\ = GenCost + ReserveCost + RSC + CUE \end{aligned} \quad (4-27)$$

GenCost : 발전 비용

ReserveCost : 예비력 확보 비용

RSC : 예비력부족비용(Reserve shortage cost)

CUE : 총 공급지장비용(Cost of unserved energy)

각 비용의 세부 수식은 아래와 같다.

$$\begin{aligned} GenCost \\ = \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} [(a_g p_{g,t}^2 + b_g p_{g,t} + c_g I_{g,t}) \times FC_{g,t} + SUC_g \times su_{g,t}] \end{aligned} \quad (4-28)$$

$$\begin{aligned} ReserveCost \\ = \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} (PR_g^{offer} \times R_{g,t}^{PR} + SR_g^{offer} \times R_{g,t}^{SR} + TR_g^{offer} \times R_{g,t}^{TR}) \end{aligned}$$

18) LMP를 도출하기 위해 본 모형은 DC 최적조류계산법을 적용하였다(부록 참조). 주의할 점은 동시최적화 시뮬레이션에서의 LMP는 실제 모선별 한계가격이지만 예비력의 영향을 알아보기 위해 송전선로의 용량은 무한대로 가정하였으므로 모든 모선에서의 LMP는 동일하다는 점이다. 즉, 본 연구에서 도출한 LMP는 주로 증분비에 의해서 결정되는 단일가격으로 간주할 수 있다.

(4-29)

$$RSC = VoRS \times \sum_{t \in T} (RS_t^{PR} + RS_t^{SR} + RS_t^{TR}) \quad (4-30)$$

$$CUE = VoLL \times \sum_{t \in T} \sum_{i \in bus} USE_{i,t} \quad (4-31)$$

i, bus : 각 모선 및 모선집합

$VoLL, VoRS$: 에너지 및 예비력 공급 지장비용[천원/MWh, 천원/MW]

$PR_g^{offer}, SR_g^{offer}, TR_g^{offer}$: 발전기 g 의 1,2차 및 3차 예비력 호가(Offer)

$RS_t^{PR}, RS_t^{SR}, RS_t^{TR}$: 시각 t 에 발생한 예비력 부족량

$USE_{i,t}$: 시각 t 에 모선 i 에서 발생한 에너지 부족량(Unserved energy)

예비력 한 단위의 부족비용(Value of reserve shortage; VoRS)은 1,100원/kW, 에너지 공급지장비용(Value of lost load; VoLL)은 10,000원/kWh로 설정하였다.

본 모형에서는 현행 CBP 모형과 같이 1, 2, 3차 예비력 정의, 발전기의 최대·최소 증감발률, 최소운전 및 최소정지시간 제약조건은 동일하나 발전기들은 아래와 같이 출력과 예비력 제공량의 합은 최대출력을 넘을 수 없다는 제약조건이 추가된다.

$$P_g^{\min} \leq P_{g,t} \quad \forall t \in T, g \in G \quad (4-36)$$

$$P_{g,t} + R_{g,t}^{TR} + R_{g,t}^{SR} + R_{g,t}^{TR} \leq P_g^{\max} \quad \forall t \in T, g \in G \quad (4-37)$$

본 모형에서 예비력은 계단식(Cascading) 방식으로 확보하며 각 제약조건의 쌍대값은 예비력 가격 책정에 이용된다.

$$\sum_{g \in G} (R_{g,t}^{PR}) + RS_t^{PR} \geq 0.1 \times D_t \quad ; \alpha_t \quad \forall t \in T \quad (4-38)$$

$$\sum_{g \in G} (R_{g,t}^{SR} + R_{g,t}^{TR}) + RS_t^{SR} \geq 0.2 \times D_t \quad ; \beta_t \quad \forall t \in T \quad (4-39)$$

$$\sum_{g \in G} (R_{g,t}^{PR} + R_{g,t}^{SR} + R_{g,t}^{TR}) + RS_t^{TR} \geq 0.3 \times D_t \quad ; \gamma_t \quad \forall t \in T \quad (4-40)$$

D_t : t 시간대의 총 전력수요

α_t : 1차 예비력 확보 조건의 쌍대변수

β_t : 1, 2차 예비력 확보 조건의 쌍대변수

γ_t : 1, 2차 및 3차 예비력 확보 조건의 쌍대변수

본 모형의 결과는 발전기의 에너지와 예비력을 동시에 고려한 급전계획, 에너지 가격(LMP 및 ELMP), 예비력 계획과 가격이다. 에너지 가격은 최적화로 결정된 급전계획을 토대로 계산되며 부록에 수록한 방법에 따라 LMP를 도출하였다.

MISO의 시장가격인 ELMP의 주요 목적은 앞서 설명하였듯이 최소출력으로 기동하는 신속 기동 자원이 가격결정을 가능하게 하여 부가정산금을 감소시키는 데 있다. 본 연구에서는 다음과 같은 과정을 통해 ELMP 결과를 도출하였다. 첫째, 모의에서 최소출력으로 기동하는 LNG 복합화력인 CC2를 신속 기동 자원으로 가정한

다. 둘째, 신속 기동 자원을 제외한 나머지 일반 발전기의 운전 이진변수를 모두 고정한 후, 신속 기동 자원의 정지 상태(운전 이진변수 = 0) 또한 고정하였다. 셋째, 기동 상태인 신속 기동 자원(운전 이진변수 = 1)의 이진변수를 0에서 1 사이로 완화하였다. 이러한 운전 상태 정보를 이용하여 SCED-Pricing을 수행하여 도출한 시장가격이 바로 ELMP 결과가 된다.

각 예비력 가격은 아래와 같이 잠재가격의 합으로 구성되어 응동 속도의 순서가 가격 크기의 순서와 일치한다.

$$Price_t^{PR} = \gamma_t + \beta_t + \alpha_t \quad \forall t \in T \quad (4-42)$$

$$Price_t^{SR} = \gamma_t + \beta_t \quad \forall t \in T \quad (4-43)$$

$$Price_t^{TR} = \gamma_t \quad \forall t \in T \quad (4-44)$$

이상으로 제도개선의 효과를 분석하기 위해 두 가지 모형을 구축하였다. <표 4-3>은 모형별 특징을 요약하여 나타내고 있다.

〈표 4-3〉 모의 모형 특징 및 비교

	현행 모형				동시최적화 모형	
	가격발전계획 모듈		운영발전계획 모듈			
가격 결정	SMP		-		LMP, ELMP, 1, 2, 3차 예비력 가격	
최적화 문제	목적 함수	발전비용 최소화	목적 함수	발전비용 최소화	목적함수	발전비용 및 예비력 확보 비용 최소화
	제약 조건	○ 수급 균형 ○ 발전기 자체 제약 조건	제약 조건	○ 수급균형 ○ 발전기 자체 제약 조건 ○ 화력발전 최대출력 제한 ○ 2차, 3차 예비력 확보		
예비력 계획	-		○ 출력 여유로 1차 예비력 확보 ○ 1차 요구량 확보 불능 시 최적화 재수행(최대출력 제약 강화 ex. 90%)		제약조건	○ 수급균형 ○ 발전기 자체 제약 조건 ○ 1차, 2차 및 3차 예비력 제약조건
예비력 확보 조건	-		1, 2차 및 3차 예비력 각각 확보 (Independent 방식)			

출처: 저자 작성

2. 모형 분석 결과

본 연구는 총 4개의 시나리오를 설정하였다. 현행 CBP 모형을 BAU로, 에너지·예비력 동시최적화 모형에서 가격결정방식 중 SMP를 CO-SMP, LMP를 CO-LMP, ELMP를 CO-ELMP로 명명한다(<표 4-4> 참조). 각 시나리오에 따른 가격, 발전비용, 정산금, 가격 역진성 결과를 비교 분석토록 한다.

〈표 4-4〉 모형 분석 시나리오

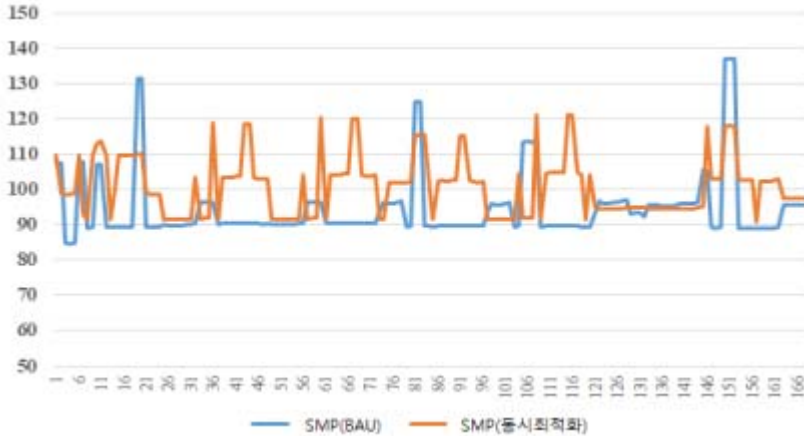
시나리오	내용
BAU	현행 CBP 모형에서의 SMP 가격결정방식
CO-SMP	에너지·예비력 동시최적화 모형에서의 SMP 가격결정방식
CO-LMP	에너지·예비력 동시최적화 모형에서의 LMP 가격결정방식
CO-ELMP	에너지·예비력 동시최적화 모형에서의 ELMP 가격결정방식

출처: 저자 작성

가. 가격 분석

현행 CBP모형과 동시최적화 모형에서 동일한 가격결정방식인 SMP 결과를 계산하여 비교 분석하였다. [그림 4-4]는 BAU와 CO-SMP 시나리오에서의 가격을 나타낸다.

[그림 4-4] 시나리오별 SMP 결과

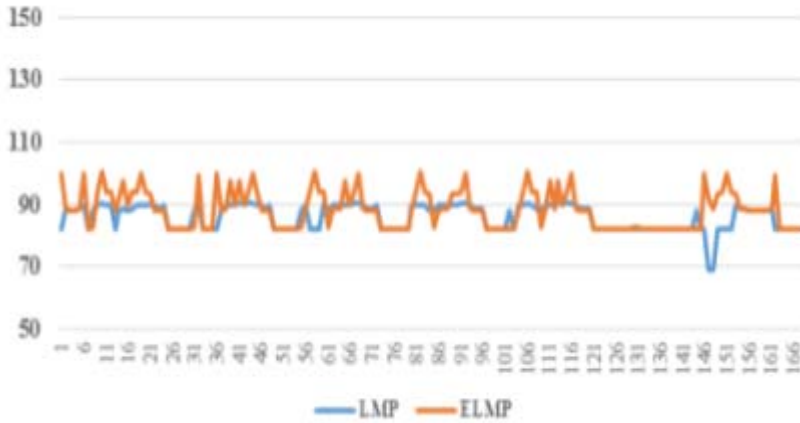


출처: 저자 작성

CO-SMP에서는 예비력을 고려하여 한계발전기가 결정되므로 BAU에 비해 전반적으로 SMP가 상승한다. BAU에서의 SMP는 평균 94.57원/kWh, CO-SMP에서는 100.81원/kWh로 에너지 가격이 6.24원/kWh 상승하여 6.60% 인상효과를 나타내었다.

[그림 4-5]는 동시최적화 모형에 따른 LMP와 ELMP의 결과를 비교한다. 평균 LMP는 85.97원/kWh, 평균 ELMP는 88.13을 기록하였다. 이러한 결과는 SMP 보다 낮은 수준인데 이는 한계발전기의 기동정지 및 무부하비용이 반영되지 않고 증분비에 의해서 결정되는 가격결정방식이기 때문이다. <표 4-5>는 각 시나리오에 따른 에너지 가격의 평균을 요약하여 나타내고 있다.

[그림 4-5] 동시최적화 LMP, ELMP 결과



출처: 저자 작성

〈표 4-5〉 시나리오별 평균 에너지 가격

시나리오	평균가격(원/kWh)
BAU	94.57
CO-SMP	100.81
CO-LMP	85.97
CO-ELMP	88.13

출처: 저자 작성

다음은 동시최적화 모형의 예비력 가격 결과이다.¹⁹⁾ 계단식 (Cascading) 제약 조건 부여로 가격 역진 현상이 발생하지 않음을

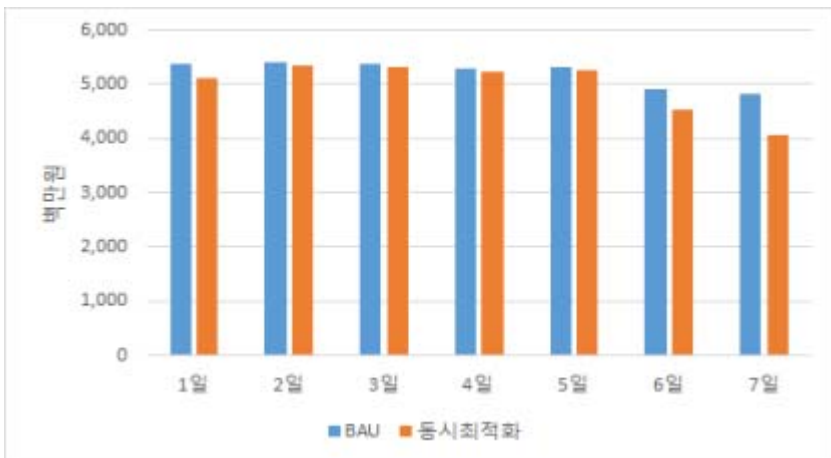
19) BAU 시나리오에서는 보조서비스 시장이 부재하므로 예비력 가격지 형성되지 않는다.

알 수 있다. 1차 예비력은 평균 49.95원/kW, 2차 예비력과 3차 예비력의 평균 가격은 각각 3.63원/kW와 0.41원/kW을 기록하였다.

나. 발전비용 분석

본 연구에서의 발전 비용은 예비력 확보 방식에 따라 소요되는 연료비, 기동비, 무부하비용이다. 동시최적화에 따른 가격결정 시나리오의 발전비용 결과는 모두 동일하므로 CBP 모형과 동시최적화 모형 결과를 비교토록 한다.

[그림 4-6] 예비력 확보 방식에 따른 총 발전비용



출처: 저자 작성

[그림 4-6]은 예비력 확보 방식에 따른 일자별 총 발전비용을 나타낸다. 석탄화력 발전을 대상으로 95%로 출력을 제한하여 예비력을 확보하는 BAU의 총 발전비용은 약 365억 원, 동시최적화 시뮬

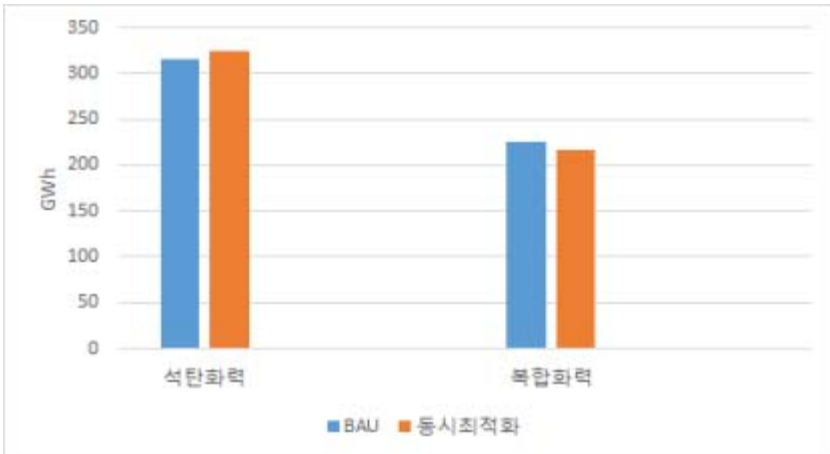
레이션에서의 발전비용은 350억 원으로 나타났다. 이에 따라 동시 최적화의 발전비용 감소 효과는 BAU 시나리오 대비 약 4%인 15억 8,200만 원을 기록하였다. (<표 4-6> 참조).

〈표 4-6〉 총 발전비용 변화

	CBP 모형	동시최적화 모형	효 과
총 발전비용 (백만 원)	36,461	34,879	-1,582 (-4.34%)

출처: 저자 작성

[그림 4-7] 전원별 발전량 변화

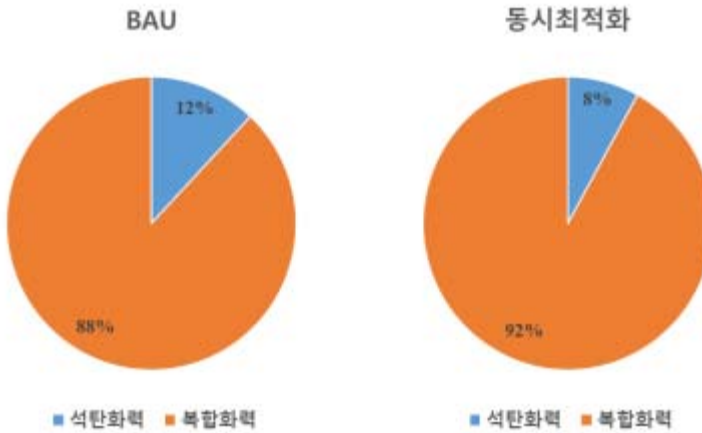


출처: 저자 작성

[그림 4-7]은 각 모형별 전원별 발전량을 나타낸다. 동시최적화 모형의 결과는 BAU 시나리오에 비해 변동비가 낮은 석탄화력의

발전량이 증가하고 변동비가 높은 복합화력의 발전량이 낮아지는 것을 확인할 수 있다. 따라서 변동비가 낮은 석탄화력이 더 많은 에너지를 제공함에 따라 총 발전비용이 감소함을 알 수 있다. BAU 시나리오에서는 1차 예비력 확보를 위해 모든 발전기의 출력을 일괄적으로 최대출력에서 5%를 감발한다. 발전기별로 남아있는 5%의 여유용량으로 1차 예비력을 과다 확보하므로 석탄화력의 발전량이 감소하여 비효율이 발생하게 된다.

[그림 4-8] 발전원별 1차 예비력 제공 비율 변화



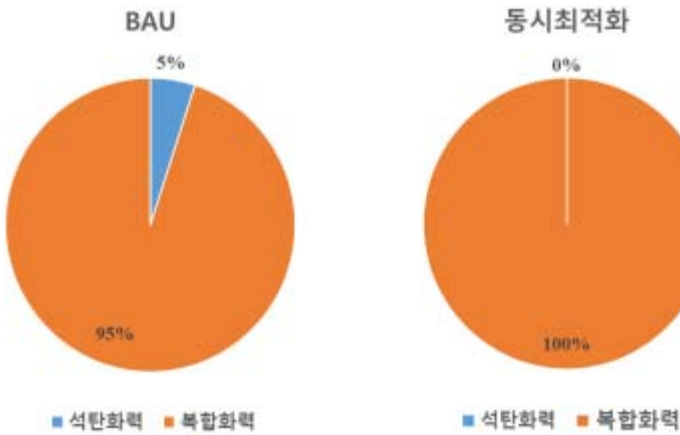
출처: 저자 작성

[그림 4-8]과 [그림 4-9]는 각각 전원별 1, 2차 예비력 확보 비중을 비교한다.²⁰⁾ 석탄화력이 제공하는 1차 예비력 제공량의 비중

20) 3차 예비력은 모든 모형에서 동일하게 기동시간이 60분인 복합화력 발전기 CC3과 CC6이 제공하였다.

이 BAU에서는 12%에서 동시최적화 모형에서는 9%로 감소한다. 2차 예비력에서도 동일한 현상이 발생하는데 동시최적화 모형에서 석탄화력은 2차 예비력을 전혀 제공하지 않는 것으로 나타났다. 반면 BAU에서는 총 2차 예비력 확보량의 5%를 제공한다.

[그림 4-9] 발전원별 2차 예비력 제공 비율 변화



출처: 저자 작성

다. 정산금 분석

총 정산금은 에너지 정산금, 예비력 정산금, 부가정산금으로 구성된다. BAU 시나리오에서는 감발형태로 예비력을 확보하므로 구매비용 대신에 제약발전정산금(COFF)과 같은 부가정산금이 발생한다. 추가적으로 급전 재조정에 따른 비제약발전정산금(CON)과 같은 비용이 소요된다. 동시최적화 시나리오에서는 각각의 예비력 가격이 결정되어 그에 따른 예비력 구매비용이 발생한다. 부가정산

금의 경우 낮은 에너지 가격으로 인해 발전기의 비용을 회수하지 못할 때 지급하는 일괄지불금(MWP)이 발생한다. <표 4-7>은 각 시나리오별 에너지 정산금, 예비력 정산금, 부가정산금 결과를 비교한다.

<표 4-7> 정산금 비교(단위: 백만원)

시나리오	에너지 정산금	예비력 정산금	부가정산금			합계
			CON	COFF	MWP	
BAU	51,291	-	5,076	3,000	-	59,367
CO-SMP	54,803	2,893	-	-	327	58,023
CO-LMP	46,468		-	-	1,729	51,090
CO-ELMP	47,930		-	-	1,407	52,230

출처: 저자 작성

우선 에너지 정산금은 앞서 분석한 각 시나리오별 에너지 가격을 적용하여 도출한 결과이다. <표 4-7>의 에너지 정산금을 살펴보면 무부하 비용과 기동비용을 시장가격에 포함하는 SMP가 LMP와 ELMP보다 전체적인 시장가격이 높게 형성되어 총 에너지정산금이 높아짐을 알 수 있다. CO-SMP 시나리오에서의 평균 에너지가격은 BAU 시나리오 보다 약 6원/kWh 높았으며 이에 따른 에너지 정산

금은 약 548억원으로 BAU 대비 약 35억 원 상승하는 것으로 나타났다. BAU는 비록 에너지 정산금이 CO-SMP 보다 낮으나 이원화된 발전계획으로 부가정산금인 CON과 COFF 정산금이 총 약 81억원이 발생하여 총 정산금이 약 594억으로 시나리오 중 가장 높은 비용을 기록하였다.

동시최적화 시나리오(CO)의 예비력 정산금은 각 예비력 가격을 적용한 결과로 약 29억원을 기록하였다. 이를 BAU에서 발전기회에 대한 보상금으로 해석할 수 있는 COFF와 간접 비교할 수 있다. COFF는 총 30억원으로 동시최적화의 예비력 비용 감소 효과는 약 1억원에 이르는 것을 알 수 있다. 현행 CBP 시장에서는 보조서비스에 대한 정산단가를 지급하고 있으나 BAU에서는 이를 감안하지 않았으므로 동시최적화에 따른 예비력 확보 비용 감소 효과는 더욱 클 것으로 예상된다.

동시최적화 시나리오에서 발생하는 일괄지불금(MWP)은 발전사를 대상으로 에너지 시장에서의 두 가지 사유에 따른 손해를 보상해주는 금액이다. 첫 번째는 가격결정에서 제외되는 것²¹⁾과 두 번째는 기동비용과 무부하비용이 배제된 가격결정방식에 따른 것이다. 본 모형에서 채택한 일괄지불금은 해당 손해만큼만 보상을 전제로 한다. 다시 말해, 발전기가 일괄지불금으로는 수익을 전혀 기대할 수 없는 규모의 보상액이라는 점이다. 이에 따라 변동비와 에너지 가격의 차이가 크지 않은 피크 담당 전원인 LNG 복합화력의

21) BAU 시나리오 또한 첫 번째 손해 발생 원인이 동일하게 발생한다. 동 원인으로 인한 손해는 CON과 유사한 형태로 정산하는 반면에, 동시최적화 시나리오에서는 일괄지불금(MWP)로 정산한다.

수익 악화를 예상할 수 있다.

CO-ELMP에서는 최소 출력으로 운전 중인 신속 기동 전원이 시장가격을 결정하므로 평균 에너지 가격은 CO-LMP 대비 약 2원/kWh 높은 88.1원/kWh를 기록하였다. 이에 따라 에너지 정산금은 약 479억원으로 약 14억원이 증가하나 일괄지불금은 약 14억원으로 CO-LMP 대비 약 3억원이 하락한다.²²⁾ 이는 ELMP의 도입 목적에 부합하는 결과임을 알 수 있다.

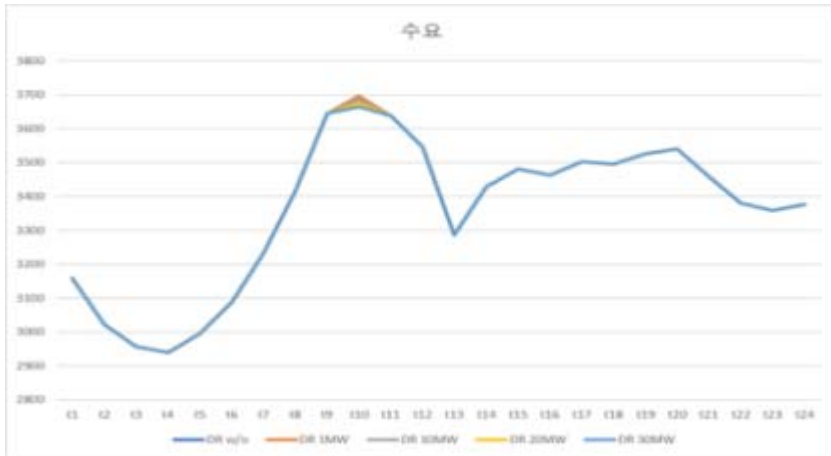
라. 가격역진성

본 연구는 시장가격별 역진성 현상을 파악하기 위해 최대 수요를 감축하여 시장가격의 영향을 분석하는 시뮬레이션을 수행하였다.

[그림 4-10]은 최대 수요가 발생한 시간에 1MW, 10MW, 20MW, 30MW씩 감축한 결과를 나타낸다. 이에 따른 현행 SMP(BAU 시나리오), LMP, ELMP 결과를 나열하여 가격 역진성 여부를 확인토록 한다.

22) LMP와 ELMP는 신속 기동 자원이 운전 중인 시간대를 제외하면 시장가격이 동일하므로 해당 시간대의 에너지 정산금과 일괄지불금이 동일하다.

[그림 4-10] 최대전력 수요 감축 규모



출처: 저자 작성

<표 4-8>는 감축 전, 후의 현행 SMP, LMP, ELMP를 결과를 나타낸다. LMP와 ELMP는 동일한 한계 발전기 내에서 수요의 감축으로 인한 역진성 현상이 발생하지 않았음을 확인할 수 있다.

<표 4-8> 가격결정형태별 역진성 분석

	최대 전력수요	1MW 감축	10MW 감축	20MW 감축	30MW 감축
BAU (SMP)	113.77	113.83	114.36	114.97	115.61
CO- LMP	90.03	90.02	89.99	89.96	89.92
CO- ELMP	96.02	96.02	95.98	95.95	95.91

출처: 저자 작성

반면에 SMP의 경우 모든 감축에서 역진성 현상이 발생하였는데 이를 자세히 분석하기 위해 SMP를 구성하는 요소인 한계비용과 평균비용으로 나누어 분석하였다(<표 4-9> 참조).

<표 4-9>의 결과가 나타내듯이, SMP를 구성하는 요소 중 한계비용은 발전량의 감소에 따라 단조 감소하지만 평균비용은 발전량의 감소에 따라 단조 증가함을 알 수 있다. 모의 계통에서 SMP의 가격 역진성이 발생하는 원인은 발전량 감소에 따른 평균비용의 증가분이 한계비용의 감소분보다 크기 때문임을 확인할 수 있다.

〈표 4-9〉 SMP 역진성 분석

	최대 전력수요	1MW 감축	10MW 감축	20MW 감축	30MW 감축
증분비용	90.03	90.02	89.99	89.96	89.92
평균비용	23.74	23.81	24.37	25.01	25.69
합계 (SMP)	113.77	113.83	114.36	114.97	115.61

제5장 결론

본 연구는 저탄소 전력시스템으로의 전환을 대비하기 위하여 국내외 전력시장 비교 분석, 예비력 및 실시간 시장 이론 연구, 에너지-예비력 동시최적화 모형 분석을 실시하였다. 아래에서는 이론 및 모형 분석 결과를 통해 현행 전력시장제도의 개선방향을 제시토록 한다.

1. 보조서비스 시장 도입

예비력 상황을 반영하는 가격신호 제공과 자원 최적 배분을 통한 발전비용 감축을 도모하기 위해서는 보조서비스 시장 도입을 통해 에너지-예비력 동시최적화 시스템으로의 전환이 바람직하다. 모형 분석에 따르면 BAU 시나리오에 비해 동시최적화에서는 변동비가 낮은 석탄화력의 발전량을 증가한 반면 변동비가 높은 LNG 복합화력의 발전량이 감소하였다. 이에 따라 발전비용은 동시최적화 시나리오가 가장 낮은 결과를 나타내었다. 이는 동시최적화 방식은 체계적인 최적화 과정으로 예비력을 확보하고 에너지를 결정하기 때문에 비용최소화가 실현됨을 의미한다. 더불어 동시최적화 방식은 응동 속도가 느린 예비력가격이 더 높게 형성되는 가격역진 현상을 방지할 수 있었다.

따라서 향후 변동적 재생에너지 대응방안으로 보다 효과적인 예비력 운영 체제를 구축하는 것은 총 비용의 절감과 응동속도가 빠른 유연성

자원에 적정 인센티브를 제공하는 것이므로 필수적이라 할 수 있다.

2. 실시간 시장 도입

변동적 재생에너지 확대에 따른 비효율적인 정산금을 감소하고 유연성 제공 자원의 시장 진입을 촉진하기 위해서는 실시간 시장의 도입을 적극 검토해야 한다. 실시간 시장 이론 분석에 따르면 실시간 시장에서 계획 발전과 실제 발전량 차이를 실시간 가격으로 정산하는 이중정산제도는 발전사들을 대상으로 하루 전 시장에서의 계획 발전량을 준수할 의무가 발생하고 수요반응 및 ESS와 같은 유연성 제공자원이 활성화될 유인을 제공하여 하루 전 시장과 실시간 시장에서 수급오차에 따른 정산금 증가를 방지한다.

실시간 시장이 부재하는 상황에서 변동적 재생에너지 확대에 따른 주요 비효율성은 미발전량에 지급하는 제약비발전 정산금(COFF)의 증가이다. 변동적 재생에너지는 불확실성을 띄므로 예측 오차를 수반하는데 실시간 시장이 부재하면 전력수급을 재조정하는 밸런싱 자원들을 활용할 수 없게 되므로 제약비발전 정산금의 증가를 해소할 수 없게 된다. 현행 제도에서는 부가정산금(Uplift)을 한계발전기에 부여하는 방식인데 이는 실시간 시장 부재로 판매 사업자가 가격신호를 전달받고 수요반응을 운영할 시도가 애초부터 차단된다.

또한 실시간 가격의 부재는 전력계통 안정에 기여하는 유연성 제공 자원에 대한 적정 보상을 어렵게 한다. 현행 제도에서 계획에 없던 발전량에 적용하는 제약발전 정산금(CON)은 변동비가 높은

유연성 제공 자원이 연료비 이외에 소요되는 비용을 회수할 수 없게 되어 적정 인센티브를 제공할 수 없다.

향후 급격히 증가할 것으로 예상되는 분산형 자원들은 주로 배전단에 연결되어 계통운영자가 직접 제어할 수 없으므로 실제 전력계통과 가장 근접한 상황을 반영하는 실시간 가격을 해당 자원들에게 전달하여 전력수급의 균형에 효과적으로 기여하도록 유도해야 한다. 더불어 스마트 그리드의 운영에 필요한 핵심 요소는 실시간 요금제도로 이는 도매시장의 실시간 가격에 기반을 둔다. 그리고 최근의 주요 선진국의 전력시장에서는 변동적 재생에너지를 대상으로 일반 발전사와 동일하거나 완화된 수준으로 밸런싱 의무를 부여하여 발전량 예측능력 제고와 계획 발전량 준수를 유도하고 있다. 따라서 실시간 시장 제도 도입은 저탄소 전력시스템으로의 전환을 위한 제도적 선결사항으로 판단된다.

3. 가격결정방식 개선

한시적으로 운영을 계획했던 현행 가격결정방식인 SMP는 소매경쟁시장 도입이 철회됨에 따라 변동비 반영 시장(CBP)과 함께 현재까지 지속되고 있다. 현행 SMP는 이원화된 발전계획으로 계통여건을 반영할 수 없는 한계, 가격의 역진성 현상과 부가정산금 증가, 유연성 제공자원에 대한 적정 인센티브를 제공할 수 없는 문제가 존재하므로 가격결정방식에 대한 개선이 필요하다. 영국 또한 부가정산금을 줄이고자 하는 동인이 부재하다는 이유로 SMP와 동일한 가격결정방식을 폐지한 사례를 주의 깊게 고려할 필요가 있다. 가

격결정방식의 대안으로 지역별 한계가격(LMP) 제도 도입을 고려할 수 있다. 그러나 주의할 점은 LMP 방식에서는 다수의 복합화력 발전기는 기동비용과 무부하비용을 회수할 수 없으므로 이에 대해 보상하는 일괄지불금이 발생하고 잦은 기동을 하는 복합화력 발전기들의 수익이 악화될 수 있다. 이에 대한 보완책으로는 미국 MISO의 가격결정방식인 ELMP를 고려할 수 있다. ELMP는 기동이 빠른 가스 터빈과 긴급 수요반응 자원이 가격 결정을 가능하게 하여 전력시장에 계통여건을 반영하는 가격신호를 제공하고 부가정산금을 감소시키며 가격의 역진성이 발생하지 않는 장점이 존재한다. 그러나 비용 기반의 ELMP 방식 또한 일괄지불금이 발생하므로 증분비에 가격 입찰 방식을 적용하여 발전사의 적정 마진을 허용하는 제도 도입을 모색할 필요가 있다. 이와 동시에 가격 입찰 방식에 따른 시장지배력 행사 등 불공정 행위를 감시하는 제도 구축이 요구된다.

부 록

1. 지역별 한계 가격 제도

지역별 한계 가격(Locational Marginal Price; LMP)은 2002년 미국 FERC의 표준 시장 설계(Standard Market Design; SMD) 권고에 따라 미국 독립계통운영자들이 채택하기 시작하였다. 현재 미국의 모든 독립계통운영자는 시장 참여자들이 속한 모선(Bus)에서 요구되는 단위 전력의 수송비용을 지불하거나 정산 받는 LMP를 적용하고 있다(FERC, 2002).

지역별 한계 가격 책정법은 1988년 Schweppe에 의해 처음 제안된 에너지 가격 책정 방식이며 특정 모선에서 전기에너지의 증가분을 공급할 때의 한계비용으로 정의하며 에너지의 생산과 전달 측면에서의 비용을 동시에 고려한다. 각 모선에 대한 가격 신호가 다음 수요 단위를 제공하는 데 필요한 시스템 비용의 증가를 반영하기 때문에 경쟁 시장에서 효율적인 것으로 알려져 있다(Eldridge, 2016). 하지만 오직 발전기의 한계비용을 기반으로 가격이 결정되기 때문에 발전을 하더라도 총 발전비용의 회수가 되지 않는 경우가 발생할 수 있다. 이러한 경우 발전사업자는 계통운영자로부터 자신의 발전비용은 회수할 수 있도록 에너지 정산금 외에 보완적인 부가정산금을 별도로 지급받는다.

아래에서는 전력도매시장에서 가격 결정의 원리를 살펴보고 LMP의 구성요소를 살펴보도록 한다.

가. 지역별 한계가격 계산

미국 독립계통운영자들의 급전 문제와 LMP의 계산은 최적조류 계산 문제(Optimal power flow; OPF)로 해결할 수 있다. OPF는 최적화 문제로서 비용최소화의 목적함수와 에너지 수급제약, 발전기 출력제약 등 경제급전 문제 뿐만 아니라 전압제약, 선로조류 제약 등 계통의 물리적 제약조건까지 고려하여 발전기들의 출력을 결정하는 것이다.

일반적으로 LMP는 기준 모선의 한계 에너지 비용, 혼잡 비용, 한계 손실비용으로 구성된다. LMP를 계산하는 방법은 크게 두 가지 방법으로 나뉘는데 첫째는 AC 최적전력조류계산(AC network optimal power flow; ACOPF)을 통해 지역별 한계 가격을 계산하고 개별 구성요소를 계산하는 방법, 둘째는 세 가지 구성요소를 개별적으로 결정하여 합을 구하는 방법이다.

ACOPF 문제는 대규모 비선형(nonlinear) 비볼록(nonconvex) 최적화 문제이며 해를 도출하기까지 많은 시간이 필요하다. 하지만 급전 모형은 하루 전 및 실시간 시장에서 빠르게 해를 구할 수 있어야 하기 때문에 오늘날의 미국 ISO 및 RTO에서 선형계획법을 기반으로 한 급전모델인 DC 최적조류계산(DC optimal power flow; DCOPF)을 채택하여 두 번째 방법으로 LMP를 계산한다 (Eldridge, 2016).

1) DC 조류계산법²³⁾

전력계통에서 선로를 통해 모선 i 에서 모선 j 로 흐르는 AC 전력 조류방정식은 다음과 같다.

$$P_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad , (i = 1, 2, \dots, N) \quad (\text{A-1})$$

i, j : 모선(bus)

P_{ij} : 모선 i, j 를 잇는 선로의 전력 조류 (Power flow)

V_i : 임의의 모선 i 의 전압 크기(Voltage magnitude)

θ_{ij} : 모선 i 와 모선 j 의 전압위상차(Voltage angle difference)

G_{ij} : 모선 i 와 모선 j 를 연결하는 선로의 서셉턴스(Susceptance)

B_{ij} : 모선 i 와 모선 j 를 연결하는 선로의 컨덕턴스(Conductance)

다음의 가정 하에서 AC 전력조류방정식은 DC 전력조류방정식으로 단순화할 수 있다. 주요 가정은 첫째, 고압 선로에서 저항(r_{ij})은 리액턴스(x_{ij})에 비해 매우 작기 때문에 ($r_{ij} \ll x_{ij}$, 따라서 $G_{ij} \ll B_{ij}$) 무시할 수 있다. 둘째, 고압 선로에서 전압의 위상각 ($\sin \theta_{ij} \approx 0$, $\cos \theta_{ij} \approx \theta_{ij}$) 차이는 매우 작다. 셋째, 각 모선에서 전압의 기준 값은 모두 1.0이다($V_i = 1.0$). 이러한 가정은 고압 계통의 특성으로 유효전력조류 계산에 큰 오차를 발생시키지 않는다.

23) AC 조류계산법에서 DC 조류계산법으로 간략화하는 자세한 과정은 Eldridge, 2016을 참고할 것

따라서 다음의 선형화된 전력조류식이 성립한다.

$$P_{ij} = -\frac{1}{x_{ij}}(\theta_i - \theta_j) \quad (\text{A-2})$$

θ_i : 모선 i 의 전압위상각 (Voltage angle)

이를 행렬식으로 표현하면 $\mathbf{P} = \mathbf{B}'\Theta$ 이 되는데 이에 따라 이러한 DC 조류계산 모델을 $\mathbf{B}\Theta$ 모델로 분류한다. 송전손실을 무시할 경우, 각 모선에 주입되거나 유출되는 전력은 균형을 이루어야 하므로 계통 내 모든 모선에서 수급 균형 방정식을 따라야 한다.

$$P_i^g - D_i = \sum_{j=1}^N P_{ij} \quad (\text{A-3})$$

P_i^g : 모선 i 의 발전기 g 로부터 유입된 발전량

한편 미국 독립계통운영자들은 하루 전 시장과 실시간 시장 청산 시 $\mathbf{B}\Theta$ 모델이 아닌 유효전력의 선로분배 계수인 Power transfer distribution factor(PTDF) 또는 Generation sensitivity factor(GSF)를 이용한 모델을 사용한다. PTDF 모델은 모든 모선에서의 단위 전력 주입 또는 인출이 각 선로에 어떻게 분배되는지 미리 계산해 놓고 최적화 문제를 수행하기 때문에 $\mathbf{B}\Theta$ 모델보다 계산시간이 빠르다. 또한 청산 시장에서는 제한된 시간 내에 최적화 문제의 해를

찾아야하기 때문에 PTDF 모델은 계산 시간을 고려하였을 때 시장 청산에 이용하기 적합하다.

2) PTDF를 이용한 DCOPF 문제²⁴⁾

PTDF를 이용한 DCOPF 모형의 목적함수와 주요 제약식을 행렬 식으로 나타내면 다음과 같다.

$$\min. \quad c^T P \quad (A-4)$$

$$\text{subject to} \quad e^T (P-D) = \text{Loss} \quad (A-5)$$

$$\text{Loss} = LF^T (P-D) \quad (A-6)$$

$$SF (P-D) \leq T_{\max} \quad (A-7)$$

$$P_{\min} \leq P \leq P_{\max} \quad (A-8)$$

$c(\cdot)$: 발전비용 벡터

P : 에너지 공급 벡터

D : 수요 벡터

e : 모든 원소가 1인 벡터

Loss : 계통 손실 변수

LF : 손실계수 벡터

P_{\min} : 최소출력 벡터

P_{\max} : 최대출력 벡터

24) DCOPF의 정식화에 대한 자세한 설명은 Eugene et al. Marginal Loss Modeling in LMP Calculation, IEEE(2004)를 참조할 것.

Tmax: 선로 용량 벡터

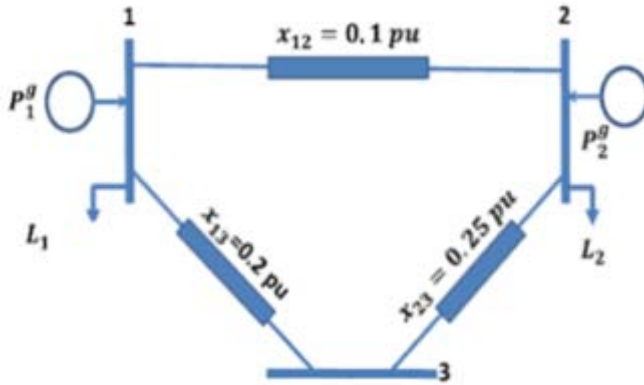
여기서 목적함수 (A-4)는 발전비용을 최소화하는 선형 목적함수를 의미한다. 첫 번째 제약식 (A-5)는 계통 전체의 수급조건을 나타낸다. 이는 ACOPF나 B θ 조류방정식을 이용한 DCOPF의 모선별 수급제약조건과는 구분된다. 모선별 수급 제약조건이 없으므로 LMP 계산 시 LMP의 각 구성요소를 계산한 후, 각 모선의 전체 LMP를 따로 계산한다. 두 번째 제약식 (A-6)은 계통 전체의 송전손실과 송전손실계수(LF)의 관계를 나타내는 식이다. 세 번째 제약식 (A-7)은 각 선로에 흐르는 조류량과 선로용량의 제약을 나타내며 SF는 GSF(generation shift factor) 또는 PTDF(power transfer distribution factor)를 의미하며 임의의 모선의 전력유입량 변화에 대해 모든 선로의 조류량 변화를 뜻한다. 마지막 (A-8)식은 각 발전기의 출력 범위를 나타내는 제약식이다.

3) GSF 계산²⁵⁾

간단한 예제를 통해 SF를 구해보자. [그림 A-1]과 같은 3모선 시스템이 주어졌을 때, B θ 모델을 적용한 전력조류방정식과 모선별 수급제약조건을 다음과 같이 기술할 수 있다.

25) GSF의 상세한 계산 방법은 Soroudi(2017), p.235~246을 참조할 것.

[그림 A-1] 3모선 예제 계통



출처: Soroudi(2017, p239)

$$P_1^g - D_1 = \frac{1}{x_{12}}(\theta_1 - \theta_2) + \frac{1}{x_{13}}(\theta_1 - \theta_3)$$

$$P_2^g - D_2 = \frac{1}{x_{21}}(\theta_2 - \theta_1) + \frac{1}{x_{23}}(\theta_2 - \theta_3)$$

$$P_3^g - D_3 = \frac{1}{x_{32}}(\theta_3 - \theta_2) + \frac{1}{x_{31}}(\theta_3 - \theta_1)$$

위 식의 리액턴스 성분(x_{ij})에 수치를 대입하면 다음을 얻는다.

$$P_1^g - D_1 = \frac{1}{0.1}(\theta_1 - \theta_2) + \frac{1}{0.2}(\theta_1 - \theta_3)$$

$$P_2^g - D_2 = \frac{1}{0.1}(\theta_2 - \theta_1) + \frac{1}{0.25}(\theta_2 - \theta_3)$$

$$P_3^g - D_3 = \frac{1}{0.25}(\theta_3 - \theta_2) + \frac{1}{0.2}(\theta_3 - \theta_1)$$

이를 행렬식으로 나타내면 다음과 같다.

$$\begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 15 & -10 & -5 \\ -10 & 14 & -4 \\ -5 & -4 & 9 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \end{pmatrix} \quad (P_i = P_i^g - D_i)$$

이때, 우변의 계수행렬(3×3)을 행렬 **B**로 가정하면 모션전력의 순유입(유출)과 모션전압위상각 사이의 선형적인 관계식을 얻을 수 있다.

$$\mathbf{P} = \mathbf{B}\Theta \quad (\text{A-9})$$

일반적인 DC 조류계산에서 순유입 벡터 **P**는 주어지고 의사결정자(Decision maker)의 목적은 모션전압위상각 벡터 Θ 를 찾는 것이다. 문제는 계수행렬 **B**는 특이행렬이며 역행렬이 존재하지 않는다는 것인데 이는 기준모선의 정의에 따라 기준모선에서의 전압위상각은 0으로 지정함으로써 해결할 수 있다. 만약 위 예제에서 기준모선이 1번이라면 아래의 행렬식을 얻는다.

$$\begin{pmatrix} P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 14 & -4 \\ -4 & 9 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \end{pmatrix}$$

상기 계수행렬 B 의 역행렬이 구해지므로 위상각 벡터는 다음과 같이 나타낸다.

$$\begin{pmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 14 & -4 \\ -4 & 9 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} P_2 \\ P_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.0818 & 0.0364 \\ 0.0364 & 0.1273 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_2 \\ P_3 \end{pmatrix}$$

이를 일반적인 형태로 다시 쓰면 다음과 같다.

$$\theta_{\text{red}} = X_{\text{red}} P_{\text{red}} \quad (\text{A-10})$$

$$X_{\text{red}} = B_{\text{red}}^{-1} \quad (\text{A-11})$$

행렬 B_{red} 는 B 행렬의 기준모선에 해당하는 열과 행을 제거한 행렬이다. 만약 계통이 n 개의 모선을 갖는다면 B_{red} 는 $(n-1) \times (n-1)$ 정사각행렬이다. 이 이후부터 사용되는 X 는 X_{red} 를 나타내기로 한다.

이제 모선 n 의 전력 유입의 변화가 모선 i 와 모선 j 를 잇는 선로의 조류량에 어떤 영향을 끼치는지 알아보자. 모선 i 와 모선 j 를 잇는 선로의 조류량은 아래와 같이 계산된다.

$$f_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \quad (\text{A-12})$$

다음 가정은 임의의 모선 m 의 순유입 변화는 기준모선에서 모두 보상된다는 것이다. 즉, m 모선에 1MW의 전력 주입(injection)이 있다면 이는 기준모선으로 모두 인출(withdrawal)된다. 반대로 m 모선

으로부터 1MW의 전력 인출이 있다면 기준모선에서 1MW의 전력이 주입된다. $i-j$ 선로의 조류량 변화를 계산하기 위해 아래의 수식을 이용한다.

$$\Delta f_{ij} = \frac{\Delta\theta_i - \Delta\theta_j}{x_{ij}} \quad (\text{A-13})$$

송전선로의 리액턴스성분(x_{ij})은 상수이지만 모선 전압위상각은 모선 m 의 순유입 변화(ΔP)가 발생함에 따라 함께 변한다. 이때 기준모선에서 같은 크기지만 반대방향의 순유입 변화($-\Delta P$) 또한 함께 발생한다. 따라서 모선전압 위상각을 나타내는 식은 다음과 같다.

$$\Delta\theta = X \Delta P \quad (\text{A-14})$$

$$\begin{pmatrix} \Delta\theta_2 \\ \Delta\theta_3 \\ \vdots \\ \Delta\theta_m \\ \vdots \\ \Delta\theta_i \\ \vdots \\ \Delta\theta_j \\ \vdots \\ \Delta\theta_{n-1} \\ \Delta\theta_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} X_{22} & \cdots & X_{2,n-1} & X_{2n} \\ X_{32} & \cdots & X_{3,n-1} & X_{3n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ X_{m2} & \cdots & X_{m,n-1} & X_{mn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ X_{i2} & \cdots & X_{i,n-1} & X_{in} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ X_{j2} & \cdots & X_{j,n-1} & X_{jn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ X_{n-1,2} & \cdots & X_{n-1,n-1} & X_{n-1,n} \\ X_{n,2} & \cdots & X_{n,n-1} & X_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ \Delta P_m \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (\text{A-15})$$

m 모선과 n 모선의 전압위상각 변화는 다음과 같이 계산된다.

$$\Delta\theta_i = X_{im} \Delta P_m \quad (\text{A-16})$$

$$\Delta\theta_j = X_{jm} \Delta P_m \quad (\text{A-17})$$

$$\Delta f_{ij} = \frac{X_{im} \Delta P_m - X_{jm} \Delta P_m}{x_{ij}} \quad (\text{A-18})$$

따라서 상기 식은 m 모선의 전력 순유입 변화에 대한 선로 ij 의 조류량 민감도를 다음과 같이 얻을 수 있다는 것을 나타낸다.

$$a_m^{ij} = \frac{\Delta f_{ij}}{\Delta P_m} = \frac{X_{im} - X_{jm}}{x_{ij}} \quad (\text{A-19})$$

<표 A-1>은 위의 3모선 예제에서 상기 식 (A-19)에 의해 계산되는 GSF를 나타낸다.

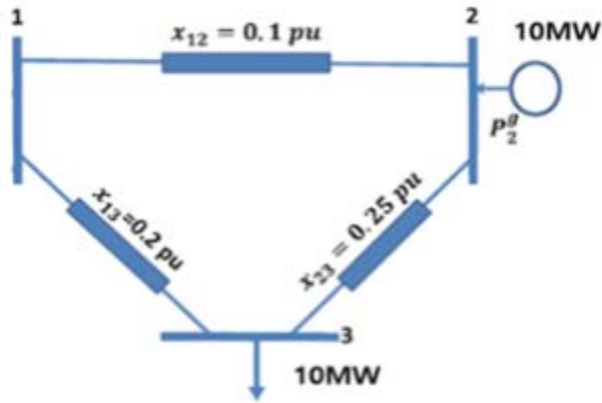
〈표 A-1〉 3모선 예제 Shift factor 계산 결과

선로	모선 (m)		
	1 (기준)	2	3
1-2	0	-0.818	-0.364
1-3	0	-0.182	-0.636
A-1	0	0.818	0.364
A-3	0	0.182	-0.364
3-1	0	0.182	0.636
3-2	0	-0.182	0.364

출처: Soroudi(2017, p244)

1번 모선이 기준모선이므로 1번 모선에 주입되는 전력은 다시 그대로 인출되므로 계통 내 어느 선로의 조류량에도 영향을 주지 않는다. 2번 모선에 주입되는 단위 전력은 1번 모선에서 모두 인출되는데 A-1선로와 A-3선로의 값을 보면 2번 모선에서 1, 3번 모선으로 1MW가 흘러가는 상황을 보여준다. 즉, 2번 모선으로 1MW의 전력이 주입된다. 그리고 1-2선로와 1-3선로의 값을 보면 1MW의 전력이 1번 모선으로 들어온 것을 확인할 수 있는데 이는 곧 1MW의 전력이 1번 모선에서 모두 인출된다는 것을 의미한다. 그리고 각 선로의 조류량은 각 모선의 전력 순유입에 의한 선로 조류 변화량의 선형 결합으로 나타낼 수 있다. 예를 들어, [그림 A-2]와 같이 2번과 3번 모선에 각각 10MW와 -10MW의 순유입이 발생한다면 1-2선로의 조류량은 $-0.818 \times (10\text{MW}) + -0.364 \times (-10\text{MW}) = -4.54 \text{ MW}$ 가 된다.

[그림 A-2] 3모선 계통 내 2,3번 모선 유입 예



출처: Soroudi(2017, p239)

이와 같이 GSF 계산은 세 가지 특징이 있다. 첫째는 GSF를 계산하기 위한 과정은 최적화 과정이 아니라는 것이다. 위의 과정들은 모두 선로의 특성에 기인하는 것으로 최적화 문제가 아닌 단순 계산에 불과하다. 따라서 사전에 계산해두고 실시간 문제 등의 시간 제약이 있는 문제에 용이하다. 둘째는 GSF가 부하상황에 무관하다는 것이다. 계산된 값들은 오직 계통의 토폴로지에만 의존적인 값이다. 만약 선로고장이나 스위칭 등의 계통 토폴로지 변화가 발생한다면 GSF의 재계산이 필요하다. 셋째, 위의 계산과정들은 임의의 모선의 전력 순유입 변화가 기준모선에서 빠르게 보상된다는 점을 가정하였으나 기준 모선이 아닌 발전기들이 보상한다면 이 계산 과정은 약간 달라진다(Soroudi, 2017).

4) LMP 계산²⁶⁾

앞선 최적화 문제에서 목적함수와 제약식의 라그랑지 함수는 다음과 같다.

$$\begin{aligned}
 \psi = & \mathbf{c}^T \mathbf{P} - \lambda(\mathbf{e}^T(\mathbf{P} - \mathbf{D}) - \text{Loss}) \\
 & - \tau(\text{Loss} - \mathbf{L}\mathbf{F}^T(\mathbf{P} - \mathbf{D})) \\
 & - \boldsymbol{\mu}^T(\mathbf{S}\mathbf{F}(\mathbf{P} - \mathbf{D}) - \mathbf{T}_{\max}) + \boldsymbol{\gamma}_{\max}^T(\mathbf{P} - \mathbf{P}_{\max}) \\
 & + \boldsymbol{\gamma}^T(-\mathbf{P} + \mathbf{P}_{\min})
 \end{aligned} \tag{A-20}$$

상기 라그랑지 함수의 손실변수(Loss)에 대한 쿤-터커(Kuhn-Tucker) 최적조건과 LMP 계산식은 다음과 같이 계산된다.

$$\frac{\partial \psi}{\partial \text{Loss}} = \lambda - \tau \tag{A-21}$$

$$\begin{aligned}
 \text{LMP} &= \frac{\partial \psi}{\partial \mathbf{D}} = \lambda \mathbf{e} - \tau \mathbf{L}\mathbf{F} + \mathbf{S}\mathbf{F}^T \boldsymbol{\mu} \\
 &= \lambda \mathbf{e} - \lambda \mathbf{L}\mathbf{F} + \mathbf{S}\mathbf{F}^T \boldsymbol{\mu} \\
 &= \text{LMP}^{\text{energy}} + \text{LMP}^{\text{Loss}} + \text{LMP}^{\text{congestion}}
 \end{aligned} \tag{A-22}$$

이에 따라 LMP는 다음과 같은 세 가지 구성요소로 분리된다.

26) LMP의 분해 과정에 대한 자세한 설명은 Eugene et al. Marginal Loss Modeling in LMP Calculation, IEEE(2004)를 참조할 것

$$1) \text{ 한계 에너지가격: } LMP^{\text{energy}} = \lambda e \quad (\text{A-23})$$

$$2) \text{ 한계 손실비용: } LMP^{\text{Loss}} = -\lambda LF \quad (\text{A-24})$$

$$3) \text{ 혼잡 비용: } LMP^{\text{Congestion}} = SF^T \mu \quad (\text{A-25})$$

한계 에너지 가격은 기준 모선에서의 에너지 가격이 된다. 한계 손실계수(LF)는 각 모선의 한 단위 에너지 주입과 기준 모선에서의 한 단위 에너지 인출을 가정했을 때 발생하게 되는 계통의 전체 손실이므로 한계 손실비용은 모선별 한 단위 에너지 주입으로 인한 총 손실 비용의 증가분을 의미한다. 마지막으로 혼잡비용은 송전용량 제약의 잠재가격 μ 와 GSF의 곱으로 도출되며 각 모선에 추가적으로 소요되는 에너지에 대한 비용을 나타낸다.

참고 문헌

<국내 자료>

- 산업통상자원부. 제8차 전력수급기본계획(2017~2031).
- 이성인. (2014). 에너지저장시스템(ESS) 수요 관리 효과분석 및 시장조성 방안 연구. 에너지경제연구원 기본 연구 보고서.
- 한국전력거래소. (2010). CBP 전력시장 경쟁강화를 위한 시장제도 선진화. _____ . (2014). CBP 전력시장에서 수요자원 반영 방안에 관한 연구. _____ . (2014b). 정산규칙해설서. _____ . (2016). 전력시장에서의 시장가격 결정방법에 관한 연구. _____ . (2017). 2017년 해외 전력산업 동향, 미국 MISO. _____ . (2017b). 2017 전력산업입문반. _____ . (2017c). 에너지전환 시대의 전력시장 변화. 세미나 발표 자료. _____ . (2018). 전력시장운영규칙.

<해외 자료>

- Ela, E., Milligan, M., Kirby, B. (2011), Operating Reserves and Variable Generation. National Renewable Energy Laboratory technical report.
- Eldridge. (2016), Marginal Loss Calculations for the DCOFP. SAND2017-0563R. Sandia National Lab.(SNL-NM); FERC.
- Eto, J.H., Undrill, J., Roberts, C., Mackin, P., and Ellis, J. (2018), Frequency Control Requirements for Reliable Interconnection Frequency

- Response. Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Eugene. (2004), Marginal Loss Modeling in LMP Calculation, IEEE.
- FERC. (2016). Demand Response Wins: U.S. Supreme Court Upholds, FERC Order 745.
- F.C.Scheweppe. (1988). M.C. Caramanis, R.D Tabors, and R.E. Bohn, Spot Pricing of Electricity.
- FERC. (2014). Price Formulation in Energy and Ancillary Services Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators. Docket No. AD14-14-000.
- Gribik, P., Hogan, W., and Pope, S. (2007). Market-Clearing Electricity Prices and Energy Uplift. Cambridge, MA.
- Hirth, L. Nodal pricing some pros and cons.
- IEA. (2016). Re-powering Markets: Market Design and Regulation During the Transition to Low-carbon Power Systems.
- MISO. (2014). MISO ELMP Parallel Operation Analysis..
- _____. (2016), Business practice manual: Energy and Operating Reserve Markets.
- _____. (2016a). MISO Business Practices Manual Energy and Operating Reserve Markets Attachment A Market Optimization Techniques.
- _____. (2016b). MISO Business Practices Manual Energy and Operating Reserve Markets Attachment B Day-Ahead Energy and Operating Reserve Market Software Formulations and Business Logic.
- _____. (2016c). MISO Business Practices Manual Energy and Operating Reserve Markets Attachment D Real-Time Energy and Operating

- Reserve Market Software Formulations and Business Logic.
- _____. (2018a). MISO Corporate Fact Sheet.
- _____. (2018b). Five Minutes Settlements Market Roadmap ID:26.
- _____. (2018c). MISO ELMP Goals & Experience.
- _____. (2018d). MISO Market Settlements 5 Minutes Calculation Guide.
- _____. (2018e). MISO Post Operating Processor 5 Minutes Calculation Guide.
- _____. (2018f). MISO Business Practices Manual Energy and Operating Reserve Markets. BPM-002-r19 (effective date 15-10-2018).
- Morales, J. M., Conejo, A. J., Madsen, H., Pinson, P., Zugno, M.. (2013). Integrating renewables in electricity markets: operational problems . (Vol. 205). Springer Science &Business Media.
- Monitoring Analytics. (2018). 2017 State of the Market Report for PJM.
- Papalexopoulos. (2001), On the various design options for ancillary services markets, IEEE.
- PJM. (2014). Energy and Ancillary Services Uplift in PJM.
- _____. (2017). Market Settlements - Advanced Operating Reserve Module.
- _____. (2018). LMP Calculation and Uplift.
- _____. (2018b). PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting.
- Potomac Economics. (2018). 2017 State of the Market Report for the MISO Electricity Markets.
- Soroudi, A. (2017). Power system optimization modeling in GAMS. Springer.
- Wu, T., Rothleder, M., Alaywan, Z., and Papalexopoulos, A.D. (2004). Pricing

energy and ancillary services in integrated market systems by an optimal power flow. *IEEE Transactions on power systems*, 19(1).

Zhou, Z., Levin, T., and Conzelmann, G. (2016). Survey of U.S. Ancillary Services Markets. Argonne National Laboratory.

<온라인 자료>

Kirby. (2007), Ancillary Services: Technical and Commercial Insight.

http://www.consultkirby.com/files/Ancillary_Services_-_Technical_And_Commerical_Insights_EXT_.pdf. 최종접속일: 2018.10.25.

MISO. (2011). High Level Design Decisions on Extended Locational Marginal Pricing (ELMP). <http://www.misostates.org/images/stories/Filings/MISO/2011/MISO-ELMP-Filed12May11.pdf>. 최종접속일: 2018.10.23.

Pennsylvania State University. (2015). EBF 483 Capacity and Ancillary Services Markets. <https://www.e-education.psu.edu/ebf483/node/696>. 최종접속일: 2018.10.25.

FERC. (2002) FERC NOPR. <https://ferc.gov/legal/staff-reports/2014/AD14-14-operator-actions.pdf>. 최종접속일: 2018.10.25.

안 재 균

現 에너지경제연구원 부연구위원

<주요저서 및 논문>

『Assessment of initial emission allowance allocation methods in the Korean electricity market』, *Energy Economics*, 2014

『신재생에너지 보급 확산을 대비한 전력계통 유연성 강화방안 연구』, 에너지경제연구원 수시연구, 2017

기본연구보고서 18-23

저탄소 전력시스템으로의 전환을 위한 전력시장제도 개선 방안 연구

2018년 12월 31일 인쇄

2018년 12월 31일 발행

저 자 안 재 균

발행인 조 용 성

발행처 **에너지경제연구원**

44543, 울산광역시 중구 종가로 405-11

전화: (052)714-2114(代) 팩시밀리: (052)714-2028

등 록 1992년 12월 7일 제7호

인 쇄 (사)한국척수장애인협회 인쇄사업소 (031)424-9347

©에너지경제연구원 2018 ISBN 978-89-5504-706-6 93320

* 파본은 교환해 드립니다.

값 7,000원

본 연구에 포함된 정책 대안 등 주요 내용은 에너지경제연구원의 공식적인 의견이 아닌 연구진의 개인 견해를 밝히 둡니다.

