자원 · 환경경제연구 제 30 권 제 1 호
Environmental and Resource Economics Review
Volume 30, Number 1, March 2021 : pp. 107~128
DOI: https://doi.org/10.15266/KEREA.2021.30.1.107

한국전력시장에서 복합발전기의 운전조합별 비용함수의 계통한계가격(SMP) 결정메커니즘 영향에 관한 연구†

윤혁준*

요 약 : 우리나라 전력시장에서 한계비용 기반의 가격결정메커니즘에 관한 논의가 이루어질 때마다 한계발전기의 수익 감소는 가장 큰 장애물로 인식되었다. 하지만 수익감소는 한계비용 기반의 가격결정메커니즘의 한계점이 아니라 시장개설 초기 CBP체제의 단기 운영 계획, 발전계획프로그램의 기능 부재, 성능시험의 구조적 결함이 결합된 문제이다. 다조합 복합발전기에 운전조합별 비용함수를 적용할 경우 고출력구간에서 한계비용이 평균비용을 초과할 수 있으며, 이것은 비용함수를 산정하는 방식에 따라 가격결정메커니즘 제도개선을 가로막았던 구조적인 장애물을 극복할 수 있는 기회를 제공할 수 있다. 실시간 시장, 계통운영보조서비스 시장 등 재생에너지 확대를 수용하기 위한 전력시장 개선 및 DR, ESS 등 새로운 자원들의 시장참여 확대 등 향후 전력시장의 복잡성은 더욱 증가할 것으로 전망된다. 전력시장이 복잡해질수록 합리적인 가격신호를 제공하는 것이 바로 전력시장의 가장 중요한 역할이며 한계비용 기반의 가격결정메커니즘이 바로 전력시장 선진화의 출발점이 될 것이다.

주제어 : 운전조합별 비용함수, 한계비용, 가격결정메커니즘, 계통한계가격, 복합발전기

JEL 분류 : Q41, Q48

접수일(2021년 3월 4일), 수정일(2021년 3월 15일), 게재확정일(2021년 3월 17일)

† 본 논문은 전력거래소 2020년 「복합발전기의 조합별 특성을 전력시장에 적용하는 방안 및 영향 분석에 관한 연구」를 참고하였음을 밝힘. 논문 작성에 도움을 주신 정해성 박사님과 전력거래소 담당자분들께 감사드립니다.

* 고려대학교 에너지환경대학원 박사과정, 교신저자(e-mail: junism7980@gmail.com)

A Study on the Effects of the System Marginal Price Setting Mechanism of the Cost Function in Operating Modes of the Combined Cycle Power Plants in Korea Electricity Market

Hyeok Jun Yoon*

ABSTRACT : It has been recognized that implementing the marginal price mechanism to CBP is not acceptable due to the lack of revenue of the marginal generators. This study shows that it is not the problem of marginal price mechanism but the structural problems originated by the suspension of restructuring, the technical limits of RSC program and inaccuracy of the generation cost estimation method. This study explains the method to calculate the cost function in operating modes of the CC generators and proposes the modeling for the CC generators in RSC program. To implementing the cost function in operating modes could give an opportunity to change the price setting mechanism from average to marginal cost. The price setting mechanism based on the marginal cost will be one of the main points to provide the right price signals and to introduce a real-time and A/S markets to prepare the energy transition era.

Keywords : Cost function in operating modes, Marginal cost, Price setting mechanism, System marginal price, Combined cycle power plants

Received: March 4, 2021. Revised: March 15, 2021. Accepted: March 17, 2021.

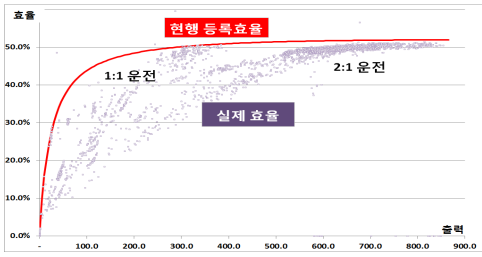
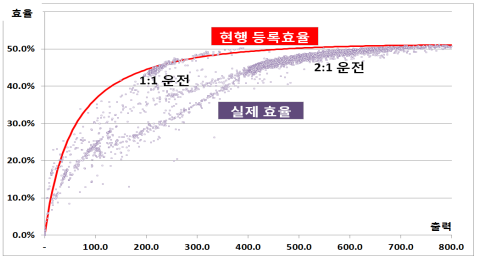
* PhD Student, Energy and Environmental Policy, KU-KIST Graduate School of Energy and Environmental, Korea University, Corresponding author(e-mail: junism7980@gmail.com)

I. 서 론

국내 전력시장은 발전기의 변동비를 기반으로 하는 CBP(Cost Based Pool)전력시장이다. 즉, 전력거래는 발전기의 변동비를 기반으로 발전계획을 수립하고, 계통한계가격(System Marginal Price, 이하 SMP)을 결정하며, 실시간 급전운영을 하고 정산을 하는 행위이다. 따라서 발전기의 변동비는 전력거래에서 가장 중요한 요소라고 할 수 있다. 최근 환경개선비용 등 발전기 운전과 관련된 변동비성 요소들이 발전비용평가 요소로 조금씩 반영되고 있지만, 발전기의 변동비는 연료비가 대부분을 차지하고 있다. 발전기의 연료비는 전력시장운영규칙에 따라 발전비용평가 성능시험을 수행하고 시험결과를 활용하여 도출한 2차식의 비용함수를 산정하고 있다. 발전비용평가 성능시험 관련 규정은 전력시장 개설 초기부터 지금까지 동일한 방식으로 적용되고 있다. 정확한 연료비 평가의 중요성에도 불구하고 최근까지도 비용함수 산정에 대한 문제점은 거의 부각되지 못하였다.

2017년 다조합 복합발전기가 저출력구간(80%이하)에서 운전될 때 시장정산금으로 연료비를 100% 보상받지 못하는 연료비 저보상 문제가 주요 이슈로 대두되었다. <표 1>은 2:1조합 복합발전기의 실제 효율과 전력시장에 등록된 해당 발전기의 비용함수를 통해 산출한 효율과의 차이를 보여주고 있다. 다조합 복합발전기의 비용함수 효율(빨간색선)과 실제 측정한 효율(보라색점)과의 차이가 확연히 나타나는 출력구간이 바로 연료비를 보상받지 못하는 운전구간이 된다. 다조합 복합발전기의 경우 저보상 운전구간에서 운전시간이 증가할수록 연료비 손실은 증가하게 된다.

〈표 1〉 2:1조합 복합발전기의 출력구간별 실제 효율과 비용함수 상 효율 차이

포천복합1CC(2:1 조합발전기)	군산복합(2:1 조합발전기)
	

전력거래소는 첨두발전기의 연료비 보상 현실화를 위하여 운전조합별 비용함수 도입 계획을 제안하였다. 운전조합별 비용함수를 산정하는 방법은 김성수(2010)가 기존 성능시험 결과로부터 개별 가스터빈발전기(Gas-Turbine Generator, 이하 GT)의 비용함수와 GT와 스팀터빈발전기(Steam-Turbine Generator, 이하 ST)의 비례함수를 활용하여 운전조합별 비용함수를 산정하는 방법을 제안하였고, 위영민(2018)은 운전조합별 비용함수 산정 시 최적의 GT-ST의 비례계수를 적용하는 방안을 제안하였다. 정해성(2020)은 운전조합별 비용함수를 산정하는 여러 가지 방법 및 복합발전기의 조합별 특성을 전력거래시스템에 적용하는 방안에 대한 연구를 수행하였다.

다조합 복합발전기의 운전조합별 비용함수를 전력시장에 도입하는 것은 단순히 비용함수만을 변경하는 것이 아니라, 입찰에서 정산까지 전력거래시스템 전반에 걸쳐 복합발전기에 대한 모델링을 변경하고 최적화를 위한 다양한 기술적 특성들에 대해 별도의 기준을 마련해야 하는 매우 복잡한 과정을 필요로 한다. 하지만 전력시장에 운전조합별 비용함수를 도입할 경우 다조합 복합발전기에 대해 연료비 손실을 최소화하고, 운영발전계획 수립 시 운영예비력을 정확하게 산정할 수 있으며, 계통운영시스템(EMS, Energy Management System)과의 정합성이 확보되는 효과를 기대할 수 있다.

본 논문은 위에서 언급한 3가지 기대효과 이외에도 운전조합별 비용함수 도입이 전력시장 선진화에 기여할 수 있는 가능성에 대해 논의하고자 한다. 운전조합별 비용함수 도입은 현행 평균비용 기반의 가격결정메커니즘을 한계비용 기반으로 개선할 수 있는 기회를 전력시장에 제공할 수 있다는 점이다. 기후변화 대응, 에너지전환 정책 등에 따라 전력시장의 불확실성은 과거와 비교할 수 없을 정도로 매우 증가하고 있으며 특히 재생에너지설비 확대에 따라 실시간 급전운영의 어려움이 갈수록 심화되고 있다. 또한 소규모 중개시장, 수요자원시장, 배출권시장 등 다양한 자원들이 전력시장과 연계됨에 따라 전력시장은 더욱 복잡해지고 있는 실정이다. 향후 더욱 복잡해지고, 더욱 불확실해져만 가는 외부환경 속에서 전력시장의 역할은 바로 모든 시장참여자들이 합리적인 선택을 할 수 있도록 명확한 시장가격 신호를 제공하는 것이다. 게다가 전력시장 선진화를 위한 다양한 제도개선은 시장참여자 모두가 인정할 수 있는 전력시장가격을 기반으로 검토되어야 한다. 하지만 CBP전력시장의 현행 평균비용 기반의 가격결정방식은 실시간시장, 계통운영보조서비스 시장 등 전력시장 개선에도 수요자원, ESS 등 다양한 새로운 자

원들과의 연계에도 정확한 시장가격 신호를 제공하는 데 한계를 가지고 있다.

본 논문의 구성은 다음과 같다. 2장에서는 CBP전력시장의 복합발전기 모델링, 복합발전기 비용함수 산정 방식, 가격결정메커니즘의 현황 및 한계점을 설명한다. 제3장에서는 다조합 복합발전기의 운전조합별 비용함수 추정 방법 및 모델링 방안을 소개한다. 제4장에서는 운전조합별 비용함수의 한계비용 기반 가격결정메커니즘에 대한 영향을 소개한다. 제5장에서는 결론 및 시사점을 제시한다.

II. CBP전력시장의 복합발전기 모델링, 비용함수 및 가격결정 메커니즘

CBP전력시장은 규제시장으로서 경제학 이론에 따라 설계되었다. 하지만 CBP전력시장의 가격결정메커니즘은 경제학 이론에 부합하지 않는 평균비용 기반의 가격결정메커니즘이 채택되었다. 당시 가격결정메커니즘 결정에 대해 서술한 문헌을 확보할 수 없었으나, CBP전력시장을 설계했던 시점에 이미 양방향 전력시장 도입(2003년) 추진 일정에 따라 양방향 전력시장에 대한 기본 설계가 진행되고 있었기 때문에 대부분 사람들은 CBP전력시장이 한시적으로만 운영될 것으로 예상하고 있었고, 2001년 기준 운전 중인 다조합 복합발전기는 10여 대[1]밖에 없었고, 운전경험도 짧았기 때문에 다조합 복합발전기가 일반 기력발전기와 다른 독특한 특성을 정확하게 이해하지 못한 상황 등이 평균비용 기반의 가격결정방식을 선택한 정황상 이유라고 추측된다. 하지만 당시 평균비용 기반의 가격결정방식을 선택할 수밖에 없는 기술적인 한계는 명확했다. 첫째는 1999년에 Alstom-ESCA(당시 회사명)사로부터 RSC(Resource Scheduling and Commitment) 프로그램을 단기간 발전경쟁시장 체제에서 사용할 목적으로 도입하였는데, RSC프로그램은 복합모델링 기능이 없었다. 둘째는 현행 비용함수를 적용할 경우 한계비용 기반의 시장가격으로는 한계발전기의 연료비를 회수할 수 없는 문제가 있었기 때문이다.

2장에서는 현행 전력시장의 발전계획 프로그램에 적용되어 있는 복합발전기 모델링 방식, 복합발전기 비용함수 산정하는 방법, 평균비용 기반의 가격결정메커니즘에 대해 소개하고 각 요소별 한계점을 설명하고자 한다.

1) 신인천복합 1~4호기(‘96~’97), 보령복합 1~3호기(‘97~’02), 울산복합1~3호기(‘95~‘97), PPA(포스코복합1호기) 및 열공급 복합발전기(분당복합, 일산복합)는 제외, 2019년도 발전설비현황

1. 복합발전기 모델링

복합발전기는 GT에서 우선 전력을 생산하며 GT에서 배출되는 고압·고온의 가스를 이용하여 ST를 운전함으로써 전력을 추가적으로 생산한다. 다조합 복합발전기는 2대 이상의 GT와 ST로 구성되어 있는 발전기를 의미한다. 일반적으로 ST의 출력은 각 GT 출력에 약 50% 수준의 전력을 생산할 수 있다. 1대의 ST로 전력을 생산하는 기력발전기에 비해 다수의 발전기가 서로 연결되어 1대의 발전기처럼 전력을 생산하는 다조합 복합발전기는 모델링과 기술적 특성은 매우 복잡할 수밖에 없다.

현재 전력시장에서 사용하고 있는 발전계획프로그램(E-Terracommit)은 다조합 복합발전기를 구성하는 다수의 GT와 ST를 하나의 발전기로 통합하여 일반 기력발전기와 동일한 특성을 가지는 하나의 자원으로 모델링하는 집단모델(Aggregate Model) 을 적용하고 있다. 집단모델의 장점은 다수의 발전기를 하나의 발전기로 단순화하기 때문에 데이터 관리가 용이하며 최적화 연산속도에 매우 유리한 장점을 가지고 있다. 김성수(1998)는 일간 발전계획 프로그램을 개발할 때 복합발전기를 ST를 중심으로 하나의 자원으로 처리하는 방식을 소개하였고, 미국 PJM 전력시장에서 2005년부터 발전계획 프로그램에 적용할 개별기기모델을 개발했다는 점을 고려할 때, 2001년 시장개설 당시 다조합 복합발전기의 운전특성을 반영할 수 있는 모델링을 적용하기는 현실적으로 어려웠을 것으로 판단된다.

집단모델은 3가지 측면에서 한계를 가지고 있다. 첫째는 운영예비력 산정 시 복합발전기의 예비력을 정확하게 반영할 수 없다는 점이다. 집단모델은 복합발전기를 하나의 발전기로 취급하기 때문에 개별 GT의 기동·정지여부를 판별할 수 없는 한계를 가지고 있다. 이런 이유로 전력거래소에서 운영발전계획을 수립할 때도 별도의 방식을 통해 운영예비력을 산정하고 있다. 둘째는 다조합 복합발전기의 비용함수를 산정하는 현행 방법을 유지하는 데 기술적 한계를 제공하고 있다는 점이다. 발전계획프로그램의 모델링을 수정하지 않는 한 현행 방법을 유지할 수밖에 없기 때문이다. 셋째는 발전계획 프로그램과 달리 전력계통운영시스템(EMS, Energy Management System, 이하 EMS)은 개별기기모델(Individual Component Model)을 적용하고 있어 발전계획과 실시간 급전운전의 정합성이 떨어진다는 점이다. 위에서 언급한 3가지 한계점을 해소하기 위해서는 발

전계획 프로그램에서 복합발전기에 대한 모델링 방식을 변경하는 것이 필요하다.

2. 복합발전기 비용함수

복합발전기는 성능시험을 통해 4개 부하구간[2]에 대해 발전기출력(MW)과 열입력량(Gcal)을 계측하고, 계측된 데이터에 최소자승법[3]을 적용하여 2차식의 비용함수를 산정하고 있다. 최적화 연산에 적합한 2차함수를 산출하기 위하여 계수에 대해 제약조건[4]을 적용하여 아래의 입출력특성곡선식을 도출한다.

$$H_i = QHC_iP_i^2 + LHC_iP_i + NLHC_i \tag{1}$$

여기서 H_i는 발전기 i의 사용열량(Gcal/hr), P_i는 발전기 i의 출력(MW), QHC_i는 발전기 i의 2차열소비계수, LHC_i는 발전기 i의 1차열소비계수, $NLHC_i$는 발전기 i의 열소비상수를 의미한다. 입출력특성곡선식 양변에 발전기 i의 열량단가(FC_i, 원/Gcal)를 곱해준 값이 출력 P_i에서의 발전비용이 된다.

$$\begin{aligned} \text{발전비용}(GC_i) &= FC_i \times H_i \\ &= FC_i \times (QHC_iP_i^2 + LHC_iP_i + NLHC_i) \\ &= QPC_iP_i^2 + LPC_iP_i + NLPC_i \end{aligned} \tag{2}$$

여기서 QPC_i는 발전기 i의 2차증분가격계수(이하 A로 표시), LPC_i는 발전기 i의 1차증분가격계수(이하 B로 표시), $NLPC_i$는 발전기 i의 가격상수(이하 C로 표시)를 의미한다.

---

2) 성능시험을 위한 발전기의 부하 유지는 100%, 80%, 60%, 안정운전 최저부하의 4개 부하를 기준으로 한다[비용평가세부운영규정 4.2.5.1조]

3) 오차의 제곱을 최소로 하는 계수를 산정하는 방법으로 계산식은 아래와 같다.

$$\min_{A,B,C}[(Ax_1^2 + Bx_1 + C - y_1)^2 + (Ax_2^2 + Bx_2 + C - y_2)^2 + (Ax_3^2 + Bx_3 + C - y_3)^2 + (Ax_4^2 + Bx_4 + C - y_4)^2]$$

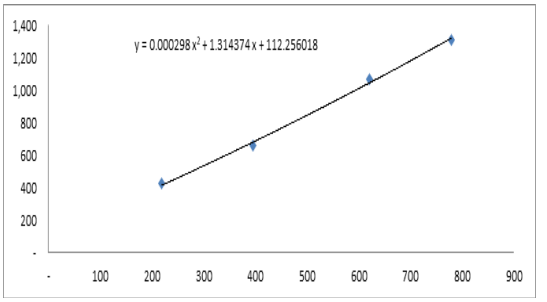
4) $A \geq 0.000001$, $B \geq 0$, $C \geq 0$

〈표 2〉 2:1조합 복합발전기의 성능시험 예시

부하구간 [%]	GT 운전대수	출력(MW)			열입력량 [Gcal]	열효율 [%]
		CC	GT	ST		
28%	1	219	138	82	424	44.48
51%	1	396	254	122	656	51.96
80%	2	621	403	218	1068	49.96
100%	2	779	516	263	1307	51.29

〈표 3〉 2:1조합 복합발전기의 비용함수계수 및 그래프

구분	현행방식
2차증분가격계수 (A)	0.000298
1차증분가격계수 (B)	1.314374
가격상수 (C)	112.256018



<표 2>는 현행 다조합 복합발전기의 성능시험 결과를 나타내고 <표 3>은 <표 2>의 성능시험 결과를 활용하여 최소자승법으로 산정한 비용함수 및 비용함수곡선을 보여주고 있다. <표 2>에서 다수의 발전기를 하나의 발전기처럼 모델링하는 집단모델방식이 성능시험에 미치는 기술적 한계를 확인할 수 있다. <표 2>의 저출력구간(28%, 51%)은 1:1 운전조합에서 약 55%, 100% 출력구간이다. 기력발전기는 출력이 증가할수록 열효율이 증가하는 선형적인 열효율 특성을 보이지만 다조합 복합발전기는 출력 51%의 열효율(51.96)이 출력 80%(49.96), 심지어 출력 100%(51.29)에서의 열효율보다 더 높다는 것을 알 수 있다. 이는 1:1조합과 2:1조합을 구분할 경우 운전조합에 따른 효율차이라고 판단할 수 있지만, 하나의 발전기로 통합할 경우 최소자승법에 따라 4개 구간의 오차를 최소화하는 비용함수가 산정된다. 이것이 바로 복합발전기가 저출력구간에서 연료비손실이 발생하고, 2차함수의 형태이지만 2차 계수(A)가 매우 작아 직선에 가까운 비용함수가 산정되는 원인이라고 할 수 있다. 비록 현행 비용함수에 구조적인 문제가 있다고 하더

라도 출력 80% 이상 구간에서는 연료비를 어느 정도 정확하게 산출하고 있으므로 발전기 출력이 80%이상에서만 운전된다면 연료비 저보상 문제는 발전사업자에게 큰 문제가 아닐 수도 있으며, 이런 이유로 현행 비용함수 산정 방식이 시장개설 이후 지금까지 유지될 수 있었다고 생각된다.

현행 비용함수 산정 방식은 다조합 복합발전기만의 문제는 아니다. 다조합 복합발전기는 운전조합에 따라 차별적인 비용특성을 단일의 비용함수로 산정하면서 구조적인 문제가 발생한 것이라면, 단일조합(1:1) 복합발전기의 문제점은 성능시험 4개구간 중 최저부하를 어떻게 설정하는지에 따라 발생한다. 비용평가세부운영규정(제4.2.5.1조)은 최저부하를 설비의 안정운전이 가능한 최저부하로 규정하고 있기 때문에 발전사업자는 최대한 최소출력을 상향 조정(60%이상)하여 안정적인 상태에서 성능시험을 받고 있다. 발전기를 안정적으로 운영하는 관점에서는 바람직할 수 있으나, 연료비용을 명확하게 산정하는 관점에서는 최저부하가 중간부하와 중첩되거나 제외되기 때문에 전 구간에 걸친 연료비용을 정확하게 계측할 수 없는 단점이 발생한다. 이런 이유로 단일조합 복합발전기의 비용함수도 다조합 복합발전기와 유사하게 A값이 매우 작게 도출되는 동일한 문제점이 발생하게 된다.

현행 비용함수의 특징은 연료비를 정확하게 산출하지 못하는 문제뿐만 아니라 가격결정메커니즘에 대한 제도개선 논의 과정에서 시장참여자들에게 치명적인 오류를 제공하는 이유가 된다. 왜냐하면 현행 비용함수 산정 방식은 2차증분가격계수(A)를 0에 가까운 매우 작은 값으로 결정되기 때문에 비용함수를 미분한 한계비용함수(2AP+B)가 상수(B)에 가까운 곡선이 되어 모든 출력구간에서 한계비용이 평균비용을 초과할 수 없는 결과가 도출되는 원인으로 작용하기 때문이다. KDI에서 수행한 전력거래소 외부용역보고서(2005)는 무부하비, 기동비를 준고정비 성격으로 규정하고 경제학 이론에 따라 무부하비용과 기동비용을 제외한 한계비용으로만 시장가격을 결정하는 방식을 제안하였으나 모의결과에서 SMP가 약 10% 감소함에 따라 이해당사자들의 반대에 직면할 수밖에 없었다. 또한 김명윤(2014)은 평균비용 가격결정방식이 적용된 이유가 발전기의 비용구조의 특징에 따라 한계비용으로는 한계발전기의 발전비용을 회수하지 못하기 때문이라고 언급하고 있다.

현행 비용함수의 특징은 실시간 급전운영에서도 비효율을 초래할 수 있다. 실시간 급

전운영 시스템인 EMS는 개별기기 모델링을 적용하고 있으며 기존 성능시험 결과에서 ST 출력을 제외하여 산출한 GT의 비용함수를 미분한 한계비용함수를 적용하고 있다. 기존의 성능시험 결과를 활용함에 따라 개별 GT의 한계비용함수 또한 거의 상수에 가까운 값으로 산정된다. 실시간 발전하고 있는 발전기들의 한계비용함수가 적정 수준의 기울기를 가질 경우 한계비용이 유사한 다수의 발전기들의 출력을 골고루 할당받아 수요변동에도 개별 발전기들의 출력은 미세조정만으로도 안정적인 계통운영이 가능하나, 거의 상수에 가까운 한계비용함수를 가지는 발전기들이 가동하고 있을 경우 어느 한 발전기에게만 출력조정 부담이 할당되어 해당 발전기가 트립(Trip)될 경우 계통의 안정성이 감소할 수 도 있고, 해당 발전기의 수선유지비도 증가할 수 있다.

현행 비용함수 산정방법은 다조합 복합발전기의 운전조합별 연료비용을 정확하게 반영하지 못하여 "돌릴수록 손실"이 발생하는 원인으로 지목받고 있다. 하지만 더욱 큰 문제점은 지금까지 한계비용 기반 가격결정방식에 대한 논의 과정에서 시장참여자들에게 잘못된 정보를 제공했다는 점이다.

3. 시장가격 결정 메커니즘

1) SMP 결정 절차

일반적으로 어느 재화의 시장가격은 수요와 공급에 따라 결정되는 것으로 인식하고 있다. 하지만 CBP전력시장의 SMP는 일반적인 재화의 가격과는 다른 독특한 방식으로 결정하고 있다. 우선 가격결정발전계획 프로그램에 발전사업자가 입찰한 발전기의 시간대별 공급용량, 즉 시간대별 최대로 발전할 수 있는 발전량과 수요예측프로그램에서 산출한 시간대별 전력수요를 입력하여 해당 거래일의 전력공급비용 최소화를 목적으로 최적화를 수행하여 가격결정발전계획을 수립한다(①). 가격결정발전계획에서 발전계획량을 할당받은 발전기들을 대상으로 개별 발전기의 한계비용에 무부하비용 및 기동비용을 반영하여 임시발전가격을 산출한다(②). 1시간 발전 발전기, 최소 발전용량 할당 발전기, 최대 증·감발하는 발전기 등 예외사항에 대한 조치 후 유효발전가격을 산출하고(③) 유효발전가격 중 가장 높은 값을 SMP로 결정한다(④). 여기서 중요한 점은 가격결정발전계획의 전산모형은 발전기의 한계비용함수를 출력구간별로 입력하여 최적

화를 수행한다는 것이다. 즉, SMP 산정의 기준이 되는 발전계획량은 한계비용을 기반으로 결정된다는 것이다.

2) SMP 산정식

임시발전가격(IGP)은 가격결정발전계획에서 발전계획량을 할당받은 발전기를 대상으로 연속으로 발전계획량을 할당받은 거래시간에 대해서 거래시간별로 산출한다. 발전기의 임시발전가격 중 해당 거래시간대에 가장 높은 값을 계통한계가격으로 결정하고 있다. 임시발전가격은 해당 거래시간의 발전계획량의 한계비용에 무부하비용과 기동비용을 합쳐서 산출한다. 무부하비용은 발전기가 기동하여 계통에 접속하였으나, 외부로 전력을 공급하지 않고 소내전력만을 공급하는 상태로, 외부출력이 “0”인 상태에서 시간당 소요되는 비용을 의미하는 데 실제 비용을 측정하기가 쉽지 않으므로 개념적으로 한계비용곡선이 비용축(Y축)과 만나는 절편의 크기로 결정하고 있다. 이와 같이 준고정비 성격의 무부하비용와 기동비용을 포함하는 평균비용 가격결정방식은 가격역진성이라는 한계를 가지게 된다. 발전계획프로그램은 등증분비법을 통해 1MW의 단위 전력수요 증가분을 한계발전기에게 할당함으로써 총 공급비용 최소화를 달성하지만, 가격역진성은 한계발전기의 발전량이 증가할수록 시장가격이 오히려 낮아지는 문제를 말한다. 또한 수요자원이 시장에 참여하여 수요를 감축했을 때 오히려 SMP이 상승하여 시장정산금이 증가할 수 있는 현상이 나타날 수 도 있다. 하지만 가격역진성에서 유념해야 할 사항은 가격결정발전계획의 최적화 결과가 시장가격으로 명확하게 표현되지 못한다면, 오차가 발생하는 만큼 시장참여자들에게 정확한 가격신호가 제공될 수 없다는 점이다.

III. 복합발전기 운전조합별 비용함수 추정 및 복합발전기 모델링

1. 복합발전기 운전조합별 비용함수 추정

3장에서는 기존 성능시험 결과를 활용한 운전조합별 비용함수 산정 방법 및 복합발전기 모델링 방안에 대해서 소개하고자 한다. 김성수(2010)는 복합발전기의 운전조합별 비용함수를 추정하는 방법을 처음으로 소개하였다. 하지만 당시 연구과제는 비용함수

가 시장가격보다는 계통운영에 미치는 영향에 대해 집중적으로 다루는 것을 목표로 하였기 때문에 복합발전기를 EMS의 개별기기모델에 적용할 수 있도록 기존 성능시험 결과에서 GT의 비용함수를 추출하는 방법을 제시하였다. 하지만 GT의 운전대수에 따라 비용함수가 불연속적이고, 실제 발전비용을 제대로 반영하지 못하는 문제점을 지적하면서 시장가격에 GT 비용함수를 적용하는 것에 대해서는 신중한 접근을 제안하였다. 본 논문에서는 이전 연구에서 지적한 GT 비용함수 추출에 따른 문제점을 고려하여 기존 성능시험 결과에서 1:1조합의 비용함수를 도출하고 이를 바탕으로 N:1조합의 비용함수를 추정하는 방법을 제시하고자 한다.

현행 성능시험은 다조합 복합발전기를 1개의 발전기로 취급하여 4개의 입·출력 데이터만을 취득한다. 예를들어 2:1조합 복합발전기의 경우 1:1조합에서 2개 포인트(GT최소, GT최대), 2:1조합에서 2개 포인트(2기 GT중간부하, 2기 GT최대부하)를 측정한다. 운전조합별 2차함수를 산출하기 위해서는 운전조합별 최소 3개 이상의 출력별 계측데이터가 있어야 하므로 기존 성능시험 결과만으로는 운전조합별 비용함수를 산출할 수 없다. 하지만 복합발전기를 구성하는 개별 GT의 비용함수는 동일하며, 1:1조합의 비용과 N:1 조합의 비용은 출력에 비례한다는 2가지 전제를 적용할 경우 기존 성능시험 결과를 활용하여 운전조합별 비용함수를 산출할 수 있다.

1:1조합의 비용함수($F_{1CC}(P)$)가 AP^2+BP+C일 때 N:1조합에서 출력 Y는 1:1조합에서 출력 P의 N배가 될 때 비용도 N배가 되므로 다음의 식이 성립한다.

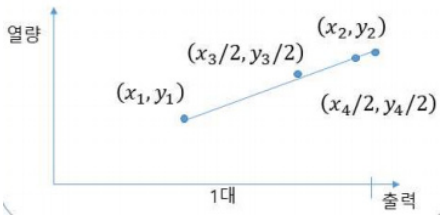
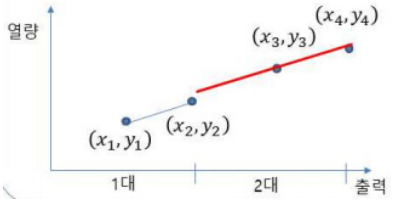
$$
\begin{aligned}
F_{NCC}(Y) &= A'Y^2 + B'Y + C' = A'(NP)^2 + B'(NP) + C' \qquad (3)\\
&= N \times (F_{1CC}(P))\\
&= N(AP^2 + BP + C)\\
\therefore\ & A' = A/N,\ B' = B,\ C' = NC
\end{aligned}
$$

식 (3)을 활용하여 비용함수를 산출하는 방법은 2가지가 있다. 첫 번째 방법은 기존 성능시험 결과에서 N:1구간의 포인트를 1:1구간의 포인트로 비례식을 이용하여 환원하여 1:1구간에서 4개의 포인트를 가지고 1:1비용함수를 구하는 방법이다. 두 번째 방법은 성능시험의 측정 구간별로 운전조합에 따른 비용함수를 식 (3)을 활용하여 사전에 비례식

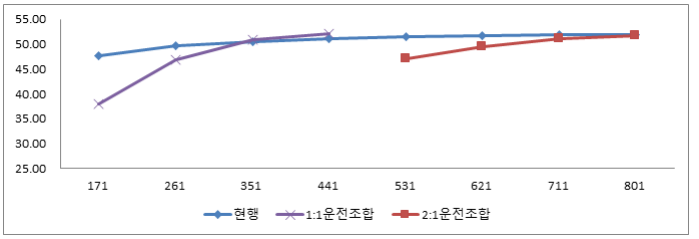
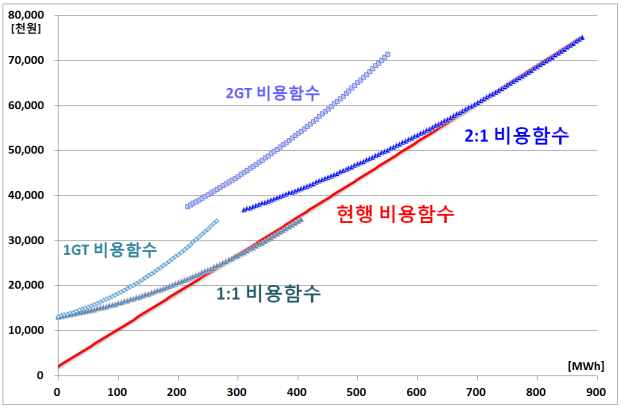
으로 정하고 성능시험 결과 그대로의 4개 포인트를 이용해 계수를 산정하는 방법이다. <표 4>는 비용함수를 산출하는 2가지 방법을 설명하고 있다. <표 5>는 2:1조합 복합발전기의 현행 비용함수와 운전조합별 비용함수를 비교한 자료이다. 운전조합별 비용함수 산정 방식은 운전조합에 따라 별도의 비용함수가 도출되며, 저출력구간에서는 기존 비용함수에 비해 연료비를 더욱 정확하게 산출할 수 있으며, 고출력구간에서는 기존 비용함수와 거의 수렴하는 특징을 확인할 수 있다.

운전조합별 비용함수 산정 방법이 복합발전기의 발전비용을 가장 정확하게 표현하는 방법이라고 단정할 수는 없다. 현행 비용함수에 비해 다조합 복합발전기의 중간출력 구간의 연료비용을 보다 정확하게 표현할 수 있는 방법 중에 하나라고 이해하는 것이 바람직하다. 운전조합별 비용함수 도입을 통해 복합발전기의 발전비용을 더욱 정확하게 산정할 수 있는 다양한 연구가 진행되기를 기대한다.

〈표 4〉 운전조합별 비용함수 산정 방법론 비교

구분		내용
방법1	개념	
	산출식	$\min_{A,B,C}[(Ax_1^2+Bx_1+C-y_1)^2+(Ax_2^2+Bx_2+C-y_2)^2$ $+((A(x_3/2)^2+B(x_3/2)+C-(y_3/2))^2+$ $+((A(x_4/2)^2+B(x_4/2)+C-(y_4/2))^2]$
방법2	개념	
	산출식	$\min_{A,B,C}[(Ax_1^2+Bx_1+C-y_1)^2+(Ax_2^2+Bx_2+C-y_2)^2$ $+(\frac{1}{2}Ax_3^2+Bx_3+2C-y_3)^2+(\frac{1}{2}Ax_4^2+Bx_4+2C-y_4)^2]$

〈표 5〉 현행 비용함수와 운전조합별 비용함수 비교

열효율 비교	
비용함수 비교	

2. 복합발전기 모델링

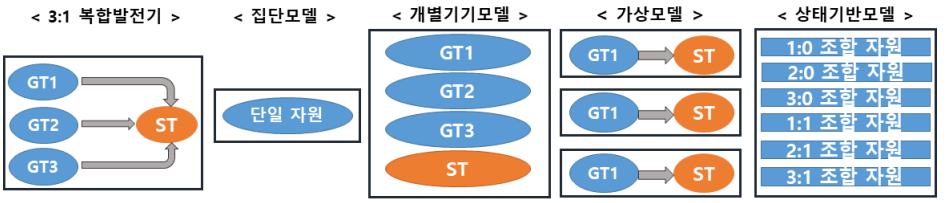
현행 전력거래시스템을 고려할 때, 다조합 복합발전기를 구성하는 모든 발전기들을 개별 자원으로 적용하는 개별기기 모델이 가장 적합할 것으로 판단된다. <그림 1>은 집단모델과 개별기기모델의 차이점을 표현한 것이다. 가상기기 모델(Pseudo Units Model)은 복합발전기에 포함된 GT 개수만큼 개별 자원으로 분리하고 ST는 균등 분할하여 각 GT에 포함시키는 방법이다. 이때 ST는 다조합 복합발전기가 GT 1기는 가동하면서 다른 GT들을 기동·정지하여 출력을 조정하는 상태를 나타낼 수 없는 단점이 있고, 상태기반 모델(Configuration Based Model)은 GT, ST의 운전여부에 따른 조합을 바탕으로 구성하여 각 조합마다 개별적 특성정보를 지니는 자원으로 처리한다. 상태기반 모델은 미국 전력시장에서 가장 많이 사용하는 방법이며 조합상태에 따른 특성과 비용을 가장 정확하게 반영할 수 있는 방법이다. 하지만 전력거래시스템이 과도하게 복잡해지고, 송전조류계산 방식 및 우리나라 EMS와의 정합성이 감소하는 단점이 있다. 개별기

기 모델의 경우 열병합발전기의 모드 변경을 반영하기 어렵고, 운전조합별 비용함수를 적용할 경우 무부하비용 증가에 따라 현행 정산체제에서 열병합발전기의 수익이 감소하는 단점이 있으나 이는 안정적인 열공급이 최우선 목적인 열병합발전기에 대해서는 현행 비용함수와 집단모델방식을 예외적으로 적용할 경우 제도개선에 따른 영향을 완화할 수 있을 것으로 판단된다. PJM, SPP 등 해외 전력시장에서도 복합발전기 모델링에 대해 오랜 시간 동안 논의가 진행되고 있다. PJM은 2005년 개별기기 방식의 복합발전기 모델링 방식을 개발하였으나, 발전사업자들은 가격입찰제로 연료비 손실이 발생하지 않는 상황에서 거래방식이 복잡해지는 것을 원치 않아 새로운 방식을 외면하였다. 하지만 2011년 PJM 시장감시기구의 지적에 따라 다시 복합발전기 모델링 개선에 착수하였고 2013년 Alstom 상태기반 모델 방식을 채택하였으나 현재 비용효과에 대한 불확실성으로 모델 도입을 유예한 상황이다. PJM 사례를 고려했을 때 우리나라 전력시장 환경에서 완벽하지는 않더라도 전력거래시스템에 대한 부담을 줄이면서 장점을 확보할 수 있는 모델을 수용하는 것이 바람직하다고 판단된다.

발전계획프로그램에 복합발전기를 개별기기 모델로 적용하기 위해서는 GT와 ST의 출력에 대한 비례계수를 적용해야 한다. 개별기기 모델에서는 GT와 ST가 개별 자원으로 모델링 되지만, ST의 출력은 GT의 출력에 비례하여 산출해야 되기 때문이다. 위영민(2018)은 ST와 GT의 비례계수를 성능시험 결과에서 복수구간 방식을 적용하는 방안을 제시하였으나, 복수구간 방식은 발전계획프로그램에서 최적화를 수행할 때 효율성이 감소하는 단점이 있으므로 가격결정발전계획 수립 시에는 최대출력에서의 GT-ST 비례계수를 전 구간에 동일하게 적용하는 것이 효율적이라고 판단된다.

개별기기모델은 개별 GT와 ST를 각각 자원으로 등록해야 한다. 따라서 개별GT와 ST는 하나의 발전기로서 최적화 전산모형에서 필요한 기술적 특성들을 입력해야 한다. 개

〈그림 1〉 복합발전기 모델링 방법 비교



〈표 6〉 복합발전기 개별기기 모델링 방안

항목		내용	비고 (현행)
자원등록		• (원칙) 개별발전기를 하나의 자원으로 등록 • (예외) 현행 CC의 최소발전용량이 GT 2대로 설정되어 있는 경우 2대의 GT를 1대의 대표GT로 등록	CC 1대 등록
비례계수		• 성능시험 4구간의 비례계수 적용	신설
개별GT 최대용량		• CC입찰용량 × 1/(1+비례계수) / 입찰 시 GT대수	신설
개별GT 최소용량		• CC최소용량 × 1/(1+비례계수) / 최소출력시 GT대수	신설
ST최대용량		• CC입찰용량 × 1/(1+비례계수)	신설
ST최소용량		• CC최소용량 × 1/(1+비례계수)	신설
비용함수		• 운전조합별 비용함수 도출 • GT 1대의 비용함수는 1:1조합 비용함수에서 비례계수를 통해 도출	단일 비용함수
기동비용		• 현행 기동비용을 활용하여 GT와 ST 기동비용을 개별 도출	CC 기준
최소운전시간 /정지시간		• 개별 GT는 현행 대표GT 데이터 적용, ST는 현행 CC 데이터 적용	CC 기준
Ramp-Rate	정상 구간	• 현행 구간별 데이터를 활용하여 개별 GT의 ramp-rate 도출	CC 기준
	기동 구간	• 개별 GT는 현행 대표GT 데이터 활용, ST는 현행 CC 데이터 활용	신설

별 GT와 ST의 기술적 특성들은 기존 복합발전기의 데이터에 비례계수를 적용하여 산출할 수 있다. <표 6>은 복합발전기의 개별기기모델링 방안을 설명한 자료이다.

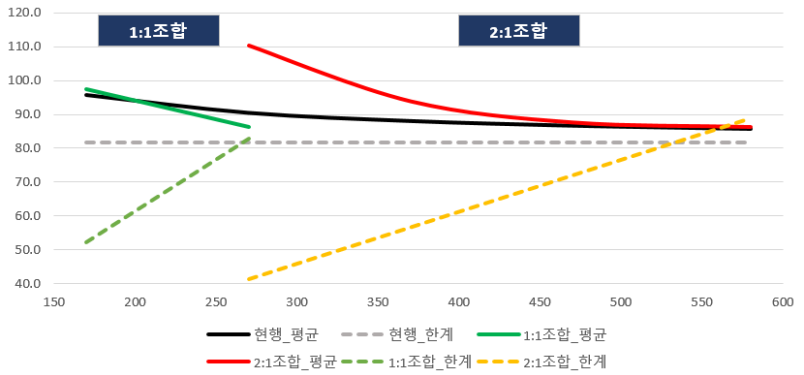
IV. 운전조합별 비용함수의 한계비용 기반 가격결정메커니즘 영향

<그림 2>은 다조합 복합발전기를 대상으로 현행 비용함수의 평균비용 및 한계비용과 방법2로 산정한 운전조합별 비용함수의 평균비용 및 한계비용을 보여준다. 2장에서 언급한 것과 같이 현행 비용함수는 모든 출력구간에서 평균비용이 한계비용보다 높고, 한계비용곡선은 출력 수준에 상관없이 상수와 유사한 형태를 보이고 있다. 이와 같은 현행 비용곡선의 특성이 지금까지 한계비용 기반의 가격결정메커니즘에 대한 논의과정에서

가장 큰 장애물로 작용하였다. 또한 김상훈(2009)이 복합발전기의 운전모드 선택에 따른 내쉬균형 결과와 실제 전력시장에서의 결과가 다르게 도출된 원인으로 현행 비용함수의 특성을 지적한 점 등을 고려할 때, 시장개설 이후 지금까지 현행 비용함수 특성에 기인하여 평균비용 기반의 가격결정방식을 유지한 것이 CBP전력시장의 비효율성에 대한 원인 중 하나로 작용했을 가능성이 높다. 하지만 운전조합별 비용함수를 적용할 경우 한계비용곡선은 적정 수준의 기울기를 가지며 특히, 한계비용곡선과 평균비용곡선이 교차하는 고출력구간에서는 한계비용이 평균비용보다 높아지게 된다. 이것은 교차출력 이상에서 한계비용으로 평균비용을 회수할 수 있다는 점을 의미한다.

전력시장의 가격은 식 (4)에서 표현한 것처럼 수요의 변화에 따른 총 발전비용의 변화로 정의된다. 따라서 전력시장의 가격은 개별 발전기들의 한계비용 중에서 가장 높은 값으로 산출하는 것이 전력시장가격의 정의에 부합된다고 할 수 있다. 물론 PJM 등 해외전력시장에서 적용하고 있는 모선별한계가격(LMP, Locational Marginal Price)처럼 다양한 제약조건들을 반영하여 전력시장가격을 결정하는 것이 전력의 실제 가치와 하루전시장의 가격과의 편차를 줄일 수 있는 효과적인 방법으로 알려져 있으나, 모선별한계가격도 한계비용 기반의 가격결정체제만 적용가능하다는 점을 이해할 필요가 있다. 물론 국내 전력시장에 모선별한계가격체제를 도입하는 것은 한계비용 기반의 가격결정메커니즘만으로 가능한 것은 아니다. 왜냐하면 모선별한계가격체제는 송배전시장개방으로 지역마다의 송전권을 거래할 수 있고, 지역의 전력설비 구성에 따라 판매가격을 별도로

〈그림 2〉 2:1조합 복합발전기의 평균비용과 한계비용 비교[단위 : 원/kWh, MW]



책정할 수 있는 환경에서 모선별한계가격 체제의 효과를 획득할 수 있기 때문이다. 이런 관점에서 운전조합별 비용함수의 한계비용곡선이 전력시장 이론의 핵심 요소인 SRMC (Short-Run Marginal Price)와 “System Lambda”에 적합한 이론적 형태를 보이고 있다는 점은 매우 고무적이며. 또한 Nigel et al(1995)에서 제시하는 발전기의 입찰전략곡선과 유사한 형태를 보인다는 점은 CBP전력시장을 가격입찰제로 전환하기 위한 기술적 기반을 조성할 수 있다는 가능성을 보여준다. 또한 CBP전력시장과 유사하게 시장가격과 용량정산금 구조를 가지는 Irish 전력시장(Single Electricity Market, SEM)의 SMP(System Marginal Price)도 한계비용을 기반으로 시장가격을 결정하고 있는 점도 가격결정메커니즘 개선에 도움을 줄 수 있다고 판단된다.

정부는 제9차 전력수급기본계획을 통해 석탄·LNG·유류 등에 우선 온실가스 배출권 비용을 반영하고, 석탄발전기를 대상으로 하는 선도시장에서부터 가격입찰제를 단계적으로 도입하려는 계획을 발표하였다. 현행 평균비용 방식에서는 배출권비용(원/kWh)을 열량단가(원/Gcal)로 환산하여 연료의 열량단가에 추가하는 방법만 가능하나, 열량단가 전환 방식은 발전기의 출력별 효율 차이에 따라 배출권비용이 다르게 반영될 수 있고, 출력이 없는 무부하비용에도 영향을 미치는 한계를 가지고 있다. 하지만 한계비용 방식에서는 순수 연료비 기반의 한계비용(원/kWh)에 배출권비용(원/kWh)를 단순히 추가하여 모든 출력구간에 배출권비용이 동일하게 반영되고 무부하비용과의 영향도 해소할 수 있다. 또한 한계비용 기반의 가격결정메커니즘은 향후 배출권 거래비용 뿐만 아니라 변동비성 운전유지비, 열화에 따른 효율저하 등 현행 평균비용 방식에서 반영하기 어려운 다양한 변동비 요소들을 전력시장 가격에 반영할 수 있으며, 가격입찰제로 전환하기까지 발전설비의 한계비용에 대한 이해를 넓힐 수 있는 방법이 될 수 있다.

$$\text{Marginal Price} = \frac{\triangle Cost}{\triangle Load} = \frac{\triangle(Ap^2 + Bp + C + \text{기동비용})}{\triangle P} = 2\text{Ap+B} \tag{4}$$

<표 7>은 2019년 기준 전력시장에 참여하고 있는 33대의 다조합 복합발전기를 대상으로 동일한 열량단가 50,000(천원/Gcal)를 적용하여 비용함수의 형태와 가격결정방식에 따라 최대출력에서의 발전기별 가격을 산출하고 산출평균한 자료이다. (1)번 항목(현

행 비용함수+평균비용)은 현행 단일 비용함수에 무부하비용이 반영된 현행 SMP 산정 방식($\frac{AP^2+BP+C}{P}$)을 적용하여 산출하고, (2번) 항목(현행 비용함수+한계비용)은 현행 단일 비용함수에 한계비용(2AP+B)을 적용하여 산출하고, (3)번 항목(조합별 비용함수+한계비용)은 조합별 비용함수에 한계비용(2AP+B)을 적용하여 산출하였다. 복합발전기의 경우 외부온도에 따라 최대출력 수준이 차이가 나는 점을 고려하여 여름과 겨울을 구분하여 계절에 따른 시장가격 영향을 예상할 수 있도록 하였다.

현행 비용함수 체제에서는 한계비용 방식이 평균비용 방식보다 여름에는 2.7원/kWh, 겨울에는 2.1원/kWh 감소한다. 현행 비용함수 체제에서는 최대출력의 변화가 시장가격에 미치는 영향이 크지 않다는 점을 알 수 있다. 하지만 운전조합별 비용함수 체제에서는 한계비용 방식이 평균비용 방식보다 여름에는 0.4원/kWh 감소하지만 겨울에는 5.5원/kWh 증가하는 결과를 보여준다. 이는 한계비용 방식을 적용하더라도 최대출력이 낮은 여름에도 충분히 연료비 회수가 가능하며, 한계비용 방식을 적용할 경우 최대출력 변화가 시장가격에 미치는 영향이 증가하는 결과를 보여준다. 이는 가격입찰제에서 최대출력에서 입찰가격이 올라가는 형태와 유사한 공급곡선의 가격탄력성 향상을 보여준다. 결론적으로 운전조합별 비용함수를 도입할 경우 한계비용 기반으로 시장가격을 결정하더라도 한계발전기의 연료비를 회수할 수 있는 가능성이 높아지며, PJM이 적용하고 있는 “Make-whole Payments” 제도를 도입할 경우 한계발전기의 연료비 회수 문제를 해결할 수 있다. 또한 기동비용을 시장가격에서 제외하더라도 거래일에 실제 기동된 GT 대수에 따라 별도 정산한다면 한계발전기는 기동비용을 모두 회수할 수 있다.

하지만, 이번 논문에서 분석한 33대의 다조합 복합발전기 중에서 19대가 여름철 최대

〈표 7〉 다조합 복합발전기 현행 비용함수와 운전조합별 비용함수의 발전단가 비교

(단위: 원/kWh)

구분	현행 비용함수+평균비용(1)	현행 비용함수+한계비용(2)	조합 비용함수+한계비용(3)	차이	
				(2)-(1)	(3)-(1)
여름 (667MW)	87.9	85.2	87.5	-2.7	-0.4
겨울 (716MW)	87.7	85.6	93.2	-2.1	5.5

출력에서 한계비용이 평균비용보다 낮게 산출된다는 점과 저출력구간에서 한계비용이 매우 낮게 산출된다는 점은 전력수요가 감소하거나 증가하지 않는 거래시간에서 다수의 복합발전기가 가동되고 있을 경우 시장가격이 현행보다 낮게 결정될 수 있는 가능성도 존재한다. 왜냐하면 한계비용이 비슷한 다수의 발전기가 중간출력구간에서 발전계획량이 할당될 수 있기 때문이다. 이런 문제는 이전 연구에서 제시한 것처럼 한계비용이 중간출력구간에서 평균비용을 초과하는 형태로 비용함수가 산출되거나, 가격입찰제가 도입될 경우 해소될 수 도 있지만, 복합발전기의 비용특성을 보다 정확하게 파악할 수 있도록 성능시험 방식을 개선하는 것이 가장 시급한 과제라고 판단된다.

V. 결 론

CBP전력시장의 평균비용 기반 가격결정방식은 시장개설 당시의 정책적 상황, 발전계획프로그램의 기술적 제약 및 성능시험의 구조적 결함이 상호 유기적으로 작용한 결과물이다. 발전계획프로그램 개발, 전산설비의 성능 향상 등 기술적 제약은 과거에 비해 획기적으로 해소되었지만, 기존 성능시험 방식의 구조적 결함에 기안한 복합발전기 비용함수의 고유한 특성이 지금까지 가격결정메커니즘에 대한 개선 논의가 진행되는 것을 가로막은 중요한 요인으로 작용했다.

운전조합별 비용함수 도입은 전력거래시스템과 계통운영시스템의 정합성 향상, 운영예비력을 제공하는 복합발전기의 연료비에 대한 합당한 보상, 세밀한 운영예비력 산정 등 CBP전력시장을 한 단계 업그레이드할 수 있는 효과적인 수단임에 틀림없다. 하지만 더욱 중요한 것은 복합발전기의 연료비용에 대한 새로운 관점을 제시함으로써 가격결정메커니즘을 평균비용에서 한계비용 기반으로 개선할 수 있는 기회를 제공한다는 점이다.

본 논문에서 산출한 운전조합별 비용함수는 기존 성능시험 결과를 활용하여 이론적으로 산출하였기 때문에, 운전조합별로 3~4개 구간을 계측하여 산출하는 실제 운전조합별 비용함수와 차이가 발생할 수밖에 없다. 하지만 운전조합별 비용함수 산정에 적합한 최적의 성능시험 평가방법론을 개발하고, 모든 발전기에 대한 새로운 비용함수를 산정한 후 제도를 도입하기에는 수년의 시간이 소요될 것이 명백하다. 전력시장의 급격한

환경변화를 고려할 때, 이론과 실제의 오차는 일부 감수하더라도 우선 이론적 방법을 기반으로 운전조합별 비용함수를 도입하고 순차적으로 성능시험 재평가를 통해 실제 운전조합별 비용함수로 전환하는 방법이 현실적인 대안이 될 것으로 판단된다. 왜냐하면 운전조합별 비용함수 도입이 한계비용 기반의 가격결정메커니즘 및 가격입찰제로 발전할 수 있는 디딤돌이 될 수 있기 때문이다.

향후 재생에너지설비 확대에 따라 실시간 급전운영은 더욱 어려워지고 소규모 중개시장, 수요자원시장, 배출권시장 등 새로운 자원들의 전력시장 참여가 확대될 것으로 전망된다. 복잡성과 불확실성이 동시에 증가하는 미래에 전력시장의 역할은 시장참여자들의 합리적인 선택을 유도할 수 있는 정확한 시장가격 신호를 제공하는 것이다. 게다가 전력시장 선진화를 위해 추진되고 있는 다양한 제도개선은 시장참여자 모두 인정할 수 있는 전력시장가격을 기반으로 검토되어야 한다. 따라서 지금부터라도 CBP전력시장의 가격결정메커니즘에 대한 논의를 다시 시작해야 한다.

[References]

김상훈·이광호, “경쟁적 전력시장에서 복합화력발전의 입찰전략에 대한 연구”,「전기학회논문지」, 제58권 4호, 2009, pp. 694~699.

김성수·남영우·김진호·박종근·김성구·이효상, “일간 발전계획 프로그램 개발”,「대한전기학회 학술대회 논문집」, 1998. 07, pp. 858~860.

김영윤·조성봉, “계통한계가격(SMP)에서 무부하비용 제외가 발전사 비용절감 유인에 미치는 영향”,「자원·환경경제연구」, 제23권 제4호, pp. 617~641.

엄영민·전종택·황봉환·조성빈, “한국전력시장에서 MIP기법을 활용한 가격결정발전계획 적용사례 분석”,「대한전기학회 학술대회 논문집」, 2009. 07, pp. 526~527.

에너지경제연구원, “저탄소 전력시스템으로의 전환을 위한 전력시장 제도개선 방안 연구(1/3)”,「기본연구보고서」, pp. 18~23.

이재희·윤혁준·오창진·노유림·주성관·유상민·위영민, “복합화력발전기의 운전조합별 비용함수에 관한 연구”,「전기학회논문지」, 제67권 제3호, 2018, pp. 358~364.

전기신문[웹사이트], Retrieved from http://electimes.com/article.asp?aid=148638940414168002.

한국전력거래소, “변동비반영시장 평가진단 및 개선 연구”,「외부용역 연구보고서」, 2005. 11.

한국전력거래소, “비용함수가 발전계획에 미치는 영향분석과 함수 산정 개선 및 적용방안에 관한 연구”,「외부용역 연구보고서」, 2010. 01.

한국전력거래소, “전력시장에서 연료비 외의 기타 변동비 시장가격 반영을 위한 연구”,「외부용역 연구보고서」, 2019. 02.

한국전력거래소, “복합발전기의 조합별 특성을 전력시장에 적용하는 방안 및 영향 분석에 관한 연구”,「외부용역 연구보고서」, 2020. 05.

한국전력거래소, “전력시장운영규칙”, 2020. 10.

Giacomoni, A., *LMP Calculation and Uplift*, PJM, Training Materials, 2019. 01.

Caramanis, M. C. and R. E. Bohn, F. C. Schweppe, “Optimal Spot Pricing : Practice and Theory,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 9, 1982. 11.

Deane, P., J. FitzGerald, L. M. Valeri, A. Tuohy, and D. Walsh, “Irish and British electricity prices: What recent history implies for future prices,” *Economics of Energy & Environmental Policy*, Vol. 4, No. 1, 2015, pp 97~112.

Lucas, N. and P. Taylor, “The Strategy Curve(A method for representing and interpreting generator bidding strategies,” *Utilities Policy*, Vol. 5, No. 1, 1995, pp. 75~80.

Munasinghe, M., “Principles of Modern Electricity Pricing,” *Proceedings of the IEEE*, Vol. 69, No. 3, 1981. 03.