

고장정지율과 경제적 투입순서를 고려한 민자발전소의 회피발전비용 계산

원종률* · 박종배** · 김진호***

안양대학교 전기전자공학과*, 건국대학교 전기공학과**, 기초전력공학공동연구소***

Avoided Generation Costs of IPPs Considering Forced Outage Rate and Economic Loading Order

Jong-Ryul Won*, Jong-Bae Park** and Jin-Ho Kim***

*Dept. of Electrical and Electronic Eng. Anyang University

Dept. of Electrical Eng. Konkuk University, *EESRI

요 약

본 논문은 민자발전소의 회피 발전비용을 계산하는 새로운 방법을 제안하였다. 제안된 방법은 기존의 부하감소법과 달리 민자발전소의 고장정지율과 경제적 투입순서를 정확히 고려할 수가 있다. 그러므로 더욱 정확한 회피 발전비용을 계산할 수가 있다. 또한 확률적 시뮬레이션을 수행하여 계산하므로 민자발전소의 비용에 대한 영향도 정확히 고려할 수가 있다. 부가적으로 한 개 이상의 민자발전소가 참여하였을 때에 회피 발전비용을 할당하는 방법도 제안하였다. 다양한 사례연구를 통해 제안한 방법의 결과를 분석하였다.

Abstract — This paper presents a new method for the evaluation of avoided generation costs. Unlike conventional load decrement method, it exactly considers forced outage rate and economic loading order of IPPs (Independent Power Producers). Therefore we can provide exact generation avoided costs of IPPs by the developed method. Because probabilistic simulation is conducted in this method, effects on the costs of IPPs are exactly considered. Also we suggest an allocation method of avoided generation costs by participation factor. In the case studies we have shown avoided generation costs considering loading order and forced outage rate by using this method.

1. 서 론

최근 들어 국내의 전력사업의 주변환경은 급변하고 있다. 국내외적으로 전력시장의 구조가 독점체제에서 민영화통한 경쟁시장체제로 돌입하고 있으며, 전력 정책 및 시장에도 많은 변화가 일어나고 있다. 우리나라의 경우에도, 1993년부터는 미래 발전설비 투자분 가운데 일정부분을 민간의 자본으로 건설, 운용하는 민자발전을 도입하여 발전부분에 어느 정도의 경쟁을 도입하였다. 이러한 민자발전의 도입에 따라 전력회사는 민자발전소의 생산전력량을 구입하여야 하는데 이 때의 구입량 및 구입단가의 결정은 매우 어려운 문제이다.

이러한 민자로부터의 전력구입 및 구입전력단가의 결정은 통상 양자간의 계약에 기초하고 있고, 이 때의 단가는 회피비용을 적용하는 것이 타당하다고 알려져 있다. 회

피비용의 개념은 미국의 공익사업규제정책법(PURPA : Public Utilities Regulatory Policies Act)에 기초를 두고 있다. 이는 전력정책 및 전력시장 구조변화에 따라 1978년에 제정된 법안으로서, '회피 비용'이라는 새로운 개념을 처음으로 소개하고 있으며 미국의 연방에너지규제위원회(FERC : Federal Energy Regulatory Commission)에 의해 실시되었다. 이 법안이 제정되던 시기에 재생가능 에너지를 사용하는 소규모 사업자들과 전기와 열을 동시에 생산하는 열병합사업자들이 등장하였는데 공익사업규제정책법에서는 이들 중 특정한 발전설비를 '인준설비'(QF : Qualified Facility)로 지정하였다. 공익사업규제정책법에 의하면 전력회사가 인준설비로부터 의무적으로 전력을 구매하도록 하고 그 가격을 회피 비용으로 결정하도록 하였다. 공익사업규제정책법에서는 '회피 비용'을 대체전력의 증분비용(Incremental Cost of Alternative

Electric Energy)', 즉 '인준설비로부터 전력구입이 없을 경우, 전력회사가 자체로 발전하거나 다른 발전사업자로부터 전력을 구입할 때 소요되는 증분비용'으로 정의하고 있다. 초기의 회피 비용 개념은 이렇게 공익사업규 제정책법에서 시작되었으며 전력 회사가 고려하는 회피 자원은 인준 설비에만 국한되었다. 그러나 이러한 개념은 점차 확대되어 인준설비 외에도 독립 민자 발전소, 전력 회사의 효율 향상 프로그램, 타 전력 회사로부터의 전력 구입 프로그램, 공급측 자원 및 수요측 자원 등의 정책 등으로 확장되었다.

외국의 예를 들면, 영국의 전력사업은 민영화를 통한 경쟁시장체제로 돌입하였고, 미국도 전통적으로 독립전 기사업자(Independent Power Producer, IPP) 시장이 활발하게 확산되어 최종소비자가 생산자를 선택할 수 있는 권리를 인정하는 단계에 이르렀다. 이와 더불어 우리 나라의 경우에도 민간발전사업자들이 발전부분에 참여하여 민자발전소의 상업운전이 시작되었다.

따라서 전력 회사에서는 이러한 시점을 맞이하여 열병합 발전소를 비롯한 분산형 전원의 도입 정책 및 경제성 평가, 그리고 민전, 자가 발전, 타사 전력의 구입 등의 경제성 평가 및 요금 결정, 수요 관리 프로그램(DSM : Demand Side Management)의 경제성 평가, 통합 자원 계획(IRP : Integrated Resources Planning)의 추진에 따른 경제적 의사결정 기준 등으로 회피 비용의 개념을 활용해야 할 필요성이 커지고 있다.

본 논문은 많은 회피 자원 중에서 특히 민자 발전소가 참여했을 때의 회피 비용 개념을 다루기로 한다. 민자 발전소가 전력 시장에 참여하게 되면, 초기 계획 단계에서 전력 회사가 민자 발전소로부터 전력을 구입할 때의 거래 가격을 결정하는 등의 사전 경제성 평가를 통한 경제적 의사결정이 필요하게 되어 회피 비용 개념이 필요하게 된다.

이러한 배경에서 도입된 회피 비용을 계산하는 대표적인 방법으로는 두 가지로서 수요 감소법과 대리 발전 기법이 있다. 이와 같은 방법들은 그 개념상 간단하기 때문에 실제로 많이 사용되고 있다.^{[6][15]} 회피 비용과 관련하여 몇 편의 논문이 발표되었다. 캐나다의 온타리오 수력 발전소에서 회피 비용을 계산한 논문이 발표되었다.^[12] 이 논문에서는 회피 비용의 기본 개념과 몇 가지 계산방법을 간략히 설명하고 기초적인 한계 비용 계산법을 이용하여 회피 비용을 계산해 보았다. 또한 태양광 발전 시스템을 대상으로 이의 회피 비용을 계산한 논문이 발표되었다.^[13] 이는 수요 감소법을 이용하여 평균 회피 비용을 계산하였다. 그러나 이는 정확한 기상상황 및 수요의 예측에 많은 불확실성이 존재한다. 재생가능 에너지원의 하나인 풍력 발전소를 대상으로 회피 비용

을 계산한 논문이 발표되었다.^[14] 이 논문에서는 풍력 발전소와 기존의 전통적인 발전원 사이의 경제성 평가를 실시하기 위한 목적으로 회피 비용을 계산하였다. 이 논문에서도 수요 감소법을 적용하여 회피 비용을 계산하였다. 그러나, 위의 방법들은 민자 발전소의 영향을 고려할 때 확률적 시뮬레이션을 이용하지 않기 때문에 민자 발전소의 고장정지율(Forced Outage Rate)과 같은 확률적인 요소나 투입 순서>Loading Order)들을 고려하지 못하게 되므로 민자 발전소가 전 발전계통에 미치는 영향을 정확히 반영할 수가 없게 되어 정확한 값을 계산할 수 없게 된다. 또한 WASP(Wien Automatic System Planning)를 이용하여 고장정지율을 고려한 확률적 부하 감소법을 제안한 방법이 발표되었다.^[15] 다양한 회피자원에 대한 고려와 함께 부하감소법을 이용한 방법과의 결과도 다양하게 비교되었다.

따라서 본 논문에서는 이와 같은 단점을 보완한 새로운 회피 발전 비용 계산 알고리즘을 제안하고자 한다.^[16] 이를 진화 프로그래밍을 이용한 전원개발계획 최적화 모형^[16]을 이용하여 계산하여 본다. 제안된 회피 발전 비용 계산방법은 기존의 방법과는 달리 민자 발전소의 설비비 단가와 운전비 단가를 0으로 놓은 상태로 민자 발전소를 전 계통의 확률적 시뮬레이션 과정에 포함시켜서 계산한다. 이러한 방법에서는 민자 발전소의 투입순서나 고장정지율을 고려하므로 민자발전소의 영향을 좀 더 정확히 고려한 회피비용을 계산할 수 있다. 또한 민자 발전소가 2개 이상이 참여하게 될 때 총 회피 비용을 할당하는 문제에 대해서도 살펴본다.

본 논문은 다음과 같이 구성되어 있다. 2장은 전원개발계획 및 확률적 시뮬레이션의 기본 개념을 살펴보고, 3장에서는 민자 발전소의 회피발전비용 계산 방법을 소개하며, 기존 방법과 제시된 방법을 나열하였다. 마지막으로 4장에서는 입력자료와 사례연구를 제시하였다.

2. 전원개발계획

2-1. 전원개발계획의 정의

회피비용을 계산하기 위해서는 근본적으로 전원개발 계획 모형이 필요하다. 따라서 본 절에서는 이에 대한 간략한 개념을 정리하였다.

전력회사의 최적 전원개발계획의 목적은 주어진 계획 기간 동안에 정해진 신뢰도 기준 하에서 전력 수요를 일정한 기준으로 만족시키면서, 최소의 비용이 소요되는 연도별 발전설비 형태, 용량, 대수 등을 결정하는 것이다.

전원개발계획 최적화 문제의 목적함수는 기본적으로 발전소 건설에 소요되는 건설비, 발전 설비의 운용에 관련되어 소요되는 운전비 및 계획기간의 유한성(단부효과)

을 고려하기 위한 잔존가치로 구성된다. 그 이외에 몇 가지의 제약조건이 필요하게 된다. 제약조건으로는 우선 등식 제약 조건과 몇 개의 부등식 제약조건이 있다. 목적함수와 제약조건을 자세히 살펴보면 다음과 같다. 즉, 전원개발계획 문제의 목적은 각 제약조건 (2.2)~(2.4)를 만족시키면서 목적함수 (2.1)을 최소화하는 신규 추가발전 설비의 형태와 대수(U_t)를 결정하는 문제로 볼 수 있다.

$$\text{Min.}_{U_0, \dots, U_{T-1}} \sum_{t=0}^{T-1} [C_t(U_t) + O_t(X_t) - S_T(U_t)] + O_T(X_T) \quad (2.1)$$

$$\text{s.t. } X_{t+1} = X_t + U_t \quad (t=0, \dots, T-1) \quad (2.2)$$

$$\text{LOLP}(X_t) < \varepsilon \quad (t=1, \dots, T) \quad (2.3)$$

$$0 \leq U_t \leq U_t^{\max} \quad (t=0, \dots, T-1) \quad (2.4)$$

여기서, T : 계획 기간

X_t : t 년도의 각 발전설비들의 누적설비 용량 벡터 [MW](상태 변수)

U_t : t 년도의 각 발전설비들의 추가설비 용량 벡터 [MW](입력 변수)

U_t^{\max} : t 년도의 각 발전설비들의 최대 건설 가능 용량 [MW]

$\text{LOLP}(X_t)$: t 년도의 공급지장확률

ε : 공급지장확률 신뢰도 기준

$C_t(U_t)$: t 년도의 신규 추가된 발전설비의 할인된 건설비용

$O_t(X_t)$: t 년도의 발전설비의 할인된 운전비용

$S_T(U_t)$: t 년도의 신규 추가된 발전설비의 할인된 잔존가치

운전비용과 공급지장확률값은 확률적 시뮬레이션 과정을 거쳐서 계산된다. 잔존가치는 WASP 모형에서와 마찬가지로 선형 감소법(Linear Depreciation Method)을 채택하여 계산한다. 건설비용은 각 후보 발전설비의 건설비 단가와 설비 용량을 곱한 것을 할인하여 계산한다. 등식 제약조건 (2.2)는 신규 추가설비 용량 벡터와 누적설비 용량 벡터를 연결시켜 주는 일종의 상태 방정식으로 볼 수 있다. 또한 부등식 제약조건 (2.3)은 공급지장확률(LOLP : Loss of Load Probability) 신뢰도 기준을 만족시키기 위한 제약조건으로서 시뮬레이션 과정을 통하여 계산되는 비선형 제약조건이다. 또 하나의 부등식 제약조건 (2.4)는 신규 추가설비 용량 벡터의 연도별 최대 건설 가능 용량을 나타내는 제약조건이다.

2.2. 확률적 시뮬레이션

발전계통의 운전비 계산(Operating Cost) 및 신뢰도 평가(Reliability Evaluation)는 확률적 시뮬레이션(Prob-

abilistic Simulation) 기법에 의하여 행해지는 것이 일반적이다^{[14][15]}. 확률적 시뮬레이션 기법은 1967년에 벨기에의 Baleriaux와 Jamouille에 의하여 처음 소개되었으며^[1], 구미 여러 전력회사로부터 그 타당성을 널리 인정받고 있다. 이 시뮬레이션 기법은 발전기의 확률적 사고를 고려한 발전기별 운전비를 계산하는 방법이다.

확률적 시뮬레이션 계산 방법을 간략히 살펴보면 다음과 같다. 즉, 시간대별 부하곡선을 부하의 크기 순서대로 다시 배열하여 부하지속곡선(Load Duration Curve)을 생성하고, 각 발전기들의 단위 발전량당 발전비용의 순서, 즉 경제적 투입순서와, 고장정지율을 고려하여 등가부하지속곡선을 반복적으로 갱신하여 발전량의 기대치 등을 계산한다. 따라서 각 발전기들의 발전량(또는 이용률) 및 공급지장확률을 정확히 계산할 수가 있다. 자세한 설명은 참고문헌을 참조하기 바란다^{[14][15][16]}.

3. 민자발전소의 회피발전비용 계산 방법론

3-1. 기존 방법론

기존의 회피 비용 계산방법론으로는 대표적으로 수요 감소법과 대리발전기 계산법을 들 수 있다. 수요감소법은 기준 수요를 대상으로 전력회사의 설비 자원만으로의 비용 최소화 전원개발계획안을 구하고, 민자 발전소가 투입되어 운전되는 동안 기준 수요에 미치는 영향을 분석하여 그에 해당하는 수요를 기준 수요에서 감소시켜 이를 기준으로 비용 최소화 전원개발계획안을 구하여, 이 두 계획안의 소요비용 차이로부터 회피 비용을 구하는 방법이다. 그러나 이 방법은 민자 발전소가 미래의 수요에 대해 미치는 영향을 정확하게 파악하여 수요를 감소시켜야 하는데 실제로 미래의 수요에 미치는 영향을 정확하게 알 수는 없으므로 기준 수요에 대해 감소시키는 수요감소분에 의문이 제기된다. 따라서 정확한 회피 비용을 계산하기 위해서는 보다 정확한 수요 감소법의 개발이 필요하다.

그리고 대리발전기 계산법은 민자발전소와 특성이 가장 비슷한 등가의 대리발전기(Proxy Plant)를 선정하여 이 대리발전기에 소요되는 비용을 회피 비용으로 보는 방법이다. 즉, 이 대리발전기의 설비비와 운전비가 회피 발전비용이 된다는 것이다. 이 방법은 계산시간이 짧고 절차가 간단하지만 미래의 설비상황을 정확하게 고려할 수 없으며, 연간 발전량 즉, 이용률 정보를 정확히 구할 수가 없으므로 근사적인 값이 구해진다는 단점이 있다.

이러한 방법론들에서는 참여하는 민자 발전소의 확률적 시뮬레이션이 이루어지지 않기 때문에 정확하게 회피 비용을 계산할 수 없게 되므로 이 논문에서는 기존의 이러한 한계를 극복하기 위하여 새로운 방법을 제안

하고자 한다.

3-2. 제안된 방법론

회피 발전 비용을 계산하기 위하여 본 논문에서 제안하고자 하는 방법도 수요 감소법과 마찬가지로 전원개발계획 최적화 모형을 두 번 수행하는데에 기본을 두고 있다. 첫 번째 수행하는 전원개발계획에서는 전력회사 자체의 계획을 그대로 수행하여 전력회사의 발전 비용만을 계산한다. 두 번째 수행하는 전원개발계획에서는 참여되는 민자 발전소를 시뮬레이션 과정에 포함시킨 계획을 수행하여 전력회사 자체의 발전비용만을 계산한다. 이 때, 민자 발전소가 참여하는 전원개발계획을 수행하는 경우 민자 발전소의 소요 비용은 고려되지 않으면서도 계획 자체에는 포함되어 시뮬레이션 과정에 포함하도록 하기 위하여 민자 발전소의 건설비 단가와 운전비 단가를 영(零)으로 처리한다. 따라서, 전력회사에서만 소요되는 비용을 쉽게 구할 수가 있다. 이 경우에 문제가 되는 것은 민자 발전소의 운전비 단가가 영(零)이 되면 운전비 단가에 따라 경제적 투입 순서가 결정되므로 민자 발전소의 투입 순서는 언제나 기저부하의 형태가 된다. 그러므로 이를 방지하기 위하여 민자 발전소의 투입 순서는 사전에 미리 지정하여야 한다.

본 전원개발계획 모형에서는 후보 민자 발전소는 기존의 전력회사의 후보발전기와 종류가 같더라도 새로운 종류의 발전기로 취급하여 마치 새로운 종류의 발전기가 추가된 것으로 처리하여 투입 순서를 결정한다. 이러한 방법으로 계산된 두 전원개발계획에 대한 전력회사의 발전 비용 차액을 민자 발전소의 운전기간 동안의 총 발전량으로 나누면 회피 발전 비용(AC(원/kWh))이 된다. 먼저 회피 에너지 비용(AEC(원/kWh))은 할인된 두 운전비 차액을 민자 발전소의 발전량으로 나누면 계산된다. 다음은 회피 설비 비용(ACC(원/kWh))으로 이는 잔존가치를 고려한 할인된 두 건설비의 차액을 발전량으로 나누면 된다. 따라서 회피 발전 비용은 이 두가지를 합하면 된다.

$$AEC = \frac{\sum_{t=r}^T \left(\frac{O_t - O'_t}{(1+i)^t} \right)}{\sum_{t=r}^T \frac{(kWh)_t}{(1+i)^t}} \quad (3.1)$$

$$ACC = \frac{\sum_{t=r}^T \left(\frac{(C_t - S_t) - (C'_t - S'_t)}{(1+i)^t} \right)}{\sum_{t=r}^T \frac{(kWh)_t}{(1+i)^t}} \quad (3.2)$$

$$AC = AEC + ACC \quad (3.3)$$

여기서, T : 계획기간

i : 할인률

t' : 민자 발전소의 투입연도

(kWh)_t : t 연도의 민자발전소 발전량(kWh)

C_t : t 연도의 민자발전소 비고려시 건설비

O_t : t 연도의 민자발전소 비고려시 운전비

S_t : t 연도의 민자발전소 비고려시 잔존가치

C'_t : t 연도의 민자발전소 고려시 건설비

O'_t : t 연도의 민자발전소 고려시 운전비

S'_t : t 연도의 민자발전소 고려시 잔존가치

이전의 수요 감소법에서는 민자 발전소의 영향분을 미리 수요에서 감소시킨 후에 전원개발계획 최적화를 수행한다. 그러나 수요를 미리 감소시킨다는 것은 민자발전소의 정확한 모델이 수립되어 이의 발전형태를 정확히 계산할 수 있어야 한다. 즉, 민자 발전소의 발전량을 정확히 구해서 이를 전체 수요에서 감소시켜야 한다. 이는 민자 발전소를 시뮬레이션 과정에 포함하지 않고는 구할 수가 없다.

그러나 본 논문에서 제안한 방법은 이미 민자 발전소를 시뮬레이션 과정에 포함시키므로 민자 발전소가 미치는 영향이 정확히 반영될 수 있다. 또한, 이와 같은 방법으로 민자 발전소의 회피 비용을 계산하면 기존의 수요 감소법에서는 민자 발전소의 투입순서를 고려하기가 매우 어렵던 것과는 달리, 민자 발전소의 투입 순서가 정확히 고려된 회피 비용 값을 얻을 수 있다. 또한 민자 발전소를 시뮬레이션 과정에 포함시키므로 민자 발전소의 고장정지율까지도 정확히 고려할 수 있다.

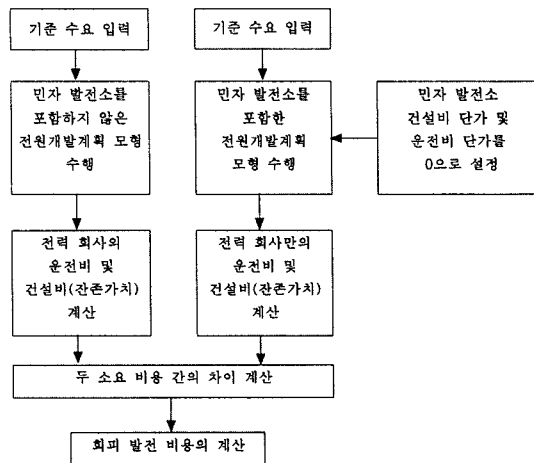


Fig. 1. Procedure for calculating avoided generation cost.

3-3. 회피 발전 비용의 할당 방법론

복수의 민자 발전소가 투입되는 경우에도 위의 방법은 전체 회피 비용의 값을 정확히 구할 수가 있다. 즉, 민자 발전소가 투입되지 않은 전원개발계획을 수행하여 전력회사 자체만의 비용을 구하고, 민자 발전소들을 포함한 전원개발계획을 수행한 비용과의 차이를 구한다. 이를 민자 발전소들의 총 발전량으로 나누면 회피 비용을 구할 수 있다.

그러나 이러한 방법으로는 개개의 민자 발전소에 할당되는 회피 비용을 구하지는 못한다. 단지 복수개의 민자 발전소들의 총 회피 비용만을 구할 뿐이다. 따라서 복수개의 민자 발전소가 참여했을 경우에는 이러한 총 비용을 할당하는 문제도 필요하게 된다.

본 논문에서는 이러한 문제를 해결하기 위한 한 가지 대안을 제시한다. 즉, 각 민자 발전소가 1대씩만 투입될 때의 비용 차액을 구한 다음, 이들로부터 복수개의 민자 발전소들의 전체 비용 차액에 대한 참여도(Participation Factor)를 구한다. 이 참여도는 민자 발전소들이 각각 1대씩만 참여했을 때의 각각의 비용차액들의 합에 대한 각각의 비용 차액의 비율로부터 계산된다. 비록 이 방법론이 각 민자 발전소의 정확한 회피 비용을 계산한다는 보장은 없지만 현실적으로 이보다 나은 대안을 찾기란 매우 어렵다.

이 방법을 살펴 보면 다음과 같다. 예를 들어 2개의 민자 발전소가 투입되었을 때 계산된 전체 비용차액의 총액에서 각 민자발전소에 할당되는 비용분을 나누는 것을 생각해 본다.

민자 발전소가 투입되지 않는 경우에 전력회사만의 소요 비용에서 각각의 민자 발전소가 1대씩만 투입되었을 때의 비용과의 차액들을 구한다. 이 차액들을 이용하여 식 (3.4), (3.5)와 같이 합에 대한 각각의 비율인 참여도를 구한다. 다음에는 2대의 민자 발전소가 함께 투입되었을 때의 비용차액을 구한다. 식 (3.4), (3.5)에서처럼 이 비용차액과 각 민자 발전소의 참여도를 곱하면 복수개의 민자 발전소가 투입되는 경우에 총 비용 차액에서 각 민자 발전소의 할당분을 계산할 수 있다. 이를 다시 각 민자 발전소의 발전량으로 나누면 복수의 민자 발전소의 각각의 회피 비용을 따로 계산할 수 있다.

$$C_A = \frac{S_A}{S_A + S_B} * S_{AB} \quad (3.4)$$

$$C_B = \frac{S_B}{S_A + S_B} * S_{AB} \quad (3.5)$$

$$AC_A = \frac{C_A}{E_A} \quad (3.6)$$

$$AC_B = \frac{C_B}{E_B} \quad (3.7)$$

여기서, C_A : 민자 발전소 A에 할당되는 비용분(운전비+건설비)

C_B : 민자 발전소 B에 할당되는 비용분(운전비+건설비)

S_A : 민자 발전소 A만 투입되었을 때의 비용 차액(민자 발전소가 투입되지 않을 때의 전력회사만의 비용 - A만 투입되었을 때의 전력회사의 비용)

S_B : 민자 발전소 B만 투입되었을 때의 비용 차액(민자 발전소가 투입되지 않을 때의 전력회사만의 비용 - B만 투입되었을 때의 전력회사의 비용)

S_{AB} : 민자 발전소 A, B가 투입되었을 때의 총 비용 차액(민자 발전소가 투입되지 않을 때의 전력회사만의 비용 - A, B가 투입되었을 때의 전력회사의 비용)

E_A : AB가 투입되었을 때의 민자 발전소 A의 발전량

E_B : AB가 투입되었을 때의 민자 발전소 B의 발전량

AC_A : 민자 발전소 A에 할당되는 회피 비용

AC_B : 민자 발전소 B에 할당되는 회피 비용

이러한 개념은 3개 뿐만이 아니라 일반적으로 n개의 민자 발전소가 투입되었을 때에도 마찬가지로 응용될 수 있다. 각각의 비용 차액에 대한 참여도도 동일하게 계산된다.

n개일 때의 할당 방법도 마찬가지로 다음과 같은 방법으로 계산된다.

$$C_i = \frac{S_i}{\sum_{j=1}^n S_j} * S_{total} \quad (3.8)$$

여기서 C_i : i번째 민자 발전소에 할당되는 비용분(운전비+건설비)

n : 총 민자 발전소 대수

S_i : 민자 발전소 i만 투입되었을 때의 비용 차액(민자 발전소가 투입되지 않을 때의 전력회사만의 비용 - i만 투입되었을 때의 전력회사의 비용)

S_{total} : 모든 민자 발전소가 투입되었을 때의 총 비용 차액(민자 발전소가 투입되지 않을 때의 전력회사만의 비용 - 모든 민자 발전소가 투입되었을 때의 전력회사의 비용)

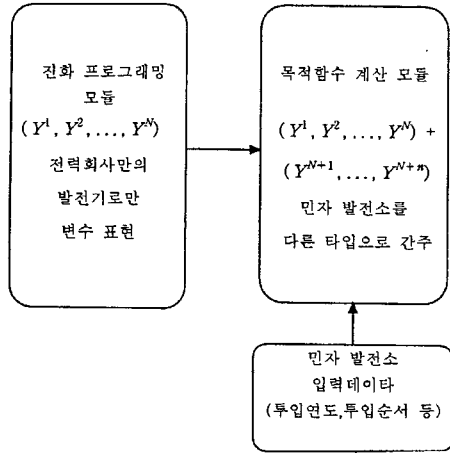


Fig. 2. Connection diagram with generation expansion planning model.

따라서 이와 같은 방법을 이용하면 복수 개의 민자 발전소가 투입되었을 때 이들 각각에게 할당되는 회피 비용을 계산할 수 있다.

3-4. 전원개발계획 모형과의 연계

본 논문에서 제안한 회피발전비용을 계산하는 전원개발계획 모형은 진화 프로그래밍을 이용한 모형이 이용되었다¹⁶⁾. 따라서 제안된 회피 발전 비용을 계산하는 데 있어서 진화 프로그래밍 모형과의 연계 방법을 생각해 본다. 민자 발전소가 새롭게 도입되면 기본적으로 이는 새로운 하나의 다른 발전기 타입으로 간주되어 처리된다. 즉, 전원개발계획 시뮬레이션에서 기존 전력회사의 발전기뿐만 아니라 후보발전기를 구성한 후, 목적함수를 계산하는 과정에서는 민자 발전소를 추가하여 이의 투입 순서 및 투입 연도를 입력받고 운전비 단가와 건설비 단

Table 2. Load data.

단계	최대 수요(MW)
0	5,000
1	7,000
2	9,000
3	10,000
4	12,000
5	13,000

가를 0으로 하여 목적함수를 계산한다.

일반적으로 N개의 전력회사 발전기 시스템에 n개의 민자 발전소가 투입되었을 때 이의 계산 흐름은 Fig. 2와 같다.

4. 사례연구

4-1. 입력 자료

제안된 회피 발전 비용 알고리즘의 타당성을 살펴보기 위하여 본 논문에서는 가상적으로 2년씩 3단계의 전원개발계획에 시작 연도부터 민자 발전소가 투입되는 경우에 회피 발전 비용을 계산하여 보았다. 신뢰도 기준인 LOLP값의 기준은 0.01로 하였으며 할인율은 8.5%로 하였다. 민자 발전소는 우선 연료비가 비싼 LNG복합 발전기를 투입순서를 다르게 하여 1대씩 투입한다. 또한 석탄 화력 발전기가 민자 발전소로 투입되었을 때의 회피 발전 비용을 계산한다.

결과를 살펴보기 전에 필요한 기본 입력 자료를 알아본다. 전원개발계획을 실행하기 위해서는 우선 초기 기존 발전기 설비 자료, 계획 기간 동안의 예측 수요 및 후보 발전기 자료등이 필요하다. 전원개발계획을 실행하기 이전의 기존 발전기 설비로는 12가지의 종류가 있으며 이들이 1~3대까지 15대의 발전기로 구성되어 있다. 후

Table 1. Existing plants data of utility.

발전기타입	설비대수	용량(MW)	고장정지율(%)	운전비 단가(원/kWh)
유전소 #1	1	200	7.0	21.6
유전소 #2	1	200	6.8	24.3
유전소 #3	1	150	6.0	27.0
LNG복합 G/T #1	3	50	3.0	38.7
LNG복합 #1	1	400	10.0	34.2
LNG복합 #2	1	400	10.0	36.0
LNG복합 #3	1	450	11.0	31.5
석탄 #1	2	250	15.0	20.7
석탄 #2	1	500	9.0	17.1
석탄 #3	1	500	8.5	13.5
원자력 #1 (경수로)	1	1,000	9.0	4.5
원자력 #2 (경수로)	1	1,000	8.8	4.5

Table 3. Candidate plants data of utility.

발전기타입	건설한계 대수	용량 (MW)	고장정지율 (%)	운전비단가 (원/kWh)	건설비단가 (천원/kW)	수명 (년)
유전소	5	200	7.0	18.9	731.25	25
LNG 복합 석탄	4	450	10.0	31.5	450.0	20
원자력(경수로)	3	500	9.5	12.6	956.25	25
원자력(중수로)	3	1,000	9.0	3.6	1462.5	25
원자력(중수로)	3	700	7.0	2.7	1575.0	25

Table 4. Candidate plants of utility when neglecting IPP.

연도	유전소	LNG 복합	석탄	원자력 (경수로)	원자력 (중수로)
1	5	3	3	0	0
3	9	3	6	0	0
5	9	3	6	2	0

Table 5. Annual costs of utility when neglecting IPP.

연도	운전비 (백만원)	건설비 (백만원)	잔존가치 (백만원)	총비용 (백만원)
1	716,284.8	2,355,642	1,236,132	1,835,794.8
3	786,937.5	1,457,127	1,003,905	1,240,159.5
5	587,139.3	1,792,863	1,586,313	793,689.3
총액	2,090,361.6	5,605,632	3,826,350	3,869,643.6

보 발전기는 총 5가지로 구성되어 있다.

4-2. 민전 비고려시 전력회사의 설비구성 및 소요 비용

민자 발전소가 투입되지 않았을 때 전원개발계획을 수행한 결과가 아래의 표에 주어져 있다. Table 4에는 민자 발전소가 투입되지 않았을 때의 최적 전원개발계획을 수행한 후의 전력회사의 후보 설비 구성을 보여 준다. 그리고 Table 5에서는 이 때의 전력회사의 매 연도 마다의 할인된 운전비, 건설비, 잔존가치 및 총 비용을 계산한 결과를 보여 준다. 총 비용은 운전비보다 건설비를 더한 값에서 잔존가치를 뺀 것과 같다. 이 자료를 기초로 다음 절부터는 민자 발전소가 투입되었을 때의 회피 발전 비용을 계산하게 된다.

4-3. LNG 복합 450 MW(투입순서 뒤쪽 14번)

본 절에서는 LNG 복합 450 MW의 민자 발전소가 시작연도부터 2년 단위로 3단계로 투입될 때에 회피 발전 비용을 계산하여 본다. 투입되는 LNG 복합 민자 발전소의 특성은 본래 전력회사의 후보 LNG 복합 발전소 설비의 특성과 같다. 즉, 설비 용량과 고장 정지율등의 자료는 본래의 후보 설비의 값과 같다. 단 건설비 단가와 운전비 단가는 모두 0으로 놓고 계산하게 된다. 민

Table 6. Candidate plants of utility when considering LNG C/C plants 450 MW (peak plant).

연도	유전소	LNG 복합	석탄	원자력 (경수로)	원자력 (중수로)	LNG 민자
1	5	2	3	0	0	1
3	9	2	6	0	0	1
5	9	2	6	1	1	1

Table 7. Loading order of total plants.

발전기타입	투입순서	운전비 단가 (원/kWh)
후보 원자력(중수로)	1	2.7
후보 원자력(경수로)	2	3.6
원자력 #2	3	4.5
원자력 #1	4	4.6
후보 석탄	5	12.6
석탄 #3	6	13.5
석탄 #2	7	17.1
후보 유전소	8	18.9
석탄 #1	9	20.7
유전소 #1	10	21.6
유전소 #2	11	24.3
유전소 #3	12	27.0
후보 LNG 복합	13	31.5
민자 발전소(LNG)	14	0.0
LNG 복합 #3	15	31.5
LNG 복합 #1	16	34.2
LNG 복합 #2	17	36.0
LNG 복합 G/T #1	18	38.7

자 발전소의 투입순서는 Table 7에 나타난 것처럼 전력회사의 후보 LNG 복합 발전소의 바로 다음인 14번째로 설정하여 첨두부하를 담당하도록 하였다. 본 논문에서 제안된 회피 발전 비용 계산 알고리즘의 장점이 바로 이러한 투입 순서를 정확히 고려할 수 있다는 데에 있다.

이러한 민자 발전소가 투입되었을 때에 전원개발계획을 수행한 후의 설비 구성은 Table 6과 같다. 설비 구성은 시작연도부터 전력회사의 LNG 복합 발전소가 1대 줄며 마지막 연도에 투입되는 2대의 경수로 원자력

Table 8. Calculation results of avoided generation cost.

	민자 비고려시	민자 고려시
운전비(백만원)	2,090,361.6	2,079,558
건설비(백만원)	5,605,632.0	5,212,962
잔존가치(백만원)	3,826,350.0	3,545,316
전력회사의 소요 비용 (백만원)	3,869,643.6	3,747,204
운전비 차이(백만원)		10,803.6
건설비 차이(잔존가치 고려) (백만원)		111,636.0
총 비용 차이(백만원)		122,439.6
민자발전소의 총 발전량 (kWh)		1,540,358,000
민자발전소의 이용률(%)		13.03
회피 에너지 비용(원/kWh)		7.02
회피 설비 (원/kWh)		72.47
비용 (원/kW-year)		82,719.29
회피 발전 비용(원/kWh)		79.49

발전소가 1대로 줄고 대신 중수로 원자력 발전소가 1대 늘어났다. Table 8에는 이러한 계획에서 나온 결과와 민자 발전소가 투입되지 않았을 때의 결과를 이용하여 회피 발전 비용을 계산하였다. 민자 발전소를 고려하지 않을 때의 소요 비용은 앞 절에서 이미 계산하였고, 투입되었을 때의 비용도 본 전원개발계획 모형을 수행하면 계산되어 진다. 이들의 차이를 계산한 후 이를 민자 발전소의 총 발전량으로 나누면 회피 발전 비용이 구하여 진다. 회피 에너지 비용(원/kWh)은 운전비 차이를 총 발전량으로 나누어 계산하며, 회피 설비 비용(원/kWh)은 잔존 가치를 고려한 건설비 차이를 총 발전량으로 나누면 된다.

계산 결과를 보면 회피 에너지 비용(원/kWh)은 매우 작으며 이용률은 평균 13% 정도로 나타났다. 민자 발전소 고려 전후의 설비 구성을 비교해 볼 때, 민자 발전소가 부하지속곡선 상에서 첨두 부하를 담당하므로 연료비 절감에 많은 공헌을 하지 않음을 알 수 있다. 민자 발전소의 회피 에너지 비용은 민자발전 고려 전후시의 에너지 비용 차이를 민자 발전소의 수명기간(혹은, 계획기간) 동안의 총 발전량으로 나누는데, 이 사례 연구에서는 비용차이가 총 발전량보다도 상대적으로 매우 적기 때문에 이러한 현상이 발생한다. 여기서 주의할 점은 민자 발전소의 투입 순서에 따라 회피 에너지비용이 선형적으로 변하지 않는다는 것이다. 이 때 회피 설비 비용(원/kWh) 값은 상당히 커지게 되는데, 이는 경수로 원자력 발전소 2대의 총 건설비보다(민자발전소를 고려하지 않을 경우) 경수로 1대, 중수로 1대를 가지는 설

비 구성의(민자발전소를 고려할 경우) 총 건설비가 훨씬 작기 때문이다. 또한, 전력회사의 LNG 복합발전소의 건설이 1대 취소되므로 이에 상응하는 건설비도 회피 설비 비용에 포함되어 민자 발전소에 보상하여야 하므로 건설비의 차이가 매우 크게 나타난다. 앞에서 언급한 바와 같이, 민자 발전소는 첨두 부하를 담당하여 민자 발전소의 총 발전량은 상대적으로 적어, 회피 설비 비용이 72.47(원/kWh)이 된다. 따라서, 총 회피 발전 비용은 79.49(원/kWh)이다. 이는 모두 투입된 LNG 복합 민자 발전소가 투입순서상 첨두 부하를 담당하므로 나타난 결과이다.

4-4. LNG 복합 450 MW(투입순서 앞쪽 6번)

본 절에서도 LNG 복합 450 MW의 민자 발전소가 시작 연도부터 2년단위로 3단계로 투입될 때에 회피 발전 비용을 계산하여 본다. 민자 발전소의 투입순서는 Table 10에 나타난 것처럼 앞쪽으로 설정하여 6번째로 기저 부하를 담당하도록 하였다.

이러한 민자 발전소가 투입되었을 때에 전원개발계획

Table 9. Candidate plants of utility when considering LNG C/C plants 450 MW (base plant).

연도	유전소	LNG 복합	석탄	원자력 (경수로)	원자력 (중수로)	LNG 민자
1	5	2	3	0	0	1
3	9	2	6	0	0	1
5	9	2	6	0	2	1

Table 10. Loading order of total plants.

발전기타입	투입순서	운전비 단가 (원/kWh)
후보 원자력(중수로)	1	2.7
후보 원자력(경수로)	2	3.6
원자력 #2	3	4.5
원자력 #1	4	4.6
후보 석탄	5	12.6
민자 발전소(LNG)	6	0.0
석탄 #3	7	13.5
석탄 #2	8	17.1
후보 유전소	9	18.9
석탄 #1	10	20.7
유전소 #1	11	21.6
유전소 #2	12	24.3
유전소 #3	13	27.0
후보 LNG 복합	14	31.5
LNG 복합 #3	15	31.5
LNG 복합 #1	16	34.2
LNG 복합 #2	17	36.0
LNG 복합 G/T #1	18	38.7

Table 11. Calculation results of avoided generation cost.

	민자 비고려시	민자 고려시
운전비(백만원)	2,090,361.6	1,927,100
건설비(백만원)	5,605,632.0	4,992,300
잔존가치(백만원)	3,826,350.0	3,350,079
전력회사의 소요 비용(백만원)	3,869,643.6	3,569,321
운전비 차이(백만원)	163,261.0	
건설비 차이(잔존가치 고려)(백만원)	137,061.0	
총 비용 차이(백만원)	300,322.0	
민자발전소의 총 발전량(kWh)	10,643,400,000	
민자발전소의 이용률(%)	90.0	
회피 에너지 비용(원/kWh)	15.34	
회피 설비 비용 (원/kWh)	12.88	
비용 (원/kW-year)	101,545.92	
회피 발전 비용(원/kWh)	28.22	

을 수행한 후의 설비 구성은 Table 9와 같다. 첨두 부하를 담당했을 때와는 설비 구성이 변화되었음을 알 수 있다. Table 11에는 이러한 계획에서 나온 결과와 민자 발전소가 투입되지 않았을 때의 결과를 이용하여 회피 발전 비용을 계산하였다.

계산 결과, 민자 발전 고려 전·후시의 설비 구성은 마지막 연도에 투입되는 1,000 MW 경수로 원자력 발전소 2대가 700 MW 중수로 원자력 발전소 2대로 변화하였다. 또한, 민자 발전소의 투입 순서가 6번째(즉, 기저 부하 담당)이므로 이 이후에 투입되는 모든 발전소들(예를 들면 석탄, 유전소, LNG 등)의 발전량이 감소하는 결과를 도출한다. 이는 연료비가 비싼 유전소, LNG 발전소의 발전량 감소에 의하여 전체 계통의 상당한 연료비 절감을 가져온다. 비록 민자 발전소의 평균 이용률이 앞서의 이용률보다 매우 높아져 평균 90%의 이용률을 보여주고 있지만(회피 에너지 비용의 분모값 상승을 가져 오지만) 전력회사의 에너지 비용 절감보다는 훨씬 작은 영향을 미친다. 따라서 민자 발전소가 첨두에 투입되는 경우보다 약 2배 높은 15.34(원/kWh)의 회피 에너지 비용이 계산되었다.

건설비 차액을 보면 설비구성의 변화전보다 건설비 절감이 더 커지게 된다. 왜냐하면 경수로 1대, 중수로 1대의 총 건설비 보다 중수로 2대의 총 건설비가 작기 때문이다. 그러나 상대적으로 민자 발전소가 기저 부하를 담당하기 때문에 민자 발전소의 총 발전량이 커지게 되어 회피 설비 비용은 앞 절의 경우보다 낮은 12.88(원/kWh)이 된다(분모값 상승). 따라서 총 회피 발전 비용

은 28.22(원/kWh)이다. 이는 모두 투입된 LNG 복합 민자 발전소가 투입순서상 기저 부하를 담당하므로 나타난 결과이다.

본 결과에서는 민자 발전소가 기저 부하를 담당하므로 총 회피 발전 비용의 값은 줄어드는 결과를 가져왔다. 계산결과를 통해 볼 때 같은 형태의 민자 발전소가 투입되더라도 그 투입 순서가 어느 곳에 있는 가 하는 것이 회피 발전 비용의 값에 많은 영향을 주게 됨을 알 수 있다. 본 논문에서 제안된 회피 비용 계산 알고리즘은 민자 발전소를 시뮬레이션 안에 포함시켜 계산하므로 이렇게 여러 가지 상황이 고려된 좀 더 정확한 값을 얻을 수 있다.

4-5. 석탄 500 MW(투입순서 앞쪽 6번)

본 절에서는 석탄 500 MW의 민자 발전소가 시작 연도부터 2년 단위로 3단계로 투입될 때에 회피 발전 비용을 계산하여 본다. 투입되는 석탄 화력 민자 발전소의 특성은 본래 전력회사의 후보 석탄 화력 발전소 설비의 특성과 같다. 단 건설비 단가와 운전비 단가는 모두 0으로 놓고 계산하게 된다. 민자 발전소의 투입순서는 앞에서와 같이 앞쪽으로 설정하여 6번째로 기저 부하를 담당하도록 하였다.

이러한 민자 발전소가 투입되었을 때에 전원개발계획을 수행한 후의 설비 구성은 Table 12와 같다. 설비 구성은 앞 절의 LNG 복합 발전소가 같은 6번째 투입 순서로 들어왔을 때와 일치하는 것을 볼 수 있다. 이는 투입 순서가 같고 그 용량 차이가 거의 없기 때문이다. 물론 신뢰도 기준은 달라지게 된다.

Table 13에는 이러한 계획에서 나온 결과와 민자 발전소가 투입되지 않았을 때의 결과를 이용하여 회피 발전 비용을 계산하였다. 계산 결과를 보면 앞 절의 결과와 마찬가지로 민자 발전소가 기저 부하를 담당하므로 회피 에너지 비용(원/kWh)의 값은 커지며 이용률도 90.5% 정도로 늘어난다. 회피 설비 비용(원/kWh) 값도 마찬가지로 이유로 상대적으로 작아지게 된다. 따라서 총 회피 발전 비용은 27.28(원/kWh)이다. LNG 보다 회피 발전 비용이 줄어든 이유는 석탄 발전소의 설비 용량이 더 크기 때문에 회피 운전 비용은 늘어났지만 민자 발

Table 12. Candidate plants of utility when considering coal plants 500 MW (base plant).

연도	유전소	LNG 복합	석탄	원자력(경수로)	원자력(중수로)	석탄(민자)
1	5	2	3	0	0	1
3	9	2	6	0	0	1
5	9	2	6	0	2	1

Table 13. Calculation results of avoided generation cost.

	민자 비고려시	민자 고려시
운전비(백만원)	2,090,361.6	1,903,005.1
건설비(백만원)	5,605,632.0	4,992,300.0
잔존가치(백만원)	3,826,350.0	3,350,079.0
전력회사의 소요 비용 (백만원)	3,869,643.6	3,545,226.1
운전비 차이(백만원)	187,356.0	
건설비 차이(잔존가치 고려) (백만원)	137,061.0	
총 비용 차이(백만원)	324,417.0	
민자발전소의 총 발전량 (kWh)	11,891,700,000	
민자발전소의 이용률(%)	90.5	
회피 에너지 비용(원/kWh)	15.76	
회피 설비 (원/kWh)	15.52	
비용 (원/kW-year)	91,328.26	
회피 발전 비용(원/kWh)	27.28	

전소의 총 발전량도 그 만큼 커지게 되기 때문이다.

4-6. 석탄 500 MW와 LNG 450 MW(투입순서 앞쪽 6번과 뒤쪽 15번)

본 절에서는 석탄 500 MW의 민자 발전소와 LNG 복합 450 MW 민자 발전소가 각각 1대씩 시작 연도부터 2년 단위로 3단계로 투입될 때에 회피 발전 비용을 계산하여 본다. 민자 발전소의 투입순서는 석탄화력은 6 번째로 기저 부하를 담당하며, LNG 복합은 15번째로 첨두부하를 담당하도록 하였다.

이러한 민자 발전소가 투입되었을 때에 전원개발계획을 수행한 후의 설비 구성은 Table 14와 같다. 설비 구성은 앞 절의 구성과는 달라진 것을 볼 수 있다.

Table 15에는 이러한 계획에서 나온 결과와 민자 발전소가 투입되지 않았을 때의 결과를 이용하여 회피 발전 비용을 계산하였다. 계산 결과를 보면 민자 발전소의 총 발전량이 많이 늘어나고 운전비 차이와 건설비 차이도 늘어났다. 이용률은 54% 정도로 중간 정도를 유

Table 14. Candidate plants of utility when considering LNG 450 MW & coal plants 500 MW (base & peak plant).

연도	유전소	LNG 복합	석탄	원자력 (경수로)	원자력 (중수로)	석탄	LNG 민자
1	5	1	3	0	0	1	1
3	10	1	4	0	1	1	1
5	10	1	4	0	3	1	1

Table 15. Calculation results of avoided generation cost.

	민자 비고려시	민자 고려시
운전비(백만원)	2,090,361.6	1,813,220.1
건설비(백만원)	5,605,632.0	5,031,342.0
잔존가치(백만원)	3,826,350.0	3,409,686.0
전력회사의 소요 비용 (백만원)	3,869,643.6	3,434,876.1
운전비 차이(백만원)	277,141.5	
건설비 차이(잔존가치 고려) (백만원)	157,626.0	
총 비용 차이(백만원)	434,767.5	
민자발전소의 총 발전량 (kWh)	13,536,692,000	
민자발전소의 이용률(%)	54.2	
회피 에너지 비용(원/kWh)	20.47	
회피 설비 (원/kWh)	11.65	
비용 (원/kW-year)	55,313.27	
회피 발전 비용(원/kWh)	32.12	

지한다. 따라서 총 회피 발전 비용은 32.1(원/kWh)로 LNG 복합 발전소가 1대만 첨두부하로 투입되었을 때의 회피 발전 비용의 값과 석탄 화력 발전소가 1대만 기저 부하로 투입되었을 때의 회피 발전 비용 값과의 중간 정도의 값을 나타냈다.

이 결과는 다음 사례에서 복수의 민자 발전소에서 회피 비용의 할당 문제에 중요한 자료로 쓰이게 된다.

4-7. 회피비용의 할당

앞 절에서 제시된 복수의 민자 발전소가 투입되었을 때 회피 비용의 할당에 관한 문제를 실제 사례 연구를 통하여 알아본다.

여기서는 앞 절에서 계산된 값들을 기초로 민자 발전소가 2대가 참여했을 때의 각각의 참여도를 계산하여 총 비용 차액에서 각각에 할당되는 회피 비용을 계산한다. 즉, LNG 450 MW 1대와 석탄 500 MW 1대가 참여했을 때 회피 발전 비용의 할당을 살펴본다. LNG만 참여했을 때의 비용과 석탄만 참여했을 때의 비용 및 두 개가 동시에 참여했을 때의 비용은 이미 앞에서 계산되었다. 이를 통해 계산된 회피 발전 비용은 Table 16에 나타나 있다. 각 기호의 설명은 앞 절에 나타나 있다. 여기서 A는 LNG 450 MW 민자 발전소를 지칭하며 B는 석탄 500 MW 민자 발전소를 가리킨다.

결과를 보면 A의 참여도는 0.274 정도이며 B의 참여도는 0.726 정도이다. 이는 실제로 석탄인 B가 더 많이 발전했다는 것을 나타낸다. 그러나 전체 발전량도 차이가 나기 때문에 회피 발전 비용은 이전과 거의 비슷하

Table 16. Allocation result of avoided generation cost.

A와 B의 총 비용 차액 : S_{AB} (백만원)	434,767.5
A만의 비용 차액 : S_A (백만원)	122,439.6
B만의 비용 차액 : S_B (백만원)	324,417.0
A의 참여도	0.274
B의 참여도	0.726
총 비용 차액 중 A에 할당된 비용 : C_A (백만원)	119,127.2
총 비용 차액 중 B에 할당된 비용 : C_B (백만원)	315,640.3
A의 발전량(kWh)	1,644,992,000
B의 발전량(kWh)	11,891,700,000
A의 회피비용 : AC_A (원/kWh)	72.42
B의 회피비용 : AC_B (원/kWh)	26.54

게 나타난다. 즉, LNG의 회피 발전 비용은 72.42(원/kWh)이고 석탄의 회피 발전 비용은 26.54(원/kWh)이다.

5. 결 론

본 논문에서는 민자발전소의 회피발전비용을 계산하는 알고리즘을 제시하였다. 제안된 회피 발전 비용을 계산하는 방법에서는 민자발전소가 참여하는 전원개발계획을 수행하는 경우 민자발전소의 소요 비용은 고려되지 않으면서도 계획 자체에는 포함되도록 하기 위하여 민자발전소의 설비비 단가와 운전비 단가를 영(零)으로 처리하여 전력회사에서만 소요되는 비용을 구했다. 이전의 수요 감소법에서는 민자 발전소의 영향분을 미리 수요에서 감소시킨 후에 전원개발계획 최적화를 수행하였으나 수요를 미리 감소시킨다는 것은 민자발전소의 정확한 모델이 수립되어 이의 발전형태를 정확히 계산할 수 있어야 한다. 즉, 민자 발전소의 발전량을 정확히 구해서 이를 전체 수요에서 감소시켜야 하는데 이는 민자 발전소를 시뮬레이션 과정에 포함하지 않고는 정확히 구할 수가 없다. 그러나 본 논문에서 제안한 방법은 이미 민자 발전소를 시뮬레이션 과정에 포함시키므로 민자 발전소가 미치는 영향이 정확히 반영될 수 있다. 또한, 이와 같은 방법으로 민자 발전소의 회피 비용을 계산하면 기존의 수요 감소법에서는 민자 발전소의 투입순서를 고려하기가 매우 어렵던 것과는 달리, 민자 발전소의 투입순서가 정확히 고려된 회피 비용의 값을 얻을 수 있다.

또한 복수개의 민자 발전소가 투입되었을 때 회피 발전 비용을 할당하는 알고리즘도 제시하였다. 즉, 각 민자 발전소가 1대씩만 투입될 때의 비용 차액을 구한 다음, 이들로부터 복수개의 민자 발전소들의 전체 비용 차액에 대한 참여도(Participation Factor)를 구한다. 이 참여도는 민자 발전소들이 각각 1대씩만 참여했을 때의 각

각의 비용차액들의 합에 대한 각각의 비용 차액의 비율로부터 계산된다. 그리고 모든 민자 발전소들이 참여했을 때의 총 비용 차이에다 이 참여율을 곱하면 각각의 민자 발전소에 할당되는 금액이 계산된다. 이를 실제로 적용하여 2대의 민자 발전소가 투입되는 경우에 대해 계산하여 보았다.

감사의 글

본 연구는 한국전력공사의 지원에 의하여 기초전력공학공동연구소 주관(98-044)으로 수행되었습니다.

참고문헌

1. Balériaux, H.: "Simulation de l'exploitation d'un parc de machines thermiques de production d'électricité couple a des stations de pompage", Revue E, S. A. EBES, Brussels, Belgium, 5, 7 (1967).
2. Jenkins, S.T. and Joy, D.S.: Wien Automatic System Planning Package (WASP) - An Electric Utility Optimal Generation Expansion Planning Computer Code, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee, ORNL 4945 (1974).
3. Electric Power Research Institute (EPRI), Electric Generation Expansion Analysis System (EGEAS), EPRI EL-2561, EPRI, Palo Alto, CA (1982).
4. IAEA, Expansion Planning for Electrical Generating Systems - A Guidebook, Technical Reports Series, 241, Nov. (1984).
5. David, A.K., He, Y.Q. and Fernando, P.N.: "Private Investment in power and derivatives from the least cost expansion plan", IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, 142, 3, 269-276, May (1995).
6. Tellus Institute, Costing Energy Resource Options: An Avoided Cost Handbook for Electric Utilities, Tellus Institute, Boston, Massachusetts (1995. 9).
7. MSB Energy Associations, Inc, Avoided Costs for Electric Utilities: A Theoretical and Practical Handbook (1993. 11).
8. Michael D. Devine *et al.*: "PURPA 210 Avoided Cost Rates: Economic and Implementation Issues", Energy Systems and Policy, 11 (1987).
9. 한국전력공사 기술연구원: WASP 모형의 개선에 관한 연구 (1985. 6).
10. 김종욱, 박종배, 김광인, 이상철: "장기 회피발전비용 계산에 관한 연구", '96 대한전기학회 하계학술대회는 문집, 878-882 (1996. 7).
11. A.J.M. van Wijk and Turkenburg, W.C.: "Costing

- Avoided by the Use of Wind Energy in the Netherlands”, *Electric Power System Research*, 23 (1992).
12. Shalaby, A.: “Avoided Costs: Ontario Hydro’s Experience”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 4, 1, 149-157 (1989).
 13. Theresa Flaim: “Avoided Costs for Solar Facilities”, *Energy Policy*, 267-282 (1983. 6).
 14. 박영문, 김동기, 원종률, 박종배: “전원개발계획에 기초한 민자발전소의 회피발전비용 계산에 관한 연구”, '97 대한전기학회 하계학술대회논문집 (1997. 7).
 15. 한국전력공사 전원계획처: 전원개발계획 최적화 모형에 기초한 회피발전비용 계산방법 연구, 최종보고서 (1998. 5).
 16. Young-Moon Park, Jong-Ryul Won, Jong-Bae Park, Dong-Gee Kim: “Generation Expansion Planning Based on Advanced Evolutionary Programming”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 14, 1, 299-305, Feb. (1999).