

## 전원개발계획에 기초한 민자발전소의 회피발전비용 계산에 관한 연구

박영문\*   °김동기\*   원종률\*  
\*서울대학교 전기공학부

박종배\*\*  
\*\*한국전력공사

### Calculation of Avoided Generation Cost of a IPP Based on Generation Expansion Plan of Korea

Young-Moon Park\*   °Dong-Gee Kim\*   Jong-Ryul Won\*

Jong-Bae Park\*

\*School of Electrical Engineering, Seoul National Univ.

\*Korea Electric Power Corporation

**Abstract** - Electric business all over the world is dramatically changed from vertically integrated monopoly to competition systems. Also, independent power producers(IPP's) will start their commercial operation from the year 2001 in Korea. In this regard, determination of the transaction cost between IPP's and electric utilities will be a hot issue, and electric utilities requires a new framework to support their decision-making. This paper presents the concept of the avoided cost which can be used for economic studies. This paper also describes a novel algorithm to evaluate the avoided cost of a IPP. The case studies are performed on the basis of the official generation expansion plan of Korea by using the Wien Automatic System Planning Package(WASP).

Utilities Regulatory Policies Act)은 전력정책 및 전력시장 구조변화에 따라 1978년에 제정된 법안으로서, 회피비용의 개념을 처음으로 소개하고 있다. 미국의 연방에너지규제위원회(FERC: Federal Energy Regulatory Commission)에 의해 실시된 이 법안은 오일 쇼크 이후 급격히 상승한 유가 및 전기요금에 대처하기 위하여 에너지 절약 및 합리적인 에너지 사용을 제도적으로 유도하고, 비전기사업자로부터의 고효율 또는 재생가능 에너지원의 이용을 법적으로 장려하고 보장하기 위하여 제정되었다. 이 시기에 재생가능 에너지를 사용하는 소규모 사업자들과 전기와 열을 동시에 생산하는 열병합사업자들이 등장하였는데 PURPA에서는 이들 중 특정한 발전설비를 인준설비(QF: Qualified Facility)로 지정하여, 전력회사가 QF로부터 의무적으로 전력을 구매하도록 하고 그 가격을 회피비용으로 결정하도록 하였다. PURPA에서는 회피비용을 '대체전력의 증분비용(incremental cost of alternative electric energy)', 즉 'QF로부터 전력구입이 없을 경우, 전력회사가 자체로 발전하거나 다른 발전사업자로부터 전력을 구입할 때 소요되는 증분비용'으로 정의하고 있다.

### 1. 서 론

최근 국내의 전력사업의 주변 환경은 급변하고 있다. 이는 전력시장의 구조가 독점체제에서 경쟁체제로 전환하고 있는 것에 기인한다. 영국의 전력사업은 민영화를 통한 경쟁시장체제로 돌입하였고, 미국도 전통적으로 독립전기사업자(independent power producer, IPP) 시장이 활발하여 왔으며, 최종소비자가 생산자를 선택할 수 있는 권리를 인정하는 단계에 이르렀다. 이와 더불어 우리나라의 경우에도 2001년부터 민간발전사업자들이 발전 부문에 참여하여 민자발전소의 상업운전이 시작될 전망이다. 이러한 경우 계획 단계에서 전력회사가 사전 경제성 평가를 통한 경제적 의사결정이 필요하게 되고, 민자발전을 구입할 때의 거래 가격을 결정하는 문제가 중요하게 대두된다. 따라서 이러한 의사결정을 지원하기 위해서 미국의 공익사업규제정책법(PURPA)에 명시되어 있는 회피비용의 개념 도입이 필요하게 된다.[1]

미국의 공익사업규제정책법(PURPA: Public

이러한 배경에서 도입된 회피비용은 여러 가지 방법으로 계산되고 있으나, 민자발전소가 참여할 때 고장정지율과 같은 확률적인 요소들을 고려하지 못하기 때문에 정확한 값을 계산할 수 없게 된다. 이 논문에서는 최적화 전원개발계획 모형인 WASP 모형에 기초하여, 이러한 확률적인 요소들을 고려하여 좀 더 정확하게 회피비용을 계산할 수 있는 새로운 방법을 제안하고자 한다. 그리고 제안된 방법으로 실제 전력계통에 적용하여보았다.

### 2. 본 론

먼저 회피비용을 구성하고 있는 요소들을 소개하고 이 논문에서 고려하고자 하는 요소가 그 중 무엇인지 밝혔다. 그리고 새롭게 제안된 방법과 그에 대한 사례연구를 하였다.

## 2.1 회피비용의 구성요소

회피비용은 일반적으로 회피발전비용, 회피송배전비용, 회피손실비용, 회피환경비용, 그리고 비환경적 외부 비용으로 구성되어 있다고 할 수 있다. 회피발전비용은 회피설비비용과 회피에너지비용으로 구분할 수 있는데, 회피설비비용은 전력회사가 새로운 발전설비를 건설해야 하는 것을 피함으로써 절약되는 비용이고, 회피에너지비용은 회피대상 자원의 연료비, 운송비를 의미한다. 회피송배전비용은 회피대상 자원이 참여함으로써 요구되는 송배전설비의 건설 및 유지비용을 나타내고, 회피손실비용은 송배전단계에서 발생하는 손실에 따른 회피대상 자원의 영향에 대한 증감분을 나타낸다. 회피환경비용은 환경규제 및 공해 물질의 영향에 대응하는 비용을 나타내고, 비환경적 외부 비용은 계획에 대응하는 위험 등에 관한 비용을 나타낸다. 이 논문에서는 회피발전비용만을 계산해내는 방법을 제안하는데, 이는 최적화 전원개발계획 모형에 기초한 방법이므로 다른 요소들까지는 고려할 수 없게 된다. 따라서 그 외의 요소들을 계산해내는 방법에 관한 연구는 다른 방향으로 이루어져야 한다.

## 2.2 회피발전비용 계산방법

기존의 계산방법론에는 대표적으로 수요감소법과 대리발전기 계산법을 들 수 있다.[2] 이러한 방법들에서는 회피대상자원의 확률적인 시뮬레이션이 이루어지지 않기 때문에 정확하게 회피비용을 계산할 수 없게 된다. 이 논문에서는 기존의 이러한 한계를 극복하기 위하여 새로운 방법을 제안하고자 한다.

회피발전비용을 계산하기 위하여 제안하고자 하는 방법은 전원개발계획 최적화 모형인 WASP를 두 번 수행하는데에 기본을 두고 있다. 첫 번째 수행하는 전원개발계획은 전력회사 자체의 계획을 그대로 수행하여 전력회사의 발전비용( $S_0$ )을 계산해낸다. 두 번째 수행하는 전원개발계획은 민자발전소가 참여하기로 결정된 이후의 계획을 수행하여 전력회사의 발전비용( $S_1$ )을 계산해낸다. 이러한 방법으로 계산된 두 전원개발계획에 대한 전력회사의 발전비용 차액을 민자발전소의 수명기간 동안의 총발전량(TE)으로 나누면 회피발전비용( $AC_1$ )이 된다. 즉 전력회사가 회피대상자원으로 민자발전소가 참여했을 때의 회피발전비용( $AC_1$ )은 다음과 같은 식으로 표현할 수 있다.

$$AC_1 = \frac{S_0 - S_1}{TE} \text{ (원/kWh)} \quad (1)$$

이 때, 민자발전소가 참여하는 전원개발계획을 수행하는 경우 민자발전소의 설비비와 운전비를 0으로 두면 전력회사에서만 소요되는 비용을 쉽게

구할 수가 있다. 이 경우에 문제가 되는 것은 민자발전소의 운전비가 0이 되면 민자발전소의 투입 순서(loading order)가 언제나 기저부하의 형태가 되므로 민자발전소의 투입 순서는 계획에 따라 미리 결정되어야 한다.

## 2.3 사례 연구

본 연구에서의 최대수요 및 에너지는 표 1에 주어져 있다. 또한, 이 연구에서는 1995년에서부터 2024년까지를 계획기간으로 고려하였다. 단, 2010년부터 2024년까지는 동일한 수요를 가진다고 가정하였다. 미래의 수요 증가에 대처하기 위한 후보발전설비로서 LNG 복합화력, 유전소 화력, 석탄화력, 원자력발전소 등을 대상으로 하였다. 이러한 후보설비들에 대한 기술적, 경제적 및 환경데이터는 표 2에 주어져 있다. 한편 본 연구에서는 공급신뢰도 지수를 LOLP 0.5일/년, 실질할인율 8.5%를 적용하였다.

표 1. 미래의 최대수요 및 에너지

연도	Peak (MW)	Energy (GWh)	연도	Peak (MW)	Energy (GWh)
'95	29,878	182,130	'03	51,099	313,230
'96	32,603	200,120	'04	53,430	327,810
'97	35,482	218,310	'05	55,666	341,730
'98	38,388	236,020	'06	57,717	355,270
'99	41,032	252,430	'07	59,797	368,230
'00	43,559	267,880	'08	61,823	382,020
'01	46,115	284,510	'09	63,776	395,510
'02	48,668	298,300	'10	65,642	408,190

표 2. 후보 발전설비 관련 자료

전원형식	용량 (MW)	FOR (%)	건설비 (천원/kW)	연료비 (10원/Gcal)	예방정비 일수(일)
LNG C/C	450	6.0	505	1,570	45
유전소	500	6.0	800	927	41
석탄화력 I	500	7.0	1,017	539	45
석탄화력 II	800	9.0	920	539	52
PWR I	1,000	6.5	1,517	138	60
PWR II	1,300	8.5	1,346	138	66
PHWR I	700	5.5	1,607	76	39
PHWR II	900	7.5	1,468	76	43

이 논문에서는 회피비용을 계산하기 위한 대상발전기를 2003년의 LNG 복합설비(450MW)로 설정하였다.[3, 4] 그리고 이 발전소의 투입순서는 전력회사의 후보 LNG복합설비 바로 앞으로 설정하였다. 표 3은 민자발전소를 고려하지 않을 때와 민자발전소를 고려할 때, 즉, 민자발전소의 건설비 및 운전비를 0으로 둔 경우의 비용 차이를 1995년 현재가치(불변가격)로 표시한 것이다. 표 3에서 계산된 비용차이를 민자발전소의 수명기간 동안의 총발전량으로 나누면 표 4와 같이 민자발전소의 회피발전비용을 구할 수 있다. 여기서 회피발전비용은 연

표 3. 민전 비고려시, 고려시의 전력회사의 비용

연도	민전 비고려시 운전비(백만원)	민전 비고려시 건설비(백만원)	민전 비고려시 잔존가치(백만원)	민전 고려시 운전비(백만원)	민전 비고려시 건설비(백만원)	민전 고려시 잔존가치(백만원)
1995	3,679,216	0	0	3,679,216	0	0
1996	3,709,536	0	0	3,709,536	0	0
1997	3,685,187	0	0	3,685,187	0	0
1998	3,534,896	0	0	3,534,896	0	0
1999	3,360,629	0	0	3,360,629	0	0
2000	3,302,614	287,234	18,697	3,302,614	287,234	18,697
2001	3,205,535	328,386	13,906	3,205,535	328,386	13,906
2002	3,091,654	225,971	2,778	3,091,654	225,971	2,778
2003	2,933,113	974,568	17,106	2,926,384	856,245	17,094
2004	2,786,021	745,257	32,735	2,782,471	745,257	32,735
2005	2,671,511	1,197,496	39,007	2,668,403	1,197,496	39,007
2006	2,557,776	1,322,076	66,300	2,550,739	1,322,076	66,300
2007	2,454,383	913,545	48,313	2,445,825	913,545	48,313
2008	2,294,562	1,211,813	96,903	2,287,280	1,211,813	96,903
2009	2,170,060	1,213,564	123,864	2,163,612	1,213,564	123,864
2010	2,085,126	780,434	77,097	2,074,878	780,434	77,097
2011	1,930,672	0	0	1,921,183	0	0
2012	1,787,659	0	0	1,778,874	0	0
2013	1,655,239	0	0	1,647,103	0	0
2014	1,532,629	0	0	1,525,097	0	0
2015	1,419,101	0	0	1,412,127	0	0
2016	1,313,983	0	0	1,307,525	0	0
2017	1,216,651	0	0	1,210,672	0	0
2018	1,126,529	0	0	1,120,992	0	0
2019	1,043,082	0	0	1,037,956	0	0
2020	965,817	0	0	961,070	0	0
2021	894,274	0	0	889,879	0	0
2022	828,032	0	0	823,962	0	0
2023	766,696	0	0	762,928	0	0
2024	709,903	0	0	706,414	0	0
1995년 현재가치 합계	64,712,086	9,200,344	536,706	64,574,641	9,082,021	536,694

료비와 운전유지비, 그리고 건설비(환경설비비 포함)를 합한 것에서 잔존가치(salvage value)를 제한 것이 된다. 민자대상 LNG 복합화력 발전소의 이용률은 사례연구 결과 연 평균 약 12% 정도로 나타났다. 이 결과 2003년에 투입되는 민자발전의 회피발전비용은 약 98.2(원/kWh)로 나타났다.

러한 의사결정을 지원할 수 있도록 회피비용의 개념을 도입하여 소개하였다.

그리고 회피비용을 구성하는 요소 중에서 확실적인 요소까지 고려한 회피발전비용을 계산하는 방법을 제안하여 위와 같은 결과를 얻었고, 전력회사와 민자발전소에 정확한 정보를 제공할 수 있도록 하였다.

표 4. 계산된 회피발전비용

	민자 비고려시	민자 고려시
운전비(백만원)	64,712,086	64,574,641
건설비(백만원)	9,200,344	9,082,021
잔존가치(백만원)	536,706	536,694
전력회사의 소요비용(백만원)	73,375,724	73,119,968
전력회사의 비용차이(백만원)	255756	
민자발전소의 총발전량(kWh)	2.605*10 <sup>7</sup>	
회피발전비용 (원/kWh)	98.2	

[참 고 문 헌]

- [1] M.D. Devine, M.A. Charlock, E.M. Gunn, D.A. Huettner, "PURPA 210 Avoided Cost Rates: Economic and Implementation Issues", Energy Systems and Policy, Vol. 11, PP. 85-101, 1987
- [2] A. Shalaby, "Avoided Costs: Ontario Hydro's Experience", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 1, PP.149-157, 1989
- [3] 통상산업부 전력정책과, '95장기전력수급계획, 1995.12
- [4] 김종옥, 박종배, 김광인, 이상철, "장기 회피발전 비용 계산에 관한 연구", '96대한전기학회 하계 학술대회 논문집, PP.878-882, 1996.7

3. 결 론

다가오는 2001년부터는 민자발전소의 상업운전이 시작되므로 경제적 의사결정이 필요하게 되고, 이