

장기 회피 발전비용 계산에 관한 연구

김 종 옥⁰, 박 종 배, 김 광 인, 이 상 철
한국전력공사 전력경제처

A Study on the Evaluation of the Long-Term Avoided Generation Cost

Jong Ok Kim, Jong Bae Park, Kwang In Kim, Sang Chul Lee

Abstract

This paper discusses the definition and concepts, approach methodologies, capable application areas in electricity business, and tentative calculation of avoided generation costs based on the Korea's official long-term generation expansion plan. The objective to evaluate avoided costs of a resource is to supply decision makers with the breakeven cost of a targeting avoided resource. For the evaluation of avoided costs of the Korea's generation system, we consider the pseudo-DSM option which has 1,000MW peak savings, load factor with 70 percent, and life-time with 25 years as the avoided resource. The DSM resource can save the fuel and capacity additions of a electric utility during its life time. The capacity and fuel savings are evaluated from the two different cashflows with and without the DSM option, which are generated on the basis of the generation system optimization model(WASP-II), independently. The breakeven kWh costs of the DSM option over this 25-year period is projected to be 34.1[won/kWh], which is composed of generation-capacity and fuel avoided costs with 101,139[won/kWh] and 17.6[won/kWh], respectively.

1. 서 론

최근 국내의 전력사업의 주변 환경은 급변하고 있다. 이는 전력사업에 본질적으로 내재하는 불확실성 요인들(전력 수요 성장 불확실성, 이에 기인하는 전력수급 불확실성(공급과잉 및 공급부족 현상의 발생), 환경규제의 강화, 장기 연료가격의 불확실성 및 설비 기술개발 불확실성)이 과거와 비교되지 않을 만큼 전력시장을 압도적으로 지배하고 있기 때문이다.^{[1][13]} 따라서, 미국을 비롯한 선진제국 뿐만 아니라 우리나라에서도 환경 친화적 공급자원을 포함하는 비전통적 공급자원 및 수요측 자원에 대한 관심이 지속적으로 증가하고 있다.

미국의 전력사업 규제위원회에서는 환경 친화적 공급측

자원 및 분산형 전원의 공급 확대 및 운용 극대화를 위하여, 공익사업규제정책법(PURPA : Public Utilities Regulatory Policies Act)에 관련 사항을 법제화하였다. 이에 따르면, 전력회사는 인준받은 발전사업자로부터 전력을 구매할 의무가 있으며, 그 가격은 회피비용으로 결정하도록 되어 있다.^{[7][10-13]} 또한 이법에서는 회피비용을 "대체전력의 증분비용"이라고 정의하고 있다.

이러한 회피비용의 개념은 국가적인 측면이나 전력회사 측면에서 열병합발전소를 포함한 분산형 전원 도입 정책 및 경제성 평가, 민전 및 자가발전 등의 경제성 분석 및 요금 결정, 수요측 자원(DSM)의 경제성 분석 및 인센티브 제도의 도입 결정, 송배전설비의 투자에 따른 경제성 분석 및 사회적 비용-최소화 통합자원계획(IRP : Integrated Resources Planning)의 추진에 따른 경제적 의사결정 기준으로 활용될 수 있다.^{[4-7][11-14]}

이 논문에서는 '96 장기전력수급계획에 기초한 실제 발전계통의 회피발전비용의 산정에 근본 목적을 두고 있다.^[1] 회피대상 자원으로 설비용량이 1,000MW, 이용률(부하율)이 70%, 운전기간이 25년(1998-2022)인 가상의 DSM 프로그램을 설정하였다. 또한, 회피비용을 산정하기 위한 최적화 대상 기간은 28년간(1995-2022)으로 하였고, 최적화 전산모형으로서는 현재 우리나라에서 사용하고 있는 WASP-II 모형을 활용하였다.^{[3][4],[9]}

가정한 DSM 프로그램을 실시함에 따라, 전력회사는 이 기간 동안 발전설비의 투자를 연기 및 취소할 수 있으며 또한 운전비를 절약할 수 있다. 따라서 고려 자원의 회피비용은 다음 두 가지 전원개발계획(안)으로부터 계산할 수 있다.^{[7][10-12]} 첫 번째에서는 현재의 장기 전력수급계획(안)을 최대한 반영하여 계획기간 동안에 주어진 LOLP 신뢰도 기준을 만족시키는 비용-최소화 대안을 구하고, 이 대안의 연도별 고정비 및 운전비의 현금흐름을 산출한다. 두 번째에서는 DSM 자원의 운전기간 동안, 이 자원의 운전 특성을 반영하는 부하지속곡선을 생성하여(즉, 피크 및 에너지를 감소하여) 이를 기준으로 새로운 비용-최소화 대안 및 현금흐름을 도출한다. 따라서, 두 대안의 연도별 비용흐름 차이로부터 회피비용(회피 발전설비비 및 회피 운전비)을 계산

할 수 있다. 그러나, 이 논문에서는 DSM 자원의 채택에 따른 공해방출량의 감소 및 관련 비용은 고려하지 않았다. 엄밀한 의미에서의 회피 발전비용은 환경 외부비용을 포함하여야 하지만, 현재 이와 관련된 자료가 국내에는 거의 없으므로 고려하지 않았다.^{[7],[9],[10],[15]}

회피 고정비용을 구하는 방법으로 대상 자원의 수명기간 가운데 몇 개의 대표적인 연도만을 대상으로 구하는 방법론이 제시되고 있으나^[11], 이 연구에서는 회피 대상 자원의 수명기간 전부 고려하는 방법론을 제시한다.^[7] 또한, 회피 운전비용(연료비, 운전유지비 등)을 계산하기 위한 방법론으로 시간대별 부하곡선 및 부하지속곡선을 사용하는 방법이 있다.^{[5],[6],[7],[10]} 전자에서는 발전기의 예방정비계획, 기동정지계획 및 경제급전 등 계통운용의 최적화 부분을 고려할 수 있으므로 정확한 회피 운전비용을 산출할 수 있으나, 계산 시간이 많이 소요되는 단점이 있다. 따라서, 이 연구에서는 분기별 부하지속곡선을 기준으로하여 확률적 시뮬레이션 방법론을 채택하였다.^{[3],[4],[8]}

II. 회피비용의 정의 및 개념

미국 공익사업규제정책법에서는 회피비용을 "대체 전력의 증분비용(incremental cost of alternative electric energy)"이라 정의하고 있다. 즉, 회피비용이란 어떤 전력회사가 PURPA에 의해 인준받은 열병합발전소나 발전사업자로부터 전력을 구입하지 않을 경우, 전력회사가 그에 상응하는 전력을 자체 생산하거나 또는 다른 제3자로부터 전력을 구입할 때 발생하는 전력설비, 전력에너지 및 제반 수반비용을 뜻한다.

회피비용은 기존의 한계비용과 유사한 점이 있으나, 다음과 같은 점에서 상이하다.

한계비용(Marginal Cost)

한계비용이란 "생산자가 한 단위의 제품을 추가로 생산하기 위하여 소요되는 추가비용이다"라고 정의된다.^[5] 즉, 전력계통에서의 한계비용은 "어떤 시점에 전력량 1 kWh를 추가로 생산하기 위하여 소요되는 전력계통에서의 증분비용"을 말한다. 장기한계비용과 단기한계비용으로 구분되어지는 한계비용은 그 특성상 어느 순간(혹은 시간대)에서만 의미를 가진다. 또한, 한계비용은 통상 요금제도에 사용되고 있으며, 수용자에게 적절한 가격 신호를 주는데 근본 목적이 있다.

회피비용(Avoided Cost)

회피비용은 대상 자원 대신에 다른 자원을 이용함으로써 인하여 수명기간 동안에 절약되는 가치를 말한다. 회피비용을 계산하는데 있어서, 단기한계비용의 계산에서와 같이 고정된 설비를 대상으로 하지 않고, 장기한계비용의 산정에서와 같이 미래의 가정된 하나의 최적계획에 기초하지 않는다. 따라서, 회피비용은 계획된 미래의 전력계통을 기준으로 계산된다. 이 점이 한계비용과 회피비용의 가장 큰 차이점 가운데 하나이다. 또한, 한계비용은 한 순간을 기초로 계산이 이루어 지나, 회피비용은 하나의 기간(대상 자원의 수명기간)을 기준으로 계산이 이루어 진다.

III. 회피비용의 구성 요소 및 계산 방법론

3.1 회피비용의 구성 요소

일반적으로 회피비용은 아래 표에 주어진 요소들로 구성된다. 그러나, 이 연구에서는 회피 발전비용의 산정에 목적을 두고 있으므로 고려항목을 극히 제한하였다.

(표 1) 회피비용 구성 요소

회피비용 구성 요소	이 연구에서의 고려 항목
발전설비비용	- 건설비 (○)
	- 고정운전유지비 (○)
발전변동비용	- 연료비 (○)
	- 변동운전유지비 (○)
	- 원전사후처리비 (×)
신로손실비용	- 발송배전 신로 손실 (×)
송배전비용	- 송배전 건설비용 (×)
	- 송배전 운전유지비 (×)
내부 환경비용	- 공해 방출량 관련 비용 (×)
	- 공해방지설비 비용 (○)
	- 미래 환경규제 대응 비용 (×)
외부비용	- 공해물질 (×)
	- 기타 토지, 수질, 생태계 (×)
직접 경제적 비용	- 직접 경제적 비용 (×)
간접 경제적 비용	- 간접 경제적 비용 (×)
행정 및 오버헤드 비용	- 행정 및 오버헤드 비용 (×)

회피비용 구성 요소 가운데 중요한 몇가지의 정의 및 특징을 살펴보면 다음과 같다.

회피 발전설비비용 : 회피되는 발전설비 고정비용(원/kW-년)을 말하며, 투자비(건설비)와 고정 운전유지비로 구성된다. 투자비의 경우 공급측 자원일 경우는 건설비가 이에 해당하고, 수요측 자원일 경우 초기에 투자되는 비용이 이에 해당된다.

$$\text{회피발전비용} = \{ (\text{초기 투자비}) \times (\text{고정부담분}) \} + \text{고정운전유지비} \quad (1)$$

$$\text{여기서, 자본회수계수(CRF)} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

i : 할인율, n : 수명기간

회피 발전변동비용 : 회피 발전변동비용은 원/kWh로 표시된다. 통상, 회피 발전변동비용은 연료비와 변동 운전유지비로 구성된다. 회피 발전변동비용은 회피 자원이 운전되는 부하 수준대에 따라 달라지게 된다. 따라서, 회피 대상 자원이 비점두부하용 설비일 때는, 회피 발전변동비용은 한계비용과 매우 달라지게 된다.

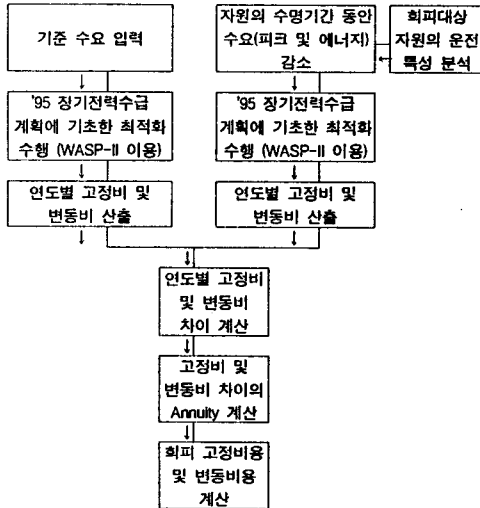
회피 신로손실비용 : 전력계통의 손실은 발송-배전의 회피 발전설비비용에 영향을 주며, 동시에 회피 발전변동비용에도 영향을 미친다. 즉, 어떤 DSM 자원의 회피비용을 산정할 때에는, DSM 자원을 채택함에 따라 공급측 자원에서와 같이 신로 손실보상을 위한 여분의 설비 및 전력량 생산이 필요없어지므로 이를 고려하여야 한다.

1) Fixed Charge Factor를 말한다. 이것은 초기 투자비 회수 부분(회계적 감가상각에 해당하는 부분과 자본비용으로 구성되는 Capital Recovery Factor), 세금 및 준세금 항목, 제반 보험료 등을 포함한다.

3.2 회피비용 계산 방법론

어떤 자원의 회피비용을 계산하는 모든 방법론은 대상 자원을 전력회사의 설비에 포함시켰을 때와 그렇지 않을 때의 비용 흐름의 차이를 구하는데 기초하고 있다. 대표적인 방법론으로는 이상적인 회피비용 계산법(Ideal Avoided Cost Methodology), 대리 발전기 계산법(Proxy Plant Approach), 수요감소법(Decrement Method) 등이 있다.^{[7][10][11]}

이상적인 회피비용 계산법은 이론적으로는 최적의 방법론이지만, 모든 자원을 대상으로 회피비용을 계산하여야 하므로 현실적으로는 불가능하다. 또한, 대리발전기 계산법은 회피자원을 증가의 공급측 자원으로 변환하므로, 계산이 용이하며 확률적 시뮬레이션 및 최적화 과정을 수행하지 않으므로 시간이 단축된다. 그러나 증가의 공급측 자원으로 변환할 때 많은 오차가 발생하므로 많이 사용되지 않는다. 따라서 대부분의 연구에서는 아래 그림에서 주어지는 부하 감소법을 사용하고 있고, 이 연구에서도 이 방법론을 이용하였다.



(그림 1) 회피비용 계산 절차

IV. 사례 연구

사례 연구에서는 '95 장기전력수급계획에 사용된 입력자료 및 설비계획을 최대한 반영하여 우리나라 발전계통의 회피발전비용을 계산하는데 근본 목적을 두고 있다.

4.1 계산 전제 및 입력 자료

회피 발전비용을 계산하기 위한, 대상 자원으로는 아래 표와 같은 특성을 가지는 가상의 DSM 자원을 설정하였다. 또한, 최적화 기간은 DSM 자원의 수명기간을 포함하는 '95-22년으로 설정하였으며, 할인률 및 신뢰도 기준은 각각 8.5%, 0.5(일/년)을 적용하였다.

입력자료 가운데 기준수요는 '95 장기전력수급계획에 사용된 수요를 사용하였으며, DSM 자원의 채택시에는 자원의 수명기간 동안 수요를 감소하였다.^[11]

(표 2) 회피 자원의 특성 및 입력 자료

자원 특성	피크감소량 (MW)	이용률 (%)	수명 기간
입력 자료	1,000	70	'98-'22(25년)
- 최적화 대상 기간 : '95-'22(28년)			
- 적용 실질 할인률 : 8.5%			
- 신뢰도 기준(LOLP) : 0.5(일/년)			

최적화 기간 동안, 건설대상이 되는 후보 발전설비 입력 자료는 다음과 같다.

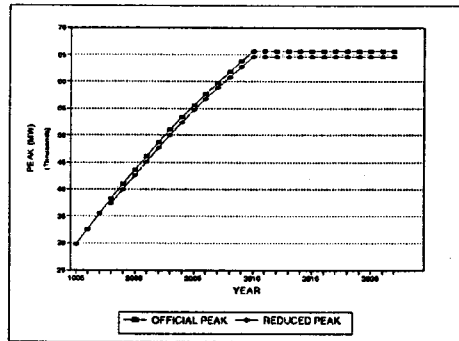
(표 3) 후보설비 입력자료(1995년 불변가격)

후보설비	용량 (MW)	건설비 (천원/kW)	고정O&M비용 (천원/kW-월)	연료비 (원/kWh)	건설가능 기간
LNG 복합화력	450	505	1.38	25.4 (30.5)	'98-'10
유전소화력	500	800	1.80	19.5 (20.9)	'98-'10
유연탄화력	500	1,017	3.36	11.3 (11.8)	'00-'10
유연탄화력	800	920	2.72	11.2 (11.7)	'01-'10
원자력(PWR)	1,000	1,517	3.95	3.2 (3.2)	'01-'10
원자력(PWR)	1,300	1,346	3.46	3.2 (3.2)	'07-'10
원자력(PHWR)	700	1,607	5.22	1.9 (1.9)	'01-'10
양수	300~500	617	-	-	-

* () 내의 연료비는 각 발전기가 Base-Load로 운전할 때의 연료비이다.

4.2 회피 발전변동비용의 계산

기준수요 및 DSM 자원의 채택에 따른 감소수요는 다음 그림과 같이 주어진다.



(그림 2) DSM 자원의 채택에 의한 피크 수요의 변화

두 가지의 입력수요를 기준으로 최적화를 수행하면 각각의 최적 대안이 도출되고, 또한 연료비 및 고정비의 현금흐름을 구할 수 있다. 아래 표에 각 최적대안의 변동비 현금흐름이 주어져 있다.

이로부터 DSM 자원의 수명기간 동안의 균등화 연료비 차이를 아래 식으로부터 구할 수 있다.

$$\begin{aligned} \text{균등화 연료비 차이} &= \{ (\text{기준수요시 연료비 현재가치 합}) \\ &\quad - (\text{감소수요시 연료비 현재가치 합}) \} \times \text{CRF} \\ &= 84,762 \text{백만원} \end{aligned} \quad (2)$$

유사한 방법으로 DSM 자원의 수명기간 동안의 감소 발전량 및 균등화 감소 발전량을 계산할 수 있다.

$$\text{균등화 감소 발전량} = 4,807 \times 10^6 \text{kWh} \quad (3)$$

따라서, 회피 발전변동비용(1995년 불변가격)은 아래의 식으로부터 구할 수 있다.

$$\begin{aligned} \text{회피발전변동비용} &= \frac{\text{균등화연료비차이}}{\text{균등화감소발전량}} \\ &= 17.6 \text{원/kWh} \end{aligned} \quad (4)$$

(표 4) 수요감소 전후시 연간 변동비 흐름

연 도	기준수요시 운전비 (백만원)	수요감소시 운전비 (백만원)
1995	3,654,640	3,654,640
1996	4,001,407	4,001,407
1997	4,287,993	4,287,993
1998	4,561,736	4,432,096
1999	4,805,971	4,633,339
2000	5,113,712	4,940,971
2001	5,332,076	5,132,589
2002	5,522,129	5,296,522
2003	5,682,888	5,461,891
2004	5,903,078	5,685,427
2005	6,049,989	5,904,972
2006	6,248,143	6,082,255
2007	6,318,316	6,233,129
2008	6,385,547	6,408,166
2009	6,670,355	6,708,144
2010	6,815,794	6,851,063
2022	6,815,794	6,851,063
1995년 현재가치 합 계	62,270,606	61,403,118

4.3 회피 발전고정비용의 계산

회피 발전변동비용을 구하는 절차 및 방법론을 적용하면 회피 발전고정비용도 쉽게 구할 수 있다. 아래 표에서는 두 가지 수요에 대한 최적 대안의 연도별 고정비 현금흐름이 주어져 있다.

(표 5) 수요감소 전후시 연간 고정비 흐름

연 도	기준수요시 고정비 (백만원)	수요감소시 고정비 (백만원)
1995	0	0
1996	0	0
1997	0	0
1998	1,027,252	0
1999	681,751	1,027,252
2000	2,465,908	2,465,908
2001	2,905,410	3,297,512
2002	3,105,414	3,497,516
2003	3,506,017	3,506,017
2004	2,797,516	2,797,516
2005	3,497,524	2,489,017
2006	2,797,521	3,306,023
2007	4,235,632	3,221,825
2008	4,235,637	2,885,824
2009	1,780,516	2,235,019
2010	3,676,336	3,676,336
2011	0	0
2022	0	0
1995년 현재가치 합 계	17,404,325	16,369,232

동일한 방법으로 균등화 고정비 차이를 구할 수 있다.

균등화 고정비 차이 = 101,139백만원 (5)

이 값을 설비용량으로 나누어 주면 회피 발전고정비용 (1995년 불변가격)을 구할 수 있다.

회피 발전고정비용 = 101,139원/kW-연 (6)
= 16.5원/kWh

따라서 회피 발전비용은,

회피 발전비용 = 회피 발전고정비용 +
회피 발전변동비용 (7)
= 34.1 원/kWh

V. 결 론

이 논문에서는 '95 장기 전력수급계획에 기초한 우리나라의 회피 발전비용을 계산하여 보았다. 여기서 회피자원은 가상의 DSM 자원으로 설정하였다. 회피 발전비용을 계산하기 위하여 최적화 모형은 WASP-II를 이용하였고, 운전비 계산 부분은 분기별 부하지속곡선을 이용하는 확률적 시뮬레이션 기법을 적용하였다. 계산 결과 DSM 자원의 회피발전비용은 34.1원/kWh으로 나타났다. 도출된 회피발전비용은 DSM 자원의 경제성 평가 및 효율적인 수요관리 정책을 추진하기 위한 하나의 지수로서 활용될 수 있으리라 판단된다. 그러나, 이 연구에서는 가상의 DSM 프로그램을 대상으로 회피비용을 산정하였으므로 현재 우리나라에서 실시하고 있는 DSM 프로그램에 직접 적용하기에는 무리가 있으리라 판단된다. 향후, DSM 프로그램에 대한 데이터베이스가 구축되면 보다 정확한 회피비용이 도출될 것이다. 또한, 송배전 회피비용 및 환경 비용 등에 대한 연구가 진행되어 자료가 주어지면 보다 정확한 사회적 회피비용이 산출될 것으로 판단된다.

[참 고 문 헌]

- [1] 통상산업부 전력정책과, '95 장기전력수급계획, 1995. 12.
- [2] 한국전력공사, 전기요금안내(1995년 5월 1일 시행), 1995. 5.
- [3] 한국전력공사 기술연구원, WASP 모형의 개선에 관한 연구, 1985. 6.
- [4] 한국전력공사 전력경제처, MOST 모형 확장에 의한 IRP 응용방안 연구, 1995. 10.
- [5] C. J. Cicchetti, W. J. Gillen, and P. Smolensky, *The Marginal Cost and Pricing of Electricity (An Applied Approach)*, Ballinger Publishing Company, Cambridge, Massachusetts, 1977.
- [6] A. M. Bozarth, D. A. Duckett, and W. J. Ros, *Guide for Evaluation of Distribution Transformers*, Power Systems Engineering Department., GE Industrial & Power Systems, 1994. 8.
- [7] Tellus Institute, *Costing Energy Resource Options: An Avoided Cost Handbook for Electric Utilities*, Tellus Institute, Boston, Massachusetts, 1995. 9.
- [8] J. Vardi and B. Avi-Itzhak, *Electric Energy Generation: Economics, Reliability and Rates*, The MIT Press, 1981.
- [9] Y. C. Kim and B. H. Ahn, "Multicriteria Generation-Expansion Planning with Global Environmental Considerations", *IEEE Trans. on Eng. Manage.*, Vol. 40, No. 2, 1993. 5.

- [10] A. J. M. van Wijk and W. C. Turkenburg, "Costs Avoided by the Use of Wind Energy in the Netherlands", *Electric Power System Research*, 23(1992) 201, 216.
- [11] Stephen Bernow, Bruce Biewald and Donald Marron, "Avoided Cost Contracts can Undermine Least-Cost Planning", *Energy Policy*, Sep. 1990.
- [12] Tomas A. Foreman, "Avoided Cost Adjustments for Nongenerating Utilities", *IEEE Trans. on Power Systems*, Nov. 1987.
- [13] Michael D. Devine, Michael A. Chartock, Elizabeth M. Gunn and David A. Huettner, "PURPA 210 Avoided Cost Rates: Economic and Implementation Issues", *Energy Systems and Policy*, Vol. 11, 1987.
- [14] S. Rahman and Rinaldy, "An Efficient Load Model for Analyzing Demand Side Management Impacts", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 8, No. 3, 1993. 8.
- [15] Y. M. Park and J. B. Park, "Long-Term Generation Expansion Strategies for the Reduction of CO₂ Emissions in Korea", *IEEE International Conference on ESDDSM, Kuala Lumpur, Malaysia, 1995. 11.*