

전원개발계획 최적화 모형에 기초한 DSM 자원의 회피발전비용 계산

김광인* · 박종배** · 박영문*** · 권영한**** · 이광호[§]

*한국전력공사 전원계획처, **안양대학교 전기공학과, ***서울대학교 전기공학과,
****한국전기연구소, [§]단국대학교 전기공학과

Evaluation of Generation Avoided Costs of a DSM Resource Using the Long-term Generation Expansion Planning Model

Kwang In Kim*, Jong Bae Park** Young Moon Park***,
Young Han Kwon**** and Kwang Ho Lee[§]

*KEPCO, **Ahnnyang University, ***Seoul National University, ****KERI, [§]Dankook University

요 약

본 연구는 회피비용의 정의 및 개념을 소개하고 계산 방법론을 제시하였으며, 사례연구를 통하여 DSM 프로그램의 의사결정에 필요한 회피발전비용을 시산하였다. 본 연구에서 적용한 회피발전비용 계산 알고리즘인 수요감소법은 전력회사의 DSM 프로그램 도입 전후에 대하여 소요수입의 현금흐름의 비교에 바탕을 둔 것이다. 사례연구에서는 장기 회피발전비용 계산에 필요한 확률적 운전비 시물레이션과 전원개발계획 최적화를 위하여 WASP-II 전산모형을 이용하였다. 또한, 효율개선을 통해 최대전력을 감소시킬 수 있는 특정 DSM 대안을 선정하고 우리나라 '95장기전력수급계획안에 기초하여 회피발전비용을 계산하였다. 시산 결과 DSM 자원에 대한 단위전력량당 회피발전비용은 1995년 불변가격 기준으로 31.3[원/kWh]이며, 이 가운데 회피발전고정비용은 15.0[원/kWh]이고 회피발전변동비용은 16.3[원/kWh]으로 나타났다.

Abstract— This paper discusses definition, concepts, approach methods, application areas, and evaluation of avoided generation costs based on the Korea's official long-term generation expansion plan. The main objective to evaluate avoided costs of resources is to supply decision makers with the breakeven costs of the resources. For the evaluation of avoided costs based on the Korea's generation system, we consider a DSM option which has 1,000MW peak savings, load factor with 70 percents, and life-time with 25 years. The DSM resource can save the fuel spending and capacity additions of a electric utility during its life time. The capacity and fuel savings are evaluated from two different cashflows with and without the DSM option, which are supplied with on the basis of the generation system optimization model (WASP-II), independently. The breakeven kWh costs of the DSM option is projected to be 31.3 [won/kWh], which is composed of generation capacity and fuel avoided costs with 15.0[won/kWh] and 16.3[won/kWh], respectively.

1. 서 론

최근에 전력, 가스 등 에너지 산업을 중심으로 한 대규모 장기산업에서 수요관리(DSM: Demand Side Management) 활동이 적극적으로 추진되고 있다.

수요관리란 공급자가 설비투자 및 설비이용의 효율

성을 향상시키기 위하여 미래에 나타날 수요의 형태를 원하는 형태로 바꾸기 위한 제반 활동을 의미한다. 이러한 수요관리 활동은 공공재나 필수재를 생산하는 독점 산업에서 제품의 저장에 기술적, 경제적으로 어려울 경우에 더욱 효과적이다. 특히, 전력산업의 경우, 이러한 조건들 이외에도 공급과 수요가 동시에 발생하고 항상

균형을 이루어야 하기 때문에 수요관리는 매우 중요한 역할을 하고 있다.

전력산업에 있어서의 수요관리는 이미 오래 전부터 여러 가지 방법으로 추진되어 왔다. 전기요금 체계에 있어서 누진제나 시간대별 요금제(TOU: Time of Use)의 채택이 이미 대표적인 예라고 할 수 있다. 그러나 최근에는 더욱 적극적인 방안으로서 수요관리 프로그램에 참여하는 소비자에 대한 전기요금 할인혜택 부여나 보조금 지급과 같이 직접/간접적인 인센티브 제공을 병행하고 있다. 또한 미래의 전력수요 증가에 대처하기 위한 전력수급계획 분야에 있어서, 발전소 건설과 같은 전통적인 공급측 대안(SSM: Supply Side Management)과 수요관리 활동에 바탕을 둔 수요측 대안을 동등한 조건으로 평가하는 새로운 전력수급계획 개념인 통합자원계획(IRP: Integrated Resources Planning) 체계를 도입하고 있다.

그러나 수요관리 대안을 마련하고 이를 시행하기 위해서는 수요관리에 소요되는 비용과 이에 의한 효과를 정확하게 평가하는 것이 필요하다. 특히, 수요관리의 효과는 공급비용의 감소 형태로 나타나며, 이러한 공급비용 감소분을 회피비용(Avoided Cost)이라고 정의한다. 따라서 수요관리 대안의 적정성을 평가하기 위해서는 일차적으로 대안의 시행에 따른 회피비용을 계산할 필요가 있다.

전력부문 회피비용의 구성 요소로서는 회피발전비용, 회피송배전비용, 회피환경비용 등이 있다. 또한, 회피비용 계산에 있어서 검토대상기간에 따라 계산방법이나 적용 모형이 달라진다. 즉, 검토기간이 단기일 경우에는 시간대별 부하곡선을 이용한 계통운전 시뮬레이션 모델을 적용하고, 검토기간이 장기일 경우에는 부하지속곡선을 사용하는 장기전원개발계획 모형을 적용하는 것이 적합하다¹⁵⁾이다. 또한, 회피비용은 수요의 변화 형태와 공급설비의 구조 및 운전특성에 따라 변화하므로, 수요관리에 따른 회피비용을 계산하기 위해서는 수요관리의 결과로서 전체 수요와 공급의 형태가 어떻게 변화할 것인가를 먼저 알아야 한다.

이 논문에서는 장기 전원개발계획 모형을 이용한 회피발전비용 산정방법을 제시하였다. 본 연구에서 적용한 장기 전원개발계획 모형은 WASP-II이며¹⁶⁾, 회피발전비용의 산정을 위한 사례연구는 우리나라의 '95장기전력수급계획을 바탕으로 이루어졌다¹⁷⁾. 또한 회피발전비용 산정대상으로서는 효율개선 설비의 보급을 통하여 전력수요를 감소시키고자 하는 DSM 프로그램을 선정하였다.

2. 회피비용(Avoided Cost)의 개념

회피비용의 개념은 원래 미국에서 QF¹⁾의 발전전력을

전력회사가 구입하는데 따른 구입전력요금을 결정하는 문제에서 출발하였다. 미국의 공익사업규제정책법(PURPA)에 의하면 전력회사는 QF로부터 전력을 구매할 의무가 있으며, 그 가격은 회피비용에 따르도록 지정되어 있다¹⁷⁾이다. 또한, 이 법에서는 회피비용을 "대체전력의 증분비용(incremental cost of alternative electric energy)"이라고 정의하고 있다. 여기에서 대체전력의 증분비용이란 "QF로부터 전력구입이 없을 경우, 전력회사가 자체 발전하거나 다른 제3자로부터 전력을 구입하는데 소요되는 비용"을 의미한다.

이러한 회피비용의 개념은 구입전력에 대한 요금결정뿐만 아니라, 다른 부문에서도 광범위하게 사용되고 있다. 즉, 전력회사의 효율향상 프로그램, 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 분석에 있어서도 회피비용의 개념이 널리 사용되고 있다¹⁸⁾이다.

발전부문의 회피비용 즉, 회피발전비용이란 전력회사가 전력수급을 위하여 자체 발전이 아닌 수요관리나 외부로부터의 전력 구입 등, 외부 자원을 이용함으로써 전력회사 내부의 전력생산을 대체할 경우에 발생하는 발전비용 감소분이다. 따라서 회피발전비용은 계통의 운전조건 뿐만아니라, 대체하는 대상이 무엇인가에 따라 다르게 나타난다. 예를 들어, 특정한 자원의 대체자원이 원자력설비일 경우에는 핵연료비용이나 원자력발전소 투자비 등이 회피발전비용이 되며, 첨두부하설비일 경우에는 첨두설비의 발전비용이 된다. 또한, 수요관리 등을 통하여 제3자로부터의 전력구입량의 감소가 예상된다면 이러한 전력구입비용의 감소분이 회피발전비용이 된다. 그러나 더욱 엄밀하게는 회피발전비용 즉, 전력생산의 대체비용에는 공급시장비용의 감소분이 포함되어야 한다.

회피비용은 회피대상기간의 크기에 따라 단기 및 장기회피비용으로 구분할 수 있다. 단기회피비용은 전력생산의 대체가 단기적으로 이루어져서 미래의 설비투자에 영향을 미치지 않는 경우이며, 장기회피비용의 경우에는 미래의 설비투자 감소를 고려한 발전비용 감소분을 의미한다. 회피비용 계산을 위한 적용모형에 있어서 단기회피비용의 경우에는 엄밀한 계통운용 시뮬레이션이 가능한 발전계획 모형이 주로 사용되며, 장기회피비용의 경우에는 일반적으로 미래의 설비투자계획을 반영

¹⁾ QF(Qualified Facility): 열병합 발전소나 재생에너지를 사용하는 발전설비 가운데 공익사업규제정책법에서 지정한 요건을 갖추어서 미연방에너지규제위원회(FERC)에서 인준한 발전설비를 말한다.

할 수 있는 장기전원개발계획 모형이 사용된다.

회피발전비용은 예상되는 대체발전비용을 의미하므로 장기회피발전비용에서 고려하는 미래의 설비계획이 반드시 최적계획을 의미하지는 않는다. 즉, 회피발전비용의 계산은 계획의 최적성 여부에 상관 없이 기존에 수립된 발전설비투자계획을 바탕으로 회피대상기간 동안에 결약하는 가치를 평가함으로써 이루어진다.

3. 회피비용의 구성 요소 및 계산 방법론

3-1. 회피비용의 구성 요소

회피비용의 구성 요소로서는 회피발전비용, 회피송배전비용, 회피환경비용 등이 있다. 회피비용 구성 요소별 정의 및 특징을 살펴보면 다음과 같다.

① 회피발전비용

회피발전비용은 전력회사의 전력생산을 대체함으로써 발생하는 발전비용 감소분을 의미하며, 이는 다시 회피발전고정비용과 회피발전변동비용으로 구분된다.

회피발전고정비용: 전력생산을 대체함에 따라 회피대상 설비의 건설 및 운전을 하지 않음으로써 절감되는 건설비 고정분담금, 고정운전유지비, 세금 및 보험료 등, 고정적인 지출을 의미한다. 일반적으로 식 (1)과 같이 연간단위(원/kW-년)로 계산한 뒤, 이를 다시 발전소 이용율을 고려하여 전력량(kWh) 단위로 계산한다.

$$\text{회피발전고정비(원/kW-년)} = \{(\text{건설투자비}) \times \text{CRF} + (\text{고정운전유지비}) + (\text{세금/보험료})\} \quad (1)$$

여기서, CRF(자본회수계수)²⁾는 식 (2)와 같이 주어진다.

$$\text{CRF} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2)$$

(i: 할인율, n: 수명기간)

회피발전변동비용: 회피발전변동비용은 회피대상 설비의 연료비와 변동운전유지비 절감분으로 구성되며, 원/kWh로 표시된다. 회피대상설비가 명확하게 구분되지 않을 경우에는 회피대상 설비가 운전되는 부하 수준대의 발전변동비 감소분이 이에 해당된다. 따라서, 회피대상자원이 첨두부하용 설비일 때는 한계비용(한계발전변동비용)과 유사하지만, 비첨두부하용 설비일 때는 한계비용과 많은 차이가 있다.

② 회피송배전비용

회피송배전비용은 회피되는 송·배전 건설투자비, 송

·배전설비 운전유지비, 송배전손실비용 등으로 구성된다. 예를 들어, 어떤 특정 지역에 대한 DSM 프로그램을 통하여 그 지역에서 회피되는 송배전 신규설비 투자비(설비신설, 설비교체의 지연/취소), 운송비, 손실비용 등의 감소분을 의미한다. 회피발전비용과 마찬가지로 변동비용과 고정비용으로 구분할 수 있다.

③ 회피환경비용

회피환경비용은 내부환경비용과 외부환경비용으로 다시 구분할 수 있다. 내부비용은 환경비용 가운데 전력생산비용에 이미 반영된 부분으로서 공해배출량에 관련된 비용³⁾, 기존 및 후보설비에 대한 공해방지설비 설치 또는 교체비용, 환경설비 운전비용, 탄소세 도입 등과 같이 미래의 환경규제에 대응하기 위한 비용 등으로 구성된다. 외부비용은 현재의 전력생산에 대한 비용요소로 반영은 되어 있지 않지만, 전력설비의 건설, 연료의 추출, 정제, 수송, 연소 및 폐기물 처분 등의 과정에서 발생된 환경오염에 따른 사회적 피해비용을 의미한다⁴⁾ 이러한 회피환경비용은 주로 발전에 관련된 비용이기 때문에 특별한 경우를 제외하고는 일반적으로 회피발전비용에 포함시킨다.

Table 1. Components of avoided costs.

구성 요소	고려항목		
회피발전비용	고정비	- 건설투자비	(○)
		- 고정운전유지비	(○)
	변동비	- 연료비	(○)
		- 변동운전유지비	(○)
- 공급지장비		(×)	
	- 원전사후처리비	(×)	
회피송배전비	- 송배전 건설투자비	(×)	
	- 송배전설비 운전유지비	(×)	
	- 송배전 손실비용	(×)	
회피환경비	- 공해배출량 관련비용	(×)	
	- 공해방지설비투자비	(○)	
	- 공해방지설비운전비	(○)	
	- 미래환경규제 대응비용	(×)	
	- 환경외부비용	(×)	
기타 비용	- 직접 경제비용	(×)	
	- 간접 경제비용	(×)	
	- 행정 및 오버헤드 비용	(×)	

³⁾ 미국에서 1990년에 발효된 대기청정법(Clean Air Act)에 의해 일부 시행되고 있는 공해물질 배출권제도의 경우, 어떤 전력회사가 획득한 공해배출량보다도 많은 양의 공해를 방출하기 위해서는 타 전력회사로부터 공해배출권을 구입하여야 한다. 이러한 비용은 통상환경직접비용으로 취급된다.

⁴⁾ 직접 환경비용과 외부비용을 엄격하게 구분하기는 힘들지만, 각종 공해배출 규제에 따라 전력회사에서 이미 지불하거나 이를 고려하고 있는 세금, 공해배출부과비용, 공해배출저감설비투자비 등을 제외한 사회적 환경 피해비용을 통상 외부비용으로 구분하고 있다.

²⁾ 자본회수계수(CRF: Capital Recovery Factor): 초기 투자비의 경제적 가치를 돈의 시간가치를 고려하여 수명기간 동안 균등하게 회수할 수 있도록 배분하는 비율을 의미하며 연금계수라고도 한다. 설비의 수명기간과 할인율(이자율)의 함수이다.

여러 가지 회피비용의 구성 요소와 이 가운데 본 연구의 사례연구에 포함된 내용이 Table 1에 주어져 있다.

3-2. 회피비용 계산 방법론

3-2-1. 회피비용 계산 알고리즘

회피발전비용은 일반적으로 전력생산 대체에 따른 전력회사 소요수입 또는 비용흐름의 차이를 이용하여 계산한다. 소요수입(revenue requirements)이란 발전소 등, 설비를 건설하고 운영하는 데 소요되는 비용으로서, 전력의 판매에 의하여 회수되어야 할 비용을 의미한다. 단 기회피비용의 경우, 운전비(변동비)와 공급지장비용 등이 여기에 해당되지만 장기회피비용의 경우에는 설비투자비까지 고려되어야 한다.

DSM 자원의 회피비용을 계산하는 대표적인 방법으로는 이상적 방법, 대리발전기법, 수요감소법 등이 있다^{[7][8][9][10][11]}. 이상적 방법(Ideal Avoided Cost Methodology)은 DSM 자원의 도입효과를 가장 정확하게 측정하는 방법이다. 이 방법을 이용하여 장기회피발전비용을 계산하기 위해서는 DSM이 적용되지 않은 경우와 적용된 경우에 대한 최적공급계획안(전원개발계획)을 수립하여 두 개의 대안 사이에서 발생하는 연도별 소요수입의 차이를 계산한다. 여러 개의 DSM 자원이 있을 경우에는 이러한 자원에 의한 효과가 동시에 모두 반영된다. 즉, 비용대비 효과가 있는 모든 DSM 자원들에 대하여 그 효과의 정도에 따라 우선순위를 정하고, 어떤 DSM 자원에 대한 회피비용을 계산하기 위해서는 먼저 앞 순위의 DSM 자원을 전력수요에 반영하여 조정된 상태에서 최적계획을 수립하여 회피비용을 계산한다. 이것은 회피비용을 계산하는데 있어서 이론적으로 최적의 방법론이라고 할 수 있다. 그러나 모든 DSM 자원에 대한 분석을 동시에 해야 하기 때문에 계산량이 많고 복잡하여 현실적으로 적용하기가 곤란하다.

대리발전기법(Proxy Plant Approach)은 DSM에 의하여 전력수요가 감소되는 형태와 유사한 운전형태를 갖는 발전설비를 대리발전기로 선정하고 이 발전기를 건설하거나 운전하였을 때 소요되는 비용을 계산하여 이를 회피비용으로 간주하는 개념이다. 이 방식의 대리발전기 운전비용 계산에서는 최적계획수립이나 이 과정에서 필요한 확률적 발전시뮬레이션 및 최적화 과정을 수행하지 않으므로 계산이 용이하다는 장점이 있다. 그러나, 대상 DSM과 등가인 대리발전기가 존재하지 않기 때문에 계산 결과에 대한 오차가 크게 발생한다는 단점

이 있다⁹⁾

부하감소법(Load Decrement Method)은 DSM에 의한 수요변화 전·후의 최적 공급계획을 수립하고, 이를 바탕으로 소요수입의 차를 이용한다는 점은 이상적인 방법과 같다. 그러나, 모든 DSM 자원을 동시에 고려하지 않는다는 점이 다르며, 이에 따라 계산이 비교적 단순하다. 회피비용의 정확도 측면에서 보면 이상적 방법과 대리발전기법의 중간적 위치를 차지한다.

이 연구에서는 부하감소법에 바탕을 두고 Fig. 1과 같은 알고리즘을 적용하여 DSM 자원에 대한 회피발전비용을 계산하였다. 즉, 우리나라의 장기전력수급계획을 바탕으로 특정 DSM을 적용하지 않을 경우(기준수요)와 적용할 경우의 각각에 대하여 연도별로 소요되는 고정비 및 변동비를 소요수입으로 정하고 이의 차이를 이용하여 회피발전비용을 계산하였다. 자세한 회피발전비용 계산 알고리즘은 3.2.2절에서 제시하였다.

3-2-2. 회피발전비용의 계산방법론

회피발전비용은 Fig. 1과 같이 기준수요와 수요감소시의 각각에 대한 최적전원개발계획을 바탕으로 계산된다. 회피발전비용 및 회피발전량은 각각의 전원개발계획안에 대한 연도별 고정비지출(고정비 소요수입)의 차이에 할인율을 적용하여 계산초기년도로 현재가치화하

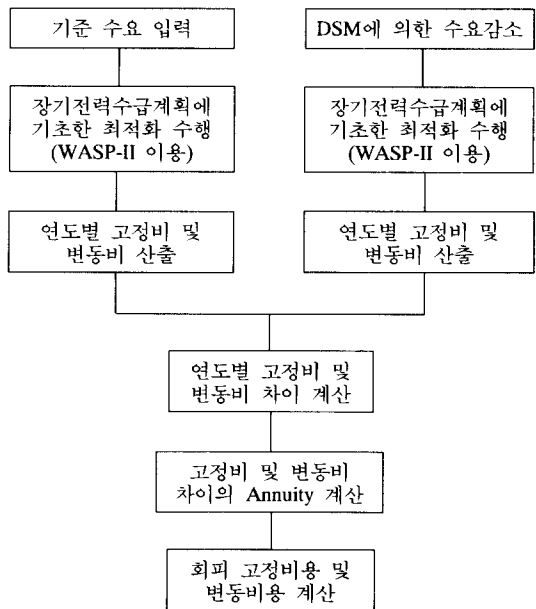


Fig. 1. Evaluation flow of avoided costs.

⁸⁾ 어떤 DSM 자원을 등가의 대리발전기로 변환하기 위해서는 대리발전기의 연료타입, 열소비용 및 연료비의 결정, 경제성 투입 순서, 운전비 계산시 타 발전기에의 영향 등을 고려하여야 한다.

⁹⁾ DSM 자원의 수명기간이 지나면 다음 연도 초에 대체설비를 투입하여야 하며, 이에 따라 발생하는 비용을 반영하기 위하여 비용계산 기간이 1년 연장된다.

고, 이를 이용하여 단위전력량당 회피발전비용 [원/kWh]을 계산한다.

회피발전고정비의 현재가치(ΔPW_F)⁹⁾

$$\Delta PW_F = \sum_{i=k}^{k+n} (F_{BLi} - F_{DLi}) (1+r)^{-(i-k)} \quad (3)$$

FBLi: 기준수요시의 i년도 고정비

FDLi: 감소수요시의 i년도 고정비

k: 계산 초기년도

n: 계산기간(DSM 자원의 수명기간)

r: 할인율

연간균등화회피발전고정비(L_{AF})

$$L_{AF} = \Delta PW_F \times CRF \quad (4)$$

DSM 자원 수명기간동안 회피발전량(ΔPW_G)

$$\Delta PW_G = \sum_{i=k}^{k+n-1} (G_{BLi} - G_{DLi}) (1+r)^{-(i-k)} \quad (5)$$

GBLi: 기준수요시의 i년도 발전량

GDLi: 감소수요시의 i년도 발전량

연간균등화회피발전량(L_{AG})

$$L_{AG} = \Delta PW_G \times CRF \quad (6)$$

단위전력량당 회피발전고정비(A_{FG})

$$A_{FG} = \frac{L_{FG}}{L_{AG}} \text{ [원/kWh]} \quad (7)$$

회피발전변동비의 현재가치(ΔPW_V)

$$\Delta PW_V = \sum_{i=k}^{k+n-1} (V_{BLi} - V_{DLi}) (1+r)^{-(i-k)} \quad (8)$$

VBLi: 기준수요시의 i년도 변동비용

VDLi: 감소수요시의 i년도 변동비용

연간균등화회피변동비(L_{AV})

$$L_{AV} = \Delta PW_V \times CRF \quad (9)$$

단위전력량당 회피발전변동비(A_{VG})

$$A_{VG} = \frac{L_{AV}}{L_{AG}} \text{ [원/kWh]} \quad (10)$$

단위전력량당 회피발전비용(A_G)

$$A_G = A_{FG} + A_{VG} \text{ [원/kWh]} \quad (11)$$

4. 사례 연구

4-1. 계산 전제 및 입력 자료

본 사례 연구는 우리나라 '95장기전력수급계획에 사용된 입력자료 및 설비계획을 바탕으로 이루어졌다. 또한, 회피발전비용을 계산하기 위한 대상으로서 Table 2와 같은 특성을 가지는 DSM 자원을 설정하였다. 여기에서, 공급측계획(전원개발계획)의 최적화 기간은 DSM 자원의 수명기간을 포함하는 28년(1995-2022)으로 설정하였으며, 할인율 및 신뢰도 기준은 각각 8.5%, 0.5(일/년)을 적용하였다. Table 2에 회피비용 계산대상 DSM 자원과 관련된 기본 데이터를 나타냈다.

최적전원개발계획 수립을 위한 전산모형으로서는 한전에서 장기전력수급계획 수립에 활용하고 있는 WASP-II 모형을 적용하였으며, 여기에 입력되는 전력수요는 '95장기전력수급계획 수립시 사용한 데이터와 동일한 값을 적용하였다. 부하감소법에서의 DSM 자원에 의한 부하지속곡선상의 전력수요감소는 전 시간대에 걸쳐서 피크시의 수요감소량과 동일한 비율로 이루어지는 것으로 가정하였다¹¹⁾.

기준 피크수요 및 DSM 자원의 채택에 따른 계획 기간 동안의 피크수요감소 및 연도별 부하지속곡선상의 수요감소는 Fig. 2 및 Fig. 3과 같다.

한편, 최적화 기간 동안, 건설대상이 되는 후보 발전설비 입력자료는 Table 3과 같다.

Table 2. Data of the avoided resource.

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

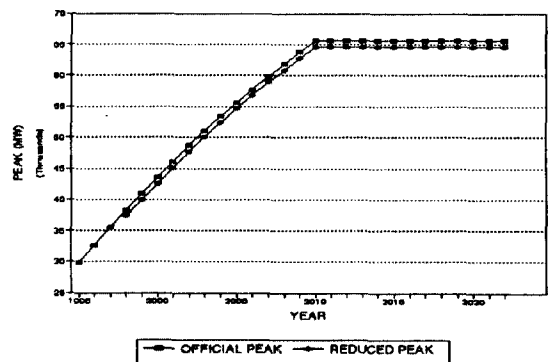
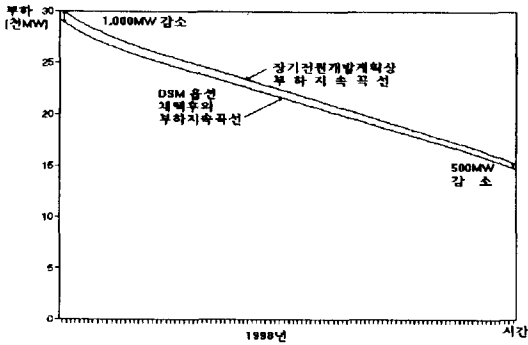
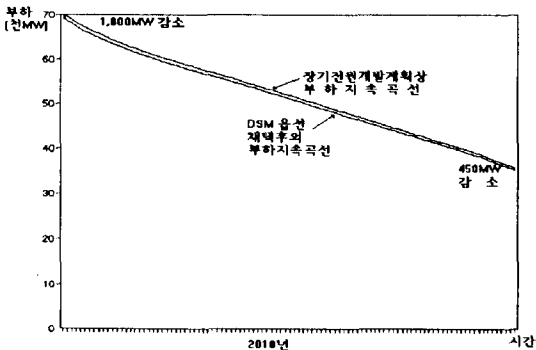


Fig. 2. Changes of peak demand with the DSM resource.



(a) LDC in the year of 1998 (before and after load decrement)



(b) LDC in the years of 2010-2022 (before and after load decrement)

Fig. 3. Yearly LDC changes with the DSM resource.

Table 3. Input data of the candidate plants.

후보설비	용량 (MW)	건설비 (천원/kW)	고정 O&M (천원/kW월)	연료비 (원/kWh)
LNG복합	450	505	1.38	25.4
OIL	500	800	1.80	19.5
COAL1	500	1,017	3.36	11.3
COAL2	800	920	2.72	11.2
PWR1	1,000	1,517	3.95	3.2
PWR2	1,300	1,346	3.46	3.2
PHWR	700	1,607	5.22	1.9
양수	300~500	617	-	-

4-2. 회피발전비용의 계산

기준수요와 감소수요시의 전원개발계획의 최적화를 수행하여 고정비 및 변동비의 비용흐름을 도출한 결과가 Table 4 및 Table 5에 주어져 있다. Table 4의 2023년 투입 비용은 DSM 자원의 수명기간이 완료되어 새로운 발전소로 대체되었음을 반영한 것이다.

DSM 자원에 의한 발전량 감소는 수명기간 동안 매년 동일하게 발생한다. 연간 발전량 감소량($G_{HL}-G_{DL}$)은 식 (12)와 같이 계산된다.

Table 4. Annual cashflows of capital costs with and without DSM resource.

Year	F_{BL} (백만원)	F_{DL} (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
2023	0	2,306,650

Table 5. Annual cashflows of operating costs with and without DSM resource.

Year	V_{BL} (백만원)	V_{DL} (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	5,681,888	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

$$1,000 \text{ MW} \times 8,760 \times 0.7 = 6,320 \text{ GWh} \quad (12)$$

수명기간 동안 발전량 감소분에 대한 '95년도 기준 현재가치(ΔPW_G)는 식 (5)에 의하여 계산된다. 또한 연간 균등화 회피발전량(L_{AG})은 식 (6)에 의하여 계산되며, 여기에서 자본회수계수(CRF)는 식 (2)를 적용하여 다음과 같이 계산한다.

Table 6. Results of avoided cost calculation for the DSM resource.

항목	단위	계산결과
회 피 발전량	$E\Delta PW_G$	GWh 53,308
	L_{AG}	GWh/년 5,208
회 피 고정비	ΔPW_F	백만원 800,158
	L_{AF}	백만원/년 78,175
	A_{FG}	원/kWh 15.0
회 피 변동비	ΔPW_V	백만원 867,488
	L_{AV}	백만원/년 84,754
	A_{VG}	원/kWh 16.3
회피비용	A_G	원/kWh 31.3

$$CRF = \frac{0.085 \times 1.085^{25}}{1.085^{25} - 1} = 0.0977 \quad (13)$$

회피발전고정비용의 현재가치(ΔPW_F)는 Table 4와 식 (3)을 적용하여 계산하였다. 또한, 연간균등화 회피발전 고정비용(L_{AF}) 및 단위전력량당 회피발전고정비(A_{FG})는 식 (4)와 식 (7)을 적용하여 도출하였다.

회피발전변동비용의 현재가치(ΔPW_V)는 Table 5와 식 (8)을 적용하였으며, 연간균등화 회피발전변동비용(L_{AV}) 및 단위전력량당 회피발전변동비용(A_{VG})은 식 (9)와 식 (10)을 적용하여 도출하였다.

단위전력량당 총 회피발전비용(A_G)은 식 (11)과 같이 단위전력량당 회피발전 고정비와 변동비의 합이 된다. Table 6에는 회피발전비용 및 각각의 요소에 대한 계산 결과가 주어져 있다.

5. 결 론

이 논문에서는 수요감소법에 기초한 회피발전비용 산정 알고리즘을 제시하고, 사례연구로서 부하율 70%인 효율개선 프로그램을 선정하고 '95장기전력수급계획에 기초하여 회피발전비용을 산출하였다. 회피발전비용을 계산하기 위하여 WASP-II 모형을 이용하였고, 이 모형에서 운전비 계산은 분기별 부하지속곡선을 이용하는 확률적 시뮬레이션 기법을 적용하였다.

사례연구 결과, 대상 DSM 자원의 단위전력량당 회피발전비용은 31.3원/kWh으로 계산되었다. 이 결과는 향후 효율개선 프로그램의 경제성 평가 및 효율적인 수요관리 정책을 추진하기 위한 하나의 지수로서 활용될 것이다. 또한, 송배전 및 환경부문에 대한 회피비용이 추가적으로 고려된다면 본 연구결과와 더불어 정확한 사회적 회피비용이 산출될 것으로 판단된다.

회피비용 개념은 수요관리 프로그램 뿐만 아니라 민전, 분산형 전원, 신재생에너지원 등의 경제성 평가, 구

입전력요금 결정 등에 요긴하게 활용될 수 있다. 특히, 통합자원계획체제를 구축하기 위해서는 회피비용 계산 방법론 정립이 절실히 요구된다.

참고문헌

1. 통상산업부, '95 장기전력수급계획, 12. (1995).
2. 한국전력공사, 전기요금안내, 5. (1995).
3. 한국전력공사 기술연구원, WASP 모형의 개선에 관한 연구, 6. (1985).
4. 한국전력공사 전력경제처, MOST 모형 확장에 의한 IRP응용방안 연구, 10. (1995).
5. C.J. Cicchetti, W.J. Gillen, and P. Smolensky, The Marginal Cost and Pricing of Electricity (An Applied Approach), Ballinger Publishing Company, Cambridge, MA, (1977).
6. A.M. Bozarth, D.A. Duckett, and W.J. Ros, Guide for Evaluation of Distribution Transformers, Power Systems Engineering Dept., GE Industrial & Power Systems, 8. (1994).
7. Tellus Institute, Costing Energy Resource Options: An Avoided Cost Handbook for Electric Utilities, Tellus Institute, Boston, Massachusetts, 9. (1995).
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, 5. (1993).
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, 201, 216. 23(1992).
11. S. Bernow, B. Biewald and D. Marron, "Avoided Cost Contracts can Undermine Least-Cost Planning", Energy Policy, Sep. (1990).
12. T.A. Foreman, "Avoided Cost Adjustments for Nongenerating Utilities", IEEE Trans. on Power Systems, Nov. (1987).
13. M.D. Devine, et al, "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, 8. (1993).
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, 11. (1995).