

**분산형전원의 시변특성을 고려한 에너지회피비용 산정방안 연구**

이재걸\*, 윤용범, 이윤경, 안남성  
한전 전력연구원

**A Study on Evaluation of Energy Avoided Cost for Distributed Generator considering time variation**

Lee Jaegul\*, Yoon Yongberm, Lee Yunkyoung, Ahn Namsung

**Abstract** - 최근 보급률이 급격하게 증가하고 있는 소형열병합발전(CHP)의 도입에 대한 전력회사(Utility)의 영향을 분석하기 위해서는 편익과 손실을 함께 고려해야 하는데 CHP의 도입에 대한 편익을 분석하기 위하여 사용되는 회피비용은 크게 에너지회피비용, 설비건설 회피비용, 손실회피비용 그리고 환경회피비용으로 구분된다. 그리고 기존의 전력회사Utility의 측면에서 CHP 도입으로 인한 전력판매 수입의 감소나 시장점유율 축소도 함께 분석을 해야 한다. 이에 본 논문에서는 CHP보급으로 인한 편익 중 에너지회피비용(Energy Avoided Cost)을 산정하기 위한 효율적인 방안을 제시하고자 한다.

**1. 서 론**

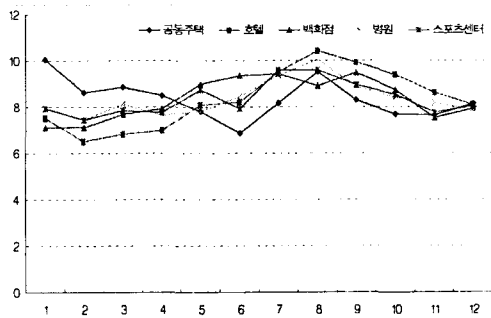
현재까지 에너지회피비용을 산정하기 위하여 한계비용계산방법<sup>[1]</sup>과 부하지속곡선(LDC)을 사용한 확률적 시뮬레이션 방법이 연구되었다. 그러나 이러한 방법은 수요관리나 효율향상프로그램과 같이 수요감소 효과가 침투부하 때 발생하는 경우에는 타당성이 있다고 할 수 있지만 CHP 또는 구역전기사업자(CES)와 같이 자신의 경제성을 유지하기 위하여 다양한 발전패턴으로 운전되는 경우에는 위에서 제안된 방법들을 이용하여 에너지회피비용을 산정하는 것은 적절하지 않다. CHP의 도입에 따른 에너지회피비용을 산정하기 위해서는 각 발전기출력의 시변특성을 고려할 수 있는 방법론이 필요로 되기 때문에 본 논문에서는 시장분석모델을 이용하여 시변특성을 고려할 수 있는 에너지회피비용 산정 방법을 제안하였다. 소형열병합의 운전 패턴은 연료(LNG)가격과 전력요금제도의 변화에 민감하게 변화하기 때문에 정확한 운전패턴을 예측하는 것이 매우 힘든 일이며 본 연구에서 이러한 부분이 제한적인 사항이다.

**2. 본 론**

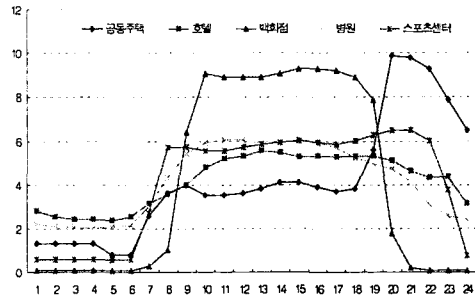
**2.1 열병합 발전의 운전패턴 분석**

최근 CHP는 전력산업 구조개편과 함께 집단에너지사업법 제48조 및 43조의 규정으로 인한 발전전력의 우선구매조항 및 전력산업기반조성 사업에서 지원받을 수 있는 사업으로의 명칭과 기타 외부적인 요인으로 인하여 매우 빠른 속도로 도입되고 있는 추세이다. CHP는 그 부하의 종류에 따라서 운전패턴이 다르게 구성되는데 그 대표적인 예는 공동주택(APT), 호텔, 백화점, 병원 그리고 스포츠센터로서 월별, 시간대별 사용전력량의 예는 다음의 fig 1 및 2와 같다. 이러한 부하의 특성과 열부하 및 냉방부하의 특성을 모두 고려하여 그 운전패턴이 결정되고 있다.

본 논문에서는 이러한 열병합발전의 특성을 반영하여 운전되고 있는 발전패턴을 분석하고 부하종류별 대표발전패턴을 설정하여 본 논문에 반영하였다.



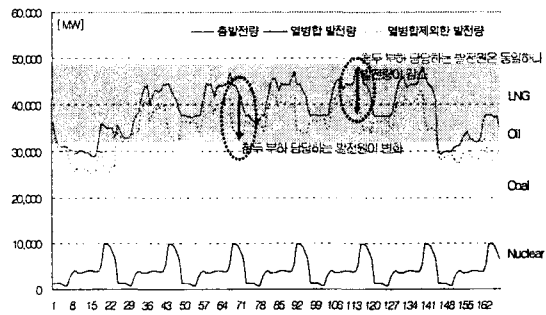
<Fig 1> 열병합발전의 부하종류에 따른 월별운전 패턴



<Fig 2> 열병합발전의 부하종류에 따른 시간별운전 패턴

**2.2 제안된 방법론**

본 논문에서는 소형열병합발전의 운전패턴과 함께 계통전체의 수요 패턴을 이용하여 매 시각마다 계통수요의 감소에 미칠 영향을 분석하고 이로 인한 비용감소를 분석할 수 있는 방법을 제안하였으며 제안된 방법의 개념은 다음과 같다.



<Fig 3> 제안된 방법론의 개념

소형열병합의 종류 및 규모별로 분석된 운전패턴을 종합하여 산정된 열병합의 발전량이 수요를 충당하기 때문에 실제로 소형열병합 발전을 고려하지 않은 경우에 비하여 전력회사(utility)가 발전하는 총 발전량이 감소하게 된다. 이때 위의 그림에서 볼 수 있듯이 부하가 감소하여 침투수요를 담당하는 발전원이 변화하는 경우가 발생할 수 있고 발전원은 동일하지만 발전량이 감소하는 경우가 발생한다. 이러한 변화는 침투수요를 담당하는 발전기의 운전비용 즉, 연료비용을 감소시켜 결국 utility의 에너지 비용의 절감효과를 가져오게 되는데 본 논문에서는 이렇게 저감되는 에너지비용을 에너지회피비용(Energy Avoided Cost)으로 정의하였다.

위의 방법을 구현하기 위해서 본 논문에서는 미국중앙전력연구소(EPRI)에서 개발한 FastForward ver 2.1을 사용하였는데 이것은 장기시장가격예측 모델로써 각 발전기의 입찰가격 및 발전기 예방정지계획 그리고 확률적인 고장까지 고려하여 공급곡선을 생성하고 예측된 최대수요와 수요의 Shape를 이용하여 시간대별 수요곡선을 생성하고 이를 이용하여 전력가격과 각 발전기별 발전량 등의 결과를 계산한다.

또 본 모델은 연료가격의 Volatility 및 수요예측에 대한 Volatility를 고려하여 Scenario분석이 가능하여 예측 값에 대한 불확실성까지 고려한 결과를 도출하는 기능을 가지고 있다.<sup>[2]</sup> 본 논문에서는 이러한 기능을 이용하여 간단한 시스템에 대한 모의를 통하여 개념에 대한 검증과 함께 우리나라의 실제계통을 모델링하여 소형열병합의 보급 시나리오에 따른 영향을 분석하였다.

**2.3 사례연구**

본 논문에서는 제안된 방법론의 이해를 돕기 위하여 간단한 구성의 시스템을 구성하고 이에 대한 사례연구를 수행하였으며, 우리나라 실제 시스템에 대한 사례연구도 수행하여 그 결과를 분석하였다.

**(1) 가상 시스템에 대한 사례연구**

제안된 가상 시스템은 다음과 같이 77기의 발전기로 구성되었으며 시스템부하는 최대치값은 53,743 [MW]이며 2006년 예측 부하를 사용하였다.

**<Table 1> 가상시스템의 발전설비**

발전기명	단위설비용량[MW]	발전기대수	총설비용량 [MW]	연료중분비 [원/kWh]
Nuclear 1	1,000	10	10,000	18
Nuclear 2	1,000	4	4,000	18.5
Nuclear 3	1,000	4	4,000	19
Coal 1	800	8	6,400	24
Coal 2	800	8	6,400	26
Coal 3	800	4	3,200	28
Coal 4	800	4	3,200	30
Oil 1	500	4	2,000	42
Oil 2	500	3	1,500	43
Oil 3	500	3	1,500	45
LNG 1	600	6	3,600	61
LNG 2	600	6	3,600	62
LNG 3	600	6	3,600	64
LNG 4	600	6	3,600	66
소형열병합	1,000	1	1,000	0
합계		77	57,600	

또한 소형 열병합발전의 종류별 발전형태는 다음과 같은 데이터를 사용하였다.

**<Table 2> 소형열병합발전기의 종별/월별 전력부하 Shape**

구분	월	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	합계
전력부하(호텔)		7.5	6.5	6.8	7.0	8.1	8.2	9.5	10.4	9.9	9.4	8.6	8.1	100
전력부하(공동주택)		10.0	8.6	8.9	8.5	7.8	6.9	8.2	9.5	8.3	7.7	7.6	8.1	100
전력부하(백화점)		7.1	7.1	7.7	7.9	9.0	9.3	9.4	8.9	9.5	8.7	7.5	7.9	100
전력부하(병원)		7.9	7.4	8.1	7.6	7.8	8.5	9.3	10.1	8.9	8.4	8.2	7.9	100
전력부하(스포츠센터)		7.9	7.4	7.8	7.8	8.7	7.9	9.6	9.6	9.0	8.5	7.8	8.0	100

**<Table 3> 소형열병합발전기가 담당하는 부하종별 용량**

	주백	병원	호텔	백화점	스포츠센터	합계
부하용량[MW]	300	150	250	250	49	999

**<Table 4> 부하종별/계절별 일간부하곡선**

시간	호텔			공동주택			백화점			병원			스포츠센터
	하점	가용전	부가용	하점	가용전	부가용	하점	가용전	하점	가용전	부가용	하점	가용전
1	2.81	2.68	2.67	1.30	1.60	1.60	0.10	0.10	2.19	2.04	2.04	0.60	0.60
2	2.55	2.74	2.45	1.30	1.50	1.60	0.10	0.10	2.09	1.97	1.98	0.60	0.60
3	2.41	2.31	2.32	1.30	1.40	1.60	0.10	0.10	2.09	1.91	1.89	0.60	0.60
4	2.41	2.36	2.27	1.30	1.40	1.60	0.10	0.10	2.00	1.91	1.89	0.60	0.60
5	2.38	2.19	2.40	0.80	1.50	1.60	0.10	0.10	2.06	1.86	1.85	0.60	0.60
6	2.53	2.29	2.51	0.80	1.50	0.90	0.10	0.10	2.15	2.06	2.02	0.60	0.60
7	3.14	3.07	3.15	2.60	3.00	3.40	0.30	0.40	3.02	3.17	2.92	2.71	2.71
8	3.58	3.56	3.77	3.60	4.60	3.70	1.00	1.40	4.32	4.31	4.31	5.72	5.72
9	4.00	3.79	4.12	4.00	5.10	3.70	6.39	5.40	5.43	5.44	5.56	5.72	5.72
10	4.79	4.31	4.67	3.50	4.60	3.70	9.09	8.90	5.94	6.07	6.18	5.57	5.57
11	5.17	4.84	4.98	3.50	4.50	3.70	8.89	8.90	6.07	6.20	6.28	5.57	5.57
12	5.31	5.38	5.20	3.60	4.50	3.70	8.89	8.90	6.05	6.18	6.27	5.72	5.72
13	5.55	5.34	5.23	3.80	4.50	3.70	8.89	8.90	5.90	5.96	6.09	5.87	5.87
14	5.45	5.44	5.27	4.10	4.50	3.70	9.09	9.00	5.94	6.01	6.09	5.94	5.94
15	5.24	5.47	5.27	4.10	4.50	3.70	9.30	9.10	6.06	6.09	6.18	6.02	6.02
16	5.31	5.46	5.36	3.90	4.50	3.70	9.29	9.10	5.92	6.05	6.07	5.94	5.94
17	5.24	5.89	5.32	3.70	4.50	3.70	9.19	9.00	5.70	5.88	5.83	5.87	5.87
18	5.31	6.04	5.50	3.80	6.30	3.90	8.89	8.80	5.23	5.38	5.30	6.02	6.02
19	5.28	5.64	5.46	5.60	6.30	6.30	7.89	8.40	4.94	5.03	4.97	6.26	6.26
20	5.07	5.36	5.32	9.90	7.10	9.10	1.80	2.50	4.70	4.75	4.66	6.47	6.47
21	4.63	4.87	4.94	9.80	6.70	8.90	0.20	0.30	4.15	4.01	4.11	6.47	6.47
22	4.33	4.22	4.39	9.30	6.20	7.90	0.10	0.20	3.08	3.08	2.92	6.02	6.02
23	4.37	3.90	4.41	7.90	5.50	7.40	0.10	0.10	2.60	2.47	2.44	3.76	3.76
24	3.14	2.85	3.02	6.50	4.20	7.20	0.10	0.10	2.42	2.17	2.15	0.75	0.75

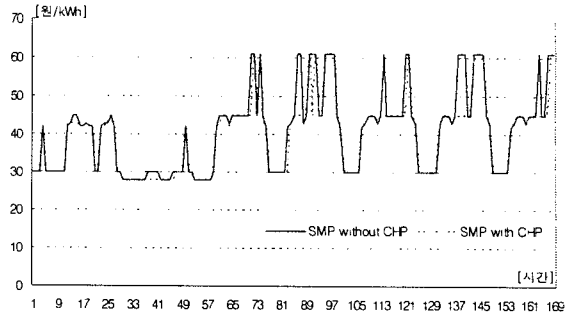
위의 자료를 이용하여 소형열병합발전의 시간대별 출력을 산정하고 이를 이용하여 소형열병합발전의 도입으로 인한 각 발전기별 발전량 및 가격을 모의하였다. 이 시스템에 대한 1년 동안의 모의결과를 분석해보면 다음과 같이 소형열병합발전을 고려하지 않은 경우 연료비용과 소형열병합발전을 고려한 경우의 차이는 4억원으로 산정되었다. 이것은 전체 연료비용인 170억원의 2.42[%]수준이다.

**<Table 5> 소형열병합 고려 및 비교시 연료비용 차이**

	with out CHP	with CHP	차이
연료비용 [억원]	170	166	4

아래의 그림4는 4월 2번째 주에 대한 SMP결과 비교이다. 실선으로 표시된 가격이 소형열병합발전을 고려하지 않은 가격이고 점선으로 표현된 가격은 소형열병합발전이 고려된 가격인데 일부시간대에서 가격이 다르게 결정되는 것을 알 수 있다.

이러한 가격의 변화를 분석하기 위하여 한계 시간대에 대한 가격 결정 발전기를 살펴보면(표7) 소형열병합발전을 고려하지 않은 경우 LNG발전기가 가격을 결정(61원/kWh)하였으나 소형열병합을 고려하는 경우 이발전기의 출력에 의하여 LNG발전기가 가격결정을 하지 않고 Oil발전기가 가격결정을 하게 된다(45원/kWh).



**<Fig 4> 열병합발전의 도입에 따른 SMP변화(1주일)**

**<Table 6> 가격결정발전계획의 변화**

	without CHP	with CHP
LNG	6	0
Oil	5,000	14,906
Coal	19,200	19,200
Nuclear	18,000	18,000
소형열병합	0	100
합계	42,206	42,206

또한 각 발전원별로 가격결정 횟수의 변화를 비교해보면 다음의 표와 같다.

**<Table 7> 발전원별 가격결정 횟수**

	가격결정 횟수	
	Without CHP	With CHP
LNG	3,437	3,221
Oil	2,939	3,002
Coal	2,384	2,537
Nuclear	0	0
합계	8,760	8,760

위의 결과에서 알 수 있는 것과 같이 소형열병합 발전의 영향은 발전량의 감소뿐 아니라 첨두 수요를 담당하는 발전원의 변화까지 발생시키는 것으로 나타났는데 이는 연료비용뿐만 아니라 CBP시장에서 SMP의 변화가 발생하여 한전의 전력구매비용이 변화하는 것을 알 수 있다.

**(2) 우리나라 실제 시스템에 대한 사례연구**

위에서 살펴본 가상의 시스템에 대한 분석을 토대로 실제 우리나라의 계통을 분석하였다. 2005년도 기준으로 129대 발전기가 운전 중이며 이 사례연구에 사용된 소형열병합발전의 운전정보는 위의 (1) 사례연구와 동일한 것으로 하였다.

**<Table 8> 소형열병합 보급으로 인한 연간 연료비 감소산정 결과(2006년)**

Month	Fuel Cost Base case	Fuel Cost with CHP	연료비감소
1월	402,171,423	370,196,433	31,974,989
2월	481,281,227	439,622,898	41,658,329
3월	541,525,280	505,907,046	35,618,234
4월	426,068,619	395,423,585	30,645,034
5월	422,835,212	385,823,756	37,011,456
6월	306,330,446	280,151,389	26,179,058
7월	322,926,970	279,618,268	43,308,702
8월	297,199,879	271,617,468	25,582,411
9월	278,801,559	261,407,986	17,393,573
10월	353,045,897	314,672,208	38,373,689
11월	412,945,877	385,496,014	27,449,863
12월	449,622,314	349,413,123	100,209,192
합계	4,694,754,703	4,239,350,174	455,404,529

위의 표에서 볼 수 있듯이 총 발전용량의 합이 1000[MW]인 소형열병합의 도입으로 인하여 발생된 발전회사들의 연료비 절감은 연간 약 4,554억원으로 산정되었다.

**3. 결 론**

열병합발전기와 같은 분산형전원의 경우 수요관리(DSM) 또는 효율향상 프로그램과는 다르게 그 출력에 대한 시변특성을 가지게 되는데 이는 연료 가격 및 전력요금제도 기온 등의 요소에 의하여 결정된다. 이 때문에 열병합발전기와 같이 시변특성을 가지는 전원이 계통에서 운전됨으로 인하여 일반전기사업자(한전)에 미치는 영향을 분석하기 위해서는 시변특성을 고려할 수 있는 회피비용 산정 방법론을 사용해야 한다. 본 논문에서는 이러한 시변특성을 고려하기 위하여 시장분석모델을 이용한 방법론을 제안하였다.

**[참고 문헌]**

- [1] Amir Shalaby, "Avoided Costs: Ontario Hydro's Experience", IEEE Transaction on Power System, Vol 4, No1, Feb 1989
- [2] V. Niemeyer, "Fastforward ver2.1 - A User's Guide", EPRI