

전력수급기본계획에 열병합발전 설비의 적정 구성비율에 의한 신뢰도 및 환경효과 분석

김용하*, 손학식**, 강근영**, 나인규***, 조성린****, 김미예*, 우성민*
 인천대학교*, 에너지관리공단**, 도시철도건설본부***, 한국전력공사****

CHP Effects on Reliability and Environment in Long Term Generation Expansion Planning

Yong-ha Kim*, Sung-min Woo*, Hag-Sig Son**, In-Gyu Na***, Sung-Lin Jo****, Geun-Young Kang**, Mi-ye Kim*
 Incheon Univ.*, KEMCO**, S.C.H***, KEPCO****

Abstract - Because of an energy efficiency and a greenhouse gas reduction effectiveness at the same time, the concern have been enlarged in the CHP. But, the approach of a policy side have been achieved about the South Korea currently. This papers considered a policy side and economic side. As a result of Long Term Generation Expansion Planning from calculating the component ratio of adequate CHP, Reliability of the power system and influence of environments was analyzed.

1. 서 론

천연가스를 활용할 수 있는 열병합 발전시스템의 도입은 에너지원의 다양화 및 지구환경 개선 등의 측면에서 현실적인 대안으로 인식되고 있다. 또한, 열병합 발전설비의 종합 효율이 75% 정도를 실현하는 경우 발전 효율이 40% 정도인 화력 발전방식에 비하여 약 35%의 에너지 절약효과를 거둘 수 있다. 그리고 에너지 절약효과에 상응하는 CO₂ 배출량의 절감효과를 동시에 거둘 수도 있게 된다. 따라서, 열병합 발전설비는 현재 우리나라가 처한 에너지 상황 및 환경공해의 개선이라는 난제를 타개하기 위한 대안으로 떠오르고 있다. 한편, 열병합 발전설비는 전력계통과 별도로 분리하여 독립적으로 운용할 수도 있지만, 전력계통과 연계된 상태로 운전함으로써 전력의 안정공급과 신뢰도 유지 등의 질적 향상과 경제성 확보를 이룰 수 있게 된다.

본 논문에서는 심사곡선법(Screening Curve Method)을 이용하여 열병합발전의 적정반영비율의 결과에 따른 2차전력수급기본계획간의 열병합발전의 투입 용량간에 발생하는 차이를 해소하기 위한 방안을 건설계획을 토대로 수립함으로써 결과를 현실적으로 적용이 가능하도록 실현가능한 방안을 도출하고, 전기단가, 열단가, LNG단가를 파라미터로 한 감도분석을 통하여 이들 가격이 변화할 때 열병합발전의 전력수급기본계획에의 반영비율이 어떻게 변화하는지에 대한 검토를 수행하였으며, 전력수요가 기준수요에서 상한수요나 하한수요로 변화하는 경우에 대한 분석을 수행하였다. 또한, 전원 구성비에 대하여 발전시뮬레이션을 수행함으로써 전원별 발전량, 연료사용량, 환경에의 영향 등을 분석하였다.

2. 본 론

2.1 심사곡선법에 의한 전력수급기본계획상 열병합발전 반영가능비율 검토의 분석

심사곡선법을 적용하여 열병합발전의 적정반영비율의 결과에 따른 분석을 전기단가, 열단가, LNG단가의 파라미터로 감도분석을 하였다. 또한, 기준수요에서 상한수요나 하한수요로 변화하는 경우에 대한 분석을 수행하였다.

2.1.1 전력수급기본계획에 반영비율의 실현가능성 검토

2차전력수급기본계획상의 2006년의 열병합발전용량을 1,490[MW]를 기준으로 하게 되면 2006년도의 본 논문의 결과에 비하여 1,870[MW]의 열병합발전 용량이 부족하다. 따라서, 가장 적절한 계획안은 2006년에 1,870[MW]의 열병합 발전을 신규 건설하는 것이지만 이것은 현실적으로 실현 가능성이 없기 때문에 타당한 계획안이 필요하다. 그러므로 현재 확정된 2007년의 부산정관, 인천논현, 화성지역, 과주지역에 건설예정인 1,207[MW]와 향후 건설 확정된 송도신도시, 대전서남부, 오산세교의 261[MW]를 열병합 발전 반영용량의 조속한 실현을 위해 2008년에 투입하고 택지개발예정계획의 425[MW]를 2009년부터 투입하는 것으로 하였다. 또한 실제 건설계획이 세워졌을 경우를 고려하여 그 오차를 최소화하기 위해서 열병합발전의 건설가능연한을 5년으로 한 잔여량을 2011년부터 균등분배하는 것으로 계획안을 세웠다.

표 1 건설계획을 반영한 계획안

	2차전력수급 기본계획			본논문					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2006	1,490			3,360	1,490				1,490
2007	1,490	619	2,109	3,540	1,490	180	847	1,027	2,517
2008	2,109	697	2,806	3,736	2,517	196	211	407	2,924
2009	2,806	0	2,806	3,936	2,924	200	225	425	3,349
2010	2,806	47	2,853	4,050	3,334	114		114	3,463
2011	2,853	0	2,853	4,202	3,448	152	66	218	3,681
2012	2,853	0	2,853	4,415	3,667	213	66	279	3,960
2013	2,853	0	2,853	4,442	3,947	27	65	92	4,052
2014	2,853	0	2,853	4,461	4,041	19	65	84	4,136
2015	2,853	0	2,853	4,492	4,127	31	65	96	4,232
2016	2,853	0	2,853	4,577	4,225	85	65	150	4,382
2017	2,853	0	2,853	4,614	4,377	37	65	102	4,484
2018	2,853	0	2,853	4,659	4,481	45	65	110	4,594
2019	2,853	0	2,853	4,713	4,593	54	65	119	4,713

- 1 : 2차전력수급기본계획에서의 년도별 초기 누적량
- 2 : 2차전력수급기본계획에서의 년도별 신규 건설량
- 3 : 2차전력수급기본계획에서의 년도별 누적량
- 4 : 본 논문에서의 년도별 누적량
- 5 : 2차전력수급기본계획 기준시 누적량
- 6 : 본 논문의 결과에 의한 년도별 신규 투입량
- 7 : 건설계획 고려시 본논문에서의 건설량을 제외한 잔여 건설량
- 8 : 전력수급기본계획에의 년도별 반영용량
- 9 : 현실을 반영한 대안의 년도별 누적량

2.1.2 전기요금, 열요금, LNG 단가의 변화에 따른 감도분석

열병합발전의 비율을 결정하는데 가장 중요한 요소가 되는 세가지에 대한 감도분석을 수행하였다. 이때 기준은 전기단가 75[원/kWh], 열단가 52[원/Mcal], LNG단가

434.188[원/kg,t]으로 하였으며 이를 기준으로 [%]로 변화시켜 다음 표 2와 같은 경우를 설정하여 감도분석을 수행하였다.

표 2 감도분석을 위한 경우의 설정

구분	전기단가[원/kWh]	열단가[원/Mcal]	LNG단가[원/kg,t]
기준경우	75	52	434.188
경우 1	5 [%] 상승	52	434.188
경우 2	10 [%] 상승	52	434.188
경우 3	5 [%] 하락	52	434.188
경우 4	75	5 [%] 상승	434.188
경우 5	75	10 [%] 상승	434.188
경우 6	75	5 [%] 하락	434.188
경우 7	75	5 [%] 상승	5 [%] 상승
경우 8	75	52	10 [%] 상승
경우 9	75	52	5 [%] 하락

전기, 열, LNG 단가변화에 따른 열병합발전의 반영용량은 표 3 ~ 5와 같고, 단위는[MW]이다.

표 3 전기단가변화에 따른 열병합발전 반영용량

년도	열병합발전				
	2차전력수급 기본계획	기준경우	경우1 5[%]상승	경우2 10[%]상승	경우3 10[%]하락
2006	1,490	3,360	2,635	1,938	4,148
2007	2,109	3,540	2,778	2,102	4,380
2008	2,806	3,736	2,926	2,210	4,615
2009	2,806	3,936	3,077	2,326	4,863
2010	2,853	4,050	3,155	2,382	4,997
2011	2,853	4,202	3,268	2,465	5,181
2012	2,853	4,415	3,429	2,582	5,446
2013	2,853	4,442	3,448	2,594	5,479
2014	2,853	4,461	3,452	2,594	5,496
2015	2,853	4,492	3,481	2,608	5,546
2016	2,853	4,577	3,546	2,650	5,648
2017	2,853	4,614	3,562	2,652	5,699
2018	2,853	4,659	3,605	2,666	5,765
2019	2,853	4,713	3,644	2,676	5,814

표 4 열단가변화에 따른 열병합발전 반영용량

년도	열병합발전				
	2차전력수급 기본계획	기준경우	경우4 5[%]상승	경우5 10[%]상승	경우6 10[%]하락
2006	1,490	3,360	4,144	4,904	2,618
2007	2,109	3,540	4,373	5,172	2,759
2008	2,806	3,736	4,603	5,442	2,906
2009	2,806	3,936	4,853	5,738	3,062
2010	2,853	4,050	4,987	5,902	3,145
2011	2,853	4,202	5,173	6,123	3,261
2012	2,853	4,415	5,433	6,433	3,422
2013	2,853	4,442	5,466	6,469	3,440
2014	2,853	4,461	5,477	6,497	3,447
2015	2,853	4,492	5,519	6,568	3,470
2016	2,853	4,577	5,635	6,700	3,515
2017	2,853	4,614	5,689	6,769	3,558
2018	2,853	4,659	5,746	6,836	3,593
2019	2,853	4,713	5,796	6,910	3,630

표 5 LNG단가변화에 따른 열병합발전 반영용량

년도	열병합발전				
	2차전력수급 기본계획	기준경우	경우7 5[%]상승	경우8 10[%]상승	경우9 10[%]하락
2006	1,490	3,360	2,989	2,674	3,723
2007	2,109	3,540	3,152	2,817	3,929
2008	2,806	3,736	3,314	2,972	4,140
2009	2,806	3,936	3,490	3,131	4,363
2010	2,853	4,050	3,577	3,215	4,483
2011	2,853	4,202	3,709	3,330	4,647
2012	2,853	4,415	3,892	3,498	4,880
2013	2,853	4,442	3,913	3,517	4,909
2014	2,853	4,461	3,918	3,523	4,929
2015	2,853	4,492	3,968	3,550	4,968
2016	2,853	4,577	4,034	3,612	5,058
2017	2,853	4,614	4,061	3,640	5,111
2018	2,853	4,659	4,087	3,666	5,155
2019	2,853	4,713	4,117	3,689	5,207

2.1.2 상한수요, 하한수요에 대한 열병합발전용량

수요를 상한수요 및 하한수요로 한 경우 열병합발전의 전력수급기본계획에의 반영비율을 산정하고 이를 기준수요인 경우와 비교하였다. 이때는 기준경우와 동일한 전기단가, 열단가, LNG단가를 사용하였다.

표 6 상한수요 및 하한수요인 경우 열병합발전의 투입 전기용량의 비교

년도	열병합발전		
	기준수요 전기설비비율전용량	상한수요 전기설비비율전용량	하한수요 전기설비비율전용량
2006	2,791	3,183	2,485
2007	2,874	3,368	2,516
2008	2,967	3,533	2,546
2009	3,043	3,664	2,565
2010	3,124	3,797	2,590
2011	3,196	3,925	2,619
2012	3,266	4,047	2,638
2013	3,327	4,159	2,660
2014	3,398	4,283	2,671
2015	3,465	4,409	2,685
2016	3,535	4,530	2,710
2017	3,602		2,735
2018	3,679	2차전력수급기본계획에서상한수요가 설비용량 초과	2,755
2019	3,759		2,778

2.2 열병합발전에 의한 중장기 전력수급전망분석

전원구성전망에 따른 발전량, 연료소비량 산정 및 CO2 배출량을 검토하였다. 이를 위하여 년도 별 에너지원별 발전량 산정 이론을 개발 적용하였으며, 이때 부하와 발전기의 확률모형을 세우고 이들의 상승적분과정(Convolution Integral)을 통하여 발전비용 및 신뢰도지수를 계산하는 일반적인 확률론적 발전시물레이션 과정을 수행 하였다. 2차 전력수급기본계획 및 본 논문에 의한 년도 별 에너지원별 발전량 및 신뢰도지수의 산정, 연료소비량의 산정 그리고 CO2 배출량을 산정하였다.

2.2.1 발전시물레이션의 방법론

1. 발전량기대치

계통에 발전기가 우선순위법(Merit Order)에 의해 투입된 경우 각 발전기의 발전량기대치(Expected Energy Served; EES)는 다음과 같이 구해진다.

$L(X)$: X에서의 LDC 값

EES_k : 우선 순위법에 의한 k번째 발전기의 발전량기대치

T : 고려대상기간

C_k : k번째 발전기의 용량

q_k : k번째 발전기의 사고율 이라 하면,

1번 발전기의 발전량기대치는 식 (1)과 같으며

$$EES_1 = (1 - q_1) T \int_0^{C_1} L(X) dX \quad (1)$$

2번 발전기의 발전량기대치는 다음과 같은 두 경우의 발전량기대치를 더하여 식 (2)와 같이 구할 수 있다.

1) #1이 가동인 상태에서 #2의 발전량기대치

2) #1이 고장인 상태에서 #2의 발전량기대치

$$EES_2 = (1 - q_2) T \left[(1 - q_1) \int_{C_1}^{C_1 + C_2} L(X) dX + q_1 \int_0^{C_2} L(X) dX \right] \quad (2)$$

여기서, 식 (2)에서 적분구간을 변경하면

$$\int_0^{C_2} L(X) dX = \int_{C_1}^{C_1 + C_2} L(X - C_1) dX \quad \text{이므로 식 (3)의 관계가 성립한다.}$$

$$EES_2 = (1 - q_2) T \int_{C_1}^{C_1 + C_2} \{ (1 - q_1) L(X) dX + q_1 L(X - C_1) dX \} \quad (3)$$

$(1 - q) L(X) + q L(X - C_1) = L_1(X)$ 이므로 식 (3)은 식 (4)로 표현된다.

$$EES_k = (1 - q_2) T \int_{C_1}^{C_1 + C_2} L_1(X) dX \quad (4)$$

이와 같은 과정을 반복함으로써 k번째 발전기의 발전량

기대치는 식 (5) 와 같이 구하여진다.

$$EES_K = (1 - q_K) T \int_{L_{K-1}}^{L_K} L_{K-1}(X) dX \quad (5)$$

$$\text{단, } U_{K-1} = \sum_{i=1}^{K-1} C_i$$

2. 신뢰도지수의 계산

우선순위법에 의하여 마지막 발전기가 투입된 후의 등가부하지속곡선 L_{NG} 로부터 계통의 공급부족 전력량 (Expected Demand Not Served ; EDNS) 및 공급부족지장 확률 (Loss of Load Probability ; LOLP) 은 식 (6) 및 (7)로써 구하여진다.

$$EDNS = T \int_{u_{NG}}^x L_{NG}(X) dX \quad (6)$$

$$LOLP = L_{NG}(u_{NG}) \quad (7)$$

한편, 발전시물레이션을 수행할 때는 발전기별로 고려하지 않고 전원종별로 하였으며 투입순서는 원자력, 석탄, 중대형열병합, LNG복합, 석유, 수력, 대체/기타(소형열병합포함)의 순서로 하였고, 그림 1은 발전시물레이션의 방법을 보인 것이다.

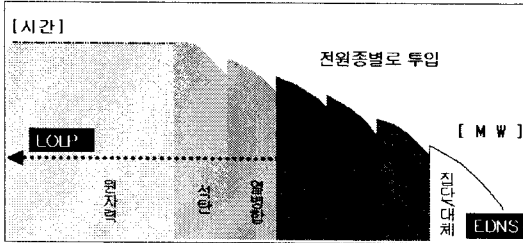


그림 1 발전시물레이션의 방법

2.2.2 연도별 에너지원별 발전량 전망

3가지 전원구성전망에 대하여 석탄화력, 열병합발전, LNG복합화력의 발전량은 전원구성비율과 동일한 양상으로 전망되고 있다.

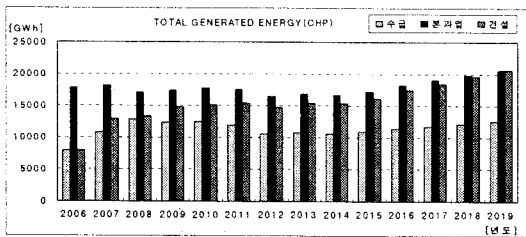


그림 2 연도별 열병합발전의 발전량 산정결과와의 비교

한편, 3가지 전원구성전망에 따른 신뢰도지수인 LOLP와 EDNS의 그림은 다음과 같다.

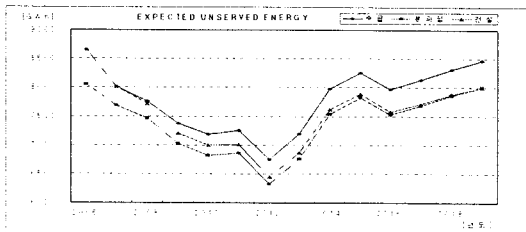


그림 3 연도별 EDNS 산정결과와의 비교

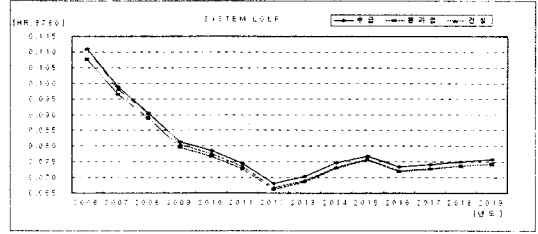


그림 4 연도별 LOLP 산정결과와의 비교

2.2.3 연도별 연료소비량 전망

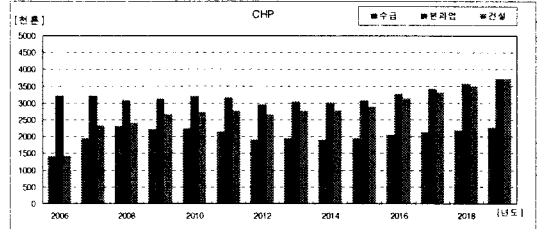


그림 5 연도별 열병합발전의 연료소비량 산정결과와의 비교

2.2.4 연도별 CO2배출량 전망

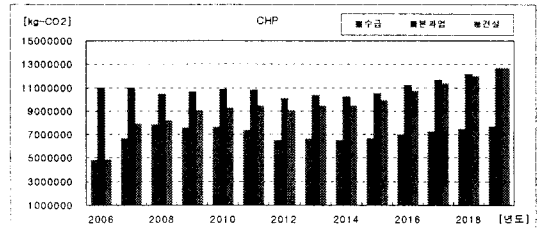


그림 6 연도별 열병합발전의 CO2배출량 산정결과와의 비교

3. 결 론

열병합발전의 활성화를 위해 전기단가 및 LNG 단가는 보다 저렴한 단가로 책정되어야 할 것이며 반면에 열단가는 보다 상승되어야 한다. 상한수요 및 하한수요에 대한 결과 전력수급기본계획에 반영되어야 하는 열병합발전의 용량은 기존경우에 대하여 바뀌지 않는다.

석탄화력, 열병합발전, LNG복합화력의 발전량은 전원구성비율과 동일한 양상으로 전망되고 있으며 신뢰도지수인 LOLP와 EUE를 산정한 결과 열병합발전의 반영비율을 높이면 계통의 신뢰도 향상에 크게 기여할 수 있으며 설비의 투입을 줄일 수 있는 효과와 신뢰도 유지비용 및 공급지장비용을 고려한 국가 전체적인 경제성 측면에서의 기여 효과는 큰 것으로 판단된다. 발전량기대치나 연료소비량에 있어서 본논문의 경우와 건설계획반영의 경우 모두가 2차전력수급기본계획에 비해서 석탄화력의 비중이 줄고 있으므로 CO2 배출량이 감소하고 있다. 3차전력수급기본계획의 종료년도인 2019년도에는 누적량으로 본논문의 경우에는 11,354,288[kg-CO2], 건설계획반영의 경우에는 6,245,313[kg-CO2] 정도의 CO2 발생 감소 효과가 발생하게 된다.

[참고 문헌]

- [1] 선우영, "지역난방방식의 에너지절감 및 환경 개선효과 분석", 한국지역난방공사, 2001
- [2] 한국전력공사, "투자사업을 위한 경제성 평가", 1994. 09
- [3] 한국전력공사, "공급능력 및 LOLP를 고려한 발전설비 작성 수준에 관한 연구" 1995. 04
- [4] 한국지역난방공사, "에너지절감 및 환경개선 효과", 2005