

열병합발전이 고려된 심사곡선법에 의한 전원구성 비율 산정방법의 연구

김용하*, 이범**, 최상규***, 김미예*, 연준희****, 김명렬*****
 인천대학교*, 여수대학교**, 안양과학대학***, 인천공항공사****, 인천공항에너지(주)*****

A Estimation Method for Ratio of Generator Composition included Combined Heat and Power Using Screening Curve Method

Yong-ha Kim*, Buhm Lee**, Sang-kyu Choi***, Mi-ye Kim*, Jun-hee Yeon****, Myung-ryul Kim*****
 Incheon Univ.*, Yeosoo Univ.**, Anyang Univ.***, Incheon Airport Corp.****, Incheon Airport Energy Corp.*****

Abstract - For calculating optimal generation composition of The Basic Plan of Long Term Electricity Supply & Demand, the Screening Curve Method that using generation cost for planning is needed. This paper will induce optimal power system ratio included Combined Head and Power and suggest the method for optimal generation composition of The Basic Plan of Long Term Electricity Supply & Demand that considered policy side.

1. 서 론

제2차 전력수급기본계획의 전원구성의 종별은 원자력, 석탄, LNG, 석유, 수력, 대체/집단으로 이루어져 있고 종별 비율은 경제적 측면과 정책적 측면을 모두 고려하여 구성되어 있다. 이 중 경제적 측면만을 고려하는 최적전원구성은 전력수요를 충족시키기에 있어 설비투자비와 운전비의 현재가치 합계가 최소로 되는 연도별 설비구성을 도출하는 것이다. 즉, 고려대상기간 동안에 걸쳐 최적인 설비구성을 구하게 된다. 그러나 이러한 문제는 매우 복잡한 문제이므로 개략적 경제적인 대안을 도출하기 위하여 즉, 해당년도에 대한 최적전원구성비율을 개략적으로 산정하는 방법으로는 계획발전원가를 이용한 심사곡선법(Screening Curve Method)이 사용되고 있다. 지금까지 고려된 전원구성의 종별로부터 심사곡선법을 이용하여 전원구성을 하게 되면 원자력과 석탄, LNG 만이 전원구성에 포함되었다.

본 논문에서는 이러한 문제에 열병합 발전을 하나의 독립적 전원종별로 고려하기 위하여 열병합발전의 계획발전원가를 이용하여 해당년도의 최적전원 구성비를 도출하고 여기에 정책적 측면까지를 고려한 전력수급기본계획의 최적전원구성 방법을 제안하였다.

2. 본 론

2.1 최적 전원구성

2.1.1 최적 전원구성의 개념

미래에 예상되는 수요에 대비하여 적정 공급신뢰도 범위 내에서 전력을 공급하기 위하여, 비용최소화 원칙 하에서 가장 경제적인 발전원별 투입시기 및 투입용량을 결정하는 것을 최적 전원구성이라 한다. 전원개발계획 문제를 최적계획안 도출 방법론 측면에서 보면, 공급신뢰도를 충족해야 한다는 제약조건 아래에서, 매년도 투자비 및 운전비의 현재가치 합을 목적함수로 하고 이를 최소화해야 하는 최적화 문제로 볼 수 있다. 이때 결정되어야 할 독립변수는 매년도 전원별 투입용량이 된다. 최적 전원구성이란 것은 전통적 의미에 있어서는 전력수요를 충족시키기에 있어 설비투자비와 운전비의 현재가치 합계가 최소로 되는 연도별 설비구성을 뜻하며, 이를 구현하기 위한 방법으로는 균등화 발전원가를 이용한 심사곡선(Screening Curve)법이 있다.

2.1.2 심사곡선법

후보전원의 이용률별 발전원가(원/kWh)를 이용하여 적정 운전법위를 작성하고, 이를 이용하여 적정 전원구성을 모색하는 방법으로서 심사곡선법(Screening Curve Method) 이라고 한다. 이것은 특정연도의 최대부하와 부하지속곡선(LDC, Load Duration Curve)을 대상으로 하여 각 전원별 연간 발전비용을 최소화하도록 하는 설비 구성을 결정하는 방법이다.

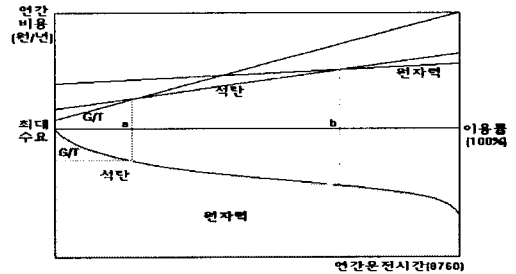


그림 2.1 심사곡선법의 적용

- ① 후보전원의 연간 발전비용을 이용률별로 도시하면 그림에서처럼 경제성 분기점이 a,b 지점에서 발생한다.
 - ② a,b 지점을 LDC상으로 끌어내리면 그림과 같이 각 전원별 구성비율이 결정된다.
- 심사곡선법은 특정 연도의 발전설비 구성비율이 어느 정도로 되는 것이 연간 비용측면에서 경제적인가에 대한 개략적인 정보를 제공한다.

2.2 부하지속곡선(LDC)

2.2.1 부하지속곡선의 도출 방법

부하지속곡선을 도출하는 방법은 아래와 같다.

- ① 표준부하 생성
- ② Target Year의 최대부하와 사용 전력량 입력
- ③ 2차 전력수급기본계획의 예측된 최대부하와 에너지량의 입력과일 생성
- ④ Target Year의 연간 시간별 부하 출력(부하변동곡선)
- ⑤ Target Year의 부하지속곡선 도출

2.2.2 부하지속곡선의 도출

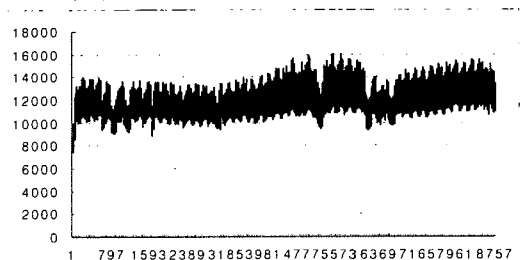


그림 2.2 표준부하의 생성

그림 2.2는 1988~1992년의 실제 자료를 가지고 평균값을 도출하여 표준부하를 생성한 것이다.

표 2.1 연도별 최대부하와 전력량

	전력량[GWh]	수요관리전 최대부하[MW]
표준부하	106517.3	16072.0
2005	328051	55023
2006	339804	57413
2007	349529	59697
2008	358410	61916
2009	366801	63981
2010	374452	66028
2011	381703	67995
2012	388775	69921
2013	395496	71748
2014	401731	73619
2015	407338	75553
2016	412313	77397
2017	416486	79266

표 2.1의 제2차 전력수급기본계획상의 Target Year (2005~2017년)의 최대부하와 전력량을 입력한다. 위에서 입력한 자료에 따라 2005~2017년의 부하지속곡선을 도출한다. 일례로 2010년의 부하지속곡선을 나타내면 그림 2.3과 같다.

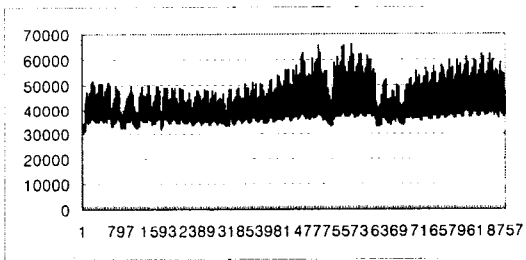


그림 2.3 부하지속곡선(2010년)

2.3 발전원가

발전기의 경제성을 결정하는 요소로는, 건설비, 운전유지비, 연료비가 있으며, 이 요소들에 의해 결정되는 경제적 특성값이 발전원가이다. 향후 신규로 건설될 후보발전기의 발전원가는 건설비를 기준으로 산정할 수 있다. 발전원가[원/kWh]는 단위 전력량을 생산하는데 필요한 비용을 의미한다.

$$\text{발전원가}[\text{원}/\text{kWh}] = \frac{\text{발전소소요된총비용}[\text{원}]}{\text{순발전량}[\text{kWh}]} \quad (1)$$

$$\text{발전원가} = \text{고정비} + \text{변동비} \quad (2)$$

$$\text{고정비} = \frac{\text{건설단가}[\text{원}/\text{MW}] \times \text{고정비용}[\%]}{8760[\text{시간}] \times \text{이용률} \times (1 - \text{소내율})} \quad (3)$$

여기서, 고정비용 = 자본회수계수 + 등가법인세율 + 운전유지비용

$$\text{변동비} = \frac{\text{열소비용}[\text{kcal}/\text{kWh}] \times \text{연료비단가}[\text{원}/\text{kg}]}{\text{발전량}[\text{kcal}/\text{kg}] \times (1 - \text{소내율})}$$

(4)

심사곡선법에 발전원가를 적용하기 위해서는 발전원별 연간비용의 그래프를 그려야 하는데 고정비의 산식에서 이용률에 관한 부분을 빼서 상수처리(수정고정비라 칭한다)하고 변동비에 가동시간을 곱한 식을 사용하면 발전원별 단위용량의 연간비용을 쉽게 구할 수 있다.

2.3.1 기존 발전원별 발전원가

열병합을 제외한 기존 발전원의 발전원가를 구하기 위

한 자료는 다음과 같다.

표 2.2 기존 발전원의 발전원가 계산자료

구분	원자력		석탄		국내탄	석유	복합	양수	
	1000	1400	500	800					
총건설비단가	원/MW	1,797	1,453	1,183	1,015	1,775	883	580	764
자본회수계수	%	8.386	8.386	8.883	8.883	8.883	8.883	8.883	8.118
법인세율	%	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018	0.018
운전유지비용	%	4.447	4.651	4.299	4.055	3.449	4.126	7.510	2.246
고정비율	%	12.852	13.055	13.200	12.956	12.350	13.027	16.411	10.382
연료구입단가	원/kg, ℓ			37.157	37.157	71.100	208.00	434.18	
발전량	kcal/kg, ℓ			5,780	5,780	4,882	9,831	13,042	
소내전력률	%	4.7	4.2	4.4	4.2	10.5	4.0	1.3	0.4
연료비원가	원/kWh	4.38	4.49	14.06	13.58	36.94	46.08	53.70	
총연료비원가	원/kWh	5.58	5.69	14.06	13.58	36.94	46.08	53.70	

위의 자료를 이용하여 각 발전원별 발전원가를 구하면 다음과 같다.

표 2.3 기존 발전원의 발전원가

구분	원자력		석탄		국내탄	석유	복합	양수
	1000	1400	500	800				
수정고정비	27.66	22.60	18.65	15.67	27.95	13.83	11.01	9.09
변동비	4.38	4.49	14.06	13.58	36.94	46.08	53.70	

2.3.2 열병합발전의 발전원가

열병합 발전은 전기만을 생산하는 다른 발전원과는 달리 전기와 증기를 동시에 생산하는 방식이다. 그러므로 전기의 발전량만을 가지고 발전원가를 산정하는 기존의 방식으로는 열병합 발전의 경제성을 평가하기가 힘들다. 이에 열용량을 전기와 같은 단위를 사용하는 등가전기용량으로 환산하여 열병합 발전의 발전원가를 산정하는 방법을 제안하였다.

표 2.4 열병합 발전의 발전원가 계산자료

구분	전기용량			열용량
	가스터빈	증기터빈	계	
용량	47[MW]×2	33[MW]×2	127[MW]	123[Gcal]

항목	금액(백만원)	비고	
건설비	1175800		
건설이자	50650		
총건설비	1175800	건설비+건설이자	
자본회수비	14342.9	총건설비×CRF	
운전유지비	인건비	1704	
	보수유지비	2610.03	시설투자비×0.25
	경상비	852	인건비×0.5
법인세	1226.45	총건설비×0.01	
보험료	1175.8	건설비×0.01	

여기서, 법인세 비율은 평균적 추정
CRF: 자본회수계수(LNG의 11.68[%]사용)

(1) 용량 산정

전기판매단가	54.26[원/kWh]
증기판매단가	23.427[원/kg 37.186[원/kWh]]
물의 증발잠열	539[kcal/kg] 0.63[kWh/kg]
단위환산계수	1[kWh] 860[kcal]

*열병합 발전소의 경제성 분석 package 데이터 사용
등가전기용량을 산정하기 위한 방법으로서 증기판매단가를 전기판매단가와 동일한 단위인 [원/kWh]로 변환하게 되는데 [kg]에서 [kWh]로의 변환은 물 1[kg]이 증기가 되기 위해 소모되는 에너지를 나타내는 계수는 물의 증발잠열 계수를 이용하여 전기판매단가와 같은 [원/kWh]의 단위로 환산한다. 여기서 증기와 전기판매단가에서 볼 수 있듯이 증기는 전기와 같은 양을 생산하더라도 그 효용가치가 떨어지므로 전기와 증기판매단가의 비율로써 등가전기용량을 산정하였다. 이렇게 산정된 등가

전기용량이 포함된 열병합 발전의 용량은 다음과 같다.

- ① 전기용량=127[MW]
- ② 열생산량 : 123[Gcal]=143[MWh]×(37.186/54.26)
=98[MWh]

∴ 등가전기용량=98[MW]

- ③ 열병합 발전의 용량
=전기용량+등가전기용량=225[MW]

(2)고정비

- ① 총건설단가 = 총건설비용[천원] / CHP의 용량[kW]
= 122645000/225000 = 545.09[천원/kW]
- ② 고정비율 = (고정비 / 총건설비용) × 100
= (21893.18/122645) × 100 = 17.85[%]

- ③ 소내율 = 5[%]

∴고정비 = $\frac{\text{건설단가[원/kW]} \times \text{고정비율[%]}}{\text{8760[시간]} \times \text{이용률} \times (1 - \text{소내율})}$
= $\frac{545090 \times 0.1785}{8760 \times \text{이용률} \times (1 - 0.05)} = \frac{11.7}{\text{이용률}} [\text{원}]$

(3)변동비

- ① 열소비용

CHP의 발전형태는 근본적으로 C/C의 발전형태와 동일하다. 그러므로 CHP의 열소비용은 1차 전력수급기본계획의 LNG450의 자료를 이용하여 도출하도록 하였다. LNG 450의 열소비용 1592[kcal/kWh]이며 열병합발전소의 용량 225MW (전기용량 127MW, 열용량 98MW) 중에서 실제로 전기를 생산하는 부분만이 연료를 소비하므로 열병합의 총 열소비량은 전기용량만을 고려하여 1592[kcal/kWh] × 127000[kWh] = 202184000[kcal]로 계산하였다.

∴ 열소비용
= $\frac{\text{총열소비량} \quad 202184000}{\text{전기용량} + \text{열용량} \quad 225000} = 898.596 [\text{kcal/kWh}]$

- ② 연료비단가

1차전력수급계획 LNG450의 연료비단가인 434.188(원/kg,t)

- ③ 발열량

1차전력수급계획 LNG450의 발열량인 13042(kcal/kg,t)

∴변동비 = $\frac{\text{열소비용[kcal/kWh]} \times \text{연료비단가[원/kg,t]}}{\text{발열량[kcal/kg,t]} \times (1 - \text{소내율})}$
= $\frac{898.596 \times 434.188}{13042 \times (1 - 0.05)} = 31.49 [\text{원}]$

(4)발전원가

- ① 수평고정비 : 11.7[원]
- ② 변동비 : 31.49[원]

2.4 심사곡선법의 적용

2.4.1 경제적 측면의 고려

심사곡선법을 이용하여 그림 2.1과 같이 경제적으로 최적의 전원 구성을 부하지속곡선에 사상하면 다음과 같은 결과가 나온다.

표 2.6 심사곡선법을 이용한 전원구성

년도	최대부하	LNG	CHP	석탄	원자력
2005	55023	6934	6594	9850	31645
2006	57413	7402	6994	10291	32726
2007	59697	7949	7446	10721	33581
2008	61916	8519	7910	11142	34345
2009	63981	9041	8335	11534	35071
2010	66028	9603	8788	11924	35713
2011	67995	10149	9228	12301	36317
2012	69921	10686	9660	12670	36905
2013	71748	11195	10068	13020	37465
2014	73619	11759	10516	13382	37962
2015	75553	12398	11018	13760	38377
2016	77397	13032	11513	14123	38729
2017	79266	13732	12055	14496	38983

단위 : [MW]

2.4.2 정책적 측면의 고려

2차 전력수급계획상의 전원구성비는 발전기의 예비력까지 고려한 설비계획이므로 매년도의 전체발전설비용량의 합은 수요예측의 최대수요보다 커진다. 연도별 투입

되는 발전기 용량의 합은 최대부하의 크기와 같아야 하기 때문에 본 논문에서는 전원구성비에 예비력 부분을 제외하여 해당년도의 최대부하가 되도록 하는 과정을 수행하도록 하였다. 다음으로 CHP까지 포함한 심사곡선법에 의하여 복합화력과 석탄화력(국내탄제외), CHP의 경제적 투입용량을 도출하였다. 실제적으로 예측된 부하지속곡선에 심사곡선법을 적용하게 되면 결정되는 전원은 원자력, LNG, 복합화력, CHP만이 답으로 결정된다. 그러나 투입되는 전원종별전원 중 결국 원자력, 대체에너지, 소형열병합, 석유, 수력의 5개 종별은 정책적 측면과 Must run과 같은 계통운용상의 제문제를 고려하여 결정되었으므로 이들 전원의 구성비는 조정하지 않는다면 결국 석탄, CHP, 복합화력의 구성비를 어떻게 결정하는 것이 가장 경제적인 수 있는가의 문제가 된다. 이 문제해결의 과정은 아래 그림으로 간략히 나타낼 수 있다.

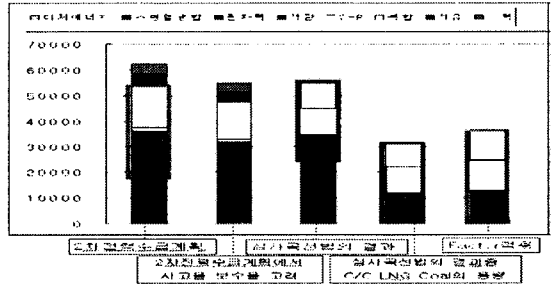


그림 2.4 정책적 측면을 고려한 전원구성
그림 2.4의 과정대로 수행한 결과는 아래와 같다.

표 2.7 연도별 최종 전원구성

단위 : [MW]

년도	수급계획상			제안한 방법		
	복합화력	열병합	석탄	복합화력	열병합	석탄
2005	16372.1	1389.4	17965	10596.6	10077.0	15052.8
2006	17319.1	1489.7	18465	11175.9	10559.9	15537.9
2007	18552.1	2108.9	19965	12365	11582	16677
2008	18552.1	2805.9	22765	13633	12658	17830
2009	20552.1	2805.9	24265	14893	13730	18999
2010	20552.1	2853.2	24265	15100.7	13819.1	18750.4
2011	20552.1	2853.2	23765	15753.18	14323.61	19093.49
2012	24018.1	2853.2	23765	16389.0	14815.4	19431.8
2013	24018.1	2853.2	23640	16494.2	14833.8	19183.1
2014	24018.1	2853.2	23240	16525.7	14778.8	18806.6
2015	24018.1	2853.2	23240	16378.3	14555.3	18177.6
2016	24018.1	2853.2	23240	16551.6	14622.3	17937.2
2017	24018.1	2853.2	23240	16741.46	14696.93	17672.89

위의 표에서 보이는 바와 같이 현재 세워져 있는 수급계획상의 전원구성과 열병합 발전의 발전원가를 실제로 산정하여 구한 전원구성은 차이를 보이는 것을 알 수 있다. 수급계획상의 구성보다 복합화력과 석탄은 줄어들고 열병합은 늘어나는 추세를 볼 수 있다.

3. 결론

본 연구에서는 열병합 발전의 계획 발전원가를 산정하고 기존 발전원으로 이루어진 심사곡선법 상에 열병합 발전을 추가하여 경제적 측면이 고려된 전력수급기본계획의 최적 전원구성을 얻었다. 여기에 계획상의 정책적 측면이 고려된 요소를 고려하여 실제의 전력수급기본계획에 조금 더 근접할 수 있도록 하는 발전원별 전원구성을 하였다. 그 결과 다음과 같은 결론을 얻을 수 있다.

- ① 연도별로 본 논문에서 제안한 방법의 전원구성과 수급계획상의 전원구성을 비교해 보면 복합화력과 석탄은 줄어들고 열병합은 늘어나는 결과가 나타난다.
- ② 이는 전원구성시 열병합 발전의 반영비율을 늘리는 방향으로 가는 것이 경제적 측면에서 유리함을 나타낸다고 볼 수 있다.

[참고문헌]

- [1] 한국지역난방공사, "인근 송도신도시 집단에너지공급 사업계획서", 2008.05
- [2] 한국전력공사, "두차사업을 위한 경제성 평가", 1994.09
- [3] 한국전력공사, "공급능력 및 LOLP를 고려한 발전설비 작정기준에 관한 연구" 1995.04