

발전 에너지원별 한계손실계수의 비교 연구

남궁재용* 최홍관* 문영환* 임성환** 한용희**
한국전기연구소* 한국전력공사**

Comparison Analysis of Marginal Loss Factors on Generation Energy Resources

J. Y. Namkung* H. K. Choi* Y. H. Moon* S. H. Rim** Y. H. Han**
KERI* KEPCO**

Abstract - In this paper, static marginal loss factors are calculated that represent the impact of marginal network losses on nodal prices at the transmission network connection points at which generators and loads are located. These static marginal loss factors are approximately calculated based on the KEPCO's expected summer peak load data of year 2000. Based on comparison analysis of marginal loss factors on generation energy resources, we can find the characteristics of each plants according to its energy resources in KOREA.

손실계수는 평균손실계수(Average Loss Factor)와 한계손실계수(Marginal Loss Factor)로 분류된다. 먼저, 평균손실계수를 수식으로 간략히 나타내면 다음과 같다.

$$\text{평균손실계수(ALF)} = 1 + \frac{\text{주어진기간의 평균 손실}}{\text{주어진기간의 평균 부하}}$$

한편, 국내에서는 장차 전력가격의 결정에 한계가격(SMP)을 적용할 것이므로 전력손실도 한계전력손실을 적용하는 것이 타당하다. 한계비용에 한계손실을 고려하는 것이 총비용측면에서의 한계비용이기 때문이다. 발전기모선 r에서의 부하가 한 단위 증가한 경우의 한계손실계수(MLF)는 식 (1)의 전력수급조건을 대입하면, 근사적으로 식 (2)와 같이 계산된다.

$$\sum_{i=1}^N G_i = \sum_{k=1}^M P_k + P_{\text{loss}} \tag{1}$$

$$\begin{aligned} \text{한계손실계수(MLF)}_r &= \frac{\Delta(\sum_{i=1}^N G_i)}{\Delta P_r} \\ &= \frac{\Delta(\sum_{k=1}^M P_k) + \Delta P_{\text{loss}}}{\Delta P_r} = 1 + \frac{\Delta P_{\text{loss}}}{\Delta P_r} \end{aligned} \tag{2}$$

1. 서 론

독점적인 전력공급사업을 유지하는 경우에는 Penalty Factor를 이용한 경제급전을 실현하는 것이 나쁨대로 의미가 있었으나, 다수의 발전사업자와 배전회사들이 존재하게 될 양방향 입찰시장 하에서는 경쟁이 치열해질 것이므로 송전손실을 반영한 정확한 양방향 입찰과 정산이 이루어지도록 함으로써 공정한 경쟁환경을 조성할 필요가 있다. 송전손실을 입찰 및 정산과정에 반영하기 위해서는 송전손실계수, 특히 한계손실계수가 적용되어야 하는데, 이때 한계손실계수는 임의의 모선에서의 부하수요가 한 단위 증가한 경우에 대한 계통전체의 손실변화를 나타내는 수치를 의미한다.

한편, 현재까지 국내 전력공급사업은 한국전력이 발전, 송전, 배전을 모두 독점하고 일괄적인 체제로 유지 및 관리하여 왔다. 그 동안 독점사업자에 대한 규제 목적과 물가 등 경제전반에 미치는 영향을 고려하여 정책적으로 일정 수준을 유지하여 왔으나 전력산업 구조개편이 진행되어 산업구조가 경제체제로 되면서 전기요금의 지역별 배분이 중요한 문제로 대두될 것이므로 이러한 문제점을 해결하는 방향으로 지역분할이 설정되어야 할 것이다. 특히, 배전분할 과정에도 송전손실이 반영되어 합리적인 방법으로 발전 및 송전요금의 지역차등을 피할 수 있다면 부하단과 에너지원별 발전기모선의 위치와 관련된 형평성 있는 입찰가격을 적용할 수 있는 여건이 마련될 것이다.

또한, 전원 및 부하 입지의 적정지역으로의 유도를 위해서는 다음과 같은 한계손실계수의 활용이 기대된다. 먼저, 한계손실계수의 수치가 클수록 그 지역의 부하가 많은 손실을 유발하므로 이러한 지역에 건설된 발전기에는 그 기여도에 따른 혜택을 손실 전원확충을 유도하고 그 지역 부하에는 유발하는 손실 정도에 따라 불이익을 가하여 부하증가를 억제할 필요가 있다. 반면에 수치가 적은 지역에 대해서는 위와 반대의 정책을 취할 수 있을 것이다.

2. 한계손실계수

2.1 손실계수의 정의

- 단, P_k : 모선 k에서의 부하
- P_{loss} : 송전손실
- G_i : 발전기모선 i에서의 출력
- N : 발전기 수
- M : 전체 모선 수

위의 식 (2)에서 알 수 있듯이 슬랙모선에서 부하가 증가한 경우는 한계손실계수가 1이 될 것이고, 전원이 풍부한 지역의 발전기모선에서 부하가 증가한 경우는 그 값이 1보다 작게 나타날 것이다.

2.2 한계손실계수의 계산

본 논문의 목적은 국내 각 발전 에너지원별 한계손실계수 분포현황에 대한 초기자료를 제공하는 데 있다. 그러므로, 본 논문에서는 개략적인 국내 한계손실계수 분포현황을 조사하기 위하여 전력수요가 가장 많았던 2000년 하계 예상첨두부하 시점의 한전 계통자료를 대상으로 하여 다음과 같은 방법으로 각 발전기모선에서의 한계손실계수를 계산하였다.

단계 1) 2000년도 하계 예상첨두부하 시점의 총 손실을 계산한다. 이 값은 기준계통에서의 총 손실로서 Loss_{기준계통}이라고 명명한다.

단계 2) 각 발전기모선의 부하를 10MW 씩 증가시키며 그때의 총 손실을 계산한다. 기준계통에서 r 모선의 부하가 10MW 증가한 경우의 계통의 총 손실을 Loss_r라고 명명한다.

단계 3) 임의의 발전기모선 r 에서 부하가 10MW 증가한 경우에 대한 전력계통 총 손실의 변화는 (Loss_r - Loss_{기준계통})으로 계산이 되며, 이때 부하가 한 단위 증가한 경우의 한계손실계수를 수식으로 나타내면 아래와 같다.

$$MLF_{2000년\ 예상\ 침\ 두\ 부\ 하\ 대\ 상} \approx 1 + \frac{(Loss_r - Loss_{기준계통})}{10}$$

단계 4) 계산된 각 모선의 한계손실계수를 전체 발전기 모선 한계손실계수의 평균치로 나누어서, 평균 값을 1로 맞춘다.

단계 3)까지의 계산과정에서 구한 한계손실계수는 r 모선의 부하증가에 대해 슬랙모선에서 추가로 출력하게 되는 "r 모선의 부하증가를 보상하기 위한 부하증가와 동일한 출력+계통손실 보상 출력"을 나타낸다. 단계 4)를 추가하는 이유는, 국내계통의 2000년 하계 예상침두부하 시점에서의 각 발전 에너지원별 분석을 좀더 쉽게 하기 위하여 슬랙모선을 전체 평균치를 갖는 모선으로 변경시키기 위함이다. 여기에서 최종적으로 계산된 각 모선의 한계손실계수는, 그 값이 1을 넘으면 2000년 예상침두부하 시점에서의 전체모선의 평균치보다 계통에 손실을 보다 많이 증가시키는 모선이다. 엄격히 말한다면, 평균치보다 더 많은 손실을 유발시키므로 증가되는 손실분 만큼 슬랙모선에서 전력을 더 공급해야 하는 모선이다.

3. 사례연구

3.1 기준계통에서의 계산결과

2000년 하계 예상침두부하 41,200MW 시점의 계통을 대상으로 계산하였다. 이 시점의 총 모선의 수는 823개, 부하모선은 655개, 변압기는 346대였으며, 선로의 수는 1529회선이었는 데 이 중 DC선로가 2회선이었다.

기준계통의 조류계산시 SWING 모선은 제주도과 삼천포에서 각각 하나씩 총 2 모선을 가정하였는데, 조류계산 결과 제주도 화력발전소는 상한치가 35MW, 하한치가 0MW인 상황에서 17.8MW를 출력하였으며, 삼천포 화력발전소의 경우 상한치가 560MW, 하한치가 280MW인 상황에서 504.1MW를 출력하였다. 총 출력은 41184.9MW + 14538.8MVAR이었으며 이때의 계통손실은 668.73MW이었다.

기타 전압 유지범위를 1.0±0.05PU로 보았을 때의 전압위반 모선을 요약하면 다음과 같다.

표 1 하한치 위반모선

모선번호	전압(PU)	모선번호	전압(PU)
180	0.9454	160	0.9492
125	0.9481	4600	0.9472
2400	0.9471	130	0.9457
180	0.9454	140	0.9439
2700	0.9433	190	0.9409
4500	0.9393		

표 2 상한치 위반모선

모선번호	전압(PU)	모선번호	전압(PU)
25521	1.0500	25522	1.0500
6815	1.0502	5445	1.0506
5625	1.0519		

표 1 및 표 2의 결과에 나타난 바와 같이 전압위반 정도는 무시할 수 있는 수준이었다.

3.2 발전 에너지원별 분석

최근, 국제 유가의 폭등으로 에너지에 대한 관심이 고조되고 있다. 여기에서는 에너지원별 발전소가 국내계통의 한계손실계수에 어떤 영향을 미치고 있는지를 살펴보았다.

수력발전소의 경우는 개발 여건에 따라 수도권에서도 자유롭게 건설되어 왔으며, 이에 따라 70% 이상의 모선에서 한계손실계수가 1.0 이상의 값이 나오는 고무적인 결과를 보였다. 합천, 팔당, 청평발전소 등이 연결된 모선에서는 한계손실계수가 1.0이상의 값을 보였는데, 상한치의 50% 정도로 전력을 공급하고 있었다.

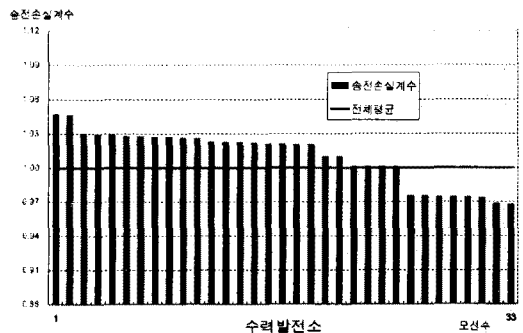


그림 1 수력발전소의 결과

양수발전소도 수력발전소와 비슷하게 수자원에 의존하여 건설된다. 그러나, 국내 입지 여건상 한계손실계수가 1.0 이하의 지역에 더 많이 건설되었다. 단지, 청평양수발전소만이 1.0이상의 값을 보였는데, 수력발전소의 경우와 같이 상한치의 50% 정도로 전력을 공급하고 있었다.

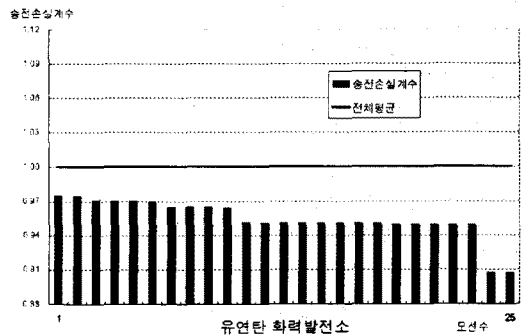


그림 2 유연탄 화력발전소의 결과

유연탄 화력발전소의 경우는 공해유발 등의 이유로 지역주민들이 건설을 반대하므로 대개 부하가 경미한 지역

에 건설할 수밖에 없는 특성이 있다. 이에 따라 발전소 건설지역의 전원이 풍부해지므로, 한계손실계수는 모든 모션에서 1.0 이하의 값으로 계산되었다. 유연탄 화력 발전소가 건설된 주요지역은 충청남도의 보령, 태안과 전라남도의 하동, 경상남도의 삼천포 등이다.

국내탄 화력발전소, 석유 화력발전소, 원자력발전소의 경우도 유연탄 화력발전소의 경우와 유사한 계산결과가 도출되었다. 한편, 석유 화력발전소가 건설된 지역은 대부분 울산, 여수와 같은 남쪽 지역에 분포하였지만, 경기도의 평택지역도 있었으며, 원자력발전소는 부산 기장, 경북 경주, 울진, 전남 영광 등의 남쪽지역에 분포하고 있다.

LNG 기력발전소는 서울화력과 인천화력이 있으며, 연료공급 및 연료저장 등의 문제로 부하중심지와 밀접한 연관을 갖는다. 그 결과 LNG 기력발전소는 각 에너지원별 발전소 중에서 유일하게 모든 모션에서 한계손실계수가 1.0을 넘었다.

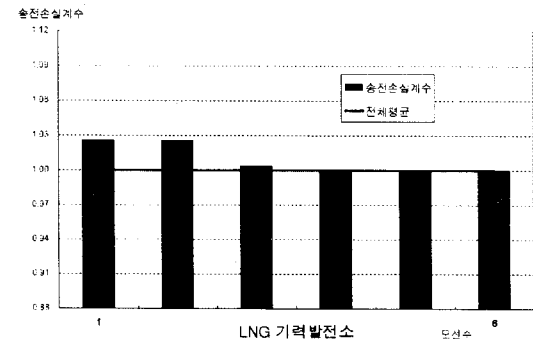


그림 3 LNG 기력발전소의 결과

복합화력발전소의 경우는, 효율증대를 위한 지역난방 등의 이유로 부하중심지 인근에 건설되는 사례가 많았다. 부천, 안양, 분당, 일산 등의 경기지역에서는 1.0 이상의 값을 보였으며, 경상남도의 보령이나 울산지역에서는 1.0 미만의 낮은 수치로 계산되었다. 복합화력발전소 한계손실계수의 평균값은 0.9965로서 각 에너지원별 발전소 중에서 1.0에 가장 가까이 접근하였다. 그러나, 일부 복합화력발전소의 경우 수치가 매우 낮게 나왔으며, 이 경우는 주변에 대규모의 저 연료비 발전소가 위치하고 있었다. 장차 경쟁이 본격화되면 이러한 지역의 복합화력발전소는 경쟁력이 상당히 떨어질 것으로 예상되며, 추후 복합화력발전소의 건설시에는 이와 같은 상황의 고려가 요구된다.

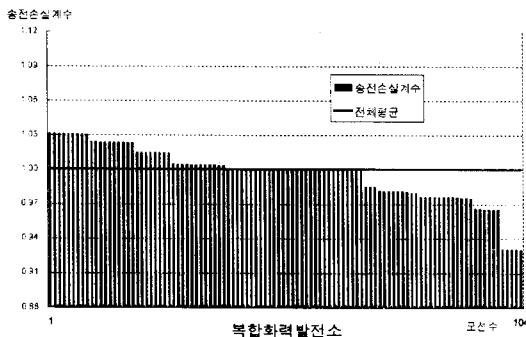


그림 4 복합화력발전소의 결과

한편, 대부분의 발전소가 석유를 에너지원으로 사용하고 있는 제주도는 관광의 도시이므로 다른 지역에 비해 주간부하는 상대적으로 적은 값을 갖는다. 이에 따라 모든 모션의 한계손실계수가 1.0 이하로 계산되었다.

표 3 전원별 한계손실계수 계산결과 요약

구분	1.0 이상 모션		1.0 미만 모션		전체 모션	
	모션수	평균	모션수	평균	모션수	평균
수력발전소	25	1.021	8	0.972	33	1.009
양수발전소	2	1.015	4	0.981	6	0.992
유연탄 화력발전소	-	-	25	0.954	25	0.954
국내탄 화력발전소	-	-	8	0.967	8	0.967
석유 화력발전소	-	-	14	0.978	14	0.978
LNG 기력발전소	6	1.009	-	-	6	1.009
원자력발전소	-	-	16	0.963	16	0.963
복합화력발전소	59	1.011	45	0.976	104	0.996
제주 소재 발전소	-	-	15	0.938	15	0.938
모션수 합계 및 평균	92	1.014	135	0.966	227	0.985

4. 결 론

본 논문에서는 2000년도 하계 예상첨두부하 시점을 대상으로 한 한계손실계수의 계산방법을 제시하였으며, 제시한 방법에 의하여 각 전원별 한계손실계수를 계산하였다. 그리고, 계산된 원별 한계손실계수의 분석을 행하였다.

본 논문에서 제시한 한계손실계수는, 장차 발전소를 건설하는 경우 어느 지역이 경쟁에 유리한가를 찾는 지표의 하나로 활용할 수 있을 것이다. 전술한 바와 같이 복합화력발전소의 경우, 일산, 분당 등의 신도시에 건설된 경우는 전력 제공측면에서 그 지역의 부족한 전원 해소에 많은 기여를 할 것으로 예측되지만, 원자력 발전소 등의 대규모 저 연료비 발전소 부근에 건설된 일부의 경우는 전력시장에서 경쟁력을 상실하는 경우도 발생할 것이다.

또한, 국내 발전소 분포를 살펴보면 대부분 남쪽이나 동쪽에 위치해 있음을 알 수 있다. 수도권 이북 지역으로의 발전소 건설 장려나 복합화력발전소, LNG 기력발전소의 건설 촉진은 경쟁시장에서 나름대로 의미를 갖게 될 것이다.

배전분할 과정에 본 결과를 이용한다면, 부하단과 에너지원별 발전기모선의 위치와 관련된 형평성 있는 입찰가격을 적용할 수 있는 기초여건이 마련될 수도 있을 것이다.

또한, 전원 및 부하 입지의 적정지역으로의 유도시에도 한계손실계수의 이용이 가능할 것이다.

(참 고 문 헌)

- [1] "풀/탁송모형에서의 전력시장운영시스템 구조설계에 관한 연구", 한국전력공사 전력거래소, 2000
- [2] "Treatment of Loss Factors in the National Electricity Market", NEMMCO, 1999