

송전비용 산정방법이 Genco에 미치는 영향 평가

김강원 정구형 한석만 김발호
홍익대학교 전기·정보·제어공학과

Analysis on effect of Transmission Pricing to Gencos

Kangwon Kim, Koohyung Chung, Seokman Han, Balho H.Kim
Hongik University, School of Electrical Engineering

Abstract - Transmission Pricing is the factor of giving locational signal when Genco decides the generation expansion schedule. Therefore, TR-Pricing is influenced to generation expansion schedule. TR-Pricing is composed of three element, loss-cost and congestion-cost and equipment-cost. The main target of this paper is to analyze TR-Pricing's(especially loss-cost) impact to generation expansion schedule. Then, this paper make a optimal counterproposal to decide the generation expansion schedule.

로 송전비용이 산정된다.

- 송전망 투자 및 유지비용 : KEMA 가 제안한 방식인 발전측과 부하측이 각각 1:1 의 비율로 부담
- 혼잡비용: Con on/off 정산금 적용
- 손실비용: 손실계수를 적용하여 시장참여자에게 할당

본 논문에서는 위의 3가지 구성요소 중 손실비용을 중심으로 송전비용 산정방법이 Genco에 미치는 영향에 대하여 분석하고자 한다.

1. 서 론

기존의 수직통합적 전력산업은 공기업체제로 운영하였기 때문에 정부예산이 허용하는 범위 내에서 수급균형을 유지하기 위한 목적으로 비교적 자유롭게 설비투자를 수행하였다. 그러나 경쟁적 전력시장에서는 개별 발전사업자별로 자신의 이익 극대화를 목적으로 시장에 참여하기 때문에 신규 설비투자 또한 이익 극대화 관점에서 수행될 것이다. 즉, 신규발전설비에 투자함에 있어 고정비와 변동비가 비교적 낮은 남부 지방에 집중될 것으로 예상된다. 이는 토지보상비용과 건설비와 같은 고정비가 수도권에 비하여 저렴하고, 변동비 역시 원료수급이 유리한 항만 주위에 입지함으로써 발전원가를 줄일 수 있기 때문이다.

그러나 이러한 신규발전설비 투자 패턴이 고착되어 갈수록 복잡전류로 인한 계통 전체의 송전손실이 증가하고 그에 따른 부담은 소비자와 생산자 모두 손실을 부담하게 될 것이며 결과적으로 사회 전체의 효율감소를 초래할 것으로 예상된다. 따라서 부하 밀집 지역에 발전설비를 유치함으로써 계통전체의 손실을 감소시키고 사회적 효율을 증대할 수 있는 유인책을 제시하여야 한다. 본 논문에서는 이에 대한 대안으로 송전선 이용료를 이용하는 방안을 제시한다. 각 주요 모선별로 손실계수를 적용하여 손실을 많이 발생시키는 모선에는 일정한 페널티를 주고 손실 감소 특성이 우수한 모선에는 인센티브를 줌으로써 지역적 신호(locational signal)를 제공할 수 있으며, 그에 따른 신규발전설비 투자유치와 투자억제에 대한 메커니즘을 제공한다.

각 모선별로 입찰단가에 손실계수를 적용하면 입찰단가에 대한 변화를 줄 수 있고 그에 따른 급전순위의 변동을 유도할 수 있다. 따라서 급전지령을 받는 발전기가 변동됨으로써 신규발전설비의 투자의 입지선정에 있어 기준을 제공하는 것이다.

사례연구는 국내 전력계통을 4개의 모선으로 단순화하였으며 실제와 같이 복잡조류가 발생하는 계통으로 실시하였다.

2. 본 론

경쟁적 전력시장에서는 다음과 같은 3가지의 구성요소

2.1 주요 송전 손실 계수

송전손실 계수에 대하여는 각 문헌과 사용자에 따라서 커다란 차이가 있지만 본 논문에서는 다음의 두 가지에 대한 분석을 하고자 한다.

2.1.1 평균손실률(Average Loss Rate : ALR)

$$ALR = \frac{\text{계통손실}}{\text{수전전력} + \text{계통손실}}$$

이는 총 생산량(수전전력+계통손실)에 대한 손실 비율로 나타내는 송전손실 계수이다.

2.1.2 한계손실률(Marginal Loss Rate : MLR)

$$MLR_i = \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{g,i}}$$

∂P_{loss} : 계통손실 증가분

$\partial P_{g,i}$: i 모선에서의 발전량 증가분

이 계수는, 특정 모선의 발전량 증가로 인한 계통 전체 손실의 변동정도를 의미한다.

2.2 송전비용 산정방법이 Genco에 미치는 영향

송전비용 산정방법이 Genco에 미치는 영향은 발전기 급전순위 선정과 신규발전설비 입지선정에의 영향으로 분석할 수 있다.

2.2.1 발전기 급전순위 선정에의 영향

TWBP 시장 운영규칙에 따르면 전력계통은 4-5개의 지역으로 분할 한후 분할된 각 지역은 같은 가격을 적용할 예정이다. 이 때 손실 특성이 나쁜 지역에 대한 페널티를 주기 위하여 실제가격에 송전손실율을 반영한 가격을 적용할 것이다.

이를 정식화 하면 다음과 같다.

$$\text{실제 입찰 가격} = \frac{SMP}{1 - \text{손실율}}$$

즉, 위와 같은 방식으로 입찰 가격이 결정된다는 것은 각 지역의 손실계수에 따라 발전기의 입찰가격이 변동한다는 것을 의미한다. 이는 손실특성에 따라 급전순위가 변동될 수 있고 또한 적용하는 손실율에 따라서도 입찰가격과 급전순위가 변동될 수 있음을 의미한다.

2.2.2 신규 발전설비 입지선정의 영향

향후 부하의 증가에 따라 발전설비의 신규 건설은 필수적이다. 송전비용을 기존의 에너지 비용으로 통합시킬 경우 토지구입비용, 토지보상비용, 원료 수급에 있어 비교우위에 있는 항만주위와 남부지방에 집중적인 투자가 예상된다. 이는 부하 집중지역과 발전 집중지역의 괴리로 인한 송전손실, 송전혼잡비용의 증가를 유발시킬 것이며 소비자의 부담으로 전가될 것이다.

따라서 각 지역별로 계통에 미치는 손실특성을 반영한 지역별 차등요금을 적용한다면 신규 발전설비에 있어 지역적 신호를 제공함으로써 투자유인을 할 수 있는 장점이 있을 것이다. 즉, 건설비용과 운영비가 비교적 크다고 할지라도 손실특성이 우수한 지역에 위치한다면 입찰단가 산정에 있어 유리함을 얻을 수 있고 급전발전기로 선택될 수 있다.

2.3 사례연구

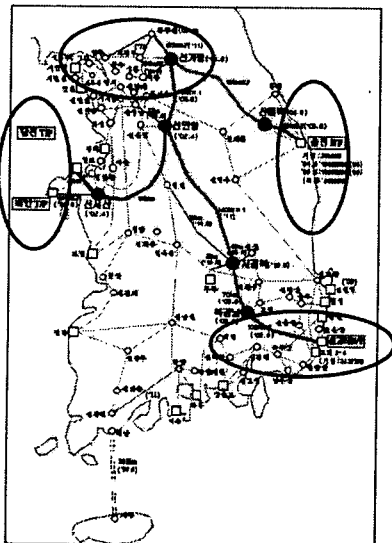
2.3.1 사례계통

본 논문에서는 다음과 같은 가정을 전제로 한다.

1. 국내 전력 계통을 4지역으로 가정한다. (그림 1)

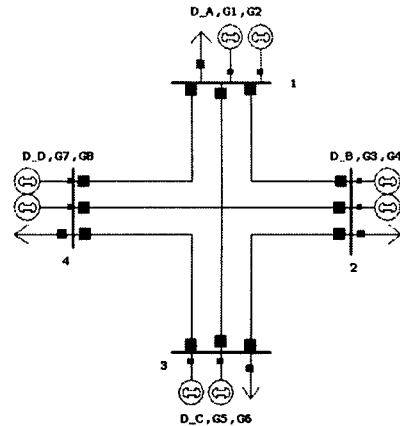
- ① 경인지역 (부하집중 지역)
- ② 울진지역 (잉여발전 지역)
- ③ 태안,당진 지역 (잉여발전 지역)
- ④ 부산,고리 지역 (잉여발전 지역)

2. 송전혼잡은 고려하지 않는다.



<그림 1> 국내 전력계통

이를 간략하게 나타내면 <그림2>와 같다. 각 발전기와 부하의 데이터는 표1,2와 같다.



<그림 2> 간략화된 모선도

(표 1) 발전기 Data

	Generator							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
최대발전량 (MW)	130	80	160	120	230	250	180	150
입찰가격 (원/kWh)	48	45	41	42	34	36	32	34

(표 2) 부하Data

	Load			
	D_A	D_B	D_C	D_D
부하량 (MW)	400	120	300	170
입찰가격 (원/kWh)	58	58	58	58

위와 같은 사례계통을 바탕으로 PowerWorld Simulator를 이용하여 현재와 같이 입찰단가별로 급전발전기를 선정하는 경우와 ALR과 MLR을 이용하여 입찰가격을 조정한 후 급전발전기를 선정하는 경우에 대해 분석하였다.(표 3)

2.3.2 균등하게 부담하는 경우

(표 3) 모의실험 결과 (균등부담)

	Generator							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
입찰가격 (원/kWh)	48.00	45.00	41.00	42.00	34.00	36.00	32.00	34.00
출력(MW)	0	0	73	160	230	250	180	150
비용(원)	0	0	2,993	6,720	7,820	9,000	5,760	5,100
거래가격 (원/kWh)	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00	42.00
수입(원)	0	0	3,066	6,720	9,660	10,500	7,560	6,300
이익(원)	0	0	73	0	1,840	1,500	1,800	1,200

이 경우 총 부하량 990(MW)를 공급하기 위한 급전지시를 받는 발전기는 총 6대이며 7,8,5,6,3,4 발전기 순서로 급전지시를 받게 된다. 부하 집중지역에 있는 발전기는(G1,G2) 비싼 입찰가로 인하여 급전탈락하게 된다.

따라서 부하집중지역으로 향하는 조류(복상조류) 때문에 손실이 많이 발생하게 된다.

3. 결 론

2.3.3 ALR을 이용하여 입찰가격을 조정하는 경우

(표 4) 모의실험 결과 (ALR 적용)

	Generator							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
설계가격 (원/kWh)	48.00	45.00	41.00	42.00	34.00	36.00	32.00	34.00
출력(MW)	0	80	137	0	230	250	180	150
비용(원)	0	3,600	5,617	0	7,820	9,000	5,760	5,100
적용가격 (원/kWh)	48.00	45.00	45.56	46.67	37.78	40.00	35.56	37.78
수입(원)	0	3,659	5,640	0	9,469	10,293	7,411	6,176
이익(원)	0	59	23	0	1,649	1,293	1,651	1,076

이 경우 ALR=0.10으로 계산된다. 이를 바탕으로 새롭게 적용 되는 가격을 산정하였다.

따라서 급전순위가 변경되어 7,8,5,6,2,3의 순서로 급전지령을 받게 된다. 4번 발전기가 급전탈락 되며 2번 발전기가 급전지령을 받게 되는데 부하 집중지역에 있는 발전기가 기동됨으로 인하여 복상조류는 줄어들게 되어 계통전체의 손실은 37(MW)로 줄어드는 효과를 얻을 수 있다.

2.3.4 MLR을 이용하여 입찰가격을 조정하는 경우

(표 5) 모의실험 결과 (MLR 적용)

	Generator							
	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
입찰가격 (원/kWh)	48.00	45.00	41.00	42.00	34.00	36.00	32.00	34.00
출력(MW)	125	80	0	0	230	250	180	150
비용(원)	6,000	3,600	0	0	7,820	9,000	5,760	5,100
적용가격 (원/kWh)	48.00	45.00	49.40	50.60	40.96	43.37	38.55	40.96
수입(원)	6,000	3,840	0	0	9,163	9,960	7,171	5,976
이익(원)	0	240	0	0	1,343	960	1,411	876

이 경우 MLR=0.17로 계산된다. 이를 바탕으로 새롭게 적용 되는 가격을 산정하였다.

따라서 급전순위가 변경되어 7,8,5,6,2,1의 순서로 급전지령을 받게 된다. 3,4번 발전기가 급전탈락 되며 1,2번 발전기가 급전지령을 받게 된다. 부하 집중지역에 있는 두개의 발전기가 급전지령을 받음에 따라 계통손실이 25(MW)로 현저하게 줄어듦을 확인할 수 있다.

2.3.5 각 경우별 비교·분석

(표 6) 모의실험 결과 요약

	급전순위	계통손실 (MW)	소비자 잉여 (원/kWh)	Genco 잉여 (원/kWh)
균등부담	7,8,5,6,3,4,2,1	53	13,613	6,413
ALR 적용	7,8,5,6,2,3,4,1	37	14,344	5,750
MLR 적용	7,8,5,6,2,1,3,4	25	14,714	4,830

위의 세가지 경우의 모의실험 결과를 요약한 결과 MLR을 적용하였을 경우 계통손실이 적어지고 그에 따른 소비자 잉여가 늘어나는 모습을 볼 수 있다. 이는 부하 집중지역의 발전기가 기동됨에 따라 계통의 손실이 줄어들고 손실감소로 인한 소비자의 부담이 줄어드는 것을 보여주고 있다.

현재의 매커니즘 즉, 입찰단가가 작은 발전기별로 정렬하여 급전지시를 주는 방식은 고정비와 변동비가 작은 남쪽 지방의 발전기가 급전지령을 받는 형태로 진행되어 왔다. 따라서 극심한 지역적 수급 불균형으로 인한 복상조류가 발생함으로써 계통 전체의 손실, 혼잡비용의 증가를 유도하며 이러한 손실, 혼잡비용의 부담은 고스란히 소비자에게 전가됨에 따라 사회 총 효용은 줄어드는 악순환을 거듭하게 된다.

따라서 손실특성이 나쁜 지역에 위치한 발전기의 기동을 제한하고 생산단가가 비교적 비싸지만 계통전체의 손실 특성을 개선할 수 있고 그에 따른 사회적 총 효용을 증대시킬 수 있는 부하집중지역에 위치한 발전기를 기동시키기 위한 유인책으로 입찰 단가에 송전손실계수를 적용하는 방법을 추진하여야 한다.

사례연구결과, 손실계수를 적용함으로써 계통 전체의 손실 감소로 인하여 소비자 잉여가 증대됨을 확인할 수 있다.

아울러 신규 발전설비 투자에 있어 부하집중 지역에 위치하는 것이 고정비와 변동비 측면에서는 약간의 불리함이 있지만 급전발전기가 될 수 있고 기동에 따른 이익을 얻을 수 있다는 유인책을 제시할 수 있다. 신규 발전설비가 부하집중지역에 건설됨으로써 궁극적으로 계통손실을 더욱 더 개선시킬 수 있고 이는 소비자 잉여의 증대로 나타날 것이다.

향후 연구에서는 동일 계통에 있어서 최적조류계산(Optimal Power Flow : OPF)과 전력조류방정식(Power Flow Equation)의 비교를 통한 합리적인 대안을 찾아보는 것도 의미있을 것으로 판단된다. OPF의 경우에도 국내 계통을 4-5개 권역으로 나누어 구현한다면 실제동에서 실시간으로 사용할 수 있다.

또한 적용손실계수의 종류에 대한 합의와 기준모선을 어느 지역으로 결정할지 그리고 손실계수 산정에 있어서 부하중분의 관한 합의를 이끌어 낼 수 있다면 향후 경쟁적 전력시장 개설 이후 발전기 신규건설 입지선정과 계통손실을 줄임으로써 소비자 잉여확대에 대한 대안으로 충분한 효과가 있을 것으로 예상된다.

본 연구는 산업자원부의 지원에 의하여
기초전력연구원(02-전-01) 주관으로
수행된 과제임

[참 고 문 헌]

- [1] 김발호, 박종배, "송전선 이용료 산정기법", 2000
- [2] 신영근, 노재형, 김발호 "발전설비계획과 계통계획의 연계에 대한 필요성 검토", 2001년 대한전기학회 추계학술대회
- [3] 김성수, "송전손실 비용의 분담 방법", KPX
- [4] 김강원 외, "MLF를 이용한 손실비용할당을 고려한 송전비용 산정방안에 관한 연구", 2003년 대한전기학회 하계학술대회
- [5] 한국전력거래소(KPX), "전력시장 운영규칙"
- [6] 김발호, "주요 송전손실 관련 지수분석", 홍익대학교 전력경제연구실, 2004
- [7] Ramon Nadira, "Bulk Transmission System Loss Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, P405-P416, 1993 5월
- [8] 송재영 외, "전력경제론", 권5(가격이론과 전력요금), 한국전력공사