

송전망 이용가액 산정 및 혼잡관리

김 발 호, 박 종 배, 김 진 호

홍익대 전기정보통신학과 교수, 인성대 전기전 기학과 교수, 서울대 전기공학과 박사과정

1. 서 론

전력산업 구조개편을 원활하고 효율적으로 추진하고, 구조개편에 따른 시장 충격을 최소화하기 위해서는 송전선 이용가액 및 송전선 혼잡가액 등을 합리적으로 설정하여야 한다. 우리 나라의 경우, 향후 전력산업은 3단계를 거쳐 2010년 이후에는 완전 경쟁시장, 즉, 소매경쟁시장이 도입될 전망이다. 그 첫 번째 단계로서, 2002년까지는 발전부문의 민영화 또는 독립법인화를 통한 발전시장에 경쟁을 도입할 예정이며, 이러한 발전경쟁시장을 효율적으로 추진하기 위해서는 관련 소프트웨어 및 하드웨어 시스템 구축에 선행하여 이들에 대한 프레임워크가 사전에 반드시 개발되어야 한다. 따라서, 본 연구에서는 이러한 시스템 구축의 일부분인 송전선 혼잡처리 방법론 및 관련 비용 연구, 부분적으로 이용자별로 차별을 두는 송전선 가격제도 등에 대한 연구를 수행하여 향후 시스템 구축을 위한 가이드라인을 제시하고자 한다.

우리 나라 전력산업 구조개편을 원활하게 추진하기 위해서는 여러 가지 당면과제가 있겠지만, 계통운영자의 측면에서는 송전계통 혼잡관리가, 송전회사의 측면에서는 송전선 이용가액의 결정이 가장 우선되어야 할 것이다. 이러한 송전계통의 혼잡관리 프로토콜의 개발이 선행되어야만 구조개편을 원활하게 추진할 수 있고, 합리적이고 효율적인 시장 경쟁 메커니즘의 형성이 가능하다. 따라서, 해외의 사례를 심층적으로 분석하여 이를 기초로 우리 나라의 실정에 알맞은 계통 운영 지원 프로토콜을 개발하는 것이 시급하다. 또한, 궁극적으로 계통운영자의 계통 운영 프로그램 개발을 위한 계통혼잡 부분 및 송전선 가격제도 부분의 기본 개발 방향 제시 연구가 필요하며, 본 연구에서는 이를 제시하였다.

2. 북미신뢰도협의회(NERC)의 송전능력과 송전선혼잡과의 관계

FERC의 NOPR에서 추가 송전서비스를 지원하기 위한, 연계된 송전 네트워크의 가용능력의 표시치로서 모든 송전망

사용자에게 공개될 정보를 지칭하기 위하여 가용송전용량(ATC : Available Transmission Capacity) 개념이 1995년 3월 등장하였으며, NERC Board of Trustees에 의하여 송전선 혼잡기준에 적용하기 위한 개념으로 가용송전능력이 사용되었다. 여기서 가용송전능력(ATC)이란 송전선의 상업적인 이용을 늘리기 위하여, 기존의 이용자들에게 할당된 용량에 추가적으로 할당할 수 있는 송전능력을 말한다. 또한, 송전능력(Transmission Transfer Capability)이란 주어진 계통운용 상황에서, 모든 송전선을 이용하여 한 지역에서 다른 지역으로 전력을 안정적으로 수송할 수 있는 능력을 의미한다. 송전능력의 결정에는 수요, 발전력 배분(급전), 계통 상황, 계통 상정사고 등이 고려되어야 하며, 이러한 송전능력은 열용량 한계, 전압 한계, 안정도 한계와 같은 전력계통의 물리적/기술적 요인으로 인해 제한을 받게 된다.

총수송능력(Total Transfer Capability: TTC)이란 어떤 전력계통에서 다음의 모든 조건을 만족시키면서 전력을 안정적으로 수송할 수 있는 전력의 크기를 의미하는데, 전력계통은 정상적인 운전상태에서, 모든 전력설비에 걸리는 부하가 정격 값 이내에 있어야 하며 모든 전압 또한 규정전압 범위 내에 있어야 한다. 또한, 전력계통은 일부 전력설비의 탈락으로 발생하는 외란의 충격을 흡수하여 궁극적으로는 안정 상태를 유지하여야 한다. 이는 일부 전력설비의 탈락으로 인하여 발생하는 외란에 대하여 동적 진동이 가라앉은 후, 또한 자동운용시스템의 동작 후(그러나 상정사고 발생 후 계통운영자가 비상조치를 취하기 이전), 모든 송전설비에 걸리는 부하가 비상정격 값 이내에 있어야 하며, 모든 전압 또한 비상한계 값 이내에 있어야 함을 말한다. 이러한 총수송능력은 다음과 같이 결정된다.

$$\text{총 수송능력} = \text{MIN}(\text{열용량}, \text{전압 한계}, \text{안정도 한계})$$

반면, ATC는 현재 사용하고 있는 송전선 이용량을 기준으로 얼마만큼의 전력을 더 수송할 수 있는가를 나타내는 식수로, 다음과 같이 결정된다.

$$\text{ATC} = \text{TTC} - \text{TRM} - \text{현재 송전선이용량}$$

송전계통에서의 TTC 및 ATC는 송전선 혼잡 및 송전선 혼잡비용의 결정과 매우 밀접한 관계가 있으며, 이러한 값

들은 주어진 시간 및 계통에 대하여 송전선에서 혼잡이 발생하는지의 여부를 결정하는 기준이 된다.

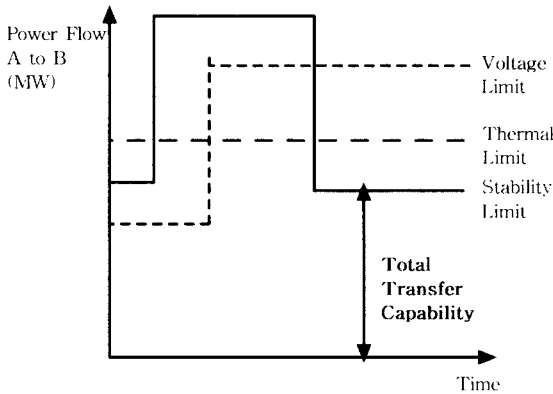


그림 1. TTC 결정

3. 최적조류계산 방법론에 기초한 송전선 혼잡비용

송전가격은 초기투자비와 같은 고정비용과 설비의 유지 및 보수, 선로의 손실 및 혼잡과 관련된 변동비용, 그리고 송전가격에서는 통상 제외하지만 전력계통의 신뢰도 및 안전도 유지비용인 품질유지서비스(Ancillary service) 비용으로 이루어져 있다. 계통혼잡의 실체는 경제급전에서 송전선 혼잡으로 인한 발전기의 출력재배분에 의한 연료비의 상승 비용으로, 모선별 단기한계비용을 통하여 계산할 수 있으며, 이는 최적조류계산(OPF)의 계산 결과인 각 모선의 잠재가격을 의미한다. 최적조류계산이란 기술적, 물리적, 환경적 제약조건 하에서 경제급전계획을 수립하는 것으로, 경제급전과 전력조류계산을 동시에 수행하며, 발전기 출력재배분 실시에 대한 추가 연료비용, 즉 혼잡비용을 계산할 수 있는 유력한 도구이다. 이러한 OPF의 목적함수로는 운전비, 유효 전력 손실, 부하차단, 지역 MW/Var 손실, 전압변동 등이 있으며, 제약조건으로는 유효/무효전력 균형 제약조건, 유효/무효전력 조류 제약조건, 송전선로의 유효/무효전력 제약, 유효/무효전력 발전력 한계, 전압 크기에 대한 제약 등이 있다.

이러한 OPF를 이용하여 혼잡비용을 계산하는 절차는 아래의 예제와 같다. 대상시스템은 아래 그림과 같으며, 각 발전기의 용량 및 비용은 아래 표와 같다.

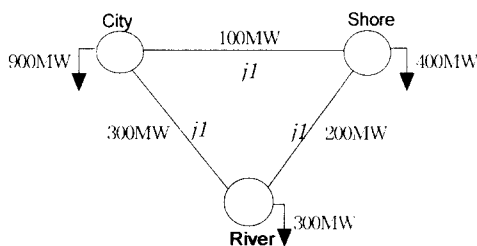


그림 2. 대상 시스템

표 1. 발전기 용량 및 비용

발전기명	발전용량(MW)	운전비용(\$/MWh)
R1	200	32.00
R2	400	6.00
R3	200	6.50
R4	200	9.50
C1	400	9.00
C2	200	30.00
C4	100	10.00
S2	200	31.00
S3	100	31.00
합계	2,000	

우선, 경제급전의 해를 구해보면, River-Shore 송전선에 267MW(Over Flow)의 조류가 흐르게 되어 송전제약을 만족하지 못하고 있다는 것을 알 수 있다.

최적조류계산을 통해 해를 구해보면, 송전제약을 만족하는 것은 물론이고 연료비를 최소화한다는 것을 알 수 있다. 또한 각 모선의 잠재비용의 차이로부터 혼잡비용을 구하면 아래 그림과 같다.

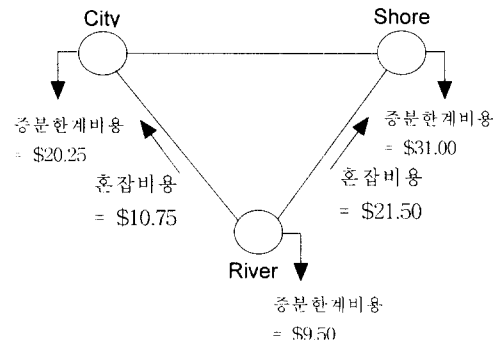


그림 3. 최적조류계산에 의한 혼잡비용 계산

4. 해외사례 연구

4.1 스웨덴

스웨덴의 국영송전회사인 Svenska Kraftnät는 220kV 및 400kV의 송전계통을 계획, 건설, 운용하며, 전체 전력계통을 운용한다. 전력계통의 형태는 발전사업자는 주요 10여 개 발전사업자 및 소용량 발전사업자로 구성되어 있으며, 지역송전사업자는 주요 발전사업자가 겸업하고 있고, 배전사업자는 270여 개에 달한다. 송전가격제도의 결정 배경에는 전력시장에서의 경쟁을 촉진하고, 송전선 이용가격은 단순, 투명 및 예측가능하도록 하며, Svenska Kraftnät 社의 소비비용 회수를 보장하고, 송전망 손실, 제약 등에 대하여 이용자들에게 경제적 및 기술적 시그널을 제공하도록 되어 있다. 송전가격의 형태는 Point-of-Connection 요금으로, 최종소비자는 배전회사에게, 배전회사는 지역송전회사에게, 지역송전회사, 발전회사, 대규모 소비자는 국영송전회사

에 송전가격을 지불하도록 되어있다.

송전가격의 구성을 살펴보면, Annual Power Fee가 Svenska Kraftnät 社の 총수입의 약 50 - 60%를 차지하고, Energy Fee가 총수입의 약 40 - 50% 차지하며, 접속비용인 Once-for-all Connection Fee는 새로운 송전망 이용자가 계통접속시 적용받게 된다. Annual Power Fee (SEK/kW-year)는 위도에 따라 결정되는데, 스웨덴의 주된 조류는 북에서 남쪽 방향이므로, 고위도 발전회사 및 저위도 부하는 높은 가격을, 저위도 발전회사 및 고위도 부하는 낮은 가격을 적용 받게 된다. 아래 그림과 같은 가격 형태에서 Input은 발전이고, Output은 부하인데, 연간 수익을 보장하기 위하여 필요시 x축을 이동하게 된다.

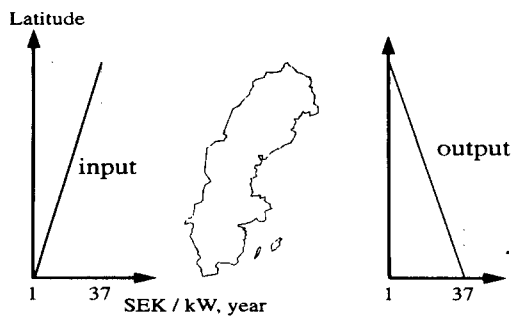


그림 4. 스웨덴의 Annual Power Fee

Energy Fee (SEK/kWh)는 한계손실계수에 의해 다음과 같이 계산되며,

$$\text{Energy Fee} = \text{한계손실계수}(+/-) * \text{에너지량 발전기}(+)/\text{부하}(-) * \text{전력가격}$$

한계송전손실 계수는 PSS/E Package를 사용하여 얻고 있다.

혼잡처리는 밸런스시장(Balance Market)이 맡게 되며, 밸런스시장의 입찰은 최대 10분 이내 조정가능한 출력량과 가격을 입찰하게 된다. 이것은 Counter Purchase의 개념을 이용하는 것으로, 궁극적으로는 남쪽에서는 발전력을 증가(Balance Bid에 기초하여 썬 것부터)하게 되고, 북쪽에서는 발전력을 감소(Balance Bid에 기초하여 썬 것부터)하게 된다.

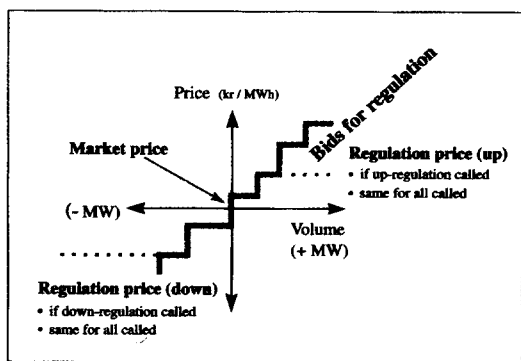


그림 5. 스웨덴의 밸런스 시장 입찰

스웨덴과 노르웨이 사이에 혼잡이 발생하는 경우에는 시장분리의 개념을 적용하여 이를 처리하고 있다. 즉, Low Price Area에서는 발전량이 수요량보다 많아 원래의 가격이 낮지만, 송전선 혼잡용량만큼의 수요 증가로 가격이 조정된다(PL). 반면, High Price Area에서는 발전량이 수요량보다 적으므로 원래의 가격이 높지만, 송전선 혼잡용량만큼의 발전량 증가로 가격이 조정되고(PH), 이러한 두 가격의 차이(PH-PL)가 바로 혼잡비용이 된다.

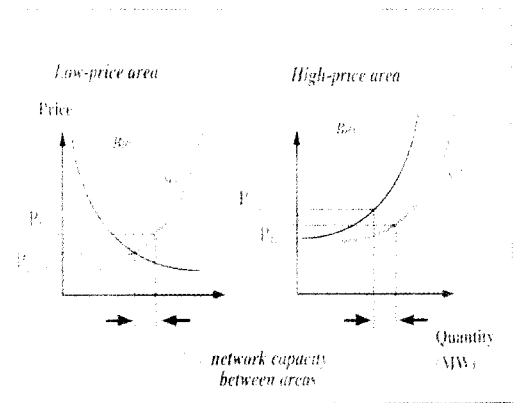


그림 6. 시장분리에 의한 혼잡처리

4.2 영국

영국에서는 송전가격을 발전사업자 및 소비자 모두에게 부과하되, 지역별로 차별을 두어 적용한다. 손실 및 혼잡비용은 소비자만 지불하되, 모든 소비자에게 균일하게 적용하고 있다. 송전가격은 직접송전비용과 기타 비용으로 나눌 수 있는데, 직접송전비용은 NGC가 직접 징수하며, 송전선 접속비용(charges for connection)과 송전선 이용가격(transmission use of system, TUoS)으로 이루어져 있으며, 기타비용은 Uplift로 회수하고 있다. 송전선 접속비용은 송전설비의 자산에 기초하여 결정되고, 모든지역에 동일하게 부과하고 있다. 송전선 이용가격은 지역별로 최대수요와 발전량에 기초하여 결정되고 있다(Zonal Price 적용).

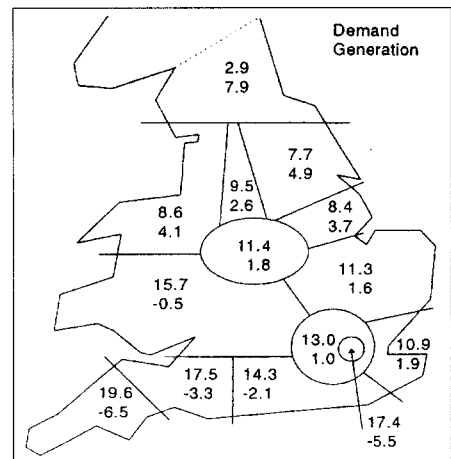


그림 7. 영국의 지역별 송전선 이용가격

영국에서 적용하는 이론은 Investment Cost Related Pricing 이라는 것으로, 이는 구체적으로 선형계획법을 이용하는 방법이다.

4.3 남미

칠레의 송전가격제도는 2부제 가격제도로 Tariff Income 과 Toll Fee로 구성되어 있다. Tariff Income은 각 모선에서 한계손실에 기인한 단기한계비용을 계산하여, 모선사이의 한계비용차이(손실에 기인)에 의하여 계산되는데, 총송전비용의 30% 정도만이 충당되며, 나머지는 Toll Fee에 의하여 회수하게 된다. 즉, Toll Fee = Annuity of Capital + O&M Costs - Tariff Income이다.

남미 국가에서는 송전선 이용정도에 따라 이용가격을 다르게 부과하는데, 이 때 다음과 같은 분포계수를 이용한다.

- A 계수

$$\Delta P_{l-k} = A_{l-k,g} \Delta G_g$$

- D 계수

$$P_{l-k} = \sum_g D_{l-k,g} G_g$$

- C 계수

$$P_{l-k} = \sum_c C_{l-k,c} D_c$$

5. 우리나라 전력시장에서의 혼잡비용 사례 연구

혼잡비용은 송전계약만을 고려한 운용발전계획(Constrained Schedule)에서의 총지급액에서 가격결정계획(Unconstrained Schedule)에서의 총지급액을 뺀 금액과 같게 된다. 본 연구에서는 우리 나라 계통에의 사례연구를 통해 실제계통에서의 혼잡비용이 어느 정도인가를 연구하였다. 사례연구 대상일은 1999년 12월 14일 00시 - 24시까지의 24시간에 대하여 하였으며, 사례연구 도구는 Scheduler를 사용하였다. 입력자료로는 수력, 양수, 원자력, 복합화력, 석탄발전기에 대하여 정격용량, 최대용량, 최소용량, 비용함수의 a,b,c 계수 등 발전기 자료와, 발전기별 가용용량 데이터, 그리고 시간대별 부하 데이터를 사용하였다. 먼저, 가격결정계획을 수립하였으며, 다음으로 운용발전계획을 수립하여 발전기별 출력량을 결정하였다. 그 다음, 운용발전계획에 의해 발전기에게 지급되는 총 지급액과 가격결정계획에 의해 발전기에게 지급되는 총지급액을 각각 계산하였다. 이를 통해 시간대별 혼잡비용을 계산하였으며, 그 결과는 표 2와 같다.

표 2에서 알 수 있는 것처럼, 하루 동안의 총 혼잡비용은 약 22억 정도이다. 그런데, 계통한계가격에 기초한 시간대별 지급비용 및 총지급액은 약 270억 인 것을 감안하면, 송전혼잡으로 인한 가격상승분은 약 8% 정도인 것으로 파악되었다.

표 2. 시간대별 혼잡비용

	Pay_off	Pay_on	혼잡비용
1시	66,132	190,416	124,284
2시	48,930	179,873	130,943
3시	40,694	161,433	120,739
4시	38,671	151,596	112,925
5시	37,936	143,724	105,788
6시	40,750	153,308	112,558
7시	47,042	159,784	112,742
8시	58,961	169,974	111,013
9시	57,467	149,383	91,916
10시	64,948	130,224	65,276
11시	60,192	146,104	85,911
12시	62,033	144,715	82,681
13시	51,795	129,979	78,184
14시	58,653	131,510	72,857
15시	59,723	143,361	83,638
16시	62,962	150,156	87,193
17시	60,008	142,365	82,356
18시	71,724	133,147	61,423
19시	72,381	153,646	81,265
20시	59,728	137,281	77,553
21시	57,343	130,541	73,199
22시	61,197	135,011	73,814
23시	82,990	158,654	75,665
24시	80,970	173,848	92,878
합	1,403,229	3,600,031	2,196,802

6. 송전손실 계산방법

한계손실을 계산하는 하나의 방법으로 페널티 팩터를 적용하는 방법이 있다. 통상 이의 계산은 B 계수법이나 Jacobian Matrix를 사용하여 수행되는데, 이는 슬랙에 의존하는 단점이 있다. 본 연구에서 적용한 한계송전손실 계수는 전모선의 부하를 일정량 증가하였을 때, I-모선에서의 추가 발전량을 계산하는 것으로, Slack 모선의 영향을 받지 않는다는 장점이 있지만, 부하증가량에 따라 계산결과가 달라지는 단점도 가지고 있다.

표 3. 시간대별 SMP 및 총지급액

	총발전량 [MW]	계통한계가격 [원/kWh]	지급액 [천원/h]
1시	26,171	45.2	1,181,882
2시	24,827	45.2	1,121,187
3시	24,053	12.4	298,498
4시	23,623	12.2	288,201
5시	23,468	12.1	284,667
6시	23,755	12.3	290,999
7시	24,490	48.2	1,180,908
8시	25,828	36.1	931,099
9시	27,636	48.2	1,332,608
10시	29,413	48.5	1,426,236
11시	29,880	48.5	1,448,881
12시	29,616	56.9	1,684,262
13시	27,625	48.2	1,332,078
14시	28,189	46.4	1,307,688
15시	28,357	46.4	1,315,481
16시	27,930	46.4	1,295,673
17시	27,560	46.4	1,278,508
18시	28,274	46.9	1,326,616
19시	28,780	46.4	1,335,104
20시	28,343	46.4	1,314,832
21시	27,986	44.3	1,239,780
22시	27,479	44.3	1,216,221
23시	27,933	46.4	1,295,812
24시	26,937	44.3	1,192,232
합			26,919,452

이러한 방법론에서의 각 부하의 증가량은 기존의 부하량에 비례한다는 가정을 하여 사용하게 되고, 거의 대부분의 국가에서 실용적으로 사용하고 있으나, 모든 모선에 대하여 계산하여야 하는 불편함이 있다. IEEE 14모선에 대하여 한계송전손실을 계산한 결과는 아래와 같다.

표 4. Penalty Factor 계산 결과

모선	s1	s2	s3	s4	s5	s6	s7
1	1.0	1.05504	1.13675	1.11060	1.09174	1.09320	1.10974
2	0.94783	1.0	1.07745	1.05267	1.03478	1.03617	1.05185
3	0.87970	0.92812	1.0	0.97702	0.96038	0.96168	0.97624
4	0.90047	0.95003	1.02361	1.0	0.98309	0.98439	0.99929
5	0.91594	0.96635	1.04120	1.01721	1.0	1.00130	1.01646
6	0.91475	0.96509	1.03984	1.01589	0.99869	1.0	1.01514
7	0.90111	0.95071	1.02434	1.00071	0.98380	0.98509	1.0
8	0.90111	0.95071	1.02434	1.00071	0.98380	0.98509	1.00000
9	0.90145	0.95106	1.02472	1.00108	0.98416	0.98546	1.00037
10	0.89997	0.94951	1.02305	0.99945	0.98256	0.98385	0.99874
11	0.90506	0.95488	1.02883	1.00512	0.98812	0.98941	1.00439
12	0.90197	0.95161	1.02532	1.00170	0.98474	0.98603	1.00096
13	0.89945	0.94895	1.02245	0.99889	0.98199	0.98327	0.99816
14	0.88567	0.93441	1.00678	0.98357	0.96693	0.96821	0.98286

모선	s8	s9	s10	s11	s12	s13	s14
1	1.10974	1.10930	1.11108	1.10486	1.10844	1.11154	1.12918
2	1.05185	1.05143	1.05312	1.04723	1.05061	1.05355	1.07028
3	0.97624	0.97585	0.97741	0.97195	0.97509	0.97782	0.99334
4	0.99929	0.99890	1.00050	0.99490	0.99811	1.00091	1.01679
5	1.01646	1.01605	1.01768	1.01199	1.01526	1.01810	1.03426
6	1.01513	1.01471	1.01634	1.01067	1.01395	1.01677	1.03292
7	1.00000	0.99962	1.00122	0.99561	0.99882	1.00163	1.01751
8	1.0	0.99962	1.00122	0.99561	0.99882	1.00163	1.01751
9	1.00037	1.0	1.00160	0.99598	0.99919	1.00200	1.01789
10	0.99874	0.99836	1.0	0.99436	0.99756	1.00036	1.01623
11	1.00439	1.00399	1.00563	1.0	1.00321	1.00601	1.02198
12	1.00095	1.00053	1.00214	0.99655	1.0	1.00255	1.01849
13	0.99815	0.99775	0.99935	0.99377	0.99698	1.0	1.01562
14	0.98286	0.98247	0.98405	0.97854	0.98170	0.98454	1.0

표 5. 한계송전손실계수 계산결과(1MW증가시)

모선	초기 발전력	변동후 발전력	편차	송전손실 계수	총발전력
1	232.386	233.503	1.1171	1.1171	273.5031
2	40.0	41.0587	1.0587	1.0587	273.4447
3	0.0	0.9824	0.9824	0.9824	273.3684
4	0.0	1.0038	1.0038	1.0038	273.3898
5	0.0	1.0252	1.0252	1.0252	273.4112
6	0.0	1.0204	1.0204	1.0204	273.4064
7	0.0	1.0049	1.0049	1.0049	273.3909
8	0.0	1.0049	1.0049	1.0049	273.3909
9	0.0	1.0063	1.0063	1.0063	273.3923
10	0.0	1.0051	1.0051	1.0051	273.3911
11	0.0	1.0103	1.0103	1.0103	273.3963
12	0.0	1.0099	1.0099	1.0099	273.3959
13	0.0	1.0076	1.0076	1.0076	273.3936
14	0.0	0.9862	0.9862	0.9862	273.3722

7. 송전가격 결정을 위한 우리나라 실계통 한계송전손실의 계산

우리 나라 전력계통의 한계송전손실을 계산하기 위하여,

실계통을 대상으로 사례연구를 수행하였으며, 1999년 8월 1일 실적자료를 이용하였다. 송전선로합 및 기타 제약조건이 반영된 발전력 배분 자료를 이용하였으며, 삼천포 모선을 Slack으로 가정하였고, 총 모선수는 757개, 이 가운데 발전기 모선은 209개, 부하모선은 548개이고, 변압기 및 선로 수는 908개이다.

한계송전손실계수의 계산은 PSS/E를 사용하였으며 Full-Jacobian Newton-Rhaphson Method를 이용하여 전체 모선에 대하여 반복 계산을 수행하였다. 페널티계수의 계산은 실계통 조류계산 프로그램을 개발하여 사용하였으며, PSS/E와 Data Base를 연계하고 있으며, 한번에 전체의 페널티 계수를 계산하는 기능을 가지고 있다. 페널티계수 계산 결과 일부 예(삼천포 모선 기준)는 다음 표에 나와 있다.

표 6. 페널티 계수 계산 결과

번호	모선이름	페널티	번호	모선이름	페널티
1400	'양주 345'	0.8922	1836	'YSN-DM'	0.8906
1403	'양주 23'	0.8937	1845	'동빙고'	0.8907
1410	'양주 154'	0.8937	1865	'순 화'	0.8867
1430	'녹 양'	0.8937	1870	'서소문'	0.8867
1435	'문 니'	0.8764	1871	'SSM-DM'	0.8884
1445	'원 남'	0.8765	1875	'헌 저'	0.8871
1470	'은 평'	0.8875	1885	'마 포'	0.8868
1475	'세종로'	0.8868	1920	'송 포'	0.8935
1485	'불 광'	0.8885	1930	'일 산'	0.8937
1490	'육 인'	0.8869	1940	'지 도'	0.8933
1495	'금 촌'	0.8936	1945	'문 산'	0.8694
1500	'의정부 3'	0.8896	1965	'구 의'	0.8943
1503	'의정부23'	0.8885	2400	'영서 345'	0.9090
1510	'의정부 1'	0.8885	2403	'영서 23'	0.9089
1520	'상 계'	0.8788	2404	'YSO-3DM'	0.9090
1525	'노 원'	0.8775	2410	'영서 154'	0.9089
1530	'창 동'	0.8786	2411	'YSO-DM'	0.9090
1540	'쌍 문'	0.8810	2415	'신 길'	0.9039
1565	'포 천'	0.8410	2420	'광 명'	0.9081
1570	'도 불'	0.8867	2430	'구 공'	0.9079
1585	'철 원'	0.8372	2435	'오 류'	0.9056
1590	'동두천'	0.8522	2440	'대 방'	0.9043
1600	'성동 345'	0.8909	2445	'목 동'	0.9052

한계송전손실 계수의 계산은 해석적으로는 불가능하며, 수치계산만 가능하다. 이 계수는 부하증가량에 따라 결과가 상이한데, 본 연구에서는 전체부하의 0.1% 부하인 34.298MW 증가를 가정하고, 각 모선별 부하증가는 기존부하에 비례하여 할당된다고 가정하여 계산하였다.

표 7. 한계송전손실계수

번호	모선이름	손실계수	번호	모선이름	손실계수
1400	'양주 345'	0.9677	1836	'YSN-DM'	0.9645
1403	'양주 23'	0.9665	1845	'동빙고'	0.9633
1410	'양주 154'	0.9680	1865	'순 화'	0.9616
1430	'녹 양'	0.9680	1870	'서소문'	0.9607
1435	'문 니'	0.9522	1871	'SSM-DM'	0.9613
1445	'원 남'	0.9485	1875	'헌 저'	0.9578
1470	'은 평'	0.9578	1885	'마 포'	0.9584
1475	'세종로'	0.9601	1920	'송 포'	0.9665
1485	'불 광'	0.9601	1930	'일 산'	0.9692
1490	'육 인'	0.9607	1940	'지 도'	0.9665
1495	'금 촌'	0.9694	1945	'문 산'	0.9452
1500	'의정부 3'	0.9654	1965	'구 의'	0.9683
1503	'의정부23'	0.9595	2400	'영서 345'	0.9893

모선별 송전손실의 차이는 우리 나라 전력조류의 방향과 밀접한 관계가 있는데, 우리 나라의 주된 조류는 북상조류이다. 개념적으로는 각 모선에서 생산된 전력이 소비지에 도달할 때 발생하는 손실을 보상하기 위한 것이지만, 실제적으로는 각 모선에서 생산된 전력이 소비지에 도달하기 위한 거리(Mile)의 개념으로 볼 수 있고, 이는 궁극적으로 '송전선의 사용 정도'를 나타내어 주는 좋은 지수로 활용할 수 있다. 또한, 손실이 음수이면 Counter Flow를 발생하게 되며, 양수이면 Main Flow가 발생하게 되어 혼잡비용에 대한 시그널을 제공하기도 한다. 이러한 방법은 우리 나라와 같이 풀 모형을 적용하는 경우에 적합할 것으로 판단된다.

본 연구의 사례연구 결과, 우리 나라의 한계송전손실 분포는 첨부 1에 주어진 것과 같이 세분할 수 있다.

8. 송전가격제도에 대한 제안

송전가격 설계시의 대전제는 송전회사의 연간 필요경비를 충당할 수 있어야 한다는 것으로, 연간 송전가격 수입은 = 연간송전비용 + 연간적정 수익이며, 연간적정수익은 향후 규제기관과의 협의에 의해 결정될 것이다.

또한 송전가격제도는 송전시스템 및 전력계통 사용자에게 합리적 사용에 대한 시그널을 제공할 수 있어야 함은 물론이며, 이용자별로 어느 정도의 차별화가 필요하다.

송전가격 설계 절차는 연간 회수되어야 할 연간총송전비용을 결정하고, 가격 차별화 또는 차별화 시스템을 결정하여야 한다. 여기서 차별은 시간과 공간에 대한 차별을 의미한다.

Time/Locational 차별화 가격제도의 경우, Use of System Charge 부분과 Access Charge 부분의 비율을 결정해야 하고, Use of System Charge 부분은 용량가격(Capacity Charge, \$/kW-year) 부분과 에너지가격(Energy Charge, \$/kWh) 부분의 비율을 결정해야 한다.

본 연구에서는 향후 우리 나라의 송전가격 제도의 구축을 아래와 같이 제안하였다.

- 송전가격

- ┌ Access Charge
- └ Use of System Charge
 - ┌ Capacity Charge (Won/kW-Year)
 - └ Energy Charge (Won/kWh)
 - (한계송전손실에 기초한 지역별차별 화 및 계절별, 주별, 시간별 차별화 제도의 도입 필요)

송전선 이용가격을 지불해야 하는 사업자를 선정하는 데 있어서는 향후 정책적인 판단이 필요하다. 즉, 발전설비 소유자가 송전가격을 지불할 것인지, 소비자(배전회사 및 대규모 소비자)가 송전가격을 지불할 것인지, 아니면 발전사업자/소비자가 동시에 송전가격(수송가격)을 지불할 것인가를 결정하여야 한다. 이는 전기요급 정산 메카니즘 및 송전

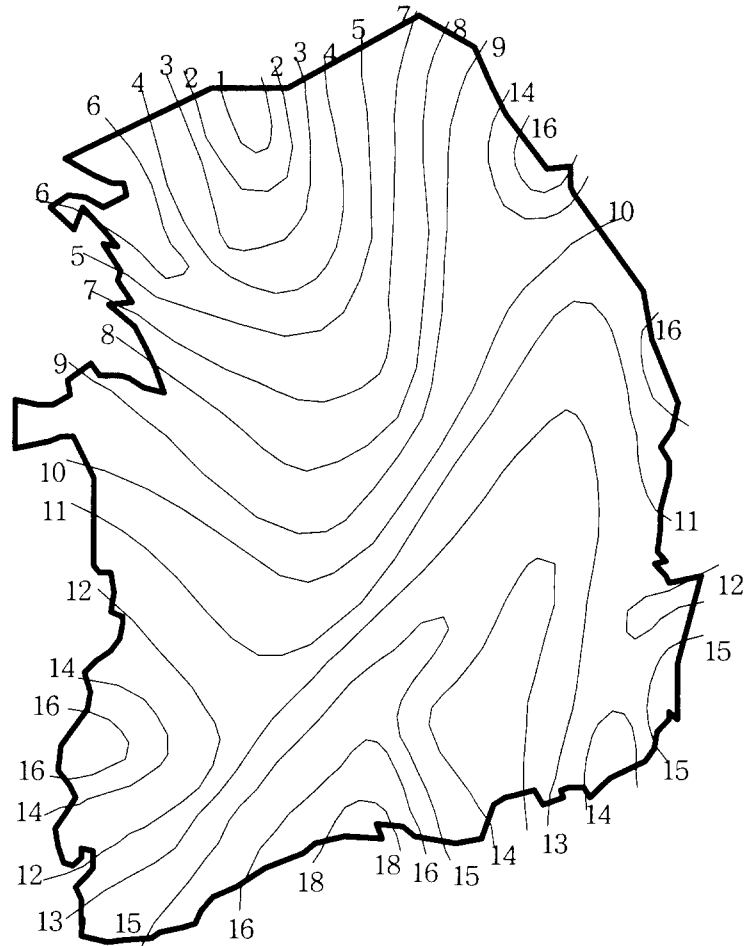
시스템의 효율적인 건설 및 운용에 따라서 결정되는 것으로, 송전회사와는 무관하며, 국가적인 차원에서 자원의 효율적 사용이라는 측면에서 결정될 필요가 있다.

송전선 이용가격 지불자 별 장단점을 살펴보면, 먼저 발전설비 소유자가 송전가격을 지불하는 경우, 장점은 향후의 발전소 건설 입지에 대한 시그널을 제공할 수 있다는 것이고, 단점은 기존 발전설비에 대한 역차별을 제공할 수 있다는 것이다. 둘째로 소비자가 송전가격을 지불하는 경우, 장점은 소비 집중지역에 대한 전력수요관리에 대한 시그널을 제공하고, 송전계통 보강 및 건설에 대한 시그널을 제공할 수 있지만, 단점은 미래의 발전소 건설에 대한 입지 선정에 대한 시그널을 제공할 수 없고 기존 소비자에 대한 역차별을 제공할 수 있다는 것이다. 셋째로 발전사업자/소비자가 동시에 송전가격(수송가격) 지불하는 경우 앞의 두 경우의 장단점 동시에 보유하게 된다.

참고문헌

- [1] Svenska Kraftnät, The Swedish Electricity Market Reform and Its Implication for Svenska Kraftnät, Second Edition, Sweden, March 1997.
- [2] Svenska Kraftnät, The National Grid Tariff System in 1998, Sweden, 1998.
- [3] Jan Bråton, "Transmission Pricing in Norway", Utilities Policy, Vol. 6, No. 3, pp. 219-226, September 1997.
- [4] The Nordic Power Exchange, The Spot Market: The Organised Markets in Nord Pool ASA, January, 1998.
- [5] Balho H. Kim and Ross Baldick. Coarse-grained distributed optimal power flow. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, pp. 932-939, May 1997.
- [6] Guy Cohen. Optimization by decomposition and coordination: A unified approach. IEEE Transactions on Automatic Control, AC-23(2):222-232, April 1978.
- [7] Ross Baldick, Balho H. Kim, Craig Chase. A Fast Distributed Implementation of Optimal Power Flow, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, pp. 858-864, August 1999.
- [8] Hal R. Varian. Microeconomic Analysis. W.W.Norton and Company, New York, 3rd edition, 1991.
- [9] Allen J. Wood and Bruce F. Wollenberg. Power Generation, Operation, and Control. Wiley, New York, 2nd edition, 1996.
- [10] Balho H. Kim, A Study On Distributed Optimal Power Flow, 1997
- [11] Use of system approaches for transmission open access pricing, Hugh Rudnick 외, Electrical Power & Energy Systems 21 (1999) 125-135

《부록A. 한계송전손실의 전국적 분포 등고선》



번호	손실계수	번호	손실계수	번호	손실계수	번호	손실계수	번호	손실계수	번호	손실계수
1	0.90~0.94	4	0.96~0.97	7	0.99~1.00	10	1.02~1.03	13	1.05~1.06	16	1.08~1.09
2	0.94~0.95	5	0.97~0.98	8	1.00~1.01	11	1.03~1.04	14	1.06~1.07	17	1.09~1.10
3	0.95~0.96	6	0.98~0.99	9	1.01~1.02	12	1.04~1.05	15	1.07~1.08	18	1.10~1.12

저 자 소 개



김발호 (金發鎭)
 서울대 공대 전기공학과 졸업. U. of Texas at Austin 전기공학과 졸업(석사). U. of Texas at Austin 전기공학과 졸업(공박). 현재 흥익대 공대 전기정보제어공학과 조교수.



박종배 (朴宗培)
 서울대 공대 전기공학과 졸업. 동대학원 전기공학과 졸업(석사). 동대학원 전기공학과 졸업(공박). 현재 안양대학교 전기전자공학과 조교수.



김진호 (金眞鎭)
 서울대 공대 전기공학과 졸업. 동대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 동대학원 전기공학과 박사과정.