論 文
56-1-7

송전손실지수 산정의 신뢰도 제고에 관한 연구

A study on the Assessment of Transmission Loss-Factor Applicable to Competitive Electricity Markets

金 康 元* · 韓 錫 萬** · 金 發 鎬†
(Kang-Won Kim · Seok-Man Han · Balho H. Kim)

Abstract - Transmission Loss Factor (TLF) is one of the key factors affecting transmission pricing which should capture the intrinsic characteristics of competitive electricity markets and be amenable to the agreement of the market participants. This paper proposes a practical methodology which enhances the utility and applicability of TLF which is vulnerable to the choice of slack bus, computation methodologies, and incremental generation (or incremental load). The proposed methodology is demonstrated with a case study.

Key Words : Transmission Loss Factor, Marginal Loss Factor, Optimal Power Flow, Transmission Pricing, T-Test

1. 서 론

기존의 수직 독점적인 전력시장에 경쟁이 도입된 이후, 합리적인 송전가격의 설정은 전력시장 조성의 주요 요소로 부각되고 있다. 2004년 개정된 우리 나라 TWBP 시장의 운영규칙에 의하면 송전선 이용료는 다음과 같이 손실비용, 혼잡비용, 투자·유지보수 비용이 3가지 항목으로 구성되어 있다.

- 손실비용: 조정입찰단가=SMP/(1-송전손실지수)
- 혼잡비용: 부하측에 부과
- 투자·유지보수비용: 발전측과 부하측에 각 50%씩 부과 (KEMA 제안)

여기에 적용되는 송전손실지수는 모선별(지역별) 송전손실 지수를 의미하며, 시장참여자의 의사결정 및 재무구조에 상당한 영향을 미치게 되므로, 시장참여자 모두에게 합리성과, 정확성, 유용성 등을 인정받는 방법에 의해 산정 되어야 할 것이다. 이에 본 논문에서는 현재 세계 각 국의 여러 전력시장 뿐만 아니라 향후 개설될 우리 나라의 도매시장(TWBP)에서 송전선 이용료 산정에 사용될 '송전손실계수'의 합리적 추정 방안을 제시하고, 그 유용성을 제시하고자 한다.

† 교신저자, 正會員 : 弘益大 電氣情報制御工學科 副敎授·工博
E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr
* 正 會 員 : 에너지管理公團 新再生에너지센터
** 正 會 員 : 弘益大學 電氣情報制御工學科 博士課程
接受日字 : 2006年 10月 31日
最終完了 : 2006年 11月 22日

2. 연구동향 및 목적

지금까지 효율적인 송전손실지수 산정법에 대한 많은 연구가 수행되었다. 특히 전력시장에 경쟁을 도입한 일부 선진국에서 송전손실비용을 각 시장참여자에게 할당함에 있어 여러 가지 송전손실지수를 이용하여 경제성에 관한 평가를 통한 주도적인 연구가 수행되어 왔다. [1]

전력연구원[2]에서 수행한 "현물시장에의 적용을 위한 한계송전손실계수 산정 알고리즘 개발에 관한 연구"에서는 시장에 적용할 송전손실지수를 한계송전손실계수(Marginal Loss Factor : MLF)와 average Loss Rate(ALR)을 채택하여, 두 송전손실지수와 기준모선(Slack Bus)의 위치에 따른 비용평가를 2-모선계통을 이용하여 실시하였다. 또한 김발호와 박종배[4]는 "송전선이용료 산정 기법"에서 각종 송전손실계수를 산정함에 있어, 증분부하의 양과 기준 모선의 위치변화에 따른 영향을 분석하였다.

본 논문에서는 먼저 본 논문의 사례연구에 채택된 주요 송전손실계수를 소개하고 이의 적용방법에 대하여 살펴본 다음, 송전손실지수가 시장참여자의 수익에 미치는 영향과 신규발전설비 입지선정에 미치는 영향에 대해 검토하기로 한다. 5절에서는 본 논문에서 제안하는 송전손실계수 산정방안을 소개하고, 사례연구를 통해 제안한 방법에 의해 결정된 송전손실지수를 이용하여 각 시장참여자의 수익분석을 수행하여 제안된 방안의 유용성을 검토하기로 한다.

3. 주요 송전손실지수와 이의 적용

현재 사용되고 있거나 제안된 송전손실지수는 용도와 목적, 그리고 시장의 구조에 따라 다양한 형태를 띠고 있다. 본 논문에서는 이 가운데 현재 가장 널리 사용되고 있는 다음과 같은 6개의 송전손실지수를 대상으로 제안된 방법의

유용성을 검토하였다.

· 페널티계수(Penalty Factor)[1]

$$PF_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{Load}}}$$

· 송전손실계수(Transmission Loss Fator : TLF)

$$TLF_i = \frac{\partial P_{g,i}}{\partial P_{Load}}$$

· 한계송전손실(Marginal Loss Rate : MLR)[2]

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

· 한계손실계수(Marginal loss Factor : MLF)

$$MLF_i = 1 + \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_{load,i}}$$

· 평균손실계수(Average Loss Factor : ALF)

$$ALF = 1 + \frac{(Average\ Loss\ over\ period)}{(Average\ Load\ over\ period)}$$

· 평균송전손실(Average Loss Rate : ALR)

$$ALR = 1 + \frac{(System\ Loss)}{(Receving\ Power) + (System\ Loss)}$$

송전손실지수는 적용방법에 따라 크게 정적손실지수적용법(Static Loss Factor Method)과 동적손실지수적용법(Dynamic Loss Factor Method)으로 나눌 수 있다. 정적손실지수적용법은 동일 손실지수를 일정기간 동안 계속 정산에 사용하는 방법으로서, 1년 중 물리적 의미를 가지는 대표시간대를 선정하여 그 시간대에서 계산된 손실지수를 수용가중 평균법 등의 방법으로 재 계산하여 1년간 사용할 지수로 결정하는 방법이다. 국내 전력시장의 경우, 부하패턴(첨두부하, 비첨두부하), 계절별(봄/가을, 여름, 겨울), 일별(주말, 주중, 휴일) 분류를 통해 총 18개의 대표시간대를 선정하여 1년 동안 사용할 SMTLFs(Static Marginal Transmission Loss Factors)를 계산하도록 되어 있다. 그러나 대표시간대 선정방법 및 이로 인한 통계학적 오차로 인해 시장참여자간의 합의도출이 어렵다는 숙제를 안고 있다.

이에 반해 동적손실지수적용법은 매 단위 시간마다 송전손실지수를 재 산정하여 각 시간대별로 차등된 송전손실지수를 정산에 이용하는 실시간 정산 방법이다. 정적손실지수적용법에 비해 정산절차가 복잡하긴 하지만 계통의 실시간 특성을 구체적으로 반영한 손실지수를 이용한다는 점과 정적손실지수적용법과 같이 대표시간대의 표본값을 사용하는 것이 아니기 때문에 시장참여자의 동의를 구하기가 상대적으로 용이하다는 장점이 있다. 그러나 실시간으로 손실지수를 산정해야 하므로 MOS(또는 EMS)와 같이 실시간으로 계통분석이 가능한 전산시스템을 갖추고 있어야 한다는 점과 계통상황을 정확히 추정하기 어려운 시장 개설 초기에는 각 시장참여자에게 투자 및 시장행위에 대한 의사결정 수립에 있어 일정한 시그널을 제공하기 어려울 수 있다.

4. 손실지수의 신뢰성 및 유용성 제고

기 언급한 바와 같이 송전손실지수는 수학적 표현과 계산방법에 약간의 차이는 있지만, 개념적으로는 각 모선(또는 지역)에서의 발전량(또는 부하량)의 증가에 대한 전체 계통의 손실 변화를 지수화한 것이다. 비선형 특성을 가진 전력계통의 경우, 계통운전상황이라든가 지수 계산 시 선택되는 증분발전량(또는 증분부하량)의 크기에 따라 지수의 값이 심하게 변동한다거나 일관성이 훼손될 수 있다. 이러한 문제는 지수 계산 시 적용되는 방법의 차이에 의해서도 발생할 수 있다. 이는 각 시장참여자들의 손익에 영향을 미칠 수 있으며, 나아가 시장행위 자체에 대한 신뢰성 저해의 요인으로 작용할 수 있으므로 이를 개선할 수 있는 방안의 마련이 절실히 필요하다 하겠다. 이에 본 논문에서는 통계학에서 그 유용성이 확인된 T-test의 도입을 하나의 개선책으로 제안하고자 한다.

모집단 평균(1년간 사용하게 될 송전손실지수)에 대한 통계적 추정을 하는 상황에서 모집단의 분산을 알고 있는 경우는 매우 드물다. 그 이유는 모집단 평균을 알아야 그 모집단의 분산을 계산할 수 있기 때문이다. 이러한 상황에서 모집단의 분산 또는 표준편차를 추정하는 데 널리 사용되는 방법이 T-test이다.

본 연구에서는 일단 유의수준 (주로 99%, 95%, 90%)에 따라 임계값을 계산하고, 이를 기준으로 신뢰구간(Confidence Interval)이 산출되면 계산된 지수의 채택여부를 결정하여 전력시장에서 적용 가능한 송전손실지수를 구하기로 한다. 이와 함께, 기존 18개의 대표시간대(Time-Of-Use)대신 다음과 같이 48개의 대표시간대를 사용할 것을 제안한다.

· 일별 분류: 주중, 주말 · 휴일(2개)
· 월별 분류: 1월에서 12월까지(12개)
· 부하패턴: 첨두부하, 비첨두부하(2개)

이 경우 18개의 대표시간대를 사용하는 기존의 방법에 비해 오차범위가 3.4%정도 줄어드는 효과가 있음은 물론, 통계학적 신뢰성도 아울러 제고할 수 있게 된다.

송전손실지수 계산에는 계산속도 및 적용이 용이성으로 인해 주로 전력조류계산(Power Flow)이 사용되고 있다. 그러나 전력조류계산은 기준모선(Slack Bus)에 계통 전체의 손실을 분담시키는 비현실성으로 인해 재경제급전 개념을 정확히 반영하지 못할 뿐만 아니라 송전손실지수 계산 방법

---

1) P_{Loss}:시스템 손실, P_{Load}:시스템 부하, $P_{g,i}$:i-발전기의 발전량
$P_{load,i}$:i-모선의 부하, $P_{g,ref}$:기준 발전기의 발전량

2) 한계송전손실은 문헌에 따라 송전손실분담계수라고도 함.

에 따라 일관성 있는 지수 값을 얻을 수 없다는 적용상의 결함이 확인된 바, 본 연구에서는 이러한 문제를 갖고 있지 않은 최적조류계산(Optimal Power Flow)의 사용을 제안한다.

5. 사례연구

본 연구에서는 다음과 같이 사례연구를 수행하였다.
[표 1, 2, 3, 4, 5 참조]

① 국내계통을 4개의 지역권으로 분할하고, 각 지역을 2개의 대표 발전기로 표현
- A 권역 : 경인지역(부하집중지역)
- B 권역 : 울진, 강원지역(잉여발전지역)
- C 권역 : 고리, 영남지역(잉여발전지역)
- D 권역 : 서해안, 충청지역(잉여발전지역)

② 부하, 발전기, 송전계통 자료 등은 한전자료를 이용.

③ 발전기 감가상각연한.
- G/T발전기 : 10년
- 석탄발전기 : 20년
- 원자력발전기 : 30년

④ 각 Genco는 발전단가에 10%의 margin을 반영하여 입찰.

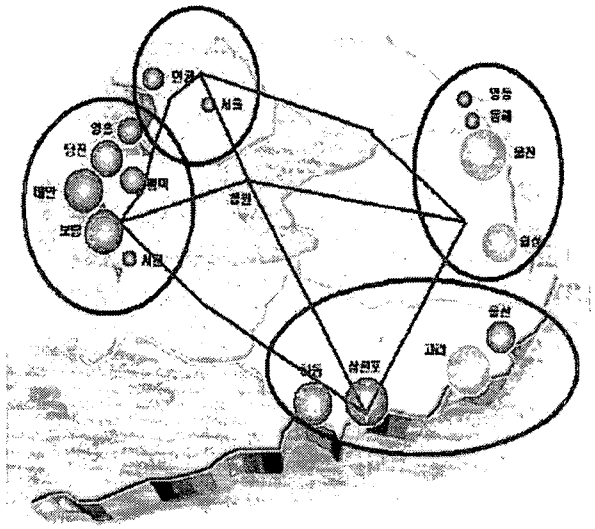


그림 1 국내 전력계통 축소모형
Fig. 1 Simple Kepco System

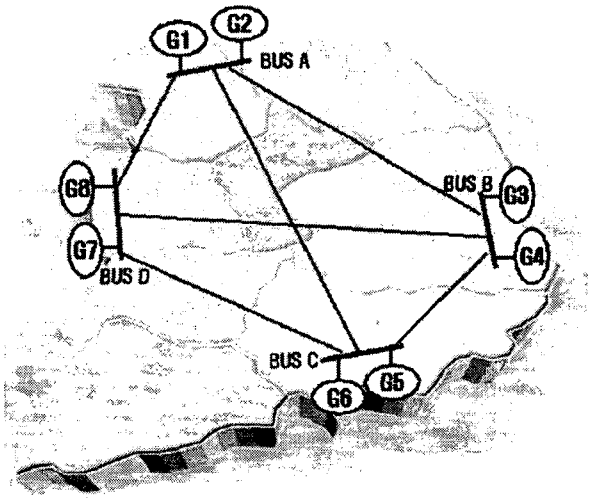


그림 2 사례연구 시스템
Fig. 2 Case Study System

표 1 발전기 데이터
Table 1 Generator Data

발전기이름	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8
발전기형태	가스터빈	석탄화력	원자력	석탄화력	원자력	원자력	원자력	석탄화력
용량(MW)	60	80	190	120	230	250	180	150
고정비($)	29,000,000	80,000,000	323,000,000	130,000,000	391,000,000	425,000,000	306,000,000	160,000,000
자본회수계수(10년)	0.1627							
자본회수계수(20년)		0.1175		0.1175				0.1175
자본회수계수(30년)			0.1061		0.1061	0.1061	0.1061	
연간회수할 고정비	4,718,300	9,400,000	34,270,300	15,275,000	41,485,100	45,092,500	32,466,600	18,800,000
연료비($/MW)	25.0	18.0	6.0	15.0	5.0	5.0	6.5	16.0
입찰단가	36.63	36.41	32.26	33.55	31.17	31.27	32.78	35.88

표 2 주중 경부하시 부하데이터

Table 2 Load Data of Weekdays Light Load

계절 패턴	월	요일	부하	Load_A	Load_B	Load_C	Load_D	Total_Load
겨울	1월	주중	경부하	293	127	239	175	834
	2월	주중	경부하	273	118	223	163	776
봄/가을	3월	주중	경부하	259	112	211	155	737
	4월	주중	경부하	246	106	201	147	700
	5월	주중	경부하	249	107	203	148	707
여름	6월	주중	경부하	250	100	200	145	695
	7월	주중	경부하	263	105	210	152	730
	8월	주중	경부하	275	110	220	160	765
봄/가을	9월	주중	경부하	267	107	213	155	742
	10월	주중	경부하	247	99	197	143	686
	11월	주중	경부하	252	101	201	146	700
겨울	12월	주중	경부하	255	110	208	152	725

표 3 주말 경부하시 부하데이터

Table 3 Load Data of Weekend Light Load

계절패턴	월	요일	부하	Load_A	Load_B	Load_C	Load_D	Total _Load
겨울	1월	주말	경부하	265	107	201	150	722
	2월	주말	경부하	246	100	187	139	672
봄/가을	3월	주말	경부하	234	95	178	132	638
	4월	주말	경부하	222	90	169	126	606
	5월	주말	경부하	224	91	171	127	613
여름	6월	주말	경부하	230	93	175	130	628
	7월	주말	경부하	242	98	184	137	659
	8월	주말	경부하	253	102	193	143	691
봄/가을	9월	주말	경부하	245	99	187	139	670
	10월	주말	경부하	227	92	173	128	620
	11월	주말	경부하	232	94	176	131	632
겨울	12월	주말	경부하	230	93	175	130	628

표 4 주중 중부하시 부하데이터

Table 4 Load Data of Weekdays Weight Load

계절패턴	월	요일	부하	Load_A	Load_B	Load_C	Load_D	Total _Load
겨울	1월	주중	중부하	460	138	345	196	1139
	2월	주중	중부하	428	128	321	182	1059
봄/가을	3월	주중	중부하	407	122	305	173	1006
	4월	주중	중부하	386	116	290	164	956
	5월	주중	중부하	390	117	293	166	966
여름	6월	주중	중부하	400	120	300	170	990
	7월	주중	중부하	420	126	315	179	1040
	8월	주중	중부하	440	132	330	187	1089
봄/가을	9월	주중	중부하	427	128	320	181	1056
	10월	주중	중부하	395	118	296	168	977
	11월	주중	중부하	403	121	302	171	997
겨울	12월	주중	중부하	400	120	300	170	990

표 5 주말 중부하시 부하데이터
Table 5 Load Data of Weekend Weight Load

계절패턴	월	요일	부하	Load_A	Load_B	Load_C	Load_D	Total _Load
겨울	1월	주말	중부하	282	121	242	153	797
	2월	주말	중부하	262	112	225	142	742
봄/가을	3월	주말	중부하	249	107	213	135	704
	4월	주말	중부하	237	101	203	128	669
	5월	주말	중부하	239	102	205	130	676
여름	6월	주말	중부하	245	105	210	133	693
	7월	주말	중부하	257	110	221	140	728
	8월	주말	중부하	270	116	231	146	762
봄/가을	9월	주말	중부하	261	112	224	142	739
	10월	주말	중부하	242	104	207	131	684
	11월	주말	중부하	247	106	211	134	698
겨울	12월	주말	중부하	245	105	210	133	693

발전기, 부하데이터를 이용하여 최적조류계산을 수행하고 그에 따른 송전손실지수를 구하면 다음과 같다.

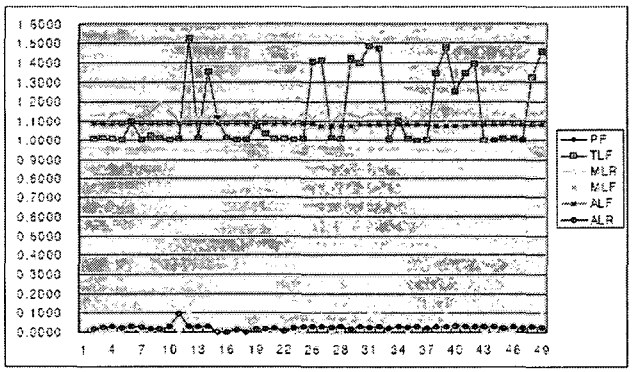


그림 3 Bus A에서 부하증분을 취한 경우의 송전손실지수
Fig. 3 TLF of Increasing Load at Bus-A

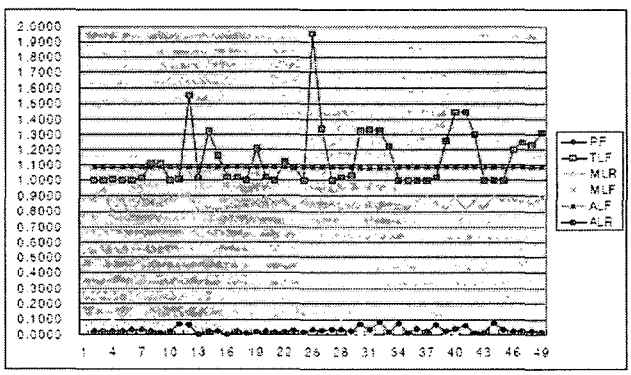


그림 4 Bus B에서 부하증분을 취한 경우의 송전손실지수
Fig. 4 TLF of Increasing Load at Bus-B

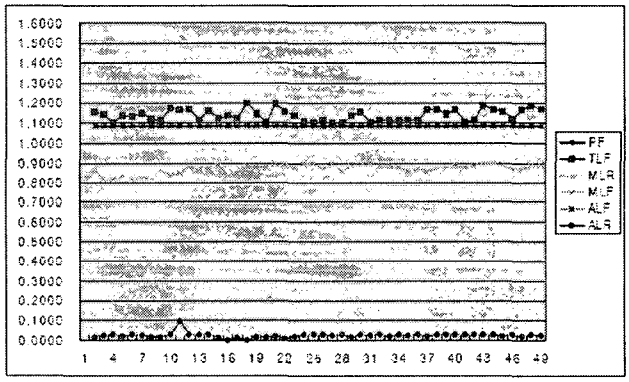


그림 5 Bus C에서 부하증분을 취한 경우의 송전손실지수
Fig. 5 TLF of Increasing Load at Bus-C

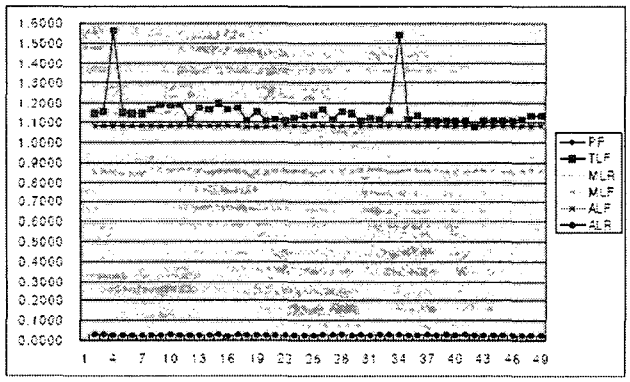


그림 6 Bus D에서 부하증분을 취한 경우의 송전손실지수
Fig. 6 TLF of Increasing Load at Bus-D

위의 결과를 이용하여 각 송전손실지수별 평균과 평균오차를 계산하면 다음과 같다.

표 6 각 송전손실지수별 통계
Table 6 Statistical Data of each TLF

	PF	TLF	MLR	MLF	ALF	ALR
평균	1.1438	0.1438	0.1482	0.8444	1.0844	0.0258
평균오차(%)	10.72	10.72	27.48	8.20	2.78	10.72

90% 신뢰구간으로 양측검정을 한 결과 MLF와 ALF의 경우 10%의 오차범위 안에서 값이 결정됨을 알 수 있다. 따라서 6개의 주요 송전손실지수 중 변동성이 작은 MLF와 ALF를 시장에 적용 가능한 후보군으로 산출한다. 그 다음 선정된 후보군과 송전손실지수를 적용하지 않았을 경우를 비교분석하여 최종적으로 계통의 송전손실과 송전손실 비용을 최소화하는 계수를 선택한다.

표 7 송전손실지수 적용 전 비용평가
Table 7 Cost Valuation before applied TLF

		입찰 가격	출력/ 부하량	비용/ 효용	거래 가격	수입/ 지출	이익	합계
Gen	G1	36.63	0	0	35.88	0	0	3,705
	G2	36.41	0	0	35.88	0	0	
	G3	32.26	160	5,162	35.88	5,741	579	
	G4	33.55	120	4,026	35.88	4,306	280	
	G5	31.17	230	7,169	35.88	8,252	1,083	
	G6	31.27	250	7,818	35.88	8,970	1,153	
	G7	32.78	180	5,900	35.88	6,458	558	
	G8	34.18	31	1,060	35.88	1,112	53	
Load	D_A	60.00	380	22,800	35.88	13,634	9,166	21,949
	D_B	60.00	110	6,600	35.88	3,947	2,653	
	D_C	60.00	270	16,200	35.88	9,688	6,512	
	D_D	60.00	150	9,000	35.88	5,382	3,618	

표 8 ALF 적용 후 비용평가
Table 8 Cost Valuation after applied ALF

		조정 입찰가	출력/ 부하량	비용/ 효용	정산 가격	수입/ 지출	이익	합계
Gen	G1	36.63	0	0	36.47	0	0	3,933
	G2	36.41	80	2,913	36.41	2,913	0	
	G3	35.07	160	5,162	36.41	5,826	664	
	G4	36.47	44	1,476	36.41	1,602	126	
	G5	33.88	230	7,169	36.41	8,374	1,205	
	G6	33.99	250	7,818	36.41	9,103	1,285	
	G7	35.63	180	5,900	36.41	6,554	653	
	G8	37.15	0	0	36.41	0	0	
Load	D_A	60.00	380	22,800	36.41	13,836	8,964	21,467
	D_B	60.00	110	6,600	36.41	4,005	2,595	
	D_C	60.00	270	16,200	36.41	9,831	6,369	
	D_D	60.00	150	9,000	36.41	5,462	3,539	

표 9 MLF 적용 후 비용평가
Table 9 Cost Valuation after applied MLF

		조정 입찰가	출력/ 부하량	비용/ 효용	정산 가격	수입/ 지출	이익	합계
Gen	G1	36.63	60	2,198	36.63	2,198	0	3,948
	G2	36.41	80	2,913	36.63	2,930	18	
	G3	38.40	160	5,162	36.63	5,861	699	
	G4	39.94	0	0	36.63	0	0	
	G5	37.11	230	7,169	36.63	8,425	1,256	
	G6	37.23	250	7,818	36.63	9,158	1,340	
	G7	39.02	165	5,409	36.63	6,044	635	
	G8	40.69	0	0	36.63	0	0	
Load	D_A	60.00	380	22,800	36.63	13,919	8,881	21,267
	D_B	60.00	110	6,600	36.63	4,029	2,571	
	D_C	60.00	270	16,200	36.63	9,890	6,310	
	D_D	60.00	150	9,000	36.63	5,495	3,506	

위의 결과를 요약하면 다음의 표와 같다.

표 10 각 사례별 비용평가
Table 10 Cost Valuation of each Case

	손실지수 미적용	ALF 적용	MLF 적용
발전기 급전순위	5,6,3,7,4,8	5,6,3,7,2,4	5,6,3,2,1,7
SMP(won/MW)	35.88	36.41	36.65
소비자이익(A)(won)	21,949	21,467	21,267
Genco이익(won)	3,705	3,933	3,948
송전손실(MW)	61	34	25
송전손실비용(B)(won)	2,188	1,238	916
A-B(won)	19,760	20,228	20,350

통계학적 검증을 거친 후보군에 대한 경제성 평가한 내용의 분석은 다음과 같다. 우선 송전손실지수가 커질수록 SMP가 증가하고, 그 결과 발전사업자의 이익은 증가한 반면 소비자 이익은 감소하였다. 한편, 송전손실지수를 반영한 조정입찰가를 적용할 경우 송전손실 및 송전손실비용이 모두 감소하였고, 그 결과 소비자의 순이익(A-B)이 증가하였다. 결과적으로 손실지수 신뢰성, 공정성과 더불어 손실비용 최소화라는 목적함수의 취지에 부합하는 송전손실지수로는 MLF가 적합하다는 결론을 얻게 된다.

6. 결 론

송전비용은 많은 시장참여자들이 공유하는 송전설비에 대한 비용을 회수하기 위해 시장참여자에게 할당하는 요금으로 송전회사는 이를 합리적인 방법으로 산정 함으로써 시장참여자들에게 적절한 경제적인 신호를 제공하여 그들의 의사결정에 왜곡을 주지 않아야 한다. 또한 송전비용은 시장참

여자들이 동등한 조건에서 전력거래에 참여할 수 있는 환경을 제공해야 한다.

본 논문에서는 송전비용 산정에 적용되는 송전손실지수의 신뢰성과 공정성을 제고하는 방안을 제안하였다. 그 방안으로서 우선 손실지수 값의 일관성을 재고하기 위해 통계학적 기법 가운데 하나인 T-test를 도입하며, 도입된 T-test의 신뢰성 제고를 위해 손실지수 값이 계산되는 대표시간대의 수를 18개에서 48개로 늘리며, 마지막으로 손실지수 1차 계산에 전력조류 대신 최적전력조류계산을 사용할 것을 제안하였다. 제안된 방법은 사례연구를 통해 유용성을 검토하였다. 다만 손실지수(민감도) 계산 시 증분발전량(또는 증분부하량)을 얼마로 정하느냐의 문제와 대표시간대의 적정 개수를 정하는 문제는 향후 과제로 남아 있다.

감사의 글

본 연구는 산업자원부 전력산업연구개발사업 (과제번호: R-2004-0-145)의 연구비 지원에 의해 수행되었습니다.

참 고 문 헌

[1] 홍익대학교 전력경제연구실, "주요송전손실지수분석", Feb. 2004

[2] 전력연구원, "현물시장에의 적용을 위한 한계송전손실계수 산정 알고리즘 개발에 관한 연구", 2003년 6월

[3] 김성수, "송전손실 비용의 분담방법"(PPT File), 한국전력거래소

[4] 박종배, 신중린, 김발호, 임성황, "송전요금의 이론과 실제", pp.58~74, 2003년 9월, 한국전력공사

[5] Balho H. Kim, "The Economic Efficiency Impacts of Alternatives for Revenue Reconciliation", IEEE Transaction on Power System, Vol. 12, No. 3, pp.1129-1135, August 1997

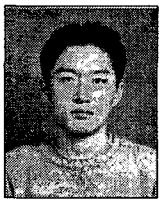
[6] Dariush Shirmohammadi et al. "Cost of Transmission Transaction : An Introduction", IEEE Transactions on Power System, Vol. 6, No. 4 pp.1546~1560, November 1991

[7] KEMA Consulting, "KEPCO Restructuring Programme, Technical Advisor, Pricing Methodology Transmission Pricing Methodology", Vol 1, pp.25~34, KEPCO, January 2001

[8] I. J. Perez-Arriaga et al., "Marginal Pricing of Transmission Services : An Analysis of Cost Recovery", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, pp.546~553, February 1995

[9] NEMMCO(National Electricity Market Management Company Limited), *Treatment of loss factors in the National Electricity*, pp.2~99, November 1999

저 자 소 개



김 강 원 (金 康 元)

1977년 3월 23일생. 2003년 홍익대 전자전기공학부 졸업. 2005년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 현재 에너지관리공단 신재생에너지센터 근무

Tel : 031-2604-666
Fax : 031-2604-659
E-mail : kimkw@kemco.or.kr

한 석 만 (韓 錫 萬)

1976년 12월 5일생. 2002년 홍익대 전자전기공학부 졸업. 2004년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정

Tel : 02-338-1621
Fax : 02-320-1119
E-mail : hseokman@gmail.com

김 발 호 (金 發 鎬)

1962년 7월 12일생. 1984년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1984~1990년 한국전력공사 기술연구본부 전력경제연구실 근무. 1992년 Univ. of Texas at Austin 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 졸업(공박). 1999년~현재 홍익대학교 전기정보제어공학과 부교수

Tel : 02-320-1462
Fax : 02-320-1119
E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr