

전력시장에 적용할 송전손실 처리방법에 관한 연구

한 세 영*, 노 경 수
 동국대학교 전기공학과

A New Method to Process Transmission Losses in Power Market Operation

Se-Young Han*, Kyoung-Soo Ro
 Dept. of Electrical Engineering, Dongguk University

Abstract The paper proposes a new method to process transmission losses in power market operation using loss distribution factors and then compares the proposed method with the one using marginal loss factors. Effectiveness of the algorithm is verified by a computer simulation.

1. 서 론

전력회사들이 일정 지역에서 전력의 생산, 수송 및 배분을 독점하는 상황에서 벗어나 전력의 판매에 경쟁체제가 도입되는 것이 미국을 비롯하여 세계적인 추세이다. 이에 따라 전력산업의 구조개편은 기존의 독립체제에서는 고려되지 않았던 보조서비스(ancillary service)의 필요성이 부각되기 시작하였다. 전력시장의 효율적인 운영을 위해 보조서비스의 각 영역들은 합리적인 가격이 설정될 필요가 있으며 이 논문은 보조서비스의 여러 가지 영역 중 선로손실에 대한 부분을 다룬다. 즉, 전력시장에 적용하기 위해 송전손실을 어떻게 처리할 것인가를 연구하는 것이다. 손실은 발전된 전력과 수요자에게 공급된 전력과의 차이로 구해진다. 손실에 관한 서비스는 발전설비와 연료를 이용하여 발전기에서 수요자에 이르기까지 전력조류에 수반되는 송전선로의 손실을 보상하는 것이다. 일반적으로 송전선로 손실을 측정하기는 어려우며 전력조류의 컴퓨터 프로그램에 의해 계산되어진다. 그 프로그램을 이용하면 거의 실시간으로 손실을 계산할 수 있게 된다.

본 논문에서는 전력시장 운영의 송전손실처리에서 한계손실계수를 이용하는 대신에 손실배분계수를 이용하여 송전손실을 처리하는 방법을 제안하고 있다. 사례연구를 통하여 제안하는 방법과 한계손실계수를 이용하는 방법을 비교하여 제안하는 방법의 효용성을 입증하고자 한다.

2. 송전손실 처리방법

2.1 한계손실계수를 이용한 손실처리

한계손실계수(Marginal Loss Coefficients)는 전체 네트워크의 각각의 모선 i에서의 유효전력 P_i와 무효전력 Q_i의 소비와 발전으로 인한 한계적인 변화에 기인하는 전체 유효전력 손실 L의 변화를 측정한다.[1]

$$\rho_P \equiv \frac{\partial L}{\partial P_i}, \quad \rho_Q \equiv \frac{\partial L}{\partial Q_i} \quad (1)$$

여기서, ρ_P와 ρ_Q는 유효전력 및 무효전력과 관련된 한계손실계수를 나타낸다.

전력조류계산의 해법에서 손실은 슬랙모션으로부터 공급된다고 간주된다. 이 모션과 관계된 한계손실계수는 0이다. 다시 말해 전체전력손실은 슬랙모션에서의 유효, 무효전력의 주입으로 인한 변화에 의해 보상된다. 기본적인 연결규칙을 적용하면 아래의 선형적인 방정식

으로부터 한계손실계수의 계산을 나타낼 수 있다.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \theta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \theta_N} \\ \frac{\partial P_2}{\partial V_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial V_N} \end{bmatrix} \cdots \begin{bmatrix} \frac{\partial P_N}{\partial \theta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \theta_N} \\ \frac{\partial P_N}{\partial V_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial V_N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_2}{\partial \theta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_N} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial V_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{bmatrix} \cdots \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \theta_N} \\ \frac{\partial Q_N}{\partial V_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial V_N} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial P_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial P_N} \\ \frac{\partial L}{\partial Q_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial Q_N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial \theta_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial \theta_N} \\ \frac{\partial L}{\partial V_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial L}{\partial V_N} \end{bmatrix} \quad (2)$$

(2)번 방정식은 아래와 같이 행렬식으로 쓸 수 있다.

$$A \cdot \tilde{\rho} = b \quad (3)$$

행렬 A는 뉴턴랩슨 전력조류계산법에서의 자코비안행렬의 이항이다. 그리고 행렬 A는 부분적인 시스템 운전점에 대한 전력조류계산 결과에 의거해 계산될 수 있다. 벡터 $\tilde{\rho}$ 는 MLC_s를 나타내는 반면 벡터 b는 전압값과 위상각을 고려하는 전체손실의 민감도를 나타낸다. 전체 시스템의 유효 손실 L은 다음과 같이 주어진다.

$$L = \frac{1}{2} \sum_i \sum_j G_{ij} [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (4)$$

그러므로 식(3)에서 벡터 b는 아래와 같다.

$$\frac{\partial L}{\partial \theta_i} = 2 \sum_j G_{ij} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j) \quad i = 1, 2, \dots, N \quad (5)$$

$$\frac{\partial L}{\partial V_i} = 2 \sum_j G_{ij} [V_i - V_j \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad j = 1, 2, \dots, N \quad (6)$$

향후 우리나라의 도매전력시장에서는 시장참여자(발전사업자/판매사업자/배전사업자)들의 입찰, 급전, 정산금을 기준모션을 중심으로 반영하기 위해 한계손실계수를 아래와 같이 적용한다. 우선, 시장참여자들의 입찰가격을 기준모션 가격으로 환산하기 위하여 입찰가격을 한계손실계수로 나누어 현물시장가격(MCP)을 결정한다. 그리고 결정된 시장가격을 이용하여 정산을 할 때에는 발전사업자와 배전 및 판매사업자들의 실제 측정된 발전량과 소비전력량에 모션별, 지역별 한계손실계수를 곱하여 각 시장참여자들의 정산금을 도출하게 되는 것이다.[2]

한계비용이론에 따르면 발전사업자와 배전 및 판매사업자간의 정산금의 차액은 송전선로 이용요금으로 도출된다.[3] 따라서 우리나라의 양방향 도매전력시장에서는 전력거래로 인한 정산잉여금이 송전사업자에게 지불되도록 하고 있다.

2.2 손실배분계수를 이용한 손실처리

전력조류 계산 프로그램에 의해 각 선로의 송전손실분을 계산할 수 있으며 선로 i-j의 선로조류 값에 대한 k 번째 부하의 분담계수, R_{ij,k}는 아래 식으로 주어진다.[4]

$$R_{ij,k} = \frac{P_{ij}}{P_i} [A_j^{-1}]_{ik} \quad (7)$$

여기서 P_i : 모선 i의 모선전력.

P_{ij} : 선로 i-j의 선로조류.

A_{ij} 는 다음 식을 만족하는 행렬이다.

$$A_{ij} P^f = P_R \quad (8)$$

여기서 P^f 는 미지의 값으로 가상모선전력 벡터이며, P_R 는 모선부하 벡터이다. 위의 식은 다음 식을 행렬로 표현한 것이다.

$$P_i = \sum_{j \in \Omega_i} \frac{|P_{ij}|}{P_i} P_j^f = P_{R,i} \quad (9)$$

여기서 P_j^f 는 미지의 값으로 모선 j의 가상모선전력이며, $P_{R,i}$ 는 모선 i의 실제 부하이며, Ω_i 는 모선 i로부터 나온 전력조류가 들어가는 모선들의 집합이다. 위의 식에 대한 자세한 유도과정은 참고문헌 [4]에 언급되어 있다.

선로손실에 대한 부하의 부담분은 다음 식으로 표현될 수 있다.

$$P_{ij,k} = U_{ij,k} P_{L,j} \quad (10)$$

$$U_{ij,k} = \frac{R_{ij,k} P_{jk}}{\sum_{l \in \Omega_j} R_{ij,l} P_{ll}} \quad (11)$$

$P_{ij,k}$ 는 선로 i-j의 선로손실에 대한 k번째 부하의 부담분이며, $P_{L,j}$ 는 선로 i-j의 선로손실분이다. 그리고 $U_{ij,k}$ 는 손실배분계수이다.

그러면 한 부하에 의해 야기되는 총 손실은 다음 식과 같다.

$$P_{loss,k} = \sum_{ij \in \Omega_i} U_{ij,k} P_{L,j} \quad (12)$$

여기서 Ω_i 는 전체 선로들의 집합이다. 즉, 각 선로의 손실에 대한 한 부하의 부담분들을 모두 합하면 그 부하의 선로손실에 대한 책임분이 된다.

위에서 소개한 알고리즘을 우리나라의 양방향 도매전력시장에 적용하기 위해서는 식(12)로 표현되는 선로손실에 대한 책임분(MW)이 필요하다. 선로손실에 대한 각 부하의 책임분은 이용하여 부하모선들의 입찰, 즉 배전 및 판매사업자의 입찰데이터를 재조정하게 되는 것이다. 이와 같이 재조정된 입찰데이터와 발전사업자들의 입찰데이터로 구해진 현물시장가격(MCP)을 결정하여 발전사업자와 배전 및 판매사업자들의 정산금을 도출하게 되는 것이다.

3. 사례 연구

앞 장에 제시한 두 가지의 알고리즘을 그림 1에 주어진 9-모선 샘플 시스템에 적용하고 그 결과 값을 도출하여 도출된 계수에 의한 현물시장가격과 발전사업자의 급전량, 그리고 시장참여자의 정산금이 어떻게 변화하는지를 살펴보기로 한다.

그림1에서 보여지는 것처럼 모선-1, 모선-2, 모선-3의 발전사업자들과 모선-4, 5, 6, 7, 8, 9의 배전 및 판매사업자들이 전력거래소를 통하여 전력을 거래하고 있다.

우리나라 도매전력시장에서는 발전사업자와 배전 및 판매사업자가 입찰을 통하여 전력을 거래하게 된다. 본문에서는 표1과 같이 발전사업자와 판매사업자가 입찰을 한다고 가정한다.

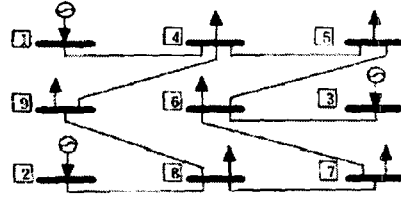


그림1. 9-모선 샘플 시스템

표1. 발전사업자와 배전 및 판매사업자의 입찰 데이터
발전사업자의 입찰데이터

	입찰용량(MW)	입찰가격(\$/MW)
Gen 1	50	25
	100	45
	150	60
Gen 2	50	35
	100	50
	150	40
Gen 3	50	30
	100	70
	150	65

배전 및 판매사업자의 입찰데이터

	입찰용량(MW)	입찰가격(\$/MW)
Load 4	160	55
Load 5	50	59
Load 6	50	57
Load 7	100	60
Load 8	50	56
Load 9	100	58

표1의 입찰데이터에서 송전손실을 고려하지 않으면 시장가격은 55\$/MW이고 거래물량은 500MW이다. 여기서 모선-1을 기준모선으로 잡고 첫 번째 제안 방법(이하 case1)을 이용하여 모선별 한계손실계수를 구하면 다음의 표2와 같다.

표2. 모선별 한계손실계수(MLC_s)

모선	MLC _s
Bus 1	1.0000
Bus 2	1.0539
Bus 3	1.0325
Bus 4	1.0007
Bus 5	1.0424
Bus 6	0.9873
Bus 7	1.0163
Bus 8	0.9712
Bus 9	1.0512

표3. 한계손실계수에 의해 조정된 입찰 데이터
발전사업자의 입찰데이터

	입찰용량(MW)	입찰가격(\$/MW)
Gen 1	50	25
	100	45
	150	60
Gen 2	50	33.21
	100	47.4428
	150	37.9543
Gen 3	50	29.0557
	100	67.7966
	150	62.954

배전 및 판매사업자의 입찰데이터

	입찰용량(MW)	입찰가격(\$/MW)
Load 4	160	54.9615
Load 5	50	56.6002
Load 6	50	57.7332
Load 7	100	59.0377
Load 8	50	57.6606
Load 9	100	55.1750

위의 한계손실계수를 이용하여 표1에 제시된 입찰데이터를 조정한 결과가 표3에 주어진다. 표3에 주어진 조정된 입찰데이터를 이용하여 시장정산가격을 결정하면 54.9615\$/MW이 된다.

다음으로 두 번째 제안 방법(이하 case2)을 이용하여 각 부하의 손실배분계수를 이용하여 각 부하의 선로손실에 대한 책임분을 구한 것이 표4이다.

표4. 부하의 선로손실에 대한 책임분(MW)

부하4	부하5	부하6	부하7	부하8	부하9	합계
0.0603	3.0604	0.1654	3.3363	0.1794	5.5791	12.3809

표5. 부하모선의 입찰용량을 조정한 결과

	입찰용량(MW)	입찰가격(\$/MW)
Load 4	160.0603	55
Load 5	53.0604	59
Load 6	50.1654	57
Load 7	103.3363	60
Load 8	50.1794	56
Load 9	105.5791	58

표4의 선로손실 책임분을 이용하여 표1의 판매사업자 입찰데이터를 조정한 결과가 표5에 나타나 있다. 이 경우 시장정산가격은 55\$/MW이고 거래불량은 500MW이다. 따라서 case1과 case2의 시장가격을 비교해보면 아래의 표6과 같다.

위에 결정된 시장정산가격을 가지고 발전사업자와 판매사업자가 정산하게 되는 금액이 표7에 나타나 있다. 표7의 결과를 비교해 보면 송전손실이 모선가격에 반영되는 경우와 모선부하량에 반영되는 경우로 구분되며 이에 따라 모선의 시장정산가격도 차이를 보이고 있다. 한계손실계수를 이용하는 경우 정산잉여금이 발생하여 이 금액을 송전사업자에게 지불하는 공여지책을 사용하고 있으나 손실배분계수를 이용하는 경우 정산잉여금이 발생하지 않는다.

표6. case1과 case2의 시장정산가격 비교

	case1	case2
시장정산가격	54.9615\$/MW	55\$/MW

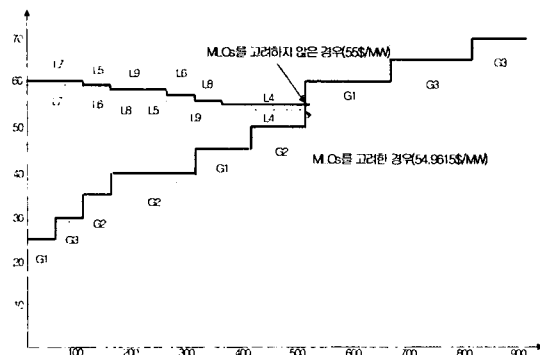


그림 12. case1의 한계손실계수에 의해 조정된 입찰가격과 시장가격

표7. 발전사업자와 배전 및 판매사업자에게 적용된 정산금 발전사업자의 수입

	발전량 [MW]	시장가격 [\$/MW]		발전사업자의 수입[\$]	
		case1	case2	case1	case2
Gen 1	150	54.9615	55	8244.225	8250
Gen 2	300	57.9239	55	17377.17	16500
Gen 3	50	56.7477	55	2837.385	2750
발전사업자들의 전체 수입				28458.78	27500

배전 및 판매사업자의 구매비용

	부하량[MW]		시장가격 [\$/MW]		구매비용 [\$]	
	case1	case2	case1	case2	case1	case2
Load-4	150	137.67	55	55	8250	7571.85
Load-5	50	53.06	57.29	55	2864.5	2918.3
Load-6	50	50.17	54.26	55	2713	2759.35
Load-7	100	103.34	55.86	55	5586	5683.7
Load-8	50	50.18	53.38	55	2669	2759.9
Load-9	100	105.58	57.78	55	5778	5806.9
배전 및 판매사업자들의 전체 구매비용					27860.5	27500
정산잉여금					598.28	0

4. 결 론

본 논문에서는 전력시장 운영의 송전손실처리에서 한계손실계수를 이용하는 대신에 손실배분계수를 이용하여 송전손실을 처리하는 방법을 제안하였다. 사례연구를 통해 기존의 방식과 비교했을 때 손실배분계수를 이용한 처리 방식이 합리적임을 볼 수 있었다. 즉, 표7의 정산금에서 배전 및 판매사업자의 구매비용을 보면 case2의 경우가 case1보다 310.5\$ 저렴함을 알 수 있으며, 또한 발전사업자들의 수입금과 배전 및 판매사업자들의 구매비용 사이의 차이로 인해 발생하는 정산잉여금의 경우 case2는 발생하지 않음을 알 수 있다. 따라서 본 논문에서 제안하는 방식이 전력시장 운영에서 송전손실처리 부분에 기여할 수 있으리라 생각된다. 사례연구에서는 손실배분계수를 이용하여 부하모선에만 책임분을 설정했지만 추후 연구 주제로 발전측과 부하측에 송전손실을 할당하여 제안하는 손실배분계수를 이용하면 더 나은 결과가 기대될 것이다.

[참 고 문 헌]

- [1] J. Mutale, G. Strbac, S. Curcic and N. Jenkins, "Allocation of losses in distribution systems with embedded generation", IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol 147, No. 1, January 2000, pp. 7-14
- [2] Korean Power Exchange(KPX), Market Code, 2002.
- [3] F.C. Schweppe, M. C. Caramanis, R. D. Tabors, and R. E. Bohn. Spot pricing electricity, Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [4] J. Bialek, "Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access", IEEE Trans. on Power System, Vol. 12, No. 3, August 1997, pp. 1185-1193
- [5] NEMMCO, Treatment Loss Factors in the National Electricity Market, Nov. 1999.
- [6] NEMMCO, An Introduction to Australia's National Electricity Market, Mar. 2001.
- [7] 박종배, 이기승, 신중린, 김성수 "무효전력을 고려한 한계손실계수 산정 방법론 개발 및 현물시장에의 적용" 전기학회논문지 제52권 7호, 2003, pp. 429-436