

Congestion and Loss Cost for the Market Participants

손 현 일* · 배 인 수** · 김 진 오†
(Hyun-Il Son · In-Su Bae · Jin-O Kim)

Abstract - Recently the power system consists of the more complicated structure, due to increase of power demands. In this circumstance, the congestion and loss capacity in transmission line is also increased. Accordingly, the investment planning of transmission system is required to reduce the congestion and loss of the transmission line. This paper proposes a method to compute the congestion and loss costs which are the key elements in economic assessment of the power system planning. And the benefit of market participants in CBP (Cost Based Pool) is computed. To demonstrate the efficient of the suggested methods, these methods are applied to peak load system of 2016 in the 4th Basic plan of Long-Term Electricity Supply and Demand.

Key Words : Congestion cost, Loss cost, CMP

1. 서 론

전력계통 계획자들은 급격한 전력수요 증가에 대처하기 위해 대규모의 전력공급원을 계획하게 되었으며, 이는 환경적 혹은 경제적인 이유로 수요지와는 원거리에 있는 대규모 전력공급원에서 전력을 발전, 송전해야 하는 문제를 발생시켰다. 이러한 장거리 송전으로 인해 전력시스템에는 선로 혼잡 및 선로 손실이 발생하게 되었다.

송전혼잡은 시장참여자가 계통에서 물리적으로 수용될 수 없는 전력조류를 일으키는 급전을 요청할 때 존재하는 것으로, 희망하는 급전계획에 근거하여 혼잡을 표시할 수 있다. 하지만, 이러한 혼잡비용은 전력시장의 운영방법 및 정산규칙에 따라 다르게 정의되거나 구해지며, 일반적으로 선로 제약으로 인해 흐르는 조류를 줄일 수 있도록 발전 배분을 다시 함으로써 추가적으로 소요되는 발전비용으로 산정된다. [2-6]

또한, 전력계통에서의 손실은 송전거리, 송전용량에 영향을 주는 전원의 입지 및 구성비, 전압에 관계하는 수요지 구성과 송배전 전압, 역률에 관계하는 부하상태와 배전방식 등에 의해 발생한다. 이러한 손실 중에서 송전손실은 모선전압, 전압위상각 등 전력시스템의 상태에 따라 결정되는 양으로, 시스템 상태에 관한 모든 정보를 가지고 있어야 정확한 값을 알 수 있다. 기존의 송전손실을 계산하는 방법은 전류

를 기반으로 하는 손실계산과 전력 조류를 기반으로 한 손실계산으로 구분할 수 있다. [7-9]

본 논문에서는 장기 계통 계획에 있어서 변동비 반영시장 (Cost Based Pool, CBP)의 시장 주체별 혼잡비용 및 손실비용을 산정하는 방안에 대해 기술하도록 하겠다. 전력계통 운영시의 혼잡 및 손실비용 산정은 정확한 값을 계통 운영자의 최적 계통 운영을 피하지만, 장기 계통 계획의 경제성 평가 요소인 혼잡 및 손실비용은 계통 계획을 위한 여러 대안들의 비교를 통해 경제적인 대안을 선택을 위한 것으로 빠른 계산을 위해 간략화된 방안을 이용한다.

따라서 본 논문에서는 기존의 계산의 복잡성으로 인해 고려하지 않았던 혼잡 및 손실비용을 CBP에서의 최적조류계산을 이용하여 시장참여자에 따른 비용 산정 방안에 대해 제안하고자 한다. 이를 위해 4차 수급계획상의 2016년 한전 미래 계통을 이용하여 사례연구를 수행함으로써 이 논문의 신뢰성을 높이고자 한다.

2. 본 문

본 장에서는 변동비 반영시장에서 계통 계획단계의 혼잡 및 손실 비용을 구분하였으며, 이를 간략화된 계산방법으로 산정하는 방안에 대해 제시한다.

기존의 혼잡 및 손실비용 산정은 CBP 시장에 두 가지 이유로 적합하지 않다. 첫 번째는 전력산업구조개편이 완료된 완전경쟁 체제의 계통 운영에 적합한 방안이라는 것이며, 두 번째는 이러한 비용의 산정에서 혼잡비용에 손실비용 변화량이 포함되어 있다는 점이다.

따라서 본 장에서는 혼잡 및 손실비용을 CBP의 계통한계 가격 혹은 송전망 사업자의 전력구매비용을 적용한 간략화된 비용 산정방안을 제시한다.

* 정 회 원 : 한양대 공대 전기공학과 박사과정

** 정 회 원 : 강원대 공대 전기공학과 전임강사

† 교신저자, 정회원 : 한양대 전기공학과 교수

E-mail : jokim@hanyang.ac.kr

접수일자 : 2011년 7월 6일

최종완료 : 2011년 10월 13일

2.1 시장참여자별 편익 정의

시장참여자별 혼잡 및 손실 비용을 산정하기 위해서는 먼저 시장참여자에 대한 정의가 필요하다. 전력산업에서의 경제주체는 크게 전력소비자와 송전사업자와 발전사업자를 포함하는 전력생산자 그리고 국가로 구분할 수 있다.

전력소비자는 전력 판매회사에서 구입한 전력을 이용하여 경제활동을 하며, 그 이익을 추구한다. 일반적으로 소비자가 생산품에 지불할 의사(willingness-to-pay)가 있는 금액과 소비자가 실제로 전력 판매회사에 지불하는 금액과의 차액을 의미한다. 이때 소비자의 지불할 의사가 있는 금액은 일반적으로 공급지장비용(VOLL, Value of Lost Load)에 의해 추정되거나, 설문조사를 통해 조사될 수 있다.

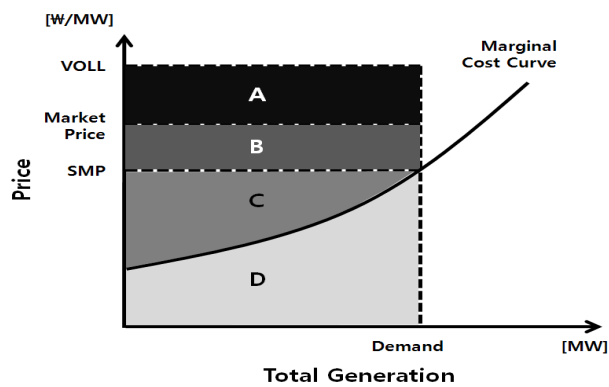


그림 1 시장참여자의 편익
Fig. 1 Benefit for Market Participants

이상의 경제주체별 편익은 위의 그림 1을 이용하여 다음과 같이 명확하게 구분할 수 있다.

전력소비자의 편익(영역 A)은 전력소비자가 전력을 사용하는 데 최대도 지불할 수 있는 있는 비용과 전기요금 단가와와의 상관관계로 편익을 구할 수 있으며, 다음과 같다.

$$B_C = (VOLL - PR) \times L \tag{1}$$

여기서,

VOLL : Value of Lost Load

PR : Market Price

L : 수요량

실제로 VOLL은 산업용부하, 주거용부하 등의 소비자 유형에 따라 달라지며, 그 공식화 역시 다양하다. 그러나 CBP인 경우, 전력소비자의 전력구매에 제한이 발생하므로 소비자 측에서 느끼는 공급신뢰도의 경제적 가치에 변화가 없다면 VOLL은 일정하고, 전력가격이 일정하다면 전력소비자가 느끼는 편익은 일정하다.

송전회사의 편익은 그림 1의 영역 B와 같이 나타낼 수 있다. 소비자가 지불하는 전체 지불비용과 전력구매비용을 차감한 값을 의미한다. 이는 전력소비자에게 판매한 전기요

금과 발전사업자 혹은 다른 송전사업자에서 전력을 구매한 구매비용의 차로 그 편익을 계산할 수 있다.

$$B_T = PR \times L - SMP \times L = (PR - SMP) \times L \tag{2}$$

여기서, SMP : System Marginal Price, 계통한계가격

발전회사의 편익(영역 C)는 송전회사가 지불하는 전력구매비용과 변동비용을 차감한 값을 의미한다. 여기서 발전원가는 고정비원가와 변동비원가로 구분할 수 있다.

$$B_G = SMP \times L - \int_0^L f(x) dx \tag{3}$$

여기서, f(x) : 발전비용곡선

국가의 편익은 전체 시장참여자의 편익을 모두 합한 것으로 위의 그림 1에서는 영역 A, B, 및 C의 합이다.

$$B_N = B_C + B_T + B_G = VOLL \times L - \int_0^L f(x) dx \tag{4}$$

그러나 앞에서 언급한 바와 같이 전력소비자의 잉여는 공급신뢰도와 전력판매가격의 변화에 따라 발생하는 것으로, 계통 구성요소의 변화 (새로운 전력설비의 도입 및 폐지)가 공급신뢰도와 전력판매가격에 영향을 미치지 않는 경우에는 잉여의 변화가 없으므로, 국가 전체의 편익계산에게 제외할 수 있다. 계산가능한 시장참여자(발전회사, 송전회사)만 포함하는 경우, 국가의 잉여는 다음과 같다.

$$B_N' = B_T + B_G = PR \times L - \int_0^L f(x) dx \tag{5}$$

이상으로 각 시장참여자별로 제약비용을 고려하지 않는 편익산정의 예를 들었으나, 실제로는 계통의 제약으로 인한 비용들이 발생한다.

2.2 제약비용

생산한 전력을 전력소비자에게 모두 보내는 것이 가능하다면, 발전원가는 최소화될 것이다. 그러나 송전선로라는 발전원과 전력소비원을 연계하는 물리적인 요소가 존재하므로 송전용량에 제약이 발생하며, 이로 인해 발전원가는 최소화되지 못한다. 이러한 제약에서 송전선로 용량제약으로 발생하는 선로혼잡, 송전선로의 저항성분에 의해 발생하는 선로손실을 가장 주요한 요소로 꼽을 수 있으며, 그 외에도 다음의 표 1에서처럼 다양한 제약비용이 발생하며, 이러한 제약비용들은 CBP에서의 계통 한계 가격을 기준으로 산정할 수 있다.

선로혼잡과 선로손실로 인해 발생하는 비용을 혼잡비용과 손실비용이라 하며, 전자는 선로제약으로 인해 발전량의 재배분됨으로 발생하는 비용으로 정의되며, 후자인 손실비용은 선로 저항성분으로 인해 조류에 영향을 미쳐 상대적으로 수요지에서 원거리에서 있는 발전기들이 선로 손실분 때문에 추가로 발전을 하는 경우 발생하는 비용으로 정의된다.

표 1 제약비용의 구분

Table 1 Classification of Constraint Cost

제약비용	수급운영 제약 비용	수요예측 오차
		양수발전기 운용비용
		연료, 열공급계약
	계통운영 제약비용	송변전설비 고장에 의한 제약
		운전예비력 운용 제약
		선로 혼잡에 인한 제약
		선로 손실에 의한 제약

2.3 무손실 계통

송전선로에서 저항성분(저항(R)와 누설 콘덕턴스(g))가 없는 선로를 무손실선로라고 부른다. 이러한 선로에서는 유효전력의 손실이 발생하지 않기 때문이다.

따라서 이러한 무손실계통에서의 변동비용과 손실이 있는 계통의 변동비용의 차를 계산할 수 있으면 손실비용의 산정이 가능해 진다.

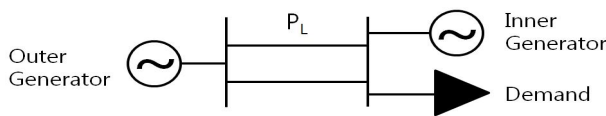


그림 2 전력계통 구성
Fig. 2 General Power System

손실이 없는 계통의 변동비용을 산정하는 경우, 위의 그림 2에서처럼 부하에 인접해 있는 내부발전기와 송전선으로 연계된 외부발전기가 있는 계통의 경우를 산정해보도록 하면 다음과 같다.

송전선로의 손실(P_L)은 외부발전기(Outer Generator)의 발전량을 증가시키므로, 다음과 같이 나타낼 수 있다.

목적함수 :

$$\min(TC) = \sum_{i=1}^I C_i^A + \sum_{o=1}^O C_o^A \quad (6)$$

제약조건 :

$$\text{수급조건} : \left(\sum_{i=1}^I P_i^A - P_L \right) + \sum_{o=1}^O P_o^A = L \quad (7)$$

변동비 함수 : $C_k = a_k(P_k)^2 + b_k P_k + c_k, \{k \in i, o\}$

발전기 출력제한 : $P_k^{\min} \leq P_k \leq P_k^{\max}$

여기서,

TC : 변동비용 함수

I : 내부발전기의 발전기수

O : 외부발전기의 발전기수

P_L : 송전선로의 손실

C_k^A : 손실이 있는 계통의 k발전기의 변동비용

P_k^A : 손실이 있는 계통의 k발전기의 발전량

Lagrangian 함수를 사용하여,

$$\phi = \sum_{i=1}^I C_i^A + \sum_{o=1}^O C_o^A - \lambda' \left(\sum_{i=1}^I P_i^A + \sum_{o=1}^O P_o^A - P_L - L \right) \quad (8)$$

따라서 손실이 있는 계통의 발전기별 발전량을 계산하면

$$P_k^A = \frac{\lambda' - b_k}{2a_k} = \frac{1}{2a_k} \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_k}} \frac{2L + \sum_{k=1}^{I+O} \frac{b_k}{a_k}}{\sum_{k=1}^{I+O} \frac{1}{a_k}} - b_k \right) \quad (9)$$

$$\approx \frac{1}{2a_k} \left(\left(1 + \frac{\partial P_L}{\partial P_k} \right) \frac{2L + \sum_{k=1}^{I+O} \frac{b_k}{a_k}}{\sum_{k=1}^{I+O} \frac{1}{a_k}} - b_k \right)$$

for $P_k^{\min} < P_k^A < P_k^{\max}$

손실이 있는 계통의 발전기별 출력량과 손실이 없는 계통의 출력량을 비교하여, 그 손실을 계산하면 다음 수식(10)과 같다.

$$P_L = \frac{1}{2a_k} \left(\frac{\partial P_L}{\partial P_k} \frac{2L + \sum_{k=1}^{I+O} \frac{b_k}{a_k}}{\sum_{k=1}^{I+O} \frac{1}{a_k}} \right) \text{ for } P_k^{\min} < P_k < P_k^{\max} \quad (10)$$

내부발전기의 발전량은 송전선로의 손실과 상관없으므로 ($\frac{\partial P_L}{\partial P_k} = 0$), 손실을 고려하기 전의 발전량과 동일하지만, 외부발전기는 수식 (10)에 해당하는 양만큼 증발을 해야 한다. 즉 송전손실은 수요지근처에 있는 경우 영향이 크지 않으나, 원거리에 있는 발전기의 경우 손실량에 따라 영향을 받는다.

2.4 선로 손실로 인한 시장참여자별 편익 산정

일반적으로 전력계통에서는 송전거리, 송전 용량에 영향을 주는 전원의 입지 및 구성비, 전압에 관계하는 부하의 구성과 송배전 전압, 역률에 관계하는 부하상태와 배전방식들에 의해 손실이 발생한다. 이러한 전력계통에서의 손실 중에서 송전손실은 모선전압, 전압위상각 등 전력시스템의 상태에 따라 결정되는 양으로, 시스템상태에 관한 모든 정보를 가지고 있어야 정확한 값을 알 수 있으며, 이를 계산하는 방법에 대해서는 앞의 서론에서 언급한 바와 같이 계통의 손실을 측정하는 방안이 여러 가지 방안들이 제시되어 있으나, 그 계산의 어려움으로 인해 정확한 계산은 이루어지지 않는 경우가 많다. 또한, 가격결정계획이나 장기계통계획에서 사용하는 부하는 부하근처에서 측정하는 값이 아닌, 발전기의 송전단에서 측정된 값으로, 송전손실까지 포함되어 있는 량이기 때문이다. 따라서 전력수요예측을 통한 가격결정발전계획에서 결정된 계통한계가격(System marginal price, SMP)은 수용가의 전력수요에 전력손실도 같이 포함하여 결정해야 한다.

앞 장에서 설명한 바와 같이 수요지에서 원거리에 있는 발전기들이 송전손실을 담당하며, 계산의 편의를 위해 송전

손실을 제외한 다른 제약이 없는 경우, 수용가의 전력수요를 충족하고 남은 발전기 중에서 공급비용이 가장 저렴한 발전기부터 전력손실을 부담하는 것으로 가정한다.

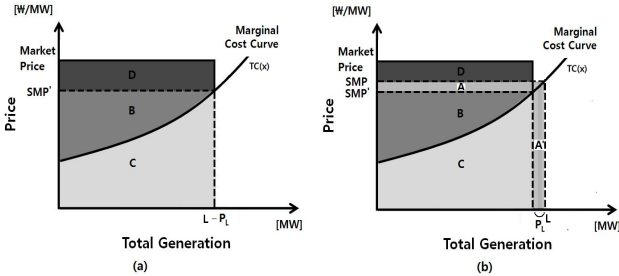


그림 3 무손실 계통(a)과 손실계통(b)에서의 발전비용 곡선
Fig. 3 Marginal Cost Curve with Loss(a) and Lossless(b)

위의 그림 3을 이용하면, 송전손실로 인한 시장참여자별 편익은 다음과 같이 구할 수 있다.

전력시장을 통해 발전회사가 얻는 전체 수입은 계통한계 가격과 실제 발전량의 곱에 해당하며 이를 그림에서 표현하면 무손실계통(그림 3의 (a)에서는 B와 C영역이며, 전력생산을 위해 발전회사가 지출한 비용은 C영역이며, 따라서 발전회사의 수익은 B영역이다. 한편 손실이 있는 계통(그림 3의 (b)에서는 발전회사의 수입은 A, A', B, C영역이며, 지출은 A'와 C이므로 수익은 A와 B영역이 된다.

$$L = P_k^A$$

$$SMP = \left. \frac{d}{dx} TC(x) \right|_{x=L} \quad (11)$$

$$SMP' = \left. \frac{d}{dx} TC(x) \right|_{x=L-P_L}$$

$$BL_G^A = SMP' \times (L - P_L) - \int_0^{L-P_L} TC(x) dx$$

$$BL_G^B = SMP \times L - \int_0^L TC(x) dx \quad (12)$$

$$BL_G = BL_G^B - BL_G^A$$

$$= (SMP - SMP') \times L + SMP' \times P_L - \int_{L-P_L}^L TC(x) dx$$

여기서,

- BL_G : 손실로 인한 발전회사의 편익
- BL_G^A : 무손실계통의 발전회사의 편익
- BL_G^B : 손실이 있는 계통의 발전회사의 편익
- $TC(x)$: 변동비 곡선

위의 수식 (11-12)에 의해 발전회사는 손실로 인한 추가적인 발전량의 증가로 인해 수입, 수익, 지출이 모두 증가하였다.

한편 송전회사는 송전손실이 없는 경우에는 그림 3의 (a)에서처럼 D영역만큼의 수익이 발생하였으나, 송전손실로 인하여 A와 A'영역만큼 수익이 감소하는 결과를 얻을 수 있다. 이를 수식으로 표현하면 다음과 같다.

$$BL_T^A = PR \times (L - P_L) - SMP' \times (L - P_L)$$

$$BL_T^B = PR \times (L - P_L) - SMP \times (L) \quad (13)$$

$$BL_T = BL_T^B - BL_T^A$$

$$= (SMP' - SMP) \times L - SMP' \times P_L$$

여기서,

- BL_T : 손실로 인한 송전회사의 편익
- BL_T^A : 무손실계통의 송전회사의 편익
- BL_T^B : 손실이 있는 계통의 송전회사의 편익

송전회사의 수입은 전력손실과 무관하므로, 송전손실이 커질수록 편익 역시 감소하게 된다.

이는 완전 경쟁 시장에서는 발생할 수 없는 일이지만, 상위 기관의 규정에 따라 계통 구성을 책임지는 CBP의 송전망 사업자는 전체 계통의 안정적인 계통 운영을 위해 필요한 사업이라면 손실이 발생하여도 감수하고 있다.

마지막으로 국가의 손실에 따른 편익은 두 전력회사의 편익의 합이므로, 손실로 인한 국가의 편익은

$$BL_N = BL_G + BL_T$$

$$= (SMP - SMP') \times L + SMP' \times P_L - \int_{L-P_L}^L TC(x) dx$$

$$+ (SMP' - SMP) \times L - SMP' \times P_L \quad (14)$$

$$= - \int_{L-P_L}^L TC(x) dx$$

가 되며, 손실로 인해 국가는 손해를 보게 된다.

2.5 선로 혼잡으로 인한 시장참여자별 편익 산정

혼잡비용은 선로 제약으로 인해 흐르는 조류를 줄일 수 있도록 발전 배분을 다시 하므로 추가적으로 소요되는 발전비용으로 계산된다. 즉, 가장 싼 발전기부터 경제급전이 이루어지지만, 제약이 발생하면 발전비용이 싼 발전기의 발전이 중단되고, 상대적으로 더 비싼 발전기들이 계통에 투입되기 때문에, 이러한 선로제약으로 인해 전력계통에 전체적으로 공급비용이 상승하게 된다.

이러한 혼잡비용을 단일가격시장에서는 2.3장에서의 제약발전(Constrained-ON)과 제약비발전(Constrained-OFF)로 정의할 수 있으며, 이 정산금을 송전계통계약으로 인해 발생하는 비용으로 규정하고 있다.

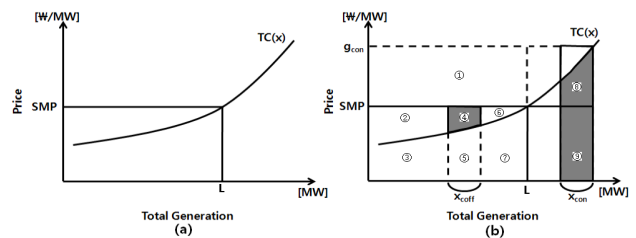


그림 4 가격결정발전계획(a)와 운영결정발전계획(b)에서의 발전비용 곡선

Fig. 4 Marginal Cost Curve with Price-setting Schedule(a) and Operation-setting Schedule (b)

변동비용곡선에서 각 발전기들의 가격결정발전계획에 의한 발전량과 운영결정발전계획에 의한 발전량과 변동비를 고려한 혼잡 비용을 산출하도록 하면 그림 4와 같다.

선로 혼잡으로 인한 발전회사의 편익은 가격결정발전계획에서의 편익과 운영결정발전계획의 편익의 차이이다. 가격결정발전계획에서의 편익은 수식 15의 BC_G^A 로, 그림 4의 (b)에서 (②), (④), (⑥)이며, 운영결정발전계획의 편익은 수식 15의 BC_G^B 로 수입(②, ③, ④, ⑥, ⑦, ⑧, ⑨)과 비용(③, ⑦, ⑧, ⑨)이므로 둘 사이의 차이가 없으므로 송전선로 혼잡으로 인한 편익의 변화는 없다.

$$\begin{aligned}
 BC_G^A &= SMP \times L - \int_0^L TC(x) dx \\
 BC_G^B &= SMP \times (L - x_{off}) \\
 &+ \int_{x_{off}} (SMP - TC(x)) dx + \int_{x_{con}} TC(x) dx \\
 &- \int_0^L TC(x) dx + \int_{x_{off}} TC(x) dx - \int_{x_{con}} TC(x) dx \quad (15) \\
 &= SMP \times L - \int_0^L TC(x) dx \\
 BC_G &= BC_G^B - BC_G^A = 0
 \end{aligned}$$

여기서,

- BC_G : 혼잡으로 인한 발전회사의 편익
- BC_G^A : 혼잡이 발생하기 전(가격결정발전계획)의 편익
- BC_G^B : 혼잡이 발생한 후(운영결정발전계획)의 편익

송전회사의 편익은 가격결정발전계획과 운영결정발전계획의 편익의 차이이며, 가격결정발전계획의 편익에 비해 면적(④+⑧)을 뺀 만큼 편익이 감소한다. 수식 (16)과 같이 표현할 수 있다.

$$\begin{aligned}
 BC_T^A &= (PR - SMP) \times L \\
 BC_T^B &= (PR - SMP) \times L \\
 &- \int_{x_{off}} (SMP - TC(x)) dx - \int_{x_{con}} TC(x) dx \quad (16) \\
 BC_T &= BC_T^B - BC_T^A \\
 &= \int_{x_{off}} \{TC(x) - SMP\} dx - \int_{x_{con}} TC(x) dx
 \end{aligned}$$

마지막으로 국가는 송전회사와 발전회사의 편익의 합이며, 다음 수식과 같다.

$$\begin{aligned}
 BC_N &= BC_G - BC_T \\
 &= \int_{x_{off}} \{TC(x) - SMP\} dx - \int_{x_{con}} TC(x) dx \quad (17)
 \end{aligned}$$

2.6 시장참여자별 혼잡 및 손실비용 비교

각 시장참여자의 편익을 분석하면 아래의 표 2와 같다. 손실 및 혼잡과 같은 제약이 발생하는 경우 발전회사는 그 편익이 증가하였으나, 송전회사는 편익이 감소하였으며, 국가는 손실비용이 감소하였으나, 혼잡비용은 변동이 없었다.

표 2 혼잡 및 손실비용 비교
Table 2 Comparison of Congestion and Loss Cost

	선로 손실	
	편익 계산	증감
국가	$-\int_{L-P_L}^L TC(x) dx$	감소
발전회사	$(SMP - SMP') \times L + SMP' \times P_L - \int_{L-P_L}^L TC(x) dx$	증가
송전회사	$(SMP' - SMP) \times L - SMP' \times P_L$	감소
	선로 혼잡	
	편익 계산	증감
국가	$\int_{x_{off}} \{TC(x) - SMP\} dx - \int_{x_{con}} TC(x) dx$	감소
발전회사	0	-
송전회사	$\int_{x_{off}} \{TC(x) - SMP\} dx - \int_{x_{con}} TC(x) dx$	감소

3. 사례 연구

본 논문에서는 한전계통의 4차 수급계획 상의 2016년 미래계통을 이용하여 사례연구를 수행하였다. 한전 계통의 전력수요는 수도권에 밀집되어 있는 반면에 발전기는 비수도권에 많이 분포되어 있다.

본 사례연구는 다음의 순서로 진행된다. 먼저 한전의 미래 계통분석, PSS/E 최적조류계산을 하기 위한 변동비 함수 입력, 무손실계통 구성, 최적조류계산의 수립, 발전연료비 산정, 손실 및 혼잡비용 계산, 그리고 마지막으로 손실 및 혼잡비용의 연간비용을 계산한다.

한전계통은 전력설비들이 9개의 관리처에 따라 구분되어 있는데 손실 및 혼잡비용 산정을 위해 이 지역구분을 크게 수도권과 비수도권으로 나눌 필요가 있다. 이 두 지역 사이에는 계통의 안정도 해석에 많은 영향을 미치고 있는 그림 5와 같이 6개의 복상선로가 있다.

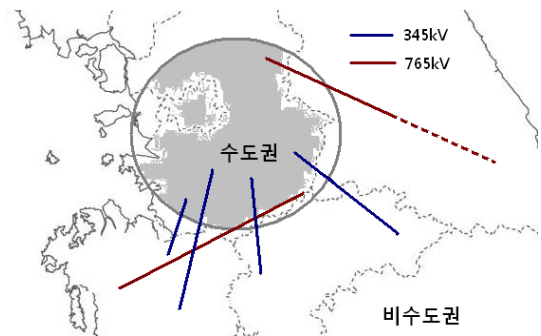


그림 5 수도권과 비수도권간의 연계선로
Fig. 5 Interconnection between Capital and Non-capital network

표 3 2016년 미래예통 분석

Table 3 KEPCO Power System in 2016

구분	최대수요량			기저수요량			발전설비용량		
	계	수도권	비수도권	계	수도권	비수도권	계	수도권	비수도권
2016년	76,989.2	31,927.8	45,061.5	46,306.3	16,195.9	30,110.4	89,015.6	22,819.7	66,195.9
단위 [MW]									

2010년 5월 전력거래지원시스템에서 확보한 “운전비용 기본자료”를 이용하여 각 발전기의 변동비, 변동비 곡선, 열량 단가, 발전기 형태 등의 자료를 수집, 이용하였다. 또한 모선 전압제약은 “전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준”에 의거하여 765kV 계통은 0.974~1.026pu, 345kV 계통은 0.974~1.043pu를 적용하였다.

연간 손실 및 혼잡비용을 산정하기 위해 앞의 표 3의 최대수요를 이용하여 최대수요량 대비 90% 수요를 가지는 계통, 최대수요량의 80% 수요를 가지는 계통, 그리고 70% 수요를 가지는 계통을 구성하여, 각각의 시장참여자별 편익을 계산하고, 이를 표 4처럼 과거의 부하지속곡선에 적용하여 비용을 계산하는 방법을 사용하였다.

표 4 2010년 부하지속곡선

Table 4 Load Duration Curve in 2010

부하대별	100%	90%	80%	70%	60%	총 합(시간)
지속 시간	65	978	3155	2667	1895	8760

발전사업자의 선로 손실 및 선로 혼잡으로 인한 편익을 수식 (12), (15)를 이용하여 산정한 것으로, PSS/E OPF 수행결과를 이용하였다. 선로 손실로 인해 계통한계비용이 증가하였으며, 그에 따라 발전비용 역시 증가하였으며, 80%부하 계통, 90%부하계통 및 최대수요계통에서 선로 혼잡으로 인해 혼잡비용이 발생하였다. 모든 경우에서 발전사업자의 비용이 증가하였으나, 그 보상을 송전망 사업자에게 받았으므로 그 편익은 0이며, 그 결과는 표 5, 6과 같다.

표 5 발전사업자의 손실비용 산정

Table 5 Loss Cost of Gen Co.

손실비용	한계비용		수요량	손실량	편익 [천원]
	SMP	SMP'			
최대수요계통	90.35	90.30	76,989.2	1,091.5	653.0
90% 계통	44.66	44.65	68,944.1	1,111.5	7,286.3
80% 계통	39.24	39.24	60,984.1	937.2	8,469.0
70% 계통	31.58	31.57	53,740.7	737.3	1,004.2
기저부하계통	28.56	28.56	46,306.3	604.0	4,301.1

표 6 발전사업자의 혼잡비용 산정

Table 6 Congestion Cost of Gen Co.

혼잡비용	혼잡량	한계발전기의 증분비용	혼잡이 없는 계통의 발전비용	혼잡이 있는 계통의 발전비용	변화량 [천원]
최대수요계통	745.6	91.64	2,724,619.2	2,785,384.8	7,561.2
90% 계통	2,625.0	47.26	1,878,257.2	2,002,031.7	283.0
80% 계통	1,031.3	40.02	1,455,430.2	1,495,318.7	1,348.1
70% 계통	0.0	-	1,077,908.6	1,077,908.6	-
기저부하계통	0.0	-	781,652.8	781,652.8	-

위와 같이 발전사업자는 송전망 혼잡으로 인해 비용이 발생하였으나, 이러한 비용은 실제로는 송전망사업자에게 보상을 받으므로 그 편익에 변화가 없다.

같은 방법으로 송전망사업자 및 국가의 편익을 수식 (13), (14), (16), (17)을 이용하여 산정하였으며 표 7과 같다.

표 7 송전망사업자 및 국가의 손실/혼잡비용 산정

Table 7 Loss/Congestion Cost of Tran Co. and Nation

구분	송전망사업자		국가	
	손실비용	혼잡비용	손실비용	혼잡비용
최대수요계통	-146,295.8	- 7,561.2	-145,642.8	- 7,561.2
90% 계통	-79,274.4	- 283.0	-71,998.1	- 283.0
80% 계통	-53,241.4	- 1,348.1	-44,772.5	- 1,348.1
70% 계통	-36,711.7	-	-35,707.5	-
기저부하계통	-25,585.4	-	-21,284.3	-

위의 결과를 토대로 각 시장참여자별 편익을 표 4의 2009년 부하 지속 곡선을 이용하여 연간비용으로 산정하면 다음 표 8과 같다.

표 8 시장참여자의 연간편익 산정

Table 8 Annual Benefit for market participants

편익	발전사업자	송전망사업자	국가
선로 손실	44,716,849.5	-404,913,844.0	-356,693,985.9
선로 혼잡	-	-5,021,507.5	-5,021,507.5

이상의 결과 송전선로의 손실 인해 발전사업자는 편익이 발생되었으나, 혼잡으로 인한 편익은 없었다. 또한 송전사업자와 국가는 송전선로의 혼잡 및 손실로 인해 손해가 발생하였음을 알 수 있다.

3. 결 론

전력 산업구조의 복잡해짐에 따라 최적의 전력계통 운영에 영향을 미치는 여러 요소들을 고려한 복합적인 연구가 필요하게 되었다. 본 논문은 기존의 완전 경쟁 시장의 전력계통 운영에 적용되는 복잡한 혼잡 및 손실비용 산정 대신, CBP에서 장기 계통 계획의 경제성 평가에 적용하기 위한 간략화된 산정 방안을 시장 주체별로 독립적으로 계산하는 방안을 기술하였다. 이를 이용하여 CBP인 4차 수급계획상의 2016년 한전 미래 계통을 이용하여 PSS/E PF 및 OPF를 이용하여 시장참여자에 따른 비용 산정을 수행함으로써, 제안한 방안의 신뢰성을 높였다. 제안한 방법은 앞으로 CBP에서의 장기계통계획에 있어 기존의 방법보다 좀 더 편리하게 경제적 효율성을 평가하는데 사용할 수 있다는 점에서 중요한 의미를 갖는다.

참 고 문 헌

- [1] Daniel Kirschen Goran Strbac, 'Fundamentals of power system Economics', John Wiley & Sons, Ltd 2004, pp.79-83.
- [2] Kepco 'Study on assessment standard of the constrained operation and responsibility of congestion fee on power system', Kepri report, 2005.(in Korean), pp.25-42.
- [3] Bin Liu, Yafang Liu and Tsuginori Inaba, 'A New Wheeling Price Calculation Method Considering Transmission Line Congestion and Loss Costs', Power System Technology 2004, pp. 1201-1206 Vol.2.
- [4] Rui.Li, Luonan Chen, Ryuichi Yokoyama, Tamotsu Minakawa, 'Cost Evaluation of Congestions for Wheeling Charge under Voltage Stability Constraints', power Tech, 2005 IEEE Russia.
- [5] Masoud Esmaili, Heidar Ali Shayanfar, Nima Amjady, 'Congestion management considering voltage security of power systems', Energy Conversion and Management, Volume 50, Issue 10, October 2009, Pages 2562-2569.
- [6] Brinda Malladi, B. Venkatesh and Eugene F. Hill, 'Line Impact Cost Concept to Calculate Congestion Cost in Deregulated Electricity Market', Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE.
- [7] Osman Bulent Tor, Ali Zezih Cuvén, Mohammad Shahidehpour, 'Congestion-Driven Transmission Planning Considering the Impact of Generator Expansion', IEEE Transactions on power system, Vol. 23, No 2, May 2008, pp.781-789.
- [8] J.N.Y. Cheung, T. Czaszejko and A.B. Morton, 'Transmission loss evaluation in an open electricity market using an incremental method', Generation, Transmission & Distribution, IET, Vol. 1, No. 1, January 2007, pp.189-196.
- [9] Qifeng Ding, Ali Abur, 'Transmission Loss Allocation Based on a New Quadratic Loss Expression', IEEE Transaction on Power System, Vol 21, No 3. August 2006, pp.1227-1233.
- [10] Armando M. Leite da Silca, Luiz A. da Fonseca Manso, Leonidas C. de Resende and Leandro S. Rezende, 'Tabu Search Applied to Transmission Expansion Planning Considering Losses and Interruption Costs', Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008.
- [11] Hadi Saadat, 'Power System Analysis' Second Edition, Mc Graw Hill, 2004.

저 자 소 개

손 현 일 (孫 鉉 一)



2005년 한양대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정 재학
Tel : 02-2220-0347
E-mail : hison@hanyang.ac.kr

배 인 수 (裴 引 洙)



2007년 한양대학교 대학원 전기공학과 졸업(공학). 현재 강원대 공학대학 전기 제어공학부 전임강사
Tel : 033-570-6347
E-mail : isbae@kangwon.ac.kr

김 진 오 (金 鎭 吾)



1991년 Texas A&M Univ. 전기공학과 졸업 (공학). 현재 한양대 전기공학과 정 교수
Tel : 02-2220-0347
E-mail : jokim@hanyang.ac.kr