

신뢰도 비용을 고려한 송전요금 할당

Transmission Cost Allocation Considering Reliability Cost

朴永玄* · 金東珉** · 金鎮吾†
(Yeong-Hyeon Park · Dong-Min Kim · Jin-O Kim)

Abstract - Electricity Market in Korea can't provide locational price signal through energy price because energy market is CBP(Cost Based Pool) using uniform price. Generators don't want to locate in a densely populated load area (like the metropolitan area). Because they are paid more fixed cost in metropolitan area. This situation has loss and congestion occurred in power system. However energy market without price signal can't lead generator to the metropolitan. So, market participants should be provided price signal through the transmission price instead of energy price. This paper proposes transmission pricing method considering reliability cost in order to offer price signal. Also, it proposes the method to allocate the transmission cost to each transmission line user through a fair and a reasonable manner. The transmission price is decided by the reliability value of each line. If a transmission line of high reliability value is broke, users using that line will get a loss and a discomfort. So, it is fair that users using a transmission line of high reliability value pay more than the other users. Also, it is reasonable that a transmission line owner get paid more form users using that line.

Key Words : Transmission congestion management, Reliability, Forced outage rate (FOR), Transmission cost

1. 서 론

전력 시장의 구조개편은 세계 여러 나라에서 진행되어 왔고, 그 필요성은 이미 많은 연구를 통해 증명되었으나 각 나라마다 계통의 구조와 환경이 다르기 때문에 서로 다른 형태의 전력시장이 형성되고 있다[1],[2]. 따라서 각 전력 시장의 특성에 맞는 송전 요금 할당 방법의 개발이 필요하다. 모선마다 전력 가격이 다른 전력시장은 시장 참여자에게 지역적 가격 신호를 제공한다. 그래서 송전 요금은 단순한 방법을 통해 사용 요금을 회수하는데 목적을 둔다. 반면에, 우리나라와 같이 단일요금제를 쓰는 CBP(Cost Based Pool) 시장은 전력시장에서 가격 신호를 제공하지 못하기 때문에 송전 요금을 통해 가격 신호를 제공해야 한다.

우리나라의 부하는 수도권에 밀집되어 있지만 발전기는 비수도권에 많이 건설되어 있다. 수도권에 발전소를 건설할 경우 많은 고정비가 소요되기 때문에 발전자의 입장에서는 고정비가 적게 소요되는 비수도권 지역을 선호하게 된다. 그로인해 수도권에 부하가 집중되고 비수도권에 발전기가 집중되는 불균형에 의해 계통에 많은 부상조류가 발생하여 선로 손실과 혼잡이 발생한다. 또한 부상조류가 흐르는 선로에 고장이 발생한다면 수도권에는 많은 부하들이 전력을 공급받지 못하여 대규모 정전사태가 발생할 가능성이 농후하다.

이러한 가능성을 방지하고 계통의 손실과 혼잡을 줄이기 위해 발전소의 건설 위치에 따른 송전요금의 차등 부과가 필요하다. 다시 말해 수도권에 건설되는 발전소에 특혜를 주어야 하고 비수도권에 있는 발전소에는 페널티를 주어야 한다. 부하의 경우에도 마찬가지로 계통에 불필요한 손실을 주는 부상조류를 발생시키는 수도권 부하에 페널티를 주고 비수도권 부하에는 혜택을 주어야 한다. 이러한 혜택과 페널티를 줄 수 있는 가격 신호가 우리나라에서는 존재하지 않기 때문에 지역적 가격 신호를 줄 수 있는 송전 요금 할당 방법의 개발이 필요하다[3].

합리적인 송전 요금 산정을 위해 각국에서는 송전 용량에 비례한 Post-stamp 방식, 송전 거리에 비례한 MW-miles 방식 등 여러 가지 방법이 연구되어 왔다. 그 중에서 우리나라는 Felix. Wu가 제안한 조류 추적법을 개선한 방법을 송전요금 할당을 위해 사용하고 있다[4],[5]. 하지만 이 방법은 계통의 구조나 상황을 고려하지 않고 선로를 이용하는 정도만을 이용하여 비용을 할당하기 때문에 전력 시장에서 원하는 지역적 가격 신호가 충분하지 않다. 따라서 충분한 가격 신호를 줄 수 있는 송전 요금 할당 방법이 필요한 실정이다.

이러한 문제점을 보완하기 위해 본 논문에서는 신뢰도 비용을 고려한 송전요금 산정 방법을 제안하였다. 즉, 부상조류가 흐르는 선로의 신뢰도 가치가 다른 선로보다 높기 때문에 이 선로를 이용하는 시장참여자는 더 많은 비용을 내야한다. 이를 위해 선로의 고장률과 정전비용, 발전비용 증가량을 신뢰도 비용으로 각 선로에 추가 할당한다. 또한 계통의 신뢰도의 높고 낮음에 따라 신뢰도 비용의 비율을 결정한다.

* 學生會員 : 漢陽大 工大 電氣工學科 碩士課程

** 正 會 員 : 漢陽大 工大 電氣工學科 博士課程

† 교신저자, 正會員 : 漢陽大 工大 電氣工學科 正教授 · 工博

E-mail : jokim@hanyang.ac.kr

接受日字 : 2008年 1月 25日

最終完了 : 2008年 3月 19日

2. 본 론

2.1 국내 송전요금산정 방식

현재 국내에서 사용하고 있는 송전요금은 연간 필요수입금액을 산정한 후 이 비용을 발전 측과 부하 측에 각각 50%씩 분담하여 회수하도록 되어 있다. 발전 측과 부하 측이 분담하는 요금은 사용요금과 기본요금의 50%씩으로 구성되어 있으며 사용요금은 지역별로 차등이며 기본요금은 지역에 관계없이 동일하다[6].

사용요금은 송전망을 이용한 정도에 따라 요금을 부과하도록 하기 위해 도입하였으며 Felix Wu가 제안한 방법을 일부 수정하여 사용하고 있다. 하지만, Felix Wu가 제안한 방법은 송전선의 이용률이 낮을 경우 이용률이 낮은 선로 인근의 모선에 높은 비용이 할당되는 문제점이 있다.

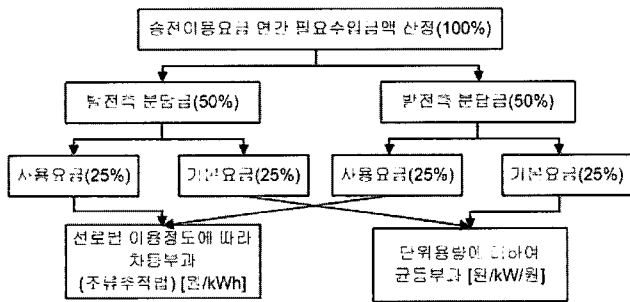


그림 1 국내 송전요금의 구성

Fig. 1 Composition of transmission cost in Korea

Felix Wu의 송전요금산정 방식은 선로의 이용률을 고려하지 않고 각 선로에 일정한 송전비용이 산정되고 산정된 비용을 각 선로를 이용하는 모선에 할당한다. 이것은 발전량에 비해 송전요금의 차이가 크기 때문에 형평성에 어긋난다. 이러한 이유로 국내 송전요금산정 방식은 Felix Wu의 방식을 수정하여 사용하고 있으며, 이용률을 이용하여 송전요금을 재할당함으로써 이러한 문제점을 개선하고 있다.

2.2 송전요금산정 방법

앞 절에서 언급한 국내 송전요금 산정방식은 선로의 이용상황만을 고려하여 송전요금을 결정한다. 이는 계통의 구조적 문제나 현재 조류 흐름의 문제 등, 계통의 운영 상황을 전혀 반영하지 못하는 단점이 있다. 특히, 국내 조류 흐름의 가장 큰 문제라고 할 수 있는 북상조류를 해결할 방법을 제시하지 못한다. 북상조류는 수도권에 부하가 밀집되어 있고 수도권의 높은 고정비로 인한 발전기들의 수도권 회피 때문에 발생하는 현상이며, 이는 필요 없는 에너지의 손실 및 선로 혼잡으로 인한 계통의 신뢰도 저하의 문제를 야기한다. 이러한 북상조류문제를 해결하기 위해서는 수도권에 발전기를 유치시킬 방법이 필요하다. 수도권에 발전기 설치를 유도하기 위해서는 비수도권 발전기에게 페널티를 부여하고 수도권 발전기에게는 혜택을 주어야 한다. 이러한 기능을 하는 것이 바로 에너지 시장의 가격 신호이다. 하지만 CBP 시장에서는 특정 가격 신호를 부여하는 것이 불가능하므로 이를

송전요금을 통해 해결하는 것은 우리나라의 전력시장의 여건을 고려한 대안이 될 수 있다. 따라서 본 논문은 북상조류가 흐르는 선로를 이용하는 선로에게 신뢰도 비용을 추가로 할당함으로써 계통의 신뢰도를 포함하는 가격신호를 시장참여자에게 제공하고, 신뢰도 측면에서 계통에서 중요한 선로에 더 많은 비용을 할당하여 그 비용이 계통의 신뢰도 증가에 사용되도록 유도하기 위한 방법을 제시한다.

부하 L_n 이 송전 선로 i 를 이용하며 내야할 송전 요금은 식 (1)로 정의된다.

$$C_i^{L_n} = TC \times (a \times LUF_i + b \times RC_i) \times UC_i^{L_n} \quad (1)$$

여기서, TC : 총 송전요금

i : 송전 선로

a : 총 송전요금에서 이용 요금의 비율

b : 총 송전요금에서 신뢰도 요금의 비율

LUF_i : 이용률 보정 계수

RC_i : 신뢰도 비용 결정 계수

$UC_i^{L_n}$: 부하 L_n 의 i 선로 이용률

L_n 이 송전 선로 i 를 이용하며 내야할 송전 요금은 선로 이용 요금과 신뢰도 요금으로 구성된다.

선로 i 의 이용률 보정 계수는 다음의 식으로 표현된다.

$$LUF_i = \frac{LU_i}{\sum_{i=1}^k LU_i} \quad (2)$$

여기서,

LU_i : 선로 이용률

$= \frac{i \text{ 선로에 흐르는 조류량}}{i \text{ 선로의 정격용량}}$

k : 송전 선로의 수

신뢰도 비용 결정 계수는 식 (3)으로 표현된다.

$$RC_i = \frac{(OP_i \times OC + GC_i) \times FOR_i}{\sum_{i=1}^k (OP_i \times OC + GC_i) \times FOR_i} \quad (3)$$

여기서, OP_i : 선로 i 의 사고 시 정전 용량

OC : 정전 비용

GC_i : 선로 i 의 사고 시 발전비용 증가량

FOR_i : 선로 i 의 Forced Outage Rate

신뢰도 요금을 결정하는 계수의 식은 전체 신뢰도 비용 증가와 한 선로로 인한 신뢰도 비용 증가의 비로 나타낸다. 위의 식 (2), 식 (3)으로 각 선로에 송전 요금이 할당되고 조류 추적법으로 구한 부하들의 선로 이용률을 곱하여 각 부하들이 내야할 송전요금이 결정된다.

$$a = \frac{TGC}{TGC + \sum_{i=1}^k (OP_i \times OC + GC_i) \times FOR_i} \quad (4)$$

$$b = \frac{\sum_{i=1}^k (OP_i \times OC + GC_i) \times FOR_i}{TGC + \sum_{i=1}^k (OP_i \times OC + GC_i) \times FOR_i}$$

여기서, TGC : 계통의 총 발전 비용

총 송전요금에서 이용 요금을 결정하는 비율과 신뢰도 요금을 결정하는 비율을 구하는 식은 식 (4)로 나타낼 수 있다.

계통의 총 발전량은 계통의 규모를 나타내고, 신뢰도 비용은 계통의 신뢰도를 나타낸다. 계통 규모에 비해 신뢰도가 낮다면 b 값이 커지게 된다. 신뢰도가 낮은 계통은 신뢰도를 높이기 위해 송전망에 투자가 필요하므로 신뢰도 비용을 고려한 송전요금 할당 부분이 커져야 한다. 만약 계통의 신뢰도가 완벽하다면 송전요금에서 신뢰도 비용부분은 0이 될 것이다.

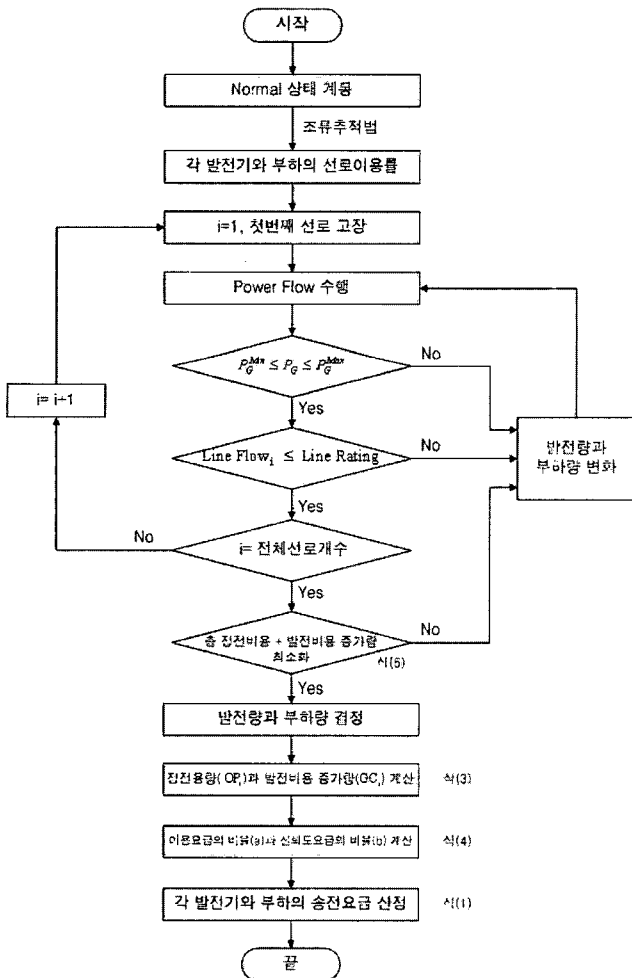


그림 2 제안한 송전요금 산정 알고리즘
Fig. 2 An algorithm for estimation of transmission cost

2.3 사고 발생 시 계통 운영

한 선로에 사고가 발생하여 정전이 발생하면 계통 운영자는 소비자에게 정전비용을 보상한다. 이때, 정전비용은 전력 가격의 50배에 해당한다. 계통에서 사고에 의한 혼잡이 발생하면 운영자는 혼잡비용을 최소화하도록 계통은 운영하게 된다. 본 논문은 정전비용과 발전비용 증가량을 혼잡비용으로 고려하였다. 사고 발생에 따른 전력계통 운영은 다음의 식으로 표현된다.

$$\min OP_i \times OC + GC_i \quad (5)$$

$$\text{constraints :}$$

$$P_G = P_L$$

$$P_G^{Min} \leq P_G \leq P_G^{Max}$$

$$LineFlow_i \leq LineRating$$

계통에 사고가 발생하면 계통은 발전량 제약조건, 선로 용량 제약조건을 만족하는 범위 내에서 목적함수를 최소화하도록 운영된다. 이때 목적함수를 만족하는 최적의 발전량과 부하량이 결정된다. 본 논문에서 제안하는 송전요금산정 알고리즘은 그림 2와 같다.

3. 사례연구

사례연구에서는 제안한 송전요금 산정방법을 모의 전력 계통에 적용하여 현재 국내에서 사용 중인 송전요금 산정방식과 제안한 송전요금 산정방식을 비교해 보았다.

3.1 모의 계통 구성

그림 3의 모의 계통은 8개의 모선과 12개의 선로로 구성하였으며 수도권과 비수도권을 가정하여 국내 계통의 상황을 반영하여 구성하였다.

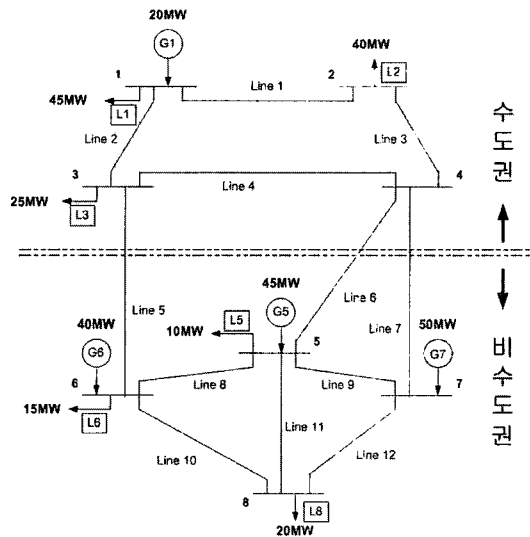


그림 3 8 모선 계통
Fig. 3 8 bus test system

국내와 유사한 상황을 적용하기 위해 수도권에 발전기 1대를 구성하였고 나머지 3대는 비수도권에 위치시켰다. 또한 부하의 경우에도 수도권에 집중되는 현상을 반영하기 위해 수도권의 부하량을 크게 구성하였다. 수도권 발전기의 발전비용은 일반적으로 비수도권 발전기에 비해 높기 때문에 수도권 발전기의 발전비용은 140원/kWh로, 비수도권 발전기의 발전비용은 70원/kWh로 가정하였다[7],[8]. 또한 각 발전기의 발전량 제약 조건과 각 선로의 FOR (Forced Outage Rate) 데이터는 각각 표 1, 2와 같다.

표 1 발전량 제약조건

Table 1 Constraint of generation

	최소 발전량 (MW)	최대 발전량 (MW)
GEN1	0	30
GEN5	10	55
GEN6	10	50
GEN7	10	60

표 2 각 선로의 이용률과 고장률

Table 2 Utilization factor and FOR of each line

	각 선로의 이용률 (%)	FOR (hour/year)
LINE1	16.4	14
LINE2	78.9	48
LINE3	83.6	30
LINE4	42.1	32
LINE5	99.3	32
LINE6	36.3	16
LINE7	89.4	28
LINE8	23.7	16
LINE9	1.2	48
LINE10	13.2	18
LINE11	28.7	42
LINE12	34.5	12

3.2 송전요금산정의 결과 및 분석

조류 추적법을 통해 구한 발전기와 부하의 선로 이용률의 결과를 표 3과 4에 각각 나타내었다. 표 3의 결과는 수도권 지역은 그 지역 발전량만으로 모든 부하를 감당하지 못하기 때문에 비수도권에 위치한 GEN 5, 6, 7이 선로를 많이 이용함을 보여준다. 마찬가지로 표 4의 결과는 비수도권의 발전량을 공급 받기 위해 수도권 부하(LOAD 1,2,3)가 각 선로의 이용률에 많은 부분을 차지하게 됨을 보여준다.

각 선로에 사고가 발생했을 때 각 부하에 발생하는 정전 용량 계산하였다. 모의 결과 수도권 지역의 부하에 정전 용량이 주로 발생하게 되며, 이것은 국내의 실정과 비슷하다. 선로 2, 3, 5, 7에 사고가 발생하였을 때, 가장 큰 정전용량이 발생하게 되고 그 결과를 그림 4에 나타내었다. 이 경우 송전망 사업자에게 정전 비용이 발생하는 손실을 발생 시키며, 따라서 송전망 사업자는 선로 2, 3, 5, 7에 투자를 많이 하기 위해 그 선로에 대해 송전요금을 더 많이 받는 것이 타당하다. 반면에 비수도권 지역의 선로는 사고가 발생해도 정전이 발생하지 않기 때문에 계통의 신뢰도에 영향을 끼치

지 않게 된다. 그러므로 송전요금 중 신뢰도에 의해 할당되는 요금은 0원이 된다.

표 3 발전기의 선로 이용률

Table 3 Line usage of generators

	GEN1	GEN5	GEN6	GEN7
LINE1	38.79	14.43	31.42	15.36
LINE2	0	23.57	51.34	25.09
LINE3	0	28.58	0	71.42
LINE4	0	28.58	0	71.42
LINE5	0	21.44	73.09	5.47
LINE6	0	99.01	0	0.99
LINE7	0	0	0	100
LINE8	0	99.01	0	0.99
LINE9	0	0	0	100
LINE10	0	44.96	0	55.04
LINE11	0	99.01	0	0.99
LINE12	0	0	0	100

표 4 부하의 선로 이용률

Table 4 Line usage of loads

	LOAD1	LOAD2	LOAD3	LOAD5	LOAD6	LOAD8
LINE1	0	100	0	0	0	0
LINE2	87.28	12.72	0	0	0	0
LINE3	0	100	0	0	0	0
LINE4	48.7	7.1	44.2	0	0	0
LINE5	48.7	7.1	44.2	0	0	0
LINE6	16.3	68.9	14.8	0	0	0
LINE7	16.3	68.9	14.8	0	0	0
LINE8	35.35	5.15	32.09	0	27.41	0
LINE9	14.44	23.37	13.01	22.05	7.15	19.98
LINE10	35.35	5.15	32.09	0	27.41	0
LINE11	7.37	1.08	6.69	0	5.72	79.14
LINE12	7.37	1.08	6.69	0	5.72	79.14

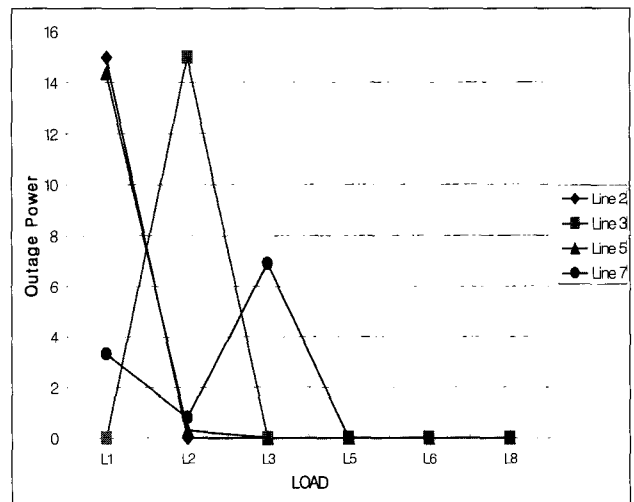


그림 4 각 선로 고장시 부하별 정전용량

Fig. 4 Outage Power of loads on each line fault

본 논문에서 제안한 방법으로 부하와 발전기에 송전요금을 할당한 결과를 기존 송전요금과 비교해 표 5와 6에 나타내었다. 수도권에 위치한 부하 1, 2, 3과 비수도권에 위치한 발전기 5, 6, 7이 신뢰도에 의한 요금을 포함한 많은 송전요금을 지불하는 것을 확인할 수 있다. 그리고 부하 1, 2, 3 과 발전기 5, 6, 7은 복잡조류에 의해 선로를 많이 이용하기 때문에 수도권과 비수도권을 연결하는 선로에 고장이 발생하게 되면 큰 피해가 발생할 것이다. 그러므로 그러한 피해를 줄이기 위해서는 부하와 발전기가 선로의 신뢰도 향상을 위한 비용을 지불해야 하는 것은 자명하다.

표 5 각 부하의 송전요금
Table 5 Transmission cost of each load

	제안한 송전요금 (%)	기존의 송전요금 (%)
LOAD 1	33.43	32.00
LOAD 2	38.45	38.27
LOAD 3	17.40	17.78
LOAD 5	0.04	0.05
LOAD 6	2.30	2.52
LOAD 8	8.38	9.38

표 6 각 발전기의 송전요금
Table 6 Transmission cost of each generator

	제안한 송전요금 (%)	기존의 송전요금 (%)
GEN 1	0.96	1.17
GEN 5	30.66	31.41
GEN 6	22.68	21.62
GEN 7	45.70	45.80

표 7은 지역 별 부하에 할당되는 송전요금을 국내에서 현재 사용하고 있는 방식과 제안한 방식에 대해 비교한 결과이다. 표를 통해 알 수 있듯이 제안한 송전요금 산정방식이 비수도권 발전기에 더 많은 송전요금을 할당하게 되고 이는 바로 더 합리적인 지역적 가격신호를 나타낸다.

표 7 부하의 송전요금 산정 결과 비교
Table 7 transmission pricing result comparison of load

	기존 방식 (%)	제안한 방식 (%)
수도권	88.05	89.4
비수도권	11.95	10.6

한편 계통의 신뢰도가 충분히 높은 경우, 두 방식의 결과는 차이가 없게 된다. 식 (1)~(4)에서, 신뢰도 비용을 비율을 결정하는 계수 b의 분모는 선로를 끊었을 때 정전비용과 발전비용 증가량이기 때문에 높은 신뢰도의 계통은 선로에 사고가 발생하여도 정전비용이 발생하지 않게 된다. 그러므로 신뢰도 비용의 비율을 결정하는 계수의 분모가 0이 되므로 계수 b는 0이 되고, 반대로 계수 a는 1이 되어 송전요금 산

정은 이용량만으로 결정된다.

본 논문에서 제안한 방법은 계통의 신뢰도에 중요한 선로를 결정하고 그 선로에 많은 비용은 할당함으로써 송전요금을 통해 계통의 신뢰도를 높일 수 있도록 송전망 투자가 가능하게 된다. 계통에서 발생하는 정전비용은 소비자에게 보상되기는 하지만 사회 전체적으로 볼 때 복구될 수 없는 손실이며, 발전비용의 증가 역시 사회적 손실을 야기하므로 계통의 손실을 줄이는 방향으로 정책이 이루어져야 함은 자명하다. 소비자들은 시간이 갈수록 높은 신뢰도의 전력을 공급받기를 원하고 정전비용 또한 경제 발전에 맞추어 증가하게 된다. 따라서 송전요금에서 신뢰도를 고려하는 것은 더욱 의미가 있을 것으로 사료된다.

4. 결 론

본 논문은 신뢰도 비용을 고려하여 시장 참여자에게 송전요금을 할당하였다. 신뢰도 비용이 많이 발생하는 선로는 계통에서 중요한 선로이고 그 선로에서 사고가 발생하면 시장 참여자와 송전망 소유자 모두 많은 손해를 입게 된다. 그러므로 신뢰도에 중요한 영향을 미치는 선로를 이용하는 시장 참여자는 더 많은 송전요금을 지불해야 함을 본 논문에서 확인할 수 있었다. 또한 점차 높은 신뢰도를 요구하는 시장 참여자 역시 신뢰도에 중요한 영향을 미치는 선로에 더 큰 요금을 지불하는 것을 타당하게 여길 것이다.

본 논문에서 제시한 송전요금 산정 방법을 통해 계산된 신뢰도 비용은 송전망 소유자에게 어떤 선로에 투자가 필요한지, 계통의 신뢰도가 현재 어떠한지 등의 부가적인 정보를 제공할 수 있다. 매달 소비자에게 부과하는 송전요금 산정을 통해 주기적으로 신뢰도를 평가함으로써 좀 더 신뢰도 높은 계통 운영을 가능하게 할 수 있다.

계통의 신뢰도에 영향을 줄 수 있는 발전량의 불확실성, 부하량의 불확실성, 부하량 증가율 예측 등, 여러 가지 요소를 고려하여 신뢰도 비용을 산정할 수 있는 방법이 향후 연구되어야 할 것으로 사료된다.

참 고 문 헌

- [1] Chaitusaney, S., "AC Power Flow Sensitivities for Transmission Cost Allocation", Transmission and Distribution Conference Exhibition, pp. 858-868, 2002.
- [2] Dariush, S., "Some Fundamental, Technical Concepts about Cost Based Transmission Pricing", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11 pp.1002-1008, 1996.
- [3] Jeong, H.S., "Pricing for Transmission Services in Korean Electricity Market", Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [4] P. A. Kattuman, R. J. Green, "Allocating Electricity Transmission Costs Through Tracing : a game - theoretic rationale", Operations Research Letters 32, pp. 114-120, 2004.
- [5] Felix F. Wu, "Power Transfer Allocation for Open Access Using Graph Theory : Fundamentals and

Applications in Systems without Loopflow”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, NO 3, 2000.

- [6] 한국 전기 연구원, “송전요금 산정 알고리즘 및 프로그램 개발”, 최종 보고서, 2006.
- [7] 박충열, 최상봉, 허창수, “주택용 수용가의 정전비용 평가 연구”, Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical installation Engineers, Vol. 18, No. 4, pp. 131~137, 2004.
- [8] 박충열, 허창수, “거시적 방법을 이용한 지역별 정전비용 평가” Journal of the Korean Institute of Illuminating and Electrical installation Engineers, Vol. 19, No. 1, pp. 124~129, 2005.

저 자 소 개



박 영 현 (朴 永 玄)

1979년 2월 28일생. 2006년 한양대학교 전자 전기 컴퓨터 공학부 졸업. 2008년 동 대학원 전기공학과 석사 졸업
Tel : 02-2220-0347
E-mail : cop682@hanyang.ac.kr



김 동 민 (金 東 珉)

1978년 9월 24일생. 2004년 한양대 전자 전기공학부 졸업. 2005년 ~ 현재 동 대학원 전기공학과 박사과정.
Tel : 02-2220-0347
E-mail : rlaehdals@hanyang.ac.kr



김 진 오 (金 鎭 吾)

1956년 1월 17일생. 1980년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1983년 2월 동 대학원 전기공학과 석사 졸업. 1991년 12월 Texas A&M대학교 전기공학과 공학박사. 현재 한양대학교 전기공학과 정교수.
Tel : 02-2220-0347
Fax : 02-2297-1569
E-mail : jokim@hanyang.ac.kr