

A Case Study of the Congestion Management for the Power System of the Korea Electric Power Cooperation

宋敬彬* · 林奎亨** · 白榮植***

(Kyung-Bin Song · Kyu-Hyung Lim · Young-Sik Baek)

Abstract - Due to the development of information technology, the operating power systems under the deregulated environment has the advantages of a introduction of the market function, a competition in sales and purchases of power, as well as the difficulty of maintaining reliability on the same or high level with it in a monopolistic market. This paper presents a basic scheme of the congestion management in the Korea electricity market under the deregulated environment. We investigated some cases of the congestion management in the world and the effects of the congestion management in the power systems. A basic idea of the congestion management in the Korea is presented based on the analysis of transmission congestion management in the competitive electricity market.

Key Words : Optimal Power Flow, Congestion Management

1. 서 론

독점사업이던 전력시장의 개방을 통한 구조조정은 전력의 판매와 구매에 경쟁체제와 시장기능을 도입함으로써 얻을 수 있는 이점들과 더불어 전력계통의 신뢰도를 수직 통합되어 운영되던 과거 전력시장의 수준 이상으로 유지하기 위한 어려움을 수반하고 있는데, 그 중 송전선로의 공급 능력 한계로 인한 선로의 혼잡(Congestion) 발생 및 그 처리 방안도 개방 전력시장을 가진 세계 각 나라의 주요 관심분야이다.[1]

최근 전력시장의 구조가 풀(pool) 형태의 현물시장(Spot pricing)과 쌍방거래(Bilateral contract)를 혼합하는 경향을 보이고 있지만 나라마다 전력시장의 개방 환경이 다르고 요금 체계가 다르기 때문에 혼잡처리 또한 이런 각 나라별 시장구조에 맞는 특징적인 가격제도를 통한 혼잡처리 방안을 모색 중이다. 예를 들면, 노르웨이에서는 가격지역제도를, PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland) 전력시장에서는 지역 한계요금을 혼잡처리의 한 방안으로 채택하고 있다.

복상조류의 특징을 가진 우리나라도 전력시장 개방을 위해 수직통합형, 발전경쟁형, 도매경쟁형, 소매경쟁형의 단계별 모델을 제시하고, 한국전력 시장의 특색에 맞는 혼잡처리 방안을 찾기 위한 연구가 계속 진행 중이다. 본 논문에서는 우리나라 전력시장 개방 시 그 기본적인 모델이 될 것으로 예상되는 영국 풀에서의 혼잡처리 방법 뿐 아니라 PJM 전력 시장에서의 혼잡처리 방법을 PTDF (Power Transfer

Distribution Factor)[2] 혹은 CDF(Congestion Distribution Factors) 등의 전력 조류의 민감도 개념을 응용하여 우리나라 실 계통 자료에 적용시켜 봄으로서 전력시장 개방을 앞둔 우리나라의 경우에 적용 가능한 혼잡처리 방안의 기초적인 자료를 제시하고자 한다.

2. 송전선 혼잡 처리

2.1 송전선 혼잡 처리에 대한 해외사례

송전선 혼잡 처리에 대한 해외사례로써 미국의 PJM, 영국의 전력 시장, 노르웨이 전력시장에 대해 살펴보자. 미국 PJM 전력시장의 전력거래 형태는 크게 현물시장 거래와 쌍방거래로 나뉜다. 혼잡처리는 발전계획 단계에서 처리한다. 혼잡 발생 시 경제급전에 의한 merit order의 순서를 위반하여 발전기들의 출력을 배분하게 되는데 이로 인해 각 모선별 지역한계가격(LMP : Local Marginal Price)이 달라지게 된다.[1][3] 각 모선에서의 증분부하를 만족하기 위한 발전비용을 의미하는 LMP에 기초하여 혼잡 비용은 혼잡이 발생한 선로 양쪽의 지역 한계 가격의 차이에 전력의 양을 곱해서 얻을 수 있다.

강제적 풀로서 운영되고 있는 영국의 전력 시장은 혼잡처리를 시장 기능에 의하지 않고 계통 운영자인 NGC (National Grid Company)가 처리하고 있다. 우선 모든 발전사업자에게 발전량과 가격을 입찰 받아서 송전 제약을 고려하지 않은 채 입찰 비용 기준의 경제 급전을 실시하여 시스템 한계 비용(SMP : System Marginal Price)을 산정하고, 이를 이용하여 전력 구입 가격을 결정한다. 혼잡이 발생하면 비계약 급전과는 다르게 운용되고, 이에 따른 추가 비용은 보조 서비스 및 수요 오차에 따른 비용 등과 합쳐져서 시스템

* 宋敬彬 : 啓明大 工學部 專任講師 · 工博
** 林奎亨 : 慶北大 電氣工學科 碩士
*** 白榮植 : 慶北大 電子電氣工學部 正教授 · 工博
接受日字 : 2001年 3月 23日
最終完了 : 2001年 10月 19日

부가 비용(Uplift)으로 산정, 소비자에게 요금으로 부과된다. [5] 재급전이 이루어지면 낙찰되었으나 혼잡으로 발전할 수 없는 발전기가 발생할 수 있고, 입찰에서는 떨어졌으나 발전해야 하는 발전기가 선택될 수 있다. 제약으로 발전할 수 없게되는 발전기는 기회 비용의 관점에서 발전하지 못한 양에 대해 시스템 한계 비용과 입찰한 가격(P_{off})의 차이로 보상받는다.

노르웨이와 스웨덴이 중심이 되어 국제적 전력거래 시장으로 형성된 Nord Pool 은 선물시장과 현물시장으로 나뉜다. 노르웨이의 현물 시장에서는 운영자의 경험에 의해 송전망에 혼잡이 예상되는 경우 혼잡이 발생할 지점을 기준으로 양쪽을 다른 입찰 지역으로 구분하고, 각 입찰자에게 입찰 지역과 입찰 가격의 최대, 최소치를 알려준다. 입찰자는 할당된 입찰 지역 안에서 매 시간대마다 최대치와 최소치의 범위 내에서 최대 14개의 가격에 대해 사거나 팔고자 하는 전력의 양을 표시하여 입찰한다. 혼잡이 발생하면 혼잡이 발생한 선로를 중심으로 지역을 분리하고, 분리된 지역별로 그 지역에서의 입찰만을 사용해서 각각의 전기 가격이 형성되는데, 지역의 가격이 과잉 발전 지역에서는 낮아지고, 발전량이 감소하며, 수요는 증가된다. 과잉 부하 지역에서는 가격이 높아져서 송전한계가 충족될 때까지 부하를 감소시키고 발전량을 증가시킨다. 시장 정산 후 다른 가격대의 입찰 지역이 가격 지역이라 불리며, 그 가격의 차이가 혼잡요금(congestion rent)이라는 혼잡 수입이 된다. [1]

2.2 혼잡 처리 과정

송전선 혼잡처리 및 비용계산에 대한 개괄적인 과정을 그림 1.에 제시하였다. 선로 비제약 발전력 계산은 송전손실과 발전기의 발전용량 상하한을 고려한 경제급전을 수행한다. 조류계산 과정은 발전용량 제약을 고려한 경제급전 결과를 이용하여 계통의 조류를 계산하여 각 선로의 조류 및 발전기의 운전점을 결정한다. 이어지는 과정으로 선로의 혼잡 유무를 판단한다. 여기서, 선로의 혼잡은 특정 선로가 선로의 용량을 초과함을 의미한다. 모든 선로의 조류가 해당 선로의 용량 한도내에 있으면 계통의 한계비용을 계산한다.

만약, 선로의 혼잡이 발견되면, 각 발전기의 용량 제약을 고려하며 총 발전비용을 최소로 하는 새로운 계통 운전점을 계산한다. 최종적으로 혼잡비용이 계산이 수행되어지는데, 혼잡비용은 혼잡을 제거한 총 발전비용으로부터 혼잡제거 전 총 발전비용을 뺀 값으로 한다.

계통의 혼잡 발생시 혼잡을 제거하기 위해 발전비용을 최소화하며, 선로 및 발전 용량을 제약조건으로 최적화 문제를 푸는데, 문제의 정식화는 다음과 같다.

$$\begin{aligned} & \text{Min } C(P_g) & (1) \\ \text{subject to : } & \sum P_g = \sum P_{load} + P_{loss} \\ & \Delta P \leq \Delta L F \\ & P_{g \min} \leq P_g \leq P_{g \max} \end{aligned}$$

여기서, $C(P_g)$ 는 2차 함수로 표현되는 발전비용 함수

P_g 는 발전기의 유효전력 발전량

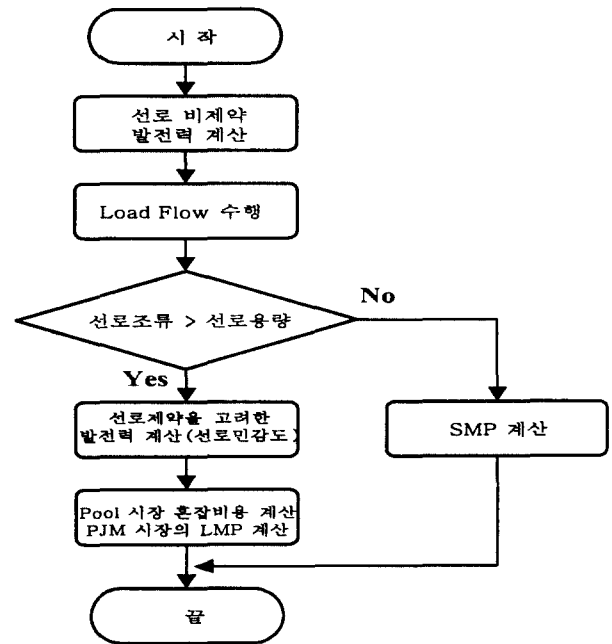


그림 1. 혼잡 비용 계산 과정

Fig 1. A process to calculate the congestion cost

P_{load} 는 계통의 총 부하

P_{loss} 는 계통의 송전 손실

S 는 선로의 발전기에 대한 민감도 행렬

ΔP 는 $\Delta P = P_g - P_{old}$ 로 정의되며, 혼잡제거를 위해 발전력 재조정을 위한 발전력 변위값

P_{old} 는 변위 발생 이전의 운전점

$\Delta L F$ 는 선로조류 용량 제약

$P_{g \max}$ 는 발전력 상한값

$P_{g \min}$ 은 발전력 하한값

식 (1)은 송전 용량 및 발전 용량을 고려한 발전기의 운전점을 계산함으로써 혼잡을 처리할 수 있다. 식 (1)의 최적화 문제는 비선형 최적화 또는 선형 계획법 등을 사용하여 새로운 운전점의 계산이 가능하다. 여기서, 선로의 용량 제약을 위해 표시되는 $\Delta L F$ 는 선로의 조류에 대한 변화 범위를 표시한다. 선로용량을 초과한 선로는 발전력의 변화로부터 조류를 감소하는 방향으로 계통의 운전점을 이동시키며, 선로 용량 제약을 만족하는 선로의 변화범위는 제약 조건을 위반한 선로의 조류를 한계점으로 이동시키기 위해 발전력의 재배분한다.

이렇게 송전선 혼잡을 해결하도록 제약 조건을 가진 식을 풀면 새로운 발전량이 정해지는데 이 발전량은 송전선 혼잡을 고려하지 않고 구했던 발전량과 차이를 나타내고 이것에 의해 전체 발전 비용이 혼잡 해결 전보다 혼잡 해결 후가 조금 증가하게 된다. 이 증가된 발전 비용이 혼잡으로 인해 발생한 혼잡 비용이다.

2.3 선로 민감도

앞에서 살펴본 PJM 전력 시장의 혼잡처리 과정에서 LMP를 구하기 위해 사용되었던 각 모선에 대한 발전기 정보를 민감도라고 이야기하는데 PJM 전력 시장에서 사용되고 있는 민감도는 어떻게 구현되어 사용되고 있는지 알 수 없다. 따라서, CDF(Congestion Distribution Factors)[4]를 사용하여 사례 계통의 한계 발전기에 대한 민감도를 구해서 지역 한계 가격 및 계통의 혼잡 비용을 산출해 본다. Chin-Ning Yu, Marija D. Ilic은 슬랙 버스에 대해 자유로운 CDF를 유도하였으며, 그 결과는 식(2)에서 식(13)으로 유도된다. [4] 정의는 DC 조류 계산으로부터 출발하는데, 모선 $i-j$ 를 흐르는 전력에 대해서 다음 식을 얻을 수 있다.

$$f^{(i,j)} = \frac{1}{x_{i,j}} (\delta_i - \delta_j) \quad (2)$$

여기서, $f^{(i,j)}$ 는 선로 i, j 를 흐르는 선로 조류이고, $x_{i,j}$ 는 선로 i, j 사이의 리액턴스이며, δ_i 는 i 모선에서의 전압 위상각이다. 위 식은 다음과 같이 변형될 수 있다.

$$F^{(i,j)} = [M^{(i,j)}]^T \{\delta\} \quad (3)$$

여기서 $F^{(i,j)}$ 는 선로 조류를 나타내는 벡터, $[M^{(i,j)}]^T$ 는 각 행의 i 번째 열과 j 번째 열에만 $\frac{1}{x_{i,j}}$ 와 $-\frac{1}{x_{i,j}}$ 값을 가지고 나머지는 모두 0 값을 가지는 행렬, $\{\delta\}$ 는 전압의 위상각을 나타내는 벡터이다.

다음으로, n 모선의 유효 전력 주입과 전압 위상각과의 관계를 나타내면 다음과 같다.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{1,1} & B_{1,2} & \cdot & \cdot & \cdot & B_{1,n} \\ B_{2,1} & B_{2,2} & \cdot & \cdot & \cdot & B_{2,n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ B_{n,1} & B_{n,2} & \cdot & \cdot & \cdot & B_{n,n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta \delta_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta \delta_n \end{bmatrix} \quad (4)$$

$$\{\Delta P\} = [B]\{\Delta \delta\}$$

$[B]$ 행렬의 요소는 다음과 같다.

$$B_{k,l} = -\frac{1}{x_{k,l}} \text{ if } k \neq l$$

$$B_{k,k} = \sum_{l=1}^n \frac{1}{x_{k,l}} \quad (5)$$

기준 모선 n 을 선택 후 (4)번 식을 정리하여 기준 모선에 대한 상대적인 위상각을 얻을 수 있다.

$$\{\Delta \delta_n^r\} = [B_{-n}]^{-1} \{\Delta P_{-n}\} \quad (6)$$

실제 위상각은 기준 모선의 위상각에 (6)번 결과를 더함으로써 얻을 수 있다.

$$\{\delta\} = \left\{ \frac{\{\Delta \delta_n^r\}}{0} \right\} + \delta_n \{1\}$$

$$= \left[\frac{[B_{-n}]^{-1} | 0}{0 | 0} \right] \{\Delta P\} + \delta_n \{1\} \quad (7)$$

여기서, δ_n 은 기준 모선의 위상각이고, $\{1\}$ 은 모든 요소의 값이 1인 벡터다. (3)번과 (7)번 식을 조합하면,

$$F^{(i,j)} = [M^{(i,j)}]^T \left[\frac{[B_{-n}]^{-1} | 0}{0 | 0} \right] \{\Delta P\} + \delta_n [M^{(i,j)}]^T \{1\}$$

$$= [D_n^{(i,j)}]^T \{\Delta P\} \quad (8)$$

$[M^{(i,j)}]^T \{1\} = 0$ 이기 때문에 (8)번식의 두 번째 항은 삭제된다. (8)번식으로부터,

$$[D_n^{(i,j)}] = \left[\frac{[B_{-n}]^{-1} | 0}{0 | 0} \right]^T [M^{(i,j)}] \quad (9)$$

기준 모선을 다르게 하면 다음과 같은 관계를 가진다.

$$[D_n^{(i,j)}] - [D_m^{(i,j)}] = \beta_{m,n}^{(i,j)} [1] \quad (10)$$

$$\beta_{m,n}^{(i,j)} = D_n^{(i,j)}(m) = -D_m^{(i,j)}(n) \quad (11)$$

여기서, $D_n^{(i,j)}(m)$ 는 $[D_n^{(i,j)}]$ 행렬의 임의의 열벡터 $\{D_n^{(i,j)}\}$ 의 m 번째 값을 나타낸다. (9),(10),(11)번식의 관계에서 임의의 선로에 대한 Congestion Distribution Factors(CDF)는 다음과 같이 유도된다.

$$\{D^{(i,j)}\} = \{D_n^{(i,j)}\} + \beta^{(i,j)} \{1\} \quad (12)$$

$$\beta^{(i,j)} = -\frac{D_n^{(i,j)}(i) + D_n^{(i,j)}(j)}{2} \quad (13)$$

식(13)의 요소들은 선로에 대한 발전기의 민감도를 나타내는 정보를 포함하고 있어 혼잡선로의 용량 초과를 제거하기 위해 발전력 재분배시 이용된다.

3. 혼잡 처리 적용 사례

푸울 시장과 PJM 전력시장에서 혼잡 처리를 위해 다음과 같이 가정한다.

- 1) 각 발전기의 최소 발전량은 0으로 한다. 푸울 시장에서는 각 발전 사업자가 발전량과 발전비용을 입찰한 후 경쟁에서 탈락되면 발전을 하지 못하게 되는 경우가 발생한다. 각 발전량의 최소 발전량을 0으로 함으로써 이와 유사한 상황을 만들 수 있다.
- 2) SMP는 각 발전기 발전 함수의 주어진 발전량에서의 접선의 기울기이다. 실제로는 푸울 시장 참여자들이 제출하는 입찰가 가운데 실제 발전에 참여하는 발전기 입찰가중 가장 높은 입찰가가 SMP가 되지만 본 논문에서는 발전량을 근거로 발전량에서의 발전 비용함수의 접선의 기울기 가운데 가장 큰 값을 SMP로 설정한다.
- 3) PJM 시장에서는 LMP만 구할 것이다. 풀 시장에서는 각 발전기 발전량만으로도 혼잡비용 발생과 그 처리비용을 보여줄 수 있었지만 PJM 전력시장에서는 각 발전 사업자와 각 부하 모션간 전력거래량이 주어져야 혼잡비용 계산이 가능하다. 임의적으로 전력 거래량을 정할 수도 있지만 정한다고 해도 푸울 시장과의 혼잡 비용 비교는 어렵기

때문에 LMP만을 구함으로써 우리 나라 실 계통에서의 PJM 전력시장 혼잡처리 적용 가능성을 보여주고자 한다.

3.1 IEEE 14 모선 계통

IEEE 14모선에 대해 푸을 시장에서의 혼잡처리 비용과 PJM 시장에서의 LMP를 계산한다. 적용사례를 위한 계통도는 그림2에 제시되며 선로 데이터, 모선 데이터, 발전기 비용 함수 및 선호 민감도는 참고문헌[8]에 제시된다.

14모선의 계통 데이터를 이용하여 혼잡이 발생하기 전과 발생한 후의 발전량과 전력 조류량을 표 1과 표 2에 제시한다.

제약을 전혀 고려하지 않고 발전 비용만을 고려한 채 가장 최소의 비용으로 발전량을 구성했을 때 8번 모선은 발전하지 못했으나 9번 선로의 혼잡을 해결하면서 가장 최소의 비용으로 발전량을 구성했을 때 8번 모선은 1번 모선을 대신해서 6.13545 MW의 발전을 하고 있음을 알 수 있다. 또한 표 2에서는 이 때 9번 선로의 전력 조류량이 선로 용량 안으로 줄어들었음을 보여준다.

표 1. 발전량 비교

Table 1. Comparison of Generation for two cases

Bus No.	선로 비제약 발전량(MW)	선로 제약 발전량(MW)	발전량 한계(MW)
1	89	82.8645	(0 < P < 90)
2	90	90	(0 < P < 90)
3	40	40	(0 < P < 40)
6	40	40	(0 < P < 40)
8	0	6.13545	(0 < P < 40)

표 2. 임의의 3개 선로의 전력조류 비교

Table 2. Comparison of line flow for two cases

Line No.	Between Buses	Line flow(MW)		Line flow limit(MW)
		선로 비제약	선로 제약	
8	5 - 6	15.73	14.46	16
9	4 - 7	20.89	16.99	17
11	4 - 9	11.96	10.94	12

표 3. 영국 풀 시장의 방식을 적용한 경우에 대한 혼잡비용

Table 3. Congestion cost for Pool method

Bus No.	선로 비제약		선로 제약		
	발전량 (MW)	발전비용 (10\$/MW)	발전량 (MW)	발전비용 (10\$/MW)	보상비용 (10\$/MW)
1	89	253.984	82.8645	236.475	0.9675
2	90	256.838	90	256.838	0
3	40	114.150	40	114.150	0
6	40	114.150	40	114.150	0
8	0	0	6.1355	0	21.1402
Total	259	739.122	259	721.613	22.1077
SMP(10\$/MW)	6번모선 : 2.85375				
조정 발전량(MW)	6.1355 MW				
혼잡 비용(10\$/MW)	4.59841				

표 3에서는 선로에 혼잡이 발생함으로써 \$45.9841의 비용

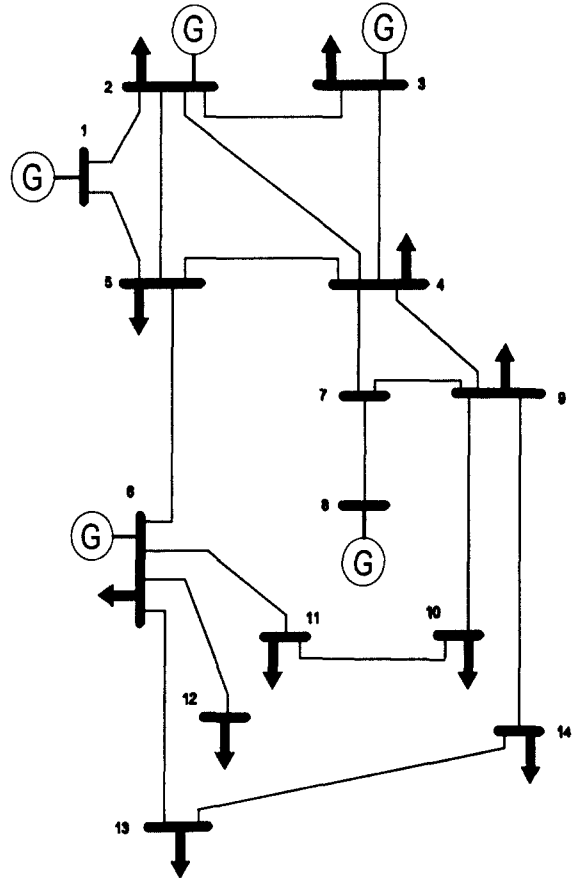


그림 2. 14 모선 사례 계통
Fig 2. 14 Bus example system

이 혼잡 발생전 보다 더 추가되었음을 보여준다. 표 1를 보면 2, 3, 6번 발전 모선은 이미 발전 용량의 최대치를 발전하고 있음을 알 수 있다. PJM 전력 시장에서는 이런 경우 한계 발전기가 1, 8번 발전기로 선택된다.

그리고 각 부하모선에서 단위 MW 증가시 한계 발전기의 부담 정도를 정해서 LMP를 결정하게 된다. 표 4에서는 민감도를 이용해서 구한 LMP를 보여주고 있다.

표 4. PJM 전력시장의 방식을 적용한 경우에 대한 LMP
Table 4. LMP for PJM

부하 모선	P 1	P 8	LMP (10\$/MW)
2	1	0	2.67152
3	1	0	2.67152
4	1	0	2.67152
5	0.998569	0.001430	2.67263
6	0.672875	0.327125	2.92473
9	0.304337	0.695663	3.21001
10	0.369834	0.630166	3.15931
11	0.518707	0.481293	3.04407
12	0.643459	0.356541	2.94750
13	0.620474	0.379526	2.96530
14	0.444189	0.555811	3.10175

3.2 한전 실계통 적용

우리 나라 계통의 특징은 남쪽지방의 싼 발전기에서 발전된 전력을 수도권과 경인 지역등 수요가 많은 쪽으로 전송하는 북상조류의 형태를 가진다. 따라서 전력시장 개방 시 혼잡이 발생할 확률이 가장 높은 선로가 수도권과 경인지역으로 유입되는 전력선이라 할 수 있다.

본 논문에서는 764개의 모선과 1441개의 선로를 가진 실계통 데이터틀 근거로 아산에서 서서울, 청양에서 서서울, 청원에서 동서울, 신계천에서 동서울로 연결되는 6개 북상선로를 선택하고, 선로제약을 고려하지 않은 채 최소 발전비용을 나타내는 각 발전량을 구한 후 6개 북상 선로 중 선로 조류량이 가장 많은 한 선로에 임의로 혼잡을 가하고 그 혼잡을 해결하도록 발전량을 재조정했다. 6개의 북상선로를 제외한 나머지 선로의 용량은 무한대로 가정하고 발전량 재조정 과정에서 나머지 선로들의 선로용량을 고려하지 않았지만, 실제계통에 사용되고 있는 선로들은 충분한 여유용량을 가지고 사용되기 때문에 북상 선로를 제외한 나머지 선로에서 선로혼잡이 일어날 확률은 거의 없다. 따라서 나머지 선로에 대한 선로용량 무한대 가정은 틀리지 않는다고 본다. 표 5에서는 위에서 가정한 것과 IEEE 14 모선에서 적용했던 혼잡비용 계산 과정을 우리 나라 실 계통 데이터에 적용한 결과를 보여주고 있다. 본 논문에서는 아산에서 서서울로 연결된 512번에 약 9MW의 선로 용량 초과를 가정하여 혼잡을 처리하였다. 혼잡이 제거된 후의 선로 조류는 표 6에 제시하였다. 512번 선로의 혼잡은 선로 민감도에 따른 발전량 조정으로 제거되었으며, 이때의 혼잡비용은 171만원으로 계산된다.

동일한 혼잡을 가정하고 PJM 전력시장에서 혼잡 비용 계산을 위해 LMP를 계산해 보면 전 모선에서 0.190541로 나타나는데, IEEE 14 모선에서 각 모선의 LMP가 서로 다르게 나타나는 경우와 다른 이유는 표 2에서 9번 선로가 용량 17MW에 근사한 16.99MW 가 흐름으로서 각 부하 모선에서 1MW 증가 시 선로 용량 제한 범위를 만족하려면 한계 발전기가 선로 제약을 고려한 채 1MW를 서로 분배해서 발전해야 하는 반면 표 6에서는 선로 비제약시 흐르던 809.26MW의 전력이 선로 혼잡을 해결함으로써 770.56MW 가 흐르고 따라서 약 30MW의 전송선로 여유 용량을 가지게 된다.

따라서 전 부하 모선에서 1MW를 증가하더라도 한계 발전 모선 중 어느 한 발전 모선만이 증가한 1MW를 담당하더라도 혼잡 선로가 30MW의 여유 용량을 가지고 있으므로 더 이상 혼잡을 유발하지 않게 된다. 그래서 오직 한 발전 모선의 발전 비용이 전 부하모선의 LMP로 추정되는 것이다.

표 5. 혼잡비용(Pool 시장의 방식을 적용한 경우)
Table 5. Congestion cost for Pool method

Bus No.	선로 비제약		선로 제약		
	발전량 (MW)	발전비용 (만원/MW)	발전량 (MW)	발전비용 (만원/MW)	보상비용 (만원/MW)
21721	0.00000	0.00000	0.014319	0.00000	0.180648
21722	0.00000	0.00000	0.014085	0.00000	0.177697
21723	0.00000	0.00000	0.014284	0.00000	0.180200
21724	0.00000	0.00000	0.000000	0.00000	0.000000
23351	82.2409	204.355	78.32840	194.633	1.977450
23352	82.2412	204.356	78.32200	194.617	1.980860
23353	82.2407	204.354	78.31960	194.611	1.981800
23354	82.2411	204.356	78.32680	194.629	1.978340
23361	82.2407	204.355	78.29640	194.553	1.993510
23362	82.2409	204.355	78.31490	194.599	1.984290
23363	82.2409	204.355	78.31490	194.599	1.984280
23364	82.2414	204.356	78.31740	194.605	1.983250
23371	85.8137	213.233	88.57750	0.00000	220.1000
23374	85.8139	213.233	88.67910	0.00000	220.3520
23377	85.8132	213.232	88.64580	0.00000	220.2700
23378	85.8135	213.232	88.61390	0.00000	220.1900
23476	73.8885	183.601	71.87380	178.594	1.018260
23477	73.8886	183.601	71.87380	178.594	1.018320
24471	18.7995	46.7137	21.10860	0.00000	52.45120
24472	18.7982	46.7105	21.10860	0.00000	52.45130
25151	980.000	2435.14	980.0000	2435.14	0.000000
25152	980.000	2435.14	980.0000	2435.14	0.000000
25153	1030.00	2559.38	1030.000	2559.38	0.000000
25154	1030.00	2559.38	1030.000	2559.38	0.000000
25421	140.000	347.877	139.0000	345.391	2.257900
25422	140.000	347.877	139.0000	345.391	2.257900
25423	0.00000	0.00000	0.000000	0.00000	0.000000
25426	0.00000	0.00000	5.66E-18	0.00000	3.36E-17
25427	0.00000	0.00000	0.034282	0.00000	0.203940
25431	0.00000	0.00000	5.72E-08	0.00000	1.96E-07
25432	0.00000	0.00000	0.000000	0.00000	0.000000
25436	27.0000	67.0905	27.00000	67.0905	0.000000
25437	27.0000	67.0905	27.00000	67.0905	0.000000
25438	27.0000	67.0905	27.00000	67.0905	0.000000
25439	27.0000	67.0905	27.00000	67.0905	0.000000
25441	140.000	347.877	139.0000	345.391	2.257900
25442	140.000	347.877	139.0000	345.391	2.257900
25621	0.00000	0.00000	4.00E-15	0.00000	9.93E-15
25622	13.0203	32.3532	11.87680	29.5119	0.577930
25626	0.00000	0.00000	8.30E-15	0.00000	2.06E-14
25921	41.0000	101.878	40.99890	101.875	0.0024385
25922	41.0000	101.878	41.00000	101.878	0.000000
26101	407.451	1012.45	362.5010	900.754	22.71860
26102	407.454	1012.46	362.5010	900.753	22.72020

26103	407.452	1012.45	362.5010	900.753	22.71920
26104	407.451	1012.45	362.5010	900.753	22.71870
26152	212.428	527.849	255.8590	0.00000	635.7650
26153	326.408	811.070	335.9660	0.00000	834.8190
26154	326.408	811.070	335.9630	0.00000	834.8120
26155	326.408	811.069	335.9630	0.00000	834.8120
26156	326.409	811.072	335.9630	0.00000	834.8120
26201	407.454	1012.46	362.5010	900.753	22.72020
26202	407.454	1012.45	362.4970	900.743	22.72220
26251	250.000	621.209	250.0000	621.209	0.000000
26252	250.000	621.209	250.0000	621.209	0.000000
26821	0.00000	0.00000	0.000000	0.00000	0.000000
26822	0.00000	0.00000	1.520470	0.00000	3.778120
27151	980.000	2435.14	980.0000	2435.14	0.000000
27152	980.000	2435.14	980.0000	2435.14	0.000000
27153	1030.00	2559.38	1030.000	2559.38	0.000000
27154	1030.00	2559.38	1030.000	2559.38	0.000000
27751	394.192	979.501	386.9800	961.578	3.645330
27752	321.862	799.773	329.2030	0.00000	818.0140
27754	259.326	644.382	298.5650	0.00000	741.8830
28151	720.000	1789.08	720.0000	1789.08	0.000000
28152	720.000	1789.08	720.0000	1789.08	0.000000
28153	720.000	1789.08	720.0000	1789.08	0.000000
29151	587.000	1458.60	587.0000	1458.60	0.000000
29152	650.000	1615.14	650.0000	1615.14	0.000000
29252	1000.00	2484.84	1000.000	2484.84	0.000000
29321	0.00000	0.00000	1.767500	0.00000	4.391930
29322	0.00000	0.00000	7.27E-15	0.00000	1.81E-14
29351	265.937	660.808	294.0840	0.00000	730.7480
29352	265.937	660.809	294.0830	0.00000	730.7460
29353	265.936	660.808	294.0840	0.00000	730.7490
29521	300.000	745.450	299.2390	743.559	1.641440
29522	300.000	745.450	299.2400	743.559	1.641420
30151	364.072	904.658	382.4800	0.00000	950.3980
30152	364.074	904.664	382.5610	0.00000	950.5990
30153	388.201	964.615	404.8000	0.00000	1005.860
30154	388.199	964.610	404.798	0.00000	1005.85
30155	328.156	815.415	336.666	0.00000	836.559
30156	328.156	815.414	336.666	0.00000	836.559
Total	23383.4	58103.9	23383.4	43796.8	14478.5
SMP (만원/MW)	2.48483				
혼잡비용 (만원/MW)			171.324		

4. 결 론

우리 나라의 전력 시장 구조 개편은 1차로 발전 경쟁 구조, 2차로 도매 경쟁 체제, 3차로 소매 경쟁 체제로 발전되어 나갈 계획이다.[5] 각 단계에 따른 혼잡 처리는 발전 사업자, 송배전 사업자와 소비자에게 공평해야 하며, 혼잡이 해소되는 방향으로 이끌어야 함은 명백하다.

발전경쟁구조에서 CBP(Cost-Based Pool) 전력시장에 대해 살펴보면, 발전 사업자는 가용 발전 용량만을 입찰하고, 전력

표 6. 6개 복상 선로의 전력조류 비교
Table 6. Comparison of line flow

Line No.	Between buses	Line flow(MW)		Line flow limit(MW)
		선로 비계약	선로 계약	
220	2500 - 4900	-184.72	-194.49	200
221	2500 - 5700	-775.10	-792.38	800
222	2500 - 5700	-775.10	-792.38	800
510	4600 - 6800	-504.41	-523.21	550
511	4600 - 6800	-504.41	-523.21	550
512	4600 - 6950	-809.26	-770.56	800

거래소에 의해 가격과 발전량이 결정되는 구조이다. 혼잡 처리를 위해 발전 이익에 피해를 보는 발전 사업자에게는 기회비용 보상이 주어지고, 혼잡에 따라서 새로 투입되는 발전 사업자에게는 추가 비용을 지급하게 되는데, 이런 비용이 혼잡비용이다.[1]

이 혼잡 비용이 소비자의 부담일 수밖에 없다면, 소비자의 입장에서는 어떤 경우든 혼잡 처리비용이 가장 작은 방법이 선택되어야 할 것이다. 그러나 특정 선로의 상시 또는 빈도 높은 혼잡은 발전 사업자에게 발전기의 운용 없는 지속적인 기회비용 보상이라는 문제점을 야기시킬 수 있으며, 송전 사업자의 경우엔 무효 전력 운용의 최적화 같은 방법으로 선로의 송전 용량을 높여 혼잡을 줄일 수 있으므로 모든 혼잡비용의 소비자 부담은 옳지 않다. 즉 발전 사업자와 송배전 사업자에게도 혼잡 요금의 일부를 분담시켜 혼잡 해소에 참여토록 유도해야 한다.

또한 소비자에게 할당된 혼잡 비용을 균등하게 부과하는 방법은 시장 원리의 도입이라는 측면에서 부당하다. 크기는 광역 지역으로 구분하여 경인 지역과 비경인 지역의 요금 차별화가 이루어져야 하고, 궁극적으로는 광역 지역내의 각 모선에서의 요금 차별(Nodal Pricing)방법을 통해 혼잡 처리비용에 대한 객관적인 경제 지표를 제시해야 할 것이다. 도매 경쟁 체제하에서는 소비자가 혼잡을 해소하기 위해 부하를 관리한다면 혼잡비용해소에 따른 인센티브 제공이 고려되어야 한다. 또한 DSM(Demand Side Management)과 혼잡처리를 연계한 프로그램 개발도 병행되어야 한다.

본 논문에서는 영국의 풀(Pool) 전력 시장에서의 혼잡 처리 방법을 14 모선 계통과 한전 실계통에 적용하여 혼잡비용을 제시하고, PJM 전력시장에서 혼잡처리의 기본인 LMP를 샘플 계통과 한전 실계통에 대해 계산하여 한전 실계통의 송전선 혼잡처리 방안의 기초적인 자료를 제시하였다. 대부분의 송전선 혼잡 처리가 발전 사업자의 발전 기회 보장에 초점이 맞추어 있지만 각 모선의 차별화된 요금 정책을 기본으로 모든 시장 참여자에게 공평하고 혼잡이 개선되는 방향으로의 계통 운전점이 이동되는 방안의 수립이 절실히 요구된다.

감사의 글

본 연구는 1999년도 기초전력공학공동연구소의 중기과제(전력계통 및 제어분과 : 과제번호 99-중-04)로 진행되었기에 이에 감사말 드립니다

참 고 문 헌

- [1] 폴/탁송 모형에서의 Ancillary 서비스 확보 및 송전선 혼잡시 전력계통 운용 방안에 관한 연구, 박종근, 김진오, 정정원, 문승일, 차준민, 김홍래, 기초전력공학공동연구소
- [2] Richard D. Christie, Bruce F. Wollenberg, Ivar Wangensteen, "Transmission Management in the Deregulated Environment", Proceedings of the IEEE, Vol. 88, No. 2, February 2000
- [3] 남미. 미국 PJM의 전력 도매경쟁시장 개요, 한전정보네트웍주식회사
- [4] Chin-Ning Yu, Marija D. Ilic, "Congestion Cluster-Based Markets for Transmission Management", Proceedings of the Power Engineering Society Winter Meeting - Vol. 2, 821-832, 1998
- [5] 한국의 전력산업 구조개편, 한국전력공사, 1999.5
- [6] Harry Singh, Shangyou Hao, Alex Papalexopoulos, "Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets", IEEE Transaction on Power System, Vol. 13, No. 2, May 1998
- [7] R.S.Fang, A.K.David, "Transmission Congestion Management in an Electricity Market", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, August 1999
- [8] 임규형, "송전선 혼잡비용 계산", 경북대학교 공학석사학위논문, 2000년 12월.

저 자 소 개



송 경 빈 (宋 敬 彬)

1963년 9월 15일 생. 1986년 연세대 전기공학과 졸업. 1988년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1995년 텍사스A&M전기공학과 졸업(공학박). 1995년 LG-EDS 시스템 전문과장. 1996년 한전전력연구원 선임연구원.

1998년 대구효성가톨릭대 전임강사. 현재 계명대 공학부 전임강사.

Tel : 053-580-5926

E-mail : kbsong@kmu.ac.kr



임 규 형 (林 奎 亨)

1973년 4월 19일 생. 1999년 경북대 전기공학과 졸업. 2001년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2001년~현재 현대자동차 남양연구소

Tel : 053-940-8802

E-mail : mrlim419@korea.com



백 영 식 (白 榮 植)

1950년 7월 8일 생. 1974년 서울대 전기공학과 졸업. 1977년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1984년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박). 1977년 명지대 전기공학과 조교수. 현재 경북대 전자전기공학부 교수.

Tel : 053-950-5602, Fax : 053-950-6600

E-mail : ysbaek@bh.knu.ac.kr