

## Optimal Transmission Expansion Planning Considering the Uncertainties of Power Market

孫 旻 均\* · 金 鎮 吾†  
(Min-Kyun Son · Jin-O Kim)

**Abstract** - Today, as the power trades between generation companies and power customer are liberalized, the uncertainty level of operated power system is rapidly increased. Therefore, transmission operators as decision makers for transmission expansion are required to establish a deliberate investment plan for effective operations of transmission facilities considering forecasted conditions of power system. This paper proposes the methodology for the optimal solution of transmission expansion in deregulated power system. The paper obtains the expected value of transmission congestion cost for various scenarios by using occurrence probability. In addition, the paper assumes that increasing rates of loads are the probability distribution and indicates the location of expanded transmission line, the time for transmission expansion with the minimum cost for the future by performing the Montecarlo simulation. To minimize the investment risk as the variance of the congestion cost, Mean-Variance Markowitz portfolio theory is applied to the optimization model by the penalty factor of the variance. By the case study, the optimal solution for transmission expansion plan considering the feature of market participants is obtained.

**Key Words** : Optimal Transmission Expansion Planning, Congestion Cost, Markowitz, Montecarlo Simulation

### 1. 서 론

전력시장의 개방에 따른 전력거래의 자유화로 인해 전력시장의 참여자들이 경쟁을 하고 시장의 상황에 따라 생산전략을 달리하며, 이익최대화에 몰두하게 되었다.

그 결과 발생한 생산과 수요의 불확실성과 설비이용률의 증가로 인해 송전계획자를 비롯한 전력 시스템 계획자가 전력시스템이 비용효율적이고, 신뢰성 있게 동작할 수 있도록 설계하는 것이 어려워졌다.

특히 송전계획자는 미래의 불확실한 상황에 대해 최소한의 비용으로 최대의 운영효과를 내는 송전설비 투자대안을 결정하고 실행해야 하는 상황에서 전력시장의 자유화를 고려한 최적의 송전설비 투자대안을 찾는 기법들이 계속적으로 연구되고 있는 상황이다.

적절한 송전설비 확장투자가 계통에 이뤄지지 않을 경우 대표적으로 나타나는 문제점이 혼잡에 따른 비용발생이다. 혼잡은 전력시장의 효율성을 저해하고 시장참여자들에게 공정한 경쟁의 기회를 감소시키므로 송전계획자는 계통의 혼잡비용과 혼잡수준을 최소화하는데 관심을 가져야 한다[1].

송전설비 투자 특성상 자주 이뤄지기 힘들 정도로 큰 비용이 발생하고 절차가 복잡하므로 장기간의 미래상황을 고려해야 하며 최소한의 비용으로 최대의 효과를 도출하는 대

안을 선택하여야 한다. 이러한 미래상황과 관련된 인자가 전력의 조류패턴으로 발전기와 부하의 생산, 소비행태에 의해 큰 영향을 받게 된다.

따라서 송전계획자는 송전설비 투자 후 발생할 발전기와 부하의 행동을 정확하게 예측할 수 있어야 한다.

이러한 연구배경의 근거로 본 논문은 미래의 불확실성을 확률적인 방법을 통해 극복함으로써 최적의 대안을 구하고자 한다. 논문은 송전선로 확장비용, 운영비용, 혼잡비용의 총합을 최소화시키는 최적화모델을 제안하여 송전선로의 추가위치와 추가시점에 대한 최적해를 결정한다. 특히 장기적인 투자에 따른 미래의 불확실성을 고려하기 위해 혼잡비용 계산에 확률적인 방법을 도입하고, 발전기의 행동패턴에 시나리오를 고려한 발생확률을 이용하며, 매년도의 부하증가률을 확률분포화하여 random variable로 구성, 몬테카를로 시뮬레이션을 수행한다. 또한 Mean-Variance Markowitz 포트폴리오 이론을 송전선로 확장투자 계획의 최적화 모델에 적용하여 투자의 위험도를 최소화시키는 대안을 얻는데 본 논문의 초점을 맞추고자 한다.

### 2. 비용 최소화 모델의 설정

#### 2.1 비용의 현재가치 증가화

장기간의 송전선로 확장 계획수립에서는 계획기간을 시간에 따라 몇 개의 단계로 나눌 수 있다. 또한 계획수립 단계에서 비용의 발생시점을 고려해야 한다. 그 이유는 어떤 시점을 기준으로 하여 같은 비용이 발생했다 하더라도 시기에

† 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

\* 學生會員 : 漢陽大 工大 電氣工學科 碩士課程  
接受日字 : 2007年 12月 27日  
最終完了 : 2008年 3月 13日

따라 그 비용의 화폐가치가 달라지기 때문이다. 따라서 모든 발생비용을 어떤 동일한 기준시점에 따른 화폐가치로 전환하여 등가화 할 필요성이 있다.

발생시점에 따른 비용의 화폐가치 차이를 송전선로 확장 투자문제에 적용하면[2], 총 송전선로 투자비용과 운영비용을 식 (1), (2)와 같이 나타낼 수 있다.

$$c(x) = (1-I)^{t_1-t_0}c_1(x) + (1-I)^{t_2-t_0}c_2(x) + \dots + (1-I)^{t_T-t_0}c_T(x) \quad (1)$$

$$d(y) = \sum_{t=t_1}^{t_2-1} (1-I)^{t-t_0}d_1(x) + \sum_{t=t_2}^{t_3-1} (1-I)^{t-t_0}d_2(x) + \dots + \sum_{t=t_T}^{t_{T+1}-1} (1-I)^{t-t_0}d_T(x) \quad (2)$$

여기서, 식 (1)과 (2)의 변수에 대한 정의는 다음과 같다.

- $x$  : 투자결정변수 (확장될 송전선로)  
 $t_0$  : 비용계산, 현재가치(present value)의 기준시점 (base year)  
 $c_t(x)$  :  $t$  송전확장시점에 발생하는 송전선로 투자비용  
 $c(x)$  : 송전확장 투자계획기간 동안의 총 송전선로 투자비용  
 $d_t(x)$  :  $t$  송전확장시점에 발생하는 연도별 송전선로 운영비용  
 $d(x)$  : 송전확장 투자계획기간 동안의 총 송전선로 운영비용  
 $I$  : 연도별 할인율 (discount rate)

식 (1)은 장기간의 계획기간 동안 송전망에 투자되는 총 비용을 나타내는 데, 기준년도  $t_0$ 의 현재가치로 변환하기 위해 각 투자시점의 비용  $c_1(x), c_2(x), \dots, c_T(x)$ 에 할인율 계수인  $(1-I)^{t_1-t_0}, (1-I)^{t_2-t_0}, \dots, (1-I)^{t_T-t_0}$ 을 각각 곱하였다.  $t_1, t_2, \dots, t_T$ 는 각 투자가 발생하는 연도를 나타낸다.

식 (2)는 송전망 운영비용을 나타내는 데, 송전망 운영비용은 송전망 투자가 일어난 후 다음 투자가 이뤄질 때까지 매년 발생하며, 새로운 투자가 일어나면 운영비용이 변화해 된다.  $\sum_{t=t_1}^{t_2-1} (1-I)^{t-t_0}d_1(x)$  항은,  $t_1$ 년도에 투자가 발생하고 다음 투자시점의 바로 전년도가 되는  $t_2-1$ 까지 연도별 운영비용  $d_1(x)$ 이 발생되는 것을 나타내고 해당 투자주기 동안에 발생된 운영비용을 기준년도  $t_0$ 의 현재가치로 변환하여 모두 더한 값이 된다.

식 (1)과 (2)의 현재가치 변환 계수들을 식 (3), (4)와 같이 간단히 표현할 수 있다.

$$\delta_{inv,t} = (1-I)^{t-t_0} \quad (3)$$

$$\delta_{ann,t} = \sum_{p=t_1-t_0}^{t_{r+1}-1-t_0} (1-I)^p \quad (4)$$

$\delta_{inv,t}$ 는  $t$  송전확장시점의 송전선로 확장 투자비용의 현재가치를 구하기 위한 discount factor이고,  $\delta_{ann,t}$ 는  $t$  송전

확장시점에 발생하는 연도별 송전선로 운영비용의 현재가치를 구하기 위한 discount factor이다.

이를 이용하여, 식 (1), (2)를 식 (5), (6)과 같이 표현할 수 있다.

$$c(x) = \delta_{inv,1}c_1(x) + \delta_{inv,2}c_2(x) + \dots + \delta_{inv,T}c_T(x) \quad (5)$$

$$= \sum_{t=1}^T \delta_{inv,t}c_t(x)$$

$$d(y) = \delta_{ann,1}d_1(x) + \delta_{ann,2}d_2(x) + \dots + \delta_{ann,T}d_T(x) \quad (6)$$

$$= \sum_{t=1}^T \delta_{ann,t}d_t(x)$$

## 2.2 최적화 모델

본 논문에서는 장기간의 송전선로 확장투자계획을 고려하기 위해 최적화 모델 식 (7)에 송전선로 확장투자과 송전선로 운영과 관련된 비용을 포함시켰다.

$$\text{Minimize } \sum_{t=1}^T \left[ \delta_{inv,t} \left( \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij,t} \right) + \delta_{ann,t} \left( \sum_{(i,j) \in \text{all}} op_{ij} n_{ij,t}^{ex} \right) \right] \quad (7)$$

$$+ \sum_{t=1}^T \delta_{ann,t} \left[ \sum_{ld} LD_{ld} \left( \sum_k pro_k \left( \sum_{(i,j) \in \text{all}} \alpha_{ij} \Delta P_{ij,k,t,ld} \left( \frac{\Delta P_{ij,k,t,ld}}{P_{ij,max}} + 1 \right)^a \right) \right) \right]$$

subject to

$$S_t f_{k,ld,t} + g_{k,ld} = d_{k,ld}, \forall k, ld, t \quad (8)$$

$$f_{ij,k,ld,t} - \gamma_{ij} (n_{ij,t}^0 + n_{ij,t}) (\theta_{i,k,ld,t} - \theta_{j,k,ld,t}) = 0, \quad \forall k, ld, t \quad (9)$$

$$g \leq \bar{g}_{k,ld}, \forall k, ld \quad (10)$$

$$0 \leq n_{ij,t} \leq \bar{n}_{ij}, \forall t \quad (11)$$

$$\Omega \subset N \quad (12)$$

$$i, j \subset \Omega, k \in K \quad (13)$$

식 (7)의 목적함수는 송전선로 확장비용, 송전선로 운영비용, 송전선로의 혼합비용의 합을 최소화한다.

목적함수의 결정변수는  $n_{ij,t}$ 로서  $t$  송전확장시점에서 확장될 송전선로 위치가 되는 노드  $i-j$  와 추가되는 송전선로의 개수가 목적함수의 해가 된다.

식 (8)은 power balance 식, 식 (9)는 DC power flow 식, 식 (10)은 발전용량 제약조건, 식 (11)은 추가될 수 있는 선로 개수 제약조건을 나타낸다[3, 4].

다음은 식 (7)~(13)까지 사용된 변수에 대한 정의를 나타낸다.

$c_{ij}$  : 노드  $i-j$  사이에 추가할 수 있는 단일 선로 비용

$n_{ij,t}$  : 송전확장시점  $t$  에서 노드  $i-j$  사이에 추가되는 선로 개수

$op_{ij}$  : 노드  $i-j$  사이의 선로 하나당 연간 운영비용

$n_{ij,t}^{ex}$  : 송전확장시점  $t$  에서 노드  $i-j$  사이에 설치되어 있는 선로 개수

- $S_t$  : 송전확장시점  $t$  의 Node-Branch Incidence Matrix
- $f_{k,ld,t}$  : 시나리오  $k$ , load duration  $ld$ , 송전확장시점  $t$  일 때의 power flow vector
- $g_{k,ld}$  : 시나리오  $k$ , load duration  $ld$  일 때의 generation vector
- $d_{k,ld}$  : 시나리오  $k$ , load duration  $ld$  일 때의 load vector
- $f_{ij,k,ld,t}$  : 시나리오  $k$ , load duration  $ld$ , 송전확장시점  $t$  일 때 노드  $i-j$  사이 선로의 power flow
- $\gamma_{ij}$  : 노드  $i-j$  사이의 선로 하나당 susceptance
- $n_{ij,t}^0$  : 송전확장시점  $t$  에서 노드  $i-j$  사이의 기존 선로 개수
- $\bar{n}_{ij}$  : 노드  $i-j$  사이에 추가될 수 있는 선로의 최대 개수
- $\theta_{i,k,ld,t}, \theta_{j,k,ld,t}$  : 시나리오  $k$ , load duration  $ld$ , 송전확장시점  $t$  일 때 노드  $i$  와  $j$  의 nodal angle
- $\bar{g}, \underline{g}$  : minimum, maximum generation level vector
- $\Omega$  : 송전선이 새로 건설될 수 있는 양 노드에 대한 집합
- $N$  : 모든 노드의 집합
- $K$  : 모든 가능한 시나리오에 대한 집합

### 2.3 확률적인 혼잡비용

송전선로 혼잡비용은 발전기와 부하에 의한 계통의 전력 흐름이 송전선로의 용량에 의해 제약됨에 따라 발생하는 비용이라고 할 수 있다. 따라서 송전선로의 혼잡비용은 전력 조류량이 송전선로 용량의 제약에 위반되는 양과 관련되어 있다. 또한, 송전선로에 제약을 위반하는 단위 조류량에 대해 비용을 산정할 수 있고 혼잡수준을 확인하는 과징도 필요하다. 그러므로 시간별 혼잡비용 (Hourly Congestion Cost) 을 식 (14)와 같이 표현한다[5].

$$HCC_{ij,k,ld,t} = \alpha_{ij} \Delta P_{ij,k,ld,t} \left( \frac{\Delta P_{ij,k,ld,t}}{P_{ij,max}} + 1 \right)^a \quad (14)$$

식 (14)에서,  $HCC_{ij,k,ld,t}$  는 시나리오  $k$ , load duration  $ld$ , 송전확장시점  $t$  일 때 노드  $i-j$  사이 선로의 시간별 혼잡비용을 가리키고  $\alpha_{ij}$  는 노드  $i-j$  사이의 선로에 1 MW (단위 MW)의 과부하가 걸렸을 때 발생하는 혼잡비용 \$/MWh (penalty factor)을 나타내고,  $\Delta P_{ij,k,ld,t}$  는 시나리오  $k$ , load duration  $ld$ , 송전확장시점  $t$  일 때 노드  $i-j$  사이의 선로용량에 대해 초과되는 조류량 (MWh)을 표현한다.  $P_{ij,max}$  는 노드  $i-j$  사이의 선로용량 (MW)를 가리키고  $a$  는 과부하의 증대성에 따라 가중되는 양의 정수이다.

송전선로의 시간별 혼잡비용은 페널티 인자인  $\alpha_{ij}$ 와 송전선로 과부하량인  $\Delta P_{ij,k,ld,t}$ 에 비례하고  $\left( \frac{\Delta P_{ij,k,ld,t}}{P_{ij,max}} + 1 \right)^a$ 는 상대적인 과부하량으로 과부하 수준(Overloading Level)을 나타낸다.

### 2.3.1 혼잡비용의 확률적인 기대값

전력시장 내에서 발전기는 경쟁을 하기 때문에 수시로 바뀌는 발전사업자의 전략은 송전선로 조류 형태를 시시각각으로 변화시켜 그에 따른 혼잡비용도 변하게 된다.

다양한 상황에서 발생하는 제각각의 혼잡비용에 목적함수와 관련된 변수의 랜덤한 특성을 고려하여 혼잡비용의 확률적인 기대값을 본 논문에서 사용한다. 다음은 혼잡비용 식 (14)에 확률인자를 추가한 것으로, 몇 개의 시나리오  $k$ 에 따른 혼잡비용의 기대값을 식 (15)와 같이 나타낸다,

$$E\{HCC_{ij,k,ld,t}\} = \sum_k pro_k \left( \sum_{(i,j) \in \Omega} \alpha_{ij} \Delta P_{ij,k,ld,t} \left( \frac{\Delta P_{ij,k,ld,t}}{P_{ij,max}} + 1 \right)^a \right) \quad (15)$$

식 (15)에서,  $k$  는 시나리오를 나타내고  $E\{HCC_{ij,k,ld,t}\}$ 는 load duration  $ld$ , 송전확장시점  $t$  일 때 여러 시나리오  $k$ 에 따른 노드  $i-j$  사이 선로의 시간별 혼잡비용의 기대값을 표현하며,  $pro_k$ 는 미래에 시나리오  $k$ 가 발생할 확률을 가리킨다.

### 2.3.2 Load Duration의 고려

일반적으로 한 지역의 부하량은 일년 내내 같은 값을 유지하지 않고 계절별 혹은 다른 요인에 의해 변하게 되는데 부하량의 변화에 따라 송전선로 조류량이 변화하게 되어 혼잡비용에 영향을 준다. 본 논문에서 부하량에 따라 일년 동안의 부하지속시간(Load Duration)을 몇 개의 기간  $ld$ 로 구분하여 각 기간  $ld$ 의 지속시간  $LD_{ld}$ 와 시간별 혼잡비용을 곱하여 일년 동안의 혼잡비용의 기대값을 식 (16)과 같이 나타낸다.

$$E\{YCC_{ij,k,t}\} = \sum_{ld} LD_{ld} \left( \sum_k pro_k \left( \sum_{(i,j) \in \Omega} \alpha_{ij} \Delta P_{ij,k,ld,t} \left( \frac{\Delta P_{ij,k,ld,t}}{P_{ij,max}} + 1 \right)^a \right) \right) \quad (16)$$

식 (16)에서,  $E\{YCC_{ij,k,t}\}$ 는 송전확장시점  $t$  일 때 여러 시나리오  $k$ 에 따른 노드  $i-j$  사이 선로의 1년간 혼잡비용의 기대값이 되고  $ld$ 는 Load Duration factor number를 나타내며  $LD_{ld}$ 는 Load Duration factor number  $ld$ 의 일년 내 Load Duration (hour)을 가리킨다.

## 3. 발전양과 부하량의 고려

### 3.1 발전사업자의 시장참여도

Pool 시장에서는 전력이 공급자에 의해 Pool 시장 내에서 판매되고 소비자들이 Pool 시장을 통해 전력을 구입하게 된다. 본 논문에서는 발전사업자의 생산량 변화가능성을 Pool 시장 내에서 고려하고 발전사업자의 생산량을 식 (17), (18)과 같이 어떤 시점에서 발전사업자의 시장참여도와 연관시

킨다[6, 7].

$$g_{h,k,ld} = \lambda_{h,k} D_{ld}, \forall k, ld \quad (17)$$

$$\sum_h \lambda_{h,k} = 1, \forall k \quad (18)$$

$$h \in N \quad (19)$$

식 (17)~(19)에서,  $g_{h,k,ld}$  는 시나리오  $k$ , load duration  $ld$  일 때, 발전기  $h$  의 발전양 (MW/h)을 나타내고,  $D_{ld}$  는 load duration  $ld$  일 때, 모든 발전기의 전체 발전양 (전체 부하량)을 가리킨다.  $\lambda_{h,k}$  는 시나리오  $k$  에서 발전기  $h$  의 시장참여도로서 0 ~ 1 사이의 값을 가지고  $h$  는 발전기 노드를 나타낸다.

$\lambda_{h,k}$  은 전체계통부하의 양을 1로 본다면 시나리오  $k$  에서 발전기  $h$  가 그 중에서 어느 정도의 양을 담당하는지를 나타낸다.

### 3.2 부하증가률

장기간의 송전망 투자계획 수립에 있어 부하량이 매년 변화하는 추이를 파악하는 과정이 필요하다. 연간 부하의 증가량 혹은 감소량은 장기간의 부하이력을 통해 어느 정도 예측할 수 있으나 예측오차에 의한 불확실성을 내포하고 있다. 정확한 부하예측을 한다는 것은 불가능하기 때문에 본 논문에서는 예측된 각 부하의 부하증가률에 대한 평균과 표준편차 정보를 이용하여 각 노드의 연도별 부하증가률을 확률분포로 가정하였다.

예측에 따른 연도별 부하증가률의 평균과 표준편차 값을 이용하여 각 부하노드의 연도별 부하증가률을 확률분포에 따른 random variable로 나타낼 수 있는데, 본 논문에서는 연도별 부하증가률의 확률분포를 식 (20)과 같이 Normal Distribution으로 가정하였다[8].

$$f(x_{r,h}) = \frac{1}{\sigma_h \sqrt{2\pi}} \exp \left[ -\frac{(x_{r,h} - \mu_h)^2}{2\sigma_h^2} \right] \quad (20)$$

식 (20)에서  $\mu_h$  는 Load  $h$ 의 연도별 부하증가률의 평균을 나타내고  $\sigma_h$  는 Load  $h$ 의 연도별 부하증가률의 표준편차를 가리키고  $x_{r,h}$  는 Load  $h$ 의 연도별 부하증가률의  $r$ 번째 랜덤변수가 된다.

### 3.3 몬테카를로 시뮬레이션

부하증가률의 불확실성을 고려하여 최적화 모델의 해를 찾기 위해 최적화 과정에 그림 1과 같이 몬테카를로 시뮬레이션 기법을 도입하였다.

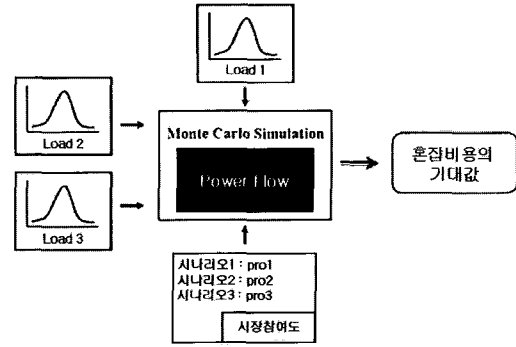


그림 1 몬테카를로 시뮬레이션 절차  
Fig. 1 The procedure of Monte Carlo Simulation

시뮬레이션 절차는 다음과 같다.

- ① 각 노드 부하량의 평균과 표준편차 정보를 통해 1년도의 모든 부하에 대한 연도별 부하증가률의 랜덤변수를 생성한다.
- ② load duration factor 1에 대해, ①에서 구한 연도별 부하증가률의 랜덤변수와 0년도의 부하데이터를 이용하여 모든 노드의 부하량을 구한다.
- ③ 계통의 전체 부하량을 계산한다.
- ④ 시나리오 1의 시장참여도 정보와 ③에서 구한 전체 부하량을 이용하여 각 발전기의 생산량을 구한다.
- ⑤ 모든 선로의 조류량을 계산하고 계통의 혼잡비용을 구한다.
- ⑥ 모든 시나리오에 대해 ④와 ⑤를 반복하고 혼잡비용 기대값을 구한다.
- ⑦ 모든 load duration factor에 대해, ②~⑥을 반복한다.
- ⑧ 2년도에 대해, ②에서 얻어진 부하데이터를 이용하여 ①~⑦을 반복한다. ( $n$ 년에 대해서는,  $n-1$ 년 단계에서 얻어진 부하데이터를 이용한다)
- ⑨ 전체 송전선로 확장 계획기간에 대해 ①~⑧을 반복한다.

## 4. 혼잡비용의 위험도 최소화

### 4.1 Mean-Variance Markowitz 포트폴리오 이론

Harry M. Markowitz는 고정된 기대이익에 대해 이익의 분산을 최소화시키는 최소 분산 포트폴리오 이론을 투자론의 한 방법으로 제시하였다. 최소 분산 방법은 투자과정에서 발생될 수 있는 수익 혹은 비용의 편차를 위험인자로 고려하여 투자의 위험도를 최소화시키는 방법으로[9], 식 (21)과 같이 비용최소화 목적함수에 위험도인자와 표준편차가 포함된다.

$$\text{Minimize } f(x) + E\{g(x)\} + \beta \sqrt{\text{Var}\{g(x)\}} \quad (21)$$

식 (21)에서,  $f(x)$ 는  $x$  결정에 따른 비용 (확률인자가 포함되지 않은 비용 항)을 나타내고  $E\{g(x)\}$ 는  $x$  결정에 따른 기대비용 (확률인자가 포함된 비용 항)이 된다.

$\sqrt{Var\{g(x)\}}$  는  $x$  결정에 따른 비용의 표준편차를 가리키고  $\beta$  는 표준편차에 대한 위험도의 페널티 인자 (penalty factor)가 된다.

$\beta$  의 값은 결정의 주체에 의해 결정되는 값으로서, 최적화를 찾는 데 있어 편차의 최소화가 얼마나 중요한 지에 따라 가중된다.

#### 4.2 혼잡비용의 위험도를 고려한 최적화 모델

##### 4.2.1 시간별 혼잡비용의 표준편차

확률인자가 포함된 시간별 혼잡비용에 표준편차에 따른 risk 개념을 도입할 수 있다. 혼잡비용의 표준편차가 낮다는 것은 미래의 상황에 따라 발생하는 혼잡비용이 최적화를 수행하여 얻은 기대 혼잡비용 값과 차이가 적음을 나타내고 하나의 대안을 선택함으로써 인해 나타나는 비용적 위험도가 낮다는 것으로 해석할 수 있다.

load duration이  $ld$  인, 시간별 혼잡비용의 분산은 식 (22)과 같이 나타낼 수 있다.

$$\begin{aligned} \sigma_{ld}^2 &= E\{z_{k,ld}^2\} - E^2\{z_{k,ld}\} \\ &= \sum_k \text{pro}_k \left[ \sum_{t=1}^T \delta_{ann,t} \left( \sum_{(i,j) \in all} \alpha_{ij} \Delta P_{ij,k,ld,t} \left( \frac{\Delta P_{ij,k,ld,t}}{P_{ij,max}} + 1 \right)^a \right) \right]^2 \\ &\quad - \left[ \sum_{t=1}^T \delta_{ann,t} \left( \sum_k \text{pro}_k \left( \sum_{(i,j) \in all} \alpha_{ij} \Delta P_{ij,k,ld,t} \left( \frac{\Delta P_{ij,k,ld,t}}{P_{ij,max}} + 1 \right)^a \right) \right) \right]^2 \end{aligned} \quad (22)$$

##### 4.2.2 혼잡비용의 위험도를 고려한 최적화 모델

식 (7)의 목적함수에 혼잡비용의 표준편차 항과 표준편차에 대한 위험도의 페널티 인자  $\beta$  를 포함시킨 최적화 모델은 식 (23)과 같다.

표 1 발전기의 시장참여도에 따른 5개의 시나리오

Table 1 Five scenarios with participation factors of generators

Node	1	2	7	13	15	16	18	21	22	23
시나리오1	0.056	0.056	0.079	0.095	0.070	0.053	0.133	0.137	0.095	0.226
시나리오2	0.056	0.056	0.079	0.095	0.080	0.063	0.113	0.117	0.105	0.236
시나리오3	0.056	0.056	0.079	0.085	0.060	0.043	0.143	0.147	0.095	0.236
시나리오4	0.056	0.056	0.079	0.105	0.070	0.053	0.133	0.137	0.105	0.206
시나리오5	0.046	0.046	0.069	0.105	0.080	0.063	0.133	0.137	0.095	0.226

표 2 IEEE RTS System 부하 데이터

Table 2 Load data of IEEE RTS System

Node	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	13	14	15	16	18	19	20
초기부하량 (0년) / The base loads (0 year)																	
Off-Peak	108	97	180	74	71	136	125	171	175	195	265	194	317	100	333	181	128
Peak	140	126	234	96	92	177	163	222	228	254	345	252	412	130	433	235	186
0~5년 사이의 연도별 부하증가률 / The annual increasing rate of loads between 0 year and 5 year																	
평균	0.051	0.131	0.051	0.051	0.131	0.051	0.131	0.051	0.131	0.051	0.051	0.051	0.051	0.051	0.051	0.131	0.051
표준편차	0.065	0.070	0.065	0.021	0.021	0.065	0.070	0.065	0.070	0.065	0.065	0.065	0.065	0.021	0.065	0.070	0.021
5~10년 사이의 연도별 부하증가률 / The annual increasing rate of loads between 5 year and 10 year																	
평균	0.052	0.080	0.052	0.060	0.060	0.052	0.080	0.052	0.080	0.052	0.052	0.052	0.052	0.060	0.052	0.080	0.060
표준편차	0.008	0.018	0.008	0.021	0.021	0.008	0.018	0.008	0.018	0.008	0.008	0.008	0.008	0.021	0.008	0.018	0.021

$$\begin{aligned} \text{Minimize} \quad & \sum_{t=1}^T \left[ \delta_{inv,t} \left( \sum_{(i,j)} c_{ij} n_{ij,t} \right) + \delta_{ann,t} \left( \sum_{(i,j) \in all} op_{ij} n_{ij,t}^c \right) \right] \\ & + \sum_{t=1}^T \delta_{ann,t} \left[ \sum_{ld} LD_{ld} \left( \sum_k \text{pro}_k \left( \sum_{(i,j) \in all} \alpha_{ij} \Delta P_{ij,k,t,ld} \left( \frac{\Delta P_{ij,k,t,ld}}{P_{ij,max}} + 1 \right)^a \right) \right) \right. \\ & \left. + \beta \sum_{ld} LD_{ld} \sigma_{ld} \right] \end{aligned} \quad (23)$$

$\sum_{ld} LD_{ld} \sigma_{ld}$  은 시간별 혼잡비용의 표준편차값을 일년동안의 load duration  $LD_{ld}$  만큼 가중한 값이다.

#### 5. 사례연구

본 논문은 그림 2와 같이 24 bus IEEE Reliability Test System을 사례연구에 사용하였다[10].

사례연구에서, 송전선로 확장 계획기간을 10년으로 하여 0년도에 앞으로 1~5년을 위한 송전선로 확장투자가 발생하고, 5년도에 앞으로의 6~10년을 위한 송전선로 확장투자가 발생하게 된다.

연도별 할인율  $I$  를 0.1로 하고, 노드  $i-j$  사이의 선로에 1 MW의 과부하가 걸렸을 때 발생하는 혼잡비용  $\$/MWh$ 인  $\alpha_{ij}$  를 50  $\$/MWh$ 로 가정하고 과부하의 중대성에 따라 가중되는 factor인  $a$  는 1.5로 하여 사례연구를 수행하였다.

표 1은 발전기의 시장참여도에 따른 시나리오를 나타낸다. 본 사례연구에서는 5개의 시나리오로 구성하였다.

표 2는 IEEE RTS System의 부하데이터를 나타내는 데 load duration을 Peak와 Off-Peak로 구분하고 송전선로 1~5년 사이의 연도별 부하증가률과 5~10년 사이의 연도별 부하증가률을 가정하였다.

표 3은 각 시나리오의 발생확률을 나타내고, 표 4는 load duration factor인 Peak와 Off-Peak의 일년 동안의 부하지속 시간을 나타낸다.

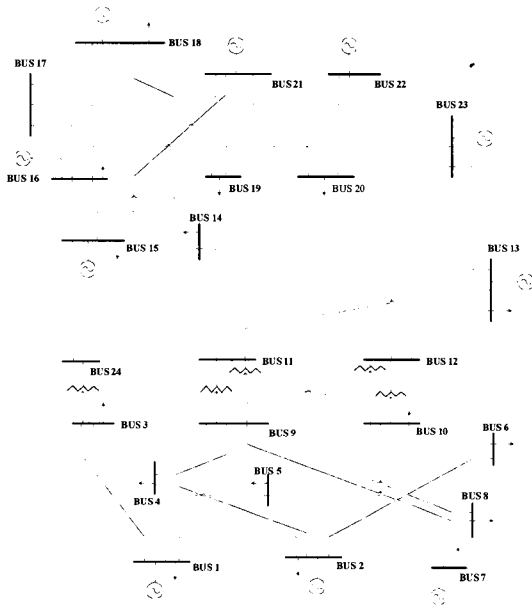


그림 2 24-bus IEEE Reliability Test System  
Fig. 2 IEEE Reliability Test System with 24-bus

표 3 각 시나리오의 발생확률  
Table 3 Occurrence probabilities of the scenarios

$k$	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3	시나리오 4	시나리오 5
확률 $pro_k$	0.1	0.2	0.4	0.2	0.1

표 4 load duration factor의 분류  
Table 4 The classification of load duration factors

	시간 (hour) $LD_{ld}$
Off-Peak ( $ld=1$ )	4871
Peak ( $ld=2$ )	3889
1년	8760

5.1 최적 송전선로 확장계획

표 5, 6은 송전선로 확장비용, 송전선로 운영비용, 송전선로 혼잡비용을 10년간 측정하였을 때 최소가 되는 경우의 송전선로 확장투자 대안이다. 부하증가률에 따라 처음 5년간은 많은 송전선로 확장투자가 요구되지 않지만, 6~10년 사이의 경우 가중되는 선로 혼잡에 따라 미리 추가되어야 할 송전선로가 많아짐을 확인할 수 있다.

표 5 0년일 때 추가되는 송전선로  
Table 5 Number of added transmission lines in 0 year

From-To	3-24	6-10	14-16	15-21	16-17	17-18
추가개수	1	1	1	2	3	1

표 6 5년일 때 추가되는 송전선로  
Table 6 Number of added transmission lines in 5 year

From-To	3-24	6-10	9-12	10-12	12-23	13-23
추가개수	4	3	2	2	3	1

From-To	14-16	15-21	15-24	16-17	16-19	17-18
추가개수	5	5	2	5	2	2

특히, 처음 5년간을 대비하여 추가되어야 할 노드 3-24, 6-10, 14-16, 15-21, 16-17, 17-18 사이의 선로는 0년보다 5년에 확장되어야 할 선로의 수가 증가하였으므로 부하증가률에 따른 부하량이 시간이 지날수록 증가함에 따라 이들 선로 혼잡이 더 가중되고 혼잡수준의 변화가 커진 결과라고 볼 수 있다.

표 5, 6의 대안에 따른 결과를 표 7에서 나타내고 있다. 혼잡비용이  $8.7120 \times 10^6$  \$ 을 차지하고 있는데, 본 최소비용 해의 결과가 위의 혼잡비용을 그대로 가져가면서 운영된다는 의미가 되며, 결과해를 기준으로 송전선로를 좀 더 추가하더라도 10년의 시간으로 봤을 때 확장비용의 증가에 비해 혼잡비용의 개선효과가 낮은 상황이 된다. 본 목적함수의 목적이 전체비용을 최소화하는 것이므로, 본 사례연구의 해는 송전선로 확장비용과 혼잡비용이 절충된 결과라고 볼 수 있다.

표 7 10년 동안의 최적해 결과  
Table 7 Optimal result for 10 years

확장비용(\$)	선로운영비용(\$)	혼잡비용(\$)	전체비용(\$)
$1.5697 \times 10^7$	$3.3442 \times 10^6$	$8.7120 \times 10^6$	$2.7753 \times 10^7$

5.2 Mean-Variance Markowitz 이론을 적용한 최적 송전선로 확장계획

표 8에 나타난 송전선로 확장계획은 제안한 비용최소화 모델에 Mean-Variance Markowitz 포트폴리오 이론을 적용, 혼잡비용의 표준편차에 페널티 인자  $\beta$  를 할당하여 최적화를 수행한 결과이다. 표 5, 6의 대안과 비교하여 5년에 노드 10-12 사이 선로의 추가설치 개수가 1이 증가했다. 노드 10-12 사이에 추가되는 선로개수를 제외하면 표 5, 6의 대안과 동일하다.

표 8 5년일 때 추가되는 송전선로  
Table 8 Number of added transmission lines in 5 year

From-To	10-12
추가개수	3

표 9 표준편차에 페널티 인자를 적용하지 않았을 때와 적용했을 때

Table 9 Optimal result with and without penalty factor of standard deviation

	비적용( $\beta=0$ )	적용( $\beta=1.5$ )
전체비용(\$)	$2.7753 \times 10^7$	$2.7947 \times 10^7$
혼잡비용의 표준편차(\$)	$5.6332 \times 10^6$	$5.5027 \times 10^6$

표 5, 6의 대안과 표 8의 대안을 비교하면 표 9와 같다. 두 대안의 차이는 혼잡비용의 표준편차에 대한 페널티 인자  $\beta$  를 목적함수에 포함시키지 않은 것과 포함시킨 것으로 구분할 수 있는데, 표 9의 결과를 보면  $\beta$  에 1.5를 적용하여  $\beta$  가 혼잡비용의 표준편차에 대한 페널티 인자의 역할을 할 수 있도록 한 최적화 모델의 결과가 더 낮은 혼잡비용의 표준편차  $5.5027 \times 10^6$  \$ 를 나타내었다. 혼잡비용의 표준편차가 낮아졌다는 것은 미래에 발생될 혼잡비용에 대한 risk 를 낮추는 결과로 볼 수 있다. 그러나 낮은 risk의 대안을 선택할 경우 trade-off 관계에 따라 높은 비용을 수반하게 되어 사례연구 결과에 나타난 전체비용은  $2.7947 \times 10^7$  \$ 로 상승하였는데 두 가지의 대안 중에서의 선택은 송전투자계획자의 성향에 달려있다. 송전투자계획자가 다양한 시나리오에 따른 혼잡비용의 위험도를 최소화하려는 risk averse의 성향이라면  $\beta$  를 적용한 대안을 선택할 것이고 risk preferring 한 성향이라면  $\beta$  를 적용하지 않고 오직 전체비용 최소화에만 초점을 맞출 것이다.

### 5. 결 론

현재 발전사업자와 전력소비 주체 간에 전력거래가 자유화되면서 계통 운영상황의 불확실성이 증가하고 있다. 그에 따라 송전설비 투자계획을 결정하는 송전선로 운영자는 예상되는 계통 상황을 고려하여 전력공급이 원활하게 이루어질 수 있도록 계획적인 계통 설비 투자계획의 수립을 필요로 한다.

따라서 본 논문은 자유화된 전력계통 운영 환경에서의 최적 송전선로 확장계획을 수립하기 위한 방법을 제시하였다.

본 논문은 송전선로 확장계획에 확률기법을 도입하여 송전혼잡비용의 기대값을 구하고, 부하의 연도별 증가율을 확률분포로 해석하여 불확실한 미래에 대해 송전과 관련된 전체 비용을 최소화시키는 송전선로의 추가 위치, 추가 시점을 결정하는 방법을 제시하였다. 덧붙여, Mean-Variance Markowitz 포트폴리오 이론을 통해 송전혼잡비용의 편차에 따른 위험도를 최소화하는 페널티 인자를 추가하여, deregulated power system에서의 시장참여자들의 특성을 고려하여 본 논문이 제안한 방법을 통해 최적의 송전선로 확장계획을 얻을 수 있음을 확인하였다.

### 참 고 문 헌

[1] He H., Xu Z., "Transmission Congestion and Its Social Effects", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005.  
 [2] Escobar A.H., Gallego R.A., Romero R., "Multistage and Coordinated Planning of the Expansion of Transmission Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, No.2, pp.735-744, 2004.  
 [3] B. R. Wollenberg and A. J. Wood, Power Generation Operation and Control, New York: Wiley, 1996.  
 [4] Romero R., Monticelli A., Garcia A. and Haffner S., "Test Systems and Mathematical Models for

Transmission Network Expansion", IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol.149, Issue.1, pp.27-36, January, 2002.

[5] Xiao Hongfei, Li Weidong and Wei Liming, "Congestion Assessment for Transmission Planning in Competitive Electricity Markets", IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition : Asia and Pacific, Dalian, China, 2005.  
 [6] Daniel S. Kirschen and Goran Strbac, Fundamentals Of Power System Economics, John Wiley & Sons, 2004.  
 [7] Fang R. and Hill D.J., "A New Strategy for Transmission Expansion in Competitive Electricity Markets", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.18, No.4, pp.374-380, 2003.  
 [8] R. Rillinton and R. N. Allan, Reliability Evaluating of Engineering System, 2nd Edition, Plenum Press, New York, 1996.  
 [9] 강병호, "투자론" 박영사, 2004  
 [10] "IEEE Reliability Test System-1996", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.14, Issue.3, pp.1010-1020, 1999.

## 저 자 소 개



### 손민균 (孫 旼 均)

1983년 8월 1일생. 2006년 한양대학교 전자전기컴퓨터공학부 졸업. 2008년 한양대학교 전기공학과 석사.  
 Tel : 02-2220-0347  
 E-mail : gp22@hanyang.ac.kr



### 김진오 (金 鎭 吾)

1956년 1월 17일생. 1980년 2월 서울대학교 전기공학과 졸업(학사). 1983년 2월 동 대학원 전기공학과 석사. 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