

# 불확실한 날씨 상태를 고려한 확률론적 방법의 총 송전용량 평가

論 文
55A-1-8

## Assessment of Probabilistic Total Transfer Capability Considering Uncertainty of Weather

朴 鎭 旭\* · 金 圭 浩<sup>†</sup> · 申 東 峻\*\* · 宋 敬 彬\*\*\* · 金 鎭 吾<sup>§</sup>  
(Jin-Wook Park · Kyu-Ho Kim · Dong-Jun Shin · Kyung-Bin Song · Jin-O Kim)

**Abstract** - This paper proposes a method to evaluate the Total Transfer Capability (TTC) by considering uncertainty of weather conditions. TTC is limited not only by the violation of system thermal and voltage limits, but also restricted by transient stability limit. Impact of the contingency on the power system performance could not be addressed in a deterministic way because of the random nature of the system equipment outage and the increase of outage probability according to the weather conditions. For these reasons, probabilistic approach is necessary to realize evaluation of the TTC. This method uses a sequential Monte Carlo simulation (MCS). In sequential simulation, the chronological behavior of the system is simulated by sampling sequence of the system operating states based on the probability distribution of the component state duration. Therefore, MCS is used to accomplish the probabilistic calculation of the TTC with consideration of the weather conditions.

**Key Words** : 총 송전용량, 가용 송전용량, RPF, 과도안정도, MCS(Monte-Carlo Simulation), 확률론적 방법, 날씨효과

### 1. 서 론

현재 송전망 운영은 과거 신뢰도 위주의 운영방식에서 벗어나 신뢰도 한계 내에서 최고의 효율적 운영을 추구하는 방식으로 변화하게 되었다. 송전용량이란 개념은 이러한 환경에서 송전 네트워크와 전력거래의 효율성을 높이기 위하여 사용하기 시작한 개념으로 전력 시스템의 한 지점에서 다른 지점으로 전송할 수 있는 최대 전력을 의미하며, 총송전용량(Total Transfer Capability : TTC)이란 시스템의 명시된 제약조건과 신뢰도의 위반 없이 상호 연계된 네트워크로 송전할 수 있는 전력의 가장 큰 값을 의미한다. 가용송전용량(Available Transfer Capability : ATC)은 총송전용량에서 송전신뢰 여유도(Transmission Reliability Margin : TRM)와 설비편익 여유도(Capacity Benefit Margin : CBM) 및 기존 송전용량 (Existing Transmission Commitments : ETC)을 제외한 용량이다[1,2].

총송전용량을 결정하기 위하여 다양한 결정론적 방법이 제시되었다. RPF(Repeated Power Flow) 법은 명시된 모션에 부하와 발전량을 증가하여 제약 조건을 위반하지 않는 조건에 도달할 때 까지 반복적인 조류계산을 함으로써 해를

구할 수 있는 방법이며[3], CPF(Continuation Power Flow) 법은 RPF법 보다 탐색시간은 빠르나 여러 가지 파라미터를 이용하여 총송전용량을 계산하는 방법으로 수학적으로 복잡하다[4]. 또한, 가용송전용량을 계산하기 위하여 최적화기법을 이용한 총송전용량 계산 연구가 진행되었다[5]. CPF, RPF 및 최적화기법 등을 이용하여 총송전용량을 계산하는데 시스템의 과도안정도를 고려하는 것은 계산시간이 너무 많이 소요된다.

전력시스템의 운영은 날씨 상태에 따라서 불확실한 사고의 발생, 송전선로의 고장률 증가 및 최악의 상태를 보이는 상정사고의 발생확률이 매우 낮을 수도 있다는 점 때문에 결정론적인 방법을 이용하여 현실적인 총 송전용량을 평가하는데 어려움이 있다[6].

본 논문에서는 불확실한 날씨 상태를 고려한 확률적인 접근방법으로 총송전용량을 평가하는 방안을 제시하였다. 더욱 안정적인 계통의 총송전용량을 계산하기 위하여 과도안정도를 고려하였으며, RPF 방법을 적용한 2단계 계산을 이용하여 결정론적인 총송전용량을 결정하였다. 특히, 첫 번째 단계에서는 계통전압과 선로의 열적한계를 제약조건으로 고려하여 총 송전용량이 결정되고, 두 번째 단계에서는 첫 번째 단계에서 구한 총 송전용량을 시스템의 과도안정도 한계에 대한 위반 여부를 판별하여 총 송전용량을 결정하였다. 또한, 날씨 상태를 고려한 확률론적 기법에 의한 총송전용량을 평가하기 위하여 정상날씨(normal weather)와 가혹날씨(adverse weather)에 대한 고장률(Failure Rate)과 수리율(Repair Rate)을 도입하였으며[7], 확률적 계산 기법 중 가장 대표적인 순차적인 몬테카를로 시뮬레이션 (MCS)을 이용하였다[8].

제한한 날씨 상태를 고려한 확률적인 해석 기법이 결정론적인 방법에 의해 구해진 총 송전용량 보다 현실적으로 더

† 交信著者, 正會員 : 安山工科大学 電氣科 副教授 · 工博,  
E-mail : kyuho@act.ac.kr  
\* 學生會員 : 漢陽大 電氣工學科 碩士課程  
\*\* 正會員 : 한국전기연구원 선임연구원 · 工博,  
\*\*\* 正會員 : 崇實大 電氣制御시스템工學部, 助教授 · 工博  
§ 正會員 : 漢陽大 電氣工學科 正教授 · 工博  
接受日字 : 2005年 9月 5日  
最終完了 : 2005年 11月 22日

욱 적합함을 사례연구를 통해 입증하였다.

2. 총 송전용량의 결정

2.1 결정론적 방법을 이용한 총 송전용량 계산

결정론적인 방법에 의한 총 송전용량을 결정하기 위해 2 단계 계산 기법을 적용한 RPF 방법을 이용하였다. 기존에 고려하기 어려웠던 과도안정도 제약을 보다 용이하게 적용하기 위해서 계산 과정은 2단계로 구성된다. RPF 방법은 수요지역의 부하 모선과 공급지역의 발전기 모선에서 부하와 발전량을 증가시켜 제약 조건이 위반되지 않을 때 까지 전력을 송전함으로써 총 송전용량을 결정할 수 있다. RPF 방법을 이용한 총 송전용량을 결정하는 방법의 수학적 표현은 다음과 같다. 총 송전용량을 계산하기 위해  $\lambda$ 의 식으로 나타내면 다음과 같다.

목적함수 : Maximize  $\lambda$

$$P_{Gi} = P_{Gi0}(1 + \lambda k_{Gi}) \tag{1}$$

$$P_{Li} = P_{Li0}(1 + \lambda k_{Li}) \tag{2}$$

$$Q_{Li} = Q_{Li0}(1 + \lambda k_{Li}) \tag{3}$$

여기서,  $\lambda$  : 부하 모선과 발전 모선에서 전력량 증가를 표현하는 파라미터

$P_{Gi0}$  :  $i$  모선에서의 초기 발전 유효전력

$P_{Li0}, Q_{Li0}$  :  $i$  모선에서의 초기 부하 유·무효전력

$k_{Gi}, k_{Li}$  : participation factor

이때 제약조건은

$$P_{Gi} - P_{Li} - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0 \tag{4}$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) = 0 \tag{5}$$

$$|V_i|_{\min} \leq |V_i| \leq |V_i|_{\max} \tag{6}$$

$$|S_{ij}| \leq |S_{ij}|_{\max} \tag{7}$$

$$|\delta_{Gi}(t) - \delta_{Gj}(t)| \leq \delta_{G\max} \tag{8}$$

여기서,  $P_{Gi}, Q_{Gi}$  : 모선  $i$ 에서 발전기 유·무효전력

$P_{Li}, Q_{Li}$  : 모선  $i$ 에서 부하 유·무효전력

$|V_i|$  : 모선  $i$ 에서 전압크기

$|V_i|_{\min}$  : 모선  $i$ 에서의 최소 전압크기

$|V_i|_{\max}$  : 모선  $i$ 에서의 최대 전압크기

$|S_{ij}|_{\max}$  : 선로  $i-j$ 에서 정격용량

$\delta_{G\max}$  : 최대 동요 각 (swing angle)

그림 1은 2단계 계산 기법을 적용한 RPF 방법으로 총 송전용량을 결정하는 알고리즘을 나타내었다. 첫 번째 단계에서 고려한 전압한계는 시스템에서 전압의 변동치가 최고 및 최저 범위 내에서 운영되어야 하고 광범위한 전압 붕괴는 대상 전력 시스템의 일부, 혹은 전 지역의 정전을 초래할 수 있다. 그리고 열적한계는 설비가 과열로 인한 영구 고장이나 안전기준을 초과하지 않고 주어진 시간 송전선이나 송전 설비가 송전할 수 있는 최대 허용전류의 크기를 결정한다. 두 번째 단계에서 고려한 과도안정도 한계는 전력 시스템에서 외란이 발생하였을 경우 과도안정도 기간 동안 운영상의 문제가 발생하지 않아야 한다. 연계된 시스템에서 연계된 모든 발전기의 동기는 항상 유지되어야 하며, 만일 동기가 깨어질 경우 진동이 발생하여 안정도를 해치게 된다. 만일 새로운 안정점이 확보되지 못할 경우 동기 상실로 시스템 일부, 혹은 전체가 불안정하게 되어 광범위한 정전을 발생시킬 수 있다. 이러한 송전에 영향을 주는 모든 요인을 고려하여 송전용량이 결정된다[9].

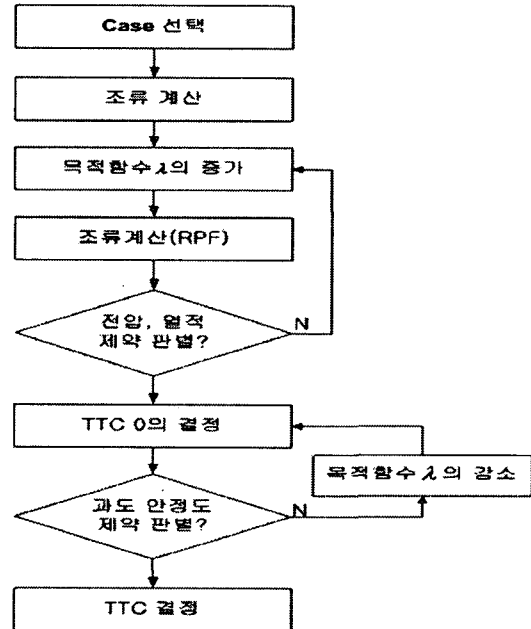


그림 1 RPF 방법을 이용한 TTC 결정

Fig. 1 TTC determination using RPF

RPF 방법에서 과도안정도 조건을 모든 과정에 고려하는 것은 시간이 너무 많이 소요되는 단점이 있다. 그래서 총 송전용량을 결정하기 위해 계산 과정은 두 단계로 구성된다. 첫 번째 단계에서는 초기 조류 계산에서 계산된 송전용량을 바탕으로 전압한계와 열적한계를 위반하지 않을 때 까지  $\lambda$ 를 증가하여 총 송전용량을 결정한다. 그리고 두 번째 단계에서는 첫 번째 단계에서 결정된 총 송전용량을 바탕으로 이 시스템에 상정사고가 발생한 경우 과도안정도 한계의 위반 여부를 판별한다. 만약 시스템이 과도안정도 조건을 위반하였다면 시스템이 안정하게 되어질 때 까지  $\lambda$ 를 감소한다. 시스템이 안정도 조건을 위반하지 않았을 때의 값이 이 시스템에서의 결정론적인 방법에 의한 총 송전용량으로 결정할 수 있다.

2.2 확률론적 방법을 이용한 총 송전용량 계산

결정론적 방법은 단순히 송전 네트워크에서 발생 가능한 여러 상태 중 일부분만을 고려한 결과로 최악의 상태를 보이는 상정사고에서 결정한다. 이것은 최악의 상태가 발생할 확률이 매우 낮을 수도 있다는 결점이 있다. 그리고 전력 시스템은 매우 다양한 날씨 상태에 노출되어져 있고, 이것은 시스템이 항상 불확실한 상태에서 운영되어 지고 있다는 것을 의미한다. 이런 불확실성에 대해 확률론적 방법을 적용하여 결정론적 방법과 비교할 필요가 있다[7].

2.1.1 불확실한 날씨 상태를 고려한 날씨 모델

일반적으로 전력 시스템에서 날씨에 가장 많은 영향을 받는 구성요소는 송전선로이다. 송전선로는 기상 조건에 영향을 받는 두 가지 상태로 정의할 수 있다. 기상 조건은 정상 날씨 조건 (normal weather)과 가혹 날씨 조건 (adverse weather)로 분류된다. 송전선로에 대한 상태 천이도(state transition diagram)는 그림 2와 같다[8].

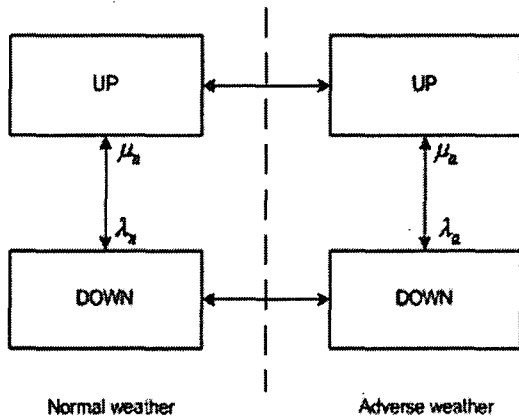


그림 2 불확실한 날씨 상태를 고려한 시스템 구성요소의 상태 천이도

Fig. 2 State transition diagram of system components considering uncertainty of weather conditions

그림 2에서  $\lambda_n$ 은 정상 날씨 조건하에서의 고장율을 의미하며,  $\mu_n$ 은 정상 날씨 조건하에서의 수리율,  $\lambda_a$ 는 가혹 날씨 조건하에서의 고장율,  $\mu_a$ 는 가혹 날씨 조건하에서의 수리율을 각각 의미한다. 정상날씨와 가혹날씨의 기준은 최소자승법으로 근사화한 방정식을 이용하여 날씨 상태를 구분한다. 불확실한 날씨 상태를 적용하기위해서 실제 서울 관측소 기상정보를 이용하여 정상 날씨 상태와 가혹 날씨 상태로 구분하였다. 정상 날씨와 가혹 날씨의 구분은 온도, 강수량, 적설량, 풍속 등에 의해 결정할 수 있다[10,11]. 그리고 날씨 상태에 따른 고장율과 수리율은 일정기간 동안의 시스템의 고장과 수리에 대한 수많은 통계자료에의 의해 산정할 수 있다. 하지만 우리나라의 실 계통 데이터를 사용하기란 아직 미흡하고 본 논문에서는 임의의 테스트 시스템을 이용

하였기 때문에 송전선의 정상날씨에서의 고장율과 수리율에 대한 데이터는 참고문헌의 데이터를 사용하였고[12], 가혹날씨에 고장율과 수리율은 정상날씨의 경우 보다 더 크게 적용하였다.

2.1.2 MCS를 이용한 총 송전용량 결정

확률론적 접근 방법을 적용하기 위해서 상태 추출 방법인 순차적인 MCS (monte calro simulation)을 이용하였다. 순차모의법은 난수를 사용하여 각 구성요소의 상태기간을 나타내는 확률변수의 확률분포를 구하고, 이에 따른 각 사건을 시간이 경과하는 순서대로 발생시키는 방법이다.

본 논문에서는 2-state 모델을 적용하여 송전 네트워크의 구성요소를 UP 상태와 DOWN 상태의 두 단계로 구분하였다. UP 상태에서 운영 시간을 TTF (time to failure)라 하고, DOWN 상태에서의 수리 시간을 TTR (time to repair)라 한다. TTF와 TTR은 지수 분포를 가진다고 가정하였다.

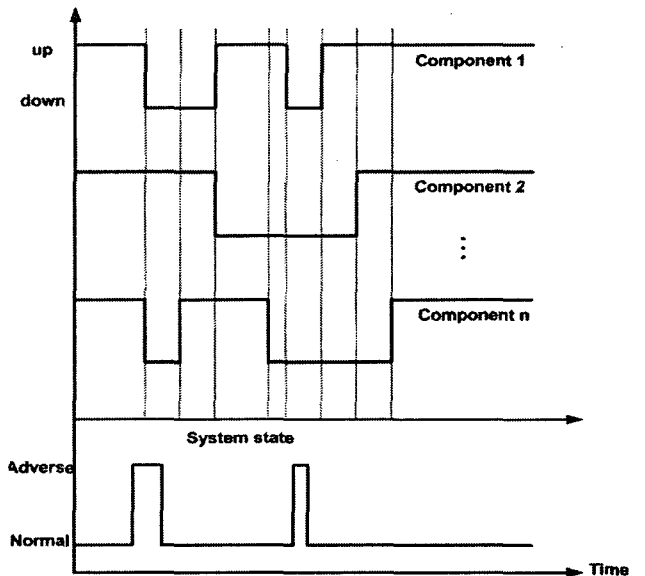


그림 3 순차적인 MCS를 이용한 시스템 구성요소의 상태

Fig. 3 State of all components using sequential MCS

$$TTF_i = -\frac{1}{\lambda_i} \ln(1 - U) \tag{9}$$

$$TTR_i = -\frac{1}{\mu_i} \ln(1 - U) \tag{10}$$

여기서,  $\lambda_i$  : 구성요소  $i$ 의 고장율

$\mu_i$  : 구성요소  $i$ 의 수리율

$U$  : 난수 (random number)

시스템의 운영 상태는 그림 3과 같이 시스템의 모든 구성요소의 상태를 시간에 따라서 표현할 수 있다. 여기에 불확실한 날씨를 고려하여 시스템의 운영 상태를 결정할 수 있다.

### 3. 사례 연구

총 송전용량을 결정하기 위해 WSCC-9 모선 시스템을 본 논문에서 이용하였다. 9 모선 시스템을 세 개의 지역으로 구분하고, 지역 2를 공급지역으로 지역 3을 수요지역으로 가정하여 지역 2에서 지역 3으로의 전력거래를 모의하였다. 그림 4에서는 9 모선 시스템의 계통을 도시하였다.

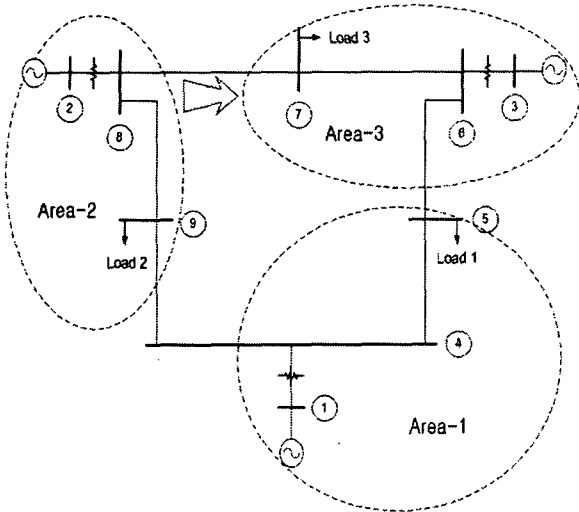


그림 4 WSCC-9 모선 시스템  
Fig. 4 WSCC-9 bus system

모선에서의 전압한계는  $0.9 \leq V \leq 1.0$ 로 모든 모선에 동일하게 적용하였고 표 1은 각 송전선로의 열용량 한계를 나타내었다.

표 1 각 선로의 열용량 한계  
Table 1 Transmission line thermal limits

선로	4-5	4-9	5-6	6-7	7-8	8-9
정격용량[MVA]	135	140	140	145	150	150

RPF 방법을 적용한 2단계 과정에서, 첫 번째 단계에서는 전압과 열적한계를 고려하여 송전용량이 결정된다. 만약 송전선로에서 전압과 열적한계를 위반하였을 경우  $\lambda$ 를 감소하여 두 조건을 만족할 때 까지 감소하여 송전용량을 결정한다. 표 2는 각 경우별로 첫 번째 단계에서 결정된 송전용량을 나타내었다. 과도안정도를 고려하지 않은 표 2의 결과는 최적의 송전용량이라 할 수 있겠다. 하지만, 전력 시스템의 운영이 불확실하기 때문에 위 결과를 시스템에 적용하기란 어려움이 있다. 그래서 전력 시스템의 상정사고뿐만 아니라 발전과 부하의 변화에 대한 불확실성에 대비한 안정도 평가가 필요하다. 안정도 평가에서 불확실성을 적용하기 위해서는 전력 시스템 구성요소의 모든 사고를 고려해야만 한다. 하지만 본 논문에서는 날씨 상태에 가장 영향을 많이 받는 송전선로에 초점을 두어 선로에 대한 상정사고만을 고려하였다. 일반적으로 송전선로의 상정사고는 N-1에서 시스

템의 운영되어지며, N-2 이상의 경우까지 고려해서 더 안정하게 시스템을 보호할 수 있다. 하지만 본 논문에서는 N-2 상태에서는 조류계산이 불가능하여 N-1의 상정사고 위주로 수행하였다.

표 2 첫 번째 단계에서 결정된 총 송전용량  
Table 2 TTC level in the first step

Case	TTC level [MW]
Base case	148.14
선로 4-5 고장	149.14
선로 4-9 고장	148.65
선로 5-6 고장	142.29
선로 6-7 고장	138.55
선로 8-9 고장	164.63

만약 송전선로에서 상정사고나 외란이 발생하였을 경우 두 번째 단계에서 과도안정도 조건의 위반 여부를 수행한다. 이 때 시스템의 안정도를 위반하였다면, 위반하지 않을 때 까지  $\lambda$ 를 감소하여 총 송전용량을 결정한다.

Base case 경우는 시스템에 어떠한 상정사고나 외란이 발생하지 않은 경우로 지역 2에서 지역 3으로 송전할 수 있는 최대의 용량을 의미한다.

선로 4-5에서 고장이 발생한 경우에는 지역 2에서 지역 3으로 송전할 수 있는 용량은 전압과 열적 한계만을 고려하면 148.14 MW이다. 그리고 그림 5와 같이 안정도 평가 결과, 고장 후에도 시스템은 안정한 것을 볼 수 있다. 이 경우는 선로 고장이 시스템의 안정도에 큰 영향을 미치지 못하는 경우이다. 이 경우의 송전용량 수준은 과도안정도 제약을 고려하지 않은 경우와 동일한 148.14 MW에서 결정된다.

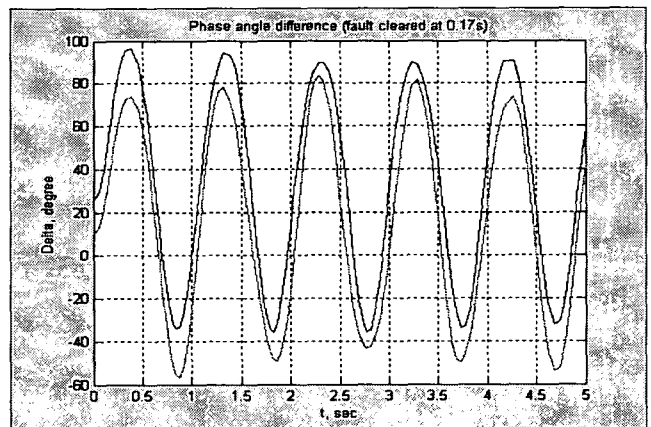


그림 5 선로 4-5 고장 후 안정도 평가  
Fig. 5 Stability evaluation after line 4-5 fault

반면에 선로 8-9에서 고장이 발생하였을 경우, 전압과 열적 한계만을 고려한 송전용량 164.63 MW는 그림 6처럼 시스템이 안정도 조건을 위반하는 것을 알 수 있다.

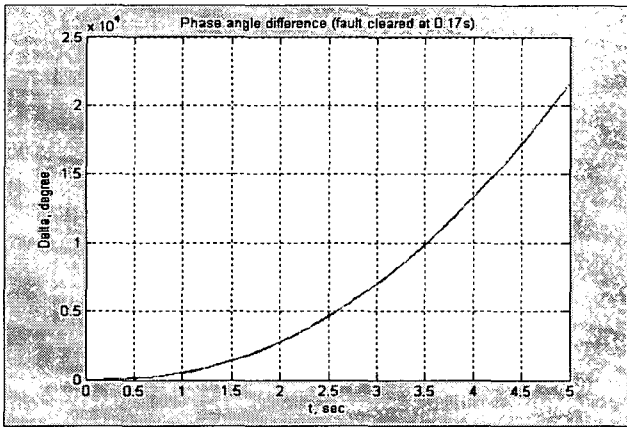


그림 6 선로 8-9에서 고장 발생 후 안정도 평가  
Fig. 6 Stability evaluation after line 8-9 fault

그래서 시스템의 안정도 조건을 위반하지 않을 때 까지  $\lambda$ 를 감소하여 총 송전용량을 결정하는 두 번째 단계가 필요하다. 그림 7은  $\lambda$ 를 감소하여 시스템 상태가 안정되어진 것을 보여주고 있고, 이 때 송전용량은 100.22 MW까지 감소되어진다. 이 값을 선로 8-9 고장시의 총 송전용량 수준으로 결정할 수 있다. 이 결과의 의미는 기존의 전압과 열적한계만을 고려하여 결정한 총 송전용량이 시스템에서의 불확실한 상정사고가 발생하였을 경우, 시스템은 불안정하게 되어지고 결국 광범위한 사고로 이어질 수도 있다는 것을 알 수 있다.

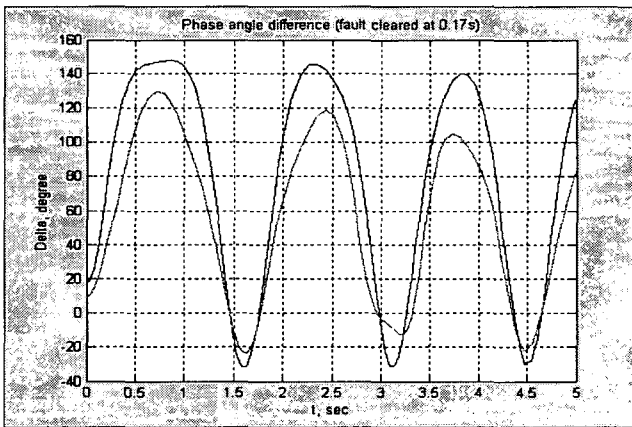


그림 7  $\lambda$  감소 후 시스템의 안정도 평가  
Fig. 7 System stability after decreasing  $\lambda$

다른 경우들도 위와 동일한 방법으로 결정할 수 있다. 본 논문에서는 계산 과정을 단순히 하기위해 제어 부분과 급격한 부하변동에 대해서만 고려하였다. 모든 선로 고장에 대한 결과를 표 3에 나타내었다.

모든 경우 중 선로 8-9에서 고장이 발생한 경우, 가장 작은 100.22 MW의 송전용량 수준이 이 시스템에서의 결정론적인 총 송전용량으로 결정된다. 그러나 전력 시스템의 운영에 있어서 결정론적인 값을 적용한다면 비효율적이고 비경제적인 운영이 될 수도 있다. 그것은 가장 최악의 상태를 보이는 경우의 발생확률이 매우 낮을 수도 있다는 점이다.

그래서 확률론적인 접근 방법이 필요하다.

표 3 과도안정도를 고려한 총 송전용량  
Table 3 TTC level considering transient stability

Case	TTC level [MW]
Base case	148.14
선로 4-5 고장	148.14
선로 4-9 고장	148.14
선로 5-6 고장	136.78
선로 6-7 고장	138.55
선로 8-9 고장	100.22

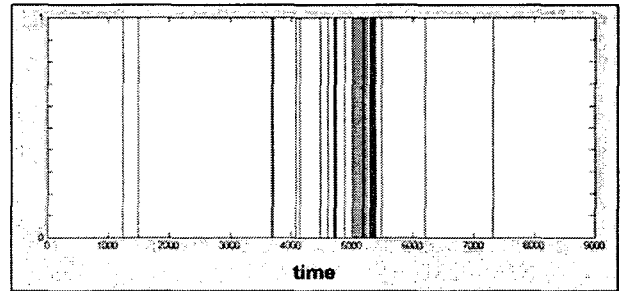


그림 8 정상, 가혹 날씨 상태의 구분  
Fig 8 Division of normal and adverse weather

불확실한 날씨 상태를 고려한 확률론적 접근 방법을 적용하기위해서 날씨 상태는 실제 서울 관측소 기상정보를 이용하여 정상 날씨 상태와 가혹 날씨 상태로 구분하였다. 그림 8은 8760시간에 대해 정상 날씨와 가혹 날씨 상태를 구분한 것이며, 여기서 1은 가혹 날씨 상태를 0은 정상 날씨 상태를 의미한다.

정상 날씨 상태에서의 고장률과 수리율은 적절한 수준에서 임의로 가정하였다. 가혹 날씨 상태에서의 고장률은 정상 날씨에서보다 상당히 크며 본 논문에서는 정상 상태보다 수십 배 크다고 가정하였다. 순차적인 MSC를 이용하여, 시스템의 운영 상태를 모의하여 그림 9와 같은 결과를 도출하였다. 여기서 가로축은 8760 시간에 대한 시스템의 운영 상태를, 세로축은 시스템의 생존 상태를 나타낸다. 즉 6은 6개의 송전선로가 모두 생존한 상태를, 4는 6개의 선로 중에서 두개가 고장인 상태를 의미한다.

그림 10과 같이 가혹 날씨 상태가 포함된 경우에 선로의 고장 빈도수가 정상 날씨만을 고려했을 경우보다 더 빈번하다는 것을 알 수 있다. 이것은 시스템에서 날씨 상태에 따라서 송전할 수 있는 용량이 변화할 수 있다는 것을 의미한다. 이 순차적인 MSC는 그림 11과 12와 같이 총 송전용량에 대한 PDF (probability distribution function)로 나타낼 수 있다. 일 년을 정상 날씨 상태라고 가정하였을 경우에는 그림 11에서 보는 바와 같이 고장의 대부분은 140 MW에서 150 MW의 범위에서 발생한다.

반면에 가혹 날씨 상태를 고려한 경우는 이 시스템의 전체 생존 확률은 정상 날씨와 비교하였을 경우보다 낮아진다. 만약 시스템이 정상 날씨 상태에서 운영되어진다면 결

정론적인 방법에서 구한 100 MW 값이 적절 하지 않다는 것을 볼 수 있다. 그리고 가혹 날씨 상태에서 시스템이 운영되어진다면 정상 날씨 상태와 비교해 보면 지역 2에서 지역 3으로의 송전용량은 100 MW로 낮아질 확률이 높아지며, 가혹 날씨 상태에서 시스템을 안정적으로 운영하기 위해서 100 MW를 이 시스템의 총 송전용량으로 결정하는 것이 바람직하다.

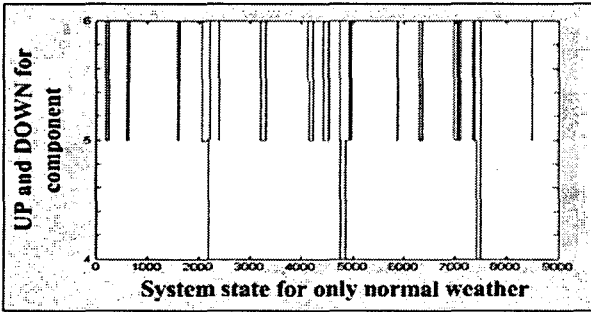


그림 9 1년을 정상 날씨 상태인 경우의 시스템 상태  
Fig. 9 System states when 1 year is only normal weather

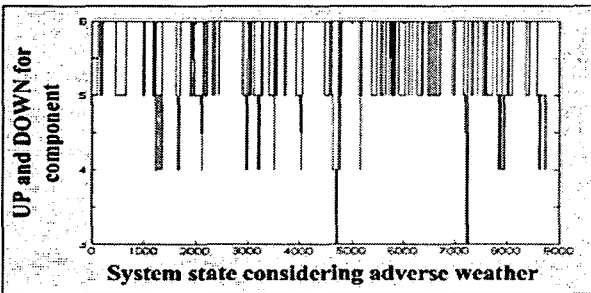


그림 10 가혹 날씨 상태가 포함된 시스템 상태  
Fig. 10 System states including adverse weather for 1 year

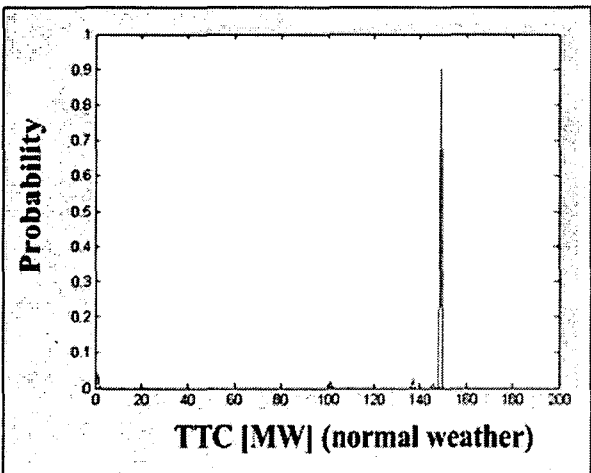


그림 11 정상 날씨 상태만을 고려했을 때의 총 송전용량의 PDF  
Fig. 11 PDF of TTC when 1 year is only normal weather

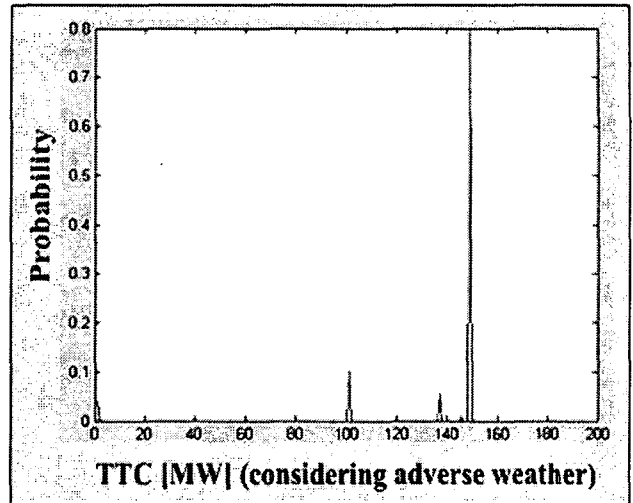


그림 12 가혹날씨상태를 고려한 총 송전용량의 PDF  
Fig. 12 PDF of TTC considering adverse weather

#### 4. 결 론

본 논문에서는 가용 송전용량의 중요한 구성요소인 총 송전용량을 결정하였다. 기존의 총 송전용량 결정에 있어서 고려하기 어려웠던 과도안정도 제약을 2단계 계산 기법을 이용하여 보다 용이하게 고려할 수 있음을 보였다. 또한 총 송전용량 결정에서 시스템 신뢰도에 영향을 미치는 불확실한 날씨 상태를 고려하였다. 날씨 상태와 확률적인 접근 방법을 고려한 결과, 가혹 날씨를 고려했을 때의 총 송전용량은 정상 날씨 상태에서 보다 낮다는 것을 사례연구를 통하여 입증할 수 있었다. 그리고 결정론적인 방법에 의해 결정된 총 송전용량은 시스템이 불확실한 상태에서 운영되기 때문에 현실적인 시스템 운영에는 적절하지 못하다는 것을 알 수 있다.

향후, 시스템의 효율적이고 경제적인 운영을 위해서는 날씨상태 뿐만 아니라 다른 불확실성도 고려한 확률론적인 방법이 필요함을 알 수 있었다. 시스템 운영자는 이것을 바탕으로 시스템 운영에 적절하게 적용할 수 있을 것이다.

#### 감사의 글

본 연구는 산업자원부의 지원에 의하여 기초 전력연구원 주관으로 수행된 과제(R-2004-B-221) 임.

#### 참 고 문 헌

- [1] North American Electric Reliability Council, (NERC), "Available Transfer Capacity Definitions and Determination", *NERC Report*, June 1996.
- [2] Transmission Transfer Capacity Task force, "Total transfer Capability", *NERC*. Princeton, NJ, May 1995.
- [3] X. Yu, C. Singh, "Probabilistic Analysis of Total

Transfer Capability Considering Security Constraints", *8th International Conference on PMAPS*, Iowa State University, Ames, Iowa, September 12-16, 2004.

- [4] V. Ajjarapu, and C. Christy, "The Continuation Powr Flow: A Tool for Steady State Voltage Stability Analysis", *IEEE T-PS*, Vol. 7, No. 1, Feb. 1992.
- [5] 김규호, 신동준, 김진오, 김태균, "가용송전용량 계산을 위한 최적화기법 응용", 대한전기학회 하계학술대회 A권, pp.183-185, 2004.
- [6] K. Audomvongseree, A. Yokoyama, "Consideration of an Appropriate TTC by Probabilistic Approach", *IEEE Transaction on Power System*, Vol. 19, No. 1, Feb 2004.
- [7] R. Billinton, L. Wenyuan, "A novel method for incorporating weather effects in composite system adequacy evaluation" *Power Systems, IEEE Transactions on* Vol. 6, pp. 1154-1160, Aug, 1991.
- [8] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power system*, Plenum Press, New York, 1996.
- [9] P. A Anderson, A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*. IEEE press, 1994.
- [10] 신동석, 김진오, 차승태, 전동훈, 추진부, "송전선로 고장실적과 날씨와의 통계적 상관관계 분석" 대한전기학회 하계 학술대회, pp.391-393, 2004.
- [11] 한국전력연구원, "전력계통 운영시 상정고장 기준 적용을 위한 모델링 및 DB 구축", 전력산업기술기반조성사업.
- [12] M. H. Garng, Li Yishan, "Power System Reliability Indices to Measure Impacts Caused by Transient Stability Crises", *Power Engineering Society Winter Meeting*. IEEE, Vol. 2, 27-31, pp.766-771, 2002.

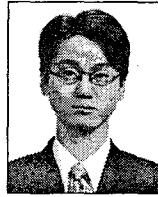
저 자 소 개



**박진욱 (朴鎭旭)**  
 1977년 12월 10일생. 2001년 세명대학교 전기공학과 졸업(학사). 현 한양대학교 전기공학과 석사과정.  
 Tel : (02)2220-0347  
 E-mail : com262@ihanyang.ac.kr



**김규호 (金圭浩)**  
 1966년 3월 8일생. 1988년 한양대 공대 전기공학과 졸업. 1990년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학). 현재 안산공과대학 전기과 부교수  
 Tel : (031) 490-6058  
 E-mail : kyuh0@act.ac.kr



**신동준 (申東峻)**  
 1972년 1월 28일생. 1998년 한양대 전기공학과 졸업. 2000년 동 대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사) 2004년 동 대학교 대학원 전기공학과 졸업(공학). 현재 한국전기연구원 전력산업연구그룹 선임연구원  
 Tel : (031) 420-6123  
 E-mail : shindj@keri.re.kr



**송경빈 (宋敬彬)**  
 1963년 9월 15일생. 1986년 연세대전기공학과 졸업. 1988년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1995년 텍사스 A&M전기공학과 졸업(공학). 1996년 한전전력연구원 선임연구원. 1998년 대구효성가톨릭대학교 전임강사. 2000년 계명대학교 전임강사. 2002년 숭실대학교 전기제어시스템공학부 전임강사. 2004년-현재 숭실대학교 전기제어시스템공학부 조교수.



**김진오 (金鎭吾)**  
 1956년 1월 17일생. 1980년 2월 서울대학교 전기공학과 졸업(학사). 1983년 2월 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1991년 12월 Texas A&M 대학교 전기공학과 졸업(공학). 현재 한양대학교 전자전기공학부 부교수.  
 Tel : (02)2220-0347, Fax : 2297-1569  
 E-mail : jokim@hanyang.ac.kr