

# 전력산업 구조개편에 대비한 적정 TRM 및 ATC 결정에 관한 연구

論 文

53A-3-1

## A Study of TRM and ATC Determination for Electricity Market Restructuring

李孝祥\* · 崔珍圭\*\* · 申東峻\* · 金鎮吾\*\*\*

(Hyo-Sang Lee · Jin-Kyu Choi · Dong-Joon Shin · Jin-O Kim)

**Abstract** - The Available Transfer Capability (ATC) is defined as the measure of the transfer capability remaining in the physical transmission network for further commercial activity above already committed uses. The ATC determination is related with Total Transfer Capability (TTC) and two reliability margins - Transmission Reliability Capability (TRM) and Capacity Benefit Margin(CBM). The TRM is the component of ATC that accounts for uncertainties and safety margins. Also the TRM is the amount of transmission capability necessary to ensure that the interconnected network is secure under a reasonable range of uncertainties in system conditions. The CBM is the translation of generator capacity reserve margin determined by the Load Serving Entities.

This paper describes a method for determining the TTC and TRM to calculate the ATC in the Bulk power system (HL II). TTC and TRM are calculated using Power Transfer Distribution Factor (PTDF). PTDF is implemented to find generation quantities without violating system security and to identify the most limiting facilities in determining the network's TTC. Reactive power is also considered to more accurate TTC calculation. TRM is calculated by alternative cases. CBM is calculated by LOLE. This paper compares ATC and TRM using suggested PTDF with using CPF. The method is illustrated using the IEEE 24 bus RTS (MRTS) in case study.

**Key Words** : Available transfer capability, total transfer capability, transmission reliability margin, capacity benefit margin, power transfer distribution factor

### 1. 서 론

전력산업 구조개편에 따라 전력거래에 참여하는 모든 전력회사의 경제성과 효율성이 강조되고 있다. 이에 따라 송전망 운영도 과거의 신뢰도 위주의 운영방식에서 벗어나 신뢰도 한계 내에서 최고의 효율적 운영을 추구하는 방식으로 변화하게 되었다. 이는 가용송전용량이 Bilateral 및 Pool의 효율적 전력거래를 가능케 하는 핵심적인 요소로 떠올랐기 때문이다. 따라서 송전선을 안정적으로 운용하면서 상업적 이용을 확대하기 위하여, 기존에 사용하고 있는 용량에 추가적으로 사용할 수 있는 가용송전용량(Available Transfer Capability : ATC)의 빠르고 정확한 계산의 중요성이 확대되고 있다.

지금까지 전력회사들은 가용송전용량(ATC)을 측정하기 위해 첫 상경사고시 전체송전용량 (First Contingency Total Transfer Capability : FCTTC)이란 용어를 사용해 왔으나, 전력산업 구조개편이 진행되면서 같은 개념인 가용송전용량(ATC)이란 용어를 사용하기 시작했다. 가용송전용량이란 송전계통에 주어진 시간동안 사용하지 않고 남아있는 용량을

측정하는 것이다. 가용송전용량의 계산은 불확실성으로 인해 매우 복잡하고 어려운 문제이며, 가용송전용량 계산에 있어 고려해야할 중요한 요소는 전체송전용량(Total Transfer Capability : TTC)과 송전신뢰도 여유도(Transmission Reliability Margin : TRM), 그리고 설비편익 여유도(Capacity Benefit Margin : CBM)가 있다. 이중 송전신뢰도 여유도는 송전계통의 사고 및 전력 거래의 취소와 같은 불확실성으로부터 계통을 안전하게 운영하고 발전설비신뢰도 기준을 만족시키기 위해 필요한 예비 송전용량으로 전력시장의 신뢰도 유지를 위해 핵심적인 요소라 할 수 있다.

본 논문에서는 전체송전용량 및 송전신뢰도 여유도를 계산하기 위해 Power Transfer Distribution Factor(PTDF) 방법을 이용하고자 한다. 또한 PTDF 이용시 기존 방식에서 고려하지 않았던 무효전력을 고려하여 좀더 정확한 최대 송전량 및 송전신뢰도 여유도를 예측함으로써 좀더 정확한 가용송전용량을 계산하고, 기존의 연속조류계산법(Continuous Power Flow : CPF)과 비교하였다. 계통의 불확실성을 고려하기 위해 두 신뢰도 여유도인 송전신뢰도 여유도(TRM)와 설비편익 여유도(CBM)를 계산하였다. 제안된 방법을 검증하기 위하여 IEEE 24bus RTS를 사용하였으며, 제안한 무효전력을 고려한 PTDF 방식이 ATC 및 송전신뢰도 여유도를 빠르고 정확하게 계산할 수 있음을 입증하였다.

### 2. 가용송전용량의 결정

NERC Definition에 따르면 가용송전용량(ATC)은 송전선

\* 正 會 員 : 漢陽大 工大 電氣工學科 博士課程

\*\* 準 會 員 : 漢陽大 工大 電氣工學科 碩士卒業

\*\*\* 正 會 員 : 漢陽大 工大 電氣工學科 副教授

接受日字 : 2003年 8月 25日

最終完了 : 2004年 1月 28日

을 안정적으로 운용하면서 상업적 이용을 확대하기 위하여, 기존에 사용하고 있는 용량에 추가적으로 사용할 수 있는 송전용량, 즉 송전계통에 주어진 시간동안 사용하지 않고 남아 있는 용량을 측정하는 것이다. 전체송전용량(TTC)은 한 지역에서 다른 지역으로 계통 안전도의 위반 없이 안전하게 송전할 수 있는 최대 송전량이다. TTC를 결정하는 요소에는 계통 조건, 주요 상정사고 등이 있다. 송전신뢰도 여유도 (TRM)는 계통의 불확실성을 고려하여 전력계통의 안정적인 운전을 보장하기 위해 필요한 양이고 설비편의 여유도 (CBM)는 발전설비 신뢰도 기준을 만족시키기 위해 필요한 양이다. 가용송전용량의 계산은 다음과 같다.

$$TTC = \text{Min of (Thermal, Voltage, Stability Limit)}$$

$$ATC = TTC - TRM - \text{현재사용량(CBM 포함)}$$

3. 연속조류계산법(CPF)을 이용한 전체송전용량 계산

현재 널리 사용되고 있는 TTC 계산 방법 중 CPF방법은 최대 주입전력량을 찾는 일반적인 방법으로, 전력을 주입하는 지역의 유효 전력량을 계통 안전도 위반을 발생시키지 않는 범위까지 증가시킴으로써 TTC를 구하는 방법이다. CPF방법을 이용하여 TTC를 계산하는 알고리즘은 그림 1에 나타내었다. 또한 CPF와 RPF 방법을 이용하여 TTC를 결정하는 방법의 수학적인 표현은 다음과 같다. TTC를 계산하기 위해  $\lambda$ 의 식으로 나타내면

목적함수 : Maximize  $\lambda$

$$P_{Li} = P_{Li0}(1 + \lambda K_{Pi}) \tag{1}$$

$$Q_{Li} = Q_{Li0}(1 + \lambda K_{Qi}) \tag{2}$$

여기서

$\lambda$  : 모선 발전량 증가를 표현하는 파라미터,  $\lambda = 0$ 은 base case,  $\lambda = \lambda_{max}$  일 때 최대전력전송

$P_{Li0}, Q_{Li0}$  :  $i$  모선의 base case 주입전력량

$K_{Pi}, K_{Qi}$  : participation factor

이때 제약조건은

$$P_{Gi} - P_{Li} - \sum_{j \in i} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \tag{3}$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - \sum_{j \in i} V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \tag{4}$$

$$S_{ij} \leq S_{ij, \max} \tag{5}$$

여기서

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

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

$G_{ij}, B_{ij}$  : bus admittance 행렬의 유,무효 부분

$S_{ij}$  : 송전 선로  $ij$  의 피상전력

$S_{ij, \max}$  : 송전선로  $ij$  의 정격용량

$\theta_{ij}$  : 모선  $i$  와  $j$  의 위상각차

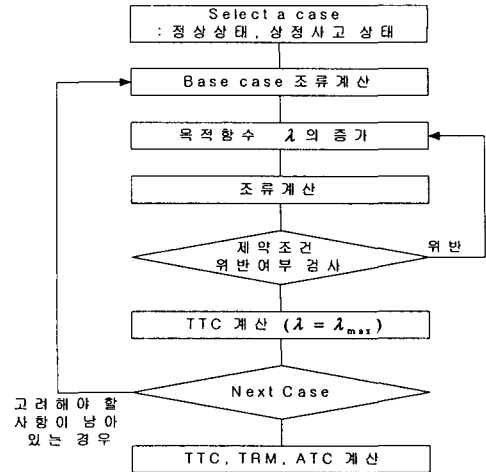


그림 1 CPF를 이용한 TTC 계산 알고리즘  
Fig. 1 TTC calculation algorithm using CPF

CPF방법은 안전도 조건을 위반하지 않는 범위까지 주입 전력량을 점차 증가시킨다. 즉 위 식에서  $\lambda = 0$ 인 base case로부터  $\lambda = \lambda_{max}$ 가 되는 경우까지  $P_{Li0}, Q_{Li0}$ 를 증가시킨다.  $\lambda = \lambda_{max}$ 인 경우 TTC가 결정된다.

4. PTDF를 이용한 전체송전용량 계산

4.1 Power Transfer Distribution Factor(PTDF)

한 지역에서의 발전량 변화는 계통 조류에 영향을 미치는 데, 계통의 조류는 participation factor에 따라 일정한 비율로 할당된다. 이러한 할당 기술로 현재 가장 보편적으로 사용되고 있는 방법이 PTDF이다. PTDF는 발전량의 변화에 따른 조류의 변화를 측정하고, 어떤 송전 시설물이 가장 많은 영향을 받는지를 확인하는데 사용되는 유용한 방법이다.

$$PTDF_{ij} = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta P_x} \tag{6}$$

여기서

$\Delta P_{ij}$  : 선로  $ij$  에 흐르는 유효전력 변화량

$\Delta P_x$  : 모선  $x$  에서의 주입유효전력 변화량

4.2 무효전력의 고려

PTDF 방법은 발전기의 유효전력을 증가시켜 선로에 흐르는 조류량을 계산하고, 발전 가능한 최대 발전량을 예측한다. 그러나 기존에 방식과 같이 유효전력만을 고려하였을 경우 상당한 오차를 발생시키므로 이런 오차를 줄이기 위해 무효전력까지 고려하는 방식을 제안하였다. 그림 2와 같이 송전선로에서 조류 운영점(operating point)은  $P_{i0}, Q_{i0}$ 를 최대로 허용하는 원(limiting circle),  $P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 = S_{ij, \max}^2$  내부로 제한된다. 선로  $ij$  를 통해 흐를 수 있는 최대 피상 전

력은 두 원의 교차점에서 결정된다. 최대 흐를 수 있는 전력을  $P_{ij}^*$ ,  $Q_{ij}^*$ 로 나타내었으며 다음 식에 의해 구해진다.

$$P_{ij} + jQ_{ij} = V_i^2 G_{ij} - V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) + j[V_i^2 B_{ij} - V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j)] \quad (7)$$

여기서

$$G_{ij} + jB_{ij} = \frac{1}{[R_{ij} + jX_{ij}]}$$

$\theta_{ij}$  : 위상각

이 식은 유·무효전력으로 나누어 다음과 같이 변형할 수 있다.

$$P_{ij} - V_i^2 G_{ij} = -V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad (8)$$

$$Q_{ij} + V_i^2 B_{ij} - V_i^2 B_{ij} = -V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad (9)$$

위 두 식 (8)과 (9)를 조합하면 (10)식이 된다.

$$(P_{ij} - V_i^2 G_{ij})^2 + (Q_{ij} + V_i^2 B_{ij} - V_i^2 B_{ij})^2 = (V_i V_j Y_{ij})^2 \quad (10)$$

이 식을 일반식으로 다시 나타내면 다음과 같다.

$$(P_{ij} - P_{ij0})^2 + (Q_{ij} - Q_{ij0})^2 = (V_i V_j Y_{ij})^2 \quad (11)$$

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 = S_{ij, \max}^2 \quad (12)$$

최대로 흐를 수 있는 전력  $P_{ij}^*$ ,  $Q_{ij}^*$ 는 (11), (12)식의 이차방정식 해가 된다.

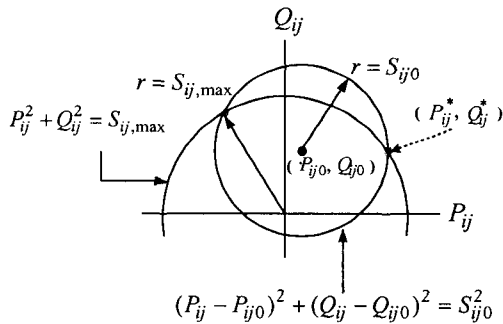


그림 2 최대 송전 가능 운영점  
Fig. 2 Maximum transfer operating point

### 4.3 PTDF를 이용한 TTC 계산

초기 조건에서의 조류계산 결과로부터 송전선로에 흐르는 피상전력은  $P_{ij0}$ ,  $Q_{ij0}$ 이다. 송전선로에 흐르는 전력이 선로정격용량에 도달할 때, 즉 최대전력 송전이 이루어질 때 송전선로의 조류변화량은 다음과 같다.

$$\Delta P_{ij}^* = P_{ij}^* - P_{ij0} \quad (13)$$

이때 송전선로에 흐르는 최대전력량인  $P_{ij}^*$ 는 식 (11)과 (12)에 의해 구해진다.

송전선로에 최대전력을 송전할 때 모선  $x$ 에서의 최대 발전증가량은 식 (6)과 식 (13)에 의해 구할 수 있다.

$$\Delta P_x^{*ij} = \frac{\Delta P_{ij}^*}{PTDF} \quad (14)$$

여기서

$\Delta P_x^{*ij}$  : 모선  $x$ 에서의 최대발전증가량

이 값은 송전선로에서 두 모선간 안전도 위반 없이 거래할 수 있는 최대 전력량을 의미한다. 여러 송전선로를 통해 가장 작은 값, 즉 가장 작은  $\Delta P_x^{*ij}$  값을 갖는 선로가 가장 제약받는 선로(the most limiting line)가 되며, 이 선로가 안전도 위반을 하지 않으면 계통 전체가 안전하게 운영되고 있음을 의미한다. 이때의 조류량이 계통에서 최대로 송전할 수 있는 양이 된다. 연계선로(tie line)의 TTC는 다음과 같은 식에 의해 계산된다.

$$P_{t-ij}(TTC) = P_{t-ij0} + \Delta P_x^{*ij} PTDF_{t-ij} \quad (15)$$

여기서

$P_{t-ij}(TTC)$  : tie line  $ij$ 에서의 TTC

$PTDF_{ij}$  : tie line  $ij$ 에서의 PTDF

TTC는 연계선로의 TTC중 가장 작은 값이므로 다음 식에 의해 결정된다.

$$TTC = \min.\{\text{모든 연계선로의 } P_{t-ij}(TTC)\} \quad (16)$$

## 5. 신뢰도 여유도 계산

### 5.1 Transmission Reliability Margin(TRM)

TRM은 계통 상태에 있어 고유의 불확실성을 고려한 것으로 운영상의 유연성을 확보함으로써 계통상태의 변화로부터 안전하게 계통을 운영할 수 있도록 한다. 그러므로 TRM을 고려하기 위해서는 계통에서 발생 가능한 모든 경우를 고려해야만 한다.

TRM을 결정하는 과정은 아래 그림과 같다. 상정사고를 고려하지 않은 base case TTC와 고려되어야 할 각각의 경우를 고려한 TTC를 계산한다. 이렇게 계산된 TTC중 가장 작은 값을 갖는 TTC가 최종 TTC로 결정되므로, base case TTC와 가장 작은 값을 갖는 TTC간의 차이가 TRM이 된다. 즉 그림 3의 base case TTC와 TTC1과의 차이가 TRM이 되는 것이다.

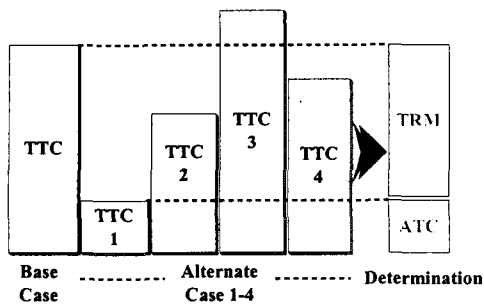


그림 3 TRM 결정  
Fig. 3 TRM determination

본 논문에서 TRM을 계산하기 위해 고려한 사항은 송전선로 정격용량 감소 방법과 연계선로(tie line)의 상정사고, 각 지역의 가장 큰 발전기의 고장, 부하의 불확실성을 고려하였다. 송전선로 정격용량 감소 방법의 경우 일반적으로 정격용량의 2~5%를 감소시키며, 사례연구에서는 정격용량의 3%를 감소시켜 적용하였다. 또한 부하예측의 불확실성을 고려하여 부하량의 2%를 증·감소시켜 적용하였다.

5.2 Capacity Benefit Margin(CBM)

CBM은 발전설비 신뢰도 기준을 만족시키기 위한 예비비용량이다. 각 지역은 일정 수준의 발전설비 신뢰도를 유지하여야 하고, 발전설비 신뢰도를 계산하는 방법에는 결정론적 방법과 확률론적 방법이 있다. 결정론적 방법은 가장 큰 발전 unit의 손실에 대비한 예비비용량, 혹은 이미 정해진 특정한 양의 예비비용량을 유지해야 하며, 확률론적 방법은 일반적으로 사용되는 신뢰도 지수인 Loss of Load Probability (LOLP), Loss of Load Expectation(LOLE)등을 산정하여 예비비용량을 결정한다. 특히 발전 예비력에 대해 확률론적인 방법을 적용하면 LOLE가 특정한 범위 안, 즉  $LOLE < 0.1\text{day/year}$ 를 만족해야 한다. LOLE는 평가대상 기간동안 공급지장이 평균적으로 몇 일 또는 몇 시간 발생할 것인가를 나타내는 지수이다.

일반적으로 단기기간에는 발전기에 대한 FOR에 대한 불확실성이 낮기 때문에 결정론적 방법을 적용하고, 장기기간에는 많은 불확실성과 변수로 인해 확률론적 방법을 적용한다.

본 논문에서는 CBM 결정에 확률론적 방법을 사용하였다. Daily load model에서  $LOLE < 0.1\text{day/year}$  혹은 hourly load model로 나타내어  $LOLE < 2.4\text{hour/year}$ 를 만족해야 하고, 본 논문에서는 hourly load model을 사용하였다. 또한 two-state 모델을 사용하였고, 2500번의 sampling과 exponential 분포의 random 변수를 사용하였다.

6. 사례 연구

본 논문에서는 IEEE 24모선 Reliability Test System (RTS)을 이용하여 ATC와 TRM, CBM을 계산하였다. 연계선로(tie line)의 ATC를 계산하기 위해 RTS를 3개의 연계선로를 가진 두개의 지역으로 나누었으며, 지역 1의 18번 모선에서 전력을 판매하고 지역 2의 7번 모선에서 구매하는 전력거래를 상정하였다. 이때 연계선로는 11-14, 13-23,

15-23 선로이다. 또한 기존 RTS에서 LOLE 계산시 지역 1의  $LOLE = 201.1844$ , 지역 2의  $LOLE = 9.5768$ 로, 두 지역 모두 신뢰도 기준인  $LOLE < 2.4\text{hour/year}$ 를 만족하지 않는다. 따라서 본 사례연구에서는 기존 RTS 데이터에 지역 1에 3대, 지역 2에 1대, 총 4대의 발전기의 용량을 증가시켰으며, 증가시킨 발전기의 접속 위치 및 증가 용량을 표 1에 나타내었다.

위와 같은 조건 하에서 기존의 CPF를 이용한 ATC, CBM, TRM 계산 결과와 본 논문에서 제안한 무효전력을 고려한 PTDF 방법을 이용한 계산 결과를 비교하였다.

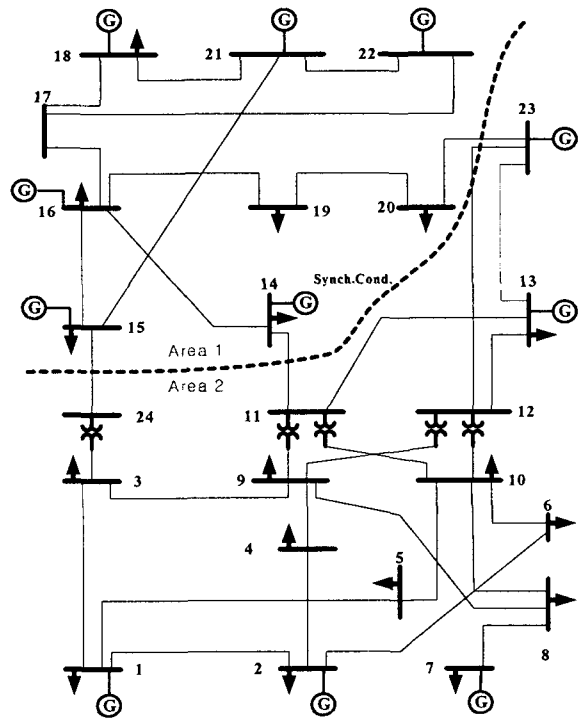


그림 4 수정된 IEEE 24모선 RTS  
Fig. 4 Modified IEEE 24 Bus RTS

표 1 증가된 발전량  
Table 1 Increased generator output

지역	모선	발전용량(MW)
1	15	155
	16	155
	18	400
2	13	197

6.1 CBM 계산

각 지역의 발전설비 신뢰도를 계산하기 위해 신뢰도 지수 중 LOLE를 사용하였다. LOLE 계산 기법은 확률론적 방법을 사용하였으며 Hourly load model을 사용하여  $LOLE < 2.4\text{hour/year}$ 를 만족시키는 CBM 용량을 계산하였으며, 그 결과는 표 2와 그림 5, 그림 6에 나타내었다.

표 2 발전량 수입 후 LOLE 변화

Table 2 LOLE change after power import

지역	LOLE (hour/year)	수입하는 양	수입후 LOLE (hour/year)
1	3.292	50MW	2.0036
2	1.4116	-50MW	2.108

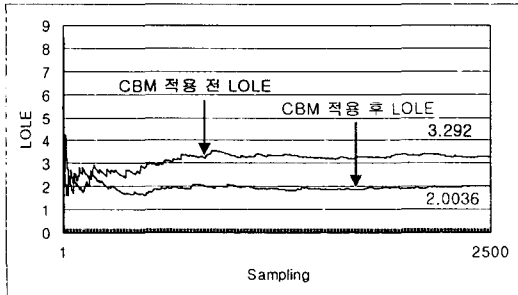


그림 5 CBM 적용시 지역 1의 LOLE 변화  
Fig. 5 LOLE change of Area 1 after CBM applied

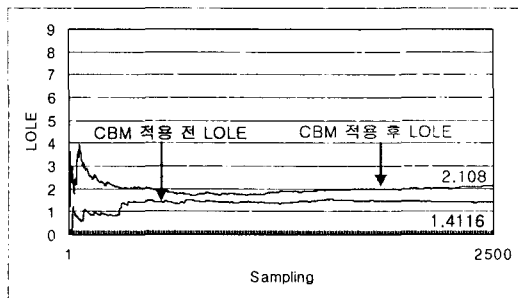


그림 6 CBM 적용시 지역 2의 LOLE 변화  
Fig. 6 CMB change of Area 2 after CBM applied

LOLE < 2.4hour/year을 만족시키기 위해 지역 1은 지역 2로부터 50MW만큼의 발전용량을 수입한다. 50MW용량을 수입한 후 지역1과 지역2는 모두 LOLE < 2.4hour/year을 만족시킨다. 그러므로 CBM은 50MW로 결정된다.

6.2 ATC 계산  
6.2.1 CPF에 의한 ATC 계산

표 3 신뢰도 여유도와 ATC 계산 결과  
Table 3 TRM and ATC results

	CPF 방법 [MW]				PTDF를 이용한 방법 [MW]							
	TTC	TRM	CBM	ATC	실제 발전 증가량	방법 1	방법 2	TTC	TRM	CBM	ATC	
정상상태	290.55				335	360.47	333.81	286.92				
송전선로 정격용량 감소	276.53				296	285.43	298.17	272.92				
line 11-14 상정사고	339.44				295	286.84	292.9	342.65				
line 15-24 상정사고	290.25				324	316.35	320.1	286.21				
line 20-23 상정사고	284.74				327	348.12	322.4	280.96				
지역1의 가장 큰 발전기고장	290.63				332	318.72	338.9	285.19				
지역2의 가장 큰 발전기고장	267.72				412	429.33	407.97	262.29				
부하의 불확실성	288.71				334	314.11	320.5	284.71				
		22.83	50	217.72					24.63	50	212.29	

정상상태의 TTC는 290.55MW이고, 각 경우 중 가장 작은 TTC는 지역 2의 가장 큰 용량을 가진 발전기가 고장난 경우로 267.72MW이다. 그러므로 TRM은 정상상태의 TTC와 가장 작은 값을 나타내는 TTC의 차이므로 22.83MW가 된다. ATC = 정상상태 TTC - TRM - CBM 이므로 217.72 MW가 된다.

6.2.2 PTDF에 의한 ATC 계산

PTDF 방법은 발전량의 변화로 인해 발전원으로 부터 부하에 흐르는 송전선로의 조류 변화량을 계산하기 위해 사용하였다. 또한 조류변화에 가장 민감히 반응하는 송전선로가 선택되고, 송전선로의 안전도를 위반하지 않는 범위에서 증가시킬 수 있는 최대발전증가량을 계산하였다. 최대발전증가량과 TRM, CBM, ATC 계산결과를 표 3에 나타내었다. 방법 1은 유효전력만을 고려한 결과이고, 방법 2는 무효전력까지 고려할 때의 최대발전증가량이다.

정상상태인 경우 방법 1을 적용하면 계통 안전도 위반 없이 증가시킬 수 있는 최대발전증가량은 360.47MW로 CPF방법에 의해 구해진 실제 발전증가량 335MW와 7.6%의 오차를 나타내었다. 그러나 방법 2를 적용하면 최대발전증가량은 333.81MW로 0.36%의 오차를 보였다. 두 경우 모두 가장 영향을 많이 받는 선로(the most limiting line)는 line 14-16이다. 그러므로 ATC를 계산하기 위해 오차가 작은 방법 2의 최대 발전량을 사용하였다.

정상상태의 TTC는 286.92MW이고, 가장 작은 값을 갖는 TTC는 지역 2의 가장 큰 발전기가 고장난 경우로 262.29MW이다. 그러므로 TRM은 24.63MW가 되고 ATC는 212.29MW가 된다. CPF방법과 PTDF방법을 이용하여 구한 TRM, CBM, ATC 계산결과는 표 3에 정리하였다.

6.2.3 CPF와 PTDF방법에 의한 ATC 결과 비교

CPF와 PTDF방법을 적용하여 계산한 ATC의 결과를 표 4에 정리하였다. CPF 방법이 더 정확하나 계산 시간이 오래 걸린다. 비록 2.49%의 오차가 발생하나 PTDF 방법이 상대적으로 계산 시간이 빠르므로 시시각각으로 변화하는 전력 거래 결과에 따라 실시간으로 ATC를 계산하여 갱신하여야 하는 전력시장에 더 적합하다. 또한 PTDF 방법을 이용하면 어떤 송전선로가 가장 큰 영향을 받는지를 알 수 있다.

표 4 CPF와 PTDF 방법을 이용한 ATC 계산 결과

Table 1 ATC results of CPF and PTDF method

적용방법	TTC (정상상태)	TTC (가장작은 값)	TRM	CBM	ATC
CPF	290.55	267.72	22.83	50	217.72
PTDF	286.92	262.29	24.63	50	212.29
오차(%)	1.25	2.03	7.88		2.49

7. 결 론

ATC를 계산하기 위해서 TTC와 두 예비력(TRM, CBM)을 계산하는 것이 중요하다. 본 논문에서는 TTC를 계산하는 방법으로 무효전력을 고려한 PTDF방법을 사용하였다. TRM을 계산하기 위해서 송전선로의 정격용량 3% 감소, 연계선로(tie line)의 상정사고, 각 지역의 가장 큰 용량을 가지는 발전기의 고장, 부하측정의 불확실성(2%)의 경우를 적용하여 반복 계산하였다. 또한 CBM은 확률론적 방법을 적용하여 계산하여, 각 지역이 LOLE < 2.4hour/year를 만족하도록 CBM을 결정하였다.

ATC 계산에 있어 무효전력을 고려한 PTDF 기법을 이용함으로써 전력계통 안전도를 위반하지 않는 범위에서 좀더 빠르게 ATC를 계산할 수 있었다. 또한 TRM과 CBM을 고려함으로써 안정적으로 계통을 운영할 수 있게 한다.

감사의 글

이 논문은 2002년도 한국학술진흥재단의 지원에 의하여 연구되었음(KRF-2002-041-D00221)

참 고 문 헌

[1] North American Electric Reliability Council (NERC), "Available Transfer Capability -Definitions and Determinations", NERC Report, June 1996.  
 [2] H. H. Yan, "PTDF and TLR from a Power Marketer's perspective", Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, Vol. 1, pp. 156-161. 1999.  
 [3] P. W. Sauer, S. Grijalva, "Reactive Power Considerations in ATC Computation", Systems Sciences, 1999. HICSS-32. Proceedings of 32nd Annual Hawaii International Conference on, pp.2047-2054, Nov/Dec. 1979  
 [4] P. W. Sauer, "Technical Challenges of Computing Available Transfer Capability (ATC) in Electric Power Systems", Proceedings, 30th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, Jan. 1997.  
 [5] G. C. Ejebe, J. Tong, J. G. Waight, J. G. Frame, X. Wang, W. F. Tinney, "Available Transfer Capability Calculations", IEEE Trans. on Power System, Vol. 13, No. 4, Nov.1998.  
 [6] IEEE Committee Report, "IEEE reliability test

system", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, pp. 2047-2054, Nov/Dec. 1979.

[7] North American Electric Reliability Council (NERC), "Transmission Capability Margin and Their Use in ATC Determination", NERC White Paper, 1999.  
 [8] G. C. Ejebe, J. G. Waight, Manuel Santos-Nieto, W. F. Tinney, "Fast Calculation of Linear Available Transfer Capability", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 3, pp. 1112-1116, 2000.  
 [9] G. Hamound "Assessment of Available Transfer Capability of Transmission Systems", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 15, No. 1, Feb. 2000.  
 [10] R. Billinton, Wenyuan Li, Reliability Assessment of Electric Power Systems using Monte Carlo Methods, Plenum, New York, 1994.

저 자 소 개



이 호 상(李 孝 祥)

1955년 2월생. 1981년 2월 한양대학교 전자통신공학과 졸업. 1984년 동대학 산업대학원 졸업(석사). 2003년 동대학원 전기공학과 박사과정 수료. 현 전력거래소 정보기술처 팀장  
 Email : lhs707@kpx.or.kr



최 진 규(崔 珍 圭)

1974년 5월 23일생. 2000년 한양대 전자공학과 졸업. 2003년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사)  
 E-mail : cjknigh@empal.com



신 동 준(申 東 峻)

1972년 1월 28일생. 1998년 한양대 전기공학과 졸업. 현재 동 대학원 전기공학과 박사과정  
 E-mail : djshin@ihanyang.ac.kr



김 진 오(金 鎭 翊)

1956년 1월 17일생. 1980년 2월 서울대학교 전기공학과 졸업(학사). 1983년 2월 서울대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1991년 12월 Texas A&M 대학교 전기공학과 졸업(공학박). 현재 한양대학교 전자전기공학부 부교수.  
 E-mail : jokim@hanyang.ac.kr