

확률적 방법을 이용한 전력계통의 상정사고 순위 결정

김경영* · 이승혁* · 김진오* · 김태균**
 *한양대학교 전기공학과 **한국전력공사 전력연구원

Determining Contingency Ranking Using the Probabilistic Method of the Power System

Kyoung-Young Kim* · Seung-Hyuk Lee* · Jin-O Kim* · Tae-Kyun Kim**
 Dept. of Electrical Engineering, Hanyang University* KEPRI KEPCO**

Abstract - The electric power industry throughout the world is undergoing considerable changes from the vertically integrated utility structure to the deregulated market. However, the deregulated electricity market is operated with respect to theory of economical efficiency, and therefore, the system operator requires data with fast contingency ranking for security of the bulk power system. This paper presents fast calculation method for determining contingency ranking using the weather dependant probabilistic risk index(PRI). The probabilistic risk index can be classified into normal weather and adverse weather. This paper proposes calculation method using the probabilistic risk index in determining contingency ranking requiring for security under the deregulated electricity market.

1. 서 론

전 세계적으로 전력시장의 형태가 수직 통합된 전력시장구조에서 개방된 경쟁적 구조로 변화하고 있다. 이러한 전력시장구조는 경제성의 원리로 운영되므로, 계통의 안전성(Security) 확보를 위해 계통 운영자는 빠른 상정 사고 순위에 대한 데이터를 요구하게 된다. 따라서, 본 논문에서는 전력계통 상정사고 순위결정(Ranking)에 대한 빠른 계산과 잠재적 사고 확률을 고려한 지수(Probabilistic Risk Index; PRI)를 이용한 방법을 제안하고 있다.

확률적 지수 사용에 있어 날씨영향에 대한 고장을 고려하기 위해 정상날씨(Normal Weather), 가혹날씨(Adverse Weather) 2가지로 구분하였다.

확률적 지수를 이용한 상정사고 순위 결정은 빠른 계산속도와 송전선로 고장율을 고려하기 때문에 보다 정확함을 사례연구를 통해 확인하였다. 따라서, 본 논문에서는 경쟁적 전력시장구조 하에서 전력계통 안전성 확보를 위해 계통운영자가 필요로 하는 상정사고 순위결정에 있어 확률적 지수를 이용한 시간대별 계산방법을 채택하였다.

2. 본 론

2.1 고장율과 수리시간

고장율(Failure rate)은 일년 중에서 계통에 사고가 발생한 횟수를 나타내는 비율이다. 선로길이, 선로용량, 선로종류 등은 고장율에 영향을 주고 있다.

수리시간(Repair time)은 일년 중에서 사고가 발생한 횟수에 대한 수리시간으로 표현되며 송전전압에 따라 다르게 나타난다. 또한, 지중케이블은 가공송전선로보다 높은 수리시간을 요구한다.

2.2 날씨조건을 고려한 고장율

본 논문에서는 고장율과 수리시간을 시변함수로 표현하였다. 날씨에 의한 영향을 고려하기 위해 정상날씨(Normal Weather), 가혹날씨(Adverse Weather) 두 가지로 구분하였고, 각 날씨에서의 파라미터 평균값은 상수로 가정하였다. 1년에 대한 고장율과 그에 대한 수리시간을 시간대별로 구하기 위하여 매 시간당으로 계산하였다.

시변(Time-varying) 고장을 $\lambda(t)$ 는 식 (1)처럼 날씨 상태에서의 평균고장율의 날씨에 의한 가중치를 부여하였다 [3].

$$\lambda(t) = \frac{1}{8760} \times f_{\lambda w}(t) \times \lambda_n \tag{1}$$

$f_{\lambda w}(t)$: 매 시간에 따른 고장율-날씨 가중치
 λ_n : 날씨에 따른 고장율

정상날씨는 가혹날씨와 자연재해를 제외한 모든 날씨 상태를 나타내고, 가혹날씨는 뇌우, 강풍, 태풍과 같은 날씨상태를 고려하였다. 과거 날씨데이터를 이용하여 평균 고장율을 산정하였다. 날씨가중치 $f_{\lambda w}(t)$ 는 각각의 날씨조건에 따라 가중치를 부여하였다.

시변 수리시간(Repair time) $r(t)$ 는 날씨뿐만 아니라 고장이 발생한 시간대에 따라 다른 값을 가진다. 즉, 어느 시간에 고장이 발생하는지에 따라 수리에 이용할 수 있는 인력, 물적자원이 달라지고 수리과정, 절차에도 영향을 미치게 된다. 이런 가중치는 모두 과거의 고장수리 경험을 통해 구한다.

그림 1은 본 논문에서 사용하는 수리시간-송전선로길이 가중치 그래프이다. 여기서, 송전선로의 길이가 길수록 수리시간은 1차 함수적으로 증가하게 된다.

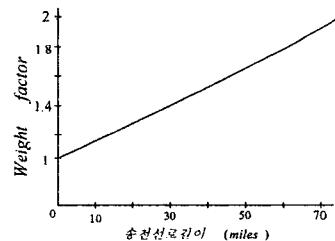


그림 1. 수리시간-선로길이 가중치

결국, 매시간 t 에서 선로마다 날씨의 영향을 고려한 가중치는 식 (2)처럼 표현된다.

$$\lambda_{ij}(wt) = \lambda(t) \times r_{ij}(t) \times l_{ij} \tag{2}$$

$\lambda_{ij}(w, t)$: 날씨의 영향과 시간에 대한 상정사고가 발생한 i, j 선로에서의 가중치

- λ_n : 고장율
- $r_{ij}^i(t)$: 매 시간대에 대한 i-j 선로에서 수리시간
- l_{ij}^i : 송전선로길이에 대한 가중치

여기서, 송전선로길이 가중치(l_{ij}^i)는 그림 1의 함수로 고려하였다. 그리고, 그림 2는 본 논문에서 사용한 수리시간(Repair time)에 대한 가중치 함수이다.

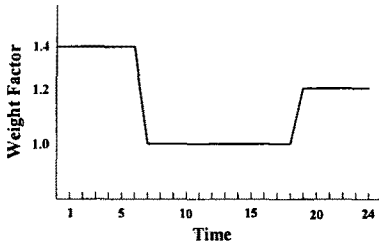


그림 2. 수리시간에 대한 가중치

2.3. 날씨조건을 고려한 확률적 지수(PRI)

전력시장구조가 개방된 구조로 변화하면서, 계통운영자는 계통에 대한 빠르고 정확한 정보가 필요하게 되었다. 정확한 정보를 토대로 계통운영자는 계통사고를 미연에 방지하고 계통을 안전하게 운전하는 것이 선행되어야 한다. 따라서, 계통사고 해석에 있어 빠르고 정확한 계산을 위해서 본 논문은 전압과 유효전력에 대한 제한위반을 부여하여 확률적 지수(PRI)를 개발하였다.

운영중인 계통에 대한 지수를 계산하기 위해서, 확률적 지수(PRI)를 식 (3)처럼 정의하였다.

가중치는 유효전력과 전압의 운영제한 위반을 이용하여 결정하였다 [1].

식 (3)은 시간대 별 송전선로의 확률적 지수(PRI)를 표현하고 있다.

$$I_{risk}(t) = \lambda_{ij}(w, t) \cdot \left[\sum_k K_{Pk}^{ij} \left(\frac{\Delta P_k^{ij}}{P_N} \right)^2 + \sum_k K_{Vk}^{ij} \left(\frac{\Delta V_k^{ij}}{V_N} \right)^2 \right] \quad (3)$$

- i, j : i-j 선로
- $\lambda_{ij}(w, t)$ 날씨의 영향과 시간에 대한 상정사고가 i-j 선로에서 발생할 때 가중치
- k : 제한위반 범위
- K_{Pk}^{ij} : 유효전력 위반에 대한 가중치
- K_{Vk}^{ij} : 전압위반에 대한 가중치
- ΔP_k^{ij} : 각 선로에 선로용량 위반량
- ΔV_k^{ij} : 정격전압 위반량
- P_N : 각 선로에 선로용량
- V_N : 정격전압

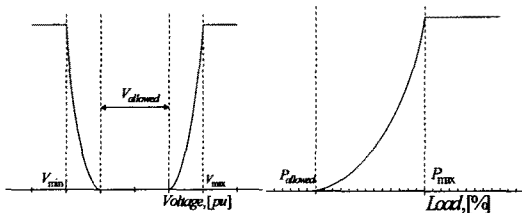


그림 3. 전압위반 가중치

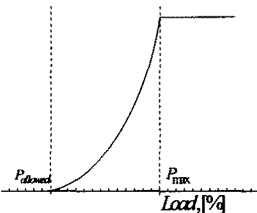


그림 4. 유효전력위반 가중치

결국, 식 (3)의 확률적 지수(PRI)는 전압과 유효전력 위반에 대한 가중치를 부여한 이차함수형태로 표현된다. 그림 3과 4는 확률적 지수(PRI)로 전압 위반과 유효

전력 위반 가중치로 나타난 함수이다. 그림 3에서 전압 위반 가중치는 저전압(V_{min})과 과전압(V_{max})을 고려하였고, 그림 4는 상정사고로 인한 각 선로의 유효전력 위반에 대한 가중치를 보여준다. 그림 4의 유효전력 위반 가중치에서 하한구간이 없는 이유는 송전선로의 정격유효전력 보다 낮은 유효전력은 문제가 되지 않기 때문이다.

각각의 가중치(K_{Pk}^{ij} 와 K_{Vk}^{ij})는 선로, 변압기, 전압레벨에 대해 각각 다른 함수로 계산하였다.

3. 사례 연구

본 논문에서 제안하는 확률적 지수(PRI)에 대한 상정사고 순위결정방법은 IEEE-RBTS 24 모선을 이용하여 평상날씨와 가혹날씨의 경우에 대해서 계통의 상정사고 순위를 결정하였다. 그림 5는 변압기 5대, 지중케이블 2개, 가공선로 27개로 구성된 IEEE-RBTS 계통도를 보여주고 있다 [2][4].

평상날씨와 가혹날씨, 두 경우에 대해서 그림 5를 시뮬레이션 하였다. 평상날씨의 경우는 유효전력 제한위반과 전압 제한위반 및 고장율, 수리시간에 대해 고려하였고, 가혹날씨의 경우는 평상날씨의 계산방법에 상정사고 발생했을 경우 송전선로길이에 따른 수리시간 가중치를 더 추가하여 그림 5의 계통을 사례연구하였다.

본 논문에서는 시간대별 부하형태를 이용하여 매 시간대 별 상정사고 순위를 평상날씨와 가혹날씨에 대해서 시뮬레이션을 하였다. 시간대별 부하형태는 일일부하곡선과 연중부하곡선을 이용하여 부하의 변동을 고려하였다.

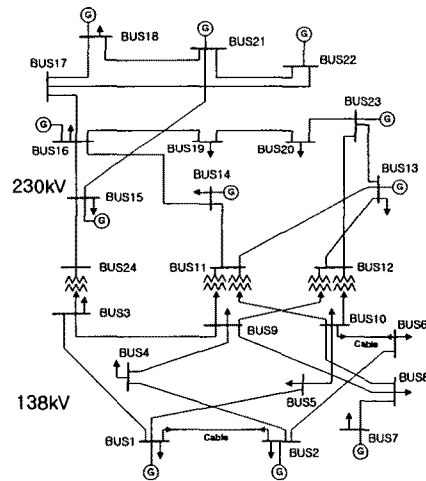


그림 5. IEEE RBTS 계통도

평상날씨와 가혹날씨에서 변압기를 나타내는 3-24, 9-11, 9-12, 10-11, 10-12 선로에서는 평상날씨나 가혹날씨와 관계없이 일정한 상정사고 순위를 나타낸다. 그 이유는 고장율은 낮지만 매우 큰 수리시간 때문이다.

그림 5에서 지중케이블은 1-2와 6-10 선로이다. 지중케이블은 날씨에 영향을 받지 않으나, 사고가 발생했을 경우 지중에 매설되어 있기 때문에 사고를 복구하는데 가공송전선로보다 복구시간이 길다. 그 결과 6-10 선로는 길이가 동일한 가공송전선로보다 수리시간이 오래 소요됨을 알 수 있다. 1-2 선로의 경우는 6-10 선로와 동일한 지중케이블이나 케이블의 길이가 상당히 작기 때문에 날씨에 영향이 있는 경우라도 수리하는 시간이 적게 소요되기 때문에 상정사고순위가 낮게 나타남을 알 수 있었다.

표 1과 표 2에서 평상날씨와 가혹날씨에 대한 시간대

별(5, 14시) 상정사고 순위 결과를 보여주고 있다. 전체 계통의 순위는 29위까지이지만 본 논문에서는 15위까지만 나타내었다.

표 1과 표 2에서 알 수 있듯이 평상날씨 조건에서 상정사고 순위가 변동함을 알 수 있다. 시간대별로 부하가 변동하기 때문에 매 시간대별 상정사고 순위가 부하변화에 따라 변동함을 알 수 있다.

표 1의 경우에 10위 이내 중요한 순위 중 16-19, 17-22 선로(진한 부분)가 평상날씨에 5순위와 7순위였으나 가혹날씨의 경우 10순위, 5순위로 변화하였다.

표 1. IEEE RBTS 24 모선에 대한 5시 상정사고 순위

rank	branch	normal	branch	adverse weather
1	6-10	0.0001711	6-10	0.074037
2	15-21	0.0001425	15-21	0.04316
3	13-23	0.0001227	13-23	0.042489
4	12-23	0.0001216	12-23	0.04309
5	16-19	0.0001087	17-22	0.041366
6	2-6	0.0001075	2-6	0.037207
7	17-22	0.0001067	1-3	0.031637
8	8-10	0.0000994	8-10	0.030129
9	21-22	0.0000953	21-22	0.028924
10	19-20	0.0000954	16-19	0.028221
11	16-17	0.0000952	11-13	0.023027
12	14-16	0.0000916	19-20	0.024778
13	1-3	0.0000914	12-13	0.024749
14	15-16	0.0000907	16-17	0.024729
15	20-23	0.0000841	8-9	0.24455

평상날씨에서 전압 제한위반, 유효전력 제한위반, 고장율에 따라 높은 순위를 나타내지만, 가혹날씨 상태에서는 평상날씨에서 일정하게 고려하였던 송전선로길이에 대한 수리시간에 가중치를 추가했을 경우, 평상날씨에서는 높은 순위였던 송전선로가 가혹날씨에서는 낮은 순위로 변동하였고, 또한 평상날씨에서 낮은 순위였던 송전선로가 가혹날씨에서 높은 순위로 변동되었음을 알 수 있다.

표 2. IEEE-RBTS 24 모선에 대한 14시 상정사고 순위

rank	branch	normal	branch	adverse weather
1	6-10	0.00007715	6-10	0.083475
2	15-21	0.00004859	15-21	0.036802
3	17-22	0.00003703	17-22	0.03606
4	12-23	0.00003566	12-23	0.030867
5	13-23	0.00003361	13-23	0.029091
6	2-6	0.00003132	2-6	0.027115
7	21-22	0.00003086	19-20	0.026063
8	8-10	0.00002966	1-3	0.025449
9	1-3	0.00002940	21-22	0.023372
10	7-8	0.00002844	8-10	0.022466
11	8-9	0.00002742	8-9	0.020767
12	12-13	0.00002741	12-13	0.020763
13	11-13	0.00002740	11-13	0.020752
14	16-17	0.00002551	15-24	0.019069
15	11-14	0.00002529	7-8	0.018461

평상날씨에서 상정사고 발생시 부하변동, 고장율과 수리시간에 의해서 상정사고 순위가 변동한 것을 알 수 있으나, 가혹날씨의 경우에는 평상날씨의 2가지 순위결정 변동요인과 더불어 송전선로길이에 따라 상정사고 순위가 변동함을 알 수 있다.

결국, 상정사고 순위를 결정한 표 1과 표 2는 경제원리로 운영되는 개방된 전력시장구조에서 계통운영자로부터 계통의 안전도(Security) 감시(Monitoring)를 위한 정보를 매 시간마다 부여함으로써 계통의 신뢰도 향상을 도모하게 된다. 그림 5와 6은 평상날씨와 가혹날씨의 경우 피크부하인 14시에 대한 각 상정사고 순위 결정 결과 그래프이다.

그림 5와 6에서 21-22, 8-10, 1-3, 7-8, 16-17, 11-14 선로가 평상날씨 조건과 가혹날씨 조건하에서 상

정사고에 대해 다른 순위를 나타낸 이유는 각 선로의 가혹날씨 조건에서의 길이에 따른 고장율과 그에 대한 수리시간의 차이 때문이다.

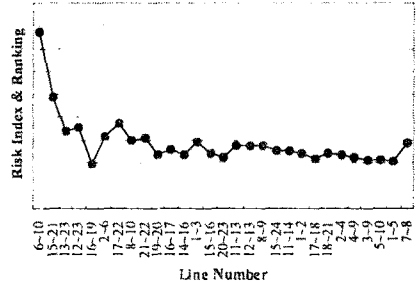


그림 6. 평상날씨 조건에서 14시의 상정사고 순위

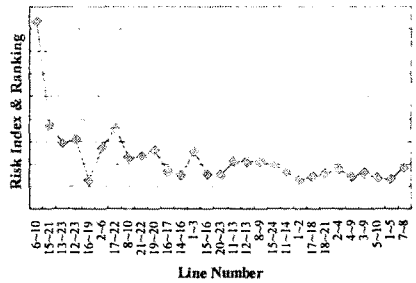


그림 7. 가혹날씨 조건에서 14시 상정사고 순위

4. 결 론

본 논문은 확률적 지수(PRI)를 이용하여 시간대별, 날씨별로 상정사고 순위 결정방법을 제안하였다. 이러한 확률적 지수(PRI)를 이용하여 개방된 전력시장 내에서 계통운영자에게 매 시간대별 상정사고 순위에 대한 데이터를 빠르고 정확히 제공하게 된다. 또한, 날씨의 영향을 고려하지 않은 결정론적 방법에 의한 상정사고 순위결정보다 잠재적인 사고 확률을 고려한 상정사고 해석방법은 상정사고 순위 결정에 있어 보다 실제통에 가까운 분석이 가능하다. 계통운영자는 계통에 대한 시간대별, 선로상태, 선로길이 및 기상조건 등 수집된 데이터를 이용하여 사고를 미연에 방지할 수 있는 대비책을 마련할 수 있을 것이다.

감사의 글

본 논문은 전력연구원의 지원에 의해 수행되었음.

[참 고 문 헌]

- [1] K. Uhlen and B. H. Bakkn, "Implementation of a probabilistic security assessment tool for determination of power transfer limits", *cigre*, 2002
- [2] T. A. M. Sharaf and G. J. Berg, "Loadability in composite generation/transmission power-system reliability evaluation", *IEEE Trans. Power system*, vol. 42, pp. 393-400, 1993
- [3] Peng Wang and R. Billinton, "Reliability cost/worth assessment of distribution systems incorporating time-varying weather conditions and restoration resources", *IEEE Trans. Power System*, vol. 17, pp. 260-256, 2002
- [4] R. Billinton and W. Li, "Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo Method"