

## 우리나라 전력계통의 확률론적 공급신뢰도 평가

■ 곽 노 흥, 전 등 훈 / 한전 전력연구원

### 1. 개 요

독점체제에서 경쟁체제로의 전력산업 환경변화가 국가적인 효율 증대와 소비자의 편의 증대를 도모할 수 있을지는 모르나, 대규모 전력계통을 계획, 운영함에 있어서 전원개발 및 수요예측의 불확실성을 증가시키고, 특히 시장 논리에 따른 신규 설비투자로 대규모 정전과 같은 국가적인 재난이 발생할 가능성을 더욱 증가시키고 있다. 실제 전 세계적으로 발생한 일련의 대정전사고에 직간접적인 영향을 미친 것으로 보고되고 있으며, 이후 전력계통 안정운영의 일환으로써 전력계통의 신뢰도에 대한 관심이 그 어느 때보다 높아지고 있다.

전력계통에서 신뢰도(reliability)란 전력계통이 운전 제약조건을 만족하면서 소비자가 요구하는 전력에너지를 공급할 수 있는 능력의 정도로 정의되는데, 협의의 신뢰도로 전력계통이 소비자가 요구하는 전력에너지를 공급할 수 있는 능력의 정도로 정의되는 적정도(adequacy, 공급신뢰도)와 광의의 신뢰도로 적정도와 함께 전력계통에 갑작스러운 왜란이 발생할 때 이를 극복하고 새로운 안정적인 운전조건으로 복구하려는 능력으로 정의되는 안정도(stability) 및 안정적인 운전 상태를 유지하려는 능력의 정도로 정의되는 안전도(security)를 포함하고 있다.

전력계통의 신뢰도 평가방법은 공급예비력, 계통사고, 설비고장, 소비자의 부하 등 신뢰도에 영향을 미치는 전력계통의 불확실성 고려 여부에 따라 결정론적

(deterministic) 방법과 확률론적(probabilistic) 방법으로 구분되어지는데, 지금까지 대부분의 전력계통 계획 및 운영업무에는 전력계통의 불확실성을 고려하지 않는 결정론적 방법이 사용되어 왔다. 그러나 결정론적 방법은 전력계통의 안정운영 측면에서는 상당히 중요하지만 상대적으로 발생가능성이 작은 상태를 고려할 수 없어 과잉 투자할 우려가 있으며, 반대로 중요하지는 않지만 상대적으로 발생가능성이 큰 상태를 간과할 수 있어 신뢰도에 부정적인 영향을 미칠 소지가 있다.

전력계통의 불확실성을 고려하여 결정론적 방법이 가지는 단점을 해소할 수 있고, 특히 전력계통의 불확실성에 근거한 적정 설비투자계획의 수립 등으로 경제성 고려가 가능한 확률론적 방법의 필요성은 이미 1950년대부터 인식되어 캐나다, 미국, 프랑스, 브라질 등을 중심으로 관련 연구가 꾸준히 추진되어 왔다. 우리나라도 한전 전력연구원을 중심으로 1980년대 초반부터 전력계통의 확률론적 신뢰도 평가기술을 확보하고자 학계와 공동으로 관련 이론의 정립과 평가도구(Tool)의 확보 및 실무적용을 위한 연구를 시도하였다. 그러나, 당시 도입, 연구되었던 신뢰도 평가도구(MEXICO, EDF, 프랑스)가 처리할 수 있는 계산능력의 제한, 관련 입력데이터 확보의 어려움 등으로 인해 확률론적 신뢰도 평가기술을 실무에 적용하지는 못하였다. 관련분야 연구도 1992년부터 잠시 중단되었으나, 우리나라의 전력산업 구조개편과 맞물려 공급신뢰도와 경제성이 조화된 송변전 설비계획의 수립을 위한

일환으로 확률론적 신뢰도 평가기술을 실무에 적용하고자 2001년 관련분야 연구를 재개하였으며, 특히 2003년 캐나다-미국 북동부에서 발생한 광역정전이후 신뢰도의 중요성에 대한 공감대가 형성되어 전 세계적으로 확률론적 방법에 의한 신뢰도 평가 연구가 활발하게 진행되고 있다.

전력계통 계획측면에서의 확률론적 신뢰도 평가기술은 특정년도에 전력계통이 고장으로 인해 수용가에 전력을 공급할 수 없는 공급지장의 정도를 평가하는 기술이다. 일반적으로 공급예비력이 반영된 조류계산 데이터, 시간대별 전체부하 실적, 전력설비별 고장확률 등을 통해 전력계통이 가지고 있는 불확실성을 반영하는데, 기본적인 신뢰도 평가과정은 Base Case 및 상정사고 Depth에 따른 각각의 상정사고 Case를 AC/DC 조류계산법으로 해석하여 모선 전압변동, 선로 과부하, 계통분리 등의 System Problem을 파악한 다음, 여기에 전력설비 고장확률, 8760시간대별 전체부하 실적 등을 고려하여 특정년도의 신뢰도지수를 계산한다. 평가결과로는 공급지장확률(LOLP, Loss of Load Probability), 공급지장시간 기대치(EDLC, Expected Duration of Load Curtailment), 공급지장에너지 기대치(EENS, Expected Energy Not Served) 등의 신뢰도지수를 이용할 수 있다.

현재 한전 전력연구원은 확률론적 신뢰도 평가도구로 미국 EPRI의 TRELSS, 독일 SIMENS-PTI사의 TPLAN, 프랑스 EDF사의 MEXICO 등을 보유하고 있는데, 이중 TRELSS를 이용한 우리나라 전력계통의 공급신뢰도 평가결과를 본문에서 상세히 소개하고자 한다.

## 2. 우리나라 전력계통의 확률론적 공급신뢰도 평가

### 2.1 TRELSS

TRELSS(Transmission Reliability Evaluation for Large-Scale Systems)는 1992년 미국 EPRI에서 개발한 확률론적 신뢰도평가 프로그램으로 대규모 복합(발전&송전) 계통을 대상으로 상정사고 해석을 수행하여 다양한 형태의 신뢰도지수를 계산하고, 사용자가 요구하는 수준에 맞는 상세한 결과보고서를 출력한다. TRELSS는 13,000개의 모선, 26,000개의 선로, 9750개의 발전기, 5200개의 변압기로 구성된 대규모 전력계통에 적용 가능하며, Tap Changing Transformer, Phase Shifter, Switchable Shunt 등과 같은 대부분의 일반적인 전력설비를 사실적으로 모델링할 수 있다. TRELSS는 최대 10개의 Base Case와 발전기와 선로로 조합된 최대 (N-6)의 상정사고 Depth를 처리할 수 있는데, Base Case와 상정사고 Case들을 AC 또는 DC 조류계산법으로 해석하여 선로 과부하, 모선 고/저전압, 모선 전압변동, 조류계산의 발산, 부하차단, 계통분리 등의 System Problem을 분석한다. TRELSS는 System Problem 분석결과와 설비사고 데이터를 이용하여 각각의 Base Case에 맞는 신뢰도지수를 계산한 다음, 8760시간대별 전체부하 실적을 이용하여 선형보간법으로 각 시간대별 신뢰도지수를 계산하고, 이를 통해 해당년도의 신뢰도지수를 계산한다. 그림 1과 그림 2

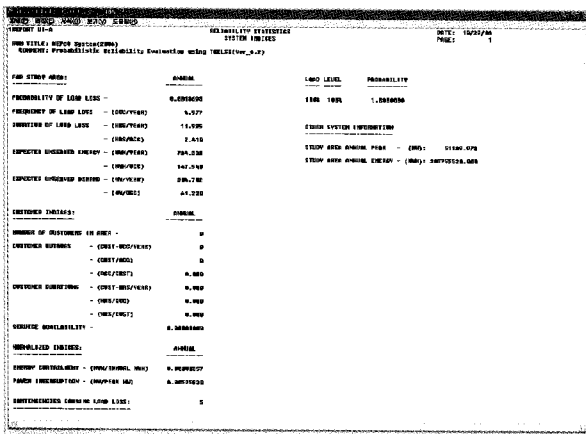


그림 1 TRELSS의 신뢰도평가 결과화면

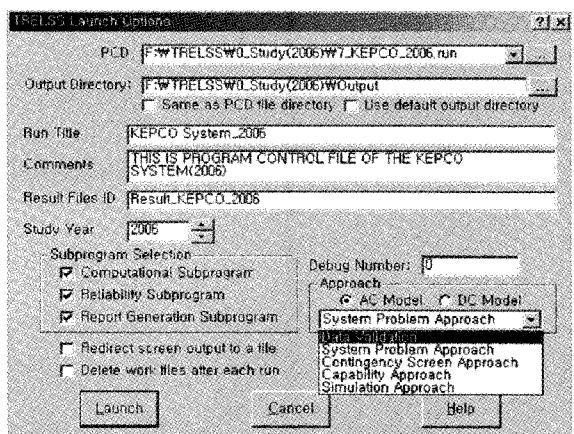


그림 2 TRELSS의 Study Mode 선택화면

는 TRELSS의 사용자화면 예를 보인 것이다.

## 2.2 모의조건

미국 EPRI에서 개발한 TRELSS 프로그램을 이용하여 우리나라 전력계통의 공급신뢰도를 확률론적인 방법으로 평가하였는데, 다음과 같은 입력데이터들을 사용하였다.

- 조류계산 데이터 : 100% 부하수준의 PSS/E용 조류계산 데이터
- 설비사고 데이터 : 발전기와 선로로 조합된 (N-1), (N-2) 상정사고, 선로의 Common Mode 상정사고
- 계통부하 데이터 : 2005년 8760시간대별 전체부하 실적

공급신뢰도 평가에 사용된 조류계산 데이터는 한전에서 계통계획 업무에 참고하기 위해 2005년 수립한 2006년도 철두부하시 우리나라 전력계통으로 1402개의 모선, 2165개의 선로, 251대의 발전기, 415대의 변압기로 구성되어 있으며, 최대부하 53,469(MW)에 공급능력은 58,816(MW)으로 공급예비력은 약 10%이다.

한편 공급신뢰도를 확률론적인 방법으로 평가하기 위해서는 대상계통을 구성하고 있는 발전기와 선로 등에 대한 정확한 고장 발생빈도와 고장 지속시간 등의 데이터가 필요하나, 현재 우리나라는 발전기, 선로 등 전력설비의 고장관련 데이터베이스가 완벽하지 않아 정확한 통계자료를 이용하는데 어려움이 있다. 이에 본 연구에서는 발전기 및 선로의 고장 발생빈도와 고장 발생시간을 표 1과 같이 가정하고, 여기서 계산된 고장확률을 공급신뢰도 평가에 사용하였다. 고장확률

표 1 고장 발생빈도 및 고장 발생시간에 따른 고장확률

고장확률 ( $\times 10^{-4}$ )	발생빈도				
	10년 1회	5년 1회	2년 1회	1년 1회	
고장 지속시간	0.16시간 (10분)	0.18265	0.36530	0.91324	1.82648
	0.5시간 (30분)	0.57078	1.14155	2.85338	5.70776
	1.0시간 (60분)	1.14155	2.28311	5.70776	11.41553
	2.0시간 (120분)	2.28311	4.56621	11.41553	22.83105
	3.0시간 (180분)	3.42466	6.84932	17.12329	34.24658

계산에는 날씨효과나 전력설비의 유지보수를 고려하지 않은 Markov 2 State 모델을 사용하였으며, 모든 발전기, 선로의 고장확률은 동일한 것으로 가정하였다.

## 2.3 평가결과

### 가. 발전기의 (N-1) 상정사고 경우

표 2에서와 같이 발전기의 (N-1) 상정사고에 대해서는 공급지장을 일으키는 상정사고 Case가 1건도 발생하지 않았으며, 고장확률에 상관없이 LOLP를 포함한 모든 신뢰도지수가 0의 값을 가졌다. 이러한 결과는 사례연구 대상계통이 발전기의 (N-1) 상정사고에 대해서는 어떤 공급지장도 일으키지 않음을 나타내는데, 상기와 같은 모의조건에서는 발전기의 (N-1) 상정사고에 의한 최대 공급지장 가능전력이 1,000(MW)인 반면, 공급예비력이 최대부하의 10%로 약 5,000(MW)인 까닭에 어떤 상정사고 Case에서도 부하에 충분한 전력을 공급할 수 있기 때문이다.

표 2 발전기의 (N-1)상정사고에 대한 공급신뢰도 평가결과

Contingency Description	Contingency Causing Load Loss	LOLP	EDC (Hrs/Year)	EPNS (MM/Year)	Energy Curtailment
(N-1) 1G OT	0	0	0	0	0

### 나. 선로의 (N-1) 상정사고 경우

표 3에서와 같이 선로의 (N-1) 상정사고에 대해서는 공급지장을 일으키는 상정사고 Case가 5건 발생하였는데, 모두 154kV 부하선로였으며, 특히 공급지장을 일으키는 각각의 상정사고 Case가 전체 공급지장에 기여한 순위는 상정사고로 인한 부하손실에 비례하였다.

표 3 선로의 (N-1) 상정사고에서 공급지장을 일으킨 상정사고 Case(FOR=0.0002774)

Case	Voltage Level (kV)	Load Loss (MW)	고장 발생빈도 (OCCAR)	고장 지속시간 (HROCC)	ESG (MM/Year)	%	기여순위
A	154	59.0	1.0	2.41	141,541	19.3	4
B	154	89.7			215,190	29.3	1
C	154	69.0			165,531	22.5	2
D	154	65.7			157,614	21.5	3
E	154	22.7			54,458	7.4	5
계	5건	306.1			734,334	100.0	

표 4 선로의 (N-1) 상정사고에서 고장확률에 따른 신뢰도지수 계산결과

신뢰도지수	FOR (x 10 <sup>-5</sup> )															
	0.18265	0.36530	0.57078	0.091324	1.14155	1.82648	2.28311	2.85368	3.42486	4.56621	5.70776	6.84932	11.41553	17.12529	22.83105	34.24658
LOLP (x10 <sup>6</sup> )	0.910	1.820	2.840	4.550	5.680	9.090	11.360	14.200	17.050	22.730	28.410	34.090	56.820	85.230	113.630	170.450
EDLC	0.080	0.159	0.249	0.398	0.498	0.796	0.995	1.244	1.493	1.991	2.489	2.986	4.977	7.466	9.954	14.932
EENS	4.875	9.750	15.235	24.376	30.470	48.752	60.940	76.176	91.411	121.881	152.351	182.821	304.702	457.053	609.404	914.107
EC (x10 <sup>6</sup> )	0.002	0.005	0.007	0.012	0.015	0.024	0.030	0.037	0.044	0.059	0.074	0.089	0.148	0.222	0.296	0.444

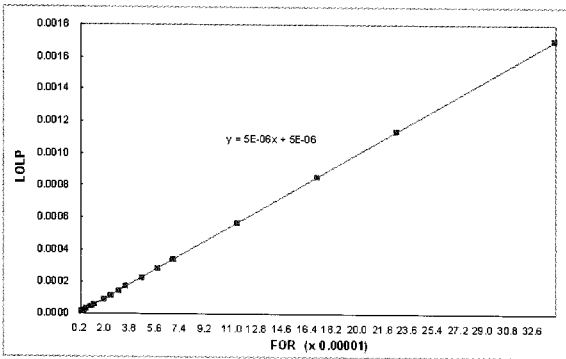


그림 3 고장확률에 따른 LOLP 변화

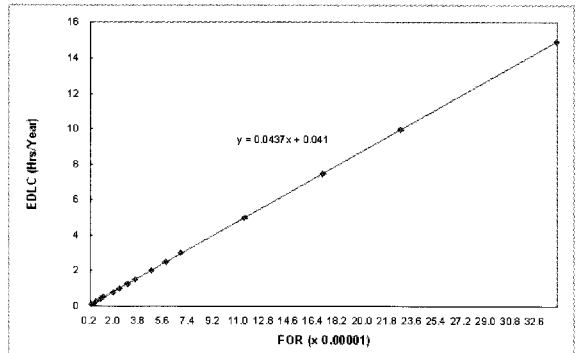


그림 4 고장확률에 따른 EDLC 변화

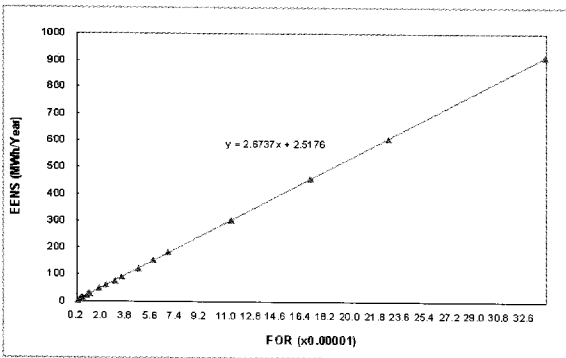


그림 5 고장확률에 따른 EENS 변화

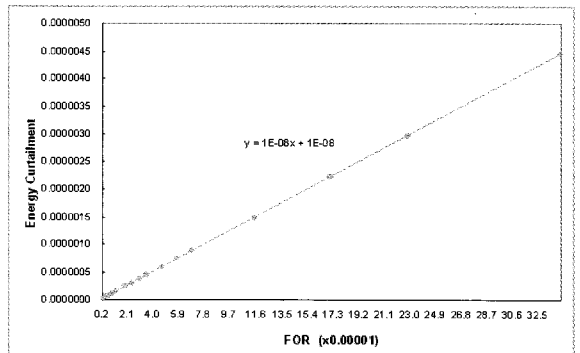


그림 6 고장확률에 따른 EC 변화

표 4는 선로의 (N-1) 상정사고에 대하여 고장확률에 따른 신뢰도지수를 계산한 것인데, 고장확률이 증가할수록 신뢰도지수도 증가하였다. 그림 3~그림 6는 고장확률에 따른 신뢰도지수의 변화를 그래프로 나타낸 것이다.

표 4와 그림 3~그림 6으로부터 LOLP, EDLC, EENS, EC 등의 신뢰도지수는 고장확률에 정비례함을 알 수 있다. 이때 그래프의 기울기는 공급예비력, 계통의 토폴로지(topology), 부하, 상정사고 Depth 등에 영향을 받기 때문에 사례연구 대상계통이 상기와 같은 모의조

건에서만 가지는 고유한 특성이 될 수 있다.

다. 발전기의 (N-2) 상정사고 경우

발전기의 (N-2) 상정사고에 대해서는 공급지장을 일으키는 상정사고 Case가 1건도 발생하지 않았으며, 고장확률에 상관없이 LOLP를 포함한 모든 신뢰도지수가 0의 값을 가졌다. 이러한 결과는 사례연구 대상계통이 발전기의 (N-2) 상정사고에 대해서는 어떤 공급지장도 일으키지 않음을 나타내는데, 상기와 같은 모의

조건에서는 발전기의 (N-2) 상정사고에 의한 최대 공급지장 가능전력이 2,000(MW)인 반면, 공급예비력이 최대부하의 10(%)로 약 5,000(MW)인 까닭에 어떤 상정사고 Case에서도 부하에 충분한 전력을 공급할 수 있기 때문이다.

표 5 발전기의 (N-2) 상정사고에 대한 공급신뢰도 평가결과

Contingency Depth	Contingency causing Load Loss	LOLP	EDLC (Hrs/Year)	EENS (MWh/Year)	Energy Curtailment
(N-1) 2G OT	0	0	0	0	0

라. 발전기와 선로의 (N-2) 상정사고 경우

표 6은 발전기와 선로의 (N-2) 상정사고에서 공급지장을 일으키는 상정사고 Case를 나타낸 것이고, 표 7는 발전기와 선로의 (N-2) 상정사고에 대하여 고장확률에 따른 신뢰도지수를 계산한 것인데, 선로의 (N-1) 상정사고에 대한 공급신뢰도 평가결과와 일치하고 있다. 이러한 결과는 사례연구 대상계통이 상기와 같은 모의 조건에서는 발전기에 대한 상정사고에 전혀 영향을 받지 않기 때문이며 이는 발전기의 (N-1)이나 (N-2) 상정사고에 대한 공급신뢰도 평가결과와도 일치한다.

표 6 발전기와 선로의 (N-2) 상정사고에서 공급지장을 일으킨 상정사고 Case (FOR=0.0002774)

Case	Voltage Level (kV)	Load Loss (MW)	고장 발생빈도 (1/CCY/yr)	고장 지속시간 (HR/CCY)	EENS (MWh/Year)	%	기여율(%)
A	154	59.0	1.0	2.41	141,541	19.3	4
B	154	89.7			215,190	29.3	1
C	154	69.0			165,531	22.5	2
D	154	65.7			157,614	21.5	3
E	154	22.7			54,458	7.4	5
계	5건	306.1			734,334	100.0	

표 7 발전기와 선로의 (N-2) 상정사고에서 고장확률에 따른 신뢰도지수 계산결과

고장확률	신뢰도지수															
신뢰도지수	0.18265	0.36530	0.57078	0.091324	1.14155	1.82648	2.28311	2.85388	3.42466	4.56621	5.70776	6.84932	11.41553	17.12329	22.83106	34.24668
LOLP (x10 <sup>-5</sup> )	0.910	1,820	2,840	4,550	5,680	9,090	11,360	14,200	17,050	22,730	28,410	34,090	56,820	85,230	113,630	170,450
EDLC	0.080	0.159	0.249	0.398	0.498	0.796	0.995	1,244	1,493	1,991	2,489	2,986	4,977	7,466	9,954	14,932
EENS	4,875	9,750	15,235	24,376	30,470	48,752	60,940	76,176	91,411	121,881	152,351	182,821	304,702	457,053	609,404	914,107
EC (x10 <sup>5</sup> )	0.002	0.005	0.007	0.012	0.015	0.024	0.030	0.037	0.044	0.059	0.074	0.089	0.148	0.222	0.296	0.444

마. 선로의 (N-2) 상정사고 경우

표 8은 선로의 (N-2) 상정사고에서 공급지장을 일으키는 상정사고 Case를 나타낸 것이고, 표 9는 발전기와 선로의 (N-2) 상정사고에 대하여 고장확률에 따른 신뢰도지수를 계산한 것인데, 선로의 (N-1) 상정사고에 대한 공급신뢰도 평가결과와 일치하고 있다. 이러한 결과는 사례연구 대상계통이 상기와 같은 모의 조건에서는 공급지장을 일으키는 선로의 (N-2) 상정사고가 1건도 없음을 의미한다. 단 선로의 Common Mode 상정사고는 검토대상에서 제외하였다.

표 8 선로의 (N-2) 상정사고에서 공급지장을 일으킨 상정사고 Case (FOR=0.0002774)

Case	Voltage Level (kV)	Load Loss (MW)	고장 발생빈도 (1/CCY/yr)	고장 지속시간 (HR/CCY)	EENS (MWh/Year)	%	기여율(%)
A	154	59.0	1.0	2.41	141,541	19.3	4
B	154	89.7			215,190	29.3	1
C	154	69.0			165,531	22.5	2
D	154	65.7			157,614	21.5	3
E	154	22.7			54,458	7.4	5
계	5건	306.1			734,334	100.0	

바. 선로의 Common Mode 상정사고 경우

표 10에서와 같이 선로의 Common Mode 상정사고에 대해서는 전체 642건의 Common Mode 상정사고 중에서 공급지장을 일으키는 상정사고 Case가 110건 발생하였는데, 이중 3건의 상정사고가 345kV 선로였고, 나머지 107건의 상정사고가 154kV 선로였다.

표 11은 선로의 Common Mode 상정사고에 대하여 고장확률에 따른 신뢰도지수를 계산한 것인데, 고장확률이 증가할수록 신뢰도지수도 증가하였다. 그림 7~그림 10은 고장확률에 따른 신뢰도지수의 변화를 그래프로 나타낸 것이다.

표 9 선로의 (N-2) 상정사고에서 고장확률에 따른 신뢰도지수 계산결과

신뢰도지수	FOR (%)															
	0.18265	0.36530	0.57078	0.091324	1.14155	1.82648	2.28311	2.85388	3.42466	4.56621	5.70776	6.84932	11.41553	17.12329	22.83105	34.24658
LOLP (x10 <sup>-5</sup> )	0,910	1,820	2,840	4,550	5,680	9,090	11,360	14,200	17,050	22,730	28,410	34,090	56,820	85,230	113,630	170,450
EDLC	0,080	0,159	0,249	0,398	0,498	0,796	0,995	1,244	1,493	1,991	2,489	2,986	4,977	7,466	9,954	14,932
EENS	4,875	9,750	15,235	24,376	30,470	48,752	60,940	76,176	91,411	121,881	152,351	182,821	304,702	457,053	609,404	914,107
EC (x10 <sup>-5</sup> )	0,002	0,005	0,007	0,012	0,015	0,024	0,030	0,037	0,044	0,059	0,074	0,089	0,148	0,222	0,296	0,444

표 10 선로의 (N-2) 상정사고에서 공급지장을 일으킨 상정사고 Case (FOR=0.0002774)

상정사고 Depth	부하 손실 Case (MW)	부하 손실 (MW)	고장 발생빈도 (OCC/yr)	고장 지속시간 (hr/OCC)	고장 영향도		
					EENS (MWh/yr)	%	기여순위
345	3	2209.5	1.0	1.096	241.1	19.3	2
154	107	7279.2			1018.3	80.9	1
계	110	9488.7			1259.4	100.0	

표 11과 그림 7~그림 10로부터 LOLP, EDLC, EENS, EC 등의 신뢰도지수는 고장확률에 정비례함을 알 수 있다. 이때 그래프의 기울기는 공급예비력, 계통의 토폴로지(Topology), 부하, 상정사고 Depth 등에 영향을 받기 때문에 사례연구 대상계통이 상기와 같은 모의조건에서만 가지는 고유한 특성이 될 수 있다.

2.4 상정사고 Depth별 공급신뢰도 평가결과 분석

발전기와 선로로 조합된 (N-1), (N-2) 상정사고와 선로의 Common Mode 상정사고에 대한 공급신뢰도 평가를 통해서 다음의 사실을 확인하였다. 상기와 같은 모의조건에서

① 발전기의 (N-1) 및 (N-2) 상정사고는 표 2, 표 5에서와 같이 사례연구 대상계통의 공급신뢰도에 어

떤 영향도 미치지 않았는데, 이는 계통의 공급예비력 수준에 기인한다.

② 선로의 (N-1) 상정사고는 표 3에서와 같이 사례연구 대상계통의 공급신뢰도에 영향을 미쳤는데, 이는 송전계통의 토폴로지에 기인한다. 5건의 상정사고 Case가 공급지장을 일으켰는데, 각각의 상정사고 Case가 전체 공급지장에 기여한 순위는 상정사고로 인한 부하손실(MW)에 비례하였으며, 공급지장 정도는 표 4 및 그림 3~그림 6에서와 같이 고장확률에 정비례하였다.

③ 선로의 (N-2) 상정사고는 표 8에서와 같이 사례연구 대상계통의 공급신뢰도에 영향을 미쳤는데, 그 결과가 표 3의 선로의 (N-1) 상정사고에 대한 공급신뢰도 평가결과와 일치한다. 이는 공급지장을 일으키는 상정사고 Case가 선로의 (N-1) 상정사고에서의 5건 이외에 선로의 (N-2) 상정사고에서는 1건도 발생하지 않았기 때문이다. 단 선로의 Common Mode 상정사고는 별도 고려하였다.

④ 선로의 Common Mode 상정사고는 표 10에서와 같이 사례연구 대상계통의 공급신뢰도에 영향을 미쳤는데, 이는 계통의 토폴로지에 기인한다. 110

표 11 선로의 Common Mode 상정사고에서 고장확률에 따른 신뢰도지수 계산결과

신뢰도지수	FOR (%)															
	0.18265	0.36530	0.57078	0.091324	1.14155	1.82648	2.28311	2.85388	3.42466	4.56621	5.70776	6.84932	11.41553	17.12329	22.83105	34.24658
LOLP (x10 <sup>-5</sup> )	20,000	40,000	62,500	100,000	125,000	200,000	249,990	312,490	374,990	499,990	624,990	749,980	1249,980	1874,960	2499,950	3749,920
EDLC	1,752	3,504	5,475	8,760	10,950	17,520	21,900	27,374	32,849	43,799	54,749	65,699	109,498	164,246	218,996	328,493
EENS	183,848	367,696	574,525	919,239	1149,049	1838,479	2298,099	2892,624	3447,147	4596,198	5745,247	6894,394	11490,494	17235,736	22980,966	34471,473
EC (x10 <sup>-5</sup> )	0,089	0,179	0,279	0,447	0,558	0,894	1,117	1,396	1,675	2,234	2,792	3,351	5,585	8,377	11,169	16,754

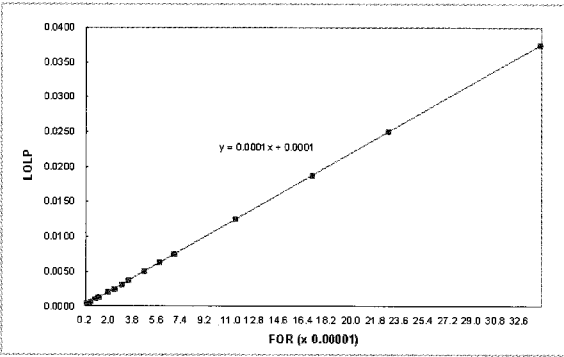


그림 7 고장확률에 따른 LOLP 변화

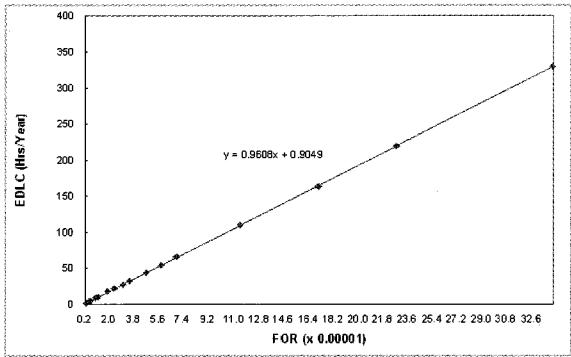


그림 8 고장확률에 따른 EDLC 변화

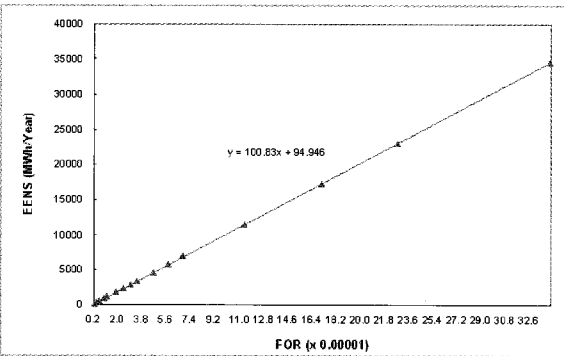


그림 9 고장확률에 따른 EENS의 변화

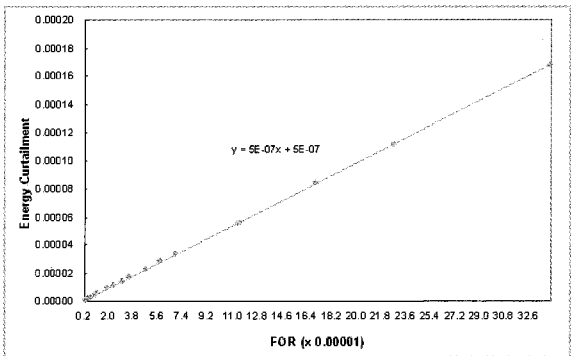


그림 10 고장확률에 따른 EC의 변화

건의 상정사고 Case가 공급지장을 일으켰는데, 345kV 선로가 3건으로 전체 공급지장중 약 19%를, 154kV 선로가 107건으로 전체 공급지장중 약 81%를 차지하였다. 345kV 선로가 건수에 비해 공급지장 기여도가 상대적으로 큰 것을 알 수 있으며, 공급지장 정도는 표 11 및 그림 7~그림 10에서와 같이 고장확률에 정비례하였다.

- ⑤ 발전기와 선로로 조합된 (N-2) 상정사고는 표 6에서와 같이 사례연구 대상계통의 공급신뢰도에 영향을 미쳤는데, 그 결과가 표 3의 선로의 (N-1) 상정사고에 대한 공급신뢰도 평가결과와 일치한다. 이는 발전기의 상정사고가 사례연구 대상계통의 공급신뢰도에 어떤 영향도 미치지 않았기 때문이다.

**3. 맺음말**

지금까지 우리나라 전력계통의 확률론적 공급신뢰도 평가결과를 상세히 살펴보았다. 현재 한전 전력연구원은 최근 5년간의 연구개발의 결과로써 신뢰도 평가도구(TRELSS)의 최적 운용기술을 확보하고, 사례연구로서 제2차 및 제3차 전력수급기본계획과 관련된 송변전설비 확충계획에 대한 신뢰도평가를 성공적으로 수행하여 평가결과를 바탕으로 공급신뢰도 측면에서의 송변전계통 보강방안 수립 등을 검토하고 있는데, 확률론적 신뢰도 평가기술의 성공적 정착을 위해서는 아래와 같은 후속연구가 필요하다.

첫 번째, 신뢰도평가는 물론 다양한 분야에서 전력

계통이 가지는 불확실성을 정확히 고려하기 위해서는 전력설비 고장실적 등 데이터의 확보 및 정도 향상이 중요하다. 전력설비 고장실적의 체계적 관리를 위해 한전에서 운영중에 있는 정전고장관리시스템의 개선이나 별도 시스템의 개발이 필요하다.

두 번째, 현재 신뢰도평가를 위해 미국 EPRI에서 도입한 TRELSS는 신뢰도평가와 관련된 기본적인 지수계산에는 큰 문제가 없으나, 우리나라 전력계통의 특성에 맞는 Base Case 및 동시사고 데이터의 준비 등에 많은 시간이 걸리고, 기능면에서도 예를 들면 공급예비력이 신뢰도에 미치는 영향평가 등이 불가능한 단점이 있다. 이에 일반화된 신뢰도평가 알고리즘을 이용하여 기본적인 신뢰도지수를 계산하되, 우리나라 전력계통

특성을 고려할 수 있는 개선된 신뢰도 평가도구의 국산화 개발이 필요하다.

마지막으로 현재 확률론적 신뢰도 평가기술은 대규모 검토대상 건수로 인한 시간적 제약 등으로 인해 적정도 평가수준에 머물러 있어 안정도해석 및 안전도평가에도 확률적인 기법을 도입하기 위한 기초연구가 필요하며, 공급지장비 등 신뢰도 가치평가를 위한 후속연구의 추진도 검토되어야 할 것이다.

참고 문헌

[1] EPRI, "Transmission Reliability Evaluation for Large-Scale Systems(TRELSS) User's Manual", 2003