

Monte Carlo Simulation을 이용한 각 부하지점별 확률론적 발전비산정

論 文
51A-9-2

Nodal Probabilistic Production Cost Evaluation using Monte Carlo Simulation Methods

文勝必* · 金弘植* · 崔在錫**
(Seungpil Moon · Hongsik Kim · Jaeseok Choi)

Abstract - This paper illustrates a method for evaluating nodal probabilistic production cost using the CMELDC. A new method for constructing CMELDC(CoMposite Power System Equivalent Load Duration Curve) has been developed by authors. The CMELDC can be obtained by convolution integral processing between the probability distribution functions of the fictitious generators outage capacity and the load duration curves at each load point. In general, if complex operating conditions are involved and/or the number of severe events is relatively large, Monte Carlo methods are more efficient. Because of that reason, Monte Carlo Methods are applied for the construction of CMELDC in this study. And IEEE-RTS 24 buses model is used as our case study with satisfactory results.

Key Words : Composite Power System, Reliability, Probabilistic production cost, CMELDC

1. 서 론

과거 독점체제의 전력산업구조에서는 전력사업자가 장·단기 전력수요예측, 전력수급계획 및 전력확충계획 수립, 전력경제운용, 적정 신뢰도기준 설정 등 일련의 업무를 독자적으로 수행해 왔다. 그러한 상황에서는 각 부하지점별 신뢰도 기준설정, 부하지점별 특성 등을 감안한 공급지장비산정 또는 부하지점별 발전비용산정 등을 고려함에 앞서 전 계통에 대한 계획과 운용만이 전력회사의 관심이었다. 그러나 전력산업이 발전경쟁체제로 변하게 되고 앞으로 보다 효율적이고 경쟁력 있는 방향으로 강도 높은 구조개편이 요구되고 있어 도매경쟁형을 거쳐 소매경쟁형 체제로 구조개편이 가속화 될 것이고 동시에 완전한 민영화에 의한 독립발전사업자의 경쟁체제가 확립될 것으로 기대되어 지고 있다. 이러한 자유경쟁체제 하에서는 과거에 경험하지 못하였던 다양한 문제점들과 직면할 것으로 예상되어 지고 있어 과거와는 다르게 복합계통에 대한 해석의 필요성이 더해가고 있다.

본 연구에서는 당면될 문제점들 중 전력공급자, 계통운용자 그리고 전력수요자들 간에 전력이격결정방법에 있어 중요하게 고려될 것으로 기대되는 각 부하지점별 확률론적 발전비용산정의 방법을 제시한다. 개방된 전력산업구조 하에서의 전력이격결정은 각 부하지점별 부하의 특성, 발전계통 및 송전계통의 신뢰도, 각 부하지점별 전력공급 신뢰도 등과 같은 보다 다양한 요소들이 고려되어야 할 것으로 사료되어진다. 이를 위하여 저자들에게 의해 개발되고 발표된 CMELDC

(CoMposite Power System Equivalent Load Duration Curve)를 이용하였다. 그리고 현대사회의 전력계통은 거대하고 복잡한 성향을 띠어 가고 있으므로 복잡한 운용조건을 갖고 부수적인 사건이 비교적 많은 계통의 해석에 유리하다고 알려져 있는 Monte Carlo Simulation기법을 이용하였다[1].

2. HLI에서의 유효부하

2.1 HLI에서의 유효부하 개념도

HLI(Hierarchical Level I, 발전계통)에서의 계층 유효부하 개념을 확장하여 발전계통 및 송전선로의 불확실성까지 고려한 HLI(Hierarchical Level II, 복합전력계통)에서의 유효부하의 개념을 보이면 그림 1과 같다[2,3].

2.2 최대도달전력 산정

임의의 부하지점에 도달할 수 있는 각 상태별 최대공급전력은 그 계통의 운용조건이나 정책에 따라서 다양한 형태로 나타날 수 있다. 이러한 운용조건과 운용정책을 완벽하게 반영한다는 것은 어렵다. 본 연구에서는 HLI에서의 유효부하 지속곡선을 이용하여 확률론적 발전비용을 산정하는 것을 목적으로 하고 있으므로 구체적인 사건까지는 고려하지 아니하고 선형계획법을 이용하여 최대도달전력을 산정 하였으며 그 목적함수와 제약조건식은 식 (1)과 같다. 식 (1)에서, 계통의 운용조건과 정책을 선형계획법의 제약조건과 목적함수에서 감안할 수 있도록 매개변수 λ 를 도입하였다. λ 는 제약조건에서 최대공급지장전력율을 반영하고 있으므로 이를 최소화하는 것을 목적함수로 설정하여 최대공급지장전력율을 일으키는 부하지점의 공급지장전력율을 최소화하도록 하였다. 이는

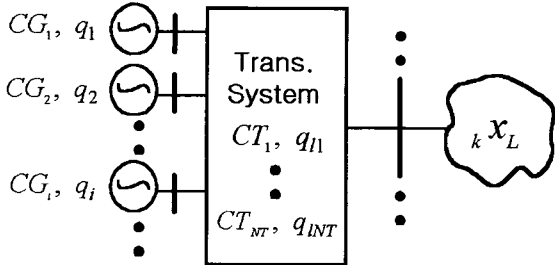
* 正 會 員 : 慶尙大學 電氣工學科 博士課程

** 終身會員 : 慶尙大學 電氣工學科 教授 · T.博

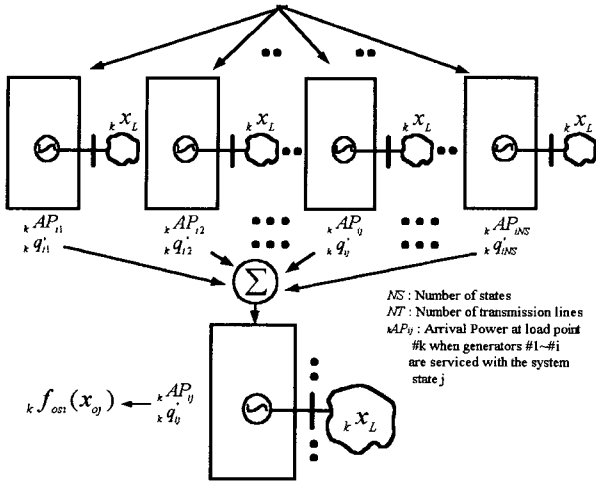
接受日字 : 2001年 7月 5日

最終完了 : 2002年 6月 18日

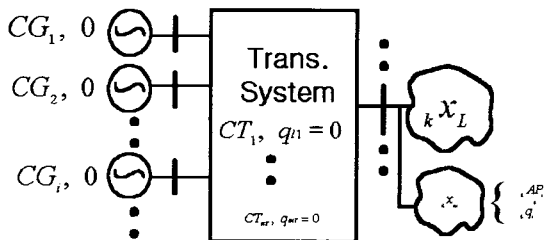
λ 를 도입하여 총발전량이 각 부하의 전력요구량을 공급함에 있어 최대부하에 비례하여 균등하게 공급하는 제약을 만족하도록 한 것이다. 즉, 공급지장의 발생시 각 부하는 최대부하에 비례하여 균등한 공급지장전력량을 겪게 된다.



(a) 실제계통
(a) Actual system



(b) 합성된 가상발전기
(b) Synthesized fictitious generator



(c) 등가시스템
(c) Equivalent system

그림 1 HLI에서의 유효부하의 개념

Fig. 1 Concept of equivalent load model on HLI

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimize} && \lambda \\
 & \text{Subjective to} && \\
 & \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \leq CG_i && , i \in B_B \\
 & -CT_{lmax} \leq x_l \leq CT_{lmax} && , l \in B_T \\
 & (Lp_k - x_k)/Lp_k \leq \lambda && , k \in B_L
 \end{aligned} \tag{1}$$

- 단, a_{ij} : 절점-지로 접속행렬의 i 행 j 열 요소
- B_B : 모든 모선번호의 집합
- B_L : 부하 모선번호의 집합
- B_T : 송전선로 번호의 집합
- n : 지로의 수(부하지점 및 송전선로의 수)
- CG_i : 모선 i 에서의 발전기 총용량
- CT_{lmax} : l 번째 송전선로의 총용량 [MW]
- x_l : l 번째 선로의 전력조류 [MW]
- Lp_k : k 부하지점에서의 최대부하 [MW]
- x_k : 부하모선 k 의 전력조류

2.3 Monte Carlo Simulation을 이용한 복합계통의 상태확률

소규모계통이고 신뢰성이 높은 계통에서는 계통구성요소의 사고율이 아주 낮으므로 Monte Carlo법으로 신뢰도 평가를 하고자 한다면 시뮬레이션 시간이나 시뮬레이션 반복횟수를 상당히 늘려야 하지만 해석적 방법에서는 사고율이 낮을수록 여러 발전기나 송전선로가 동시에 탈락할 확률은 '0'에 더욱 가까워지므로 오히려 계산해야 하는 고장상태 차수를 줄여도 되기 때문에 고려해야 하는 상태수가 적어지므로 소규모계통이고 신뢰성이 높은 계통에서는 해석적 방법이 유리하다. 그러나 대규모 계통이나 신뢰성이 낮은 계통의 신뢰도평가를 하는 경우 해석적 방법에서는 여러 발전기나 송전선로가 동시에 탈락할 확률이 증가하여 고려해야 할 상태수가 기하급수적으로 증가하므로 Monte Carlo법이 더욱 유리하다.

본 연구에서 이용한 Monte Carlo법을 살펴보면 다음과 같다. 복합전력계통에서 어떤 상태가 임의의 부하지점에 대하여 공급지장을 일으킬 상태의 확률을 계산하기 위하여 각 구성요소들의 상태가 성공상태와 실패상태 만을 갖는다고 가정하면 식 (2)와 같이 나타낼 수가 있다.

$$\begin{aligned}
 S_i &= 0 \text{ (운전상태)} , && R \geq FOR_i \\
 S_i &= 1 \text{ (고장상태)} , && 0 \leq R < FOR_i
 \end{aligned} \tag{2}$$

- 단, FOR_i : i 번째 요소의 사고율
- R : 발생된 난수

각 구성요소에 대하여 발생된 난수들에 의해 식 (2)와 같이 각 구성요소들의 상태 ($S_1, S_2, \dots, S_i, \dots$)가 운전상태 ($S_i=0$)와 고장상태 ($S_i=1$)로 모의 되며, 계통의 상태 $S = \{S_1, S_2, \dots, S_i, \dots, S_M\}$ 는 모의된 각 구성요소들의 상태에 의해 결정된다. 그리고 각 구성요소들이 충분히 큰 반

복합수인 n 회로 샘플링 되었다면 각 구성요소 S_i 의 사고율 FOR_i 는 식 (3)과 같아진다.

$$FOR_i = \frac{\sum_{j=1}^n S_i^j}{n} \quad (3)$$

단, S_i^j : 구성요소 i 의 j 번째 모의상태 (0 또는 1)

그리고 상태벡터 S 가 N 회 샘플링 되었다면 S 의 특정상태 벡터 S^r 의 확률 $P(S^r)$ 은 식 (4)와 같다.

$$P(S^r) = \prod_{i=1}^M FORS_i \approx \frac{n(S^r)}{N} \quad (4)$$

단, $P(S^r)$: 특정 상태벡터 S^r 의 출현확률

M : 구성요소의 수

$$FORS_i = \begin{cases} FOR_i & (S_i=1 \text{ 즉, 고장상태 일때}) \\ 1-FOR_i & (S_i=0 \text{ 즉, 운전상태 일때}) \end{cases}$$

$n(S^r)$: 특정 상태벡터 S^r 가 출현한 횟수

N : 샘플링 횟수

2.4 HLII에서의 유효부하지속곡선

발전기 #1부터 # i 번째 발전기까지 투입된 후의 k 부하지점에서의 유효부하지속곡선의 확률분포함수 ${}_k\Phi_i(x_e)$ 는 식 (5)와 같이 정의될 수 있다.

$$\begin{aligned} {}_k\Phi_i(x_e) &= {}_k\Phi_o(x_e) \otimes {}_k f_{oi}(x_{oi}) \\ &= \int {}_k\Phi_o(x_e - x_{oi}) {}_k f_{oi}(x_{oi}) dx_{oi} \end{aligned} \quad (5)$$

단, \otimes : 상승적분을 의미하는 연산자

${}_k\Phi_o$: k 부하지점에서의 LDC

${}_k f_{oi}(x_{oi})$: k 부하지점에서의 가상발전기 사고용량별 확률분포

3. 각 부하지점별 신뢰도 및 확률론적 발전비용

3.1 각 부하지점별 신뢰도지수산정

발전기 #1부터 # i 까지 투입되고 난 후의 k 부하지점의 CMELDC (${}_k\Phi_i(x_e)$)와 신뢰도 지수인 전력부족시간 기대치 (LOLE)와 공급지장전력량의 기대치(EENS)를 정식화하면 식 (6) 및 식 (7)과 같다[3].

$${}_k LOLE_i = {}_k\Phi_i(x) \Big|_{x={}_k AP_i} \quad (6)$$

$${}_k EENS_i = \int_{{}_k AP_i}^{{}_k AP_i + {}_k L\beta_i} {}_k\Phi_i(x) dx \quad (7)$$

단, ${}_k AP_i$: 발전기 #1~# i 까지 투입후의 k 부하지점에서의 도달전력

3.2 각 부하지점별 확률론적 발전비용산정

k 부하지점에서 # i 발전기 투입시의 각 부하지점별 확률론적 발전량 ${}_k E_i$ 는 식(8)과 같이 나타낼 수 있으며, 그때의 확률론적 발전비용 ${}_k PC_i$ 는 식(9)와 같다.

$${}_k E_i = {}_k EENS_{(i-1)} - {}_k EENS_i \quad [\text{MWh}] \quad (8)$$

$${}_k PC_i = F_i({}_k E_i, {}_k LOLE_{(i-1)}) \quad [\text{\$}] \quad (9)$$

단, F_i : i 발전기의 발전비 함수

4. 사례 연구

본 연구에서는 제안한 방법의 유용성을 살펴보기 위해 그림 2와 같은 IEEE-RTS계통에 적용하여 보았다. 각 부하지점별 부하지속곡선의 경향은 모두 같은 것으로 가정하였으며 그림 3과 같다. 사례연구 1(CASE 1)을 기준으로 하여 송전선로의 용량을 감소시킨 경우를 사례연구 2(CASE 2)에서, 사례연구 3(CASE 3)에서는 138kV지역의 부하를 15% 증가시킨 경우 그리고 사례연구 4(CASE 4)에서는 모든 지역의 부하를 15%증가시킨 경우에 대한 사례연구결과를 보이고 있으며, 각 부하지점별 확률론적 발전량 및 발전비를 각 사례연구들을 통하여 비교 평가하였다.

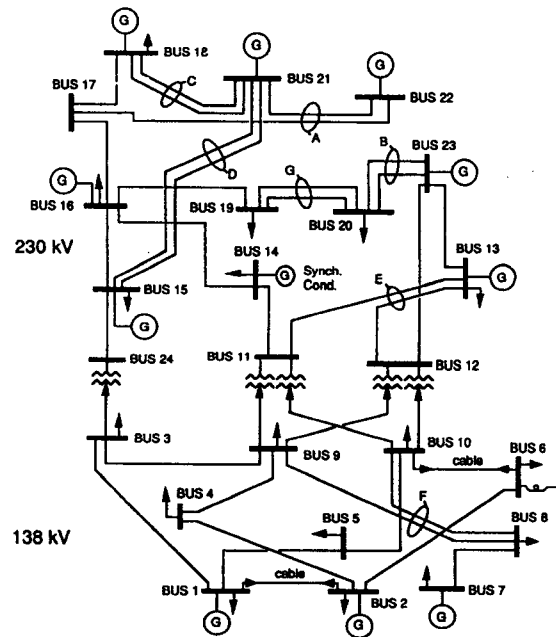


그림 2 IEEE 신뢰도 모의계통도
Fig. 2 IEEE Reliability Test System 24Buses

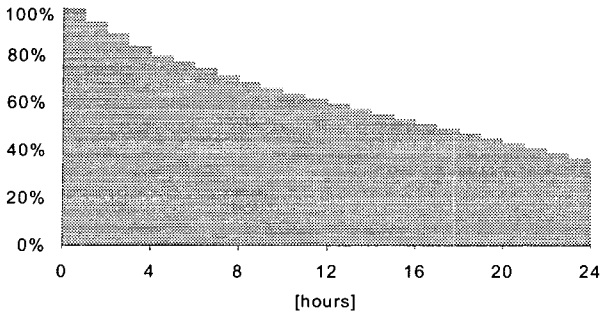


그림 3 부하지속곡선
Fig. 3 Load duration curve

4.1 사례연구 1 (CASE 1)

발전기 자료는 표 1, 송전선로 자료는 표 2와 같다.

그림 4는 HLI에서 얻어진 발전기 투입순에 의한 확률론적 발전량이고, 그림 5는 HLII에서 얻어진 발전기 투입순에 의한 각 부하지점별 확률론적 발전량의 누적을 보인 것이다. IEEE-RTS계통은 송전계통이 상당히 건설한 계통으로 HLI에서나 HLII에서의 발전기 투입순에 따른 발전량의 경향은 거의 비슷한 형태를 보이고 있다.

표 1 발전기 자료

Table 1 Generation data

Ordering	Bus No.	No. of Units	Capacity [MW]	FOR [pu]	Fixed Cost [\$ /hr]	Inc. Cost [\$ /MWh]
1~6	22	6	50	0.010	0.010	0.000
7	18	1	400	0.120	0.571	0.300
8	21	1	400	0.120	0.571	0.300
9	23	1	350	0.080	0.514	0.700
10	15	1	155	0.040	0.799	0.800
11	16	1	155	0.040	0.799	0.800
12~13	23	2	155	0.040	0.799	0.800
14~15	2	2	76	0.020	1.199	0.900
16~17	1	2	76	0.020	1.199	0.900
18~20	13	3	197	0.050	0.570	0.700
21~23	7	3	100	0.040	0.970	0.800
24~28	15	5	12	0.020	1.142	0.900
29~30	1	2	20	0.100	0.034	5.000
31~32	2	2	20	0.100	0.034	5.000

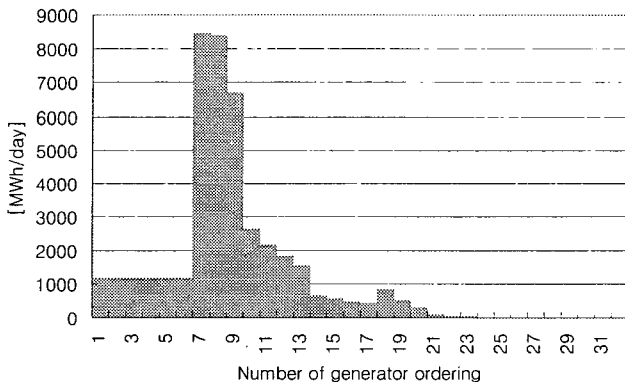


그림 4 발전기 투입순에 의한 HLI에서의 확률론적 발전량
Fig. 4 Probabilistic production energy on HLI

표 2 송전선로 자료

Table 2 Transmission system data

From	To	No. Circuit	Capacity [MW]	Outage rate [occ/yr]	Outage duration [hr/yr]
1	2	1	175	0.24	574.5
1	3	1	175	0.51	876
1	5	1	175	0.33	876
2	4	1	175	0.39	876
2	6	1	175	0.48	876
3	9	1	175	0.38	876
3	24	1	400	0.02	11.41
4	9	1	175	0.36	876
5	10	1	175	0.34	876
6	10	1	175	0.33	250
7	8	1	175	0.3	876
8	9	1	175	0.44	876
8	10	1	175	0.44	876
9	11	1	400	0.02	11.41
9	12	1	400	0.02	11.41
10	11	1	400	0.02	11.41
10	12	1	400	0.02	11.41
11	13	1	500	0.4	796.36
11	14	1	500	0.39	796.36
12	13	1	500	0.4	796.36
12	23	1	500	0.52	796.36
13	23	1	500	0.49	796.36
14	16	1	500	0.38	796.36
15	16	1	500	0.33	796.36
15	21	2	500	0.41	796.36
15	24	1	500	0.41	796.36
16	17	1	500	0.35	796.36
16	19	1	500	0.34	796.36
17	18	1	500	0.32	796.36
17	22	1	500	0.54	796.36
18	21	2	500	0.35	796.36
19	20	2	500	0.38	796.36
20	23	2	500	0.34	796.36
21	22	1	500	0.45	796.36

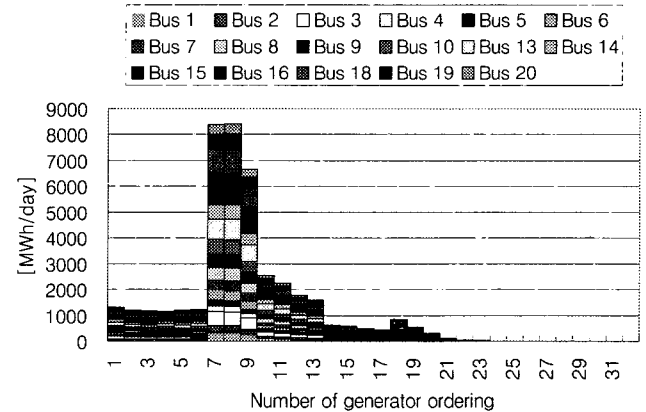


그림 5 발전기 투입순에 의한 HLII에서의 각 부하지점별 확률론적 발전량의 누적

Fig. 5 Probabilistic production energy on HLII

그림 6 및 그림 7은 각각 HLI 및 HLII에서의 확률론적 발전비를 비교한 것이다. 확률론적 발전비 역시 확률론적 발전량과 같이 건설한 송전계통으로 인하여 HLI에서나 HLII에서의 발전기 투입순에 따른 발전비의 경향은 거의 비슷한 형태를 보이고 있다.

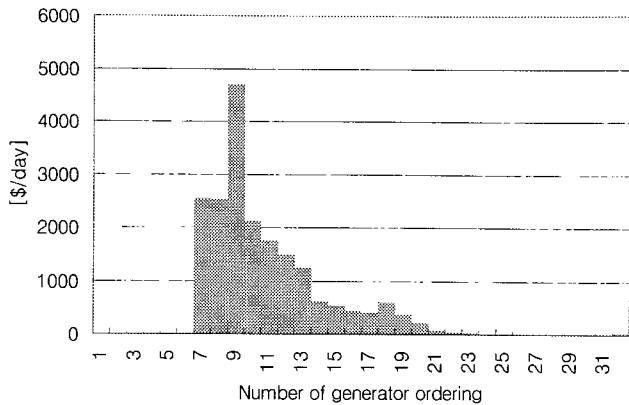


그림 6 발전기 투입순에 의한 HLI에서의 확률론적 발전비
Fig. 6 Probabilistic production cost on HLI

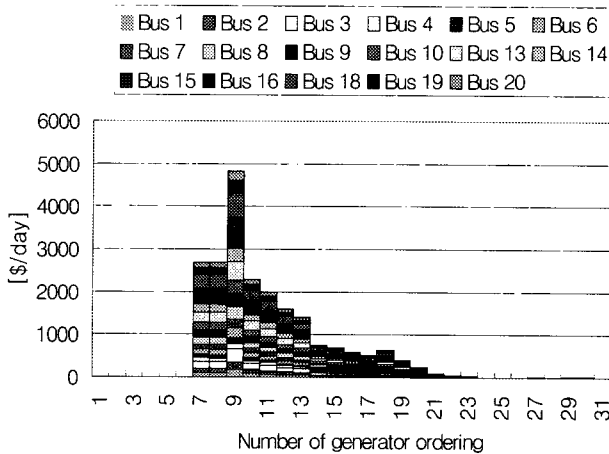


그림 7 발전기 투입순에 의한 HLII에서의 각 부하지점별 확률론적 발전비의 누적
Fig. 7 Probabilistic production cost on HLII

표 3 각 부하지점별 신뢰도 및 확률론적발전비용(HLI과의 비교)
Table 3 Comparing of reliability indices and probabilistic production cost with HLI

	LOLE [hr/day]	EENS [MWh/day]	EES [MWh/day]	PC [\$/day]	PC/EES [\$/MWh]
BUS 1	0.1372	0.8086	1630.1800	860.9376	0.5281
BUS 2	0.1373	0.7264	1464.1400	788.6457	0.5386
BUS 3	0.1373	1.3472	2716.9700	1363.0634	0.5017
BUS 4	0.1373	0.5537	1116.9800	624.0050	0.5587
BUS 5	0.1373	0.5313	1071.6900	606.1976	0.5656
BUS 6	0.1372	1.0184	2052.8200	1057.6638	0.5152
BUS 7	0.1154	0.6670	1887.0500	978.5058	0.5185
BUS 8	0.1373	1.2812	2581.1200	1301.5245	0.5042
BUS 9	0.1372	1.3100	2641.5000	1318.5870	0.4992
BUS 10	0.1373	1.4594	2943.3800	1455.7363	0.4946
BUS 13	0.1373	1.9854	3999.9800	1938.2760	0.4846
BUS 14	0.1373	1.4531	2928.2900	1449.0872	0.4949
BUS 15	0.1373	2.3729	4784.8800	2308.8584	0.4825
BUS 16	0.1372	0.7490	1509.4300	805.2674	0.5335
BUS 18	0.1372	2.4954	5026.3900	2402.3118	0.4779
BUS 19	0.1373	1.3552	2732.0600	1364.7153	0.4995
BUS 20	0.1373	0.9583	1932.0700	998.9615	0.5170
Bulk(HLII)	0.1365	21.0725	43018.9275	21622.3443	0.5026
HLI	0.1358	20.1987	43019.8013	19824.9000	0.4608
HLI+HLII	0.0006	0.8738	-0.8738	1797.4443	0.0418

표 3은 사례연구 1의 결과를 나타낸 것으로 각 부하지점별 신뢰도 지수, 확률론적 발전량(EES: Expected Energy Served) 그리고 확률론적 발전비 및 발전단가를 보인 것이다. 그림 4~7에서 HLI의 그래프와 HLII의 그래프의 경향은 거의 비슷하지만 표 3에서 보인 바와 같이 송전선로의 불확실성과 용량을 고려함에 따라 HLII에서와 HLI에서의 각 발전량의 차는 0.8738[MWh/day]로 HLI에서 보다 HLII에서 0.2[%]부족한 것으로 얻어졌다. 발전비의 차는 1797[\$/day]로 HLI보다 HLII에서 9.06[%]높아지는 결과를 얻었다. 이는 HLII에서는 230kV지역의 값싼 발전량이 송전계통의 불확실성과 용량제약으로 인하여 138kV지역까지 확률론적으로 충분히 송전되지 못함에 기인한 것으로 판단된다.

4.2 사례연구 2 (CASE 2)

송전계통이 HLII에서 미치는 영향을 살펴보기 위하여, 사례연구 2에서는 사례연구 1을 기준으로 하여 송전선로의 허용용량을 70%로 변경하였다. 이때, 각 부하지점별 확률론적 발전량 및 발전비용을 각각 그림 8 및 그림 9과 같다. 그림 8 및 그림 9를 사례연구 1과 비교하여 보면 송전계통의 영향으로 인하여 발전기 투입순번 14~17의 발전량 및 발전비는 줄어들고 18, 19의 발전량 및 발전비가 증가함을 볼 수 있다.

표 4는 사례연구 2의 결과를 보인 것이고 표 5는 사례연구 1과 사례연구 2를 비교한 것이다. 230kV지역(Bus #13~Bus #23)은 공급여유력이 1203MW (발전용량 : 2721MW, 부하 : 1518MW)이고 138kV지역(Bus #1~Bus #10)은 648MW의 공급부족(발전용량 : 684MW, 부하 : 1332MW)상태이다. 따라서 230kV지역의 여유발전량이 송전계통을 통하여 138kV지역으로 송전되고 있으므로 138kV지역의 부하가 송전계통의 용량제약과 불확실성의 영향을 더욱 크게 받는다. 이로 인하여 사례연구 1에서 보다 사례연구 2에서의 HLII의 신뢰도 지수

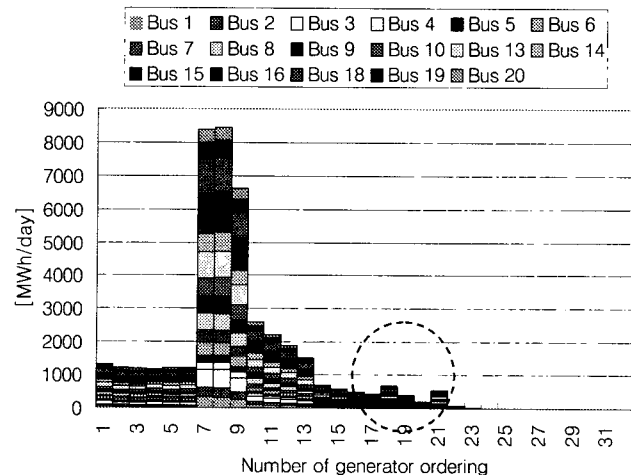


그림 8 발전기 투입순에 의한 HLII에서의 각 부하지점별 확률론적 발전량의 누적(송전선로용량 : 70%일 때)
Fig. 8 Probabilistic production energy on HLII (70% capacity of transmission system)

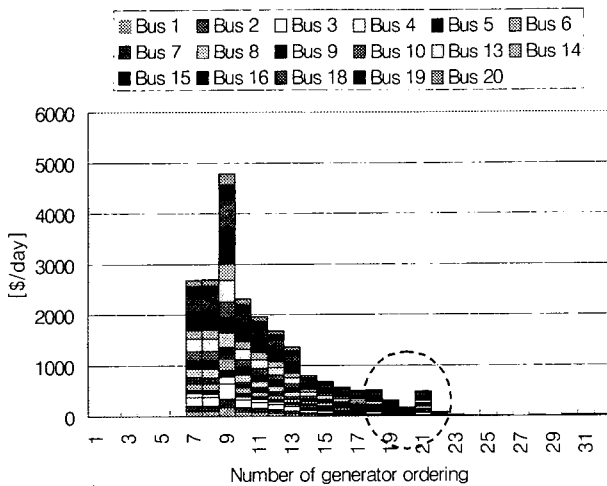


그림 9 발전기 투입순에 의한 HLI에서의 각 부하지점별 확률론적 발전비의 누적.(송전선로용량 : 70%일 때)

Fig. 9 Probabilistic production cost on HLI (70% capacity of transmission system)

표 4 사례연구 2의 결과

Table 4 Result of case study 2

	LOLE [hr/day]	EENS [MWh/day]	EES [MWh/day]	PC [\$ /day]	PC/EES [\$ /MWh]
BUS 1	0.1752	1.1744	1629.8200	866.2509	0.5315
BUS 2	0.1753	1.0551	1463.8200	791.1877	0.5405
BUS 3	0.1756	1.9598	2716.3600	1366.1667	0.5029
BUS 4	0.1746	0.8024	1116.7300	627.6251	0.5620
BUS 5	0.1746	0.7694	1071.4600	609.7556	0.5691
BUS 6	0.1756	1.4926	2052.3500	1061.1196	0.5170
BUS 7	0.1575	0.9406	1886.7800	990.9665	0.5252
BUS 8	0.1758	1.8711	2580.5300	1311.9083	0.5084
BUS 9	0.1755	1.9044	2640.9000	1325.5750	0.5019
BUS 10	0.1756	2.1256	2942.7200	1464.3183	0.4976
BUS 13	0.1755	2.8873	3999.0800	1944.7697	0.4863
BUS 14	0.1756	2.1107	2927.6300	1456.6367	0.4975
BUS 15	0.1756	3.4503	4783.8100	2317.6134	0.4845
BUS 16	0.1751	1.0862	1509.0900	808.7352	0.5359
BUS 18	0.1753	3.6267	5025.2600	2419.2081	0.4814
BUS 19	0.1755	1.9683	2731.4500	1370.4680	0.5017
BUS 20	0.1753	1.3916	1931.6300	1003.7552	0.5196
Bulk(HLI)	0.1748	30.6163	43009.4200	21736.0604	0.5054
HJ	0.1358	20.1987	43019.8013	19824.9000	0.4608
HJ+HJ	0.0390	10.4176	-10.3813	1911.1604	0.0445

(LOLE, EENS)가 증가하고, 확률론적 발전비는 113[\$/day] (0.53[%])증가하였다. 표 5에서 각 지역별 EENS의 변화는 41.01[%]에서 46.57[%]의 차이를 보이고 있으며 확률론적 발전비의 차는 0.23[%]에서 1.27[%]의 차이를 보이고 있다. EENS의 변화가 가장 큰 부하는 Bus #8이고, 확률론적 발전비의 변화가 가장 큰 부하지점은 Bus #7로 나타났다.

표 5 사례연구 1과 사례연구 2의 비교

Table 5 Comparing of case study 2 with case study 1

BUS	EENS [MWh/day]			PC [\$ /day]		
	CASE 1 (1)	CASE 2 (2)	Ratio [%] (2)/(1)	CASE 1 (1)	CASE 2 (2)	Ratio [%] (2)/(1)
BUS 1	0.809	1.174	145.23%	860.938	866.251	100.62%
BUS 2	0.726	1.055	145.24%	788.646	791.188	100.32%
BUS 3	1.347	1.960	145.47%	1363.063	1366.167	100.23%
BUS 4	0.554	0.802	144.90%	624.005	627.625	100.58%
BUS 5	0.531	0.769	144.83%	606.198	609.756	100.59%
BUS 6	1.018	1.493	146.57%	1057.664	1061.120	100.33%
BUS 7	0.667	0.941	141.01%	978.506	990.967	101.27%
BUS 8	1.281	1.871	146.05%	1301.524	1311.908	100.80%
BUS 9	1.310	1.904	145.37%	1318.587	1325.575	100.53%
BUS 10	1.459	2.126	145.64%	1455.736	1464.318	100.59%
BUS 13	1.985	2.887	145.43%	1938.276	1944.770	100.34%
BUS 14	1.453	2.111	145.25%	1449.087	1456.637	100.52%
BUS 15	2.373	3.450	145.41%	2308.858	2317.613	100.36%
BUS 16	0.749	1.086	145.01%	805.267	808.735	100.43%
BUS 18	2.495	3.627	145.33%	2402.312	2419.208	100.70%
BUS 19	1.355	1.968	145.24%	1364.715	1370.468	100.42%
BUS 20	0.958	1.392	145.21%	998.961	1003.755	100.48%
Bulk(HLI)	21.072	30.616	145.23%	21622.344	21736.060	100.53%
HJ	20.199	20.199	100.00%	19824.900	19824.900	100.00%
HJ+HJ	0.874	10.418	1192.25%	1797.444	1911.160	106.33%

4.3 사례연구 3

사례연구 3에서는 138kV지역의 부하를 15%증가하였을 경우이고, 그 결과는 표 6에서 보였다. 표 6에서 LOLE는 모든 모션에서 일정하게 증가하였고 EENS는 부하의 증가에 따라 각기 다른 특성을 보였다. EENS가 가장 큰 변화를 보인 부하모션은 #7이다. 주로 138kV지역의 EENS는 대략 360[%], 230kV 지역의 EENS는 약 316[%]로 증가한 결과를 얻어 부하가 증가하는 부하지점에서의 EENS가 커짐을 알 수 있다. HLI에서의 확률론적 발전비는 111[%]로 증가 하지만 138kV 지역에서의 120[%], 230kV 지역에서의 확률론적 발전비는 105[%]로 증가하였다.

표 6 사례연구 3의 결과

Table 6 Result of case study 3

	LOLE [hr/day] CASE 3	EENS [MWh/day]			PC [\$ /day]		
		CASE 1 (1)	CASE 3 (3)	Ratio [%] (3)/(1)	CASE 1 (1)	CASE 3 (3)	Ratio [%] (3)/(1)
BUS 1	0.451	0.809	2.936	363.1%	860.938	1032.509	119.9%
BUS 2	0.451	0.726	2.628	361.8%	788.646	938.614	119.0%
BUS 3	0.451	1.347	4.902	363.8%	1363.063	1632.089	119.7%
BUS 4	0.451	0.554	2.013	363.5%	624.005	750.809	120.3%
BUS 5	0.451	0.531	1.918	361.0%	606.198	721.908	119.1%
BUS 6	0.451	1.018	3.694	362.7%	1057.664	1263.726	119.5%
BUS 7	0.440	0.667	3.065	459.5%	978.506	1168.776	119.4%
BUS 8	0.451	1.281	4.641	362.3%	1301.524	1552.704	119.3%
BUS 9	0.451	1.310	4.760	363.3%	1318.587	1588.766	120.5%
BUS 10	0.451	1.459	5.304	363.4%	1455.736	1754.925	120.6%
BUS 13	0.451	1.985	6.275	316.1%	1938.276	2051.116	105.8%
BUS 14	0.451	1.453	4.594	316.1%	1449.087	1538.147	106.1%
BUS 15	0.451	2.373	7.506	316.3%	2308.858	2426.549	105.1%
BUS 16	0.451	0.749	2.368	316.1%	805.267	859.050	106.7%
BUS 18	0.451	2.495	7.885	316.0%	2402.312	2542.318	105.8%
BUS 19	0.451	1.355	4.286	316.3%	1364.715	1444.215	105.8%
BUS 20	0.451	0.958	3.031	316.3%	998.961	1061.373	106.2%
Bulk(HLI)	0.450	21.072	71.806	340.8%	21622.344	24327.595	112.5%
HJ	0.449	20.199	71.368	353.3%	19824.900	22078.948	111.4%
HJ+HJ	0.001	0.874	0.438	50.2%	1797.444	2250.647	125.2%

4.4 사례연구 4

사례연구 4에서는 IEEE-RTS의 모든 부하를 15%증가하였을 경우이고, 그 결과는 표 7에서 보였다. 각 부하지점별 신뢰도 지수중의 하나인 EENS는 모든 부하지점에서 10배로 증가를 보이고 있으며, 각 부하지점별 확률론적 발전비는 27%의 증가를 보이고 있다.

표 7 사례연구 4의 결과

Table 7 Result of case study 4

	LOLE [hr/day] CASE 4	EENS [MWh/day]			PC [\$/day]		
		CASE 1 (1)	CASE 4 (4)	Ratio [%] (4)/(1)	CASE 1 (1)	CASE 4 (4)	Ratio [%] (4)/(1)
BUS 1	1.024	0.809	8.24	1018.9%	860.94	1096.26	127.3%
BUS 2	1.024	0.726	7.38	1015.3%	788.65	998.13	126.6%
BUS 3	1.024	1.347	13.75	1021.0%	1363.06	1722.84	126.4%
BUS 4	1.024	0.554	5.65	1019.9%	624.01	801.84	128.5%
BUS 5	1.024	0.531	5.38	1013.0%	606.20	771.64	127.3%
BUS 6	1.024	1.018	10.37	1017.8%	1057.66	1337.87	126.5%
BUS 7	0.973	0.667	8.33	1249.3%	978.51	1237.58	126.5%
BUS 8	1.024	1.281	13.02	1016.5%	1301.52	1639.84	126.0%
BUS 9	1.024	1.310	13.36	1019.5%	1318.59	1677.56	127.2%
BUS 10	1.024	1.459	14.88	1019.8%	1455.74	1851.20	127.2%
BUS 13	1.024	1.985	20.20	1017.4%	1938.28	2455.21	126.7%
BUS 14	1.024	1.453	14.82	1019.7%	1449.09	1843.60	127.2%
BUS 15	1.024	2.373	24.19	1019.2%	2308.86	2908.02	126.0%
BUS 16	1.024	0.749	7.64	1020.1%	805.27	1028.24	127.7%
BUS 18	1.024	2.495	25.38	1017.1%	2402.31	3044.04	126.7%
BUS 19	1.024	1.355	13.82	1019.8%	1364.72	1730.34	126.8%
BUS 20	1.024	0.958	9.77	1019.2%	998.96	1269.84	127.1%
Bulk(HLI)	1.022	21.072	216.17	1025.8%	21622.34	27414.04	126.8%
HJI	1.018	20.199	214.26	1060.8%	19824.90	24813.24	125.2%
HJI-HLI	0.004	0.874	1.91	218.1%	1797.44	2600.80	144.7%

4.5 각 사례연구들의 단위 전력량당 발전비 비교

표 8은 각 사례연구들의 발전단가를 비교한 것이다. 송전 계통의 용량을 줄였을 경우(CASE 2) 송전계통이 담당하게 되는 단위 전력량당 전력수송비용이 커진다. 발전계통이나 송전계통의 확충 없이 부하만 증가할 경우(CASE 3, CASE 4), 각 부하지점별 단위 전력량당 확률론적 발전비는 증가하게 되고 송전계통에서 담당하게 되는 송전용량의 부담 또한 커지게 되어 단위 전력량당 전력수송비용이 커지게 된다. 사례연구 3에서는 138kV지역의 부하들만을 15%증가 시켰으므로 부하의 편중이 심하게 되고 단위 전력량 송전계통의 부담은 사례연구 4에서 보다 커짐으로HLII-HLI의 값은 사례연구 3의 값이 사례연구 4의 값보다 크다. 표 8에서 보인 HLII의 발전단가와 HLI의 발전단가의 차는 개방된 전력시장 하에서 전력공급자, 계통운용자 그리고 전력수요자들 간에 전력가격 결정방법에 있어 중요하게 고려되어야할 송전계통이 부담하는 단위 전력량당 송전계통의 이용료를 산정 할 수 있는 중요한 자료로 이용될 수 있을 것으로 사료된다.

표 8 각 사례연구들의 발전단가 비교

Table 8 Comparing of production costs with each case study [\$/MWh]

	CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 4
HLII	0.5026	0.0540	0.5373	0.5574
HLI	0.4608	0.4608	0.4816	0.5050
HLII-HLI	0.0418	0.0445	0.0557	0.0524

5. 결 론

본 연구에서는 이미 저자들에 의해 제안된 바 있는 발전계통 및 송전계통의 사고율과 같은 불확실성을 고려한 복합전력계통에서의 유효부하지속곡선을 이용함으로써 이러한 특성들을 감안한 부하지점별 확률론적 발전비용 산정을 위한 수법을 제시하였다. 사례연구에서 보인바와 같이 각 부하지점별 확률론적 발전비는 송전계통의 용량에 큰 영향을 받고 있다. 규제완화 된 자유경쟁 체제 하에서 각 부하지점별 확률론적 발전비용을 산정 할 수 있는 방법을 제시함으로써 향후 제기될 수 있는 전력공급자, 계통운용자 그리고 전력수요자들 간의 전력요금산정방법에 있어 중요한 해법을 제시할 수 있을 것으로 기대된다. 그리고 송전계통의 불확실성과 용량제약으로 인하여 발생하는 확률론적 단위 전력량당 발전비의 차는 보다 경제적이고 신뢰성 있는 송전계통의 확충계획을 위한 정보를 제공할 수 있을 것이다.

그리고, 앞으로 AC조류계산을 이용하여 계통운용조건을 보다 엄밀히 만족시키고, 이를 계통운용정책에 맞는 목적함수를 도입하여 보다 더 실제적인 연구를 할 계획이다.

참 고 문 헌

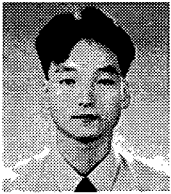
- [1] Roy Billinton and Wenyuan Li, Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, Plenum Press, 1994.
- [2] Jaeseok Choi, Daeho Do, Seungpil Moon, & Roy Billinton, "Development of a Method for ELDC Construction in a Composite Power System", Large Engineering Systems Conference on Power System, pp.189-193, June 20-22, Halifax, Canada, 1999.
- [3] Jaeseok Choi, Seougpil Moon, Hongsik Kim, Byongjun Lee and Roy Billinton, "Development of ELDC and Reliability Evaluation of Composite Power System Using Monte Carlo Method", IEEE PES SM2000, pp. 2063-2068, Seattle, USA, 2000.
- [4] 김 홍식, 문승필, 최재석, 노대석, "각 부하지점별 확률론적 발전비용 산정을 위한 수치해석적 방법", 2001년 대한전기학회 전력기술부문회 춘계학술대회 논문집, pp.112-115, 2001.
- [5] Jaeseok Choi, Seougpil Moon, Hongsik Kim, Jinjung Kang, Hoyong Kim and Roy Billinton, "Development of an Analytical Method for Outage Cost Assessment in a Composite Power System", PowerCon 2000, pp. 1527-1532, Perth, Australia, 2000.
- [6] R.N. Allan, R. Billinton, N.M.K. Abdel-Gawad, "THE IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM -EXTENSIONS TO AND EVALUATION OF THE GENERATING SYSTEM", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. PWRS-1, No. 4, pp. 1-7, November 1986.
- [7] W.S Read, W.K. Newman, I.J. Perez-Arriaga, H.Rudnick, M.R. Gent & A.J. Roman, "Reliability in the New Market Structure (Part2)", IEEE Power Engineering Review, pp.10-16, January 1999.

[8] CEA, Industry Restructuring - News & Info: CEA connections online news, March 2000.

감사의 글

본 연구는 기초전력공학공동연구소(과제번호: 제01-004호) 지원으로 수행된 결과의 일부임.

저 자 소 개



문 승 필(文勝必)

1970년 3월 5일 생. 1996년 경상대 공대 전기공학과 졸업. 1998년 경상대 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1999년 3월~현재 동대학원 전기공학과 박사과정
Tel : 055-751-5342, Fax : 055-759-2723
E-mail : spmoon@shinbiro.com



김 흥 식(金弘植)

1973년 9월 15일 생. 1998년 경상대 공대 전기공학과 졸업. 2000년 2월 경상대 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2000년 3월~현재 동대학원 박사과정
Tel : 055-751-5342, Fax : 055-759-2723
E-mail : hongsik@cecc-1.gsnu.ac.kr



최 재 석(崔在錫)

1958년 4월 29일 생. 1981년 고려대 공대 전기공학과 졸업. 1984년 고려대 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1990년 동대 대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 1996년~1997년 캐나다 사스캐치완대 전기공학과 방문교수. 1990년~현재 경상대 전기공학과 부교수
Tel : 055-751-5347, Fax : 055-759-2723
E-mail : jschoi@nongae.gsnu.ac.kr