

한계보수비용법 및 위험지수 평준화법에 의한 최적 전원보수계획의 비교

A Comparative Study on Optimal Generation Maintenance Scheduling with Marginal Maintenance Cost and Levelized Risk Methods

李 鳳 容* · 沈 建 輔**
(Bong-Yong Lee · Keon-Bo Shim)

Abstract - Proper resource allocation is also a very important topic in power system problems, especially in operation and planning. One such is optimal maintenance problem in operation and planning. Least cost and highest reliability should be the subjects to be pursued. A probabilistic operation simulation model developed recently by authors is applied to the problem of optimal maintenance scheduling. Three different methods are compared, marginal maintenance cost, levelized risk and maintenance space. The method by the marginal maintenance costs shows the least cost, the highest reliability and the highest maintenance outage rates. This latter characteristics may considerably influence the results of generation planning, because the usual maintenance outages obtained from the other methods have shown to be lower.

Key Words : Generation Maintenance Scheduling (전원보수계획)
Probabilistic Operation Simulation (확률 운전시뮬레이션)
Marginal Maintenance Cost Method (한계보수비용법)

1. 서 론

주어진 여건하에서 자원을 효과적으로 활용한다는 것은 항상 중요한 과제이며, 또한 투자를 효과

적으로 결정한다는 일은 말할 나위 없이 매우 긴요한 문제이다. 최적 전원보수계획은 바로 이러한 두가지 측면에서 요청되는 것인 바, 기존전원을 어떻게 보수정지시키야 하는가를 결정하는 문제는 첫번째 과제를 충족시키는 것이며, 전원계획 캐키지의 일부로서 활용되어 최적투자 결정에 영향을 미치도록 하는 것은 두번째의 과제와 연관된다.

이러한 전원의 보수계획은 전력시스템의 규모가

*正 會 員 : 弘益大 工大 電氣制御工學科 教授·工博
**正 會 員 : 弘益大 科學技術研究所 研究員·工博
接受日字 : 1991年 9月 9日
1次修正 : 1991年 11月 18日

커질수록 중요성이 더욱 커지고 있으며, 선형계획법, 정수계획법 및 동적계획법에 의하여 문제를 해결하여 왔다[1~10]. 그러나 전원보수계획의 요체는 그 전제가 되는 운전시물레이션이 과연 얼마나 정밀한가 하는 것이며, 종래의 방법론들은 발전기의 출력이 그림 1의 A와 같은 궤적을 가정함으로써 상당한 근사화를 전제로 하고 있다. 보수를 위한 정지 기간중에 발전기는 출력을 낼 수 없으며, 운전중이라 하더라도 고장에 의한 정지만큼은 또한 출력을 낼 수 없다. 운전중의 출력은 경제적인 조건에 따라 결정되나, 일반적으로 B와 같은 궤적을 그린다. 그러나 B의 궤적은 모든 운전조건에 대하여 계산되지 않으면 얻어질 수 없으며, 이렇게 하려면 발전기가 운전과 정지라는 두 상태로 모델화될 때, 발전기의 수가 $n=50$ 이라고 하면 고려해야 할 상태의 수가 1.126×10^{15} 이라는 천문학적인 수가 되어, 결국 모든 운전상태를 고려하는 것은 불가능하거나 매우 곤란하다는 결론에 이르게 된다.

본 논문은 이와같이 계산이 거의 불가능한 경우를, 등가적인 몇 개의 경우로 대체할 수 있고, 그 몇 개의 경우마다 실제의 경제부하배분을 수행함으로써 거의 실제에 가까운 운전시물레이션이 가능하다는 연구결과[11]를 바탕으로 하여, 전원의 보수정지계획을 고려하도록 확장한 것이다. 현재 일반적으로 사용되고 있는 보수정지 계획법은 위험지수 평준화법[3] 및 보수공간법[8]인데, 본 논문에서는 이미 저자들이 개발한 한계보수비용법[12]과 종래 사용되고 있는 방법들을 비교 검토하였다. 사례 연구의 결과에 의하면, 한계보수비용법이 최적임을 보이고 있으며, 특히 보수공간법에 비해 5[%]정도의 더 많은 보수량을 나타내고 있다. 이러한 차이는 보수공간법이 현재 WASP전

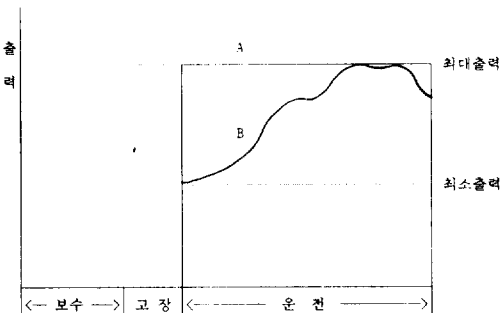


그림 1 발전기 출력상태 모델
Fig. 1 Model of Generation

원계획 패키지에서 사용되고 있으며, 그 결과가 우리나라의 전원개발계획에 반영되고 있음을 고려할 때, 예비율에 커다란 영향을 미칠 수 있다는 점에서 매우 중요한 결과로 생각된다.

2. 확률적 운전시물레이션 요약[1]

n 대로 구성되는 시스템에서 임의의 i 번째 발전기의 가동률 (availability) 및 보수율 (maintainability)를 A_i 및 m_i^s (s 는 보수기간에 대한 첨자)라고 하면, 이 발전기의 출력상태는

$$\begin{cases} A_i(1 - m_i^s) \text{인 확률로 운전} \\ 1 - A_i(1 - m_i^s) \text{인 확률로 정지} \end{cases}$$

라고 할 수 있다. 전력부하가 주어졌을 때, 이 부하는 n 대의 발전기에 의해서 충족되어야 하므로, i 발전기의 출력을 P_{Ci} , 부하를 P_D 라 할 때

$$\sum_{i=1}^n P_{Ci}^{(s,t)} = P_D^{(s,t)} \quad (1)$$

의 관계가 성립된다. (s, t)는 보수기간 s 이고, 운전시간대 t 인 경우를 나타내며, 첨자 B 는 기준의 경우를 나타내는 것이다.

n 대의 발전기가 운전중에 있고, 부하와의 수급이 충족된다면 식(1)이 성립되며, 이 경우를 기준 경우 (base case)라 부르기로 한다. 그런데 발전기의 정지율 (고장정지 및 보수정지의 복합) 때문에, 어떤 발전기들은 정지할 것이며, 나머지 발전기들이 정지분에 해당되는 출력을 더 내야 할 것이다. 여기에서 만일 모든 발전기가 100[%]의 신뢰성을 갖는다면, 발전기의 정지는 없으며 정지분에 해당되는 출력만큼 전력수요가 증가하였다고 보아도 발전출력의 입장에서는 동일하다. 그리고 증가된 수요를 유효부하 (effective load)라고 부른다. 물론, 이 때 정지되었어야 할 발전기도 출력을 내고 있으므로 이 부분은 조정되어야 하며, 상세한 내용은 문헌[11]을 참조해 주기 바란다. 발전기의 수가 많다면, 정지의 크기가 정규분포로서 근사화될 수 있으며, 그 정지전력의 기대값과 분산은

$$\bar{P}_{Out}^{(s,t)} = \sum_{i=1}^n [1 - A_i(1 - m_i^s)] P_{Ci}^{(s,t)} \quad (2)$$

$$\sigma_{Out}^{(s,t)} = \sum_{i=1}^n A_i(1 - m_i^s) [1 - A_i(1 - m_i^s)] (P_{Ci}^{(s,t)})^2 \quad (3)$$

와 같이 주어진다.

식(2) 및 (3)으로 대표되는 정규분포는 적절하게 분할하여 이산화될 수 있으며, 분할된 몇 개의 경우가 전 운전상태를 대표하고 있다는 점에 유의

할 필요가 있다. 이렇게 분할된 한 경우를 k 의 경우라고 할 때, 유효부하는

$$P_{Le}^{k(s,t)} = \begin{cases} P_D^{k(s,t)}[1 - P_{out}^{c(s,t)}/P_D^{k(s,t)}], & \text{if } Z_d^{k(s,t)} < 0 \\ IC + Z_d^{k(s,t)}, & \text{if } Z_d^{k(s,t)} \geq 0 \end{cases} \quad (4)$$

처럼 주어진다. 여기서, $P_{Le}^{k(s,t)}$ 가 유효부하이며, $Z_d^{k(s,t)}$ 는 공급지장전력이고, IC 는 전체 설비용량이다. 공급지장전력은 시스템에 연결된 전체 발전기가 최대출력을 내고 있음에도 불구하고, 부하가 그 합계출력보다 더 큰 경우에 발생된다. 모든 발전기가 전출력을 내야 하는 고장(임계고장)의 크기를 $P_{out}^{c(s,t)}$ 라고 하면, 이 값은 식(4)에서 $P_{Le}^{k(s,t)} = IC$ 라고 놓음으로써 얻을 수 있다. 그리고 이 값보다 더 큰 고장에 대해서는 공급지장이 발생된다. 공급지장전력 $Z_d^{k(s,t)}$ 및 임계고장의 크기 $P_{out}^{c(s,t)}$ 는 다음과 같이 주어진다.

$$Z_d^{k(s,t)} = \begin{cases} P_{out}^{k(s,t)} - P_{out}^{c(s,t)}, & P_{out}^{k(s,t)} - P_{out}^{c(s,t)} \geq 0 \\ 0, & \text{otherwise} \end{cases} \quad (5)$$

$$P_{out}^{c(s,t)} = P_D^{(s,t)} \left[1 - \frac{P_D^{(s,t)}}{IC} \right] \quad (6)$$

결국 $P_{Le}^{k(s,t)}$ 라는 몇 개의 부하에 대하여 n 대 발전기의 경제부하배분 계산을 수행하면, 모든 발전기의 출력이 결정되고, 이 출력들을 화물의 크기를 고려하여 합하면 임의 발전기의 기대출력이 결정된다는 것이다.

식(6)에 의하면 $P_{out}^{c(s,t)}$ 이상의 전원고장시에는 공급지장이 발생되며, 공급지장이 정규분포라고 근사화되었으므로 전력부족확률이 다음과 같이 결정된다.

$$LOLP^{(s,t)} = \int_w^\infty f_w(x) dx = \frac{1}{2} - erf(w) \quad (7)$$

여기서,

$$\omega = \frac{P_{out}^{c(s,t)} - \bar{P}_{out}^{(s,t)}}{\sigma_{out}^{(s,t)}} \\ f_w(x) : \omega \text{의 정규분포 확률밀도함수} \\ erf(\omega) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^\omega \exp\left[-\frac{1}{2}x^2\right] dx \quad (8)$$

3. 한계보수비용법에 의한 최적 보수계획

3.1 목적함수

보수기간 s , 운전시간대 t 의 운전비와 공급지장비를 각각 $f_i^{(s,t)}$ 및 $f_d^{(s,t)}$ 라고 하면, 그 기대값은 다음과 같다.

$$\bar{f}_i^{(s,t)} = A_i(1 - m_i^s) \left[a_i + b_i \sum_{k=1}^k Pr^k P_{Gi}^{k(s,t)} + c_i \sum_{k=1}^k Pr^k (P_{Gi}^{k(s,t)})^2 \right] \quad (9)$$

$$\bar{f}_d^{(s,t)} = \alpha \sum_{k=1}^k Pr^k Z_d^{k(s,t)} + \beta \sum_{k=1}^k Pr^k [Z_d^{k(s,t)}]^2 + \gamma \sum_{k=1}^k Pr^k [Z_d^{k(s,t)}]^3 \quad (10)$$

여기서, 식(9)와 (10)에서 Pr^k 는 분할된 운전경우의 확률을 의미하며, $a_i, b_i, c_i, \alpha, \beta$ 및 γ 는 발전기의 운전비 및 공급지장비의 계수들이다.

보수의 대상기간이 1년이므로, 단위 보수기간의 지속일수를 D_s , 지속시간을 L_t 라고 하면, 총비용은 운전비와 공급지장비의 합이 된다. 즉,

$$\bar{F}_T = \sum_s D_s \sum_t L_t \left\{ \sum_{i=1}^n \bar{f}_i^{(s,t)} + \bar{f}_d^{(s,t)} \right\} \quad (11)$$

이고, 또한 모든 단위기들은 연간 보수량 조건을 충족해야 한다.

$$\sum_s \alpha^s m_i^s = M_i \quad (12)$$

$$\alpha^s = \frac{D_s}{\sum_s D_s} \quad (13)$$

여기에서 M_i 는 단위기 i 의 연간 허용 단위분율 보수일수이며, α^s 는 기간 s 의 상대적인 크기를 나타낸다. 이 외에도 보수율 m_i^s 는 상한 및 하한조건을 만족해야 한다.

$$\underline{m}_i \leq m_i^s \leq \bar{m}_i \quad (14)$$

식(11)~(13)의 관계로부터 최적 보수의 문제는 다음과 같이 정식화된다.

$$\min_{m_i^s} \bar{F}_T = \min_{m_i^s} \left\{ \sum_s D_s \sum_t L_t \left[\sum_{i=1}^n \bar{f}_i^{(s,t)} + \bar{f}_d^{(s,t)} \right] \right\} \quad (15)$$

subject to $\sum_s \alpha^s m_i^s = M_i$

$$\underline{m}_i \leq m_i^s \leq \bar{m}_i, \quad i=1, 2, \dots, n$$

식(15)은 비선형계획법의 문제이며, 확장된 라그랑지함수를 정의하여

$$L = \bar{F}_T - \sum_i \mu_i (\sum_s \alpha^s m_i^s - M_i) + \sum_i \sum_s \omega_i^s (m_i - \underline{m}_i) + \sum_i \sum_s v_i^s (m_i^s - \bar{m}_i) \quad (16)$$

사용하게 된다. 여기에서 μ_i, ω_i^s, v_i^s 들은 라그랑지 승수이다.

3.2 보수계획의 해법

식(16)의 쿤-터커(Kuhn-Tucker) 조건은 다음과 같이 주어진다.

$$\frac{\partial L}{\partial m_i^s} = \frac{\partial F_T}{\partial m_i^s} - \mu_i \alpha^s - \omega_i^s + v_i^s = 0 \quad (17a)$$

$$\mu_i (\sum_s m_i^s \alpha^s - M_i) = 0 \quad (17b)$$

$$\omega_i^s (m_i^s - \bar{m}_i) = 0 \quad (17c)$$

$$v_i^s (m_i^s - \bar{m}_i) = 0 \quad (17d)$$

$$i=1, 2, \dots, n$$

$$s=1, 2, \dots, S$$

부등호제약조건이 만족된다면 식(17a)는 더욱 간편하게 표현될 수 있다.

$$\frac{\partial F_T}{\partial m_i^s} \frac{1}{\alpha^s} = \mu_i, \quad i=1, 2, \dots, n \quad (18)$$

식(18)이 의미하는 바는, 보수기간별 보수율에 대한 증분비용(한계보수비용)이 같아지도록 보수율이 결정되어야 한다는 것이다. 그런데, 문헌[13]을 참조해서

$$\frac{\partial F_T}{\partial m_i^s} = FMM_i^s - FBM_i^s \cdot m_i^s + FCM_i^s \cdot m_i^2 \quad (19)$$

인 m_i^s 에 대한 2차함수가 얻어지므로, 식(18)과 (19)로부터

$$FCM_i^s \cdot m_i^2 - FBM_i^s \cdot m_i^s + FMM_i^s - \alpha^s \cdot \mu_i = 0 \quad (20)$$

의 m_i^s 에 대한 2차방정식을 얻게 된다. 식(20)은 μ_i 가 주어지면 즉시 m_i^s 가 구해질 수 있으나, 미리 μ_i 를 알 수는 없으며, 다만 식(18)로부터 μ_i 는 증분비용의 평균값으로 보아도 좋다는 추정이 가능하므로 식(18)과 (20)을 반복하여 계산함으로써 m_i^s 의 해가 얻어진다.

4. 위험지수 평준화법

위험지수 평준화법에서는 식(13)과 달리 총비용 최소화를 요구하지 않는다. 다만, 각 단위 보수기간의 위험지수가 평준화될 것을 요구한다. 따라서 단위기간의 전력부족확률을 $LOLP^s$ 라고 할 때,

$$\overline{LOLP} = \sum_s \alpha^s LOLP^s \quad (21)$$

$$\begin{aligned} \Delta LOLP^s &= LOLP^s - \overline{LOLP} \\ &= \frac{\partial LOLP^s}{\partial m_i^s} \Delta m_i^s \\ &= \left[\frac{\partial LOLP^s}{\partial P_{out}^s} \frac{\partial P_{out}^s}{\partial m_i^s} + \frac{\partial LOLP^s}{\partial \sigma_{out}^s} \frac{\partial \sigma_{out}^s}{\partial m_i^s} \right] \Delta m_i^s \quad (22) \end{aligned}$$

와 같이 $\Delta LOLP^s$ 가 허용오차 범위내에 이를 때까지 반복계산을 하게 된다. 이 방법은 비용계산을

요구하지 않으므로 매우 효율적이라는 면에서 한계보수비용법과 상호 보완적으로 사용될 필요가 있다. 즉, 한계비용법의 초기치로서 사용될 수 있을 것이다.

5. 보수 공간법[8]

보수 공간법은 전원계획용 WASP 패키지에서 종래에 사용되고 있는 방법이나, 그 이론적인 정당성이 문제이다. 즉, 이 방법은 개념적으로 전원예비율을 가급적 일정하게 유지하는 것인데, 예비율이 전원정지의 확률 개념을 대표하지 못하기 때문에 위험지수로 대체되었다는 점에서도 확인된다.

6. 사례연구

본 논문에서는 한계보수비용 및 위험지수 평준화법에 의한 최적 전원보수계획의 비교를 위하여 실규모의 전력시스템에 대한 사례연구를 수행하였다. 이 예제시스템은 29,704[MW]의 설비용량과 23,921[MW]의 첨두 부하를 갖는 시스템으로서, 표 1은 발전설비의 특성을 보인 것이다. 전원군은 원자력, 유연탄, 석유, 무연탄, LNG, C/C 및 가스-터빈의 7군으로 구성되어 있으며, 총 발전기의 수는 72대이다. 또한, 수력과 양수 발전출력은 부하곡선을 수정하는 것으로 고려하였다. 표 2는 각

COMPARISON OF COST
- TOTAL & OPERATION COST -

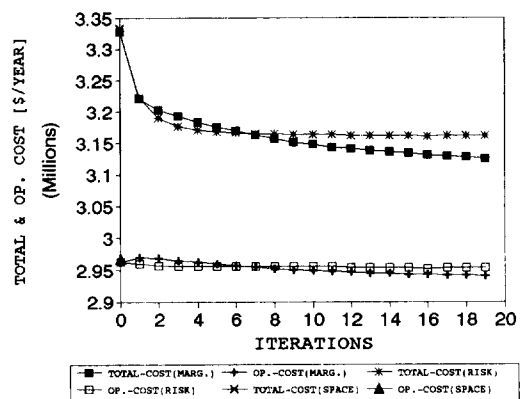


그림 2 전원보수정지계획 결과의 총비용 및 운전비용

Fig. 2 Total and Operation Cost according to Maintenance Scheduling

표 1 발전시스템의 특성
Table 1 Characteristics of Power Unit.

No.	구분	발전기의 수	용량 [MW]	연료비계수			가동률	보수일 [day]
				a	b	c		
1	원자력	1	587.0	0.0	7.08505	0.000354	0.910	65.0
2	원자력	1	650.0	0.0	7.06344	0.000353	0.910	65.0
3	원자력	1	679.0	0.0	7.05353	0.000353	0.910	65.0
4	원자력	6	950.0	0.0	6.96229	0.000348	0.910	65.0
5	원자력	7	1000.0	0.0	6.95342	0.000354	0.910	65.0
6	유연탄	2	531.0	0.0	15.33479	0.007956	0.890	49.0
7	유연탄	2	500.0	0.0	15.86056	0.007859	0.890	49.0
8	유연탄	2	280.0	0.0	15.46573	0.008024	0.910	53.0
9	유연탄	6	550.0	0.0	15.32538	0.007988	0.890	49.0
10	석유	2	105.0	0.0	34.90354	0.031265	0.930	49.0
11	석유	6	200.0	0.0	34.94045	0.035448	0.930	49.0
12	석유	1	340.0	0.0	33.93927	0.032174	0.930	49.0
13	석유	3	400.0	0.0	33.68613	0.010860	0.930	49.0
14	석유	2	162.0	0.0	34.91187	0.005668	0.930	49.0
15	석유	1	137.0	0.0	34.33434	0.041574	0.930	49.0
16	석유	1	250.0	0.0	34.59723	0.006951	0.930	49.0
17	무연탄	2	50.0	0.0	39.96656	0.007859	0.910	51.0
18	무연탄	1	75.0	0.0	39.87408	0.014181	0.910	51.0
19	무연탄	2	60.0	0.0	39.98822	0.019345	0.910	51.0
20	무연탄	1	125.0	0.0	39.51010	0.031999	0.910	51.0
21	무연탄	4	200.0	0.0	38.90116	0.027044	0.910	51.0
22	LNG	2	400.0	0.0	50.43216	0.012984	0.948	20.0
23	LNG	2	250.0	0.0	52.32679	0.015653	0.948	20.0
24	LNG	2	325.0	0.0	50.50170	0.016116	0.948	20.0
25	LNG	4	350.0	0.0	50.50287	0.013047	0.948	20.0
26	C/C	2	285.0	0.0	61.23425	0.009053	0.970	20.0
27	C/C	4	10.0	0.0	63.90354	0.031265	0.970	20.0
28	C/C	1	270.0	0.0	61.74211	0.010025	0.970	20.0
29	G/T	1	55.0	0.0	73.36263	0.027494	0.980	20.0

각의 분기별 부하 특성을 보인 것이다.

그림 2는 한계보수비용법, 위험지수 평균화법 및 보수공간법에 의한 보수계획에 대하여 반복회수에 대한 총비용 및 운전비용의 변화를 비교한 것인데, 어느 경우어나 한계보수비용법이 더 좋은 결과를 보이고 있다. 위험지수 평균화법은 수렴은 빠르나 최적해와는 많은 차이를 나타내고 있으며, 보수공간법은 단 1회의 계산으로 보수계획이 수립될 수 있으나, 전체 운전비용 최적화의 관점에서는 전혀 기여하지 못함을 알 수 있다.

표3은 각각의 방법에 의한 운전비용의 특성을 요약한 것으로서, 한계보수 비용법과 위험지수 평균화법의 초기 비용은 분기별 동일 보수율이 주어졌을 때를 기준으로 한 것이나, 물론 실제문제에서는 이와 같은 보수율을 줄 필요는 없으며, 보다 실제적이거나 경험으로부터 알고 있는 더 좋은 초기값을 줄 수 있을 것이다. 한계보수비용법의 총비용은 $3.326879 \times 10^9 [$/년]$ 에서부터 $3.126101 \times 10^9 [$/년]$ 이 되어, 최적 보수정지계획의 결과 $0.200778 \times 10^9 [$/년]$ 의 비용감소(약 6.04[%])가

표 2 예제시스템의 분기별 부하특성

Table 2 Seasonal Loads of Sample System

분기	일수	시간	지속시간	부하[MW]	부하의 분산
1	90	1	1.224	19979.12	0.019867
		2	1.704	18392.62	0.012417
		3	2.652	18392.62	0.005621
		4	3.936	18392.62	0.012654
		5	4.296	17762.66	0.022370
		6	4.728	16515.97	0.006785
		7	5.460	15749.78	0.039510
2	91	1	1.224	21739.92	0.015180
		2	1.776	20724.19	0.008703
		3	3.024	20294.03	0.002373
		4	4.620	20025.48	0.013705
		5	4.512	19890.98	0.021240
		6	4.608	18525.04	0.011298
		7	4.236	16563.65	0.050343
3	92	1	1.020	23839.82	0.021849
		2	1.392	22762.10	0.013970
		3	2.184	21964.23	0.004313
		4	3.792	21964.23	0.005558
		5	4.608	21964.23	0.026237
		6	4.944	20654.29	0.008115
		7	6.060	19871.42	0.054722
4	92	1	1.224	22165.21	0.017500
		2	1.224	20932.10	0.010473
		3	2.224	20686.09	0.002693
		4	4.224	20686.09	0.012356
		5	4.224	20228.88	0.024066
		6	4.224	18770.41	0.007661
		7	4.224	17320.38	0.050535

언어였다. 그러나, 위험지수 평준화법의 경우에는 3.326879×10^9 [\$/년]에서 3.161698×10^9 [\$/년]이 되어 약 4.96%의 비용절감이 달성되고 있으며, 각 방법의 반복계산회수는 19회로서, 마이크로컴퓨터(Micro-VAX II)를 사용하였을 때의 총 계산 시간은 약 14분이었다. 이 결과는 아직 만족스러운 수준이 아니며, 시스템운용을 위한 패키지로서는 무난할 것으로 보이나, 시스템계획, 특히 전원 계획패키지의 일부로서 사용하기에는 다소 어려울 것으로 보인다. 그러나 경험에 의하면, 전원 구성비의 변화가 크지 않을 경우에는 최적 보수율의 값 또한 크게 변하지 않으므로 전원계획패키지의 일부로서는 곤란하다 하더라도, 최적 보수율을 입력으로 줌으로서 상당한 활용이 가능하다.

COMPARISON OF OUTAGE COST
- OUTAGE COST -

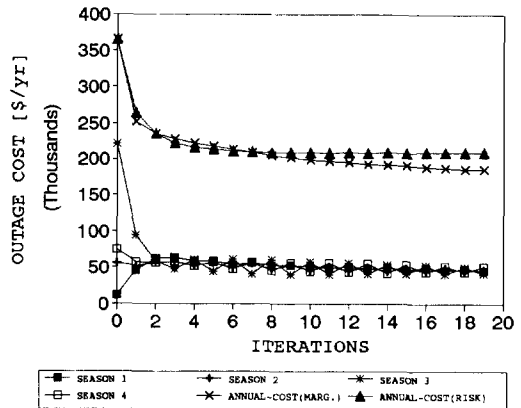


그림 3 분기별 및 연간 공급지장비용의 비교
Fig. 3 Comparison of Outage Costs by Seasons and Annuals

COMPARISON OF LOLP
- SEASON & ANNUAL LOLP -

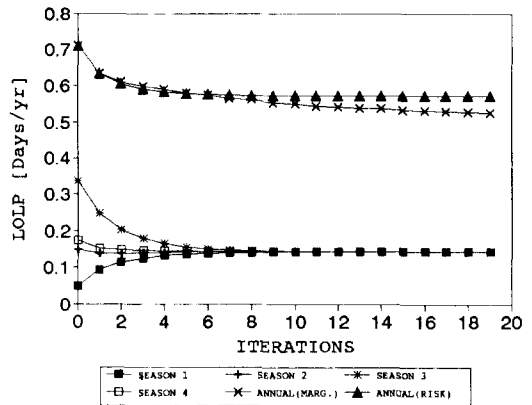


그림 4 분기별 및 연간 위험지수(LOLP)의 비교
Fig. 4 Comparison of LOLPs by Seasons and Annuals

그림3은 한계보수비용법 및 위험지수 평준화법에 의한 보수계획 수립과정에 대한 연간 공급지장비와 한계보수비용법에 의한 계산과정에서의 분기별 공급지장비 변화를 보인 것이다. 초기의 다양한 분기별 공급지장비가 계산의 반복회수가 증가함에 따라 평준화됨을 일목요연하게 볼 수 있음이 흥미로울 뿐 아니라, 공급지장비의 변화양상이 진동적이라는 점과 위험지수 평준화법의 공급지장비가 더 크다는 것이 또한 인상적이다.

표 3 총 비용 및 운전비용의 비교
Table 3 Comparison of Costs

단위 : [\$/년]

구분	방법	초기비용	최적비용	비고
운전비용	한계보수비용법	2.962183×10^9	2.940723×10^9	$\nabla 0.021460 \times 10^9$
	위험지수평준화법	2.962183×10^9	2.952912×10^9	$\nabla 0.009271 \times 10^9$
	보수공간법	2.962183×10^9	--	--
공급지장비용	한계보수비용법	0.364696×10^9	0.185378×10^9	$\nabla 0.179314 \times 10^9$
	위험지수평준화법	0.364696×10^9	0.208786×10^9	$\nabla 0.155910 \times 10^9$
	보수공간법	0.365345×10^9	--	--
총비용	한계보수비용법	3.326879×10^9	3.126101×10^9	$\nabla 0.200778 \times 10^9$
	위험지수평준화법	3.326879×10^9	3.161698×10^9	$\nabla 0.165181 \times 10^9$
	보수공간법	3.332900×10^9	--	--

표 4 한계보수비용법에 의한 최적 보수용량
unit=MW

Table 4 Optimal Maintenance Capacity by Marginal Cost Method

No.	전원군	분기1	분기2	분기3	분기4
1	원자력	3435.601	4063.522	3164.499	3950.376
2	유연탄	4983.797	563.020	101.345	273.838
3	석유	3277.031	147.542	112.731	123.694
4	무연탄	629.219	66.881	273.620	250.278
5	LNG	591.588	416.810	1987.329	354.169
6	C/C	69.796	422.440	17.575	370.189
7	G/T	0.000	37.224	7.245	10.532
보수총용량 [MW]		12989.040	5717.440	5664.446	5333.076

그림4는 분기별 및 년간의 위험지수(LOLP)의 변화를 보인 것이다. 위험지수 평준화법의 결과가 수렴되면서 분기별 LOLP가 평준화됨을 볼 수 있으나, 년간의 LOLP는 한계보수비용법의 결과보다 더 크다는 것을 볼 수 있어서, 위험지수 평준화법에 의한 보수계획이 최선이 아님을 알 수 있다.

표4는 한계보수비용법에 의해 결정된 최적 보수율에 대한 전원군별 보수용량의 환산값을 보여주고 있다. 원자력이나 유연탄 등의 기저부하용 발전소의 3분기(고부하 분기이며, 수력의 출력이 큰 분기임)보수정지 특성이 종래의 개념(풍수기에 대응량 발전기의 보수정지 고려)과 판이하게 다르다는 점에서, 본 논문에서 사용한 운전 시뮬레이션

COMPARISON OF MNT CAPACITY

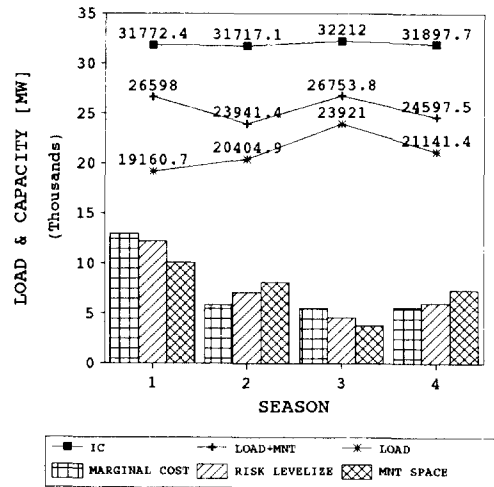


그림 5 분기별 보수정지용량의 비교
Fig. 5 Comparison of Maintenance Capacity by Seasons

모델의 중요성을 나타내 주는 것이다. 또한, 상위군 발전기들이 실제의 운용에서는 갈수기인 겨울에 운전상태에 있도록 함이 보통이나, 표4에서는 반드시 그렇게 할 필요가 없음을 보여주고 있다. 그리고, 이 결과는 운전시뮬레이션에서 이미 상위군의 출력변화를 예정하고 있기 때문에 예상된 것이기도 하다.

표5는 각 방법에 의한 최적보수계획의 결과를 요약한 것이다. 현재 3분기에 년중 최대부하가 나

표 5 최적 보수계획 결과의 비교

Table 5 Comparison of Optimal Maintenance Scheduling

구분	방법	분기				비고
		1	2	3	4	
등가 총 보수용량 [MW]	한계보수비용법	7,497.8	3,518.4	2,943.3	3,304.4	
	위험지수평준화법	7,091.1	4,091.9	2,610.5	3,467.9	
	보수공간법	6,302.6	5,075.4	1,556.4	4,320.4	
설비에 대한비율 [%]	한계보수비용법	25.24	11.84	9.91	11.12	
	위험지수평준화법	23.87	13.78	8.79	11.67	
	보수공간법	21.22	17.08	5.24	14.54	
위험지수 (LOLP) [일/년]	한계보수비용법	0.120762	0.134484	0.128414	0.141077	0.525737
	위험지수평준화법	0.142899	0.142904	0.142905	0.142905	0.571613
	보수공간법	0.302749	0.240474	0.013013	0.181911	0.738147
예비율 [%]	한계보수비용법	26.69	38.20	22.35	35.25	
	위험지수평준화법	28.81	35.39	23.75	34.47	
	보수공간법	32.93	30.57	28.15	30.44	

타나고 있는데, 보수용량을 비교하면 한계보수비용법의 경우에 2,943[MW]로서 가장 높게 나타나며, 보수공간법은 1,556[MW]로 무려 1,400[MW]의 차이를 보이고 있다. 위험지수 평준화법은 300[MW]정도 적은 2,610[MW]이다. 또한, 3분기의 LOLP는 보수공간법이 최소이나 연간 LOLP는 최대를 나타낸다. 위험지수 평준화법은 한계보수비용법보다 보수량이 적음에도 불구하고 더 높은 LOLP를 보이고 있는데, 이 결과는 한계보수비용법에서 공급지장비를 도입한 효과가 나타난 것이다. 예비율을 살펴보면, 보수공간법과 한계보수비용법은 28.15[%]와 22.35[%]로서 약 6[%]의 차이를 보이고 있다. 현재 WASP 전원계획 패키지에서는 보수공간법이 사용되고 있는데, 본 논문의 사례연구 결과로부터 보수공간법에 의한 보수량은 실제의 최적량보다 적은 값(9.9[%]가 아닌 5.2[%])를 얻고 있다. 이를테면 전원계획 결과의 예비율이 20[%]라고 하더라도, 이 값이 원래 25[%]일 때 더 최적한 것이라면, 전원계획의 결과는 상당히 수정되지 않을 수 없을 것이다. 이와같이 본 사례연구에 의하면 종래의 전원계획 결과는 신중한 재검토가 요청된다.

그림5는 한계보수비용법, 위험지수 평준화법 및 보수공간법에 의한 각 분기별 보수용량을 보인 것이다. 또한, 분기별 설비용량, 등가 보수용량과 부하의 합 및 부하의 크기도 나타내고 있다.

7. 결 론

실 경제부하배분법에 의한 확률적 운전시물레이션 모델을 최적 보수모형으로 확장하였으며, 29,704[MW]의 발전설비를 갖는 전력시스템에 대하여 사례연구를 수행하였다. 본 논문에서 얻어진 주요 결과는 다음과 같다.

1) 전원 보수정지계획의 세 방법, 한계보수비용법, 위험지수 평준화법 및 보수 공간법을 동일한 조건에서 비교검토하였다.

2) 최적 보수정지계획은 세 방법중에서 한계보수비용법에 의해서만 달성될 수 있음을 보였고, 다른 방법의 상대적인 특성을 명백히 규명하였다.

3) 우리나라에서 현재 사용되고 있는 전원계획용 패키지인 WASP에서는 보수공간법이 사용되고 있으므로, 보수공간법에 의한 전원계획에서 실제의 최적값보다 5[%]정도의 저평가된 보수정지율이 사용될 수 있음을 보였다.

4) 위험지수 평준화법은 위험지수의 측면에서도 최선의 보수정지계획이 될 수 없음을 확인하였다.

5) 최적 전원보수계획은 정밀 운전시물레이션을 채택함으로써, 더 좋은 결과를 얻을 수 있음을 보였다.

6) 보수정지계획의 한계보수비용법은 공급지장비의 도입에 의하여 가능하며, 금후 보다 실제적인 공급지장비의 평가가 요청된다.

또한, 본 논문에서는 화력 발전시스템만을 대상

으로 하였으나, 실제로는 수력 및 양수발전설비가 모두 포함되어야 하며, 금후 이 부분에 대한 연구가 필요하다. 또한 전원군별의 보수용량을 단위발전설비별의 보수량으로 결정하는 보수계획의 문제도 확장되어야 한다.

본 논문은 1989년도 한국과학재단의 학술연구조성비에 의하여 연구되었음.

참 고 문 헌

[1] J.F. Dopazo, H.H. Merrill, "Optimal Maintenance Scheduling Using Integer Programming", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-94, No. 5, 1975.

[2] H.H. Zurn, V.H. Quintana, "Generator Maintenance Scheduling Via Successive Approximations Dynamic Programming", *ibid.*, Vol. PAS-94, pp. 665~671, 1975.

[3] L.L. Garver, "Adjusting Maintenance Schedules to Levelize Risk", *ibid.*, Vol. PAS-91, No. 5, pp. 2057~2063, 1972.

[4] J.P. Stremel, "Maintenance Scheduling for Generation System Planning", *ibid.*, Vol. PAS-100, No. 3, 1981.

[5] Zia Yamayee, K. Sidenblad & M. Yoshimura, "A Computational Efficient Optimal Maintenance Scheduling Method", Paper 82 SM 360-6, IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, California, July 18~23, 1982.

[6] G.C. Contaxis, S.D. Kavatza, C.D. Vournas, "An Interactive Package for Risk Evaluation and Maintenance Scheduling", Paper 88 SM653-8, IEEE PES Summer Meeting, Portland, Oregon, July 24~29, 1988.

[7] Z.A. Yamayee, "Maintenance Scheduling: Description, Literature Survey and Interface with Overall Operations Scheduling", IEEE Trans. On PAS, Vol. PAS-101, No. 8, pp. 2770~2779, 1982.

[8] R.T. Jenkins & D.S. Joy, "Wien Automatic System Planning Package (WASP)-An Electric Utility Optimal Generation Expansion Planning Computer Code", Oak Ridge National Laboratory, ORNL-4945, July 1974.

[9] P.L. Kingston, S.L. Lipton, et. al, "Mixed Integer Programming Models for Generator Maintenance Scheduling", presented at ORSA/TIMS Joint National Meeting, Oklahoma City, Oklahoma, 1976.

[10] J.P. Stremel, R.T. Jenkins, "Maintenance Scheduling Under Uncertainty", Paper 82 M360-6, IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, Cal., July 18~23.

[11] B.Y. Lee, K.B. Shim & J.R. Shin, "Probabilistic Production Costing Simulation Model based on the Real Economic Dispatch", IFAC Symposium on Power Systems and Power Plant Control, Seoul, Korea, Aug. 22~25, 1989.

[12] B.Y. Lee & K.B. Shim, "Optimal Maintenance Scheduling with the Realistic Power Dispatch" IFAC Symposium on Power Systems and Power Plant Control, Seoul, Korea, Aug. 22~25, 1989.

[13] 한전 기술연구원, A Study of Proper Reserve Level in Generation Planning by Supply Shortage Cost Evaluation, 1989.

저 자 소 개



이봉용(李鳳容)

1937년 6월 23일생. 1962년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1977년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1984년 동 대학원 전기공학과 졸업(공박). 현재 홍익대 공대 전기제어공학과 교수, 당학회 평의원.



심건보(沈建輔)

1957년 2월 1일생. 1980년 홍익대 공대 전기공학과 졸업. 1982년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1992년 동 대학원 전기공학과 졸업(공박). 현재 홍익대 과학기술연구소 연구원.