

## 수요예측의 불확실성을 고려한 발전기의 정기 보수계획수립

송길영\* 차준민\* 오광해\* 정민호\*\* 김용하\*\*

\* 고려대학교 전기공학과

\*\* 인천대학교 전기공학과

### Maintenance Scheduling with Considering Load Forecast Uncertainty

K.Y. Song\* J.M. Cha\* K.H. Oh\* M.H. Jung\* Y.H. Kim\*\*

\* Korea University

\*\* Inchon University

#### **Abstract**

This paper proposes a new algorithm for maintenance scheduling with considering load forecast uncertainty. The proposed algorithm is based on the equivalent load of effective load carrying capability(ELCC) of generators. The uncertainty of forecasted load is considered as a normal distribution probability density function. For maintenance scheduling, reserve levelization method and risk levelization method are used in this study. To test the algorithm, we applied the proposed method to IEEE reliability test system(IEEE RTS). As a result, we verified the validity of the proposed method.

#### **1. 서론**

발전기의 정기보수계획수립이란 특정 년도에 있어서 각 발전기의 보수시기를 결정하는 것을 의미한다. 이러한 발전기 보수계획의 목적은 각 발전설비의 성능을 개선하고, 발생할 수 있는 사고를 미연에 방지하므로써, 안정적으로 전력을 공급하고 비용을 최소화하는데 있다.

일반적으로 보수 계획 문제의 목적 함수는 신뢰도 최대화와 발전비용최소화의 두 가지로 나눌 수 있다. 물론 다목적 함수(multiple objective)를 이용하여 두 가지 모두를 고려할 수도 있지만 이는 해법 적용상이나, 계산 시간상의 어려움이 있기 때문에 보수계획에서는 주로 신뢰도의 최대화를 목적 함수로 다루고 있다.[1]

한편, 보수계획을 수립하기 위해서는 미래년도에 대한 발전계통자료와 부하자료가 필요하다. 미래년도의 발전계통은 기존설비에 발전기의 신규투입과 폐지등의 해당년도의 발전설비 증감계획을 반영하여 구할 수 있지만 부하자료는 전적으로 예측부하에 의존해야 한다. 하지만 급격한 수요증가와 심각한 기후변동등에 의해 예측된 부하에 대한 불확실성(uncertainty)은 증가할 수밖에 없다. 예측한 부하에 포함된 불확실성이 크면 이를 수립하는 결과로 나타나는 신뢰도에는 나쁜 영향을 미치게 된다.

본 연구에서는 수요예측의 불확실성에 대한 발생오차를 정규분포로 취급하여 여기에 등가부하개념을 도입하여, 예측한 부하에 불확실성을 반영한 새로운 오차등가부하를 만들고 이를 보수계획에 사용함으로써 부하의 불확실성을 반영할 수 있도록 하였다. 제안한 방법을 IEEE RTS 시험계통에 적용하여 그 유용성을 검증하였다.

#### **2. 보수계획의 정식화**

보수계획 문제에 대한 수리적 해법으로는 정수계획법(Integer

Programming), 동적계획법(Dynamic Programming), 탐색적기법(Heuristic Method)등이 있다. 이중 앞의 두가지 방법은 최적해를 찾을 수 있는 방법이지만 문제의 규모가 커지면 계산량이 급증하여 해를 구할 수 없는 경우도 발생한다.[1] 따라서, 본 연구에서는 실무적으로 활용하기 쉽고, 큰 문제에도 적용할 수 있는 탐색적기법으로 보수계획문제를 수립하였다.

탐색적 방법으로는 예비력 평활화(Reserve Levelization Method)와 위험률 평활화(Risk Levelization Method)가 있다.

#### **2.1 예비력 평활화**

예비력 평활화는 전 기간동안의 예비력이 일정한 값을 갖도록 보수계획을 수립하는 것이다.[2]

예비력평활화법은 식(1)을 만족하도록 보수계획을 수립한다.

$$\Delta P_i = \Delta P_j, \quad i \neq j, t = (1-T) \quad (1)$$

단,  $\Delta P_i$  : i번쨰 기간의 예비력

$t$  : 보수시기

이 때 고려해야 할 제약조건은 다음과 같다.

1) 일년동안의 보수는 일년안에 끝내야 한다.

$$\sum_{t=1}^{t=S-1} m_t = S_k, \quad k \in S \quad (2)$$

2) 보수가능기간(보수 단계)

$$T_k^- \leq t_k \leq T_k^+ \quad (3)$$

$$T_k^+ - T_k^- \geq S_k - 1, \quad k \in S$$

3) 보수가 일년에 두번 발생한 경우

$$\sum_{t=1}^{t=S-1} m_t = S_k + S_{k+1}, \quad k \in S \quad (4)$$

4) 보수요원제약 (Maintenance Crew Constraint)

$$\sum m_t = V_n, \quad t = 1 \dots, T \quad (5)$$

식(1)은 보수계획의 물연속적이고 이산적인 성질때문에 수학적으로 풀기에는 많은 어려움이 따른다. 따라서 가장 용량이 큰 발전기를 부하가 가장 작은 시기에 보수를 하도록 계획을 수립하는 것으로 식(1)을 만족하도록 보수계획을 수립한다.

예비력평활화는 실비용량과 최대부하만을 고려하여 계통의 예비력을 평활화시키는 것이다. 그러나 전 기간동안 예비력이 같다고 하더라도 부하에 따라 신뢰도가 달라진다. 또 발전기의 임의 사고 정전을 고려하지 못하는 단점이 있다.

#### **2.2 위험률 평활화**

2.1절에서의 예비력평활화는 발전기와 계통신뢰도의 확률론적인 성질을 반영하지 못한다. 그러므로 같은 예비력이라 하더라도 계통의 신뢰도까지 같다는 보장이 없다. 이러한 단점을 극복하기 위해서 위험률평활화라는 방법이 제안되었다.[3] 위험률평활화는 전 기간의 위험률이 일정하도록 보수계획을 수립하는 것이다.

위험률평활화법에 의한 보수계획의 수립은 다음과 같은 다섯 단계로서 이루어진다.

단계 1 식 (6)을 사용하여 계통 전체 발전기에 대한 누적사고 용량화율분포표(cumulative outage table: COT)를 작성 한다.

$$P^{\text{new}}(x) = P^{\text{old}}(x)p + P^{\text{old}}(x-c)q \quad (6)$$

단,  $P(x)$ : x MW 이상의 사고정전이 일어날 확률

p : 발전기의 가동율

q : 발전기의 사고율 ( $q = 1 - p$ )

단계 2 COT를 LOAD상에 그릴 때, 직선이라고 가정하고 그 기울기인 계통특성정수인 M값을 계산한다. M은 계통의 위험도가 e배 증가할 때 발전기 사고용량의 MW변화량을 의미하며 식 (7)로 정의된다.

$$M = \frac{X_B - X_A}{\ln[P(X_A)/P(X_B)]} \quad (7)$$

단계 3 단계 2에서 구한 M값을 사용하여 발전기 유 효부분담능력(Effective Load Carrying Capacity : ELCC)을 계산한다. 유효부분담능력이란 발전기가 계통에 투입될 때 계통의 신뢰도를 동일하게 유지하기 위해 계통의 예비력으로 사용되고 난 나머지 용량을 의미하며 유효부분담능력을 구하는 식은 식 (8)로 정의된다.[4]

$$C_e = C - M \cdot \log(p + q \cdot e^{C/M}) \quad (8)$$

단,  $C_e$  : 유효부분담능력

C : 발전기의 정격용량

M : 계통특성정수

단계 4 보수 단계내의 각 부하들의 위험률의 평균값을 갖는 등가부하를 계산한다. 일반적으로 보수 단계를 1주로 잡고, 1주 동안의 일간최대부하 7개 또는 시간부하 168개를 사용하여 등가부하를 계산한다. 등가부하의 계산은 식 (9)를 사용한다.

$$L_e = M \cdot \ln \sum_{j=1}^N \frac{1}{N} e^{C_j/M} \quad (9)$$

단,  $L_e$  : 등가부하

N : 보수 단계의 부하의 개수

$C_j$  : 보수 단계내의 부하

M : 계통특성정수

단계 5 예비력 평활화법은 보수단계의 최대부하와 발전기정적 용량을 가지고 보수계획을 수립하였다. 그러나 위험률 평활화에서는 최대부하는 등가부하로, 발전기 정격용량은 ELCC로 대체하여 예비력평활화에서는 마찬가지로 등가부하가 가장 작은 시기에 ELCC가 가장 큰 발전기를 보수하도록 계획을 수립한다. 즉 ELCC와 등가부하의 합이 평활화 되도록 보수계획을 수립한다.

### 3. 수요예측의 불확실성을 고려한 보수계획

보수계획을 수립하기 위해서는 발전기 자료와 부하 자료가 필요하다. 발전기 자료에는 발전기의 용량, 고장정지율(forced outage rate:FOR), 보수기간등이 포함되어야 이 값들은 일단 그 값이 정해지면 큰 변화나 오차가 없는 값들이다. 하지만, 부하 자료는 전적으로 예측된 값을 사용하기 때문에 실제 예측된 부하가 정확히 발생하는 일은 매우 드물다. 특히, 최근과 같이 경제성장과 생활수준의 향상등으로 전력수요가 급증하고, 기후변동이 심한 환경에 진속에서는 그 불확실성이 더욱 증대된다고 볼 수 있다.

이와 같이 예측된 부하에 포함된 불확실성을 보수계획에 정량적으로 반영하기는 쉬지 않다. 왜냐하면 신뢰도 지수의 하나인 LOLP값은 부하에 대하여 저수화수적인 값을 갖기 때문에 정규분포를 적용하여 그 확률지 기대치를 구할 수 있지만 보수계획은 세우는데 기준이 되는 예비력은 부하와 선형 관계를 유지하기 때문에 대칭적인 모양의 정규분포곡선을 적용하더라도 수요예측의

오차를 반영할 수 없다.

본 연구에서는 수요예측의 오차를 정규분포로 보고 이를 이용해 7개의 부하로 가정하고 이를 부하 각각에 대한 위험율(risk)을 구하고 여기에 발생률을 반영해 LOLP를 구하는 방법을 이용하는 앤고리ズム을 제안한다. 이에 대한 개념도는 그림 1과 같다.

그러나 보수계획은 LOLP와 달리 어떤 기대값이나 확률을 반영할 수 없기 때문에 본 연구에서는 신뢰도지수의 하나인 발전기의 유효부분담능력에서 사용되는 등가부하개념을 이용하였다.[5]

우선 예측된 부하 LOAD[MW]의 오차를  $\sigma$ [%]라고 한다면 식 (10)과 같이 LOAD-3 $\sigma$ , LOAD-2 $\sigma$ , LOAD- $\sigma$ , LOAD, LOAD+ $\sigma$ , LOAD+2 $\sigma$ , LOAD+3 $\sigma$ 의 7개의 부하가 발생하며 그 발생률들은 그림 1과 같다.

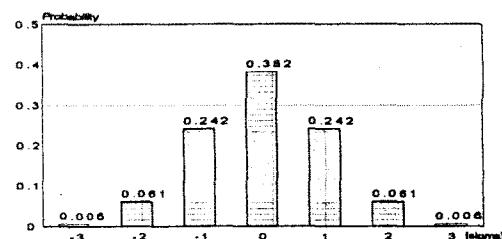


그림 1. 7개로 이산화된 정규분포

식 (10)의 7개의 이산화된 부하 각각에 대한 위험율은 식 (11)로 부터 구한다. 이 때 계통특성정수 M은 식 (7)로부터 구한다. 이렇게 구한 위험율에 각각의 발생률을 곱하여 등가의 위험율을 갖는 부하를 식 (12)로부터 구한다. 이것이 1주에 대한 등가위험율부하를 구하는 식으로서 1주에서부터 52주까지 반복하여 새로운 부하를 만든다. 이렇게 구한 등가위험률부하를 2장에서 설명한 보수계획에 대입하여 예비력평활화와 위험률평활화를 이용하여 새로운 보수계획을 수립한다.

$$\text{load}_i = \text{Load} + \frac{(i-1) \times \sigma}{100} [\text{MW}] \quad (10)$$

단,  $\sigma$  : 수요예측의 불확실성[%]

Load : 예측된 단일부하 [MW]

$$\text{wrisk}_i = \exp\left(\frac{\text{load}_i}{M}\right) \quad (11)$$

단, wrisk<sub>i</sub> : i번째 발생부하의 위험율

load<sub>i</sub> : i번째 발생부하

M : 계통특성정수

$$\text{EQLOAD}_i = M \cdot \ln\left(\sum_{i=1}^7 \text{wrisk}_i \times \Pr_i\right) \quad (12)$$

단, EQLOAD<sub>i</sub> : i번째 기간의 등가위험율을 고려한 등가부하

i = 1, ..., 7 : 이산화된 정규분포의 수

j = 1, ..., 52 : 1년의 보수기간 (주일수)

### 4. 사례연구

#### 4.1 입력자료

제안한 앤고리즘의 유통성을 검증하기 위하여 IEEE RTS 계통에 적용하였다. 시험계통의 발전기 자료는 표 2와 같고, 부하자료는 표 3과 같다. 그리고 52주에 대한 주간최두부하를 그림 2에 표시한다.

표 2. RTS계통의 반전기 Data

정격용량	발전기수	사고율(FOR)	보수기간(주)
12	5	0.02	2
20	4	0.10	2
50	6	0.01	2
76	4	0.01	3
100	3	0.04	3
155	4	0.04	4
197	3	0.05	4
350	1	0.08	5
400	2	0.12	6

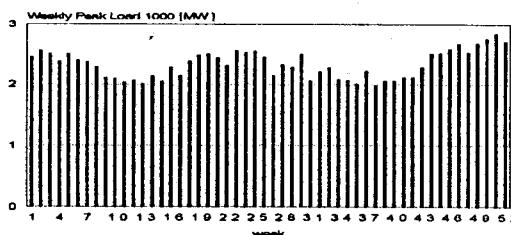


그림 2. IEEE RTS계통의 주간최대부하

#### 4.2 적용결과

우선 보수계획방법을 시험계통에 적용시킨뒤 LOLP를 구한 결과를 표 2에 보인다. 예비력 평활화에 비해 위험율평활화를 적용시킨 결과가 더 LOLP가 작은 값을 보임을 알 수 있다.

위험율평활화방법중에서도 일간최대부하를 이용한 경우보다 시간별 최대부하를 이용하여 보수계획을 세운것이 더욱 좋은 결과를 보임을 알 수 있다.

표 3은 수요예측의 오차를 고려하지 않고 보수계획을 세운뒤 LOLP를 계산한 값과 본 연구에서 제안한 방법에 의해 보수계획을 수립한 후 불확실성을 변화시켜가면서 구한 LOLP값을 비교한 것이다. 표 3에서 알수있듯이 제안한 방법에 의해 보수계획을 수립한 경우가 수요예측의 오차를 고려하지 않고 보수를 세운 경우보다 LOLP가 크게 나타나는 좋은 결과를 보임을 알 수 있다.

표 2. 부하의 불확실성을 고려하지 않은 경우  
보수방법에 따른 LOLP값

보수방법	LOLP [days/year]
예비력 평활화	2.77754
위험율 일간최대부하	2.63282
평활화 시간별부하	2.62513

표 3. 수요예측의 오차를 고려한 경우 각 보수방법에  
대한 LOLP값의 비교 [days/year]

오차[%]	불고려	위험율평활화		
		일간최대부하	시간별부하	제안한 방법
1	2.81184	2.66021	2.66567	2.66134
3	3.11784	2.97329	2.97756	2.97167
5	3.75701	3.61744	3.62205	3.61433
7	4.81614	4.67854	4.68597	4.68396
9	6.46977	6.26764	6.26915	6.24604
				6.25037
				6.25285

그림 3은 예비력 평활화시 두가지 경우에 대해서 LOLP를 구한 결과를 보인것으로서 수요예측의 오차가 증가할수록 LOLP값은 증가하지만 제안한 방법의 LOLP가 더 작은 값을 보임을 알 수 있다. 그럼 4는 제안한 방법에 의해 LOLP의 %오차를 예비력 평활화와 위험율평활화의 두가지 방법에 대해 비교한것으로서, LOLP의 절대값은 위험율평활화가 더 작은 값을 갖지만 LOLP의 감소율은 예비력평활화방법에서 더 크다는 것을 알 수 있다.

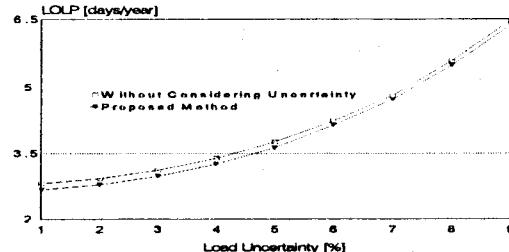


그림 3. 예비력 평활화의 결과

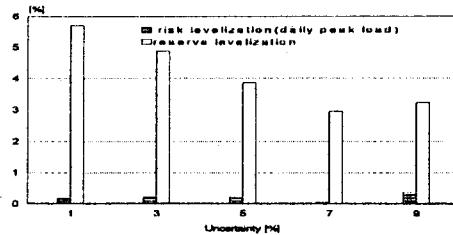


그림 4. 수요예측의 오차를 고려하지 않은 경우와  
제안한 방법과의 %오차

#### 5. 결론

제안한 알고리즘을 IEEE RTS 계통에 적용하여 얻은 결론을 요약하면 다음과 같다.

- [1] 신뢰도지수의 하나인 반전기의 유효부하분단능력의 등가부하 개념을 이용하고 예측부하의 발생률을 정규분포로 보아 수요예측의 불확실성을 반영하여 보수계획을 수립할 수 있는 알고리즘을 개발하였다.
- [2] 제안한 알고리즘을 시험계통에 적용한 결과 수요예측의 오차가 커질수록, 즉 정규분포의 분산값이 커질수록 신뢰도 지수인 LOLP값이 증가하는 것을 검증하였다.
- [3] 기존의 보수방법에 제안한 알고리즘을 반영하여 보수계획을 수립하고, 보수계획수립후의 신뢰도지수값을 비교한 결과, LOLP 감소율은 예비력평활화가 더 크지만 LOLP의 절대값은 위험율평활화가 더 작은 값을 보인다는 것을 입증하였다.

#### 참고문헌

- [1] Z.A. Yamayee, "Maintenance Scheduling : Description, Literature, Survey and Interface with Operations Scheduling", IEEE Trans on Pas, Vol.101, No.8, pp.2770-2779, Oct 1982
- [2] W.R. Christiaanse, A.H. Palmer, "A Technique for the Automated Scheduling of the Maintenance of Generating Facilities", IEEE Trans on Pas, Vol. No. pp. 137-144
- [3] L.L. Garver, "Adjusting Maintenance Schedules to Livelize Risk", IEEE Trans on Pas, Vol.91, No.8, pp 2057- 2063, 1972
- [4] L.L. Garver, "Effective Load Carrying Capability of Generating Units", IEEE Trans on Pas, Vol.85, No.8, pp 910-919, 1966
- [5] H.G. Stoll, Least-Cost Electric Utility Planning, John Wiley & Sons, pp.321-360
- [6] X. Wang, J.R. McDonald, Modern Power System Planning, McGraw-Hill Book Company, pp.247-307