퍼지 집합이론과 유전알고리즘을 이용한 일간 발전기 보수유지계획의 수립

논 문
60-7-4

A Daily Scheduling of Generator Maintenance using Fuzzy Set Theory combined with Genetic Algorithm

오 태 곤* · 최 재 석† · 백 웅 기**
(Tae-Gon Oh · Jaeseok Choi · Ung-Ki Baek)

Abstract - The maintenance of generating units is implicitly related with power system reliability and has a tremendous bearing on the operation of the power system. A technique using a fuzzy search method which is based on fuzzy multi-criteria function has been proposed for GMS (generator maintenance scheduling) in order to consider multi-objective function. In this study, a new technique using combined fuzzy set theory and genetic algorithm(GA) is proposed for generator maintenance scheduling. The genetic algorithm(GA) is expected to make up for that fuzzy search method might search the local solution. The effectiveness of the proposed approach is demonstrated by the simulation results on a practical size test systems.

Key Words : Generator maintenance scheduling, Probabilistic reliability and production cost simulation, Fuzzy search method, Genetic algorithm

1. 서 론

전력사업의 기본적인 운용 및 계획방침은 최경제적인 운용 및 계획비용으로 적절한 공급신뢰도를 유지하면서 요구하는 부하조건에 맞게 전력에너지를 확보하고 공급하고자 하는 것이다. 그러나 부하를 정확하게 예측하기란 불가능하며, 따라서 적절한 공급신뢰도를 항상 확보한다는 것은 쉽지 않다. 특히, 근래 산업시설의 발달로 발전계통의 규모는 거대화되고 구성은 다양화 되었으며 이에 따라 그의 운용 계획도 더욱 복잡하게 되었다[1,2].

이중 발전기 보수유지계획은 발전계통 운용계획 중 경제성 및 신뢰성 모두에 영향을 미치는 중요한 계획문제로서 최적의 발전기 보수유지계획은 공급예비율을 높여 줄 수 있을 뿐만 아니라, 발전기의 건설시기도 연기할 수 있기 때문에 발전기 건설비의 절감효과를 기대할 수 있으며 발전비용 및 보수유지비용의 감소를 가져다준다[3,4]. 그러므로 매우 오래전부터 발전기보수유지수립문제를 해결하기위한 좋은 시도들이 나름대로 연구되어왔다. 그러나 거의 대부분의 사례연구는 많아야 50대 정도의 발전계통에 대한 연구이며 200대에 가까운 대규모 실계통적용까지는 많은 장벽을 여전히 가지고 있음이 현실이어서 현장에서는 전문가가 과거의 경험을 바탕으로 수립함이 현실이다. 또한, 이러한 보수유지계획 수립 시 현실의 문제를 고려해볼 때 제약조건 및 목적함수에는 애매한 것이 많고 계획수립자는 이들을 유연하게 다루어야할 경우가 많다. 즉, 목적함수에는 의사결정자 등에 의해 주관적으로 정해지게 되는 지망수준(Aspiration level)이 있을 수 있고, 제약조건도 확정적인 것이 아니기 때문에 주관적으로 어떤 범위에 있도록 해석함이 더욱 현실과 부합된 실용적일 때도 있다. 즉, 제약조건과 목표설정을 단정적으로 정하지 않고 의사결정자의 주관적 판단이 반영되도록, 제약조건식과 목적함수값 평가에 퍼지정도를 갖게 해서 제약조건과 목표의 쌍방에 대한 만족도를 추정하면서 가장 타당한 해를 결정하는 것이 더욱 바람직 할 때가 있다. 더구나 발전기보수유지계획문제는 경제성을 추구하면서 공급신뢰도를 높이는 즉, 상호 배타적인 성격을 갖는 다목적계획문제로 정식화되는 경우가 많다. 이에 본 연구자들은 의사 결정자의 주관적 판단을 반영할 수 있는 퍼지 이론을 접목시켜 더욱 유연성이 있는 해를 구할 수 있는 퍼지 정수계획법 및 실용성이 높은 퍼지 탐색법을 사용하여 발전기 보수유지계획수립 수법을 개발한 적이 있다[5-14].

본 연구에서는 전역적인 최적해를 보장하지는 못하지만 보다 나은 최적해를 구하기 위하여 퍼지 이론에 유전알고리즘(GA; Genetic Algorithm)을 접목시켜 매주의(weekly) 발전기 보수유지계획수립 수법을 개발한 적이 있는 방법을 우리나라 실계통 적용에 적합하도록 이를 확장하여 매일의(daily) 발전기 보수유지계획을 수립할 수 있는 수법을 실계통적용이 가능한 수준의 프로그램을 개발하였다. 제안하는 방법을 우리나라 2010년도 실계통규모와 가까운 모델계통을 대상으로 한 사례연구를 통하여 유용성 및 실용성을 검증하였다.

* 준 회 원 : 경상대 공대 전기공학과 석사과정
** 정 회 원 : 한국서부발전(주)
† 교신저자, 시니어회원 : 경상대 전기공학과 정교수 · 공박
E-mail : jschoi@gnu.ac.kr
접수일자 : 2011년 5월 12일
최종완료 : 2011년 6월 8일

2. 본 론

2.1 다목적함수의 퍼지탐색법

p개의 퍼지제약(C_1, C_2, ..., C_p)과 q개의 퍼지목표(G_1, G_2, ..., G_q)가 있어서 이들의 멤버쉽함수를 각각 μ_{C1}, μ_{C2}, ..., μ_{Cp}, 및 μ_{G1}, μ_{G2} ...,μ_q 라고 할 때 퍼지 결정집합 D및 이의 멤버쉽함수를 다음과 같이 정의한다[17].

$$D = (\bigcap_{i=1}^{p} C_i) \cap (\bigcap_{j=1}^{q} G_i) \tag{1}$$

$$\mu_D(x) = \min[\min_{i=1\sim p}\mu_G \cdot \min_{j=1\sim q}\mu_C] \tag{2}$$

단, min: minimum의 약자임

만족도를 최대로 하는 해를 최적해로 결정하는 만족도 최적화 기준에 의한 최적해를 X^*라 하면 이는 식(3)처럼 정의된다.

$$\mu_D(X^*) = \max \mu_D(X) \tag{3}$$

단, max: maximum의 약자임

최적의사결정의 조건식인 식(3)을 변수로 풀어서 다시 표현하면 식(4)와 같다.

$$\mu_D(X_1^*, X_2^*, ..., X_N^*) = \max_{X_1,...,X_N} \mu_D(X_1, X_2, ..., X_N) \tag{4}$$

이것을 퍼지 탐색법으로 풀기위해 각 발전기의 최적해를 구하면 다음과 같다.

$$\begin{aligned}\mu_D(X_1^*, X_2^*, ..., X_N^*) &= \max_{X_2,...,X_N}[\max_{X_1}\{\min\mu_D(X_1), \mu_{F2}(X_2), ..., \mu_{FN-1}(X_{N-1}), \mu_{FN}(X_N)\}] \\ &= \max_{X_2,...,X_N}[\min\{\mu_D(X_1^*), \mu_{F2}(X_2), ..., \mu_{FN-1}(X_{N-1}), \mu_{FN}(X_N)\}]\end{aligned} \tag{5}$$

단, X: 결정변수
F: G+C

이는 식(6)과 같이 표현될 수 있으며 여기서 식(7.a) 및 식(7.b)와 같은 점화식을 얻을 수 있다. 이를 일반적인 반복법으로 처리하되 이번단계의 상태를 전번단계의 상태와 비교하여서 모든 발전기에서 변화가 없을 경우에 종료토록 한다.

$$\mu_D(X_1^*, X_2^*, ..., X_N^*) = \max_{X_n,...,X_N}\left[\min\left\{\mu_D(X_1^*, X_2^*, ..., X_{N-1}^*),\ \mu_{Fn}(X_n), ..., \mu_{FN}(X_N)\right\}\right] \tag{6}$$

$$\mu_D(X_1^*, X_2^*, ..., X_n^*) = \max_{X_n}[\min\{\mu_D(X_1^*, X_2^*, ..., X_{n-1}^*),\ \mu_{Fn}(X_n)\}] \tag{7.a}$$

$$\mu_D(S_n) = \max_{X_n}\left[\min\{\mu_D(S_{n-1}), \mu_{Fn}(X_n)\}\right] \tag{7.b}$$

단, $S_n = f(S_{n-1}, X_{n-1})$, n=1, 2,..., N
S: 상태변수
f: 상태천이함수

2.2 다목적함수를 갖는 보수유지계획의 퍼지탐색법으로의 정식화

2.2.1 목적함수

가. 확률론적 발전비용의 최소화

확률론적인 발전비용을 최소화하는 목적함수는 식(8)과 같이 정식화 된다. 이때 확률론적인 발전에너지 즉, 발전전력량(E_{in})은 식(9)처럼 정식화 된다.

$$\begin{aligned}\text{Minimize } Z_1 &= F\{E_{in}, \Phi_{in}(IC_{in})\} \\ &= \sum_{n=1}^{NT}\sum_{i\in\Omega_n}\{A_i E_{in} + B_i T\Phi_{in}(IC_{in})\}\ \text{[원]}\end{aligned} \tag{8}$$

단, A_i : 발전비용함수의 1차 계수[원/MWh]
B_i : 발전비용함수의 상수[원/hour]
E_{in} : n시간대에서 i번째 발전기의 확률론적 발전량[MWh]
Φ_{in} : n시간대의 i번째 발전기까지 우선순위에 따라 투입될 때의 유효부하지속곡선
IC_{in} : n시간대의 가동가능한(보수계획에 포함되지 않는) 발전기들의 집합 ($= \sum_{i\in\Omega_n} C_i$)
Ω_n : n시간대의 발전기 집합
C_i : i번째 발전기의 용량

$$E_{in} = (1-q_i)T\int_{IC_{i-1,n}}^{IC_{in}} \Phi_{i-1,n}(x)dx \quad \text{[MWh]} \tag{9}$$

단, i : 발전기의 투입순서
NT : 발전기보수유지 시간대의 총수
NG : 발전기의 총수
T : 각 시간대의 간격시간 [hours]
IC_{0n} = 0
q_i : i번째 발전기의 사고확률

식(8)을 퍼지목표를 나타내는 식으로 표현하면 식(10)과 같다.

$$Z_1 \le Z_{01} \tag{10}$$

단, Z_{01}: 의사결정자의 발전비용에 대한 지망수준

나. 최소공급예비율의 최대화

최소공급예비율을 갖는 시간대의 공급예비율을 최대화하는 목적함수는 식(11)과 같이 정식화 된다. 본 연구에서는 이러한 값이 클수록 신뢰도가 높음을 의미하는 신뢰도지수를 양(Positive)의 신뢰도지수라고 하기로 한다.

$$\begin{aligned}\text{Maximize } Z_2 &= \text{minimum}(SRR_n) \\ &= (IC_{NG} - MCAP_n - PD_n)\times 100 / PD_n\ [\%]\end{aligned} \tag{11}$$

단, SRR_n: n시간대의 공급예비율(Supply Reserve Rate)
IC_{NG} : 발전기의 총 설비용량 [MW]
$MCAP_n$: n번째 시간대의 보수용량 [MW]
PD_n: n번째 시간대의 최대부하 [MW]

식(11)을 퍼지목표를 나타내는 식으로 표현하면 식(12)와 같다.

$$Z_2 \geq Z_{02} \tag{12}$$

단, Z_{02}: 의사결정자의 공급예비율에 대한 지망수준

다. LOLE의 최소화

확률론적 신뢰도지수인 LOLE(Loss of Load Expectation)를 최소화하는 것을 목적함수로 고려할 수 있다. 본 연구에서는 이러한 값이 클수록 신뢰도가 낮음을 의미하는 신뢰도지수를 음(Negative)의 신뢰도지수라고 하기로 한다.

$$\text{Minimize } Z_3 = LOLE = \Phi_{NGn}\left(IC_{NGn}\right) \quad [\text{pu}] \tag{13}$$

식(13)을 퍼지목표를 나타내는 식으로 표현하면 식(14)와 같다.

$$Z_3 \leq Z_{03} \tag{14}$$

단, Z_{03}: 의사결정자의 LOLE에 대한 지망수준

라. EIR의 최대화

신뢰도지수 EIR을 최대화하는 목적함수는 식(15)와 같이 정식화 된다. EIR은 그 값이 높을수록 계통의 신뢰도가 높음을 의미하므로 양의 신뢰도지수가 된다.

$$\text{Maximize } Z_4 = \text{EIR} = 1 - \text{EENS/ESD} \quad [\text{pu}] \tag{15}$$

단, EIR: Energy Index of Reliability
EENS: 공급지장에너지 기대치 [MWh]
ESD: 수요에너지 기대치 [MWh]

식(15)를 퍼지목표를 나타내는 식으로 표현하면 식(16)과 같다.

$$Z_4 \geq Z_{04} \tag{16}$$

단, Z_{04}: 의사결정자의 EIR에 대한 지망수준

2.2.2 제약조건

가. 신뢰도지수 제약조건

각 시간대별 공급예비율(SRR_n)이 주어진 신뢰도 기준공급예비율(SRR_n^*)을 만족 하여야 한다. 이를 정식화 하면 식(17)과 같다.

$$\text{SRR}_n = \left(\text{IC}_{\text{NG}} - \text{MCAP}_n - \text{PD}_n\right) \times 100 / \text{PD}_n \geq \text{SRR}_n^* \tag{17}$$

단, SRR_n^* : n시간대의 신뢰도기준 공급예비율[%]

나. 시종단 경계조건

초기에는 보수한 발전기가 없어야하고 마지막 시간대까지는 모든 발전기가 보수를 완료해야 하므로 각 발전기의 보수상태를 나타내는 상태벡터 X의 시종단 경계조건은 다음과 같이 된다.

$$\begin{aligned} &X(1) = \underline{\mathbf{0}} \\ &X(N+1) = [\text{MD}_1, \text{MD}_2, \text{MD}_3, ..., \text{MD}_{NG}]^{\text{T}} \end{aligned} \tag{18}$$

단, $\underline{0}$: 영벡터
MD_i : i번째 발전기의 보수기간
X : 발전기보수유지 상태변수
N : 총 보수시간대의 수

다. 보수가능기간의 경계조건

각 발전기는 보수 가능 시간대내에서 보수를 실시하여야 한다. 이 제약조건을 정식화 하면 식(19)와 같다

$$U_i(n) = \begin{cases} 0 & n < \text{MS}_i \; or \; n > \text{MF}_i + \text{MD}_i \\ 1 & \text{MS}_i \leq n \leq \text{MF}_i + \text{MD}_i \end{cases} \tag{19}$$

단, $U_i(n)$: n시간대에 있어서 i발전기의 발전기보수 유무를 의미하는 제어변수
MS_i : i번째 발전기의 최초보수가능 경우 중 보수시작시간대
MF_i : i번째 발전기의 최후보수가능 경우 중 보수시작시간대

라. 동일 발전소내의 보수발전기의 대수 제약조건

동일 발전소내의 발전기가 다수 존재할 경우에 보수기술자수 등의 제약으로 말미암아 발전기를 동시에 보수할 수 없으므로 다음과 같은 제약 조건식을 이룬다.

$$\sum_{i \in \text{P}_k} U_i(n) \leq \text{NMG}_k \tag{20}$$

단, P_k : k번째 발전소의 발전기들의 집합
NMG_k : k번째 발전소의 동일시간대에 있어서의 최대보수가능 발전기의 수

마. 보수장비의 제약조건

동일 시간대에서 보수 할 수 있는 발전기 수는 식 (21)처럼 정식화할 수 있는 보수장비의 수에 의하여도 제약을 받는다.

$$\sum_{i=1}^{NG} U_i(n) \cdot \text{M}_{kli} \leq \text{MA}_{\text{k}}(n) \tag{21}$$

단, k : 보수장비 종류번호 (k=1,2,⋯,K)
l : i번째 발전기에 대한 l번째 보수시간대 번호
$MA_k(n)$: n시간대동안 사용가능한 k번째 보수장비량
M_{kli} : i번째 발전기가 l번째 보수시간대에서 필요로 하는 k번째 보수장비량

2.3 멤버쉽함수의 설정

(1) 경제성인 확률론적인 발전비용의 퍼지집합의 멤버쉽함수

$$\mu_c\{X(n-1),u(n)\}=\begin{Bmatrix}1 & :\Delta C(\cdot)\le 0\\ e^{-W_C\ \Delta c\{X(n-1),u(n)\}} & :\Delta C(\cdot)\rangle 0\end{Bmatrix} \quad (22)$$

단, $\mu_C(\cdot)$: 확률론적인 발전비용의 퍼지집합의 멤버쉽함수
$\Delta C(\cdot)=[F\{E_{in},\Phi_{in}(IC_{in})\}-C_{asp}(n)]\ /\ C_{asp}(n)$
$C_{asp}(n)$: n시간대의 발전비용 지망수준($=Z_{01}$)
W_C: 확률론적인 발전비용 멤버쉽함수의 가중치계수

(2) 양(Positive)의 신뢰도 지수(SRR, EIR) 퍼지집합의 멤버쉽함수

$$\mu_R\{X(n-1),u(n)\}=\begin{Bmatrix}1 & :\Delta R(\cdot)\le 0\\ e^{W_R\ \Delta R\{X(n-1),u(n)\}} & :\Delta R(\cdot)\rangle 0\end{Bmatrix} \quad (23)$$

단, $\mu_R(\cdot)$: 신뢰도 퍼지집합의 멤버쉽함수
$\Delta R(\cdot)=\{RES(X(n))-REQ(n)\}\ /\ REQ(n)$
$REQ(n)$: n시간대의 양의 신뢰도 지망수준
W_R: 양의 신뢰도 멤버쉽함수의 가중치계수

(3) 음(Negative)의 신뢰도지수(LOLE) 퍼지집합의 멤버쉽함수

$$\mu_R\{X(n-1),u(n)\}=\begin{Bmatrix}1 & :\Delta R(\cdot)\le 0\\ e^{-W_R\ \Delta R\{X(n-1),u(n)\}} & :\Delta R(\cdot)\rangle 0\end{Bmatrix} \quad (24)$$

단, $\mu_R(\cdot)$: 음의 신뢰도지수의 퍼지집합의 멤버쉽함수
$\Delta R(\cdot)=\{RES(X(n))-REQ(n)\ \}\ /\ REQ(n)$
$REQ(n)$: n시간대의 음의 신뢰도 지망수준
W_R: 음의 신뢰도 멤버쉽함수의 가중치계수

2.4 퍼지탐색법에 의한 해석방법

본 연구의 퍼지 결정집합 D는 식 (1)에 따라 식 (25)와 같이 된다.

$$D=C\bigcap R1\bigcap R2\bigcap R3 \quad (25)$$

단, C: 경제성(발전비용) 퍼지집합
R1: SRR 퍼지집합
R2: LOLE 퍼지집합
R3: EIR 퍼지집합

그러므로 앞서의 퍼지 탐색법 점화식 식(7)을 이용하여 다음의 식(26)을 구할 수 있다.

$$\mu_D(X(n))=\max_{\min(n)\le u(n)\le u\max(n)}[\min\{\mu_C(\cdot),\mu_{R1}(\cdot),\mu_{R2}(\cdot),\mu_A(\cdot),\mu_D(X(n-1))\}] \quad (26)$$

단, $X(n)=X(n-1)+u(n)$
$\mu_D(X(0))=1.0$
$\mu_D(\cdot)$: 결정함수 퍼지집합의 멤버쉽함수

2.5 유전알고리즘의 적용

유전알고리즘은 1975년에 미국의 John Holland[18]에 의해서 개발된 최적화 문제를 해결하는 한가지 기법으로 자연도태(natural selection)의 유전적인 메커니즘에 기초한 탐색 알고리즘이다[18]. 적자생존이 개체(individual)와 그 개체를 둘러싼 환경과의 관계에서 결정되듯이 유전알고리즘의 개체 즉 탐색공간(search space)에서의 한 점이 주어진 문제에 얼마나 부합하는가에 따라 그 점의 적합도(fitness)가 판정된다. 유전알고리즘은 확률의 영향을 받는 무작위탐색의 성격을 가진 동시에, 기울기와 같은 정보의 도움 없이도 우리가 찾고자 하는 점으로 옮겨가는 방향성을 지닌 탐색도 한다. 유전알고리즘은 탐색공간에서 임의의 점들을 선택하여 개체집단(population)을 형성하며, 이 개체집단에서 주어진 문제에 적합한 개체를 선택하여(reproduction) 다음세대(offspring)를 만들고 그 개체집단에 우리가 찾고자 하는 점이 있거나 또는 여러 번의 세대 반복을 통해 미리 정해 놓은 세대수를 넘으면 탐색이 끝난다. 그림 1은 본 연구에서 사용한 일반적인 유전알고리즘개념의 흐름도를 나타내고 있다[19].

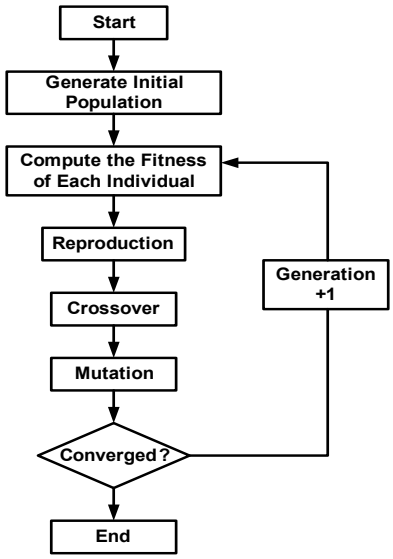

그림 1 유전알고리즘의 순서도
Fig. 1 The concept of genetic algorithm

앞서 기술한 퍼지집합 이론을 이용하여 발전기보수유지계획을 수립할 때, 보다 나은 준 최적해를 구하기 위하여 발전기의 보수유지계획 초기치를 유전알고리즘을 이용하여 다양하게 변화를 시키면서 발전기보수유지계획을 수립하였다. 즉, 유전알고리즘의 개체는 발전기 보수기간의 시작점으로 나타내었고, 이를 각각 교차(crossover)와 변이(mutation)의 단계를 거쳐 해를 생성하였다. 그림 2는 유전알고리즘을 사용한 탐색방법을 통해서 최적해를 찾아가는 과정을 도식적으로 나타내고 있다. 여기서 보는 바와 같이 1st Generation

의 국부 최적해에서 탈출하기 위하여 전술한 바와 같은 유전알고리즘을 사용하여 2nd Generation의 초기치(각 발전기의 새로운 보수시작 시간대)를 생성하였다. 이와 같은 유전과정을 통하여 보다 진화된 보수유지계획 해를 미리 설정한 *N*-th Generation까지 찾을 수 있었으며 이 과정에서 이미 얻어진 해보다 좋지 않은 해가 얻어지면 이는 건너뛰도록(discard) 하였다. 따라서 유전알고리즘이 전역적인 최적해를 보장하지는 않지만 보다 나은 준 최적해를 구하는 것이 가능하다.

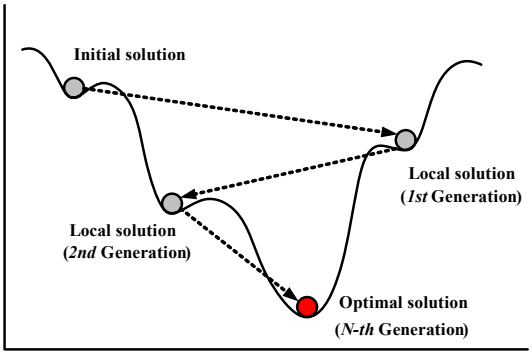

그림 2 유전알고리즘을 이용한 최적해의 탐색과정
Fig. 2 A search for optimal solution with GA

2.6 전체적인 흐름도

본 연구에서 개발한 퍼지탐색법과 유전알고리즘의 결합에 의한 발전기 보수유지계획수립용 프로그램의 전체적인 흐름도는 그림 3과 같다.

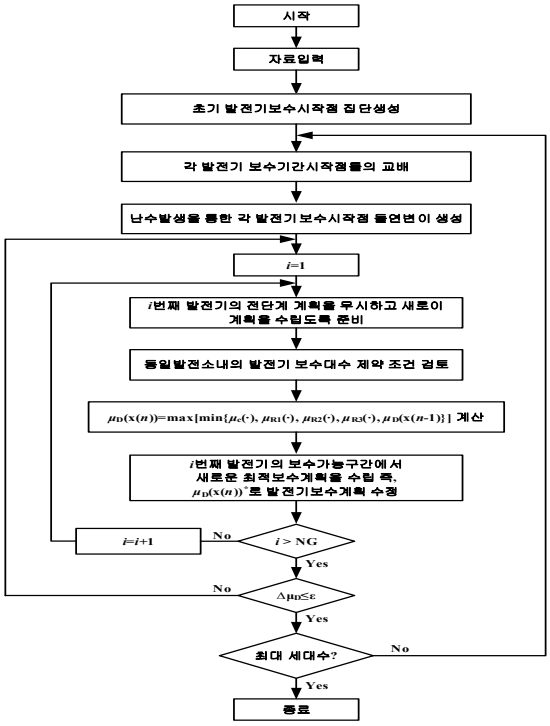

그림 3 전체적인 흐름도
Fig. 3 Flow chart of the proposed method

3. 사 례 연 구

유전알고리즘의 보조적인 결합을 통하여 보다 나은 최적해가 구해질 수 있는지를 살펴보기 위해 본 발전기 보수유지계획 수립용 프로그램을 사용하여 2010년도 우리나라계통 규모와 가까운 모델계통에 적용하고, 유전알고리즘을 적용하지 않았을 때(Without GA)와 유전알고리즘을 적용하였을 때(With GA)의 발전기 보수유지계획을 수립하여 보았다. 본 사례연구에서는 유전알고리즘을 이용한 준 최적해를 찾기 위해 최대 200세대까지 생성하여 보았다.

3.1 입력자료

그림 4에서는 본 프로그램의 부하 입력자료로 사용된 2010년도 최대부하변동곡선의 패턴을 보이고 있다. 2010년도 최대부하는 67,278[MW]로 가정하였으며, 이때의 부하전력량은 447,669,150[MWh]로 나타났다. 또한 표 1은 경제성(발전비용)과 신뢰도(SRR, LOLE, EIR)에 대한 멤버쉽함수의 지망수준 및 가중치계수를 나타내고 있다. 더불어 사례연구 대상계통의 발전기 특성자료를 부록의 표 부1에 나타내었다.

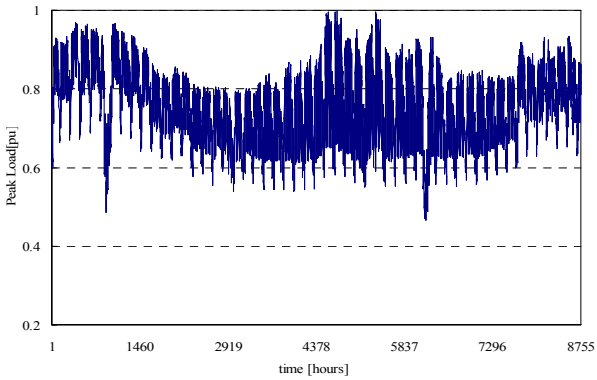

그림 4 2010년도 최대부하변동곡선의 패턴
Fig. 4 Year load curve pattern with hourly load peaks.

표 1 경제성 및 신뢰도지수들의 멤버쉽함수의 지망수준 및 가중치계수
Table 1 Aspiration level and weighting factor of membership function

	Aspiration level	Weighting factor
Z_{01}	16,000 [10^6Won]	10.0
Z_{02}	10.0 [%/year]	5.0
Z_{03}	20 [days/year]	5.0
Z_{04}	0.99900 [pu]	5.0

3.2 계산결과 및 검토

그림 5는 200세대까지의 수행결과 각 세대에 따른 목적함수의 수렴 특성을 보이고 있다. 여기서 다목적함수의 만족도 수준은 101세대에서 발생한 값인 0.73317[pu]로 최종 수렴하는 것을 확인할 수 있었다. 최적해로 수렴하는 동안 이

전단계보다 나은 최적해로의 탐색은 총 6번(각각 3세대, 18세대, 19세대, 24세대, 47세대, 101세대) 이루어졌다. 표 2는 유전알고리즘을 적용하지 않았을 때(Without GA)의 발전기 보수유지계획시 발전비용 및 신뢰도 지수를 나타내며, 표 3은 유전알고리즘을 적용하였을 때(With GA)의 이전단계보다 더 나은 최적해로의 탐색이 이루어진 각 세대의 발전비용, 신뢰도지수 및 만족도등을 보이고 있다.

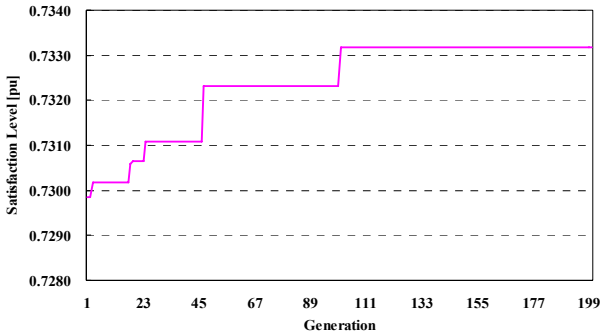

그림 5 각 세대에 따른 목적함수의 수렴 특성
Fig. 5 Convergence characteristic of the objective function

표 2 GA를 적용하지 않았을 때의 발전비용과 신뢰도지수
Table 2 Production cost and reliability indices without GA

Cost [10^9Won]	SRR [%]	LOLE [hours/year]	EIR [pu]	Satisfaction Level
16497.93	9.370	21.259	0.997319	0.72985

표 3 GA를 적용하였을 때의 발전비용과 신뢰도지수
Table 3 Production cost and reliability indices with GA

Generation	Cost [10^9Won]	SRR [%]	LOLE [hours/year]	EIR [pu]	Satisfaction Level
1	16497.93	9.370	21.259	0.997319	0.72985
3	16497.22	9.384	21.256	0.997318	0.73017
18	16496.30	9.373	21.255	0.997315	0.73059
19	16496.14	9.382	21.255	0.997319	0.73066
24	16495.23	9.413	21.251	0.997315	0.73108
47	16492.56	9.392	21.243	0.997332	0.73232
101	16490.53	9.398	21.240	0.997262	0.73317

만일 공급예비율만을 최우선적으로 고려한다면 표 3에 보이는 것과 같이 공급예비율이 가장 높은 24세대에서의 보수유지계획을 수립하는 방법이 유용할 것이나, 발전비용 및 계통의 다른 신뢰도 지수 수준도 고려한다면 101세대에서의 보수유지계획수립이 더욱 유연한 해라고 할 수 있다.

그림 6에서는 최적해를 탐색한 세대(101세대)에서의 발전기 보수유지계획의 수립시 일별 공급예비율[%]을 보이고 있으며, 이때의 평균 공급예비율은 22.568[%]이며, 공급예비율의 표준편차는 10.226[%]로 나타났다. 본 그림에서 2월과 9월 달 즈음에 공급예비율이 급격히 높은 것을 볼 수 있는데, 이는 그림 4의 2010년도 최대부하변동곡선의 패턴에서도 볼 수 있듯이 부하사용량이 급격히 낮은 특수일(설날, 추석)에 기인하기 때문인 것으로 사료된다. 그림 7은 일별 보수량[MW]을 나타낸 것으로 보수량은 춘계와 추계에 많은 것으로 나타났으며, 부하량이 많은 하계와 동계에 적은 것으로 나타났다. 그리고 그림 8은 365일 동안의 최대수요 및 공급예비력, 그리고 보수량을 각각 일별로 나타낸 것이다. 그림에서 보는 것과 같이 일반적으로 최대수요가 높은 날에는 보수량이 작고, 최대수요가 낮은 날에는 보수량이 많은 상관관계를 가지는 것을 볼 수 있다. 그리고 이에 따라 공급예비력도 적정한 수준을 가지는 것을 알 수 있다. 참고로 본 사례연구의 입력 자료로 사용된 발전기의 총 설비용량은 70,043[MW]이다.

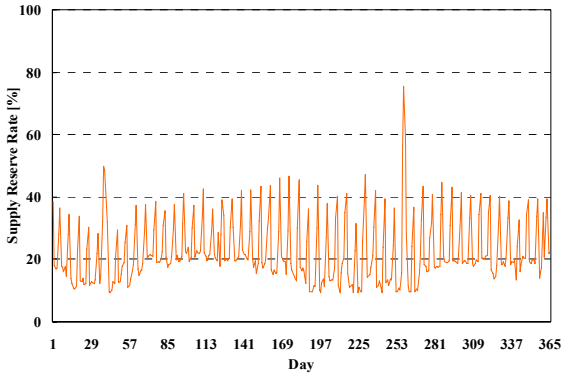

그림 6 일간 공급예비율[%]
Fig. 6 Daily supply reserve rate[%]

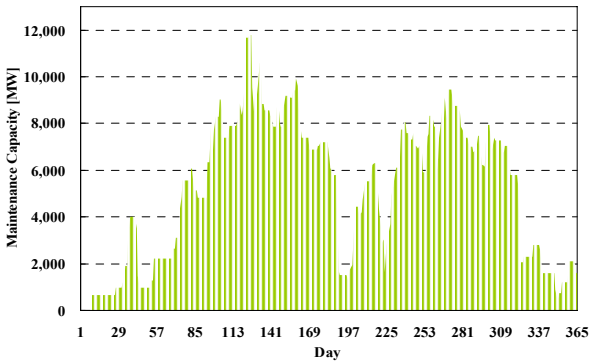

그림 7 일간 보수유지용량[MW]
Fig. 7 Daily maintenance capacity[MW]

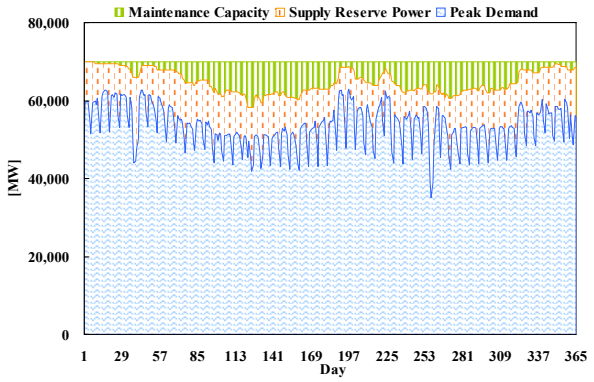

그림 8 일별 최대수요 및 공급예비력과 보수량
Fig. 8 Daily peak demand, supply reserve power and maintenance capacity

표 4는 다목적함수의 만족도 수준이 최대인 세대에서 수립한 발전기 보수유지계획의 결과로써 각 발전기의 보수시작 월, 보수시작 일 그리고 보수기간을 보여주고 있다.

표 4 최적해인 101세대에서의 각 발전기의 보수유지계획

Table 4 Generator maintenance scheduling in the 101st generation

발전기 번호	보수시작 월	보수시작 일	보수기간 [일]	발전기 번호	보수시작 월	보수시작 일	보수기간 [일]
1	1	9	340	*86*	8	13	26
2	3	17	29	*87*	9	20	26
3	9	7	19	*88*	7	27	13
4	9	5	26	*89*	5	11	53
5	3	15	32	*90*	8	23	13
6	5	2	32	*91*	9	23	56
7	0	0	0	*92*	10	17	33
8	10	25	25	*93*	8	24	14
9	7	20	23	*94*	0	0	0
10	6	3	35	*95*	8	13	42
11	2	24	29	*96*	7	21	18
12	5	12	29	*97*	0	0	0
13	4	4	33	*98*	10	19	31
14	0	0	0	*99*	4	9	90
15	7	21	17	*100*	8	17	40
16	9	28	31	*101*	0	0	0
17	2	3	9	*102*	8	16	12
18	5	9	54	*103*	9	20	42
19	0	0	0	*104*	9	22	29
20	4	7	30	*105*	5	1	42
21	0	0	0	*106*	11	1	19
22	4	4	34	*107*	12	20	12
23	2	5	7	*108*	9	21	74
24	9	12	7	*109*	3	15	150
25	11	29	31	*110*	3	16	23
26	9	12	7	*111*	10	19	31
27	6	8	31	*112*	8	12	28
28	9	21	46	*113*	4	30	28
29	4	6	46	*114*	2	1	10
30	0	0	0	*115*	4	27	10
31	5	2	47	*116*	0	0	0
32	4	20	37	*117*	7	29	10
33	0	0	0	*118*	7	17	10
34	3	23	37	*119*	0	0	0
35	0	0	0	*120*	8	18	120
36	0	0	0	*121*	3	10	120
37	9	21	52	*122*	0	0	0
38	5	31	35	*123*	6	26	14
39	0	0	0	*124*	9	26	12
40	9	12	35	*125*	0	0	0
41	4	9	35	*126*	7	19	22
42	0	0	0	*127*	0	0	0
43	0	0	0	*128*	6	24	26
44	3	12	27	*129*	8	11	26
45	0	0	0	*130*	5	25	18
46	8	24	10	*131*	0	0	0
47	7	28	13	*132*	4	26	18
48	4	10	90	*133*	9	25	18
49	0	0	0	*134*	9	13	38
50	9	25	47	*135*	0	0	0
51	0	0	0	*136*	7	26	90
52	5	30	40	*137*	8	4	16
53	10	26	40	*138*	0	0	0
54	8	17	31	*139*	7	29	24
55	5	1	7	*140*	12	25	7
56	5	2	40	*141*	4	28	29
57	2	5	7	*142*	8	20	18
58	2	6	7	*143*	0	0	0
59	5	25	45	*144*	0	0	0
60	4	13	31	*145*	2	22	34
61	12	25	7	*146*	9	22	30
62	4	13	31	*147*	0	0	0
63	8	13	91	*148*	2	6	5
64	2	2	10	*149*	9	14	5
65	8	13	70	*150*	9	14	22
66	4	6	44	*151*	9	27	25
67	8	15	36	*152*	10	31	19
68	12	25	7	*153*	7	21	22
69	7	17	7	*154*	8	20	25
70	9	2	7	*155*	6	6	40
71	8	19	11	*156*	9	25	12
72	8	2	7	*157*	11	8	12
73	2	5	7	*158*	4	28	42
74	9	11	28	*159*	8	26	42
75	7	27	11	*160*	8	17	23
76	8	14	28	*161*	7	6	37
77	9	14	7	*162*	8	24	13
78	0	0	0	*163*	1	27	53
79	0	0	0	*164*	9	6	13
80	0	0	0	*165*	3	21	56
81	12	18	14	*166*	8	3	33
82	5	2	12	*167*	11	22	14
83	0	0	0	*168*	5	5	30
84	9	6	22	*169*	9	13	30
85	0	0	0	*170*	7	18	30

여기서, 편의상 #*i*발전기의 최적보수함수를 GMS_i(보수시작월, 보수시작일, 보수일수)로 표현하기로 한다. 가령, 1번 발전기의 최적보수함수는 GMS_1(1,9,340)으로 표현된다. 단, 최적보수함수가 GMS_i(0,0,0)로 표현되는 것은 2010년도에서 보수계획에 포함되지 않는 발전기를 의미한다.

더불어 경제성 및 신뢰도에 관한 목적함수들을 각각 유일한 목적함수로 설정하여 보수유지계획을 수립하였을 때의 그 목표 값과, 이들 모두를 고려하는 다목적함수의 만족도 최대화를 본 연구에서 제안하는 기법으로 다룬 결과를 비교하여 이를 표5에 나타내었다.

표 5 제안하는 방법과 각 목적함수의 단정적 설정에 따른 보수유지계획의 목표값 비교

Table 5 Comparison of the results according to the selection of objective functions

Objective functions	SRR [%]	Cost [10^9Won]	LOLE [hours/year]	EIR [pu]
다목적함수의 만족도 최대화 (Base Case)	9.398	16490.53	21.240	0.997262
최소공급예비율 최대화 (Case 1)	9.838	-	-	-
발전비용 최소화 (Case 2)	-	16396.65	-	-
LOLE 최소화 (Case 3)	-	-	14.430	-
EIR 최대화 (Case 4)	-	-	-	0.99832

먼저 목적함수로써 최소공급예비율의 최대화만을 고려한 Case 1 경우(아마도 ISO입장)의 최소공급예비율(SRR)은 다목적함수의 만족도 최대화를 고려한 Base Case 경우의 최소공급예비율보다 높은 값을 가진다. 발전비용 최소화를 요구하는 Case 2(아마도 발전회사입장)은 Base Case 경우의 그것보다 더 나은 결과를 도출 한 것을 알 수 있다. 마찬가지로 Case 3(아마도 수요자입장)과 Case 4(아마도 계통운용자입장)의 경우도 각각의 목적함수를 단정적으로 설정하여 보수유지계획을 수립하는 것이 더 나은 결과를 보이고 있음을 알 수 있다. 그러나 전술한 바와 같이 발전기 보수유지계획문제는 경제성을 추구하면서 공급신뢰도를 높이는 상호배타적인 성격을 가지므로 목적함수 설정을 단정적으로 정하는 것보다 각각은 다소 상호 양보를 하더라도 전체적인 입장에서 조화로운 발전기보수유지를 수립하고자할 경우에는 즉, 적정한 공급신뢰도를 유지하면서 경제적인 비용으로 보수유지계획을 수립하기 위해서는 본 논문에서 제안하는 방법이 이 문제를 더욱 유연하게 다룰 수 있을 것이라 여겨지며 앞으로 이의 실용화를 기대한다.

4. 결 론

본 논문에서는 퍼지탐색법과 유전알고리즘을 결합한 방법을 이용해 다목적함수를 고려한 일간 발전기 보수유지계획을 수립할 수 있는 방법을 제안하였다. 발전기보수유지계획문제는 특성상 가능한 조합의 개수가 무한대에 가까운 비선형문제이므로 정수계획법(IP)이나 동적계획법(DP)등의 기존의 최적 앨고리즘을 사용하여 이상적인 최적안을 구하기 위

해서는 상당한 어려움이 따르고 많은 계산시간이 소요된다. 따라서 본 논문에서 제안하는 유전자앨고리즘(GA)등의 탬색법을 사용하여 주어진 적절한 계산시간 범위내에서 최적해에 근접한 보다 나은 준 최적해를 탐색하는 방법이 오히려 IP나 DP 방법보다 대규모계통에 실질적으로 유효하다고 판단되며 이를 제안하였다. 한편, 본 연구에서는 경제성을 추구하면서 공급신뢰도를 높이는 다목적계획문제인 발전기 보수유지계획문제를 유연하게 해결하기 위하여 의사 결정자의 주관적 판단을 반영할 수 있는 퍼지 이론을 접목시켜 해결하고자 하였다. 자유경쟁시장체제하에서는 계통운영자의 입장, 정부입장, 발전화사입장 및 수요자(고객)의 입장이 모두 달라서 이들 모두를 만족하는 발전기보수유지계획을 수립한다는 것은 거의 불가능하다. 따라서 목적함수 설정을 단정적으로 정하는 것보다 각각은 허용범위내에서 다소 상호 양보를 하더라도 전체적인 입장에서 조화로운 발전기보수유지를 수립함이 보다 미래지향적일 것이다. 그러므로 이러한 경우에 적정한 공급신뢰도를 유지하면서 경제적인 비용으로 보수유지계획을 수립하기 위해서는 본 논문에서 제안하는 방법이 이 문제를 더욱 유연하게 해결할 수 있을 것으로 여겨지며 앞으로 이의 실용화를 기대한다. 또한 이러한 경우에도 꼭 만족해야하는 엄격한 제약은 Fuzzy 제약으로 두지 말고 기존의 제약조건(Crisp 제약)그대로 살려서 처리하면 될 것으로 사료된다. 본 논문에서 제안하는 퍼지유전알고리즘의 보조적인 결합을 통해 보다 나은 준 최적해로의 탐색이 가능한지와 보다 유연한 해를 탐색하는지를 2010년도 우리나라 실계통규모와 가까운 모델계통을 대상으로 한 사례연구를 통하여 살펴봄으로써 제안하는 방법의 유용성 및 실용성을 검증하였다.

감사의 글

본 논문은 한국서부발전의 재원으로 기초전력연구원의 지원을 받아 수행된 연구이며(09309), 미래형 전력네트워크 신뢰도 연구센터 지원하에 이루어졌음.

부 록

표 부 1 모델 계통의 발전기 특성 자료

Table A. 1 Characteristic data of the generators in Korea generation system

NG	Name	ID	Cap. [MW]	FOR	A [Gcal/MW^{2}h]	B [Gcal/MWh]	C [Gcal/h]	Fuel cost [10^{3}won/Gcal]	Duration of Maint. [days]
1	WLSN	1	679	0.106	0.000	2.002	389.736	0.946	340
2	WLSN	2	700	0.106	0.000	1.991	389.736	0.944	29
3	WLSN	3	700	0.106	0.000	2.019	389.736	1.018	19
4	WLSN	4	700	0.106	0.000	2.019	389.736	1.019	26
5	ULJN	1	950	0.096	0.000	1.958	348.674	1.233	32
6	ULJN	2	950	0.096	0.000	1.955	348.674	1.27	32
7	ULJN	3	1000	0.096	0.000	1.996	348.674	1.254	0
8	ULJN	4	1000	0.096	0.000	1.972	348.674	1.273	25
9	ULJN	5	1000	0.096	0.001	1.213	668.248	1.251	23
10	ULJN	6	1000	0.096	0.001	1.213	668.248	1.324	35
11	YNGN	1	950	0.096	0.000	2.029	275.783	1.28	29
12	YNGN	2	950	0.096	0.000	2.053	275.783	1.29	29
13	YNGN	3	1000	0.096	0.000	2.056	96.878	1.288	33
14	YNGN	4	1000	0.096	0.000	2.073	96.878	1.278	0
15	YNGN	5	1000	0.096	0.001	1.213	668.248	1.307	17
16	YNGN	6	1000	0.096	0.001	1.213	668.248	1.299	31
17	GORI	1	587	0.106	0.000	2.210	176.360	1.254	9
18	GORI	2	650	0.106	0.000	2.025	263.184	1.399	54
19	GORI	3	950	0.096	0.000	2.350	119.201	1.27	0
20	GORI	4	950	0.096	0.000	2.346	119.200	1.295	30
21	NGRI	5	1000	0.096	0.000	1.164	667.365	1.419	0
22	HADN	1	500	0.053	0.001	1.667	156.249	8.462	34
23	HADN	2	500	0.053	0.001	1.641	160.883	8.462	7
24	HADN	3	500	0.053	0.000	1.817	129.229	8.462	7
25	HADN	4	500	0.053	0.001	1.606	167.842	8.462	31
26	HADN	5	500	0.053	0.000	1.709	150.742	8.462	7
27	HADN	6	500	0.053	0.000	2.027	89.259	8.462	31
28	HADN	7	500	0.053	0.000	1.709	150.742	8.462	46
29	HADN	8	500	0.053	0.000	1.709	150.742	8.462	46
30	BORY	1	500	0.053	0.001	1.444	222.667	8.395	0
31	BORY	2	500	0.053	0.000	1.844	138.866	8.395	47
32	BORY	3	500	0.053	0.000	1.851	122.508	8.395	37
33	BORY	4	500	0.053	0.001	1.620	161.724	8.395	0
34	BORY	5	500	0.053	0.001	1.665	162.298	8.395	37
35	BORY	6	500	0.053	0.000	1.775	135.506	8.395	0
36	BORY	7	500	0.053	0.000	1.775	135.506	8.395	0
37	BORY	8	500	0.053	0.000	1.775	135.506	8.395	52
38	DNJN	1	500	0.053	0.000	1.769	132.810	8.983	35
39	DNJN	2	500	0.053	0.000	1.795	128.351	8.983	0
40	DNJN	3	500	0.053	0.000	1.781	130.192	8.983	35
41	DNJN	4	500	0.053	0.000	1.785	128.954	8.983	35
42	DNJN	5	500	0.053	0.000	1.671	152.670	8.983	0
43	DNJN	6	500	0.053	0.000	1.711	143.251	8.983	0
44	DNJN	7	500	0.053	0.000	1.784	92.894	8.983	27
45	DNJN	8	500	0.053	0.000	1.784	92.894	8.983	0
46	SMCN	1	560	0.053	0.000	1.999	119.952	9.063	10
47	SMCN	2	560	0.053	0.001	1.642	188.310	9.063	13
48	SMCN	3	560	0.053	0.000	2.034	100.646	9.063	90
49	SMCN	4	560	0.053	0.000	1.956	118.250	9.063	0
50	SMCN	5	500	0.053	0.000	1.877	112.037	9.063	47
51	SMCN	6	500	0.053	0.000	1.870	111.914	9.063	0
52	YNHN	1	800	0.042	0.000	1.933	150.791	9.157	40
53	YNHN	2	800	0.042	0.000	1.850	168.042	9.157	40
54	TEAN	1	500	0.053	0.000	1.789	130.662	9.602	31
55	TEAN	2	500	0.053	0.000	1.739	139.644	9.602	7
56	TEAN	3	500	0.053	0.000	1.739	139.644	9.602	40
57	TEAN	4	500	0.053	0.000	1.739	139.644	9.602	7
58	TEAN	5	500	0.053	0.000	1.860	120.760	9.602	7
59	TEAN	6	500	0.053	0.000	1.860	120.760	9.602	45
60	TEAN	7	500	0.053	0.000	1.848	107.291	9.602	31
61	TEAN	8	500	0.053	0.000	1.698	103.771	9.602	7
62	HONM	1	250	0.044	0.000	2.271	56.120	10.328	31
63	HONM	2	250	0.044	0.000	2.271	56.120	10.328	91
64	YNDN	11	125	0.035	0.001	2.268	40.823	24.403	10
65	YNDN	12	200	0.044	0.000	2.253	72.113	18.775	70
66	DNHE	1	200	0.044	0.000	2.238	42.252	20.965	44
67	DNHE	2	200	0.044	0.001	2.088	54.383	20.965	36
68	POSC	1	300	0.053	0.000	1.534	74.532	23.999	7
69	POSC	2	300	0.053	0.000	1.534	74.532	23.999	7
70	POSC	3	300	0.053	0.000	1.534	74.532	23.999	7
71	POSC	4	300	0.053	0.000	1.534	74.532	23.999	11
72	POSC	5	300	0.053	0.000	1.534	74.532	23.999	7
73	POSC	6	300	0.053	0.000	1.534	74.532	23.999	7
74	POSC	7	300	0.053	0.000	1.534	74.532	23.999	28
75	POSC	8	300	0.053	0.000	1.534	74.532	23.999	11
76	POSC	9	300	0.053	0.000	1.534	74.532	23.999	28
77	POSC	10	300	0.053	0.000	1.534	74.532	23.999	7
78	YGWL	1	450	0.053	0.001	1.628	26.615	44.214	0

79	YGWL	2	450	0.053	0.001	1.628	26.615	44.214	0
86	WIC2	27	225	0.026	0.000	1.345	79.233	41.837	26
87	WIC2	28	225	0.026	0.001	1.024	117.466	41.837	26
88	BORB	21	450	0.044	0.000	1.608	59.260	41.837	13
89	BORB	22	450	0.044	0.000	1.631	54.619	41.837	53
90	BORB	23	450	0.044	0.000	1.577	54.962	41.837	13
91	BORB	24	450	0.044	0.000	1.599	64.521	41.837	56
92	BUND	21	560	0.044	0.000	2.012	63.828	41.837	33
93	BUND	22	340	0.05	0.000	1.595	126.558	41.837	14
94	BUSN	23	450	0.044	0.000	1.613	29.921	41.837	0
95	BUSN	24	450	0.044	0.000	1.621	26.530	41.837	42
96	BUSN	21	450	0.044	0.000	1.628	26.615	41.837	18
97	BUSN	22	450	0.044	0.000	1.628	26.615	41.837	0
98	PYNT	1	350	0.062	0.000	1.828	101.733	37.527	31
99	PYNT	2	350	0.062	0.000	1.863	97.022	37.527	90
100	PYNT	3	350	0.062	0.001	1.662	118.091	37.527	40
101	PYNT	4	350	0.062	0.000	1.873	95.447	37.527	0
102	SIC1	21	450	0.044	0.000	1.662	38.765	41.837	12
103	SIC1	22	450	0.044	0.000	1.643	43.561	41.837	42
104	SIC2	23	450	0.044	0.000	1.643	43.561	41.837	29
105	SIC2	24	450	0.044	0.000	1.643	43.561	41.837	42
106	PYNB	11	320	0.05	0.000	3.287	9.374	41.837	19
107	PYNB	21	480	0.044	0.000	1.764	76.606	41.837	12
108	SECN	2	200	0.044	0.001	2.393	52.304	28.016	74
109	SECN	1	200	0.044	0.002	2.120	77.257	28.016	150
110	ILSN	21	600	0.044	0.000	1.798	79.812	41.837	23
111	ILSN	22	300	0.05	0.000	1.335	143.203	41.837	31
112	YNAM	1	200	0.075	0.001	2.072	61.059	37.521	28
113	YNAM	2	200	0.075	0.000	2.227	62.344	37.521	28
114	YESU	1	200	0.075	0.001	2.090	43.303	39.101	10
115	YESU	2	329	0.062	0.002	1.202	173.653	39.101	10
116	ULSN	1	200	0.075	0.000	2.228	31.473	43.207	0
117	ULSN	2	200	0.075	0.001	2.175	36.324	43.207	10
118	ULSN	3	200	0.075	0.000	2.228	31.473	43.207	10
119	ULSN	4	400	0.031	0.001	1.663	128.780	38.139	0
120	ULSN	5	400	0.031	0.001	1.663	128.780	38.139	120
121	ULSN	6	400	0.031	0.001	1.663	128.780	38.139	120
122	WIC1	11	150	0.04	0.000	2.076	96.549	41.837	0
123	WIC1	12	150	0.04	0.000	2.076	96.549	41.837	14
124	WIC1	13	150	0.04	0.000	2.076	96.549	41.837	12
125	WIC1	14	150	0.04	0.000	2.076	96.549	41.837	0
126	WIC2	15	150	0.04	0.000	2.076	96.549	41.837	22
127	WIC2	16	150	0.04	0.000	2.076	96.549	41.837	0
128	WIC2	17	150	0.04	0.000	2.076	96.549	41.837	26
129	WIC2	18	150	0.04	0.000	2.076	96.549	41.837	26
130	WTNL	4	325	0.05	0.000	2.173	73.848	41.837	18
131	ICNC	1	250	0.026	0.001	1.823	68.429	41.837	0
132	ICNC	2	250	0.026	0.001	1.823	68.429	41.837	18
133	ICNC	3	325	0.05	0.000	2.156	72.851	41.837	18
134	JEJU	1	40	0.031	0.025	0.364	28.484	43.599	38
135	NJJU	1	10	0.031	0.062	2.100	5.971	43.599	0
136	NJJU	2	75	0.031	0.003	1.832	30.231	43.599	90
137	NJJU	3	75	0.031	0.001	2.016	23.401	43.599	16
138	SJJU	1	20	0.031	0.006	1.999	1.360	43.3	0
139	SJJU	2	20	0.031	0.006	1.999	1.360	43.3	24
140	SJJU	3	100	0.049	0.004	1.512	45.207	43.3	7
141	SJJU	4	100	0.049	0.001	1.833	22.927	43.3	29
142	BUSN	11	300	0.05	0.000	2.284	82.893	41.837	18
143	BUSN	12	300	0.05	0.000	2.284	82.893	41.837	0
144	BUSN	13	300	0.05	0.000	2.284	82.893	41.837	0
145	BUSN	14	300	0.05	0.000	2.284	82.893	41.837	34
146	SEOL	4	138	0.04	0.003	1.786	46.556	41.837	30
147	SEOL	5	250	0.026	0.002	1.633	89.488	41.837	0
148	ICNB	11	321	0.05	0.000	2.389	59.494	41.837	5
149	ICNB	21	504	0.044	0.000	1.560	53.548	41.837	5
150	ULSB	21	300	0.05	0.000	1.853	42.160	41.837	22
151	ULSB	22	450	0.044	0.000	1.609	71.325	41.837	25
152	ULSB	23	450	0.044	0.000	1.609	71.325	41.837	19
153	ULSB	11	200	0.026	0.000	2.808	29.642	41.837	22
154	ULSB	12	300	0.05	0.000	2.492	45.972	41.837	25
155	ULSB	13	300	0.05	0.000	2.492	45.972	41.837	40
156	SIC1	11	300	0.05	0.000	2.688	36.055	41.837	12
157	SIC1	12	300	0.05	0.001	2.103	91.148	41.837	12
158	SIC2	13	300	0.05	0.001	2.103	91.148	41.837	42
159	SIC2	14	300	0.05	0.001	2.103	91.148	41.837	42
160	ILSN	11	400	0.044	0.000	2.971	16.219	41.837	23
161	ILSN	12	200	0.026	0.000	2.576	52.137	41.837	37
162	BORB	11	300	0.05	0.001	2.377	62.025	41.837	13
163	BORB	12	300	0.05	0.001	2.483	57.931	41.837	53
164	BORB	13	300	0.05	0.001	2.359	65.677	41.837	13
165	BORB	14	300	0.05	0.002	1.994	87.277	41.837	56
166	BUND	11	375	0.05	0.000	3.034	49.470	41.837	33
167	BUND	12	225	0.026	0.000	2.997	24.846	41.837	14
168	HNLM	21	105	0.049	0.000	1.948	16.800	77.909	30
169	HNLM	11	70	0.031	0.004	2.401	20.320	77.909	30
170	HNLM	13	55	0.031	0.000	1.944	53.780	79.905	30

참 고 문 헌

[1] 宋吉永, 電力系統의 解析 및 運用, 동일출판사, pp.11-43, pp.344-416, 1986.

[2] Roy Billinton, Reliability Assessment of Large Electric Power Systems, pp.1-24, Kluwer Academic Publishers, 1988.

[3] X. Wang, J.R. McDonald, 1994, Modern Power System Planning, McGraw-Hill Book Company, pp.247-307, 1994.

[4] 이봉용, 심건보, 한계보수비용 및 위험지수 평준화법에 의한 최적전원보수계획의 비교, 대한전기학회 논문지, 1월, Vol.41, No.1, pp.9-17, 1992.

[5] 최재석, 송길영, 발전기보수유지계획에 관한 연구, 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp.148-151, 1985.

[6] 최재석, 이순영, 신홍교, 퍼지탐색법을 이용한 발전기보수유지계획의 수립, 자동화 및 컴퓨터응용기술 논문지, Vol.2, No.1, pp.67-73, 1995.

[7] 崔在錫, 都大鎬, 李泰仁, 퍼지 多目的函數를 이용한 發電機補修維持計劃의 樹立, 한국퍼지 및 지능 시스템학회 추계학술발표대회 논문집, pp.131-138, 1995.

[8] 최재석, 도대호, 퍼지 정수계획법을 이용한 발전기 보수유지계획 수립 수법의 개발, 한국퍼지 및 지능 시스템학회 논문지, Vol.7, No.5, pp.77-85, 1997.

[9] 문승필, 도대호, 최재석, 이순영, 신홍교, 김상현, 김용신, 김홍식, 大氣 汚染을 고려한 發電機 補修維持計劃의 樹立, 자동화 및 컴퓨터응용기술 논문지, Vol.5, No.1, 1998.

[10] 김홍식, 문승필, 최재석, 퍼지이론을 이용한 유연한 발전기보수유지계획 수립에 관한 연구, 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp.1104-1107, 1999.

[11] Jeongje Park, Jaeseok Choi, Ungki Baek, Junmin Cha, Maintenance Scheduling of Generation System by Fuzzy Set Theory, 대한전기학회 하계학술대회 논문집, pp.127-128.

[12] A Study on the Balanced Generators Maintenance

Scheduling of Generation Compaies, 대한전기학회 전력기술부문회 추계학술대회 논문집, pp.61-63, 2009.
[13] Flexible Maintenance Scheduling of Generation System by Multi-Probabilistic Reliability Criterion in Korea Power System, 대한전기학회 논문지, Vol.5, No.1, pp.8-15, 2010.
[14] Jaeseok Choi, Jeongje Park, Ungki Baek, Bonhui Ku and Junmin Cha, "Generators Maintenance Scheduling of Generation Companies in Korea Considering Uncertainties", PMAPS2010, Grand Copthorne Waterfront Hotel, Singapore, June 14-17, 2010.
[15] 최재석, 박정제, Fuzzy GA를 이용한 발전기 보수유지 계획의 수립, 2009년도 대한전기학회 전력기술부문회 추계학술대회 논문집, pp.58-60, 2009.
[16] Taegon Oh, Jeongje Park, Kyeonghee Cho, Jaeseok Choi, Ungki Baek and A.A. El-Keib, "Generators Maintenance Scheduling using combined Fuzzy Set Theory and GA", International Conference on Electrical Engineering 2010, paradise hotel, Busan, Korea, July 11-14, 2010.
[17] H. J. Zimmermann, Fuzzy Set Theory and Its Applications, Kluwer-Nijhoff Publishing, pp.220-234, 1986.
[18] John H. Holland, Adaptation in Natural and Artificial Systems, The MIT Press, 1992.
[19] Yong-Hua Song, Allan Johns and Raj Aggarwal, Computational Intelligence Applications to Power Systems, Kluwer Academic Publishers, pp.128-133, 1996.

저 자 소 개

오 태 곤 (吳 泰 坤)

1984년 1월 5일생. 2010년 경상대 전기공학과 졸업. 2010~현재 동 대학원 전기공학과 석사과정.
Tel : 055-772-1715
E-mail : lglolnl@naver.com

최 재 석 (崔 在 錫)

1958년 4월 29일생. 1981년 고려대 전기공학과 졸업. 1990년 동 대학원 전기공학과 졸업(공박). 1991년~현재 경상대 교수
Tel : 055-772-1715
Fax : 055-759-2723
E-mail : jschoi@gnu.ac.kr

백 웅 기 (白 雄 基)

1957년 10월 18일생. 1978년 한국전력공사 입사. 현재 한국서부발전 발전처 발전계획팀 전력거래부장
Tel : 02-3456-7825
E-mail : hot2217@westernpower.co.kr