

신재생에너지 발전원을 고려한 발전기 예방정비계획수립에 관한 연구

A Study on Generator Maintenance Scheduling Considering Renewable Energy Generators

이 연 찬* · 오 응 진* · 최 재 석* · 정 명 훈**
(Yeonchan Lee · Ungjin Oh · Jaeseok Choi · Myeunghoon Jung)

Abstract - The purpose of this paper is to establish a new optimum Generator Maintenance Scheduling(GMS) considering renewable energy generator. In this paper, the total renewable energy generation is estimated using hourly capacity factor of renewable energy generator. The GMS was optimized with the objective function of maximizing the minimum reserve rate, minimizing the probabilistic production cost, minimizing the loss of load expectation, and minimizing CO₂ emissions. In the case study of this paper, GMS considering renewable energy and GMS not considering renewable energy are shown by each objective function. And it shows scenarios of the reliability, the environmental and economical factors when two nuclear power plants inputted and ten coal thermal power plants shut downed respectively.

Key Words : Generator maintenance scheduling, Probabilistic production cost, Probabilistic reliability evaluation, Renewable energy generator, Genetic algorithm

1. 서 론

전 세계적으로 발생하는 기상이변 및 기후 온난화의 주범으로 CO₂가 지목 되고 있으며 파리 기후 협약이후로 각 나라에서는 CO₂를 줄이기 위한 많은 노력을 기울이고 있다. 이러한 노력의 일환으로 신재생에너지 발전원은 발전 계통에서 CO₂를 절감할 수 있는 대안으로 등장하여 투자를 늘려 나가고 있다. 이에 발맞춰 우리나라 발전계획에서도 신재생에너지 발전원의 용량을 늘려 나가고 있다.[1]

한편, 발전계획에서 발전기 예방정비계획은 매우 중요한 역할을 하고 있다. 발전기 예방정비계획의 최적화에 대한 연구는 1972년 W.R. Christiaanse 및 A.H Palmer가 최소예비력 최대화 알고리즘을 발표했고 그해 L.L Garver가 발전기 사고율을 고려한 Risk leveling 모델을 제시하였다. 1975년 Zum과 Quintana는 상태공간법을 이용하여 발전비용과 신뢰도를 함께 목적함수로 삼아서 정식화하였으며 통상적인 동적계획법(DP; Dynamic Programming)이나 정수계획법(IP; Integer Programming) 또는 분기한정법(B&B; Branch and Bound method)등은 소규모 계통에서만 사용가능한 비현실적인 알고리즘이라고 밝혔다.[2-6] 1980년 Cumulant방법을 통해 확률론적 발전비용 계산이 개발되면서 계산의 신속성을 확보하였다.[7] 나아가, 1990년에는 송전

계통의 조류제약의 고려 등 실용적인 방법이 개발되었다. 현재 발전기 예방정비계획은 예비력을 중심으로 각 발전회사의 일정을 고려한 연간 발전기 예방정비 계획을 수립하고 있다. 그러나 신재생에너지 발전원 중 태양광과 풍력의 경우 자원의 불확실성에 의한 출력을 제어할 수 없다는 단점이 있으며 그 발전량이 전체 발전량에 비해 적어 발전기 예방정비계획에는 고려하지 않고 있다. 하지만 정부의 2030계획에 따라 신재생에너지 발전량이 증가하면 연간 발전기 예방정비계획의 수립에 큰 영향을 미치므로 이에 대한 준비가 필요한 상황이다.[8]

본 논문에서는 신재생에너지 발전원의 투입을 고려한 새로운 방법의 최적 발전기 예방정비계획 방안을 제안하고 이를 우리나라 계통에 적용한 발전 모의 시뮬레이션을 실시한다. 또한 이를 통해 신재생에너지 발전원을 고려한 발전기 예방정비계획을 수립하고 이때의 전력계통의 신뢰도, 경제성, 환경성을 평가하는 방법을 제시한다. 나아가 다양한 목적함수에 따른 발전기 예방정비계획을 수립하여 이들을 비교 분석하였다. 또한 사례연구에서는 석탄화력발전기의 폐지와 원자력발전기의 신증설에 따른 다각적인 모의를 통해 제시된 방법의 유용성을 검증하였다.

2. 발전기예방정비계획의 정식화

2.1 발전 시뮬레이션의 모델링

그림 1은 본 논문에서 사용한 계통의 모형을 보인 것이다. 본 시뮬레이션에서는 원자력, 석탄화력, LNG화력, 유류화력의 발전기는 개별 발전기로 고려하였으며, 수력, 양수, 태양광, 풍력 등의 발전기들은 증가화 하여 각 발전원별 하나의 발전기로 구성한 모

† Corresponding Author : Dept. of Electrical and Electronic Engineering, Gyeongsang National University, Korea.

E-mail: jschoi@gnu.ac.kr

* Dept. of Electrical and Electronic Engineering, Gyeongsang National University, Korea.

** Korea South-East Power Corporation, Korea.

Received : November 13, 2017; Accepted : March 27, 2018

델을 적용하였다.

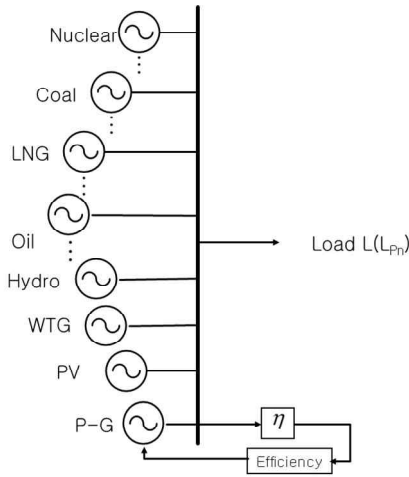


그림 1 제안된 방법에서 사용한 계통 모형
Fig. 1 A system model for the proposed method

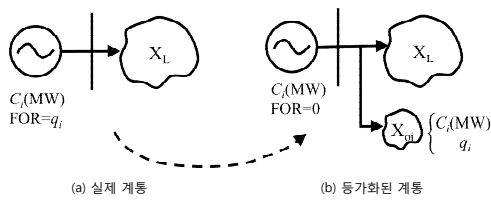


그림 2 유효부하 모형에 따른 실제계통과 등가화된 계통
Fig. 2 Effective load model

또한, 확률론적 발전비용 및 신뢰도를 산정하기 위해 그림 2와 같이 유효부하(Effective Load)모형을 이용하여 등가화된 계통을 적용한 발전기 예방정비계획을 수립하였다.[9-10] 이때, 사고율을 고려한 유효부하의 확률분포(Φ_i)는 식 (1)과 같이 정의된다.[11]

$$\Phi_i(x_e) = \Phi_{i-1}(x_e) \otimes f_{oi}(x_{oi}) \quad (1)$$

단, Φ_i : i 번째 발전기까지 투입될 때의 유효부하지속곡선
 $f_{oi}(x_{oi})$: i 번째 발전기의 사고율확률분포 함수

이때의 확률론적 신뢰도는 부록에서의 유효부하 확률분포함수 $\Phi_{NG}(x)$ 를 이용하여 식 (2)와 (3)과 같이 정의된다.

$$LOLE = \Phi_{NG}(U_{NG}) \quad [\text{hours/year}] \quad (2)$$

$$EENS = T \int_{U_{NG}}^{\infty} \Phi_{NG}(x) dx \quad [\text{MWh/year}] \quad (3)$$

단, T : 각 시간대의 간격시간 [hours]
 U_{NG} : 전원설비의 총량 [MW]

2.2 목적함수

2.2.1 최소공급예비율 최대화

전력의 공급에 있어 가장 중요한 사항은 안정적인 전력을 공급하는 것이다. 또한 연간 최소공급예비율이 최대화가 되는 목적함수를 가지게 되면 보다 안정적으로 전력을 공급할 수 있을 것이다. 따라서 목적함수(Z_1)를 최적화 하는 식은 아래와 같다.[12]

$$\text{Maximize } Z_1 = \text{minimum}(SRR_n) \quad (4)$$

$$\text{단, } SRR_n = \frac{(IC - MCAP_n - PD_n)}{PD_n} \times 100 [\%]$$

IC : 발전기의 설비용량 [MW]

MCAP_n : n번째 시간대의 발전기 예방정비 용량 [MW]

PD_n : n번째 시간대의 부하 [MW]

2.2.2 확률론적 발전비용의 최소화

전력의 생산은 막대한 자원을 소모하게 된다. 이는 곧 경제성으로 연결되며 각 발전회사들은 발전을 최소화 하는 목적을 가지게 된다. 따라서 확률론적인 발전 비용을 최소화 하는 목적함수(Z_2)는 중요하며 이를 최적화 하면 식 (5)처럼 정식화 된다.[12]

$$\text{Minimize } Z_2 = F\{E_{in}, \Phi_{in}(IC_{in})\} \quad (5)$$

$$= \sum_{n=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} A_i E_{in} + B_i T \Phi_{in}(IC_{in}) \quad [\text{원}]$$

단, A_i : i 번째 발전기 발전비용함수의 1차 계수 [원/MWh]

B_i : i 번째 발전기 발전비용함수의 상수 [원/hour]

E_{in} : n 시간대에서 i 번째 발전기의 확률론적 발전량 [MWh]

Φ_{in} : n 시간대의 i 번째 발전기까지 투입될 때의 유효부하지속곡선

NT : 발전기보수유지 시간대의 총수

NG : 발전기의 대수

IC_{in} : n 시간대의 가동가능한 발전기 집합 ($\sum_{j=1}^i C_j$)

C_j : j 번째 발전기의 용량

이때 확률론적인 발전에너지(E_{in})는 식 (6)과 같이 정식화할 수 있다.

$$E_{in} = (1 - q_i) T \int_{IC_{i-1,n}}^{IC_{in}} \Phi_{i-1,n}(x) dx \quad [\text{MWh}] \quad (6)$$

단, i : 발전기의 투입순서

$IC_{0,n} = 0$

q_i : i 번째 발전기의 사고확률

2.2.3 공급지장시간기대치(LOLE)의 최소화

확률론적 신뢰도 지수인 공급지장시간기대치(LOLE: Loss of Load Expectation)의 최대값을 갖는 시간대의 LOLE를 최소화하는 것을 목적함수(Z_3)로 할 수 있다. 여기서, LOLE는 정전 시간을 확률론적으로 표현한 것이며, 이 값이 작을수록 신뢰도는 높아짐을 의미한다.

$$\text{Minimize } Z_3 = \text{Maximum } LOLE_n \quad (7)$$

단, $LOLE_n = \Phi_{NG_n}(x)|_{x=IC_{NG_n}}$ [hours/year]

Φ_{NG_n} : n 시간대의 유효부하지속곡선

IC_{NG_n} : n 시간대의 총 설비용량

2.2.4 CO₂ 배출 최소화

파리 기후 협약이후에 탄소배출감소의무와 맞물려서 발전 계획에서 가장 큰 영향을 미치는 요인으로 환경성을 들 수 있다. 따라서 발전기 예방정비계획시 CO₂배출을 최소화하는 목적함수 (Z_4)는 매우 중요하며, 이를 정식화하면 식 (8)과 같다.

$$\begin{aligned} \text{Minimize } Z_4 &= CO_2 \\ &= \sum_{n=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} \xi_i E_{in} \text{ [ton/year]} \end{aligned} \quad (8)$$

단, ξ_i : i 번째 발전기의 CO₂ 배출 계수 [ton/MWh]

2.3 제약조건

2.3.1 신뢰도 지수 제약조건

예방정비 계획 수립시 가장 중요한 제약조건은 각 시간대별 공급예비율(SRR_n)이 주어진 신뢰도 기준공급예비율(SRR_n^*)을 만족 하도록 한다. 이를 정식화 하면 식 (9)와 같다.

$$SRR_n = \frac{(IC - MCAP_n - PD_n)}{PD_n} \times 100 \geq SRR_n^* \quad (9)$$

2.3.2 시종단 경계조건

발전기 예방정비계획은 연 단위 계획이므로 연초에는 정비한 발전기가 없어야 하고 연말까지는 발전기 정비를 완료해야 하므로 각 발전기의 예방정비 상태를 나타내는 상태벡터 X 의 시종단 경계조건은 다음과 같이 정식화 된다.

$$\begin{aligned} X(1) &= \mathbf{0} \\ X(N+1) &= [MD_1, MD_2, MD_3, \dots, MD_{NG}]^T \end{aligned} \quad (10)$$

단, $\mathbf{0}$: 영벡터

MD_i : i 번째 발전기의 보수기간

X : 발전기보수유지 상태변수

N : 총 보수시간대의 수

2.2.3 예방정비가능기간의 경계조건

각 발전기는 발전회사의 계획에 따라 정해진 일수 및 기간에 예방정비를 실시하여야 한다. 이 제약조건을 정식화 하면 식 (11)과 같다.

$$U_i(n) = \begin{cases} 0 & n < MS_i \text{ or } n > MF_i + MD_i \\ 1 & MS_i \leq n \leq MF_i + MD_i \end{cases} \quad (11)$$

단, MS_i : i 번째 발전기의 최초정비가능 경우 중 정비시작 시간대

MF_i : i 번째 발전기의 최후정비가능 경우 중 정비시작 시간대

MD_i : i 번째 발전기의 예방정비 기간

$U_i(n)$: n 시간대에 있어서 i 발전기의 발전기보수 유무를 의미하는 제어변수

3. 신재생에너지 발전원의 운전 모형

신재생에너지 발전원의 경우 자원의 불확실성에서 오는 출력의 불확실성으로 인해 출력의 예측이 어려운 것이 현실이다. 특히 신재생에너지 발전원의 장기 출력 예측은 매우 어렵다. 따라서 본 연구에서는 신재생에너지 발전원 중 풍력과 태양광만을 고려하기로 하며 이들 과거의 실적 패턴을 분석하여 설비이용률을 구한 후 이를 이용하여 부하사감방식으로 고려하였다. 이를 위하여 부하변동곡선(LVC: Load Variation Curve)을 작성하고 이 변동 곡선에서 예측한 신재생에너지 발전원의 출력을 사감하도록 하였다. 이때 n 시간대의 풍력발전 출력과 태양광 발전출력은 전술한 바와 같이 신재생에너지 발전원의 과거 실적 패턴을 분석하여 구한 설비이용률을 이용하여 식 (12) 및 (13)과 같이 산정도록 하였다.

$$WTG_n = \sum_{t=1}^{24} C_{WTG} \times CF_{WTG} \quad (12)$$

단, WTG_n : n 시간대(日)의 풍력발전기의 발전량[MWh]

C_{WTG} : 풍력발전기 용량 [MW]

CF_{WTG} : t 시간의 풍력발전기의 설비이용률

$$SCG_n = \sum_{t=1}^{24} C_{SCG} \times CF_{SCG} \quad (13)$$

단, SCG_n : n 시간대(日)의 태양광발전기의 발전량 [MWh]

C_{SCG} : 태양광발전기 용량 [MW]

CF_{SCG} : t 시간의 태양광발전기의 설비이용률

그러므로 본 연구에서 제안한 신재생에너지 발전원의 출력사감 방법을 정식화 하면 식 (14)와 같다. 여기서 ϕ_{WTG_n} 과 ϕ_{SCG_n} 는

각각 풍력 및 태양광 발전기의 확률론적 출력함수이며 ϕ' 는 이들을 고려한 새로운 확률론적 계통부하 함수이다. 그림 3과 4는 신재생에너지 발전량, 부하지속곡선 및 신재생에너지 발전원의 출력을 삭감하여 작성한 새로운 부하지속곡선의 예를 들어 보인 것이다.

$$\phi'_n = \phi_{0n} - (\phi_{WTGn} + \phi_{SCGn}) \quad (14)$$

단, ϕ_{0n} : n 시간대 당초 계통 부하

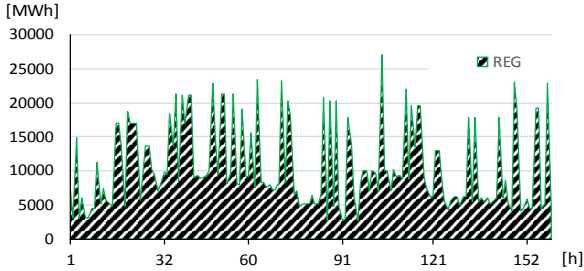


그림 3 신재생에너지 발전량 예시
Fig. 3 Example of Renewable Energy Generation(REG)

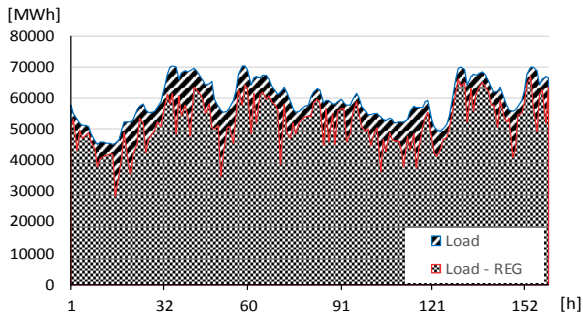


그림 4 신재생에너지 출력을 고려한 수정된 부하변동 곡선
Fig. 4 REG considered load variation curve

4. 수력과 양수 발전기의 운전모형

4.1 수력발전기 운전모형

수력발전기의 운전 모형은 LDC를 통해 첨두부하 삭감방식으로 발전모의가 가능하다. 여기서 n 번째 예방정비계획 시간대의 수력발전량 $HDENG_n$ 은 수력발전 설비용량과 설비 이용률을 통해 계산할 수 있다.[13]

$$HDENG_n = C_{HYDn} \times CF_{HYDn} \times 24 \quad (15)$$

C_{HYDn} : 수력발전기의 용량 [MWh]
 CF_{HYDn} : n 시간대의 수력발전기의 설비이용률

4.2 양수발전기 운전모형

4.2.1 발전 운전모형(Generation mode)

양수 발전기의 발전 운전 모형은 기본적으로 수력발전의 운전 모형과 동일하다. 따라서 양수발전기의 운전은 양수발전량에 따라 LDC의 첨두부하의 삭감을 통해 발전 모의가 가능하다. 여기서, n 번째 예방정비계획 시간대(하루)의 양수발전기의 발전량은 전체 양수발전 용량과 설비 이용률을 사용하여 정식화 할 수 있다. [11]

$$PGENG_n = C_{PGn} \times CF_{PGn} \times 24 \quad (16)$$

단, $PGENG_n$: 양수발전기의 발전량 [MWh]
 C_{PGn} : 양수발전기의 용량 [MW]
 CF_{PGn} : n 시간대의 양수발전기의 설비이용률

4.2.2 양수 운전모형(Pumping mode)

양수 발전기는 물을 저장하여 전기를 저장할 수 있는 특징을 지닌다. 이때 물을 저장하기 위한 에너지가 필요하다. n 번째 예방정비기간에서 양수를 위한 에너지는 앞서 계산한 양수발전기의 발전량에 주어진 양수발전기의 양수 효율을 이용하여 계산할 수 있다. n 번째 예방정비기간(하루)에서의 양수의 운전은 해당시간대(하루)의 LDC의 기저부하 부분을 양수 에너지만큼 증가시킴으로써 양수운전을 정식화 할 수 있다.

$$PPENG_n = \frac{PGENG_n}{\eta_{PG}} \quad (17)$$

단, $PPENG_n$: 양수를 위한 에너지 [MWh]
 η_{PG} : 양수발전기의 효율 [pu]

수력과 양수발전기의 운전모형도 전술한 신재생에너지 발전원 운전 모형과 유사한 방법을 사용하여 부하를 조정하는 모형을 이용하였다.

5. CO₂배출 계산

CO₂의 배출은 발전량과 상관성을 지니게 된다. 따라서 각 발전기의 CO₂ 배출량과 전력의 생산량을 비교하게 되면 단위 전력당 CO₂ 배출량인 CO₂ 배출계수를 추정할 수 있다. 이렇게 정리된 각 발전기의 CO₂ 배출계수를 사용하여 발전기의 CO₂ 배출량을 계산할 수 있다. 이때 모든 발전기의 CO₂ 배출량은 식 (18)과 같이 정식화 할 수 있다.[14]

$$TCO_2 = \sum_{n=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} \xi_i E_{i,n} \quad [Ton/year] \quad (18)$$

단, ξ_i : i 번째 발전기의 CO₂ 배출 계수[Ton/MWh]

6. 유전알고리즘을 이용한 최적해 탐색방법

발전기 예방정비계획의 경우 다양한 준 최적해가 존재하는 문제이다. 따라서 본 논문에서는 준 최적해들중 최적해를 탐색하기 위해 유전 알고리즘(GA: Genetic Algorithm)을 적용하였다. GA를 통해 1st Generation에서의 최적해를 탈출하기 위해 임의의 2nd Generation의 초기치(예방정비 초기 시작 시간대)를 생성한다. 위와 같은 유전 과정을 반복하여 초기 설정된 N -th Generation까지의 해를 탐색하여 앞선 Generation의 최적값과 비교하며 전체의 최적값을 도출해가는 과정을 지니게 된다. 이러한 방식은 시스템 전체의 최적값을 보장하지는 않지만 그에 가까운 준 최적해를 찾는 것이 가능하다. 이를 보인 것이 그림 5이다. [15]

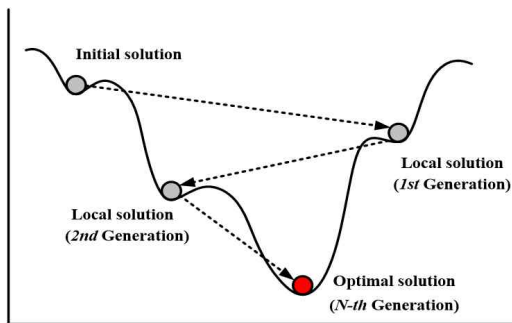


그림 5 유전알고리즘 탐색 과정
Fig. 5 Search using Genetic Algorithm

7. 전체적인 흐름도

본 논문에서 제안하는 발전기 예방정비계획의 수립을 위한 알고리즘 순서는 다음과 같다.

- 단계 1. 발전기 및 부하의 자료를 입력한다.
- 단계 2. 신재생에너지 발전량, 부하를 이용하여 신재생에너지 발전원이 고려된 LVC를 작성한다.
- 단계 3. 작성된 LVC를 LDC로 정리하고 이를 수력발전, 양수발전 자료를 이용하여 각각의 운전 모형을 고려한 새로운 LDC를 작성한다.
- 단계 4. 부하곡선과 각 발전기를 이용하여 최적 전원구성을 통해 # i 발전기까지의 전원구성을 작성한다.
- 단계 5. 전체 발전기 예방정비 계획을 수립 후 유전알고리즘(GA :Genetic Algorithm)을 이용하여 최적의 발전기 예방정비계획의 수립을 검증한다.
- 단계 6. 발전기 예방정비계획을 수립한다.

8. 사례연구

8.1 입력자료

본 논문에서 발전기 총 용량은 7차 수급계획을 기준으로 하여 전체 발전기 용량과 비슷한 용량의 발전기를 입력하였으며 수력발전과 양수발전은 각각 1,700MW와 4,700MW이다. 또한, 원자력, 석탄화력, 유류화력, LNG 화력의 예방정비계획의 수립을 목적으로 하였으며, 이때 총 용량은 93,161MW이며 총 226대의 발전기들로 분류하였다. 이때 발전기의 특성은 표 1과 같다.

신재생에너지의 경우 태양광과 풍력을 고려하였으며 태양광은 3,529MW, 풍력은 939MW로 가정하였다. 이때 신재생에너지 발전원의 연간 시간별 발전량을 산정하기 위하여 우리나라 2013년

표 1 발전기 종류 및 특성

Table 1 Generator type and characteristics

종류	용량 [MW]	대수	열량단가 [천원/Gcal]	CO ₂ 배출계수 [Ton/MWh]
원자력	24,516	26	1.290~2.175	0
석탄화력	24,534	51	15.483~17.086	0.80~1.05
유류화력	5,216	28	71.273~162.756	0.59~0.76
LNG화력	38,895	121	71.273~79.452	0.36~0.49
전체	93,161	226		

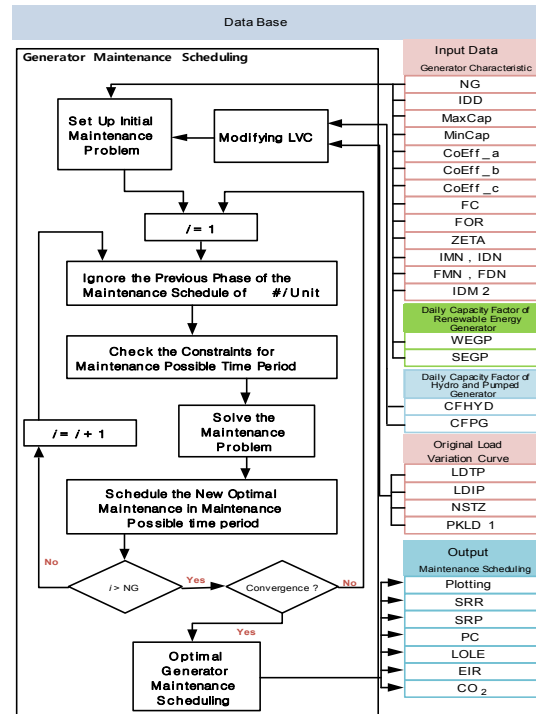


그림 6 제안된 방법의 전체적인 알고리즘

Fig. 6 Flow chart of the proposed method

도 풍력 및 태양광 전체 발전원의 연간 시간별 발전량 패턴을 활용 하여 태양광 및 풍력의 설비 이용률을 고려하였다. 이때 태양광 및 풍력의 연간 발전량 패턴은 그림 7 및 그림 8과 같다.

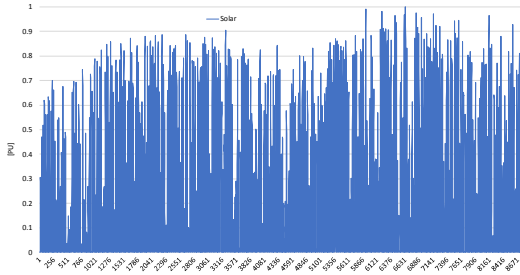


그림 7 태양광 발전기의 발전 패턴(2013년도)
Fig. 7 Patten of solar cell generator in 2013

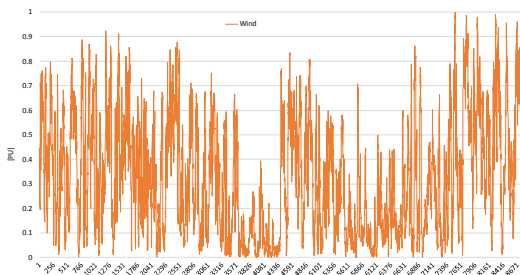


그림 8 풍력발전기의 발전 패턴(2013년도)
Fig. 8 Patten of wind power generator in 2013

8.2 목적함수별 사례 결과

본 연구는 각 목적함수별(최소 공급예비율 최대화, 확률론적 발전 비용 최소화, LOLE 최소화 그리고 CO₂ 배출량 최소화) 4가지의 Case로 구별하여 사례연구를 진행하였다.

- Case1 : 풍력발전량 및 태양광발전량 고려 안함
- Case2 : 풍력발전량 고려, 태양광발전량 고려 안함
- Case3 : 풍력발전량 고려안함 및 태양광 발전량 고려
- Case4 : 풍력발전량 및 태양광발전량 고려

8.2.1 최소공급예비율 최대화 목적함수

신재생에너지 발전원의 증가(태양광 3,529MW, 풍력 939MW)로 인해 예비력 확보 측면에서 1.861%의 확대 효과를 확인할 수 있으며 확률론적 발전비용(연료비만 고려) 측면에서 풍력만 고려할 때 약 2,000억 원, 태양광발전량만 고려할 때 약 8,000억 원, 이를 모두 고려할 때 약 1조원의 발전비용 절감 효과를 확인할 수 있다. 이때 Case1과 Case4에 대한 발전회사 A의 발전기 예방정비계획은 그림 9, 10과 같다.

표 2 최소 공급예비율 최대화 목적함수

Table 2 Maximization of the minimum supply reserve rate

	최소 공급예비율 [%]	LOLE [hour/year]	CO ₂ 발생량 [Ton]	확률론적 발전비용 [kWon]	EIR [PU]
Case1	12.43	6.233	256,618,279.50	20,648,361,379	0.99943
Case2	13.063	6.111	255,325,376.40	20,407,170,116	0.99940
Case3	13.87	2.728	252,744,482.10	19,855,119,843	0.99977
Case4	14.291	2.459	251,539,493.60	19,625,736,700	0.99979

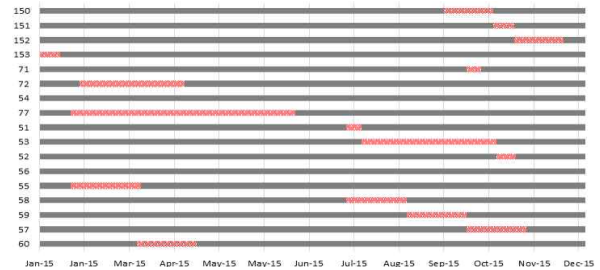


그림 9 Case1에서의 A사 발전기 예방정비계획(목적함수: 최소 공급예비율 최대화)

Fig. 9 Case1: A company's generator maintenance scheduling (supply reserve rate)

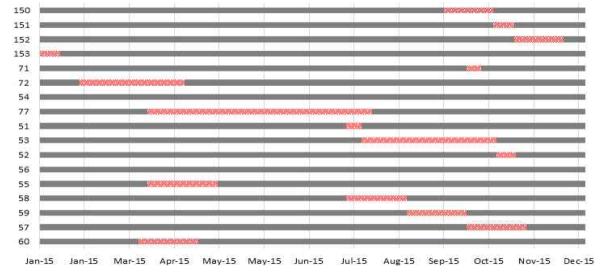


그림 10 Case4에서의 A사 발전기 예방정비계획 (목적함수: 최소공급예비율 최대화)

Fig. 10 Case4: A company's generator maintenance scheduling (supply reserve rate)

8.2.2 확률론적 발전비용 최소화 목적함수

표 3은 확률론적 발전비용 최소화 목적함수를 이용하여 앞서 설정한 각 사례별 사례연구 결과이다.

신재생에너지 발전원의 투입에 따른 최소공급예비력의 증가는 미미한 것으로 나타났다. 하지만 확률론적 발전비용 측면에서 풍력만 고려할 때 약 2,000억 원, 태양광발전량만 고려할 때 약 8,000억 원, 이를 모두 고려할 때 약 1조원의 발전비용 절감 효과를 확인할 수 있다. 이는 기저부하의 발전량 변화가 없는 상태에서 LNG화력과 유류 화력의 발전량이 신재생에너지 발전원의 투입에 따라 감소하는 결과로 분석되었다. 그림 11과 12는 A발

전회사의 case1과 case4의 발전기 예방정비계획 일정 사례를 보인 것이다.

표 3 확률론적 발전비용 최소화 목적함수

Table 3 Objective function to Minimize probabilistic production cost

	최소 공급 예비율 [%]	LOLE [hour/year]	CO ₂ 발생량 [Ton]	확률론적 발전비용 [kWon]	EIR [PU]
Case1	4.005	21.52	255,687,860.20	20,366,385,288	0.99648
Case2	4.007	19.751	254,490,537.60	20,142,443,169	0.99673
Case3	4.005	10.99	252,077,350.60	19,598,694,554	0.99821
Case4	4.007	10.195	250,858,516.40	19,365,450,830	0.99832

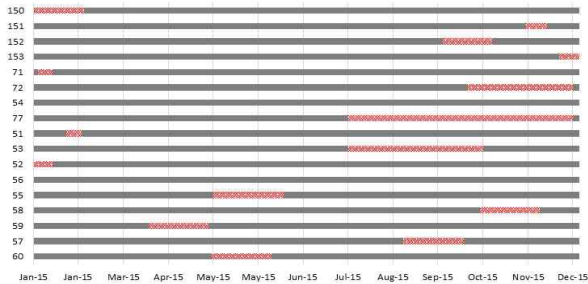


그림 11 Case1에서의 A사 발전기 예방정비계획 (목적함수: 확률론적 발전비용 최소화)

Fig. 11 Case1: A company's generator maintenance scheduling (probabilistic production cost)

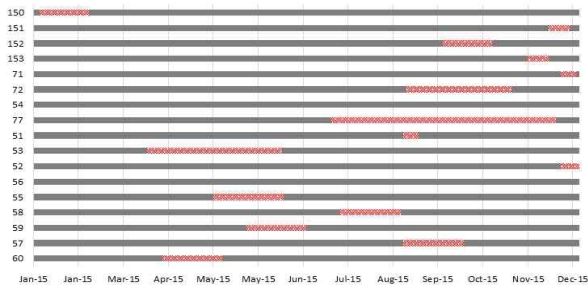


그림 12 Case4에서의 A사 발전기 예방정비계획 (목적함수: 확률론적 발전비용 최소화)

Fig. 12 Case4: A company's generator maintenance scheduling (probabilistic production cost)

8.2.3 LOLE 최소화 목적함수

표 4는 신뢰도 지수인 LOLE의 최소화를 목적함수로 갖는 최적 발전기 예방정비계획을 수립한 결과이다. 앞서 보인 최소공급 예비력 최대화 및 확률론적 발전 비용의 최소화 목적함수와 비슷한 case1과 case4와 확률론적 발전비용차를 확인하였다.

표 4 LOLE 최소화 목적함수

Table 4 Objective function to minimize LOLE

	최소 공급 예비율 [%]	LOLE [hour/year]	CO ₂ 발생량 [Ton]	확률론적 발전비용 [kWon]	EIR [PU]
Case1	12.672	1.352	256,650,702.20	20,465,481,880	0.99987
Case2	13.063	1.174	255,414,743.90	20,232,696,166	0.99989
Case3	13.87	0.655	252,652,961.70	19,677,368,670	0.99993
Case4	14.291	0.559	251,392,203.50	19,458,264,396	0.99994

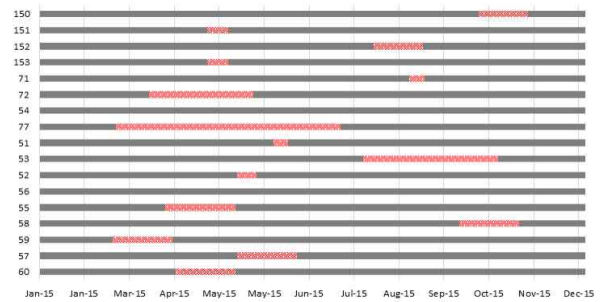


그림 13 Case1에서의 A사 발전기 예방정비계획 (목적함수: LOLE 최소화)

Fig. 13 Case1: A company's generator maintenance scheduling (LOLE)

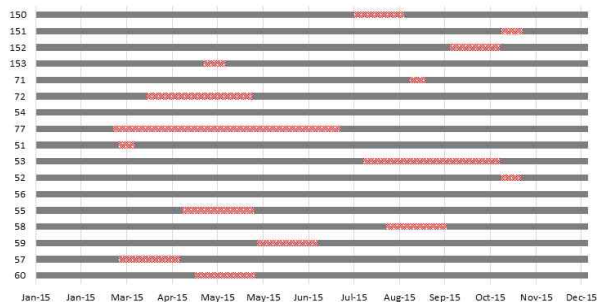


그림 14 Case4에서의 A사 발전기 예방정비계획 (목적함수: LOLE 최소화)

Fig. 14 Case4: A company's generator maintenance scheduling (LOLE)

8.2.4 CO₂ 배출량 최소화

표 5는 환경성 지수인 CO₂ 배출의 최소화를 목적함수로 갖는 최적 발전기 예방정비계획을 수립한 결과이다. CO₂의 배출 최소화를 목적함수로 발전기 예방정비계획을 수립함에 따라 전체 전력의 경제성, 신뢰도, 예비력 부분에서의 표 5와 같은 결과를 확인하였으며 case1과 case4와 같은 예방정비계획의 변화를 확인하였다.

표 5 CO₂배출량 최소화

Table 5 Minimize of CO₂ emissions

	최소 공급예비율 [%]	LOLE [hour/year]	CO ₂ 발생량 [Ton]	확률론적 발전비용 [kWon]	EIR [PU]
Case1	4.004	40.905	254,725,828.70	20,616,957,445	0.99393
Case2	4.003	40.5	253,541,097.30	20,395,724,822	0.99401
Case3	4.001	38.963	250,809,842.20	19,941,555,657	0.99439
Case4	4.001	36.739	249,667,250.80	19,672,450,257	0.99465

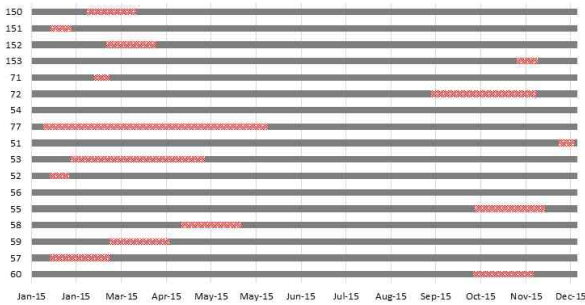


그림 15 Case1에서의 A사 발전기 예방정비계획 (목적함수: CO₂배출량 최소화)

Fig. 15 Case1: A company's generator maintenance scheduling (Minimize CO₂ emissions)

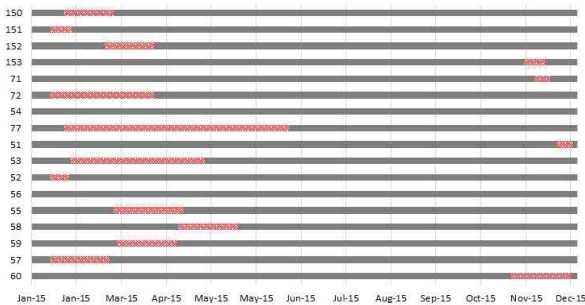


그림 16 Case4에서의 A사 발전기 예방정비계획 (목적함수: CO₂배출량 최소화)

Fig. 16 Case4: A company's generator maintenance scheduling (Minimize CO₂ emissions)

사례 연구 8.2.1~8.2.4를 살펴보면 목적함수에 상관없이 신재생 에너지 발전원의 투입에 따라 풍력 발전량만 고려할 때 약 2,000억 원, 태양광발전량만 고려할 때 약 8,000억 원, 이를 모두 고려할 때 약 1조원의 확률론적 발전량에서의 감소를 확인할 수 있었다. 따라서 본 사례에서는 신재생에너지 발전원의 투입에 따라 단위 전력(MW)당 약 2.1억 원~2.2억 원의 확률론적 발전비용의 절감을 확인할 수 있다.

8.3 시나리오별 사례 결과

본 연구에서는 최근 정책적으로 진행되고 있는 석탄화력발전기의 폐지 및 원자력 발전기의 공론화에 따른 신고리 5, 6호기의 건설유무를 상정하여 최소 공급예비율 최대화 목적함수로 5가지의 Case로 구별하여 사례연구를 진행하였다.

- Case1 : 풍력발전량 및 태양광발전량 고려 안함
- Case2 : 풍력발전량 고려, 태양광발전량 고려 안함
- Case3 : 풍력발전량 고려안함 및 태양광 발전량 고려
- Case4 : 풍력발전량 및 태양광발전량 고려
- Case5 : 표 1의 발전기 용량, 풍력발전량 및 태양광발전량 고려

8.3.1 석탄화력발전 10기 폐지시

CO₂ 및 미세먼지의 배출 제한에 따라 석탄화력발전 10기(3,345MW) 정지 시나리오를 고려한 발전기 예방정비계획을 수립해 보았다.

표 6 석탄화력 발전 폐지시

Table 6 Coal thermal power plant closed

	최소 공급예비율 [%]	LOLE [hour/year]	CO ₂ 발생량 [Ton]	확률론적 발전비용 [kWon]	EIR [PU]
Case1	7.789	23.642	245,317,752.00	22,192,439,950	0.9973
Case2	8.853	20.29	244,265,492.00	21,966,904,832	0.9978
Case3	8.833	15.939	241,671,835.00	21,422,128,021	0.9984
Case4	8.877	15.365	240,421,613.00	21,175,899,471	0.9984
Case5	14.291	2.459	251,539,493.60	19,625,736,700	0.99979

표 6에서 Case 4와 Case 5를 비교하면 화력발전 10기는 공급예비율에서 약 5.4%의 예비율 효과, 확률론적 발전 비용에서 1.5조원의 발전비용의 절감 효과, 신뢰도 측면(LOLE)에서 12.9 [hour/year]의 정전시간 기대치를 방지하는 효과를 확인하였다. 하지만, CO₂의 배출량에서는 1,100만톤의 CO₂를 추가로 배출하는 것으로 확인되었다.

8.3.2 원자력 발전 추가 건설시

신고리 원자력 5,6호기의 신규건설과 유사한 경우를 상정한 원자력 발전기 2기(1800MW×2)의 건설을 상정하고 발전기 예방정비계획을 수립해 보았다. 이때의 전체 전력계통의 상태는 표 7과 같다.

표 7에서 Case 4와 Case 5를 비교하면 원자력 발전 2기의 추가는 모의 발전 계통에서 약 3%의 공급예비율 효과, 1.4 [hour/year]의 LOLE감소에 따른 신뢰도증가 효과, 1,000만톤의 CO₂ 절감 효과, 1.9조원의 확률론적 발전비용 절감효과를 지니고 있다.

표 7 원자력 발전 추가

Table 7 Addition of nuclear power plant

	최소 공급 예비율 [%]	LOLE [hour/ year]	CO ₂ 발생량 [Ton]	확률론적 발전비용 [kWon]	EIR [PU]
Case1	16.188	2.49	246,141,078.00	18,722,643,147	0.9998
Case2	16.097	2.2	244,933,981.00	18,498,118,345	0.9998
Case3	17.293	1.198	242,259,580.00	17,962,589,348	0.9999
Case4	17.726	1.041	241,037,688.00	17,744,874,840	0.9999
Case5	14.291	2.459	251,539,493.60	19,625,736,700	0.99979

8. 결 론

본 논문에서 부하변동곡선(LVC)의 작성 단계에서 신재생에너지(태양광 발전, 풍력발전)의 발전량을 고려한 부하 삭감 방법을 통해 신재생에너지 발전원을 고려한 발전기 예방정비계획을 수립하는 방법을 제시하고 이를 정식화하였다.

화력발전원의 경우 확률론적 발전 시뮬레이션을 이용하였으며 양수 및 수력발전의 경우 부하지속곡선의 첨두부분을 해당하는 발전량만큼 삭감함으로써 운전모의 활용하여 발전기 예방정비계획을 수립하였다.

사례연구부분은 발전 비용만을 고려한 확률론적 발전비용 부분에서 목적함수에 상관없이 단위 전력당(MW) 약 2.1~2.2억 원의 발전비용 연료비 절감효과가 있었으며 시나리오별 사례 연구를 통해 석탄화력 발전의 경우 단위 전력당(MW) 약 4.6억 원, 원자력 발전의 단위 전력당(MW) 약 6.7억 원으로 나타났다. 또한 발전기 예방정비계획시 수립시 신재생에너지 발전원을 고려함으로써 환경성, 신뢰성, 경제성 전력계통지표에서 이익이 있음을 확인할 수 있으며, 또한 신재생에너지 발전원을 발전기 예방정비계획에 고려함에 따라 발전기 예방정비계획의 일정 변경 및 전체 계통의 변화등을 확인할 수 있었다. 차후 신재생에너지 발전원의 증대에 따라 이를 참조하여 발전기 예방정비계획을 수립할 수 있을 것으로 사료되며 이에 따른 환경성, 신뢰성, 경제성에 도움을 줄 수 있을 것으로 기대된다.

본 논문에서는 신재생에너지 발전원을 고려한 발전기 예방정비계획의 수립을 제안하였으며 차후 신재생에너지 발전원을 고려한 예방정비계획수립시 퍼지함수를 이용하여 분석할 것이다.

감사의 글

본 연구는 한국남동발전 현장기술평가 과제 및 2017년도 산업통상자원부 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다.(No.20174030201440)

부 록 : 유효부하지속곡선과 신뢰도 지수[16]

부하 확률밀도함수를 $F(\chi)=(F'(\chi))$ 라 하면 유효부하 확률분포함수는 $F_{NG}(\chi)$ 는 식과 같이 구할 수 있다.

$$\begin{aligned} \in (DNS)_{NG} &= \int_{-\infty}^{\infty} DNS \phi(DNS) dDNS \quad (부.1) \\ &= \int_0^{U_{NG}} DNS \phi(DNS) dDNS \\ &+ \int_{U_{NG}}^{L_p} DNS \phi(DNS) dDNS \end{aligned}$$

여기서, $\int_0^{U_{NG}} DNS \phi(DNS) dDNS = 0$ 이므로

$$\begin{aligned} \in (DNS)_{NG} &= \int_{U_{NG}}^{L_p} (x - U_{NG})\phi(x)dx \quad (부.2) \\ &= \int_{\Phi^*(x)}^{1.0} (x - U_{NG})d\Phi^*(x) \\ &= \int_{\Phi(U_{NG})}^0 (x - U_{NG})d\Phi(x) \\ &= \int_0^0 d[(U_{NG} - x)\Phi(x)] + \int_{U_{NG}}^{L_p} \Phi(x)dx \\ &= \int_{U_{NG}}^{L_p} \Phi(x)dx \end{aligned}$$

단, Φ^* : 누적부하분포함수 ($=1-\Phi(x)$)

References

- [1] Korea Power Exchange, "The 7th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand".
- [2] L.L. Garver, "Adjusting Maintenance Scheduling to Levelize Risk", IEEE PAS-91, Sep./Oct, pp.2057-2062, 1972.
- [3] H. H. Zürn, V. H. Quintana, "Generator Maintenance Scheduling via Successive Approximation Dynamic Programming", IEEE PAS-94, Mar/Apr pp. 665-671, 1975.
- [4] J. F. Dopazo and H. M. Merrill, "Optimal Generator Maintenance Scheduling using Integer Programming," IEEE PAS-94, Sep/Oct, pp. 1537-1545, 1975.
- [5] H.H.Zürn and V.H.Quintana, "Several Objective Criteria for Optimal Generator Preventive Maintenance Scheduling," IEEE PAS-96, May./Jun, pp. 984-992, 1977
- [6] H.Khatib, "Maintenance Scheduling of Generating Facilities," IEEE, PAS-98, Sep./Oct. pp.1604-1607, 1979
- [7] Zia Yamayee, K.Sidenblad and Miki Yoshimura, "A Computationally Efficient Optimal Maintenance Scheduling Method," IEEE PAS-102, Feb pp.330-338, 1983.

- [8] X. Wang, J.R. McDonald, 1994, "Modern Power System Planning," McGraw-Hill Book Company.
- [9] E.L. Silva, M. Morozowski etc, "Transmission Constrained Maintenance Scheduling of Generating Units: A Stochastic Programming Approach," IEEE Trans. on PS, Vol. 10, No. 2, pp. 695-701, 1995.
- [10] M.K.C. Marwali and S.M. Shahidepour, "Integrated Generation and Transmission Maintenance Scheduling with Network Constraints," IEEE Trans. on PS, Vol. 13, No. 3, pp. 1063-1068, 1998.
- [11] Song, K. Y., J. S. Choi, and Y. H. Kim. "A Study on the Probabilistic Production Costing Simulation using Fast Hartley Transform-with considering Hydro and Pumped-Storage Plants," Proceedings of the KIEE Conference. The Korean Institute of Electrical Engineers.
- [12] Donghoon Jeon, Jeongje Park, Taegon Oh, Kyeonghee Cho, Jaeseok Choi, Ungki Baek, "Assessment of the CO₂ Emission Considering the Generator Maintenance Scheduling," KIEE, Vol. 59, No. 9, pp. 1507-1513, 2010. (Korean)
- [13] Jeongje Park, Jaeseok Choi, Ungki Baek, Junmin Cha and Kwang Y. Lee, "Flexible Maintenance Scheduling of Generation System by Multi-Probabilistic Reliability Criterion in Korea Power System," KIEE, Journal of Electrical Engineering & Technology, Vol. 5, No. 1, pp. 8~15, March. 2010.
- [14] Taegon Oh, Ungki Baek, JaeSeok Choi, "Stabishment of Generator Maintenance Scheduling Considering Minimization of CO₂ Emissions," KIEE, Vol. 6, No. 4, pp. 705-710, 2011.(Korean)
- [15] Taegon Oh, Jaeseok Choi, Ungki Baek, "A Daily Scheduling of Generator Maintenance using Fuzzy Set Theory combined with Genetic Algorithm," KIEE, Vol. 60, No. 7, pp. 1314-1323, 2011.(Korean)
- [16] Yeonchan Lee, Ungjin Oh, Jaeseok Choi, Junmin Cha, Hongseok Choi, Donghun Jeon, "Conversion Function and Relationship of Loss of Load Expectation Indices on Two Kinds of Load Duration Curve," The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers, Vol. 66 No. 3, pp. 475-485, 2017.(Korean)

저 자 소 개



이 연 찬 (Yeonchan Lee)

1987년 1월 5일생. 2013년 경상대 전기공학과 졸업. 2015년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2015~동 대학원 전기공학과 박사과정.

Tel : 055-772-1715

E-mail : kkn914@gnu.ac.kr

ORCID ID : 0000-0002-4503-3696



오 용 진 (Ungjin Oh)

1985년 7월 6일생. 2013년 경상대 전기공학과 졸업. 2016년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2016~동 대학원 전기공학과 박사과정.

Tel : 055-772-1715

E-mail : vkdlskf@nate.com

ORCID ID : 0000-0001-9105-1791



최 재 석 (Jaeseok Choi)

1958년 4월 29일생. 1981년 고려대 전기공학과 졸업. 1990년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 1991년~현재 경상대 전기공학과 교수.

Tel : 055-772-1715, Fax : 055-772-1719

E-mail : jschoi@gnu.ac.kr

ORCID ID : 0000-0003-0867-6251



정 명 훈 (Myeonghoon Jung)

1977년 4월 29일생. 2004년 경상대 전기공학과 졸업. 2006년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2004~현재 한국남동발전 발전처 설비운영부 차장.

Tel : 070-8898-1526

E-mail : mhjeong@koenergy.kr