

Establishment of Generator Maintenance Scheduling Considering Minimization of CO₂ Emissions

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

Abstract - This paper proposes establishment of generator maintenance scheduling(GMS) considering minimization of CO₂ emissions. The objective function model to minimize CO₂ emissions is used in this paper. In this paper, and also, GMS is established due to freedom of GMS of generators owned by a designated generation company. The practicality and effectiveness of the proposed approach are demonstrated by simulation studies for a real size power system model in Korea in 2010.

Key Words : Minimization of CO₂ emissions, Objective function, Generator maintenance scheduling

1. 서 론

경제성장 및 소득수준의 향상에 따른 전력수요의 증가를 충족시키기 위해 전력산업은 높은 성장을 계속해 왔다. 이에 따라 전력산업에서의 CO₂배출은 우리나라 전체 CO₂배출량보다 훨씬 빠른 속도로 증가해 오고 있다. 이러한 상황에서 전력부문의 온실가스 배출량을 줄이기 위해서는 원자력, 수력, 풍력, 신재생에너지 발전 등 저탄소 배출형 발전설비의 점유율을 높여야 하나 이에선 여러 가지 제약이 따른다. 원자력발전의 경우는 입지확보의 어려움이 있고, 수력발전은 이미 개발이 거의 완료된 상태라 추가 건설에 한계가 있으며, 신재생에너지 발전은 아직은 대규모 상업 생산을 기대하기 어려운 실정이다. 또한 화석에너지 발전설비 가운데 온실가스 배출이 상대적으로 낮은 LNG발전은 다른 발전설비에 비해 발전원가가 높아 발전량 확대에 어려움이 따른다[1]. 이에 본 논문에서는 전력부문에서의 온실가스 저감을 위한 방안의 일환으로 CO₂배출을 최소화하는 방법을 사용한 발전기 보수유지계획의 수립을 제안한다.

발전기 보수유지계획은 일반적으로 예비율을 평준화 내지 극대화하는 것을 목적함수로써 삼는 방법을 주로 사용하지만 본 논문에서는 여기서 더 나아가 발전기 보수유지계획시 CO₂배출을 최소화하는 것을 목적함수로 삼았으며 또한 특정발전회사가 직접 지정한 발전기 보수유지계획의 제한을 받지 않는데 기인한 경우를 제시한다.

본 연구에서 제안한 방법을 우리나라 계통규모에 적용한 사례연구를 통하여 제안하는 방법의 유효성을 검증하였다.

2. 발전기 보수유지계획의 정식화

2.1 목적함수

2.1.1 최소한도 공급예비율(SRR)의 최대화

발전기 보수유지계획 시 안정적인 전력공급이 365일 동안 유지될 수 있도록 비축하고 있는 예비전력의 수준을 최대화하는 것을 목적함수로써 고려할 수 있다. 이를 정식화 하면 식(1)과 같다.

$$\text{Maximize } Z_1 = \text{minimum}(SRR_n) \quad [\%] \quad (1)$$

단, $SRR_n = (IC - MCAP_n - PD_n) \times 100 / PD_n$

IC : 발전기의 총 설비용량 [MW]

MCAP_n: n번째 시간대의 보수용량 [MW]

PD_n: n번째 시간대의 최대부하 [MW]

2.1.2 공급예비율 표준편차의 최소화

공급예비전력의 수준을 365일 동안 평준화하는 것을 식(2)와 같이 보수유지계획의 목적함수로 고려할 수 있다.

$$\text{Minimize } Z_2 = \text{SD of } SRR_n \quad [\%] \quad (2)$$

단, SD : 표준편차

2.1.3 최소한도 공급예비력(SRP)의 최대화

전력공급의 연속성을 확보할 수 있는 정도를 나타내는 공급예비력을 최대화하는 것을 목적함수로 고려할 수 있으며, 이를 정식화 하면 식(3)과 같다.

* 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 : 2010년 11월 19일

최종완료 : 2011년 2월 11일

$$\text{Maximize } Z_3 = \text{minimum}(SRP_n) \quad [\text{MW}] \quad (3)$$

단, $SRP_n = (IC - MCAP_n - PD_n)$

2.1.4 확률론적 발전비용의 최소화

확률론적인 발전비용을 최소화 하는 목적함수는 식(4)와 같이 정식화 된다. 이때 확률론적인 발전에너지 즉, 발전전력량(E_{in})은 식(5)처럼 정식화 된다.

$$\begin{aligned} \text{Minimize } F \{E_{in}, \Phi_i(u_{in})\} \\ = \sum_{n=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} \{A_i E_{in} + B_i T \Phi_i(u_{in})\} \quad [\text{원}] \end{aligned} \quad (4)$$

단, A_i : 발전비용함수의 1차 계수[원/MWh]

B_i : 발전비용함수의 상수[원/hour]

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

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

T : 각 시간대의 간격시간 [hours]

$$E_{in} = (1 - q_i) T \int_{u_{i-1}}^{u_i} \Phi_{i-1,n}(x) dx \quad [\text{MWh}] \quad (5)$$

단, i : 발전기의 투입순서

n : 발전기보수유지 시간대의 수

u_i : $C_1 + C_2 + \dots + C_i$ [MW]

C_i : i 번째 발전기의 용량

$u_0 = 0$

q_i : i 번째 발전기의 사고확률

2.1.5 LOLE의 최소화

확률론적 신뢰도지수인 LOLE를 최소화하는 것을 목적함수로 고려할 수 있다. 이를 정식화 하면 식(6)과 같다.

$$\text{Minimize } Z_5 = LOLE = \Phi_{NGn}(U_{NGn}) \quad [\text{pu}] \quad (6)$$

단, LOLE : 공급지장시간기대치

2.1.6 EIR의 최소화

발전기 보수유지계획 시 목적함수로써 EIR(Energy Index of Reliability)을 최소화 하는 것을 식 (7)과 같이 고려할 수 있다.

$$\text{Minimize } Z_6 = \text{EIR} \quad [\text{pu}] \quad (7)$$

단, $\text{EIR} = 1 - \text{EENS} / \text{ESD}$

EENS: 공급지장에너지 기대치 [MWh]

ESD: 수요에너지 기대치 [MWh]

2.1.7 CO₂배출의 최소화

각 발전기는 발전출력과 소모한 연료량사이에 상관성을 가지게 된다. 이들의 과거 실적데이터로부터 단위전력당 CO₂배출량 즉, CO₂배출계수(ξ_i)를 추정할 수 있다. 이와 같이 과거 실적으로부터 추정한 CO₂배출계수를 사용하여 발전기 보수유지계획 시 발전계통의 총 CO₂배출량을 식(8)과 같이 추정할 수 있다. 또한 임의의 발전회사의 CO₂배출량을 식(9)처럼 추정할 수 있다[12].

$$TCO_2 = \sum_{n=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} \xi_i E_{in} \quad [\text{Ton/year}] \quad (8)$$

단, ξ_i : i 번째 발전기의 CO₂ 배출 계수[Ton/MWh]

$$TCO_{2j} = \sum_{n=1}^{NT} \sum_{i \in B_j} \xi_i E_{in} \quad [\text{Ton/year}] \quad (9)$$

단, B_j : j 번째 발전회사의 발전기 집합

이와 같이 추정된 CO₂배출량을 발전기 보수유지계획 시 목적함수로써 식(10)과 같이 고려할 수 있다.

$$\text{Maximize } Z_7 = TCO_2 \quad [\text{Ton/year}] \quad (10)$$

단, TCO_2 : 총 CO₂ 배출량

2.2 제약조건

2.2.1 신뢰도지수 제약조건

각 시간대별 공급예비율(SRR_n)이 주어진 신뢰도기준 공급예비율(SRR_n^*)을 만족 하여야 한다. 이를 정식화하면 식 (11)과 같다.

$$SRR_n = (IC - MCAP_n - PD_n) / 100 / PD_n \geq SRR_n^* \quad (11)$$

단, SRR_n^* : n 시간대의 신뢰도 기준공급예비율[%]

2.2.2 시종단 경계조건

초기에는 보수한 발전기가 없어야하고 마지막 시간대까지는 모든 발전기가 보수를 완료해야 하므로 각 발전기의 보수상태를 나타내는 상태벡터 \mathbf{X} 의 시종단 경계조건은 다음과 같이 된다.

$$U_i(n) = \begin{cases} 0 & n < MS_i \text{ or } n > MF_i + MD_i \\ 1 & MS_i \leq n \leq MF_i + MD_i \end{cases} \quad (12)$$

단, $\mathbf{0}$: 영벡터

MD_i : i 번째 발전기의 보수기간

X : 발전기보수유지 상태변수
 N : 총 보수시간대의 수

2.2.3 보수가능기간의 경계조건

각 발전기는 보수 가능 시간대내에서 보수를 실시하여야 한다. 이 제약조건을 정식화 하면 식(13)과 같다.

$$U_i(n) = \begin{cases} 0 & n < MS_i \text{ or } n > MF_i + MD_i \\ 1 & MS_i \leq n \leq MF_i + MD_i \end{cases} \quad (13)$$

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

MS_i : i 번째 발전기의 최초보수가능 경우 중 보수시작시간대
 MF_i : i 번째 발전기의 최후보수가능 경우 중 보수시작시간대

2.2.4 동일 발전소내의 보수발전기의 대수 제약조건

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

$$\sum_{i \in P_k} U_i(n) \leq NMG_k \quad (14)$$

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

2.2.5 보수장비의 제약조건

동일 시간대에서 보수할 수 있는 발전기수는 식(15)처럼 정식화할 수 있는 보수장비의 수에 의하여도 제약을 받는다.

$$\sum_{i=1}^{MG} U_i(n) \cdot M_{kii} \leq MA_k(n) \quad (15)$$

단, k : 보수장비 종류번호 ($k=1,2,\dots,K$)
 l : i 번째 발전기에 대한 1번째 보수시간대 번호
 $MA_k(n)$: n 시간대동안 사용가능한 k 번째 보수장비량
 M_{kii} : i 번째 발전기가 l 번째 보수시간대에서 필요로 하는 k 번째 보수장비량

3. 수력과 양수발전기의 운전모형

3.1 수력발전기의 운전모형

수력발전기의 운전은 첨두부하삭감이라고 일컬어지는 n 번째 보수유지기간에서 부하지속곡선의 첨두부분면적을 해당

하는 발전량만큼 삭감함으로써 운전모의가 가능하다. 여기서, 수력발전기의 발전량은 수력발전기용량 및 발전량의 제약조건을 따라야 한다. n 번째 보수유지시간대에서 수력발전기의 발전량은 식(16)과 같이 n 번째 보수시간대에서 주어진 수력발전기의 용량과 설비이용률을 사용하여 계산할 수 있다.

$$HDENG_n = C_{HYDn} \times CF_{HYDn} \quad (16)$$

단, $HDENG_n$: 수력발전기의 발전량[MWh]
 C_{HYDn} : 수력발전기 용량 [MW]
 CF_{HYDn} : n 시간대의 수력발전기의 설비이용률

3.2 양수발전기의 운전모형

3.2.1 발전 운전모형(Generation mode)

수력발전과 유사하게 양수발전의 운전도 n 번째 보수유지기간에서 부하지속곡선의 첨두부분을 해당하는 발전량만큼 삭감함으로써 운전모의를 할 수 있다. 그리고 또한 양수발전기의 발전량은 양수발전기용량 및 발전량의 제약조건하에 있다. n 번째 보수유지시간대에서 양수발전기의 발전량은 식(17)과 같이 n 번째 보수시간대에서 주어진 양수발전기의 용량과 설비이용률을 사용하여 계산할 수 있다.

$$PGENG_n = C_{PGn} \times CF_{PGn} \quad (17)$$

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

3.2.2 양수 운전모형(Pumping mode)

양수발전기는 양수를 하기 위한 에너지(펌핑에너지)가 필요하다. n 번째 보수유지기간에서 펌핑에너지는 식(18)과 같이 앞서 계산한 양수발전기의 발전량 및 주어진 효율을 이용하여 계산할 수 있다. n 번째 보수유지기간에서의 양수의 운전은 해당시간대의 부하지속곡선의 기저부하를 해당하는 양수에너지만큼 증가시킴으로써 양수운전을 모의할 수 있다.

$$PPENG_n = PGENG_n / \eta_{PG} \quad (18)$$

단, $PPENG_n$: 펌핑에너지 [MWh]
 η_{PG} : 양수발전기의 효율 [pu]

그림 1은 본 연구에서 사용한 발전기 보수유지계획에서의 수력과 양수발전기의 운전을 보인 것이다.

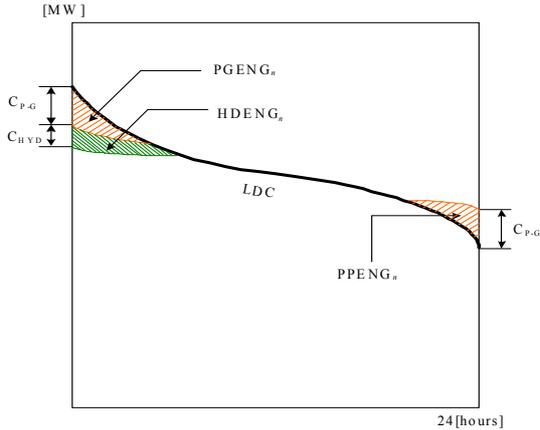


그림 1 수력과 양수발전기에 의해 수정된 부하지속곡선
 Fig. 1 A load duration curve modified by simulation model of hydro and pumped-storage generators

4. 사례연구

4.1 입력자료

본 사례연구에서는 2010년도 우리나라 발전계통 규모와 유사한 모델계통을 적용하였다. 그림2는 2009년도 시간별 최대 부하변동곡선의 유형이다. 2010년도 최대부하는 67,278MW로 예상되며 총 수요에너지는 445,743.057864GWh로 추정된다. 더불어 CO₂배출의 추정은 우리나라 발전계통의 발전기별 CO₂배출계수를 이용하였으며 참고로 이를 발전기유형에 따라 간략히 보이면 표 1과 같다.

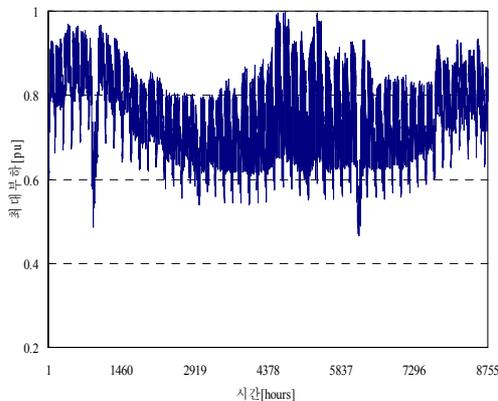


그림 2 2009년도 시간별 최대 부하변동곡선 유형
 Fig. 2 Yearly load curve pattern with hourly load peaks(2009)

표 1 입력 자료의 발전기 유형에 따른 CO₂배출계수(ξ_i)의 범위

Table 1 Range of ξ_i according to generator types in input data

	ξ_i 의 범위 [Ton/MWh]
원자력	0
석탄	0.80~1.05
LNG	0.59~0.76
석유	0.36~0.49

4.2 사례연구 결과

사례연구는 최소한도 공급예비율의 최대화를 목적함수로써 고려한 경우를 다른 사례연구의 기본이 되는 것으로 여겼으며 이와 같이 발전기 보수유지계획을 수립할 경우에 본 계통이 갖게 되는 공급예비율인 6.5[%]를 다른 세 가지 사례연구의 신뢰도기준 공급예비율(SRR_{it}*)로 적용하였다.

첫 번째 사례연구는 목적함수로써 확률론적인 발전비용을 최소화하는 방법을 고려한 경우이며, 두 번째 사례연구는 LOLE를 최소화 하는 방법을 고려한 경우, 그리고 세 번째 사례연구는 CO₂배출을 최소화하는 방법을 목적함수로 고려함으로써 이루어졌다. 그리고 각각의 경우로 발전기 보수유지계획을 수립하였을 때 결과지수인 확률론적인 발전비용과 LOLE, 그리고 CO₂ 배출량을 비교분석하여 보았다. 이를 표 2에서 보이고 있다.

표 2 목적함수에 따른 발전비용, LOLE, CO₂배출량
 Table 2 Probabilistic production cost, LOLE and CO₂ emissions according to objective functions

	확률론적 발전비용 [10 ⁹ won]	LOLE [hours/year]	CO ₂ 배출량 [Ton/year]
기본사례 공급예비율최대화(Z ₁)	14,245.67	105.301	208,296,904
사례 I 발전비용최소화(Z ₄)	14,225.22	98.001	208,299,132
사례 II LOLE최소화(Z ₅)	14,233.41	74.766	208,310,348
사례 III CO ₂ 배출최소화(Z ₇)	14,245.66	96.457	208,296,904

먼저 목적함수가 발전비용최소화인 사례I의 경우, 다른 두 사례에 있어서의 발전비용보다 최소화 되는 것을 확인할 수 있으며 다음으로 LOLE를 최소화하는 것을 목적함수로 삼은 사례II 또한 다른 두 사례의 LOLE보다 최소화 되는 것을 확인할 수 있다. 마지막으로 CO₂배출을 최소화한 사례 III에서도 다른 두 사례와 비교해보면 CO₂배출량이 최소화 되는 것을 확인할 수 있다. 각각의 목적함수를 모두 만족하는 것을 통해서 본 연구에 사용된 프로그램의 유효성을 검증할 수 있다.

그리고 전술한 세 가지 사례연구의 CO₂배출량과 이에 상응하는 CO₂배출비용을 각 발전회사별로 나타낼 수 있는데 이를 표 3, 4, 5에서 목적함수에 따라 각각 보이고 있다. 여기서 CO₂배출비용은 발전회사별로 추정된 총 CO₂배출량과 2009년 유럽연합 탄소거래시장(EU-ETS)의 CO₂배출 거래단가인 21\$를 적용하여 산정된 비용이다.

표 3 사례I의 경우 발전회사 별 CO₂ 배출량과 배출비용
Table 3 The results of CO₂ emissions and emissions cost
 In case of minimization of probabilistic production
 cost

	CO ₂ 배출량 [Ton/year]	CO ₂ 배출비용 [10 ³ Won]
A회사	34,820,682	835,696,366
B회사	43,765,856	1,050,380,540
C회사	14,003,900	336,093,609
D회사	39,180,084	940,322,015
E회사	38,464,499	923,147,979
F회사	38,064,111	913,538,663
G회사	0	0
합계	208,299,132	4,999,179,172

표 4 사례II의 경우 발전회사 별 CO₂ 배출량과 배출비용
Table 4 The results of CO₂ emissions and emissions cost
 In case of minimization of LOLE

	CO ₂ 배출량 [Ton/year]	CO ₂ 배출비용 [10 ³ Won]
A회사	34,870,552	836,893,254
B회사	43,784,896	1,050,837,515
C회사	14,001,674	336,040,164
D회사	39,174,577	940,189,853
E회사	38,471,010	923,304,244
F회사	38,007,639	912,183,333
G회사	0	0
합계	208,310,348	4,999,448,363

표 5 사례III의 경우 발전회사 별 CO₂ 배출량과 배출비용
Table 5 The results of CO₂ emissions and emissions cost
 In case of minimization of CO₂ emissions

	CO ₂ 배출량 [Ton/year]	CO ₂ 배출비용 [10 ³ Won]
A회사	34,835,712	836,057,097
B회사	43,806,538	1,051,356,918
C회사	13,999,616	335,990,789
D회사	39,193,852	940,652,440
E회사	38,492,295	923,815,071
F회사	37,968,891	911,253,393
G회사	0	0
합계	208,296,904	4,999,125,708

더불어 목적함수로 CO₂배출량을 최소화 했을 경우의 발전회사 별 CO₂배출량 및 CO₂배출비용을 다른 두 사례와 각각 비교하여 보았는데 목적함수로 CO₂배출을 최소화하는 방법을 사용하여 발전기 보수유지계획을 수립했을 경우 CO₂배출량과 배출비용이 어느 정도 감소되는지 여부를 표 6에 정리하여 나타내었다. 본 결과에 따르면 발전회사 별 차이는 발생하지만 총체적으로는 CO₂배출량이 감소된다는 것을 알 수 있으며, 이로 인해 CO₂배출비용 또한 감소됨으로써 선발개도국인 우리나라가 앞으로 탄소 의무감축을 이행하게 된다면 배출권거래 시 유리한 이점으로 작용될 수 있는 하나의 대응방안으로 기대할 수 있다.

표 6 사례I, II와 비교했을 경우 사례III의 CO₂배출량 및 CO₂배출비용 감소량

Table 6 Reductions of CO₂ emissions and CO₂ emissions cost when the case of minimization of CO₂ emissions is compared with other cases

	CO ₂ 배출감소량 [Ton/year]		CO ₂ 배출비용감소량 [10 ³ Won]	
	사례I과 비교	사례II와 비교	사례I과 비교	사례II와 비교
A	-15,030*	49,870	-360,731*	836,157
B	-40,682*	19,040	-976,378*	-519,403*
C	4,284	-2,226*	102,820	49,375
D	-13,768*	-5,507*	-330,425*	-462,587*
E	-27,796*	6,511	-667,092*	-510,827*
F	95,220	-56,472*	2,285,270	929,940
G	0	0	0	0
합계	2,228	11,216	53,464	322,655

(*참고 : -는 증가량을 의미함)

그림 3은 목적함수로 CO₂배출량을 최소화 한 방법을 사용하여 발전기 보수유지계획을 수립한 경우의 7개 발전회사 별 CO₂배출량을 백분율로 나타내어 보여주고 있다.

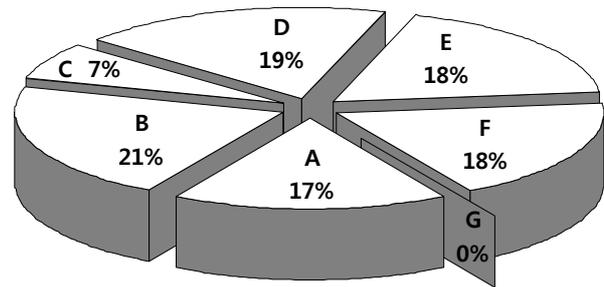


그림 3 사례III경우의 발전회사 별 CO₂배출량 백분율
Fig. 3 The CO₂ emissions[%] of generation companies in case of minimization of CO₂ emissions

5. 결 론

본 논문은 전력부문에서의 CO₂배출을 감소하기 위한 하나의 방안으로 발전기 보수유지계획을 수립함에 있어 CO₂배출을 최소화하는 방법을 제시하고 있다. 이는 저탄소를 위한 녹색성장의 작은 실현으로 기대할 수 있으며, 발전기 보수유지계획 시 CO₂배출제약을 감안함으로써 보다 융통성 있는 발전기보수유지계획을 수립할 수 있을 것으로 사료되며 더불어 장기전원계획 수립 시에는 탄소비용을 반영하여 저탄소 배출형 전원계획을 수립하는 하나의 방안으로 기대되어 진다. 그리고 교토메카니즘(Kyoto Mechanism)의 도입을 통해 온실가스 감축의무를 추구하고 있는 교토의정서 이행에 대비하여 앞으로 우리나라가 온실가스 감축의무를 지게 된다면 온실가스 배출저감을 위한 효율적 에너지 소비, 저탄소화 등의 필연적인 노력에 조금이나마 부합할 수 있을 것으로 사료된다.

감사의 글

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

참 고 문 헌

[1] 이은명, 이기훈, “배출권 거래제를 활용한 전력산업의 온실가스 저감방안”, 에너지경제연구원 민간출연연구보고서, pp. 94-108, 1999.

[2] 유엔환경계획한국위원회, “교토의정서”, 유넵프레스, 2002.

[3] Hisham Khatib, “Economic Evaluation of Projects in the Electricity Supply Industry”, IEEE Power & Energy Series 44., MPG Books Limited, Bodmin, Cornwall, 2003.

[4] X. Wang, J.R. McDonald, “Modern Power System Planning”, McGraw-Hill Book Company, 1994.

[5] 이봉용, 심건보, 1992, “한계보수비용법 및 위험지수 평준화법에 의한 최적 전원보수계획의 비교”, KIEE, Vol.41, No.1, pp.9-17.

[6] 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.

[7] M.K.C. Marwali and S.M. Shahidehpour, “Integrated Generation and Transmission Maintenance Scheduling with Network Constraints”, IEEE Trans. on PS, Vol.13, No.3, pp.1063-1068, 1998.

[8] 최재석, 송길영, 1985, “발전기 보수유지 계획에 관한 연구”, 대한전기학회 1985년도 하계학술회의논문집, pp.148-151, 1985년 7월.

[9] 최재석, 도대호, “퍼지 정수계획법을 이용한 발전기보수유지계획수립 수법의 개발”, 한국퍼지 및 지능시스템학회 논문지, Vol. 7, No. 5, pp.77-85, 1997.

[10] 한국전력공사, “제4차 전력수급기본계획”.

[11] 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.

[12] 전동훈, 박정제, 오태곤, 조경희, 최재석, 백웅기, “발전기보수유지계획을 고려한 CO2배출량의 추정”, Vol.59, No.9, pp.1509-13.

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 : lglohl@naver.com



최 재 석 (崔 在 錫)

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



백 응 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