

# 송전계통을 고려한 계통운영자의 발전기 예방정비계획 알고리즘에 관한 연구

論 文

54A-7-5

## An Algorithm for Generator Maintenance Scheduling Considering Transmission System

韓錫萬\* · 申英均\*\* · 金發鎬†

(Seok-Man Han · Young-Gyun Shin · Balho H. Kim)

**Abstract** - In competitive electricity markets, the System Operator (SO) coordinates the overall maintenance schedules when the collective maintenance schedule reported to SO by Gencos not satisfy the specified operating criteria, such as system reliability or supply adequacy. This paper presented a method that divides generator maintenance scheduling of the SO into a master-problem and a sub-problem. Master-problem is schedule coordination and sub-problem is DC-optimal power flow. If sub-problem is infeasible, we use the algorithm of modifying operating criteria of master-problem. And, the SO should use the open information only, because the information such as cost function of a generator and bidding price is highly crucial for the strategies of profit maximization.

**Key Words** : Generator Maintenance Scheduling, Master & Sub-Problem, System Operator, Coordination Algorithm

### 1. 서 론

과거 수직통합체제에서의 단일전력회사는 모든 설비를 소유하고 운영하였기 때문에 계통의 모든 정보(발전기 비용함수, 계통운영상황 등)를 이용할 수 있었다. 단일전력회사는 안정적인 전력수급의 책임을 가지고 있었고 공기업 형태로 운영되었기 때문에 계통 정보를 바탕으로 비용최소화, 신뢰도 최대화, 신뢰도 평활화 등의 목적함수를 사용할 수 있었다[1-3].

전력산업 구조개편으로 인하여 단일전력회사는 시장참여자인 발전/송전/배전사업자와 안정적 전력수급의 책임이 있는 계통운영자로 분리되었다. 경쟁적 전력시장에서 발전사업자는 수직통합체제의 단일전력회사와는 달리 안정적인 전력수급의 책임을 더 이상 갖지 않는다. 다만 발전사업자는 자신들의 이익 극대화에 관심이 있으며 그에 따라 입찰전략, 예방정비계획, 전원개발계획 등을 수립한다. 전력계통의 신뢰도와 안전도에 관한 책임은 계통을 운영하는 계통운영자의 몫이다. 하지만 계통운영자는 계통신뢰도와 안전도를 유지하기 위해 시장원리를 저해하지 않는 범위 내에서 어느 정도의 강제력을 가져야 할 것으로 판단된다.

기존의 발전기 예방정비계획은 송전계통을 고려하지 않고 전체 계통의 신뢰도 기준만을 만족시키도록 계획을 수립하였다. 하지만 전력계통은 발전설비와 송전설비가 유기적으

로 연결된 시스템으로 전체 계통의 신뢰도 기준을 만족시키는 해라도 실제 운영될 수 없는 경우가 발생한다. 즉, 발전기 예방정비계획에도 송전계통을 고려해야만 실제 급전운영될 수 있는 해를 얻을 수 있다[4].

경쟁시장에서 계통운영자가 이용할 수 있는 정보는 대단히 제한적이다. 발전사업자의 비용함수, 입찰가격 등과 같은 정보는 이익극대화를 위한 전략에 쓰이는 매우 중요한 정보이므로 계통운영자는 공개된 정보만을 이용해야한다[5].

본 논문에서는 경쟁적 전력시장에서 계통운영자가 발전사업자들이 수립한 예방정비계획과 공개된 정보만을 이용하여 전체 계통신뢰도를 만족시킬 뿐만 아니라 송전계통도 고려하는 발전기 예방정비계획 수립 방법에 대해 논하고자 한다.

### 2. 발전기 예방정비계획 알고리즘

본 논문에서는 계통운영자의 발전기 예방정비계획 문제를 주-문제(master problem)와 부-문제(sub problem)로 분리하는 알고리즘을 제안하였다. 주-문제는 발전사업자의 예방정비계획을 신뢰도 기준에 맞도록 조정하는 스케줄조정 문제이며, 부-문제는 송전계통을 고려하기 위한 최적조류계산 문제이다. 본 알고리즘은 주-문제와 부-문제를 반복적으로 계산하여 모든 제약조건을 만족시키는 알고리즘이다.

원자력발전기는 정기적으로 원전연료 교체와 설비 안전점검 등을 실시하기 때문에 예방정비 일정을 임의로 조정하는 것이 불가능하다. 또한 수력발전기는 홍수조절과 용수공급의 목적 등으로 장마철에는 예방정비를 실시하지 않는다. 따라서, 이러한 발전기들을 별도로 다루는 처리과정이 필요하며 본 알고리즘에서는 원자력 및 수력발전기의 결정변수를 미리 고정시키는 방법을 사용하였다.

\* 교신저자, 正會員:弘益大 電氣情報制御工學科 副教授·工博  
E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr

\* 正會員 : 弘益大學 電氣情報制御工學科 博士課程

\*\* 正會員 : 韓國電力公私 全州電力管理處

接受日字 : 2005年 2月 18日

最終完了 : 2005年 4月 27日

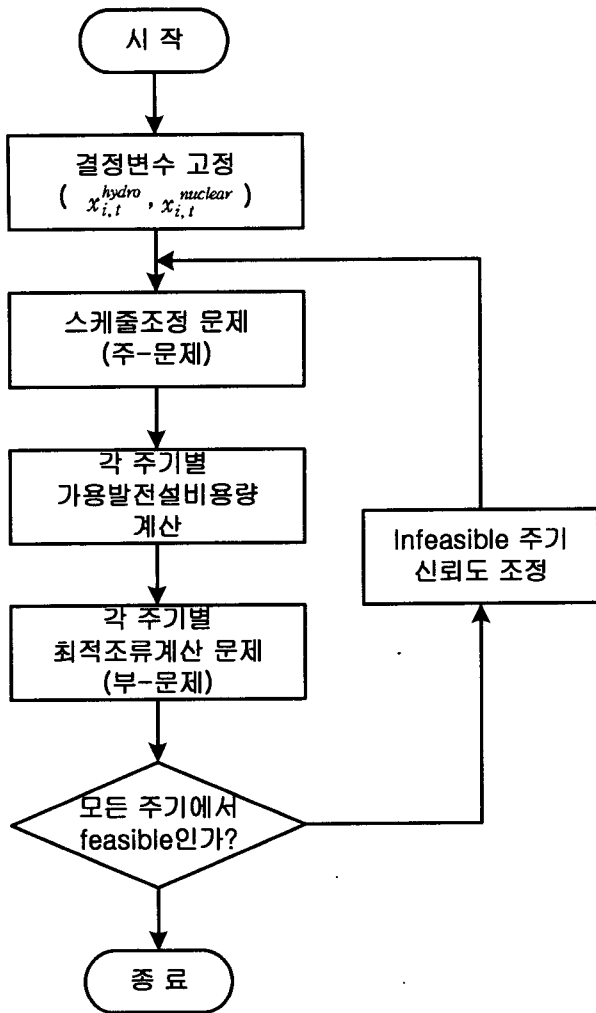


그림 1 발전기 예방정비계획 알고리즘  
 Fig. 1 Algorithm of generator maintenance scheduling

주-문제는 이진정수계획법으로 정식화되는 최적화모형으로 발전사업자의 수입감소 최소화를 목적함수로 사용한다. 제약조건으로는 각 주기별 신뢰도 기준과 발전기 보수연속기간을 가지고 있다. 각 주기별 신뢰도 기준은 부-문제가 비가능해(infeasible solution)이면 업데이트된다. 주-문제의 스케줄조정 결과로부터 발전기의 가용발전설비용량을 계산하여 부-문제로 넘겨준다.

부-문제는 선형계획법으로 정식화되는 최적조류계산 문제이다. 부-문제는 조정된 발전기 예방정비계획으로 급전운영될 수 있는지를 판단한다. 부-문제의 목적함수는 비용최소화를 사용한다. 각 발전기의 비용함수는 공개되는 정보가 아니므로 본 논문에서는 발전원별 단가를 이용하였다.

2.1 주-문제 : 스케줄조정 문제

$$\text{MINIMIZE}_{x_{i,t}} \sum_{i=1}^{N_G} Cap_i \cdot \left( \sum_{t=1}^{N_P} P_t \cdot x_{i,t} - \sum_{t=1}^{N_P} P_t \cdot Sch_{i,t} \right) \tag{식1}$$

subject to

$$\sum_{i=1}^{N_G} Cap_i - \sum_{i=1}^{N_G} (Cap_i \cdot x_{i,t}) - \sum_{j=1}^{N_L} Dem_{j,t} \geq Res_t, \forall t \tag{식2}$$

$$\sum_{t=1}^{N_P} x_{i,t} = M_i, \forall i \tag{식3}$$

$$\sum_{k=1}^{N_P - M_i + 1} (\prod_{t=k}^{M_i+k-1} x_{i,t}) = 1, \forall i, k \text{는 정수} \tag{식4}$$

$$x_{i,t}^{hydro} = 0, t = \text{장마기간} \tag{식5}$$

$$x_{i,t}^{nuclear} = 1, t = \text{안전점검시기} \tag{식6}$$

$$x_{i,t} = \text{binary variable (0 or 1)}$$

여기서,

$i$  : 발전기 index ( $i=1, 2, \dots, N_G$ )

$j$  : 부하 index ( $j=1, 2, \dots, N_L$ )

$t$  : 보수 시기(월) index ( $t=1, 2, \dots, N_P$ )

$N_G$  : 총 발전기 대수

$N_P$  : 총 보수 주기(1년=12개월)

$N_L$  : 총 부하의 수

$x_{i,t}$  : 계통운영자가 수립한 예방정비계획  
 i번째 발전기가 t번째 보수 시기에 예방정비 실시( $x_{i,t}=1$ ), 가동( $x_{i,t}=0$ )

$Sch_{i,t}$  : 발전사업자가 제출한 예방정비계획  
 i번째 발전기가 t번째 보수 시기에 예방정비 실시( $Sch_{i,t}=1$ ), 가동( $Sch_{i,t}=0$ )

$P_t$  : t번째 보수 시기의 예측된 시장가격

$Cap_i$  : i번째 발전기의 용량

$Dem_{j,t}$  : t번째 보수 시기의 부하 j의 예측된 수요

$Res_t$  : t번째 보수 시기의 필요예비력(신뢰도 기준)

$M_i$  : i번째 발전기의 보수 기간 ( $M_i = \sum_{t=1}^{N_P} Sch_{i,t}$ )

$x_{i,t}^{hydro}$  : 수력발전기의 결정변수

$x_{i,t}^{nuclear}$  : 원자력발전기의 결정변수

$$\prod_{k=a}^b x_k = x_a \cdot x_{a+1} \cdot x_{a+2} \cdot \dots \cdot x_{b-1} \cdot x_b$$

(식1)의 목적함수는 계통운영자의 예방정비계획 조정으로 인한 발전사업자의 예상 수입감소분을 최소화하는 것이다. 발전사업자의 수입은 (판매전력량)×(시장가격)×(운전기간)이고, 예방정비를 실시함으로써 (판매전력량)×(시장가격)×(예방정비기간) 만큼의 수입이 감소되는 것으로 정의하였다.

(식2)의 제약조건은 계통신뢰도를 나타낸다. 본 논문에서는 여러 가지 계통신뢰도 중 예비력만을 고려하였다. 첫 번째 항은 총설비용량을, 두 번째 항은 예방정비계획 물량을 나타내며, 세 번째 항은 수요를 나타낸다. 우변상수인 신뢰도 기준은 부-문제의 수렴여부에 따라 결정된다. 부-문제가

비가능해이면 제약조건을 더욱 강화시켜 해당주기의 가용발전설비용량을 증가시킨다.

(식3)의 제약조건은 발전기들의 보수 기간을 나타낸다.

(식4)의 제약조건은 발전기들의 보수 연속 기간을 나타낸다. (식3)으로는 예방정비가 여러 주기에 걸쳐 계획되었다는 것을 고려하지 못하므로 발전기들의 예방정비가 연속이 아닌 해도 발생할 수 있다. 따라서, 보수 연속 기간을 고려하기 위해서는 (식4)가 필요하다.

(식5)와 (식6)은 각각 수력발전기와 원자력발전기의 고정된 결정변수를 의미한다.

2.2 부-문제 : 최적조류계산 문제

$$\text{MINIMIZE}_{g_i} \sum_{i=1}^{N_G} C_i \cdot g_i \quad (\text{식7})$$

subject to

$$\sum_{n \in I} \frac{\theta_m - \theta_n}{X_{m,n}} + L_m - g_m = 0, \quad \forall m \quad (\text{식8})$$

$$\frac{\theta_m - \theta_n}{X_{m,n}} \leq LC_{mn}, \quad \forall m, \forall n \in I \quad (\text{식9})$$

$$0 \leq g_i \leq Cap_i \cdot (1 - x_{i,p}), \quad \forall i \quad (\text{식10})$$

여기서,

$n, m$  : 모선 index

$\theta$  : 모선의 위상각

$L_m$  : m번째 모선의 부하

$I$  : m번째 모선에 연결된 모선의 집합

$X_{m,n}$  : m모선과 n모선 사이의 선로 리액턴스

$C_i$  : i번째 발전기의 발전단가

$g_i$  : i번째 발전기의 발전량

$LC_{mn}$  : m모선과 n모선 사이의 선로 용량

3. 사례연구

본 연구는 최적화 상용프로그램인 GAMS를 사용하여 예방정비계획 알고리즘을 구현하였으며, 문제의 간략화를 위해 다음과 같이 가정하였다.

- 예측된 부하 자료, 시장가격은 발전사업자, 계통운용자 모두에게 공개되어 있다.
- 총 보수주기는 1년(12개월)이며 예방정비는 월단위로 실시한다.
- 각 발전사업자는 1대의 발전기를 가지고 있으며 계통의 총 발전기는 10대이다.
- 각 주기에서의 판매전력량은 발전기 최대 용량과 동일하다.
- 각 선로의 리액턴스는 모두 동일하며, 선로용량은 250MW이다.
- 주-문제의 초기 필요예비력은 총부하의 10%이며, 부-문제가 infeasible일 경우 해당 주기의 필요예비력은 50MW씩 증가한다.

그림 2는 사례연구에 사용한 9모선 계통이며, 표 1은 계통 데이터이다.

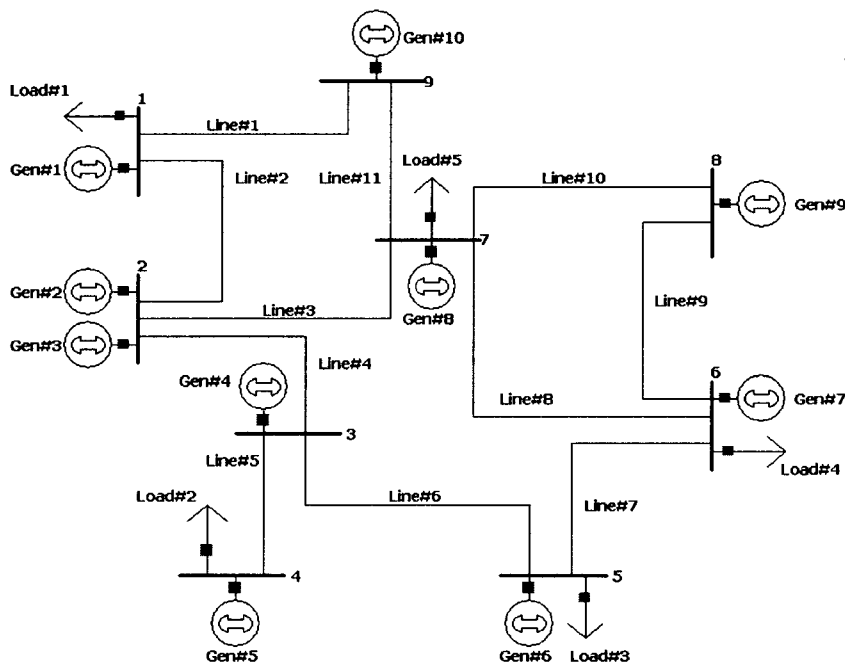


그림 2 사례연구 계통  
Fig. 2 Case study system

표 1 사례연구 계통 데이터  
Table 1 Case study system data

선로명	From	To	Reactance (P.U.)	Capacity (MW)
Line#1	Bus#1	Bus#9	1.0	250
Line#2	Bus#1	Bus#2	1.0	250
Line#3	Bus#2	Bus#7	1.0	250
Line#4	Bus#2	Bus#3	1.0	250
Line#5	Bus#3	Bus#4	1.0	250
Line#6	Bus#3	Bus#5	1.0	250
Line#7	Bus#5	Bus#6	1.0	250
Line#8	Bus#6	Bus#7	1.0	250
Line#9	Bus#6	BU#8	1.0	250
Line#10	Bus#7	BU#8	1.0	250
Line#11	Bus#7	Bus#9	1.0	250

표 2 각 월별 부하자료와 시장가격  
Table 2 Loads data & market price of each period

구분	보수 시기(월)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Load#1	400	420	440	460	480	500	540	550	450	430	410	390
Load#2	300	300	320	370	410	450	430	400	380	340	320	300
Load#3	450	460	440	420	360	370	400	350	390	430	450	470
Load#4	300	350	400	410	390	200	350	380	400	410	390	350
Load#5	380	370	390	400	420	430	450	430	370	390	420	400
총부하 (MW)	1,830	1,900	1,990	2,060	2,060	1,950	2,170	2,110	1,990	2,000	1,990	1,910
시장가격 (원/MW)	52	51	50	52	53	54	55	53	53	50	52	52

표 3 발전사업자들이 제출한 예방정비계획

Table 3 Generators data submitted by each Genco

발전기명	용량 (MW)	단가 (원/MW)	보수 시기(월)											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Gen#1	480	55	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#2	330	45	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#3	320	65	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#4	430	70	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#5	440	35	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#6	570	50	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#7	820	65	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
Gen#8	150	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Gen#9	840	35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Gen#10	150	10	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

표 4 주-문제만을 실행한 결과

Table 4 Result of only master-problem

발전기명	Capacity (MW)	보수 시기(월)												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Gen#1	480	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#2	330	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#3	320	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#4	430	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
Gen#5	440	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#6	570	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#7	820	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Gen#8	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Gen#9	840	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Gen#10	150	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

표 5 송전계통을 고려한 발전기 예방정비계획

Table 5 Generator maintenance schedule considering transmission system

발전기명	Capacity (MW)	보수 시기(월)												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Gen#1	480	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#2	330	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#3	320	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#4	430	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0
Gen#5	440	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen#6	570	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Gen#7	820	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Gen#8	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Gen#9	840	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
Gen#10	150	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

표 2는 각 월별 부하자료와 시장가격이며, 표 3은 발전사업자들이 제출한 예방정비계획이다.

표 3에서 Gen#7, 9는 원자력발전기이고, Gen#8, 10은 수력발전기이다. 여기서, 원자력발전기의 예방정비시기는 조절할 수 없으며, 수력발전기는 6, 7, 8월이 장마기간이기 때문에 예방정비를 실시할 수 없다. 따라서, 이 4대의 발전기에 대해서는 결정변수가 고정된다. 또한, 발전사업자들이 제출한 계획대로라면 3월에 예비력 부족 또는 전력 수급의 불균형을 초래한다. 따라서, 3월에 예방정비 계획된 발전기들의 계획안 변동이 필요한 상황이다. 또한 Gen#3, 4, 5는 두 개월에 걸쳐 예방정비를 실시한다.

표 4는 주-문제를 실행한 결과이다. Gen#4의 예방정비 시기만을 조정하여 모든 주기의 신뢰도 기준을 만족시켰다. 하지만, 신뢰도 기준을 만족시킨 해라 하더라도 3월의 결과로는 급전 운영될 수 없다. 이는, 송전계통을 무시하였기 때문이며, 최적조류계산 결과 또한 infeasible하다. 따라서, 급전 운영이 가능한 해를 얻기 위해서는 송전계통을 고려해야만 한다.

표 5는 송전계통을 고려하여 알고리즘을 수행한 최종 결과이다. 원자력발전기의 예방정비 시기는 조정되지 않았으며, 수력발전기의 예방정비 시기도 장마기간과 겹치지 않는다. 또한, 모든 주기에 대해 신뢰도 기준을 만족시키며, 각 주기의 DC-최적조류계산은 feasible하다.

#### 4. 결 론

본 논문에서는 경쟁적 전력시장에서 계통운영자의 발전기 예방정비계획을 주-문제와 부-문제로 분리하는 방법을 제안하였다. 계통운영자의 계획조정으로 인한 발전사업자의 경제적 손실을 최소화시키는 스케줄 조정을 목적으로 하는 문제와 예방정비를 실시하지 않는 발전설비로 계통이 운영될 수 있는 지를 평가하는 문제로 정식화하였다. 또한 경쟁시장에서는 비용과 같은 재무정보가 충분치 않기 때문에 충분히 공개된 정보만을 이용하여 우리나라 양방향 입찰시장에 적용 가능하리라 판단된다.

본 논문에서는 부-문제가 infeasible일 경우 주-문제의 신뢰도 기준을 강화시켜 더 많은 발전설비를 확보하도록 유도하였다. 이 경우, 송전계통의 영향을 완전하게 반영하지 못하는 단점을 가지고 있다. 따라서 주-문제의 신뢰도 기준에 송전계통을 보다 적절히 반영하는 방안과 이에 필요한 지역별 신뢰도 지수 개발에 대한 추가 연구가 있어야 할 것이다.

#### 감사의 글

본 연구는 산업자원부의 지원에 의하여 기초전력연구원(02-전-01) 주관으로 수행된 과제임.

#### 참 고 문 헌

[1] M. Shahidehpour & M. Marwali, "Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems", Kluwer

Academic Publishers, 2000.

[2] Yaoyu Wang & Edmund Handschin, "Unit Maintenance Scheduling in Open System Using Genetic Algorithm", Transmission and Distribution Conference, IEEE, Vol 1, pp.334-339, 1999.  
 [3] D. Chattopadhyay, "A practical maintenance scheduling program : mathematical model and case study", Trans. IEEE, Vol 13, pp. 1475-1480, 1998  
 [4] E. L. da Silva, M. Th. Schilling & M. C. Rafael "Generation Maintenance Scheduling Considering Transmission Constraints", Trans. IEEE, Vol 15, pp.838-843, 2000.  
 [5] 한석만, 신영균, 정구형, 김강원, 김발호, "경쟁적 전력 시장에서 계통운영자의 발전기 예방정비계획에 관한 연구", 대한전기학회 논문지, Vol 53A, 8월호, 2004.

### 저 자 소 개



#### 한 석 만 (韓錫萬)

1976년 12월 5일생. 2002년 홍익대 전자전기공학부 졸업. 2004년 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정

Tel : 02-338-1621 Fax : 02-320-1110

E-mail : hseokman@gmail.com



#### 신 영 균 (申英均)

1974년 5월 31일생. 1999년 홍익대 전자전기제어공학과 졸업. 동 대학원 전기정보제어공학과 졸업(석사). 현재 한국전력공사 전주전력관리처 근무

Tel : 063-620-3311

E-mail : alijin@kepcoco.kr



#### 김 발 호 (金發鎬)

1962년 7월 12일생. 1984년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1984~1990년 한국전력공사 기술연구본부 전력경제연구실 근무. 1992년 Univ. of Texas at Austin 전기공학과 졸업(석사). 1996년 동 대학원 졸업(공학). 1999년~현재 홍익대학교 전기정보제어공학과 부교수

Tel : 02-320-1462 Fax : 02-320-1110

E-mail : bhkim@wow.hongik.ac.kr