ISSN 1975-8359(Print) / ISSN 2287-4364(Online)
The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers Vol. 62, No. 11, pp. 1511~1519, 2013
http://dx.doi.org/10.5370/KIEE.2013.62.11.1511

분산전원을 포함한 배전계통에서 설치비용과 유지보수 비용을 고려한 병렬 캐패시터-리액터 Bank의 최적 설치 위치 선정

Optimal Allocation of Shunt Capacitor-Reactor Bank in Distribution System with Dispersed Generators Considering Installation and Maintenance Cost

허 재 행* · 류 재 근* · 이 우 리** · 박 종 영*** · 박 종 근†
(Jae-Haeng Heo · Jae-Kun Lyu · Woo-Ri Lee · Jong-Young Park · Jong-Keun Park)

Abstract - This paper proposes the allocation method for capacitor-reactor banks in a distribution system with dispersed generators to reduce the installation costs, the maintenance costs and minimize the loss of electrical energy. The expected lifetime and maintenance period of devices with moving parts depends on the total number of operations, which affects the replacement and maintenance period for aging equipment under a limited budget. In this paper, the expected device lifetimes and the maintenance period are included in the formulation, and the optimal operation status of the devices is determined using a genetic algorithm. The optimal numbers and locations for capacitor-reactor banks are determined based on the optimal operation status. Simulation results in a 69-bus distribution system with the dispersed generator show that the proposed technique performs better than conventional methods.

Key Words : Shunt capacitor-reactor bank, Dispersed generator, Distribution system, Installation cost, Maintenance cost

1. 서 론

화석연료 고갈, 환경 문제로 인해 기존의 대규모 집중형 전원과 달리 소규모로 전력소비지역 근방의 배전계통에 분산 전원(Distributed generators: DG)이 최근에 많이 도입되고 있는 추세이다[1]. 분산전원의 장점으로는 송전선 추가 건설 방지, 전력소비지역 부근에 설치됨으로 인한 송배전 손실 감소, 전원의 분산으로 인한 신뢰도 증가, 신재생에너지 사용으로 인한 탄소 배출 및 환경오염 감소 등이 있다. 분산전원의 도입이 배전계통에 초래할 수 있는 문제로는 고조파, 보호협조, 단독운전 방지, 역률, 상불평형 등을 들 수 있지만, 특히 중요한 문제가 분산전원 연계모선 인근에서의 역조류(Reverse Power Flow)에 의한 전압상승 및 변동 문제이며 아직 이에 대한 뚜렷한 해결책은 마련하지 못하고 있다. 기존 배전계통은 변전소에서 feeder의 말단 부하에 이르기까지의 전력조류가 한 방향으로만 흐르는 방사형(radial) 시스템이며 전압제어는 비교적 쉽게 수행할 수 있었다. 하지만, 분산전원으로 인해 발생하는 역조류는 연계 모선 부근의 전압을 상승시켜 배전계통 전체의 부하·임피던스에 따라서 전압유지 기준 상한치를 탈피하게 할 가능성을 가지고 있다[2]. 분산전원을 포함하지 않는 기존의 배전계통은 R/X 비가 송전계통에 비해 높으며 전력이 한 방향으로만 흐르는 방사형 시스템이기 때문에 부하 말단에서의 저전압 문제가 주된 관심 대상이었다. 이러한 전압문제의 해결을 위하여 ULTC(Under Load Tap Changer), SC(Shunt Capacitor), SVR(Step Voltage Regulator), SVC(Static Var Compensator) 와 같은 전압 제어 기기들에 대한 배전계통에서의 최적 계획 및 운영에 관한 다양한 연구가 진행되어 왔다[3-5]. 하지만 분산전원의 출력으로 인한 역조류와 인근 모선의 전압상승 문제를 해결하기 위해서는 분산전원을 고려한 전압 제어 기기의 운영과 계획에 대한 새로운 해결책이 마련되어야 한다[6-13].

문헌 [6]-[8]은 분산전원으로 인한 전압문제를 운영차원에서 해결하기 위하여 분산전원 및 전압제어기기의 협조 제어 방안을 제안하였다. 문헌 [6]에서는 ULTC와 SC로 전압이 제어되고 있는 배전계통에 분산전원이 연계된 경우, 전압제어를 위한 새로운 운영방안을 제시하였다. 분산전원의 무효전력 공급 또는 흡수를 통해 연계지점(Point of Common Coupling: PCC)의 전압을 제어할 수 있음에 착안하여, ULTC 및 SC의 스위칭 동작 횟수를 감소시키기 위한 분산전원과 전압제어 기기들 간의 협조제어 방안을 제안하였다. 문헌 [7]은 분산전원을 포함한 배전계통에서 전압제어를 위한 ULTC, SVR, SC, SVC의 협조제어 방안을 제시하였다. 전압변동과 전력손실의 최소화를 목적으로 하였고 유전알고리즘(genetic algorithm: GA)을 통한 효과적인 최적해 도출 방법을 제안하였다. 문헌 [8]은 태양광발전을 포함한 배전계통의 전압을 제어하기 위한 ULTC와 SVR의 중앙제어 및 STATCOM(Static Synchronous Compensator)의 협조제어 방안을 제안하였다. 운영단계에서의 전압제어 기기들의 협조제어를 통한 전압 안정화 연구뿐만 아니라, 계획단계에서

* Wind energy Grid-Adaptive Technology Research Center, Chonbuk National University, Korea
** Posco Energy
*** LS Industrial Systems
† Corresponding Author : Dept. of Electrical and Computer Engineering, Seoul National University, Korea
E-mail : kiee@kiee.or.kr
Received : June 20, 2013; Accepted : October 11, 2013

의 분산전원의 최적 설치 위치 및 용량에 대한 연구도 많이 수행 되어 왔다[9]-[13]. 문헌 [9]에서는 유효전력 손실을 최소화하기 위한 분산전원의 최적 위치를 유전알고리즘을 사용하여 구하였다. 문헌 [10]에서는 전력손실의 최소화를 위한 분산전원의 최적 위치와 용량을 선정하는 문제에 유전알고리즘과 시뮬레이티드 어닐링(simulated annealing)의 혼합기법을 적용하였다. 문헌 [11]에서는 손실 최소화와 전압 변동률 최소화를 목적함수로 유전알고리즘을 이용하여 분산전원의 위치를 선정하였다. 문헌 [12]에서는 분산전원의 위치 및 용량과 더불어 SC 최적 위치 및 용량 선정에 관한 연구이며 손실 및 설치비용 최소화를 목적함수로 하였고 이 문제를 PSO(particle swarm optimisation)을 이용하여 풀었다. 문헌 [13]에서는 분산전원이 도입된 계통에서의 전압문제를 해결하기 위해 SVR과 SVC의 협조적인 설치에 관한 연구를 하였다. 분산전원으로 인한 역조류를 고려하여 SVR의 설치 위치 및 탭 위치를 결정한 후에 분산전원의 출력이 좋지 않아 SVR만으로 전압을 적절하게 유지 하지 못할 경우에 대비하여 추가적으로 SVC의 위치 및 용량을 결정하였다.

상술한 선행연구는 전력 손실 및 비용 최소화를 위한 분산전원의 위치와 용량에 관한 것이다. 하지만 현실적으로 분산전원의 입지의 선정은 기후, 경제적인 조건, 주민 여론, 그리고 분산전원 사업자의 요구 조건 등에 따라 결정되는 경우가 많다는 점에 착안하여, 본 논문에서는 분산전원의 위치는 특정 모선으로 결정되어져 있다고 가정한다. 본 연구에서는 분산전원을 포함한 배전계통에서 전압강하와 분산전원으로 인한 전압상승 문제를 동시에 해결하기 위한 병렬 캐패시터-리액터 Bank 의 설치위치 및 용량을 결정하는 방법을 제안한다. 기존의 연구는 기기의 동작 횟수와 무관하게 고정된 설치비용을 목적함수로 주로 사용하는데, 본 논문에서는 기기의 동작횟수로 인한 기기 수명과 유지보수 주기의 변화를 제안한 연간 계산된 설치비용(annualized installation cost)과 연간 계산된 유지보수 비용(annualized maintenance cost)을 이용해 전체 비용에 반영함으로써 실제의 기기 동작특성을 고려한 병렬 캐패시터-리액터 Bank 설치 위치 및 용량 설정계획을 수립한다. 본 논문에서는 휴리스틱 방법 중에 하나인 유전 알고리즘을 이용하였고, 69모선 배전계통에서의 사례연구 결과를 바탕으로 제안한 방법의 타당성 및 유효성을 보인다.

2. 분산전원이 도입된 배전계통의 병렬 캐패시터-리액터 Bank 설치 계획

본 연구에서는 분산전원을 포함한 배전계통에서의 적정 전압 유지를 위한 병렬 캐패시터-리액터 Bank의 설치위치 및 용량 계획 문제를 다룬다. 전압제어기기 설치에 있어 주된 고려 사항은 기기의 설치비용 및 전력 손실, 그리고 전압 변동을 최소화하는 것이다. 본 논문에서도 전압유지를 제약조건으로 두고 병렬 캐패시터-리액터 Bank의 설치비용과 계통에서의 전력손실 비용을 최소화하기 위한 설치 계획을 제안한다. 특히 기존 방법은 기기의 동작 횟수와는 무관하게 고정된 설치비용만을 사용하는데, 본 연구에서는 기기의 과동작으로 인한 기기 수명과 유지보수 주기의 변화를 각각 연간 계산된 설치비용과 연간 계산된 유지보수 비용으로 반영하여 실제의 기기 동작 특성을 고려한 계획을 세웠다.

본 단원에서는 기기의 동작횟수를 설치비용과 유지보수 비용에 반영하여 배전계통의 전압을 허용 범위 내로 제어하면서 기기의 동작횟수와 전력 손실을 최소로 하는 병렬 캐패시터-리액터 Bank의 위치와 용량에 관한 문제를 정식화 하였다.

2.1 부하 예측 및 제어 변수

전압제어기기의 설치 계획 문제는 부하패턴과 밀접한 관련이 있다. 예측된 부하패턴을 바탕으로 전압제어기기의 설치계획을 수립 하는데, 계획 단계에서 일일 부하패턴을 모두 고려하는 것은 불가능하므로 대표적인 부하 패턴에 대해 고려한다. 부하 패턴은 계절별로 비슷한 양상을 보이기 때문에 여름, 겨울, 봄/가을 이렇게 세 가지 경우를 생각할 수 있다. 그림 1에 본 논문에서 사용하는 계절별 부하패턴을 보이며, 이에 해당하는 부하 지속 곡선(load duration curve, LDC)을 그림 2에 보이는 바와 같이 고부하, 중부하, 저부하로 나누어 설치 계획에 반영한다. 즉, 1년의 부하패턴을 계절에 따라 세 가지로 구분하고 각 계절의 부하지속곡선을 세 단계의 부하수준으로 구분하여 총 9개의 기간을 정의한다[5].

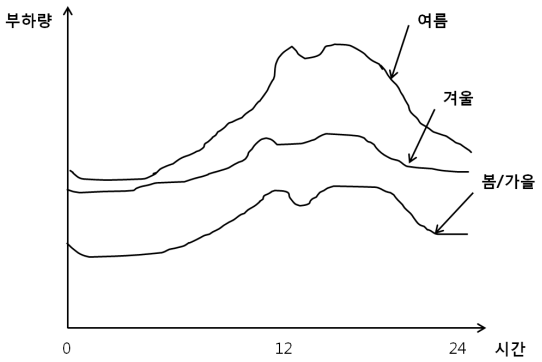


그림 1 계절별 부하패턴(여름, 겨울, 봄/가을)
Fig. 1 Seasonal load pattern(summer, winter, spring/fall)

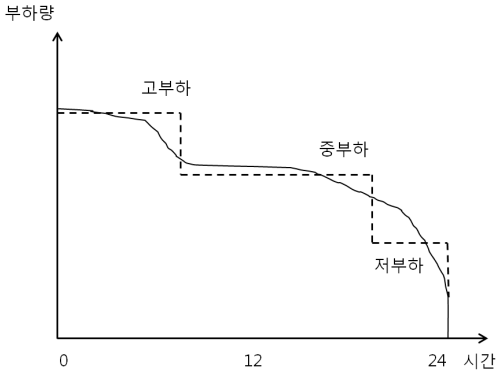


그림 2 부하 지속 곡선
Fig. 2 Load duration curve

배전계통의 전압제어기기인 병렬 캐패시터-리액터 Bank를 설치함에 있어서 그림 3과 같이 스위칭 형을 고려하였으며 단위 용량의 기기들이 필요에 따라 여러 개 설치되는 것으로 가정하였다. 또한 병렬 캐패시터-리액터 Bank 최적 위치 결정에 있어 모든 모선을 대상으로 하는 것은 많은 시간이 소모되기 때문에, 계산 효율성을 위해 전압제어기기가 설치될 수 있는 후보 모선을 선정하고, 민감도(sensitivity) 분석을 통해 전압제어기기를 설치한 경우 전력손실의 감소가 크게 일어나는 모선을 우선 선택하는 방법을 취하며 그 방법은 다음과 같다. 전력계통에서 무효전력에 대한 전력 손실에 대한 민감도는 다음 식으로 나타낼 수 있다[14].

$$\begin{bmatrix}\partial P_L/\partial \boldsymbol{P}\\ \partial P_L/\partial \boldsymbol{Q}\end{bmatrix} = [J^T]^{-1}\begin{bmatrix}\partial P_L/\partial \boldsymbol{\Theta}\\ \partial P_L/\partial \boldsymbol{V}\end{bmatrix} \tag{1}$$

$$[\partial P_L/\partial \boldsymbol{Q}] = [J_{L3}|J_{L4}]\begin{bmatrix}\partial P_L/\partial \boldsymbol{\Theta}\\ \partial P_L/\partial \boldsymbol{V}\end{bmatrix} \tag{2}$$

식 (2)에서 $\boldsymbol{J_{L3}, J_{L4}}$ 는 각각 $\partial\boldsymbol{\Theta}/\partial\boldsymbol{Q}, \partial\boldsymbol{V}/\partial\boldsymbol{Q}$ 이며, $[\boldsymbol{J^T}]^{-1}$ 의 부분행렬이다. 위 식을 가지고 민감도를 계산하여 전력손실의 감소가 크게 일어나는 모선을 선택한다.

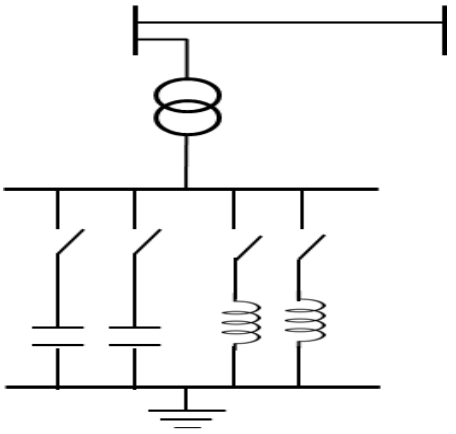


그림 3 병렬 캐패시터-리액터 Bank
Fig. 3 Shunt Capacitor-Reactor Bank

병렬 캐패시터-리액터 Bank의 위치 및 용량 결정에 관한 대부분의 연구에서는 제어변수가 각 기기의 위치와 용량이 되지만, 제안하는 방법은 기기의 실질 수명과 실질 유지보수 주기를 고려하기 때문에 각 기기의 동작횟수 또한 제어변수로 설정하였다. 병렬 캐패시터-리액터 Bank의 동작 상태에 대한 변수를 식 (3) - (4) 에 나타내었다.

$$\boldsymbol{nb} = [\boldsymbol{nb_1}\ \boldsymbol{nb_2}\ \cdots\cdots\ \boldsymbol{nb_D}] = \begin{bmatrix} nb_{11} & nb_{12} & \cdots & nb_{1D} \\ nb_{21} & \ddots & & \\ \vdots & & nb_{ij} & \vdots \\ & & & \ddots \\ nb_{C1} & nb_{C2} & \cdots & nb_{CD} \end{bmatrix} \tag{3}$$

$$\boldsymbol{tap} = [tap_1\ \ tap_2 \cdots\cdots\ tap_D] \tag{4}$$

여기서, D는 1년의 부하패턴을 나타내며, C는 병렬 캐패시터-리액터 Bank 가 설치될 수 있는 모선의 총 개수를 나타내는데 전술한 바와 같이 민감도 분석을 통해 전압제어기기의 설치에 따라 그 전압의 변동이 심한 상위 C 개의 모선을 선정하였다. nb_{ij} 는 j 번째 부하 기간 동안 i 모선의 병렬 캐패시터-리액터 Bank에서 스위치 on 되는 단위 캐패시터 및 리액터의 개수를 나타낸다. 양의 값은 스위치 on 되는 캐패시터의 개수를 음의 값은 스위치 on 되는 Reactor의 개수를 나타낸다. tap_j 는 j 번째 부하 기간 동안 ULTC의 탭 위치를 나타낸다.

결국 각 모선의 병렬 캐패시터-리액터 Bank 용량 즉 각 모선에 설치되는 스위칭 형 캐패시터와 리액터의 수는 다음과 같이 계산된다.

$$cf_i = \max[nb_{i1}\ nb_{i2} \cdots\cdots nb_{iD}, 0] \tag{5}$$

$$rf_i = |\min[nb_{i1}\ nb_{i2} \cdots\cdots nb_{iD}, 0]| \tag{6}$$

여기서 cf_i, rf_i 는 각각 i 모선의 병렬 캐패시터-리액터 Bank를 구성하는 스위칭 형 캐패시터와 리액터의 개수를 나타내며 이것은 설치비용을 계산하는데 사용된다.

식 (7)는 설치된 기기의 스위칭 횟수를 계산하는 식이다. 이것은 1일 동안 부하 변화의 주기성을 이용하여 유추해 낼 수 있다. 그림 2에서처럼 하루 동안 부하 수준은 저부하로부터 중부하를 거쳐 고부하로 바뀌고 다시 저부하로 변화하는데, 이때 부하 수준에 따른 병렬 캐패시터-리액터 Bank의 스위칭 상태는 그림 4과 같이 변화한다. 이를 바탕으로 j 번째 부하 기간에 1일 동안 각 i 모선의 병렬 캐패시터-리액터 Bank의 대략적인 스위칭 횟수를 다음 식을 이용하여 구할 수 있다.

$$no_{ij} = 2\times(|nb_{i,high} - nb_{i,mid}| + |nb_{i,mid} - nb_{i,low}|) \tag{7}$$

$$no_i = \sum_j d_j \cdot no_{ij} \tag{8}$$

$$eno_i = \frac{no_i}{(cf_i + rf_i)} \tag{9}$$

여기서

no_{ij} : j 번째 부하 기간에 1일 동안 i 번째 모선의 병렬

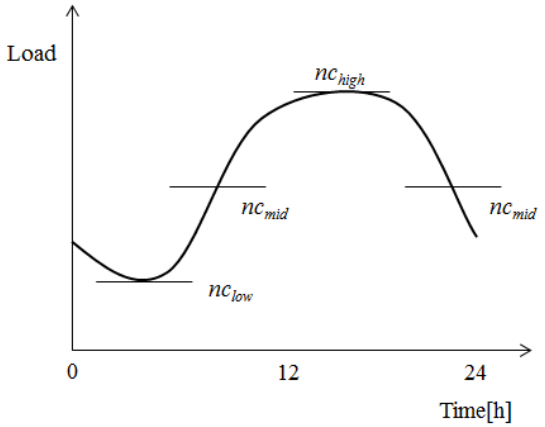


그림 4 캐패시터-리액터 Bank의 일간 동작 상태 변화
Fig. 4 Operation status change of shunt capacitor-reactor bank during a day

캐패시터-리액터 Bank의 스위칭 횟수

no_i : i 번째 모선의 병렬 캐패시터-리액터 Bank의 연간 스위칭 횟수

d_j : 1년 중 j 번째 부하 기간의 날 수

eno_i : i 번째 모선에 설치된 병렬 캐패시터-리액터 Bank의 기기 한 개의 연간 평균 스위칭 횟수

실제 각 기기의 연간 스위칭 횟수는 매년 차이가 생기지만 식 (9)을 이용한 연간 각 기기의 스위칭 횟수가 계획단계에서 모의하기에는 충분히 정확하다고 볼 수 있다. 또한 이를 이용하여 제안한 연간 계산된 설치비용과 유지보수 비용 계산에 사용하였다.

2.2 비용 모델링

2.2.1 설치비용

기기의 수명에 따라서 연간비용으로 환산된 각 기기의 설치비용은 달라진다. 기기의 수명은 동작횟수에 따라 달라질 수 있는데, 우선 이 점을 고려해서 기기의 수명을 추정한다. 캐패시터, 리액터, 탭 절환기의 수명과 관련된 데이터는 정격 수명과 정격 최대 동작횟수가 있는데, 계통의 계획이나 운용에 있어서 고려가 되지 않는 경우가 많다[5]. 하지만 실제 기기의 수명은 동작횟수와 관련 있고 연간 동작횟수가 정격동작 횟수보다 많아질 경우 수명이 줄어드는데 이를 고려한 기기의 수명은 다음 식과 같다.

$$l_i(eno_i)=\begin{cases} L_{\max} \ \text{.....if} \ \ eno_i \le \dfrac{NO_{\max}}{L_{\max}} \\ \dfrac{NO_{\max}}{eno_i} \text{.....if} \ \ eno_i > \dfrac{NO_{\max}}{L_{\max}} \end{cases} \tag{10}$$

여기서

$l_i(eno_i)$: i 번째 모선에 설치된 병렬 패시터-리액터 Bank의 기기 한 개 수명

L_{max} : 각 기기의 정격 수명

NO_{max} : 각 기기의 정격 최대 동작 횟수

이렇게 기기의 동작횟수를 고려하여 수명을 추정하면 기기의 설치비용을 연간 계산된 비용(annualized cost)으로 환산할 수 있는데, 정리하면 다음 식으로 표현된다.

$$C_{ins}=\sum_i \frac{K_c \cdot (cf_i + rf_i)}{l_i(eno_i)} \tag{11}$$

여기에서

C_{ins} : 연간 계산된 병렬 캐패시터-리액터 Bank의 설치비용

K_c : 1기 기기의 설치비용

2.2.2 유지보수 비용

기기의 설치 및 운용에 있어 유지보수는 필수적인 요소이지만, 실제 계통 계획 및 운용에서는 이에 대한 고려가 이루어지고 있지 않다. 이에 본 논문은 계획 단계에서 기기의 동작 횟수와 유지보수의 관계를 고려한다. 기기의 유지보수를 고려하지 않는 경우에는 일정 주기마다 일률적으로 유지보수를 시행하는데 이 모델에서는 기기의 과동작 사용을 고려할 수 없다. 본 논문에서는 제안하는 유지보수 주기는 식 (12)에 보이는 바와 같이 기기의 동작횟수에 따라 유지보수 주기가 바뀌도록 모델링 하였다.

$$d_{mtn,i}(eno_i)=\begin{cases} D_{mtn} \ \ \text{.....if} \ \ eno_i \le \dfrac{NO_{mtn}}{D_{mtn}} \\ \dfrac{NO_{mtn}}{eno_i} \text{.....if} \ \ eno_i > \dfrac{NO_{mtn}}{D_{mtn}} \end{cases} \tag{12}$$

$$NO_{mtn}=\frac{NO_{\max}}{D_{mtn,\max}} \tag{13}$$

$$D_{mtn,\max}=\frac{L_{\max}}{D_{mtn}} \tag{14}$$

여기서

$d_{mtn,i}\ (eno_i)$: i 번째 모선에 설치된 병렬 캐패시터-리액터 Bank의 기기 한 개의 유지보수 주기

D_{mtn} : 각 기기의 정격 유지보수 주기

NO_{mtn} : 각 기기의 유지보수를 실시해야 하는 정격 동작 횟수

$D_{mtn,max}$: 각 기기의 수명 동안 정격 유지보수 횟수

이렇게 각 기기의 동작 횟수에 따른 유지보수 주기를 이용하여 병렬 캐패시터-리액터 Bank의 연간 계산된 유지보수 비용을 계산하면 다음과 같다.

$$C_{mtn}=\sum_i \frac{K_{mtn} \bullet (cf_i + rf_i)}{d_{mtn,i}(eno_i)} \tag{15}$$

여기서

C_{mtn} : 연간 계산된 병렬 캐패시터-리액터 Bank의 유지보수 비용

K_{mtn} : 기기 1대의 1회 유지보수 실시 비용

2.2.3 손실 비용

손실에 대한 비용은 계통 운영 시 발생하는 전력손실과 전력가격으로부터 구할 수 있다. 전력손실은 각 기간에서의 기기들의 동작을 가정하여 조류계산(power flow)을 통해 구할 수 있으며, 연간 전력손실은 각 기간의 전력손실의 합으로 구할 수 있다. 이를 바탕으로 손실 비용을 식으로 나타내면 식 (16)와 같다.

$$C_{loss}=\sum_j K_e \cdot 24 d_j \cdot p_j(\boldsymbol{nb.tap}) \tag{16}$$

여기서
C_{loss} : 연간 전력 손실 비용(/원)
K_e : 전력 가격 (원/kWh)
d_j : 1년 중 j 번째 부하 기간의 날 수
$p_j(\boldsymbol{nb,tap})$: $\boldsymbol{nb,tap}$ 에 따라 동작할 때 j 번째 기간에서의 전력손실 [kW]

2.2.4 문제 정식화

분산전원을 포함한 배전계통의 전압 제어를 위한 기기 설치 계획의 목적함수는 설치비용, 유지보수 비용, 손실비용의 총 합을 최소화 하는 것으로 식 (17)와 같이 나타낼 수 있다. 여기서, 기기의 동작횟수에 따라서 변하는 기기 수명과 기기 유지보수 주기를 감안하기 위해 그것을 연간 계산된 설치비용과 유지보수 비용으로 산출하여 이를 고려하였다. 이것은 배전계통에서 실제의 기기 동작까지 고려한 전압제어기기의 위치와 용량 계획 문제의 새로운 접근방법이다.

$$\min f(\boldsymbol{nb,tap}) = C_{ins} + C_{mtn} + C_{loss} \tag{17}$$

제약조건으로는 식 (18)에 보이는 조류방정식, 식 (19)에 보이는 계통의 전압 유지 규정과 더불어 식 (20) - (21)에 나타낸 전압제어 기기의 설치 용량제약을 고려하였다.

$$\text{subject to} \quad PF(\boldsymbol{V,\theta}, nb_j, tap_j) = 0 \tag{18}$$

$$V_{\min} \le V_{ij} \le V_{\max} \tag{19}$$

$$tap_{\min} \le tap_j \le tap_{\max} \tag{20}$$

$$0 \le nb_{ij} \le nb_{\max} \tag{21}$$

여기서,
V_{min} : 허용 minimum 전압
V_{max} : 허용 maximum 전압
tap_{min} : ULTC의 minimum 탭 위치
tap_{max} : ULTC의 maximum 탭 위치
nb_{max} : 각 모선에 최대로 설치될 수 있는 기기 수

3. 유전 알고리즘을 이용한 문제 해결

배전계통의 전압 제어기기 설치를 위한 최적화 문제는 목적함수가 비선형이고 이산 변수들로 이루어져있어 해석적 해법을 적용하기 어렵다. 이에 본 논문에서는 최적해 도출을 위해 휴리스틱 방법 중의 하나인 유전 알고리즘을 이용하였다. 유전 알고리즘은 목적함수가 비선형이거나 또는 변수에 연속, 이산변수가 섞인 경우에도 그에 상관없이 전역해에 가까운 해를 구할 수 있기 때문에 본 연구에는 유전알고리즘의 활용이 적합하여 이를 통한 문제 해결 방법을 제시한다.

3.1 변수의 부호화

유전알고리즘을 적용하기 위해 우선 변수를 적당한 형태로 부호화(coding)해서 염색체로 나타내어야 한다. 본 논문에서의 변수는 병렬 캐패시터-리액터 Bank가 설치된 각 모선에서 각 부하 기간 동안 스위치 on 되는 캐패시터와 리액터의 개수 및 각 부하 기간에서의 탭의 위치이다. 기기의 개수는 한 모선에 설치될 수 있는 기기의 최대개수보다 작은 정수값을 가지며 탭의 위치는 tap_{min} 과 tap_{max} 사이의 정수값을 갖는다.

본 논문에서 구해야 할 변수는 식(3) - (4)의 $\boldsymbol{nb,\ tap}$ 이고 이에 대응하는 염색체 $\boldsymbol{g}$를 다음과 같이 정의 하였다. 이때 염색채의 길이 즉, 염색체에 포함된 유전자의 개수는 $(C \times D + D)$가 된다.

$$\boldsymbol{g} = \begin{bmatrix} gb_{11} & gb_{12} & \cdots & gb_{1D} \\ gb_{21} & gb_{22} & & gb_{2D} \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ gb_{C1} & gb_{C2} & \cdots & gb_{CD} \\ t_1 & t_2 & \cdots & t_D \end{bmatrix} \tag{22}$$

$$(0 \le gb_{ij} \le gb_{i,\max}\ , t_{\min} \le t_i \le t_{\max})$$

여기서
gb_{ij} : 식 (3)의 nb_{ij} 에 대응하는 정수 유전자
t_i : 식 (4)의 tap_{ij} 에 대응하는 정수 유전자
$gb_{i,max}$: i 모선에 설치 할 수 있는 기기의 최대 개수
t_{min} ,t_{max} : 탭 절환기 동작범위의 최소, 최대값

3.2 평가함수와 제약조건

유전알고리즘은 시스템의 최적화를 정량적으로 평가하기 위해 평가함수를 사용하는데 본 논문에서는 목적함수인 식 (23)로 설정하였고, 평가함수의 값이 작을수록 우수한 해로 판단한다. 제약조건을 만족하지 않는 경우에는 평가함수에 벌점 PN을 주어 최적해로 결정되지 않도록 하였으며, 이를 고려한 평가 함수는 다음 식과 같다.

$$evl(\boldsymbol{g}) = f(\boldsymbol{nb,tap}) + PN(\boldsymbol{nb,tap}) \tag{23}$$

3.3 초기화 및 유전 연산의 실행

앞서 정의된 염색체 및 평가함수를 가지고 유전알고리즘을 적용하는 과정은 다음과 같다. 그림 5는 유전 알고리즘을 사용한 최적해 도출 과정을 도식화 한 것이다.

Step 1. 먼저 정해진 수만큼 랜덤하게 초기 해집단 $\boldsymbol{p}_0$을 형성한다.

Step 2. 생성된 각각의 염색체에 대하여 평가함수 식(30)를 통해 적합도를 구한다.

$$\boldsymbol{p}_o = [g_{o1}, g_{o2}, \cdots\cdots g_{opop}] \tag{30}$$

Step 3. 적합도를 기준으로 선택, 교차, 돌연변이를 통하여 다음 세대를 생성한다. 유전알고리즘에서는 해를 찾을 때까지 같은 수의 염색체를 가지는 다음 세대를 생성하게

되며 이 과정을 정지 조건을 만족할 때까지 반복하게 된다.

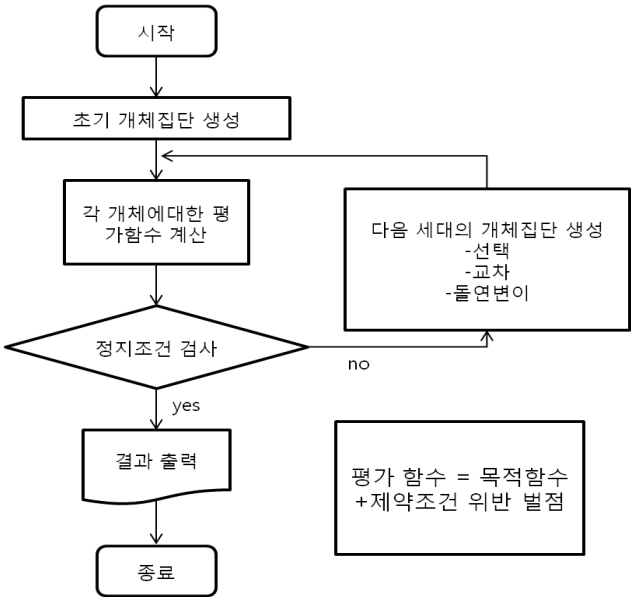


그림 5 유전알고리즘을 통해 해를 구하는 과정
Fig. 5 Solution approach using genetic algorithm

4. 사례연구

4.1 대상계통

제안한 방법을 통해 전압제어기기를 설치한 경우 과연 분산전원으로 인해 발생할 수 있는 전압문제를 완화시키고 설치비용 및 손실이 감소하는가를 확인하기 위하여 실제 배전계통과 유사한 그림 6에 보이는 PG&E 69모선 계통에 대해 사례연구를 진행하였다[15].

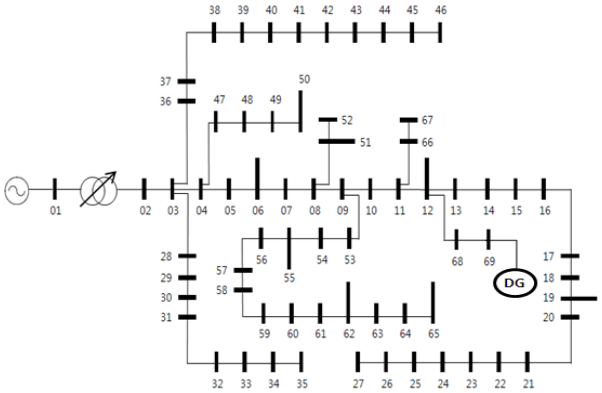


그림 6 PG&E 69 모선 배전계통
Fig. 6 PG&E 69-bus distribution test system with DG

모선 1과 2는 각각 변전소 강압변압기의 1차측과 2차측의 모선을 나타내며, 변압기에는 ULTC가 설치되어 부하 측의 전압제어가 가능하다. 부하는 일정한 역률로 무효전력을 소모하는 정전력 부하를 고려하였으며, 계통은 3상 균형을 이루고 있다고 가정하였다. 일반적으로 분산전원은 부하 말단에 설치되며 손실의 최소화를 위해 역률 1로 운전된다는 점과 다양한 모의 결과 분산전원으로 인한 전압 상승 현상이 가장 크게 일어나는 모선이 69모선인 점을 고려하여, 본 논문에서는 69모선에 1 MW의 분산전원이 설치되어 있다고 가정하였다. 부하와 분산전원의 연간 패턴은 각각 표 1과 표 2에 보이는 바와 같이 가정하였는데, 예측 부하의 경우 여름철 중부하를 기준으로 해서 고부하 기간과 중부하, 저부하 기간의 실제 비율을 이용하였다. 표 2의 분산전원 예측 출력의 경우, 분산전원 투입으로 인하여 계통에 과전압 상황이 빈번히 발생할 수 있도록 임의로 설정한 수치이다. 표에서 보이는 부하와 예측 출력은 주어진 평균부하와 출력용량의 몇 배인가를 나타낸다.

표 1 모의에 사용된 예측 부하
Table 1 Forecasted load for test system simulation

	고부하		중부하		저부하	
	예측부하	기간	예측부하	기간	예측부하	기간
여름	1.40	0.0625	1.00	0.1000	0.80	0.0875
겨울	1.15	0.1000	0.95	0.1000	0.70	0.0500
봄/가을	0.90	0.1500	0.75	0.2500	0.40	0.1000

표 2 모의에 사용된 분산전원 예측 출력
Table 2 Forecasted power output of dispersed generators

	고출력		중출력		저출력	
	예측출력	기간	예측출력	기간	예측출력	기간
여름	0.75	0.0625	0.75	0.1000	0.38	0.0875
겨울	1.02	0.1000	0.94	0.1000	0.74	0.0500
봄/가을	1.42	0.1500	1.15	0.2500	0.91	0.1000

모의에 사용된 캐패시터, 리액터 그리고 ULTC 각각의 용량과 가격, 유지보수 비용과 각종 사양에 에 관한 자료를 표 3과 표 4에 보였다. 기본 단위용량은 500 kVAR로 하였으며, 본 논문에서 가격, 유지보수 비용 정격수명 및 정격최대동작횟수, 정격유지보수주기는 실무자들의 조언과 현재 판매되고 있는 해당 정격용량의 캐패시터, 리액터, ULTC의 사양, 기존논문에서의 데이터를 바탕으로 평균적인 값을 도출하여 정리하였다 [3],[5]. 손실 비용 계산에 필요한 kWh 당 전력 가격 K_e 는 30원으로 가정하였다. 69모선 배전계통에서 사용되는 ULTC의 규격은 [11]에서 가정한 바와 같이 일반적인 배전용 변전소에서 사용되는 ULTC의 규격을 참조하였고 이를 표 5에 정리하였다.

표 3 캐패시터와 리액터의 용량 및 가격, ULTC의 가격
Table 3 Capacity and price for ULTC, capacitor, reactor

캐패시터 & 리액터	단위용량[kVAr]	500
	가격[원]	15,000,000
	용량 당 가격 [원/kVAr]	30,000
	1회 유지보수 비용	1,875,000
ULTC	가격[원]	60,000,000
	1회 유지보수 비용	7,500,000

표 4 캐패시터, 리액터, ULTC 정격수명 및 정격최대동작 횟수

Table 4 Rating life and maximum number of operating cycle for ULTC, capacitor, reactor

	캐패시터	리액터	ULTC
정격수명 [년]	20	20	30
정격최대동작횟수 [회]	20,000	20,000	50,000
정격연간최대동작횟수 [회/년]	1,000	1,000	1,667
정격유지보수 주기 [년]	3	3	5

표 5 모의에서 사용된 ULTC의 규격

Table 5 Specifications for ULTC

탭 동작 범위	-5%~+5%
탭 단계	20 단계 (-10~+10)

4.2 전압제어기기의 설치계획 수립

병렬 캐패시터-리액터 Bank를 설치할 대상으로 민감도가 높은 8개의 모선을 후보로 정했는데, 6, 12, 19, 50, 51, 55, 62, 65 모선이다[14]. 이때 *nb* 와 *nt* 의 크기는 각 각 (8 × 9) 와 (1 × 9) 이기 때문에 하나의 chromosome은 81개의 정수형 bit이다. 본 논문에서는 수명을 고려하지 않은 기존의 설치계획 방법과 기기의 동작횟수가 기기의 수명 및 유지보수 주기에 미치는 영향을 고려한 제안한 설치계획 결과를 비교하였으며 각각의 결과를 표 6과 표 7에 정리하였다. 연간 계산된 설치비용과 유지보수 비용은 각각 식 (17)와 식 (21)에 의해 정해지며 전력 손실 비용은 상수 Kc 를 이용해서 도출하였다.

기존의 방식에서는 기기의 동작이 목적함수의 설치비용과 유지보수 비용에 전혀 영향을 주지 않기 때문에 전력 손실 비용만을 최소화 하는 결과가 나온다. 두 표에서 볼 수 있듯이 제안한 방법의 손실비용이 기존 방법의 손실비용보다 다소 높지만 설치비용과 유지보수 비용 측면에서 월등히 절감하여 제안한 방법으로 캐패시터-리액터 bank를 설치하였을 때 총비용이 작게 되는 것을 알 수 있다. 또한 두 결과 모두 분산전원의 설치 모선과 가까운 12번 모선에 설치된 캐패시터-리액터 bank를 구성할 리액터의 개수가 다른 모선에 비해 상대적으로 많은 것을 확인할 수 있다. 이는 12 모선에서 분산전원의 출력으로 인해 역조류가 발생하고, 결과적으로 전압상승 문제가 자주 발생한다는 것을 의미한다.

표 6 기존 방법에 의해 결정된 설치 계획

Table 6 Installation results determined by conventional method

	후보 모선	캐패시터-리액터 bank의 캐패시터 개수	캐패시터-리액터 bank의 리액터 개수
설치개수	6	5	0
	12	3	4
	19	2	1
	50	3	1
	51	1	4
	55	4	0
	62	5	5
	65	5	1
	총계	28	16
비용 (원/year)	설치비용+유지보수 비용		30,875,000
	손실비용		47,158,217
	총비용		78,033,217

표 7 제안한 방법에 의해 결정된 설치 계획

Table 7 Installation results determined by proposed method

	후보 모선	캐패시터-리액터 bank의 캐패시터 개수	캐패시터-리액터 bank의 리액터 개수
설치개수	6	5	0
	12	3	5
	19	1	0
	50	3	4
	51	4	0
	55	3	2
	62	1	5
	65	5	1
	총계	25	17
비용 (원/year)	설치비용+유지보수 비용		20,592,083
	손실비용		48,044,397
	총비용		68,636,480

다음으로 표 8에 기존의 방법과 제안한 방법의 캐패시터와 리액터의 기대수명과 기대유지보수 주기를 정리하였다. 표에서 알 수 있듯이 제안한 방법은 기대수명과 기대유지보수 주기에 변화가 없지만 기존 방법은 기대수명이 줄어들거나 유지보수 주기가 짧아지는 것을 알 수 있다. 기존 방법은 기기의 동작횟수가 기기의 수명과 유지보수에 미치는 영향을 고려하지 않는 설치계획 기법이기 때문에 기기의 과동작을 초래하기가 쉽고, 이로 인해 유지보수 주기와 기대수명이 짧아지는 것이다. 본 논문에서 제안하는 캐패시터-리액터 bank 설치 위치 및 용량 산정 방안은 분산전원의 도입으

표 8 기존 방법과 제안한 방법과의 기대 수명, 기대 유지보수 주기의 비교

Table 8 Comparison for expected life time, expected maintenance cycle between conventional and proposed method

	후보 모선	기존 방법		제안한 방법	
		기대 수명 (years)	기대 유지보수 주기 (years)	기대 수명 (years)	기대 유지보수 주기 (years)
캐패시터-리액터 뱅크	6	18.26	2.7	20	3
	12	13.70	2.31	20	3
	19	14.94	2.34	20	3
	50	20	3	20	3
	51	20	3	20	3
	55	18.26	2.7	20	3
	62	18.26	2.7	20	3
	65	13.70	2.31	20	3
	평균	17.14	2.63	20	3
ULTC		28.14	4.76	30	5

로 인해 발생할 수 있는 전압상승문제를 개선하며 기기의 동작 특성을 고려하기 때문에 보다 실제적인 최적해에 가깝다고 할 수 있다.

5. 결 론

화석연료 고갈, 환경문제 등으로 인해 전세계적으로 신재생 전원의 계통 도입이 늘고 있으며 이는 앞으로 더욱 활발해 질 것이라 기대된다. 대부분의 신재생 전원은 그 규모가 작기 때문에 분산전원의 형태로 배전계통에 연계되는 경우가 많은데, 이러한 분산전원의 도입이 배전계통에 미치는 영향을 분석하고 적절한 해결책을 마련해야 한다. 기존 배전계통의 전압제어는 주로 전압강하 보상에 초점이 맞추어져 있었다. 하지만 분산전원 도입 이후, 연계 모선에서의 역조류에 의한 전압상승 및 분산전원 출력의 변동으로 인한 전압변동은 기존의 전압제어 방법으로는 해결할 수 없기 때문에 이에 대한 연구가 필요한 시점이다. 본 논문에서는 분산전원으로 인한 전압상승 및 전압변동 문제를 완화시키는 병렬 캐패시터-리액터 bank의 최적 설치위치 및 용량을 정하는 방안을 제시한다. 이때 기존의 연구에서는 고려하지 않았던 기기의 동작 특성을 고려함으로써 기기의 동작횟수가 기기의 수명과 유지보수 주기에 미치는 영향을 설치비용과 유지비용으로 산정하여 목적함수에 반영하였다. 제안한 방법을 69모선 배전계통에 적용하였다. 결과를 통해 분산전원으로 인한 전압상승 문제를 해결하면서 설치비용, 유지보수비용, 손실비용을 최소로 하는 캐피시터-리액터 bank의 설치 위치 및 용량(개수)를 결정하였다. 제안한 방법은 기기의 동작특성을 고려하기 때문에 기존 방법보다 실제적인 해를 제공하며, 기기의 과동작을 초래하지 않기 때문에 기기의 기대수명과 기대유지보수 주기가 기존 방법에 의한 결과보다 긴 것을 확인하였다.

감사의 글

이 논문은 2013년도 정부(미래창조과학부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구임(No. 2010-0028509).

References

[1] J. H. Song, "Power quality code for the distributed generation systems," The Journal of the Korean Institute of Power Electronics, vol. 10, pp. 33-37, 2005.

[2] K. Nara, S. Ishizu, and Y. Mishima, "Voltage control availability of distributed generators in power distribution system," in *Power Tech, 2005 IEEE Russia*, 2005, pp. 1-6.

[3] J. Y. Park, J. M. Sohn, and J. K. Park, "Optimal capacitor allocation in a distribution system considering operation costs," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 24, pp. 462-468, 2009.

[4] J. Y. Park, S. R. Nam, and J. K. Park, "Control of a ULTC considering the dispatch schedule of capacitors in a distribution system," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 22, pp. 755-761, 2007.

[5] J. Y. Park, "Optimization of operating costs for operation and planning of voltage control eevices in a distribution system", Ph.D. thesis, Dept. of Elect. and Comput. Eng., Seoul National Univ., Seoul, Korea, Aug. 2007

[6] Y. J. Kim, "Optimal control of DG output voltage considering switching operation of ULTC and SC in distribution power systems" M.S. thesis, Dept. of Elect. and Comput. Eng., Seoul National Univ., Seoul, Korea, Aug. 2010

[7] T. Senjyu, Y. Miyazato, A. Yona, N. Urasaki, and T. Funabashi, "Optimal distribution voltage control and coordination with distributed generation," *Power Delivery, IEEE Transactions on,* vol. 23, pp. 1236-1242, 2008.

[8] Y. Hayasi, "Experimental Verification of Advanced Voltage Control for Penetration of PV in Distribution System with IT Sectionalizing Switches", Cigre C-6 113, 2012.

[9] T. Shukla, S. Singh, and K. Naik, "Allocation of optimal distributed generation using GA for minimum system losses in radial distribution networks," *International Journal of Engineering, Science and Technology,* vol. 2, pp. 94-106, 2010.

[10] M. Gandomkar, M. Vakilian, and M. Ehsan, "A combination of genetic algorithm and simulated annealing for optimal DG allocation in distribution networks," in *Electrical and Computer Engineering, 2005. Canadian Conference on*, 2005, pp. 645-648.

[11] M. Sedighizadeh and A. Rezazadeh, "Using genetic algorithm for distributed generation allocation to reduce losses and improve voltage profile," *World Academy of Science, Engineering and Technology,* vol. 37, pp. 251-256, 2008.

[12] K. Zou, A. Agalgaonkar, K. Muttaqi, and S. Perera, "Voltage support by distributed generation units and shunt capacitors in distribution systems," in *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*, 2009, pp. 1-8.

[13] J. Sugimoto, R. Yokoyama, G. Fujita, and Y. Fukuyama, "Cooperative allocation of SVR and SVC for voltage fluctuation in case of connecting distributed generators," *IEEJ Transactions on Power and Energy,* vol. 126, pp. 1191-1198, 2006.

[14] S. Sundhararajan and A. Pahwa, "Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm," *Power Systems, IEEE Transactions on,* vol. 9, pp. 1499-1507, 1994.

[15] B. Venkatesh and R. Ranjan, "Fuzzy EP algorithm

and dynamic data structure for optimal capacitor allocation in radial distribution systems," in *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, 2006, pp. 80-88.

저 자 소 개

허 재 행 (許 哉 行)

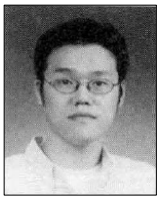
1978년 9월 19일 생. 2007년 서울대학교 전기공학과 졸업(공학석사). 2012년 동대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 2012년~2013년 서울대학교 BK21 정보기술 사업단 박사후 연구원. 현재 전북대학교 풍력에너지전력망적응기술연구센터 연구원
Tel : 02-463-2263
Fax : 02-463-2294
E-mail : jhheo78@gmail.com

류 재 근 (柳 在 根)

1982년 5월 6일 생. 2006년 일본 신슈대학교 전기전자공학과 졸업. 2013년 서울대학교 전기공학과 졸업(공학박사). 현재 전북대학교 풍력에너지전력망적응기술연구센터 연구원
Tel : 02-880-7247
Fax : 02-878-1452
E-mail : parkjk@snu.ac.kr

이 우 리 (李 宇 理)

1987년 7월 10일생 2011년 성균관대학교 전기전자공학부 졸업. 2013년 서울대 전기공학과 석사졸업. 2013년~현재 포스코에너지 재직
Tel : 02-3457-2297
E-mail : qhdfydfyd@hanmail.net



박 종 영 (朴 鍾 泳)

1976년 8월 16일 생. 1999년 서울대학교 전기공학부 졸업. 2001년 동 대학원 전기컴퓨터공학부 졸업(공학석사). 2007년 동 대학원 전기컴퓨터공학부 졸업(공학박사). 현재 LS 산전 재직.
Tel : 02-880-7258
E-mail : drago@snu.ac.kr

박 종 근 (朴 鍾 根)

1952년 10월 21일 생. 1973년 서울대학교 전기공학부 졸업. 1979년 일본 동경대학교 공학계대학원 졸업(공학석사). 1982년 동대학원 졸업(공학박사). 1983년~현재 서울대학교 공과대학 전기공학과 교수.
Tel : 02-880-7247
Fax : 02-878-1452
E-mail : parkjk@snu.ac.kr