

무효전력 민감도와 부하지속곡선을 활용한 적정 부하역률의 효과적인 산정 기법에 관한 연구

A Study on a Methodology of Determining an Appropriate Load Power Factor Effectively by the Use of Reactive Power Sensitivity and Load Duration Curve

이 병 하^{*} · 황 승 호^{*}
(Byung Ha Lee · Sung-Ho Hwang)

Abstract - In this paper, a methodology to use load duration curve and the reactive power factor sensitivity of generation cost is proposed for analyzing the effects of load power factor effectively. A great deal of cases of power systems are classified into several patterns according to the characteristics using load duration curve, and the overall effects of load power factor are assessed by integrating the analysis results of load power factor in all the patterns. The reactive power sensitivity of generation cost and the integrated costs such as generation cost, investment cost, voltage variation penalty cost and CO₂ emission cost are used for determining an appropriate load power factor. A systematic procedure for effective analysis of load power factor is presented. It is shown through the application to the practical power system of KEPCO(Korea Electric Power Corporation) that the effects of load power factor can be analyzed effectively using load duration curve and reactive power factor sensitivity.

Key Words : Load power factor, Reactive power sensitivity, Generation cost, Load duration curve, Economic investment

1. 서 론

전력시스템의 계획과 운용이 분리되어 있는 현재의 전력 산업 체제에서 통합적인 무효전력과 부하역률의 관리가 어려워지고 있다. 전력 수요의 지속적인 증가와 함께 무효전력 수요도 급증하고 있어서 전력손실이 증대되고 있고, 적정 전압유지에 대한 수용가의 요구수준도 높아지고 있다. 이에 덧붙여서 무효전력 공급 부족은 전압안정도 문제를 일으켜 안정적 전력공급을 위협할 수도 있으므로 무효전력 수급에 큰 역할을 하는 부하 역률 관리의 중요성이 더욱 부각되고 있다. 이러한 상황에서 전력계통의 경제적인 측면에서 또한 전압의 품질을 유지하는 측면에서 부하 역률을 어느 수준으로 유지하여야 효율적인가 하는 문제는 더욱 대형화되고, 복잡하게 되어가는 전력 환경에서 더 자세히 검토할 필요가 있다. 하지만 부하역률을 분석하고 적정 부하역률을 결정하는 데에는 많은 요인들이 관여되어 있고, 어려운 점들이 많다. 첫째로 부하역률은 시스템의 조건이 변함에 따라 바뀌고 변하므로 부하역률의 효과를 분석하기 위해 해석해야 할 대상 수가 너무나 방대하다는 점이다. 검토할 대상의 수가 너무 많아 모든 케이스에 대하여 분석하기는 너무나 힘들고 어렵다. 두 번째, 역률개선 설비의 설치비용, 전력손실 등을 고려하는 경제효과가 반영되는 요소들과 전압의 일정 범위

유지라는 전압품질의 효과들이 반영되어야 하는 등 고려할 요소들이 많다는 점이다. 셋째로, 전력시스템의 발전설비와 부하가 계속 변하고 있어서 이에 따라 부하역률에 대한 효과의 분석이 달라지게 되므로, 설비투자 효과를 분석하기 위해 시스템의 변화를 예측해야 하는데 향후 어떻게 변화할지 예측하기가 쉽지 않다는 점이다. 이러한 점들을 고려하여 보면 보다 용이한 실계통의 부하역률 효과 분석을 위하여 간략화과정이 자연스럽게 요구된다.

부하역률 관리는 무효전력 수급에 중요한 역할을 하므로 각국마다 부하 역률을 일정 수준으로 유지하기 위한 규제나 요금제도 등이 마련되어 있고, 규정 전압 유지 측면에서의 부하 역률 개선을 위한 무효전력 설비 투자 계획 등에 대한 연구들은 상당히 연구되어 왔으나, 적정 부하 역률 산정과 부하 역률의 전체적인 효과에 대한 체계적인 연구는 없었다. M.M. Saied 는 전력손실과 무효전력 보상설비 비용과 역률을 개선함으로써 경감할 수 있는 선로나 변압기의 설치비용을 근사적으로 계산하고 이들의 비용의 합을 최소로 하는 역률을 결정하는 연구를 수행하였다[1]. 그러나 전체 역률만을 고려하여 어느 모선의 역률을 조정해야 하는지가 고려되지 않았고, 설비들의 비용도 개략적으로만 추론하였다. P.Nedwick 은 버지니아 전력회사가 개발하여 사용한 무효전력 관리 프로그램을 설명하고, 이 프로그램에서는 무효전력의 장거리 소통보다 무효전력이 필요한 모선 근처에서 무효전력을 공급하여 손실을 최소화하고 가능한 역률을 1에 가깝게 무효전력 여유를 유지시키며 운전하는 것을 목표로 하고 있음을 밝히고 있다[2]. Costa는 제약조건을 고려하는 라그랑지함수에 뉴턴법을 적용하여 최적무효전력을 배분하는 연구를 수행하였고, 부등식 제약조건은 페널티를 적용하

[†] Corresponding Author : Dept. of Electrical Engineering, Incheon University

E-mail : bhlee@incheon.ac.kr

* Dept. of Electrical Engineering, Incheon University

Received : October 23, 2012; Accepted : November 28, 2012

여 라그랑지 목적함수에 포함시켜 계산하였다[3]. 이 연구에서 부하역률은 고려치 않았고, 부등식 제약조건에 적용되는 페널티는 단지 타당성이 있는 영역으로 해가 쉽게 수렴되도록 하기 위한 것이다. 배전계통의 콘덴서의 최적 위치 및 용량을 산정하기 위하여 전력손실을 포함하는 라그랑지 함수의 모션무효전력에 대한 미분 값을 해석하여 투입지점을 선정하고, 손실최소결과를 관찰하여 적정 콘덴서 용량을 결정하였다[4]. 여기서는 발전비용을 고려하지 않았다. [5]에서 부하역률에 관한 민감도를 사용하여 부하역률을 효과적으로 개선시킬 수 있음을 보여주었다. 하지만 하계부하의 한 케이스에 대해서만 분석하였고, 전체시스템을 고려하지 않았다. Zhang은 무효전력 보상설비의 동작비용과 에너지손실을 최소화하는 목적함수를 고려하여 지나친 기기의 동작이 이루어지지 않는 무효전력 보상방안을 제시하였다[6]. 이 논문에서도 발전비용은 고려하지 않고 간단한 테스트모델에서만 분석하였다. Zobaa는 역률규정을 만족시키고 공진을 피하면서 무효전력설비의 설치비용을 줄이는 방안과 무효전력보상 설비의 적정크기를 결정하는 모델을 제시하였다[7]. 여기서는 수용가의 부하설비의 설치 측면에서 다루고, 전체 시스템의 역률 개선에 대한 것은 아니다.

본 논문에서는 전력시스템의 수많은 케이스들에 대하여 부하역률의 효과를 분석하기는 사실상 실행하기 어려우므로, 전력시스템의 운용상태를 여러 패턴(pattern)으로 구분하여 근사적으로 부하역률에 대하여 분석하면서도, 부하역률에 대한 전체적인 검토와 영향 분석을 효과적으로 아주 쉽게 수행할 수 있는 기법을 제안한다. 전력시스템의 운용상태를 여러 패턴으로 구분하기 위하여 부하지속곡선을 도입하여 활용한다. 전체 패턴에 대한 발전비용의 무효전력에 관한 민감도를 수식으로 유도하여 도출하고, 이 민감도를 무효전력을 보상하는 위치와 보상순서를 체계적으로 결정하는 데 활용하여 무효전력을 효과적으로 보상하도록 한다. 역률개선은 전력손실을 줄이는 경제적 측면뿐만이 아니라 전압의 일정 범위 유지라는 전압품질 유지의 측면이 또한 중요하므로, 기존의 전압에 대한 제약조건 방식 대신에 지수함수 꼴의 페널티 함수를 도입하여 전압변동을 또 다른 비용으로 환산한 전압변동 페널티비용을 적용한다. 또한 요즘에 대두되고 있는 온실가스 절감효과도 반영한다. 발전비용, 보상설비 투자비용, 전압변동 페널티비용, 온실가스 절감비용을 합한 종합비용을 고려하여 적절한 역률 값을 결정하는 기법과 절차를 제시한다. 이의 기법을 한전의 실제계통에 적용하여 분석하고, 부하 역률 변화가 전력 시스템 운용에 미치는 영향을 분석한다.

2. 발전비용의 무효전력에 관한 민감도

부하 역률을 전력계통의 안정성이나 경제적인 관점에서 어느 수준으로 유지하여야 효율적인가 하는 문제는 여러 가지 면들을 동시에 고려하여 검토해야 할 필요가 있는데, 전력계통의 안정도와 경제성을 고려한 전력계통의 최적운용을 추구하는 최적조류계산의 목적함수로 가장 널리 채택되고 있는 것은 유효전력 생산비용이다. 이 발전비용의 무효전력에 관한 민감도를 구하면, 무효전력 투입위치나 보상량의 결정 또는 부하역률 개선 방안 수립 시에 효과적으로 활용할 수 있다. 전력시스템의 수많은 케이스들에 대하여 부하역률

의 효과를 분석하기는 사실상 실행하기 어려우므로, 전력시스템의 운용 상태를 여러 패턴으로 구분하여 부하역률에 대하여 분석한다. 전력시스템의 운용상태를 m개의 패턴으로 나누고 이 패턴의 발전비용을 모두 합한 전체 발전 비용은 아래와 같이 표현될 수 있다.

$$F = \sum_{k=1}^m T_k \cdot \sum_{i \in NTG} F_{ik}(P_{Gik}) \tag{1}$$

$$= \sum_{k=1}^m T_k \cdot \sum_{i \in NTG} \{A_i + B_i \cdot P_{Gik} + C_i \cdot P_{Gik}^2\} \cdot F_{Cik}$$

여기서, F는 특정 기간 동안의 총 발전 비용, m은 고려하는 패턴의 개수, T_k는 k 패턴의 지속시간, F_{ik}는 k 패턴 기간 중의 i 모션 발전기의 단위 시간 당의 발전비용, F_{Cik}는 k 패턴 기간 중의 i 모션 발전기의 단위 시간 당의 연료비 단가, P_{Gik}는 k 패턴 기간 중의 i 모션 발전기의 유효 전력 발전량이고, NTG는 발전 모션의 집합을 나타내고, A_i, B_i, C_i는 모션 i의 발전기의 발전비용 계수이다. 모션 i의 전력방정식은 아래와 같이 표현된다.

$$P_{Gi} - P_{Li} + \sum_{j \in N_{Li}} V_i V_j y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) - \sum_{j \in N_{Li}} V_i^2 y_{ij} \cos(\theta_{ij}) = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \tag{2}$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} + \sum_{j \in N_{Li}} V_i V_j y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) + \sum_{j \in N_{Li}} V_i^2 y_{ij} \sin(\theta_{ij}) + \sum_{j \in N_{Li}} \omega C_{ij} V_i^2 / 2 = 0 \tag{3}$$

i = 1, 2, ..., *n*

위의 식에서, N_{Li}는 모션 i와 선로로 연결된 모션들의 집합, P_{Li}, Q_{Li}는 i 모션의 유효전력 부하와 무효전력 부하, Q_{Gi}는 i 모션 발전기의 무효 전력 발전량, V_i, δ_i는 i 모션의 전압의 크기와 위상각, y_{ij}, θ_{ij}는 i 모션과 j 모션간의 선로 어드미턴스 크기와 위상각, C_{ij}는 모션 ij간의 선로의 분포 커패시턴스, ω는 각속도, n은 전체 모션의 수를 나타낸다. 용량성 무효전력을 보상하는 제어설비를 발전 모션이 아닌 부하모션인 r모션에 설치하는 경우, 이를 수식에 반영시키면 아래와 같이 표현될 수 있다.

$$Q_r = Q_{Cr} - Q_{Lr} = - \sum_{j \in N_{Lr}} V_r V_j y_{rj} \sin(\delta_r - \delta_j - \theta_{rj}) - \sum_{j \in N_{Lr}} V_r^2 y_{rj} \sin(\theta_{rj}) - \sum_{j \in N_{Lr}} \omega C_{rj} V_r^2 / 2 \tag{7}$$

여기서 Q_{Cr}은 r모션 무효전력의 제어량을 나타낸다. 역률 개선은 무효전력을 투입하여 역률을 개선하는 문제이므로, 유효전력의 부하는 일정한 것으로 가정한다.

r 모션의 무효전력에 관한 발전비용의 민감도(S_r)는 Chain rule을 적용하여 아래와 같이 표현될 수 있다.

$$S_r = - \frac{\partial F}{\partial (Q_r)} = - \sum_{i \in NTG} \sum_{j=1}^n \frac{\partial F}{\partial P_{Gik}} \frac{\partial P_{Gik}}{\partial \delta_{jk}} \frac{\partial \delta_{jk}}{\partial Q_r} - \sum_{i \in NTG} \sum_{j=1}^n \frac{\partial F}{\partial P_{Gik}} \frac{\partial P_{Gik}}{\partial V_{jk}} \frac{\partial V_{jk}}{\partial Q_r} \tag{5}$$

여기서 δ_{jk} , V_{jk} 는 각각 k 패턴 기간 중의 j 모선의 전압의 위상각과 크기를 나타낸다.

위의 식(6)에서 나타나는 편미분의 값들은 아래와 같이 표현된다.

$$\frac{\partial F}{\partial P_{Gik}} = \sum_{k=1}^m T_k \cdot \{B_i + 2C_i \cdot P_{Gik}\} \cdot F_{Cik} \quad (6)$$

$$\frac{\partial P_{Gik}}{\partial \delta_{jk}} = -V_{ik} V_{jk} y_{ij} \sin(\delta_{ik} - \delta_{jk} - \theta_{ij}) \quad (7)$$

$$\frac{\partial P_{Gik}}{\partial \delta_{ik}} = \sum_{j \in N_{Li}} V_{ik} V_{jk} y_{ij} \sin(\delta_{ik} - \delta_{jk} - \theta_{ij}) \quad (8)$$

$$\frac{\partial P_{Gik}}{\partial V_{jk}} = -V_{ik} y_{ij} \cos(\delta_{ik} - \delta_{jk} - \theta_{ij}) \quad (9)$$

$$\frac{\partial P_{Gik}}{\partial V_{ik}} = -\sum_{j \in N_{Li}} V_{jk} y_{ij} \cos(\delta_{ik} - \delta_{jk} - \theta_{ij}) + \sum_{j \in N_{Li}} 2V_{ik} y_{ij} \cos(\theta_{ij}) \quad (10)$$

$$\frac{\partial \delta_{jk}}{\partial Q_r} = [J^{-1}]_{(j,n+r)} \quad (11)$$

$$\frac{\partial V_{jk}}{\partial Q_r} = [J^{-1}]_{(n+j,n+r)} \quad (12)$$

여기에서, J 는 조류계산의 Jacobian 행렬을 나타내고, $[J^{-1}]_{(j,n+r)}$ 는 J 의 역행렬의 δ_{jk} 와 Q_r 에 일치하는 요소를 나타내고, $[J^{-1}]_{(n+j,n+r)}$ 는 J 의 역행렬의 V_{jk} 와 Q_r 에 일치하는 요소를 나타낸다.

이 민감도 식을 사용하면 1회 계산으로 모든 부하모선에 대한 민감도가 계산되고 민감도의 크기가 서로 비교될 수 있으므로 우선적으로 무효전력 설비를 설치해야 할 모선을 선정할 수 있어서, 계통 계획 및 운용에 효과적으로 활용할 수 있다.

3. 경제성 및 전압품질이 반영된 종합비용과 부하지속곡선을 활용한 적정 부하역률 분석

3.1 종합비용

1) 투자비용

전력 공급용 설비를 건설하는데 발생하는 설비비와 건설한 후 매년 운전여부와 무관하게 발생하는 유지비, 인건비 등의 고정비를 합한 비용을 투자비로 정의할 수 있다. 설비비의 특성을 살펴보면 설비의 규모가 증가함에 따라 설비비는 단조 증가하는 경향을 갖고 있고, 검토대상 기간내에 전력수요를 만족시키기 위하여 수명이 경과된 설비는 계속 재투자 하여야 한다. 이 때 수명이 남은 설비는 잔존가치로 회수된다. 여기서는 간략히 하기 위해 잔존가치를 감안하여 설비의 수명을 고려하고, 잔존가치는 없는 것으로 가정한다. 여러 가지 비용들이 다른 시간대에서 발생하거나 검토 대상 기간 전체에 걸쳐서 발생하는 경우에는 돈의 시간적 가치를

고려하여 동일한 시점에서의 비용으로 환산하여 계산하여야 한다. 유지비와 인건비를 포함한 설비 설치비용의 현가를 C_p , 수명을 L 년, 할인율을 i , 매년 발생하는 균등화 비용을 C_F 라 하면, 매년 발생하는 균등화 비용 C_F 는 아래와 같이 표현된다[10].

$$C_F = C_p \cdot \frac{i(1+i)^L}{(1+i)^L - 1} \quad (13)$$

이 값이 투자비용을 매년 발생하는 균등화 비용으로 표시한 것이다.

본 논문에서는 무효전력을 투입하여 역률을 개선하는 문제이므로, 유효전력의 부하는 일정한 것으로 가정하며 무효전력을 보상하는 설비들의 투자비용만을 고려한다.

2) 전압 변동을 고려하는 비용 모형

역률개선 주요 목적 중의 하나가 전압을 적절한 범위 내로 유지시키는 것이므로 역률의 값을 결정하는데 경제성만 고려할 수 없다. 따라서 최적 역률 값을 구하고자하는 수식화 과정에서 전압 변동을 또 다른 비용으로 환산하여 산정한다. 전압의 허용 범위를 정하고 이 전압의 범위에 들면 적합한 해가 되고 이 범위를 벗어나면 재조정하여 적합한 해를 구하는 방법이 많이 사용되고 있지만, 허용범위의 경계치 부근의 값을 취급할 때에 아주 작은 값의 차이임에도 적합 또는 부적합의 극단적인 해로 취급하는 이 방법은 불합리한 점이 있다. 또한, 기준값으로부터 $\pm 10\%$ 의 전압변동 허용범위를 준다고 가정할 경우에 1.0[p.u]에 해당하는 전압과 0.9[p.u]에 해당하는 전압은 둘 다 허용범위 내에 있는 해이지만 전압의 질에 있어서 차이가 있기 때문에 동일하게 취급하는 것은 불합리한 점이 된다. 이러한 점들을 고려하여 전압의 허용 범위를 주는 제약조건을 페널티 함수를 도입하여 전압이 원하는 값에서 벗어날수록 큰 값을 갖도록 하여 전압 변동을 비용으로 환산한다. 아래의 전압변동페널티비용(C_V)이 전압변동을 비용으로 환산한 것이다.

$$C_V = k_a \sum_{i \in N_{load}} \frac{\exp[k_b |V_i - V_{Ri}|] - 1}{N_i} \cdot F \quad (14)$$

여기에서, N_{load} : 부하모선들의 집합, N_i : 부하모선의 수, k_a, k_b : 상수, V_i : i 모선의 p.u.단위의 전압크기, V_{Ri} : i 모선의 p.u.단위의 원하는 전압의 크기, F 는 총 발전 비용, \exp 는 지수함수를 나타낸다. 이 함수는 부하모선전압이 원하는 전압의 값이면 영이나, 원하는 전압을 벗어나면 지수적으로 증가하는 특성을 나타내고 있으며, 모든 부하모선에 대하여 값을 합하고 부하모선의 수 N_i 로 나눔으로써 모든 부하모선에 대한 평균값을 취한 것이다. 전압변동페널티비용의 상수들인 k_a, k_b 의 값은 계통계획 및 운용의 결정권자가 전압변동과 경제성 측면 등의 중요성을 감안하여 적절한 값을 선정하면 된다.

3) 이산화탄소 배출량 감축효과 산정

이산화탄소 배출량 계산 과정은 발전소의 발전량 파악, 연

로별 탄소 배출계수의 선정을 포함하며, 아래와 같은 식으로 표현할 수 있다.

$$\begin{aligned} & \text{발전소 이산화탄소배출량[ton/h]} \\ & = \text{이산화탄소 배출계수[kg-CO}_2\text{/Gcal]} \times \text{발전량[kW]} \\ & \quad \times 860 \times 10^{-6} \times 10^{-3} \end{aligned} \quad (15)$$

여기서 발전량[kW]에 해당하는 열량으로 환산하기 위해 (1kW=860kcal/h)의 관계식과 kcal를 Gcal로 환산하기 위하여 10^{-6} 지수와 kg을 ton으로 환산하기 위하여 10^{-3} 지수가 사용되었다. 발전소의 이산화탄소 배출비용은 아래의 관계식으로 표현된다.

$$\begin{aligned} & \text{발전소 이산화탄소배출비용[원/h]} \\ & = \text{이산화탄소 배출비용 [원/CO}_2\text{ton]} \times \text{탄소배출량[ton/h]} \end{aligned} \quad (16)$$

부하의 역률은 동일한 값으로 유지되는 경우 그 효과는 지속적으로 유지되므로, 역률이 일정하게 개선된다면 각 시간당 발전원별 곡선의 윗부분을 잘라낸다고 볼 수 있다. 각 시간당 발전원별 곡선의 윗부분에 해당하는 발전원을 파악하여 이에 해당하는 이산화탄소 배출 감축량을 계산한다. 이산화탄소 배출권의 가격은 주위 여건에 따라 수시로 변경될 수 있는데, 부하역률 개선에 따른 이산화탄소 배출 감축량을 계산한 후에 현재의 이산화탄소 배출권의 시세인 톤당 가격을 곱하여주면, 현 상태에서의 이산화탄소 배출 감축 효과를 일치하는 비용으로 환산하여 표현할 수 있다.

위에서 고려한 발전비용에 보상설비 투자비용, 전압변동 페널티비용, 이산화탄소 배출 감축 효과 등을 합한 비용을 종합비용이라고 정의한다. 이 종합 비용을 최소화하는 역률 값을 구하면 경제적 측면과 전압의 일정 범위 유지라는 전압품질 유지의 측면을 모두 고려하는 전력계통 계획 관점에서의 적정 역률 값을 구할 수 있다.

3.2 부하지속곡선 활용 및 적정부하 역률의 효과적인 산정절차

전력 시스템 모델은 각 전력회사마다 다르며 또 같은 전력 시스템이라 하더라도 시간에 따라서 변화하고 있다. 따라서, 부하 역률의 효과 분석을 위한 전력 시스템 모델 또한 수많은 케이스가 존재하게 된다. 이러한 특성의 전력 시스템에 대하여 부하역률의 효과를 분석하기 위해서는 간략화 하기 위한 과정이 필요하다. 전력시스템의 운용상태를 여러 패턴으로 구분하여 근사화하여 적용하면 근사적으로 쉽게 부하역률에 대하여 분석할 수 있다. 전력시스템의 운용상태를 계절별, 요일별, 유사 특성을 갖는 시간대 별로 그룹핑하여 각 부하대의 특성을 대표하는 전력 시스템의 패턴으로 구분하고, 각 패턴에 대하여 분석한 후에 이 패턴들의 효과를 종합하여 전체 시스템 운용 상태에 대한 부하역률 효과를 분석한다. 이러한 목적으로 전력시스템의 운용상태의 패턴을 나누기 위하여 부하지속곡선을 사용할 수 있다. 부하지속곡선의 개념적인 그림이 그림 1에 보여져 있다.

이 부하지속곡선은 대상연도의 계통부하가 어떤 지정된 값과 같거나 그 값을 초과하게 되는 시간수로 표현된다. 가로축의 X축은 영부터 8760시간을, 세로축의 Y축은 부하를 나타내는데, X값이 영일 때 Y값은 당해연도의 최대부하를 의미하며 X값이 8760일 때 Y값은 당해연도의 최소부하를 의미한다. 정의에 의하여 이 함수는 단조감소함수가 된다. 이 부하지속곡선을 단계별로 여러 부분으로 나누고 각 부하의 단계를 하나의 패턴으로 두어서 이 패턴을 대표하는 대표적인 전력시스템 모델을 선정한다. 이 각각의 패턴을 대표하는 대표 모델에 대하여 시뮬레이션을 수행하여 종합함으로써 전체적인 부하역률의 효과를 분석할 수 있다.

여기서는 간략한 분석을 위하여 중부하대, 중간부하대, 경부하대의 3패턴으로 나누어 적용한다. 중부하대는 하계의 무더위나 동계의 추위로 부하가 많이 걸리는 부하대를 나타내고, 중간부하대는 중간수준의 부하대를 나타내며, 경부하대는 봄, 가을의 새벽 시간대 같은 부하가 작게 걸리는 시간대를 나타낸다.

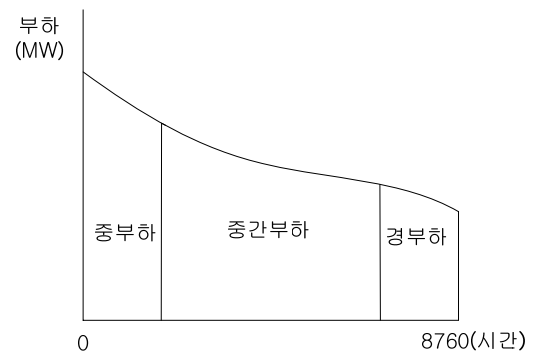


그림 1 부하지속곡선
Fig. 1 Load duration curve

전체 패턴에 대한 발전비용의 무효전력에 관한 민감도를 사용하여, 우선적으로 무효전력의 투입위치를 선정한다. 그리고 각 패턴에 대하여 선택한 투입위치에 무효전력 보상을 시행하고 OPF 프로그램을 수행하여 발전비용이 최소가 되게 발전력을 배분하고 이 상태에서의 종합비용을 계산한다. 전체 패턴에 대하여 계산한 종합비용을 각 패턴의 지속시간에 비례하는 가중치를 가하여 합하면 전체 패턴 고려시의 종합비용이 산출되며, 이것을 보상 직전의 전체 패턴의 종합비용과 비교한다. 종합비용이 감소하면 전체 편익이 증가한 것이므로 개선된 무효전력 보상방안이 얻어졌으므로 더 개선시키기 위하여 이 과정을 반복하며, 종합비용이 증가하면 전체 편익이 감소한 것이므로 더 개선된 무효전력방안을 얻을 수 없는 상태이므로 보상하기 직전의 상태가 최적 무효전력 보상이 이루어진 상태이다. 이와 같이 전체 패턴 종합비용이 더 이상 감소하지 않을 때까지 동일 과정을 반복하여 최적 역률 개선 방안을 결정할 수 있다. 여기서 발전비용의 부하역률에 관한 민감도 값은 반복 계산 시에 변화가 작은 결과를 보여주고 있어 매번 계산할 필요는 없고, 계산의 정도를 높이기 위해 수 회 반복하여 보상해 준 후에 한번씩 계산해 주는 것으로 충분하다. 반면에, OPF 프로그램으로는 그 조건에서의 보상 값만 결정하여 줄 뿐 앞으로의

추가 보상에 대한 정보를 주지 못한다. 이러한 점들을 고려하여 적정 무효전력 보상 및 적정 부하 역률값을 결정하기 위한 절차도는 그림 2와 같다.

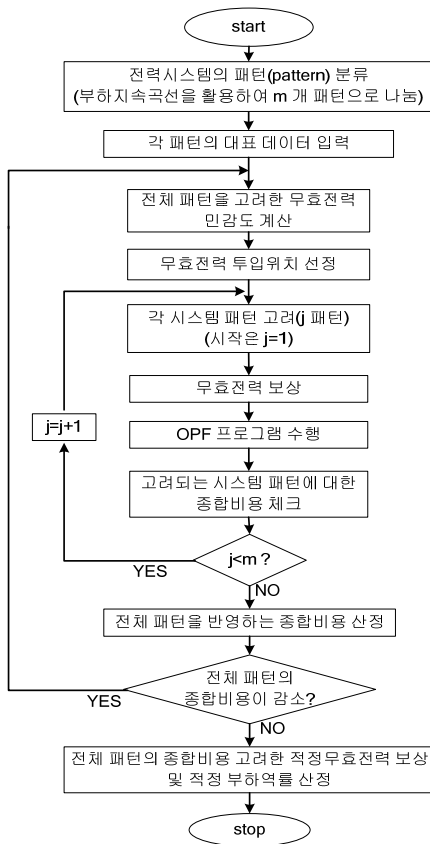


그림 2 종합비용과 부하지속곡선을 이용한 적정 부하역률 산정 플로우차트

Fig. 2 Flow chart of determination of an appropriate load power factor using the integrated costs and load duration curve

4. 사례 연구

4.1 분석위한 적용 모델

본 논문에서는 한전의 2011년도 전력시스템에 대하여 분석하며, 한전의 2011년도 부하지속곡선을 간략히 중부하대, 중간부하대, 경부하대의 3패턴으로 나누어 적용한다. 각 부하대별로 차이는 있으나 모든 모선들의 부하가 유도성 무효전력 부하들로 되어 있으므로, 분석의 단순화를 위해 용량성 무효전력보상 대책만을 고려한다.

중부하의 전력시스템 부하 역률 모델은 부하지속곡선에서 최대 부하에서부터 1년(8760시간)의 20%의 시간 범위에 드는 부하로 가정하였고, 2011년도 한전의 중부하대의 모델이 이 부분을 대표하는 평균적인 값을 갖는 부하모델이라고 가정하였다. 경부하의 전력시스템 부하 역률 모델은 부하지속곡선에서 최소 부하에서부터 역으로 1년(8760시간)의 20%의 시간의 범위에 드는 부하로 가정하였고, 2011년도 한전의 경부하대의 모델이 이 부분을 대표하는 평균적인 값을

갖는 부하모델이라고 가정하였다. 그리고, 중간부하의 전력시스템 부하 역률 모델은 부하지속곡선에서 나머지 중간의 60%의 시간에 해당하는 부하로 가정하였고, 2011년도 한전의 중간부하대의 모델이 이 부분을 대표하는 평균적인 값을 갖는 부하모델이라고 가정하였다. 중부하대를 대표하는 것으로 선택된 전력 시스템은 한전의 2011년 하계의 낮 시간대의 시스템으로 154kV 이상의 설비에 대하여 모선수 1628개, 송전선로 2216선로, 발전기 317기와 부하 68,149MW를 가지고 있다. 중간부하대를 대표하는 것으로 선택된 전력 시스템은 한전의 2011년 봄의 낮 시간대의 시스템으로 154kV 이상의 설비에 대하여 모선수 1551개, 송전선로 2109선로, 발전기 258기와 부하 51,583MW를 가지고 있다. 경부하대를 대표하는 것으로 선택된 전력 시스템은 한전의 2011년 봄의 새벽 시간대의 시스템으로 154kV 이상의 설비에 대하여 모선수 1485개, 송전선로 2054선로, 발전기 220기와 부하 43,370MW를 가지고 있다.

한전의 2011년 중부하대, 중간부하대, 경부하대의 전력시스템들을 각기 중부하대, 중간부하대, 경부하대의 시뮬레이션을 위한 기본 케이스로 두고, 각각의 기본 케이스에서의 무효전력 보상설비의 투자 비용을 영으로 간주하였다. 각각의 기본 케이스에서의 부하역률은 중부하대가 0.935, 중간부하대가 0.968, 경부하대가 0.988이다. 고려하는 모든 전력시스템 패턴에 대하여 발전비용의 부하역률에 관한 민감도 값들을 모선별로 각각 계산하고 이 민감도를 각 패턴의 지속 시간에 비례하는 가중치를 가하여 합산함으로써 모선별 종합 민감도를 산정한다. 이 종합민감도를 사용하여 순위를 정한 후에 이 종합 민감도의 순위에 따라 부하역률 개선을 위한 무효전력 보상을 시행한다.

발전비용의 부하역률에 관한 민감도는 PSS/E 패키지와 IPLAN프로그램을 활용하여 계산하였고, OPF프로그램 수행은 Power World 상용 프로그램을 사용하였다. Power World 프로그램의 OPF프로그램은 선형기법을 기본으로 하는 프로그램이어서 모든 케이스에 대해 쉽게 해를 제시할 수 있으므로 시뮬레이션의 편의를 위하여 이를 사용하였으며, Power World 프로그램은 PSS/E 패키지의 데이터를 호환할 수 있는 기능을 가지고 있다. 따라서 PSS/E의 패키지에서 사용하는 데이터(*.raw 형의 데이터)를 그대로 불러들여서 동일한 시스템에 대하여 Power World의 OPF프로그램 계산을 수행하였다. 데이터와 그래프의 출력은 오차를 포함하고 있으므로 최소자승오차법으로 튜닝하였고, 최소자승오차법 적용과 출력데이터에 대한 처리는 Matlab 프로그램을 활용하였다.

무효전력 보상설비의 수명은 30년, 할인율은 8%로 가정하였다. 또, 점차 전력의 높은 품질이 요구되는 상황으로 변화되어 가고 있으므로 전압변동페널티비용을 고려하며, 전압변동페널티비용의 계수들은 $k_a = 0.68 \times 10^{-4}$, $k_b = 30.0$ 으로 가정하였다. 전압변동페널티비용의 상수들의 값은 계통계획 및 운용의 결정권자가 전압변동과 경제성 측면 등의 중요성을 감안하여 적절한 값을 선정하면 된다. 무효전력 보상설비의 설치비용의 현가를 10.0[\$/kVAr]로 가정하고 시뮬레이션을 수행하였다. 이산화탄소 배출 감축량에 해당하는 발전원별 곡선의 윗부분에 해당하는 발전원으로 중유발전소 62.5%, 석탄발전소 25%, LNG발전소 12.5%인 것으로 가정하고, 탄

소 배출계수는 각각 21.1, 17.2, 27.6을 적용하였다. 톤당 탄소배출비용은 32,000[원/ton]으로 적용하고, 달러당 환율은 1,100[원/\$]을 적용하였다.

4.2 시뮬레이션 결과 및 검토

발전비용의 부하역률에 관한 종합 민감도에 따라 무효전력을 보상하는 위치를 결정하고, 무효전력 보상설비에 의한 순차적인 무효전력 보상을 통하여 부하역률을 개선시켜나감에 따라 각 변수들의 변화되는 궤적들을 통하여 분석한다. 먼저 중부하대에 대하여 이 상태를 일정 기간 동안 계속하여 유지한다고 가정하고 분석하면, 무효전력 보상량에 따른 종합비용 변화가 그림 3에 제시되어 있다. 부하역률 변화에 따른 종합비용 변화는 그림 4에 제시되어 있다. 이 그림을 보면 어느 정도의 부하역률 보상시까지는 종합비용이 감소하나 일정 범위를 넘어 서면 반대로 증가함을 보여주며, 이 궤적의 최소점이 이 부하대에서의 적정 무효전력 보상 및 적정 부하역률 개선점이 된다. 이 때의 적정 무효전력보상량은 6,100[MVAr] 정도이고, 무효전력보상이 없는 베이스

케이스에서의 부하역률이 0.935이며 적정부하역률은 0.955 정도인 것을 알 수 있다.

다음에 중간부하대에 대하여 이 상태를 일정 기간 동안 계속하여 유지한다고 가정하고 분석하면, 이 때의 무효전력 보상량에 따른 종합비용 변화가 그림 5에, 부하역률 변화에 따른 종합비용 변화가 그림 6에 제시되어 있다. 이 그림을 보면 중부하대와 유사하나 이 궤적의 최소점이 중부하대에 비하여 무효전력보상량에 따른 종합비용 변화의 곡선은 좌측으로 이동하게 된 것을 알 수 있다. 이 그림으로부터 이 때의 적정 무효전력보상량은 5,900[MVAr] 정도이고, 무효전력보상이 없는 베이스 케이스에서의 부하역률이 0.968이며 적정부하역률은 0.990 정도인 것을 알 수 있다.

유사하게 경부하대에 대하여 이 상태를 일정 기간 동안 계속하여 유지한다고 가정하고 분석하면, 이 때의 무효전력 보상량에 따른 종합비용 변화가 그림 7에, 부하역률 변화에 따른 종합비용 변화가 그림 8에 제시되어 있다. 이 경우에는 중간부하대에서 보다 더 이동하여, 이 때의 적정 무효전력보상량은 4,900[MVAr] 정도이고, 무효전력보상이 없는 베이스 케이스에서의 부하역률이 0.988이며 적정부하역률은

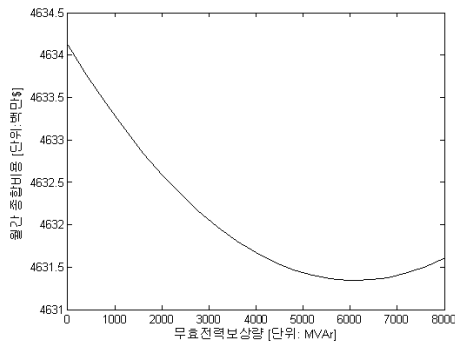


그림 3 무효전력보상량에 따른 종합비용 변화 (중부하대, 무효전력설비 설치비용=10.0[\$/kVAr]의 경우)

Fig. 3 Variation of integrated cost according to reactive power compensation (in heavy load)

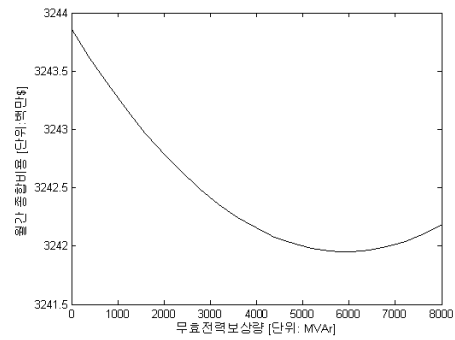


그림 5 무효전력보상량에 따른 종합비용 변화 (중간부하대, 무효전력설비 설치비용=10.0[\$/kVAr]의 경우)

Fig. 5 Variation of integrated cost according to reactive power compensation (in medium load)

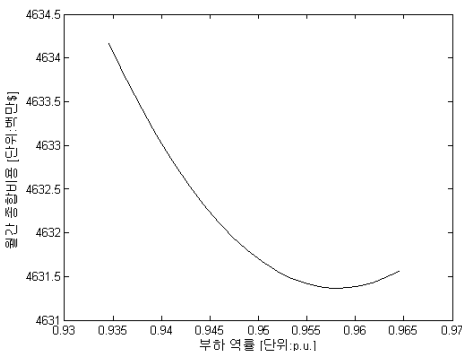


그림 4 부하역률 변화에 따른 종합비용 변화 (중부하대, 무효전력설비 설치비용=10.0[\$/kVAr]의 경우)

Fig. 4 Variation of integrated cost according to load power factor (in heavy load)

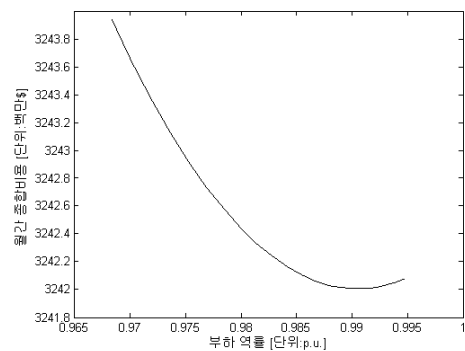


그림 6 부하역률 변화에 따른 종합비용 변화 (중간부하대, 무효전력설비 설치비용=10.0[\$/kVAr]의 경우)

Fig. 6 Variation of integrated cost according to load power factor (in medium load)

0.998 정도인 것을 알 수 있다.

참고로 중부하대에서 무효전력보상량에 따른 부하역률 변화의 궤적을 그림으로 나타내 보면 그림 9와 같다. 무효전력 보상량에 따라 부하역률이 상승하여 가되 부하역률이 1.0에

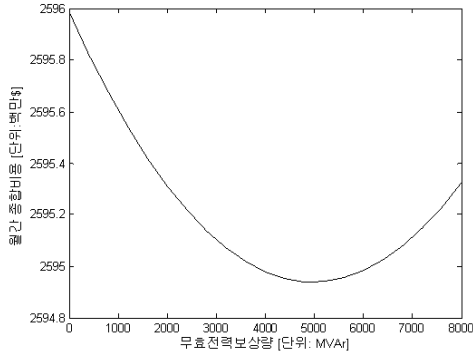


그림 7 무효전력보상량에 따른 종합비용 변화 (경부하대, 무효전력설비 설치비용=10.0[\$/kVAr]의 경우)

Fig. 7 Variation of integrated cost according to reactive power compensation (in light load)

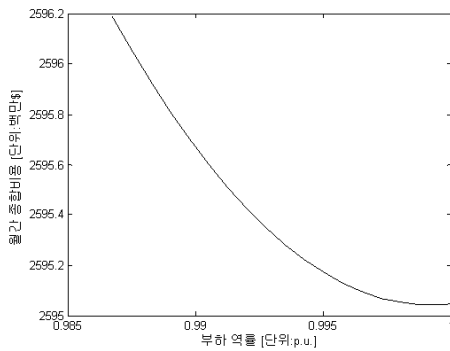


그림 8 부하역률 변화에 따른 종합비용 변화 (경부하대, 무효전력설비 설치비용=10.0[\$/kVAr]의 경우)

Fig. 8 Variation of integrated cost according to load power factor (in light load)

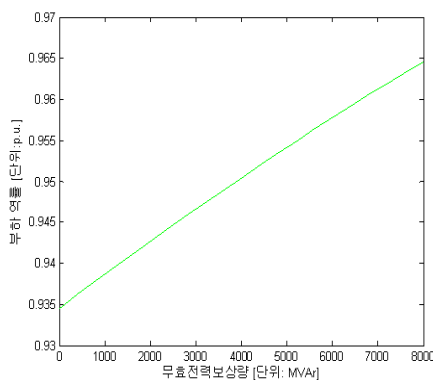


그림 9 무효전력보상량에 따른 부하역률 변화 (중부하대의 경우)

Fig. 9 Variation of load power factor according to reactive power compensation (in heavy load)

근접해 감에 따라 약간씩 기울기가 둔감해 짐을 알 수 있다.

중부하대, 중간부하대, 경부하대의 부하역률의 전체 패턴을 모두 고려했을 때, 전체패턴의 부하역률 변화에 따른 종합비용과 전체패턴의 무효전력보상에 따른 종합비용의 그림이 각각 그림 10, 그림 11에 보여져 있다. 1년 기간 동안에 대하여 분석한 후에 한 달간의 평균 종합비용으로 환산하여 표시하였다. 이 그림에서 보면 전체 패턴을 모두 고려했을 때 적정 무효전력보상량은 6,000[MVAr] 정도이고, 적정부하역률은 0.97정도인 것을 알 수 있다.

참고로 무효전력 보상설비의 설치비용의 현가가 20.0[\$/kVAr]인 경우에 대하여 분석하여 제시한 그림이 각각 그림 12, 그림 13에 보여져 있다. 이 그림에서 보면 무효전력 보상설비의 설치비용의 현가가 20.0[\$/kVAr]인 경우 전체 패턴을 모두 고려했을 때 적정 무효전력보상량은 5,000[MVAr] 정도이고, 적정부하역률은 0.960정도이며, 적정 무효전력보상량과 적정부하역률이 모두 줄어든 것을 알 수 있다.

무효전력 보상설비의 설치비용의 현가가 달라지면 연간

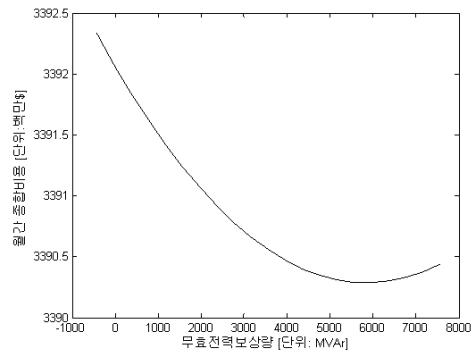


그림 10 전체패턴의 무효전력보상에 따른 종합비용 (무효전력설비 설치비용=10.0[\$/kVAr]의 경우)

Fig. 10 Variation of integrated cost according to reactive power compensation of all the patterns (the installation cost of reactive power compensation devices=10.0[\$/kVAr])

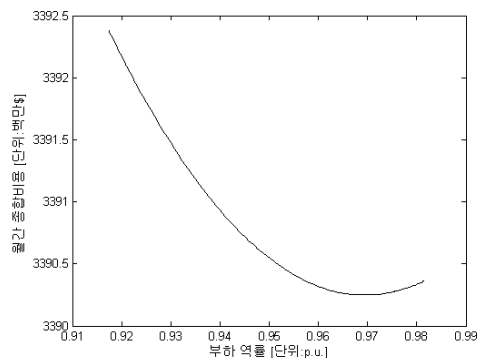


그림 11 전체패턴의 부하역률 변화에 따른 종합비용 (무효전력설비 설치비용=10.0[\$/kVAr]의 경우)

Fig. 11 Variation of integrated cost according to load power factor of all the patterns (the installation cost of reactive power compensation devices=10.0[\$/kVAr])

종합비용의 꺾적이 많이 변하게 된다. 위의 시뮬레이션 결과들을 통하여 무효전력에 관한 민감도와 부하지속곡선을 활용하여 적정 무효전력 보상 및 적정 부하역률을 쉽게 산정할 수 있음을 알 수 있다.

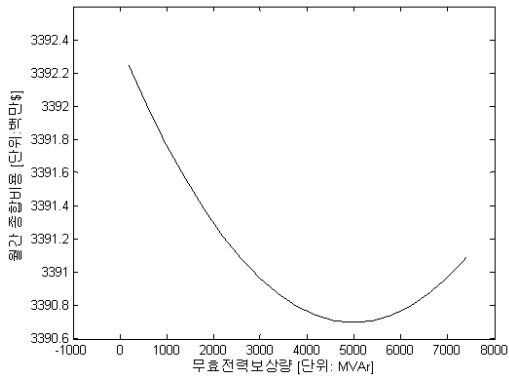


그림 12 전체패턴의 무효전력보상에 따른 종합비용 (무효전력설비 설치비용=20.0[\$/kVAr]의 경우)

Fig. 12 Variation of integrated cost according to reactive power compensation of all the patterns (the installation cost of reactive power compensation devices=20.0[\$/kVAr])

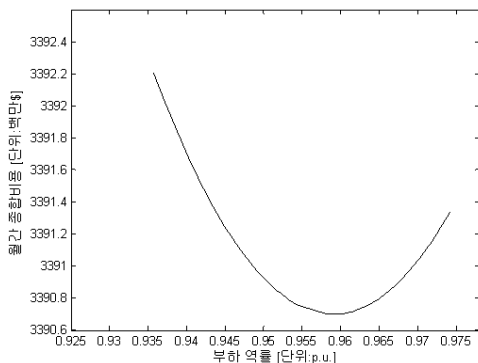


그림 13 전체패턴의 부하역률 변화에 따른 종합비용 (무효전력설비 설치비용=20.0[\$/kVAr]의 경우)

Fig. 13 Variation of integrated cost according to load power factor of all the patterns (the installation cost of reactive power compensation devices=20.0[\$/kVAr])

5. 결 론

전력 시스템 모델은 각 전력회사마다 다르며 또 같은 전력 시스템이라 하더라도 시간에 따라서 변화하고 있다. 따라서, 부하 역률의 효과 분석을 위한 전력 시스템 모델 또한 수많은 케이스가 존재하게 된다. 한전의 실제통에 대해서는 각 케이스 마다 엄청난 양의 데이터들을 수정하여 입력하여야 하기 때문에 막대한 시간과 노력이 필요하다. 이러한 특성의 전력 시스템에 대하여 부하역률의 효과를 분석하기 위해서는 간략화 하기 위한 과정이 필요하다. 본 논문에서는 이의 분석을 보다 더 효율적으로 쉽게 수행하기 위하여 부하지속곡선을 활용하는 방법을 제안한다. 부하지속 곡선을

단계별로 여러 부분으로 나누어 각각 하나의 패턴으로 정하고 각 패턴마다 대표적인 역률의 전력시스템 모델을 선정하고 이 각각의 대표 모델에 대하여 시뮬레이션을 수행하여 종합함으로써 부하역률의 개선 효과를 효과적으로 분석할 수 있다. 또 전체 패턴을 고려한 발전비용의 무효전력에 관한 민감도를 수식으로 유도하여 도출하고, 이 민감도를 무효전력을 보상하는 위치와 보상순서를 체계적으로 결정하는데 활용하여 무효전력보상과 부하역률효과분석을 쉽고 효율적으로 수행할 수 있도록 하였다. 발전비용과 보상설비 투자비용, 전압변동 페널티비용, 이산화탄소 배출 감축 효과 등을 포함하는 종합비용을 고려하여 경제적 측면과 전압의 일정 범위 유지라는 전압품질 유지의 측면을 고려하였고, 무효전력에 관한 민감도와 부하지속곡선을 활용하여 적정 무효전력 보상 및 적정 부하역률을 산정하는 기법을 쉽게 적용하는 절차를 제시하였다.

여기서는 부하역률과 관련된 시뮬레이션을 단순화하기 위해 부하지속 곡선을 크게 3부분으로 나누어 중부하, 중간부하, 경부하의 3 패턴으로 구분하고, 한전의 2011년도의 중부하, 중간 부하, 경부하의 데이터를 중부하, 중간 부하, 경부하 패턴의 대표적인 전력시스템의 부하 모델로 가정하고 분석하였다. 이 연구는 적정 부하역률을 결정하기 위한 체계적인 기법을 제시하는 것이 주 목적이며, 부하역률 유지 방안 수립과 부하역률을 개선하기 위한 조상 설비의 투자계획이나 운용 등에 대한 정책안을 수립하기 위해서는 다양한 부하패턴과 많은 케이스들에 대한 향후의 더 심도 깊은 연구가 필요하다.

감사의 글

이 논문은 부분적으로 인천대학교 2011년도 자체연구비 지원에 의하여 연구되었습니다.

References

- [1] M.M. Saied, "Optimal Power Factor Correction", IEEE Trans. Power Systems, Vol.3, No. 3, pp.844-851, Aug., 1988.
- [2] P.Nedwick, A.F. Mistr, E.B. Croasdale, "Reactive management: A key to survival in the 1990s", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, pp.1036-1043, May, 1995.
- [3] G.R.M. da Costa, "Optimal reactive dispatch through primal-dual method", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 2, pp.669-674, May, 1997.
- [4] Jeong-Tae Jang, Young-Soo Jeon, "The Optimal Condenser Position & Capacity for Power Factor Compensation in Distribution System", Trans. of Kiee, Vol.48A, pp.1190-1197, Oct. 1999.
- [5] Byung Ha Lee, Jung-Hoon Kim, "A Study on the Effective Enhancement of the Load Power Factor Using the Load Power Factor Sensitivity of Generation Cost", Trans. of Kiee, Vol.54A, pp.18-24, Jan, 2005.

- [6] Y.-J. Zhang, Z., "Optimal Reactive Power Dispatch Considering Costs of Adjusting the Control Devices", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 3, pp.1349-1356, 2005.
- [7] A.F. Zobaa, "Maintaining a good power factor and saving money for industrial loads", IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 53, No. 2, pp.710-711, May, 2006.
- [8] 한국전력거래소, "전력계통 전압운용 및 부하 역률 결정 방안에 관한 연구", 2002.12.
- [9] 한전전력연구원, "전력계통 안정도 정밀 해석을 위한 적정 부하 모델에 대한 연구", 2001.3.
- [10] 한국전력공사 전력경제처, "전력경제론 권4 전력설비 투자 이론", 1995.12.

저 자 소 개



이 병 하 (李 丙 河)

1954년 7월 12일생. 1978년 서울대학교 전기공학과 졸업. 1980년 동대학원 전기공학과 졸업(석사). 1991년 The Pennsylvania State Univ. 대학원 전기공학과 졸업(공학박). 1979년~1994년 한전 기술연구원 선임연구원. 1994년~현재 인천대학교 전기공학과 교수. 2007년~2008년 University of Illinois(Urbana-Champaign) 방문교수.
Tel : 032-835-8437
E-mail : bhlee@incheon.ac.kr



황 승 호 (黃 勝 湖)

1974년 4월 28일생. 2003년 인천대학교 졸업. 2006년 동대학원 전기공학과 졸업(공학석). 2011년~ 현재 인천대학교 전기공학과 박사과정.
Tel : 032-835-4607
E-mail : sh7467@hanmail.net