

# 전력시장의 발전기 보수계획을 고려한 확률적 발전 모델링

論 文

54A-8-6

## Probabilistic Generation Modeling in Electricity Markets Considering Generator Maintenance Outage

金 眞 鎬\* · 朴 宗 培†  
(Jin-Ho Kim · Jong-Bae Park)

**Abstract** - In this paper, a new probabilistic generation modeling method which can address the characteristics of changed electricity industry is proposed. The major contribution of this paper can be captured in the development of a probabilistic generation modeling considering generator maintenance outage and in the classification of market demand into multiple demand clusters for the applications to electricity markets. Conventional forced outage rates of generators are conceptually combined with maintenance outage of generators and, consequently, effective outage rates of generators are newly defined in order to properly address the probabilistic characteristic of generation in electricity markets. Then, original market demands are classified into several distinct demand clusters, which are defined by the effective outage rates of generators and by the inherent characteristic of the original demand. We have found that generators have different effective outage rates values at each classified demand cluster, depending on the market situation. From this, therefore, it can be seen that electricity markets can also be classified into several groups which show similar patterns and that the fundamental characteristics of power systems can be more efficiently analyzed in electricity markets perspectives, for this classification can be widely applicable to other technical problems in power systems such as generation scheduling, power flow analysis, price forecasts, and so on.

**Key Words** : Probabilistic Generation Model, Maintenance Outage Rate, Demand Clustering, Effective Outage Rate

### 1. 서 론

현재 전력시장 환경에서 발전기 보수계획(Generator maintenance schedules) 중장기(Mid and long-term) 전력수급에 미치는 영향에 대한 연구가 충분하지 못한 실정이다. 지금까지의 전력시장에 대한 분석은 주로 현물시장의 입찰전략이나 시장균형과 같이 단기적인(Short-term) 관점에서 발전력을 결정하는 문제에(Commitment decision problems) 집중된 것이 사실이다 [1, 2]. 그렇지만, 전력산업의 경쟁구조 도입으로 발전기의 보수계획은 시간대별 시장가격에(Time-varying market prices) 대해 자사의 이익을 최대화하는 발전회사의 의사결정 전략으로 새롭게 인식되고 있다 [3, 4]. 발전기 보수계획이 전력계통 및 전력시장의 장단기 운용 및 계획에 미치는 영향은 매우 큰 것으로 인식되고 있다. 전력계통의 단기운영 측면에서 이러한 발전기 보수계획은 이미 결정된 고정된 값으로 생각할 수 있다 [5]. 따라서 전력계통 및 전력시장의 단기운영 측면에서 볼 때, 발전기 보수계획을 불확실성으로 모델링 할 필요가 없다. 그렇지만, 각 발전기의

보수계획이 결정되지 않은 중장기 계통 및 시장운영 측면에서, 발전기 보수계획을 불확실성으로 모델링 하여 이러한 발전기 보수계획이 중장기 전력시장의 전력수급에 미치는 영향을 분석할 수 있다 [6]. 즉, 전력계통 및 전력시장의 장기운용을 예측하고 평가하기 위해서는, 불확실성을 내포한 발전기 보수계획에 대한 모델링 및 이에 대한 분석이 필수적이라고 할 수 있다. 따라서 본 논문에서는 Uniform pricing auction 형태의 시장을 대상으로 새로운 발전기 보수계획 모델링 방법을 제안하고 이를 통해 유효 발전가용용량(Effective generation) 개념을 제안한다. 또한, 기존의 수요를 특성이 유사한 클러스터로 묶는 방법을 통해 전력시장의 장기분석에 적용할 수 있는 실제적인 방법을 제안한다. 제안된 방법을 통해, 중장기 전력수급이나 장기 전력가격 패턴과 같은 전력시스템의 기본적인 기술적 및 경제적 특성에 대한 분석이 가능하게 되었다. 따라서, 본 논문에서 제안된 방법은 발전계획이나 조류해석, 수요/가격예측, 수급분석과 같은 전력계통 및 전력시장의 중장기적인 운용/계획 분야에 폭넓게 사용될 수 있을 것으로 기대된다.

### 2. 기존의 확률적 발전 모델링(Conventional Probabilistic Generation Model)

#### 2.1. 발전기 고장정지 모델

발전기 고장정지(Generator forced outage)란 설비의 고장 등으로 인해 발전기가 발전을 수행할 수 없는 계획되지 않은

† 교신저자, 正會員 : 建國大學校 電氣工學科 助教授 · 工博  
E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr

\* 正會員 : 釜山大學校 電氣工學科 助教授 · 工博  
接受日字 : 2005年 4月 20日  
最終完了 : 2005年 6月 27日

발전기 고장을 의미한다. 각 발전기들은 기술적인 문제들로 인해 발전고장 상태를 경험하게 된다. 이러한 발전기 고장정지를 모델링하기 위해 확률변수를 사용하였으며, 이를 위해서 정상적인 운전상태 동안 발전기가 고장 정지될 확률에 해당하는 확률밀도함수를 정의하여 이를 분석하였다.

2.2. 발전기 고장정지 정식화

고전적인 발전기-*i*의 고장정지율 (Forced outage rate,  $FOR_i$ )을  $P_i$ 라고 하면, 이것은 발전기가 고장정지로 인해 운전하지 못한 시간이 총 시간에서 차지하는 비율로 정의할 수 있다 [7]. 발전기-*i*의 연간 운전시간을  $SH_i$  [hours]라고 하고, 연간 고장정지시간을  $FOH_i$  [hours]라고 하면, 발전기-*i*의 고장정지율은 다음과 같이 정의됨을 알 수 있다:

$$FOR_i = P_i = \frac{FOH_i}{SH_i + FOH_i} \quad (1)$$

그러나 (1)에서 정의된 고전적인 고장정지율 개념에는 발전기의 보수계획에 의한 보수정지가 (Maintenance outage) 고려되지 않음을 알 수 있다. 본 논문에서는 전력시장 및 전력계통의 중장기 운영에 지대한 영향을 미치는 발전기 보수계획을 고려하기 위해, 발전기의 보수정지시간을 제외한 순수한 고장정지만을 고려한 고장정지율을 다음과 같이 재정의하였다:

$$FOR_i = P_i = \frac{FOH_i}{SH_i + FOH_i + MOH_i} \quad (2)$$

여기서,  $MOH_i$ 는 발전기-*i*의 연간 보수정지시간을 의미한다. 발전기-*i*의 고장정지를 위해 이산확률변수  $\eta_i$ 를 도입하고,  $\eta_i$ 의 확률밀도함수를 그림 1에서와 같이 정의하면,  $\eta_i$ 의 값이 1이면 발전기-*i*는 고장정지상태를 나타내며,  $\eta_i$ 의 값이 0이면 고장정지상태가 아님을 알 수 있다. 따라서 고장정지만을 고려한 발전기-*i*의 확률적 가용용량 (availability) 및 비가용용량 (unavailability)을 각각  $X_i$ 와  $\tilde{X}_i$ 로 정의하면,  $X_i = C_i(1-\eta_i)$  및  $\tilde{X}_i = C_i - X_i$  임을 알 수 있으며, 여기서  $C_i$ 는 발전기-*i*의 설비용량 (Capacity)을 의미한다.

3. 발전기 보수정지 모델링 (Generator Maintenance Outage Modeling)

발전기 보수계획은 전력시장의 시장가격과 발전회사의 수입을 결정하는데 있어서 매우 큰 영향을 미치고 있음을 알 수 있다 [3].

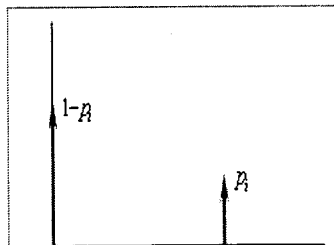


그림 1. 확률변수  $\eta_i$ 의 확률밀도함수  
Fig 1. Probability density function for  $\eta_i$

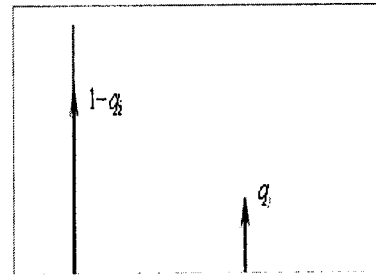


그림 2. 확률변수  $\theta_i$ 의 확률밀도함수  
Fig 2. Probability density function for  $\theta_i$

독점전력시장에서는, 단기 운영은 물론이고 중장기 운영 측면에서도 발전기 보수계획을 불확실성으로 처리할 필요가 없었다. 그 이유는 독점전력회사가 모든 발전기의 보수계획을 중앙집중적인 방법으로 결정하고 조정하기 때문이다 [8]. 이에 따라, 발전기 보수정지의 불확실성에 대한 연구가 활발하지 못하였으며, 그 결과, 경쟁적 전력사업 환경에서 전략으로서의 보수계획에 대한 분석이 미흡하였다. 발전설비용량을 일정부분 감소시키는 De-rating 방법이 현재로서는 적용할 수 있는 정도이다 [5, 7]. 그렇지만, 전력시장에서의 발전기 보수계획은 개별 발전회사의 의사결정 문제로 변화하였으며, 과거와 같이 수직 통합된 독점전력회사가 단지 전력시스템의 신뢰도를 유지하기 위한 일방적이고 중앙적인 방법으로 발전기의 보수계획을 수립할 수 없게 되었다. 그 대신 각 발전회사는 전력시장에서 자사의 수익을 최대화하기 위해 자사의 발전기들에 대한 보수계획을 수립하게 되었다 [4]. 이러한 시스템의 신뢰도와 발전회사의 수익성 사이에는 상충하는 면이 있는 것이 사실이며, 이를 위해 각 전력시장은 나름대로의 조정방안을 마련하고 있다.

따라서 전체 전력시스템 측면에서 보면 개별 발전회사가 결정하는 발전기 보수계획은 과거와 달리 불확실성의 문제로 변화하였다. 즉, 독점전력시장에서는 단기적 또는 장기적 측면에서 불확실성으로 모델링 하지 않았던 발전기 보수계획 문제가 경쟁적 전력시장 환경에서는 중장기 운영 측면에서의 불확실성으로 고려하게 되었다. 물론, 경쟁적 시장환경이라 하더라도 단기운영 측면에서는 발전기 보수계획이 여전히 불확실성이 아님은 주지의 사실이다. 본 논문에서는, 따라서, 전력시장의 중장기 운영 및 계획 측면에서 발전기 보수계획을 불확실성으로 모델링 하였으며, 이를 통해 변화된 전력산업구조에 적용 가능한 확률적 발전용량 모델링 방법을 제시하고자 한다.

3.1. 수학적 정식화

발전기-*i*의 보수정지율 (Maintenance outage rate,  $MOR_i$ )을  $q_i$ 라고 하면, 이 값은 발전기-*i*의 보수정지시간이 총 시간에서 차지하는 비율을 의미하며, 다음과 같이 정의됨을 알 수 있다:

$$MOR_i = q_i = \frac{MOH_i}{SH_i + FOH_i + MOH_i} \quad (3)$$

발전기-*i*의 보수정지를 나타내기 위한 이산확률변수를  $\theta_i$ 라고 하면, 확률밀도함수는 그림 2와 같이 주어짐을 알 수 있

으며,  $\theta_i$  값이 1이면 발전기- $i$ 는 보수정지상태 이며, 0이면 보수정지상태가 아님을 알 수 있다. 앞에서와 마찬가지로, 보수정지만을 고려한 발전기- $i$ 의 확률적 가용용량 ( $Y_i$ ) 및 비가용용량 ( $\tilde{Y}_i$ )은  $Y_i = C_i(1 - \theta_i)$  와  $\tilde{Y}_i = C_i - Y_i$ 로 정의됨을 알 수 있다. 따라서 보수정지로 인한 발전기- $i$ 의 비가용용량  $\tilde{Y}_i$ 의 기대값은 다음과 같이 구할 수 있다:

$$E(\tilde{Y}_i) = C_i - E(Y_i) = C_i - C_i(1 - q_i) = C_i q_i \quad (4)$$

식 (4)에서 계산된  $E(\tilde{Y}_i)$ 는 발전기- $i$ 의 설비용량 중 보수계획으로 인해 가용할 수 없는 용량의 기대치를 의미한다고 볼 수 있으므로, 어떤 주어진 기간 동안 보수계획으로 인해 발전기- $i$ 가 공급하지 못하는 총 에너지는 (Expected energy not served)를  $EENM_i$ 하고 하면, 이 값은 다음과 같이 구할 수 있다:

$$EENM_i = \int_0^{DT} E(\tilde{Y}_i) dt = C_i q_i DT = C_i MOH_i \quad (5)$$

여기서,  $DT = SH_i + MOH_i + FOH_i$ 는 본 문제에서 고려하는 총 기간을 의미한다.

### 3.2. 유효 발전용량 모델링 (Effective Generator Outage Modeling)

앞 절에서는 발전기의 두 가지 정지상태 즉, 고장정지와 보수정지에 대한 수학적 정식화를 수행하였다. 본 절에서는 이러한 두 가지 정지상태를 고려한 발전기의 유효 가용용량 개념을 정의하고자 한다. 앞에서 정의된 이산확률변수  $\eta_i$  과  $\theta_i$ 가 상호 배타적이므로 (Mutually exclusive), 고장정지와 보수정지를 모두 반영한 발전기- $i$ 의 유효정지 (Effective outage)를 나타내는 새로운 확률변수를  $\delta_i$ 라고 하면,  $\delta_i$ 의 확률밀도함수는 다음 그림 3과 같이 정의됨을 알 수 있다. 그림 3에서,  $\delta_i$ 의 값이 1이면 발전기- $i$ 는 유효 정지상태에 있음을 의미하며, 0이면 유효 정지상태에 있지 않음을 나타낸다. 이 때, 발전기- $i$ 의 유효정지율 (Effective generator outage rate,  $GOR_i$ )을  $r_i$ 라고 하면,  $r_i$  값은 다음과 같이 얻을 수 있다:

$$GOR_i = r_i = p_i + q_i \quad (6)$$

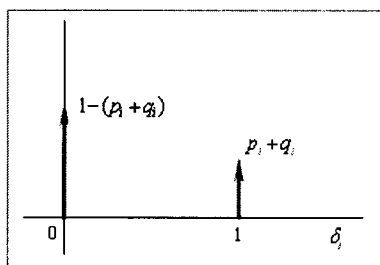


그림 3. 확률변수  $\delta_i$ 의 확률밀도함수  
Fig 3. Probability density function for  $\delta_i$

따라서 발전기의 고장정지와 보수정지를 모두 고려한 발전기- $i$ 의 확률적 가용용량 ( $Z_i$ ) 및 비가용용량 ( $\tilde{Z}_i$ )는 각각  $Z_i = C_i(1 - \delta_i)$ ,  $\tilde{Z}_i = C_i - Z_i$ 임을 알 수 있으며, 발전기- $i$ 의 비가용용량  $\tilde{Z}_i$ 의 기대값은 다음과 같이 구할 수 있다:

$$E(\tilde{Z}_i) = C_i - E(Z_i) = C_i r_i \quad (7)$$

$$\sigma^2(\tilde{Z}_i) = \sigma^2(Z_i) = C_i^2 r_i(1 - r_i)$$

### 4. 수요 클러스터링 (Classification of Demand)

클러스터링 (Clustering)이란 유사한 특징을 보이는 것들을 그룹화하는 작업으로 여러 공학분야에서 사용되고 있으며 [9], 주어진 데이터 모집합에서 클러스터 (Cluster)로 정의되는 유사한 데이터들의 그룹을 어떻게 정의할 것인가에 연구가 진행되고 있다 [10]. 전력시스템의 경우 주어진 수요를 몇 개의 유사한 클러스터로 그룹화 하는 것이 매우 중요하다고 할 수 있는데, 그 이유는 발전기들이 연료타입에 따라 그 특성을 달리하기 때문에, 동일한 출력을 위해 각 발전기들은 발전타입 별로 다른 연료비용이 소요된다. 이에 따라, 시간대별 전력시스템의 운용은 수요의 크기에 따른 패턴을 가지게 되며, 유사한 패턴을 보이는 시간대의 수요들은 각각 개별 클러스터로 그룹화하여 분석하게 될 경우, 전력시스템의 분석이 용이하게 된다 [11]. 따라서 전력시스템의 여러 부문에서 이러한 클러스터링이 가능하리라 짐작되나, 본 논문에서는 전력시장의 수요를 몇 개의 클러스터로 정의하고 이에 대해 분석하는데 초점을 맞추고자 한다.

#### 4.1. 제안된 클러스터링 알고리즘

본 논문에서는 주어진 수요곡선에 대하여 수요곡선이 가지는 특성뿐 아니라, 발전시스템의 연료타입 및 누적용량에 기초하여 수요곡선을 몇 개의 클러스터로 그룹화하는 방안을 제시하고자 한다. 전력시스템의 한계발전비용과 같은 데이터들은 수요의 크기와 동시에 발전시스템의 특성과도 밀접한 관계를 가지고 있기 때문에, 수요곡선만을 통한 클러스터 그룹화는 전력시스템의 중요한 특성을 놓칠 수 있으며, 따라서 수요와 공급 두 가지 측면을 모두 고려한 방법을 사용하게 되었다.

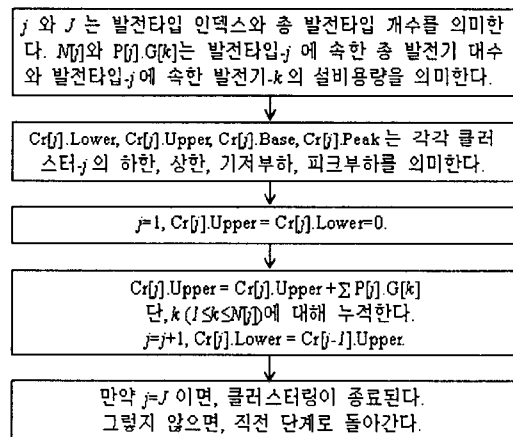
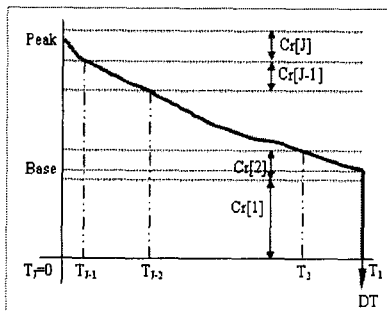


그림 4. 제안된 수요 클러스터링 알고리즘  
Fig 4. Proposed demand clustering algorithm

본 논문에서는 각 발전타입 별 한계발전비용에 기초하여 수요를 몇 개의 클러스터로 정의하였으며, 이러한 한계발전비용은 전력시장의 운영 형태에 따라 입찰가격 등으로 대치될 수 있다. 본 논문에서는 중장기 전력시스템 운영 측면에서 전력시장을 분석하고자 하는 것이 주목적이기 때문에, 발전타입에 의해 클러스터가 정의된다고 보았으며, 각 발전타입을 한계발전비용이 작은 순서대로 전체 발전시스템을 누적함으로써 전력시장의 수요곡선을 개별 클러스터로 구분하여 정의할 수 있었다. 본 논문에서는 중장기적 관점에서 발전비용의 평균발전단가를 이용하여 클러스터링 하였으며, 이러한 중장기적 관점의 발전타입별 평균발전단가는 common information 이라고 가정하였다. 만약, 발전타입별 평균발전단가 데이터가 confidential 하다면, 본 논문에서 제안하는 클러스터링 방안은 거래소나 전기위원회와 같은 시장 규제기관에서 사용할 수 있을 것으로 판단된다. 단기운영 측면에서는 동일한 발전타입의 발전기들 사이에도 새로운 클러스터를 정의할 수 있을 것으로 생각되나, 이 점은 본 논문의 주제와 동떨어진 것으로 여기에서는 자세한 분석을 수행하지 않았다. 따라서 한계발전비용이 작은 발전타입 순서에 따라 클러스터를 정의한 후, 누적된 클러스터 경계 값을 수요곡선에 적용하여 주어진 수요곡선을 클러스터링 하였다. 어떤 특정 시간대에 발전시스템의 한계발전비용은 해당 시간대 한계발전기의 한계발전비용으로 정의할 수 있으며, 이것은 중장기적 계통운영 관점에서 볼 때, 해당 발전기의 발전타입에 의해 결정된다고 볼 수 있기 때문에, 본 논문에서 제안된 수요 클러스터링 방법은 실제 전력시장에 적용하기에 매우 용이하다고 볼 수 있다. 그림 4에 제안된 방법이 설명되어 있으며, 이해를 돕기 위해 부하지속곡선 (Load duration curve)에서 수요 클러스터링의 개념을 그림 5에서 제공하였으며 개별 클러스터의 지속시간 (Period)을 계산하였다.

4.2 보수정지를 고려한 수요 클러스터링

주어진 전력시장의 수요를 누적설비용량에 기초하여 복수개의 클러스터로 그룹화 하였기 때문에, 3.1절에서 정의된 보수정지율 (Maintenance outage rate)을 각 클러스터 별로 다르게 정의하여 계통의 특성을 세밀하게 분석할 수 있다. 클러스터-j에서 발전기-i의 보수정지율,  $MOR_i^j$ , 이 (3)에서 정의된 값에 다음과 같이 비례한다고 가정하자:



단,  
 $Cr[j]: j^{\text{th}}$  수요 클러스터  
 $Cr[j].DT: j^{\text{th}}$  수요 클러스터의 지속시간  
 $Cr[j].DT = T_{j,1} - T_{j,2}, \text{ for } j = 2, \dots, J$   
 $Cr[1].DT = DT - T_1$

그림 5. 부하지속곡선 상의 수요 클러스터링  
 Fig 5. Demand clustering on the LDC

$$MOR_i^j = q_i^j = k^j q_i \tag{8}$$

여기서, 클러스터-j에서 발전기-i의 보수정지율을 나타내는 확률변수를  $\theta_i^j$ 라고 하면,  $\theta_i^j$ 의 확률밀도함수는 3.1절에서 정의된  $\theta_i$ 의 확률밀도함수와 동일하며, 확률 값이  $q_i$ 에서  $q_i^j$ 로 바뀐다는 것을 알 수 있다. 이 때, 클러스터-j에서 발전기-i의 보수정지율을 고려한 비가용용량 ( $\tilde{Y}_i^j$ )은  $\tilde{Y}_i^j = C_i - Y_i^j$ 로 표현됨을 알 수 있으며, 여기서  $Y_i^j$ 는 클러스터-j에서 발전기-i의 보수정지율을 고려한 가용용량으로  $Y_i^j = C_i(1 - \theta_i^j)$ 이다. 또한,  $\tilde{Y}_i^j$ 의 기대치는 다음과 같이 계산됨을 알 수 있다:

$$E(\tilde{Y}_i^j) = E(C_i - Y_i^j) = C_i - E(Y_i^j) = C_i q_i^j \tag{9}$$

(9)에서 계산된  $\tilde{Y}_i^j$ 의 기대치는 클러스터-j에서 발전기-i의 보수정지에 의한 비가용용량의 평균값으로 해석할 수 있다. 따라서 클러스터-j의 지속시간 (=  $Cr[j].DT$  [hours]) 동안 발전기-i의 보수정지로 인해 공급하지 못하는 에너지 (Expected energy not served)를  $EENM_i^j$ 이라고 하면, 이 값은 다음과 같이 계산됨을 알 수 있다:

$$\begin{aligned} EENM_i^j &= \int_0^{Cr[j].DT} E(\tilde{Y}_i^j) dt \\ &= C_i q_i^j (Cr[j].DT) = C_i k^j q_i (Cr[j].DT) \end{aligned} \tag{10}$$

따라서 대상기간 전체에 걸쳐 발전기-i가 보수정지로 인해 공급할 수 없는 총 에너지를  $EENM_i^j$ 라고 하면, 이 값은 다음과 같이 모든 클러스터에 대한 합으로 계산됨을 알 수 있다:

$$\begin{aligned} EENM_i^j &= \sum_{j=1}^J EENM_i^j = \sum_{j=1}^J C_i k^j q_i (Cr[j].DT) \\ &= \sum_{j=1}^J C_i k^j \frac{MOH_i}{DT} (Cr[j].DT) \\ &= C_i MOH_i \sum_{j=1}^J \frac{k^j (Cr[j].DT)}{DT} \end{aligned} \tag{11}$$

여기서 한 가지 알 수 있는 것은, 클러스터-j에서 발전기-i의 보수정지율인  $q_i^j$  ( $= k^j q_i$ )의 값이 각 클러스터에서 독립적으로 정의될 수 없다는 것이다. 그 이유는, (11)에서 클러스터링을 고려한 공급지장에너지는 (5)에서 계산된 클러스터링을 고려하지 않은 공급지장에너지와 동일해야 하기 때문이며, 따라서,  $k^j$  ( $j=1, \dots, J$ ) 값은 다음과 같은 클러스터 사이의 상호관계를 고려해서 결정되어야 한다:

$$C_i MOH_i \sum_{j=1}^J \frac{k^j (Cr[j].DT)}{DT} = C_i MOH_i \tag{12}$$

(12)에서 주어진 조건은 다음과 같은 조건으로 재정의될 수 있다:

$$\sum_{j=1}^J \frac{k^j (Cr[j].DT)}{DT} = 1 \tag{13}$$

전력시스템의 중장기 운영 및 계획 측면에서 (13)으로 주

어진 조건을 만족하는  $k' (j=1, \dots, J)$ 을 결정하는 문제는 또 하나의 중요한 이슈가 될 수 있다. 독점시장에서 발전기의 보수정지는 LOLP(Loss of load probability) 나 EENS(Expected energy not served)와 같은 신뢰도 지수를 향상하기 위한 방법으로 독점전력회사에 의해 결정되었다. 그 결과, 수요가 많은 피크 시즌에는 보수물량을 줄이고, 비피크 시즌으로 보수물량을 분산화 하였다. 경쟁적인 전력시장 환경에서는 비록 발전회사들이 자체적으로 보수계획을 수립한다 하더라도, 우리나라와 같이 전력시장이 과도기적 상태에 있는 경우, 발전기 보수계획을 완전 자율화하는 것은 현실적으로 어렵다. 외국의 경우에도, 일차적으로 발전회사들이 보수계획을 수립하고, 이에 따라 중장기 전력시장의 수급상황이 공표되면 각 발전회사가 자발적으로 본래의 계획을 조정하거나 규제기관이 시장에 개입하여 수급문제를 해결하는 등 각 시장상황에 맞게 보수계획 수립 및 조정이 이루어지고 있다. 따라서 향후 우리나라의 경우도 자발적 조정이든 규제기관의 개입이든 전력시장의 신뢰도를 향상시키기 방향으로 발전기 보수계획의 조정이 일어날 것으로 예상된다. 따라서 본 논문에서는 이러한 보수계획의 조정 결과, 전력시장의 신뢰도가 확보된다고 가정하여, 각 클러스터의 보수정지율 값에 영향을 미치는  $k'$  값이 해당 클러스터의 피크수요 크기에 반비례한다고 가정하였다. 전력시장의 안정적 운영을 위해, 발전기의 보수정지 후, 시스템의 수급상태 (System adequacy)를 점검하고, 이에 대하여 각 발전회사가 어떻게 반응하는 (Response)가에 대한 분석이 필요하다. 이러한 연구는 전력시장의 효율적이고 안정적인 운영을 위해 매우 중요한 부분으로, 향후 활발하고 지속적인 연구가 필요하며, 이를 통해 통합적인 알고리즘이 수립될 수 있을 것으로 판단된다.

**4.3 클러스터링을 고려한 유효정지율 (Effective Generator Outage with Clustering)**

3.2절에서 정의된 유효정지율도 클러스터링을 고려하여 각 클러스터마다 다른 값을 갖게 되며, 클러스터 별 보수정지율을 감안하여 클러스터- $j$ 에서 발전기- $i$ 의 유효정지율,  $GOR_{ij}^j$ , 은 다음과 같이 정의됨을 알 수 있다:

$$GOR_{ij}^j = r_i^j = 1 - (1 - (p_i + q_i^j)) = p_i + q_i^j \quad (14)$$

앞에서와 마찬가지로 방법으로 클러스터- $j$ 에서 발전기- $i$ 의 유효정지를 나타내는 확률변수를  $\delta_i^j$  라고 하면,  $\delta_i^j$ 의 확률밀도함수는 그림 3에서 주어진 확률밀도함수와 동일하며, 확률 값이  $r_i$ 에서  $r_i^j$ 로 바뀌게 된다는 것을 알 수 있다. 또한, 클러스터- $j$ 에서 발전기- $i$ 의 고장정지와 보수정지를 고려한 비가용용량 ( $\tilde{Z}_i^j$ )은  $\tilde{Z}_i^j = C_i - Z_i^j$ 이며, 이 때  $Z_i^j$ 는 클러스터- $j$ 에서 발전기- $i$ 의 고장정지와 보수정지를 고려한 가용용량이고  $Z_i^j = C_i(1 - \delta_i^j)$ 임을 알 수 있다. 여기서,  $\tilde{Z}_i^j$ 의 기대치를 계산하면 다음과 같다:

$$E(\tilde{Z}_i^j) = C_i - E(Z_i^j) = C_i r_i^j = C_i (p_i + q_i^j) \quad (15)$$

**4.4 실질수요곡선 (Effective Demand Curve)을 이용한 클러스터링**

본 논문에서는 유사한 특성을 나타내는 수요들을 클러스터

로 그룹화하는 수요 클러스터링 방법을 제안하였다. 그러나 주어진 수요곡선을 그대로 사용하여 클러스터링할 경우, 전력시장 및 계통의 특성을 제대로 반영하기 어려운 한계가 있다. 즉, 실제 전력시장에서는 비피크 시즌 (Off-peak season)의 전력가격이 예상수준보다 상당히 높게 결정되는 경우가 존재하는 것을 알 수 있는데, 이것은 해당 시기에 발전기 보수물량을 고려하지 않고 전력가격을 산정하였기 때문에 발생한 것이다. 따라서 본래의 수요곡선 (Original demand curve)은 예비적 성격을 띠는 일차적인 초기 클러스터링에만 사용하고, 각 클러스터별로 발전기 보수물량을 본 논문에서 제안한 방식으로 계산한 후, 이러한 보수물량과 고장정지물량을 고려한 실질수요곡선 (Effective demand curve)을 생성하여 이것을 가지고 수요 클러스터링을 수행하게 되면 기존의 문제점을 극복할 수 있을 것으로 본다. 즉, 실질수요곡선이란 발전기의 고장정지와 보수정지를 모두 고려한 수요곡선으로, (15)에 주어진 유효정지물량을 본래 수요곡선에 더해 구할 수 있으며, 클러스터- $j$ 의 실질수요곡선,  $ELd^j(t)$ , 는 다음과 같이 구할 수 있다:

$$ELd^j(t) = Ld^j(t) + \sum_{i=1}^G E(\tilde{Z}_i^j) = Ld^j(t) + \sum_{i=1}^G C_i(p_i + q_i^j) \quad (16)$$

단, 여기서  $Ld^j(t)$ 는 클러스터- $j$ 의 본 수요곡선 (Original demand)이고  $G$ 는 발전기 총 대수를 의미한다.

따라서 앞에서 정의된 초기 클러스터들의 경계치가 실질수요곡선을 고려한 값으로 보정되어야 하며, 다음과 같이 각 클러스터의 새로운 상한과 하한이 결정된다:

$$\begin{aligned} Cr[j].Lower &= Cr[j].Upper = 0.0 \\ Cr[j].Upper &= Cr[j].Upper - \sum_{i=1}^G C_i(p_i + q_i^j) \\ \text{For } j &= 2, \dots, J, Cr[j].Lower = Cr[j-1].Upper \\ Cr[j].Upper &= Cr[j].Upper - \sum_{i=1}^G C_i(p_i + q_i^j) \end{aligned} \quad (17)$$

**5. 사례 연구**

본 논문에서는 수요 클러스터링과 발전기 보수정지를 고려하여 발전기들의 확률적 가용발전량을 새롭게 모델링하였다. 사례 연구에서는 제안된 방법을 중장기적 관점에서 발전시스템의 한계비용을 계산하는데 적용하여 보았으며, 기존의 방법과 비교하여 본 논문에서 제안된 방법이 장점을 보였다. 우선, 기존의 설비용량 삭감법 (De-rating method)을 이용하여 한계발전비용을 계산하였으며, 그 다음으로 본 논문에서 제안된 방법을 사용하여 발전시스템의 한계비용을 구하였다. 사례연구 대상인 샘플시스템은 총 대상기간 (Total period)을 48시간으로 하였으며, 표 1에 각 시간대별 피크수요가 주어졌다. 표 2에는 급전순서에 따른 연료타입, 설비용량, 고장정지율, 그리고 발전단가 등 샘플시스템의 발전기에 대한 기술적 및 경제적 데이터가 주어졌다.

우선 기존 방법에서는, 발전기의 유효정지율 (Effective generator outage rate)을 고려하여 각 발전기의 삭감설비용량 (De-rated capacity)을 계산하였다. 기존의 방법에서는 발

표 1 시간대별 피크수요

Table 1 Hourly peak load data

시간 [Hour]	수요 [MW]	시간 [Hour]	수요 [MW]	시간 [Hour]	수요 [MW]
1	1,204	17	1,645	33	1,736
2	1,109	18	1,869	34	1,501
3	1,067	19	2,065	35	1,453
4	1,055	20	2,126	36	1,373
5	921	21	2,321	37	1,164
6	796	22	2,466	38	1,054
7	557	23	2,497	39	1,054
8	509	24	2,543	40	1,003
9	409	25	2,491	41	1,057
10	473	26	2,476	42	1,178
11	511	27	2,428	43	1,158
12	784	28	2,315	44	1,221
13	872	29	2,259	45	1,306
14	1,068	30	2,096	46	1,347
15	1,278	31	1,983	47	1,412
16	1,457	32	1,891	48	1,514

표 2 발전기의 기술적/경제적 데이터

Table 2 Technical/economic data of generators

발전기	연료타입	설비용량 [MW]	고장 정지율 (p)	보수 기간 [Week]	보수 정지율 (q)	발전단가 [\$/kWh]
G <sub>1</sub>	Nuclear	500	0.076	7	0.135	0.005
G <sub>2</sub>	Nuclear	500	0.076	8	0.154	0.006
G <sub>3</sub>	Coal	350	0.077	5	0.096	0.017
G <sub>4</sub>	Coal	350	0.080	6	0.115	0.019
G <sub>5</sub>	Oil	350	0.063	5	0.096	0.028
G <sub>6</sub>	Oil	350	0.060	6	0.115	0.029
G <sub>7</sub>	LNG	400	0.090	5	0.096	0.040
G <sub>8</sub>	LNG	400	0.097	6	0.115	0.043

\* Cost of unserved energy = 0.430 [\$/kWh]

전기의 고장정지와 보수정지를 결정론적 방법에 따라 유효정지를 만큼 삭감하였으며, 이와 같은 방법으로는 수요곡선의 클러스터적 특성이나 확률적인 발전기의 고장 및 보수정지 개념을 반영할 수 없었다. 각 발전기의 유효정지율 및 삭감설비용량이 표 3에 주어졌으며, 각 시간대별 한계발전비용 해당 시간대의 한계발전기의 발전비용으로부터 구하였으며 그림 6에 주어졌 있다.

그러나 계통에 존재하는 발전기들의 상태는 고장이나 보수에 의해 정지 (off) 또는 운전 (on)이라는 두 개의 상태만을 나타내게 되어 설비용량의 100% 또는 0% 중 하나의 상태를 유지하게 되며, 설비용량삭감 방법처럼 본래 설비용량 중 일정비율이 줄어들어 운전하는 형태를 나타내지는 않는다. 따라서 이러한 설비용량삭감은 어디까지나 매우 근사적이고 대략적인 방법이며, 실제 전력시장을 정확히 분석하기에는 한계가 있다 [5, 7]. 다음으로, 동일한 샘플시스템에 대해 본 논문에서 제안한 방법에 의한 연구를 수행하였다. 그림7에는 주어진 부하지속 수요곡선에 대한 초기 클러스터링이 주어졌 있으며, 일차적으로 4개의 클러스터가 존재함을 알 수 있다. 표 4에는 발전기별 고장정지율과 클러스터별 보수정지율 및 유효정지율 값이 주어졌 있으며 그림 8은 실질수요곡선 및 클러스터별 한계발전비용을 보여주고 있다.

표 3 발전기의 삭감설비용량

Table 3 De-rated capacities of generators

발전기	연료타입	설비용량 [MW]	고장 정지율 (p)	보수 정지율 (q)	유효 정지율 (r)	삭감설비용량 [MW]	발전단가 [\$/kWh]
G <sub>1</sub>	Nuclear	500	0.076	0.135	0.211	394	0.005
G <sub>2</sub>	Nuclear	500	0.076	0.154	0.230	385	0.006
G <sub>3</sub>	Coal	350	0.077	0.096	0.173	290	0.017
G <sub>4</sub>	Coal	350	0.080	0.115	0.195	282	0.019
G <sub>5</sub>	Oil	350	0.063	0.096	0.159	294	0.028
G <sub>6</sub>	Oil	350	0.060	0.115	0.175	289	0.029
G <sub>7</sub>	LNG	400	0.090	0.096	0.186	325	0.040
G <sub>8</sub>	LNG	400	0.097	0.115	0.212	315	0.043

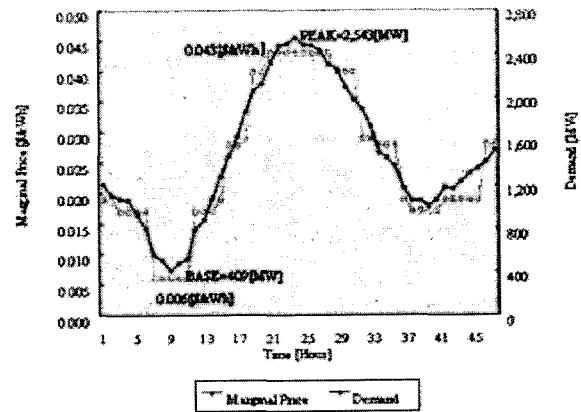


그림 6. 설비용량삭감에 의한 한계발전비용 예측

Fig 6. Marginal generation price forecasts based on de-rating

초기 클러스터의 개수는 4개이나 그림 8에서 볼 수 있듯이, (17)을 이용하여 실질수요곡선 상에서 클러스터의 새로운 경계 값을 계산하면 수요 클러스터는 3개로 줄어든다는 것을 알 수 있다. 이와 같이, 초기 수요곡선을 그대로 사용하는 것보다는 실질수요곡선을 사용하는 것이 계통의 클러스터적 특성을 잘 반영할 수 있게 된다.

본 사례연구에서는 수요 클러스터링을 이용하여 발전기의 보수정지를 고려한 발전가용용량이 전력시스템 및 전력시장의 특성을 이해하는데 매우 효과적이라는 것을 알 수 있다. 비록 본 사례연구에서는 제안된 방법을 발전시스템의 한계비용 계산에 적용하는데 사용하였지만, 본 논문에서 제안된 방법은 전력시스템의 다른 분야로의 적용가능성도 높을 것으로 예상되며, 이를 통해 전력시스템의 보수정지 및 클러스터 개념을 잘 활용할 수 있을 것으로 예상된다.

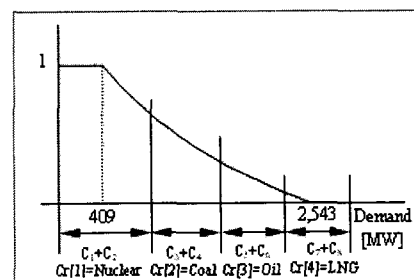


그림 7. 부하지속곡선의 수요클러스터

Fig 7. Demand clusters in the LDC

표 4 클러스터별 발전기 보수정지/유효정지율

Table 4 MORs/GORs in each demand cluster

발전기	고장정지율( $\rho$ )	보수정지율( $\alpha$ )				유효정지율( $\epsilon$ )			
		Cr[1]	Cr[2]	Cr[3]	Cr[4]	Cr[1]	Cr[2]	Cr[3]	Cr[4]
$G_1$	0.076	0.336	0.116	0.038	0.033	0.412	0.192	0.135	0.109
$G_2$	0.076	0.383	0.133	0.067	0.037	0.460	0.209	0.143	0.114
$G_3$	0.077	0.239	0.083	0.042	0.023	0.316	0.160	0.118	0.100
$G_4$	0.080	0.286	0.099	0.030	0.028	0.366	0.179	0.129	0.108
$G_5$	0.063	0.239	0.083	0.042	0.023	0.302	0.146	0.105	0.087
$G_6$	0.080	0.286	0.099	0.030	0.028	0.347	0.139	0.110	0.088
$G_7$	0.090	0.239	0.083	0.042	0.023	0.329	0.173	0.132	0.114
$G_8$	0.097	0.286	0.099	0.030	0.028	0.384	0.196	0.147	0.125

본 논문에서는 전력시스템 및 전력시장의 중장기적 운영과 계획 관점에서 발전기의 보수정지를 고려하여 각 발전기의 가용용량을 확률적으로 모델링하는 방법을 제안하였으며, 계통의 기술적 그리고 경제적 특성을 반영하여 수요를 몇 개의 클러스터로 그룹화하여 계통 및 시장을 분석하는 방안을 제시하였다. 기존의 설비용량삭감 방법의 한계를 극복하기 위해, 확률변수를 도입하여 발전기의 보수정지와 고장정지를 고려하였으며, 이를 통해 보다 정확하게 전력시장과 전력시스템의 기술적 특성을 분석할 수 있었다. 제안된 방법을 중장기 발전시스템의 한계발전비용 계산에 적용하여 그 유용성을 보였으며, 제안된 방법은 전력시스템의 다른 분야에 다양하게 적용할 수 있는 기초 기술로서의 응용 가능성이 예상된다.

6. 결 론

본 논문에서는 전력시스템 및 전력시장의 중장기적 운영과 계획 관점에서 발전기의 보수정지를 고려하여 각 발전기의 가용용량을 확률적으로 모델링하는 방법을 제안하였으며, 계통의 기술적 그리고 경제적 특성을 반영하여 수요를 몇 개의 클러스터로 그룹화하여 계통 및 시장을 분석하는 방안을 제시하였다. 기존의 설비용량삭감 방법의 한계를 극복하기 위해, 확률변수를 도입하여 발전기의 보수정지와 고장정지를 고려하였으며, 이를 통해 보다 정확하게 전력시장과 전력시스템의 기술적 특성을 분석할 수 있었다.

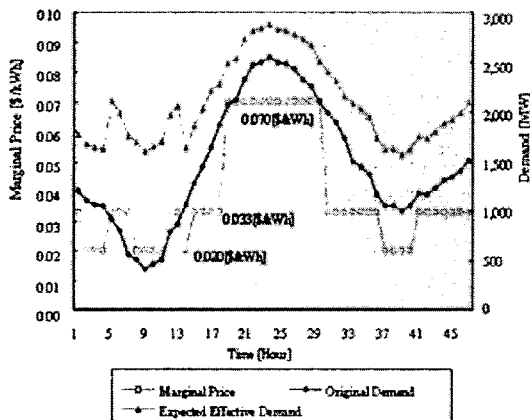


그림 8. 제안된 방법을 이용한 한계발전가격예측  
Fig 8. Marginal price forecasts using the proposed method

제안된 방법을 중장기 발전시스템의 한계발전비용 계산에 적용하여 그 유용성을 보였으며, 제안된 방법은 전력시스템의 다른 분야에 다양하게 적용할 수 있는 기초 기술로서의 응용 가능성이 예상된다.

감사의 글

본 연구는 산업자원부의 지원에 의하여 기초전력연구원(2005-04) 주관으로 수행된 과제입니다.

참 고 문 헌

- [1] J. W. Laumont and S. Rajan, "Strategic bidding in an energy brokerage," IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, No. 4, pp. 1729-1733, 1997.
- [2] Koohyung Chung, Dongjoo Kang, Balho H. Kim, and Yeonghan Chun, "Analysis of Price-Clearing in the Generation Bidding Competition," KIEE International TR. on PE, Vol. 4, No. 4, Dec. 2004
- [3] M. Shahidehpour and M. Marwali, Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems, Kluwer Academic Publishers, 2000
- [4] Jin-Ho Kim, Jong-Bae Park, Jong-Keun Park, and Balho H. Kim, "A New Game-Theoretic Framework for Maintenance Strategy Analysis," IEEE TR. on Power Systems, Vol. 180, No. 2, May 2003.
- [5] R. L. Sullivan, Power System Planning, McGraw-Hill Book Company, 1997
- [6] Barrie Murray, Electricity Markets - Investment, Performance and Analysis, Electricity Market Service Limited, Woking, John Wiley & Sons, UK, 1998.
- [7] X. Wang and J. R. McDonald, Morden Power System Planning, McGraw-Hill Book Company, 1994
- [8] J. A. Bloom, "Long-range generation planning using decomposition and probabilistic simulation," IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, No. 4, pp. 797-802, 1982.
- [9] William G. Cochran, Sampling Techniques, third edition, John Wiley & Sons, Inc., 1977
- [10] P. Arabie, L. J. Hubert, and G. De Soete, Clustering and Classification, World Scientific Publishing Co., 1996
- [11] B. F. Hobbs, Y. Ji, C. W. Chang, K. A. Loparo, J. Jobber, and M. Ohman, "An improved bounding-based method for multi-area probabilistic costing," IEEE TR. on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996

저 자 소 개



**김진호 (金眞鎬)**

1995년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1997년 동 대학원 전기공학부 졸업(석사). 2001년 동 대학원 전기공학부 졸업(공학박). 현재 부산대학교 공대 전기공학과 조교수  
전화 : 051-510-3515, 팩스 : 051-512-0212  
Email : jinhkim@pusan.ac.kr



**박종배 (朴宗培)**

1987년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998년 동 대학원 전기공학부 졸업(공학박). 현재 건국대학교 공대 전기공학과 조교수  
전화 : 02-450-3483, 팩스 : 02-3437-9186  
Email : jbaepark@konkuk.ac.kr