

Carbon Emission Analysis Considering Demand Response Effect in TOU Program

김 영 현* · 곽 형 근** · 김 진 오†
(Young-Hyun Kim · Hyung-Geun Kwag · Jin-O Kim)

Abstract - Currently, the concern about the environment is the issue all over the world, and in particular, carbon emissions of the power plants will not be able to disregard from the respect of generation cost. This paper proposes DR (demand response) as a method of reducing carbon emissions and therefore, carbon emissions cost. There are a number of studies considering DR, and in this paper, the effect of DR is focused on the side of carbon emission reduction effect considering Time-Of-Use (TOU) program, which is one of the most important economic methods in DSM. Demand-price elasticity matrix is used in this paper to model and analyze DR effect. Carbon emissions is calculated by using the carbon emission coefficient provided by IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), and generator's input-output characteristic coefficients are also used to estimate carbon emission cost as well as the amount of carbon emissions. Case study is conducted on the RBTS IEEE with six buses. For the TOU program, it is assumed that parameters of time period partition consist of three time periods (peak, flat, off-peak time period).

Key Words : Demand response, Demand-price elasticity, Load shift, Load curtailment, TOU program, Carbon emission, CO2 emission cost

1. 서 론

탄소 배출은 환경적인 측면에서 세계적으로 주목받고 있다. 환경 문제가 세계적인 이슈로 부상함에 따라 탄소 배출량을 줄이기 위한 노력들이 여러 나라에서 이루어지고 있다. 특히 전력 시스템의 발전기들은 탄소 배출량이 상당히 높기 때문에 이러한 탄소 배출량을 줄이기 위하여 국가적 차원에서 많은 연구를 진행 중에 있다. 탄소 배출을 줄이기 위한 여러 노력들 가운데 수요 측면에서의 관리가 특히 주목 받고 있는데, 수요 관리의 발전된 형태인 수요 반응에 관한 연구가 증대되고 있다. 수요반응은 그 목적에 따라 경제성 수요반응과 신뢰성 수요반응으로 분류하며 신뢰성 수요 반응에는 직접 부하 제어, 비상시 수요반응 프로그램 등이 있고, 경제성 수요 반응에는 TOU, CPP, RTP 등의 요금제가 있다[1].

본 논문에서는 경제성 수요 반응 프로그램 중 가장 보편적으로 사용되는 방법인 TOU 프로그램을 모델링하여 DR에 따른 탄소 배출 효과를 보인다. TOU 모델은 탄력성 행렬을 이용해 모델링한다. TOU 모델에 사용되는 탄력성 행렬은 대각 행렬 요소와 비 대각 행렬 요소로 구분되는데 대각 행렬은 부하 감축, 비 대각 행렬은 부하 이동을 의미한

다. 모델링된 TOU 모델은 일일 부하를 이용해 부하의 변화를 산출하고 이를 이용하여 발전 시 배출되는 탄소의 양의 변화를 고려한다. 예를 들면, 부하 이동의 영향은 Gas 발전소같이 탄소 배출이 적은 시간 구간의 부하들이 석탄 발전소와 같은 탄소 배출 많은 발전기가 한계 발전기인 부하 시간대로 이동하게 되면 DR의 의한 CO2 emission 변화 효과는 부정적이다. 반대로, 석탄 발전기가 한계 발전기인 부하 곡선의 한 시간 구간에서 탄소 배출이 거의 없는 원자력 발전기가 한계 발전기인 시간 구간으로 부하가 이동한다면 탄소 배출량은 현저하게 감소 할 것이다. 탄소 배출은 IPCC(Intergovernmental Panel on Climate Change) 탄소배출 계수를 이용한 CO2 대기 배출량 계산식으로 계산을 하였다. 탄소 배출은 화석 연료를 사용하는 화력 발전소에서 가장 크기 때문에 본 논문에서는 편의상 발전기를 CT(LNG), CC(복합화력), Coal(석탄)로 분류하였다.

2. 수요 자원(DR) 모델링

2.1 수요반응 모델링

보통 경제학에서 수요와 공급이 균형을 이루는 지점에서 재화의 가격과 공급량이 결정된다. 실제 전력 시스템에서는 전력의 수요와 공급 곡선에 의하여 전기 가격과 공급량이 결정된다. 그림 1은 실제 전력 시스템에서 수요와 전기 가격의 관계를 나타낸다. 그림 1의 곡선에서 어떤 점에서의 기울기는 소비자의 수요-가격 탄력성을 나타내는데 이는 가격의 변화량에 따른 수요의 변화량으로 정의한다[3].

* 정 회 원 : 한양대 공대 전기공학과 석사과정

** 정 회 원 : 한양대 공대 전기공학과 박사과정

† 교신저자, 정회원 : 한양대 전기공학과 교수

E-mail : jokim@hanyang.ac.kr

접수일자 : 2010년 9월 8일

최종완료 : 2011년 5월 12일

$$\epsilon = \frac{\frac{\Delta p}{p_0}}{\frac{\Delta d}{d_0}} \quad (1)$$

여기서 Δd , Δp 는 수요와 가격의 변화량, d_0 , p_0 는 수요와 가격의 변화가 일어난 시점을 나타낸다.

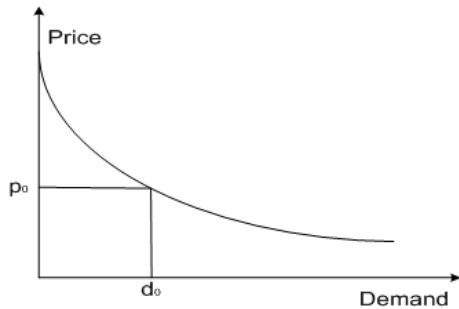


그림 1 수요-가격 탄력성
Fig. 1 demand-price elasticity

실제 전력 시스템에서는 전기 가격과 시간에 따라 수요가 변하는데 시간 구간을 한 시간으로 하고, 일일의 탄력성 행렬을 나타내면 다음의 식 (2)와 같다.

$$E = \begin{bmatrix} \epsilon_{1,1} & \epsilon_{1,2} & \cdots & \epsilon_{1,23} & \epsilon_{1,24} \\ \epsilon_{2,1} & \epsilon_{2,2} & \cdots & \epsilon_{2,23} & \epsilon_{2,24} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \epsilon_{i,1} & \epsilon_{i,j} & \cdots & \epsilon_{i,23} & \epsilon_{i,24} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \epsilon_{23,1} & \epsilon_{23,2} & \cdots & \epsilon_{23,23} & \epsilon_{23,24} \\ \epsilon_{24,1} & \epsilon_{24,2} & \cdots & \epsilon_{24,23} & \epsilon_{24,24} \end{bmatrix} \quad (2)$$

여기서 $\epsilon_{i,j}$ 는 j 시간에서의 전기 가격의 변화량에 따른 i 시간에서의 수요의 변화량을 나타낸다.

이 행렬의 대각 요소 $\epsilon_{i,i}$ 는 부하 감축을 의미하고, 비대각 요소 $\epsilon_{i,j}$ (단, $i \neq j$)는 부하 이동을 의미한다. 대각 요소와 비대각 요소의 값이 0이 되면 그 시간에는 부하의 감축 또는 부하의 다른 시간으로 이동이 없음을 의미한다. 대각 요소의 부하 감축은 다른 시간대로 이동할 수 없는 부하이며, 보통 탄력성 행렬에서 음의 값을 가진다. 반면 비대각 요소의 부하 이동은 높은 가격 구간에서 낮은 가격 구간으로 이동하는 부하를 나타내며, 보통 탄력성 행렬에서 양의 값을 가진다. 부하 감축과 부하 이동을 탄력성 행렬을 이용하여 식으로 나타내면 다음과 같다[4-5].

$$\Delta d_i^C = \epsilon_{i,i} \times \left(\frac{\Delta p_i}{p_0} \right) \times d_0 \quad (3)$$

$$\Delta d_i^S = \sum_{j=1}^{24} \epsilon_{i,j} \times \left(\frac{\Delta p_j}{p_0} \right) \times d_0 \quad (\text{단, } i \neq j) \quad (4)$$

여기서 ϵ_{ii} 는 i 시간의 가격 변화에 따른 i 시간에서의 수요의 변화율, ϵ_{ij} 는 j 시간의 가격 변화에 따른 i 시간에서의 수요의 변화율을 나타내며, Δp_i , Δp_j 는 각각 i , j 시간에서의

전기 가격의 변화, Δd_i^C , Δd_i^S 는 각각 i 시간에서의 부하 감축과 다른 시간으로부터 이동한 부하 이동을 나타낸다.

2.2 TOU 프로그램

계시별(TOU) 요금제는 일일 에너지 또는 에너지와 전력 사용 요금은 첨두부하, 기저부하 시간에 따라 달라진다. 보통 최대수요와 기저수요 두 구간 또는 첨두부하, 비첨두부하, 기저부하 세 구간으로 본 논문은 TOU 프로그램을 세 구간으로 구성한다. 그림 2는 세 구간 TOU 프로그램을 나타낸다.

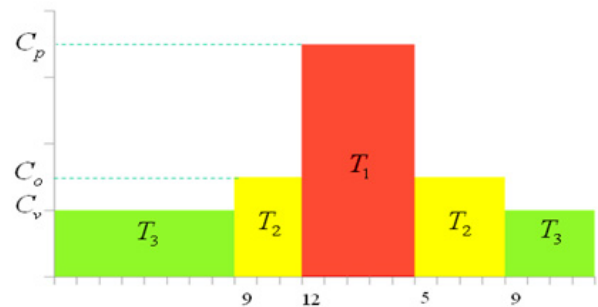


그림 2 TOU 프로그램 예시
Fig. 2 An example of TOU program

그림 2에서 오전 9시 이전과 오후 9시 이후는 전기 요금이 C_v 인 첨두부하 구간을, 오전 9시에서 12시 오후 5시와 9시 사이는 전기 요금이 C_o 인 비첨두부하 구간을, 오후 12시부터 오후 5시 사이는 전기 요금이 C_p 인 첨두부하 구간을 나타낸다. 전기 요금이 가장 낮은 T_3 구간은 기저부하 구간, 두 번째인 T_2 구간은 비첨두부하 구간, 가장 높은 T_1 구간은 첨두부하 구간이라 하며 이들 사이의 관계는 다음의 식과 같다.

$$T_1 + T_2 + T_3 = 24 \quad (5)$$

각 구간의 전기 요금은 일일 부하 곡선과 입찰된 전력 가격을 이용하여 가중 평균을 이용하여 결정하며 다음의 식과 같다.

$$C_k = \frac{\sum_{TT \in T_n} \left(\int_{TT} L(t)c(t)dt \right)}{\int_{T_n} L(t)dt} \quad (6)$$

여기서 C_k 는 각 구간의 전기 요금, $L(t)$ 는 TOU 프로그램 시행 이전 예측된 부하 곡선, $c(t)$ 는 입찰 전력 가격, TT 는 입찰 시간을 나타낸다.

첨두부하와 비첨두부하의 전기 요금의 차이와 첨두부하와 기저부하의 전기 요금의 차이의 비는 다음의 식 (7)과 같다.

$$\delta = \frac{C_p - C_o}{C_o - C_v} \quad (7)$$

식 (7)로부터 각 구간의 전기 요금은 다음과 같은 특성을 가진다.

$$\begin{aligned} C_p &= C_o + \delta \Delta C \\ C_v &= C_o - \Delta C \end{aligned} \quad (8)$$

2.3 TOU 프로그램 모델링

실제 전력 시스템에서 수용가의 고객은 전력생산비용과는 상관없이 평균 비용에 기초한 균일한 전기요금을 전달 받는다. 이러한 전력생산비용과 평균요금의 상이한 시스템에서는 전력생산비용이 평균요금보다 높을 때 경제적으로 비효율적인 과소비를 초래하고 반대로 전력생산비용이 평균요금보다 낮을 때에는 경제적으로 효율적일 수 있는 소비를 가로막는 저소비 현상을 초래한다. 본 논문의 TOU 프로그램은 고객의 평균소매요금을 도매전력시장의 전력 가격에 연동되게 함으로써 부하에 변동을 일으켜 경제적인 비효율성을 완화시킨다. TOU 프로그램에 의한 부하 변동을 살펴보기 위하여 앞 절의 식 (3)으로부터 TOU 프로그램에 의한 부하 감축을 각 구간별로 나타내면 아래의 식 (9)과 같이 나타난다.

$$\Delta d_i^C = \epsilon_{ii} \times \left(\frac{\Delta C_k}{C_k} \right) \times d_0 \quad (\text{단, } i \in T_n) \quad (9)$$

각 구간에서 전기요금의 변동은 일정하므로 각 구간에서의 부하 감축의 총합은 다음의 식 (10)과 같다.

$$\begin{aligned} \sum_{i \in T_n} \Delta d_i^C &= \sum_{i \in T_n} \epsilon_{ii} \times \left(\frac{\Delta C_x}{C_x} \right) \times d_0 \quad (\text{단, } i \in T_n) \quad (10) \\ &= \left(\frac{\Delta C_x}{C_x} \right) \times d_0 \times \sum_{i \in T_n} \epsilon_{ii} \end{aligned}$$

실제 전력 시스템에서는 기저부하의 구간에서의 전기요금은 그 변동이 매우 작아 무시할만하다. 식 (9)의 ΔC_v 는 실제로 아주 작은 값을 가지고 있으며 이에 따라 Δd_i^C 는 거의 0에 가깝다. 따라서 본 논문에서는 기저부하 구간에서는 부하 감축이 발생하지 않는다고 가정한다.

그림 3은 TOU 프로그램에 의한 각 구간별 부하 이동을 나타낸다. $\alpha_i^s, \beta_i^s, \gamma_i^s$ 는 각각 첨두부하 구간에서 기저부하 구간으로, 비첨두부하 구간에서 기저부하 구간으로, 첨두부하에서 비첨두부하 구간으로 이동하는 부하 이동의 정도를 나타내며 본 논문에서는 이를 TOU 프로그램에서의 부하이동 계수라 한다. 부하이동계수는 탄력성 행렬로부터 얻어질 수 있으며 아래의 식은 이 과정을 보여준다. 식 (4)로부터 기저부하 구간에서의 부하 이동은 다음의 식 (11)과 같다.

$$\begin{aligned} \Delta d_i^S &= \left\{ \sum_{j \in T_1} \epsilon_{ij} \left(\frac{C_p - C_v}{C_p} \right) + \sum_{j \in T_2} \epsilon_{ij} \left(\frac{C_o - C_v}{C_o} \right) \right\} d_0 \quad (11) \\ &= \left(\alpha_i^s \frac{\Delta p_p}{p_p} + \beta_i^s \frac{\Delta p_0}{p_0} \right) d_0 \\ &\quad \text{for } i \in T_3 \quad (\text{단, } i \neq j) \end{aligned}$$

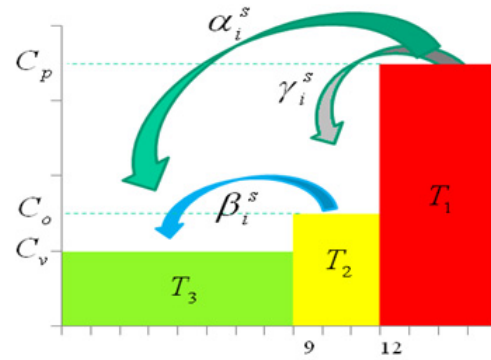


그림 3 TOU 프로그램의 부하 이동
Fig. 3 Load shift in TOU program

여기서

$$\alpha_i^s = \sum_{j \in T_1} \epsilon_{ij} \quad (\text{단, } i \in T_3) \quad (12)$$

$$\beta_i^s = \sum_{j \in T_2} \epsilon_{ij} \quad (\text{단, } i \in T_3) \quad (13)$$

식 (11)에서 같은 기저부하 구간에서는 전기요금이 일정하여 전기요금의 변동이 0이 되어 부하 이동이 발생하지 않고, 첨두부하 구간 및 비첨두부하 구간으로부터 식 (11)만큼 부하 이동이 발생한다. 식 (11)에서 각 구간으로부터의 전기요금의 변동은 일정한 값을 가지므로 각 구간의 탄력성 행렬을 더하면 부하 변동 계수 식 (12-13)을 구할 수 있다.

비첨두부하 구간의 부하 이동은 첨두부하 구간으로부터의 부하 이동과 기저부하로의 부하 이동으로 구성되며 다음의 식 (14)와 같다.

$$\begin{aligned} \Delta d_i^S &= \left\{ \sum_{j \in T_1} \epsilon_{ij} \left(\frac{C_p - C_o}{C_p} \right) - \sum_{j \in T_2} \epsilon_{ij} \left(\frac{C_o - C_v}{C_o} \right) \right\} d_0 \quad (14) \\ &= \left(\gamma_i^s \frac{\Delta p_p}{p_p} - \beta_i^s \frac{\Delta p_0}{p_0} \right) d_0 \\ &\quad \text{for } i \in T_2 \quad (\text{단, } i \neq j) \end{aligned}$$

여기서

$$\gamma_i^s = \sum_{j \in T_1} \epsilon_{ij} \quad (\text{단, } i \in T_2) \quad (15)$$

식 (15)는 첨두부하 구간에서 비첨두부하 구간으로 이동하는 부하의 정도를 나타내는 부하 변동 계수이다.

첨두부하 구간의 부하 이동은 비첨두부하, 기저부하 구간으로 이동하는 부하 이동의 합과 같으며 다음의 식 (16)과 같다.

$$\begin{aligned} \Delta d_i^S &= - \left\{ \sum_{j \in T_1} \epsilon_{ij} \left(\frac{C_p - C_v}{C_p} \right) + \sum_{j \in T_2} \epsilon_{ij} \left(\frac{C_p - C_o}{C_p} \right) \right\} d_0 \quad (16) \\ &= - \left(\gamma_i^s \frac{\Delta p_p}{p_p} + \beta_i^s \frac{\Delta p_0}{p_0} \right) d_0 \\ &\quad \text{for } i \in T_1 \quad (\text{단, } i \neq j) \end{aligned}$$

탄력성 계수 $\alpha_i^s, \beta_i^s, \gamma_i^s$ 의 영역을 24시간으로 구성된 탄력성 행렬에 표시하면 그림 4와 같다. TOU 프로그램 모델링

을 적용한 후의 탄력성 계수를 이용하면 DR의 효과가 어느 정도인지 부하의 변화를 이용해 계산할 수 있다. 비록 본 논문에서는 3개의 구간으로 구성된 TOU 프로그램으로 모델링 하였지만 같은 매커니즘을 이용하면 구간을 다르게 구성하여도 계산이 가능하다.

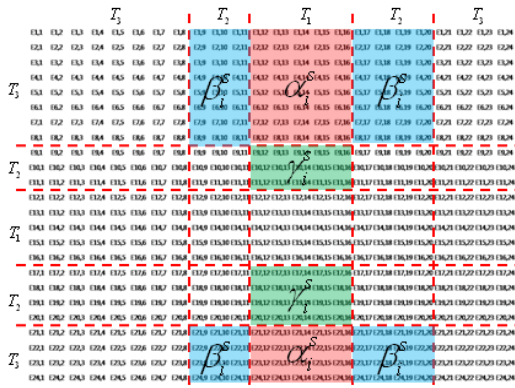


그림 4 탄력성 행렬의 부하 이동 영역
Fig. 4 Load Shift Areas of Elasticity Matrix

3. 탄소 배출량 결정

현재는 전력 시장에서 탄소 배출에 대한 규제가 나타나고 있지 않다. 하지만 국제 환경 규제를 고려해 볼 때, 탄소 배출은 연료의 종류와 발전기의 효율과 더불어 발전기의 한계 비용을 결정하는데 중요한 요소로 작용 할 수 있다.

탄소 배출은 화력 발전기에서 가장 많이 배출되며, 그 양은 연료의 종류와 탄소 배출 계수에 따라 각각 다르다. 본 논문은 DR에 의해서 탄소 배출이 어떻게 변화하고 어떠한 영향이 있는지 산정해 보았다.

3.1 탄소 배출량 계산

탄소 배출량은 1[MW] 발전 시 필요한 열량과 연료의 종류에 따른 IPCC 탄소 배출 계수를 곱함으로써 다음과 같이 계산할 수 있다.

$$\Xi_{CE} = CEC_{FT} \times Q_{FT} \quad (17)$$

여기서,

- Ξ_{CE} : 탄소 배출량 [tonC / MW]
- CEC_{FT} : 각 연료의 IPCC 탄소 배출 계수 [tonC/Gcal]
- Q_{FT} : 각 연료의 1[MW] 발전 시 필요한 열량 [Gcal/MW]

만약 각 시간에서 한계 발전기가 동일하게 유지된다고 가정하면 CEC_{FT} , Q_{FT} 는 일정하므로 탄소 배출량은 부하 변화량에 의해 결정된다. 따라서 탄소 배출의 변화량은 식 (17)

에 앞 절에서 계산된 부하 변화량을 곱하여 계산되며 이때 각 부하 구간에서의 탄소 배출 변화량은 다음의 수식 (18-20)과 같다.

$$\begin{aligned} \textcircled{1} \quad i \in T_1 \\ \Xi_{CE}(\Delta d_i) &= CEC_{FT} \times (Q_{FT} \cdot \Delta d_i) \\ &= CEC_{FT} \times Q_{FT} \times (\Delta d_i^C + \Delta d_i^S) \\ &= CEC_{FT} \times Q_{FT} \\ &\quad \times \left\{ \left[\left(\alpha_i^C \cdot \frac{\Delta p_v}{p_v} \right) + \left(\alpha_i^S \cdot \frac{\Delta p_p}{p_p} + \beta_i^S \cdot \frac{\Delta p_o}{p_o} \right) \right] \cdot d_o \right\} \end{aligned} \quad (18)$$

$$\begin{aligned} \textcircled{2} \quad i \in T_2 \\ \Xi_{CE}(\Delta d_i) &= CEC_{FT} \times Q_{FT} \\ &\quad \times \left\{ \left[\left(\beta_i^C \cdot \frac{\Delta p_o}{p_o} \right) + \left(\gamma_i^S \cdot \frac{\Delta p_p}{p_p} - \beta_i^S \cdot \frac{\Delta p_o}{p_o} \right) \right] \cdot d_o \right\} \end{aligned} \quad (19)$$

$$\begin{aligned} \textcircled{3} \quad i \in T_3 \\ \Xi_{CE}(\Delta d_i) &= CEC_{FT} \times Q_{FT} \\ &\quad \times \left\{ \left[\left(\gamma_i^C \cdot \frac{\Delta p_o}{p_o} - (\alpha_i^S + \gamma_i^S) \cdot \frac{\Delta p_p}{p_p} \right) \cdot d_o \right] \right\} \end{aligned} \quad (20)$$

3.1 탄소 배출 비용 산출

실제로, 유럽에서 거래되고 있는 탄소 배출권의 가격 (European Union Allowance, EUA)을 고려해 탄소 배출에 의한 추가적인 발전 비용을 산출할 수 있다. DR에 의한 변화된 탄소 배출 비용은 배출된 탄소 1[tonC]을 CO2로 환산하여 다음과 같이 계산한다.

$$\psi_{CE}(\Delta d_i) = (\Xi_{CE}(\Delta d_i) \times MR) \cdot EUA \quad (21)$$

여기서,

- $\psi_{CE}(\Delta d_i)$: 부하 변화에 따른 CO2 배출량
- MR : Mass ratio of Carbon and CO2
- EUA : European Union Allowance

4. 사례 연구

그림 5는 DR이 탄소 배출에 끼치는 영향을 분석하기 위한 6-버스 계통을 나타낸다. 그림 5의 계통은 각각 사이즈가 다른 11개의 발전기로 구성되어 있고, 시간당 총용량은 240[MW]이다. 계통의 일일 부하곡선의 최대 부하는 185[MW]이고, 6개의 버스 중에서 5개의 버스에 부하가 나타나고 있다.

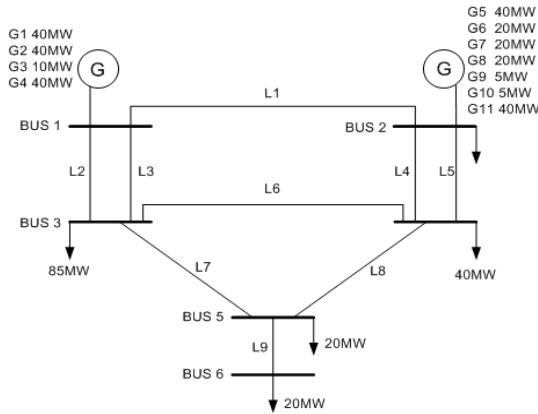


그림 5 RBTS IEEE의 6-버스 계통
Fig. 5 RBTS IEEE with Six Buses

표 1은 각 발전기의 특성을 나타낸다. 각 발전기는 석탄, 복합, 가스 터빈 세 종류의 발전기로 구성이 된다. 표 2는 6-버스 계통의 부하의 탄력성을 나타낸다. 모든 부하들의 탄력성 계수는 표 2와 동일하고 또한 모든 부하들은 표 2의 탄력성 계수에 따라 최적으로 반응을 수행한다고 가정한다.

표 1 발전기의 특성

Table 1 Characteristic of Generators

Gen. No	Type	Size [MW]	Q [Gcal/MW]	CEC [tonC/Gcal]
G1	Coal	40	2.28	0.1075
G2	Coal	40	2.28	0.1075
G3	Coal	10	2.28	0.1075
G4	LNG	40	1.71	0.064
G5	LNG	40	1.71	0.064
G6	CC	20	0.78	0.064
G7	CC	5	0.78	0.064
G8	CC	5	0.78	0.064
G9	Coal	40	2.28	0.1075

표 2 탄력성 계수

Table 2 Elasticity Coefficient

	Peak	Off-peak	Valley
Peak	-0.03	0.012	0.016
Off-peak	0.012	-0.015	0.005
Valley	0.016	0.005	0

TOU 프로그램에 의한 부하 곡선의 형태는 그림 6과 같다. 일일 부하 곡선은 기저부하 구간 T_3 (00:00~07:00까지), 비 첨두부하 구간 T_2 (07:00~09:00, 22:00~24:00) 그리고 첨두부하 구간 T_1 (09:00~22:00) 같이 3개의 구간으로 구분한다.

그림 6은 TOU 프로그램 시행 이전과 이후의 일일 부하 곡선을 나타낸다. DR을 시행하기 전에는 일일 최대 부하는 185[MW] 이고, TOU 프로그램을 시행하면서 부하 감축과 부하 이동의 효과로 최대 부하가 176.5[MW]로 약 8.5[MW] 정도 감소하였다. 이는 TOU 프로그램의 전기 요금의 변화

에 따른 부하의 감축과 부하 이동에 따를 것으로 시행 이후 첨두부하 구간에서는 부하량이 줄어들었고 기저부하 구간에서는 반대로 늘어남을 확인 할 수 있다.

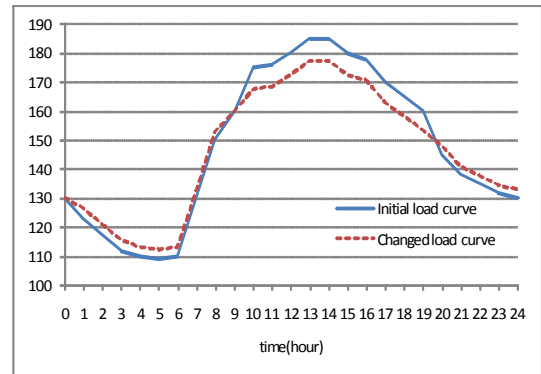


그림 6 TOU 프로그램 전과 후의 일일 부하 곡선
Fig. 6 Daily Load Curve before/after TOU Program

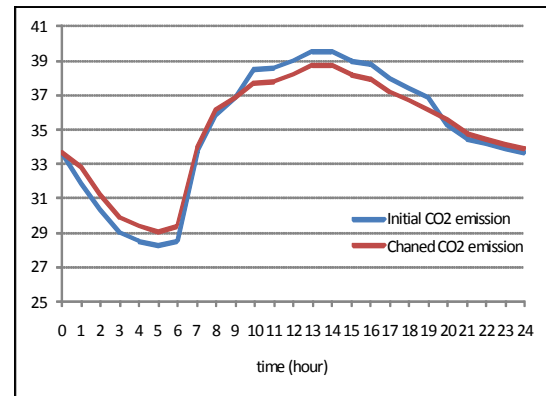


그림 7 TOU 프로그램 전과 후의 일일 탄소 배출
Fig. 7 Daily Carbon Emission before/after TOU Program

그림 7은 TOU 프로그램 이전과 이후의 일일 탄소 배출량을 보여준다. DR의 영향으로 일일 탄소 배출 곡선은 일일 부하 곡선과 비슷한 형태로 변화한 것을 볼 수 있다. 비 첨두부하 구간과 기저부하 구간에서는 탄소 배출이 늘어났고, 첨두부하 구간의 탄소 배출량은 줄어들었다. 하루 동안의 총 탄소 배출량은 776.2[tonC] 정도로 계산되었다.

표 3 부하와 탄소배출량의 변화

Table 3 Change of Load and Carbon Emission

	Changed load	Changed carbon emission
T_1	-76.5	-8.37
T_2	-3.87	-0.19
T_3	24.88	6.098

그림 8은 각 시간에서 TOU 프로그램 시행 전과 후의 CO2 배출 비용을 나타낸 것이다. 식 (21)의 EUA 값은 13.02[\$](2009년 11월)로 적용하여 계산하였다. CO2 배출 비

용도 마찬가지로 기저부하 구간에서는 증가, 첨두부하 구간에서는 감소하였다. 하루 동안이 발전으로 인한 총 CO₂ 배출 비용은 37050.6[\$]이고, TOU 프로그램 시행으로 117.88[\$]의 CO₂ 배출 비용을 감소시킬 수 있었다.

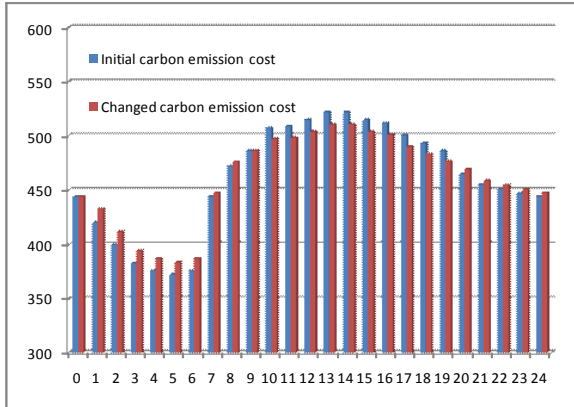


그림 8 TOU 프로그램 전과 후의 CO₂ 배출 비용
Fig. 8 CO₂ Emission Cost before/after TOU Program

3. 결 론

본 논문은 DR 프로그램 시행 시 탄소 배출량과 탄소 배출 비용의 변화를 예측하였다. 대표적인 DR 프로그램인 TOU 프로그램에서 전기 요금에 따른 일일 부하의 부하 변화를 모형화하여 DR 프로그램을 모델링하였다. 이로부터 일일 탄소 배출량과 CO₂ 배출 비용을 계산함으로써 DR에 따른 탄소 배출의 효과를 분석하였다. 사례연구 결과들로부터 DR 프로그램이 일일 부하의 부하 감축 및 부하 이동을 가져오고 탄소 배출량과 CO₂ 배출 비용을 줄일 수 있음을 보여주었다.

감사의 글

이 논문은 2011년도 정부(교육과학기술부)의 재원으로 한국연구재단의 기초연구사업 지원을 받아 수행된 것임(2010-0021733)

참 고 문 헌

[1] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "Demand Response in Electricity Markets : An Overview", 1-4244-1298- IEEE 2007

[2] Y. Tang, H. Song, F. Ho, "Investigation on TOU pricing principles", IEEE, TBD conference, Vol. 1, pp. 1-9, 2005

[3] D. S. Kirschen, G. Strbac, "Fundamentals of Power System Economics", ISBN: 0-470-84572-4, wiley, 2004

[4] Goel. L, Qiuwei Wu, Peng Wang, "Reliability Enhancement of A Deregulated Power System Considering Demand Response", 1-4244-0493-2- IEEE, PES conference, 2006

[5] Aalami. H, Yousefi. D. R, Moghadam. M. P, "Demand Response Model Considering EDRP and

TOU Programs", 987-1-4244-1904-3- IEEE, T&D conference, 2008

[6] Erik Delarue, William D'haeseleer, "Greenhouse gasemission reduction by means of fuel switching in electricity generation: Addressing the potentials", ELSELVIER Energy Conversion and Management, vol. 49, pp 843-853, Aug. 2007

[7] Karki, S.; Mann, M.D.; Salehfar, H., "Substitution and Price Effects of Carbon Tax on CO₂ Emissions Reduction from Distributed Energy Sources", Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources, 2006. PS '06, pp. 236 - 243, 14-17 March 2006

[8] T.J. Hammons, "Impact of electric power generation on green house gas emissions in Europe: Russia, Greece, Italy and views of the EU power plant supply industry - A critical analysis", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 28, Issue 8, pp 548-564, Oct. 2006

[9] R. Billinton, L. Goel, et al, "A Reliability Test System for Educational Purposes-Basic Data", IEEE Trans. Power System, Vol. 4, No. 3, pp. 1238-1244, Aug. 1989

저 자 소 개



김 영 현 (金 榮 賢)

1983년 9월 20일생. 2009년 대전대 전기공학과 졸업. 현재 한양대 대학원 전기공학과 석사과정
Tel : 02-2220-0347
E-mail : kiria83@hanyang.ac.kr



곽 형 근 (郭 炯 根)

1979년 11월 29일생. 2006년 한양대 전기공학과 졸업. 2009년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 전기공학과 박사과정
Tel : 02-2220-0347
E-mail : venice53@hanyang.ac.kr



김 진 오 (金 鎭 吾)

1956년 1월 17일생. 1980년 서울대 전기공학과 졸업. 1982년 동 대학원 전기공학과 졸업. 1991년 Texas A&M Univ. 전기공학과 졸업 (공학). 현재 한양대 전기공학과 정교수
Tel : 02-2220-0347
E-mail : jokim@hanyang.ac.kr