

## 계절 · 시간대별 차등 전기요금의 동태적 최적화에 관한 연구

김동현 · 최기련\*

한국전력공사 전력경제처, \*이주대학교 에너지학과

### A Study on Dynamic Optimization of Time-Of-Use Electricity Rates

Dong Hyun Kim and Ki Ryun Choi\*

Electricity Economics Division, KEPCO, \*Department of Energy, Ajou University

#### 요 약

본 연구는 전력계통이 3개의 발전기로 구성되었고, 요금적용 시간대가 3개인 경우 동태적 최적화를 이용한 최적 가격 및 투자 정책을 도출하기 위한 것이다. 이를 위하여 최대원리법(Maximum Principle)을 이용하였으며, 종전에는 수요함수에서 고려되지 않았던 교차가격 탄력성을 수요함수에 포함시켰다. 분석 결과 다음과 같은 결론을 얻을 수 있다. 첫째, 설비가 충분한 경우 각 시간대의 최적 가격은 단기 한계비용과 일치한다. 그러나 시간이 경과함에 따라 수요증가에 의하여 설비제약이 활성화되면 각 시간대의 가격은 설비비를 포함하는 장기한계비용 형태를 띠게 된다. 둘째, 각 시간대에 있어서 발전기의 설비비의 부담은 요금적용 시간대의 길이에 의하여 영향을 받는다. 즉, 해당 시간대의 요금적용 시간대가 길어지면 길어질수록 해당시간대에 대응되는 설비의 설비비 부담은 감소하고, 짧아지면 길수록 설비부담은 높아지게 된다. 셋째, 동태적 분석에서의 설비투자는 기본적으로 각 시간대의 수요증가율과 같은 비율로 증가하며, 또한 신규설비 투자규모는 각 시간대의 투자설비를 서로 분담하게 된다.

**Abstract**—This paper formulates dynamic optimization model for Time-Of-Use Rates when a electric power system consists of three generators and a rating period is divided into three sub-periods. We use Pontryagin's Maximum Principle to derive optimal price and investment policy. Particularly the cross-price elasticities of demand are considered in the objective function. We get the following results. First, the price is equal to short-run marginal cost when the capacity is sufficient. However, if the capacity constraint is active, the capacity cost is included in the price. Therefore it is equal to the long-run marginal cost. Second, The length of rating period affects allocation of capacity cost for each price. Third, the capacity investment in dynamic optimization is proportional to the demand growth rate of electricity. However the scale of investment is affected by not only its own demand growth rate but also that of other rating period.

#### 1. 서 론

계절 · 시간대별 차등요금제(계시별요금)는 전력사용자로 하여금 부하를 적절히 변화시키도록 유도 하므로써 전력 공급사의 투자비용과 에너지 비용을 감소시키는 효과로 공급자 후생을 증진시키고, 수요자 측면에서는 요금 감소효과로 소비자 후생을 증진시키므로써 전체적인 사회후생을 증진시키는 효과를 얻는다. 이때 계시별요금은 공급특성, 시간별, 일별, 계절별로 각기 다

른 공급비용을 충실히 반영시켜 사회후생 증진시키기 위하여 한계비용에 근거하여 결정된다.

한계비용에 근거하는 요금설정은 1940년대 프랑스의 Boiteux<sup>2)</sup>가 제시한 한계비용 이론을 바탕으로 Boiteux, Steiner 등이 구체적인 모델을 제시하여 기본적인 틀이 마련되었다. 그 이후로 한계비용에 의한 요금설정은 프랑스 EDF 요금의 근간이 되었으며, 현재는 대부분 나라에서 전기요금설정의 기본 원리가 되고 있다. 그 이후로 Steiner<sup>3)</sup>에 의하여 체계화되기 시작하였으며, Crew-

Kleindorfer<sup>6)</sup>, Panzar<sup>9)</sup>, Pressman<sup>10)</sup>에 의하여 본격적인 연구가 진행되어 왔다.

그러나 지금까지의 최대부하요금제에 대한 연구는 다음과 같은 한계점이 있다.

첫째, 이들 분석방법은 투자가 동시에 일어나는 것으로 가정하였다. 즉, 기존의 최적 전기요금 및 투자정책 연구는 주로 정태적 최적화(Static Optimization)에 의한 방법이었다. 그러나 전력공급 설비는 매년 새로 추가되고, 폐지되기 때문에 공급설비 및 제약 조건은 시간에 따라 변하며 따라서 가격정책 및 설비투자 정책은 이러한 공급구조의 변화를 고려하여야 합리적인 정책이 도출될 수 있다.

둘째, 이러한 모델은 각 시간대의 수요가 계시별 요금이 적용되어도 서로 독립적이라고 가정하였다. 그러나 계시별요금의 목적은 각 시간대의 수요가 상호 이동에 목적을 두고 있으며, 따라서 각 시간대의 수요는 타 시간대의 가격에 독립적이지 아니라는 것이다.

따라서 본 연구에서 다루려고 하는 문제는 공급설비가 다양하고, 또한 요금기간이 여러개인 경우 동태적 상황에서의 최적 가격과 설비투자에 대한 문제를 고찰하는데 있다. 이를 위하여 Pontryagin의 최대원리법(Maximum Principle)<sup>12)</sup>을 이용하고자 한다. 한편 이 때 고려되어야하는 점은 시간대별 차등요금의 목적이 각 시간대의 수요가 상호 이동에 목적을 두고 있으며, 따라서 각 시간대의 수요는 타 시간대의 가격에 독립적이지 아니라는 것이다. 즉, 계시별 요금제도하에서의 최적 가격정책 및 투자정책은 전력수요의 자기 가격탄력성 뿐만 아니라 교차 가격탄력성까지 고려하여 결정되어야 한다는 것이다. 따라서 본 연구는 교차가격탄력성을 고려한 동태적 모형에 대한 수리적 해의 기초 이론을 제시하고 이에 따른 사례연구 결과를 제시하여 한다.

## 2. 문제의 모형화

### 2-1. 수요함수

만일 요금적용시간대를 3개로 나누면, 각 시간대의 수요는 상호 의존적이어서 교차가격탄력성이 존재한다고 하였다<sup>13)</sup>. 따라서 j시간대의 역수요 함수를 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$P_j = P_j(X_1, X_2, X_3) \quad j=1, 2, 3 \tag{1}$$

여기에서 X<sub>1</sub>은 경부하, X<sub>2</sub>는 중부하 및 X<sub>3</sub>는 최대부하 시간대의 수요를 나타낸다.

따라서 교차가격탄력성을 고려한 동태적 모형에서의 일반적인 역수요 함수는 다음과 같이 표현한다.

$$P_j(X, t) = a_j + \alpha_j t - \sum_i \beta_{ji} (X_{j1} + X_{j2} + X_{j3}) \tag{2}$$

단, i=j=1, 2, 3

### 2-2. 비용함수

전력 공급시스템은 다음과 같이 3개의 전원으로 구성되어 있으며, 각 전원의 비용은 고정비와 운전비로 구성되어 있다고 한다. 고정비는 발전설비비용으로 경부하, 중부하 및 최대부하 설비를 각각 K<sub>1</sub>, K<sub>2</sub>, K<sub>3</sub>[kW]로 하며 이에 대한 설비비를 각 γ<sub>1</sub>, γ<sub>2</sub>, γ<sub>3</sub>[₩/kW]한다. 운전비는 연료비에 해당하는 것으로 각각 η<sub>1</sub>, η<sub>2</sub>, η<sub>3</sub>[₩/kWh]로 나타낸다.

이때 발전기의 공급특성상 3개의 전원은 다음 조건이 성립하여야 경제적 운전이 가능하다<sup>9)</sup>.

$$\gamma_1 > \gamma_2 > \gamma_3 \quad \text{그리고} \quad \eta_1 < \eta_2 < \eta_3 \tag{3}$$

따라서 총 공급 비용은

$$C = \sum_{i=1}^3 (\gamma_i K_i + \sum_{j=1}^3 \eta_j X_{ij} T_j) \tag{4}$$

X<sub>ij</sub>는 j시간대에서 i발전기에 의한 수요를 뜻한다. T<sub>j</sub> 하루는 3개시간대로 나누어졌으므로 1년의 총 시간 길이는 경부하 시간대는 T<sub>1</sub>, 중간 시간대에는 T<sub>2</sub>, 피크시간대에 T<sub>3</sub>가 된다(T<sub>1</sub>+T<sub>2</sub>+T<sub>3</sub>=8760시간).

### 2-3. 목적함수

전력공급시스템은 독점상태에 있다고 한다. 따라서 독점환경에서의 공급자의 목표는 순사회 편익최대화라고 정한다. 이때 최대화하여야 할 목적함수인 순사회 편익은 생산자 잉여와 공급자 잉여가 합해진 것이다<sup>14)</sup>.

따라서 목적함수는

$$\text{Max } W = \int_0^T e^{-rt} \left[ \sum_j \int_0^{X_j^*} P_j(x) dx T_j - C(X_j, K_j) \right] dt \tag{5}$$

여기에서 r은 할인율이 이며, 본 연구에서는 간단히 하기 위하여 "0"으로 놓았다. 이는 실제 해에서 r가 해에 그다지 영향을 미치지 못하고<sup>20)</sup> 또한 계산 편의를 위해서이다. 한편 X<sub>j</sub>는 각 시간대에서 수요의 합계를 나타낸다(즉, X<sub>j</sub>=X<sub>j1</sub>+X<sub>j2</sub>+X<sub>j3</sub>).

여기에서 공급설비는 다음 식에 따라 증가하는 것으로 하며, 제약조건은 다음과 같이 한다.

$$dK_i/dt = I_i, \quad i = 1, 2, 3 \tag{6}$$

단,

$$I_{i\max} \geq I_i \geq I_{i\min} \\ K_i \geq X_{ji} \geq 0$$

여기에서  $I_i$ 는 공급설비의 전원용량 증가량을 포함한 공급설비의 상태이다. 또한  $I_i$ ,  $K_i$ 는 연속량으로 취급되지만, 엄밀하게는 개개전원은 일정한 크기를 갖는 이산량이므로 여기에서 연속량이라는 의미는 근사적인 것이라 할 수 있다. 따라서 목적함수는 시간에 따른 공급설비 변화를 포함하고 있으며 이것이 동태적 분석의 기본 바탕이 된다.

따라서 동태적 해석을 위한 해밀토니언  $H$ 를 다음과 같이 정의할 수 있다.

$$H = \sum_j \int_0^{X_j^*} P_j(x, t) dx T_j - \sum_i (\gamma_i K_i + \sum_j \eta_j X_{ji} T_j) + \sum_i \lambda_i I_i \quad (8)$$

따라서 라그랑주 방정식은

$$L = \sum_j \int_0^{X_j^*} P_j(x, t) dx T_j - \sum_i (\gamma_i K_i + \sum_j \eta_j X_{ji} T_j) + \sum_i \lambda_i I_i + \sum_j \mu_{ji} (K_i - X_{ji}) \quad (9)$$

여기에서  $H$ 는 연속이어서 미분가능하고, 비선형이다.  $K(t)$ 는 상태변수이고,  $I(x)$ 는 제어변수이다. 또한  $\lambda_i$ 는 보조변수(costate variable, adjoint variable)이고  $\mu_{ji}$ ,  $\theta$ 는 라그랑주 승수이다.

### 3. 최적 가격 및 투자정책 도출

목적함수를 최대화하기 위해서는 다음 필요조건을 만족시켜야 한다.

$$d\lambda_i/dt = -\partial H/\partial K_i = \gamma_i - \sum_{j,i} \mu_{ji}; \quad i = j = 1, 2, 3 \quad (10)$$

$$\mu_{ji} (K_i - X_{ji}) = 0 \quad (11)$$

$$X_{ji} (P_j T_j - \eta_j T_j - \mu_{ji}) = 0 \quad (12)$$

$$\mu_{ji} \geq 0, \quad X_{ji} \geq 0 \quad (13)$$

이 때 Transversality 조건은

$$\lambda_i(t) = 0 \quad (14)$$

최적 투자  $I_i$ 는 다음과 같은 해를 갖는 것을 알 수 있다.

$$I_i = \begin{cases} I_{imax} & : \lambda_i > 0 \\ I_{imin} & : \lambda_i < 0 \\ I_{ispec} & : \lambda_i = 0 \end{cases} \quad (15)$$

여기에  $I_{ispec}$ 은  $\lambda_i=0$ 을 만족하는  $I_i$ 로 특이해가 되며,  $I_{imax}$ ,  $I_{imin}$ 은 전원투자의 上下限値로 공급측의 경계조건이 된다. 이때 설비투자의 상하한(upper and lower bound) 조건에서 상한 조건인  $I_{imax}$ 는 설비를 무한정 확장하는 뜻

이 되므로  $I_i$ 가  $I_{imax}$ 을 취하는 경우는 不可能하다. 따라서 정상해에서는  $I_i$ 가 특이해( $I_{ispec}$ )를 갖든지 또는 최소값( $I_{imin}$ )을 갖는다.

한편 공급설비는 연료비가 싼 것으로부터 전기를 공급하기 시작한다. 따라서 경부하 시간대에는 중부하용 및 최대부하 발전기에 의한 수요분담은 없으며, 중부하 시간대에는 최대부하 발전기에 의한 수요분담이 없다고 볼 수 있다. 따라서 식 (3)의 조건을 이용하면 다음과 같은 관계식이 성립한다.

$$X_{12} = X_{13} = X_{23} = 0 \quad (16)$$

$$\mu_{12} = \mu_{13} = \mu_{23} = 0 \quad (17)$$

다음으로는 동태적 상황에서의 최적해 도출을 위하여 시간경로(time path)에 따른 변수들의 형태를 본다.

• 공급설비에 의한 제약조건이 없을 때  
공급설비가 각 시간대 수요에 대하여 충분한 경우이다( $K_i > X_{ji}$ ). 따라서 식 (9)에서 라그랑주 승수  $\mu_{ji}=0$ 가 되며, 각 시간대의 최적 가격은 단기한계비용과 일치한다.

$$P_j(X_{jp}, t) = \eta_j \quad \text{만일 } 0 < X_{ji} < K_i \text{ 일 경우} \quad (18)$$

예를 들어 설비 1, 2, 3이 모두 충분한 경우(즉,  $\mu_{11} = \mu_{22} = \mu_{33} = 0$ ), 각 시간대의 최적 가격정책은 다음과 같이 도출된다.

$$\begin{aligned} P_1 &= \eta_1 \\ P_2 &= \eta_2 \\ P_3 &= \eta_3 \end{aligned} \quad (19)$$

• 공급설비에 의한 제약 조건이 발생할 때  
이때에는 라그랑주 승수  $\mu_{ji} > 0$ 가 된다. 따라서 최적 가격은 설비가격을 포함하는 장기한계비용이 된다.

$$P_j(X_{jp}, t) = \eta_j + \frac{\mu_{ji}(t)}{T_j} \quad \text{만일 } 0 < K_i \leq X_{ji} \text{ 일 경우} \quad (20)$$

• 정상상태의 조건  
각 시간대에 공급계약조건이 활동하게 되면 라그랑주 승수는 0보다 크게 되며, 따라서  $d\lambda/dt > 0$ 에서 시간이 경과함에 따라 결국은 식 (14)는 정상상태에 도달하게 된다.

$$\begin{aligned} \text{즉, 정상상태에서는} \\ d\lambda_i/dt = \gamma_i - \sum_j \mu_{ji} = 0 \\ \mu_{ji} \geq 0 \end{aligned} \quad (21)$$

이때  $\lambda_i=0$  값을 가지게 되며 식 (15)에 의하여 공급설비에 대한 투자가 이루어지게 된다.

본 연구에서의 최종 경로에서 각 시간대의 최적가격은 다음과 같이 일정한 가격을 갖게되어 정상상태를 유지한다.

$$\begin{aligned}
 P_1 &= \eta_1 + \frac{(\gamma_1 + \eta_1 T_2 - \eta_2 T_2 - \gamma_2 - \eta_2 T_3 + \eta_1 T_3)}{T_1} \\
 P_2 &= \eta_2 + \frac{\gamma_2 + \eta_2 T_3 - \eta_3 T_3 - \gamma_3}{T_2} \\
 P_3 &= \eta_3 + \frac{\gamma_3}{T_3}
 \end{aligned}
 \tag{22}$$

4. 사례연구

사례 연구에서는 앞에서 도출된 동태적 가격모형을 우리나라의 실 계통에 적용하여 가격정책을 도출하였다. 분석 대상 수용종별(customer category)은 산업용(을) 고압A를 기준으로 하였다. 산업용(을) 고압A 수용가는 1977년부터 계시별 요금을 적용받고 있다. 이들 수용가의 계시별 요금에 대한 반응성에 대한 분석은 기존의 연구를 이용하며, 각 요금 적용 시간대의 가격탄력성은 Table 1과 같다<sup>1)</sup>.

사례연구에서의 전력공급계통은 최대부하용, 중부하용 및 경부하용 등 발전기를 3개로 구성되어있다고 가

정하였다. 이는 한전의 계통이 기본적으로 기저용, 중간 시간대용 및 최대부하용 전원으로 구성되었기 때문이다. 이때 최대부하용 설비는 LNG 발전소, 중하용 설비는 석탄 및 경부하 시간대 설비는 원자력으로 가정하였다. 이에 대한 각 설비의 대한 특성은 Table 2와 같다. 여기에서 설비비는 전력사용량에 배분한 가격이다. 한편 수요측면에서는 요금적용시간대도 역시 3개로 나누었다. 이는 현재 한전의 요금체계를 따른 것이며 또한 공급설비의 특성과도 일치시키기 위한 것이다.

본 연구에서 사용된 데이터는 1994년 공급실적 자료를 이용하였으며 최대수요는 27,428 MW로 하였다. 이때 경부하를 11,151 MW, 중간부하를 8,479 MW 및 최대부하를 7,798 MW로 하였다. 한편 수요 증가율은 산업용(을)의 90년에서 94년까지 평균 증가율인 경부하 8.80%, 중부하 9.2% 및 최대부하 9.7%로 하였다.

각 파라미터는 다음 식에 의하여 도출될 수 있으며, 계산된 각 파라미터의 값은 Table 3과 같다.

$$\begin{aligned}
 a_j &= P_{j0} \left( 1 - \frac{1}{\epsilon_{kj}} - \frac{1}{\epsilon_{kj}} - \frac{1}{\epsilon_{kj}} \right) \\
 \beta_{jj} &= \frac{-P_{j0}}{\epsilon_{jj} X_{j0}} \quad \text{단, } j=k=1, 2, 3 \\
 \beta_{jk} &= \frac{-P_{j0}}{\epsilon_{kj} X_{k0}} \\
 \alpha_j &= \beta_{jj} G_j X_{j0} + \beta_{jk} G_k X_{k0}
 \end{aligned}$$

정상상태에서의 최적해에 대한 성질을 보면 경부하 및 중부하 시간대의 가격은 평균가격보다 대폭 내려갔으나 피크시간대의 가격은 매우 상승하였음을 알 수 있다. 물론 여기에는 운전비로써 연료비, 고정비로써 발전기의 설비비만을 포함시켰기 때문에 실제적인 요금과는 차이가 있다.

Table 4를 보면 정상상태에서 각 시간대의 가격은 해당시간대의 연료비와 설비비를 포함하여 설비비용을 각 시간대가 부담함을 알 수 있다. 그러나 경부하 및 중간부하의 가격은 설비비가 포함이 되더라도 종전의 평균비용보다는 낮아지므로 설비비 일부를 부담하나, 피크

Table 1. Own and cross price elasticities ( $\epsilon_{jj}$  및  $\epsilon_{ij}$ ).

i \ j	Off-peak	Intermediate	Peak
Off-peak	-0.19164	0.17867	0.01298
Intermediate	0.13034	-0.23006	0.09973
Peak	0.00828	0.08722	-0.0955

Table 2. Cost parameters.

	Off-peak	Intermediate	Peak
Capacity Cost (₩/kWh)	21.07	12.64	5.85
Operating Cost (₩/kWh)	3.5	12.99	29.14
Total Cost (₩/kWh)	24.57	25.63	31.99

Table 3. The estimated values of parameters.

a		β				α	
a <sub>1</sub>	471.3	β <sub>11</sub>	0.0016	β <sub>23</sub>	0.0054	α <sub>1</sub>	45.1
		β <sub>12</sub>	0.0014	β <sub>31</sub>	0.2013		
a <sub>2</sub>	291.1	β <sub>13</sub>	0.0154	β <sub>32</sub>	0.0140	α <sub>2</sub>	26.0
		β <sub>21</sub>	0.0065	β <sub>33</sub>	0.00111		
a <sub>3</sub>	2871.5	β <sub>22</sub>	0.0029	-	-	α <sub>3</sub>	254.0

시간대에는 피크설비 모두를 분담함을 알 수 있다. 이는 종전의 Boiteux 및 Crew-Kleindorfer 및 Pressman 등이 제시한 이론과 기본적으로 같다. 그러나 각 시간대에 배분되는 고정비는 요금적용시간대와 매우 밀접한 관계를 갖고 있다. 즉, 피크시간대의 경우 요금적용시간대의 길이가 길어지면 피크설비의 분담율이 낮아지고 시간대가 짧아지면 설비 분담율이 낮아진다.

따라서 각 시간대의 수요가 공급설비를 분담하여야 한다는 것과는 일치하나, 분담하는 방법에 있어서 경부하 시간대에서는 경부하용 설비와 중간부하설비를, 중간부하 시간대에 있어서는 중간부하 설비에 최대부하용 설비가 영향을 주는 것을 알 수 있다. 한편 피크시간대의 가격은 피크시간대의 운전 및 설비비만이 영향을 주는 것을 알 수 있다.

Fig. 1은 Time path별 최적가격을 보여주고 있다. 최적 가격 정책은 초기에 설비가 충분할 경우에는 단기한계비용과 일치하고 있음을 알 수 있다. 그러나 3년째부터 설비제약이 가해지게 되며 이때부터 각 시간대의 가격은 설비비를 포함하는 장기한계비용의 성격을 갖게 된다. 4년째에는 중부하 시간대에 설비제약이 받음을 알 수 있으며 5년째부터는 정상상태에 도달하게 된다. 정상상태란 설비투자가 신규 수요에 대한 것이라고 보기 보다는 기존설비에 대한 교체만 있는 상태라고 보아도 된다. 따라서 3년째에 정상상태에 도달하고 있음을 알 수 있다.

한편 중부하 시간대의 가격이 일부시간대에서 피크시간대의 가격보다 높게되어 역전되고 있음을 보여주고

있으나 이는 시간대 구분을 1년 단위로 나누기 때문에 발생한 것에 기인하는 것으로 보인다.

### 5. 결 론

전기요금 정책에서 중요한 문제 중의 하나는 설비 증설을 유발시키는 시간에 따라 변하는 공급비용에 따라 가격을 어떻게 정하느냐 하는 문제이다. 이를 위하여 수요가의 수요함수는 시간에 따른 함수로 표현하여야 하며, 공급자 비용은 설비비용과 운전비용을 포함하게 되는 이 때 가격 결정은 소비자의 부하 패턴과 설비투자에 의하여 영향을 받게된다.

본 연구는 전력계통이 3개의 발전기로 구성되었고, 요금적용 시간대가 3대인 경우 동태적 최적화를 이용한 최적 가격 및 투자 정책을 도출하기 위한 것이다. 이를 위하여 최대원리법(Maximum Principle)을 이용하여 해석하였으며, 종전에는 수요함수에서 고려되지 않았던 교차가격 탄력성을 수요함수에 포함시켰다. 분석 결과 다음과 같은 결론을 얻을 수 있다.

1) 설비가 충분한 경우 각 시간대의 최적 가격은 단기한계비용과 일치한다. 그러나 시간이 경과함에 따라 수요증가에 의하여 설비제약이 활성화되면 각 시간대의 가격은 설비비를 포함하는 장기한계비용 형태를 띠게 된다. 따라서 동태적 분석에서는 시간경로(Time Path)에 따른 최적 가격 정책을 도출할 수 있다. 특히 정상상태에서의 각 시간대의 가격도 설비비를 분담하고 있으며, 이는 종전의 이론과 기본적인 틀을 같이하는 결과이다.

2) 각 시간대에 있어서 발전기의 설비의 분담은 요금적용 시간대의 길이에 의하여 영향을 받는다. 즉, 해당 시간대의 요금적용 시간대가 길어지면 길어질수록 해당시간대에 대응되는 설비의 설비비 분담은 감소하고, 짧아지면 질수록 설비분담은 높아지게 된다.

3) 동태적 분석에서의 설비투자는 기본적으로 각 시간대의 수요증가율과 같은 비율로 증가하며, 또한 신규 설비 투자규모는 각 시간대의 투자설비를 서로 분담하게 된다. 즉, 설비투자 및 가격 정책은 자기시간대 뿐만 아니라 타 시간대의 수요증가도 영향을 미친다.

4) 교차가격 탄력성은 정상상태에서의 가격정책에 별다른 영향을 주지 않고 있다. 이는 예견되지 못하였던 것으로 만약 목적함수에 수지 제약 조건을 주면 교차가격 탄력성이 가격정책에 주는 영향을 보다 명확하게 밝힐 수 있으리라 본다.

한편 정상상태에서는 가격을 장기한계비용에 일치시켜야 하는 것을 본 연구에서는 도출하였으며, 이는 기본적으로 정태적 분석과 동태적 분석에서 가격정책은 같다. 또한 동태적 분석에서 사용된 라그랑주 변수는 정태

Table 4. Numerical result of optimal Time-Of-Use rates (Won/kWh).

Off-Peak	Intermediate	Peak
10.2	16.9	46.3

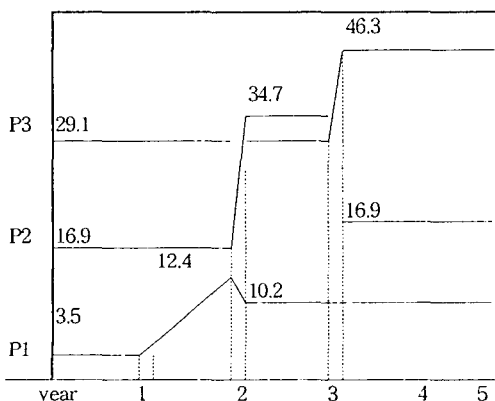


Fig. 1. Optimal price policy by time path (W/kWh).

적 분석에서 마찬가지로 관련 제약 조건에 대한 암묵가 격이라 할 수 있으나 동태적 분석에서의 라그랑주 승수  $\mu$ 는 시간에 따른 최적 가격정책에서 장기한계비용을 결정한다고 할 수 있다.

### 참고문헌

1. 최기련, 김동현: "계절 · 시간대별 차등전기요금의 효율성 분석연구", 한국자원경제학회, (1995. 5).
2. Boiteux, M. (1949): "Peak-Load Pricing", *Journal of Business*, (Translated in English), (1960).
3. Carl P. Simon: "Mathematics for Economists", W.W. Norton Company, (1994).
4. Chang, Hong-Chang: "Dynamic Peak Load Pricing and Investment of a Nationalized Electric Utility", (1978).
5. Crew, M.A. and Kleindorfer: "Optimal Plant Mix in Peak Load Pricing", *Scottish Journal of Political Economy*, November, 277-91 (1975).
6. Crew, M.A. and Kleindorfer, P.R.: "Peak Load Pricing with a Diverse Technology". *Bell Journal of Economics*, (1976).
7. Crew, M.A. and Kleindorfer: "Public Utility Economics", 1979, St. Martin's Press.
8. Crew, M.A. and Kleindorfer: "On Off-Peak Pricing: An alternative Technical Solution", *Kyklos*, 80-93 (1975).
9. Panzar, J.C.: "Neoclassic approaches to peak load pricing", *B.J.E.*, 521-530 (1970).
10. Pontryagin, L.S.: "The mathematical Theory of Optimal Principle", New York (1962).
11. Pressman "A mathematical formulation of the peak-load pricing problems", *Bell Journal of Economics*, 1, 2, Autumn (1970).
12. Robert Dorfman: "An Economics Interpretation of Optimal Control Theory", *The American Economic Review*, 817-831 (1969).
13. Robert Wilson: "Nonlinear Pricing", Oxford University Press, (1993).
14. Robert Wilson: "Multiproduct Tariff", *J.O. Regulatory Economics*, 5-26 (1991).
15. Richard W. PARKS: "Measuring the consumer Welfare Effects Of Time-Differentiated Electricity Prices", *Journal Of Economics*, 26, 35-64 (1984).
16. Morton I. Kaman and Nancy L. Schwartz: "Dynamic Optimization", North Holland, (1981).
17. Sheen, J.N., C.S. Chen and J.K. Yang: "Time-Of-Use Pricing for Load Management Programs in Taiwan Power Company", *IEEE*, (1994).
18. Steiner, P.O.: "Peak Load and Efficient Pricing", *Quarterly Journal of Economics*, 585-610 (1957).
19. Stephen, J. Brown: "The Theory of Public Utility Pricing", Cambridge University Press, (1986).
20. Varian Hal R.: "Microeconomic Analysis", W.W Norton & company, (1992).
21. Wenders, J.T.: "Peak Load Pricing in the electric utility industry", *B.J.E.*, 232-241 (1976).
22. Williamson, O.E.: "Peak Load Pricing and Optimal Capacity under Indisivility Constranints", *American Economic Review*, 819-827 (1966).
23. Yoichi Kaya, Hiroshi Asano: "Electric Power System Planning Under Time-Of-Use Rates", *IEEE*, (1989).