

자가발전비용 및 요금지급액을 고려한 직접부하제어 인센티브 수준 결정

박종배*, 신종린*, 김진호**, 김형중***

*건국대학교 전기공학과, **기초전력공학공동연구소, ***에너지관리공단

A Design of DLC Incentive Level Using Self-Generation Costs and Monthly Bill Payments

Jong-Bae Park*, Joong-Rin Shin*, Jin-Ho Kim**, Hyeong-Jung Kim***

*Konkuk University, **Electrical Engineering & Science Research Institute, ***KEMCO

Abstract - 본 논문은 2001년에 도입되어 현재 시행 중인 우리나라의 대표적인 부하관리 프로그램인 직접부하제어의 적정 인센티브 수준을 결정하는 새로운 방법론을 제시한다. 기존의 인센티브 수준 결정 방법론이 공급자측을 중심으로 한 회피비용에 기초하여 결정된 반면, 본 연구에서는 참여자인 수용가의 대처비용과 월간요금 지급액의 감액을 중심으로 한 인센티브 결정 방법론을 제안한다. 또한, 이러한 인센티브 결정 방법론의 수학적 정식화를 도출하여 보다 체계적인 분석이 가능하게 하였다. 이러한 접근법은 소비자의 편의 및 비용을 보다 정확하게 분석하고, 이에 기초하여 인센티브 수준이 결정되기 때문에 직접부하제어의 활성화에 기여할 것으로 판단된다.

어 단말장치 및 제어시설을 설치한 수용가로서, 계약전력 5,000kW 이상의 일반용 및 산업용 수용가를 대상으로 주관기관의 요청이 있을 경우, 최대수요전력을 10% 이상 줄일 수 있고, 줄이는 전력이 300kW 이상인 수용가를 대상으로 한다. 다만, 줄이는 최대수요전력이 500kW 이상인 경우에는 10% 미만이라도 대상수용가"로 한다고 정의되어 있다.

이러한 참여수용가에게 주어지는 편익은 요금을 감액하는 것으로서 기본지원금과 조정지원금으로 구성된다. 기본지원금의 경우, 7-8월 2개월 동안 조정전력 혹은 조정기준전력에 대하여 680(원/kW/월)을 지원하며, 전일예고 조정지원금은 조정실적전력당 1130(원/kW/회)를 지원하며, 당일예고 조정지원금은 조정실적전력당 2260(원/kW/회)을, 긴급조정 조정지원금은 조정실적전력당 3390(원/kW/회)을 지원한다.

또한, 연간조정회수는 25회로 한정하고 있으며 매 긴급부하제어의 시간은 1시간에서 8시간 사이로 정하고 있다.

1. 서 론

부하관리 프로그램은 전력회사의 수요 패턴을 변화시키는 제반 행위를 말하며, 크게 직접부하관리와 관리부하관리로 구분된다.⁽¹⁾⁽²⁾ 우리나라의 경우, 지금까지 요금제도에 기초한 간접부하관리에 집중되어 왔으며 직접부하관리가 도입된 것은 2001년도이다. 현행 직접부하제어 프로그램에서는 참여수용가에게 직접부하제어의 실시 여부와 관계없이 지원하는 기본지원금(원/kW/월)과 직접부하제어의 실행시 추가적으로 지원하는 조정지원금(원/kW/회)으로 구성된다.⁽³⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾ 조정지원금의 경우, 통보시기 및 통보여부에 따라 전일통보, 당일통보, 긴급조정 등으로 나뉘어지며 각각에 따라 조정지원금 수준을 달리하고 있다.

2.2 수용가 월간 전기요금감액 수준을 고려한 인센티브 수준 결정 방법론

여기에서는 수용가가 직접부하제어 프로그램에 참여함으로써 얻어지는 편익의 대표적인 요소인 월간 전기요금 감액 수준을 제약 조건으로 하는 적정 인센티브 수준 결정 방법론을 제시하였다. 수용가가 직접부하제어에 참여함으로써 감액되는 월간 전기요금의 수준은 수용가의 참여를 유도하는 주된 요소이며, 과소한 감액수준은 수용가의 참여를 저조하게 하며, 과대한 감액수준은 비참여자에 대한 불이익 및 전체 프로그램의 경제성을 잃게 할 수 있다. 따라서, 이러한 분석을 체계적으로 수행하기 위해서는 직접부하제어 인센티브 결정 문제의 수학적 정식화가 필요하며, 여기에서는 이를 중점적으로 다루었다.

현행 기본지원금 및 조정지원금 수준은 공급자 중심의 회피비용(즉, 발전설비회피비용)에 기초하여 결정된 것이다.⁽¹⁾⁽⁴⁾ 따라서 수용가의 의사 및 경제적 이득 및 손실이 정확하게 반영되어 있지 않다. 보다 정확한 접근법으로는 직접부하제어 프로그램이 사회적 비용 및 편익에 미치는 영향을 분석하여 결정하는 방법,⁽⁷⁾ 캘리포니아 테스트를 이용하여 결정하는 방법,⁽⁶⁾ 통합자원계획을 통한 공급측 자원과 수요측 자원의 계량화를 이용하는 방법을 적용하여야 한다.⁽⁸⁾

수용가가 직접부하제어에 참여함으로써 감액되는 월간 전기요금에 대한 제약조건은 다음과 같이 정식화된다.

$$b_1 MP_t^i \leq \Delta MP_t^i \leq b_2 MP_t^i \quad (1)$$

여기서, MP_t^i : i 수용가 t 월 월간전기요금(원/월)

ΔMP_t^i : i 수용가 t 월 월간전기요금 감소액

b_1 : 월간전기요금감소액 최저보장계수

$$(0 \leq b_1 < 1)$$

b_2 : 월간전기요금감소액 최대보장계수

$$(0 \leq b_1 < b_2 \leq 1)$$

월간전기요금 지불액인 MP_t^i 는 아래와 같이 기본요금과 전력량 요금으로 구성된다.

$$MP_t^i = k_1 PD_t^i + (720DF_t^i)k_2 PD_t^i \quad (2)$$

여기서, PD_t^i : i 수용가 t 월 피크수요(kW)

DF_t^i : i 수용가 t 월 부하율

2. 본 론

2.1 현행 직접부하제어 인센티브 수준

현행 직접부하제어의 참여 대상 수용가는 "직접부하제

k_1 : 기본요금단가(원/kW/월)

k_2 : 전력량요금단가(원/kWh)

또한, 월간 감액전기요금 ($\Delta MP_t'$)는 아래의 식과 같이 정의된다.

$$\Delta MP_t' = d_1 \Delta PD_t' + \sum_{j=0}^{n_i} (d_{2,j}^i \Delta PD_t^j) \quad (3)$$

여기서, $\Delta PD_t'$: i 수용가 t 월 부하감소량(kW)

d_1 : 직접부하제어 기본지원금(원/kW/월)

$d_{2,l}^i$: j 번째 직접부하제어시 l 타입($l=1$ 긴급, $l=2$ 당일, $l=3$ 전일)의 조정지원금 단가(원/kW/회)

n_i : i 수용가 월간 직접부하제어 시행횟수

식 (1)의 제약조건식에 식 (2) 및 식 (3)의 값을 대입하고, 결정변수인 d_1 및 $d_{2,l}^i$ 에 대한 것으로 정리하면 아래와 같이 된다.

$$b_1 \{ k_1 (PD_t^i / \Delta PD_t^i) + (720DF^i) k_2 (PD_t^i / \Delta PD_t^i) \}$$

$$\leq d_1 + \sum_{j=0}^{n_i} (d_{2,j}^i) \leq$$

$$b_2 \{ k_1 (PD_t^i / \Delta PD_t^i) + (720DF^i) k_2 (PD_t^i / \Delta PD_t^i) \} \quad (4)$$

따라서, 상기 식 (4)를 만족시키는 d_1 및 $d_{2,l}^i$ 의 적정 범위는 b_1 및 b_2 가 주어지면 그 범위를 도출할 수 있다.

2.3 자가발전비용의 보전을 고려한 적정 인센티브 수준 결정 방법론

직접부하제어가 실시되어 부하가 차단될 경우, 각 수용가의 대처방안으로서는 첫째, 자가발전기의 가동을 통한 수전전력의 제한, 둘째, 사전에 스케줄을 통한 부하의 이전, 셋째, 강제적 부하차단 등으로 나뉘어 질 수 있다. 많은 경우 수용가들은 자가발전기를 가동하여 부하차단에 대응할 것이므로 지급되는 인센티브 수준의 최소한의 수준은 자가발전비용의 보전으로 볼 수 있다. 따라서, 여기에서는 직접부하제어가 발생하였을 때, 자가발전기를 가동한다는 전제아래에서 인센티브 수준을 결정하는 방법론을 제시하였다.

아래의 식은 이러한 상황을 고려한 인센티브 제약 조건이다.

$$\Delta MP_t' \geq SGC_t' \quad (5)$$

여기서, SGC_t' : i 수용가 t 월 총자가발전비용

상기 식 (5)의 아래 SGC_t' (월간 총자가발전비용)은 아래의 식과 같이 자가발전비용 단가, 월간 직접부하제어 시행 횟수 및 매회수별 제어시간에 대한 함수로 표현된다.

$$SGC_t' = c_i (\Delta PD_t^i) \sum_{j=0}^{n_i} (\zeta_j^i) \quad (6)$$

여기서, c_i : i 수용가 자가발전기 단가(원/kWh)

ζ_j^i : j 직접부하제어시 시행시간(1-8시간)

따라서, 식 (6)을 정리하면, 아래와 같은 식을 얻을 수 있고 이로부터 최소 수준의 인센티브를 결정할 수 있다.

$$d_1 + \sum_{j=0}^{n_i} (d_{2,j}^i) \geq c_i \sum_{j=0}^{n_i} (\zeta_j^i) \quad (7)$$

2.4 월간 전기요금감액 수준 및 자가발전비용 보전의 동시 고려 방법론

여기에서는 앞에서 언급한 월간전기요금 감액 수준과 자가발전보전 비용을 동시에 고려한 경우에 대한 적정 인센티브 범위를 도출할 것이다. 본 논문에서 제안한 월

간 전기요금감액 수준과 자가발전비용의 보전을 고려한 직접부하제어의 적정 인센티브($d_1, d_{2,1}, d_{2,2}, d_{2,3}$)의 범위는 식 (4)와 식 (7)로부터 구할 수 있다. 그러나 여기에서의 문제점은 식 (4)의 경우는 월간 제어횟수 및 직접부하제어 형식(긴급조정, 당일예고, 전일예고)에 대한 함수로 표현되며, 식 (7)의 경우는 월간 제어횟수, 각 제어시간, 직접부하제어 형식에 대한 함수로 표현될 뿐만아니라 각 제어시간이 확률변수로 주어진다는 것이다. 또한, 기본지원금과 조정지원금이 혼합되어 있으므로 제약조건의 수가 결정변수의 수보다 적다는 것이다. 따라서 본 연구에서는 아래와 같은 가정을 사용하였다.

- 기본지원금(d_1)은 현재의 지원금인 680[원/kW/월]로 고정한다. 즉, 본 연구에서는 조정지원금 수준을 결정하는 것으로 한정하였다.

- 직접부하제어 형식은 모두 전일예고에 해당하며, 이는 전일예고에 따라 자가발전가동을 준비하는 대응시간을 가지는 것을 의미한다.

- 월간전기요금감소액 최저보장계수인 b_1 은 "0"으로 취급하였다.

상기 가정을 적용하면, 식 (4)는 아래와 같이 간략화 된다.

$$-\frac{d_1}{n_i} \leq d_{2,3} \leq \frac{-d_1 + K}{n_i} \quad (8)$$

단, $K = b_2 k_1 (PD_t^i / \Delta PD_t^i) + (720DF^i) k_2 (PD_t^i / \Delta PD_t^i)$ 마찬가지로 상기 가정을 적용하면, 식 (7)는 아래와 같이 간략화 된다.

$$d_{2,3} \geq \frac{c_i \sum_{j=0}^{n_i} (\zeta_j^i) - d_1}{n_i} \quad (9)$$

식 (8)과 (9)의 공통영역으로부터 $d_{2,2}$ 의 최소값과 최대값을 결정할 수 있다.

$$\frac{c_i \sum_{j=0}^{n_i} (\zeta_j^i) - d_1}{n_i} \leq d_{2,3} \leq \frac{-d_1 + K}{n_i} \quad (10)$$

상기 식 (10)은 상당히 간략화 되었지만, 여기에서의 문제점은 ζ_j^i 의 값이 계통상황에 따라 1시간에서 8시간 까지 확률적으로 주어진다는 것이다. 따라서, 본 연구에서는 편의상 ζ_j^i 의 값을 결정론적 값으로 변화하여 그 값을 4시간으로 가정하였다. 이때 식 (10)은 아래와 같다.

$$4c_i - \frac{d_1}{n_i} \leq d_{2,2} \leq \frac{K}{n_i} - \frac{d_1}{n_i} \quad (11)$$

2.5 사례연구

식 (11)을 이용한 사례연구를 수행하기 위해서는 다양한 입력자료가 필요하다. 본 연구에서는 가능한한 현실을 최대한 반영하여 입력자료를 결정하였으며, 그 값은 아래와 같다. 여기서 일부의 자료는 하나의 값으로 일부의 자료는 시나리오에 기초하여 몇 개의 값으로 주어져 있다.

• d_1 : 현재 기본지원금 680[원/kW/월]로 한정한다.

• k_1, k_2 : 기본요금 단가는 현행 요금제도의 일반용(을), 산업용(을), 산업용(병) 및 선택요금(II)를 기준으로 그 평균값으로부터 결정하였으며, 전력량 요금단가는 일반용(을), 산업용(을), 산업용(병)의 여름철 중부하시간대와 최대부하시간대의 단순평균으로부터 구하였다.

- k_1 : 6,280[원/kW/월]

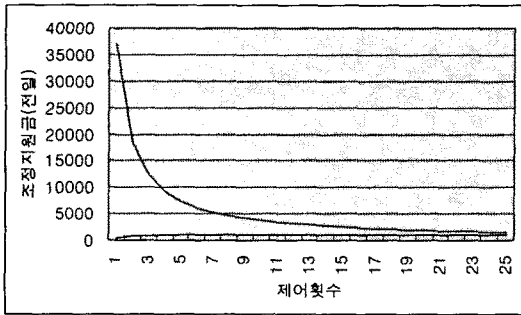
- k_2 : 100[원/kWh]

- b_1, b_2 : 앞에서 언급한 바와 같이, b_1 의 값은 "0"으로 b_2 의 값은 50%로 한정하였다.
- DF_i^* : 우리나라 산업용의 평균부하율인 70%를 적용하였다.
- $PD_i^*/\Delta PD_i^*$: 차단부하량이 월간첨두부하의 30%로 가정하였다. 즉, 1.33의 값을 적용하였다.
- c_i : 우리나라 자가발전기 평균비용인 287(원/kWh)을 가정하였다.⁽⁴⁾

이러한 입력자료를 사용할 경우, 식 (11)은 아래와 같이 주어진다.

$$1148 - \frac{680}{n_i} \leq d_{2,3} \leq \frac{37692}{n_i} \quad (12)$$

아래의 그림은 월간 직접부하제어 횟수에 따른 조정지원금의 최소 및 최대 범위를 표시한 것이다. 아래의 그림에서 제어횟수가 늘어날수록 조정지원금 최소 수준은 점진적으로 늘어나는데 이는 자가발전 가동비용이 늘어나기 때문이며, 최대 수준은 제어횟수가 늘어날수록 월간 전기요금 감액 수준이 급격하게 늘어나기 때문에 조정지원금 수준을 낮출 수 있다는 것을 의미한다.



(그림 1) 제어횟수에 따른 조정지원금 수준(최대,최소)

현재, 직접부하제어 실행횟수는 연간 25회로 한정되어 있으며, 이를 1개월에 모두 시행할 경우, 상기 그림에서의 결과와 마찬가지로 최소 전일 조정지원금 수준은 약 1120(원/kW/회) 정도이다. 또한, 최대 조정 지원금 수준은 월간 전기요금감액이 50%로 가정한 경우 1500(원/kW/회)이므로 이 사이의 적절한 값이 결정되어야 할 것이다.

그러나, 현실적으로 1개월에 25회의 직접부하제어의 실시는 불가능한 수준으로 판단되며, 25회보다 훨씬 적은 횟수에서 직접부하제어가 실시될 경우, 자가발전비용 보전에 따른 최저 수준에 기초하여 조정지원금 수준이 결정될 경우 수용가의 월간 전기요금 감액 수준이 매우 낮아져 활성화에 어려움이 따를 것으로 판단된다.

3. 결 론

본 논문에서는 현재 우리나라의 대표적인 부하관리 프로그램인 직접부하제어의 적정 인센티브 수준을 결정하는 새로운 방법론을 제시하였다. 기존의 인센티브 수준 결정 방법론인 회피설비비용 접근법과는 달리, 참여자인 수용가의 대처비용과 월간요금지급액의 감액을 중심으로 한 인센티브 결정 방법론을 제안하였으며 사례연구를 수행하였다. 사례연구 결과, 수용가들이 자가발전가동비용을 보상받을 수 있는 최소 전일예고 조정지원금 수준은 1120(원/kW/회)로 현재의 지원금 수준과 유사하게 나타났다. 하지만, 이는 최소 수준으로서 수용가의 참여를 유도하기에는 불충분하며, 월간 총전기요금감액 수준을 고려하여 상향조정되어야 할 것으로 판단된다.

또한, 본 연구에서는 자가발전대처비용만을 대상으로

하였지만, 실제 자가발전대처비용보다는 높은 수준인 공급시장비용 및 부하이전비용 등을 기준으로 결정할 경우 이보다 높은 수준이 도출될 것으로 판단된다.

(참 고 문 헌)

- (1) 김광인, 박종배, 박영문, 권영한, 이광호, "전원개발계획 최적화 모형에 기초한 DSM 자원의 회피발전비용 계산", 에너지공학, Vol. 7, No. 1, 1998, 3., pp. 131-137.
- (2) 에너지관리공단, DSM 성과계량 및 비용효과분석 연구, 2000, 7.
- (3) 한국전력공사 수요관리실, 직접부하제어 시범사업(산업체 수용가를 중심으로), 2000, 11.
- (4) 한국전력공사 수요관리실, 직접부하제어 추진방안, 2001, 3.
- (5) 한국전력공사 수요관리실, 수요관리 직무 교육, 2001, 5.
- (6) California Public Utilities Commission, California Energy Commission, Economic Analysis of Demand-Side Management Programs: Standard Practice Manual, 1987, 12.
- (7) R. Billinton and D. Lakhnopal, "Impacts of Demand-Side Management on Reliability Cost/Reliability Worth Analysis", IEE Proceedings - Generation, Transmission, and Distribution, Vol. 143, No. 3, pp. 225-231, May 1996.
- (8) Benjamin F. Hobbs, H. Bradley and David T. Hoog, "Measuring the Economic Value of Integrated Demand-Side and Supply Resources in Integrated Resource Planning Models", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 8, No. 3, Aug. 1993.