

몬테카를로 시뮬레이션을 이용한 직접부하제어의 적정 제어지원금 산정기법 개발

정윤원*, 김민수*, 박종배*, 신종림*, 김병섭**
*건국대학교 **LG산전

Development of an Evaluation Technique for Incentive Level of Direct Load Control using Sequential Monte Carlo Simulation

Yun-Won Jeong*, Min-Soo Kim*, Jong-Bae Park*, Joong-Rin Shin*, Byung-Seop Kim**
*Konkuk University **LG Industrial Systems

Abstract - This paper presents a new approach which is able to determine the reasonable incentive levels of direct load control using sequential Monte Carlo simulation techniques. The economic analysis needs to determine the reasonable incentive level. However, the conventional methods have been based on the scenario methods because they had not considered all cases of the direct load control situations. To overcome these problems, this paper proposes a new technique using sequential Monte Carlo simulation. The Monte Carlo method is a simple and flexible tool to consider large scale systems and complex models for the components of the system. To show its effectiveness, numerical studies were performed to indicate the possible applications of the proposed technique.

위의 수를 고려하는 것은 현실적으로 불가능하므로, 기존의 연구에서는 시나리오 접근법을 이용하여 직접부하 제어에 대한 인센티브를 산정하였다[1,4].

이를 극복하기 위해, 본 논문에서는 몬테카를로 시뮬레이션을 이용한 새로운 지원금 산정기법을 제시하였다. 몬테카를로법은 해를 구하기 어렵거나 불가능한 복잡한 시스템의 문제에 대해 근사해를 얻는데 효과적인 도구이다[5]. 따라서, 본 논문에서는 몬테카를로 시뮬레이션을 이용하여 발전기 고장확률을 고려한 직접부하제어의 제어전력량을 확률적으로 추정하고, 이를 이용한 직접부하 제어 프로그램의 긴급제어시 적정 제어지원금을 산정하는 기법을 제시하였다.

1. 서 론

우리나라는 전원입지 확보의 어려움, 환경문제의 사회적 공론화, 냉방부하의 지속적 증가 등에 대응하기 위해 1980년대부터 수요관리를 적극적으로 추진하여 왔다. 이러한 수요관리는 대부분 심야전력 요금제도 등과 같은 요금체계에 기반을 둔 간접부하관리 프로그램에 역점을 두어왔다. 그러나 부하관리 자원의 높은 이용가능성, 수용가 부하차단의 불확실성 감소, 그리고 궁극적으로 비용효과가 간접부하관리보다 큰 유용한 자원이기 때문에 2001년도에 직접부하제어 프로그램을 도입하였다[1]. 직접부하제어의 정의는 나라별, 기관별로 상이하지만, 일반적으로 비상시 직접부하제어(Emergency Direct Load Control)와 상시 직접부하제어(Economic Direct Load Control)로 나누어 정의할 수 있다. 비상시 직접부하제어는 전력수급 불안정시 정부의 정책적인 판단에 따라 수용가의 직접부하제어장치를 이용하여 부하를 제한하는 프로그램이며, 상시 직접부하제어는 도매경쟁시장에서 수용가가 능동적으로 전력시장에 참여하여 부하를 제어하는 모든 형태의 부하참여 프로그램을 의미한다[2]. 우리나라의 경우, 직접부하제어는 통보시간에 따라 전일예고제어, 당일예고제어 및 긴급제어로 구분할 수 있다. 이 프로그램에 참여하는 수용가는 기본지원금 및 제어지원금을 인센티브로 지원받는다[3]. 이러한 지원금의 수준은 직접부하제어 프로그램을 활성화하는데 중요한 인자로 작용한다.

직접부하제어 프로그램의 적정 지원금 수준을 결정하기 위해서는 캘리포니아 표준테스트, 심사곡선법 또는 가치테스트 등과 같은 경제성 분석을 수행하여야 한다[4]. 그러나, 다른 수요관리 프로그램들과는 달리 직접부하제어 프로그램의 경제성 평가 경우, 특정 연도에 얼마만큼의 직접부하제어가 실행될 지에 대한 불확실성이 매우 클 뿐만 아니라, 차단용량과 차단시간과 같은 모든 경우의 수를 고려해야 할 필요가 있다. 하지만, 모든 경

2. 제어지원금 산정 알고리즘

적정한 인센티브 수준을 산정하기 위해서는 직접부하제어의 실시에 따른 편익의 정확한 계산, 인센티브 수준별 각종 비용/편익의 계산, 캘리포니아 테스트 등과 같은 경제성 평가의 실시, 인센티브 수준에 따른 시장참여자의 반응뿐만 아니라, 경쟁적 전력시장에서 인센티브의 지원이 전력시장에 미치는 영향 등을 정밀하게 분석하여야 하지만, 이는 현실적으로 매우 힘든 작업이다. 향후, 직접부하제어 프로그램도 시장 메카니즘에 기초하여 시장에서 인센티브가 결정되도록 하여야 하지만, 현재 구조개편이 진행 중인 우리나라의 경우 당분간은 시장과는 독립적으로 인센티브 지급제도가 필요할 것으로 판단된다[1]. 따라서, 본 논문에서도 현재 제도의 방법론에 기초하여 적정 제어지원금 수준을 산정하는 알고리즘을 제시하였다.

2.1 기본 가정

본 논문에서 직접부하제어 프로그램의 긴급제어시 제어지원금을 산정하기 위하여 다음 가정을 하였다.

- 발전기의 고장정지만 고려한다.
- 송전선의 고장정지는 고려하지 않는다.
- 직접부하제어는 모두 긴급제어이다.
- 참여수용가의 평균가동률은 50%이상이다.

2.2 캘리포니아 표준테스트

수요관리 프로그램의 비용효과분석에 있어서 1980년대 미국 캘리포니아에서 개발된 캘리포니아 표준테스트가 미국을 중심으로 광범위하게 사용되고 있다[6]. 캘리포니아 테스트는 다음과 같이 4개의 서로 다른 관점에서 수요관리 프로그램을 분석한다.

- 참여자 테스트(Participant Test)
- 수용가 영향도 테스트(Rate Impact Measure Test)
- 전력회사 비용 테스트(Utility Cost Test)
- 총자원 비용 테스트(Total Resource Cost Test)

각 테스트는 순현재가치(Net Present Value)를 구함으로써 비용효과를 분석할 수 있다. 각각의 순현재가치가 0이상이면 비용효과적이며, 이는 최소한의 지원금 수준을 결정하는데 활용된다[6].

$$NPV_P = \sum_{t=1}^T \frac{IF^t + IV^t + LRE^t - LRFC^t - PH^t}{(1+i)^t} \geq 0 \quad (1)$$

$$NPV_{RIM} = \sum_{t=1}^T \frac{ACC^t + AEC^t - (UH^t + LRE^t + IF^t + IV^t)}{(1+i)^t} \geq 0 \quad (2)$$

$$NPV_{UC} = \sum_{t=1}^T \frac{ACC^t + AEC^t - (UH^t + IF^t + IV^t)}{(1+i)^t} \geq 0 \quad (3)$$

$$NPV_{TRC} = \sum_{t=1}^T \frac{ACC^t + AEC^t - (UH^t + LRFC^t)}{(1+i)^t} \geq 0 \quad (4)$$

여기서, NPV_P : 참여자의 관점에서 순현재가치
 NPV_{RIM} : 수용가 영향의 관점에서 순현재가치
 NPV_{UC} : 전력회사 비용의 관점에서 순현재가치
 NPV_{TRC} : 총자원 비용의 관점에서 순현재가치
 IF^t : t년도의 기본지원금 인센티브
 IV^t : t년도의 제어지원금 인센티브
 LRE^t : t년도의 참여자 요금감소액
 $LRFC^t$: t년도의 공급지장비용
 PH^t : t년도의 참여자 기기비용
 ACC^t : t년도의 회피설비비용
 AEC^t : t년도의 회피에너지비용
 UH^t : 전력회사 기기비용의 t년도 증가연금액
 T : 프로그램의 수명기간
 i : 할인율

이들 변수 중 제어지원금 인센티브(IV), 요금감소액(LRE), 공급지장비용(LRFC) 그리고 회피에너지비용(AEC)은 t년도의 제어전력량에 대하여 종속된다. 하지만, t년도에 얼마만큼의 제어전력이 발생할지는 불확실성이 매우 크므로(즉, 발전기 고장정지의 함수가 됨) 기존의 연구에서는 시나리오 접근법을 사용하였다. 본 논문에서는 발전기의 고장확률을 고려하여 t년도의 제어전력량을 우선 추정하였다.

2.3 몬테카를로 시뮬레이션

2.3.1 기본개념

몬테카를로 시뮬레이션은 난수를 이용한 확률적 시뮬레이션 기법으로, 해석적 또는 수치적 방법으로 해를 얻기 어렵거나 불가능한 문제의 근사해를 찾는 데 강력한 도구이다. 이 기법은 표본의 개수를 증가시킬 수록 정확한 해로 수렴해간다[5,7].

2.3.2 공급지장 전력량과 제어전력량 추정

각 발전기의 운전시간과 수리시간이 지수분포를 갖는다고 가정하면, 0과 1사이에서 균일분포하는 난수열과 발전기별 평균운전시간(Mean Time To Failure)과 평균수리시간(Mean Time To Repair)을 이용하여, 각 발전기의 on/off 운전 사이클을 찾을 수 있다. 또한 각 발전기의 시간대별 용량을 더해 전체 시스템의 시간대별 발전 가능용량을 구할 수 있다[7].

전체 시스템의 시간대별 발전용량과 부하를 비교하여 공급지장 전력량(Energy Not Supplied)을 구할 수 있고[7], 이를 이용하여 다음 식과 같이 특정 시간대의 제어전력량을 추정할 수 있다.

$$APD_j = \begin{cases} 0 & (ENS_j = 0) \\ ENS_j & (0 < ENS_j \leq CE) \\ CE & (ENS_j > CE) \end{cases} \quad (j = 1, \dots, 8760) \quad (5)$$

여기서, APD_j : j 시간대의 제어전력량
 ENS_j : j 시간대의 공급지장 전력량
 CE : 제약제어전력량

2.3.3 제어지원금 산정

전술한 캘리포니아 테스트(P, RIM, UC, TRC)의 순현재가치(NPV)가 모두 0 이상이 되는 최소 제어지원금은 참여자 테스트에 의해 결정되고, 최대 제어지원금은 수용가 영향도 테스트에 의해 결정된다. 따라서, 제어지원금의 적정 범위는 아래 식과 같이 결정된다.

$$ECS_{min} \leq ECS \leq ECS_{max} \quad (6)$$

단,

$$ECS_{min} = \frac{PH^t - LRE^t + LRFC^t - IF^t}{\Delta PD^t}$$

$$ECS_{max} = \frac{ACC^t + AEC^t - UH^t - LRE^t - IF^t}{\Delta PD^t}$$

여기서, ECS : 제어지원금 [원/kWh]
 ECS_{min} : 최소 제어지원금 [원/kWh]
 ECS_{max} : 최대 제어지원금 [원/kWh]
 ΔPD^t : t년도의 총제어전력량 [kWh]

따라서, N개의 표본을 추출하여 다음과 같이 제어지원금의 기대값 및 표준편차를 계산할 수 있다.

$$E(X) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_i \quad (7)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (X_i - E(X))^2} \quad (8)$$

여기서, $E(X)$: 제어지원금 기대값
 X_i : 표본 i년도의 제어지원금
 σ : 표준편차
 N : 표본 연도의 개수

3. 사례 연구

본 논문에서 제안한 방법론의 타당성을 입증하기 위해 IEEE RTS의 발전기 데이터 및 부하 데이터를 이용하였다[8]. 수력발전기의 제한은 고려하지 않았고, 연간 최대수요는 3000MW로 하였다.

3.1 입력변수 전제

제어지원금을 산정하기 위해, 앞에서 언급한 입력변수들의 값을 아래와 같이 결정하였고[4], 프로그램의 수명기간은 1년으로 하였다.

$$IF^t = FS^t (\text{원/kW/월}) \times 2(\text{개월}) \times CP^t (\text{kW})$$

$$LRE^t = 100 (\text{원/kWh}) \times \Delta PD^t (\text{kWh})$$

$$LRFC^t = 2,500 (\text{원/kWh}) \times \Delta PD^t (\text{kWh})$$

$$PH^t = 0$$

$$ACC^t = 210,366 (\text{원/kW}) \times CP^t (\text{kW})$$

$$AEC^t = 65.5 (\text{원/kWh}) \times \Delta PD^t (\text{kWh})$$

$$UH^t = 842 (\text{백만원/년})$$

여기서, FS^t : t년도의 기본지원금

CP^t : t년도의 제약제어전력

입력변수 중 기본지원금 인센티브와 회피설비비용은 기본지원금 또는 제약제어전력에 따라 값이 바뀌므로 제어지원금을 산정하는데 영향을 미친다. 따라서, 본 논문에서는 표 1과 같이 4개의 경우에 대해 사례연구를 수행하였다. 그리고 총 표본의 개수는 30만회로 하였다.

표 1 제약제어전력과 기본지원금 데이터

	CP^t (kW)	FS^t (원/kW/월)
Case 1	90000	300
Case 2	90000	500
Case 3	150000	300
Case 4	150000	500

3.2 사례연구 결과

그림 1~4는 각 사례별 최소 제어지원금 및 최대 제어지원금의 수렴과정을 보여주었고 있다. 그림에서 보는 바와 같이 수렴특성곡선은 표본의 개수가 증가할 수록 특정 값으로 수렴한다.

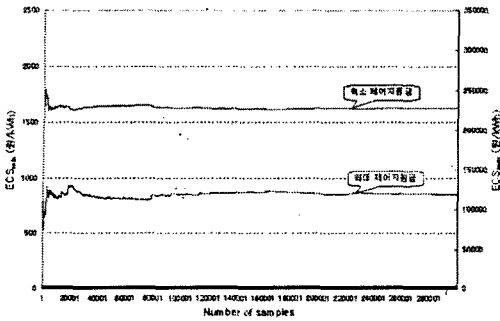


그림 1 제어지원금 수렴특성곡선 (사례 1)

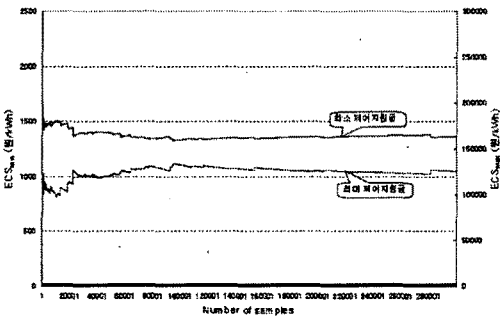


그림 2 제어지원금 수렴특성곡선 (사례 2)

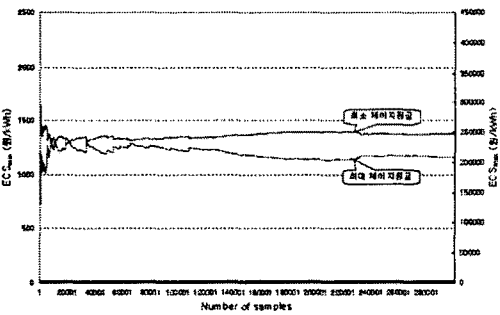


그림 3 제어지원금 수렴특성곡선 (사례 3)

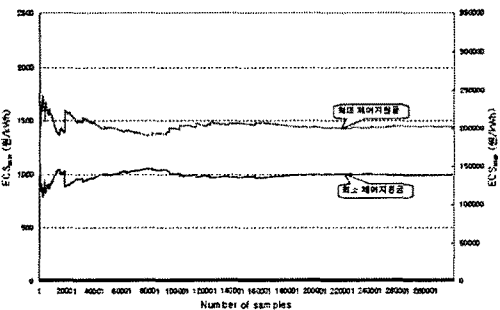


그림 4 제어지원금 수렴특성곡선 (사례 4)

각 사례별 최소 제어지원금 및 최대 제어지원금의 산정 결과는 표 2와 같다.

표 2 사례별 제어지원금 산정 결과

	ECS_{min} (원/kWh)	ECS_{max} (원/kWh)
Case 1	1,633	118,761
Case 2	1,363	125,672
Case 3	1,382	207,850
Case 4	997	202,249

위의 결과는 기존의 시나리오 방법이 아닌, 발전기의 고장확률을 고려한 새로운 기법으로 직접부하제어의 긴급제어시 적정 제어지원금을 산정한 결과이다. 그러나, 본 논문에서 전제된 회피설비비용, 회피에너지비용 등은 실제통을 적용하여 결정된 값이므로, 사례연구를 위해 사용한 IEEE RTS에는 적합하지 않는 값이라 여겨진다. 또한, 제어지원금의 최소·최대 범위가 상당한 차이를 보이는데, 이는 사례연구에서 사용한 계통에 적합하지 않는 입력변수 값과 특히 참여자 기기비용을 0으로 결정했기 때문이다. 따라서, 본 논문에서 제안한 제어지원금 산정기법은 적합한 입력변수들의 값이 선정된다면, 표 2의 결과보다 정확한 값을 도출할 수 있다.

4. 결 론

본 논문에서는 직접부하제어의 긴급제어시 적정 제어지원금을 기존의 경제성평가보다 정밀하게 산정하는 기법을 제시하였다.

북미신뢰도협의회(NERC)의 보고서에 의하면, 차단가능부하 및 직접부하관리 프로그램의 역할이 경쟁적 전력시장의 도입에 따라 상당히 변화할 것으로 언급하고 있다. 이러한 부하들에게 적절한 인센티브 및 가격신호를 제공할 경우, 차단가능 및 직접제어부하들은 전력수급의 안정을 가져올 수 있는 강력한 대안이 될 것으로 전망하고 있다.

이러한 환경 하에서, 본 논문에서 제안한 적정 지원금 산정기법은 직접부하제어 프로그램을 활성화하는데 상당한 의미를 갖는다고 할 수 있다. 그러나 본 연구는 직접부하제어 프로그램의 긴급제어만으로 국한된 한계가 있다. 따라서, 향후에는 전일예고제어 및 당일예고제어까지 고려될 수 있도록 보완되어야 할 것이다. 또한, 캘리포니아 테스트의 단점을 극복할 수 있는 새로운 경제성평가기법의 연구도 필요하다.

이 논문은 산업자원부에서 시행한 전력산업 인프라구축 지원사업으로 수행된 논문입니다.

(참 고 문 헌)

- [1] 에너지관리공단, "직접부하제어 사업 활성화를 위한 적정 지원금 산정방안 연구", 2002. 1
- [2] 대한전기학회 전력경제연구회 외, "양방향전력시장을 대비한 직접부하제어 Workshop", 2002. 5
- [3] 에너지관리공단, "직접부하제어 사업 안내", 2003
- [4] 박종배 외, "캘리포니아 테스트에 기초한 직접부하제어 프로그램의 적정 인센티브 산정", 한국에너지공학회지, 제 11권 제4호, pp. 342-349, 2002
- [5] R. Y. Rubinstein, "Simulation and the Monte Carlo Method", Wiley, 1981
- [6] California Public Utilities Commission, California Energy Commission, "Economic Analysis of Demand-Side Management Programs: Standard Practice Manual", Dec. 1987
- [7] R. Billinton, W. Li, "Reliability Assessment of Electric Power System Using Monte Carlo Method", Plenum Press, 1994
- [8] IEEE Committee Report, "The IEEE Reliability Test System - 1996", IEEE Trans. on Power System, Vol. 14, No. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999