

# 몬테카를로 시뮬레이션을 이용한 직접부하제어의 적정 제어지원금 산정기법 개발

論文

53A-2-7

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

鄭允源\* · 朴宗培\*\* · 愼重麟\*\*\*

(Yun-Won Jeong · Jong-Bae Park · Joong-Rin Shin)

**Abstract** - This paper presents a new approach for determining an accurate incentive levels of Direct Load Control (DLC) program using sequential Monte Carlo Simulation (MCS) techniques. The economic analysis of DLC resources needs to identify the hourly-by-hourly expected energy-not-served resulting from the random outage characteristics of generators as well as to reflect the availability and duration of DLC resources, which results the computational explosion. Therefore, the conventional methods are based on the scenario approaches to reduce the computation time as well as to avoid the complexity of economic studies. In this paper, we have developed a new technique based on the sequential MCS to evaluate the required expected load control amount in each hour and to decide the incentive level satisfying the economic constraints. In addition, the mathematical formulation for DLC programs' economic evaluations are developed. To show the efficiency and effectiveness of the suggested method, the numerical studies have been performed for the modified IEEE reliability test system.

**Key Words** : Economic studies, Direct Load Control, Sequential Monte Carlo Simulation, California Test.

### 1. 서론

최근, 전력수요는 급격히 증가하고 있지만, 이 수요를 충족시키기 위한 발전자원의 건설은 전원입지 확보의 어려움, 환경문제의 사회적 공론화 등의 이유로 인하여 많은 어려움을 겪고 있다. 따라서, 이러한 주변 환경에 대응하고 국가적으로 에너지 자원을 효율적으로 관리하기 위한 전략의 일환으로 수요관리 프로그램이 전세계적으로 적극적으로 추진되어 왔다. 우리나라의 경우, 1980년대부터 수요관리를 적극적으로 추진하여 왔으며, 이러한 수요관리 프로그램은 대부분 자율절전 요금제도, 심야전력 요금제도 등과 같은 요금혜택에 기반을 둔 간접부하관리 프로그램에 역점을 두어왔다. 그러나, 직접부하제어 프로그램은 간접부하관리 프로그램에 비하여 부하관리 자원의 이용가능성을 상대적으로 높이고, 수용가 부하차단의 불확실성을 낮출 수 있으며, 전력계통의 신뢰도 및 전력시장의 안정성을 추구할 수 있고, 궁극적으로는 비용효과가 간접부하관리보다 크기 때문에 직접부하관리 프로그램에 대한 관심이 증대되고 있다[1,2].

직접부하제어의 정의는 나라별, 기관별, 전력회사별로 상이하지만, 일반적으로 비상시 직접부하제어와 상시 직접부하제어로 나누어 정의할 수 있다. 비상시 직접부하제어는 전력수급 불안정시 정부(혹은 계통운용자)의 정책적인 판단에 따라

수용가의 직접부하제어장치를 이용하여 부하를 제한하는 프로그램이며, 상시 직접부하제어는 도매경쟁시장에서 수용가가 능동적으로 전력시장에 참여하여 부하를 제어하는 모든 형태의 부하참여 프로그램을 의미한다[3]. 현재, 우리나라에서 시행되고 있는 직접부하제어 프로그램은 전자에 해당되며, 통보 시간에 따라 전일예고제어, 당일예고제어 그리고 긴급제어로 구분되어 있다. 이 프로그램에 참여하는 수용가는 기본지원금 및 제어지원금을 인센티브로 지원받는다[4,5]. 이러한 지원금의 수준은 직접부하제어 프로그램을 활성화하는데 중요한 인자로 작용한다. 따라서, 직접부하제어 프로그램의 성공적인 시행을 위해서는 정확한 경제성 평가를 통한 적정 지원금 수준의 산정이 선행되어야 한다.

수요관리 프로그램의 경제성 평가를 위해서는 캘리포니아 표준테스트, 심사곡선법, 가치테스트, 회피비용법 등과 같은 경제성 분석 도구들이 통상적으로 활용되고 있다. 그러나, 다른 수요관리 프로그램들과는 달리 직접부하제어 프로그램의 경제성 평가 경우, 미래의 특정 기간동안의 자원의 활용가능 정도에 대한 추정 혹은 사전 성과계량(Measurement & Verification)이 매우 어려운 특징을 가지고 있다. 즉, 특정 연도에 얼마만큼의 직접부하제어가 실행될 지에 대한 불확실성이 매우 크게 되는데, 이는 미래 특정기간 동안의 발전기 등과 같은 확률변수와 음(-)의 발전기에 해당하는 직접부하제어 자원의 차단용량 및 차단시간 등과 시간대별 부하지속곡선이 동시에 고려되어야 하기 때문이다. 즉, 직접부하제어 프로그램의 경제성 평가에 기반을 둔 적정 지원금을 산정하기 위해서는 시간대별 발전기의 ON/OFF 조합, 직접부하제어 자원의 가용용량 및 차단시간 조합을 고려하여야 하므로, 모든 경우의 수를 포함하는 경제성 평가는 현실적으로 불가능한

\* 進 會 員 : 建國大學 工大 電氣工學科 碩士課程

\*\* 進 會 員 : 建國大學 工大 電氣工學科 助教授 · 工博

\*\*\* 進 會 員 : 建國大學 工大 電氣工學科 助教授 · 工博

接受日字 : 2003년 10월 13일

最終完了 : 2003년 12월 30일

것으로 인식되었었다. 따라서 기존의 연구에서는 시나리오 접근법을 이용하여 직접부하제어의 경제성 평가를 수행하였으며, 이를 기반으로 적정 인센티브가 산정되었다[6-8].

본 논문에서는 이러한 시나리오 접근법의 단점을 극복하고, 이론적으로 발전기 및 직접부하제어 자원의 모든 경우의 수를 근사적으로 포함하는 몬테카를로 시뮬레이션을 이용하여 경제성 평가를 수행하고 적정 지원금을 산정하는 방법론을 제시하였다. 몬테카를로법은 해를 구하기 어렵거나 불가능한 복잡한 시스템의 문제에 대해 근사해를 얻는데 효과적인 도구로서[9], 본 논문에서는 이 방법을 기반으로 기존의 연구의 한계성을 극복하려고 시도하였으며, 또한 직접부하제어 문제를 전력시스템 문제와의 연계를 통한 해결 기법을 제안하였다. 뿐만 아니라, 직접부하제어 경제성 평가 문제를 확률적으로 정식화하여 문제 해결의 기반을 도출하였다. 제안한 방법은 수정된 IEEE-RTS[10]를 대상으로 사례연구를 수행하였으며, 본 연구에서는 직접부하제어의 긴급제어시 제어지원금에 대한 적정 지원금 수준을 산정하는 것에 국한하였다.

## 2. 본 론

### 2.1 개요

#### 2.1.1 직접부하제어 프로그램

직접부하제어(Direct Load Control : DLC)는 전력수급불안 정시 직접부하제어장치를 이용하여 수용가의 부하를 차단하는 비상시 직접부하제어(Emergency Direct Load Control)와 도매경쟁시장에서 수용가가 시장에 능동적으로 참여하여 부하를 제어하는 상시 직접부하제어(Economic Direct Load Control)로 나누어 정의할 수 있다[3].

비상시 직접부하제어의 관점에서 직접부하제어는 다음과 같이 정의할 수 있다. 직접부하제어란 전력회사의 계통사고에 대비하고 첨두부하를 효율적으로 억제하기 위하여 전력회사와 수용가가 약정을 체결하고 피크부하 발생시 전력회사는 약정에 의한 시간 및 회수만큼 수용가의 전력사용 설비를 제어하는 것을 말한다. 이에 전력회사는 계약에 의한 요금보상 등의 인센티브를 수용가에게 제공하는 이른바 상호 의존적이고 보완적인 부하관리 제도이다[1].

현재, 우리나라에서 시행되고 있는 직접부하제어 프로그램은 비상시 직접부하제어에 해당되며 2001년 5월에 도입되었다. 이 프로그램에 참여하는 수용가에게 지원되는 인센티브는 기본지원금과 제어지원금으로 구분된다. 기본지원금 인센티브는 매년 7·8월 2개월간 지원되며, 제어지원금 인센티브는 직접부하제어를 실시한 경우에 한정되어 지원되며, 실적제어 전력량에 따라 지급된다. 또한, 제어지원금은 통보 시간에 따라 차등 지급되는데 전일예고제어, 당일예고제어 그리고 긴급제어로 나뉜다. 전일예고제어는 직접부하제어 시행 전일 17시까지 직접부하제어 시행을 통보한 경우이며, 당일예고제어는 전일 17시 이후부터 시행 3시간 전까지 직접부하제어 시행을 통보한 경우를 말한다. 그리고, 긴급제어는 직접부하제어 시행전 3시간 이내에 통보 또는 제어한 경우를 말한다 [4,5].

이러한 지원금의 수준은 직접부하제어 프로그램을 활성화하는데 중요한 인자이다. 직접부하제어 프로그램의 적정한 지원금 수준을 산정하기 위해서는 시시각각 변화하는 전력계

통의 신뢰도 수준(적정성 수준)을 고려하여야 하며, 궁극적으로 확률적인 관점에서의 미래 특정기간 동안의 직접부하제어 필요량의 산정이 되어야만 한다. 하지만, 이는 전력계통의 발전기 등과 같은 확률변수를 모두 고려하여야 하므로 직접부하제어의 경제성 분석이 매우 복잡해진다. 즉, 기존의 연구에서는 캘리포니아 표준테스트, 심사곡선법 등의 수요관리 경제성평가 기법을 이용하여 자원의 평가를 수행하였지만, 직접부하제어의 차단용량, 차단시간 등의 불확실성 때문에 정확한 평가가 이루어지지 못한 한계를 가지고 있었다[6-8].

#### 2.1.2 몬테카를로 시뮬레이션

몬테카를로 시뮬레이션(Monte Carlo Simulation : MCS)은 난수를 이용한 확률적 시뮬레이션 기법으로, 해석적 또는 수치적 방법으로 해를 얻기 어렵거나 불가능한 문제의 근사해를 찾는 데 강력한 도구이다[9]. 몬테카를로 시뮬레이션의 접근법으로는 상태 샘플링(State Sampling) 기법과 순차 시뮬레이션(Sequential Simulation) 기법이 있다. 상태 샘플링 기법에서 시스템의 상태는 구성요소의 운전상태의 확률분포에 기초하여 임의대로 추출된다. 순차 시뮬레이션 기법에서는 시스템의 인위적인 시간대별 운전사이클이 구성요소의 상태 지속시간(State Duration)의 확률분포에 기초하여 모의된다 [12,13]. 상태 샘플링 기법은 특정 시점에서의 시스템의 상태를 분석하는데 반해, 순차 시뮬레이션 기법은 일정 구간에 대해 시스템의 상태를 연속적으로 분석할 수 있는 장점이 있다. 따라서, 직접부하제어의 경제성평가와 같이 일정 기간 동안에 대해 경제성 분석을 실시하기 위해서는 순차 시뮬레이션 기법이 효과적이므로, 본 논문에서는 순차 시뮬레이션 기법을 적용하였다.

각 발전기의 운전시간(Time to Failure : TTF)과 수리시간(Time to Repair : TTR)이 지수분포를 갖는다고 가정하고 0과 1사이에서 균일분포하는 난수열(Random Number Sequences)과 발전기별 평균운전시간(Mean Time to Failure : MTTF) 및 평균수리시간(Mean Time to Repair : MTTR)을 이용하여, 그림 1과 같이 각 발전기의 on/off 운전 사이클을 찾을 수 있다. 그러므로, 전체 시스템의 시간대별 발전기 용용량은 각 발전기의 시간대별 용량의 합으로 구할 수 있다 [12].

$$TTF = -MTTF \ln U \tag{1}$$

$$TTR = -MTTR \ln U'$$

여기서,

$U, U'$  : [0,1] 사이에서 균일분포하는 난수열

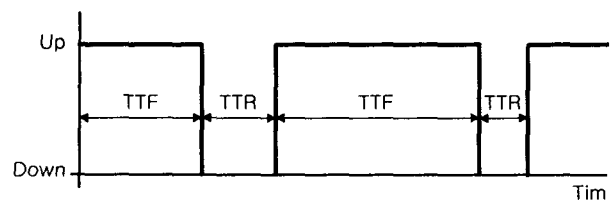


그림 1 발전기의 on/off 운전사이클  
Fig. 1 Operating/repair history of a generating unit

몬테카를로 시뮬레이션의 해는 아래 식과 같이 N개의 표본을 추출하여 추정된다. 이 추정값은 표본의 개수를 증가시킬수록 정확한 해로 수렴하는 특징을 가지고 있다.

$$\bar{E}(X) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_i \quad (2)$$

여기서,

- $\bar{E}(X)$  : 기대값의 추정값
- $X_i$  : 표본 i에서의 값
- $N$  : 표본의 개수

시뮬레이션의 정확성과 계산시간의 적절한 조정을 위해, 수렴기준(Convergence Criteria)을 두어 종료조건으로 사용할 수 있다. 몬테카를로 시뮬레이션의 정확도는 변동계수(Coefficient of Variation)로 나타낼 수 있다. 따라서, 이 변동계수가 미리 지정한 허용오차보다 같거나 작으면 시뮬레이션을 종료하게 되고[13], 본 연구에서도 이러한 개념을 적용하였다.

$$\alpha = \frac{\sqrt{\text{Var}(\bar{E}(X))}}{\bar{E}(X)} \quad (3)$$

여기서,

- $\alpha$  : 변동계수
- $\text{Var}(\bar{E}(X))$  : 추정값의 분산

## 2.1 직접부하제어 문제의 캘리포니아 표준테스트 정형화

캘리포니아 표준테스트(California Standard Practice Test)는 미국 캘리포니아주 공익사업위원회와 에너지위원회가 에너지절약과 부하관리 프로그램의 비용효과를 분석할 수 있는 공식적인 평가 절차나 기준을 마련하기 위해서 개발한 방법이다. 그러나 이러한 방법론은 개념적으로 설계되어 있고, 또한, 직접부하제어 등과 같이 확률적인 상황을 고려하여야만 하는 문제들에 대해서는 표준적인 방법론을 제시하지 못하고 있다. 일반적으로 캘리포니아 테스트는 다음과 같이 4개의 서로 다른 관점에서 수요관리 프로그램의 경제성 평가를 실시한다[11].

- 참여자 테스트(Participant Test : P Test)
- 수용가 영향도 테스트(Rate Impact Measure Test : RIM Test)
- 전력회사 비용 테스트(Utility Cost Test : UC Test)
- 총자원 비용 테스트(Total Resource Cost Test : TRC Test)

이 테스트는 순현재가치(Net Present Value : NPV) 또는 편익/비용 비율(Benefit/Cost Ratio : BCR)을 구함으로써 비용효과를 분석할 수 있다. 순현재가치란 프로그램 편익의 현재가치로 할인된 값에서 프로그램 비용의 현재가치로 할인된 값을 뺀 것을 말하며, 편익/비용 비율은 프로그램 편익의 현재가치를 프로그램 비용의 현재가치로 나눈 것을 말한다. 순

현재가치가 0이상이거나, 또는 편익/비용 비율이 1이상이면 비용효과적이며, 이는 최소한의 지원금 수준을 결정하는데 활용된다[11].

본 연구에서는 직접부하제어 프로그램의 캘리포니아 테스트를 위한 편익과 비용 성분을 정식화하였고, 이는 아래의 식과 같이 나타난다.

$$B_P = \sum_{t=1}^T \frac{IF^t + IV^t + LRE^t}{(1+i)^t} \quad (4)$$

$$C_P = \sum_{t=1}^T \frac{PH^t + LRFC^t + LRSRG^t}{(1+i)^t}$$

$$B_{RIM} = \sum_{t=1}^T \frac{ACC^t + AEC^t}{(1+i)^t} \quad (5)$$

$$C_{RIM} = \sum_{t=1}^T \frac{UH^t + LRE^t + IF^t + IV^t}{(1+i)^t}$$

$$B_{UC} = \sum_{t=1}^T \frac{ACC^t + AEC^t}{(1+i)^t} \quad (6)$$

$$C_{UC} = \sum_{t=1}^T \frac{UH^t + IF^t + IV^t}{(1+i)^t}$$

$$B_{TRC} = \sum_{t=1}^T \frac{ACC^t + AEC^t}{(1+i)^t} \quad (7)$$

$$C_{TRC} = \sum_{t=1}^T \frac{PH^t + UH^t + LRFC^t + LRSRG^t}{(1+i)^t}$$

여기서,

- $B_P$  : 참여자의 관점에서 편익
- $C_P$  : 참여자의 관점에서 비용
- $B_{RIM}$  : 수용가 영향도의 관점에서 편익
- $C_{RIM}$  : 수용가 영향도의 관점에서 비용
- $B_{UC}$  : 전력회사 비용의 관점에서 편익
- $C_{UC}$  : 전력회사 비용의 관점에서 비용
- $B_{TRC}$  : 총자원 비용의 관점에서 편익
- $C_{TRC}$  : 총자원 비용의 관점에서 비용
- $IF^t$  : t년도의 기본지원금 인센티브
- $IV^t$  : t년도의 제어지원금 인센티브
- $LRE^t$  : t년도의 참여자 요금감소액
- $LRFC^t$  : t년도의 참여자 공급지장비용
- $LRSRG^t$  : t년도의 참여자 자가발전비용
- $PH^t$  : t년도의 참여자 기기비용
- $ACC^t$  : t년도의 회피설비비용
- $AEC^t$  : t년도의 회피에너지비용
- $UH^t$  : 전력회사 기기비용의 t년도 등가연금액
- $T$  : 프로그램의 수명기간
- $i$  : 할인율

이들 변수 중 제어지원금 인센티브(IV), 요금감소액(LRE), 공급지장비용(LRFC), 자가발전비용(LRSRG) 그리고 회피에너지비용(AEC)은 t년도의 제어전력량에 대하여 종속

된다. 하지만, 미래 t년도에 얼마만큼의 제어전력량이 발생할지는 불확실성이 매우 크기 때문에 기존의 시나리오 접근법은 확률적으로 많은 문제를 내포하고 있다. 따라서, 본 논문에서는 이러한 발전기 고장정지로 인한 불확실성을 몬테카를로 시뮬레이션 기법을 이용하여 해결하고자 하였고, 따라서, 인센티브(IV), 요금감소액(LRE), 공급지장비용(LRFC), 자가발전비용(LRSG), 회피에너지비용(AEC) 등은 전력시스템에 대한 분석을 한 이후에 확률적으로 결정된다. 이로부터 확률적인 관점에서의 캘리포니아 테스트가 가능해지며 적정 지원금 수준도 결정될 수 있다.

**2.3 제어지원금 산정 알고리즘**

적정한 지원금 수준을 산정하기 위해서는 직접부하제어의 실시에 따른 편익의 정확한 계산, 지원금 수준별 각종 비용/편익의 계산, 캘리포니아 테스트 등과 같은 경제성 평가의 실시, 지원금 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, 우리나라의 경우 당분간은 시장과는 독립적으로 지원금 지급 제도가 필요할 것으로 판단된다[2]. 따라서, 본 논문에서도 현행 제도의 방법론에 기초하여 적정 제어지원금 수준을 산정하는 알고리즘을 제시하였다.

**2.3.1 기본 가정**

본 논문에서는 직접부하제어 프로그램의 적정 제어지원금을 산정하기 위하여 다음 가정을 하였다. 즉, 1) 발전기의 고장정지만 고려하고, 부하자원의 경우 고장정지가 없다고 가정하였다. 2) 송전선의 용량제약과 송전선의 고장정지는 고려하지 않는다. 3) 직접부하제어는 모두 긴급제어의 형태만을 가지고 있다.

**2.3.2 제어전력량 추정**

앞에서 기술한 바와 같이, 각 발전기의 고장확률을 고려하여 발전기의 운전사이클을 추정하고 이를 이용하여 전체 시스템의 시간대별 발전 가용용량을 구할 수 있다. 이 전체 시스템의 시간대별 발전 가용용량과 시간대별 부하를 비교하여 공급지장전력량(Energy Not Supplied : ENS) 기대치를 계산한다[13]. 이를 이용하여 다음 식과 같이 특정 시간대의 필요 제어전력량을 추정할 수 있다.

$$\Delta PD_j = \begin{cases} 0 & (ENS_j = 0) \\ ENS_j & (0 < ENS_j \leq CE) \\ CE & (ENS_j > CE) \end{cases} \quad (j = 1, \dots, 8760) \quad (8)$$

여기서,

- $\Delta PD_j$  : j 시간대의 제어전력량
- $ENS_j$  : j 시간대의 공급지장 전력량
- $CE$  : 계약제어전력량

따라서, 한해의 제어전력량은 아래 식과 같이 계산할 수 있다.

$$\Delta PD' = \sum_{j=1}^{8760} \Delta PD_j \quad (9)$$

여기서,

$\Delta PD'$  : t년도의 제어전력량

그러므로, 제어전력량은 N개의 표본을 추출하여 아래 식과 같이 기대값을 추정할 수 있다.

$$\bar{E}(\Delta PD) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \Delta PD^i \quad (10)$$

여기서,

- $\bar{E}(\Delta PD)$  : 제어전력량 추정값
- $\Delta PD^i$  : 표본 i년도의 제어전력량
- $N$  : 표본의 개수

**2.3.3 제어지원금 산정 및 제어지원금 적정 범위 도출**

제어지원금 인센티브(IV)는 제어지원금 단가와 제어전력량의 곱으로 결정된다. 따라서, 프로그램의 수명기간을 1년으로 하면, 제어지원금 인센티브는 아래 식과 같이 표현된다.

$$IV = EP \times \Delta PD \approx EP \times \bar{E}(\Delta PD) \quad (11)$$

여기서,

$EP$  : 제어지원금 단가[원/kWh]

캘리포니아 테스트(P, RIM, UC, TRC Test)의 각각의 순현재가치가 0이상인 되는, 또는 편익/비용 비율이 1이상인 되는 제어지원금의 범위를 아래 식과 같이 나타낼 수 있다. 총자원 비용 테스트는 참여자 테스트와 수용가 영향도 테스트의 합으로 나타낼 수 있으므로, 참여자 테스트와 수용가 영향도 테스트가 비용효과적이면 총자원 비용 테스트 또한 비용효과적이 된다.

$$\begin{aligned} EP_P &\geq \frac{PH + LRFC + LRSG - LRE - IF}{\bar{E}(\Delta PD)} \\ EP_{RIM} &\leq \frac{ACC + AEC - UH - LRE - IF}{\bar{E}(\Delta PD)} \\ EP_{UC} &\leq \frac{ACC + AEC - UH - IF}{\bar{E}(\Delta PD)} \end{aligned} \quad (12)$$

여기서,

- $EP_P$  : 참여자 관점에서의 제어지원금[원/kWh]
- $EP_{RIM}$  : 수용가 영향도 관점에서의 제어지원금[원/kWh]
- $EP_{UC}$  : 전력회사 비용 관점에서의 제어지원금[원/kWh]

캘리포니아 테스트가 모두 비용효과적이 되는 제어지원금의 범위는 참여자 관점에서의 제어지원금 최소값이 수용가 영향도 관점에서의 제어지원금 최대값보다 같거나 작아야만 존재한다. 따라서, 제어지원금의 적정 범위는 아래 식과 같이 나타낼 수 있다.

$$EP_P^{\min} \leq EP \leq EP_{RIM}^{\max} \quad (13)$$

여기서,

$EP_P^{\min}$ : 참여자 관점에서의 제어지원금 최소값[원/kWh]

$EP_{RIM}^{\max}$ : 수용가 영향도 관점에서의 제어지원금 최대값[원/kWh]

다음 그림은 제안한 방법에 대한 수행 절차를 나타낸다.

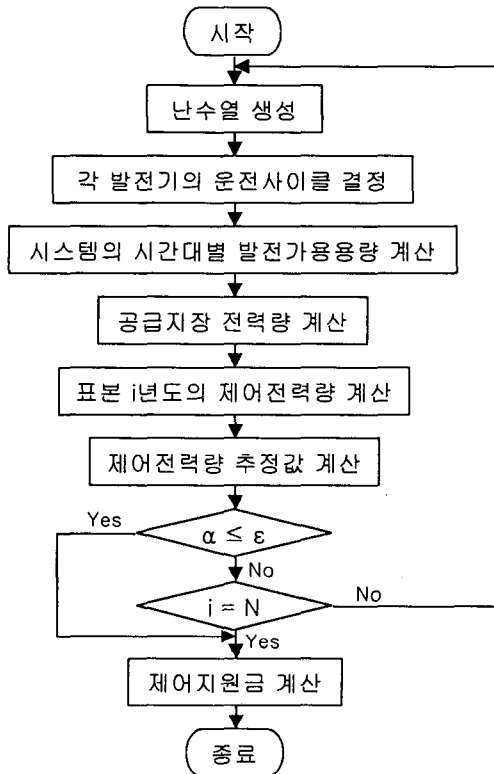


그림 2 제안한 방법의 수행절차  
Fig. 2 Flowchart for the proposed method

### 3. 사례연구

제안한 방법론은 IEEE Reliability Test System(RTS)[10]의 발전기와 부하 데이터에 대해서 사례연구를 수행하였다. 여기서 수력발전기는 제외하였으며, 연간 최대수요는 3000 [MW]로 가정하였다. 또한, 제안한 방법론의 타당성을 입증하기 위해 확률적 발전 시뮬레이션(Probabilistic Production Simulation : PPS) 기법[14]을 이용한 제어지원금 산정 범위와 그 결과를 비교하였다.

#### 3.1 입력변수 전제

제어지원금을 적정 수준을 도출하기 위하여 필요한 입력변수들의 값을 아래와 같이 결정하였으며, 이는 우리나라 직접부하세어의 데이터를 반영하여 결정된 것이다[8].

$$IF = RP[\text{원}/kW/\text{월}] \times 2[\text{개월}] \times CP[kW]$$

$$LRE = 100[\text{원}/kWh] \times \Delta PD[kWh]$$

$$LRFC = 2,500[\text{원}/kWh] \times \Delta PD[kWh]$$

$$LRSG = 0$$

$$PH = 0$$

$$ACC = 210,366[\text{원}/kW] \times CP[kW]$$

$$AEC = 65.5[\text{원}/kWh] \times \Delta PD[kWh]$$

$$UH = 842[\text{백만원}/\text{년}]$$

여기서,  $RP$ 는 기본지원금[원/kW/월]을 의미하며,  $CP$ 는 계약제어전력[kW]을 의미하는 것으로서 실제 소비자들이 전력회사와 계약을 하는 직접부하제어 물량을 말한다[4,5]. 입력변수 중 기본지원금 인센티브( $IF$ )는 기본지원금( $RP$ )과 계약제어전력( $CP$ )의 함수이고, 회피설비비용( $ACC$ )은 계약제어전력만의 함수이다. 본 논문의 사례연구에서는 기본지원금은 800[원/kW/월]으로 고정시키고, 계약제어전력을 표 1과 같이 4개의 경우로 나누어 각 사례에 대해 제어지원금의 범위를 산출하였다.

표 1 계약제어전력 데이터

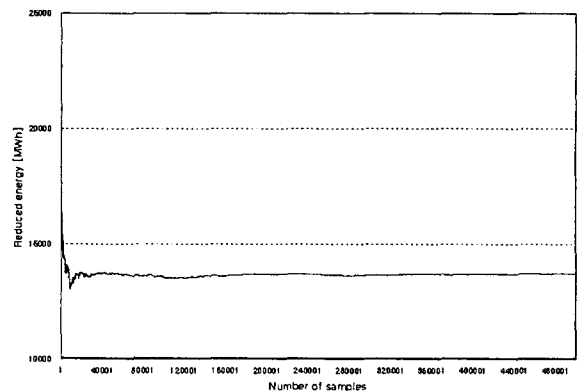
Table 1 Data of the contracted MW

Cases	계약제어전력[MW]
Case 1	150
Case 2	200
Case 3	250
Case 4	300

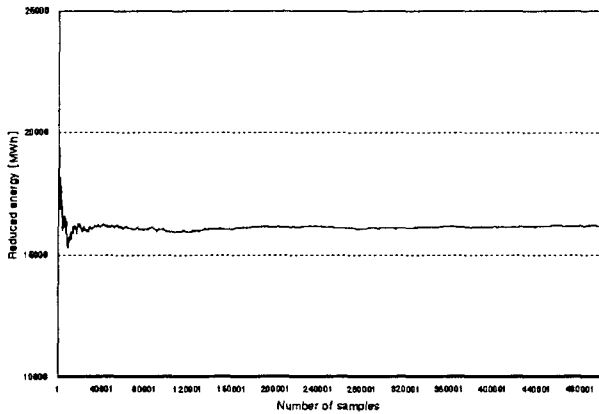
또한, 대상 전력계통의 발전기 데이터와 시간대별 부하지속곡선 데이터는 첨부 1에 상세하게 주어져 있다.

#### 3.2 사례연구 결과

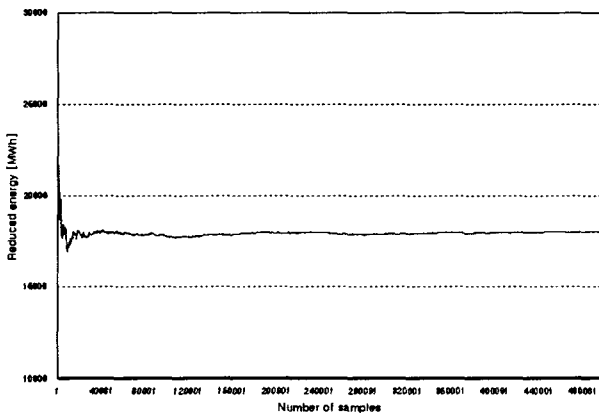
아래의 그림 3은 몬테카를로 시뮬레이션(MCS)을 이용한 각 사례별 제어전력량의 수렴과정을 보여주고 있다. 본 논문의 사례연구에서는 표본의 개수를 50만개로 하였고, 그림에서 보는 바와 같이 수렴특성곡선은 표본의 개수가 증가할 수록 특정 값으로 수렴한다.



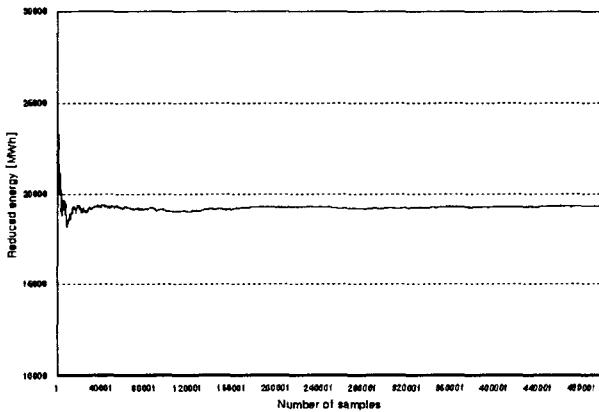
(a) Case 1



(b) Case 2



(c) Case 3



(d) Case 4

그림 3 제어전력량 수렴특성곡선  
Fig. 3 Convergence curves of the reduced energy

확률적 발전 시뮬레이션(PPS)과 몬테카를로 시뮬레이션(MCS)을 이용하여 산출한 각 사례별 최소 제어지원금 및 최대 제어지원금은 표 2와 같다.

표 2 사례별 제어지원금 산정 결과

Table 2 Results of energy payment for each case

Cases	PPS		MCS	
	$EP_P^{min}$	$EP_{RIM}^{max}$	$EP_P^{min}$	$EP_{RIM}^{max}$
Case 1	2,383	2,115	2,382	2,190
Case 2	2,381	2,409	2,380	2,496
Case 3	2,379	2,723	2,378	2,824
Case 4	2,376	3,057	2,375	3,171

표 2에서 확률적 발전 시뮬레이션(PPS)을 이용하여 산정한 제어지원금은 다음의 단계를 거쳐 산출한 결과이다.

1) 부하지속곡선(Load Duration Curve)에서 표현된 수요의 확률적 특성과 발전기의 임의의 고정정지를 고려하기 위한 등가부하지속곡선(Equivalent Load Duration Curve)으로 공급지장 전력량을 계산한다.

2) 계약제어전력을 고정정지확률(Forced Outage Rate : FOR)이 0인 발전자원으로 가정하고, 단계 1)의 과정으로 공급지장 전력량을 계산한다.

3) 단계 1)에서 계산된 공급지장 전력량과 단계 2)에서 계산된 공급지장 전력량의 차를 제어전력량으로 가정한다.

4) 단계 3)에서 획득한 제어전력량의 정보를 기반으로 제어지원금을 산정한다.

표 2에서 결정된 제어지원금 범위를 기초로 각 사례별로 경제성 평가, 즉, 순현재가치(NPV)와 편익/비용 비율(BCR)을 계산한 결과는 표 3과 같이 나타난다.

표 3 각 테스트의 순현재가치와 편익/비용 비율

Table 3 Results of NPV and BCR for each test

Cases	Tests	PPS				MCS			
		$EP_P^{min}$		$EP_{RIM}^{max}$		$EP_P^{min}$		$EP_{RIM}^{max}$	
		NPV [백만원]	BCR	NPV [백만원]	BCR	NPV [백만원]	BCR	NPV [백만원]	BCR
Case 1	P	0	1.000	-3,804	0.893	0	1.000	-2,641	0.925
	RIM	-3,804	0.895	0	1.000	-2,641	0.925	0	1.000
	UC	-2,386	0.932	1,418	1.046	-1,271	0.962	1,370	1.000
	TRC	-3,804	0.895	-3,804	0.895	-2,641	0.925	-2,641	0.925
Case 2	P	0	1.000	476	1.011	0	1.000	1,879	1.000
	RIM	476	1.011	0	1.000	1,879	1.046	0	1.000
	UC	2,150	1.052	1,674	1.040	3,495	1.088	1,616	1.000
	TRC	476	1.011	476	1.011	1,879	1.046	1,879	1.000
Case 3	P	0	1.000	6,422	1.138	0	1.000	8,015	1.000
	RIM	6,422	1.136	0	1.000	8,015	1.175	0	1.000
	UC	8,284	1.182	1,862	1.036	9,811	1.223	1,796	1.000
	TRC	6,422	1.136	6,422	1.136	8,015	1.175	8,015	1.000
Case 3	P	0	1.000	13,613	1.272	0	1.000	15,346	1.000
	RIM	13,613	1.268	0	1.000	15,346	1.313	0	1.000
	UC	15,611	1.320	1,999	1.032	17,273	1.367	1,927	1.000
	TRC	13,613	1.268	13,613	1.268	15,346	1.313	15,346	1.000

표 2와 3에서 보는 바와 같이, 사례 1의 경우는 캘리포니아 표준테스트를 모두 만족하는 제어지원금의 범위가 존재하지 않는다. 그러나, 다른 사례의 경우는 캘리포니아 표준테스트가 모두 비용효과적이 되는 제어지원금의 범위가 존재한다. 표 2를 보면, 계약제어전력이 커질수록 제어지원금의 최소값은 감소하고 최대값은 증가함을 보인다. 이는 계약제어전력의 변화에 따라 제어전력량의 값 또한 영향을 받으므로, 기본 지원금 인센티브, 참여자 요금감소액 등의 입력변수의 값이 바뀌는데, 이 입력변수들의 변화가 제어지원금의 최소값을 결정하는 참여자 관점에서의 제어지원금 최소값과 제어지원금의 최대값을 결정하는 수용가 영향도 관점에서의 최대값에서 다른 영향을 미치기 때문이다.

위의 결과는 기존의 시나리오 방법이 아닌, 발전기의 고장정지확률(FOR)을 고려한 새로운 기법으로 직접부하제어의 긴급제어시 제어지원금의 적정 범위를 산정한 결과이다. 확률적 발전 시뮬레이션과 몬테카를로 시뮬레이션은 발전기 고장정지확률을 이용하여 제어전력량을 추정하는 방식이다. 그러나 확률적 발전 시뮬레이션의 경우 단순히 각 발전기의 고장정지확률만을 이용하지만, 몬테카를로 시뮬레이션은 각 발전기의 운전시간(TTF)과 수리시간(TTR)의 확률분포를 이용하여 시스템의 상태를 시뮬레이션함으로써 각 표본에 대한 제어전력량을 추정하고 이들의 누적평균으로 제어전력량을 추정한다. 따라서, 기존의 직접부하제어의 경제성평가 기법이 갖고 있는 모든 경우의 수를 고려하지 못하는 약점을 극복할 수 있다. 또한, 몬테카를로 시뮬레이션의 경우, 식 (8)에서와 같이 시간대별 제어전력량의 정보를 구할 수 있으므로 전력시장에서 시장가격의 시간대별 변동을 적용하여 경제성평가를 수행할 수 있는 장점을 가지고 있다.

#### 4. 결 론

본 논문에서는 직접부하제어의 긴급제어시 적정 제어지원금을 기존의 경제성평가보다 정밀하게 산정하는 기법을 제시하였다. 기존의 직접부하제어 프로그램의 경제성평가 기법은 차단구량, 차단시간 등의 불확실성 때문에 시나리오 기법을 사용한 반면, 본 논문에서는 몬테카를로 시뮬레이션을 이용하여 제어전력량을 확률적으로 추정하고, 이를 기반으로 제어지원금의 적정 범위를 도출하였다. 뿐만 아니라, 이러한 직접부하제어 프로그램의 경제성 평가를 수행하기 위하여 수학적으로 정식화를 도출하였으며, 일반화 하였다.

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 제어지원금 산정기법은 직접부하제어 프로그램을 활성화하는데 중요한 인자인 인센티브 수준을 결정하는데 합리적인 방향을 제시할 수 있다고 판단된다.

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 경제성 평가기법의 연구도 필요하다.

#### 감사의 글

이 논문은 산업자원부에서 시행한 전력산업 인프라 구축지원 사업으로 수행된 논문입니다.

#### 참 고 문 헌

- [1] 한국전력공사 수요관리실, 대형건물 냉방부하 직접제어 실증연구, 2000. 10
- [2] 에너지관리공단, 직접부하제어 사업 활성화를 위한 적정지원금 산정방안 연구, 2002. 1
- [3] 대한전기학회 전력경제연구회, 양방향전력시장을 대비한 직접부하제어 Workshop, 2002. 5
- [4] 한전전력연구원 전력기반조성사업실, 전력수요관리사업 운영지침, 2003
- [5] 에너지관리공단, 직접부하제어 사업 안내, 2003
- [6] G. S. Fiske, E. T. K. Law and D. Q. Seeto, "The Economic Analysis of Load Management: The Case of Cycling Residential Air Conditioners", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 12, pp. 4725-4732, December 1981
- [7] Sushil K. Nelson, Benjamin F. Hobbs, "Screening Demand-Side Management Programs with a Value-Based Test", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 3, pp. 1031-1043, August 1992
- [8] 박종배 외, "캘리포니아 테스트에 기초한 직접부하제어 프로그램의 적정 인센티브 산정", 한국에너지공학회지, 제11권 제4호, pp. 342-349, 2002
- [9] R. Y. Rubinstein, Simulation and the Monte Carlo Method, Wiley, 1981
- [10] IEEE Committee Report, "The IEEE Reliability Test System", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-98, No. 6, pp. 2047-2054, Nov./Dec. 1979
- [11] California Public Utilities Commission, California Energy Commission, Economic Analysis of Demand-Side Management Programs: Standard Practice Manual, December 1987
- [12] R. Billinton, W. Li, "A Monte Carlo Method for Multi-Area Generation System Reliability Assessment", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 7, No. 4, pp. 1487-1492, November 1992
- [13] M. R. Bhuiyan, R. N. Allan, "Modelling Multistate Problems in Sequential Simulation of Power System Reliability Studies", IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 142, No. 4, pp. 343-349, July 1995
- [14] X. Wang, J. R. McDonald, Modern Power System Planning, McGraw-Hill Book Company, 1994

저 자 소 개



**정 윤 원 (鄭 允 源)**

1975년 5월 8일생. 2002년 건국대 공대 전기공학과 졸업. 현재 동 대학원 석사과정.

Tel : 02-458-4778

E-mail : yeam2u@hanmail.net



**박 중 배 (朴 宗 培)**

1963년 11월 24일생. 1987년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박). 현재 건국대학교 공과대학 전기공학과 조교수.

Tel : 02-450-3483

E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr



**신 중 린 (慎 重 麟)**

1949년 9월 22일생. 1977년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1984년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박). 현재 건국대학교 공과대학 전기공학과 교수.

Tel : 02-450-3487

E-mail : jrshin@konkuk.ac.kr

첨 부 1

본 논문의 사례연구를 위해 사용한 IEEE Reliability Test System의 발전기와 부하 데이터는 아래 표와 같다.

표 A.1 발전기의 신뢰도 데이터

Table A.1 Generating Unit Reliability Data

Unit Size (MW)	Number of Units	Forced Outage Rate	MTTF (Hour)	MTTR (Hour)
12	5	0.02	2940	60
20	4	0.10	450	50
50	6	0.01	1980	20
76	4	0.02	1960	40
100	3	0.04	1200	50
155	4	0.04	960	40
197	3	0.05	950	50
350	1	0.08	1150	100
400	2	0.12	1100	150

표 A.2 주간 피크 정보

Table A.2 Weekly peak load in percent of annual peak

Week	Peak Load	Week	Peak Load	Week	Peak Load	Week	Peak Load
1	86.2	14	75.0	27	75.5	40	72.4
2	90.0	15	72.1	28	81.6	41	74.3
3	87.8	16	80.0	29	80.1	42	74.4
4	83.4	17	75.4	30	88.0	43	80.0
5	88.0	18	83.7	31	72.2	44	88.1
6	84.1	19	87.0	32	77.6	45	88.5
7	83.2	20	88.0	33	80.0	46	90.9
8	80.6	21	85.6	34	72.9	47	94.0
9	74.0	22	81.1	35	72.6	48	89.0
10	73.7	23	90.0	36	70.5	49	94.2
11	71.5	24	88.7	37	78.0	50	97.0
12	72.7	25	89.6	38	69.5	51	100.0
13	70.4	26	86.1	39	72.4	52	95.2

표 A.3 요일별 피크 정보

Table A.3 Daily peak load in percent of weekly peak

Day	Peak Load
Monday	93.0
Tuesday	100.0
Wednesday	98.0
Thursday	96.0
Friday	94.0
Saturday	77.0
Sunday	75.0

표 A.4 시간대별 피크 정보

Table A.4 Hourly peak load in percent of daily peak

Hour	Winter Weeks 1/8 & 44-52		Summer Weeks 18-30		Spring/Fall Weeks 9-17 & 31-43	
	Wkdy	Wknd	Wkdy	Wknd	Wkdy	Wknd
1	67.0	78.0	64.0	74.0	63.0	75.0
2	63.0	72.0	60.0	70.0	62.0	73.0
3	60.0	68.0	58.0	66.0	60.0	69.0
4	59.0	66.0	56.0	65.0	58.0	66.0
5	59.0	64.0	56.0	64.0	59.0	65.0
6	60.0	65.0	58.0	62.0	65.0	65.0
7	74.0	66.0	64.0	62.0	72.0	68.0
8	86.0	70.0	76.0	66.0	85.0	74.0
9	95.0	80.0	87.0	81.0	95.0	83.0
10	96.0	88.0	95.0	86.0	99.0	89.0
11	96.0	90.0	99.0	91.0	100.0	92.0
12	95.0	91.0	100.0	93.0	99.0	94.0
13	95.0	90.0	99.0	93.0	93.0	91.0
14	95.0	88.0	100.0	92.0	92.0	90.0
15	93.0	87.0	100.0	91.0	90.0	90.0
16	94.0	87.0	97.0	91.0	88.0	86.0
17	99.0	91.0	96.0	92.0	90.0	85.0
18	100.0	100.0	96.0	94.0	92.0	88.0
19	100.0	99.0	93.0	95.0	96.0	92.0
20	96.0	97.0	92.0	95.0	98.0	100.0
21	91.0	94.0	92.0	100.0	96.0	97.0
22	83.0	92.0	93.0	93.0	90.0	95.0
23	73.0	87.0	87.0	88.0	80.0	90.0
24	63.0	81.0	72.0	80.0	70.0	85.0