

확률적 기법을 통한 직접부하제어의 제어지원금 산정

정윤원[†] · 박종배 · 신종린

전국대학교 전기공학과

(2004년 7월 29일 접수, 2005년 1월 7일 채택)

Determination of Incentive Level of Direct Load Control using Probabilistic Technique with Variance Reduction Technique

Yun-Won Jeong[†], Jong-Bae Park and Joong-Rin Shin

Dept. of Electrical Eng., Konkuk University

(Received 29 July 2004, Accepted 7 January 2005)

요 약

본 논문은 확률적 기법을 적용하여 직접부하제어의 적절한 지원금을 산정하는 새로운 방법론을 제안한다. 직접부하제어의 경제성 분석은 발전기의 고장정지 특성, 직접부하제어 자원의 차단용량 및 차단시간 등을 모두 고려해야 하기 때문에 현실적으로 불가능한 것으로 인식되었다. 따라서 기존의 연구에서는 시나리오 접근법을 사용하여 직접부하제어의 경제성 평가를 수행하였다. 본 논문에서는 몬테카를로 시뮬레이션을 적용하여 직접부하제어의 제어전력량을 확률적으로 추정하고 이를 기반으로 직접부하제어의 지원금을 산정하는 새로운 접근법을 개발하였다. 또한 시뮬레이션의 효율을 향상시키기 위하여 분산감소 기법을 적용하였다. 본 논문에서 제안한 방법론의 유용성을 보이기 위해 IEEE 24-모선 신뢰도 계통에 적용하여 사례연구를 수행하였다.

주요어: 직접부하제어, 몬테카를로 시뮬레이션, 분산감소기법, 캘리포니아 표준테스트

Abstract — This paper presents a new approach for determining an accurate incentive levels of Direct Load Control (DLC) program using probabilistic 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 Monte Carlo simulation to evaluate the required expected load control amount in each hour and to decide the incentive level satisfying the economic constraints. In addition, we have applied the variance reduction technique to enhance the efficiency of the simulation. To show the efficiency and effectiveness of the suggested method, the numerical studies have been performed for the modified IEEE 24-bus reliability test system.

Key words: Direct load control, Monte carlo simulation, Variance reduction technique, California standard practice test

[†]To whom correspondence should be addressed.
Dept. of Electrical Eng., Konkuk University
Tel: 02-458-4778
E-mail: ywjeong@konkuk.ac.kr

1. 서 론

경제성장과 더불어 전력의 수요는 지속적으로 증가하고 있지만, 이를 충족시키기 위한 전통적인 발전자원의 건설은 전원입지 확보의 어려움, 대규모 설비투자의 소요, 환경문제의 대두 등에 의해 많은 어려움을 겪고 있다. 따라서 이러한 주변 환경에 대응하고 국가적으로 에너지 자원을 효율적으로 관리하기 위한 새로운 부하관리 방식의 도입 필요성이 증대되었고, 이러한 전략의 일환으로 수요관리 프로그램이 적극적으로 추진되어 왔다. 특히, 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][8]}.

직접부하제어는 수용가와의 약정에 의하여 인터넷, PCS, 전화 등의 통신수단을 이용하여 침두부하 기간이나 기타 필요한 시간대에 수용가의 전력수요 및 부하설비를 제어하는 것을 말한다. 현재, 국내에서 시행되고 있는 직접부하제어 프로그램은 통보시간에 따라 전일예고제어, 당일예고제어 그리고 긴급제어로 구분되며, 이 프로그램에 참여하는 수용가는 기본지원금 및 제어지원금을 인센티브로 지원받는다^[3]. 이러한 지원금의 수준은 직접부하제어 프로그램을 활성화하는데 중요한 인자로 작용하므로, 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, 특정 연도에 얼마만큼의 직접부하제어가 실행될 지에 대한 불확실성이 매우 크다. 이는 미래 특정기간 동안의 발전기 등과 같은 확률변수와 음(-)의 발전기에 해당하는 직접부하제어 자원의 차단용량 및 차단시간 등과 시간대별 부하지속 곡선이 동시에 고려되어야 하기 때문에 미래의 특정 기간동안의 자원의 활용가능 정도에 대한 추정이 매우 어렵다. 따라서 기존의 연구에서는 시나리오 접근법을 이용하여 직접부하제어의 경제성 평가를 수행하였으며, 이를 기반으로 적정 인센티브가 산정되었다^{[4][6]}.

본 논문에서는 기존의 시나리오 접근법의 단점을 극복하기 위해 몬테카를로 시뮬레이션을 사용하여 확률적인 관점에서 제어전력량을 추정하고, 이를 기반으로 직

접부하제어 프로그램의 제어지원금을 산정하는 방법론을 제시하였다. 몬테카를로 시뮬레이션은 해를 구하기 어렵거나 불가능한 복잡한 시스템의 문제에 대해 근사해를 얻는데 효과적인 도구로서^[9], 본 논문에서는 이 방법을 기반으로 기존 연구의 한계성을 극복하려고 시도하였으며, 또한 직접부하제어 문제를 전력시스템 문제와의 연계를 통한 해결 기법을 제안하였다. 또한, 분산감소 기법을 적용하여 표본의 개수와 계산시간을 감소시켜 시뮬레이션의 효율을 향상시켰다.

제안한 방법은 수정된 IEEE 24-모션 신뢰도 계통^[10]을 대상으로 사례연구를 수행하였으며, 본 연구에서는 직접부하제어의 긴급제어시 제어지원금에 대한 적정 지원금 수준을 산정하는 것에 국한하였다.

2. 개 요

2-1. 직접부하제어

직접부하제어(Direct Load Control)의 정의는 국가별, 기관별, 전력회사별로 상이하지만, 일반적으로 전력수급 불안정시 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.

직접부하제어 프로그램은 1) 전력수급의 불균형/불안정시 체결된 약정에 따라 계통/시장운영자가 해당부하를 차단, 관리 2) 수용가가 능동적인 부하제어 입찰을 통하여 전력도매시장에 직접 참여 3) 판매회사가 위험관리(Risk Management) 수단으로써 부하를 제어하거나 수요측 입찰을 실행 4) 시장가격에 반응하는 전력수요와 공급자의 시장지배력에 대응하는 수요자를 통해 전력시장 안정화 도모 등의 역할을 갖는다.

현재, 국내에서 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, 실질제어전력량에 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 시

행전 3시간 이내에 통보 또는 제어한 경우를 말한다^[3]. 이러한 지원금의 수준은 직접부하제어 프로그램을 활성화하는데 중요한 인자이다. 직접부하제어 프로그램의 적정한 지원금 수준을 산정하기 위해서는 시시각각 변화하는 전력계통의 신뢰도 수준(적정성 수준)을 고려하여야 하며, 궁극적으로 확률적인 관점에서의 미래 특정 기간 동안의 직접부하제어 필요량의 산정이 되어야만 한다.

2-2. 몬테카를로 시뮬레이션

몬테카를로 시뮬레이션(Monte Carlo Simulation)은 난수를 이용한 확률적 시뮬레이션 기법으로, 해석적 또는 수치적 방법으로 해를 얻기 어렵거나 불가능한 문제의 근사해를 찾는 데 강력한 도구이다^[4]. 몬테카를로 시뮬레이션 중의 하나인 순차 시뮬레이션(Sequential Simulation) 기법은 시스템의 인위적인 시간대별 운전사이클이 구성요소의 상태 지속시간(State Duration)의 확률분포에 기초하여 모의된다^[11]. 이 순차 시뮬레이션 기법은 일정 기간에 대해 시스템의 상태를 연속적으로 분석할 수 있는 장점을 가지고 있기 때문에, 직접부하제어의 경제성평가와 같이 일정기간 동안에 대해 경제성 분석을 수행하는데 효과적이다.

각 발전기의 운전시간(Time-To-Failure : TTF)과 수리시간(Time-To-Repair : TTR)이 지수분포를 갖는다고 가정하고, 0과 1 사이에 균일분포하는 난수열(Random Number Sequences)을 이용하면, 다음의 식(1)과 같이 각 발전기의 운전 사이클을 찾을 수 있다^[11].

$$TTF = -\frac{1}{\lambda} \ln U_1$$

$$TTR = -\frac{1}{\mu} \ln U_2$$

(1)

여기서,
 λ : 고장율(Failure Rate)
 μ : 수리율(Repair Rate)
 U_1, U_2 : [0, 1] 사이에서 균일분포하는 난수열

발전기가 감발상태(Derated State)로 운전이 가능하면 Fig. 1과 같은 3-상태 모델로써 식(2)를 이용하여 발전기의 운전 사이클을 찾을 수 있다. 만약 T_{up1} 이 T_{up2} 보다 작다면 정상운전시간은 T_{up1} 이 되고 다음 상태는 감발상태가 된다. 반대로 T_{up2} 가 T_{up1} 보다 작으면 정상운전시간은 T_{up2} 가 되고 다음 상태는 고장상태가 된다^[12].

$$T_{up1} = -\frac{1}{\lambda_1} \ln U_1$$

$$T_{up2} = -\frac{1}{\lambda_2} \ln U_2$$

(2)

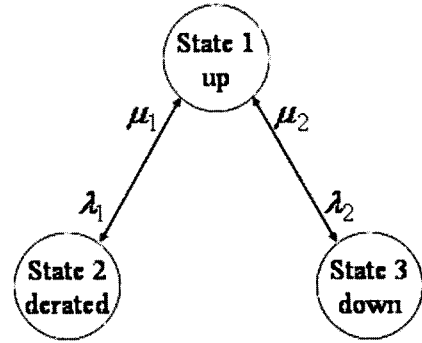


Fig. 1. Representation of the three-state model.

여기서,
 T_{up1} : 운전상태에서 감발상태로 천이할 때의 운전시간
 T_{up2} : 운전상태에서 고장상태로 천이할 때의 운전시간
 λ_1 : 운전상태에서 감발상태로의 천이율
 λ_2 : 운전상태에서 고장상태로의 천이율

전체 시스템의 시간대별 발전가용용량은 각 발전기의 시간대별 가용용량의 합으로 구할 수 있다.

몬테카를로 시뮬레이션의 해는 아래 식(3)과 같이 N개의 표본을 추출하여 추정된다. 이 추정값은 표본의 개수를 증가시킬수록 정확한 해로 수렴하는 특징을 가지고 있다.

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

(3)

여기서,
 $\bar{E}(X)$: 기대값의 추정값
 X_i : 표본 예에서의 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 된다^[11].

$$\alpha = \frac{\sqrt{\text{var}(\bar{E}(X))}}{\bar{E}(X)}$$

(4)

여기서,
 α : 변동계수
 $\text{var}(\bar{E}(X))$: 추정값의 분산

2-3. 분산감소 기법

표본의 분산감소(Variance Reduction)는 몬테카를로 시

물레이션의 정확성과 속도를 향상시키는 중요한 개념으로써, 제어변수(Control Variates), 중요표집(Importance Sampling), 대조변수(Antithetic Variates) 등의 기법이 있다^{[11][13]}. 본 논문에서는 대조변수 기법을 사용하였고, 이 기법의 효용성을 보이기 위해 사례연구에서 분산감소 기법을 사용하지 않은 결과와 비교하였다.

대조변수 기법은 한 쌍으로 두개의 시물레이션을 실행하기 위해 보(Complementary)의 난수들을 사용하여 음의 상관관계(Negative Correlation)를 발생시킨다. 만약 난수 U_1 가 한 쌍의 시물레이션 중 X_1 을 얻을 수 있는 첫 번째 시물레이션에서 특정한 목적을 위해 사용된다면, 이때 난수 $(1-U_1)$ 는 X_2 를 얻는 대조 시물레이션에서 같은 목적으로 사용되어야만 한다^[13].

$$X = \frac{(X_1 + X_2)}{2} \quad (5)$$

여기서 X_1 과 X_2 가 기대값이라면 X 또한 기대값이다. 따라서 X 의 분산은 아래 식(6)과 같다.

$$\text{var}(X) = \frac{1}{4}\text{var}(X_1) + \frac{1}{4}\text{var}(X_2) + \frac{1}{2}\text{cov}(X_1, X_2) \quad (6)$$

여기서,
 $\text{var}(X_1)$: X_1 의 분산
 $\text{var}(X_2)$: X_2 의 분산
 $\text{cov}(X_1, X_2)$: X_1 과 X_2 의 공분산(covariance)

따라서 $\text{cov}(X_1, X_2)$ 가 음의 값이면, 즉 X_1 과 X_2 가 음의 상관관계를 가지면 X 의 분산은 감소된다.

3. 제어지원금 산정 알고리즘

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.

3-1. 직접부하제어의 편익 및 비용의 정식화

캘리포니아 표준테스트(California Standard Practice Test)^[14]는 미국 캘리포니아주 공익사업위원회와 에너지 위원회가 에너지절약과 부하관리 프로그램의 비용효과를 분석할 수 있는 공식적인 평가 절차나 기준을 마련하기 위해서 개발한 방법이다. 일반적으로 캘리포니아 테스트는 다음과 같이 4개의 서로 다른 관점에서 수요관리 프로그램의 경제성 평가를 실시한다.

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

그러나 이러한 방법론은 개념적으로 설계되어 있고, 또한, 직접부하제어 등과 같이 확률적인 상황을 고려하여야만 하는 문제들에 대해서는 표준적인 방법론을 제시하지 못하고 있다. 따라서 캘리포니아 테스트를 직접부하제어의 경제성 분석에 적용하기 위하여 직접부하제어 프로그램의 편익과 비용 성분을 아래의 식과 같이 정식화하였다^[8].

$$B_p = \sum_{t=1}^T \frac{IF^t + IV^t + LRE^t}{(1+i)^t} \quad (7)$$

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

$$B_{RIM} = \sum_{t=1}^T \frac{ACC^t + AEC^t}{(1+i)^t} \quad (8)$$

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

$$B_{UC} = \sum_{t=1}^T \frac{ACC^t + AEC^t}{(1+i)^t} \quad (9)$$

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

$$B_{TRC} = \sum_{t=1}^T \frac{ACC^t + AEC^t}{(1+i)^t} \quad (10)$$

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

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
 $LRSG^t$: t년도의 참여자 자기발전비용
 PH^t : t년도의 참여자 기기비용

- ACC' : 년도의 회피설비비용
- AEC' : 년도의 회피에너지비용
- UH' : 전력회사 기기비용의 년도 등기연금액
- T : 프로그램의 수명기간
- i : 할인율

각 테스트는 순현재가치(Net Present Value) 또는 편익비용 비율(Benefit/Cost Ratio)을 구함으로써 비용효과를 분석할 수 있다. 순현재가치란 프로그램 편익의 현재가치로 할인된 값에서 프로그램 비용의 현재가치로 할인된 값을 뺀 것을 말하며, 편익비용 비율은 프로그램 편익의 현재가치를 프로그램 비용의 현재가치로 나눈 것을 말한다. 순현재가치가 0 이상이거나, 또는 편익비용 비율이 1 이상이면 비용효과적이며, 이는 최소한의 지원금 수준을 결정하는데 활용된다.

3-2. 제어전력량 추정

앞에서 기술한 바와 같이, 전체 시스템의 시간대별 발전가용용량은 각 발전기의 고장정지확률이 고려된 시간대별 가용용량의 합으로 계산한다. 이 전체 시스템의 시간대별 발전가용용량과 시간대별 부하를 비교하여 공급지장 전력량(Energy Not Supplied : ENS) 기대치를 계산한다^{[11][12]}. 이를 이용하여 다음의 식(11)과 같이 특정 시간대의 제어전력량을 추정하고, 한해의 제어전력량은 각 시간대의 제어전력량의 전체 합으로 계산할 수 있다^[8].

$$RE_j = \begin{cases} 0 & (ENS_j=0) \\ ENS_j & (0 < ENS_j \leq CE) \\ CE & (ENS_j > CE) \end{cases} \quad (11)$$

여기서,

- RE_j : j 시간대의 제어전력량
- ENS_j : j 시간대의 공급지장 전력량
- CE : 참여수용가의 계약제어전력량

정확한 제어전력량을 추정하기 위해 N개의 표본을 추출하여 아래 식(12)와 같이 기대값을 추정한다.

$$\bar{E}(RE) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N RE^i \quad (12)$$

여기서,

- $\bar{E}(RE)$: 제어전력량의 추정값
- REⁱ : 표본 년도의 제어전력량

3-3. 제어지원금 산정

앞에서 정의한 직접부하제어의 편익과 비용을 기반으로 직접부하제어의 제어지원금을 산정한다. 제어지원금

의 적정수준이란 네가지 관점(P, RIM, UC, TRC Test)에서의 캘리포니아 테스트가 모두 비용효과적이 되는, 즉 순현재가치가 0 이상이거나 또는 편익비용 비율이 1 이상의 값을 가지는 범위를 말한다.

제어지원금 인센티브(IV)는 제어지원금 단가(EP)와 제어전력량(RE)의 곱으로 결정된다. 따라서 프로그램의 수명기간을 1년으로 하면, 제어지원금의 적정 범위를 아래 식(13)과 같이 나타낼 수 있다. 제어지원금의 최소수준(EP_{min})은 참여자 관점에서의 최소제어지원금으로 결정되며, 제어지원금의 최대수준(EP_{max})은 수용가 영향도 관점에서의 최대제어지원금으로 결정된다.

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

$$EP_{min} = \frac{PH + LRFC + LRSG - LRE - IF}{RE}$$

$$EP_{max} = \frac{ACC + AEC - UH - LRE - IF}{RE}$$

직접부하제어의 제어지원금을 결정하는 변수 중 참여자 자가발전비용(LRSG), 참여자 요금감소액(LRE) 그리고 회피에너지비용(AEC)은 제어전력량(RE)에 대하여 종속된다. 하지만 제어전력량은 불확실성이 매우 크기 때문에 확실적인 관점에서의 접근이 필요하다. 따라서 본 논문에서 제안한 방법론은 몬테카를로 시뮬레이션을 이용하여 제어전력량을 추정하고, 이를 기반으로 제어지원금의 적정 수준을 산정한다.

4. 사례연구

4-1. 입력데이터

4-1-1. IEEE 24-모선 신뢰도 계통

본 논문에서 제안한 방법론의 효용성 및 타당성을 입증하기 위해 IEEE 24-모선 신뢰도 계통(Reliability Test System)^[10]을 대상으로 사례연구를 수행하였다.

발전기 데이터 중 50 MW 수력발전기 6기는 제외하였고 350 MW 발전기 1기와 400 MW 발전기 2기는 아래

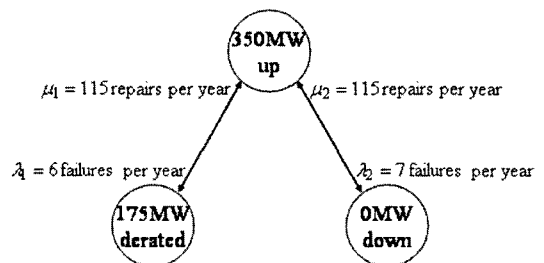


Fig. 2. Three state model of the 350 MW unit.

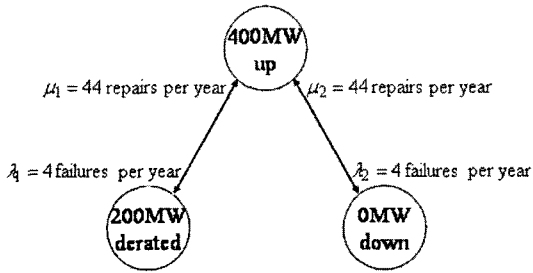


Fig. 3. Three state model of the 400 MW unit.

Fig. 2와 3과 같이 3-상태를 갖는다. 따라서 이 시스템은 26기의 발전기를 가지며, 전체용량은 3,105 MW이다.

수요데이터는 연간 첨두부하를 3,000 MW로 가정하여 주간별, 일별 그리고 시간대별 첨두부하 데이터를 이용하여 시간대별 수요데이터를 도출하였다.

4-1-2. 경제성 분석을 위한 입력변수

제어지원금을 적정 수준을 도출하기 위하여 필요한 입력변수들의 값을 아래와 같이 결정하였다.^{[2][6][15][16].}

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

Table 1. Data of the contracted MW.

Cases	계약제어전력 [MW]
Case 1	100
Case 2	200
Case 3	300
Case 4	400

$$LRE=100[\text{kWh}]^*1 \times RE[\text{kWh}]$$

$$LRFC=2,500[\text{원/kWh}]^*2 \times RE[\text{kWh}]$$

$$LRSG=0$$

$$PH=0$$

$$ACC=210,366[\text{원/kW}]^*3 \times CP[\text{kW}]$$

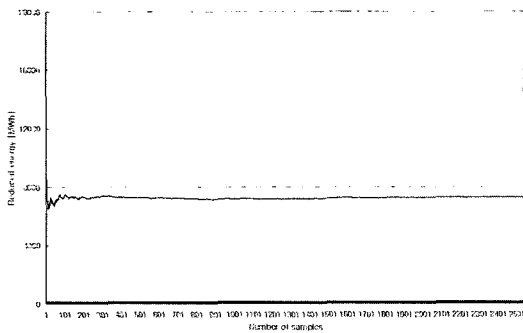
$$AEC=65.5[\text{원/kWh}]^*4 \times RE[\text{kWh}]$$

$$UH=8,420,000[\text{원/년}]^5$$

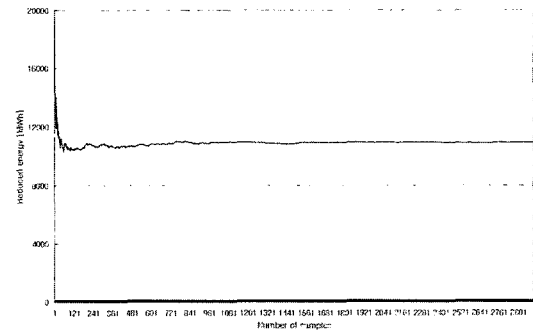
*1 평균요금단가로 100[원/kWh]을 적용.

*2 공급지장비용으로 추정되는 최저수준인 2,500[원/kWh] 적용.

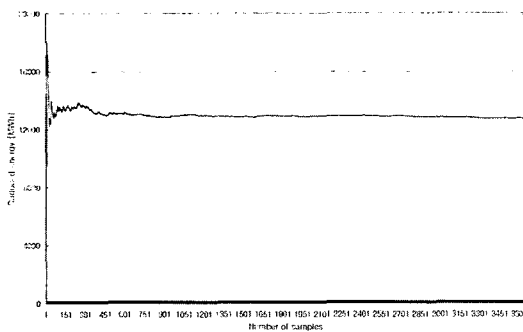
*3 대리발전기법을 사용하여 계산한 발전설비회피비용(118,446[원/kW])과 회피송변전설비비용(77,810[원/kW]) 및 회피배전설비비용(14,110[원/kW])의 합인



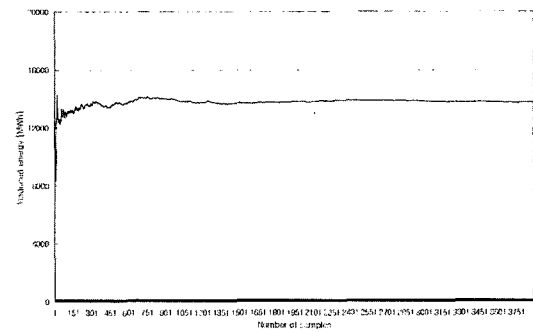
(a) Case 1



(b) Case 2



(c) Case 3



(d) Case 4

Fig. 4. Convergence curves of the reduced energy.

210,366[원/kW]을 적용.

*4 2000년 LNG 복합화력의 연료비 단가 실적의 평균값과 소내소비율 및 송배전손실율을 보정하여 회피발전에너지 비용으로 65.5[원/kWh]을 적용.

*5 설비의 연금화 비용으로 설비비용 41억원, 할인율 10% 그리고 수명기간을 7년으로 가정하여 다음 식에 의해서 842[백만원/년]을 적용.

$$\text{연금화금액} = \text{설비비용} \times \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

이때, i 는 할인율, n 은 수명기간

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

4-2. 사례연구 결과

본 논문의 사례연구에서는 변동계수가 1% 이내에 들어오면 시뮬레이션을 종료한다. Fig. 4는 몬테카를로 시뮬레이션을 이용하여 각 사례별 제어전력량을 추정해가는 수렴과정을 보여주고 있다. 그림에서 보는 바와 같이 수렴특성곡선은 표본의 개수가 증가할수록 특정 값으로 수렴한다.

몬테카를로 시뮬레이션의 계산시간을 개선시키기 위하여 본 논문에서는 분산감소 기법 중의 하나인 대조변수(Antithetic Variate : AV) 기법을 적용하였다. 대조변수 기법을 사용한 시뮬레이션의 성능을 보이기 위하여 대조변수 기법을 사용하지 않은 시뮬레이션의 표본의 개수와 계산시간을 비교하였고 그 결과는 Table 2에 나타내었다. Table 2에서 보는 바와 같이 몬테카를로 시뮬레이션은 분산감소 기법을 적용할 경우 분산감소 기법

Table 2. Comparison of the simulation with/without AV.

Cases	Without AV		With AV	
	표본개수	CPU time [sec]	표본개수	CPU time [sec]
Case 1	5,326	2,413	2,542	1,152
Case 2	6,778	3,063	2,977	1,349
Case 3	7,678	3,479	3,645	1,651
Case 4	8,769	3,974	3,889	1,765

Table 3. Results of the energy payment for each case.

Cases	최소 제어지원금 [원/kWh]	최대 제어지원금 [원/kWh]
Case 1	2,378	2,708
Case 2	2,371	3,700
Case 3	2,362	4,802
Case 4	2,354	5,966

Table 4. Results of NPV and BCR for each case.

Cases	Tests	최소 제어지원금		최대 제어지원금	
		NPV [백만원]	BCR	NPV [백만원]	BCR
Case 1	P	0	1.000	2,412	1.132
	RIM	2,412	1.126	0	1.000
	UC	3,142	1.171	730	1.035
	TRC	2,412	1.126	2,412	1.126
Case 2	P	0	1.000	14,564	1.532
	RIM	14,564	1.516	0	1.000
	UC	15,660	1.577	1,095	1.026
	TRC	14,564	1.516	14,564	1.516
Case 3	P	0	1.000	31,167	1.976
	RIM	31,167	1.951	0	1.000
	UC	32,445	2.030	1,277	1.020
	TRC	31,167	1.951	31,167	1.951
Case 4	P	0	1.000	49,766	2.445
	RIM	49,766	2.410	0	1.000
	UC	51,144	2.508	1,378	1.016
	TRC	49,766	2.410	49,766	2.410

을 사용하지 않은 시뮬레이션에 비해 표본의 개수와 계산시간이 현저히 감소하였음을 알 수 있다.

확률적인 관점에서 제어전력량을 추정하고 이를 기반으로 직접부하제어 프로그램의 제어지원금을 산정한 결과는 Table 3과 같다.

산정된 제어지원금을 기반으로 각 사례별로 비용효과 분석, 즉 순현재가치(NPV)와 편익비용 비율(BCR)을 계산하면 Table 4와 같다.

Table 3과 4에서 보는 바와 같이 본 논문에서 제안한 방법론을 사용하여 각 사례별로 캘리포니아 표준테스트를 모두 만족하는 제어지원금의 수준을 찾을 수 있다. 이는 기존의 시나리오 방법이 아닌 발전기의 고장정지 특성이 반영되는 2-상태 및 3-상태 모델을 적용한 확률적인 관점에서 접근한 새로운 기법이다. 따라서 본 논문에서 제안한 방법론은 기존의 시나리오 접근법이 가지는 모든 경우의 수를 고려하지 못하는 약점을 극복할 수 있다.

5. 결 론

본 논문에서는 확률적 기법을 통하여 발전기의 3상 태가 고려된 제어전력량을 추정하였고, 이를 기반으로 직접부하제어의 제어지원금을 산정하였다. 또한 분산감소 기법을 적용하여 시뮬레이션의 표본개수와 계산시간을 감소시켰다. 직접부하제어 프로그램의 경제성 분석은 발전기의 고장정지 특성, 직접부하제어 자원의 차단용량, 차단시간의 불확실성 등을 모두 고려해야 하기 때문에 현실적으로 불가능하다고 인식되어왔다. 따라서 기존의 직접부하제어의 경제성 평가는 시나리오 기법을 사용하였고 이로 인해 정확한 경제성 분석이 어려웠다. 본 논문에서는 이러한 시나리오 기법의 단점을 극복하고자 직접부하제어 자원의 제어전력량을 몬테카를로 시뮬레이션을 사용하여 확률적으로 추정하고 이를 기반으로 제어지원금을 산정하였다.

전력 수요의 지속적 증가와 발전자원의 확보의 어려움으로 인해 전력수급의 불안정과 가격상승이 우려되는 상황에서 직접부하제어 자원은 가장 효과적인 대안으로 전망된다. 따라서 직접부하제어 프로그램에 참여를 유도하고 활성화하기 위한 적절한 인센티브 수준을 산정하는 것은 매우 중요하다. 이에 본 논문에서 제안한 제어 지원금 산정기법은 직접부하제어 프로그램의 인센티브 수준을 결정하는데 합리적인 방향을 제시할 것으로 기대된다.

그러나 본 연구는 직접부하제어 프로그램의 긴급제어만으로 국한된 한계가 있으므로, 향후에는 전일예고제어 및 당일예고제어까지 고려할 수 있는 연구가 필요하다.

감사의 글

이 논문은 2003년도 건국대학교 학술진흥연구비 지원에 의한 논문임.

참고문헌

1. 에너지관리공단. "수요관리기법 조사연구", 2000.
2. 에너지관리공단. "직접부하제어 사업 활성화를 위한 적정지원금 산정방안 연구", 2002.

3. 에너지관리공단. "직접부하제어 사업 안내", 2003.
4. Fiske, G.S.; Law, E.T.K.; Seeto, D.Q. "The Economic Analysis of Load Management: The Case of Cycling Residential Air Conditioners", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1981, PAS-100(12), 4725-4732.
5. Sushil K. Nelson; Benjamin F. Hobbs. "Screening Demand-Side Management Programs with a Value-Based Test", IEEE Trans. on Power Systems, 1992, 7(3), 1031-1043.
6. 박종배 외. "캘리포니아 테스트에 기초한 직접부하제어 프로그램의 적정 인센티브 산정", 한국에너지공학회지, 2002, 11(4), 342-349.
7. 김희철 외. "운전회피비용 계산을 이용한 효율향상 프로그램의 비용효과 분석", 한국에너지공학회지, 2002, 11(4), 317-323.
8. 정윤원; 박종배; 신중린. "몬테카를로 시뮬레이션을 이용한 직접부하제어의 적정 제어지원금 산정기법 개발", 전기학회논문지, 2004 53A-2, 121-128.
9. Rubinstein, R.Y. Simulation and the Monte Carlo Method, Wiley, 1981.
10. IEEE Committee Report. "The IEEE Reliability Test System", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 1979, PAS-98(6), 2047-2054.
11. Billinton, R.; Li, W. Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods, Plenum Press, New York, 1994.
12. Bhuiyan, M.R.; Allan, R.N. "Modelling Multistate Problems in Sequential Simulation of Power System Reliability Studies", IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., 1995, 142(4).
13. Law, A.M.; Kelton, W.D. Simulation Modeling and Analysis, McGraw-Hill, 2000.
14. California Public Utilities Commission, California Energy Commission, "Economic Analysis of Demand-Side Management Programs: Standard Practice Manual", 1987.
15. 산업자원부 전력산업과. "제1차 전력수급기본계획 시안(2002년~2015년)", 2002.
16. 산업자원부 전력산업과. "제5차 장기전력수급계획(1999년~2015년)", 2000.