

# 장주기 대용량 전력저장장치의 부하이전에 대한 실계통 적용 경제성 평가 연구

## An Economic Assessment of Large-scale Battery Energy Storage Systems in the Energy-Shift Application to Korea Power System

박종배\* · 박용기† · 노재형\* · 장병훈\*\* · 윤용범\*\*

(Jong-Bae Park · Yong-Gi Park · Jae-Hyung Roh · Byung-Hoon Chang · Yong-Beum Toon)

**Abstract** - This paper presents an economic assessment of large-scale Li-ion battery energy storage systems applied to Korean power system. There are many applications of the battery energy storage systems (BESSs) and they can provide various benefits to power systems. We consider BESSs to the energy time-shift application to Korean power system and evaluate the benefits from the application of BESS in the social perspective. The mixed integer programming (MIP) algorithm is used to resolve the optimal operation schedule of the BESS. The social benefits can include the savings of the fuel cost from generating units, deferral effects of the generation capacity, delay of transmission and distribution infra construction, and incremental CO2 emission cost impacts, etc. The economic evaluation of the BESS is separately applied into Korean power systems of the Main-land and Jeju island to reflect the differences of the load and generation patterns.

**Key Words** : Economic Assessment, Battery Energy Storage Systems (BESSs), Energy-Shift Application

### 기호정의

- $T$  : BESS 충·방전 계획 주기
- $C$  : BESS 충·방전 사이클(Cycle) 제약 수
- $L_t$  : t 시간대 전력부하(MW)
- $L'_t$  : BESS 충·방전 후 t 시간대 전력부하(MW)
- $SMP_t$  : t 시간대의 계통한계가격(원/kWh)
- $\overline{EC}$  : BESS 정격 저장용량(MWh)
- $\overline{EP}$  : BESS 충·방전 시 정격전력(MW)
- $SOC_t$  : BESS t 시간 충전상태(MWh)
- $SOC^o$  : BESS 초기 충전상태(MWh)
- $SOC^{f1}$  : BESS 최종 충전상태(MWh) 하한
- $SOC^{f2}$  : BESS 최종 충전상태(MWh) 상한
- $DoD^{\min}$  : BESS 최소 운영 범위 (%)
- $DoD^{\max}$  : BESS 최대 운영 범위 (%)
- $ep_t^c$  : t 시간 계통에서 BESS로의 충전량(MW)
- $EP_t^c$  : t 시간 BESS의 내부 충전량(MW)

- $ep_t^d$  : t 시간 계통으로의 BESS 방전량(MW)
- $EP_t^d$  : BESS t 시간 내부 측면의 방전량(MW)

### 1. 서론

매년 꾸준히 증가하는 전력수요에 화석연료를 사용하는 발전기의 증설로 대응하던 전통적 전력공급 방식은 입지선정 및 환경 제약 등으로 인해 점차 한계에 달하고 있다. 이에 따라 많은 국가에서는 신재생에너지원 등 친환경적 공급자원의 확대를 적극적으로 추진하고 있다. 신재생에너지원으로는 풍력발전과 태양광발전이 가장 많은 비중을 차지하고 있지만, 풍력발전의 경우 피크 수요가 발생하는 낮 시간에 정격출력을 내지 못하는 경우가 많아 피크기여도가 낮으며, 태양광발전의 경우 비교적 피크기여도가 큰 편이나 국내에서는 입지적 제약 등으로 인해 대용량 자원으로 활용하기에는 일정 수준 한계가 있는 것이 사실이다[1]. 더구나 풍력과 태양광 발전은 기상조건에 따른 간헐적 출력특성을 가지며 제어불가능한 자원이기 때문에 대용량이 전력계통에서 운전될 경우, 이러한 간헐성을 보완해줄 수 있는 추가적인 대책 수립이 필요하다. 전력저장장치(ESS) 특히 배터리 전력저장장치(BESS)는 신재생에너지원의 간헐성을 보완하는 동시에 피크기여도를 증가시킬 수 있어 신재생자원의 보급 확대와 수요관리에 있어서 이상적인 수단이 된다.

전력계통 내에서 BESS는 다양한 용도로 사용이 가능하며 장주기 또는 단주기적 활용 방안에 따라 여러 측면에서 편익이 창

† Corresponding Author : Dept. of Electrical Engineering, Konkuk University, Korea.

E-mail: draco98@konkuk.ac.kr

\* Dept. of Electrical Engineering, Konkuk University, Korea.

\*\* Korea Electric Power Corporation Research Institute, Korea.

Received : October 31, 2014; Accepted : December 02, 2014

출될 수 있다. 미국의 샌디아(SANDIA) 연구소는 전력계통 및 전력시장에서 사용주체별 BESS 적용방안을 분류하고 각 이용목적에 따라 얻을 수 있는 주요 편익과 부가적 편익들을 정의하였고 각 편익의 산출방법을 소개하고 있다[2]. EPRI 에서는 시장주체별 적용방안 분류와 함께 BESS 기술별 비용, 각 적용방안별 시장 전망, 미국 전력시장에서의 경제성 확보를 위한 편익의 목표 및 범위 등을 제시하고 있다[3]. 이러한 두 기관의 연구 결과는 향후 BESS 도입 시 경제성 평가를 위한 중요한 참고자료로 활용될 수 있다. 그러나 해당 결과들은 미국 전력시장을 중심으로 수행된 연구결과이므로 향후 국내 전력시장에서 BESS 도입 시 참고할만한 구체적인 편익분석 사례가 요구된다.

본 논문에서는 국내 전력계통에 장주기 대용량 배터리 전력저장장치(BESS)를 피크절감과 시장가격 감축을 위한 부하이전(Energy-Shift) 용도로 전력계통에 연계하여 운영하였을 때 사회적 관점에서의 경제성 평가를 수행하였다. 장주기 대용량 BESS는 최대부하감축, 에너지비용 최소화 등의 목적으로 전력계통에서 활용될 수 있다. 시간 단위 부하에 대해 전자의 경우는 일별 최대부하 경감을 위해 부하가 낮은 시간대에서 충전하고 피크부하시간대에 방전함으로써 부하평준화 목적으로 운영될 수 있다[4]-[6]. 후자의 경우 계통한계가격(SMP)이 낮은 시점에서 충전하여 SMP가 높은 시점에서 방전하여 발전 연료비 및 전력시장가격을 절감하기 위한 목적으로 BESS를 운영하는 방법이다[7]. 본 논문에서는 이러한 두 가지 목적을 병행하여 BESS를 운영하였을 경우를 가정하여 국내 전력계통에서 얻을 수 있는 연료비 절감 편익, 발전 및 송배전 설비의 건설회피 편익, 환경 편익 등을 산출하고 B/C 분석 등을 통해 BESS의 경제성 평가를 수행하였다.

국내 전력계통은 육지와 제주계통으로 분리되어 운영되고 있으며, 각 계통의 예측수요에 대한 전력시장가격(SMP) 또한 각각 결정된다. 따라서 본 논문의 사례연구에서는 육지 및 제주 각각의 전력계통에 대용량 BESS가 설치되었다는 가정하여 BESS의 편익을 산출하였다. 또한 BESS의 용량 증가에 따라 발생하는 편익의 증가추이를 분석하고, 비용변화에 대한 민감도 분석을 추가적으로 수행하였다. 사례연구에 적용된 대상은 리튬이온전지 배터리를 이용한 대용량 BESS이다. 리튬이온전지는 높은 중량에너지 밀도, 낮은 메모리효과, 대기상태일 때의 적은 손실 등으로 인해 최근 가장 많이 사용되는 배터리 종류 가운데 하나이고, 대용량으로의 제작 또한 용이한 장점을 가진다[8].

## 2. BESS의 부하이전(Energy-Shift)

시간단위(또는 30분, 15분 단위)로 구분되는 장주기적 관점에서 부하이전의 목적으로 활용되는 BESS는 활용 목적에 따라 크게 최대부하 감축, 전력에너지비용 최소화 등의 목적으로 운영될 수 있다. 전자는 부하가 낮은 시간대에서 충전하고 피크부하시간대에 방전하여 부하평준화 목적으로 BESS를 운영하는 방법이다. 후자는 낮은 전력시장가격(SMP), 즉싼 연료비가 사용되는 시간대에서 BESS를 충전하고 높은 전력시장가격(SMP)이 발생하는 시간대에서 방전하여 계통 내 발전 연료비의 절감을 목적으로

BESS를 운영하는 방법이다. 혹은 이러한 두 가지 목적을 동시에 만족시키는 목적으로 활용할 수도 있으며 과거 양수발전기가 이러한 목적으로 전통적으로 활용되어 왔다[9],[10]. 따라서 어떤 목적을 우선으로 운영하는가에 따라 BESS의 충·방전 계획이 달라질 수 있음을 의미한다. BESS 운영 목적이 결정되면 예측된 부하 및 전력시장가격(SMP), BESS의 특성 등을 고려하여 운영주기 동안의 BESS 최적 충·방전 계획을 수립하게 되며 그 결과를 통해 BESS를 운영함에 따라 발생하는 편익들을 산출할 수 있다.

장주기 측면에서의 기본 목적은 동일하지만 양수발전기와 BESS의 차이점은 설치용량 및 비용, 입지선택 등의 측면에서 비교할 수 있다. 설치용량 및 비용 측면에서, 양수발전의 경우 수백 MW 이상의 저장용량을 통해 전력을 공급할 수 있고 이러한 규모의 경제에 따른 단위 용량에 대한 투자비 단가가 현재까지 저장장치 중 가장 낮은 장점이 있고, BESS는 상대적으로 적은 용량의 수십 MW의 배터리 뱅크 제작으로 현재까지는 단위 용량당 높은 투자비가 발생한다. 입지선택의 측면에서 양수발전은 건설시 제한된 입지 선택의 한계와 환경영향 등의 고려가 필요한 반면, BESS는 용지확보만 가능하다면 계통 내 어떤 모션에도 연계가 가능하므로 입지선택이 자유롭다는 장점을 가진다[11].

## 3. BESS 부하이전 모델링

### 3.1 BESS 부하이전에 대한 가정

국내 전력시장은 시장운영자인 전력거래소에서 하루전시장을 통해 발전기의 변동비 기반으로 시장가격(SMP)이 결정된다[12]. 만약 계통규모에 비해 적은 용량의 BESS가 연계되면(즉, SMP를 결정하는 한계발전기의 용량보다 BESS의 정격전력이 적으면) BESS를 운영한다고 해도 SMP 값에 영향을 거의 주지 않지만, BESS의 용량이 충분히 클 경우에는 BESS의 운영스케줄에 따라 기존과 다른 값의 SMP가 결정될 수 있다. 본 연구에서는 BESS의 운영계획에 따라 SMP의 변화는 없다고 가정하였다.

### 3.1 최대부하 감축 목적

최대부하 감축 문제는 부하가 낮은 시간대에서 BESS를 충전하여 피크 시간대에 방전하는 전략으로 계통의 공급안정성 확보에 BESS가 기여할 수 있다. BESS의 충·방전 계획 수립을 국내 계통운영계획에서의 기동정기계획과 동일하게 하루 단위로 결정한다고 가정하면, 일별 피크부하 최소화를 위한 BESS 충·방전 계획은 다음과 같이 운영주기 동안의 최대부하를 최소화하는 문제로 정식화할 수 있다. 본 논문에서는 시간대별로 일간 운영계획을 수립하므로  $T=24$ 라고 가정하였다. 따라서, 최대부하 감축의 목적함수는 아래와 같이 정형화할 수 있다.

$$\text{Minimize} \{ \max(L_1, L_2, \dots, L_T) \} \quad (1)$$

목적함수 식(1)은 기존 예측된 부하에 대해 각 시간대별로 BESS의 충·방전계획을 고려한 최대부하를 최소화시키는 문제가

다. 계통운영자는 이러한 목적함수를 만족시키기 위한 목적으로 계통 내 설치된 BESS의 최적운영 전략을 수립할 수 있다. 여기서  $L'_t$  는 다음과 같이 정의된다.

$$L'_t = L_t + ep_t^c - ep_t^d \quad (2)$$

식(2)에서  $ep_t^c$ ,  $ep_t^d$  는 계통 관점에서 t 시간대의 BESS 충·방전량을 의미하므로 이를 BESS 관점의 충·방전량으로 표현하기 위해서는 충·방전 시 발생하는 손실이 반영되어야 한다. 손실과 효율이 반영된 BESS 내부 충·방전량은 다음 식(3)과 같이 정의할 수 있다.

$$EP_t^c = \eta^c \times ep_t^c, \quad EP_t^d = \frac{1}{\eta^d} \times ep_t^d \quad (3)$$

따라서 상기 식(2)은 다음 식(4)와 같이 수정된다.

$$L'_t = L_t + \frac{1}{\eta^c} EP_t^c - \eta^d EP_t^d \quad (4)$$

### 3.3. 전력비용 최소화 목적

전력비용최소화 문제는 BESS가 SMP에 반응하여 운영계획이 수립될 수 있도록 다음의 목적함수 식(5)와 같이 해당 기간 동안 총 SMP 합이 최소화 문제로 정식화 할 수 있다. 이러한 정식화를 통해 운영기간 동안 BESS는 SMP가 낮은 시간대에서 충전하고 SMP가 높은 시간대에서 방전한다. 전력비용 최소화 목적함수는 아래와 같이 주어진다.

$$\text{Minimize } \left\{ \sum_{t=1}^T SMP_t \times \left( L_t + \frac{1}{\eta^c} EP_t^c - \eta^d EP_t^d \right) \right\} \quad (5)$$

### 3.4. 제약조건

상기의 두 가지 목적함수와 함께 BESS의 운영계획 수립을 위한 최적화 과정에서 다음과 같은 기술적 특성으로 인한 추가 제약조건들을 반영하여야 한다.

#### 1) 충·방전 출력한계 제약

식(6)은 BESS의 충·방전 시에 고려하여야 하는 정격전력에 관한 제약이다. BESS는 1시간 동안 충전 및 방전할 수 있는 최대 용량 한계가 있으므로 이를 제약으로 반영해야 한다. 여기서 이 산변수  $u^c$ ,  $u^d$ 는 0 또는 1의 값을 가지며 BESS의 충전 또는 방전 여부를 결정한다.

$$0 \leq \frac{1}{\eta^c} EP_t^c \leq u_t^c \overline{EP}, \quad 0 \leq EP_t^d \leq u_t^d \overline{EP} \quad (6)$$

#### 2) 상태 제약

BESS는 한 시점에서 충전, 방전, 대기의 세 가지 중 하나의 상태만을 유지하기 때문에 두 변수가 동일한 시점에서 동시에 1의 값을 가질 수 없다. 따라서 다음 식(7)과 같은 제약이 고려되어야 한다.

$$u_t^c + u_t^d \leq 1 \quad (7)$$

#### 3) 저장용량 제약

BESS는 시간대별 충전 또는 방전으로 인해 내부에 저장하고 있는 SOC(State of Charge)가 동적으로 변동하게 된다. 이러한 SOC는 BESS의 DOD(Depth of Discharge) 범위를 벗어날 수 없으므로 각 시간대별로 식(8)과 같은 제약조건이 필요하다. 여기서 BESS 운영계획 수립 시 초기 시점에서의 SOC는 계통의 부하특성에 따라 다르게 적용될 수 있다.

$$SOC^{\min} \leq SOC^o + \sum_{i=1}^t (EP_i^c - EP_i^d) \leq SOC^{\max}, \quad \forall t \quad (8)$$

여기서,

$$SOC^{\min} = DoD^{\min} \times \overline{EC}, \quad SOC^{\max} = DoD^{\max} \times \overline{EC} \quad (9)$$

#### 4) 사이클 제약

BESS의 충·방전 사이클(cycle)은 수명에 직접적인 영향을 미치게 되는데 일반적으로 완전충전 후 완전방전을 1 사이클이라고 정의한다. 본 논문에서는 1 주기 동안 충전량의 합(그리고 방전량의 합)이 각각 BESS의 사용 가능 용량 즉,  $(SOC^{\max} - SOC^{\min})$ 와 같을 때를 1 사이클로 가정하였다. 따라서 충·방전 사이클 수의 제약은 다음 식(10)과 같이 반영된다.

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^T EP_t^c &\leq \{C \times (SOC^{\max} - SOC^{\min})\} \\ , \quad \sum_{t=1}^T EP_t^d &\leq \{C \times (SOC^{\max} - SOC^{\min})\} \end{aligned} \quad (10)$$

#### 5) 종료상태 제약

본 논문에서는 BESS의 운영 주기를 하루 전 시장에서 가격결정 주기인 24시간으로 가정하였는데, BESS의 충·방전량을 결정하는 과정에서 BESS 내의 운영 초기시점과 종료시점에 대한 SOC 기준을 정해주는 것으로 모델링 하였다. 따라서 다음 식(11)과 같은 SOC 초기 및 종료조건에 대한 제약이 추가된다.

$$SOC^{t1} \leq SOC^o + \sum_{i=1}^T (EP_i^c - EP_i^d) \leq SOC^{t2} \quad (11)$$

## 4. BESS 편익 및 비용

BESS의 설치를 통해 얻을 수 있는 편익의 종류는 적용 방식에 따라 다양하게 산출할 수 있지만, 본 논문에서는 장주기용 부

하이전 목적으로 BESS를 설치하는 것에 한정하여 사회적 관점에서 발생하는 편익을 정의하고 시산하여 보았다. 장주기 부하이전의 용도로 BESS를 활용할 경우, 피크시간에 발생하는 높은 연료비를 감소시킬 수 있는 편익, 즉 계통연료비 절감편익이 발생하며, 피크부하의 감소로 인해 향후 건설될 발전설비 및 송·배전 설비에 대한 건설 지연에 대한 편익을 얻을 수 있다. 이밖에도 BESS의 충·방전 시 손실 때문에 발생하는 추가 발전량에 대한 CO2 배출비용을 부(-)의 환경편익으로 정의하여 총 편익에 반영하였다. 하지만, 이외에도 부하평준화에 따른 정전감소, 즉, 신뢰도 향상 편익 등이 있을 수 있지만 본 연구에서는 고려하지 않았다.

**4.1. 연료비절감 편익**

연료비절감 편익은 각 시간대에서 BESS의 에너지 충·방전을 통해 발생하는 연료비 차액에 대한 편익을 의미한다. 즉, BESS의 운영을 통한 부하이전 효과에 대한 연료비용 절감 편익으로 정의할 수 있다. 국내 전력시장에서 결정되는 시간대별 SMP는 앞서 언급한 바와 같이 가격결정발전기의 변동비를 의미한다. 여기서 시간대별 가격결정 발전기의 변동비는 해당 발전기의 연료비를 의미하므로 BESS의 충·방전 운영을 통해 얻을 수 있는 연간 연료비 절감편익은 다음과 같이 시간대별 충전량과 방전량의 차에 SMP를 곱한 합으로 산출할 수 있다. 다만, 여기서 BESS의 충·방전계획은 일별로 고려하였다.

$$\text{연간 연료비절감 편익} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} \{SMP_t \times (ep_t^d - ep_t^c)\} \quad (12)$$

**4.2. 발전 및 송·배전 설비회피 편익**

설비회피 편익의 경우 BESS 운영을 통해 발생하는 연중 피크 부하의 절감에 대한 피크발전설비 및 송·배전 설비에 대한 건설 지연 또는 회피를 통해 발생하는 편익으로 구분하였다. 발전설비 회피의 경우 BESS가 피크부하를 감소시킴에 따라 향후 추가발전 설비의 건설을 지연시키면서 발생하는 편익이다. 또한 BESS가 송전혼잡이 발생하는 지역에 설치되면 송전 및 배전 선로에 대한 한계용량을 증대시키는 역할을 하게 되므로 이 또한 송·배전설비 건설 회피가 발생하게 된다. 따라서 연간 설비회피에 대한 편익은 다음과 같이 정의할 수 있다.

$$\text{연간 설비회피 편익} = \text{피크억제전력}(kW) \times \text{설비회피단가(원/kW-year)} \quad (13)$$

여기서, 피크억제전력(kW)은 연간 최대전력 감소분이며 BESS가 설치되지 않았을 때의 기존 최대부하와 설치 및 운영 후 최대부하의 차이 값으로 정의된다. 설비회피단가(원/kW-year)는 발전설비회피단가와 송·배전설비회피단가로 구분되며 이는 과거 부하관리의 경제성 평가에서 사용되었던 기법이기도 하다[13].

**4.3. CO2 환경편익**

환경편익은 전력부하에 에너지를 공급하는 과정에서 발생하는 CO2 배출에 따른 사회적 비용을 말하며, 계통 내에서 BESS가 운영됨으로 인해 발생하는 환경편익은 크게 부(-)의 환경편익과 정(+)의 환경편익으로 구분할 수 있다. 부(-)의 환경 편익은 충·방전 시 BESS의 전력손실 때문에 발생하는 추가발전으로 CO2 배출증가에 따른 편익의 감소를 의미하며, 정(+)의 환경편익은 BESS 운영을 통한 부하평준화 효과로 인해 기존 화력발전기의 증·감발량이 감소하고, 그에 따라 발전기의 열효율이 향상됨으로써 발생하는 CO2 발생량 감소 효과를 의미한다. 정(+)의 환경편익은 정량화하기에 상당히 어려운 부분이 존재하므로 본 연구에서는 부(-)의 환경편익만을 산정하여 경제성 평가에 반영하였다. 또한, 이는 한계발전기의 비교를 통한 배출량 증가와 평균 배출계수를 활용하는 방법론이 있다. 여기에서는 평균 배출계수를 활용하였다. CO2 배출과 관련된 지표는 다음과 같이 현재 국내 전력계통에서 적용하고 있는 온실가스 배출계수, CO2 배출 환경비용 단가를 적용하였다. 본 연구에서 적용한 온실가스 배출계수는 0.4714 [ton·CO2e/MWh]으로 가정하였다[14]. 또한 CO2 배출 환경비용 단가는 6차 전력수급기본계획에서 반영한 21,000[원/ton·CO2e]으로 가정하였다[15].

**표 1** BESS의 고정운영비용 구분  
**Table 1** Fixed O&M Cost of BESS

구 분		단 위
설비투자비 (Capital Cost)	배터리뱅크 제작비	원/kWh
	PCS 제작 및 계통연계 비용	원/kW
연간 고정운영유지비 (Fixed O&M Cost) (시설투자비의 5%)	배터리뱅크 고정 운전유지비용	원/kWh-y
	PCS 및 계통연계 고정 운전유지비용	원/kW-y

**4.4. BESS 비용**

일반적으로 비용 요소는 고정비용과 변동비용으로 구분되는데, 고정비용은 시설투자비와 고정운영유지비용 등이 있으며 변동비용은 설비 운영과 관련된 제반 비용을 의미한다. 본 논문에서는 BESS 고정비용에서 투자비는 배터리 제작비, PCS 제작비로 구분하였으며 배터리 제작비에는 배터리 셀 비용, 컨테이너 제작비, BMS(Battery Management System) 등이 포함되고, PCS 제작비에는 전력변환장치, PMS(Power Management System), 계통연계 비용 등이 모두 포함되었다고 가정하였다. 여기서 계통연계비용에는 변압기 설치, 연계선로 구축 등 계통연계에 소요되는 제반 비용이 포함된다고 가정하였다. 고정 운전유지비용은 연간 시설 투자비의 5%가 발생한다고 가정하였다. EPRI 보고서에서는 연간 발생하는 BESS의 고정비용을 0.5%에서 2% 정도로 가정하였지만[3], 본 논문에서는 보수적으로 접근하였다. 변동비용의 경우 BESS를 운영하는데 있어 추가적인 연료비가 발생하지 않으므로

반영하지 않았고, BESS의 충·방전 및 대기상태에서 발생하는 비용은 고정 운전유지비용에 포함된다고 가정하였다. 본 논문에서는 BESS의 설비투자비와 연간 발생하는 고정운전유지비를 kWh 당 단가(배터리뱅크 제작비 단가)와 kW 당 단가(PCS 제작 및 계통연계 비용 단가)로 구분하여 표 1과 같이 구성하였다[16].

### 5. 경제성 평가 방법 및 평가 지표

일반적인 경제성 분석 시에는 현 시점을 기준으로 프로젝트의 비용과 편익의 현재가치, 즉 비용현재가치 및 편익현재가를 측정하고 이에 따라 순현재가치, 편익-비용 비율(B/C Ratio) 등을 계산하여 그 타당성 여부를 결정하게 된다[17].

#### 5.1 순현재가치법 (NPV: Net Present Value)

순현재가치는 어떤 프로젝트의 가치를 나타내는 척도 중 하나로서 최초 투자 시기부터 사업이 종료되는 시기까지의 연도별 순편익의 흐름을 현재가치로 환산한 합으로, 통상적으로 0보다 크면 투자 가치가 있는 것으로, 0보다 작으면 투자 가치가 없는 것으로 평가한다.

$$\text{순현재가치} : NPV = \sum_{k=n_0}^N \frac{B_k - C_k}{(1+r)^k} \quad (14)$$

여기서,  $n_0$  은 사업의 개시시점,  $N$  은 사업의 전체 기간,  $r$  은 할인율,  $B_k, C_k$  는 각각  $k$  년도의 편익과 비용을 의미한다.

#### 5.2 편익/비용 비율법(benefit-cost ratio : B/C ratio)

순현재가치법은 순편익의 절대값을 확인할 수 있다는 데 장점이 있지만 비용에 대한 상대적 비교는 어려운 단점이 있다. 이러한 비용, 편익 사이의 상대적 경제성을 확인하는 방법으로 주로 편익/비용 비율법(B/C)을 활용한다. 편익/비용 비율법은 비용의 현재가치에 대한 편익의 현재가치의 비율을 의미하며 가장 일반적으로 이용되고 있는 경제성 분석의 척도 가운데 하나이다. 대안의 분석에서 적절한 할인율이 적용되었을 경우, 편익과 비용의 비가 1보다 큰 투자사업은 타당성이 있는 것으로 판단한다.

$$\text{편익-비용 비율} : B/C \text{ ratio} = \frac{\sum_{k=n_0}^N B_k / (1+r)^k}{\sum_{k=n_0}^N C_k / (1+r)^k} \quad (15)$$

## 6. 국내 전력계통 사례연구

### 6.1. BESS의 기술적 특성

표 2은 본 논문에 적용한 Li-ion 배터리 에너지저장장치의 기

술적 특성이다[8]. 여기서 BESS의 C-rate은 0.5 로 가정하고, 충전 및 방전 시 발생하는 손실에 대한 효율은 동일하게 각각 90%로 가정하였다. 또한 배터리의 용량은 정격의 100%를 모두 활용한다고 가정하였다. 이러한 기술적인 특성들은 BESS의 편익에 직접적인 영향을 미치게 되는데, 본 논문에서는 이러한 기술적인 특성으로 인한 편익 변동성을 살펴보기 위하여 민감도 분석을 수행하였다.

표 2 BESS의 기술적 특성

Table 2 Technical Characteristics of BESS

배터리 형태	C-rate	충전효율	방전효율
Li-ion	0.5	90 %	90 %

### 6.2. BESS 비용의 설정

본 논문의 사례연구에서는 국내 육지 및 제주 전력계통에 BESS가 설치되었을 때 계통운영자에 의해 수립된 운영 계획에 따른 BESS의 편익을 추정하여 경제성 평가를 수행하였다. 계통에 설치된 BESS는 표 3과 같은 kWh 와 kW 단위에 대한 설비투자비와 고정운전유지비용이 소요된다고 가정하였다. BESS의 투자비용은 크게 에너지 용량과 관계된 배터리뱅크 제작비[원/kWh]와 충·방전 전력(Power)과 관계되는 PCS 제작 및 계통연계비용[원/kW]으로 구분하였다. 또한 고정운전유지비용은 매년 시설투자비의 5%가 발생한다고 가정하였다. 본 논문에서는 BESS의 기술별 비용자료를 정리한 SANDIA 2013 보고서의 장주기 리튬이온전지를 이용한 BESS 투자비용 조사를 토대로 환율 1,100원/\$ 적용한 평균단가를 사용하였다[16].

표 3 리튬이온 BESS 비용

Table 3 Costs of BESS using Li-ion

구분		평균단가	단위
시설투자비 (Capital Cost)	배터리뱅크 제작비	713,625	원/kWh
	PCS 제작 및 계통연계비용	1,175,488	원/kW
연간 고정 운전유지비용 (Annual Fixed O&M Cost)	배터리뱅크 고정 운전유지비용	35,681	원/kWh-y
	PCS 계통연계 고정 운전유지비용	58,774	원/kW-y

실제 BESS의 배터리 비용 및 PCS 그리고 계통연계비용 등은 해당 설비의 제작사 및 적용 지역에 따라 상당 수준 달라지는 불확실성을 내포하고 있고, 향후 전력계통에 BESS 보급이 확대되었을 경우 투자비용 감소가 발생할 수 있으므로 본 논문에서는 비용 변화에 따른 민감도 분석을 추가로 수행하였다.

### 6.3. BESS 경제성 평가 결과

본 사례연구에서는 2011년, 2012년, 2013년 각 연도별 제주

**표 4** 계통 부하와 SMP 간의 일별 상관계수 평균

**Table 4** Correlations Between Daily Loads and SMPs

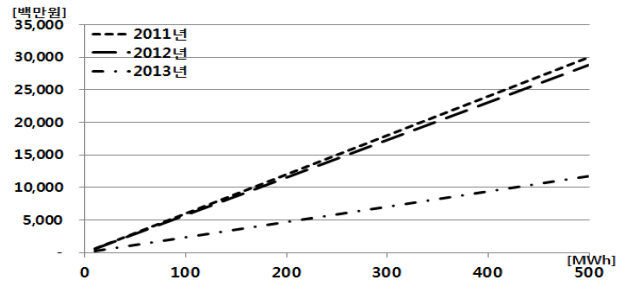
육지계통			
구 분	2011년	2012년	2013년
일별 상관계수 평균	0.815	0.904	0.917
제주계통			
구 분	2011년	2012년	2013년
일별 상관계수 평균	0.674	0.722	0.734

및 육지계통의 수요와 전력시장가격(SMP)을 기반으로 경제성 평가를 수행하였다. 여기서, BESS의 수명은 10년으로 가정하고 수명기간 동안 매년 기준연도와 동일한 편익이 발생하고 고정 운전 유지비용 또한 매년 동일하게 발생한다고 가정하였다. 또한 BESS 운영하는 동안 24시간의 한 주기 내에서 BESS의 충·방전은 1회를 원칙으로 하였다. 본 연구에서는 앞서 제시한 알고리즘에서 사이클 제약과 같이 한 주기 동안 충전(또는 방전) 되는 전력량의 합이 BESS의 용량과 동일하도록 제약을 두고 BESS 운영 계획에 반영하였다.

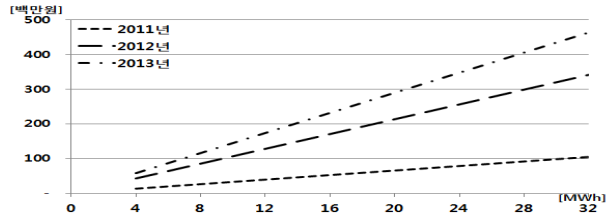
본 논문에서는 BESS의 장주기 부하이전에 대한 적용방안을 운영목적에 따라 최대부하감축과 전력비용최소화로 구분하였다. 이는 실제 전력계통 내에서 BESS를 설치하여 운영할 경우 이러한 두 가지 목적을 상시와 비상시 상황으로 구분하여 적절히 혼용하여 활용한다면 편익을 극대화 할 수 있기 때문이다. 최대부하감축을 목적으로 BESS를 운영할 경우 설비회피편익을 극대화할 수는 있지만 연료비절감편익은 전력비용최소화 목적으로 운영할 경우보다 상대적으로 적다. 반대로 전력비용최소화 목적으로만 BESS를 운영할 경우 최대부하감축을 목표로 운영할 경우보다 설비회피편익을 확실하게 보장할 수는 없다. 이러한 이유는 전력 부하의 크기와 전력시장가격의 크기가 계통의 여러 환경적 요인으로 반드시 비례하지는 않기 때문이다. 다음 표 4는 2011년, 2012년, 2013년도 각각의 육지 및 제주 계통의 부하와 시장가격인 SMP 사이의 일별 상관계수를 보여주고 있고 의 평균값을 보여주는 것이며 이로부터 이들 사이를 알 수 있다.

따라서 운영기간동안 여름철과 겨울철에 피크 부하가 발생하는 일부 비상시 기간 동안에는 최대부하감축을 목적으로 설비회피편익을 극대화할 수 있는 방향으로 BESS를 주로 운영하고, 그 이외의 기간에는 전력비용최소화를 목적으로 BESS를 운영하여 연료비절감편익을 극대화할 수 있도록 탄력적인 운영을 할 수 있다.

본 논문에서는 이러한 총 편익 극대화를 목적으로 연중 최대 부하가 발생하는 상위 50일은 최대부하감축 목적으로 운영하고 나머지 315일은 전력비용최소화 목적으로 운영하여 사회적 관점에서 발생하는 편익(연료비절감편익, 발전 및 송배전 설비회피편익, 환경편익)을 산출하여 비용에 대한 순편익 및 B/C를 분석하였다. 용량 증가에 따른 편익의 변화 확인을 위해 BESS 용량은 육지계통의 경우 10MWh/5MW 부터 500MWh/250MW까지, 그리고 제주계통은 4MWh/ 2MW 부터 32MWh/16MW로 증가시켰다. 여기서 할인율은 6.5%로 적용하였다.



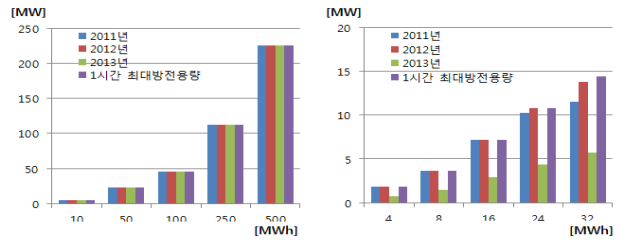
(a) 육지계통(Main Land)



(b) 제주계통(Jeju Island)

**그림 1** 부하이전에 대한 연료비절감편익의 현재가치 추정

**Fig. 1** Estimation of present value of fuel cost savings



(a) 육지계통(Main Land)

(b) 제주계통(Jeju Island)

**그림 2** 최대부하감축에 대한 BESS의 감축 기여용량

**Fig. 2** Capacity of BESS contributing to the peak load

**6.3.1 연료비절감 편익**

그림 1은 BESS의 부하이전 적용 시 발생하는 연료비 절감편익을 2011년에서 2013년까지 연도별 산출한 결과이다. 육지계통과 제주계통 모두 용량증가에 따라 연료비 절감편익은 선형적으로 증가함을 보이고 있다. 이는 비용을 고려하지 않는다면 계통 규모 상 여전히 BESS 추가 용량을 허용할 수 있다는 것을 의미한다. 연간 최대부하가 발생하는 시기를 제외하면 BESS의 충전 시점은 일일부하패턴 중 SMP가 가장 낮은 시점이며, 방전 시점은 최대 SMP가 발생하는 시점으로 최대 SMP 편차가 편익으로 반영된다. 이때 SMP 편차가 BESS의 손실(전체 효율인 81% 수준)에 따른 비용보다 작으면 BESS 충·방전을 수행하지 않는다. 육지계통이 제주계통 보다 SMP의 편차가 크기 때문에 (+)의 편익을 발생시키는 일일 부하 패턴이 더 많으므로 동일 용량의 BESS 라고 하더라도 상대적으로 더 큰 연료비절감편익을 얻을 수 있다.

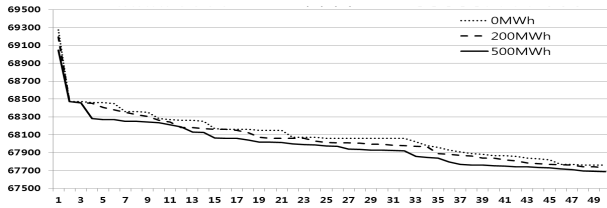


그림 3 BESS 피크부하최소화 운영 후 부하지속곡선(육지)  
Fig. 3 Load duration curve after Peak Shaving

6.3.2 발전 및 송·배전 설비회피 편익

설비회피 편익의 경우 앞서 설명한 바와 같이 BESS의 운영으로 인해 연간 피크부하 감소로 얻어지는 발전 및 송·배전 설비의 건설지연효과에 대한 편익을 산출하는 것이다. 따라서 계통운영자의 BESS 운용방법에 따라 설비회피에 대한 기여도를 측정하여 회피단가를 적용하여 산출된다.

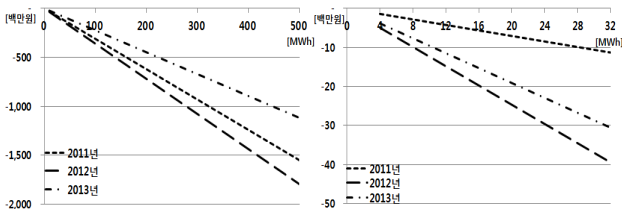
연중 최대부하가 발생하는 시간에는 최대부하감축을 목적으로 0.5 C의 BESS를 운영한 결과 육지계통과 제주계통의 각 연도별 설비회피용량, 즉 최대부하감축에 대한 기여용량은 그림 2과 같다. 육지계통과 제주계통의 대부분의 연도에서 BESS의 최대발전용량과 최대부하감축 기여용량은 거의 일치하지만, 제주계통의 2013년의 경우 피크감소량은 BESS 최대 발전량보다 작다. 이는 2013년의 경우 피크부하 지속시간이 본 논문에서 적용한 BESS 최대발전시간인 2시간 이상이 발생하기 때문이다.

그림 3은 2011년 실적부하를 대상으로 최대부하가 발생하는 50시간에 대하여 BESS 운영결과 전후의 부하지속곡선(LDC: Load Duration Curve)을 보여주고 있다. BESS의 방전으로 인해 부하지속곡선의 피크부하 영역이 전반적으로 감소함을 확인할 수 있다.

BESS 운영 결과로 얻은 설비회피용량을 이용하여 연간 발생하는 발전설비회피 편익 및 송·배전설비회피 편익은 각각 부하관리의 경제성 평가에서 사용되었던 발전설비회피단가 137,180[원/kW-y]과 발전설비회피단가 98,524[원/kW-y]를 곱하여 산출할 수 있다[13].

6.3.3 환경편익

BESS의 손실로 인해 발생하는 계통의 추가 발전량은 연간 BESS 운영 결과를 통해 산출할 수 있고 본 논문에서 적용한



(a) 육지계통(Main Land) (b) 제주계통(Jeju Island)

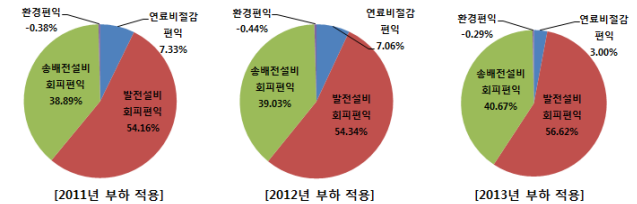
그림 4 전력에너지비용최소화 목적의 환경편익 현재가치  
Fig. 4 Present values of CO2 emission benefits for cost minimizing

CO2 배출비용 21,000[원/ton·CO2]을 곱한 부(-)의 환경편익의 현재가치는 BESS의 각 용량별로 육지계통과 제주계통에서 다음 그림 4와 같은 추이를 보인다.

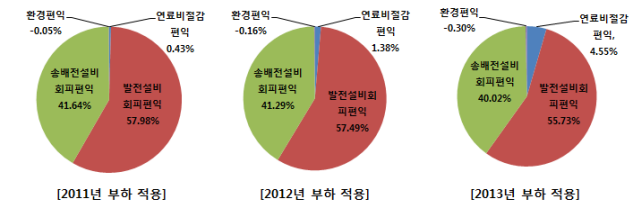
6.6.4 편익 시산 결과분석

상기 시산 결과에서 BESS의 부하이전 적용방안으로 얻을 수 있는 각 편익들의 총 편익에서 차지하는 비중은 그림 5와 같다. 제주계통과 육지계통 모두 편익에서 차지하는 비중이 설비회피편익이 가장 크다.

설비회피편익은 발전설비 및 송배전설비의 투자 감축효과로 정의하였고 BESS의 설치운영에 따른 피크 감소에 따라 비례적으로 발생한다고 가정하였다. 그러나 한계발전기 규모 수준으로 BESS의 보급용량이 크지 않을 경우에는 실질적인 발전설비 및 송배전설비의 회피는 발생하지 않을 수 있다. 또한, BESS는 발전설비와는 달리 충·방전할 수 있는 에너지량에 한계가 있어 지속적인 공급이 어렵기 때문에 전통적인 발전기와는 등가적으로 취급할 수는 없는 한계가 있다. 이러한 문제는 과거 부하관리의 경제성 평가에서도 동일하게 발생하는 문제이기도 하다.

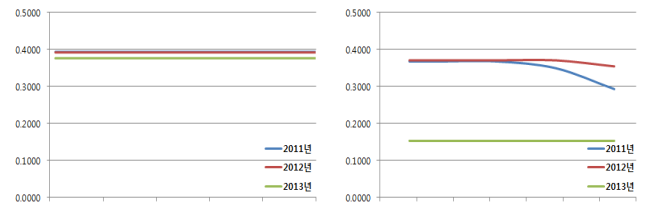


(a) 육지계통(Main Land)



(b) 제주계통(Jeju Island)

그림 5 부하이전 적용 시 BESS의 편익별 비중  
Fig. 5 Pie Charts of Benefits for Energy Shifting



(a) 육지계통(Main Land) (b) 제주계통(Jeju Island)

그림 6 부하이전에 대한 연도별 BESS 용량별 B/C 비교  
Fig. 6 B/C ratio of BESS for Energy Shifting

### 6.3.5 B/C 분석

앞서 시산된 편익 현가, 즉 연료비절감편익현가( $B_f$ ), 발전설비 회피편익현가( $B_g$ ), 송·배전설비회피편익현가( $B_l$ ), 환경편익현가( $B_e$ )와 비용현가( $C$ ) 등을 이용하여 BESS 운영에 대한 B/C 비율은 그림 6과 같다. 전반적으로 높은 BESS 비용으로 인해 부하이전에 대한 BESS의 B/C 비율은 1 미만의 값을 가진다. 제주계통의 경우 용량이 증가함에 따라 최대부하감축 기여용량의 감소로 인해 더 낮은 B/C 값을 보여주고 있고, 특히 2013년 부하의 경우 낮은 최대부하 감축효과로 인해 더 낮은 B/C 값을 가진다.

### 6.4 민감도 분석

B/C 비율은 1 이하의 값을 가진다는 것은 발생하는 편익에 비해 BESS의 비용이 크다는 것을 의미한다. 향후 BESS의 보급이 증가하고 기술이 발전하게 되면 투자비용은 자연스럽게 감소하게 될 것이므로 향후 BESS의 비용감소가 이루어질 경우를 가정하여 민감도 분석을 수행하였다.

연도별 육지계통 및 제주계통의 부하를 적용한 결과를 토대로 BESS 비용이 점진적으로 감소한다면 표 5와 같은 민감도 결과를 얻을 수 있다. 시산된 편익에 대해 본 논문에서 가정한 BESS의 비용의 65% 이상의 절감이 이루어질 경우 B/C의 값이 1 이상으로 경제성이 확보된다는 것을 확인할 수 있다.

### 6.4. 결과 분석

본 논문에서 시산한 각 편익을 비교하면 BESS의 부하이전에

표 5 비용감소에 대한 민감도 분석 결과

Table 5 Results of sensitivity analysis for costs

육지계통 - BESS 용량: 100MWh/50MW				
비용 감소율	비용 현가	B/C Ratio		
		2011년	2012년	2013년
0%	208,307	0.3934	0.3920	0.3763
20%	166,646	0.4917	0.4900	0.4703
40%	124,984	0.6557	0.6534	0.6271
60%	83,323	0.9835	0.9801	0.9406
65%	72,908	1.1240	1.1201	1.0750
70%	62,492	1.3113	1.3067	1.2542
75%	52,077	1.5736	1.5681	1.5050

제주계통 - BESS 용량: 8MWh/4MW				
비용 감소율	비용 현가	B/C Ratio		
		2011년	2012년	2013년
0%	16,665	0.3674	0.3706	0.1529
20%	13,332	0.4593	0.4632	0.1911
40%	9,999	0.6124	0.6176	0.2549
60%	6,666	0.9186	0.9264	0.3823
65%	5,833	1.0498	1.0588	0.4369
70%	4,999	1.2248	1.2353	0.5097
75%	4,166	1.4698	1.4823	0.6117

대한 편익 중 설비회피편익의 비중이 가장 크다. 따라서 연간 최대부하의 감축이 얼마나 이루어지느냐에 따라 BESS의 운영 편익이 결정된다고 할 수 있다. 현재 자료를 기준으로 할 경우, 경제성 관점에서 BESS의 B/C가 모두 1 이하의 값을 가진다. 이는 BESS를 운영함으로써 얻을 수 있는 제반 편익에 비해 비용이 여전히 크다는 것을 의미한다. 이러한 낮은 경제성은 향후 BESS 보급증대로 비용감소가 이루어질 경우 극복될 수 있다. 민감도 분석결과와 같이 육지계통, 제주계통 모두 전반적으로 65% 이상의 BESS 비용감소가 이루어질 경우 경제성이 확보된다는 것을 확인할 수 있다.

육지계통의 경우 전반적으로 최대부하의 지속시간이 길지 않기 때문에 BESS의 최대방전가능 용량이 그대로 설비회피용량으로 반영이 되지만, 제주계통의 경우 상대적으로 작은 계통규모로 인해 피크부하가 여러 시간에 걸쳐 지속되는 경향을 보이므로 설비회피용량이 감소할 수 있다. 따라서 이러한 특성이 반영된다면 실제적인 총 편익이 더 줄어들 수 있으며, 육지계통의 경우에도 여름 또는 겨울철의 피크부하의 지속시간이 더욱 길어질 수 있기 때문에 총 편익은 더욱 줄어들 수 있다. 이러한 계통의 부하패턴을 고려한다면 본 논문에서 가정한 0.5C의 BESS보다 더 작은 C-rate을 가지는 BESS를 설치하는 것이 유리할 수 있다. 또한 낮은 C-rate을 가지는 BESS는 최대방전용량이 줄어드는 대신 더 낮은 투자비용이 소요되므로 더 높은 경제성을 확보할 수 있는 장점을 가질 수 있다.

## 7. 결 론

본 논문에서는 리튬이온전지를 활용한 BESS의 장주기 부하이전 적용에 대한 경제성 분석을 사회적 관점에서 수행하였다. 부하이전 용도로 BESS를 운영할 경우 발생하는 연료비절감편익, 설비회피편익, 환경편익 등을 2011년, 2012년, 2013년 실적 부하와 시장가격을 적용하여 산출하였다. 시산 결과 여전히 높은 BESS의 투자비용으로 인해 B/C 비율이 1 이하의 값을 가진다. 그러나 본 논문에서 산출한 편익 이외에도 신뢰도 증가, 송전혼잡경감, 전력품질향상 등 BESS를 활용함으로써 인해 발생하는 부가적인 편익들이 추가된다면 현 결과보다 더 높은 B/C 값을 얻을 수 있을 것으로 판단된다. 또한, 본 연구에서는 특정 연도의 결과만을 활용하는 정태적 접근을 하였지만, 미래의 전원구성 등을 고려할 경우에는 보다 경제성이 높아 질 수도 있음을 밝혀둔다. 그러나 민감도 분석의 결과와 같이 향후 BESS의 투자비용은 지속적으로 감소하여야 함을 알 수 있다.

### 감사의 글

본 연구는 2011년도 지식경제부의 재원으로 한국에너지기술연구원(No. 2010100060)의 지원을 받아 수행한 연구 과제임. 또한, 이 논문은 2014학년도 건국대학교의 연구년교원 지원에 의하여 연구되었음.



References

[1] Su Duk Kim, Yung San Kim, "Impact Analysis of the Power Generation Capacities of New and Renewable Energy on Peak Electricity Supply" Environmental and Resource Economics Review, Vol. 15, no. 2, pp. 269 ~ 296, 2006. 03.

[2] J. Eyer and G. Corey, "Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide", Sandia National Lab., 2010.

[3] D. Rastler, "Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits", EPRI, 2011.

[4] D. Maly and K. Kwan, "Optimal battery energy storage system (BESS) charge scheduling with dynamic programming", Proc. Inst. Elect. Eng. Sci. Meas. Technol., vol. 142, no. 6, pp.453 -458, 1995.

[5] Oudalov, A., et al. "Value analysis of battery energy storage applications in power systems." IEEE Power Systems Conference and Exposition, 2006.

[6] Oudalov, A.; Cherkaoui, R.; Beguin, A. "Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application", IEEE PowerTech, Lausanne, 1-5 July 2007, Page(s):621 - 625.

[7] Lo, Chin Hwang, and Max D. Anderson. "Economic dispatch and optimal sizing of battery energy storage systems in utility load-leveling operations.", IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 14 no. 3, 824-829, 1999

[8] L. Gao , S. Liu and R. Dougal, "Dynamic lithium-ion battery model for system simulation", IEEE Trans. Compon. Packag. Technol., vol. 25, no. 3, pp.495 - 505, 2002

[9] M.J. Cobian, "Optimal Pumped Storage Operation with Interconnected Power Systems", IEEE PES Summer Power Meeting, 1970

[10] N. Lu, J. H. Chow and A. A. Desrochers, "Pumped-storage hydro-turbine bidding strategies in a competitive electricity market", IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, pp.834 - 842, 2004

[11] Hadjipaschalis et al., "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications", Renewable Sustainable Energy Reviews., vol. 13, Issues 6 - 7, pp.1513 - 1522, 2009

[12] "Power Market Operation Regulations", Korea Power Exchange, 2014

[13] KERI, "Demand Side Management(DSM) Report", 2011.

[14] Website of Korea Power Exchange, "www.kpx.or.kr"

[15] "The 6th Basic Plan of Long Term Electricity Supply & Demand", Ministry of Trade, Industry and Energy, 2013

[16] Abbas A. Akhil et al., "DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA" , Sandia Report, 2013

[17] Gerald J. Thuesen & W.J Frbrycky, "Engineering Economy", Prentice Hall; 9 edition, June 9, 2000.

저 자 소 개



박 종 배(Jong-Bae Park)

1987년 서울대 공대 전기공학과 졸업. 1989년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 건국대학교 공과대학 전기공학과 교수.  
E-mail : jbaepark@konkuk.ac.kr



박 용 기(Yong-Gi Park)

2005년 건국대 전기공학과 졸업. 2009년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2014년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 건국대학교 전력시장신기술연구센터 연구원.  
E-mail : draco98@konkuk.ac.kr



노 재 형(Jae-Hyung Roh)

1993년 서울대 원자핵공학과 졸업. 2002년 홍익대 대학원 전기공학과 졸업(석사). 2008년 미국 시카고 IIT 전기공학과 졸업(박사). 현재 건국대학교 공과대학 전기공학과 부교수.  
E-mail : jhroh@konkuk.ac.kr



장 병 훈(Byung-Hoon Chang)

1999년 고려대 전기공학과 대학원 졸업(박사), 현재 한전전력연구원 책임연구원  
E-mail : jang7@kepco.co.kr



윤 용 범(Yong-Beum Toon)

1995년 서울대 전기공학과 대학원 졸업(박사). 현재 한전전력연구원 수석연구원 및 ESS 연구사업단장  
E-mail : yunybon@kepco.co.kr