

I 에너지저장시스템의 경제성 분석 및 정책제언¹⁾

이 성 인 에너지경제연구원 연구위원 (silee@keei.re.kr)

1. 서론

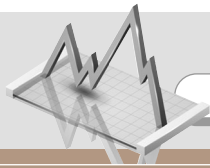
에너지저장기술은 현재 국내외적으로 다양하게 상용화단계에서 활용되고 있고, 또한 기술개발도 활발하게 진행 중이다. 이미 개발된 기술에 대한 실증사업도 국내외에서 활발하게 추진되고 있다. 에너지저장시스템(Energy Storage System, ESS)은 생산된 에너지를 저장했다가 필요한 시기에 공급할 수 있는 시스템 또는 장치를 말한다. 에너지저장시스템은 안정적이고 효율적인 에너지수급체계 구축에 효과적인 수단으로 막대한 시장잠재력이 기대되며, 새로운 성장동력으로 최근 국내외에서 주목받고 있다. 이미 주요 선진국은 에너지저장시스템의 확대를 위해 기술개발 지원과 함께, 정부 예산으로 에너지저장시스템 실증사업을 추진하고 보조금 지급, 세금 감면 및 의무화 등을 실시하고 있다. 기업도 구체적인 성과가 예상되는 에너지저장시스템 시장에 적극적인 관심을 보이고 있다.

국내외에서 전력 피크수요가 전력소비 증가에 비하여 빠르게 증가되고 계절별·시간대별 수요 폭도 확

대된 가운데 출력 변동성이 높은 신재생에너지 발전원이 증가되고 있어 전기저장에 대한 필요성이 증가되어 왔다. 전기저장기술은 기존의 양수발전에서 다양한 전기저장기술이 개발되고 있고 또한 일부 기술은 실증단계를 거쳐 초기 보급되고 있다. 최근 국제 에너지저장시스템 시장에서는 다양한 저장기술의 실증사업이 추진되어 가시적인 성과들이 나타나고 있다. 배터리 기술의 발전에 따른 대용량화와 성능향상으로 일정 수준 이상의 대응이 가능해졌기 때문에 더욱 주목을 받고 있는 분야이다. 특히, 최근 가격이 크게 하락하고 있는 리튬배터리를 이용한 에너지저장시스템의 활용이 기대되고 있다.

에너지저장시스템의 보급 활성화를 위해서는 설치투자 및 운영 주체인 소비자 측면에서 경제성 확보가 중요하다. 에너지저장시스템의 설치투자를 결정하는데 있어서, 사업비 투자계획(비용)에 따른 편익을 추정하여, 당해 사업이 경제적으로 투자가치가 있는지를 확인하는 것이 무엇보다 우선한다. 경제성 분석을 시행할 때 우선 누구의 시각으로 분석할 것인가를 결

1) 본고는 이성인, 에너지저장시스템(ESS) 수요관리효과 분석 및 시장조성 방안 연구, 에너지경제연구원(2014)의 내용을 부분적으로 수정·보완한 것임.



정해야 한다. 국가 전체로 볼 때 에너지저장시스템 투자사업의 경제성이 확보되더라도 소비자 측면에서 경제성이 없으면 시장보급이 불가능하다. 따라서 에너지저장시스템의 보급 확산을 위해서는 소비자 측면에서 경제적 타당성 확보가 핵심이다. 소비자 측면에서 에너지저장시스템의 운영 편익(에너지비용 절감)이 투자비에 비해 크지 못하면 에너지저장시스템의 도입을 적극적으로 고려하지 않게 된다.

시장보급이 확산되지 못하게 되면 에너지저장시스템 양산체제로의 전환도 그 만큼 더디어 설치비의 빠른 하락도 기대하기 어렵게 된다. 정책적인 차원에서 어느 정도의 재정적 지원과 법적·제도적 보완을 통해 뒷받침이 필요하다. 이를 위해서는 소비자 측면에서 경제성 분석과 경제성에 영향을 미치는 주요 요인의 변화에 따른 민감도 분석이 우선적으로 요구된다. 현행 계시별 요금제 수준에서 수요관리 에너지저장시스템의 활발한 시장보급을 위한 전제조건인 에너지저장시스템의 경제성을 소비자의 수익 관점에서 산정한다. 정부의 보조금 정책, 시범보급사업 추진 등으로 초기 시장을 형성한다고 하더라도 시장의 활성화는 궁극적으로 소비자의 자발적인 투자의지에 달려 있다. 현재 제반 환경에서의 적정가격 수준을 가늠하는 것이 시급한 일이라고 판단된다. 다양한 종류의 저장 기술이 상용으로 개발되고 있지만, 현행 계시별 요금제의 특성과 가격 등 경제성과 기술적인 면에서 시장 보급에 근접한 이차전지 기반의 에너지저장시스템을 대상으로 한다. 전기요금 최소화를 위한 에너지저장시스템의 최적 충·방전 계획 모형을 사용하여 소비자의 편익을 계산한다.

연도별 투자비용을 사회적 할인율로 나누어서 기준년도의 현재가치로 환산한다. 그리고 유입이 예상되

는 편익도 연도별로 추정하여 사회적 할인율로 나누어서 기준년도의 현재가치로 환산한다. 현재가치로 환산한 편익과 동일한 기준에 의해 현재가치로 환산한 비용을 비교하여 경제적 타당성을 확인한다. 경제적 타당성을 확인하는 방법으로 투자비 회수기간(Payback), 순현재가치(NPV), 내부수익률(IRR), 비용/편익(B/C) 분석방법이 널리 이용되고 있다. 본고에서는 모든 방법을 사용하고자 한다. 경제성 분석에 있어서 비용과 편익을 합리적으로 규정하여 비용과 편익을 정확하게 추정하는 것이 중요하다.

경제성 분석의 마지막 단계로 민감도 분석(sensitivity analysis)을 실시한다. 에너지저장시스템 경제성 분석에 있어 초기설치비 및 연간 운영유지비, 시간대별 요금체계, 연간 출력(방전)시간 및 적용 할인율이 경제성의 크기에 영향을 미치는 주요 요인이다. 다년간에 걸쳐 운전되고 효과가 발생하는 사업 및 정책 평가의 비용과 편익은 예상 비용과 예상 편익을 의미한다. 따라서 에너지저장시스템의 초기 설치비용과 요금체계에 의해 가장 큰 영향을 받는다. 에너지저장시스템 경제성은 초기 설치비용이 줄어들거나 연간 에너지비용 편익이 증가되면 높아진다. 연간 에너지비용 편익은 요금체계 변경으로 가능하다. 따라서 본고에서는 에너지저장시스템 설치비용 하락과 수요관리형 선택요금Ⅱ의 최대부하시간을 늘리는 에너지저장시스템 전용 수요관리형 선택요금제의 도입을 가정하여 경제성 민감도를 분석한다.

2. 에너지저장시스템의 비용 및 편익 산정

가. 에너지저장시스템의 비용 산정



에너지저장시스템의 설치비용의 구조는 다양한 활용분야에서 저장기술의 선택 시 핵심적 고려요인이다. 에너지저장시스템의 비용은 크게 초기 설치비용(투자비용)과 운영유지비용으로 구성된다. 그리고 에너지저장시스템의 초기 설치비용은 크게 PCS(Power Conversion System) 비용, 저장 비용(배터리 등), 그리고 기타 비용(EMS 및 공사비)으로 분류할 수 있다. 여기서, 저장용(배터리 등) 설치비용은 저장용량(kWh)에 비례하고, 출력 설치비용은 PCS 정격 출력량(kW)에 비례한다. 에너지저장시스템의 초기 설치비용은 아래 식과 같이 나타낼 수 있다.

$$C_{install} = C_p P_{spec} + C_e E_{spec} + other$$

여기서, $C_{install}$: 초기 설치비용(원)
 P_{spec} : PCS의 정격출력 용량(kW)
 E_{spec} : 에너지저장 용량(kWh)
 C_p : PCS 출력단위당 가격(원/kW)
 C_e : 에너지 저장단위당 가격(원/kWh)
 $other$: EMS 및 공사비용(원)

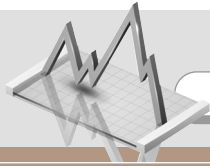
IEA는 에너지저장시스템별 비용을 <표 1>과 같이 제시하고 있다. 리튬배터리를 이용한 에너지저장시스템의 경우 저장비용은 \$500~2,300/kWh, 출력 설치비용은 \$900~3,500/kW 수준에 있다.

<표 1> 에너지저장기술별 비용 특성

적용분야	설치비용(투자비용)		연간 유지관리비 (%/설치비)	방전시간 (duration)
	출력비용 (US\$/kW)	저장비용 (US\$/kWh)		
양수발전	500~4,600	30~200	1	시간
CAES	500~1,500	10~150	4~5	시간
Li-ion 배터리	900~3,500	500~2,300	3	분~시간
NaS 배터리	300~2,500	275~500	5	시간
LA 배터리	250~840	60~300	5	시간
VRB	1,000~4,000	350~800	3	시간
플라이휠	130~500	1,000~4,500	na	분
SMES	130~515	900~9,000	na	분
슈퍼커패시터	130~515	380~5,200	na	초~분
수소	600~1,500 ¹⁾ 800~1,200(CCGT)	10~150	5	분

주: 1) 물 전기분해장치

자료: IEA, Energy Technology Perspectives 2014, 2014, 3, 19



연간 운영유지비용(operation and maintenance cost per year)은 매년 고정 또는 가변적으로 발생한다. 대표적 비용으로써 연간 유지보수비용을 들 수 있다. 연간 운영유지비용에는 교체비용(replacement cost)도 포함한다. 배터리의 수명이 다되면 효율이 떨어지고 사용할 수 없어 교체해야 한다. 이때 들어가는 교체비용도 포함한다. 에너지저장시스템의 연간 운영비와 관련하여 미국의 EPRI는 “Electricity Energy Storage Technology Option(2010)” 보고서를 통하여 에너지저장시스템 장비 및 시설구축비용의 0.5% ~ 2.0% 수준을 제시하고 있다. IEA는 연간 운영비용에 대해 “Energy Technology Perspectives(2014)” 보고서에서 설치비용의 3%를 제시하고 있다.

나. 에너지저장시스템 편익 산정

1) 에너지비용 편익 추정방법

전력가격이 낮은 시간대에 전력을 구매하여 전력저장장치에 저장 후, 가격이 높은 시간대에 방출함으로써 시간대별 요금의 차이에 의해 편익은 얻을 수 있다. 에너지저장시스템의 에너지효율은 전환효율(conversion efficiency)과 저장효율(storage efficiency)로 구성된다. t 기의 충전된 상태를 나타내는 저장용량(S_t)은 다음과 같이 정의된다.

$$S_t = \gamma_s S_{t-1} + \gamma_c q_t^R - q_t^D$$

t : 시간단위

q_t^D : t 시점 방전 혹은 전력 출력량(kWh)

q_t^R : t 시점 충전 또는 전력 투입량(kWh)

S_t : t 시점 저장량(kWh)

γ_s : 저장 효율

γ_c : 전환 효율

t 기의 충전량은 $t-1$ 기의 충전량에 t 기의 순수 충전(투입)량을 더하고 판매(출력량)를 빼서 구할 수 있다. 위의 식은 최대 저장용량($\bar{S}$), 최대 방전용량($\bar{q}^R$), 최대 충전용량($\bar{q}^D$) 등 설비의 최대용량으로부터 모든 t 에 대하여 다음 제약조건을 따른다.

$$0 \leq S_t \leq \bar{S}$$

$$0 \leq q_t^R \leq \bar{q}^R$$

$$0 \leq q_t^D \leq \bar{q}^D$$

본고에서는 분석의 편의를 위하여 t 를 하루로 가정하고, 하루 동안 최저가격에 구입하여 최대가격에 방전(출력)만으로 수익이 얼마나 창출되는지를 분석한다. 충전(투입)량은 효율로 인하여 방전(출력)량과 동일할 수 없으며, 저장량과 충전량과 방출량의 관계는 다음과 같다.

$$S_t = \gamma_c q_t^R$$

$$q_t^D = \gamma_s S_t$$

$$q_t^R = \frac{1}{\gamma_c \gamma_s} q_t^D$$

저장장치 제약 하에, 에너지가격이 저렴할 때 구입하여 높은 가격에 파는 수익 극대화를 위해, 각 t 에 따른 수익을 구하고자 한다. t 시점의 편익은 최저가격에 구입량이 비용으로 반영되고 최고가격에 판매되므로 다음과 같은 식으로 나타낼 수 있다.



$$P_{\max} \times q_t^D - P_{\min} \times q_t^R = P_{\max} \times q_t^D - P_{\min} \times \frac{1}{\gamma_c \gamma_s} q_t^D$$

$$= q_t^D (P_{\max} - \frac{1}{\gamma_c \gamma_s} P_{\min})$$

여기서, $P_{\max}$ 는 최고 전기요금(원/kWh), $P_{\min}$ 는 최저 전기요금(원/kWh)을 나타낸다. 하루 동안 전력요금의 가격 차이를 이용한 차익거래로 발생하는 전기저장장치의 편익은 다음과 같다.

$$B = \sum_{t=1}^T [q_t^D (P_{\max} - \frac{1}{\gamma_c \gamma_s} P_{\min})]$$

여기서, T : 하루 동안 방전시간(출력시간)

2) 에너지비용 편익 추정결과

분석의 편의를 위하여 저장시스템의 효율을 90%로

가정하고, 현행 전기요금체계에서 경부하 시간대에 충전하여 최대부하 시간대에 방전할 경우를 가정하여 1kWh당 사용량 요금 편익을 산정한다. 그리고 이를 토대로 연간 에너지편익을 산정한다.

현행 전기요금체계는 주택용, 일반용, 산업용, 교육용, 농사용, 가로등용 등 총 6가지 용도로 분류된다. 계약종별로 요금수준을 달리 적용하고 있다. 현행 전기요금은 가정용과 계약전력 3kW 이하의 고객 등 일부를 제외하고 계절별·시간대별 요금체계를 운영하고 있다. 현행 요금체계에서 계절별 시간대별 구분은 <표 2>와 같다.

계절별·시간대별 요금은 일반용(갑)Ⅱ, 산업용(갑)Ⅱ, 일반용(을), 산업용(을), 교육용(을)에 대해 운영하고 있다. 계절에 관계없이 하루 경부하 시간대는 10시간, 중간부하 시간대 8시간, 최대부하 시간대 6시간이다.

최대부하 시간대에 1kWh 출력(방전)으로 얻을 수

<표 2> 전기요금 계절별·시간대별 구분

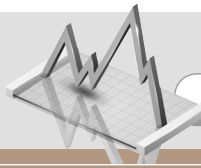
구분	여름철, 봄·가을철	여름철, 봄·가을철
	(6월~8월), (3월~5월, 9월~10월)	(6월~8월), (3월~5월, 9월~10월)
경부하 시간대	23:00~09:00	23:00~09:00
중간부하 시간대	09:00~10:00	09:00~10:00
	12:00~13:00	12:00~17:00
	17:00~23:00	20:00~22:00
최대부하 시간대	10:00~12:00	10:00~12:00
	13:00~17:00	17:00~20:00
		22:00~23:00

주: 1) 공휴일의 최대수요전력 및 사용전력량은 경부하 시간대에 계량하고, 공휴일이 아닌 토요일 최대부하 시간대의 사용전력량은 중간부하 시간대에 계량.

2) 요금적용전력은 중간부하 시간대와 최대부하 시간대의 최대수요전력 중 큰 것을 대상으로 하여 제68조(요금적용전력의 결정)에 따라 산정.

3) 공휴일이라 함은 “관공서의 공휴일에 관한 규정”에 정한 공휴일을 말함.

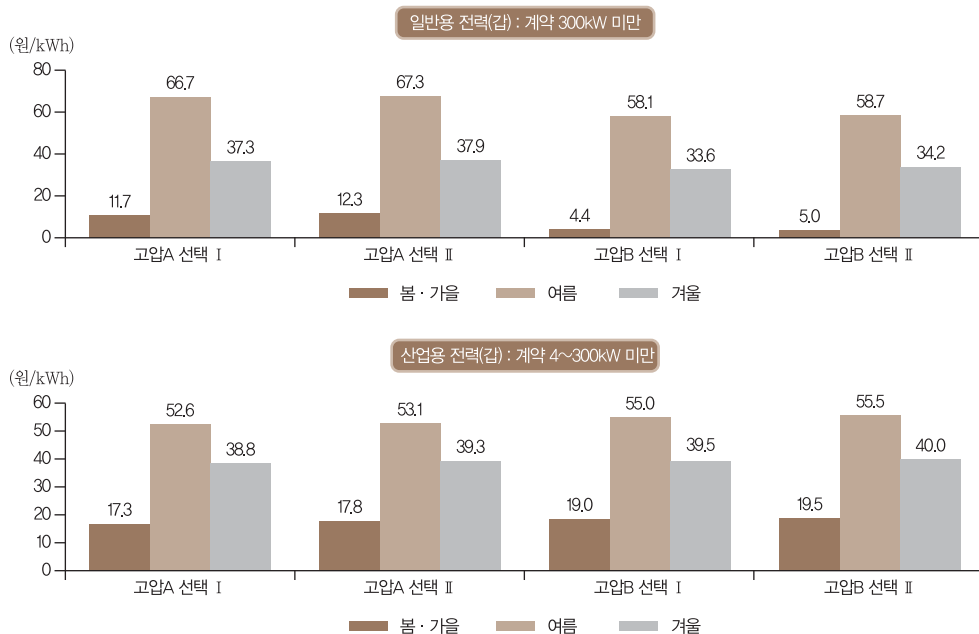
자료: 에너지경제연구원



있는 편익 분석결과, 에너지저장시스템을 설치 활용할 경우 소규모 전력사용 고객 보다는 대규모 전력사용 고객이 유리한 것으로 나타났다. 계절별로는 하절

기에 가장 큰 편익을 창출할 수 있다. 소규모 전력사용 고객(계약전력 계약 300kW 미만) 대상 에너지편익의 분석결과는 [그림 1]과 같다.

[그림 1] 일반·산업용(갑) ESS 1kWh 방전 에너지편익



자료: 에너지경제연구원

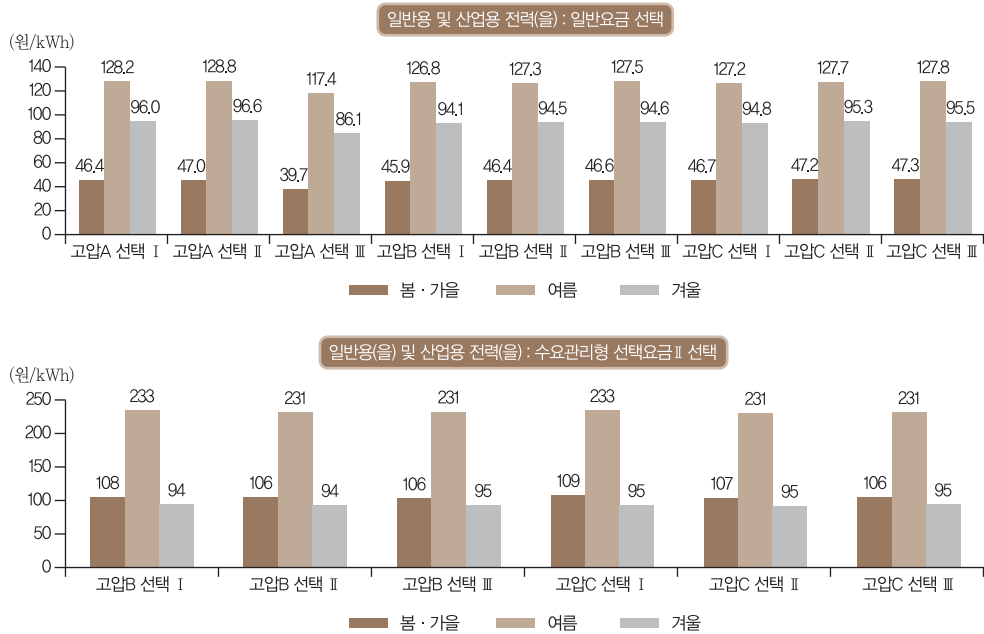
일반용 전력(갑) 고객은 선택요금제에 따라 여름철 58.1~67.3원/kWh, 겨울철 34.2~37.9원/kWh, 봄·여름철 4.4~11.7원/kWh 편익을 창출할 수 있다. 계약 300kW 미만인 산업용 전력(갑) 고객은 선택요금제에 따라 여름철 52.8~55.5원/kWh, 겨울철 39.3~40.0원/kWh, 봄·여름철 17.8~19.5원/kWh 편익을 창출할 수 있다.

계약전력이 300kW 이상인 일반용(을)과 산업용 전력(을) 고객이 에너지저장시스템 1kWh 출력(방전)

으로 얻을 수 있는 편익 분석결과 [그림 2]와 같다. 일반용(을)과 산업용 전력(을) 고객은 선택요금제에 따라 여름철 117.4~128.2원/kWh, 겨울철 88.1~96.6원/kWh, 봄·여름철 39.7~47.3원/kWh 편익을 창출할 수 있다.

수요관리형 선택요금Ⅱ를 선택한 고객은 선택요금제에 따라 여름철 58.1~67.3원/kWh, 겨울철 34.2~37.9원/kWh, 봄·여름철 4.4~11.7원/kWh 편익을 창출할 수 있다. 일반용(을) 및 산업용(을) 고압 B,

[그림 2] 일반·산업용(갑) ESS 1kWh 방전 에너지편익



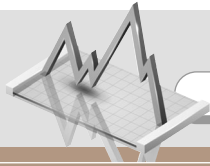
자료: 에너지경제연구원

C(공급전압 154,000V 이상) 고객은 희망에 따라 수요관리형 요금Ⅱ를 선택할 수 있다. 수요관리형 요금Ⅱ의 경우 겨울철 시간대의 구분은 기존 요금제의 시간대와 동일하나, 여름철과 봄·가을철의 시간대는 기존 요금제에 비해 최대부하 시간대가 3시간이 줄어든 3시간, 중간부하 시간대가 3시간 늘어난 11시간이 적용되고 있다. 여름철과 봄·가을철의 최대부하 시간대는 14:00~17:00, 중간부하 시간대 09:00~14:00, 17:00~23:00이다. 경부하와 중간부하 시간대의 요금은 기존 요금과 동일하나, 다만 최대부하 시간대의 요금이 기존 요금에 비하여 높다

일반용과 산업용 수용가가 에너지저장시스템을 설치하여 얻을 수 있는 연간 최대 에너지편익을 산정하였

다. 이들 수용가가 에너지저장시스템을 주중(토요일, 일요일 및 공휴일 제외)에만 경부하 시간대에 충전하여 최대부하 시간대에 시간당 1kWh를 출력할 경우 연간 에너지편익을 산정한다. 주중 하루 최대부하 시간대인 6시간 동안 출력할 경우 연간 총 방전시간은 1,488시간으로 산정된다. 현행 전기요금은 사용량요금과 사용량요금에 부가가치세 10%, 전력기반기금 3.7%를 부과하고 있다. 따라서 에너지저장시스템 활용 에너지편익은 사용량요금 절감액과 사용량 요금 절감에 따른 부가가치세 및 전력기반기금부담액 감소로 구성된다.

에너지저장시스템 1kWh 방전으로 창출할 수 있는 최대 에너지편익 결과를 토대로 연간 에너지편익을 산정한다. 연간 에너지편익의 추정결과는 <표 3>과 같다.



〈표 3〉 일반용(갑) 및 산업용(갑) 고객 연간 에너지편익 산정결과

구분			적용 일수	연간 에너지편익(원)			활용 시간	
				사용량 절감액		부가금 절감액 ¹⁾		합계
일반용전력 (갑) 계약 300kW 미만	고압A 선택 I	봄 · 가을철	103	7,251	50,812	6,961	57,773	1,488
		여름철	62	25,225				
		겨울철	82	18,335				
	고압A 선택 II	봄 · 가을철	103	7,615	51,688	7,081	58,769	1,488
		여름철	62	25,448				
		겨울철	82	18,625				
	고압B 선택 I	봄 · 가을철	103	2,719	41,212	5,646	46,858	1,488
		여름철	62	21,962				
		겨울철	82	16,531				
	고압B 선택 II	봄 · 가을철	103	3,083	42,088	5,766	47,855	1,488
		여름철	62	22,184				
		겨울철	82	16,821				
산업용전력 (갑) 계약 4~300 kW 미만	고압A 선택 I	봄 · 가을철	103	10,678	49,620	6,798	56,418	1,488
		여름철	62	19,874				
		겨울철	82	19,068				
	고압A 선택 II	봄 · 가을철	103	11,014	50,430	6,909	57,339	1,488
		여름철	62	20,080				
		겨울철	82	19,336				
	고압B 선택 I	봄 · 가을철	103	11,763	52,016	7,126	59,142	1,488
		여름철	62	20,803				
		겨울철	82	19,450				
	고압B 선택 II	봄 · 가을철	103	12,072	52,760	7,228	59,988	1,488
		여름철	62	20,992				
		겨울철	82	19,696				

주: 1) 부가금 절감은 사용량요금기준 부가가치세 10%, 전력기반요금 3.7% 절감

자료: 에너지경제연구원



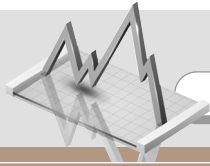
일반용 전력(갑) 고객이 에너지저장시스템을 설치하여 주중 최대부하 시간대에 연간 1,488시간을 출력할 경우 선택요금제에 따라 46,858~58,769원의 편익을 창출할 수 있다. 산업용 전력(갑) 고객의 경우 선택요금제에 따라 56,418~59,988원의 에너지편익을 창출할 수 있다.

일반용(을) 및 산업용(을) 연간 에너지편익 산정결과를 정리하면 <표 4>와 같다. 일반용 전력(을)과 산

업용 전력(을) 고객의 경우 에너지저장시스템을 설치하여 주중 최대부하 시간대에 연간 1,488시간을 출력할 때 선택요금제에 따라 139,402~142,376원의 에너지편익을 창출할 수 있다. 고압A 선택Ⅲ의 요금제를 선택한 고객이 가장 적은 편익을 창출하고, 고압A 선택Ⅱ 요금제를 선택한 고객이 가장 높은 편익을 창출할 수 있는 것으로 나타났다.

<표 4> 일반용(을) 및 산업용(을) 고객 연간 에너지편익 산정결과

구분			적용 일수	연간 에너지편익(원)				활용 시간
				사용량 절감액		부가금 절감액 ¹⁾	합계	
일반용 및 산업용 (을) 계약 300kW 이상	고압A 선택Ⅰ	봄 · 가을철	103	28,648	124,312	17,031	141,342	1,488
		여름철	62	48,443				
		겨울철	82	47,221				
	고압A 선택Ⅱ	봄 · 가을철	103	29,025	125,221	17,155	142,376	1,488
		여름철	62	48,674				
		겨울철	82	47,522				
	고압A 선택Ⅲ	봄 · 가을철	103	24,514	111,218	15,237	126,455	1,488
		여름철	62	44,365				
		겨울철	82	42,339				
	고압B 선택Ⅰ	봄 · 가을철	103	28,387	122,605	16,797	139,402	1,488
		여름철	62	47,943				
		겨울철	82	46,275				
	고압B 선택Ⅱ	봄 · 가을철	103	28,648	123,233	16,883	140,116	1,488
		여름철	62	48,103				
		겨울철	82	46,483				
	고압B 선택Ⅲ	봄 · 가을철	103	28,826	123,559	16,928	140,487	1,488
		여름철	62	48,212				
		겨울철	82	46,521				



<표 4> 계속

구분			적용 일수	연간 에너지편익(원)			활용 시간	
				사용량 절감액		부가금 절감액 ¹⁾		합계
일반용 및 산업용 (을) 계약 300kW 이상	고압C 선택 I	봄 · 가을철	103	28,854	123,584	16,931	140,515	1,488
		여름철	62	48,077				
		겨울철	82	46,653				
	고압C 선택 II	봄 · 가을철	103	29,176	124,361	17,037	141,398	1,488
		여름철	62	48,275				
		겨울철	82	46,909				
	고압C 선택 III	봄 · 가을철	103	29,252	124,543	17,062	141,605	1,488
		여름철	62	48,321				
		겨울철	82	46,970				

주: 1) 부가금 절감은 사용량요금기준 부가가치세 10%, 전력기반요금 3.7% 절감
자료: 에너지경제연구원

일반용 전력(을)과 산업용 전력(을) 고객 중 수요관리요금제도Ⅱ를 선택한 고객은 에너지저장시스템을 설치하여 주중(일요일 및 공휴일, 토요일 제외) 최대 부하 시간대에 연간 990시간을 출력할 수 있다. 이 경우 에너지편익을 <표 5>에서 보는 바와 같이 선택 요금제에 따라 연간 139,583~141,327원의 편익을 창출할 수 있다. 이는 일반요금 선택한 경우의 연간 에너지편익과 비슷한 수준이다. 이 같은 결과는 일반 요금제에 비하여 최대부하 요금이 높음에도 불구하고 주중 최대부하 시간대가 연간 1,488시간에서 990시간으로 줄어들기 때문이다.

3. 에너지저장시스템 경제성 및 민감도 분석

가. 경제성 계량화 방법 및 전제조건

1) 경제성 판단기준 계량화 방법

경제성 분석은 비용과 편익의 현재가치를 비교하여 경제적 타당성을 확인하는 과정이다. 경제성 판단기준으로 투자비 회수기간, 순현재가치, 내부수익률, 비용/편익 분석 등이 사용된다. 본 연구에서는 이 모든 방법을 사용하고자 한다.

회수기간법(Payback period method)은 투자액을 연간 현금유입액으로 나눈 회수기간에 의해 투자를 결정하는 기법이다. 회수기간은 투자비를 회수하는 데 걸리는 연수를 의미한다. 계산이 간편하고 이해하기 쉬우며, 투자 위험성과 유동성을 파악할 수 있는 장점이 있어서 실무에서 가장 널리 이용되고 있다. 회수기간법은 초기의 투자액을 얼마나 빨리 회수하는가를 측정한다. 회수기간을 계산할 때 회계이익이 아니라 현금 흐름을 측정하게 된다. 회수기간이 짧을수록



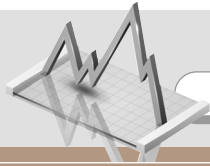
〈표 5〉 수요관리형요금 II 선택 연간 에너지편익 산정결과

구분			적용 일수	연간 에너지편익(원)			활용 시간	
				사용량 절감액		부가금 절감액		합계
고압B	고압B 선택Ⅰ	봄·가을철	103	33,290	123,608	16,934	140,543	990
		여름철	62	44,043				
		겨울철	82	46,275				
	고압B 선택Ⅱ	봄·가을철	103	32,771	122,980	16,848	139,829	990
		여름철	62	43,726				
		겨울철	82	46,483				
	고압B 선택Ⅲ	봄·가을철	103	32,613	122,764	16,819	139,583	990
		여름철	62	43,630				
		겨울철	82	46,521				
고압C	고압C 선택Ⅰ	봄·가을철	103	33,554	124,298	17,029	141,327	990
		여름철	62	44,092				
		겨울철	82	46,653				
	고압C 선택Ⅱ	봄·가을철	103	32,912	123,520	16,922	140,443	990
		여름철	62	43,699				
		겨울철	82	46,909				
	고압C 선택Ⅲ	봄·가을철	103	32,764	123,343	16,898	140,240	990
		여름철	62	43,609				
		겨울철	82	46,970				

자료: 에너지경제연구원(2014)

미래의 현금흐름에 대한 불확실성이 줄어들고, 회수 기간이 길수록 미래의 현금흐름에 대한 불확실성이 높아 위험성이 크다고 할 수 있다. 자금의 시간가치를 고려하는 방법과 시간가치를 고려하지 않는 방법에 따라 회수기간이 달라진다. 회수기간법에 대해 시간

의 흐름에 따른 돈의 가치를 고려하지 못하는 단점이 지적되어 할인회수기간(discount payback period)이 사용된다. 할인회수기간은 누적 현금흐름의 현재 가치가 양(+)으로 돌아서는 시점까지의 기간을 말한다. 누적 편익과 비용의 현재가치가 교차하는 시점이



손익분기점(Breakeven Point)이 된다. 할인회수기간은 다음 수식과 같이 계산된다.

$$\text{Payback Period} = t + \frac{\sum_{n=0}^t (B_n - C_n)}{B_{t+1} - C_{t+1}}$$

여기서, t : 현재가치 누적 손익이 +로 돌아서기 직전년도

$t+1$: 현재가치 누적 손익이 +로 돌아서는 해당 연도

$\sum_{n=0}^t B_n$: t 년도까지 현재가치화 편익누적

$\sum_{n=0}^t C_n$: t 년도까지 현재가치화 비용누적

B_{t+1} : $t+1$ 년도 편익의 현재가치

C_{t+1} : $t+1$ 년도 비용의 현재가치

순현재가치(Net Present Value, NPV)란 투자의 결과 발생하는 현금유입(cash inflow)의 현재가치에서 현금유출(cash outflow)의 현재가치를 차감한 것을 의미한다. 즉, 순 현금흐름(net cash flow)의 현재가치의 합계를 의미한다. NPV는 최초 투자 시기부터 사업이 끝나는 시기까지의 연도별 순 현금흐름을 현재가치로 환산하여 합계하는 방식으로 구할 수 있다. 이를 식으로 나타내면 다음과 같다.

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0$$

여기서, CF_t 는 t 기의 순현금흐름, I_0 는 설치투자비(최초 투자액), T 는 제품수명기간, t 는 $1, \dots, T$ 기 사이의 기간, r 은 할인율로 정의된다. 따라서 NPV가 0보다 클 경우 해당 사업은 경제성(투자가치)이 있는 것으로, 0보다 작을 경우 그렇지 않은 것으로 판단한다.

내부수익률(Internal Rate of Return, IRR)은 투자의 결과로 발생하는 현금유입의 현재가치와 현금유출의 현재가치를 같아지게 하는 할인율을 말한다. 즉 투자안의 평균투자수익률을 의미하며, NPV를 0으로 만드는 할인율로 정의되어 투자 사업을 수행하는 데 필요한 최소의 수익률을 도출하는 것을 의미한다. 내부수익률(IRR)은 다음과 같이 구할 수 있다

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{B_t - C_t}{(1+IRR)^t}, \text{ 또는 } \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = I_0$$

IRR이 투자비 조달비용(예, 대출이자율)보다 크면 투자가치가 존재하지만 그보다 작을 경우는 투자가치가 존재하지 않는 것으로 판단할 수 있다.

B/C 분석(Benefit/Cost Analysis)은 투자로 인하여 발생하는 편익과 비용을 비교 평가하는 방법이다. 현금유입의 현재가치를 현금유출의 현재가치로 나누어 평가한다. 편익/비용 비율(Benefit/Cost ratio or B/C ratio) 분석이라고도 불리며, 다음과 같이 구할 수 있다.

$$B/C = \left[\sum_{t=0}^T \frac{B_t}{(1+r)^t} \right] / \left[\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} \right] = \left[\sum_{t=1}^T \frac{B_t}{(1+r)^t} \right] / \left[I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} \right]$$

여기서, B_t 는 t 기의 편익, C_t 는 t 기의 비용을 의미하며 B/C 가 1보다 클 경우 사업성이 존재하는 것으로 1보다 작을 경우 존재하지 않는 것으로 판단한다. 본 분석에서는 언급한 세 가지 기법을 모두 적용하여 수용가 에너지저장시스템 설치의 경제적 타당성을 분석한다.



2) 경제성 분석의 전제조건

수용가의 에너지저장시스템 활용 경제성 분석을 위해 사용한 기본 가정과 적용 상수를 정리하면 <표 6>과 같다. 에너지저장시스템은 시간당 1kWh 출력할 수 있는 배

터리 용량과 PCS 설치를 가정하고 초기 설치비용으로 1kWh당 132만원을 적용한다. 본 연구에서는 공공 기관 대상 에너지저장시스템 설치 보조사업의 자료를 이용하여 비용을 추정했다. 배터리 단가는 76~97만원/kWh으로 평균가격 84만원/kWh, PCS 가격은

<표 6> 경제성 분석을 위한 기본가정 및 적용 상수

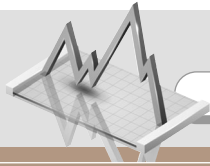
구분	가정 및 적용 상수
ESS 특성	• 수명 : 12년(10~15년) • 충·방전 효율 : 90% • 시스템 이용률 : 100% • 12년 후 ESS 잔존가치 = 0원
설치 및 유지 비용	• 설치비용(방전량 기준) : 140만원/kWh(하루 최대 6시간 방전 가정, 배터리 용량 6 kWh + PCS 1kW) • 연간 유지관리비용 : ESS 초기 설치비의 3%
운전전략	• 주중(토요일, 일요일 및 공휴일 제외) 경부하 시간대에 충전하여 최대 부하시간대에만 활용(하루 6시간) • 연간 출력량(방전량) : 1kWh × 1,488시간 = 1,488kWh • 연간 출력량(방전량) : 1kWh × 990시간 = 990kWh(수요관리형 요금 II 선택 고객)
에너지비용 편익	• 에너지비용 편익 : 사용량요금 절감액 + 부가가치세(10%) 및 절약기반기금(3.7%) 절감액 • 연간 에너지비용 편익 추정결과 적용
할인율	• 5.5 %

자료: 에너지경제연구원

29~58만원으로 평균가격 48만원/kWh을 적용하고 에너지저장시스템용량에 관계없이 초기에 발생하는 기타 비용(EMS+공사비)은 10만원/kWh으로 나타났다. 이를 바탕으로 에너지저장시스템 설치비용은 6 kWh 용량의 배터리에 1kW PCS로 구성(1 C-rate²⁾)을 가정하여 출력 사용량(1kWh) 기준 설치비용 132만원/kWh을 적용하여 분석한다.

운영유지비는 초기 설치비용의 3% 정도 매년 발생하는 것으로 가정한다. 에너지저장시스템 제품수명은 12년으로 가정하고 충·방전 효율 90%를 적용하였다. 연간 최대 이용률이 되도록 운전전략을 수립하고 앞에서 산정한 각각 계산된 편익을 종합하여 에너지 저장시스템 활용 시 연간 편익을 산정한다. 운전전략은 주중(토요일, 일요일 및 공휴일 제외) 경부하 시간

2) C-rate(Current Rate)는 안전하게 충·방전할 수 있는 전류의 최대값과 정격용량을 비교한 배터리 충·방전율임. C-rate가 클수록 빠른 충·방전 가능함.



〈표 7〉 리튬배터리 ESS 설치비용

구분	단가(만원)	수량	설치비용(만원)
배터리	76~97/kWh	1kWh	84/kWh
PCS	29~58/kW	1kW	48/kW
기타	EMS 및 설치 공사비		10/kWh
에너지저장시스템 설치비용	ESS(배터리 6kWh + PCS 1kW) + EMS		142/kWh
	ESS(배터리 6kWh + PCS 1kW 구성)		132/kWh

자료: 에너지경제연구원

대에 충전하여 최대부하 시간대(하루 6시간)에 모두 활용하는 것으로 가정한다. 이 경우, 연간 출력시간은 현행 요금체제에서 일반요금을 선택한 경우 1,488시간(주중 연간 최대부하시간, 수요관리형 요금Ⅱ를 선택할 경우 990시간을 적용하였다. 에너지비용 편익은 앞에서 산정한 결과를 적용하였다.

나. 경제성 분석결과

에너지저장시스템의 설치에 대한 경제성 분석결과, 현재 에너지저장시스템 설치비용이 상당히 높은 수준

이기 때문에 순 현재가치가 음(-)으로 나타나고 있어, 선택요금에 관계없이 모두 경제성이 전혀 없는 것으로 나타났다. 현재의 상황에서 투자비를 에너지저장시스템의 수명기간 이내에 회수하기는 불가능하다.

다. 경제성 민감도 분석결과

에너지저장시스템 활용 경제성이 확보되기 위해서는 설치비용이 줄어든거나 연간 에너지비용 편익이 증가되어야 가능하다. 연간 에너지비용 편익은 1kWh 당 에너지비용 편익이 높아지거나 에너지저장시스템

〈표 8〉 일반용(갑) 및 산업용(갑) 계약 수용가 경제성 분석결과

구분		고압A 선택 I	고압A 선택 II	고압B 선택 I	고압B 선택 II
일반용 (갑)	B/C	0.32	0.33	0.26	0.27
	IRR	-22.6%	-22.1%	-30.5%	-29.4%
	NPV(만원)	-112	-111	-121	-121
산업용 (갑)	BCR	0.31	0.32	0.33	0.33
	IRR	-23.3%	-22.8%	-21.9%	-21.5%
	NPV(만원)	-113	-112	-110	-110

자료: 에너지경제연구원



〈표 9〉 일반용(을) 및 산업용(을) 계약 수용가 경제성 분석결과

초기설치비 132/kWh		고압A 선택 I	고압A 선택 II	고압A 선택 III	고압B 선택 I	고압B 선택 II	고압B 선택 III	고압C 선택 I	고압C 선택 II	고압C 선택 III
일반 요금	회수기간(년)	19.9	19.6	27.3	20.7	20.4	20.2	20.2	19.9	19.9
	B/C	0.78	0.79	0.70	0.77	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
	IRR	-0.9%	-0.7%	-3.5%	-1.2%	-1.1%	-1.0%	-1.0%	-0.8%	-0.8%
	NPV(만원)	-35.5	-34.6	-49.1	-37.3	-36.6	-36.3	-36.3	-35.5	-35.3
수요 관리 요금 II	회수기간(년)	-	-	-	20.2	20.5	20.6	19.9	20.3	20.3
	B/C	-	-	-	0.78	0.78	0.77	0.78	0.78	0.78
	IRR	-	-	-	-1.0%	-1.1%	-1.2%	-0.9%	-1.0%	-1.0%
	NPV(만원)	-	-	-	-36.3	-36.9	-37.1	-35.5	-36.3	-36.5

자료: 에너지경제연구원

활용이 필요한 최대부하 시간대의 증가가 필요하다. 1kWh당 에너지비용 편익의 증가는 경부하 시간대와 최대부하 시간대 간의 요금차이가 확대되거나 에너지 저장시스템 충·방전 효율이 향상되어야 가능하다.

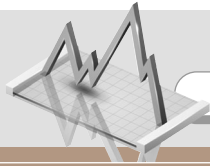
본 연구에서는 에너지저장시스템 설치비용 하락과 수요관리형 선택요금 II의 최대부하시간을 늘리는 에너지저장시스템 전용 수요관리형 선택요금제의 도입을 가정하여 경제성 민감도를 분석하였다. 에너지저

장시스템 전용 선택요금제도는 수요관리형 선택요금 II 요금제에서 하절기와 봄·여름철의 최대부하 시간을 일반요금제도와 동일하게 3시간에서 6시간으로 늘리고, 대신에 중간부하 시간대의 요금을 낮추는 경우를 가정한다. 이 경우 주중(일요일 및 공휴일, 토요일 제외)에만 경부하 시간대에 충전하여 최대부하 시간대에 방전할 경우, 연간 방전시간은 990시간에서 1,488시간으로 늘어나게 된다. 에너지저장시스템전

〈표 10〉 ESS 전용 수요관리형 선택요금의 경제성 분석결과

초기설치비 132/kWh	고압B 선택 I	고압B 선택 II	고압B 선택 III	고압C 선택 I	고압C 선택 II	고압C 선택 III
회수기간(년)	8.2	8.2	8.3	8.1	8.2	8.2
B/C	1.27	1.26	1.25	1.27	1.26	1.26
IRR	12.6%	12.4%	12.3%	12.8%	12.5%	12.4%
NPV(만원)	43.7	42.2	41.7	44.7	42.9	42.4

자료: 에너지경제연구원



용 요금제도에서 경제성 분석결과, 투자비 회수기간은 8.1~8.3년, B/C는 1.25~1.27, IRR은 12.3~12.8% 수준으로 경제성이 있는 것으로 분석되었다.

또한 현행 일반용(을)과 산업용(을) 요금체계에서 에너지저장시스템 설치비용이 하락할 경우 경제성 민감도를 분석하였다. 일반용(을)과 산업용(을) 고객을 대상으로 일반요금과 수요관리형 선택요금Ⅱ를 선택으로 구분하고, 계약종별 연간 에너지비용 편익의 평균을 적용하였다. 일반요금 선택의 경우 평균 연간 에너지편익은 122,419원(연간 1,488시간 방전), 수요관리형 선택요금Ⅱ는 123,419원(990시간 방전)을 적용하였다. 전기요금별로 에너지저장시스템의 설치비용의 하락에 따른 경제성 변화에 대한 분석결과를 <표

11>과 같다.

경제성 민감도 분석결과, 일반용(을)과 산업용(을) 수용가는 현행 요금체계에서 에너지저장시스템의 설치비용이 1kWh당 100만원 수준으로 하락할 경우 경제성이 있는 것으로 나타났다. 설치비용이 1kWh당 50만원 수준으로 하락할 경우 B/C는 2.04~2.04 수준, 투자비 회수기간은 4.2~4.3년, 내부수익률은 33.0~33.4% 수준으로 나타났다. 한편, 에너지저장시스템 전용 선택요금 제도를 도입할 경우 경제성은 설치비용이 하락할수록 경제성이 확대된다. B/C는 설치비용이 140만원에서 1.20, 130만원에서 1.28, 100만원에서 1.57로 분석되었다.

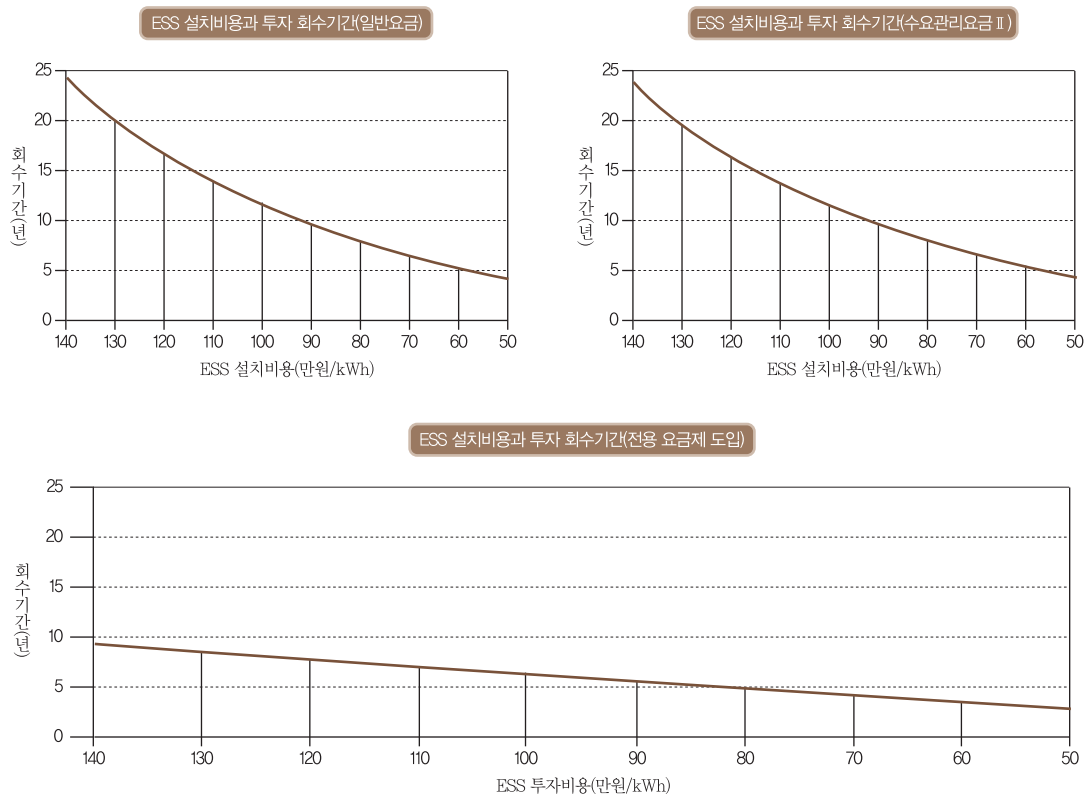
<표 11> ESS 설치비용의 하락에 따른 경제성 변화

ESS 설치비 (만원/kWh)		140	130	120	110	100	90	80	70	60	50
일반 요금	회수기간(년)	24.3	19.9	16.5	13.8	11.6	9.7	8.1	6.7	5.4	4.3
	B/C	0.73	0.78	0.85	0.93	1.02	1.13	1.27	1.46	1.70	2.04
	IRR	-2.6%	-0.8%	1.2%	3.4%	6.0%	9.1%	12.8%	17.5%	23.8%	33.0%
	NPV(만원)	-47.3	-34.9	-22.5	-10.0	2.4	13.9	27.2	39.7	52.1	64.5
수요 관리 Ⅱ	회수기간(년)	23.8	19.6	16.3	13.7	11.5	9.6	8.0	6.6	5.3	4.2
	B/C	0.73	0.79	0.86	0.93	1.03	1.14	1.28	1.47	1.71	2.05
	IRR	-2.5%	-0.7%	1.4%	3.6%	6.2%	9.3%	13.1%	17.8%	24.1%	33.4%
	NPV(만원)	-46.4	-34.0	-21.5	-9.1	3.3	15.7	28.1	40.6	53.0	65.5
ESS 요금	회수기간(년)	8.9	8.0	7.3	6.5	5.8	5.1	4.4	3.8	3.2	2.6
	B/C	1.20	1.28	1.36	1.46	1.57	1.70	1.85	2.03	2.25	2.52
	IRR	10.9%	12.9%	15.3%	18.1%	21.5%	25.7%	31.2%	38.7%	49.9%	68.8%
	NPV(만원)	34.9	44.9	54.9	64.9	74.9	84.9	94.9	104.9	114.9	124.9

주: ESS전용 요금제도는 수요관리형 선택요금Ⅱ의 봄, 여름 및 가을철 최대부하 시간대를 하루 3시간에서 6시간으로 늘리는 것을 가정
자료: 에너지경제연구원

손익분기 에너지저장시스템 가격(수명 12년 가정)은 전기요금별 에너지저장시스템의 설치비용의 하락에
현 요금체계에서 100만원/kWh 수준이다. [그림 3]은 따른 투자비 회수기간의 변화를 보여준다.

[그림 3] ESS 설치비용과 투자회수기간 비교

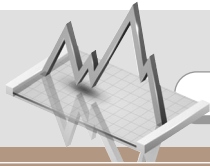


자료: 에너지경제연구원

4. 시사점 및 정책제언

에너지저장시스템이 상당한 시장잠재력을 가지고 있으나 풀어야 할 과제가 있다. 최근 저장기술이 빠르게 진화하고 있으나, 대부분 저장기술이 개발 중이거나 보급 초기단계에 있어 위험과 불확실성이 크고, 아

직은 더 많은 학습효과를 필요로 하고 있다. 에너지저장시스템이 극복해야 할 과제로 가격경쟁력 확보, 기술 신뢰성 및 안정성 확보, 소비자의 수용성을 들 수 있다. 이 중 풀어야할 최우선 과제는 가격경쟁력과 기술 신뢰도의 확보이다. 아직 많은 저장기술들이 개발 단계에 있고 리튬배터리, 나트륨황 배터리, 플라이휠,



압축공기 에너지저장(CAES) 등 일부 기술이 실증·보급단계에 있다. 국내에서 상용화되어 보급이 가능한 저장시스템은 리튬배터리를 이용한 에너지저장시스템이다. 다만 가격경쟁력과 기술 신뢰도를 아직 확보하지 못했다는 점은 반드시 풀어야 할 과제이다.

국내에서 에너지저장시스템의 미래는 이 같은 문제를 어떻게 해결하느냐에 달려 있다. 에너지저장시스템이 유사한 서비스를 제공하는 다른 기술 및 자원과 충분히 경쟁(보조금 지원이 없이)할 수 있는 수준으로 비용이 떨어져 가격경쟁력을 갖추어야 한다. 이와 함께 에너지저장시스템의 효과뿐만 아니라 기술 신뢰성과 안정성이 입증되어 전력업계로부터 공급자원으로, 수용가로부터 수요자원으로 그 가치를 인정받아야 한다. 국내 시장은 아직 초기단계로 기술 신뢰성과 경제성 확보를 위한 전략적 노력이 요구된다. 경쟁우위에 있는 ICT 기술과 배터리 기술을 기반으로 에너지저장시스템 시장 창출에 보다 적극적이고 선제적으로 대응해 나간다면, 국제 에너지저장시스템 시장에서 경쟁 우위를 차지할 수 있을 것으로 기대된다.

에너지저장시스템의 초기 설치비용을 낮추기 위해서는 선도적 시장조성이 필요하다. 에너지저장시스템이 빠르게 시장보급이 되면 그만큼 양산체제로의 전환되어 가격도 빠르게 하락하게 된다. 에너지저장시스템 가격 하락의 발목을 잡는 것 중의 하나는 아직 에너지저장시스템에 대한 수요가 적어 산업계가 대규모 양산설비에 과감한 투자를 진행하지 못하는 것도 한 몫을 하고 있다.³⁾ 정부가 시장에 개입하여 정책적으로 시장을 형성하여 관련 산업의 성장을 견인하는

역할 수행이 어느 때보다 요구된다.

에너지저장시스템의 시장조성을 위해서는 우선적으로 초기 투자비의 부담을 완화해야 한다. 아직까지 에너지저장시스템을 구성하는 배터리의 가격이 상당히 높아 에너지저장시스템이 경제성을 확보하기가 어려운 것이 현실이다.

경제성 분석결과, 일반용 및 산업용 수용가가 에너지저장시스템을 설치 이후 12년 이내 투자비를 회수하려면, 에너지저장시스템의 초기 투자비용이 현재 132만원/kWh 수준에서 100만원/kWh 이하로 하락해야 가능하다. 정부는 에너지저장시스템의 설치에 대해 금융지원 및 세제혜택과 함께 공공기관을 대상으로 도입·설치를 권고하고 있다. 그러나 에너지저장시스템의 경제성 분석에서 확인한 바와 같이 높은 초기 투자비로 인하여 수용가가 설치·운영할 경우 현행 전기요금 체계에서는 경제성이 전혀 없다. 우선적으로 에너지저장시스템의 초기 투자비의 부담을 완화를 위해서는 설치 보조금 지원이 필요하다. 아직 에너지저장시스템의 설치에는 초기 투자비용이 많이 필요하므로, 시장조성을 위해서는 투자비용에 대한 직접적 지원방식인 정부의 보조금 지원이 필수적이다. 또한 초기 설치투자 비용에 대해 정부의 보조금 지원과 함께 에너지저장시스템을 리스(Lease)하는 방식, 또는 제3자가 투자하여 설치·운영하는 방식으로 초기 투자비에 대한 부담을 완화하는 방안도 추진될 필요가 있다. 리스 또는 제3자가 투자하여 설치·운영하는 방식으로 사업모델이 만들어지면 수용가의 초기 투자비에 대한 부담이 크게 완화될 것으로 예상된다.

3) 한국전력공사 경제경영연구원, 에너지저장시스템 실증 및 보급 활성화 방안, 2012.11.30.

특히, 중소규모 수용가의 초기 투자비에 대한 부담이 크게 완화되어 보급 확대에도 도움이 될 것으로 기대된다.

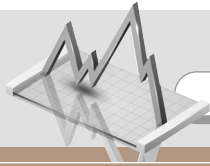
둘째로, 현재와 같이 경제성이 없는 상황에서는 고객이 에너지저장시스템의 운영을 통해 전기요금 절감으로 사업 타당성을 확보할 수 있도록 전용 요금제의 도입이 필요하다. 에너지저장시스템의 운영 순편익은 충전에 소요되는 전력구입비(충전시간대 전력요금)와 방출에 따른 피크절감으로 창출되는 전력비용 절감에 의해 결정된다. 시간대별 요금 격차가 클수록 에너지저장시스템의 운영 효과를 기대할 수 있다. 이러한 전용 요금제의 설계는 기존 고객과 형평성을 유지하면서 사회적 편익이 함께 고려되어 모두가 이익이 극대화되는 방향으로 이루어져야 한다. 에너지저장시스템의 운영에 따른 연간 에너지비용 순편익은 충·방전 시간대의 요금 폭이 커져 1kWh당 에너지비용 편익이 높아지거나 최대부하 시간대가 확대되어 연간 에너지저장시스템의 운영시간이 늘어 가능해진다.

경제성 분석결과, 선택형 수요관리형 요금Ⅱ 제도에서 하절기와 봄·여름철의 최대부하 시간을 일반요금제도와 동일하게 3시간에서 6시간으로 늘리고, 대신에 중간부하 시간대의 요금을 낮추는 경우 경제성이 있는 것으로 나타났다. 따라서 수요관리형 요금제도를 바탕으로 정부하 시간대와 최대부하 시간대간의 요금 폭을 확대하거나 최대부하 시간대를 늘리는 대신에 중간부하 시간대의 요금을 낮추는 방식으로 요금제도를 설계할 수 있다. 에너지저장시스템 전용 요금설계에서 중요한 고려사항은 수용가가 일반요금을 선택한 경우에 비하여 전용 요금제를 선택하고 에너지저장시스템을 설치·운영하는 것이 비용 측면에서 유리해야 한다는 점이다. 그래야만 일반용 및 산업용

수용가가 경제적 동기로 에너지저장시스템을 자발적으로 설치하여 운영하게 된다. 에너지저장시스템이 시장에서 빠르게 보급되기 위해서는 최소한 설치 투자비를 5년 이내에 회수할 수 있도록 하는 것이 바람직하다. 에너지저장시스템 보급 확대에 전력 피크수요가 크게 줄면 SMP가격 하락으로 한전의 전력 구입 가격도 그만큼 줄어들고 피크수요에 따른 송배전망의 설비투자 수요도 줄어들게 된다.

셋째로, 투자효과가 높은 중소규모 사업장을 대상으로 사업성 분석부터 사후관리까지 사업 전주기 서비스를 통합하여 제공하는 통합서비스 비즈니스 모델을 확립하고, 이를 수행하는 수요관리사업자를 적극적으로 육성할 필요가 있다. 에너지저장시스템은 기술발전과 사회적 편익에도 불구하고, 여전히 투자비용이 높아 경제성 확보가 어려운 가운데 운전 경험도 축적되지 않은 상황에서 통합서비스 사업자의 역할은 매우 중요하다. 정부는 현행 세제, 인증, 보조, 융자 지원과 함께 전기요금 현실화와 전용 요금제 도입을 통해 에너지저장시스템 설치 유인을 높이고, 에너지저장시스템을 활용한 전력거래가 가능토록 전력시장제도 개선 등을 통해 수요관리자의 통합서비스 상품 개발을 적극 뒷받침할 필요가 있다.

넷째로, 에너지저장시스템의 경제성을 확보하기 위해서는 정부-산업체가 긴밀한 협력시스템을 구축하여 기술개발 노력을 강화해야 한다. 기술개발은 기술의 신뢰성 확보뿐만 아니라 가격경쟁력 확보에도 필수적인 요인이다. 선진국을 중심으로 다양한 저장기술에 대한 개발이 활발하게 추진되고 있어, 향후 저장기술간의 경쟁도 심화될 것으로 예상된다. 비용 경쟁을 가진 저장기술의 개발을 위해서는 다음 사항에 중점을 둘 필요가 있다.



- 저장기술의 성능(저장효율, 저장밀도 및 수명 등) 향상 기술개발
- 에너지저장시스템에서 원가비중이 높은 핵심 구성요소의 소재개발
- 시스템 엔지니어링 기술개발 지원과 함께 제조 능력 제고
- 새로운 에너지저장 원천기술의 개발 확대 노력

특히, 중대형 리튬 이차전지 에너지저장시스템 수요확대를 위해선 배터리 제조단가를 낮추는 문제가 무엇보다 중요하다. 국내 에너지저장시스템의 경우 설치비용에서 리튬배터리가 약 69%, PCS가 약 21%, 설치공사비가 약 10% 정도를 차지하고 있다. 초기 설치비용의 하락을 위해서는 원가 비중이 높은 리튬배터리 가격의 하락이 가장 중요하다. 리튬배터리 가격은 \$1,000 수준에서 2013년에는 \$500~\$600 수준으로 지난 5년간 40~50% 정도 하락하였다. 향후에도 지속적으로 하락할 것으로 예상되고 있다. Navigant Research는 2013년 리튬배터리 가격이 kWh당 \$500 수준에서 2015년에는 \$300, 2020년에는 \$180로 하락할 것으로 전망한다. McKinsey & Co는 kWh당 \$600 수준에서 2020년에는 \$200, 2025년에는 \$160 수준으로 떨어질 것으로 예상한다. 따라서 국내 중대형 리튬 이차전지 기업들은 시장에서 경쟁력을 확보하기 위해선 향후 5년 이내에 대용량 전지 가격을 50% 이상 낮춰야 할 것으로 예상되고 있다.

이를 위해서는 규모의 경제 확보와 함께 보다 저렴한 신소재 개발이 필요하다. 리튬 이차전지 산업의 경쟁력 확보를 위해서는 정부와의 긴밀한 협력시스템을 통해 대기업과 중소기업 간 새로운 협력모델 구축이

필요하다. 전지 소재개발에는 많은 비용과 시간이 소요되며, 자금력이 약한 중소기업이 자체적으로 기술 개발부터 양산까지 소요되는 비용을 감당하기에는 어려움이 있다. 중소기업이 기술개발 후 완제품을 생산하여 대기업에 납품하는 현재 구조에서는 중소기업이 감당하기에는 많은 위험요인이 있어 우수한 제품 개발 가능성이 낮다. 부품·소재분야는 기술력을 확보한 중소기업이 특화해 성장할 수 있는 가능성이 높은 분야이다. 대기업은 중소기업의 제품 개발단계에서부터 협력을 통해 제품개발에 필요한 인력 및 비용을 지원하는 등 협력모델 구축해 동반성장을 전략적으로 추진할 필요가 있다.

또한 정부는 응용분야별 기술개발 전략을 수립하여 추진하고 부품·소재분야 전문기업의 육성 등 전략적 지원을 확대해 나가야 한다. 에너지저장시스템 산업은 부품·소재 등 후방산업에 기회가 큰 산업으로 부품·소재분야에서 중추적 역할을 담당하고 있는 중소기업에 대한 기술개발 지원과 전략적 육성을 통해 원천기술 확보 및 양질의 일자리 창출 문제를 해결해 나갈 필요가 있다. 특히, 저장기술을 활용하여 부가가치를 높일 수 있는 산업군에 대한 차별화된 기술개발 및 산업지원 전략이 필요하다.

참고 문헌

〈국내 문헌〉

- KDB대우증권, “EV(전기차)와 ESS 나비효과,” 「2014 Outlook Report」, 2013.11.29
- 삼성SDI(<http://sdistory.com>), 국내 최초 변전소 연계 ESS 실증사업, 2013.11.4

에너지관리공단, 에너지관리시스템 보급 확대 방안, 내부자료, 2015

전력거래소, 전력시장운영규칙, 2013.10

지식경제부, 에너지저장 기술개발 및 산업화 전략 (K-ESS 2020), 2011.5

_____, 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준, 지식경제부 고시, 제2012-296호, 2012.12.7

진창수, ESS 산업 동향 및 향후 발전 전망, 한국에너지기술평가원, 2012

한국수출입은행 해외경제연구소, “리튬 이차전지 산업 동향,” 「Issue Briefing」, 2014.6.23

한국전력공사 경제경영연구원, 에너지저장시스템 실증 및 보급 활성화 방안, 2012.11.30

한국전력공사, “전력저장장치(ESS) 활용 전력산업 패러다임 전환 시도,” 보도자료, 2013.10.20

Energy Storage Deployment, 2013.12

_____, DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA, 2013.7

〈해외 문헌〉

Bloomberg New Energy Finance, “Battery innovation: incremental or disruptive?” Presentation Slide, 2012.1

Bloomberg New Energy Finance, “Clean Energy Investment Activity and Trends,” Ecosummit London 2013, 2013.10.5

DOE, Grid Energy Storage, 2014.6

IEA, Technology Roadmap- Energy Storage, 2014

_____, Energy Technology Perspectives 2014, 2014

NEDO, NEDO 이차전지 기술개발 로드맵 2013 (Battery RM 2013), 2013.8

SANDIA, Market and Policy Barriers to