

수용가용 전력저장시스템의 경제성분석에 관한 연구

김정호*, 장준오

A Study on the Economic Analysis of the Energy Storage System in Customer

Jeongho Kim* and Junoh Jang

Abstract

Recently, BESS is considered as one of essential countermeasure for demand side management. However, an economic evaluation is critical issue for the introduction of power system because the cost of BESS is very high in present stage. Therefore, this paper presents economic evaluation method for customer use case by considering peak shaving function based on the real time price. From the case study on the model power system and educational customer, it is confirmed that the proposed method is a practical tool for the economic analysis of BESS. and analytical approach for the reliability assessment in radially operated distribution systems. The approach can estimate the expected reliability performance of distribution systems by a direct assessment of the configuration of the systems using the reliability indexes such as NDP (Non-Delivery Power) and NDE (Non-Delivery Energy). The indexes can only consider the number and configuration of the load, but can not consider the characteristics of the load which is the one of the most important factor in the investment cost for the distribution systems. Therefore, this paper presents the new performance indexes for the investment of the distribution facilities considering both the expected interruption cost for the load section and the operation characteristics of Energy Storage System. The results from a case study show that the proposed methods can be a practical tool for the reliability management in distribution systems including Energy Storage System.

Key words

Reliability Assessment(신뢰도평가), Distribution System(배전계통), Interruption Cost(정전비용), Energy Storage System(전력저장시스템)

(접수일 2014. 9. 11, 수정일 2014. 9. 18, 게재확정일 2014. 9. 18)

* 위덕대학교 대학원 정보전자공학 (Department of Environmental Engineering, Uiduk University)

■ E-mail : kjh1@kopo.ac.kr ■ Tel : (064)754-7241 ■ Fax : (064)754-7245

1. 서론

매년 높아져 가는 전력수요와 부족한 예비율을 확보하기 위해선 발전소의 지속적인 증축이 필요하나, 이는 장기간의

건설기간과 막대한 예산이 필요하기 때문에 전력의 예비율을 확보하기 위한 방안으로 최근 대용량 전력저장기술의 필요성이 대두되고 있다. 현재 ESS(Energy Storage System : 이하 ESS)의 사용목적에 따라 경제성 및 도입효과, 계통에

미치는 영향에 대한 구체적인 분석이 없어 효과적인 도입은 용이 어려운 실정이다.^(1,2) 따라서, 본 논문에서는 수용가에 ESS를 도입할 경우에는 피크 전력량의 감소로 인하여 절감되는 비용(이익금)의 경제성분석을 실시하였다. 즉, 수용가 측면에서는 계약전력(기본요금)에 따라 전기요금이 결정되는데, ESS를 피크부하 시에 방전하고 심야시간대에 충전함으로써 도입용량에 따른 목표연도의 이익금을 산출하는 경제성 평가 알고리즘을 제시하였다. 또한, 기존의 해석적인 수법에서 여러 신뢰도 지표가 주로 수용가의 수와 지형적인 영향만을 고려한 단점을 보완하기 위하여, 어느 특정지역의 수용가가 실제로 정전되는 경우를 상정하여 수용가의 정전비용을 계산하여, 이에 의한 영향을 신뢰도 지표 속에 나타내도록 하였다.⁽³⁻⁷⁾ 즉, 정전비용에 따른 수용가의 중요도를 고려하기 위하여, 수용가의 정전비용 특성을 이용한 새로운 신뢰도 평가지수를 정의하여, 양적인 면에서 뿐만 아니라 질적인 면에서도 가장 경제적으로 신뢰도를 향상시킬 수 있는 특정 계통이나 지역, 설비 등을 선택할 수 있는 새로운 신뢰도 평가수법을 제안하였다. 또한, 부하특성을 고려하지 않은 기존의 평가수법과 부하특성(정전비용 특성)을 고려한 새로운 평가수법에 대하여, 모델 배전계통에 대한 시뮬레이션을 수행하여 새로운 평가수법의 유용성을 확인하였다.

2. 수용가용 ESS의 경제성평가

수용가의 ESS 도입목적은 자체 부하의 수요관리를 통하여 시간대별 차등 요금제(Time of Use)에 의하여 전기요금을 삭감하는 것이다. 즉, 수용가는 전기요금이 저렴한 심야시간대에 ESS에 전기를 충전하고, 전기요금이 비싼 피크시간대에 방전하여, 사용량 전기요금과 기본전기요금을 줄이는 것이다. 따라서, ESS에 도입에 의한 수용가의 연간 메리트를 정식화하는 식 (1)을 제안하였다.

$$G = \sum_{k=1}^n ((X(P_p) - X(P_p - P_B)) \times R_{(B,k)} + \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^m (e_d \times W_{(D,i)} R_{(D,k,u)} - \frac{W_{(C,i)} R_{(C,k,u)}}{e_c}) \quad (1)$$

여기서, G : ESS를 고려한 이익금 [원]
 P_p : 연간 피크 부하 [kW]

P_B : ESS의 도입량 [kW]
 $X(P_p)$: ESS 도입 전 연간 피크부하 [kW]
 $X(P_p - P_B)$: ESS 도입 후 연간 피크부하 [kW]
 $R_{(B,k)}$: 기본 전기 요금 [원/kW/월]
 n : 개월 수 [월]
 m : 일 수 [일]
 u : 특정 시간대 [h]
 e_c : ESS의 충전효율 [%]
 e_d : ESS의 방전효율 [%]
 $W_{(C,i)}$: 일 단위 ESS 충전량 [kWh]
 $W_{(D,i)}$: 일 단위 ESS 방전량 [kWh]
 $R_{(C,k,u)}$: ESS의 충전 시 시간대별 전기요금 [원/kWh]
 $R_{(D,k,u)}$: ESS의 방전 시 시간대별 전기요금 [원/kWh]

상기의 식은 ESS의 도입량(P_B)에 따른 연간 이익금을 나타낸 목적함수로서, 첫 번째항은 기본요금에 의한 이익금을 나타내고, 두 번째항은 전기사용량 요금에 의한 이익금을 나타낸다. 첫 번째항에서 $X(P_p - P_B)$ 는 P_B 만큼의 ESS가 도입될 경우 삭감된 피크부하를 의미하고, $R_{(B,k)}$ 는 k월의 kW당 기본 전기요금을 의미한다. 두 번째항에서 $e_d \times W_{(D,i)} R_{(D,k,u)}$ 는 방전효율을 고려한 방전시의 이익금이고, $W_{(C,i)} R_{(C,k,u)} / e_c$ 는 충전효율을 고려한 충전시의 충전비용을 의미한다.

3. 신뢰도 평가 수법

3.1 기존의 신뢰도 지수^(8,9)

신뢰도 지수의 기대치(평균치)는 다음 식과 같이 계산된다.

$$f = \sum_i \lambda_i (= \lambda) \quad (\text{정전횟수/년간}) \quad (2)$$

$$\Delta T = \sum_i \lambda_i K_i (= U) \quad (\text{정전시간/년간}) \quad (3)$$

$$r = \frac{\Delta T}{f} \quad (\text{정전시간/정전횟수}) \quad (4)$$

여기서, f : 연간 정전횟수
 ΔT : 연간 정전지속시간

- r : 평균 정전시간(정전 횟수당 지속시간)
- λ_i : 구성요소 i에 대한 연간 사고횟수의 기대치
- K_i : 구성요소 i에 대한 평균 복구시간(절체시간)

이들 지수들은 일정한 값이 아니라 확률분포에 근거한 기대치(또는 평균치)이며, 장기간에 걸친 평균치를 나타낸다.

한편, 각 부하구간에 대한 NDP와 NDE의 기대치는 다음 식과 같이 나타낼 수 있다.

$$NDP = Pf \quad (\text{년간 정전전력}) \quad (5)$$

$$NDE = P\Delta T \quad (\text{년간 정전전력량}) \quad (6)$$

여기서, P : 각 부하구간의 부하크기(kW)

한편, 정전횟수는 지수 분포를 따른다고 가정되며, 상관 분포계수는 사고 통계치로부터 구해진다. 해석적인 계산에 대하여 주어진 분포에 의하여 복구시간을 나타내는 데에 문제점이 있으므로, 여기서는 통계적 분포에 근거한 다음의 개념을 이용한다.

$$F_k = \frac{\sum_i F_{ri}(t) \cdot \lambda_i + \sum_j F_{kj}(t) \cdot \lambda_j}{\sum_i \lambda_i + \sum_j \lambda_j} \quad (7)$$

- 여기서, $F_k(t)$: 부하구간 k의 정전지속시간의 누적 분포치
- $F_{ri}(t)$: 구성요소 i의 복구시간의 통계 누적 분포치
- $F_{kj}(t)$: 구성요소 j의 절체시간의 통계 누적 분포치
- λ_i : 부하구간 k에 대하여 복구시간(정전시간)을 유발하는 구성요소 i의 연간 사고횟수의 기대치
- λ_j : 부하구간 k에 대하여 절체시간(정전시간)을 유발하는 구성요소 j의 연간 사고횟수의 기대치

3.2 기대 정전손실을 이용한 정전비용 산출 알고리즘⁽⁷⁻⁹⁾

정전에 의한 손실 비용은 정전 지속시간과 정전 발생시각,

정전의 크기, 정전 지역의 부하특성 등에 의하여 결정된다. 일반적으로, 다음 식과 같이 정전 지속시간 t의 이차식으로 근사화 시킬 수 있다.

$$F_{ku}(t) = (at_k^2 + bt_k + c)L_{ku} \quad (8)$$

- 단, $F_{ku}(t)$: 정전 비용(원/kW),
- t_k : 정전 지속시간(Hour)
- L_{ku} : 정전지역의 부하크기(kW)
- k : 정전구간
- u : 시간대 번호

한편, 정전구간 k에 있어서, 정전 계속시간 $t \sim t + \Delta t$ 사이의 복구 확률은 다음 식과 같이 나타낼 수 있다.

$$p_k(t, t + \Delta t) = r_k e^{-r_k t} \Delta t \quad (9)$$

- 단, $p_k(t)$: 정전 복구확률
- r_k : 평균 정전 복구시간

따라서, 전체 고찰시간에 대하여 정전 발생시각에 대한 기대치인 기대 정전 손실비용(Expected Interruption Cost)은 다음 식과 같이 정식화 할 수 있다.

$$F_{tot} = \sum_{U_s}^{U_e} A_{ku} \int_0^{\infty} p_k(t) F_{ku}(t) dt du \quad (10)$$

- 단, F_{tot} : 총 기대 정전 손실비용
- $U_s \sim U_e$: 전체 고찰시간
- A_{ku} : 각 구간에 대하여, 시각 u에서의 정전 발생확률

$$\int_0^{\infty} p_k(t) dt = 1, \quad \int_{U_s}^{U_e} A_{ku} du = 1$$

3.3 새로운 신뢰도 지수

기존의 신뢰도 지수인 NDP(Non Delivered Power)와 NDE(Non Delivered Energy)는 계통의 구성 상태나 부하의 특성을 고려할 수 없기 때문에, 여기에서는 식 (11)과 같이 대상구

간 부하의 중요도(각 구간의 정전비용에 대한 전체 구간의 정전비용에 대한 백분율)를 계산하여, 이것을 기존의 신뢰도 지수에 가중치의 형태로 곱하여, 식 (12)와 식 (13)과 같이 새로운 신뢰도 지수를 제안하였다.

$$W_k = \frac{F_k}{F_{tot}} \times 100\% \quad (11)$$

$$MNDP_k = W_k \cdot NDP_k \quad (12)$$

$$MNDE_k = W_k \cdot NDE_k \quad (13)$$

- 단, F_k : k구간의 정전비용
- F_{tot} : 전체구간의 정전비용
- W_k : k구간 수용가의 중요도(가중치)
- $MNDP_k, MNDE_k$: 수정된 NDP와 NDE

4. 시뮬레이션 결과 및 분석

4.1 수용가의 경제성평가 조건

Table 1과 Table 2와 같이 ESS가 교육기관에 도입할 경우,

Table 1. Education electricity rates

구분	기본요금 (원/kW)	전력요금 (원/kWh)				
		시간대	여름철 (7~8월)	봄·가을철 (3~6, 9~10월)	겨울철 (11~2월)	
고압 A	선택 I	5,710	경부하	45.80	45.80	49.30
			중간부하	87.30	59.30	85.90
			최대부하	147.00	77.60	120.70
	선택 II	6,540	경부하	41.60	41.60	45.20
			중간부하	83.20	55.20	81.70
			최대부하	142.90	73.50	116.60
고압 B	선택 I	5,710	경부하	44.40	44.40	47.90
			중간부하	84.80	57.70	83.30
			최대부하	141.80	75.40	116.70
	선택 II	6,540	경부하	40.20	40.20	43.70
			중간부하	80.60	53.50	79.10
			최대부하	137.70	71.30	112.60

단위 대학교의 연중 피크부하 삭감으로 인한 경제성분석을 하기 위한 조건이다. 2012년 1월부터는 교육기관에도 Table 1과 같이 시간대별 전기요금제도가 적용되어 이를 기준으로 ESS의 운용 메리트를 평가한다. 단, ESS의 운용은 최대한의 편익을 확보하기 위하여 정부하시간대에 충전하고 피크부하 시간대에 방전하도록 하지만, ESS의 도입용량이 초과하는 경우에는 중간부하시간대에 방전하도록 한다. Table 2는 경부하, 중부하, 최대부하를 기준으로 계절에 따른 시간대를 구분한 것이다.

ESS는 도입용량(kWh)에 따라 방전용량(kWh)이 정해지므로 부하곡선에서 ESS의 kWh 용량보다 큰 부하시간대가 존재하면 원하는 만큼 기본요금을 삭감시키기 어려워 메리트가 줄어들게 된다. 이에 따라 ESS의 kWh도입용량은 월 평균부하의 10% 정도로 기준으로 한다. 먼저 단위대학교의 부하패턴을 구하기 위하여, 대학교의 15분 전체 사용량에 대하여 각 시간대(96개/1일 × 365일)에서 모집단위(대학교 갯수)를 나누어 단위학교의 15분 사용량을 구한다.

4.2 수용가에 대한 ESS의 경제성분석

4.2.1 부하곡선 분석

단위 대학교 부하사용량에 대하여, 연중 15분간의 피크사용량(312kWh, 9월 1일 14시00분에 발생)에서 10%(31.2kWh)를 뺀 값(280.8kWh)을 기준으로 초과하는 15분 사용량을 가지는 날짜와 시간대의 수를 구하면 다음 Table 3과 Fig. 1과 같다. Fig. 1에서는 초과 시간대에 대하여 모든 부하를 삭감하기 위한 kWh 용량을 구하면 472.6kWh가 산출되고, 이를 80% 정도의 여유도를 곱하여 ESS의 kWh용량으로 가정한다. 따라서, ESS의 kWh 도입용량은 591kWh가 된다.

Table 2. Hourly distinction

계절별 시간대별	여름철 (7~8월)	봄·가을철 (3~6, 9~10월)	겨울철 (11~2월)
경부하 시간대	23:00~09:00		
중부하 시간대	09:00~11:00		09:00~10:00
	12:00~13:00		12:00~17:00
	17:00~23:00		20:00~22:00
최대부하 시간대	11:00~12:00		10:00~12:00
	13:00~17:00		17:00~10:00 22:00~23:00

Table 3. Load exceeds the capacity

날짜	시간계수 (15분기준)	초과 용량	비고
2011.01.03	4	3.2	최대 초과용량에 80%를 나누어 ESS 도입용량을 구함 : 591kWh
2011.01.10	16	113.2	
2011.01.11	7	20.4	
2011.01.12	3	0.9	
2011.01.17	23	238.0	
2011.01.18	13	50.6	
2011.01.25	3	0.8	
2011.03.02	19	176.5	
2011.03.03	23	238.4	
2011.03.07	7	19.2	
2011.03.08	5	5.5	
2011.03.09	6	13.4	
2011.08.29	7	13.1	
2011.08.30	11	64.7	
2011.08.31	13	129.6	
2011.09.01	28	472.6	
2011.09.02	5	11.9	
2011.09.05	5	7.1	
2011.09.15	13	174.4	
2011.09.16	6	22.5	

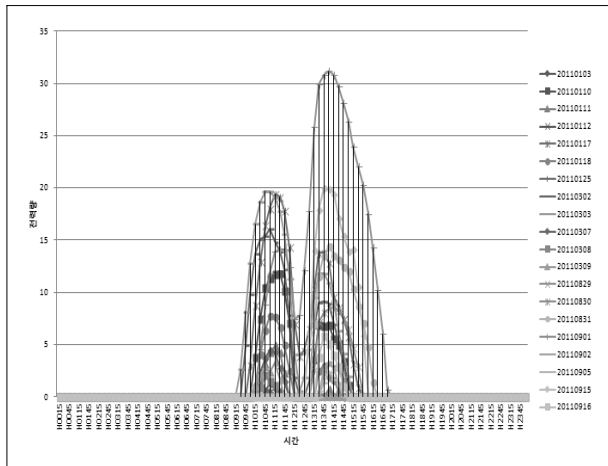


Fig. 1 Load curve

4.2.2 연간 전기 요금 분석

도입되는 ESS의 kWh용량이 피크부하의 90% 이상의 모든 시간대에 대하여 모든 부하를 삭감하기 때문에 기본요금을 모두 줄일 수 있다. 따라서, ESS의 kWh용량(124.8kWh = 31.2kWh × 4)을 기준으로 단위 대학교 부하에 대하여 기본

Table 4. Profit of Basic electricity rates

	계산 내역	기본요금(원)	이익금(원)
도입 전	312×12×6540×4	97,942,806	
도입 후	280.8×12×6540×4	88,148,525	9,794,281

Table 5. Introduction profit of ESS

	계절	일수	내역(하루기준)	이익금(원)
충전시	여름철	62일	(1.0+0.09)×591×41.6	1,661,494
	봄·가을철	183일	(1.0+0.09)×591×41.6	4,904,089
	겨울철	120일	(1.0+0.09)×591×45.2	3,494,086
방전시	여름철	62일	0.9×591×142.9	4,712,527
	봄·가을철	183일	0.9×591×73.5	7,154,320
	겨울철	120일	0.9×591×116.6	7,442,344
이익금(원)	9,249,522 원			

Table 6. Profit per kWh

	기본요금 이익금(원)	사용량 이익금(원)	합계(원)
591kWh ESS	9,794,281	9,249,522	19,043,803
1kWh 환산	-	-	32,223

요금을 구하면 Table 4와 같다.

단위 대학교 부하에 대하여 ESS를 도입하여 시간대별 충·방전량에 대한 절감효과를 구하면 다음 Table 5와 같다.

1년 동안 상기의 기본요금과 시간대별 사용량요금을 고려하여 ESS(124.8kWh, 591kWh)를 도입하여 발생하는 메리트를 구하면 다음과 같다. 연간 총 18,024천원 정도의 이익금이 발생하는데, Table 6과 같이 1kWh 당 메리트 환산[이익금/(ESS kWh용량)]하면 약 30.4천원 정도가 된다.

1년 동안 ESS를 도입하여 전력회사에서 발생하는 메리트를 구하면 Table 7과 같다.

ESS를 도입하여 운용함으로써 교육기관 자체의 전기요금 절약에 의한 연간 이익금은 약 3만원 정도로 제주도 조천변 전소의 리튬이온전지의 가격을 기준(1,500,000원/kWh, 수명 20년)으로 비교하면 약 20년동안 80만원 정도밖에 기대할 수 없어 경제성이 없음을 알 수 있다. 하지만, 국가적인 차원에서 전력회사 운용 이익금을 ESS 설치비용(교육기관)에 환원한다고 가정하여 두 가지의 메리트를 합하여 ESS의 전체 메리트를 구하면, Table 8과 같이 1kWh의 ESS에 대하여 연간 약 7만원 정도의 메리트가 발생함을 알 수 있다. 따라서, 교육기관에 설치 후 약 20년 정도면 페이백 효과를 거

Table 7. Profit of Utility

591kWh ESS		비고
ESS 충전량	$(1.0+0.09) \times 591\text{kWh} \times 365\text{일}$ = 235,017.9kWh	
ESS 방전량	$0.9 \times 591\text{kWh} \times 365\text{일}$ = 194,051.5kWh	
충전시의 구입단가 (유연탄기준, 60.88원/kWh)	ESS 충전량 \times 60.88원 = 14,307,890.9 원	
방전시의 구입단가 (유류기준, 184.65원/kWh)	ESS 방전량 \times 184.65원 = 35,831,608.0 원	
전력회사 이익금	충전 구입비용 - 방전 구입비용 = 21,523,717.1원	
ESS의 kWh당 이익금	전력회사 이익금/591kWh = 36,436.4 원	

Table 8. Comprehensive Conclusions of ESS

	kWh 당 교육기관 자체의 이익금(원)	kWh 당 전력회사 운용 이익금(원)	합계(원)
kWh당 ESS 이익금	32,223	36,436	68,659

둘 수 있다고 판단된다.

4.3 모델 계통 및 신뢰도 데이터

본 논문에서 제안한 평가 방법의 우수성을 확인하기 위하여, 다음과 같은 모델 계통과 신뢰도 평가 데이터를 상정하여 시뮬레이션을 수행하였다.

- ① 모델 계통은 Fig. 2와 같이 6개의 구간과 3개의 부하 특성(공장, 주택, 상업지역)을 가진 22.9kV 방사상 배전계통을 사용하였고, 계통 구성데이터는 Table 9와 같다.
- ② 신뢰도 산정을 위한 입력데이터는 Table 10과 같이 실계통의 사고 통계치와 평균치를 사용하였다.
- ③ 정전손실비용의 부하특성 데이터는 Table 11과 같다. 여기서는 간략화를 위하여 여기서는 b와 c를 0으로 가정하고(2차식의 계수에 비해 큰 영향은 없음), a를 3개의 지역(공장, 상업, 주거지역)으로 나누어 나타낼 것이다.
- ④ 계통 투자 우선순위가 높은 공장지역(C2, C6)에 ESS가 도입된 경우를 상정하여 설비투자 평가지수를 계산한다.

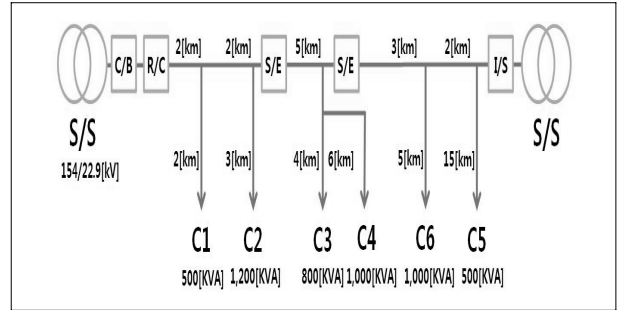


Fig. 2 154/22.9kV Model systems

Table 9. Section data for primary feeders

구역	내역	부하 특성	부하크기 (kW)	공 장 (km)	개폐기 개수	주상 변압기 개수	비 고
C1	상업지역	500	4	2	10		
C2	공장지역	1200	7	2	24		
C3	상업지역	800	13	3	16		
C4	주거지역	1000	15	3	20		
C5	주거지역	500	29	4	10		
C6	공장지역	1000	17	4	20		

(주) 주상변압기 수는 50kVA를 기준용량으로 가정하고 퓨즈는 구분개폐기에 포함시킴.

Table 10. Average value for long tem fault¹⁰⁾

구성요소	사고율 (회수/연간)	복구시간 (시간/사고당)	비고
가공선로	0.06	0.02	
차단기	0.017	0.06	
구분개폐기	0.014	0.015	
주상변압기	0.01	0.03	

(주) 선로는 km당 값이며, 그 외는 각 기기 당 값임.

Table 11. Interruption cost for each load section¹⁰⁾

	a ₁ (오프피크 시간대)	a ₂ (피크 시간대)	a ₃ (중부하 시간대)
주거지역	0.002	0.007	0.002
상업지역	0.002	0.025	0.01
공장지역	0.01	0.03	0.02

4.4 평가 모델에 따른 결과 분석

다음과 같이 2개의 평가 모델을 상정하여, 시뮬레이션을 수행하였다. 주요 결과를 비교, 분석하면 다음과 같다.

4.4.1 새로운 투자 평가 모델

정전비용 특성을 고려한 새로운 평가 모델에 의하여 생성된 신뢰도 지수는 Table 12와 같다. MNDE(제한한 평가지수)를 크기 순서로 나열하면, C2, C6, C3, ... 지역이 되며, 투자 우선순위가 부하의 중요도가 높은 공장지역(C2, C6)으로 높게 나타나 합리적인 결과임을 알 수 있다.

4.4.2 ESS를 고려한 평가 모델

Table 13은 투자 우선순위가 높은 공장지역(C2, C6)에 ESS가 도입된 경우를 상정하여 평가지수를 계산한 결과를 분석한 것이다. Table 13에서와 같이, ESS가 없는 경우에 비하여 공장지역(C2, C6)에 대한 평가지수가 향상됨을 확인할 수 있다.

5. 결론

본 논문에서는 수용가에 ESS를 도입한 경우 피크세이빙

및 부하평준화 기능을 통한 메리트를 분석하였고, ESS가 연계된 배전계통에서 신뢰도 지수를 정의하여, 가장 경제적으로 신뢰도를 향상시킬 수 있는 방안을 제안하였다. 주요 연구 결과를 요약하면 다음과 같다.

- (1) 수용가에 ESS를 도입한 경우, 교육기관 측면에서의 계약 전력 감소로 인한 이익금을 산출하였고, 전력회사 측면에서는 ESS가 심야 시간대에 운용되는 경우, 연료비가 싼 발전기(원자력, 석탄 등)의 전력을 ESS에 저장시킨 후, 주간의 피크부하 시간대에 방전하여 비싼 발전기(LNG, 석유 등)의 가동(운용)율을 줄여, 계통전체의 운용비를 낮추어 전력회사의 운용 메리트를 나타내는 경제성분석을 실시하였다.
- (2) 수용가(교육기관)의 경제성 평가 결과, 교육기관 자체의 kWh당 이익금은 32,223원이고, 전력회사 운용이익금은 36,436원이 발생하였다. 이에 따라 연간 약 7만원 정도의 메리트가 발생함을 알 수 있고, 약 20년 동안 140 -160만원 정도의 이익금이 발생하여 약간의 지원제도(초기설치비용 등)만 제공하면 어느 정도 경제성이 있음을 알 수 있다. 하지만, 본 논문에서는 1년 동안의 운용비용 차이를 단순 분석한 연구의 한계성이 있으며, 향후 여러 경험치와 통계치를 개발 모델에 적용하는 연구를 수행할 예정이다.
- (3) 새로운 평가 모델에 의하여 생성된 신뢰도 지수에 의하여 투자 우선순위가 부하의 중요도가 높은 공장지역이므로 합리적인 결과임을 확인하였고, ESS가 도입된 경우 평가지수가 향상됨을 확인하였다.

Table 12. Performance index for proposed method

지수 \ 구간	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
f (정전횟수/연간)	0,371	0,691	0,985	1,145	1,899	1,279
ΔT (정전시간/연간)	0,009	0,016	0,021	0,025	0,039	0,028
r (평균 정전시간)	0,024	0,024	0,022	0,022	0,020	0,021
MNDP	13,32	442,46	90,46	47,05	19,55	279,08
MNDE	0,32	10,78	2,01	1,05	0,41	4,79

Table 13. Performance index for Energy Storage System

지수 \ 구간	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
f (정전횟수/연간)	0,371	0,691	0,985	1,145	1,899	1,279
ΔT (정전시간/연간)	0,009	0,016	0,021	0,025	0,039	0,028
r (평균 정전시간)	0,024	0,024	0,022	0,022	0,020	0,021
MNDP	15,43	440,88	104,96	54,61	22,59	230,34
MNDE	0,37	10,73	2,32	1,21	0,46	3,94

References

- [1] IEC, "Electrical Energy Storage", IEC MSB(Market Strategy Board), 2010.10
- [2] NREL, "Grid integration of large-capacity Renewable Energy sources and use of large-capacity Electrical Energy Storage", IEC MSB(Market Strategy Board), 2012.10
- [3] 김재철 외, "배전계통의 전력품질 및 신뢰도평가의 방법", 대한전기학회 학회지 pp. 24-31, 2001.3
- [4] 김진오, "새로운 전력시장과 신뢰도 평가", 대한전기학회 학회지 pp. 9-14, 2001.3

- [5] R.N. Allen, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, and K. S. So, "A Reliability Test System for Educational Purposes – Basic Distribution System Data and Results", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6. No. 2, May 1991, pp. 181–188.
- [6] R. Brown, S. Gupta, S.S Venkata, R.D. Christie, and R.Fletcher, "Distribution System Reliability Assessment Using Hierarchical Markov Modeling", IEEE PES Winter Meeting, altimore, MD, January, 1996, pp. 207–215.
- [7] 나라, 야마시로, 고이케, "정전손실을 고려한 사고시의 부하 복구순서의 결정방법", 일본전기학회지 B, 101권 2호, 2001, pp. 449–456.
- [8] R.N. Allen, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, and K. S. So, "A Reliability Test System for Educational Purposes – Basic Distribution System Data and Results", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1991. pp. 181–188.
- [9] R. Billinton, R.N. Allan : "Reliability evaluation of Power Systems", Great Britain : Pitman, 1984.
- [10] G. Kjolle and Kjell Sand, "RELRAD – An Analytical Approach for Distribution System Reliability Assessment", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, April 1992, pp. 809–814.

김 정 호



2000년 광주대학교 전자공학과 공학사
 2009년 위덕대학교 정보전자공학과 공학석사
 2012년 위덕대학교 정보전자공학과 공학박사과정
 수료

현재 위덕대학교 정보전자공학과 박사후과정연구원
 (E-mail : kjh1@kopo.ac.kr)

장 준 오



1988년 경북대학교 전자공학과 공학사.
 1992년 경북대학교 대학원 전자공학과 공학석사
 1998년 경북대학교 대학원 전자공학과 공학박사

현재 위덕대학교 정보전자공학과 부교수
 (E-mail : jojang@uu.ac.kr)