

순수요 불확실성 하에서 에너지 저장장치 효용 최대화를 위한 대안 모색: 10차 전력수급계획을 기반으로*

모정윤** · 전우영***

요 약

전력시장의 전통적인 고민은 장기적인 공급 효율성 개선을 위해 피크수요를 어떻게 경감시키느냐는 것이었다. 재생발전 보급확대와 함께 전력시장의 새로운 고민은 재생발전의 불확실성에 어떻게 비용 효율적으로 대응하느냐는 것이다. 에너지저장장치는 부하이전과 예비력 제공을 통해 이 두 가지 문제에 모두 효과적인 해결을 제시할 수 있는 자원이다. 본 연구는 2030년 한국의 전력공급 환경에서 차등적 공급곡선 하에서의 동적요금제와 피크요금제가 재생발전의 확률적 특성과 함께 고려되었을 때 효과적인 분산형 에너지저장장치 활용방안에 대해서 분석하였다. 본 연구의 주요 결과는 다음과 같다. 첫째, 한국의 탄력적 공급곡선 하에서 에너지저장장치는 예비력 제공 기능으로 활용될 유인이 더욱 크며, 피크요금제가 적용될 경우 부하이전 기능으로 유도가 가능하다. 둘째, 일일 전 시장 관점에서 평균적인 재생발전이 반영된 순수요의 피크를 낮추는 저장장치 운영전략은 예외적이지만 발생가능한 극단적 재생발전 상황을 간과하기 때문에 피크감축효과를 과대계상한다. 셋째, 저장장치의 피크감축효과는 최대 순수요 기반으로 평가받아야 하며 최대 순수요 경감을 효과적으로 달성하기 위해서는 부하이전과 예비력 제공간에 균형 잡힌 활용이 필요하다. 저장장치 자원이 전력공급 효율성을 높이는 방향으로 최적 배분되는 유인체계가 시장에서 작동할 때 탄소중립 비용을 효과적으로 줄여나갈 수 있을 것이다.

주요 단어 : 재생발전, 불확실성, 동적요금제, 피크요금제, 공급곡선 탄력성, 에너지저장장치, 부하이전, 예비력 제공
경제학문헌목록 주제분류 : Q40, Q41, Q42, Q48

* 이 논문은 전남대학교 연구년 교수 연구비(과제번호:2021-3939) 지원에 의하여 연구되었음.

** 조선대학교 경제학과 조교수(주저자) (e-mail: jymo@chosun.ac.kr)

*** 전남대학교 경제학과 부교수(교신저자) (e-mail: wjjeon@jnu.ac.kr)

I. 서 론

과거 전력시장의 전통적인 고민이자 문제는 피크전력 수요를 낮추기 위해서 고객들에게 어떠한 유인체계를 제공해야 하느냐는 것이었다. 전력공급의 장기적인 효율성을 달성하기 위해서는 피크수요를 줄임으로써 공급의 적정성 제약하에서 전력시스템이 유지해야 하는 발전설비 용량을 최소화 해야 한다. 이를 통해 전체 발전설비의 이용률을 높일 수 있고, 전력공급 비용을 효율적으로 절감할 수 있게 된다. 한국에서 원자력발전과 화석발전을 합한 전통발전원의 이용률은 2021년 기준 54.2%로 영국의 33.7%, 독일의 35.0%, 미국의 45.4%에 비해 높은 편이다.¹⁾ 이는 한국에서는 전력기반 난방이 보편화되면서 여름철과 겨울철 피크수요 차이가 크지 않고, 산업용 전력수요의 비중이 높아 밤과 낮의 수요 차이가 크지 않기 때문이다. 또한 타 비교 국가대비 재생발전의 보급수준이 낮아서 재생발전의 변동성이 유발하는 화석연료 발전의 빈번한 증감발로 인한 이용률 하락이 상대적으로 적기 때문이다. 재생발전이 빠르게 보급되는 추세 속에 전통발전원의 이용률 하락은 지속되고 있으며, 2011년 기준 한국, 영국, 독일, 미국의 전통발전 이용률이 각각 72.9%, 44.2%, 50.4%, 46.0% 수준인 것을 보면 이러한 추세가 빠르게 진행되고 있는 것을 알 수 있다. (EIA, 2023)

한국의 경우 단기적인 한계발전가격(System Marginal Price, SMP)으로 결정되는 도매가격이 산업용은 계시별 요금제로 소매가격에 반영되지만, 주택용은 시간별 가격차가 없는 고정형 누진제로 도매가격의 시간별 변동이 소매가격에 제대로 반영되지 않는다. 하지만 실시간 요금제나 계시별 요금제와 같은 동적요금제 도입으로 도매가격이 소매가격으로 반영된다 하더라도 한국의 전력시장은 구조적으로 밤과 낮의 수요 격차가 적고 탄력적인 공급곡선²⁾으로 인해 피크시간과 비피크시간의 가

1) Energy Information Administration(EIA) 데이터베이스 기반 산출

순수요 불확실성 하에서 에너지 저장장치 효율 최대화를 위한 대안 모색: 10차 전력수급계획을 기반으로

격 격차가 크지 않아 소비자에게 피크수요를 다른 시간으로 이전을 유도할만한 충분한 인센티브 제공이 어렵다. 이러한 경우 피크수요시간에 추가적인 가격을 부과하는 피크요금제(Critical Peak Pricing, CPP)를 도입하면 보다 적극적인 피크수요 감축을 유도해서 전력공급의 효율성 달성에 기여할 수 있다(Herte, 2007; Jang et al., 2015).

과거 전통적 문제와 함께 현재 전력시장의 새로운 문제는 재생발전의 증가로 일일전 계획 관점에서 전력공급의 불확실성이 대폭 증가했다는 점이다. 과거에도 전력수요의 불확실성이나 전력공급설비의 상정사고로 인한 불확실성이 존재했고 이를 대비하기 위해 예비력을 유지하였다. 하지만 전력수요 변동폭은 상대적으로 크지 않고, 상정사고의 발생확률은 대부분의 경우 1% 이하로 매우 낮은 반면, 재생발전의 불확실성은 보급이 증가하면서 변동폭이 빠르게 증가하고 있고, 그 발생빈도도 상시적이기 때문에 매시간 계속해서 출력 증감발을 해줄 수 있는 예비력 자원의 중요성이 상당히 커지고 있다(Bessa et al., 2013; Jeon et al., 2015).

에너지 저장장치(Energy Storage System, ESS)는 이러한 전력시장의 전통적 문제와 새로운 문제를 모두 효과적으로 해결하는데 핵심적인 자원이다. ESS는 피크수요를 비피크시간으로 이전해줘서 전력공급의 장기적인 효율성을 개선해줄 뿐만 아니라 재생발전의 불확실성에 대응할 수 있는 예비력 자원으로 기민하게 출력변화를 제공할 수 있기 때문에 단기적인 공급의 안정성 개선에도 크게 기여할 수 있다(Li et al., 2015; Jeon and Mo, 2018). 오랫동안 한국 전력시스템에서 핵심적인 ESS로 활용되어온 양수발전도 부하 이전과 불확실성 대응 예비력 자원으로 좋은 성능을 발휘해왔다. 이와 더불어 빠르게 보급이 확대되고 있는 리튬이온 배터리(Lithium Ion Battery, LIB)도 이 두 가지 기능 모두에 높은 성능을 발휘하는 ESS 자원이다.

재생발전의 보급 구조에 따라 이 두 가지 기능의 우선 순위에도 차이가 발생한다. 캘리포니아와 같이 태양광 중심으로 재생발전이 보급될 경우 덕커브로 훼손되는 전

2) 탄력적인 공급곡선은 전력공급곡선의 기울기가 완만함을 뜻한다. 한국은 주로 LNG발전에 의해 한계가격이 결정되기 때문에 수요변화에 따른 가격변화가 적어서 공급곡선의 기울기가 완만하게 형성된다.

통발전원의 이용률을 개선하기 위해 ESS의 부하 이전 기능이 더욱 중요하다. 반면 텍사스와 같이 풍력 중심으로 재생발전이 보급될 경우 불확실성 대응을 위한 예비력 기능이 더욱 중요해진다. 한국은 10차 전력 수급 기본계획에서 2036년까지 태양광 65.7GW, 풍력 34.1GW 보급이 계획되어 있으며 발전량 기준으로는 각각 82,185 GWh, 77,282GWh로 균형 잡힌 보급이 예정되어 있다. 따라서 태양광과 풍력의 발전특성을 모두 감안한 ESS활용이 필요하다. 즉 ESS 자원을 부하 이전과 예비력 제공에 어떻게 효과적으로 분배하는지가 전력시스템 효율성 개선에 매우 중요한 요소가 될 전망이다(산업통상자원부, 2023).

본 연구에는 재생발전의 확률적 특성이 반영될 경우 분산형 ESS의 최적 활용과 피크 경감 기여를 해석함에 있어서 어떠한 새로운 접근이 필요한지를 살펴보고자 한다. 관련해서 본 연구는 크게 2가지 연구목표를 제시한다. 첫째, 확률적 재생발전의 영향을 반영할 수 있는 분산형 ESS의 운영방식인 확률 충방전 전략을 적용해서 전력공급함수의 형태와 요금제의 특성에 따라 ESS 자원이 부하 이전과 예비력 제공에 어떻게 효율적으로 분배될 수 있는지 분석한다. 둘째, 평균적인 재생발전이 반영된 평균 순수요의 피크를 낮추는 ESS 운영전략은 피크감축효과를 과대계상하며, 최악의 재생발전이 반영되어 전력시스템 안정성을 유지하는데 필요한 발생가능한 최대 순수요 피크를 감축하는데 효과적인 피크 충방전 전략을 제안하고 그 결과를 비교한다.

II. 배경 및 선행연구

전력산업을 포함해서 고속도로, 이동통신서비스, 가스망과 같이 막대한 사회기반 시설을 요구하는 산업은 피크시간 서비스량이 기반시설 규모를 결정하며 피크시간의 혼잡을 효과적으로 통제하는 것이 기반시설 확장 비용을 경감 할 수 있는 주요 요인이다. 이를 위해 피크시간 혼잡이 유발하는 외부비용을 그 이용자에게 추가로 부담토록 하여 피크시간 수요를 비피크시간으로 이전시키는 것이 전체 산업의 효율성

순수요 불확실성 하에서 에너지 저장장치 효율 최대화를 위한 대안 모색: 10차 전력수급계획을 기반으로

을 제고할 수 있는 방안이라 주장한다. 이런 관점에서 Vickrey(1969)는 런던에서 피크시간 도로혼잡의 외부비용이 사용자에게 합리적으로 분배되어야 한다고 주장하였다. 이렇게 피크시간 이용자에게 추가요금이 부과될 경우 비피크시간과의 가격 격차 수준과 개인의 가격탄력성 구조가 비피크시간으로 이전되는 수요의 규모를 결정한다.

이와 유사하게 램지 가격설정(Ramsey Pricing)은 방대한 인프라 투자비용으로 인해 자연독점이 발생하는 공공서비스들의 가격정책에 대해서 논한다. Ramsey(1927)는 방대한 인프라 투자비용이 발생하는 산업에서 한계비용만 부과할 경우 손실 발생으로 산업이 지속가능하지 않기 때문에 한계비용에 추가적으로 고정비용을 회수할 수 있는 추가가격을 부가해야하며 이때 비 탄력적인 고객들에게 더 높은 가격을 부과해야 한다고 주장한다.

전력산업은 대규모 사회기반시설을 요구하는 산업임과 동시에 불확실한 수요, 생산의 비볼록성(non-convexity), 높은 저장비용 등의 특성을 가진 산업이다. 저장비용은 기술의 발달로 빠르게 개선되고 있지만, 수요의 불확실성은 재생발전의 확대에 공급으로까지 확대되어 더욱 커지고 있고, 최대-최소 발전제약, 송전망 제약, 기동비용 등과 같이 전력생산에 비볼록성을 유발하는 요소는 역시 재생발전으로 인해 그 빈도와 제약수준이 더 강해지고 있다. 이러한 이유로 전력산업에서는 피크수요에 대한 가격설정 이슈가 더욱 중요하게 부각된다(Graf et al., 2020).

본 연구에서는 재생발전 불확실성이 확대되는 전력공급환경에서 동적요금제와 ESS 운영방식을 기반으로 피크순수요 경감을 통해 전력시스템의 효율성을 개선할 수 있는 방안을 분석하고자 한다. 동적요금제를 통해 피크수요 경감을 살펴본 연구에는 Borenstein and Holland(2005), Joskow and Wolfram(2012), Blonz(2016), Borenstein and Bushnell(2018) 등이 있다.

Borenstein and Holland(2005)은 실시간 요금에 용량보조금을 추가한 정책에 대해 분석하였다. 이 연구에서는 고정요금제는 후생손실을 유발하며, 장단기에 걸쳐 차선의 최적배분 및 충분한 발전설비 투자를 유인하지 못함을 보였다. Joskow and Wolfram(2012)는 피크부하 요금제에 대한 분석을 하였으며 가격반응에 적극적 소비자와 소극적 소비자의 영향을 구분한 분석을 제시하였다. Blonz(2016)은 소규모

산업용 소비자를 대상으로 CPP의 영향을 분석하였다. 이 연구는 피크와 비피크 시간의 가격 격차를 증가시킬 경우 실시간 요금제로 인한 편익의 80%가량이 CPP에 의해서 유발됨을 보였다. Borenstein and Bushnell(2018)은 미국 내 지역별로 존재하는 소매가격과 한계가격 간에 차이를 추정하였다. 추정결과 해안지역인 캘리포니아와 뉴욕은 소매가격이 사회적 한계가격 이상으로 책정되어 있고, 내륙지역인 네브라스카, 미네소타 등의 지역은 사회적 한계가격 이하를 소비자들이 지불하는 것으로 나타났으며, 본 연구에서는 이 격차로 인한 자중손실을 추정하였다.

피크부하 감축 편익과 재생발전 불확실성 하에서 ESS의 역할에 대해 논의한 연구로는 Geske and Green(2020), Lu et al.(2015), Jeon and Mo(2018) 등이 있다. Geske and Green(2020)은 독일 전력시스템에서 순수요의 불확실성에 대한 최적 ESS 활용 방안은 분석하였다. 연구는 ESS를 부하이전으로 활용하되 공급장비용(Value of Lost Load, VOLL)의 수준을 고려하여 적절한 규모의 예비적 에너지를 저장장치 내에 유지해야 한다고 분석하였다. Lu et al.(2015)는 분산형 저장장치가 시스템 운영자에 의해서 직접 제어되는 경우와 중개사업자에 의해서 일정한 운영원칙에 의한 입찰에 의해서 제어될 경우 시스템 관점의 편익 차이를 분석하였다. 본 연구에서는 중개사업자 입찰방식에 경우 충방전 의사결정에 활용할 수 있는 상한가격과 하한가격을 분석하여 적용하였다. Jeon and Mo(2018)은 한국 전력시스템을 바탕으로 재생발전의 불확실성을 반영해서 시스템 운영자에 의해서 직접제어되는 ESS의 편익을 분석하였다. 이때 ESS의 부하이전 편익과 예비력 제공편익에 대해 동시 최적화를 수행해서 ESS 자원이 두 기능에 어떻게 분배되는지 살펴보았다.

본 연구의 차별적인 기여는 다음과 같다. 첫째, 2030 한국의 전력공급 환경에서 한국의 태양광과 풍력발전의 불확실성을 반영해서 ESS의 부하이전과 예비력제공 역할 간 효율적 자원 배분의 필요성을 분석하였다. 한국의 전력공급합수를 반영해서 탄력적인 공급합수와 비탄력적인 공급합수 간에 분석을 차등화하고, CPP가 도입됐을 때의 영향도 함께 분석하였다. 이는 우리나라의 SMP 기반 실시간요금 유인체계에서 ESS의 가치가 최대화 될 수 있는 이용방안을 제시해 준다. 둘째, 재생발전 불확실성 하에서 평균 순수요를 기반으로한 ESS의 피크저감 효과 추정은 잘못된 접근방

순수요 불확실성 하에서 에너지 저장장치 효율 최대화를 위한 대안 모색: 10차 전력수급계획을 기반으로

법이며, 불확실성이 반영된 최대 순수요 기반으로 피크저감 효과가 제시되어야 전력시스템의 신뢰성 관점에 부합하는 접근법임을 보였다. 셋째, 최대 순수요의 피크를 경감하는데 적합한 ESS 운영방안을 제시하고 기존방법대비 효과를 비교 분석하였다. 이 ESS 운영방법은 ESS 자원을 부하이전 기능과 순수요 불확실성에 대한 예비력 기능 간에 효과적으로 배분할 수 있는 하나의 대안을 제시한다. 재생발전 보급이 빠르게 증가하는 환경에서 ESS를 통한 순수요의 효율적인 관리를 모색한다는 점에서 본 연구는 의미있는 분석을 제공한다.

Ⅲ. 재생발전 예측 모형

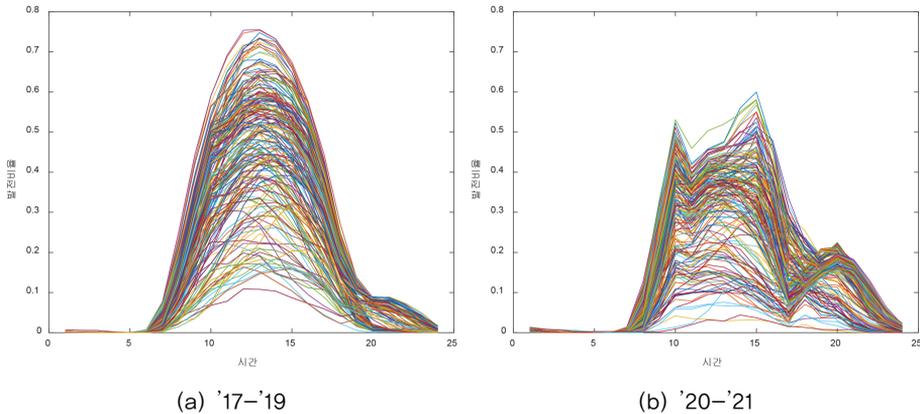
본 연구의 핵심 주제는 평균적인 재생발전 패턴과 확률적 재생발전 패턴 하에서 다양한 요금제와 본 연구가 제안하는 ESS 운영방식이 피크수요 감축을 강건하게 달성하는데 어떤 영향을 미치는 가이다. 이를 설득력있게 분석하기 위해서는 보다 현실적인 재생발전의 불확실성을 추정할 필요가 있다.

재생발전 실적치는 한국전력거래소(KPX)에서 제공하는 전국 시간별 태양광발전과 풍력발전량을 사용하였다. 풍력발전은 단일 터빈규모가 1MW를 일반적으로 넘어서기 때문에 전국 대부분의 풍력발전량은 전력거래소에서 계측이 되지만 태양광의 경우 1MW이하의 소규모 태양광은 KPX에서 직접 계측하지 않는다. 하지만 대규모 태양광 발전만으로 구성된 KPX의 자료는 전국 태양광발전의 시간별 패턴을 추정하는데 충분한 대표성을 가지기에 이를 기반으로 예측 프로파일을 추정하였다.

KPX의 태양광 발전자료는 연구 적용에 있어서 또 다른 문제가 존재하는데 바로 발전 단지내 ESS의 영향이 반영된 발전패턴이라는 점이다. [그림 1]에서 2020~2021년 태양광 일일발전패턴은 통상적인 오후 2시 주변의 피크 발전이 저녁 20시 이후로 이전될 것을 확인할 수 있다. 즉 KPX의 태양광 발전패턴은 단지내 ESS의 영향이 반영된 패턴이기 때문에 이를 이용할 경우 순수한 태양광의 예측 프로파일을 추

정할 수가 없다. 따라서 이를 해결하기 위해 상대적으로 ESS 영향이 적은 '17~'19년 태양광 자료를 기반으로 태양광 발전의 대칭성을 활용해서 일몰 이후 시간의 발전량은 피크시간에 고르게 재배치하는 보정작업을 통해 원래 태양광 발전패턴을 복원한 후 분석에 적용하였다.

[그림 1] 여름철 태양광 일일발전패턴, '17-'19 vs '20-'21



<수식 1> 재생발전 확률 모형

$$\log(\text{Renewable}_{t,i} + 1) = f_D(\text{Deterministic Cycles}_{t,i}) + \nu_{t,i} \quad (1)$$

$$\nu_{t,i} : (1 - \sum_{j=1}^p \alpha_j L^j) \nu_i = (1 + \sum_{j=1}^q \theta_j L^j) \epsilon_t \text{ for each } i \text{ renewable source} \quad (2)$$

재생발전 확률모형은 크게 2단계의 추정구조를 가지는 2-stage ARMAX(AutoRegressive Moving Average with Exogenous variables)를 적용하였다. 인덱스 i는 재생발전원인 태양광과 풍력, 인덱스 t는 시간을 나타낸다. 자료는 KPX의 2017-2019년 시간별 전국 태양광 및 풍력자료를 이용하였다. 1단계에서는 재생발전의 달력효과(calendar effect)를 통제하기 위해 연간 sine, cosine, 일간 sine, cosine 등의 사이클 변수를 적용하여 OLS(Ordinary Least Square) 분석을 하였다. 이때 태양광은 주기적인 일출,

순수요 불확실성 하에서 에너지 저장장치 효율 최대화를 위한 대안 모색: 10차 전력수급계획을 기반으로

일몰로 명확한 일간 사이클이 존재하기 때문에 그 사이클을 적용하여 모형의 설명력을 높였다. 2단계에서는 1단계의 잔차항($\nu_{t,i}$)을 기반으로 기본적인 ARMA 모형분석을 적용하였다. L은 ARMA 모형의 lag operator를 뜻한다. 이때 태양광과 풍력에 대한 최적 AR(p), MA(q)항은 AIC, SIC등의 지표를 활용해서 적용하였다. 태양광 및 풍력 모형의 추정결과는 <표 1>와 <표 2>와 같다.

<표 1> 태양광 모형 추정 결과

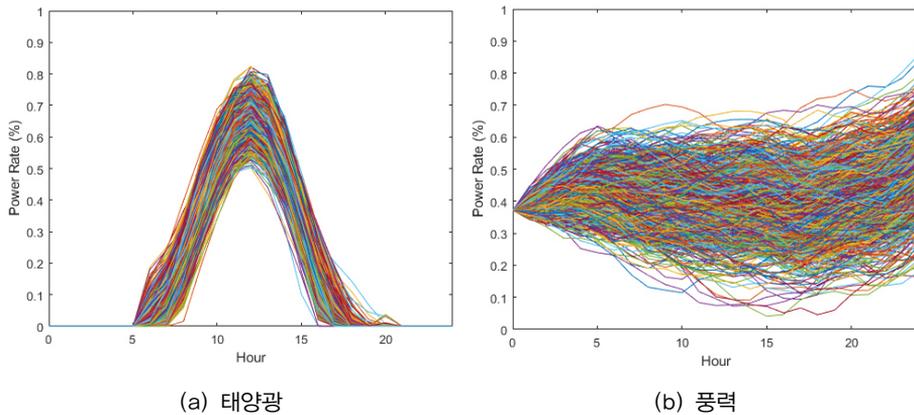
Stage 1 : OLS part			Stage 2 : ARMA part		
설명변수	coef	t-stat	설명변수	coef	t-stat
상수항	0.00926	12.24	mu	5.89E-05	0.005756
cy	-0.0057	-6.65	MA1	-0.95284	0.006999
sy	0.01578	18.48	MA2	-0.55063	0.009205
cy2	-0.01195	-13.99	MA3	-0.20059	0.006839
sy2	-0.00057	-0.66	AR1	0.82888	0.004195
daily_cycle	0.26589	316.06	AR23	0.01597	0.006186
			AR24	0.63868	0.004761
R2 : 0.795			Pseudo R2 : 0.876		

<표 2> 풍력 모형 추정 결과

Stage 1 : OLS part			Stage 2 : ARMA part		
설명변수	coef	t-stat	설명변수	coef	t-stat
상수항	0.20272	232.54	mu	0.000107	0.02
cy	0.08243	66.86	MA1	-0.48887	-75.43
sy	0.03535	28.67	MA2	-0.20921	-28.34
cy2	0.01427	11.57	MA3	-0.11183	-14.85
sy2	0.00571	4.64	MA4	-0.08361	-11.39
ch	0.01152	9.34	MA5	-0.04995	-7.78
sh	-0.00101	-0.82	AR1	0.95677	460.44
ch2	-0.00305	-2.48	AR24	0.1739	28.3
sh2	0.00108	0.87			
R2 : 0.174			Pseudo R2 : 0.761		

앞서 추정된 확률 모형을 기반으로 태양광과 풍력의 예측 프로파일을 도출한다. 예측 프로파일을 도출하는 과정은 크게 3단계로, 첫째, 2단계 ARMA 모형의 오차항인 백색잡음잔차(white noise residual, $\epsilon_{t,i}$)를 평균이 0이고 표준편차가 샘플의 표준오차를 따르는 정규분포를 가정하고 무작위로 생성한다. 둘째, 생성된 랜덤 백색잡음잔차를 바탕으로 ARMA 모형을 기반으로 1단계의 잔차항($\nu_{t,i}$)을 역 생성한다. 셋째, 이를 1단계 모형과 결합해서 24시간 재생발전 예측 프로파일을 도출한다. 본 연구에서는 이 과정을 각각 1000번 실행해서 1000개의 예측프로파일을 [그림 2]와 같이 도출하였다. 본 연구의 재생발전 예측 프로파일 도출 방법론은 Jeon and Mo(2018)을 기반으로 적용하였다. [그림 2]에 제시된 바와 같이 추정된 1000개의 재생발전 예측 프로파일이 나타내는 예측오차와 불확실성을 기반으로 본 연구에서 재생발전의 확률적 특성을 반영하였다.

[그림 2] 태양광 및 풍력 1000개 예측 프로파일, 여름철



IV. 분석 전제 및 가정

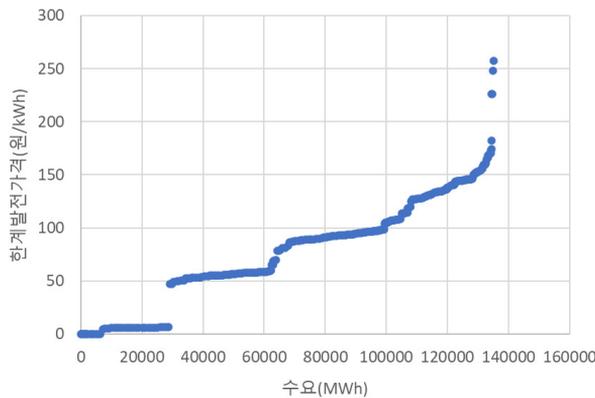
본 연구에서는 2030년 한국의 재생발전 보급상황과 수요패턴 및 공급곡선을 적용하여 분석한다. 태양광과 풍력 용량은 제10차 전력수급기본계획의 2030년 목표치

순수요 불확실성 하에서 에너지 저장장치 효율 최대화를 위한 대안 모색: 10차 전력수급계획을 기반으로

에 따라 각각 46.5GW, 19.3GW 적용하였으며, 에너지저장장치는 2031년~2036년의 보급계획으로 124.97GWh가 설정되어 있는데 ESS의 효과를 보다 부각해서 살펴보기 위해 2030년 보급 용량은 60GWh, 총방전출력은 10GW로 가정하였다(산업통상자원부, 2023).³⁾

ESS 사용자는 누구도 시장가격에 영향을 미칠만큼 크지 않아 모두 price-taker로 가정한다. 그리고 ESS 사용자에게 일일전 시장에서 결정된 시간별 SMP가 적용되는 것으로 가정한다. 이때 일일전 시장 SMP는 다음날 24시간에 대한 수요예측치에서 재생발전 예측치를 차감한 순수요 예측치로 도출된 값이다. 순수요값에 따른 SMP를 추정하기 위해 한국의 공급곡선을 기반으로 공급함수를 도출한다. [그림 3]은 2018년 8월 각 발전기의 한계비용을 기반으로 도출한 공급함수이다.⁴⁾ 약 30GWh이하에서 원자력, 이후 약 60GWh까지 석탄, 이후는 LNG로 구분된 계단형 공급곡선의 특성을 보인다(전력거래소, 2022).

[그림 3] 한국 전력시스템 공급 곡선



- 3) 제10차 전력수급기본계획 상의 2031-2036년 장주기 ESS의 에너지 용량:총방전 출력은 124.97GWh:20.85GW로 5.99:1의 비율이다. 이 수치를 기반으로 총방전 출력을 적용하였다 (산업통상자원부, 2023).
- 4) 2018년 공급곡선을 본 연구에 적용한 이유는 재생발전 실적자료가 2017-2019년 적용되어 일관성이 있으며, 2020년 이후 코로나나 국제 에너지가격 폭등 사태가 오기 전의 통상적인 전력 공급 환경을 반영하기 위함이다.

본 연구는 전체 공급곡선을 기반으로한 공급함수와 LNG발전 부분만 반영한 공급함수를 차등적으로 추정하여 분석에 적용하였다. 전체 공급곡선을 기반으로 한 공급함수의 기울기와 절편은 각각 1.023과 8.0이고 LNG발전 부분만 반영한 공급곡선의 기울기와 절편은 0.587과 43.6이다. 이 함수를 도출한 자료에서 수요의 단위는 GW이고 가격의 단위는 원/kWh이다. 즉 전체 공급곡선의 기울기는 더 가팔라서 가격 탄력적인 특성을 보이고, LNG발전 부분의 공급곡선은 더 완만해서 상대적으로 가격 탄력적인 특성을 보인다. 공급함수의 가격탄력성은 수요변화에 대한 SMP 편차의 폭을 결정하기 때문에 차익거래에 집중하는 ESS 사용자 입장에서는 중요한 요소이다. 추후 탄소중립 목표에 따라 석탄발전을 줄여 나갈 경우 LNG가 대부분의 시간에 한계발전원이 되는데, 이는 미래에 탄력적인 공급곡선을 가질 것을 암시해 준다. 본 연구에서는 현재의 공급곡선 형태와 미래의 공급곡선을 차등적으로 분석하기 위해 두 종류의 가격 탄력성을 적용하였다.

Lu et al.(2015)에서는 중개거래자 관점에서 분산형 저장장치의 충방전 의사결정을 효율적으로 단순화하기 위해 일일전 시장 가격을 바탕으로 충전의 기준이 되는 가격하한(Price Low, PL)과 방전의 기준이 되는 가격상한(Price High, PH)를 제시하였다. 즉 가격하한 이하에 SMP가 존재하면 충전하고, 가격상한 이상에 SMP가 존재하면 방전함으로써 차익거래 이익을 얻는 것이다. 연구에서는 추가적인 비효율이 없다면 'PH = PL/충방전 효율'의 관계를 가져야 함을 보였다. 이는 충방전 효율이 90%인 경우 PL=90원/kWh에서 충전하였으면, 최소한 PH=100원/kWh에 방전해야 함을 의미한다. 본 연구에서는 이 방법론을 적용하되 ESS사용자 차익거래편익을 보다 보수적으로 보장하기 위해서 충방전효율 90%에 추가적인 운영비 회수를 위한 마진 10%를 추가로 반영하여 PL과 PH의 가격 폭을 넓혔다. 이는 충방전의 확률은 낮추지만 수익성은 높아지는 보다 보수적인 운영방식이라 할 수 있다. 본 연구에서는 Lu et al.(2015)의 충방전 가격기준과 확률적 충방전 의사결정을 결합한 방법론을 확률 충방전 전략으로 정의하며 다음과 같이 표현할 수 있다.

<수식 2> 확률 충방전 전략

$$E[\text{총에너지저장량}] = \sum_{t=1}^{24} [\Phi(E[P_t] < PL) * chP/\gamma - \Phi(P(E[P_t]) > PH) * dischP]$$

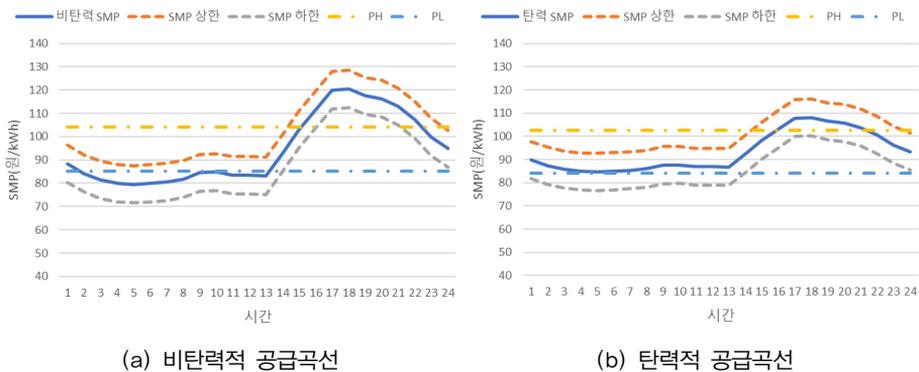
순수요 불확실성 하에서 에너지 저장장치 효율 최대화를 위한 대안 모색: 10차 전력수급계획을 기반으로

ϕ 는 재생발전의 확률적 특성을 반영한 SMP 확률분포의 확률밀도함수를 나타낸다. chP 와 $dischP$ 는 시간별 충전 및 방전 상한을 뜻하며 γ 은 충방전 효율을 나타낸다. 확률 충방전 전략으로 충전된 총 충전량이 ESS의 에너지 용량을 초과할 경우 전체 충전량을 비례하게 경감시킨다.

V. ESS 최적 활용 및 피크 순수요 경감 효과

[그림 4]는 피크일 일일전 시장에서 예측된 24시간 SMP 패턴, 이를 기반으로한 충방전 상한, 하한을 결정하는 PH, PL, 재생발전의 불확실성을 평균적으로 반영한 SMP 변동폭 상한과 하한을 보여준다.⁵⁾ [그림 4]-(a)에서 비탄력적 공급곡선하에서 SMP 패턴은 [그림 4]-(b)의 탄력적 공급곡선대비 피크-비피크의 가격차이가 크게 나타난다.

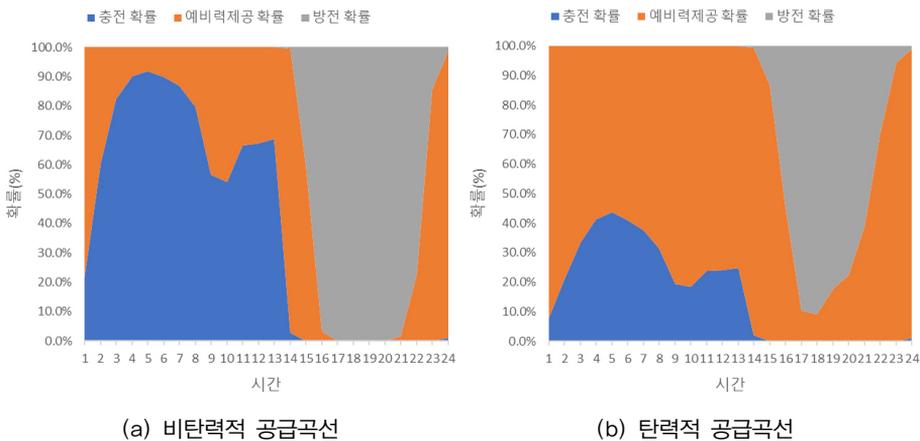
[그림 4] 탄력적 및 비탄력적 공급함수하에서 SMP 패턴, 여름철 피크일



5) SMP 상한과 하한은 +2 표준편차를 적용해서 전체 가격 불확실성의 95%를 대표하는 가격 폭을 제시한다.

[그림 5]는 [그림 4]의 SMP 프로파일을 바탕으로 충전과 방전의 확률을 보여준다. 예를 들어, [그림 4]-(a)의 1시~12시 구간과 같이 SMP의 상한과 하한 밴드 사이에 PL이 위치할 경우 충전확률은 $\text{Prob}(\text{SMP} > \text{PL})$ 로 결정된다. 이때 SMP는 순수요에 의해서 결정되며, 이는 재생발전의 불확실성에 영향을 받기 때문에 정규분포기반 확률변수이다. 반면 [그림 4]-(a)의 18시~19시 구간과 같이 SMP 상하한 밴드가 PH보다 위에 존재하면 $\text{Prob}(\text{SMP} > \text{PH}) = 1$ 로 해당구간의 방전확률은 100%가 된다. 이를 시간별로 충전확률, 방전확률, 그리고 충전도 방전도 하지 않아 예비력 제공을 할 수 있는 확률로 나타내보면 [그림 5]와 같다. [그림 5]-(a)는 비탄력적 공급곡선을 기반으로 피크-비피크 SMP 차이가 더욱 뚜렷하기 때문에 1~12시는 주로 충전, 16시~22시는 주로 방전이며 그 외 예비력 제공확률은 높지 않다. 반면 [그림 5]-(b)는 탄력적 공급곡선을 기반으로 SMP의 격차가 크지 않아서 충방전으로 인한 부하이전보다 예비력 제공의 확률이 높게 나타난 것을 확인할 수 있다.

[그림 5] 충전, 방전, 예비력 제공 확률 프로파일, 여름철 피크일

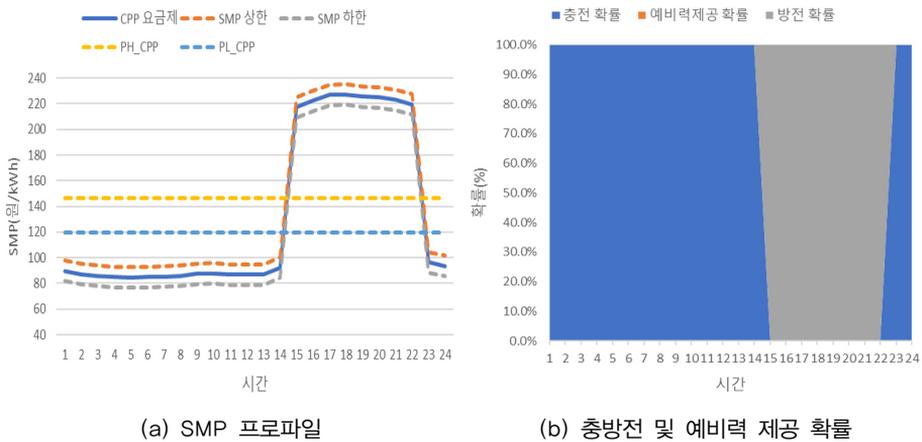


[그림 6]은 위의 탄력적 공급곡선 하의 SMP 상황에서 보다 적극적인 부하이전을 통해 피크수요 감축을 유인할 수 있는 CPP가 적용될 경우의 상황을 보여준다. CPP는 순수요를 기반으로 피크수요가 형성되는 16시~22시에 적용하였으며, SMP에

순수요 불확실성 하에서 에너지 저장장치 효율 최대화를 위한 대안 모색: 10차 전력수급계획을 기반으로

119원/kWh을 추가로 적용하여 요금제를 구성하였다.⁶⁾ [그림 6]-(a)의 CPP하에서 PL과 PH는 충전과 방전시간을 분명하게 구분시켜준다. 이는 [그림 6]-(b)에서 피크 요금제 적용이 안되는 구간에서는 명확히 충전, 피크요금제 적용구간에서는 명확히 방전되어 예비력 제공 없이 부하이전과 피크감축에 집중된 형태로 ESS가 운영되는 유인을 제공함을 알 수 있다.

[그림 6] CPP하에서 SMP 패턴과 총방전 및 예비력 제공 확률 프로파일, 여름철 피크일



<표 3>은 확률 총방전 전략하에서 각 Case별 충전, 방전, 예비력 제공 확률을 보여 준다. 피크와 비피크시간의 가격격차가 가장 낮은 탄력 공급함수의 경우 예비력 제공 확률이 63.4%로 가장 높고, 비탄력 공급함수의 경우 31.3%로 나타났다. 예비력 제공 확률은 확률 총방전 전략하에서 충전도 방전도 하지 않는 시간에 예비력을 제공하는 확률로 이해가능하다. 즉 피크-비피크 가격 격차가 높을수록 예비력제공 확률은 낮아지며, 탄력공급함수에 CPP가 결합 되어 피크시간 가격을 2배가량 높은 경우 ESS의 모든 자원은 부하이전에 활용될 것을 알 수 있다. 앞으로 주요 전원인 LNG

6) CPP 추가요금 119원/kWh은 2022년 음성 천연가스 발전소의 용량 1120MW, 건설비 12,000 억원, 수명 30년, 피크시간 300시간을 적용하여 도출하였다(<https://www.etnews.com/20221109000192>). CPP 구간 16시~22시는 현재 태양광이 높은 수준으로 보급된 캘리포니아의 Southern California Edison에서 제시하는 피크요금제와 유사한 구간이다(www.sce.com).

발전에서 대부분의 SMP가 결정될 것을 감안하며 탄력 공급함수의 형태를 가질 것이고, 이때 CPP 등의 추가적인 인센티브가 없다면 ESS는 부하이전 편익보다는 예비력 제공으로 활용되는 것이 더 최적화된 전략임을 알 수 있다.

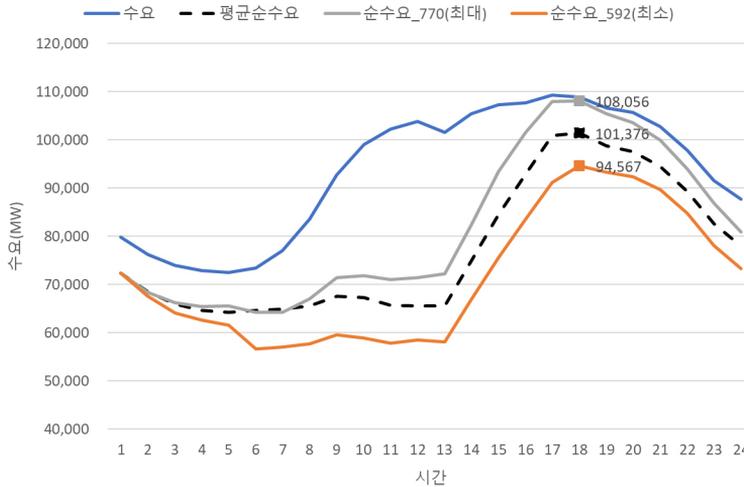
〈표 3〉 Case별 총전, 방전, 예비력제공 확률

	총전 확률	예비력제공 확률	방전 확률
비탄력 공급함수	38.3%	31.3%	30.3%
탄력 공급함수	15.5%	63.4%	21.1%
탄력 공급함수 + CPP	66.7%	0.0%	33.3%

일반적인 일일전 시장에서 제시하는 익일 24시간 SMP는 평균 순수요를 기반으로 산정한다. 즉 재생발전의 불확실성은 고려한 프로파일에서 극단적인 프로파일 시나리오는 배제된다. 하지만 전력공급의 신뢰성을 담보하기 위해서는 최악의 재생발전 상황을 대비할 수 있는 예비력 용량 확보가 필요하다. 즉 시스템 관점에서 ESS의 피크 순수요 감축효과는 평균 순수요 기반이 아니라 최악 재생발전을 감안한 최대 순수요 기준으로 산정되는 것이 합리적이다. [그림 7]과 같이 본 연구에서 제시한 2030년 한국 상황을 예로 들면 평균 순수요의 피크는 101,376MW이다. 하지만 1000개 재생발전 시나리오 중 가장 낮은 발전을 감안한 최대 순수요인 770번째 순수요 프로파일의 피크는 108,056MW이다. 반면 최소 순수요를 보인 592번째 순수요 프로파일은 94,567MW이다. 770번째 순수요 프로파일과 같이 전력공급의 신뢰성 확보를 위해 감안되어야 하는 최대 순수요 피크를 본 연구에서는 신뢰성 피크로 정의한다.

순수요 불확실성 하에서 에너지 저장장치 효율 최대화를 위한 대안 모색: 10차 전력수급계획을 기반으로

[그림 7] 재생발전 예측프로파일별 순수요, 최대 순수요(770) vs 최소 순수요(592)



본 연구에서 제시한 확률 충방전 전략을 통한 ESS 운영은 평균 순수요를 기반으로 피크수요를 감축하는 전략이다. 하지만 앞서 언급하였듯이 실질적으로 전력시스템이 확보해야 하는 최대 순수요 관점에서 확률 충방전 전략의 신뢰성 피크 감축 효과는 기대 이하일 수 있다. <표 4>에서 확률 충방전 전략하에서 평균 순수요는 7.01GW를 감축한 반면 신뢰성 피크 감축효과는 0.26GW에 불과한 것으로 분석되었다. 확률 충방전 전략에 CPP를 함께 적용하여 부하이전에 대한 유인을 더 제공해도, 평균 순수요는 7.5GW, 신뢰성 피크 감축효과는 0.82GW로 실질적인 피크감축 효과는 매우 제한적이다.

이에 대한 대안으로 피크 충방전 전략을 본 연구에서 적용하여 분석하였다. 피크 충방전 전략은 모든 실현되는 순수요에 대해서 일정 수준이상의 피크 감축을 달성하기 위해 목표 최대 순수요를 기준으로 설정하고 실현된 순수요가 기준치 이상일 경우 기준치까지 방전을 하는 의사결정 전략이다. 이때 방전량은 ESS의 물리적 방전 출력 상한을 초과할 수 없다. 방전량 결정 구조는 다음의 식과 같다. 충전 의사결정은 확률 충방전 전략과 동일하다. t 는 시간, i 는 1000개 중 순수요 프로파일 인덱스를 나타낸다.

$$\text{방전량}_{t,i} = \text{Min}(\text{순수요}_{t,i} - \text{목표기준치}, \text{방전출력상한})$$

예를 들어, 목표 최대 순수요 기준치가 94,000MW일 경우 실현 순수요가 [그림 7]의 평균 순수요와 같이 101,376MW일 경우 방전량은 7,376MW가 된다. 본 연구에서 피크 충방전 전략의 효과를 확률 충방전 전략과 동등한 조건에서의 비교를 위해 목표 순수요 기준치는 비슷한 평균 피크 감축을 달성할 수 있는 94,000MW으로 설정하였다. 그 결과 피크 충방전 전략의 평균 피크 감축은 7.29GW이고 최대 순수요 피크 감축을 뜻하는 신뢰성 피크 감축은 3.32GW으로 나타났다. 이는 CPP가 적용된 확률 충방전 전략보다 실질적 피크 감축 효과에서 월등히 뛰어난 결과이다. <표 4>에서 최악의 순수요 상황인 최대 순수요 케이스와 함께 1%와 5%의 확률로 나타날 수 있는 최대 순수요 상황에 대한 각 전략별 피크감축도 함께 제시하였으며, 역시 피크 충방전 전략이 피크 감축에 뛰어난 결과를 보임을 알 수 있다.

〈표 4〉 ESS 충방전 전략별 피크 감축량

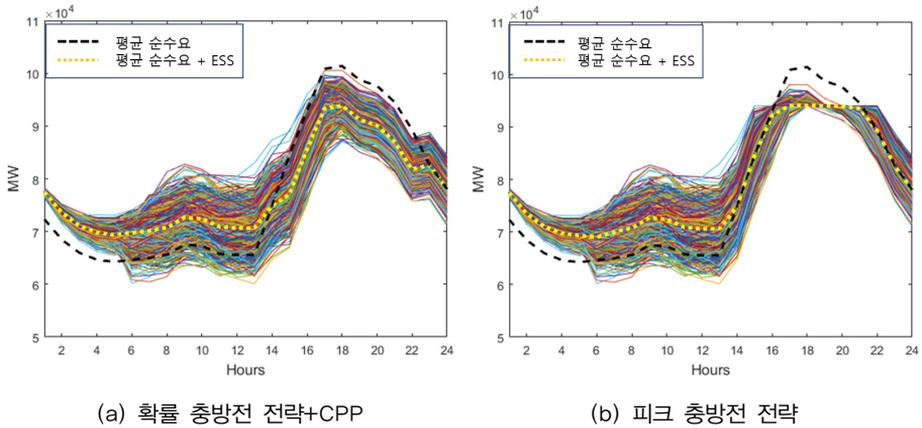
(GW)	평균 피크 감축	순수요 상위 5% 피크 감축	순수요 상위 1% 피크 감축	최대 순수요 피크 감축
확률 충방전 전략	7.01	3.07	1.73	0.26
확률 충방전 전략+CPP	7.50	3.67	2.31	0.82
피크 충방전 전략	7.29	6.17	4.81	3.32

[그림 8]은 <표 4>의 결과를 구체적으로 이해할 수 있게 도와준다. CPP가 적용된 확률 충방전 전략하에서 평균 순수요 관점에서 평균 순수요(검은 점선)와 ESS가 적용된 평균 순수요(노란 점선)은 꽤 큰 피크 감축효과를 보인다. 하지만 실선으로 표현된 ESS 적용 후의 1000개 순수요 프로파일 중 가장 높은 선은 거의 ESS 적용 전의 평균 순수요와 맞닿아 있다. 즉 신뢰성 피크 감축효과가 제한적이다. 반면 피크 충방전 전략의 경우 ESS가 적용된 평균 순수요의 피크는 확률 충방전 전략과 유사하지만 신뢰성 피크는 확연히 감축된 것을 확인할 수 있다. 피크 충방전 전략에서 피크시간 가장 높은 실선 하나가 신뢰성 피크를 꽤 높인다. 저 실선이 [그림 7]에서 설명한

순수요 불확실성 하에서 에너지 저장장치 효율 최대화를 위한 대안 모색: 10차 전력수급계획을 기반으로

770번째 순수요에 해당한다. <표 4>에서 정리한 바와 같이 상위 1%의 최대 순수요를 배제하면 신뢰성 피크 감축효과는 4.81GW까지 증가하게 된다.

[그림 8] 실질적 피크 감축 효과, 확률 충방전 전략 vs 피크 충방전 전략



본 분석이 시사하는 바는 평균 순수요를 기반으로 일반적인 ESS 운영방법을 담은 확률 충방전 전략을 적용하는 것은 실질적 피크 감축에 효과적이지 못하다는 것이다. 피크 충방전 전략은 부하이전은 제한적으로 하고 예비력 공급에 저장용량을 상당부분 할당해서 피크시간 순수요 불확실성에 대응하는 전략으로 이해가능하다. 즉 부하이전과 예비력 제공에 ESS 자원을 균형있게 배분할 때 실질적인 신뢰성 피크를 효과적으로 감축할 수 있음을 본 연구는 시사한다. 추가적으로 향후 재생발전의 확대는 예비력의 필요성을 높이지만, 예측력의 발달로 순수요 불확실성이 경감된다면 반대의 가능성도 존재하기에 이러한 요소가 반영되어 ESS 자원의 예비력 제공 배분이 적절한 수준에서 결정 될 것이다.

VI. 결론 및 토의

본 연구는 한국의 2030년 전력공급 환경에서 재생발전 불확실성을 고려한 효과적 인 분산형 ESS 운영방안에 대해서 분석하였다. 본 연구의 주요 결론은 다음과 같다.

첫째, LNG발전용량 증가와 함께 탄력적 공급곡선을 가지게 될 경우 ESS는 부하이전으로 인한 편익보다 예비력 제공으로 인한 편익이 커진다. 이때 피크수요 경감이 장기적 전력공급 효율성 개선에 필요할 경우 피크수요의 외부비용을 반영한 CPP를 적용할 경우 ESS 자원을 부하이전 기능으로 다시 유인할 수 있다.

둘째, 일일전 시장 관점에서 평균 순수요를 반영하는 한계가격에 기반한 ESS 운영방식은 실질적 피크감축효과를 과대계상한다. 안정적 전력공급 관점에서는 평균 순수요가 아닌 발생 가능한 최대 순수요를 경감하는 정도에 따라 ESS의 피크감축 기여가 인정 받아야 한다.

셋째, 발생 가능한 최대 순수요 경감에는 CPP의 기여도 제한적이며 본 연구에서 제한한 일정 ESS 용량은 평균 순수요를 부하이전하는 용도로 활용하되 일정 용량은 재생발전 불확실성에 기인한 예외적인 순수요 발생 시 이에 대응하는 예비력 자원으로 활용하는 것이 발생 가능한 최대 순수요 경감에 효과적인 대응방안이다.

본 연구는 보급 잠재력이 높은 수용가의 분산형 ESS 관점에서 분석을 수행하였다. 순수요 불확실성 확대로 ESS의 예비력 제공 역할이 필요함을 강조하였지만, 자원의 신뢰성 관점에서 계통운영자의 지시에 맞춰 즉각적으로 반응해야 하는 예비력을 분산형 ESS가 제공하기 위해서는 고도의 VPP 등 선결 조건이 존재한다. 따라서 분산형 ESS는 부하이전에 보다 집중을 하고, 계통운영자의 지시에 보다 신뢰성있게 반응할 수 있는 발전사업자 ESS가 예비력 제공에 집중하는 것이 보다 현실적인 대안일 것이다.

전기차, 냉난방 수요자원 등을 포함하는 분산형 ESS는 경제성 달성이 유리한 반

순수요 불확실성 하에서 에너지 저장장치 효율 최대화를 위한 대안 모색: 10차 전력수급계획을 기반으로

면 자원의 효율적 활용을 위해 VPP 등 인프라 구축이 필요하고, 발전사업자 ESS는 높은 투자비용으로 경제성 달성은 힘든 반면 특별한 인프라 없이 바로 적용이 가능하다. 향후 ESS의 필요성이 높아질 것을 감안하면 장단점을 가진 두 종류 ESS 보급을 함께 유인하는 정책이 필요하다.

재생 발전의 보급이 가속화되면서 전력시장의 전통적 문제인 피크수요 경감으로 인한 전력공급 효율성 제고와 새로운 문제인 재생발전 불확실성에 대한 효과적인 예비력 확보와 대응, 이 두 가지 목적을 정책입안자는 동시에 고려해야 한다. 미래 전력시장의 핵심 자원인 ESS가 보다 필요하고 가치가 높은 목적에 효과적으로 자원이 배분되는 유인체계가 시장에서 작동할 때 우리의 탄소중립 비용은 효율적으로 경감시켜 나갈 수 있을 것이다.

접수일(2023년 2월 23일), 수정일(2023년 3월 16일), 게재확정일(2023년 3월 17일)

◎ 참고 문헌 ◎

- 산업통상자원부(2023). 제 10차 전력수급기본계획. 세종: 산업통상자원부.
- 전력거래소(2022). 전력통계정보시스템.
- Bessa, R. Moreira, C. Silva, B. and Matos, M.(2013). “Handling renewable energy variability and uncertainty in power systems operation.” *WIRES Energy and Environment* 3 : 156-178.
- Blonz, J.(2016). “Making the Best of the Second-Best: Welfare Consequences of Time-Varying Electricity Prices.” Technical Report. Energy Institute at Haas.
- Borenstein, S. and Bushnell, J. B.(2018). “Do Two Electricity Pricing Wrongs Make a Right? Cost Recovery, Externalities, and Efficiency.” Working Paper 24756. National Bureau of Economic Research.
- Borenstein, S. and Holland, S.(2005). “On the efficiency of competitive electricity markets with time-invariant retail prices.” *The RAND Journal of Economics* 36 : 469-493.
- Energy Information Administration (EIA)(2023). database.
- Geske, J. and Green, R.(2020). “Optimal storage, investment and management under uncertainty: it is costly to avoid outages!” *The Energy Journal* 41 : 1-28.
- Graf, C. Quaglia, F. and Wolak, F. A.(2020). “Simplified Market Mechanisms for Non-Convex Markets: Evidence from Italian Electricity Market”.
- Herte, H.(2007). “Residential implementation of critical-peak pricing of electricity.” *Energy Policy* 35 : 2121-2130.
- Jang, D. Eom, J. Kim, M. and Rho, J.(2015). “Demand responses of Korean commercial and industrial businesses to critical peak pricing of electricity.” *Journal of Cleaner Production* 90 : 275-290.
- Jeon, W. and Mo, J. Y.(2018). “The True Economic Value of Supply-Side Energy

순수요 불확실성 하에서 에너지 저장장치 효용 최대화를 위한 대안 모색: 10차 전력수급계획을 기반으로

- Storage in the Smart Grid Environment - The case of Korea.” *Energy Policy* 121 : 101-111.
- Jeon, W. Lamadrid, A. J. Mo, J. Y. and Mount T.(2015). “Using Deferrable Demand in a Smart Grid to Reduce the Cost of Electricity for Customers.” *Journal of Regulatory Economics* 47 : 239-272.
- Joskow, P. and Wolfram, C.(2012). “Dynamic pricing of electricity.” *American Economic Review* 102 : 381-385.
- Li, N. Uçkun, C. Constantinescu, E. M. Birge, J. R. Hedman, K. W. and Botterud, A. (2015). “Flexible Operation of Batteries in Power System Scheduling With Renewable Energy.” *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 7 : 685-696.
- Lu, H. Jeon, W. Mount, T. and Lamadrid, A.(2015). “Can energy bids from aggregators manage deferrable demand efficiently?” *Hawaii International Conference on System Sciences* 48 : 2530-2539.
- Ramsey, F. P.(1927). “A Contribution to the Theory of Taxation.” *The Economic Journal* 37 : 47-61.
- Vickrey, W. S.(1969). “Congestion theory and transport investment.” *The American Economic Review* 59 : 251-260.
- Zhang, S. Ocloń, P. Klemeš, J. J. Michorczyk P. Pielichowska, K. and Pielichowski, K. (2022). “Renewable energy systems for building heating, cooling and electricity production with thermal energy storage.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 165.

ABSTRACT

Exploring Strategies to Maximize the Utility of Energy Storage Under Uncertainty of Net Load: the Korean Case*

Jungyoun Mo** and Wooyoung Jeon***

The traditional concern in the power market has been how to reduce peak demand to improve long-term supply efficiency. Along with the expansion of renewable generation, a new concern in the power market is how to respond cost-effectively to the uncertainty of renewable generation. Energy storage is a resource that can provide effective solutions to both these problems through shifting load and providing reserve. This study analyzed the effective use of energy storage when dynamic pricing and critical peak pricing under different supply curves in the Korean power system in 2030 are considered together with the stochastic renewable generation. The main results of this study are as follows. First, under Korea's elastic supply curve, energy storage have a greater incentive to provide reserve, and if the critical peak pricing is applied, load shifting becomes an attractive option. Second, when storages are used to lower the mean net load, then it does not represent true peak reduction effect because it disregards the worst renewable generation scenario. Third, the peak reduction effect of the storage should be evaluated on the basis of maximum net load, and in order to effectively achieve reduction of maximum net load, storage capacity should be effectively allocated between shifting load and providing reserve is required. When an incentive system, in which storage capacities are optimally allocated to increase the efficiency of electricity supply, offered in the market, costs to achieve carbon net zero can be effectively reduced.

Key Words : Renewable Generation, Uncertainty, Dynamic Pricing, Critical Peak Pricing, Elasticity of Supply Curve, Energy Storage, Load Shifting, Reserve Provision

* This study was financially supported by Chonnam National University(Grant number: 2021-3939)

** Assistant Professor, Department of Economics, Chosun University (First authour), jymo@chosun.ac.kr

*** Associate Professor, Department of Economics, Chonnam National University (Corresponding author), wyjeon@jnu.ac.kr