

비용효과적 재생에너지 수용을 위한 BESS 및 연계망 기반 출력제한 완화 효과 연구: 제주 사례를 중심으로

전우영^{1)*} · 박상훈²⁾

Effects of BESS-based Curtailment Mitigation on the Cost-Effective Acceptance of Renewable Energy: A Case Study of Jeju

Wooyoung Jeon^{1)*} · Sanghun Park²⁾

Received 19 March 2026 Revised 4 June 2026 Accepted 16 June 2026 Published online 24 June 2026

ABSTRACT As the penetration of Variable Renewable Energy (VRE) continues to rise, curtailment has emerged as a paramount challenge in power system operation. This study examines the efficacy of Battery Energy Storage Systems (BESS) and the operational constraints of High Voltage Direct Current (HVDC) interconnections in mitigating VRE curtailment within the Jeju power system. Based on the deployment targets outlined in the 11th Basic Plan for Electricity Supply and Demand, scenarios for the years 2026, 2032, and 2038 were constructed. Simulations were executed using the Matpower Optimal Scheduling Tool (MOST), a power system optimization model, to evaluate the system dynamics. The analytical results indicate that in the absence of BESS, the curtailment rate in Jeju is projected to escalate to 11.0% by 2038. Conversely, the deployment of BESS as planned is expected to suppress this rate to approximately 5.1%. An economic feasibility analysis, incorporating the recent downward trend in BESS capital expenditures, demonstrates that the economic benefits derived from avoided curtailment outweigh the investment costs during the initial implementation phase, thereby securing economic viability. Furthermore, this research highlights that if the reverse transmission capacity of HVDC lines is restricted due to grid congestion in the mainland (Honam region), the curtailment rate could surge to 11.4%. These findings underscore the critical importance of ensuring grid flexibility and provide a foundational framework for determining optimal BESS sizing and operational strategies in high-penetration renewable energy environments.

Key words Renewable energy(재생에너지), Curtailment(출력제한), Energy storage system(에너지저장장치), Net load(순수요), Variability(변동성), Power system(전력시스템)

1) Professor, School of Humanities and Social Sciences, Seoul National University of Science and Technology

2) Economist, Sustainability Growth Office, Bank of Korea

*Corresponding author: wyeon@seoultech.ac.kr

Tel: +82-2-970-6285 Fax: +82-2-977-6220

** 이 성과는 정부(과학기술정보통신부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구임(NRF-2023R1A2C1005325) - (이론적 배경, 기초 방법론, 최적화 모형 부분).

본 연구는 한국은행의 재정적 지원을 통해 수행되었음(시나리오 설정, 정책 분석 부분).

1. 서론

태양광과 풍력을 중심으로 한 변동성 재생에너지(Variable Renewable Energy, VRE)가 빠르게 증가하면서 재생에너지 출력제한이 전력계통운영의 주요 이슈로 떠오르고 있다. 2024년 기준 제주도는 태양광이 644 MW, 풍력이 422

MW 보급되어 VRE는 피크수요의 92.2%에 육박하며, 전체 발전 용량의 52.9%를 차지한다. 11차 전력수급기본계획에 따르면 태양광과 풍력 용량은 2032년 약 2,350 MW, 2038년 약 3,108 MW에 이르러 2024년 대비 약 3배 수준까지 빠르게 증가할 것으로 전망된다.^[1]

제주도의 출력제한 횟수는 2021년 풍력 64회, 태양광 1회였던 것이 2023년 풍력 117회, 태양광 64회로 대폭 증가하였다. 2024년은 재생에너지 입찰제도가 6월 1일 도입되면서 자발적인 출력제한이 늘어 비자발적 횟수는 풍력 51회, 태양광 32회로 줄어들었다. 하지만 이는 제도에 의해서 경제적 유인으로 자발적인 출력제한 증가한 것일 뿐, 출력제한의 총량과 그 심각성은 재생에너지 증가에 비례해서 계속 커지고 있다.^[2]

변동성 재생에너지의 높은 변동성과 통제하기 힘든 특성 때문에 보급이 확대되는 과정에서 어느 정도의 출력제한은 불가피하다. 하지만 출력제한은 재생에너지 사업자의 경제성을 떨어뜨려서 보급을 지연시키고, 화석연료의 발전을 늘려서 전력공급 비용과 탄소 배출량을 증가시킨다. 이러한 이유로 독일, 영국, 캘리포니아와 같은 재생에너지 보급이 상당히 진행된 국가들은 3% 내외에서 출력제한을 관리하고 있다.

출력제한을 경감시키는 방안에는 공급측 자원과 수요측 자원으로 구분해서 살펴볼 수 있다. 공급측 자원에는 육지 연결망과 ESS(Energy Storage System)가 있다. 제주와 육지를 연결하는 3기의 HVDC 회선은 태양광이 넘치는 시간에 재생에너지를 육지로 역송시켜줘서 출력제한을 경감시킬 수 있다. 또한 ESS의 경우 태양광 발전을 밤시간으로 이동시켜 발전패턴을 평탄화함으로써 피크시간의 태양광 발전 출력제한을 효과적으로 줄일 수 있다.

수요측 자원으로는 P2M(Power-to-Mobility), P2H(Power-to-Heating), P2G(Power-to-Gas)와 같은 전기화 기반 섹터커플링 자원들이 존재한다. P2M의 대표자원은 전기차이다. 전기차 충전을 낮시간에 집중시켜서 출력제한을 경감시킬 수 있다. P2H의 대표자원은 히트펌프 등과 같은 냉난방 서비스를 전기화하는 것이다. 냉난방을 전기에너지로 전환하면서 추가적인 수요가 버려지는 재생에너지를 흡수해서 출력제한을 줄이는 방법이다. 마지막으로 P2G는 수전해를 통해서 남는 재생에너지를 수소로 전

환하는 방법이다.

본 연구에서는 제주도 출력제한 경감 방안으로 공급측 자원인 ESS와 HVDC 육지연계망의 영향을 분석한다. ESS와 관련해서 제주도는 2026년 약 68 MW의 BESS(Battery ESS) 보급이 예정되어 있으며, 이는 2038년까지 약 505 MW까지 증가할 전망이다. BESS가 재생에너지 변동성 경감의 주요 해결 방안으로 고려되고 있는 것이다. 특히 2025년 1차 BESS 중앙계약시장과 2026년 2차 BESS 중앙계약시장에서 BESS의 가격이 가파르게 하락하면서 어느 정도 경제적 타당성을 확보한 것도 BESS를 출력제한의 주요 해결 방안으로 고려하게 만드는 이유가 됐다.

BESS는 대표적인 전통적 ESS인 양수발전 대비, 건설 기간이 1~2년으로 매우 짧고, 입지 선택이 자유로우며, 주민 수용성 이슈에서 송전망, 풍력 등 대비 상대적으로 자유롭다는 장점이 있다. BESS는 셀, PCS(Power Control System), BMS(Battery Management System) 등 배터리를 구성하는 요소들이 대부분 국산화가 이루어져 있어 산업기여도도 높다. 과거 이슈가 되었던 화재 문제도 LFP 배터리를 중심으로 상당 부분 해결되었다. 특히 제주의 지형 상황에서는 양수 발전을 할 수 있는 곳이 매우 제한적이기 때문에 BESS의 빠른 비용하락은 출력제한 문제에 대한 유력한 대안이 될 수 있게 해준다.

HVDC 육지연계망은 잉여 재생에너지를 육지로 역송함으로써 출력제한 경감에 기여할 수 있다. 유럽의 주요국들이 망이 연계되어 독일의 태양광이 넘칠 때 주변국으로 전송하고 부족할 때 주변국으로부터 역송받는 것이 주요 사례이다. 제주에 있는 3기의 HVDC 총용량은 600 MW이다. 하지만 HVDC가 연결된 호남의 계통상황이 포화될 경우 역송용량이 제한될 수 있고 이럴 경우 제주의 출력제한은 예상보다 더욱 증가할 수 있다.

본 연구는 11차 전력수급기본계획은 기반으로 2026년, 2032년, 2038년의 차등적인 재생에너지 보급 상황에서 BESS가 적용될 경우 출력제한 경감에 얼마나 기여하는지 분석한다. 또한 출력제한 경감의 경제적 가치가 BESS 비용 대비 경제성을 가지는 지도 함께 살펴본다.

본 논문의 구성은 다음과 같다. 2장에서는 재생에너지 출력제한에 관련한 선행연구에 대해서 논의하였고, 3장에서는 본 연구에서 사용한 모형과 입력전제에 대해서 설명

하였다. 4장에서는 시나리오 구성과 분석 결과에 대해서 논의하였고, 5장에서는 본 연구의 결론을 정리하였다.

2. 선행연구 분석

재생에너지 출력제한에 대한 주요 연구는 다음과 같다. Li *et al.*(2015)^[3]는 재생에너지 출력제한의 주요 원인을 송전망 혼잡, 전력시장 설계 문제, 계통 유연성 부족, 정책 및 보상 체계 미비 등 4가지로 제시하고 재생에너지를 계통에서 더욱 수용할 수 있도록 하는 전력시장 개혁, ESS 및 유연성 자원 확대, 송전망 투자 확대의 필요성을 언급하였다. Kies *et al.*(2016)^[4]는 독일 전력시스템을 바탕으로 송전망 부족이 출력제한의 주요 요인임을 분석하였으며, 일부 출력제한을 활용하는 것은 효율적인 전력 공급을 위해 필요함을 언급하였다. Liu *et al.*(2018)^[5]는 중국 서북지역에서 발생하는 풍력 및 태양광 출력제한 원인으로 시장·행정적 원인을 지목하며 석탄발전 우선 운전 규칙이 재생에너지 출력제한 증가의 원인으로 설명하였다.

ESS를 활용해서 재생에너지 출력제한 경감에 대해 분석한 연구는 다음과 같다. Denholm and Mai(2019)^[6]에서는 미국 전력시스템을 대상으로 재생에너지가 55% 이상 보급되었을 때 2시간, 4시간, 8시간 지속시간의 ESS 효과를 차등적으로 분석하였다. 분석 결과 ESS는 재생에너지 출력제한 경감의 핵심 자원이 될 수 있으며, 재생에너지 비중이 높아질수록 장주기 ESS의 필요성이 높아진다고 분석하였다. Arbabzadeh *et al.*(2019)^[7]은 미국 캘리포니아와 텍사스 전력시스템을 바탕으로 ESS의 출력제한 경감효과와 탄소 저감 효과를 분석하였다. 연구에서는 ESS가 유연성 제공을 통해 재생에너지 수용에 기여하고 이를 통해 NG발전을 대체해서 탄소 저감에 기여하는 것으로 분석하였다. Kim *et al.*(2023)^[8]는 단주기 BESS와 장주기 양수발전의 조합을 통해 비용효율적으로 출력제한 경감이 가능하다고 분석하였다. 4시간 이하 지속시간을 가지는 단주기 BESS만 활용하는 것보다 보다 장주기인 양수발전을 함께 조합할 경우 출력 제한율을 3% 수준으로 제한할수 있다고 분석하였다. Jeon(2024)^[9]에서는 재생에너지가 높은 수준으로 보급된 계통에서 ESS를 부하이전과 보조 서비스 간에 어떻

게 최적 분배해야 전체 전력 공급 비용을 경감시킬 수 있는지 분석하였다.

3. 모형 및 데이터

3.1 재생발전 자료 특성

Fig. 1은 제주도의 주요 거점인 북쪽(제주시), 동쪽(성산), 남쪽(서귀포), 서쪽(한림)의 일사량, 육상풍속, 먼 앞바다 해상풍속의 상관관계표를 보여준다. 빨간색에 가까우면 높은 양의 상관관계, 파란색에 가까우면 높은 음의 상관관계를 나타낸다. 이 자료가 시사하는 바는 태양광 혹은 해상풍력 단독으로 보급하는 모델은 효과적이지 않다는 것이다. 상관관계표에서 확인가능하다시피 태양광끼리는 매우 높은 양의 상관관계를 가지며, 해상풍력끼리도 매우 높은 양의 상관관계를 가지기 때문에 단독 보급은 전력공급의 변동성을 더욱 키운다. 하지만 태양광과 해상풍력간에는 음의 상관관계를 가진다. 즉 태양광과 해상풍력을 함께 보급할 경우 평탄화효과(smoothing effect)를 기대할 수 있다. 따라서 현재 제주에서 추진하는 태양광과 해상풍력을 함께 보급하는 모형은 바람직한 것으로 평가된다.^[10]

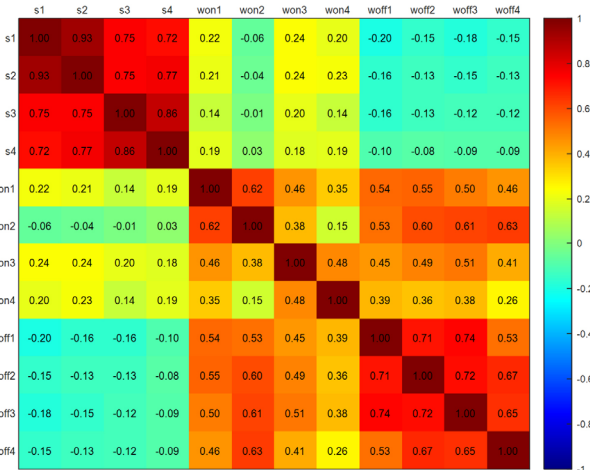
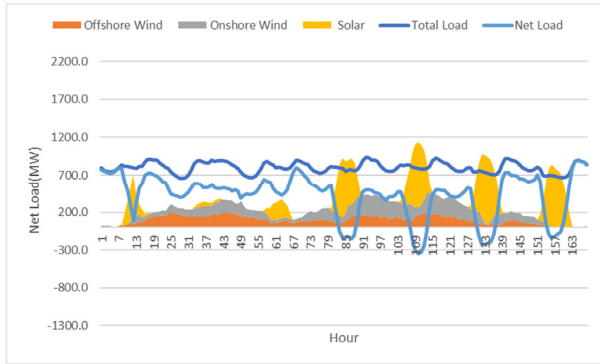


Fig. 1. Correlation between Temperature, Land Wind Speed, and Marine Wind Speed in Jeju

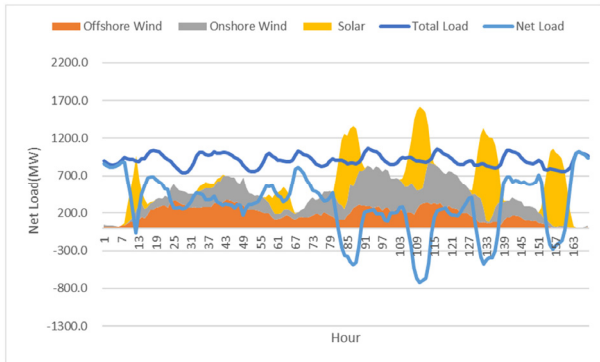
3.2 제주 순수요 프로파일

Fig. 2는 제주의 봄철 대표주간 순수요 프로파일을 보여

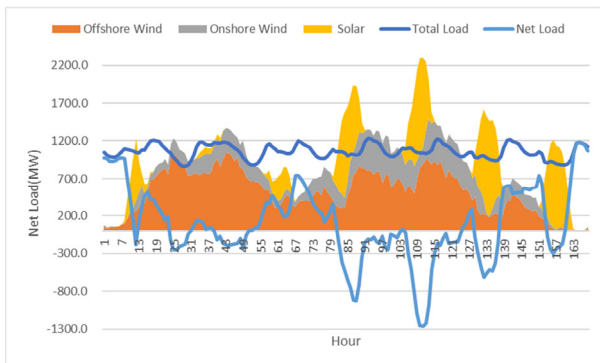
준다. 순수요는 총수요에서 계통운영자가 통제할 수 없는 태양광, 육상풍력, 해상풍력을 차감한 수요를 뜻한다. 즉 순수요는 계통운영자가 안정적인 전력 시스템 운영을 위해서 만족시켜야 하는 수요이다. 2026년은 일부 태양광이 강한 날에 순수요가 300 MW 이하로 떨어지지만 음의 순수요는 나타나지 않는다. 하지만 2032년 해상풍력이 많이 보급 되면서 일부 날짜에 음의 순수요가 나타나기 시작하며, 2038



(a) 2026년



(b) 2032년



(c) 2038년

Fig. 2. Net Load Profiles, Representative Spring Week

년에는 거의 매일 음의 순수요가 일상적으로 나타남을 알 수 있다.

이 음의 순수요는 출력제한 규모를 직관적으로 가능하게 데 중요한 정보를 제공한다. 순수요에서 HVDC 연계망을 이용한 육지로의 역송이나, BESS(battery ESS)를 이용한 부하이전은 출력제한을 경감하는 요소이다. 반면 주파수관리나 전압관리를 위한 다양한 계통안정성 제약으로 인해 필수 가동(Mustrun) 발전기가 작동되는 부분은 출력제한을 증가시키는 요소이다. Fig. 2는 2032년이 넘어가면 제주도에서 일상적으로 출력제한이 발생할 수 있음을 알게 해준다. Fig. 2의 봄철 순수요 프로파일은 예제이며 본 연구는 8,760시간 1년 전체에 대한 출력제한 분석을 수행하였다.

3.3 최적화 모형 및 제주 전력시스템

Fig. 3은 본 연구에서 적용된 전력시스템 최적화 모형인 MOST(Matpower Optimal Scheduling Tool)의 구조를 간략하게 요약해서 보여준다. MOST 모형은 주어진 수요와 재생발전 프로파일 하에서 전력 공급 비용과 시스템 안정성을 최적화하는 발전계획 수립을 모의해준다. 본 모형은 미국 정부의 지원을 받아 Cornell 대학교에서 개발된 모형으로 현재 관련 논문이 10,000회 수준의 인용을 기록하는 등 산업과 학계에서 검증된 모형이다. 본 모형은 matpower.org 에 오픈소스로 공개되어있어 누구나 확인 및 활용이 가능하다.^[11,12]

Fig. 4는 제주 전력시스템 모형을 보여준다. 제주는 육지와 3기, 총 600 MW 규모의 HVDC회선으로 연결되어있으며 2024년 기준 기력 350 MW, 내연 80 MW, 복합 493 MW, 풍력 422 MW, 태양광 644 MW 등으로 구성되어있

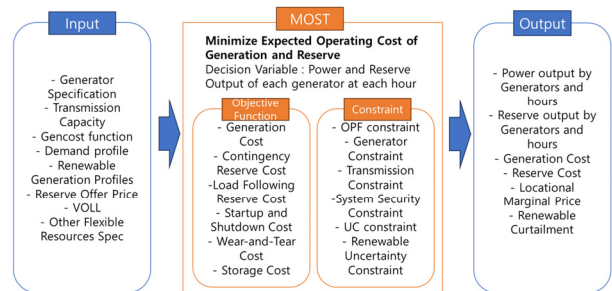


Fig. 3. Conceptual Diagram of the MOST Framework

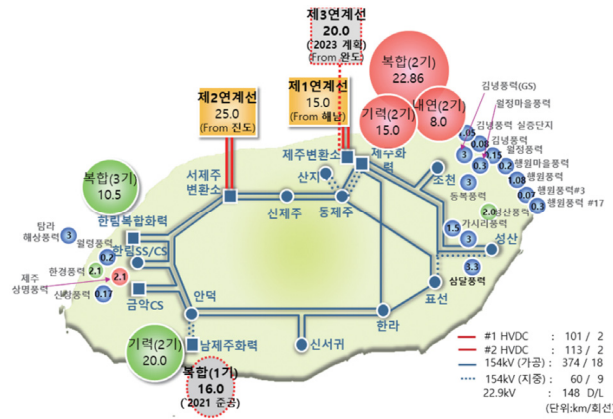


Fig. 4. Jeju Power System Map (Source: Lee et al., 2022)
Lee, T.U., and Lee, Y. S., 2022, "Renewable Energy Expansion and Grid Stabilization Directions in Jeju", Issue Report, Korea Energy Economics Institute

다. 본 연구에서는 데이터의 한계로 제주도 내의 송전망 제약은 반영하지 않았다.

4. 결과

4.1 분석 시나리오

Table 1은 본 연구의 시나리오 구성을 보여준다. Case 1은 11차 전력수급기본계획에 따른 기본 제주시스템을 분석한다. 2026년, 2032년, 2038년의 차등적인 재생에너지 보급 상황에 따른 출력제한 영향을 분석한다. 각각 VRE 용량은 1,573 MW, 2,350 MW, 3,108 MW이다. Case 2는 Case 1에 11차 전력수급기본계획에서 정해진 에너지저장장치(ESS)를 적용해서 분석한다. 제주도는 2026년 68 MW, 2032년 272 MW, 2038년 505 MW의 ESS 보급이 계획되어있다. ESS의 에너지 용량은 6시간의 지속시간을 가진 저장장치

Table 1. Structure of Scenarios

	2026	2032	2038
Case1 (Base case)	Base Jeju System (VRE 1,573 MW, 2, 350 MW, 3,108 MW)		
- Case1a (HVDC)	Case1 + Differentiated HVDC Reverse Flow Limit (Reflecting Honam Grid Constraints)		
Case2 (BESS)	Case1 + BESS (Capacity 68 MW, 272 MW, 505 MW)		

로 가정한다. Case 1과 Case 2 비교를 통해 각각 차등적인 VRE 보급상황에서 BESS가 VRE 출력제한 경감에 미치는 영향을 분석한다. 본 연구에서는 가용가능한 BESS용량 중 BESS 수명 최대화와 예비력으로 활용되는 부분을 현실적으로 반영하기위해 전체 용량의 50%가 적극적인 출력제한 경감 용도로 활용되는 것으로 가정하였다.

추가적으로 Case 1a는 출력제한경감의 주요 수단 중 하나인 육지연계망 HVDC의 역송이 제한되는 상황에 대해서 분석한다. 2038년 기준 최대 역송 가능 용량은 600 MW이다. 하지만 이는 호남의 송전 혼잡이 없을 경우 가능한 역송 용량이며, 호남이 현재와 같이 혼잡이 심한 상황이 지속될 경우 역송가능 용량은 줄어들 수 있다. 이렇게 제주 HVDC의 역송가능 용량이 제한될 경우 출력제한에 어떠한 영향을 미치는지 분석하였다.

본 연구는 제주도 전력계통에 대해 8760시간에 대한 연간 출력제한 분석을 수행하였다.

4.2 BESS 출력제한 영향분석

Fig. 5는 Case 1과 Case 2의 연도별 VRE 출력 제한율을 보여준다. BESS가 없는 Case 1의 경우 2026년 6.7%, 2032년 9.3%, 2038년 11.0%까지 출력제한이 증가하는 것으로 나타났다. 제주의 수요가 증가하기만 수요 증가보다 가파른 재생에너지 증가로 인해 출력제한이 빠르게 증가했다. Case 2에서 11차 전력수급기본계획에서 정해진 BESS가 보급될 경우 연도별로 각각 2026년 4.7%, 2032년 4.5%, 2038년 5.1%의 출력 제한율을 보였다. 출력제한을 약 5% 수준으로 관리하기 위해 필요한 BESS가 11차 전력수급기

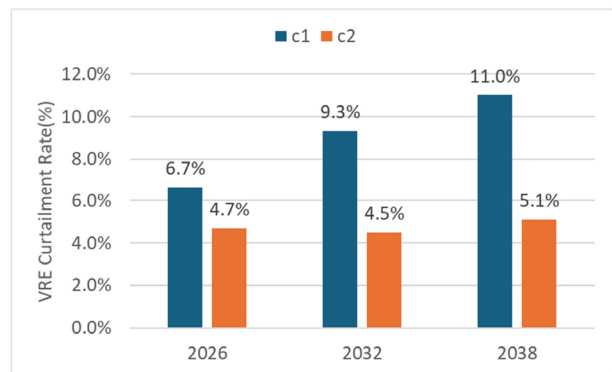


Fig. 5. VRE Curtailment Rate

본계획에서 적절히 계획된 것을 알 수 있다.

Table 2와 Table 3은 각각 Case1과 Case2에 대해서 계절별 출력 제한율의 특성을 보여준다. 수요가 낮고 상대적으로 풍력과 태양광이 고르게 풍부한 봄과 가을에 출력제한이 높다. 겨울은 태양광은 낮지만, 높은 풍력으로 여름보다 높은 출력제한을 보인다. Case 2는 BESS가 도입될 경우 태양광이 보다 많은 봄의 출력제한은 부하이전효과로 잘 경감된 반면, 풍력 기반인 겨울의 출력제한은 상대적으로 적게 경감된 것을 알 수 있다.

Fig. 6은 봄철 대표일에 24시간 발전원별 출력 프로파일을 Case 1과 Case 2에 대해서 보여준다. Case 1에서 2026년부터 피크시간 최대 역송에도 불구하고 수요보다 높은 발전량으로 VRE 출력제한이 발생함을 알 수 있다. 이 양은 2032년, 2038년으로 갈수록 계속 증가하는 것을 확인할 수 있다. Case 2는 BESS의 역할로 낮 시간에 점선 수준까지 충전을 통해 태양광을 흡수하고, 밤시간 방전을 통해 전체

적으로 VRE 공급을 평탄화함으로써 출력제한을 경감하는 것을 알 수 있다. 하지만 2038년에는 해당일의 경우 BESS의 부하이전에도 불구하고 피크시간 상당 규모의 출력제한이 발생하였다.

Fig. 7은 시간별로 연간 출력제한 빈도를 보여준다. Case 1은 2026년 14시에서 최대 약 200회의 출력제한이 발생하고, 2038년의 경우 약 260회의 출력제한이 발생하는 것으로 나타났다. 2038년의 경우 높은 해상풍력으로 낮 시간뿐만 아니라 밤과 새벽 시간에도 출력제한 빈도가 대폭 증가한 것을 확인할 수 있다. Fig. 7(b)는 BESS의 역할로 2038년 최대 출력제한 빈도가 200회 이하로 감소한 것을 확인할 수 있다. 또한 밤 시간 발생하는 해상풍력 출력제한도 절반 가까이 빈도가 감소한 것을 확인할 수 있다.

Fig. 8은 연도별 HVDC를 통한 제주도로의 정송과 육지로의 역송 전력량 규모를 비교해서 보여준다. 제주도는 3기의 HVDC 회선이 있으며, HVDC#1과 HVDC#2는 전류형으로 정송-역송 전환에 6시간 소요되며, HVDC#3은 전

Table 2. Seasonal Curtailment Rates (%), Case 1

	Winter	Spring	Summer	Autumn
2026	6.2%	14.7%	2.5%	5.3%
2032	8.5%	19.4%	4.5%	9.2%
2038	11.5%	20.4%	4.8%	12.4%

Table 3. Seasonal Curtailment Rates (%), Case 2

	Winter	Spring	Summer	Autumn
2026	4.8%	11.8%	1.4%	3.9%
2032	4.1%	9.1%	1.0%	4.4%
2038	5.8%	7.7%	0.8%	6.0%

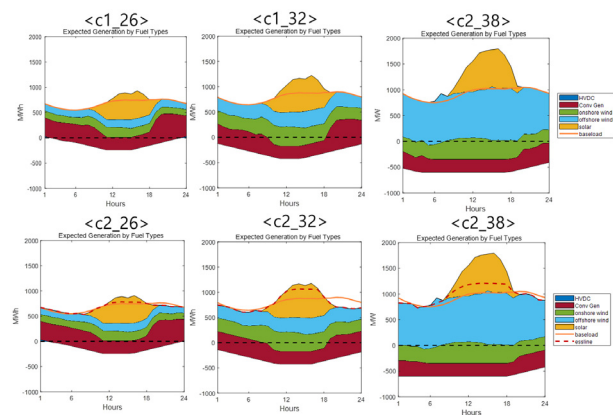
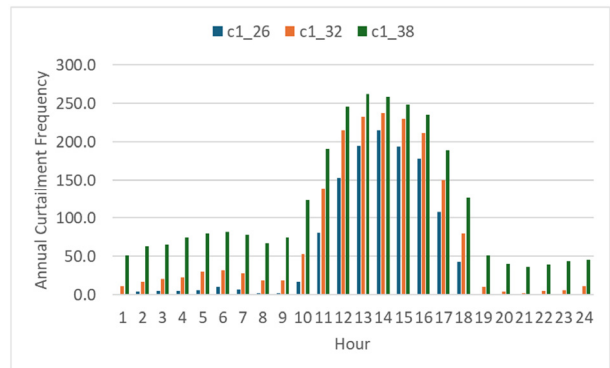
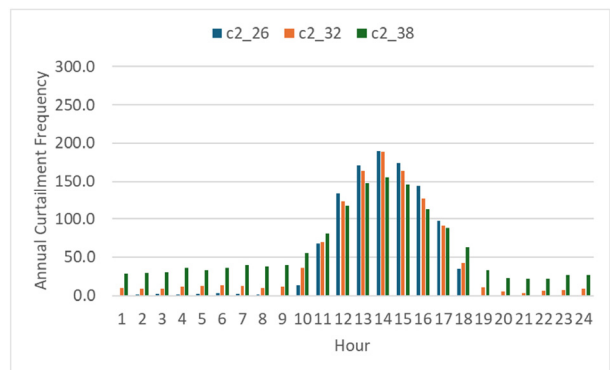


Fig. 6. 24-Hour Generation Profile by Power Sources



(a) Case 1



(b) Case 2

Fig. 7. Annual Curtailment Frequency by Hour

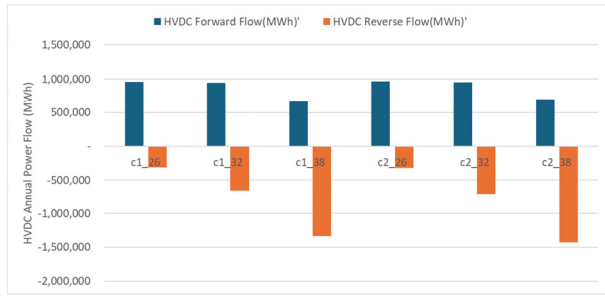


Fig. 8. Scale of HVDC Forward and Reverse Power Flows

압형으로 정지시간 없이 전환 운영이 가능하다. 현재 수준에서 HVDC#1, #2 회선의 경직성, 계통안정성 유지 조건 등을 고려할 때 정송-600 MW, 역송-240 MW 규모가 적절한 것으로 추정된다.^[13] 이를 기반으로 본 연구에서는 2026년 HVDC 정송-역송은 600 MW-240 MW, 2038년은 이를 대칭적으로 변환한 정송-역송 비중을 240 MW-600 MW으로 가정하였다. 2032년은 이의 평균값인 420 MW-420 MW으로 가정하였다.

위의 전제를 적용한 결과 실질적 정송과 역송의 규모가 아래와 같이 도출되었다. VRE가 증가함에 따른 역송의 규모는 빠르게 증가하지만 정송의 규모는 크게 감소하지 않는다. 이는 밤시간 재생에너지가 부족할 때 육지로부터의 정송되는 전기가 계속해서 필요함을 보여준다.

4.3 BESS 출력제한 민감도 및 경제성 분석

Fig. 9는 2038년 BESS 규모가 차등적으로 적용될 때 VRE 출력 제한율이 어떻게 감소하는지 민감도 분석의 결과를 보여준다. 여기서 p100은 침투율(penetration rate) 100%의 의미로 11차 전력수급기본계획에서 고려된 보급수

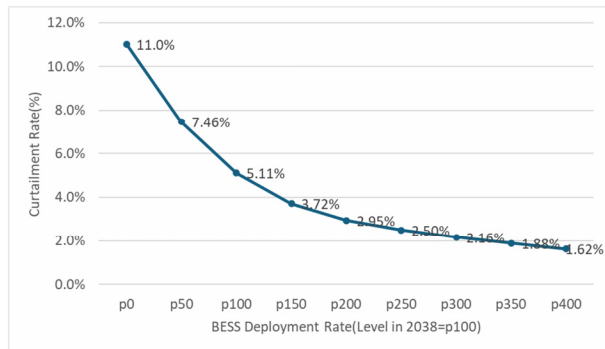


Fig. 9. Sensitivity of Curtailment Rate to BESS Scale

준을 의미한다. 본 민감도 분석에 따르면 침투율 200%에서 약 3% 수준의 출력 제한율이 달성되고 여기서 추가적으로 400%까지 BESS를 보급하면 약 1.62%의 출력 제한율이 달성되는 것으로 나타났다. 즉 200%을 초과하는 높은 BESS 보급은 추가되는 BESS 용량 대비 출력제한 경감 기여가 상대적으로 낮아지는 것을 확인할 수 있었다.

Fig. 10은 2038년에 50% 단위로 BESS가 제주 시스템에 더해질 경우 추가적인 출력제한 경감의 경제적 가치와 BESS 투자 비용을 비교해서 보여준다. 경제적 가치가 BESS 투자 비용 선보다 높으면 경제적으로 투자가 타당함을 의미한다. BESS투자 비용은 2025년과 2026년 BESS 입찰 시장의 평균 가격의 근사치로 알려진 25원/kW-h¹⁾로 적용하였다.^[14,15] BESS 투자비는 중앙계약시장 기준인 수명 15년과 4.5%의 사회적 할인율을 적용하였다. 출력제한 경감 연간화 가치는 BESS로 절감되는 출력제한 규모에 제주의 연간 평균적인 SMP를 적용하여 도출하였다. 50% 규모의 BESS가 추가될 때 추가적 출력 경감 효과는 계속 감소하기 때문에 경제적인 가치도 감소하는 것을 알 수 있다. 과거 BESS의 가격이 높을 때는 VRE 출력제한 경감 용도로는 경제성 확보가 힘들었지만, 최근 가격 하락으로 50% 수준의 보급에서는 BESS가 출력제한 경감 용도로 가치가 있는 것으로 분석되었다.

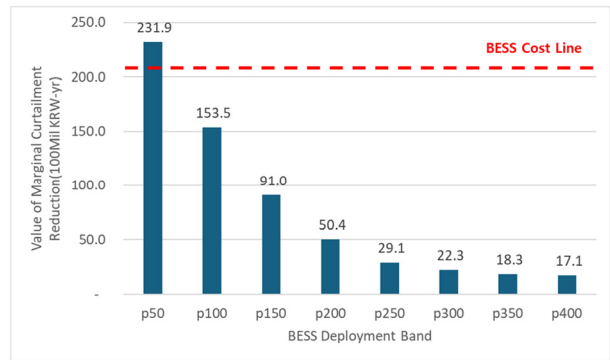


Fig. 10. Annualized Value of Marginal Curtailment Mitigation by BESS Scale

1) 이 수치는 기존 50원/kW-h수준에서 2025년 8월 1차 BESS 중앙 계약시장 30% 하락, 2026년 2월 2차 BESS 중앙계약시장 30% 하락을 적용한 수치임 [14], [15] 이 비용은 셀, PCS, BMS, 토지비, 건설비, 운영비 등 우리나라에서 BESS 프로젝트를 실제로 하는데 필요한 모두 금액이 포함된 숫자이므로 현실성 있는 BESS 비용으로 이해가능

4.4 HVDC 역송한계 출력제한 영향 분석

출력제한에 크게 영향을 미치는 요소 중 하나가 역송 한계량이다. 본 연구에서는 2038년 물리적 최대치인 600 MW의 역송이 가능한 것으로 적용했지만 호남의 송전 혼잡이 계속될 경우 이러한 상황은 달라질 수 있다. 따라서 Fig. 11에서는 역송이 최대치인 600 MW, 중간치인 420 MW, 최소치인 240 MW가 각각 가능할 때 2038년의 Case 2 상황에서 출력제한 영향을 보여준다. 역송이 최대치로 가능할 때 출력제한은 5.1%이지만 역송이 240 MW까지 감소하면 11.4%까지 출력제한이 증가하는 것으로 나타났다. 현재에 호남 대부분의 지역이 혼잡으로 계통관리 변전소로 지정되어있다. 이러한 상황이 크게 개선되지 않는다면 이는 향후 제주의 출력제한에도 크게 영향을 미칠 것을 알 수 있다.

추가적으로 BESS의 가용률을 보조서비스활용과 수명을 위한 DOD 제한을 반영해서 50%로 적용하였는데, Fig. 12에서 이 가용률이 변동할 때 출력제한에 어떻게 영향을 미치는지에 대해 추가적인 민감도 분석을 수행했다. DOD는

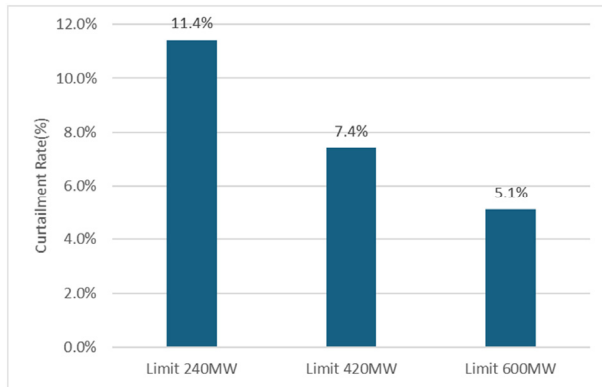


Fig. 11. Curtailment by Reverse-Flow Limit Assumption

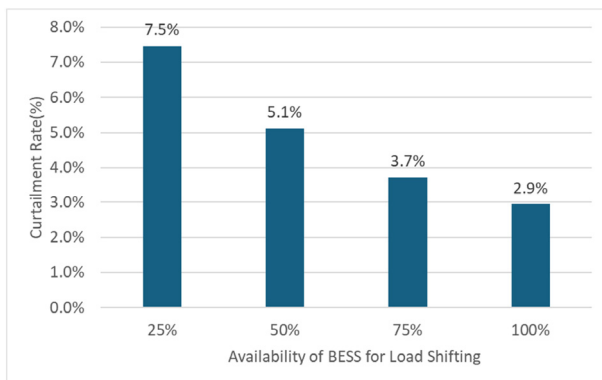


Fig. 12. Curtailment Rate by Availability of Load-Shifting BESS

선형연구에서 제시하는 수명중시 70~80%, 표준상의 80~90%의 평균값 80%를 적용했다.^[16,17] DOD 적용 이후 가용 용량인 80% 중 30%p는 계통을 지원하는 보조 서비스로 활용하는 용량으로 가정하였다.^[18] 그 결과 출력제한 경감에 적극적으로 활용되는 BESS의 실질적인 가용률은 50%로 본 분석에 적용하였다.

5. 결론

본 연구는 제주 전력시스템에서 계획대로 재생에너지 보급이 증가할 경우 VRE 출력제한의 규모는 어떤 수준이며, 이때 BESS와 육지연계 HVDC가 출력제한 경감에 얼마나 기여하는지 분석하였다. 분석결과 BESS가 없을 경우 2038년까지 최대 11% 수준의 출력제한이 예상되며 BESS가 계획된 규모로 도입될 경우 약 5.1%까지 경감되는 것으로 나타났다. 이는 HVDC가 물리적 최대용량으로 역송 가능하다는 가정에 바탕한 것으로, 호남지방의 송전 혼잡이 지속되어서 역송한계량이 현재수준으로 감소할 경우 출력제한이 약 11.4%까지 증가할 수 있는 것으로 분석되었다.

한편 BESS 용량을 계획된 수준의 200% 수준까지 증가시킬 경우 약 3% 수준의 출력제한이 달성되지만 이를 400% 수준까지 증가시킬 경우 1.62%의 출력제한이 발생하는 것으로 분석되어, BESS 규모가 대폭 증가할 경우 추가적인 출력제한 경감 규모는 빠르게 감소하는 것으로 나타났다. 또한 최근 하락된 BESS 비용을 적용할 경우 초기 50% 수준의 BESS 도입은 출력제한 회피로 인한 경제적 편익이 BESS투자 비용보다 높은 것으로 분석되었다.

본 연구의 시사점은 3가지로 요약 가능하다.

첫째, BESS가 재생에너지 출력제한 경감에 대해서 경제적으로 타당성을 가지는 자원으로써의 가능성을 보여줬다. 이 연구에서 제시하는 2038년 제주의 VRE 보급은 피크수요 대비 2배 이상의 규모로 상당히 높은 VRE 침투율을 보이는 계통이다. 이러한 계통 상황에서 초기 50% 수준의 BESS가 경제성을 가질 수 있는 것으로 나타났다. 육지의 재생에너지 보급계획이 제주보다 느린 것을 감안하면 육지에서는 출력 제한 경감용 BESS의 경제성 확보 시기가 좀 더 늦을 수 있음을 시사한다. 또한 최근 BESS 가격 하락은 전기차 캐즘으로 인한 재고 물량 소진이 원인이기 때문에

이러한 가격 하락이 지속 가능하지 않을 수 있다. 따라서 BESS의 경제성 달성 여부는 조금 더 조심스럽게 살펴볼 필요가 있다.

둘째, 제주의 출력제한을 개선하기 위해서는 호남의 계통 문제를 개선해야 한다. 호남의 계통 혼잡이 계속 심화되어 출력제한이 빈번히 발생한다면 제주는 HVDC를 이용한 역송이 힘들어져 본 연구에서 살펴보았듯이 출력제한이 대폭 증가할 수 있다. 제주가 육지보다 2배 이상 재생에너지 보급률이 높지만 출력제한이 상대적으로 낮은 이유는 육지는 가지지 못하는 연계망이 있기 때문이다. 하지만 호남의 계통 상황이 힘들어지면 이 연계망은 무용지물이 된다. 따라서 제주의 출력제한을 개선하기 위해서는 호남의 계통 문제를 함께 해결해야 한다.

셋째, 보다 유연한 BESS 운영 방안 도입이 필요하다. 전력거래소는 안정적인 계통 운영이 최우선 고려사항이기 때문에 BESS 운영할 때 자정에 일정 규모의 SOC(state of charge)를 유지하는 등의 보수적인 운영규칙을 가지고 있는 것으로 알려져있다. 또한 지금과 같은 하루 전 계획 상황에서 24시간 BESS 최적화를 할 경우 BESS의 출력제한 경감효과가 더 떨어질 수 있다. BESS 자원의 효율을 최대화하기 위해서는 자정 시간 SOC 제약을 완화하고 BESS 운영 시계를 24시간이 아닌 72시간 수준으로 확장해서 고비용 자원인 BESS의 이용 효율을 높일 필요가 있다.

본 연구의 한계로는 출력제한에 영향을 미치는 다양한 요소들이 많이 존재하는데 BESS와 HVDC 역송 한계에만 국한된 분석을 했다는 사실이다. 예를 들어 앞서 언급한 BESS 운영 시계를 비롯해서, 전기차등 수송 전기화 효과, 히트펌프 등의 난방전기화 효과, 수전해효과, 필수 가동 발전기 규모 등 출력제한은 다양한 요소의 영향을 받는다. 수송, 난방, 수전해와 같은 추가적인 수요는 VRE를 흡수해 출력제한을 경감해준다. 또한 동기조상기 도입으로 필수 가동 발전기의 개수가 줄어들거나 BESS 운영의 시계가 길어지는 등의 조치 역시 계통에 유연성을 더해줘서 출력제한 경감 요인이 될 수 있다. 제주 내부의 송전망 및 배전망 용량제약이나 BESS의 duration을 6시간에서 차등하는 것도 또한 추가적으로 출력제한에 영향을 미치는 요인이다. 이러한 추가적인 요소에 대한 분석은 상당한 지면과 시간이 요구되기 때문에 후속 연구로 남겨두도록 한다.

감사의 글

이 성과는 정부(과학기술정보통신부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구임(NRF-2023R1A2C1005325) - (이론적 배경, 기초 방법론, 최적화 모형 부분).

본 연구는 한국은행의 재정적 지원을 통해 수행되었음 (시나리오 설정, 정책 분석 부분).

저자 기여도 성명

전우영: 개념화, 연구 방법론, 공식 분석, 조사, 데이터 큐레이션, 초안 작성, 시각화

박상훈: 개념화, 프로젝트 관리, 연구비 조달, 논문 검토 및 수정

References

- [1] Ministry of Trade, Industry and Energy, 2025, “The 11th Basic Plan for Electricity Supply and Demand”, <https://www.motir.go.kr/kor/article/ATCLc01b2801b/70152/view>.
- [2] Korea Power Exchange, 2026, “Electric Power Statistics Information System”, Accessed 10 January 2025, <https://epsis.kpx.or.kr>.
- [3] Li, C., Shi, H., Cao, Y., Wang, J., Kuang, Y., Tan, Y., and Wei, J., 2015, “Comprehensive review of renewable energy curtailment and avoidance: A specific example in China”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **41**, 1067-1079.
- [4] Kies, A., Schyska, B.U., and von Bremen, L., 2016, “Curtailment in a highly renewable power system and its effect on capacity factors”, *Energies*, **9**(7), 510.
- [5] Liu, S., Bie, Z., Lin, J., and Wang, X., 2018, “Curtailment of renewable energy in Northwest China and market-based solutions”, *Energy Policy*, **123**, 494-502.
- [6] Denholm, P., and Mai, T., 2019, “Timescales of energy storage needed for reducing variable generation curtailment”, *Renew. Energy*, **130**, 388-399.
- [7] Arbabzadeh, M., Sioshansi, R., Johnson, J.X., and Keoleian, G.A., 2019, “The role of energy storage in deep decarbonization of electricity production”, *Nat. Commun.*, **10**(1), 3413.

- [8] Kim, Y.M., Son, B.S., and Kim, S.H., 2023, "ESS Operation Scheme Considering Renewable Energy Curtailment", *J. Korean Solar Energy*, **43**(2), 1-12.
- [9] Jeon, W., 2024, "Demand Shifting or Ancillary Service?: Optimal Allocation of Storage Resource to Maximize the Efficiency of Power Supply", *Environ. Resour. Economics Rev.*, **33**(2), 113-133.
- [10] Korea Meteorological Administration, 2026, "Meteorological Data Open Portal", Accessed 15 August 2025, <https://data.kma.go.kr>.
- [11] Zimmerman, R.D., Murillo-Sánchez, C.E., and Thomas, R.J., 2011, "MATPOWER: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education", *IEEE Transactions on Power Systems*, **26**(1), 12-19.
- [12] Zimmerman, R.D., and Murillo-Sanchez, C.E., 2025, "Matpower Optimal Scheduling Tool(MOST) 1.3, User's Manual", <https://matpower.org/docs/MOST-manual-1.3.1.pdf>.
- [13] Kwak, E.S., Park, J.S., and Kim, S.H., 2021, "A Study on HVDC and BESS Application for High Penetration of Renewable Energy Sources", *J. Korea Inst. Electron. Commun. Sci.*, **16**(6), 1339-1348, <https://doi.org/10.13067/JKIECS.2021.16.6.1339>.
- [14] Electric Power News, "Breaking the perception that 'ESS is expensive'... CP unit price dropped significantly in central contract bidding", 2025.08.09., <https://www.electimes.com/news/articleView.html?idxno=358695>.
- [15] E2 News, "[The 2nd BESS Central Contract Market] Bidding prices drop by more than 30% due to low-price cutthroat competition", 2026.02.13., <https://www.e2news.com/news/articleView.html?idxno=327902>.
- [16] Lee, H.S., Kim, U.W., Kim, J.-O., and Kim, S.Y., 2014, "Optimal Depth Of Discharge Analysis of BESS Considering Cost Efficiency and Lifetime", *Proc. KIEE Power Engineering Society Autumn Conference*, 222-224, <https://www.dbpia.co.kr/journal/articleDetail?nodeId=NODE02507760>.
- [17] Critchley, 2026, "The degradation of LFP cells in BESS", *Energy Storage News*, 2026.05.06., <https://www.energy-storage.news/the-degradation-of-lfp-cells-in-bess/>.
- [18] Korea Power Exchange, 2026, "The Rules on Electricity Market Operation (Power System Operation - Ancillary Services)", https://www.kpx.or.kr/board.es?mid=a10205010000&bid=0030&act=view&list_no=77237&tag=&nPage=1.