



# 2030 탄소 없는 섬 제주도, 출력제한 없는 섬에서부터:

재생에너지 출력제한 문제 해결방안의 비용 분석

# 2030 탄소 없는 섬 제주도, 출력제한 없는 섬에서부터:

재생에너지 출력제한 문제 해결방안의 비용 분석



사단법인 기후솔루션(Solutions for Our Climate, SFOC)은 보다 효과적인 기후변화 및 대기오염 대응 정책 마련을 위해 2016년 한국에서 설립된 비영리법인입니다. 에너지·기후변화 정책에 전문성을 가지고 있는 법률, 경제, 금융, 환경 전문가 등으로 구성되어 있고, 국내외 비영리단체들과의 긴밀한 협력 하에 활동하고 있습니다.



사단법인 넥스트(NEXT Group)는 한국의 넷제로 에너지 전환을 위한 비영리 에너지·환경정책 싱크탱크입니다.

## 2030 탄소 없는 섬 제주도, 출력제한 없는 섬에서부터: 재생에너지 출력제한 문제 해결방안의 비용 분석

발 간 일 2022년 9월

저 자 김자현 (기후솔루션 연구원)

한가희 (기후솔루션 연구원)

문희승 (사단법인 넥스트 연구원)

도움주신 분 김승완 (충남대학교 전기공학과 교수 / 사단법인 넥스트 대표)

김주진 (기후솔루션 대표)

최명균 (기후솔루션 연구원)

디 자 인 IR plus Tel.02.557.9592

문 의 jahyun.kim@forourclimate.org

# 목차

<b>01. 핵심 요약</b>	<b>06</b>
<b>02. 배경</b>	<b>10</b>
2-1. '탄소 없는 섬' 제주도는 한국 에너지 전환의 예고편	10
2-2. 출력제한이란	13
2-3. 해외에서는? 재생에너지 출력제한 사례 - 덴마크, 독일, 영국	14
2-4. 국내에서는 왜 문제인가? - 늦어지는 재생에너지 보급목표 달성, 멀어지는 탄소중립	16
<b>03. 제주도 재생에너지 출력제한 현황 및 원인</b>	<b>19</b>
3-1. 제주도 재생에너지 출력제한 현황	19
3-2. 제주도 재생에너지 출력제한의 근본적 원인 - 제주도 전력계통 특성을 중심으로	20
<b>04 제주도 재생에너지 출력제한 문제 해결을 위한 기술적 시나리오 구성 및 비용 분석 결과</b>	<b>25</b>
4-1. 방법론 개괄	25
4-2. 시나리오 설계	27
4-3. 시나리오 분석 결과	31
<b>05. 결론 및 제언</b>	<b>36</b>
<b>06. 부록</b>	<b>38</b>
① 상세 시나리오 표기법 · 구성요소 · 상세 설명	38
② HVDC 역송 가능 용량 상세 시나리오	39
③ 연료비 가격 상세 시나리오	39
④ NGFS 탄소가격 수준	40
⑤ 현상유지 시나리오 상세 설명	40
⑥ 현상유지 · CFI 2030 시나리오 표기법 및 상세 설명	41
⑦ 시나리오별 저장장치 누적설치용량	41
⑧ 시나리오별 기존 공급수단 및 재생에너지(태양광 · 풍력 · 저장장치) 이용률 변화	42

# 01

## 핵심 요약

2012년, 제주특별자치도(이하 "제주도")는 2030년까지 탄소 배출 없는 섬을 만들겠다는 '카본프리 아일랜드 2030(Carbon Free Island Jeju 2030, 이하 "CFI 2030")' 목표를 선언<sup>1</sup>했다. 이후 제주도 신재생에너지 설비는 빠르게 늘어나 2020년 기준 발전비중이 약 18%<sup>2</sup>에 도달했다. 그러나 빠른 재생에너지 보급 속도에 비례하여 출력제한 명령 횟수 또한 급증하고 있다.

전력계통에서는 순간적으로 계통에 들어가는 전력의 양, 즉 단위 시간 당 발전량과 계통에서 나오는 전력의 양, 즉 단위 시간 당 소비량이 일치해야 한다. 출력제한이란 전력 공급과잉, 즉 발전량이 너무 많을 것으로 예상되는 경우, 전력거래소가 전력수급 불일치로 인한 계통 불안정을 방지하기 위해 발전사업자에게 발전기 출력량을 제어하라는 명령을 전달하는 조치다. 최근 전력 거래소는 그 산하에 있는 규칙개정위원회에 재생에너지 설비의 출력제한 이행의무를 부여하는 규칙 개정 안건을 상정한 바 있다.<sup>3</sup>

다른 지역보다 재생에너지 발전 비중이 높은 제주도 전력계통은 출력제한 문제를 육지보다 먼저 경험하고 있다. 이미 전라남도<sup>4</sup> 신안 지역의 계통에서도 출력제한 조치가 시행되고 있으며, 육지 계통 전반에서도 곧 이러한 출력제한 조치의 횟수가 증가할 것이다. 제주도는 재생에너지 출력제한 문제를 해결하기 위해 신재생에너지 총량제 도입<sup>5</sup> 등을 검토하면서 재생에너지 보급 속도 조절에 나서고 있는데, 이러한 식의 대처는 재생에너지 중심 전력계통으로의 전환을 저해하고 더 나아가 탄소중립이라는 궁극적 목표를 달성하는 데 걸림돌이 될 것이다.

이러한 맥락에서 본 보고서에서는 재생에너지 출력제한을 3%로 유지하면서도 CFI 2030 목표와 이에 따른 제9차 전력수급기본계획에 따라 재생에너지를 확대 보급하는 시나리오(이하 "CFI 2030 시나리오") 하에서 제주 전력계통을 운영하기 위해 소요되는 총 시스템 비용이 현재 상황을 그대로 유지했을 때 소요되는 총 시스템 비용과 비교하여 과다한지 여부를 검토했다.

1 진순현 (2012.05.12.). 제주, 녹색성장 'Carbon Free Island Jeju by 2030' 조성 구축계획 발표. 아주경제. <https://www.ajunews.com/common/redirect.jsp?newsId=20120502000427>. 2022.09.06 검색.  
 2 김영환. (2022.04.28.). 제주 재생에너지 초과발전 시사점[컨퍼런스 발표]. 2050 탄소중립 실현을 위한 차기 정부에서의 전력시장 제도 개선방향: 재생에너지 출력제한 세미나. 서울, 대한민국.  
 3 윤대원 (2022.08.25.). 재생E 출력제한 의무화 놓고 전력거래소 vs 사업자 대립 예고. 전기신문. <https://www.electimes.com/news/articleView.html?idxno=308054>. 2022.09.06 검색.  
 4 정형석 (2021). 육지에서 태양광 출력제한 시작. <https://www.electimes.com/news/articleView.html?idxno=214432>. 2022.09.06 검색  
 5 강승남 (2021.07.14.). "올해 상반기에만 55회 멈췄다"...제주, '신재생에너지 총량제' 도입. 뉴스1. <https://www.news1.kr/articles/?4371895>. 2022.09.06 검색.

이를 위해 제주도 재생에너지 출력제한을 최소화는 데 고려될 수 있는 네 가지 핵심 요소인 재생에너지 보급계획, 초고압직류송전(High Voltage Direct Current, 이하 HVDC) 용량, 연료비 가격, 필수운전 발전기(이하 "must-run 발전기")의 동기조상기 대체로 기술적 시나리오를 구성한다. 시나리오별 최적 저장장치 투자량을 산정하고 그에 따른 저장장치 설치비용 및 발전 연료비, 탄소비용을 포함한 총 시스템 비용을 산출하여 각 시나리오의 비용을 분석했다. 시나리오별 기존 전력공급설비 및 재생에너지 발전설비 이용률 변화추이 분석을 통해 발전사업자의 수익성 또한 간접적으로 검토했다. 그 결과 다음과 같은 주요 시사점이 도출됐다.

**첫째, 제주도는 재생에너지 출력제한율을 3%로 유지하면서도 CFI 2030 목표 및 제9차 전력수급기본계획에 따른 재생에너지 확대 목표를 달성할 수 있다.** 이를 위해서 현재 제주도에서 가동 중인 화석연료 기반의 필수운전(must-run) 발전기 3대를 동기조상기로 대체하고, 2034년까지 1,151MW 수준의 저장장치를 포함한 유연성 자원을 도입하는 것이 필요하다. 이러한 수단들을 도입할 경우, 계통신뢰도 유지에 필요한 자원들이 확보되기 때문에, 출력제한을 3% 수준 이하로 유지하면서 CFI 2030 목표를 달성하는 CFI 2030 시나리오대로 재생에너지를 보급하는 것이 가능함을 확인했다.

**둘째, 현상을 유지하는 시나리오(이하 "현상유지 시나리오") 대비 2034년 기준 최대 5.7% (0.2조 원)의 총 시스템 비용\*만 투입되면 재생에너지 출력제한율을 3%로 유지하면서도 CFI 2030 목표 달성이 가능하다.** 재생에너지 출력제한율이 19.2%에 달할 것으로 예상되는 현상유지 시나리오에서의 총 시스템 운영비용\*\*은 2034년까지 3.5조원에 달할 것으로 추정된다. 이 때 2034년까지 총 시스템 비용의 5.7% 수준의 추가적인 비용을 투입하여 동기조상기와 저장장치를 도입한다면 출력제한율을 3.0%로 유지하면서도 CFI 2030 목표 달성이 가능한 것으로 분석됐다.

\* 2022-2034 순현재가치 총합  
 \*\*연료비(중유-LNG) 및 탄소비용과 같은 사회적 비용 포함. 탄소비용은 녹색금융을 위한 중앙은행-감독기구 간 글로벌 협의체인 녹색금융협의체(Network for Greening the Financial System, NGFS)가 제시하는 한국 기준을 적용.

표 1. 시나리오별 구성요소 및 분석 결과 요약(2034년 기준)

시나리오	시나리오 구성 요소					시나리오 분석 결과 (2034년 기준)				
	태양광·풍력 발전설비용량 (MW)		저장장치 누적설치용량 (MW) (2034년 기준)		동기조상기 도입 여부	발전설비 이용률			출력 제한율	총 시스템 비용 *2022-2034년 순현재가치 총합 (현상유지 대비 비용편익) (원/KRW)
	2022	2034	에너지 저장장치	수소		기존 전력공급설비 (LNG, 중유, HVDC 정송) (2022년 대비 이용률 변화)	태양광	풍력		
현상유지	1,031	3,982	0	0	미도입	25.6% (▼13.4%)	10.1%	19.4%	19.2%	3.5조
CFI 2030	1,634	3,982	678	1,525	미도입	23.0% (▼16.0%)	13.2%	24.2%	3.0%	6.4조 (▲2.9조)
			614	536	도입	20.1% (▼18.9%)	13.2%	24.2%		3.7조 (▲0.2조)

**셋째, CFI 2030 시나리오에 따라 저장장치 및 동기조상기와 같은 유연성 자원을 확대 도입할 시, 한국전력공사(이하 "한전") 발전자회사가 소유한 화력발전설비(중유 및 LNG)를 포함한 기존 전력공급설비의 2034년 이용률은 2022년 대비 최대 19%p 감소한다.** 저장장치 및 동기조상기와 같은 새로운 유연성 자원의 도입은 재생에너지 발전설비의 이용률 증가로 이어질 것이며, 동시에 한전 발전자회사 소유의 화력발전 설비와 HVDC 정송을 포함한 기존 공급설비의 이용률은 2022년 대비 최대 19%p 감소하여 2034년 기준 연간 이용률이 20%대로 떨어질 것이다.

본 보고서를 통해 재생에너지 보급을 늦추지 않고도 과도한 재생에너지 출력제한 문제를 해결하는 기술적 시나리오가 존재하고, 그러한 시나리오가 경제적으로 합리적임을 확인했다. 또한 해당 시나리오를 통해 전력계통의 유연성을 높이는 것은 재생에너지 발전설비 이용률의 증가와 기존 전력공급수단(LNG, 중유 및 HVDC 정송) 이용률의 감소로 이어짐을 확인했다. 이러한 이용률 감소는 기존 화력발전 설비를 소유한 한전 및 한전 발전자회사에 재무적 리스크로 작용할 것이다.

한편, 한전 및 한전 발전자회사는 전력계통에서의 보상 및 계통접속을 결정하는 전력거래소 산하의 전력시장운영협의체, 이사회 및 회원총회에서 상당한 의결권을 보유하는 등 영향력을 행사할 수 있다. 따라서, 전력거래소의 의사결정 과정에서의 독립성을 높이고 더 나아가 한전의 발전부문과 계통부문 사이의 재무적 연결을 차단하는 등과 같은 조치가 선제 되어야, 전력거래소가 공정하고 적극적으로 유연성 자원과 재생에너지의 활용도를 높이기 위한 조치를 취할 수 있는 환경이 마련될 것이다.

따라서 본 보고서를 통해 제시된 시나리오들을 기반으로 다음과 같은 정책 방향을 제언하고자 한다.

**첫째,** 정부는 재생에너지 확대를 위하여 전력 시장과 계통 시스템 개선 방안 마련에 보다 적극적으로 나서야 한다.

**둘째,** 정부는 저장장치 및 동기조상기와 같은 유연성 자원이 확대 보급될 수 있도록 이러한 자원에 대한 실효성 있는 보상체계를 마련함으로써 재생에너지 출력제한량을 줄일 수 있도록 해야 한다.

**셋째,** 정부는 화력발전기에 대한 용량요금 지급금액과 지급 범위를 줄이고, 총괄원가보상제도를 개선하여 화력발전기가 재생에너지에 비해 과도한 수준으로 보상을 받는 경우를 방지해야 한다.

## 더 나아가며

재생에너지 출력제한 문제를 보다 비용 효율적으로 해결하기 위해서는 수요반응과 섹터커플링(부문간 연계)과 같은 수요 차원의 유연성 강화 방안도 함께 고려되어야 한다. 그러나 본 보고서에서는 최적 투자결정 문제의 복잡성을 완화하고 보다 직관적인 시나리오를 도출하기 위해 태양광 및 풍력과 같은 변동성 재생에너지 (Variable Renewable Energy, 이하 "VRE")의 변동성을 보완해줄 수 있는 기술의 도입만 고려하였으며, 수요 차원에서 주요하게 논의되고 있는 플러스DR, 섹터커플링(부문간연계)과 같은 기타 변동성 대응 방안은 고려하지 않았다. 향후 수요 측면에서도 유연성이 추가된다면, 본 분석의 시나리오가 제시하는 수준보다 더 저렴한 비용으로 CFI 2030 목표를 달성할 수 있을 것이다.

본 보고서 내 시나리오에는 육지와 제주도 계통을 연결하는 HVDC가 구성요소로 포함되어 있다. HVDC를 통하여 육지의 전력을 제주도로 송출(이하 "정송")하는 경우 재생에너지 뿐 아니라 화석연료 등 다양한 발전원을 통해 육지에서 생산된 전력이 구분 없이 유입되기 때문에 '탄소 없는 섬' 제주도를 만들기 위한 에너지 계획에 HVDC 용량을 고려하는 것이 취지 상 타당한지에 대한 여러 의견이 존재한다. 본 분석에서는 제주도의 전력이 육지로 송출(이하 "역송")되는 기능을 적극 도입함으로써 HVDC가 제주도의 초과발전 문제를 해소하기 위한 방안으로 주로 고려되었다.

기후솔루션과 사단법인 넥스트는 본 분석을 통해 제주도 출력제한 문제를 해결하기 위한 비용 합리적인 기술적 대안이 있음을 확인한 바, 향후 이를 바탕으로 출력제한 문제가 확대될 것으로 예상되는 육지 계통에 대해서도 분석할 계획이다. 육지 계통 분석 연구에서는 전력의 수요를 유연하게 할 수 있는 수단의 활용 방안 역시 검토될 예정이다.



표 2 -제3차 에너지 기본계획에 따른 발전비중 시나리오별 출력제한량 예상 비율

'40년 비중	25%	30%	35%	40%
출력제한량 비율(연간)	1.0%	4.4%	11.0%	21.5%

또한 얼마 전 발표된 10차 전력수급기본계획 실무안에서는 2030 국가 온실가스 감축목표 (Nationally Determined Contribution, 이하 "2030 NDC") 이행방안 대비 신재생에너지 목표 비중이 30%에서 21.5%로 대폭 축소되었는데, 정부는 그 배경으로 주민 수용성 뿐 아니라 실현 가능성을 감안하여 조정된 것<sup>13</sup>임을 밝혔다. 여기에서 고려된 "실현 가능성"에는 "현재의 전력계통은 증가하는 재생에너지를 수용할 만큼 충분한 유연성 자원을 확보하지 못했고, 이로 인해 재생에너지 출력제한과 같은 문제가 해소되지 못한 현재 상황을 고려하겠다"는 의미가 포함된 것일 것이다. 결국 출력제한 문제를 해결하는 것이 재생에너지 확대를 가속화하는 데 필요한 결정적인 요소인 것이다.

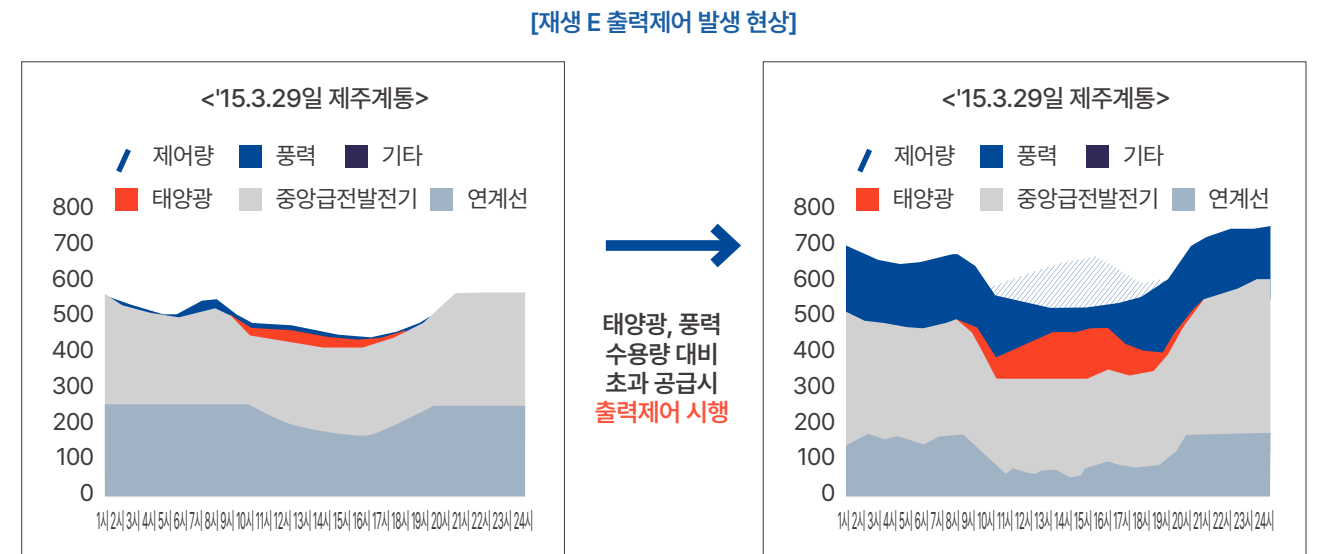
이처럼 제주도가 어떻게 재생에너지 출력제한 문제를 어떻게 해결할지가 재생에너지 확대의 실현 가능성을 키우고, 한국의 에너지 전환 성공 여부를 판가름할 것이며 더 나아가 향후 2030 NDC와 2050 탄소중립 목표 달성 여부에 현저한 영향을 끼칠 것이다. 한국 탄소중립 목표 실현의 시작점이자 예고편 격인 제주도 출력제한 문제 해결이 시급한 이유이다.

13 산업통장자원부 (2022). 제10차 전력수급기본계획 총괄분과위 실무안

## 2-2. 출력제한(Curtailment)이란?

전력계통의 안정적 운영은 흔히 두발자전거를 타는 것에 비유<sup>14</sup>된다. 자전거를 탈 때 오른쪽과 왼쪽 페달을 구르는 힘의 균형이 맞아야 일정한 관성이 부여되어 안정적으로 나아갈 수 있기 때문이다. 전력계통운영 또한 마찬가지로 1) 전력 수급균형과 2) 계통안정도의 유지가 가장 중요하다.

그림 2. 재생에너지 출력제한 발생 현상 설명 그래프



출처: 제주특별자치도, 제주에너지공단 (2021). 제주도 재생에너지 출력제한 현황 및 완화방안

출력제한은 바로 이 수급균형과 계통안정도를 유지하기 위한 조치이다. 전력계통은 자전거의 두 페달과 같이 매순간 전력의 공급과 수요를 일치시켜 60Hz라는 일정한 주파수와 전압이 유지되어야 하는데, 공급이나 수요가 일치하지 않아 수급불균형이 발생하거나, 공급이 급증해 출력량에 큰 변화가 생기면 계통 주파수와 전압이 불안정해지고, 계통안정도에 영향을 끼치게 되어 대규모 정전(블랙아웃)과 같은 사고가 발생할 수 있다.

14 IEA (2017). Getting Wind and Solar onto the Grid. <https://www.iea.org/reports/getting-wind-and-solar-onto-the-grid>

태양광과 풍력과 같은 VRE의 출력은 특성 상 일조량과 풍속이라는 자연 현상에 따라 달라져, 변동성이 크다. 경직된 대형 기저 발전원을 중심으로 구성된 전통적인 전력계통의 경우 유연하게 출력을 조절하기 용이하지 않아 VRE의 변동성에 따라 빠른 출력 변동이 필요할 때 적절히 대응하지 못할 수 있다. 특히 전력 수요가 상대적으로 적은 시간대에 VRE 공급량이 급증하거나(수급균형), 출력량의 변동성이 커지면 계통 안정에 영향을 끼치게 되는데(계통안정) 계통에 이런 변동성에 대처할 수 있는 유연성이 부족한 경우 VRE 출력제한 조치가 불가피할 수 있다.

더 나아가 전력수요가 낮은 경부하 기간 또는 하루 중 풍력·태양광 발전량이 겹치는 낮 시간대에 수급 불균형이 일어나 전력부하가 급격히 떨어지는 덕커브<sup>15</sup> 현상이 심화되는 경우 역시 재생에너지 출력제한 조치가 심화될 수 있다. 이와 같은 현상에 효과적으로 대응하기 위해서는 기존의 경직된 전력계통 운영방식을 고수할 수 없다. VRE 발전 중심의 전력계통으로 나아가기 위해서는 유연한 전력계통 운영관리 시스템으로의 변화가 필수적이다.

유연성이 강화된 전력계통에서는 VRE로 인해 발생하는 단기부터 장기까지 다양한 시간 규모의 변동에 대처하면서 전력을 안정적으로 공급할 수 있어 출력제한을 최소화하면서 VRE를 확대해 나갈 수 있다. 제주도의 경우 유연한 전력계통으로의 전환이 더딘 상황에서 재생에너지가 급속도로 확산되자 VRE 출력량을 제한하는 출력제한 조치가 확대되고 있는 양상을 보이고 있다.

### 2-3. 해외에서는? 재생에너지 출력제한 사례 - 덴마크, 독일, 영국

그렇다면 재생에너지 비중이 한국보다 훨씬 높은 다른 국가들은 어떻게 출력제한 문제에 대응하고 있을까? 앞서 소개한 IEA의 재생에너지의 계통 점유율에 따른 단계 분류 중 가장 높은 단계인 4단계(Phase 4)에 속한 덴마크, 그리고 그 직전 단계인 3단계에 해당하는 독일과 영국의 출력제한 현황 및 대응책을 비교해보고자 한다.

계통 내 VRE 수용률이 세계 최고 수준인 덴마크, 독일, 영국 등의 경우 풍력 발전량 비중이 각각 47%, 24%, 21%를 넘어섰으나, 출력제한율은 평균 3.69%를 유지하고 있다.<sup>16</sup> 아래 표3와 같이 재생에너지 보급이 활발한 유럽, 그 중에서도 풍력발전에 대한 출력제한 대응에 힘쓰고 있는 대표적인 세 국가의 출력제한 현황과 대응책을 요약해보았다.

표 3 -유럽 풍력발전 주요 3국 풍력발전 비중·출력제한율·주요 대응책<sup>17</sup>

	덴마크	독일	영국
IEA 단계	4단계 (23% 이상)	3단계 (13~23%)	3단계 (13~23%)
풍력발전 비중 ('19 기준) <sup>18</sup>	47.2 %	24.2 %	21.3 %
출력제어율 ('19 기준) <sup>19</sup>	3.31 %	4.83 %	2.93 %
특징	- 풍력 포함 VRE 발전량점유율 58% - 주변국과 계통연계 수준 전체 설비용량 50% <sup>20</sup>	- 북부 지역 풍력발전 70% 집중, - 주요 원인: 북부와 전력수요지인 남부 간 송전제약	- 2019년 기준 유럽 전체 해상풍력 발전량 중 44% - 주요 원인: 스코틀랜드 풍력발전 잉여전력
정책적 지원	- 2009년 재생에너지촉진법 제정 - 정부 주도 풍력발전 보급 지원 - VRE 개발과 송전선 확충 통합 계획 수립	국가 간 계통연계를 위한 신규 망 건설 지원하는 에너지케이블구축법 (EnALG, 2009년) 및 전력망구축 촉진법(NABEG, 2019년) 입법 <sup>21</sup>	계통안정도 제고 위해 계통운영자인 NGESO 주관 'Stability Pathfinder' 프로그램 진행
주요 대응책	전력시장 제도 및 계통 개선 - 계통 유연성 확대 및 VRE 발전 중대에 적합한 전력시장 개선 - 차세대 계통운영 체계 도입	- 국내 및 주변국 간 전력망 확충 - 재생에너지원 전력 우선 구매 및 전력망 우선 연결 - 계통안정화 비용·출력제한 보상비용 및 예비력 확보비용 비중 증가 추세	- 영국 북부-북아일랜드 해저 송전선 통한 잉여전력 해소 - 전력시장 입찰을 통해 출력제한 보상 결정

출처: 각주 바탕으로 기후솔루션 재구성

세 국가 모두 각각의 지리적 특성 및 전력계통 현황에 따라 풍력발전 비중 및 출력제한의 주요 원인은 상이했다. 하지만 대응책에 있어서 크게 두 가지, 각종 지원책이 포함된 입법 등을 통한 **정책적 지원**과 VRE 확대에 유리한 보상제도 및 계통운영제도 확립 등 **전력시장 제도 및 계통 개선**으로 출력제한에 대응해 나가고 있다. 이를 통해 VRE 확대에 따라 증가할 수 있는 출력제한 문제를 최소화하면서 재생에너지 보급을 꾸준히 확대해오고 있다.

15 덕커브(duck curve)란 태양광, 풍력 등의 재생에너지가 시간, 날씨 등의 영향으로 발전량이 증가하거나 감소하면서 다른 발전원의 전력 수요도 낮아졌다 급상승하는 현상을 뜻한다. 즉, 일출과 일몰 사이에 태양광 발전이 급증하면 태양광을 제외한 발전원의 전력 수요가 낮은 상태를 유지하다 일몰 후 전력 수요가 급상승하는 것으로, 이를 나타낸 그래프가 오리와 닭이라고 해서 덕 커브라고 부른다. (출처: 네이버 지식백과)

16 Yasuda et al.(2022)

17 김남일, 이성규 (2021). 유럽 국가의 변동적 재생에너지 비중 증가와 국가 간 전력거래와의 연관성 분석: 동북아 지역에 대한 시사점.;

에너지경제연구원 (2018). 저탄소 전력시스템으로의 전환을 위한 전력시장 제도개선 방안 연구. 안재균

18 Yasuda et al.(2022)

19 Yasuda et al.(2022)

20 김영환 (2022.04.28.). 제주 재생에너지 초과발전 시사점[컨퍼런스 발표]. 2050 탄소중립 실현을 위한 차기 정부에서의 전력시장 제도 개선방향: 재생에너지 출력제한 세미나. 서울, 대한민국

21 이상호 (2021.08.04). 독일 송전산업 이슈와 현황. 전기저널. <http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=4219>. 2022.09.06 검색



## 2-4. 국내에서는 왜 문제인가? - 늦어지는 재생에너지 보급목표 달성, 멀어지는 탄소중립

반면 제주도에서는 여전히 중유·LNG와 같은 화력발전 must-run 발전기에 더해 육지에서 화력발전원을 중심으로 생산된 전력을 가져오는 HVDC를 중심으로 계통을 운영하고 있다. 2021년에는 출력제한을 줄이기 위한 방안의 일환으로 제주도의 분산에너지 특구 지정<sup>22</sup>을 포함한 '분산에너지 활성화 특별법'<sup>23</sup> 제정을 통해 정책적 지원을 이어가고자 했으나 현재 해당 법안의 도입은 지지부진한 상태이다. 정부는 제주도의 계통 유연성을 강화하기 위해 실시간·보조서비스 시장과<sup>25</sup> ESS의 저탄소 중앙계약 시장 시범사업<sup>24</sup>의 도입을 검토하는 등 전력시장 제도 및 계통 개선방안도 추진 중이지만, 제주도의 빠른 재생에너지 보급 속도에 비해 그 도입 속도가 더딘 상황이다. 그 결과 제주도에서는 VRE 출력량을 제한하는 출력제한 조치가 꾸준히 확대되고 있다.

일각에서는 2034년, 제주도의 신재생에너지 발전량의 약 39%<sup>26</sup>가 출력제한조치를 받을 수 있으며, 풍력 및 태양광이 2034년 한 해 326회 출력이 제한될 수 있다는 전망도 내놓고 있다.

이러한 전망 속에 제주도에서는 출력제한에 대응할 목적으로 재생에너지 보급속도를 늦추려는 움직임마저 시작되었다. 지난 2021년 말부터 제주도는 신재생에너지 보급 속도를 늦추기 위해 신재생에너지 총량제(이하 "신재생총량제") 도입을 검토하고 있다.<sup>27</sup> (표4. 참고) 제주도 출력제한 문제의 핵심은 재생에너지가 너무 많이, 그리고 빠르게 되고 있다는 것이라는 인식에서 비롯된 정책판단이다.

제주도 VRE 보급은 지속적으로 확대될 전망이다 가운데 출력제한 문제를 해결하기 위해 재생에너지 사업자에 대한 적절한 보상 없이 출력제한 조치를 확대 실시해 나가고, 재생에너지 보급 목표를 하향하는 식의 현재와 같은 대응책이 해결방안이 될 수 없는 이유는 다음과 같다.

**첫째**, 출력제한 증가는 재생에너지 사업자의 수익성을 저해하고 예측 불확실성을 키워 자금 조달을 어렵게 만들고 **둘째**, 재생에너지를 확대 수용하기 위해 필요한 전력 계통 유연화 기술 개발 및 도입에 대한 유인을 저해함으로써 재생에너지 생태계 조성을 막는다. 이로 인해 더 많은 재생에너지를 계통에 편입시킬 수 있는 잠재력을 저하시키고, 이것은 제주도의 CFI 2030 목표와 한국이 국제사회에 공표한 2050 탄소중립이라는 목표를 달성하는 데 부정적인 영향을 미치게 될 것이다.

VRE의 변동성이라는 본질 상 계통안정성을 위해 일정 수준의 출력제한은 발생할 수 있으나, 다양한 기술적 방안과 함께 이에 대한 경제적·정책적 지원을 할 수 있는 제도 개선을 통해 출력제한을 일정 수준 이하로 유지하면서도 재생에너지 비중을 높여 나가는 것이 필요하다.

표 4. 신재생에너지 총량제·CFI 2030 목표·제9차 전력수급기본계획

### [신재생에너지 총량제]

신재생총량제 도입을 위한 '제주계통 안정화 방안 및 재생에너지 적정규모 산정 연구'를 진행한 제주연구원<sup>28</sup>에 따르면, 2022년부터 2023년까지는 태양광 발전, 2025년까지는 풍력 발전의 보급 속도를 늦추고, 2026년부터는 기존 CFI 2030 및 제9차 전력수급기본계획의 목표치와 맞춰나가는 것이 신재생총량제의 주요 목표가 될 전망이다. 제주도는 신재생총량제를 2022년 상반기부터 반영해 나갈 계획<sup>29</sup>이다.

### [CFI 2030 목표]

제주도는 CFI 2030 목표를 선언하고, 신재생에너지로 도내 전력수요 100% 대응, 도내 운행차량을 전기차로 100% 대체하는 등의 탄소중립 정책을 내놓았다. 특히 풍력과 태양광을 포함한 신재생에너지발전설비 발전설비용량을 2022년 1,821MW에서 2030년 4,085MW까지 늘리는 것이 핵심이다. CFI 2030 목표 설정 이후 제주도의 풍력·태양광 설비는 빠르게 늘어 제주도 2020년 기준 제주도 전체 발전량의 18%<sup>30</sup>를 차지하게 되었다. 이처럼 빠르게 재생에너지를 확대해온 제주도는 재생에너지로의 에너지전환이 육지보다 먼저 실현되고 있는 일종의 테스트 베드(testbed)이다.

### [제9차 전력수급기본계획]

CFI 2030 목표는 국가 차원의 재생에너지 보급 계획인 제9차 전력수급기본계획<sup>31</sup>에도 반영되었으며 본 계획의 재생에너지 설비용량 목표는 CFI 2030 목표보다 다소 높아졌다.

22 김병욱 (2021.07.27). 분산에너지특구로 에너지 분권 추진. 투데이에너지. <http://www.todayenergy.kr/news/articleView.html?idxno=238740>. 2022.09.06 검색

23 박윤석 (2021.07.28). 에너지분권 실현 법적 근거 마련. Electric Power Journal. <http://www.epj.co.kr/news/articleView.html?idxno=28393>. 2022.09.06 검색

24 윤대원 (2022.08.30) 경제성 안 나오는 ESS...계약시장으로 돌파구 마련. 전기신문. <https://www.electimes.com/news/articleView.html?idxno=308177>. 2022.09.06 검색

25 이상복 (2022.05.02). 실시간·보조서비스 전력시장 열린다. 이투뉴스. <https://www.e2news.com/news/articleView.html?idxno=241430>. 2022.09.07 검색

26 이태운 (2021. 10.12). 제주 신재생에너지 2034년 1년 중 절반 출력제한 논란. 한라일보. <http://www.ihalla.com/read.php3?aid=1634018187714937010>. 2022.09.06 검색

27 강승남 (2022.09.09). 제주, 풍력·태양광발전 특하면 멈춰다... '해법찾기' 난관. <https://www.news1.kr/articles/?4767641>. 2022.09.06 검색

28 이은지 (2021). 제주 신재생에너지 보급 '속도조절'...내년부터 총량제 도입. 제민일보. <http://www.jemin.com/news/articleViewAmp.html?idxno=728855>. 2022.09.06 검색

29 이은지 (2021). 제주 신재생에너지 보급 '속도조절'...내년부터 총량제 도입. 제민일보. <http://www.jemin.com/news/articleViewAmp.html?idxno=728855>. 2022.09.06 검색

30 김영환. (2022.04.28.). 제주 재생에너지 초과발전 시사점[컨퍼런스 발표]. 2050 탄소중립 실현을 위한 차기 정부에서의 전력시장 제도 개선방향: 재생에너지 출력제한 세미나. 서울, 대한민국.

31 전력수급기본계획이란 전기사업법 제25조에 따라 설계되는 전력수급의 기본방향, 장기전망-전력설비 시설 계획-전력수요관리 등이 포함된 한국의 종합적인 전력정책으로, 2년 단위로 수립·시행된다. 현재(2022.09 기준), 제9차 전력수급기본계획(2020~2034)까지 수립되어있고, 제10차 전력수급기본계획은 얼마 전 실무안이 공개되어 현재 전략환경영향평가 및 관계부처 협의 중에 있으며 최종적으로 전력정책심의회 심의를 거쳐 확정된다.

표 5. 신재생에너지 설비용량 정책 목표별 비교 (단위: MW)

주요 년도	9차 전력수급기본계획 <sup>32</sup> (CFI 목표 반영)	신재생에너지총량제 <sup>33</sup>
2022	1,634	1,031
2025	2,299	2,299
2030	3,756	3,756
발전원	태양광, 풍력	태양광, 풍력

본 분석에서는 제9차 전력수급기본계획에 CFI 2030 목표가 반영된 정책적 배경 및 표기 상 편의를 고려하여 CFI 2030 목표를 포함하고 있는 제9차 전력수급기본계획 재생에너지 목표치에 따른 시나리오를 **CFI 2030 시나리오**라 표기한다.

본 분석에서는 제주의 재생에너지 출력제한 문제 해결을 위한 적극적 방안 없이 현상을 유지할 경우, 신재생총량제에 따라 재생에너지 보급 속도에 제동이 걸릴 것으로 전망됨에 따라 신재생총량제 목표치가 반영된 시나리오를 **현상유지 시나리오**라 표기한다.

본 보고서는 재생에너지 확대가 출력제한 증가로 이어지고, 더 나아가 재생에너지 보급 속도를 하향 조절하는 식의 현 대처 방안에 대해 문제의식을 가지고, 기술적 대안을 모색해보고자 한다. 특히 한국에서 가장 출력제한 문제가 심각한 제주도 사례를 중심으로, 출력제한 문제 해결을 위한 가장 비용효율적인 시나리오를 도출하고, 이를 바탕으로 정책 제언까지 내놓고자 한다.

32 산업통상자원부 (2020). 제9차 전력수급기본계획

33 강승남 (2021). 제주, 풍력·태양광발전 보급속도 '제어'...'연도별 총량제 도입' 검토. <https://www.news1.kr/articles/?4524241>. 2022.09.07 검색

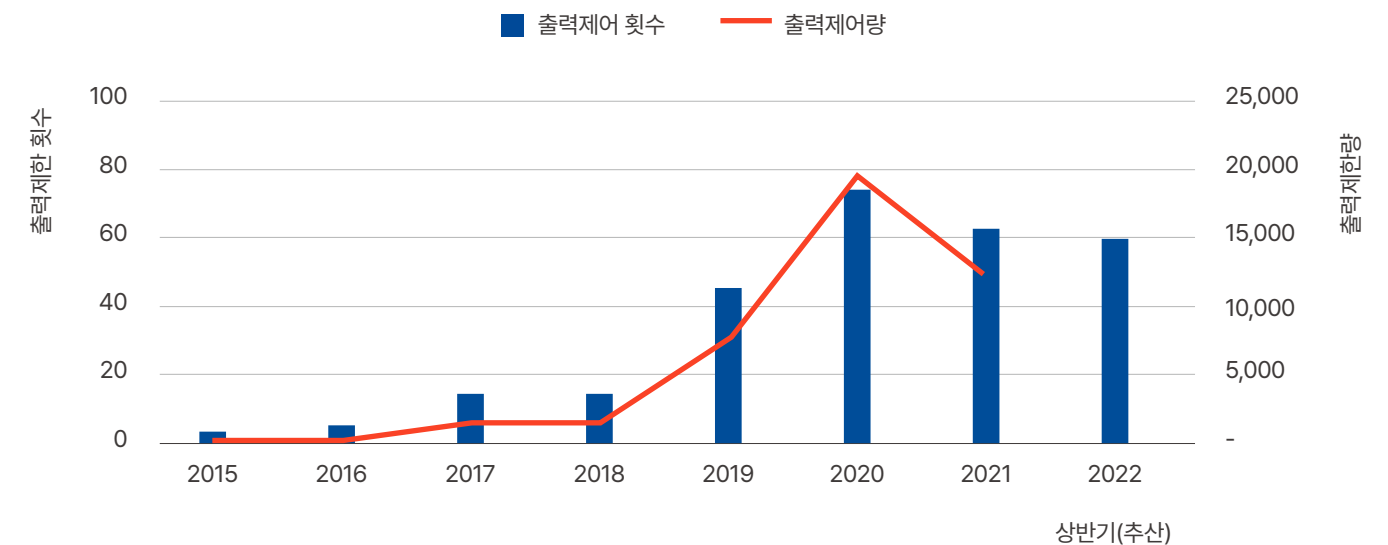
# 03

## 제주도 재생에너지 출력제한 현황과 원인

### 3-1. 제주도 재생에너지 출력제한 현황

제주도의 재생에너지 발전설비 대한 출력제한 명령은 2015년 3회로 시작하여, 2020년 77회<sup>34</sup>, 2021년 64회<sup>35</sup>를 기록하였고, 2022년 상반기 약 60회를 기록할 것으로 예상되어 역대 최고치에 달할 전망이다<sup>36</sup>이다. 출력제한율<sup>37</sup> 로는 2015년 0.04%에서 2021년 2.09%까지 증가하였고, 출력제한량은 2021년 12,016MWh에 달했다. 2020년의 경우, 풍력발전 출력제한으로 인한 손실액만 약 30억원에 달할 것으로 추산<sup>38</sup> 된다. 이전까지 풍력발전설비만 대상으로 하던 출력제한 명령은 2020년부터 태양광 발전설비로도 확대되었다.

그림 3. 제주 풍력발전 출력제한 현황



출처: 한국전력거래소. 월별 제주 신재생 에너지 발전 제어량(풍력발전 기준).  
재구성: 기후솔루션

34 한국전력거래소 (2022). 월별 제주 신재생 에너지 발전 제어량(풍력발전 기준). <https://www.data.go.kr/data/15100208/fileData.do>

35 한국전력거래소 (2022). 월별 제주 신재생 에너지 발전 제어량(풍력발전 기준). <https://www.data.go.kr/data/15100208/fileData.do>

36 김영한 (2022.08.26). 분산에너지 활성화를 위한 신재생 적정수용체계 확보 방안[컨퍼런스 발표]. 출력제한 해소를 통한 분산에너지 활성화 방안 세미나. 서울, 대한민국. [http://www.yangyi.kr/assembly\\_post/3291](http://www.yangyi.kr/assembly_post/3291)

37 한국전력거래소 (2022). 월별 제주 신재생 에너지 발전 제어량(풍력발전 기준). <https://www.data.go.kr/data/15100208/fileData.do>

38 강승남 (2022.08.09.). 제주, 풍력·태양광발전 특하면 멈췄다...'해법찾기' 난관. 뉴스1. [https://m.news1.kr/articles/?4767641#\\_eniple](https://m.news1.kr/articles/?4767641#_eniple). 2022.09.06 검색

### 3-2. 제주도 재생에너지 출력제한의 근본적 원인 - 제주도 전력계통 특성을 중심으로

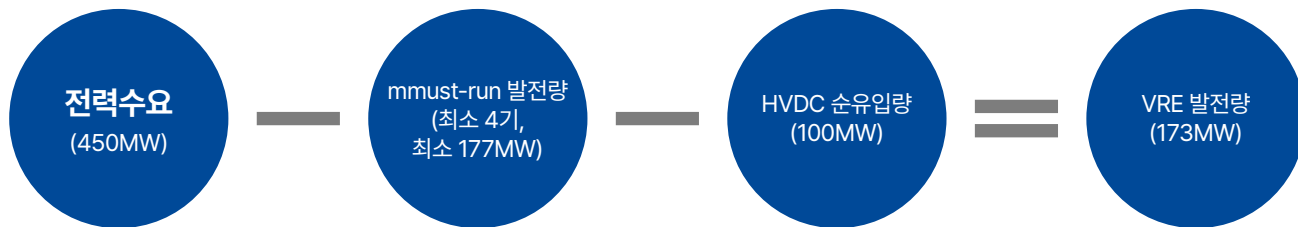
제주도에서 재생에너지 출력제한이 증가하는 것은 수요 대비 전력이 초과 생산되기 때문인데, 초과발전 문제를 해소하지 못하는 요인을 전력계통의 측면에서 살펴보고자 한다.

#### ① 유연하지 못한 전력계통의 운영 - 햇빛, 바람, 그리고 Must-run

제주 재생에너지 출력제한 문제 해결은 VRE 발전을 수용하기 위한 전력계통의 유연성 확대에 달려있다. 변동성이 큰 VRE를 확대 수용하기 위해서는 VRE 발전 중심으로 전력부하를 관리할 수 있게 전력계통을 유연하게 운영해야 한다.

하지만 제주 계통에서는 수용 가능한 VRE 수준을 결정할 때, 전체 전력수요에서 must-run 발전기와 HVDC 설비용량을 우선 고려한 뒤, 남은 용량만을 고려한다 (그림 4 참고). 재생에너지 설비 확대에 따라 재생에너지의 발전량을 확대하기 위해 계통을 유연하게 운영하는 방안을 강구하는 대신 must-run 발전기와 HVDC의 출력용량을 상수화하여 경직된 방식으로 전력계통을 운영하고 있는 것이다.

그림 4. 제주 전력계통 VRE 발전량 수식

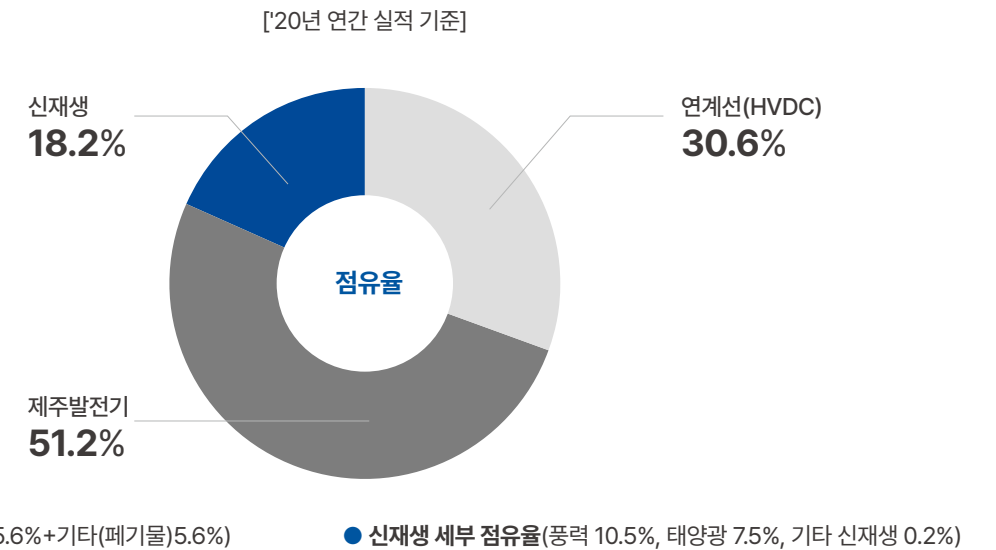


출처: 한국전력거래소. 2021년 기준  
재구성: 기후솔루션

2020년 기준 제주도에서 must-run 발전기와 HVDC가 차지하는 발전량 점유율은 81.8%에 달했다.<sup>39</sup> 전력계통을 유연하게 운영하기 위해서는 먼저 must-run 발전기, HVDC의 정송 기준을 최소화하고, 계통에서 VRE를 확대 수용하는 방안 마련을 우선시해야 한다.

39 김영환. (2022.04.28.). 제주 재생에너지 초과발전 시사점[컨퍼런스 발표]. 2050 탄소중립 실현을 위한 차기 정부에서의 전력시장 제도 개선방향: 재생에너지 출력제한 세미나. 서울, 대한민국.

그림 5. 제주도 발전원별 점유율



출처: 제주 전력거래소. 2020년 기준

또한 전력이 초과생산되나 대형 산업시설이 부재한 제주도 전력계통의 특성 상 전력수요 자체를 늘리는 데에는 한계가 존재하므로 재생에너지 출력제한 문제를 줄이기 위해서는 수요반응(Demand response, 이하 "DR"), 섹터커플링(부문간 연계)과 같은 자원의 확대를 통해 전력수요의 유연성을 증대하는 것이 병행되어야 한다.

다만, 본 보고서에서는 최적 투자결정 문제의 복잡성을 완화하고 직관적인 시나리오를 도출하기 위해 VRE의 변동성을 보완해 줄 수 있는 기술의 도입만 고려하였으며, 수요 차원에서 주요하게 논의되고 있는 DR, 섹터커플링(부문간연계)과 같은 기타 변동성 대응 방안은 고려하지 않았다.

#### (화석연료 Must-run 발전기)

전력거래소는 제주도의 계통관성 및 계통 신뢰도 유지를 위해 필수적으로 기동 되어야 하는 발전기(must-run 발전기)로 화력 발전기의 최소 필요대수와 최소 출력기준을 정한 바 있다 (표 6 참고). 제주도의 must-run 발전기는 중유와 LNG 발전기인데, 이들은 일정 수준의 발전량을 보장받으며 돌아가고 있는 것이다. 2020년 기준 중유와 LNG 발전기의 발전량 점유율은 51.2%에 달했다.<sup>40</sup>

계통신뢰도를 유지하면서 must-run 발전기의 발전량을 줄일 수 있다면, 예상되는 재생에너지 출력제한을 감소시키면서 더 많은 용량의 재생에너지를 수용할 수 있다.

40 김영환. (2022.04.28.). 제주 재생에너지 초과발전 시사점[컨퍼런스 발표]. 2050 탄소중립 실현을 위한 차기 정부에서의 전력시장 제도 개선방향: 재생에너지 출력제한 세미나. 서울, 대한민국.

표 6. 부하 크기에 따른 최소기동 발전기 수<sup>41</sup>

부하 기준	기동이 필요한 최소 발전기 수
500이하(MW)	4
501 ~ 600(MW)	5
601 ~ 900(MW)	6
901 이상(MW)	7

**(육지와 제주 계통을 연결하는 HVDC)**

제주도는 육지와 동기화되지 않은 전력계통이기에 HVDC를 통해 육지로부터 일부 전력을 공급받아왔다. 2020년 기준 HVDC를 통한 발전량 점유율은 30.6%에 달했다.<sup>42</sup> 하지만 제주도가 이처럼 HVDC를 통해 육지의 화석연료 중심 발전원에서 생산된 전력을 받는 것은 CFI 2030 목표의 취지에 부합하지 않을 수 있다.

반면 향후 제주도의 재생에너지 공급과잉량이 증가할 것으로 예상되는 바, 제주도에 남아 도는 전력을 HVDC를 통해 육지로 보내는 '역송'의 필요성은 증가하고 있다. 현재 상업운전 중인 HVDC #1와 HVDC #2는 모두 과거에 제주도의 전력공급 부족을 예상하고 육지로부터 전력을 끌어오기 위해 계획된 설비들이기에 역송에 대한 기술적 한계가 존재한다. 최근 이들을 통해 안정적인 수준에서 역송가능한 용량에 대한 기술적 검토가 진행 중이다. 또한 이와 같은 역송 문제를 해소하고자 현재 HVDC #3이 건설되고 있다. HVDC#3이 준공되면 2024년부터 150MW의 역송용량이 추가될 것으로 예상된다<sup>43</sup>. 제주에서 육지로의 역송가능한 양이 증가할수록 제주도에서의 출력제한 횟수와 양은 크게 감소할 것으로 전망된다.

하지만 HVDC 역송 뿐 아니라 도내 계통에서 출력제한 문제를 해결할 수 있는 근본적 대안 마련이 더욱 우선시되어야 한다. 제주도의 재생에너지 발전량을 이미 다수의 신재생에너지 발전설비가 건설되고 있는 호남 지역의 서남해안에 역송하는 것이 해당 지역 계통안정성 문제로까지 번질 수 있다는 우려 또한 제기되고 있기 때문이다.<sup>44</sup>

41 제주특별자치도, 제주에너지공단 (2021). 제주도 재생에너지 출력제한 현황 및 완화방안

42 김영환. (2022.04.28.). 제주 재생에너지 초과발전 시사점[컨퍼런스 발표]. 2050 탄소중립 실현을 위한 차기 정부에서의 전력시장 제도 개선방향: 재생에너지 출력제한 세미나. 서울, 대한민국.

43 한국전력신문 (2022.04.18). 동제주-완도 #3(제3연계선) HVDC 건설사업 착공식 까지. 전력신문. <https://www.epnews.co.kr/news/articleView.html?idxno=61238>

44 이훈 (2021.07.08). 제주 계통 안정화, 어떻게 해결해야 되나. 전기저널. <http://www.keaj.kr/news/articleView.html?idxno=4135>. 2022.09.07 검색

표 7. 제주도 HVDC 구성<sup>45</sup>

연계선	HVDC#1	HVDC#2	HVDC#3
구간	제주-해남C/S	서제주-진도C/S	동제주-완도
변환설비	전류형(GE)	전류형(GE)	전압형(ABB)
케이블	96 km (Alcatel)	105 km (LS전선)	89km (LS전선)
설비용량	150MW×2P, DC±180kV	200MW×2P, DC±250kV	200MW×1P, DC±150kV
추진내용	계약 (`91.10) 운전 (`98.03)	계약 (`09.02) 운전 (`14.04)	착공(`22.04)

**② 기울어진 보상제도 - 화력발전 중심의 기존 전력공급설비 VS 신규 유연성 자원**

Must-run 발전기와 HVDC 활용을 최소화하고 재생에너지를 확대하기 위해서는 VRE의 변동성을 보완하여 계통에 안정적으로 기여할 수 있게 도와주는 유연성 자원의 도입이 중요하다. 대표적으로 계통에 유연성을 부여해주는 기술로는 재생에너지 초과공급량을 저장해 활용하는 에너지저장장치(Energy Storage System, 이하 "ESS") 와 발전을 하지 않으면서도 전력계통에 관성을 부여하여 계통의 신뢰도를 유지할 수 있는 동기조상기가 있다.

VRE 확대의 맹점은 일조량이나 풍량이 풍부할 때 초과생산된 전력을 저장하지 못할 경우, 출력제한과 같은 방식으로 에너지를 버리게 될 수밖에 없다는 것인데, 이를 해결할 수 있는 것이 에너지저장장치(이하 ESS)이다. 재생에너지 발전량의 변동성에 따라 충·방전을 반복하여 잉여 발전량을 해소할 수 있기 때문이다. 다만, ESS는 설치 비용이 많이 들기 때문에, 적절한 ESS 설치 용량을 산정하는 것이 중요하다. 특히 기존에 전력계통에서 많이 사용되었던 배터리 ESS의 경우, 에너지 저장용량을 결정하는 배터리의 비용이 비싸다는 단점이 있다. 이에 대한 대안으로 수소저장장치<sup>46</sup> 설치를 추가로 고려할 수 있다. 수소저장장치는 비교적 저렴한 수소탱크의 용량이 에너지 저장용량을 결정하기 때문에 많은 양의 에너지 저장이 필요할 경우 더 적합하다.

또한 동기조상기의 경우, 계통 주파수와 동기화된 상태로 회전하는 자원으로서 자체적으로 발전을 하지는 않지만 무효전력과 계통관성을 공급할 수 있다는 특징이 있다. 동기조상기 설치를 통해서 기동이 필요한 must-run 발전기의 수를 감소시키고 최종적으로는 재생에너지 출력제한 감소에 기여할 수 있다.

그러나 ESS와 동기조상기 포함, DR과 같은 다양한 유연성 자원들이 제역할을 하지 못하고 있는 것이 현실이다. 이들이 계통의 유연성 증대에 기여할 수 있음에도 시장에 진입하지 못하고 있는 가장 큰 요인은 경제적 유인의 부족이다.

45 윤영진, 조성빈, 김영환 (2021). "제주계통 HVDC #1,2,3 연계선의 역송시나리오에 대한 연구". 2021년도 대한전기학회 하계학술대회 논문집

46 장기 저장장치 중에 주목받는 기술로 수전해설비-수소탱크-연료전지로 구성된 수소저장장치가 있다. 수소저장장치의 에너지 용량을 결정하는 수소탱크의 단가가 배터리에 비해서 상대적으로 저렴하기 때문에 장기저장장치에 적합하다. 수소저장장치를 활용하면 에너지가 남는 시간대에 수전해 설비를 이용해 수소를 생산하여 수소탱크에 저장했다가 에너지가 필요한 시간대에 저장된 수소와 연료전지를 활용해 전력을 생산할 수 있다.

특히 ESS의 경우 설치 비용이 많이 드는 반면, 현 전력시장 구조에서는 투자비용 회수조차 어려운 실정이다. 이로 인한 유연성 자원 도입의 지연은 전력 공급과잉량을 해소하는 경제적 방안이 VRE 출력제한 밖에 남지 않는 결과로 이어졌다.

이에 본 보고서에서는 유연성 자원 도입에 따른 VRE 확대를 우선적으로 고려한 시나리오를 도출하고 시나리오별 비용에 대해 분석한다.

## 04

# 4. 제주도 재생에너지 출력제한 최소화를 위한 기술적 시나리오 구성 및 비용 분석 결과

### 4-1. 방법론 개괄

기존의 제주도 재생에너지 계획들은 재생에너지를 설비용량을 증가시키는 것에 초점을 맞춘 계획들이었다. 제9차전력수급계획과 CFI 2030 목표에서도 재생에너지 보급계획 위주로 제시되었고, 비교적 최근에 제안된 신재생에너지 총량제 역시 재생에너지 보급량 위주의 계획이었다. 하지만, 재생에너지 증가로 인해 발생할 수 있는 문제들에 대한 해결방안을 함께 제시하지 못하는 재생에너지 보급량 중심의 확대계획은 재생에너지를 계통에 연계하는 과정에서 지연이 발생하거나 연계 이후에도 빈번한 출력제한이 발생하는 등의 한계를 보여주고 있다.

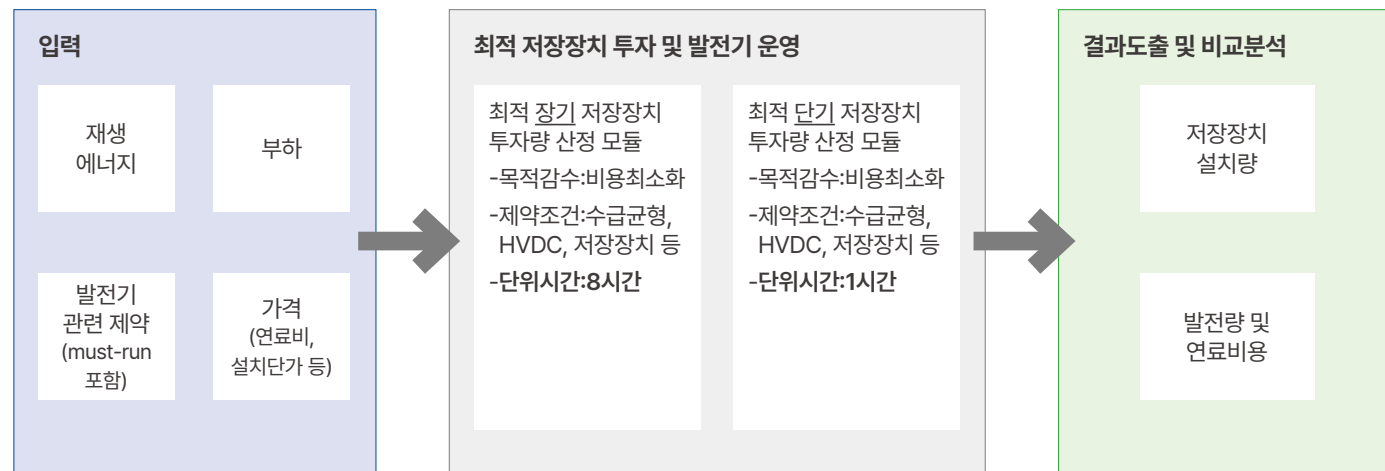
재생에너지 보급계획을 차질없이 이행하기 위해서는 보급계획 수립 단계에서 재생에너지 증가로 인해 발생할 수 있는 문제들에 대한 해결방법 역시 함께 제시되어야 한다. 제주도 제2차 풍력발전종합관리계획<sup>47</sup>에서는 재생에너지 출력제한 감소를 위해서 HVDC 역송, 저장장치의 필요성이 제시되었으나, 실제로 이를 고려한 계획을 제시하지는 않았다. 저장장치 필요용량은 시간에 따른 부하와 재생에너지 패턴을 고려해서 계획을 세워야 하고, 매년 부하와 재생에너지 용량에 변화가 있기 때문에 이를 고려하여 연단위 재생에너지 계획을 세우는 것이 필요하다.

기존에는 ESS로 주로 양수나 배터리저장장치와 같은 중-단기 저장장치가 고려되었다. 하지만, 재생에너지 보급 계획이 증가함에 따라 가까운 미래에는 수일 이상 공급과잉이 지속될 것으로 예상된다. 이 경우에 배터리저장장치만을 활용하여 잉여 에너지를 저장할 경우, 과도한 용량의 배터리가 필요하다. 따라서, 이 경우 상대적으로 낮은 비용으로 많은 양의 에너지를 저장할 수 있는 수단인 장기 ESS 역시 고려되어야 한다.

본 연구에서는 재생에너지 보급 목표 시나리오를 고려한 최적 저장장치 포트폴리오를 구성하기 위해서 최적화 방법을 사용하였다. 본 연구에서 사용된 최적화 모델링의 구조는 아래 그림과 같다.

47 제주특별자치도 (2019). 제주특별자치도 제2차 풍력발전종합관리계획.  
<https://www.jeju.go.kr/open/open/iopenboard.htm?act=view&seq=1171474>

그림 6. 최적 저장장치 투자 방법론



최적화 모델에 사용된 입력은 **재생에너지 입력, 부하 입력, 발전기 입력, 가격 입력**으로 구분할 수 있다. **재생에너지 입력**은 연도별 재생에너지 용량 및 패턴, 출력제한을 고려하였다. 연도별 재생에너지 용량은 시나리오에 따라서 '9차 전력수급기본계획' 또는 '신재생에너지 총량제'에서 계획된 값을 사용하였으며, 재생에너지 패턴은 실제 데이터<sup>48</sup>를 사용하였다. 출력제한량 패턴은 전체 재생에너지 출력에 특정 비율<sup>49</sup>을 곱하여 연간 총 출력제한량을 계산한 뒤에 공급과잉량이 많은 시간대에 분배하는 방식으로 계산했다. **부하입력**에서는 연도별 피크부하<sup>50</sup>와 부하패턴<sup>51</sup> 등이 고려되었으며, 9차 전력수급기본계획에서 계획된 값을 사용하였다. **발전기 입력**은 열량계수 및 연료비 가격을 포함하며, 가격 입력에 해당하는 연료비 가격은 연료비 시나리오에 따라서 조정하였다<sup>52</sup>. 이에 더해 신뢰도 유지를 위해 최소로 필요한 must-run 발전기 발전량, HVDC 정송 및 역송 용량 역시 입력에 포함하였다.

두 단계에 걸쳐서 장기저장장치와 단기저장장치의 최적 필요량을 계산하였으며, 각각의 경우에서 단위시간을 달리하여 계산하였다. 첫 번째 단계에서는 단위시간이 8시간인 '장기저장장치'의 최적 필요량을 계산하였으며, 두 번째 단계에서는 단위시간이 1시간인 단기저장장치의 최적 필요량을 계산하였다. 최적화 계산의 결과로 저장장치별 설치 필요량, 시간별 총방전량, 발전원별 연료비용, 발전량 등을 결과로 얻었다.

48 태양광은 공공데이터포털에서 조회할 수 있는 전국의 데이터를 활용하였고, 풍력은 제주와 전남 발전단지의 데이터를 활용하였다. 한국남부발전 (2018) 제주도 서귀포시 성산풍력 #2에 해당하는 3%를 활용했다.  
 49 태양광은 한국남동발전 (2018) 전라남도 광양항 세방, 풍력은 한국남부발전 (2018) 제주도 서귀포시 성산풍력 #2에 해당하는 3%를 활용했다.  
 50 산업통상자원부 (2020). 제9차 전력수급기본계획  
 51 산업통상자원부 (2020). 제9차 전력수급기본계획  
 52 과거 10년(2012.07~2022.06) 중위값, EPSIS 전력통계정보시스템. <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaFucUpfChart.do?menuId=040100>; 과거 10년 (2012.07~2022.06) 상위 5%, EPSIS 전력통계정보시스템. <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaFucUpfChart.do?menuId=040100>

**- 목적함수**

본 분석에서는 전체 비용을 최소화하는 것을 목적함수로 설정하였다. 전체비용에는 연료비용, 저장장치 설치비용 등이 고려되었다. 저장장치 설치비용에서는 마지막 해의 남은 수명을 고려한 잔존가치를 함께 고려하였다. 비용을 현기화 할 때 사용된 할인율은 기획재정부의 예비타당성조사에서 사용되는 사회적 할인율인 4.5%<sup>53</sup>를 차용하였다.

**- 제약조건**

제약조건은 전력계통 제약조건, 발전기 제약조건, 저장장치 제약조건으로 구분할 수 있다. 전력계통 제약조건에는 전력수급 균형, HVDC 정송 및 역송 제약조건, must-run 발전기 발전 하한 등의 제약조건이 포함된다. 발전기 제약조건에는 발전기별 발전량 상한이 고려되었다. 저장장치 제약조건에는 충·방전 효율을 고려한 충전상태 등이 고려되었다

**4-2. 시나리오 설계<sup>54</sup>**

본 보고서는 시나리오를 구성함에 있어 제주도 출력제한 문제 해결에 가장 큰 영향을 미치는 네 가지 주요 요소인 1. 재생에너지 보급계획, 2. HVDC 역송 가능 용량, 3. 연료비 가격, 4. 필수운전(must-run) 발전기 동기조상기 대체 수를 활용하였다. 각 요소가 시나리오 구성에 있어 어떤 의미를 갖고 있는지에 대한 설명은 다음과 같다.

**1) 재생에너지 보급계획**

**재생에너지 보급계획은 재생에너지 보급 목표를 설정함으로써 저장장치 설치 필요용량을 결정하는데 큰 영향을 끼치는 요소 중 하나이다.**

앞서 설명한 바와 같이 제주도 재생에너지 보급량은 당초 제9차 전력수급기본계획과 CFI 2030 목표에 따라 계획되었으나, 최근 제주도 내에서 출력제한이 꾸준히 증가할 것이 예상됨에 따라 2030년 이후로는 보급 목표 동일하되, 최대 2025년까지 재생에너지 발전설비용량 목표를 축소하는 식으로 재생에너지 보급 속도를 조절하는 신재생총량제<sup>55</sup>가 제시되었다. 신재생총량제는 기존의 CFI 2030 목표와 비교했을 때 2025년까지 누적 신재생에너지 설치량이 태양광은 138MW, 풍력은 1.3GW가량 축소<sup>56</sup>되어있고, 2026년 이후부터는 동일하다는 특징을 가지고 있다.

제9차 전력수급기본계획과 CFI 2030 목표에서 제시된 재생에너지 보급량에 기반한 **CFI 2030 시나리오**와 출력제한을 감소시키기 위한 방안 중 하나로 제시된 신재생에너지 총량제가 적용된 **현상유지 시나리오**를 구성함으로써 각 시나리오에 따라서 연도별 재생에너지 보급총량이 바뀌도록 반영하였다.

53 기획재정부 훈령. 예비타당성조사 수행 총괄지침 제50조  
 54 상세 시나리오 구성요소 및 설명은 부록 ① 참고  
 55 강승남 (2021). 제주, 풍력·태양광발전 보급속도 '제어'...'연도별 총량제 도입' 검토. <https://www.news1.kr/articles/?4524241>. 2022.09.07 검색  
 56 강승남 (2021). 제주, 풍력·태양광발전 보급속도 '제어'...'연도별 총량제 도입' 검토. <https://www.news1.kr/articles/?4524241>. 2022.09.07 검색

표 8. 제주도 재생에너지 보급계획 시나리오

시나리오 요소	시나리오 표기	시나리오 설명
제주도 재생에너지 보급계획 시나리오	T	현상유지 (신재생총량제) (Base)
	F	제9차전기본 & CFI 2030

## 2) HVDC 역송 가능 용량

HVDC 역송 가능 용량은 재생에너지 공급과잉량을 얼마나 해소할 수 있는지를 결정하여 출력제한량에 영향을 끼친다는 점에서 출력제한 문제를 해결하는 데 중요한 요소이다.

다만, 현재 제주 계통에서 상업운전 중인 두 개의 HVDC의 역송가능용량에 대해서는 아직 기술적 검토 중이며, 신규 HVDC는 건설 중에 있다. 때문에 보다 효율적인 시나리오 결과 분석을 위해 HVDC 역송용량 시나리오 중 중간 값인 360MW 역송을 고정으로 두고 분석하였다.<sup>57</sup>

HVDC 역송 가능 용량에 따른 차이를 고려하기 위해서 제주도 모선과 육지 모선 그리고 그 사이를 연결하는 HVDC로 구성된 2모선 계통을 가정하였다. 현재 육지와 제주도를 연결하는 HVDC는 HVDC 1연계선(이하 HVDC#1)과 2연계선(이하 HVDC#2)이 있고, 3연계선은 2023년 말에 준공 예정이다. HVDC #1<sup>58</sup>은 70MW, HVDC #2<sup>59</sup>는 140MW, HVDC #3은 150MW의 역송 용량을 가정했다.

## 3) 연료비 가격

연료비 가격은 출력제한 문제 해결을 위한 각 시나리오의 비용을 분석하는 데 있어 중요한 변수이다. 제주도 계통에서는 중유 및 LNG를 원료로 하는 중앙급전발전기들이 must-run 발전기로서 운영되기 때문에 총 시스템 비용 산출에 있어 큰 영향을 끼치기 때문이다.

다만, 보다 현실적인 연료비 가격 수준 반영 및 효율적인 시나리오 결과 분석을 위해 연료비 가격 시나리오 중 기준 값인 과거 10년 상위 5%를 고정으로 두고 분석하였다.<sup>60</sup>

57 상세 시나리오는 부록 ② 참고

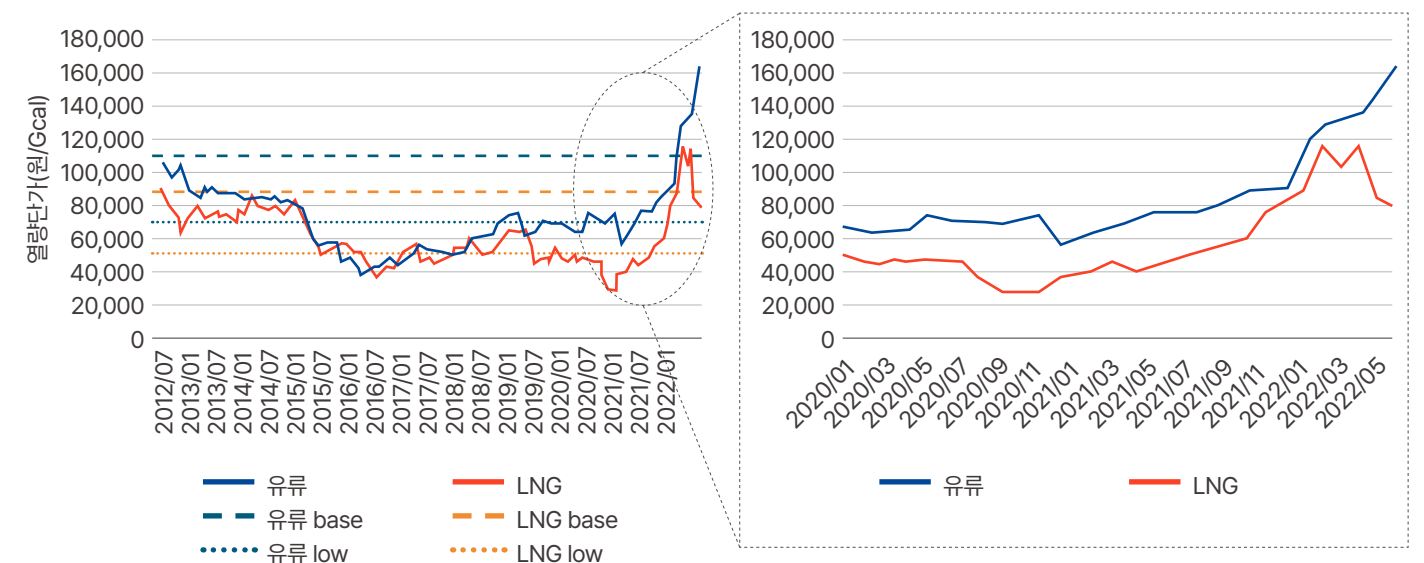
58 유희덕 (2021.08.25.). 제주 출력제한 대책, 급격히 증가하는 재생E 발전량 못따라간다. 전기신문. <http://www.electimes.com/news/articleView.html?idxno=221824>. 2022.09.07 검색; 광은섭 외 (2021). 제주지역 재생에너지 수용을 위한 HVDC 및 BESS 활용에 관한 연구. Journal of the KIECS

59 광은섭 외 (2021). 제주지역 재생에너지 수용을 위한 HVDC 및 BESS 활용에 관한 연구. Journal of the KIECS

60 상세 시나리오는 부록 ③ 참고

그림 8은 과거 10년(2012.07~2022.06)동안의 연료에 따른 열량단가 추세와 최근 추세를 보여준다. 2022년 초, 러시아가 우크라이나를 침공하며 시작된 국제정세 불안은 최대 LNG 수출국 중 하나인 러시아에 대한 국제사회의 제재로 이어졌다. 이는 러시아의 LNG 수출 규제로 이어져 LNG를 포함한 연료가격이 크게 상승하는 경향을 보였다. 또한 이러한 높은 연료비 가격 추세는 2026년까지 지속<sup>61</sup> 될 수 있다는 예측 등 일시적 현상이 아님을 뒷받침하는 분석이 이어지고 있다. 재생에너지 발전이 증가할수록 화석연료 사용을 줄일 수 있는데, 화석연료 열량단가가 현재와 같이 높은 수준일수록 연료비를 대체하는 효과가 더 커질 것으로 기대할 수 있다.

그림 7. 과거 10년동안의 연료가격 추세 및 최근의 연료가격 상승



61 BloombergNEF (2022). Global LNG Market Outlook 2022-2026

#### 4) 필수운전(must-run) 발전기 동기조상기 대체 개수

앞서 설명한 바와 같이, 제주도 전력계통 특성 상 must-run 발전기의 용량에 따라 얼마나 많은 용량의 재생에너지가 계통에 수용될 수 있는지가 결정된다. 따라서 동기조상기라는 기술적 해법을 통해 2025년 기준 몇 대의 필수운전 발전기를 대체하여 계통의 재생에너지 수용용량을 늘리는 자가 저장장치 도입 용량 및 보급 속도 등에 영향을 미친다.

제주도 계통운영자는 계통신뢰도를 확보하기 위한 수단으로 부하 수준에 따라 기동이 필요한 필수운전 발전기, 즉 must-run 발전기 수를 지정해 두었다. 이 must-run 발전기들은 계통의 관성을 유지하기 위해 기술적으로 요구되는 최소 발전량을 가지고 있다. 따라서, 일정 수의 must-run 발전기를 운전한다는 것은 일정 수준의 must-run 발전량을 반드시 유지해야 한다는 것과 같다. 이 must-run 발전량은 재생에너지의 출력제한이 필요한 상황에서도 유지된다. 만약, 계통신뢰도를 유지하면서 must-run 발전기의 최소 발전량을 줄일 수 있다면, 예상되는 출력제한을 감소시키거나, 출력제한 없이도 계통이 더 많은 용량의 재생에너지를 수용할 수 있을 것으로 기대한다.

표 9. 동기조상기를 활용한 필수발전기 수 대체

부하	기존운영방식	1기 대체	2기 대체	3기 대체
500이하(MW)	남제주복합	제주기력#2	제주기력#2	제주기력#2
	제주복합CC#2	남제주복합	한림복합CC	한림복합CC
	제주복합CC#1	제주복합CC#2	남제주복합	제주내연#1, 2
	남제주기력#2	제주복합CC#1	제주복합CC#2	남제주복합
501 ~ 600(MW)	제주기력#3	남제주기력#2	제주복합CC#1	제주복합CC#2
601 ~ 900(MW)	남제주기력#1	제주기력#3	남제주기력#2	제주복합CC#1
901 이상(MW)	제주내연#1	남제주기력#1	제주기력#3	남제주기력#2
				: 동기조상기 개조

#### 4-3. 시나리오 분석 결과

본 보고서는 제주도 재생에너지 출력제한 문제 해결을 위한 기술적 시나리오 및 그 비용 분석 결과를 크게 두 가지 시나리오 - 현상유지(신재생총량제 달성), CFI 2030 목표 달성 - 로 나누어 정리하였다.

##### 전제 조건

- 앞서 시나리오의 주요 구성요소 4 가지에 대해 설명하였으나 보다 효과적인 방법으로 결과를 제시하기 위해 시나리오를 단순화했다. 네 가지 요소 중 크게 두 가지, 재생에너지 보급계획과 동기조상기 대체 여부에 따라 결과를 정리하였다. HVDC 역송 가능 용량 및 연료비 가격은 각 시나리오에서 고정값으로 설정하였다. (부록 2, 3 참고)
- 모든 시나리오의 비용 분석에는 녹색금융협의체(Network for Greening the Financial System, 이하 NGFS)에서 제시한 한국의 Below 2°C 탄소 가격 전망을 적용하였다. (부록 4 참고)
- 연간 재생에너지 전체 출력대비 연간 출력제한량 비율은 현상유지 및 CFI 2030 시나리오 모두에서 3%로 가정하였다. VRE가 급속도로 확대되고 있는 유럽의 6개국(독일, 덴마크, 영국, 스페인, 이탈리아, 아일랜드)의 2019년 풍력발전 출력제한율 평균이 3%대인 점을 감안했다.
- 동기조상기 설치단가는 45,247 원/kVAR<sup>62</sup> 라고 가정하였다.

현상유지 시나리오<sup>63</sup> 는 ESS 및 동기조상기와 같은 기술의 추가 도입 없이 주로 출력제한을 통해 공급과잉을 해소하여 신재생에너지 총량제를 달성하는 시나리오다.

CFI 2030 달성 시나리오<sup>64</sup> 는 ESS 및 동기조상기 도입을 통해 재생에너지 공급과잉량을 해소함으로써 CFI 2030 목표 및 제9차 전력수급기본계획 목표를 달성하는 시나리오다.

62 Igbinovia, Famous O., et al. "Cost implication and reactive power generating potential of the synchronous condenser." 2016 2nd International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG). IEEE, 2016.000. 환율은 1131.17 원/USD, 과거 10년 (2012~2021) 연도별 평균의 중간값 활용

63 부록 ⑤ 참고

64 부록 ⑥ 참고



위와 같은 세 가지 주요 기술적 시나리오 및 그 비용을 분석한 결과는 다음과 같다.

표 10. 시나리오별 구성요소 및 분석 결과 요약(2034년 기준)

시나리오	시나리오 구성 요소				시나리오 분석 결과 (2034년 기준)					총 시스템 비용 *2022-2034년 순현재가치 (원/KRW)
	태양광·풍력 발전설비용량 (MW)		저장장치 누적설치용량 (MW) (2034년 기준)		동기조상기 도입 여부	발전설비 이용률			출력 제한율	
	2022	2034	에너지 저장장치	수소		기존 전력공급설비 (LNG, 중유, HVDC 정송) (2022년 대비 이용률 변화)	태양광	풍력		
현상 유지	1,031	3,982	0	0	미도입	25.6% (▼13.4%)	10.1%	19.4%	19.2%	3.5조
CFI 2030	1,634	3,982	678	1,525	미도입	23.0% (▼16.0%)	13.2%	24.2%	3.0%	6.4조 (▲2.9조)
			614	536	도입	20.1% (▼18.9%)	13.2%	24.2%		3.7조 (▲0.2조)

첫째, 제주도는 재생에너지 출력제한율을 3%로 유지하면서도 2030년까지 탄소중립을 달성하겠다는 CFI 2030 목표 및 제9차 전력수급기본계획에 따른 재생에너지 확대 목표를 달성할 수 있다. 이를 위해서 현재 제주도에서 가동 중인 화석연료 기반의 필수운전(must-run) 발전기 3대를 동기조상기로 대체하고, 2034년까지 1,151MW 수준의 저장장치를 포함한 유연성 자원을 도입하는 것이 필요하다. 이러한 수단들을 도입할 경우, 계통신뢰도 유지에 필요한 자원들이 확보되기 때문에, 출력제한을 3% 수준 이하로 유지하면서 CFI 2030 목표를 달성하는 시나리오 CFI 2030 시나리오대로 재생에너지를 보급하는 것이 가능함을 확인했다.

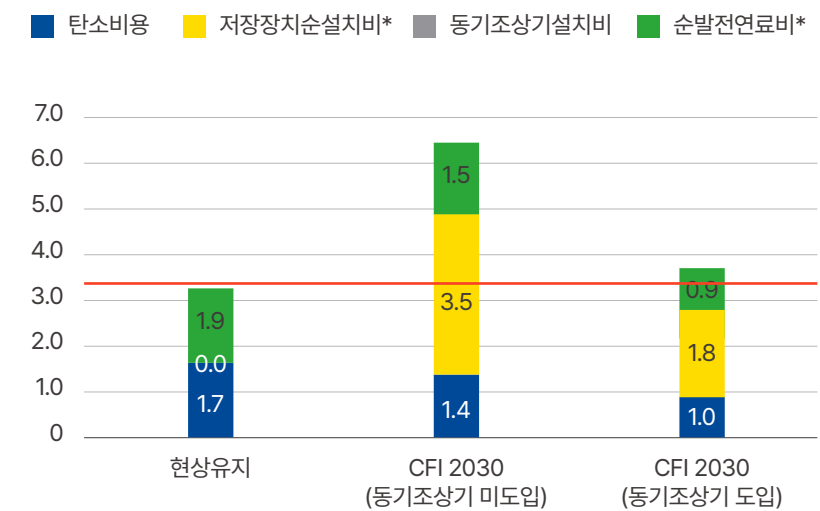
둘째, 현상을 유지하는 시나리오(이하 "현상유지 시나리오") 대비 2034년 기준 최대 5.7% (0.2조 원)의 총 시스템 비용\*만 투입되면 재생에너지 출력제한율을 3%로 유지하면서도 CFI 2030 목표 달성이 가능하다. 재생에너지 출력제한율이 19.2%에 달할 것으로 예상되는 현상유지 시나리오에서의 총 시스템 운영비용\*\*은 2034년까지 3.5조원에 달할 것으로 추정된다. 이때 2034년까지 총 시스템 비용의 5.7% 수준의 추가적인 비용을 투입하여 동기조상기와 저장장치를 도입한다면 출력제한율을 3.0%로 유지하면서도 CFI 2030 목표 달성이 가능한 것으로 분석됐다.

\* 2022-2034 순현재가치 총합

\*\*연료비(중유·LNG) 및 탄소비용과 같은 사회적 비용 포함. 탄소비용은 녹색금융을 위한 중앙은행-감독기구 간 글로벌 협의체인 녹색금융협의체(Network for Greening the Financial System, NGFS)가 제시하는 한국 기준을 적용.

CFI 2030 시나리오의 시스템 비용은 아래 그림과 같이 동기조상기가 기존 must-run 발전기 3대를 대체하고, 614MW의 ESS 및 536MW의 수소저장장치를 도입함에 따라 소요되는 순설치비용 1.9조원을 포함하여 2034년까지 총 3.7조원 투입되는 것으로 분석되었다. 반면, 저장장치 및 동기조상기와 같은 유연성 자원의 도입 없이 출력제한 확대 조치로 VRE 공급과잉량을 해소하는 현상유지 시나리오는 3.5조원의 총 시스템 비용이 산정되었는데, 여기에는 지속적인 화력발전기 중심 운영으로 인한 높은 연료비와 탄소비용이 산정된 결과이다. 즉, CFI 2030 시나리오 도입 시 추가 저장장치 설치비용으로 인해 발생하는 비용 증가분은 연료비와 탄소비용을 줄임으로써 상쇄될 수 있음을 확인했다.

그림 8. 시나리오별 항목별 총 시스템 비용(단위: 조원)



\* 저장장치순설치비: 저장장치 설치비용에서 2034년도 말의 잔존가치를 차감한 비용

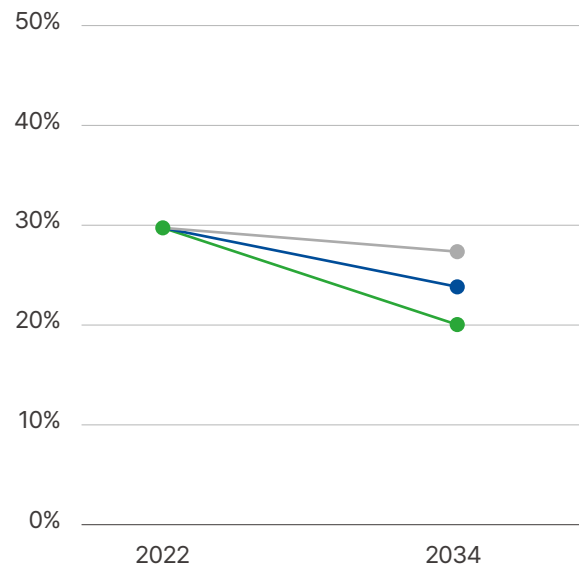
\*\* 순발전연료비: 제주도의 발전연료비에서 HVDC 정송 및 역송으로 인해 육지의 연료비에서 더해지거나 차감되는 연료비를 한 비용. 이때 육지의 연료비는 LNG 연료비를 기준으로 Base 시나리오에서는 지난 10년간 연료비 단가의 상위 5% 값인 158 원/kWh를 사용하고, Low 시나리오에서는 지난 10년간 연료비 단가의 중간값인 96 원/kWh를 사용함

셋째, CFI 2030 시나리오에 따라 저장장치 및 동기조상기와 같은 유연성 자원을 확대 도입할 시, 한전 발전자회사가 소유한 화력발전설비(중유 및 LNG)를 포함한 기존 공급설비의 2034년 이용률은 2022년 대비 최대 19%p까지 감소한다. 저장장치 및 동기조상기와 같은 새로운 유연성 자원의 도입은 재생에너지 발전설비의 이용률 증가로 이어질 것이며, 동시에 한전 발전자회사 소유의 화력발전 설비와 HVDC 정송을 포함한 기존 공급설비의 이용률 2022년 대비 최대 19% 감소하여 2034년 기준 연간 이용률이 20%대로 떨어질 것이다.

그림 9. 시나리오별 기존 전력공급설비 및 VRE 발전설비 이용률 변화

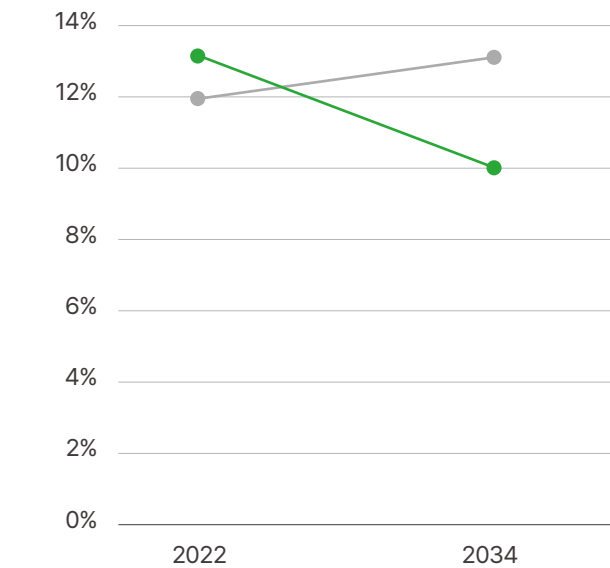
기본 전력공급설비 (중유, LNG, HVDC 정송)  
(2022년 이용률은 현상유지 시나리오 기준)

● 현상유지 ● CFI 2030(동기조상기 도입)  
● CFI 2030(동기조상기 미도입)



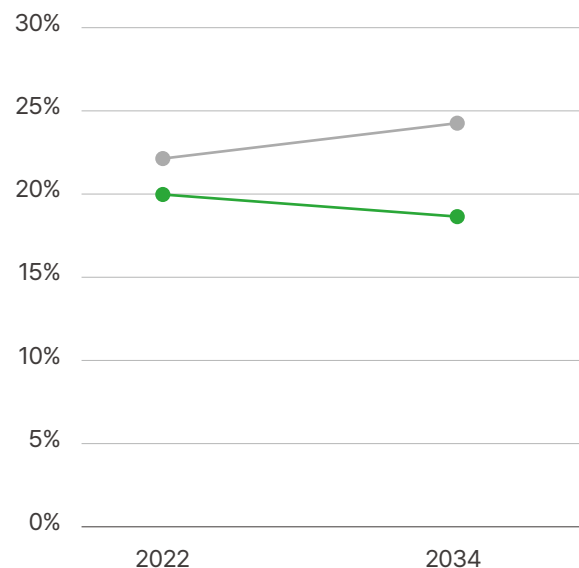
태양광(PV)

● 현상유지 ● CFI 2030(동기조상기 도입)  
● CFI 2030(동기조상기 미도입) - 이용률 변화는 CFI 2030(동기조상기 도입) 시나리오와 동일



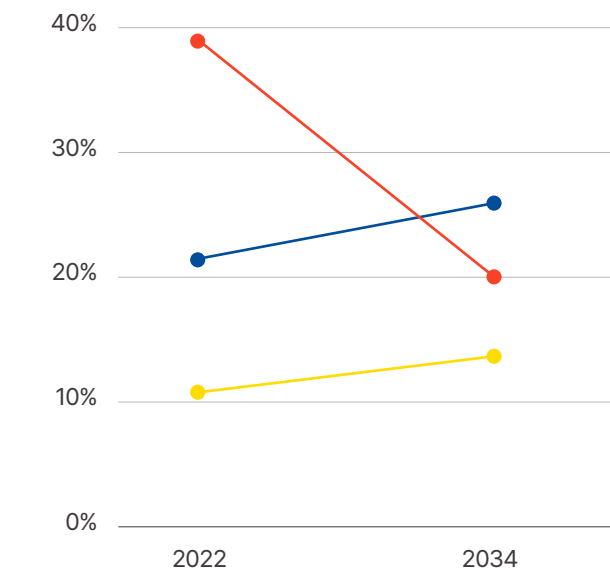
풍력(WT)

● 현상유지 ● CFI 2030(동기조상기 도입)  
● CFI 2030(동기조상기 미도입) - 이용률 변화는 CFI 2030(동기조상기 도입) 시나리오와 동일



기본 전력공급설비 (중유, LNG, HVDC 정송) 및 재생에너지 발전설비 이용률 변화  
CFI 2030(동기조상기 도입) 시나리오 도입 시, 2022년 이용률은 현상유지 시나리오 기준

● 풍력 ● 태양광  
● 기존 전력공급설비



이처럼 CFI 2030 시나리오 도입 시, ESS와 저장장치를 포함한 유연성 자원과 재생에너지의 이용률이 증가하나, 특히 ESS의 경우 현행 정산구조 하에서는 그 내부수익률(Internal Rate of Return, 이하 "IRR")이 현저히 낮은 것으로 드러났다. 각 시나리오 별로 ESS와 수소저장장치의 설치비용 및 잔존가치<sup>65</sup>, 용량요금 정산금<sup>66</sup> 및 차익거래 수익금<sup>67</sup> 을 고려하여 IRR을 계산하였으며, 결과는 다음의 표와 같다.

표 11. 시나리오별 ESS IRR 분석 결과

시나리오	CFI 2030 (동기조상기 미도입)	CFI 2030 (동기조상기 도입)
배터리 평균 IRR	-5.2%	-4.7%
수소 평균 IRR	-7.5%	-9.0%

모든 시나리오에서 음의 IRR을 얻었으며, 이는 현행 정산구조 하에서는 저장장치의 투자 수익성이 없음을 나타낸다. 하지만, 앞선 시나리오 분석 결과와 같이 제주에 설치될 재생에너지의 효율적인 활용을 위해서 출력제한을 줄일 수 있는 ESS의 설치 수반되어야 하기 때문에, 정산구조의 개선이 필수적인 상황이다.

이러한 CFI 2030 시나리오를 도입하는 것은 결국 앞서 설명한 바와 같이 기존 화력발전 설비의 이용률 하락으로 이어져, 이들을 소유하고 있는 한전 및 한전 발전자회사의 연결 재무제표 상 매출 감소로 이어진다는 점에서 재무적 리스크로 작용할 것이다. 이에 더해, 한전 및 한전 발전자회사는 전력계통에서의 보상 및 계통접속을 결정하는 전력거래소 산하의 전력시장운영협의체, 이사회 및 회원총회에서 상당한 의결권을 보유하는 등 영향력을 행사할 수 있다. 따라서, 전력거래소의 의사결정 과정에서의 독립성을 높이고 더 나아가 한전의 발전부문과 계통부문 사이의 재무적 연결을 차단하는 등과 같은 조치가 선제되어야, 전력거래소가 공정하고 적극적으로 유연성 자원과 재생에너지의 활용도를 높이기 위한 조치를 취할 수 있는 환경이 마련될 것이다.

한편 CFI 2030 시나리오 하에서 재생에너지 발전설비의 이용률의 낙폭은 그리 크지 않았으며, 일정 수준으로 유지될 수 있는 것으로 나타났다. 이는 저장장치 및 동기조상기 활용을 통해 재생에너지 출력제한 비율을 연간 3% 수준으로 유지했기 때문이다. 이 결과를 통해서 저장장치와 동기조상기와 같은 유연성 자원의 도입을 확대하여 재생에너지 사업자들의 이익을 침해하지 않으면서도 재생에너지를 증가시킬 수 있음을 확인했다.

65 배터리지장장치와 수소저장장치의 수명은 모두 20년이라고 가정하였다.

66 제주도 용량요금 단가 22.05 원/kW 사용 및 전기저장장치에 적용되는 실효용량 비율 규정 적용

67 부하수준에 따른 SMP를 고려하여 충전 시의 SMP는 184.7 원/kWh, 방전 시의 SMP는 작게는 201.4 원/kWh부터 많게는 226.4kWh를 가정하여 차익거래 수익금을 계산하였다.

05

## 5. 결론 및 제언

위 분석을 통해 ESS와 동기조상기와 같은 유연성 자원의 도입은 기존 화력발전 설비의 이용률을 낮추고 재생에너지의 이용률을 유지시켜 재생에너지 출력제한 문제 해결에 유의미하게 기여할 수 있다는 결론을 도출했다.

또한 재생에너지 출력제한 문제를 해결하기 위해 최적화 수준의 유연성 자원을 도입할 경우, 추가 설비 설치비용으로 인해 단기적으로는 총 시스템 비용의 상승이 예상되나, 중장기적인 관점에서 연료비 및 탄소비용과 같은 사회적 비용을 모두 고려한다면 이러한 추가 비용은 상당수 상쇄되어 아무런 기술적 대안 도입 없이 출력제한만으로 VRE 공급과잉량을 해소하는 총 시스템 비용 대비 단 0.2조원 증가하는 것으로 예상되어 과도한 수준에 달하지 않음을 확인했다.

한편, 이러한 CFI 2030 시나리오를 도입하는 것은 결국 앞서 설명한 바와 같이 화력발전기를 포함한 기존 전력공급수단의 이용률 하락으로 이어져, 이들을 소유하고 있는 한전 및 한전 발전자회사의 연결 재무제표 상 매출 감소로 이어진다는 점에서 재무적 리스크로 작용할 것이다. 이에 더해, 한전 및 한전 발전자회사는 전력계통에서의 보상 및 계통접속을 결정하는 전력거래소 산하의 전력시장운영협의체, 이사회 및 회원총회에서 상당한 의결권을 보유하는 등 영향력을 행사할 수 있다. 따라서, 전력거래소의 의사결정 과정에서 독립성을 높이고 더 나아가 한전의 발전부문과 계통부문 사이의 재무적 연결을 차단하는 등과 같은 조치가 선제 되어야, 전력거래소가 공정하고 적극적으로 유연성 자원과 재생에너지의 활용도를 높이기 위한 조치를 취할 수 있는 환경이 마련될 것이다.

또한 ESS와 동기조상기, 수요반응과 같이 계통을 유연하게 만드는 자원이 확대 보급될 수 있도록 촉진하는 시장 및 규제 환경의 조성이 중요하지만, 현재는 수익성 부족 문제로 인해 유연성 자원이 시장에 빠르게 진입하지 못하고 있다.

특히 ESS 사업의 경우 차익거래<sup>68</sup> 정산금과 용량요금을 통해 수익을 회수할 수 있는 구조인데, 계시별 요금제 차이가 크지 않은 현 전력시장 구조에서는 차익거래 정산금으로 수익을 얻기 힘들다. ESS에 적용되는 용량요금(Capacity Payment, CP) 또한 그 수준이 매우 낮은데, ESS의 경우 배터리 에너지 저장 용량에 한해서만 정산 받기 때문이다. 본 보고서에서 제시된 시나리오에 따라 ESS의 IRR을 분석한 결과, 시나리오에 관계없이 모든 경우에서 음의 IRR을 얻었으며, 최대 -9%까지 이르는 것으로 확인되었다

68 차익거래란 전기요금에 비해 ESS에 전기를 충전시켜 놓았다가, 전기요금에 비해 시간대에 ESS로부터 전기를 꺼내(방전) 쓰는 경우에 있어서 충전시와 방전시 전기요금의 차액이 발생하는 것을 이용한 것이다. (환경부, 한국환경산업기술원(2017.02.13.). 에너지 안보 지향의 ESS 산업 동향)

즉, 이러한 결과는 현행 정산구조 하에서는 ESS의 투자 수익성이 없음을 나타낸다. 이는 결국 유연성 자원 투자로 발생할 수 있는 경제적 리스크를 사업자가 온전히 흡수할 수밖에 없는 것으로 사업투자 유인을 감소시킨다. 이는 한전 발전자회사 소유의 화력발전기가 kWh당 22.05원<sup>69</sup> 수준의 용량요금을 24시간에 대해 지급받고, 이용률이 급격히 떨어지는 때를 제외하고는 총괄 원가보상제의 적용을 통해 이용률 수준과 무관하게 연료비, 자본투자비, 적정 수익 등을 안정적으로 보장받는 상황과는 현격히 대비<sup>70</sup> 된다.

이와 같이 과도하게 화력발전설비의 수익성을 보장하는 현행 시스템은 재생에너지 및 유연성 자원과의 공정한 경쟁을 저해한다.

적정 수익까지 보장받는 화력발전설비는 경제성이 하락하더라도 퇴출되지 않고 남아 제주도의 발전믹스 구성시 우선 고려됨으로써 재생에너지와 유연성 자원의 시장 참여를 제한할 수 있다. 또한 수익성을 보장받지 못하는 유연성 자원의 도입 지연은 재생에너지의 안정적인 계통 연결을 어렵게 하여 출력제한 조치를 증가시키는 등 재생에너지 확대를 더욱 더디게 한다.

이러한 맥락에서 제주도의 재생에너지 보급속도를 늦추지 않고 출력제한을 일정한 수준 이하로 제한할 수 있는 경제적인 시나리오가 현실화되기 위해 필요한 개선사항에 대해 다음과 같이 제언하고자 한다.

**첫째,** 정부는 재생에너지 확대를 위하여 전력 시장과 계통 시스템 개선 방안 마련에 보다 적극적으로 나서야 한다.

**둘째,** 정부는 저장장치 및 동기조상기와 같은 유연성 자원이 확대 보급될 수 있도록 이러한 자원에 대한 실효성 있는 보상체계를 마련함으로써 재생에너지 출력제한량을 줄일 수 있도록 해야 한다.

**셋째,** 정부는 화력발전기에 대한 용량요금 지급금액과 지급 범위를 줄이고, 총괄원가보상제도를 개선하여 화력발전기가 재생에너지에 비해 과도한 수준으로 보상을 받는 경우를 방지해야 한다.

끝으로, 현재와 같은 화력발전기 중심의 전력시스템은 필연적으로 국제 연료의 공급과 가격 변동성에 지속적으로 노출될 수밖에 없다. 적어도 향후 4-5년 간은 지금과 같은 높은 연료비 수준이 유지될 것으로 예상<sup>71</sup> 되는 가운데 전 세계적인 탄소가격 상승 추세까지 고려한다면 결국 화력발전기 중심의 전력시스템은 중장기적으로 비용을 키울 것이다. 조속히 재생에너지 출력제한 문제를 근본적으로 해결하고, 재생에너지를 확대보급 해 나가는 것이 우리 전력 시스템의 재무적 리스크를 최소화하는 방법이다.

본 분석에서는 다루지 않았으나 DR, 섹터커플링과 같은 기타 유연성 자원의 도입, 재생에너지 출력제한에 대한 보상 제도 도입 등의 방안은 재생에너지 확대를 위한 공정한 시장 경쟁 환경을 조성하는 데 중요한 요소가 될 것이다.

69 육지에서 지급되는 용량요금(CP) 기준 가격은 11.85원/kWh로 (전력거래소, 비용평가 운영규칙)  
70 제주도에서는 2019년부터 신재생 변동성으로 인한 계통 안정성 강화를 이유로 제주 바이오 중유 발전기를 중앙급전발전기로 분류하여, 용량요금(CP)을 지급하기 시작했다. 한전 발전자회사가 소유한 제주의 중유, LNG 발전기에 지급된 연간 용량요금은 2019년 기준 1,263억원에 달했다.  
71 BloombergNEF (2022). Global LNG Market Outlook 2022-2026

06

## 6. 부록

### ① 상세 시나리오 표기법 · 구성요소 · 상세 설명

	Index 자리	시나리오 요소	시나리오 표기	시나리오 설명
시나리오 표기방식: ABCD	A자리	제주도 재생에너지 보급계획	T (base)	현상유지 (신재생총량제) (Base)
			F	제9차전기본 기준 & CFI 계획
	B자리	HVDC 역송용량	D	HVDC 600 MW 역송가능
			S (base)	HVDC 360 MW 역송가능
			N	HVDC 150 MW 역송가능
	C자리	연료단가	B (base)	Base 시나리오: 과거 10년 상위 5%
			L	Low 시나리오: 과거 10년 중간값
			0	0기 대체
	D자리	Must-run 발전기 동기조상기 대체 개수	1	1기 대체 (2025년부터)
			2	2기 대체 (2025년부터)
3			3기 대체 (2025년부터)	

### ② HVDC 역송 가능 용량 상세 시나리오

HVDC 역송 가능 용량에 따른 차이를 고려하기 위해서 제주도 모선과 육지 모선 그리고 그 사이를 연결하는 HVDC로 구성된 2모선 계통을 가정하였다. 현재 육지와 제주도를 연결하는 HVDC는 HVDC 1연계선(이하 HVDC#1)과 2연계선(이하 HVDC#2)이 있고, 3연계선은 2024년에 준공 예정이다. HVDC#1과 HVDC#2은 최초로 정송(육지→제주)을 목적으로 건설되었기 때문에, 역송(제주→육지)은 현재 기술적인 검토단계에 있다. 검토 결과에 따라 역송가능용량이 크게 바뀔 가능성이 있다.

HVDC 연계선들의 역송가능용량에 따라 필요한 저장장치 용량의 차이가 크기 때문에, 아래 표와 같이 D(Double), S(Single), N(None) 세 가지의 시나리오를 가정하였다. D 시나리오에서는 역송용량이 최대인 시나리오로, 2024년부터 600 MW 역송이 가능한 시나리오이고, S 시나리오는 2024년부터 360 MW 역송가능, N 시나리오는 2024년부터 150 MW가 역송가능한 시나리오이다.

표 12. 제주도 HVDC 역송 시나리오에 따른 최대 역송가능용량

HVDC 역송용량 시나리오	CFI 2030 시나리오 (동기조상기 도입)
D (600 MW 역송)	HVDC #1 두개의 pole 150 MW 역송 가능 <sup>72</sup> (단, 2022년에는 0 MW, 2023년에는 70 MW) HVDC #2 역송모드로 300 MW 역송 가능 <sup>73</sup> (단, 2022년에는 0 MW, 2023년에는 140 MW) (공통) HVDC #3 150 MW 역송 가능 (단, 2024년부터)
S (360 MW 역송)	HVDC #1 하나의 pole을 사용하여 70 MW 역송 가능 (단, 2022년에는 0 MW) HVDC #2 순환제어모드로 140 MW 역송 <sup>74</sup> (단, 2022년에는 0 MW) (공통) HVDC #3 150 MW 역송 가능 (단, 2024년부터)
N (150 MW 역송)	HVDC #1 역송 불가능 HVDC #2 역송 불가능 (공통) HVDC #3 150 MW 역송 가능 (단, 2024년부터)

### ③ 연료비 가격<sup>75</sup> 상세 시나리오

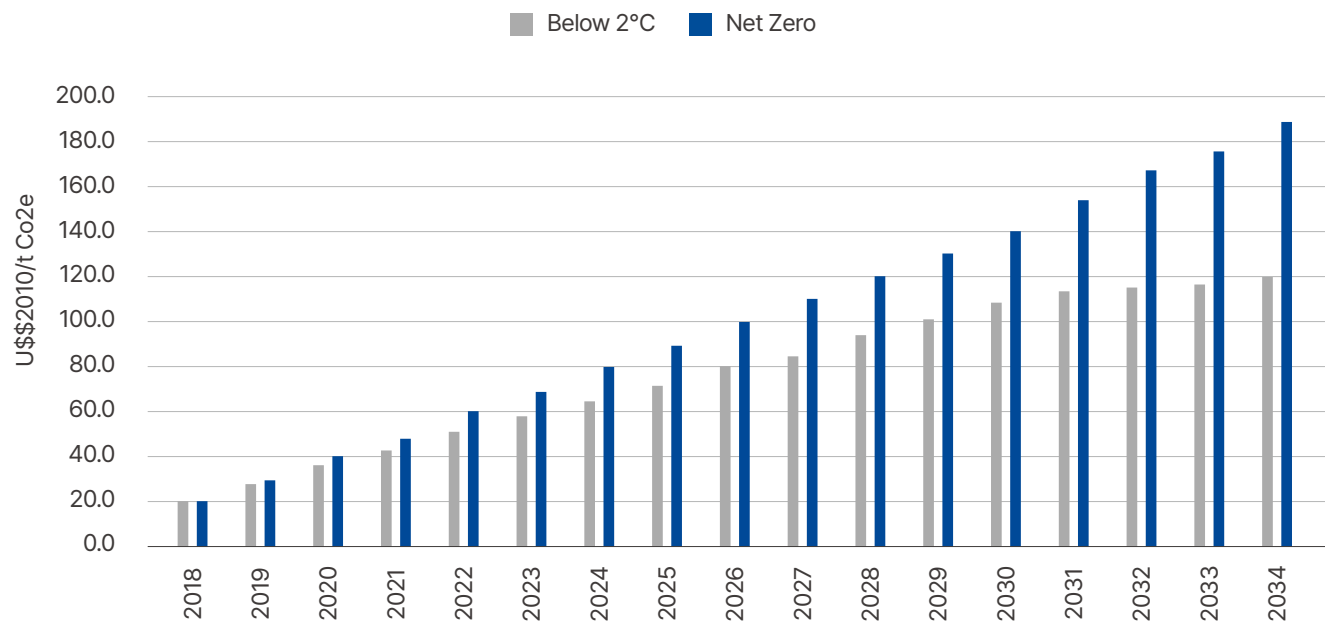
연료비 가격 상승으로 인한 영향을 비교하기 위해서 아래 표와 같이 두가지의 연료비 시나리오를 구성하였다. Base 시나리오에서는 과거 10년도안의 상위 5% 가격을 사용하였으며, 이 가격은 2022년도 상반기에 상승한 가격 트렌드와 비슷하거나 약간 낮은 수준이다. Low 가격 시나리오 하에서는 과거 10년간의 중간 값을 사용하였고, 이 가격은 2018년도~2021년도 상반기의 가격과 유사한 수준이다.

표 13. 연료비 가격 시나리오

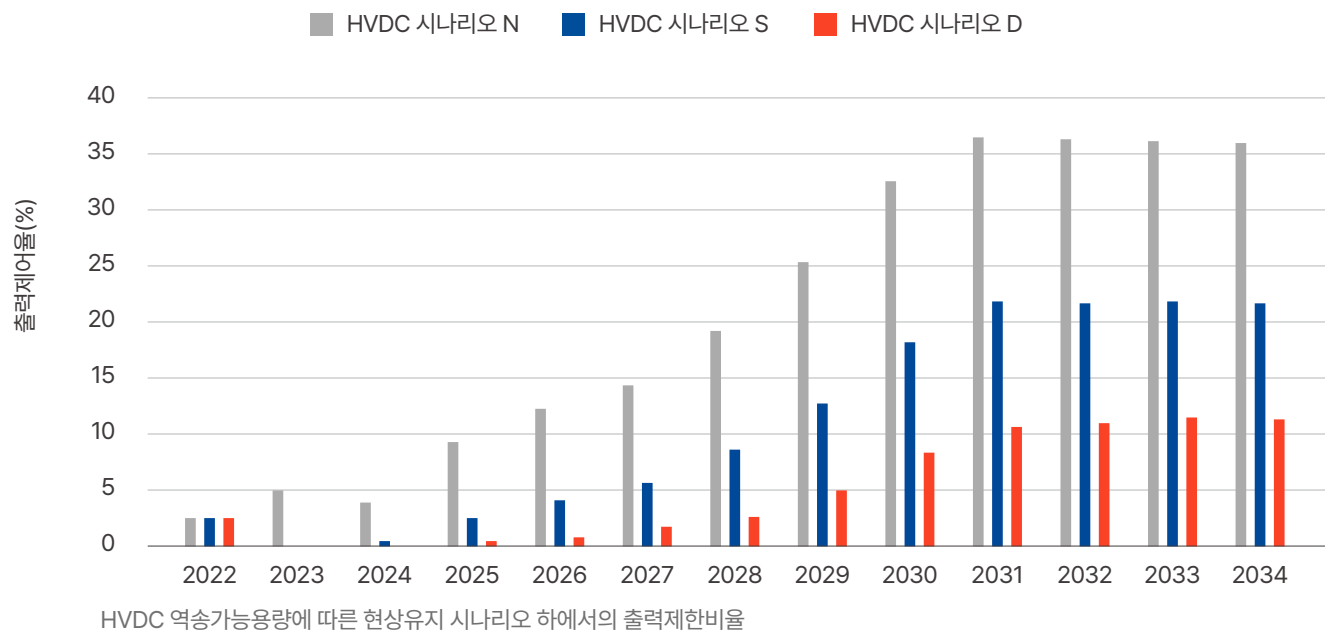
시나리오 요소	시나리오 표기	시나리오 설명
연료비 가격 시나리오	B (base)	Base 시나리오: 과거 10년 상위 5%
	L	Low 시나리오: 과거 10년 중간값

72 윤영진 et al. (2021). 제주계통 HVDC #1,2,3연계선의 역송시나리오에 대한 연구. 대한전기학회 하계학술대회  
73 윤영진 et al. (2021). 제주계통 HVDC #1,2,3연계선의 역송시나리오에 대한 연구. 대한전기학회 하계학술대회  
74 객은섭 외 (2021). 제주지역 재생에너지 수용을 위한 HVDC 및 BESS 활용에 관한 연구. Journal of the KIECS  
75 전력통계정보시스템. <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/>

④ NGFS 탄소가격 수준<sup>76</sup> (한국)



⑤ 현상유지 시나리오 상세 설명



위 그림은 현상유지 시나리오 하에서 HVDC 역송가능 용량에 따라서 연간 출력제한비율 양상을 보여주는 그래프이다. HVDC 역송 용량이 작아질수록 (D→S→N) 연간 출력제한비율이 상승하는 경향을 확인할 수 있었다. 특히, HVDC #1, #2의 역송이 불가능한 시나리오(N, 역송가능용량 150MW)에서 2031년도에 최대 36%까지 출력제한 필요한 것으로 확인되었다. 가장 낙관적인 HVDC 시나리오인 (D, 역송가능용량 600MW) 하에서도 2031년 이후에 11%가량의 지속적인 출력제한 발생하는 것으로 나타났다. 이렇게 출력제한이 과도하게 발생하는 환경 하에서는 재생에너지 신규 사업자들의 기대수익이 감소하여 기존에 세웠던 재생에너지 보급목표 달성에 차질이 생길 것으로 예상된다.

⑥ 현상유지 · 신재생총량제 · CFI 2030 시나리오 표기법 및 상세 설명

시나리오명	시나리오 표기법	재생에너지 보급목표	동기조상기 도입 여부
현상 유지	BAU	신재생에너지 총량제	미도입
CFI 2030	FSB0	CFI 2030	미도입
	FSB3	CFI 2030 및 9차 전기본	3대 도입

⑦ 시나리오별 저장장치 누적설치용량

	배터리MW	배터리MWh	수소MW	수소MWh
FSB0	678	3,606	1,525	101,562
FSB1	653	3,248	1,149	74,152
FSB2	646	3,093	734	41,191
FSB3	614	2,862	536	26,729

76 NGFS. (2020). NGFS Climate Scenarios for central banks and supervisors, NGFS Scenario National Data V2.0.

㉔ 시나리오별 기존 전력공급수단 및 재생에너지(태양광·풍력·저장장치) 이용률 변화

기존 전력공급수단(중유, LNG, HVDC 정송)

기존 전력공급수단	현상유지	FSBO	FSB3
2022	39%	31%	31%
2023	38%	29%	29%
2024	32%	27%	27%
2025	29%	26%	29%
2026	29%	26%	28%
2027	29%	25%	27%
2028	27%	24%	24%
2029	26%	24%	22%
2030	25%	23%	20%
2031	25%	23%	19%
2032	25%	23%	20%
2033	25%	23%	20%
2034	26%	23%	20%

태양광(PV)

태양광(PV)	현상유지	FSBO	FSB3
2022	13%	12%	12%
2023	13%	13%	13%
2024	12%	13%	13%
2025	13%	13%	13%
2026	12%	14%	14%
2027	12%	13%	13%
2028	12%	13%	13%
2029	11%	13%	13%
2030	10%	13%	13%
2031	10%	13%	13%
2032	10%	13%	13%
2033	10%	13%	13%
2034	10%	13%	13%

풍력(WT)

풍력(WT)	현상유지	FSBO	FSB3
2022	20%	21%	21%
2023	22%	24%	24%
2024	19%	24%	24%
2025	22%	23%	23%
2026	23%	24%	24%
2027	22%	23%	23%
2028	21%	23%	23%
2029	20%	23%	23%
2030	19%	23%	23%
2031	19%	24%	24%
2032	19%	24%	24%
2033	19%	24%	24%
2034	19%	24%	24%

에너지저장장치(ESS)

배터리	현상유지	FSBO	FSB3
2022	-	8%	8%
2023	-	11%	11%
2024	-	12%	12%
2025	-	11%	13%
2026	-	9%	12%
2027	-	9%	12%
2028	-	9%	12%
2029	-	11%	11%
2030	-	10%	10%
2031	-	9%	9%
2032	-	9%	10%
2033	-	9%	9%
2034	-	9%	10%

수소저장장치

수소저장장치	현상유지	FSB0	FSB3
2022	-	4%	4%
2023	-	6%	6%
2024	-	7%	7%
2025	-	8%	6%
2026	-	6%	7%
2027	-	6%	9%
2028	-	6%	10%
2029	-	5%	10%
2030	-	6%	7%
2031	-	3%	5%
2032	-	3%	5%
2033	-	3%	5%
2034	-	3%	5%

⑨ 저장장치(ESS 및 수소저장장치) 설치 단가 출처

- ESS: 2021 Annual Technology Baseline (ATB), NREL
- 수소저장장치: Schmidt, Oliver, et al. "Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies." Joule 3.1 (2019): 81-100. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254243511830583X>



## 2030 탄소 없는 섬 제주도, 출력제한 없는 섬에서부터:

재생에너지 출력제한 문제 해결방안의 비용 분석