

2024년 해외 스마트그리드 산업 동향

- 유럽 전력시스템의 유연성 요구사항과 저장장치 역할 -

2024. 3.



동 자료에 수록된 각종 통계자료, 조사결과 등은 내부 업무목적에 따라 작성된 것으로 수집된 자료의 범위, 작성 시기, 작성기준 등에 따라 그 결과가 달라질 수 있으므로 참고용으로만 활용하시기 바랍니다.

우리 소는 동 자료 내용의 정확성, 타당성 등에 대하여 보장하지 않으며 동 자료의 내용을 임의로 인용하거나 상업적으로 활용함으로써 발생하는 문제들에 대하여 우리 소에 법적 책임이 없음을 알려드립니다.

목 차

I. 개요	2
1. 현황 및 배경	2
2. METIS를 이용한 전력시스템 모델링	4
II. 유연성 요구사항	6
1. 개념	6
2. 유연성 요구와 재생에너지	14
3. 저장장치 솔루션 및 기술기여	17
III. 유연성 시장의 현물시장 가치	21
IV. 2030년 EU 전력 계통의 전력 저장 최적화	28
1. 개념	28
2. CAPEX의 역할 분석	31
3. 상호 연계의 역할 평가	34

I. 개요

1. 현황 및 배경

2021년 7월, 유럽연합 집행위원회는 유럽 그린 딜(European Green Deal) 이행을 위한 최초의 Fit-for-55 제안 패키지를 채택했습니다. 이는 1990년 수준에 비해 2030년까지 최소 55%의 온실가스 순 배출량을 줄이기 위한 EU의 에너지 시스템, 토지 사용, 운송 부문 및 세제 정책을 적합하게 만들기 위한 것입니다. 2050년까지 탄소중립을 달성한다는 궁극적인 목표와 함께, 재생 에너지의 더 큰 비중을 통합하는 것이 이 제안에서 중추적인 역할을 합니다. 정책 제안 패키지는 2030년까지 재생 에너지 비중의 목표를 최종 총 에너지 소비의 최소 40%로 높이는 재생 에너지 지침 개정을 포함합니다. 이 제안은 에너지 시스템 통합, 수소, 해양 재생 에너지 및 생물 다양성 전략(European Commission, 2021a)에 따라 최근 유럽 이사회(European Council, 2022)¹⁾에서 합의되었습니다.

Fit-for-55 정책 제안에서 고려된 목표에 따라 유럽 그린 딜의 맥락에서 다양한 정책 전반에 걸친 영향 평가를 위한 공통 분석 도구로 사용하기 위해 세 가지 핵심 정책 시나리오가 개발되었습니다(European Commission, 2021b). 본 연구에서는 2030년까지 온실가스 순 55% 감축과 총 최종 에너지 소비에서 재생에너지원이 차지하는 비중 38%-40%를 달성하는 핵심 정책 시나리오인 MIX 시나리오를 기반으로 구축된 MIX-H2 시나리오를 사용합니다. ²⁾MIX-H2 시나리오는 수소 전략(European Commission, 2020)의 목표에 부합하도록 최종 에너지 수요에서 수전해의 상당한 증가로(2030년까지 EU에서 40GW) 수소의 더 높은 흡수를 반영한 MIX 시나리오를 기반으로 구축됩니다. 그림 1은 MIX-H2 시나리오에 대한 EU의 연료 유형별 총 전력 생산을 보여줍니다. 재생에너지원의 생산량은 2020년부터 2050년까지 크게 증가하며, 총 전력 생산 중 풍력 발전이 차지하는 전력 비중은 15%에서 57%로, 태양광 발전이 5%에서 19%로 증가합니다. 동시에

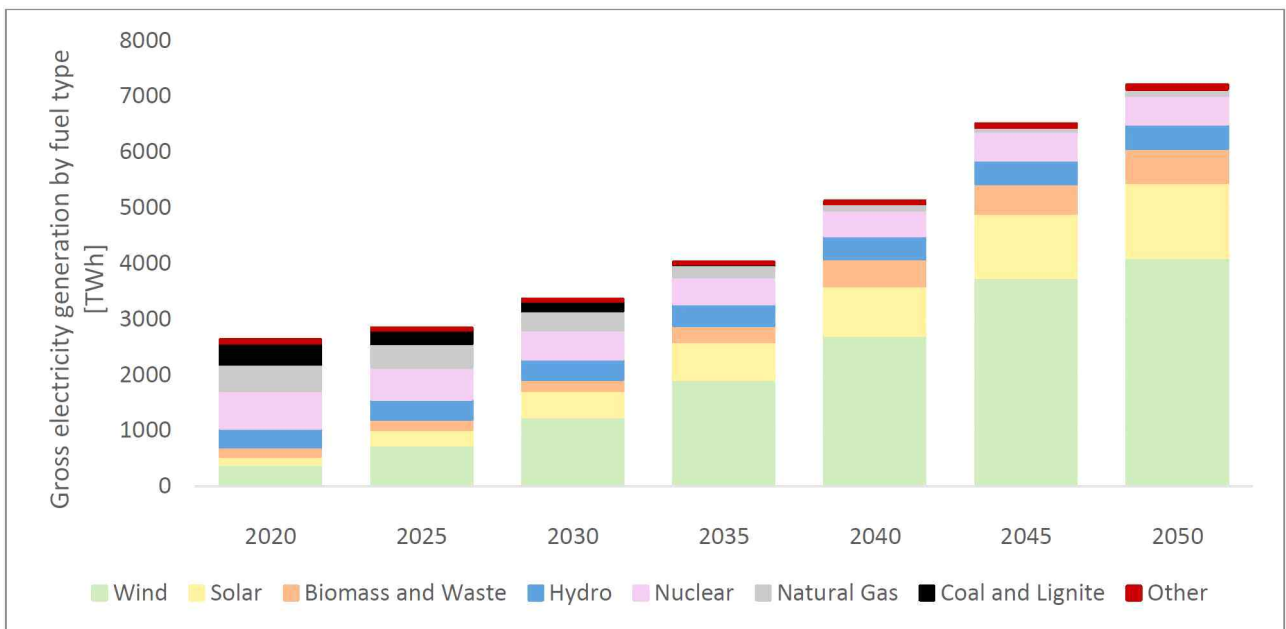
1) 2022년 5월, EU 집행위원회는 러시아 화석 연료에 대한 의존도를 빠르게 낮추고 녹색 에너지 전환을 빠르게 추진할 계획으로 REPower EU 계획을 발표했습니다(EU 집행위원회, 2022a). REPower EU는 2030년까지 최소 55%의 순 온실가스 감축을 달성한다는 목표를 유지함으로써 Fit-for-55 제안의 이행을 기반으로 하고 있으며, 재생에너지 지침의 재생에너지 목표를 2030년까지 45%로 늘리는 것을 계획하고 있습니다. 또한 총 15Mt(백만 톤)의 재생수소(이 중 5Mt 국내 생산)를 추가함으로써 EU의 가스 의존도를 더 빠른 속도로 줄이는 것을 목표로 하고 있습니다. 본 연구에서는 합의된 Fit-for-55 제안만을 고려하지만, REPower EU는 따라서 재생에너지 및 전통적인 유연성 기술(예: 가스 화력 발전소)의 구축 가속화로 인한 유연성 요구 사항 증가로 인해 EU 전력 시스템의 유연성 요구 사항에 더욱 영향을 미칠 수 있습니다.

2) MIX 시나리오에서는 탄소 가격 결정과 에너지 정책 조치가 모두 청정에너지 기술과 인프라에 대한 투자를 촉발하기 위해 일치합니다.

화석 연료 기반 발전의 비중은 천연가스의 경우 18%에서 2%로, 석탄(갈탄 포함)의 경우 15%에서 0%로 향후 30년 동안 감소합니다.

그림 1. MIX-H2 시나리오에서 EU의 연료 유형별 총 발전량(TWh)사업에 대한 환경영향 평가 절차를 강화하였다. 캐나다 정부는 **청정에너지, 에너지 효율, 산업 탈탄소화, 청정 기술 및 운송** 등 기후 변화 및 청정 성장을 위해 2015년부터 1,000억 달러 이상을 투자해 오고 있다.

그림 1. MIX-H2 시나리오에서 EU의 연료 유형별 총 발전량(TWh)



재생에너지원의 통합은 전력시장에 더 많은 낮은 한계비용의 공급을 야기하며, 일반적으로 전력을 생산하는 데 연료가 필요하지 않기 때문에 공급 스택의 디스패치 순서에서 기존 생산자를 밀어냅니다. 동시에 풍력 및 태양열과 같은 재생에너지원도 본질적인 특성에 따라 가변적인 생산 프로파일을 일으킵니다. 기존의 급전 가능한 생산자의 공급 감소와 가변 재생에너지원(VRES)의 비중 증가는 전력 시스템 운영에 압박을 주고 전력 가격의 큰 변동의 원인이 됩니다. 공급 안전성의 수준을 적정하게 유지하면서 비용 효율적인 VRES 통합을 보장하기 위해서는 발전 및 네트워크에서 저장 애플리케이션 및 수요측의 반응에 이르기까지 전력 시스템 전반에 걸쳐 유연성을 제공하는 리소스 통합이 필요합니다.

서로 다른 시장 영역에서 발전 및 수요 프로파일은 다양하므로 전기 연계하자는 경계 간에 전기가 동적으로 흐를 수 있도록 하는 중요한 유연성 제공자입니다.

따라서 충분한 연계 용량을 사용할 수 있는 상황에서 유연성 요구는 MS 수준이 아닌 EU 수준에서 해결되어야 합니다. 또한 기존의 유연한 기술(예: 화석 연료 발전소)로부터의 생산은 다른 유연한 기술(예: 수력 발전), 새로운 스토리지 솔루션(예: 배터리) 및 기타 기회(예: 수전해 장치, 수요반응 및 히트펌프)로부터의 생산으로 점차 대체되고 있습니다. 따라서 정책 입안자는 특정 시장 환경 내에서 효율적인 통합을 보장하기 위해 이러한 새로운 유연성 및 스토리지 기술의 관련 투자 및 시스템 비용을 적절하게 다루는 것이 중요합니다.

본 보고에서는 METIS 전력 모델을 이용하여 2030년과 2050년 EU 전력 시스템의 유연성 요구 사항과 솔루션을 평가했습니다. 먼저 다양한 시간 척도(일별, 주별, 월별)에서의 유연성 요구를 평가했습니다. VRES의 시장 점유율 증가를 고려하여 유연성 요구 사항을 검토하고 이러한 유연성 요구의 해결에 이바지한 기술에 대해 논의했습니다. 다음으로, 선택된 유연성 기술에 대해 현물 시장에서의 금융적 차이거래의 경제적 가치를 논의했습니다. 마지막으로 유연성 요구에 이바지할 수 있는 에너지 저장 기술의 잠재적 역할을 평가하여 투자 및 시스템 비용 측면에서 저장 솔루션의 최적 점유율을 분석했습니다.

2. METIS를 이용한 전력시스템 모델링

EU의 각 회원국과 관련 인접 국가를 대표하는 유럽 전력 시스템의 운영을 시뮬레이션하는 수학적 모델이 METIS를 사용하여 유럽 전력 시스템을 모형화했습니다.³⁾이 모델은 용량 확장 및 시간별 급전 시뮬레이션을 공동으로 수행하여 시스템 비용 관점에서의 미래 전력 시스템 개발을 최적화할 수 있습니다.

METIS 에너지 모델은 설치 용량 및 상품 가격 비용에 대한 입력 데이터를 사용하여 특정 연도의 시간 단위로 단기 전력시장의 청산을 시뮬레이션합니다. 이 연구의 맥락에서, 이 모델은 수요와 VRES 공급의 가변적인 특성과 관련한 유연성 요구에 대응할 수 있게 합니다. 변동성 외에도 VRES는 본질적으로 예측하기 어려우며, 이러한 불확실성은 순차적 단기 시장 사이에서 수익성 있는 차이거래 전략을 만들어 낼 수 있습니다.

단일 현물 시장에 대한 METIS의 관점은 이러한 역동성을 반영할 수 없기 때문에 유연성 기술의 경제적 가치에 대한 결과는 생산 및 공급의 불확실성보다는

3) 자세한 내용은 energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/metis_en 를 참조

생산 및 공급의 변동성에서 발생하는 유연성 요구를 대상으로 하는 하한선으로 간주하여야 합니다.

이 보고서를 위해 개발된 환경⁴⁾는 Fit-for-55 패키지의 시나리오를 개발하는 데 사용된 EU 에너지 시스템 모델인 PRIMES의 결과를 기반으로 합니다(European Commission, 2022b). PRIMES 데이터에서 METIS 모델을 구축하는 데 사용된 방법론은 De Felice(2022)에 의해 2030년에 대해 자세히 설명되었습니다. 이 방법론을 바탕으로 2050년 환경에서는 몇 가지 업데이트를 추가로 제공합니다:

- 2030 그리드를 기준⁵⁾으로 송전 그리드 경계 간의 연계로 용량을 확장
- 비EU 국가의 데이터는 GECO 2020 1.5 시나리오를 기반
- 전력수요는 전기차 수요, 열펌프 수요 및 나머지 전력수요로, 전기자동차 (EV)는 두 가지 다른 충전 패턴을 사용하여 충전 전략을 최적화하는 두 대의 차량군으로 모델링

2050년 기온, 수력 유입 풍력 및 태양열 용량 인자를 정의하는 데 사용된 시계열은 기후 변화 예측에 대한 정보를 포함하지 않고 2030년 시나리오에 사용된 시계열과 같습니다.

4) METIS 용어에서 "context"는 시뮬레이션에 필요한 입력 데이터로 구성된 특정 에너지 시나리오입니다.

5) METIS 모델은 시뮬레이션 모드(운영 관리 최적화)와 용량 확장 모드(운영 관리 및 투자 공동 최적화)를 모두 지원합니다.

II. 유연성 요구 사항

1. 개념

VRES의 급격한 증가를 수용하기 위해서는 유럽의 전력 시스템이 더욱 유연하고 응답성이 뛰어난 전력 네트워크를 구축해야 합니다. VRES의 간헐적인 특성과 그에 따른 잔류 부하의 역학 관계로 인해 단기적인 시간 척도에서 계절적인 시간 척도에 이르는 유연성에 대한 요구가 발생합니다. 유연성 솔루션도 시간당(세부) 시간 단위로 유연성 솔루션을 제공할 수 있는 배터리에서 월별 시간 단위로 유연성을 제공하는 계절적 양수 저장에 이르기까지 시간 척도에 맞게 조정됩니다. 이 연구에서는 먼저 다양한 시간 척도에서의 유연성 요구를 식별했고, 다음으로 이면의 동인과 관련이 있습니다.

유연성 요구는 잔류 부하 곡선을 기반으로 추정되었습니다. 이는 급전 가능 기술에 의해 제공될 수 있는 부하로 정의되며(European Commission, DG Energy et Al. 2019), 수요 곡선에서 must-run 및 VRES 발전을 차감하여 도출됩니다.⁶⁾ 잔류 부하 곡선은 유연한 기술(예: 화력 발전 장치, 수력 발전, 인터넥터, 스토리지 등)에 의해 수요의 어느 부분이 충족되어야 하는지를 나타냅니다. 그림 2는 EU의 2030년 잔류 부하 곡선을 시간당 및 모든 회원국에 걸쳐 평균화한 것입니다. 시간별로 아침과 저녁에 수요 피크가 발생하고 태양광 PV 생산이 잔류 부하를 줄이는 한낮에 상당히 감소하는 것이 관찰됩니다.

그림 2. 2030년 EU 일일 평균 잔류 부하 곡선을 기반으로 한 유연성 요구 사항(MIX-H2 시나리오)



출처 : JRC analysis.

6) 재생에너지 출력제어로 초과 발전 시 생산을 줄여 유연성을 제공하는 것도 고려할 수 있지만, 이는 VRES 자체에 의해 유발되는 추가적인 유연성 요구에 대한 유연성 솔루션만 제공합니다. 따라서 이 보고서에서는 시스템의 다른 부분의 유연성 요구를 어떻게 다룰 것인지 평가하기 위해 실제 VRES 발전을 고려하여 잔여 부하 곡선을 도출합니다.

FR^T 은 연간 시간 T로 세분화된 연간 유연성 요구로 아래와 같이 정의됩니다.⁷⁾

$$FR^T = \sum_T \frac{1}{2} \sum_t |RL_t - \overline{RL}| \quad (1)$$

여기서 RL_t 는 시간 단계 t 에서의 잔류 부하를 나타내고, \overline{RL} 은 T 내의 모든 시간 단계 t 에서의 평균 잔류 부하를 나타냅니다.⁸⁾ 정의에 따라 양의 유연성 요구와 음의 유연성 요구는 같아야 합니다. 이 보고서에서는 양의 요구와 음의 요구를 합한 값의 절반으로 유연성 요구의 절대값에 초점을 맞춥니다. 즉, T 에서의 t 의 잔류 부하와 T 의 평균 잔류 부하 사이의 양의 차이의 합은 T 에 대한 유연성 요구를 렌더링합니다. 우리는 한 해의 모든 시간 척도 T 를 합산하여 특정 연도에 걸쳐 다른 시간 척도 T 와 유연성 요구를 비교했습니다.

서로 다른 시간대의 유연성 요구사항을 해결하려면 다양한 유연성 기술과 스토리지 솔루션이 필요하므로(European Commission, DG Energy et al., 2019), 유연성 요구를 일, 주, 월 단위 시간대에 관해 연구했습니다. 일일 유연성 요구는 일일 시간대에서 매시간 단위로 고려됩니다. 예를 들어, 그림 1의 회색 또는 파란색 영역은 동일하게 정의되어 모두 EU 평균 일의 일일 유연성 요구로서 각각 양의/음의 일일 유연성 요구를 나타냅니다. 부족(회색 영역)과 잉여(파란색 영역)를 나타내는 영역의 크기는 실제로 같지만, 유연성 요구가 반드시 동일한 유연성 기술에 의해 충족되어야 하는 것은 아닙니다. 또한 일일 잔류 부하 곡선(파란색 선)과 평균(회색 선)이 동일할 경우, 급전 가능 설비가 필요하지 않으며, 일정한 출력을 공급하는 기본 부하로 수요를 충족할 수 있습니다.

주간 유연성 요구는 일주일에 설정된 시간 기간과 하루에 적용된 시간 기간을 사용합니다. 즉, 일일 유연성 요구사항에 대해 계산된 하루 평균 잔류 부하 \overline{RL}_t 이 식(1)의 주간 유연성 요구에 대한 잔류 부하로 사용됩니다. 이러한 주간 유연성 요구는 일일 유연성 요구에 의해 아직 포착되지 않은 주간 수준의 유연성 요

7) 유연성 요구는 다른 메트릭에 의해 정의될 수도 있습니다. 예를 들어, 필요한 램프 업/램프 다운 요구사항을 살펴보는 것이 한 가지 방법이 될 수 있습니다. VRES 생산이 증가하면 보고서에서 정의한 유연성 요구가 감소하면서, 램프 업/다운 요구사항은 증가할 수 있습니다. 식(1)은 유연성 요구의 에너지량에 초점을 맞추는 경향이 있지만 모델링 분석을 통해 이를 다시 용량으로 변환할 수 있습니다.

8) 이를 통해 양(음)의 유연성 요구 사항을 에너지 부족(잉여)으로 정의하고, 시간 척도 T 에 따른 잔류 부하(비유연한 기본 부하를 나타냄)의 평균을 시간 단계 t 의 잔류 부하 곡선과 비교합니다.

구를 포착합니다. 마찬가지로, 월간 유연성 요구는 주간 시간 단위 세분화를 통해 월간 시간 기간의 요구로, 주간 및 일일 수준에서 포착된 것 이상의 유연성 요구사항을 포착합니다. 따라서 모든 시간 척도에 걸친 유연성 요구사항은 상호 배타적입니다. 즉, 한 시간 척도에서 유연성을 제공하는 기술은 동일한 용량을 사용하여 동시에 다른 시간 척도를 대상으로 제공할 수 없습니다.

그림 2는 각 회원국(MS)에 대한 일일 유연성 요구를 보여주며, 2030년 총 MS 전력수요 중 유연성 요구가 차지하는 비율이 감소하는 순서로 나열되어 있습니다. 본 연구에서는 2021년과 2030년 사이에 모든 국가에서 일일 유연성 요구가 평균 133% 증가하는 것으로 나타났습니다(MIX-H2 시나리오). 독일은 절대값으로 2021년과 2030년 27.4TWh에서 52.7TWh로 증가하는 가장 높은 일일 유연성을 요구합니다.⁹⁹⁾ 반면, 이탈리아는 2021년과 2030년 사이에 유연성 요구의 절대 증가(33.8TWh)가 가장 큼니다. 또 한 2030년 일일 유연성 요구는 회원국 간 총 수요의 4%에서 17.5% 사이에서 변동하는 것으로 나타났습니다. 2050년과 2030년을 비교하면 EU에서는 일일 유연성 요구가 평균 250% 더 증가합니다. 이탈리아는 추가 유연성 요구가 107TWh로 가장 큰 폭으로 증가하여 2050년에 총 159.5TWh를 기록했습니다. 본 연구는 2030년과 2050년 사이의 전력시스템에서 증가하는 VRES와 같은 발전 전망을 내포한 2030년과 2050년 모두에 모든 회원국에서의 증가하는 일일 유연성이 잔류 수요 곡선과 상관관계가 없음을 보여줍니다. 마지막으로, EU에서 2030년부터 2050년까지 총 수요 대비 일일 유연성 요구는 평균 10%에서 13%로 증가하는 것으로 나타났습니다.

그림 3은 모든 회원국의 전력수요에 대한 2030년 유연성 요구 비중 순으로 정리된 주간 유연성 요구를 보여줍니다. 2021년과 2030년 사이에 주간 유연성 요구가 160% 증가하는 것으로 나타납니다. 독일이 2021년과 2030년 사이에 28.8TWh에서 54.9TWh로 가장 높은 주간 유연성 요구를 가지며, 네덜란드는 30TWh의 상당한 성장으로 가장 큰 상대적 증가를 경험합니다. 2030년과 2050년 사이에 주간 유연성 요구는 EU 전체에서 평균 340% 추가로 증가합니다. 독일은 2050년에 132TWh로 가장 높은 유연성을 필요로 하고 프랑스는 83.3TWh로 가장 큰 증가를 기록했습니다. 일일 요구와 유사하게 주간 유연성 요구는 모든 회원국과 2030년과 2050년 모두에서 증가합니다. 마지막으로, 우리는 총 수요에 대한 주간 유연성 요구의 상대적 2030년 점유율이 1.5%에서 23% 사이로 변동하고 불륨

9) 비교를 위해서, 2021년 METIS 모형 결과 데이터를 활용했습니다. 현재 상황에 대한 더욱 구체적 내용은 Kanellopoulos et al. (2022)를 참조합니다.

가중치가 6%에서 10% 사이로 대부분 변화하는 것을 관찰했습니다. 2030년에서 2050년 사이에 이 상대적 점유율의 EU 평균은 8%에서 11%로 증가합니다.

그림 4는 마지막으로 월별 유연성 요구 사항을 모든 회원국 전력수요에 대한 유연성 요구의 비율로 나타낸 것입니다. 월별 유연성 요구는 향후 10년 동안 가장 빠르게 증가하며 2021년 64TWh에서 거의 세 배로 증가했습니다. 독일이 15.3TWh에서 35.5TWh로 가장 큰 폭으로 올랐으며 네덜란드가 7.3TWh에서 25.4TWh로 그 뒤를 이었습니다. 불가리아를 제외한 모든 회원국에서 월별 유연성 요구가 증가하며, 불가리아는 0.7TWh에서 0.6TWh로 완만하게 감소하여 전력 시스템의 발전이 국가 잔류 부하 곡선을 평평하게 할 것으로 예상되었습니다.¹⁰⁾ 다른 모든 회원국과 모든 기간에 걸쳐 향후 10년 동안 계획된 시스템 개발은 유연성 요구를 악화시킵니다. 이는 2050년과 2030년을 비교하는 모든 회원국에서도 마찬가지이며, EU 전체에서 월평균 유연성 요구가 305% 증가했습니다. 독일은 2050년에 84TWh로 가장 큰 월 유연성 요구를 경험하는 한편, 프랑스는 2030년에서 2050년까지 53TWh의 추가 유연성 요구가 가장 큰 폭으로 증가했습니다. 마지막으로, 총수요에 대한 월별 유연성 요구의 비중은 2030년에서 2050년까지 5%에서 7%로 증가합니다.

마지막으로 수요 곡선의 계절성도 매우 장기적인 유연성을 제공할 수 있다는 점에 주목합니다.¹¹⁾ 월별 시간 단계에 따라 연간 동안의 요구로 정의되는 연간 계절성 유연성 요구가 2030년 154TWh에서 2050년 336TWh로 증가하는 것으로 나타났습니다.

10) 불가리아는 2021년부터 2030년까지 월 단위 유연성 감소를 경험하는 유일한 회원국입니다. 이는 향후 10년 동안 추가적인 VRES 및 월 단위 수요와 연관이 있으며, 잔류 부하 곡선이 평평해진다는 것을 나타냅니다.

11) 계절성, 즉 수요 프로파일의 계절적 변화는 이러한 장기 유연성 솔루션에 대한 높은 관련 비용으로 인해 일반적으로 유연성 평가에서 고려되지 않지만, 연간 고정 기준 부하와 비교하여 특정 연도 내의 모든 유연성 요구에 대한 완전한 그림을 제공하기 위해 여기에 연간 유연성 요구를 기재하였다.

그림 3. 2021년, 2030년 및 2050년의 일일 유연성 요구. 2030년 총 수요 대비 유연성 요구 비중 순(FR 점유율)

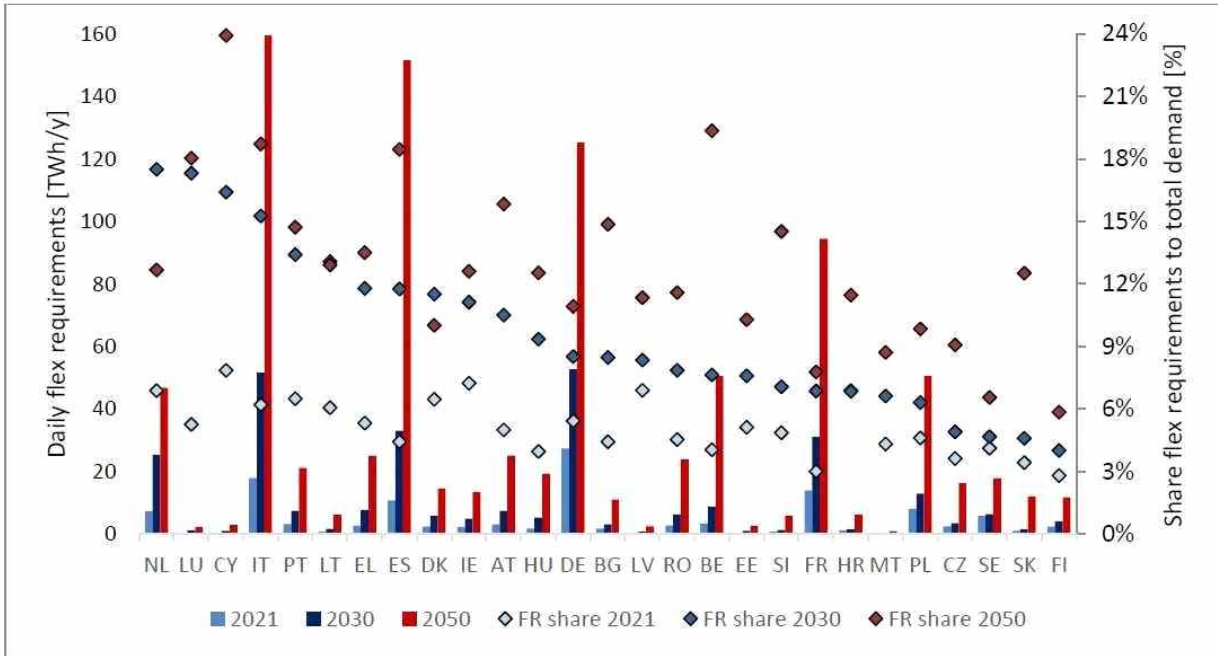


그림 4. 2021년, 2030년, 2050년 주간 유연성 요구. 2030년 총 수요 대비 유연성 요구 비중 순(FR 점유율)

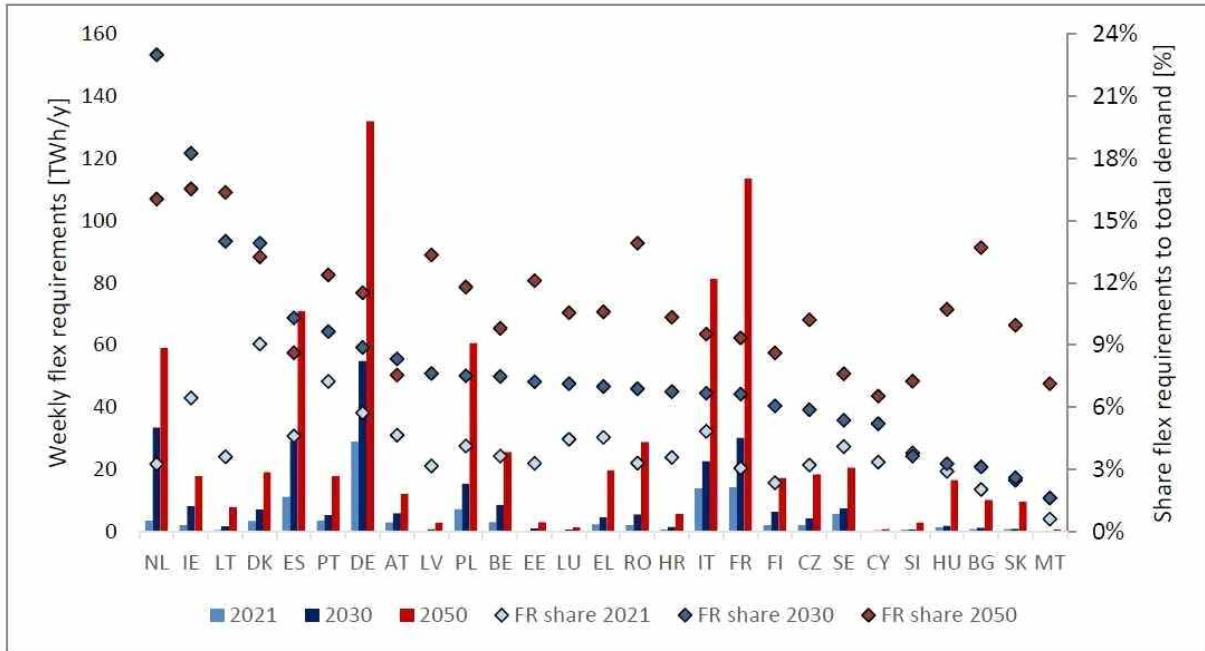
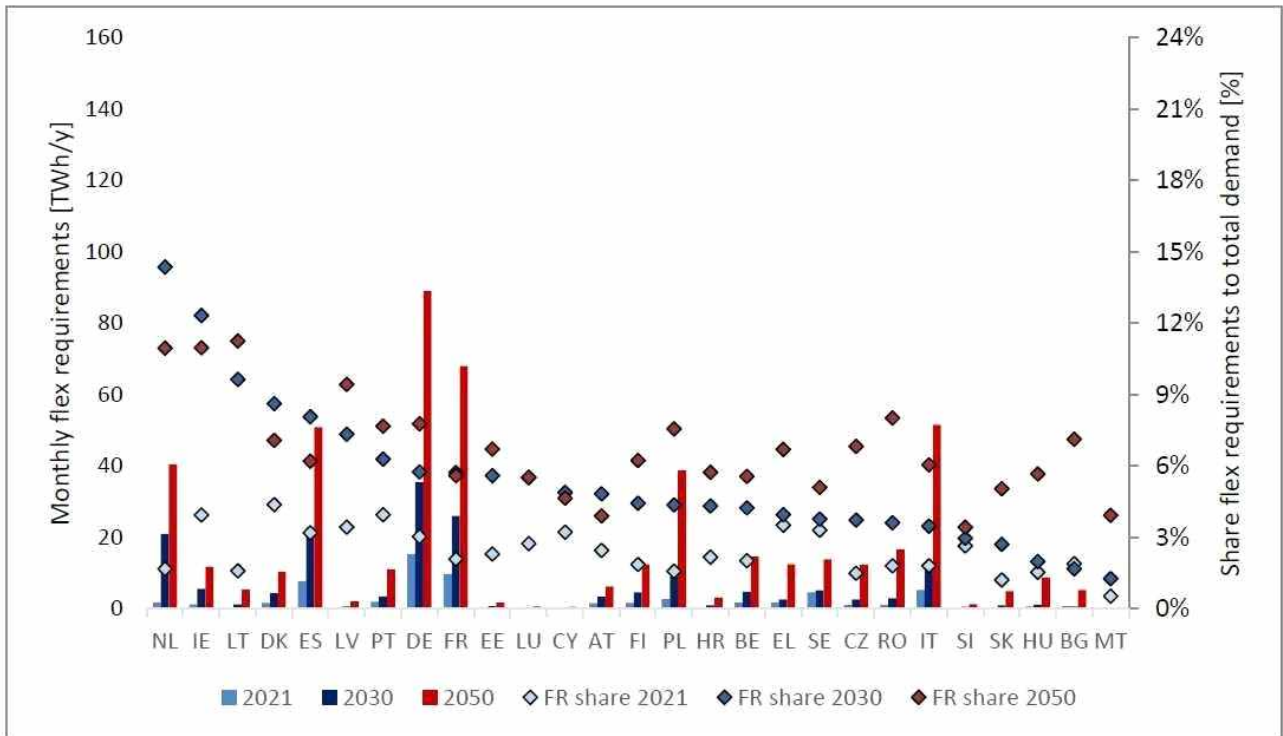


그림 5. 2021년, 2030년, 2050년 월별 유연성 요구. 2030년 총 수요 대비 유연성 요구 비중 순(FR 점유율)



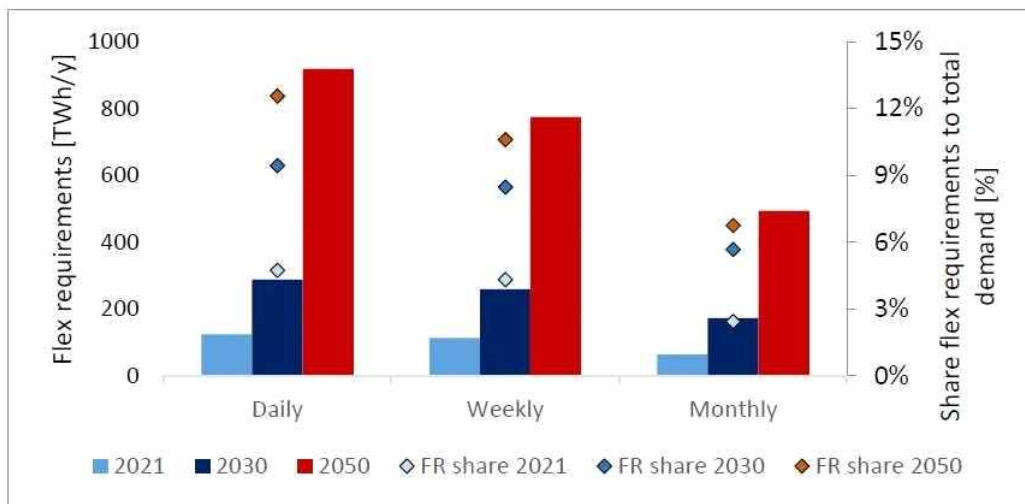
세 단계 시간 단위에 걸친 유연성 요구를 비교하면 일부 회원국이 눈에 띕니다. 2030년 총 수요 대비 풍력의 MS 비중이 가장 큰 네덜란드의 경우 세 단위의 모든 시간 단계에서 총 수요 대비 유연성 요구가 가장 큼니다. 2050년에는 총 수요에 대한 유연성 요구 관계의 그림이 보다 분산되어 네덜란드 다음으로 아일랜드와 발틱국가가 높은 순위를 차지했습니다. 그러나 이러한 국가의 유연성 요구의 상대적 비중은 2030년과 2050년 사이에 약간만 증가하거나 심지어 감소할 수 있는 반면 총 수요에 대한 유연성 요구의 상대적 비중이 낮은 국가는 2050년으로 이동하는 비중이 더 현저하게 증가할 수 있음을 발견했습니다. 이는 주로 2030년에서 2050년 사이의 총 수요에 대한 VRES 보급 속도에 의해 주도되며 VRES의 활용이 잔류 부하의 변화하는 역학과 일치하는 정도에 대한 MS 간의 변동을 강조합니다.

그림 6은 EU 전역의 세 가지 다른 시간 척도에 걸친 유연성 요구 사항을 비교합니다. 2030년에 일간 유연성 요구가 288TWh로 주간 258TWh, 월간 173TWh에 비해 가장 크게 나타났습니다. 2050년에는 이러한 유연성 요구가 각각 919TWh, 775TWh 및 494TWh로 증가합니다. 또한 2021년에서 2030년까지 유연성 요구의 절대적인 증가는 2030년에서 2050년까지보다 완만할 수 있지만 전자는 총 수요에 대한 유연성 요구의 상대적인 비중이 훨씬 더 크게 증가하는 것으로 나타났습니다. 이는 2030년까지 유연성 요구의 증가가 전력 시스템에 내생적인 기술

발전에 의해 주도될 수 있으며, 그 이후의 유연성 요구 증가는 전력 수요 증가에 비례한다는 신호입니다.

그림 7과 그림 8은 마지막으로 2030년 EU의 양(+) 및 음(-)의 유연성 요건을 시간별 및 월별 관점에서 합산한 분포를 보여줍니다.¹²⁾ 그림 7에서 우리는 그림 2에 표시된 양의 유연성 요구에 의해 구동되는 아침과 저녁 피크를 경험하기 위한 일일 유연성 요구와 그림 2에 표시된 음의 유연성 요구에 의해 구동되는 더 뚜렷한 한낮의 피크를 관찰합니다. 정의에 따라 주간 및 월간 유연성 요구는 하루 중 모든 시간에 걸쳐 동일합니다. 그림 8에서 우리는 주간 및 월간 유연성 요구가 계절적인 형태를 보이며 겨울에 가장 높은 비중을 차지하는 것을 관찰했습니다. 이 그림은 이 EU 평균이 회원국마다 다르다는 것을 보여주며, 독일과 이탈리아의 월별 유연성 요구도 표시합니다.¹³⁾ 첫째, 독일은 유연성 요구에서 뚜렷한 겨울 피크를 경험하며, 이는 주로 독일의 풍력 발전 계절 패턴과 관련이 있습니다. 둘째, 이탈리아는 주로 이탈리아 태양광 발전의 상당한 양과 관련하여 여름 동안 완만한 증가가 관찰되지만, 월별 유연성 요구에 대한 계절적 변화가 상대적으로 적습니다.

그림 6. 2021년, 2030년 및 2050년 EU의 일일, 주간 및 월간 유연성 요구 및 총 수요 대비 비중(FR 점유율)



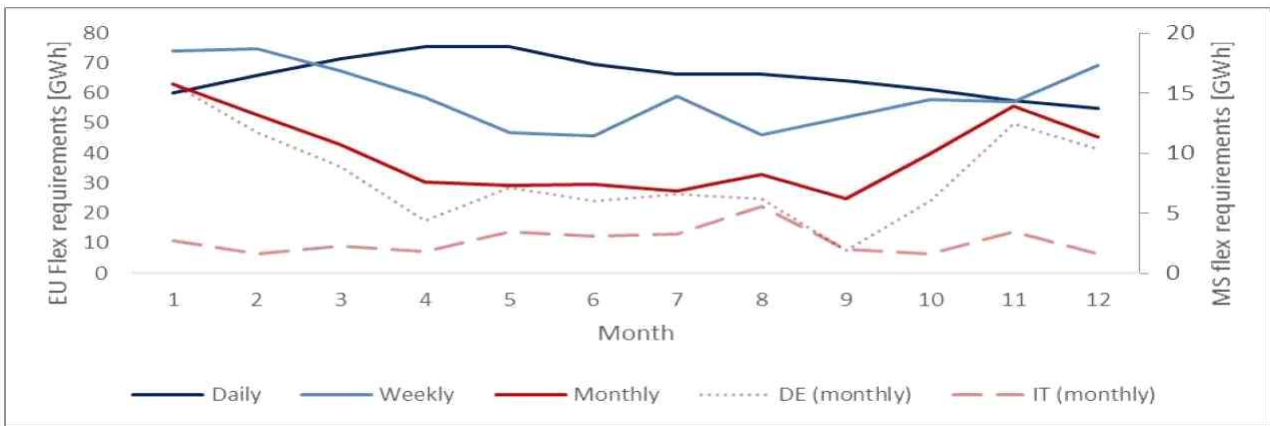
12) 유연성 요구사항의 절대값을 취하면 실제 값을 평균할 때 손실되는 양의 유연성 요구사항과 음의 유연성 요구사항 모두의 중요한 분포 특성을 파악할 수 있습니다.

13) 설명을 위해 2030년 시장 구역 수요 대비 태양광 및 풍력 생산량이 가장 많은 두 회원국(전력 수요 > 200TWh/년)을 EU 주요 경제국 중 태양광 30%를 차지하는 이탈리아와 풍력 50%를 차지하는 독일에 대해 각각 보고합니다.

그림 7. 2030년 EU의 시간당 평균 합계(+/-) 유연성 요구



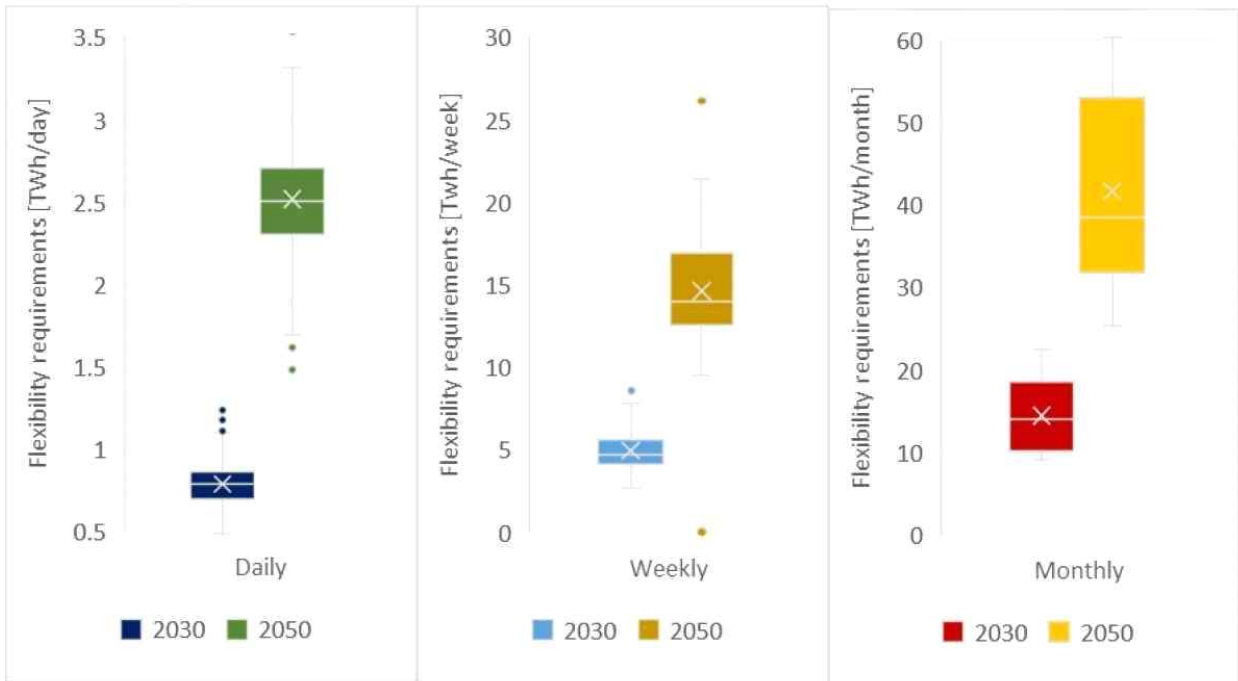
그림 8. 2030년 월평균 합계(=/-) 유연성 요구 : EU(실선), 독일(점선) 및 이탈리아(긴점선)



마지막으로 주어진 연도 내 EU 유연성 요구 사항의 분포, 즉 연간 합계 이전의 시간 척도 T에서 모든 개별 유연성 요구 분포를 조사합니다.¹⁴⁾ 그림 9는 모든 회원국에서 2030년과 2050년의 일별, 주별 및 월별 유연성 요구의 분포를 보여줍니다. 2030년 EU 평균 일일, 주별 및 월별 유연성 요구가 각각 0.79TWh/일, 4.93TWh/주 및 14.39TWh/월로 나타났습니다. 2050년에는 각각 2.52TWh/일, 14.6TWh/주 및 41.68TWh/월로 크게 증가합니다. 유연성 요구값에 비해 상대적으로 더 큰 사분위수 범위를 사용하여 일일 유연성 요구에서 월간 유연성 요구로 이동할 때 더 넓은 분포를 표현하기 위한 유연성 요구를 관찰합니다. 그러나 극단적 스파이크는 시간 단계의 세분화 증가로 더 긴 시간 척도에서 평균화되기 때문에 일별 유연성 요구에 대한 이상치는 더 많이 나타납니다. 마지막으로 사분위 간 범위는 2030년보다 2050년에 훨씬 넓어지며, 이로 각각 최대 유연성 요구를 해결하는 차원에서의 유연성 솔루션 복잡성이 더 높아질 수 있습니다.

14) 실제로는 매년 365일, 53주, 12개월의 유연성 요구 분포를 조사합니다.

그림 9. 2030년과 2050년에 EU의 일일, 주간 및 월간 유연성 요구 사항에 대한 각 시간 척도별 분포



2. 유연성 요구와 재생에너지

우리는 두 가지 다른 접근방식을 통해 유연성 요구와 (비중) 재생에너지원 *ceteris paribus* 사이의 관계를 연구합니다. 먼저 VRES의 국가 비중과 관련하여 회원국의 개별 유연성 요구를 살펴봅니다. 그림 10과 그림 11의 점은 일일, 주간 및 월간 시간 척도 각각에 대해 각각 하나의 회원국을 나타냅니다. 이 그림은 유연성 요구와 다양한 EU 에너지 시스템에서 VRES가 차지하는 비율 사이의 관계를 나타내며, 이를 통해 기본 에너지 시스템 매개 변수의 변화를 통해 유연성 요구와 VRES의 관계를 연구할 수 있습니다.

그림 10은 유연성 요구와 총 수요에서 태양광 발전이 차지하는 비중 사이의 관계를 보여줍니다. 선형 함수를 맞출 때 주간 및 월간 유연성 요구와의 직접적인 관계를 찾을 수 없지만 R2 통계는 일일 유연성 요구에 적합함을 시사합니다. 이는 태양광 발전이 뚜렷한 일일 생산 곡선을 따르기 때문에 예상과 일치합니다. 또한 태양광 발전의 계절적 변화가 월별 유연성 요구의 변화로 크게 이어지지 않는다는 것을 발견했는데, 이는 전자 효과의 우세와 관련이 있을 수 있습니다.

그림 11은 유연성 요구 사항과 총 수요에서 풍력 생산이 차지하는 비중 사이의 관계를 보여줍니다.

15) 유연성 요구와 태양광 발전과의 관계와는 반대로, 풍력 발전과 유연성 요구 사이의 관계는 장기적인 유연성 시간 척도와 훨씬 더 관련이 있습니다. 데이터에 선형 함수를 다시 적용하면 추세선은 풍력 발전의 비중이 증가함에 따라 주간 및 월간 유연성 요구가 선형적으로 증가함을 시사합니다. 일일 유연성 요구와의 관계는 덜 명확합니다. 이는 풍력 생산이 명확한 계절 패턴을 따르고 (Guerra et al., 2020) 월간 유연성 요구에 미치는 영향이 주간 요구로 전파되기 때문에 예상과 일치합니다. 이처럼 계절성과 같은 시간 의존적 생산 패턴과 해당 시간 척도의 유연성 요구 사이의 관계에 대한 증거를 찾습니다.

그림 10. 2030년 태양광 생산량 비중과 관련하여 총 수요에서 일일, 주간 및 월간 유연성 요구량의 비중. (점) EU 회원국, (점선) 시간 척도 추세선

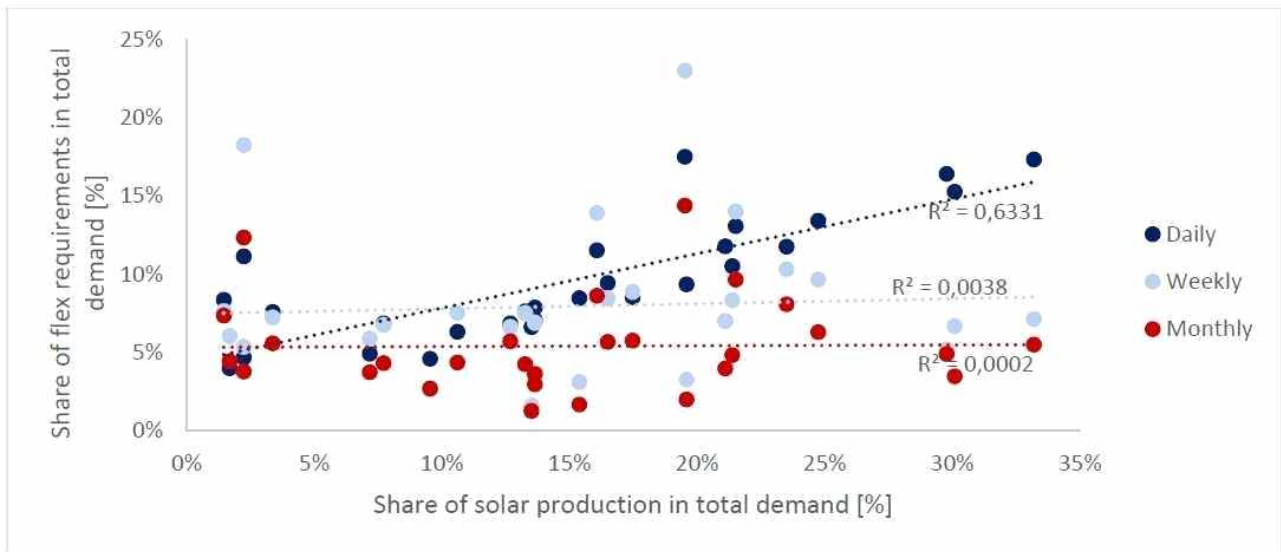
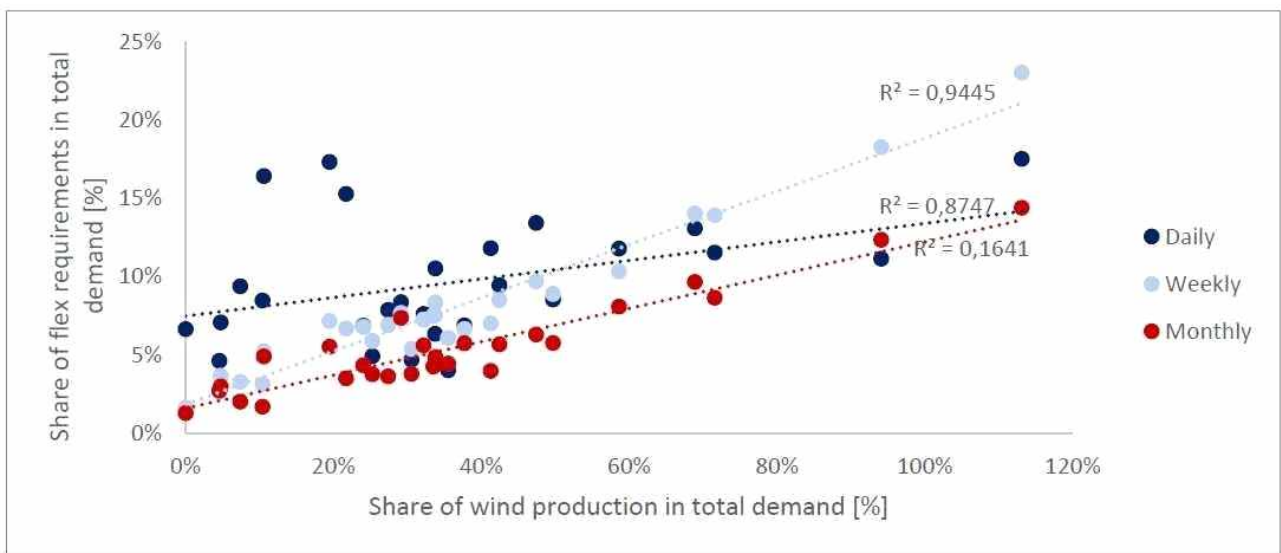


그림 11. 2030년 풍력 생산 비중과 관련하여 총 수요에서 일일, 주간 및 월간 유연성 요구량의 비중. (점) EU 회원국, (점선) 시간 척도 추세선

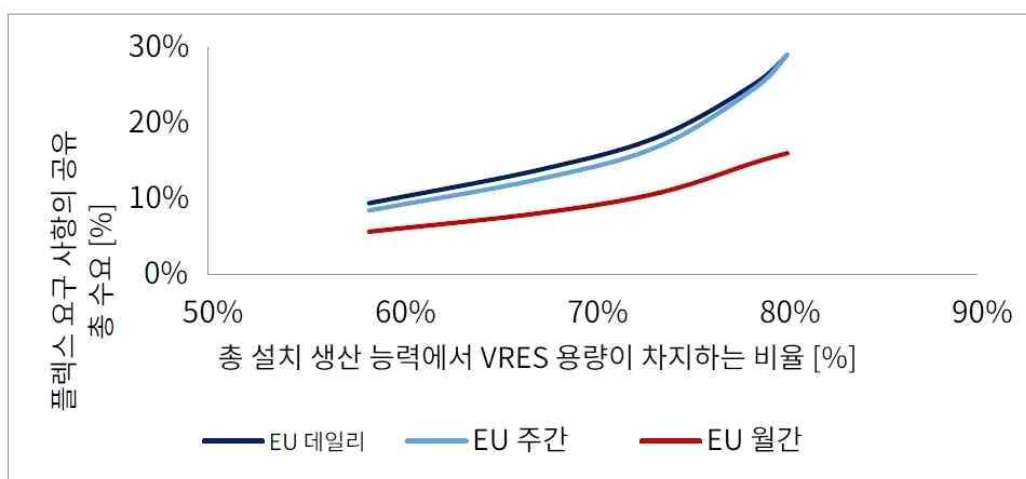


15) 풍력을 이용한 전기 생산에는 육상 및 해상 풍력 생산이 모두 포함됩니다.

다음으로, ceteris paribus 조건에서 EU 전체에 걸쳐 VRES의 비율을 증가시킴으로써 유연성 요구에 대한 VRES의 효과를 연구합니다. 이러한 높은 수준의 제어를 통해 유연성 요구에 미치는 VRES의 효과를 분리할 수 있지만, 실제로는 이에 따라 에너지시스템의 균형이 왜곡되어 기본 생산 기술이 적응형으로 전환될 수 있음을 염두에 두어야 합니다. VRES의 비중이 증가하면 일부 화석연료 화력 발전소는 더 적은 시간에 급전되고 수익성이 없게 되며 결국 폐쇄되는 반면 다른 기술은 더 수익성이 높아져 투자 결정이 촉진될 수 있습니다. 그럼에도 불구하고 유연성 요구에만 초점을 맞춘 분석은 시스템이 증가하는 VRES의 비율을 어느 정도까지 처리할 수 있는지 알 수 있습니다.

그림 12는 EU의 유연성 요구와 EU의 총 설치 용량 중 VRES 용량이 차지하는 비중 사이의 관계를 보여줍니다. 따라서 MS별로 태양광 및 풍력 발전을 2050년까지 MIX H2 시나리오의 설치 용량에 대한 예시적인 단계로 다양화했습니다. 즉, 다른 모든 입력 매개변수가 동일하다면 향후 EU의 VRES 설치용량을 2030년 EU 전력 시스템으로 전환합니다. 그림은 VRES가 더 많이 설치될수록 유연성 요구사항이 증가함을 보여줍니다. 이러한 결과는 유럽 위원회 등(2021)과 일치합니다. EU가 총 설치 용량 대비 VRES 용량 비율이 74%에 달할 것이라는 점과 함께 일일 및 주간 유연성 요구의 증가 추세가 가속화되는 것으로 보이며, 이는 2030년 전력 시스템이 향후 수십 년 동안 VRES의 급격한 증가에 대처할 수 없는 것과 관련이 있습니다. 이는 상대적으로 회원국마다 다를 수 있습니다.

그림 12. EU VRES 비중 증가와 관련한 총 수요 대비 일일, 주간 및 월간 유연성 요구의 비중



3. 저장장치 솔루션 및 기술기여

유연성 요구 대응에 어떤 기술이 기여하는지 연구함으로써 이 장을 마무리합니다. 이러한 기술에는 잔류 수요를 충족시키기 위해 발전을 유연하게 조정할 수 있는 급전 가능한 전원과 저장자원, 상호 연계 및 수요관리 기술이 포함됩니다.¹⁶⁾ 각 기술의 개별 기여도를 찾기 위해 잔류 부하 곡선에서 해당 특정 기술의 순 발전량을 차감합니다. 다음으로 해당 특정 기술의 기여도를 찾기 위해 정규 잔류 부하 곡선으로 유연성 요구의 차이를 계산합니다.¹⁷⁾ 이로써 식(1)은 다음과 같이 업데이트됩니다.

$$FR^{T,i} = \sum_T \frac{1}{2} \sum_t |RL_t - \overline{RL}_t| - \sum_T \frac{1}{2} \sum_t |(RL_t - P_t^i) - (\overline{RL}_t - \overline{P}_t^i)| \quad (2)$$

여기서 $FR^{T,i}$ 는 시간 T 에서의 유연성 요구 기술 i 의 기여도를 나타내며, 시간 단계 t 에서 기술 i 의 생산, 그리고 P_t^i 는 시간 단계 t 에서 기술 i 의 생산을 나타냅니다. 정의에 의해, 식 (2)는 전체 유연성 요구에 대한 다른 기술의 비-가산성을 나타냅니다. 다시 말해 유연성 요구에 대한 다른 기술의 생산의 개별 기여의 합은 이들 기술의 생산의 합과 다를 수 있습니다. 이 차이가 더 높거나 더 낮은지의 여부는 유연성 요구에 대한 기술의 개별 기여도 간의 상관관계와 관련이 있습니다.

그림 13은 EU, 독일 및 이탈리아에 대한 연구의 맥락에서 유연성 요구에 대한 주요 유연성 기술의 기여도를 보여줍니다. 상호 연계는 주로 회원국의 특정 유연성 요구에 따라 수입과 수출이 달라지기 때문에 유연성을 제공하는 주요 공급원 중 하나입니다. 상호 연계의 상대적 기여도는 일일 요구의 15%에서 월간 요구의 33%로 증가하며 더 긴 기간의 유연성을 처리하는 데 있어 상호 연계가 중요한 역할을 함을 보입니다. 배터리와 같은 단기 저장 기술도 일일 유연성 요구에 대응하는 데 상당한 기여를 하지만 주 및 월 요구에서는 무시할 수 있을 정도로 작습니다. 양수발전(PHS)은 일일 시간대에서 배터리와 유사한 유연성 이점을 제공하지만, PHS는 주 및 월 시간대에 장기 유연성 솔루션을 제공하는 데도 중요한 역할을 합니다. 화력 발전 장치 중 주로 CCGT(복합 사이클 가스 터빈)는

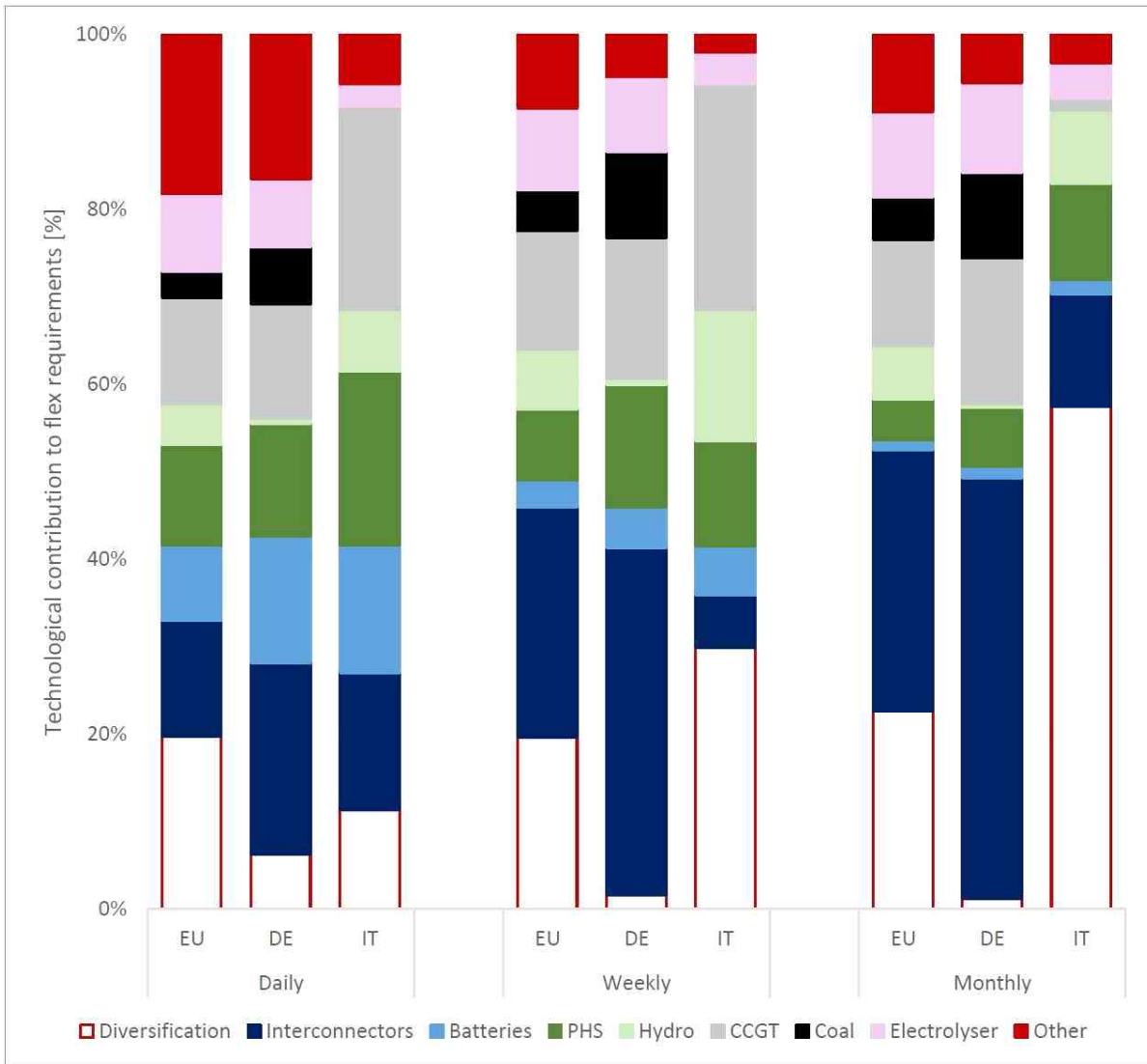
16) 설비 투자 비용 및 운영 비용은 모델이 특정 기술을 도입하는 데 중요한 매개 변수입니다. 따라서 오늘날의 예측과 비교하여 비용 절감이 가속화되면 대체 기술이 유연성 솔루션을 제공할 기회가 생길 수 있습니다.

17) 특정 기술의 순 발전량과 그에 따른 유연성 요구사항에 대한 기여도는 에너지 시스템의 기본 요소(예: 연료 가격, 기술 가용성, 기후 변수 등)에 따라 달라집니다.

모든 시간대의 유연성 요구 대응에 기여합니다. 마지막으로, 수전해는 EU에서 유연성 요구 대응에 상당한 기여를 하며 모든 시간대에서 유연성 요구의 10%를 일관되게 담당합니다. 개방형 사이클 가스 터빈(OCGT), 석유 및 바이오매스 화력 발전소와 같은 다른 기술의 결합된 역할은 일일 유연성 요구 사항을 해결하는 데 있어 중요성이 제한적인 것으로 보입니다.

마지막으로 다양화 효과가 유연성 요구에 대한 기여도의 상당한 부분을 구성할 수 있다는 점에 주목했습니다. 다양화는 서로 다른 기술의 합계 기여도가 개별 기술의 기여도 합계를 초과할 수 있으므로 유연성 요구에 대한 두 기술의 기여 효과는 서로 독립적이지 않습니다. 우리는 하나의 개별 기술이 반드시 자체적으로 전체 유연성 요구를 해결할 수 없는 경우 서로 다른 기술 간의 상호 작용이 필요한 유연성 요구를 충족하는 데 있어 적절한 기여를 보장한다는 점에 주목하여 이 결과를 해석합니다. 가격 역학이 이웃 국가의 유연성 요구에 기여하도록 자극할 수 있기 때문에 상호 연계를 통해 상당한 양을 수출하는 회원국에서 이 효과가 더 두드러질 것으로 예상됩니다.

그림 13. EU, 독일 및 이탈리아의 유연성 요구에 대한 기술 기여, 2030년



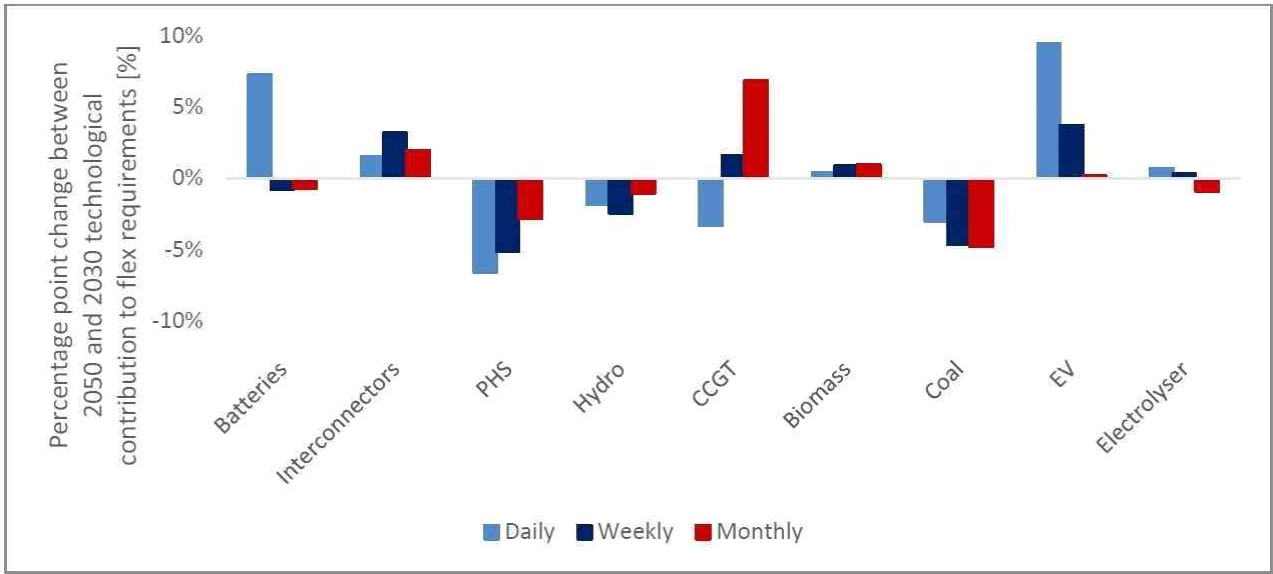
* 참고: PHS: 양수 저장, CCGT: 복합 사이클 가스 터빈

다음으로 이러한 2030년 결과를 2050년의 유연성 요구에 대한 기술적 기여와 비교합니다. 1.1절에 나타난 대로 2050년 모델에는 2030년 모델과 비교하여 많은 업데이트가 포함되어 있습니다.¹⁸⁾ 그림 14는 2050년과 2030년 사이의 유연성 요구에 대한 기술적 기여의 상대적 변화를 백분율로 보여줍니다. 주요한 변화에 초점을 맞추면 먼저 단기적인 일일 유연성 요구를 해결하기 위해 2050년까지 배터리의 역할이 크게 증가한다는 것을 알 수 있습니다. 이는 주로 2030년 대비 기존 기술의 설치 용량 감소뿐만 아니라 절대적인 유연성 요구의 뚜렷한 증가와 관련이 있습니다. 둘째, 2050년까지 유연성 요구가 증가하고 지리적 제약으로 인해 EU에서 제한된 PHS를 확장할 가능성이 커짐에 따라 PHS는 2050년에 상대적으로 덜 중요해집니다. 셋째, 바이오매스 및 바이오가스 화력 발전소는 각각

18) 이러한 특정 업데이트에는 여러 가지 비용 및 전략 가정이 수반되므로 결과의 정확성이 떨어질 수 있습니다.

석탄 및 천연가스 화력 발전을 대체합니다(그림 1 참조). 본 연구의 모델은 2050년까지 CCGT 발전이 일일 공급량은 적지만 주로 고기압성의 우중충한 기상 조건에서 요구되는 주간 유연성은 더 많이 공급한다는 것을 보여줍니다. 마지막으로, 2050년에 주로 단기 유연성을 제공하는 전기차의 중요한 역할을 발견했습니다.

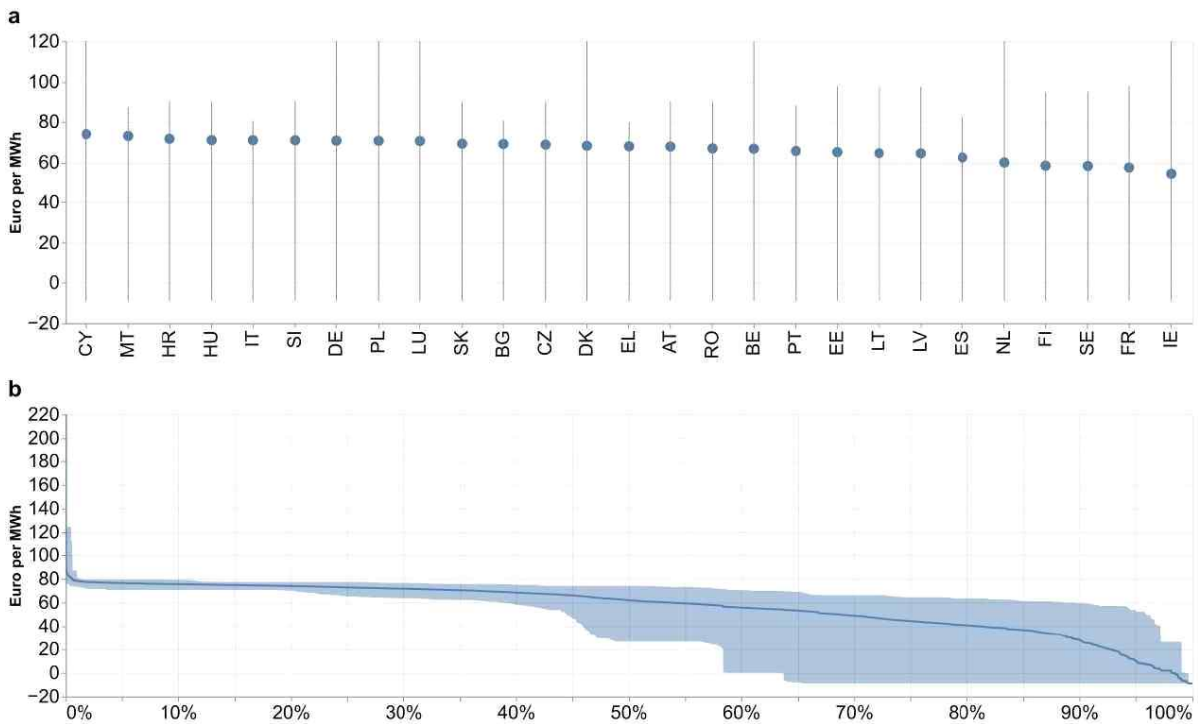
그림 14. 2050년 및 2030년의 유연성 요구에 관한 기술 기여도의 백분율 변화



Ⅲ. 유연성 기술의 현물 시장 가치

경제적 관점에서 유연성 요구는 유연성 기술이 차익거래 전략으로부터 이득을 얻을 수 있는 유인책을 제공합니다. 이 장에서는 METIS 모델의 범위를 고려하여 서로 다른 시간대에 단일(현물) 시장에서 거래 가격 차이의 잘 알려진 가치를 평가하는 것으로 제한합니다(Zhou et al., 2016).¹⁹⁾ 모델링된 현물 시장은 도매 전력 거래의 기준 시장과 유사하지만, 현물 불확실성에 대한 위험 공유로 인해 발생하는 순차 전력시장의 가격 차이는 유연성 및 스토리지 기술에 대한 투자 인센티브와 거래 기회를 제공할 수도 있습니다(Koolen et al., 2022).²⁰⁾ 본 장의 결과는 시장 가격 불확실성보다는 시장 가격 변동성을 기초로 한 유연성 기술의 경제적 가치를 대상으로 하는 하한선으로 간주되어야 합니다.

그림 15. 2030년 MIX-H2 시나리오의 전력 가격.



(a) 원은 수요 가중 평균 가격, 오차 막대는 범위

(b) 파란색 음영은 시장 구역 전체의 가격 지속 시간 곡선의 가격 범위, 파란색 실선은 해당 평균

* 참고: (a)에서 MWh당 120유로를 초과하는 가격 수준은 가시성을 높이기 위해 표시되지 않으며 오류 막대가 잘립니다. 해당 구역의 경우 최대 가격은 1년 중 몇 시간 동안 727유로/MWh 수준입니다.

19) 에너지 경제학 문헌들은 일반적으로 하루 전 시장을 현물 시장으로 칭하는데, 이는 포지션을 마감이 가장 유동적인 시장이기 때문입니다(Koolen et al., 2022).

20) 선물시장과 현물시장의 가격 차이를 선물위험 프리미엄이라고 하며, 일반적으로 시장 대리인의 현물 불확실성에 대한 위험 선호도를 반영합니다. 제한된 차익거래, 거래 비효율 및 전략적 행동과 같은 다른 요인도 선도 프리미엄의 출현에 역할을 합니다(Koolen et al., 2021).

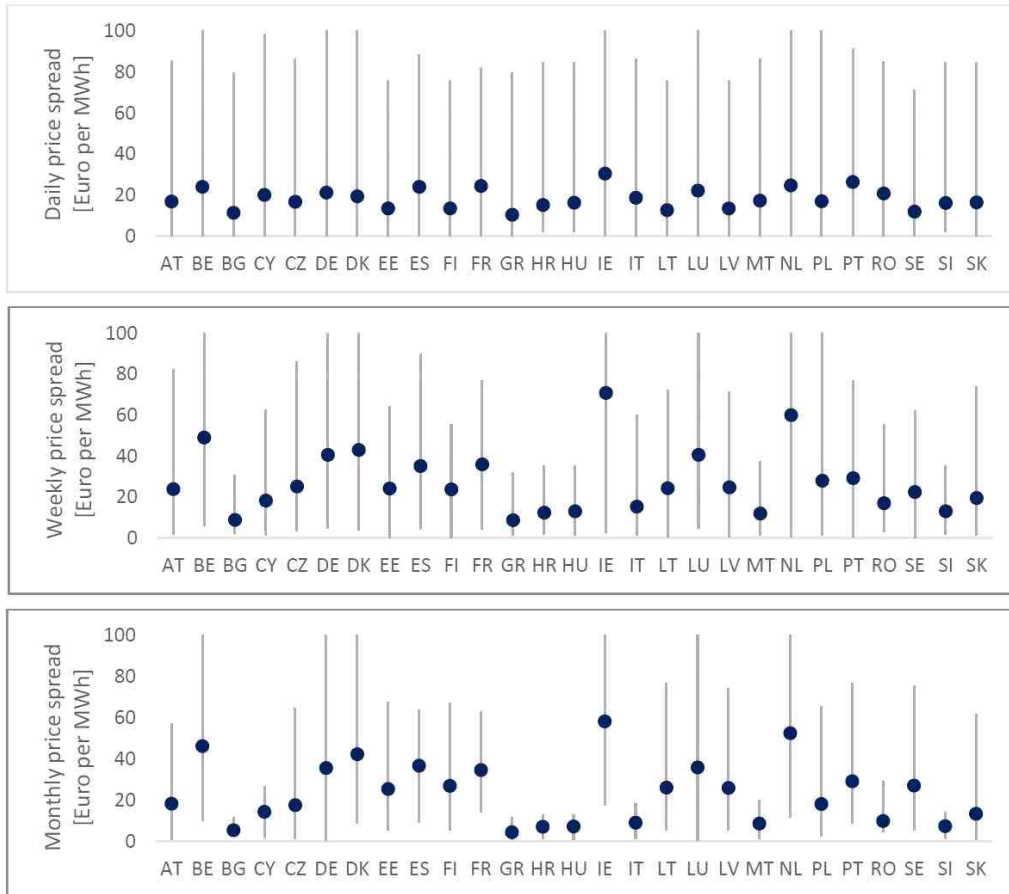
앞 장에서 살펴본 유연성 요구사항 평가와 다양한 기술의 기여도를 바탕으로 2030년에 선택된 두 가지 스토리지 기술, 즉 리튬이온 배터리와 양수 저장 기술로 얻을 수 있는 하루 앞선 현물 시장 차익거래 가치를 연구하고, 전기 시장의 다른 발전 및 유연성 자산과 비교하여 이를 고려합니다. 21)그림 15(a)는 다양한 모델링된 시장 구역 전체의 전력 가격 수준에 대한 개요를 제공하며, 파란색 원은 수요 가중 평균 가격을 나타내고 오차 막대는 최소 최대 범위를 나타냅니다. 시장 구역 전체의 수요 가중 평균 가격은 대체로 MWh당 55유로에서 MWh당 80유로 사이입니다. 이는 지속적인 에너지 위기로 인해 가격이 상승한 2022년 상반기에 비해 상당한 하락 추세를 나타냅니다. 2030 모델과의 차이는 특히 화력 발전소의 낮은 연료 가격과 높은 가변 재생 발전 비중의 가정으로 설명할 수 있습니다.

다양한 가격 수준의 발생에 대한 일반적인 개요는 그림 15(b)에서 모든 시장 영역에 걸쳐 범위(파란색 영역)와 평균(파란색 실선)으로 표시된 가격 지속 시간 곡선으로 제공할 수 있습니다. 그림은 분포의 왼쪽 끝에 가격이 상승하고 MWh당 60~80유로 범위에서 상대적으로 좁은 가격대가 시간 지속의 약 50% 이상 확장되는 슬림한 꼬리를 보여줍니다. 분포의 오른쪽 꼬리에 있는 낮은 가격 수준은 차익거래 전략의 기회를 제공하지만, 높은 가격 범위는 시장 구역 간 가격 스프레드의 차이를 시사하기 때문에 반드시 회원국 간에 균등하게 구분되는 것은 아닙니다.

그림 16은 일, 주 및 월 단위의 가격 스프레드 분포를 나타냅니다. 가격 스프레드는 각각의 시간 척도에서 최대 시장 가격과 최소 시장 가격의 차이로 계산됩니다. 주간 가격 스프레드의 경우 일별 수준에서 이미 포착된 가격 차이를 무시하기 위해 일별 평균 가격만 고려됩니다. 마찬가지로 월간 가격 스프레드는 월 최대 주간 가격과 최소 주간 가격의 차이를 나타냅니다. EU 평균은 MWh당 20유로에 가깝지만 최대값은 MWh당 80유로를 초과하는 등 회원국 간 일일 가격 스프레드 분포가 가장 큰 것으로 나타났습니다. 주간 및 월간 평균 가격 스프레드는 MWh당 평균 약 25유로로 더 높지만, 가격 급등으로 인해 극단적인 가격 스프레드가 일일 수준에서 포착됨에 따라 분포가 좁아집니다.

21) 이들 두 기술은 에너지 저장 기술의 기여도에 대한 광범위한 그림을 제공할 수 있을 만큼 충분히 성숙하고 다른 것이라 고려하였음

그림 16. 2030년 MS당 일일, 주간 및 월간 현물 가격 스프레드.



원은 평균 수요 가중 가격 스프레드를 나타내고 오차 막대는 스프레드 범위를 나타냅니다.

* 참고: MWh당 0~100유로 사이의 스프레드 범위만 표시함. MWh당 100유로 이상의 스프레드는 이상치로 간주될 수 있음.

이러한 시간당 가격 수준이 시장 가치에 어떻게 반영되는지는 기술별 발전 프로파일에 따라 다릅니다. 시장 수익에서 운영 비용을 차감하여 기술당 순 시장 가치를 도출합니다. 기본 연료 및 배출 비용 외에도 저장 기술의 경우 충전을 위한 전기 소비 지출도 포함됩니다. 다음으로 순 시장 가치와 연간 자본 지출을 비교하여 기술당 수익성 범위를 추정합니다. 자본 지출 및 기술 매개변수는 EU 참조 시나리오 2020(European Commission et al., 2021)에 제공된 기술 가정에서 도출되며 2030년 연간 비용 예측으로 변환됩니다. 스토리지 기술의 경우 ENTEC 컨소시엄(ENTEC, 2022)에서 제공한 전문가 평가와 Schmidt et al.(2019)의 연구를 통해 이러한 매개변수를 보완하고 검증했습니다.

모델링 및 연간화된 비용 범위의 결과로 인한 순 시장 가치는 그림 17의 kW당 EUR로 표시된 기본 수직 축에 표시되어 있습니다. 순 시장 가치를 연간 비용

범위로 나누면 2차 수직 축에 표시되는 수익성 범위가 산출되며, 여기서 100% 이상의 비율은 일반적으로 전체 비용 회수를 나타내고, 이는 특정 연도의 하루 전 현물 시장 수익성을 나타냅니다. 이 결과는 중기적으로는 합리적으로 보이지만 현재의 가격 수준보다 상당히 낮은 상품 가격 가정에서 비롯된 결과입니다. 2021년과 2022년에 나타난 원자재 가격 상승이 지속된다면 스토리지 기술의 시장 가치도 크게 상승할 것입니다.

경험적으로 관찰된 가격 변동성과 가격-표시/기회적 입찰은 적용된 모델링 프레임워크에 의해 (완전히) 포착될 수 없다는 점을 고려하여 해석되어야 합니다. 이는 순차적 선도 및 현물 시장 역학을 포착할 수 없기 때문입니다.²²⁾ 이는 특히, 저장 기술의 경우 획득한 시장 수익이 하한과 유사하다는 것을 의미합니다. 첫째, 저장 기술의 다양성은 서비스를 제공하고 하루 전 현물 시장에서 에너지 차익거래 외 추가적인 수익을 얻을 수 있으며, 부분적으로 다양한 선물 및 현물 시장에서 수익을 축적할 수 있습니다. 예를 들어 ENTEC(2022)가 실시한 설문조사에서 전기화학 저장 서비스 제공업체는 현재 보조 서비스 시장의 수익이 수익원의 절반 이상을 차지한다고 밝혔습니다. 또한 선물시장과 현물시장 간 차익거래 전략을 활용하여 선물시장 프리미엄으로 인해 발생하는 이익을 배제합니다. 따라서 결과는 잔류 부하 곡선의 불확실성보다는 잔류 부하 곡선의 변동성으로 인한 유연성 기술의 경제적 가치를 나타냅니다. 마지막으로, 더 중요한 어플리케이션에는 그리드 서비스나 BTM 고객의 에너지 관리가 포함될 수 있습니다.

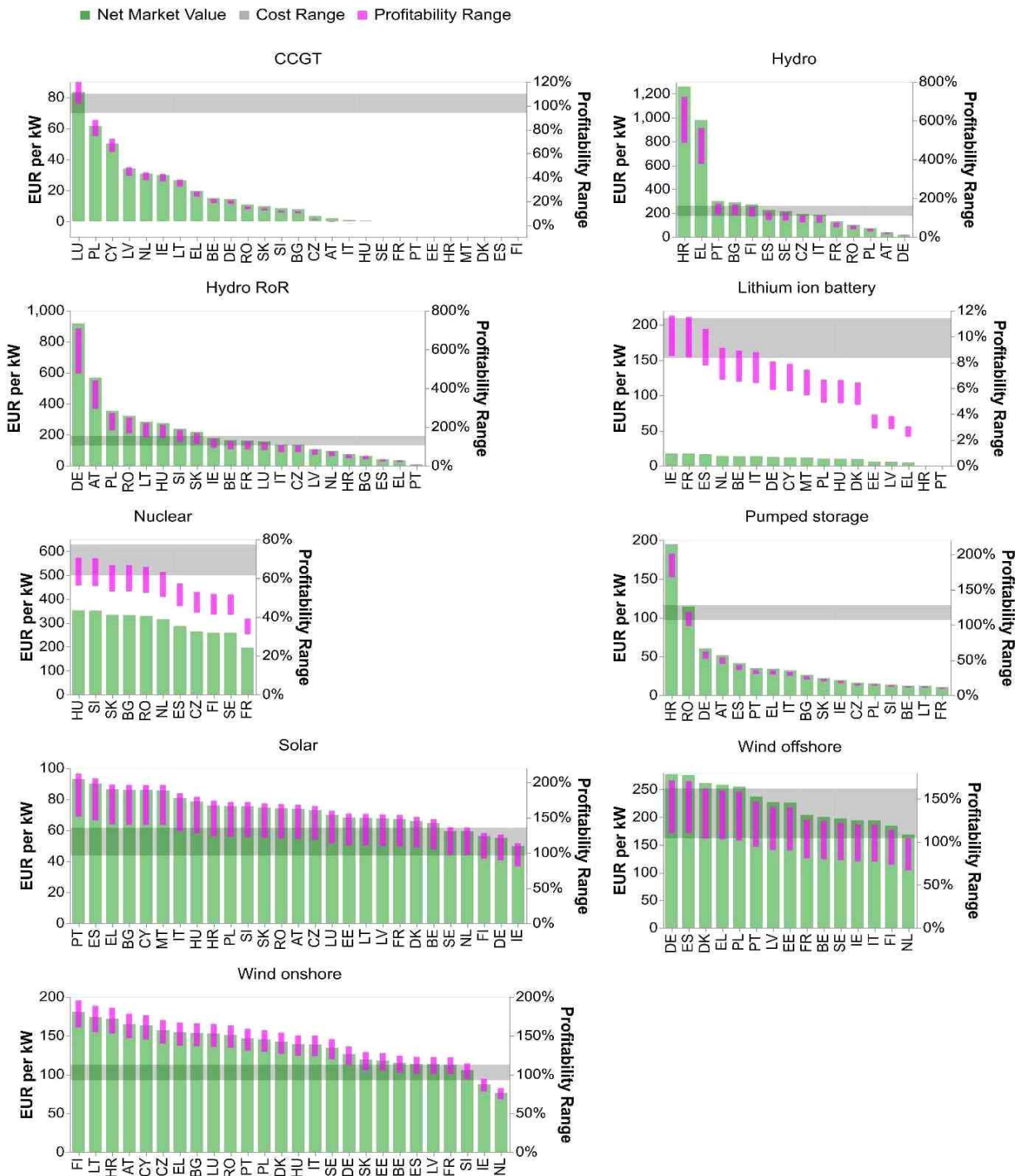
그림 17의 패널에서 볼 수 있듯이, 기술은 기술과 시장 영역 모두에서 수익성 측면에서 이질성을 드러냅니다. 특히 재생 가능한 풍력 및 태양광 기술은 광범위한 시장 상황에서 수익성에 도달합니다. 신재생 수력 발전은 유입 패턴에 따라 변동성이 상당히 높지만, 일반적으로 수익성 측면에서 유리하게 작용합니다. 원자력 발전은 수익성 범위가 40~70% 정도로 중간 정도의 수익성을 보입니다. CCGT의 수익성 범위는 특정 시장 상황에 따라 크게 다릅니다. 특히 발트해 국가를 제외하고 CCGT의 수익성 범위가 가장 높은 지역은 모두 제한된 가격 급등을 경험했습니다(그림 15 참조).

두 가지 고려된 저장 기술의 경우 현물 시장 수익을 기반으로 한 2030년 수익성

²²⁾시장이 단기 한계 비용만을 포착한다고 가정하는 모델로 인해 순차적 시장 역학을 고려한 후에도 수익성에 대한 격차가 지속될 수 있습니다

범위가 가장 어려워 보입니다. 리튬 이온 배터리의 경우 수익성 광범위하게 3~12% 대역폭으로 하락하는 반면, 양수 저장의 경우 비교적 유리하고 다양하게 나타납니다. 수익성 범위가 100%를 초과하는 크로아티아와 루마니아에 있는 양수 저장은 개방형 루프 시스템을 기반으로 하므로 물 유입 패턴의 이점을 누릴 수 있습니다. 일반적으로 리튬 이온 배터리 및 양수 저장 모두 VRES 점유율이 높아 유연성 요구가 높은 시장(예: 이베리아반도와 중부 서유럽)에서 상대적으로 높은 수익성 범위를 실현하는 경향을 보입니다 (예: 그림 1 비교).

그림 17. 2030년 특정 기술에 대한 비용 범위 및 현물 시장 가치(왼쪽 축), 기술 수익성 범위의 하한(오른쪽 축)



* 참고: 순 시장 가치는 METIS 모델로 MIX-H2 시나리오를 모델링하여 생산자 잉여로 도출되며 각 기술 선단 유형의 설치 용량에 따라 정규화됩니다. 비용 범위는 2020년 EU 참조 시나리오(인용)에 의해 2030년에 보고된 기술(하위 유형) 비용 가정을 기반으로 도출되며 ENTEC 연구 및 www.EnergyStorage.ninja에서 제공하는 추가 기술 매개변수와 자체 가정을 통해 보완됩니다. 연간화된 매개변수로의 변환은 보고된 수명 및 WACC 값(7.5%-8.5% 범위)을 기반으로 합니다.

수익성 범위는 (단일) 현물 시장 가치만을 기준으로 합니다. 따라서 스토리지 기술의 경우, 이는 선물시장, 장중 시장 또는 균형 시장에서의 재무적 차익거래와 이러한 순차적 시장 간 차익거래 전략에 의한 차익거래를 제외합니다.

IV. 2030년 EU 전력 계통의 전력 저장 최적화

1. 개념

다음으로 2030년 유럽 전력 시스템에서 최적의 전기 스토리지 차량을 조사했습니다. METIS 초전력 시스템 모델을 사용하면 용량 확장 문제, 즉 총 시스템 비용을 최소화하기 위해 발전/저장 자산의 최적 조합을 찾는 데 초점을 맞춘 최적화 문제를 해결할 수 있습니다. 최적화 프로세스를 통해 모든 MS에 스토리지 용량을 할당하여 전기 비용을 최소화하고 부하 절감 및 손실을 줄이는 방법을 이해할 수 있습니다.

이 장에서는 다양한 가정에서 유연성의 요구를 조사하기 위해 네 가지 최적화 문제 세트를 살펴봅니다(표 1 요약 참조).

초기 단계에서는 2030년(기준) MIX-H2 시나리오에서 PRIMES가 제공하는 설치 용량을 기준으로 용량 확장을 수행합니다. 이 단계에서는 MIX-H2 시나리오에서 추가적인 스토리지 요구를 조사하는 데 도움이 됩니다.

따라서 MIX-H2 시나리오에서 배터리의 하한을 제거하는 유연성의 필요를 조사하기 위해 최적화 절차를 수행합니다. 즉, PRIMES(P1)에서 제공하는 값은 버립니다. 그다음 4.1절에서 배터리의 CAPEX(P2)를 변경하는 동일한 절차를 수행하여 투자 비용에 대한 결과의 민감도를 조사합니다. 마지막으로 OCGT 기술(P3)을 제외한 최적화 절차를 수행합니다.

표 1. 이 섹션에서 수행된 최적화 절차에서 고려된 기술 요약

최적화	배터리	양수	Gas-peaker (OCGT)
베이스라인 - MIX-H2 2030	✓	✓	✓
P1 - MIX-H2의 세가지 경쟁 기술	✓	✓	✓
P2 - 배터리 CAPEX 영향	✓ (CAPEX 민감도 분석)	✓	✓
P3 - Gas-peakers 배제한 최적화	✓	✓	

ENTEC(2022)의 에너지 스토리지 평가 연구를 기반으로 모든 최적화 문제는 다음과 같은 스토리지 옵션을 고려합니다.

- ① 2.7, 5.1 및 7.6 시간의 저장이 가능한 리튬 이온 배터리
- ② 3.3, 5.5 및 7.8시간의 보관이 가능한 납축 배터리
- ③ 125.8, 250.5 및 372.3시간의 저장 시간을 가진 레독스 흐름 배터리
- ④ 3.3, 5.5 및 7.8 시간 저장이 가능한 나트륨 배터리
- ⑤ 국가마다 저장 시간이 상이한 폐쇄 루프 양수발전

저장 장치 외에도 P1 및 P2 가스 피크 발전소의 신속한 대응으로 시스템에 유연성을 제공할 수 있는 최적화 프로세스, P1 및 P2 가스 피크 발전소를 포함하고 있습니다. 또한 이 분석을 선택된 기술이 제공하는 유연성에만 초점을 맞추기 위해 기본적으로 매우 높은 부하 손실 비용(즉, 미공급 비용)을 도입하여 시스템에서 부하 차단을 제외했습니다.

각 기술 및 국가의 설치된 공급 용량은 시스템 비용을 최소화하도록 최적화되었지만, 스토리지 용량은 설치된 용량(예: 고정 방전 시간)에 비례하여 설정됩니다. 용량 확장에 사용된 CAPEX 및 기타 기술 파라미터는 표 2에 나와 있습니다. 요약하자면, 4가지 배터리 기술에 대한 MW당 연간 총 CAPEX(선택된 저장 시간이 있는 용량과 스토리지 모두 고려)는 다음과 같습니다.

- Lithium-ion: 152 100, 221 100 and 264 800 EUR per MW
- Lead-acid: 232 000, 320 000 and 412 000 EUR per MW
- Redox-flow: 2 591 000, 5 085 000 and 7 521 000 EUR per MW
- Sodium: 188 200, 287 200 and 390 700 EUR per MW

배터리의 경우 사용 가능한 전기 저장 시간(방전 시간)을 고정한 반면, 양수 저장의 경우 현재 가동 중인 발전소의 발전 시간과 동일한 값을 사용했습니다. 즉, 신규 양수발전의 발전 시간은 기존 양수발전의 발전 시간과 동일한 것으로 가정했습니다.

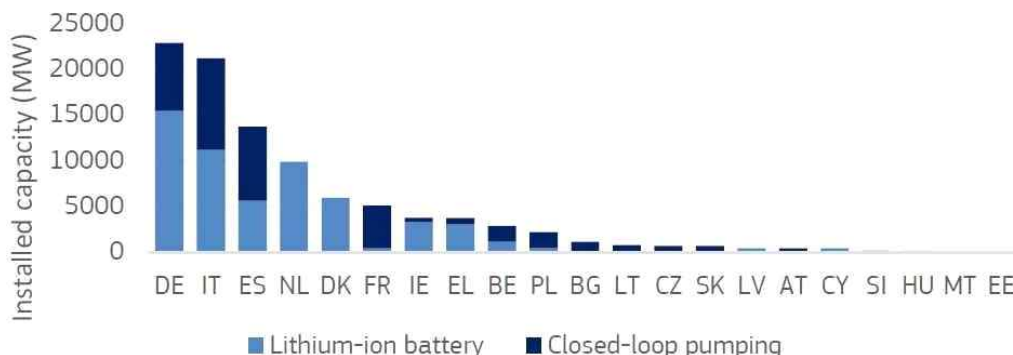
표 2. 에너지 저장 및 가스 피크 기술 파라미터

Name	CAPEX capacity (1000 EUR per MW, annualised)	CAPEX storage (1000 EUR per hour, annualised)	OPEX (% of CAPEX)	Storage hours (h)	Efficiency (roundtrip for storage options)	Source
Lithium-ion battery	90	23	0.75%	2.7, 5.1, 7.6	88%	ENTEC (2022)
Lead-acid battery	100	40	1.75%	3.3, 5.5, 7.8	85%	ENTEC (2022)
Redox-flow battery	75	20	1%	125.8, 250.5, 372.3	70%	ENTEC (2022)
Sodium battery	39.7	45	1.5%	3.3, 5.5, 7.8	85%	ENTEC (2022)
Closed-loop pumping	47	11.8	1%	Country-specific	81%	ENTEC (2022)
Gas-peaker (OCGT)	28	-	3%	-	35%	European Commission et al., (2020)

이 절에서는 2030년 MIX-H2 시나리오에 설치된 배터리양인 57.7GW를 기준으로 배터리 용량(즉, 솔루션의 하한)을 최적화합니다(그림 18 참조). PRIMES는 여러 기술을 고려하지 않기 때문에 시나리오에 설치된 모든 용량은 방전 시간이 2.7 시간인 리튬이온 배터리로 구성되었다고 가정합니다.

모델이 폐 루프 펌핑을 위해 설치할 수 있는 최소 용량은 38.6GW(전체 EU에서 MIX-H2 시나리오의 기본 용량)로 설정됩니다. METIS에서 선택할 수 있는 최대 용량은 배터리의 경우 국가별로 40GW이며 PHS의 경우 EU 전체에서 76.5GW를 선택했습니다(모든 미래 시나리오의 PRIMES 데이터에 존재하는 최댓값). OCGT의 경우 국가별로 추가 설치 가능한 최대 용량은 10GW입니다.

그림 18. 2030년 MIX-H2 시나리오에서 폐 루프 펌핑 및 리튬이온 배터리 설치 용량



이 결과는 배터리, 가스 피크 또는 폐쇄 루프 펌핑의 추가 설치가 없음을 보여주며, 2030년 MIX-H2 시나리오에 의해 설명된 유럽 전력 시스템의 유연성 요구가 충족되었음을 시사합니다.

2. CAPEX의 역할 분석

이번 절에서는 MIX-H2 시나리오에 설치된 배터리 용량을 폐기해야 하는 유연성 요구를 조사합니다. 다시 말해서, 우리는 설치된 배터리의 양에 대한 하한을 제거합니다. 다른 두 가지 고려된 기술 (가스피커와 양수기)에 대해서는 우리는 동일한 값을 사용합니다.

(P1) MIX-H2의 세 가지 경쟁 기술. 전체 대륙에서 수행된 용량 확장 문제의 최적해는 EU 5개국(BE, DE, IE, LU, NL)에서 추가 배터리/펌핑 하이드로 및 16.1GW의 가스피커 용량이 없음을 보여줍니다. 즉, OCGT 기술은 표 2에 나타난 매개변수를 사용하여 유연성을 제공하는 가장 편리한 옵션입니다.

가스 피크의 우세는 상대적으로 저렴한 비용으로 인해 시스템에 추가적인 발전 용량을 도입할 수 있는 이 기술의 편리함으로 설명할 수 있습니다. 시뮬레이션에 사용된 천연가스의 비용은 PRIMES 데이터에서 파생되었으며 현재(30EUR/MWh) 보다 훨씬 낮으며 가스 화력 발전소는 현재보다 비용 효율이 높은 옵션입니다.

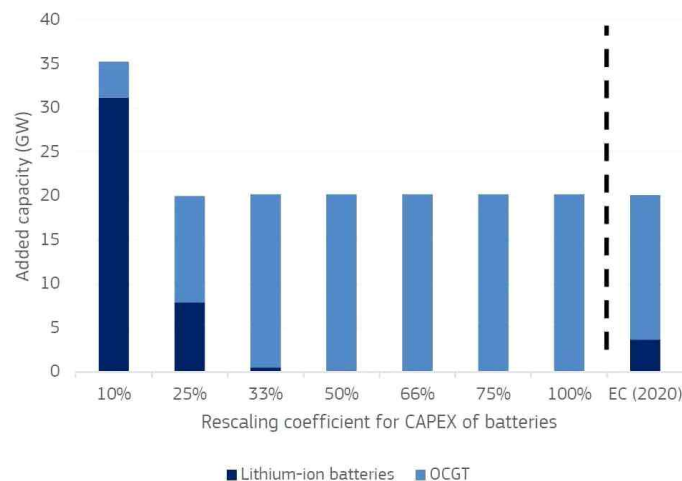
또한 유연성 옵션 중 배터리가 설치되지 않은 데에는 두 가지 이유가 있을 수 있습니다. METIS 모델링에 보조 서비스가 없음: 배터리는 일반적으로 섹션 3에서 논의한 것처럼 배전 및 송전망에 보조 서비스(예: 정체 관리 또는 주파수 균형 조정)를 제공합니다.

개발된 METIS 컨텍스트 모델에서는 각 국가가 단일 노드(소위 구리판)로 구성되어 있으며, 이러한 지역 배전 및 송전망 모델링의 부족은 기존 국경 간 송전선의 이점을 과대평가하고 그리드 혼잡 및 병목 현상을 다루는 배터리의 기여도를 과소평가할 수 있습니다. (전력 시스템 모델에 대한 네트워크 해상도의 영향에 관한 자세한 연구는 Frystacki et al, 2021 참조). 이 점에 대해서는 4.2절에서 추가로 다룹니다.

위의 내용을 고려할 때, 용량 확장 문제에서 설비 투자 비용의 가치는 주요 동인이며, 이 특정 문제에서는 스토리지 솔루션(배터리 및 PHS)과 가스 피크 간의 경쟁이 비용에 의해 정의됩니다. 그러나 2030년 배터리 CAPEX의 불확실성은 광범위하게 이어질 수 있습니다. 예를 들어, 4시간 리튬 이온 배터리의 2030년 비용 예측이 2018년 대비 비용의 35%에서 80%에 이르는 NREL의 연구(Cole & Frezier, 2019의 그림 ES-1) 또는 리튬 이온 배터리의 에너지 설치 비용의 상한(최악의 경우)이 하한(최악의 경우)의 4배 이상이 될 수 있는 IRENA의 연구(IRENA, 2017의 부속서 1)의 예를 들 수 있습니다. 최적의 유연성 혼합에서 배터리의 CAPEX가 미치는 영향을 조사하기 위해 다음 시뮬레이션 세트(P2)에서 민감도 분석을 수행했습니다.

(P2) 배터리 CAPEX 영향. 표 2는 가장 최근의 CAPEX 추정치를 제공하는 반면, 서로 다른 데이터 소스 간의 추정치 차이로 인해 위의 결과가 편향될 수 있습니다. 따라서 우리는 최적화 절차를 수행하여 모든 배터리의 CAPEX가 감소할 때 가스 피크와 배터리의 최적 점유율이 무엇이 달라지는지 조사했습니다.²³⁾ 모든 배터리 기술의 설비 투자 비용을 10%에서 100%로 재조정(즉, 변경 없음)한 민감도 분석 결과(그림 19)에 따르면 리튬 이온 배터리 CAPEX가 2030년에 고려한 비용의 33% 이하로 떨어졌을 때 OCGT에 비해 경쟁력을 갖추기 시작했습니다.²⁴⁾ 이 그림은 OCGT에 사용된 설비 투자 비용의 출처인 European Commission et al. (2020)에서 사용된 리튬 이온 배터리의 CAPEX를 사용하여 얻은 결과도 포함하고 있습니다.

그림 19. 모든 배터리 기술(P2)의 CAPEX와 관련하여 EU의 리튬 이온 배터리 및 가스 피크(OCGT) 공장에 대한 추가 용량



23) 실제로 배터리 CAPEX 추정치는 European Commission et al. (2020)과 ENTEC (2022) 간에 3배 차이가 있습니다.
 24) 표 2에서 고려한 다른 배터리 기술은 실제로 Li-ion보다 MW당 CAPEX가 낮을 수 있지만, 절대적 측면에서는 대용량 저장 용량(즉, 높은 방전 시간) 때문에 비용이 더 많이 듭니다.

실제로 배터리 CAPEX 추정치는 European Commission et al. (2020)과 ENTEC (2022) 간에 3배 차이가 있습니다.

표 2에서 고려한 다른 배터리 기술은 실제로 Li-ion보다 MW당 CAPEX가 낮을 수 있지만, 절대적 측면에서는 대용량 저장 용량(즉, 높은 방전 시간) 때문에 비용이 더 많이 듭니다.

(P3) Gas-peakers 배제한 최적화. 여기서는 유연성 옵션에서 가스 피커를 제외할 때 최적화 절차의 결과를 살펴봅니다. 그림 20은 동일한 시뮬레이션 설정을 사용하지만, 양수발전소와 배터리(모든 기술)를 유일한 옵션으로 사용한 최적화 결과를 보여줍니다. 양수발전소는 IE와 BE에 설치되며 첫 케이스에서는 모두 상한에 도달합니다. 추가된 총 양수발전소는 1,302MW(4,260MWh)이며, 이는 이미 EU에 있는 38,600MW(467GWh)의 양수발전소 용량에 추가되어야 합니다.

리튬이온 배터리는 최적화 과정에서 선택된 유일한 배터리 기술로, 총 14,160MW/66,245MWh의 추가 저장 용량으로 구성됩니다. 리튬이온은 낮은 CAPEX와 OPEX로 인해 선택되었습니다. (표 2 참조)

최적화 절차의 주요 결과는 다음과 같이 요약할 수 있습니다.

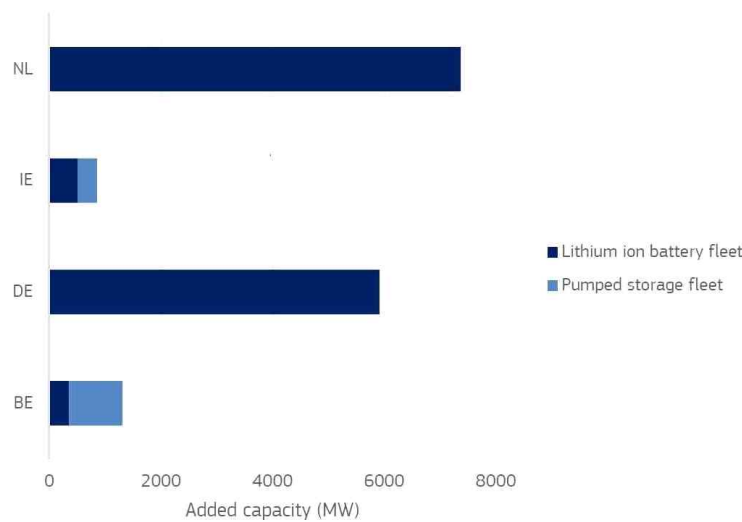
1. 2030년 MIX-H2 시나리오의 EU 전력 시스템은 추가 저장 또는 가스 피크가 필요하지 않습니다.
2. OCGT는 설치된 배터리의 최소 용량에 대한 제약을 제거하면 EU에 16.1GW가 설치되어 가장 비용 효율적인 기술입니다.
3. 배터리의 CAPEX가 표 2에 나온 P1에서 사용된 CAPEX의 33% 이하로 떨어지면 가스 피크와 경쟁하게 됩니다.
4. 가스 화력 발전소를 옵션에서 제외할 경우 배터리(리튬 이온)의 최적 추가 용량은 각각 14.2GW 및 1.3GW의 양수 저장이며 추가 저장용량은 57.9 및 4.3GWh입니다.

게다가, 모든 최적화 절차(P1-P3)에서, 결과는 제한된 수의 국가(최대 5개)에서 추가적인 유연성이 필요하다는 것을 보여줍니다. 이 결과는 몇몇 국가들이 나머지 국가들에게 유연성을 제공한다는 것을 보여주며, 이는 아마도 전기 저장소로

부터 전기를 수입/수출하기 위한 전기 상호연결기의 높은 사용을 시사할 수 있습니다.

여기서 사용된 모델링 설정은 국가별 계통 및 병목 현상에 대한 모델링이 없으므로 국가 전력 시스템의 유연성을 과대평가할 수 있습니다. 다음 절에서는 전력 저장의 필요와 국경 간 상호 연결의 가용성 사이의 관계를 조사할 것입니다.

그림 20. MIX-H2 2030 시나리오(P3)에서 METIS 모델에 의한 배터리 및 양수 저장 전기 용량 추가.



3. 상호 연계의 역할 평가

이 절에서는 MIX-H2 2030 시나리오를 고려하여 상호 연계의 가용성이 최적의 배터리 저장 용량에 미치는 영향을 살펴봅니다. 기본적으로, 설치된 배터리 저장의 최적 구성에 미치는 영향을 보기 위해 국경 간의 상호 연계 용량을 줄이는 일련의 용량 확장 최적화를 수행합니다. 이전 절의 분석과는 다르게 여기서는 양수 저장 또는 가스 피크에 대한 최적화는 수행하지 않고 배터리에만 중점을 두고 있습니다.

상호 연계 용량은 원래 용량의 30%에서 100%로 축소하기 위해 8개의 다른 계수를 고려했습니다(그림 21). 계수는 모의 지역에 있는 160개의 상호 연계를 모두 재조정하는 데 사용되며, 따라서 모든 전기 수입/수출 국가의 능력이 감소합니다. 예를 들어, 30%의 계수를 사용하는 경우 모델의 각 상호 연계의 순 전송 용량에 0.3을 곱합니다.

EU 전체에서 상호 연계 계수가 90%인 경우 추가 배터리 용량은 21GW(기준치 대비 +35%)이며 총 추가 저장 용량은 131GWh(+82%)입니다. 가장 극단적일 때 (상호 연계 계수 30%) 118GW의 추가 용량(레독스 흐름에서 9.4GW, 나머지는 리튬 이온 배터리)과 2000GWh의 추가 저장 용량(레독스 흐름에서 1180GWh)을 나타냅니다.

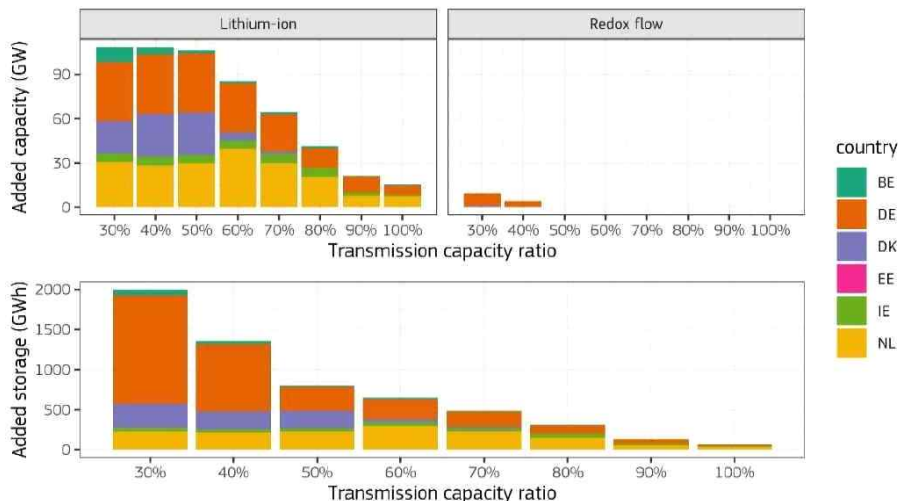
이로써 전력 교환 용량을 줄이면 일반적으로 상호 연계가 제공하는 유연성 부족을 보완하기 위해 로컬 스토리지의 필요성이 증가한다는 것을 알 수 있습니다. 평균적으로 6개국 모두에서 총 1GW의 상호 연계 감소가 1.99GW의 배터리로 대체되었습니다.

추가 용량을 설치하는 6개국 중 4개국은 제4절의 분석과 동일하게 선택했으며, 상호 연결 계수가 80% 미만이면 추가 저장을 보여주는 덴마크(DK)와 계수가 50% 미만이면 소량의 용량이 추가되는 에스토니아(EE)를 추가했습니다.

리튬 이온 배터리가 주된 기술로서 스케일링 계수가 50~100% 사이인 유일한 기술입니다. 독일과 덴마크에서 계수가 40%(4,300MW), 30%(9,380MW)일 때 레독스 흐름전지는 적용되기 시작합니다.

이 분석은 배터리에 대한 기술을 선택하는 주요 동인이 CAPEX임을 보여줍니다. 지금까지 나타난 결과는 표 2에서 관찰된 CAPEX 값과 완전히 일치합니다. 저장 기간이 하루보다 긴 배터리는 가장 극단적인 경우에만 선택되었습니다.

그림 21. (위) 국가별 추가 배터리 용량 및 전기 인터커넥터 용량 변동에 따른 기술.
(아래) 국가별 총 추가 스토리지(선택된 모든 기술 포함)



참고 문헌(원문)

Flexibility requirements and the role of storage in future europ, JRC