



연구보고서 25-26



러시아-우크라이나 전쟁 이후 EU 에너지전환 정책의 기조 변화와 경제적 영향

이영준
장영욱
오태현
이현진

러시아-우크라이나 전쟁 이후 EU 에너지전환 정책의 기조 변화와 경제적 영향

이영준 · 장영욱 · 오태현 · 이현진

연구보고서 25-26

러시아-우크라이나 전쟁 이후
EU 에너지전환 정책의 기조 변화와 경제적 영향

인 쇄 2026년 5월 22일
발 행 2026년 5월 29일
발행인 이시욱
발행처 대외경제정책연구원
주 소 30147 세종특별자치시 시청대로 370
세종국책연구단지 경제정책동
전 화 044) 414-1179
팩 스 044) 414-1144
인쇄처 유월애(02-859-2278)

©2026 대외경제정책연구원

정가 7,000원
ISBN 978-89-322-1956-1 94320
978-89-322-1072-8(세트)

대외경제정책연구원은 'ESG 경영' 방침에 따라
친환경 용지를 사용합니다.



국문요약

본 연구에서는 러시아-우크라이나 전쟁 이후 EU의 에너지 위기 국면에서 나타난 에너지전환 정책의 전개와 전력시장·계통운영의 변화를 ① EU 차원의 제도·정책·통계 분석, ② 주요 회원국의 사례 비교, ③ 에너지 관련 불확실성 충격의 실증분석 등 세 축으로 구분하여 살펴보았다. 본 연구의 주요 내용은 다음과 같다.

첫째, EU 에너지전환은 러-우 전쟁 이후 기후목표 추구와 에너지안보 확보가 병렬로 된 것이 아니라 상호 충돌·보완하는 목표로 재배치되면서, 정책패키지가 ① 단기 공급충격 완화(수입선 다변화·비축·수요절감), ② 가격급등 완충(표적 보조, 가격상한 등), ③ 중장기 구조전환(재생에너지 인허가·투자 촉진, 계통·유연성 확충, 시장규칙 정비)으로 다층화되었다. 특히 EU는 국경간 연계선과 통합시장을 활용해 수급 충격을 분산할 수 있는 구조로 되어 있으며, 2030년 15% 연계목표는 이 완충능력 강화를 제도화한 지표로 해석할 수 있다. 동시에 EU ETS는 전력·제조업·항공·해운까지 포괄하는 탄소가격 신호를 제공하여 전력 부문의 연료전환과 투자결정을 지속적으로 압박하는 제도적 배경으로 작동한다.

둘째, 국가 사례는 동일한 EU 프레임 아래에서도 초기 전원구성, 연료의존, 정치연합, 산업구조, 계통연계 수준에 따라 전환경로가 달라짐을 보여 준다. 예컨대 독일은 가스·석탄·원전 정책의 급변(원전폐지 포함)과 재생에너지 확대가 결합되면서 가격·계통유연성·사회수용성 문제를 동시에 관리해야 하였고, 프랑스는 원전 중심 전원구조를 바탕으로 전력 탄소집약도는 낮지만 원전 가동률·보수·냉각수 등 운영리스크가 전력공급 안정성에 큰 영향을 주는

양상을 보인다. 스페인은 자국의 재생에너지 비율이 높음에도 이베리아반도의 10% 미만의 낮은 전력망 연계도로 인해 가격·공급 충격이 완충되지 않는 문제를 확연히 드러내며, 폴란드는 석탄 의존과 산업·고용 구조가 에너지 전환 속도를 제약하며 EU 공통정책이 국내 정치경제와 충돌할 때 발생하는 이행 지연의 전형을 보여 준다. 이러한 이질성은 EU 정책의 일반화를 어렵게 하는 것이 아니라, 오히려 정책 패키지를 국가 제약조건에 맞게 조합하고 순서화해야 한다는 정책설계 원칙을 세울 수 있게 한다.

셋째, 불확실성(EUI) 충격의 실증분석은 전환정책이 추진되는 환경 자체가 불확실성에 의해 구조적으로 흔들릴 수 있다는 점을 정책담론에 연결하는 데 의의가 있다. 다만 불확실성 지수는 정책뿐 아니라 전쟁·재난·시장변동이 복합적으로 반영된 에너지 관련 불확실성일 가능성이 크므로, 충격은 정책 불확실성의 인과 효과로 보는 관점이 아니라 에너지전환·시장 변수들이 불확실성 쇼크에 얼마나 취약한가라는 위험관리 관점에서 해석되어야 한다. EU처럼 연계·시장통합이 진전된 지역에서도 균형 통합은 단계적으로 진행되고 있으며, 유럽 밸런싱 플랫폼의 확산은 계통 유연성과 시장설계가 전환의 핵심임을 보여 준다.

이를 바탕으로 다음과 같은 시사점을 도출하였다. 러-우 전쟁 이후 EU의 에너지전환은 단순한 기후 목표 달성을 넘어 에너지 및 산업 경쟁력 확보와 밀접하게 연계되는 방향으로 전개되고 있다. 이에 따라 급격한 에너지 가격 변동성을 완화할 수 있는 제도적 완충 장치를 마련하고, 시장 참여자가 예측 가능한 정책 경로를 인식할 수 있도록 하는 것이 중요해졌다. 특히 정책 불확실성이

민간 투자와 산업생산을 저해하지 않도록 정교한 제도 설계와 안정적인 정책 환경 조성이 요구된다. 한국은 유럽과 같이 국가 간 전력망이 상호 연계된 통합 전력 시스템과 달리 사실상 ‘섬형 계통’이라는 구조적 특수성이 있어, 에너지전환 과정에서 안정적인 전력 시스템 구축이 한국의 핵심 과제가 되고 있다. 그러려면 기저전원 확보와 전력계통 유연성 강화, 부하추종 전력공급 기술의 고도화, AI 기반 에너지 혁신, 전력망 확충과 같은 기술·인프라 관련 대응과 함께 이를 뒷받침하는 정책 및 제도적 지원이 병행되어야 한다. 아울러 러-우 전쟁과 같은 지정학적 위기에 따른 에너지 시장 충격에 대응하기 위해 에너지 공급망 다변화, 전략적 비축 확대, 연료전환 등 복합적 대응 전략을 선제적으로 마련함으로써 글로벌 에너지 환경 변화가 국내 산업에 미치는 부정적 영향을 최소화할 필요가 있다. 또한 전기 가격 현실화 등 시장 기능 회복을 통한 수급 조절과 소외 계층 지원에도 관심을 기울여야 할 것이다.



국문요약	3
 제1장 서론	13
1. 연구의 배경	14
2. 연구의 목적 및 구성	21
 제2장 EU의 에너지 정책 동향 및 에너지믹스 현황	23
1. EU의 에너지 정책 동향	24
가. EU 에너지 시장의 특징	24
나. EU 에너지 정책의 제도적 틀	31
다. 세부 에너지 정책	37
2. EU의 에너지믹스 현황	46
가. 총 가용 에너지	47
나. 1차 생산	49
다. 최종 소비	52
3. EU의 전력 생산 및 가격 현황	54
가. 발전원별 전력 생산량	55
나. 전력가격 추이	60
4. 소결	65
 제3장 EU 주요 국가의 에너지전환 정책 비교	69
1. 독일	72
가. 에너지 공급 현황	72
나. 에너지 정책	79

다. 에너지 정책 관련 최근 논의	81
2. 프랑스	86
가. 에너지 수급 현황	86
나. 에너지 정책	89
다. 에너지 정책 관련 최근 논의	95
3. 스페인	98
가. 에너지 수급 현황	98
나. 에너지 정책	101
다. 에너지 정책 관련 최근 논의	104
4. 폴란드	109
가. 에너지 수급 현황	109
나. 에너지 정책	113
다. 에너지 정책 관련 최근 논의	116
5. 소결	119
제4장 EU의 에너지전환 정책이 산업에 미치는 영향	123
1. 선행 연구	125
2. 자료 및 방법론	129
가. 변수와 표본의 구성	130
나. 베이지언 VAR(BVAR) 모형	134
3. 분석 결과	138
가. 주요 계수 추정 결과	139
나. 충격반응함수(IRF)	141
다. 역사적 분해	145

4. 소결	150
제5장 결론 및 정책 시사점	153
1. 연구 결과 요약	154
2. 정책적 시사점	155
참고문헌	162
부록	171
Executive Summary	176



표 차례

표 2-1. EU 회원국의 전력 가격 및 발전 특성 비교	67
표 3-1. 독일의 에너지원별 발전 비율	72
표 3-2. 독일의 1차 에너지 소비량 비교(2023년, 2024년)	75
표 3-3. 프랑스 PNIEC 2023~2030의 주요 목표	90
표 3-4. 스페인 INECP 2023~2030의 주요 목표	102
표 3-5. 스페인의 원전 폐쇄 계획	106
표 3-6. 폴란드의 에너지원에 따른 연도별 최종 에너지 소비량	112
표 4-1. 구조 충격별 부호제약	137
표 4-2. 에너지PPI 방정식의 주요 계수 추정 결과	140
표 4-3. 산업생산(IP) 방정식의 주요 계수 추정 결과	141
표 4-4. 에너지수입 방정식의 주요 계수 추정 결과	141
표 5-1. 정책 시사점 요약	161



그림 차례

그림 2-1. EU의 에너지원별 수입의존도(2014~2023년)	25
그림 2-2. EU의 에너지 제품 수입 추이(2021~2025년)	26
그림 2-3. 에너지 제품 수입이 전체 수입에서 차지하는 비율 (2021~2025년)	26
그림 2-4. 회원국별 에너지 수입의존도(2021년 대 2023년)	27
그림 2-5. EU의 역내 에너지 전력망 연결	30
그림 2-6. EU의 대러시아 가스 수입 채널별 추이	33
그림 2-7. EU 역내 산업을 위한 적정 에너지 3자 계약	37
그림 2-8. EU ETS 탄소가격	39
그림 2-9. 전력망 변화: 전통적 및 미래 지향적	45
그림 2-10. EU의 에너지믹스(2014~2023년)	47
그림 2-11. EU 회원국별 에너지믹스(2023년)	48
그림 2-12. EU 에너지믹스, 1차 생산(2014~2023년)	49
그림 2-13. EU 회원국별 1차 생산(2023년)	51
그림 2-14. EU 회원국별 최종 에너지 소비(2023년)	53
그림 2-15. EU의 발전원별 전기생산량(2015~2024년)	56
그림 2-16. EU의 발전원별 전기 생산 비율(2015년, 2024년)	56
그림 2-17. EU 회원국 및 영국의 재생에너지, 화석연료, 원자력 발전 비율 (2015년)	58
그림 2-18. EU 회원국 및 영국의 재생에너지, 화석연료, 원자력 발전 비율 (2024년)	59
그림 2-19. EU 주요국의 월별 도매전력 가격 추이 (2019년 1월~2025년 9월)	60

그림 2-20. EU의 가정용 전기요금 추이 (2016년 상반기~2025년 상반기)	62
그림 2-21. EU 회원국별 가정용 전기요금 추이(2025년 상반기)	63
그림 2-22. EU의 산업용 전기요금 추이 (2016년 상반기~2025년 상반기)	64
그림 2-23. EU 회원국별 산업용 전기요금 추이(2025년 상반기)	65
그림 3-1. 독일의 연도별 에너지 발전 현황	74
그림 3-2. 독일의 연도별 순정격용량 변화	74
그림 3-3. 독일의 분야별 최종 에너지 소비 비율(2023년)	76
그림 3-4. 독일의 에너지원별 전력 수출입 현황	77
그림 3-5. 독일의 인근 국가로부터의 원자력 수입 현황	78
그림 3-6. 입찰가격구역으로 구분한 EU 및 EFTA 지역의 평균 전력가격(2024년)	85
그림 3-7. 프랑스의 에너지 생산량 및 발전량의 에너지원별 비율(2024년)	86
그림 3-8. 회원국별 발전 부문 재생에너지 사용 목표(2030년)	87
그림 3-9. EU 및 주요국의 에너지 수입의존도	88
그림 3-10. 프랑스의 최종 에너지 소비: 부문별 비율 - 2023년 비율 및 연도별 추이	89
그림 3-11. 프랑스의 57개 원전 분포	93
그림 3-12. 스페인의 에너지 생산량 및 발전량의 에너지원별 비율(2024년)	99
그림 3-13. 스페인의 에너지 수출입 추이	99
그림 3-14. 스페인의 에너지 설치 용량 추이	100

그림 3-15. 스페인의 최종 에너지 소비: 부문별 비율 - 2023년 비율 및 연도별 추이	100
그림 3-16. 스페인의 에너지원별 전기가격: 해상풍력 및 태양광	103
그림 3-17. 최근 정전으로 인한 경제적 영향과 지속시간	105
그림 3-18. 스페인의 지역별 전력 수요 대비 생산 비율(2024년)	108
그림 3-19. 폴란드의 에너지원별 발전 구조	110
그림 3-20. 폴란드의 1차 에너지 생산에서 재생에너지원의 구성 (2023년)	111
그림 3-21. 폴란드의 에너지 수출입	112
그림 3-22. 폴란드의 에너지 수출입의 에너지원별 구성(2024년)	113
그림 3-23. 폴란드의 수소 밸리	116
그림 3-24. Enea, PGE, Tauron이 소유한 폴란드의 석탄화력발전소 퇴출 계획	118
그림 4-1. EU27 모형으로부터의 IRF	142
그림 4-2. 독일 모형으로부터의 IRF	143
그림 4-3. 프랑스 모형으로부터의 IRF	144
그림 4-4. EU27 모형에서 에너지PPI에 대한 역사적 분해	145
그림 4-5. 독일 모형에서 에너지PPI에 대한 역사적 분해	146
그림 4-6. 프랑스 모형에서 에너지PPI에 대한 역사적 분해	146
그림 4-7. EU27 모형에서 산업생산지수에 대한 역사적 분해	148
그림 4-8. 독일 모형에서 산업생산지수에 대한 역사적 분해	149
그림 4-9. 프랑스 모형에서 산업생산지수에 대한 역사적 분해	150

제1장



서론

1. 연구의 배경

2. 연구의 목적 및 구성



1. 연구의 배경

국제사회가 기후위기에 대응해야 한다는 압박을 받는 가운데 에너지전환은 이제 선택 사항이 아니라 필수과제가 되었다. 유럽연합(EU)은 2019년 「유럽 그린딜(European Green Deal)」을 통해 2050년까지 기후중립(탄소중립)을 달성하겠다는 목표를 제시하며 에너지전환에 선도적인 역할을 하고 있다. 2021년에는 기후중립 목표에 법적 구속력을 부여한 「유럽기후법(European Climate Law)」을 제정했으며, 추가로 2030년까지 온실가스 배출을 1990년 대비 최소 55%를 감축하는 중기 목표를 법제화하였다. 같은 해 EU는 핏 포 55(Fit for 55)라고 불리는 정책 패키지를 통해 배출권거래제(ETS) 강화, 재생 에너지 확대, 에너지 효율 향상, 탄소국경조정제도(CBAM) 시행, 건물·수송 부문의 탈탄소화 등과 같은 세부 입법안을 마련하였다.¹⁾ 이처럼 EU는 기후위기에 선제적으로 대응하며 친환경 에너지로의 전환을 도모했으며, 그 과정에서 정책적·제도적 틀이 지속적으로 진화해 왔다.

2022년 러시아-우크라이나 전쟁 발발 이전까지 EU는 에너지전환 정책의 초점을 지속가능성에 두었고, 점진적이고 포괄적인 전환을 모색하였다. 신재생에너지 투자를 촉진하고 석탄 등 고탄소 에너지원 퇴출을 지원하는 한편, 역내 산업의 경쟁력을 유지하기 위한 탄소누출 방지 조치도 병행하였다. 예를 들어 탄소배출권 무상할당과 함께 CBAM 도입을 준비한 것은 역내 저탄소 전환 노력으로 인한 산업 피해를 최소화하면서 글로벌 기후대응을 견인하려는 전략으로 볼 수 있다. 이러한 정책적 노력 아래 EU의 1차 에너지 소비에서 재생에너지가 차지하는 비율은 꾸준히 상승해 왔고, 주요 회원국은 저마다 탄소중립 로드맵을 수립하여 에너지 시스템 전환을 서두르고 있다.

유럽의 에너지전환은 역내 규범을 넘어 글로벌 시장 규칙을 재편하는 특징

1) 폰테어라이엔 1기 집행위원회가 취한 EU의 기후변화 대응 정책 관련해서는 장영욱, 오탁현(2021) 참고.

이 있다. CBAM, 기업 공급망 실사, 제품의 에너지 효율 및 배출 기준 강화 등 EU가 제시하는 규범은 교역 상대국의 생산·투자 의사결정에 직접적인 신호로 작용한다. 한국은 에너지 수입의존도가 높고, 철강·석유화학·자동차와 같은 에너지다소비형 제조업의 수출 비율이 높으며, 전기·수소 등 에너지원의 가격과 안정성에 민감한 반도체·배터리 산업이 동력인 상황에 있다. 이 때문에 EU의 전환 속도와 정책 방향, 그에 수반되는 불확실성은 가격(연료·전력·탄소비용) 채널, 무역·표준(규제) 채널, 금융·투자 채널을 통해 한국 경제에 간접적이면서도 구조적인 영향을 미칠 소지가 크다. 나아가서 한국의 배출권거래제(K-ETS), 녹색분류체계, 재생에너지 보급목표 등 국내 제도의 정합성은 EU 규범과의 정렬 정도에 따라 기업의 조달비용, 수출경쟁력, 기술전환 속도에 차이를 만들어 낼 수 있다. 이러한 맥락에서 EU 사례를 면밀히 분석하는 일은 한국의 정책 설계와 산업 전략에 실질적 시사점을 제공한다.

한편 에너지전환 정책을 추진하는 과정에서 부문별·국가별 불균형 충격에 대한 우려가 지속적으로 제기되고 있다. 탄소집약 산업과 에너지다소비 업종은 친환경 전환으로 인한 비용 부담이 크고 구조조정 압력이 높아, 다른 부문에 비해 경제적 충격을 강하게 받을 수 있다. 예를 들어 철강, 시멘트, 화학, 정유 등 전통적인 중공업 부문은 탄소가격 상승과 환경규제 강화로 생산비용이 급등하고 수요가 위축될 가능성이 있다. 이러한 산업별 충격은 국가별 산업 구조에 따라 편차가 클 수밖에 없다. 석탄 의존도가 높은 폴란드나 중부유럽, 천연가스 의존도가 높은 독일과 이탈리아 등은 에너지전환으로 인한 비용 상승 압박이 상대적으로 심하며, 신재생 에너지 기반이 취약한 국가일수록 단기적 충격이 크게 나타날 수 있다. 반면 비교적 에너지믹스의 저탄소화가 진행된 프랑스(원자력 비율 높음)나 북유럽 일부 국가(재생에너지 비율 높음)는 전환 부담이 비교적 적은 편이다. 이렇듯 EU 역내에서 에너지전환의 경제적 파급효과는 불균등하게 나타날 것으로 전망된다.

에너지전환 정책이 산업경쟁력 약화로 이어질 수 있다는 우려도 있다. 탄소

중립을 위한 규제가 강화되면 EU 역내의 기업들은 추가 비용을 부담해야 하므로, 국제 시장에서 가격경쟁력이 저하되거나 탄소비용이 없는 지역으로 생산지가 이전하는 탄소누출 현상이 발생할 위험이 있다. 실제로 EU 집행위원회 산하 연구에서는 EU 단독으로 높은 감축 목표를 추진할 경우 에너지다소비 제조업의 생산 위축과 경쟁력 손실이 불가피하다는 시나리오 분석이 나오기도 하였다. 이러한 이유로 EU는 탄소국경조정제도를 도입하여 역외에서 수입되는 탄소집약 제품에도 동일한 탄소비용을 부과함으로써 국제무역 차원의 형평성을 도모하고자 한다. 그러나 글로벌 차원에서 기후대응 수준이 상이한 현실 속에서 EU 기업들이 부담하는 전환비용은 상대적으로 클 수밖에 없으며, 이는 향후 EU 산업의 경쟁력 및 생산활동에 리스크 요인으로 작용할 가능성이 있다. 또한 전기차·배터리, 신재생에너지 설비 등 새로운 에너지산업 분야에서도 미국·중국 등과의 기술·보조금 경쟁이 치열해지면서 에너지전환 과정의 지정학적 불확실성이 산업 전반에 확산될 수 있다는 지적이 나온다. 요컨대 에너지전환 정책은 국가별·산업별로 그 충격과 득실이 다르게 나타나기 때문에, 이러한 불균형 영향에 대한 면밀한 분석과 보완 정책이 요구된다. 실제로 EU는 폰테어 라이엔 2기 집행위원회 출범 후인 2025년에 「청정산업계획(Clean Industrial Plan)」을 발표하며 산업 경쟁력을 고려한 친환경 전환을 도모하였다.²⁾

아울러 EU 역내에서도 에너지전환 경로를 둘러싼 견해차가 존재하여 정책 추진에 온도 차와 갈등 요소가 있다. 대표적으로 원자력 발전의 활용을 둘러싼 회원국 간 입장 차이는 전환 정책의 불확실성을 키우는 요인이다. 프랑스, 핀란드, 폴란드 등은 원전을 기후중립과 에너지안보 달성을 위한 핵심 수단으로 지지하며 12개국이 참여한 ‘원자력 동맹’까지 결성하는 등 원전 확대에 무게를 두고 있는 반면, 독일, 오스트리아, 덴마크 등은 원전을 녹색분류체계에 포함한 결정에 반발하며 재생에너지 중심의 전환을 고수하고 있다. 이러한 정책 차이로 회원국별 에너지 전략의 불확실성이 증대하여 EU 차원의 일관된 전환 정책

2) 오테현, 임유진, 김초룡(2025) 참고.

조율이 어려워질 수 있다. 예컨대 독일은 2023년까지 모든 원전을 폐쇄한 반면, 프랑스는 25년 만에 신규 원전 가동을 재개하고 2035년까지 6기를 추가 건설하는 목표를 발표하는 등 양국이 상반된 행보를 보이고 있다. 결국 에너지 전환 과정의 불균형성은 국가 간, 산업 간, 정책적 입장 간 여러 층위에서 나타나고 있으며, 이는 전환 정책 추진에 따른 파급효과를 종합적으로 살펴볼 필요성을 시사한다.

2022년에 일어난 러시아의 우크라이나 침공은 유럽의 에너지 지형을 뒤흔든 중대한 지정학적 위기로 평가된다. 전쟁 발발 직후 러시아산 가스 공급이 급감하면서 유럽은 1970년대 오일쇼크 이후 유례없는 에너지 위기를 맞이하였다. 천연가스 가격은 역대 최고치를 경신하고 전기료가 폭등하여 불과 몇 달 사이에 산업과 가계는 막대한 충격을 받았다. 에너지 공급 불안으로 촉발된 가격 폭등은 EU 물가상승률을 두 자릿수대로 끌어올려 심각한 인플레이션을 야기했고, 생산 비용 급등과 소비여력 감소로 실물경제 성장세도 둔화되었다. 과거 수십 년간 에너지 공급을 맡아 온 러시아와의 관계가 붕괴되고 에너지 조달 비용이 급증한 유럽 경제는 스태그플레이션 위험까지 거론될 정도로 큰 압박을 받았다.

러-우 전쟁 이후 에너지 위기에 대응하기 위해 EU와 회원국들은 잇따라 비상조치를 시행하였다.³⁾ EU 차원에서는 REPowerEU 계획이 2022년 5월에 긴급하게 발표되면서 러시아산 화석연료 의존도를 조속히 줄이고 재생에너지 보급과 에너지 효율 향상을 한층 가속화하는 방안을 추진하였다. REPowerEU에는 단기적으로 LNG 공급선 다변화, 가스비축 공동구매, 수요절약 캠페인 등을 통해 겨울철 에너지 수급 위기를 넘기고, 중장기적으로 2030년 재생에너지 목표 상향(점유율 45%로 상향)과 청정수소 생산확대 등을 추진하는 내용이 담겨 있다. 회원국들도 에너지 가격 급등에 대응하여 가계·기업 지원을 위한 보조금, 세금인하, 가격상한제 등 대규모 재정지원책을 시행하고 가스 소비 15%

3) 아래 내용은 장영욱 외(2022); 김윤정, 임유진(2023) 참고.

감축 목표를 공동으로 채택하는 등 연대 대응에 나섰다. 그 결과 2022년 하반기 이후 유럽의 에너지 수급은 저장 확대, 수요 조정, 대체수입선 확보 등 여러 요인의 결합으로 상황이 나아졌으나, 가격 수준과 변동성은 국제 LNG 수급, 지정학적 위기, 기상 여건 등 외생적 요인의 영향을 계속 받았다. 따라서 본 보고서는 특정 정책의 효과를 단정하기보다는, 위기 대응과 시장요인이 결합된 결과로서 변동성 완화를 설명한다.

그러나 이러한 급격한 정책 대응은 또 다른 전환 불확실성을 촉발하였다. 전쟁으로 인해 에너지 안보가 최우선 과제로 부상하면서 일부 회원국은 석탄발전소 재가동, 원전 수명연장 등 당초 폐지하기로 했던 화석연료원의 활용을 일시적으로 늘리는 결정을 내렸다. 예를 들어 독일은 가스 부족 사태에 대비해 폐쇄하려던 석탄발전 가동을 연장하고 네덜란드는 석탄발전 상한을 해제하는 등 회원국들은 정책 기조의 급변을 보였다. 이러한 변화는 단기적으로는 불가피했지만, 중장기 기후목표 달성 경로의 불확실성을 높이는 요인으로 지적된다. 또한 에너지 가격 급등 국면에서 각국이 시행한 가격억제 조치나 긴급이의 환수 등의 개입은 에너지시장 정책의 예측 가능성을 저해하여 향후 민간 부문의 저탄소 투자에 부정적 영향을 줄 수 있다는 우려가 있다. 경제정책 불확실성 지수(EPU)를 보면 브렉시트와 코로나19 팬데믹에 이어 러-우 전쟁 시기에 유로 지역의 정책 불확실성이 사상 최고 수준으로 치솟은 바 있으며, 전쟁 여파로 인한 에너지 관련 정책 불확실성 역시 기업들의 투자 결정 지연과 금융시장의 변동성 확대로 나타났다. 전쟁으로 인한 지정학적 위기는 ‘에너지 가격 쇼크 → 거시경제 불안 → 정책변화 가속 및 불확실성 증대’라는 복합 경로를 통해 에너지 전환 환경에 지대한 영향을 미쳤고, 향후 전환 정책의 방향성과 실효성에도 변수가 되고 있다.

이러한 상황을 반영하여 EU 차원의 정책 분석과 학계의 연구 모두 에너지전환과 거시경제 간 연계에 주목하고 있다. 우선 EU 정책기관들은 기후정책이 산업 경쟁력과 경제에 미치는 영향을 다각적으로 평가하며 보완책을 모색 중이

다. Dechezleprêtre, Nachtigall, and Venmans(2018)의 연구에 따르면 EU 배출권거래제(ETS)는 2005~2012년 기간 중 역내 배출량을 유의미하게 감소시키면서도 규제 대상 기업들의 고용이나 이윤에 통계적으로 유의한 부정 영향을 미치지 않은 것으로 나타났다.⁴⁾ 오히려 일부 기업에서는 매출과 투자 증가 경향까지 확인되어, 탄소가격 정책이 반드시 산업 경쟁력 손실로 이어지지 않았음이 드러났다. 이는 무상할당, 비용전가 등의 설계로 정책 비용 부담을 완화한 결과로 해석되며, 온실가스 감축과 산업경쟁력의 조화를 위한 정책디자인의 중요성을 보여 준다. 아울러 Gavard and Voigt(2017)⁵⁾는 2030년 기후·에너지목표가 산업별 경쟁력에 미칠 영향을 CGE(계산가능 일반균형) 모형으로 시나리오 분석을 한 바 있는데, EU 단독 감축 시나리오에서는 일부 에너지 다소비 업종의 생산위축이 불가피하지만 국제 협력 체제 속 감축 및 탄소수입 재투자 시나리오에서는 그 영향이 크게 완화되는 것으로 분석되었다. 이는 기후정책의 글로벌 정책 공조와 수입 재활용이 전환 충격을 줄이는 데 핵심임을 의미한다. 이러한 연구 결과를 바탕으로 EU는 역내 산업 보호와 기후목표 달성을 병행하기 위해 탄소국경조정제도 도입, 녹색산업 보조금 허용 확대 등의 정책을 최근 잇따라 내놓고 있다. 한편 유럽중앙은행(ECB)⁶⁾⁷⁾도 에너지전환과 경제의 관계에 대한 연구를 심층적으로 수행하고 있다. ECB는 기후변화 리스크를 금융안정과 통화정책에 통합하는 노력을 기울이는 한편, 에너지 가격 충격과 정책 불확실성이 대출 및 투자에 미치는 영향을 분석하여 경기대응 방안을 모색 중이다. 예컨대 정책 불확실성이 높아지면 기업이 ‘투자 보류’ 상태에 들어가고 은행대출도 위축되어 통화완화의 효과가 저해된다고 지적하는데, 이는 최근 에너지위기로 인한 불확실성 증대가 유럽 경제에 미치는 파급을 설명해 준다. 국제에너지기구(IEA) 또한 세계 에너지시장 전망을 통해 “현재의 에

4) Dechezleprêtre, Nachtigall, and Venmans(2023) 참고.

5) Gavard and Voigt(2017) 참고.

6) Fidora and Gunnella(2024) 참고.

7) Chiacchio *et al.*(2023) 참고.

너지 위기가 청정에너지전환을 오히려 가속화할 전환점이 될 수도 있지만, 단기적 경제혼란과 정책 선택에 따라 그 속도가 좌우될 것”이라고 언급하며 지속적인 정책 노력의 중요성을 강조하였다.⁸⁾

학술 연구 측면에서도 최근 에너지전환, 불확실성, 실물경제의 점진에 대한 다양한 분석이 이루어지고 있다. 금융시장에서는 이미 저탄소 전환 리스크가 자산가격에 반영되고 있는 징후가 포착된다. Bua *et al.*(2024)⁹⁾은 기후 관련 뉴스 텍스트를 이용해 전환위험 프리미엄을 추정한 결과, 2015년 파리협정 이후 유럽 주식시장에서 탄소배출이 적은 ‘녹색기업’이 정책강화 시기에 초과수익을 거두고 탄소 집약적 ‘갈색기업’은 상대적으로 저조한 수익을 보이는 현상이 나타났음을 보고하였다. 이는 투자자가 향후 강화될 기후정책에 대비해 산업별 승자와 패자를 선별하고 있음을 시사한다. 거시경제 측면에서는, 에너지 전환 정책의 효과뿐 아니라 정책에 대한 기대와 불확실성이 경제에 미치는 영향에 주목하는 연구가 늘었다. Angelini *et al.*(2025)¹⁰⁾은 기후변화에 대한 대중의 관심도 지표(Climate Concern Index)를 개발하여 분석한 결과, 기후위기에 대한 대중의 우려 심리가 갑작스럽게 높아질 경우 실제 물리적 재해가 없더라도 단기적으로 소비와 고용이 감소하고 금융시장의 변동성이 확대되는 등 경기위축 효과가 나타난다고 밝혔다. 이는 기후위기에 대한 인식 변화 자체가 경제 주체들의 행태를 변화시켜 거시경제에 영향을 미칠 수 있음을 보여 준다. 아울러 Gavriilidis *et al.*(2025)¹¹⁾은 뉴스 기반의 지표를 통해 기후정책 불확실성을 계량화하고 그 거시적 효과를 분석한 결과, 기후정책에 대한 불확실성이 높아질수록 산업생산과 GDP 성장률이 하락하고 실업률이 상승하며 소비재·원자재 물가가 동반 상승하는 등 공급충격과 유사한 스태그플레이션 효과가 발생한다고 지적하였다. 이는 정책 불확실성이 생산 감소와 물가 상승을 동시

8) IEA(2022) 참고.

9) Bua *et al.*(2024), pp. 2076-2110.

10) Angelini *et al.*(2025) 참고.

11) Gavriilidis *et al.*(2025) 참고.

에 초래하여 통화정책의 대응을 어렵게 만들고, 특히 탄소집약 산업일수록 이러한 불확실성의 충격이 더 크다는 것을 의미한다. 요컨대 최근 연구들은 에너지전환이 경제에 미치는 직접 효과(배출감축의 비용·편익)뿐 아니라 간접 효과(기대심리, 불확실성 경로)까지 폭넓게 고려해야 한다고 강조한다. 이는 본 보고서의 분석 방향과 문제의식과도 맞닿아 있다.

2. 연구의 목적 및 구성

이상과 같은 배경하에 본 연구의 목적은 EU의 에너지전환 정책 변화 및 전환 과정에서의 불확실성이 산업별 활동과 거시경제 지표에 미치는 영향을 정량적으로 분석하는 데 있다. 구체적으로 유럽그린딜에서 REPowerEU에 이르는 정책 전환이 산업별 생산, 투자, 무역 및 가격 구조에 어떠한 구조적 변화를 초래하였는지, 에너지 정책 및 시장 불확실성의 확대가 실물경제에 어떠한 동학적 파급경로를 통해 영향을 미쳤는지, 그리고 이러한 정책·불확실성 충격이 국가별 에너지 구조 및 산업구조의 차이에 따라 어떻게 상이하게 나타났는지를 알아보고자 한다. 이를 위해 본 연구는 에너지전환 정책 변화와 에너지 관련 불확실성을 구분하여 식별하고, 계량모형을 통해 거시적 효과를 추정한다. 이를 통해 에너지전환 정책이 초래하는 거시경제적 파급경로를 구조적으로 규명하고, 향후 정책 설계 시 전환의 속도와 안정성, 산업 경쟁력과의 조화를 고려한 균형 잡힌 전환의 방향성을 제시하고자 한다.

특히 본 연구는 산업·국가·거시 수준을 연결하는 통합적 접근을 취한다. 산업 수준에서는 에너지 가격·비용 충격이 생산 및 투자에 미치는 영향을 분석하고, 국가 수준에서는 에너지믹스와 정책 대응의 차이가 거시지표에 미치는 영향을 비교하며, 거시 수준에서는 불확실성 충격의 동태적 효과를 추정한다.

이는 선행 연구가 거시경제 전체 효과에 집중하거나 특정 산업 사례에 국한되었던 한계를 보완하여, 전환 충격의 다층적 구조를 입체적으로 파악하려는 시도라는 점에서 차별성이 있다.

또한 본 연구는 러-우 전쟁 이후 EU 에너지 위기 국면에서 나타난 에너지 전환 정책의 전개와 전력시장·계통운영의 변화를 ① EU 차원의 제도·정책 분석, ② 주요 회원국 사례 비교, ③ 에너지 관련 불확실성 충격의 실증 분석이라는 세 축으로 구성하여 종합적으로 검토하였다. 이를 통해 정책 변화, 시장 구조, 불확실성 확대가 상호작용 하는 메커니즘을 구조적으로 해석한다.

다만 본 연구가 다루는 EU는 국가 간 송전망이 상호 연계되고 시장이 통합된 연계형 전력시스템이라는 점에서, 국제 연계선이 사실상 부재한 고립형 전력계통에 가까운 한국과는 제도적 전제조건이 다르다. 따라서 본 연구의 정책적 시사점은 ‘특정 정책이 직접적으로 특정 영향을 미쳤다’라는 인과로 해석되기보다는, 위기 대응 정책믹스와 시장·수급 여건 변화가 결합될 때 전력가격, 수급안정성, 전원믹스 조정이 어떠한 경로를 통해 나타나는지 보여 주는 메커니즘으로 이해되어야 한다.

이러한 관점을 바탕으로 이후 장에서는 EU 정책의 효과와 한계를 구조적으로 해석하고, 한국 적용 시에는 전력망 구조, 시장 설계, 규제 체계, 계통 유연성 등 제도적 차이가 있다는 것을 전제로 보완 과제와 후속 연구 방향을 도출한다. 궁극적으로 본 연구는 에너지전환과 경제 간 교차효과를 정량적으로 분석함으로써, 에너지정책 수립 과정에서 경제적 파급을 균형 있게 고려하고 전환의 사회적 수용성을 제고하도록 하는 것을 목표로 한다.

제2장



EU의 에너지 정책 동향 및 에너지믹스 현황

1. EU의 에너지 정책 동향
2. EU의 에너지믹스 현황
3. EU의 전력 생산 및 가격 현황
4. 소결



1. EU의 에너지 정책 동향

이 절에서는 러시아-우크라이나 전쟁 이후 EU의 에너지 정책 변화 동향을 살펴본다. 정책 동향을 본격적으로 검토하기에 앞서, EU 에너지 시장을 가격 충격에 취약하게 만드는 요소로서 높은 수입의존도와 미흡한 전력망 통합을 제시한다. 이어서 이러한 취약점을 극복하기 위한 EU의 정책을 소개한다.

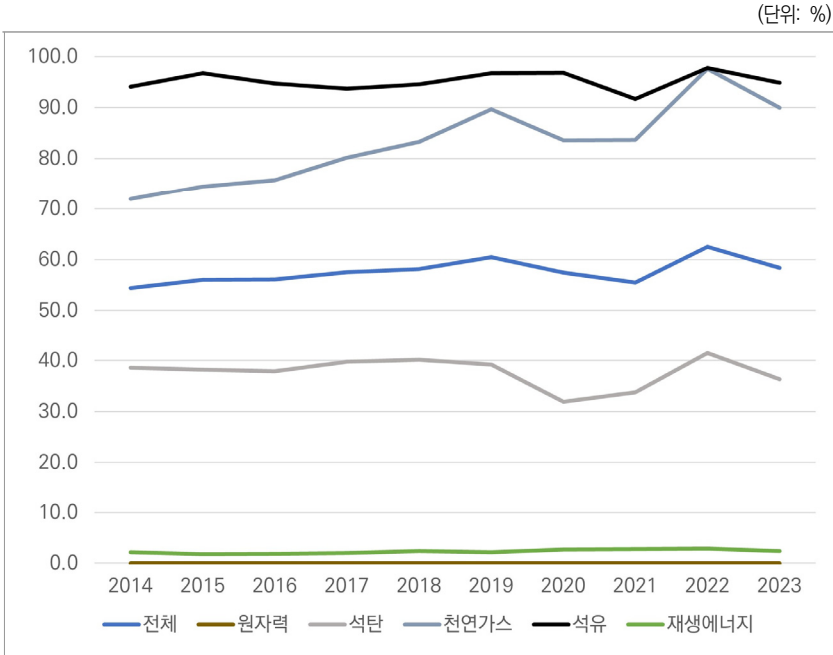
가. EU 에너지 시장의 특징

EU는 전통적으로 에너지에 대한 수입의존도가 높은 국가이다. 2023년 현재 EU 27개국의 총 가용 에너지(gross available energy)는 총 1만 5,576TWh¹²⁾ 였으나 EU 내 에너지 1차 생산(Primary production)은 6,434TWh에 그쳤으며, 이 중 5,052TWh는 EU 역외로 수출하였다.¹³⁾ 한편 에너지 수입은 총량의 91%인 1만 4,140TWh로, 에너지 순수입(수입-수출)을 총 가용 에너지로 나누어 계산한 '수입의존도(energy imports dependency rate)'는 57.5%였다. [그림 2-1]을 보면, 에너지원 중 석유 및 석유 제품과 천연가스의 에너지 수입의존도가 가장 높은 것으로 나타났다. 2023년 석유의 수입의존도는 95%, 천연가스는 90%였으며, 특히 천연가스 수입의존도는 2014년 72%에서 2022년 97.6%까지 증가했다가 전쟁 이후 러시아산 가스 수입이 줄어들면서 다시 90%로 내려왔다. 반면 석탄의 수입의존도는 36.3%로 다소 낮았고 재생에너지와 원자력은 EU 역내 생산으로 내부 수요를 충분히 충족할 수 있었다.

12) TWh는 테라와트시(10^{12} 와트시)로, 와트시(Wh)는 1와트의 전력을 1시간 동안 사용하는 에너지량을 의미한다.

13) Eurostat, Simplified Energy Balances[nrg_bal_sl](검색일: 2025. 10. 15.).

그림 2-1. EU의 에너지원별 수입의존도(2014~2023년)



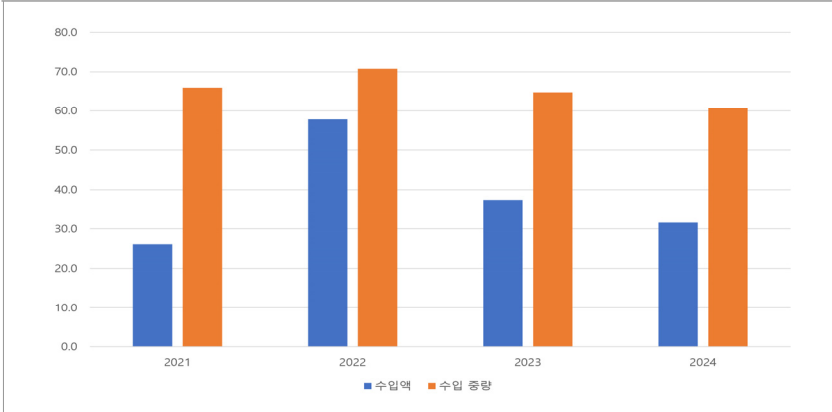
주: 수입의존도는 국내 총 가용 에너지에서 순수입(에너지 수입-수출)이 차지하는 비율로 측정함.

자료: Eurostat, Simplified Energy Balances[nrg_bal_s](검색일: 2025. 10. 15.)를 저자 재구성.

화석연료 부분에서 나타나는 높은 에너지 수입의존도는 에너지의 가격 변동성과 공급 비용을 상승시켜 EU의 에너지 안보를 취약하게 만든다. [그림 2-2]는 에너지 제품 수입 추이를 나타내는데, 전쟁이 발발한 2022년 가격 변동 및 비축 수요 증가에 따라 수입액과 증량이 모두 증가한 것을 볼 수 있다. EU 전체 수입액 중 에너지가 차지하는 비율은 2022년 22.8%로 정점을 찍은 후 2023년과 2024년에는 각각 17.6%와 15.3%를 기록하였다(그림 2-3 참고). 에너지 수입 비율 증가에 가장 크게 기여한 품목은 천연가스(PNG, LNG)임을 알 수 있다.

그림 2-2. EU의 에너지 제품 수입 추이(2021~2025년)

(단위: 십억 유로 및 백만 톤, 월평균)

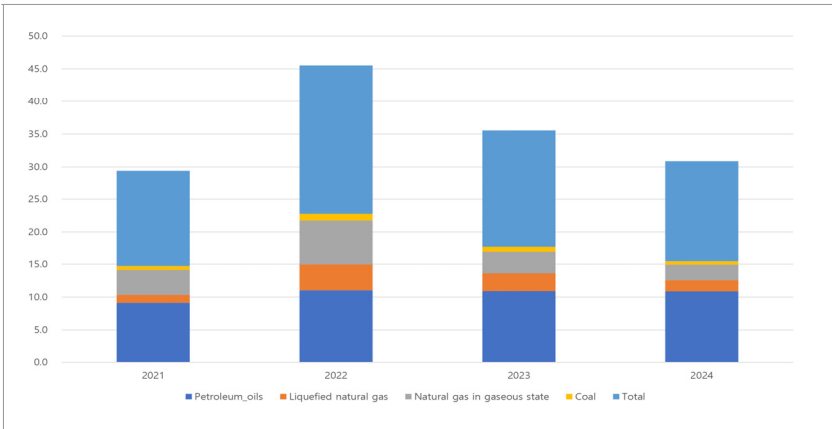


주: EU의 에너지 수입액(파란색)과 증량(오렌지색).

자료: Eurostat, "EU Imports of Energy Products"(검색일: 2025. 10. 1.).

그림 2-3. 에너지 제품 수입이 전체 수입에서 차지하는 비율(2021~2025년)

(단위: %)



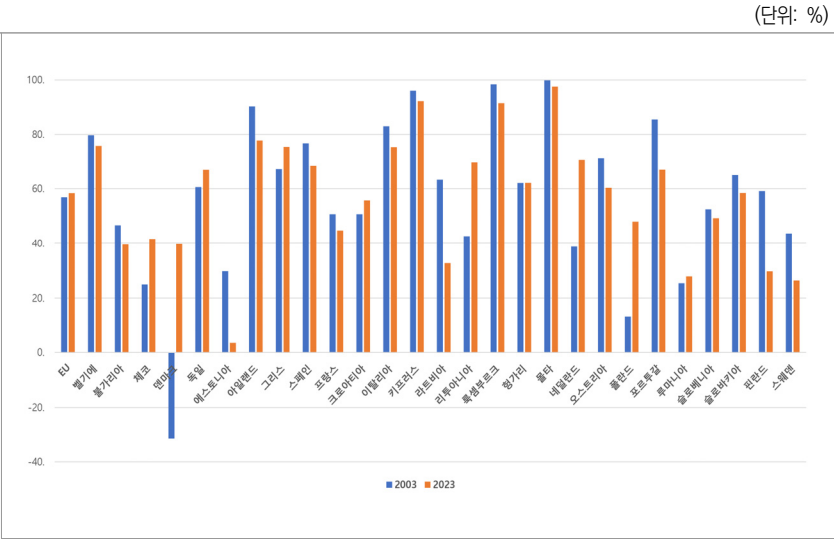
자료: Eurostat, "EU Imports of Energy Products"(검색일: 2025. 10. 1.).

EU가 에너지 변동성에 취약했던 중요한 이유 중 하나는 전쟁 이전 EU의 대 러시아 에너지 수입의존도가 높았기 때문이다. 2022년 러시아는 석유 및 석유

제품(21%), 천연가스(23%), 고체 화석연료(23%) 등 주요 수입 에너지원 3개 부문에서 EU의 최대 공급처였다. 그러나 우크라이나 침공에 따른 EU 제재로 인해 2023년에는 그 비율이 각각 4%, 11%, 1%로 하락하였다. 2023년 EU의 원유 수입은 미국(15%), 노르웨이(12%), 사우디아라비아(8%), 카자흐스탄(8%), 영국(7%)에 주로 의지했으며, 천연가스는 노르웨이(27%), 미국(19%), 알제리(14%), 러시아(11%)에서 수입되었다.¹⁴⁾

에너지 수입의존도는 EU 회원국별로 큰 차이를 보인다(그림 2-4 참고). 에스토니아는 10.5%로 매우 낮지만, 독일(63.7%), 그리스(81.4%), 몰타(97%) 등은 수입의존도가 높아 국가 간 편차가 크게 나타났다. 대부분 국가에서 전쟁 발발 전인 2021년에 비해 2023년 수입의존도가 증가한 모습을 보였다.

그림 2-4. 회원국별 에너지 수입의존도(2003년 대 2023년)



자료: Eurostat, “Shedding Light on Energy in Europe: 2025 edition”(검색일: 2025. 10. 2.).

14) Eurostat, “Shedding Light on Energy in Europe: 2025 edition”(검색일: 2025. 10. 2.).

한편 EU 전력시장의 통합 부족과 구조적 비효율성은 전기요금 수준과 변동성에 직접적인 영향을 미친다. 전력시장의 통합도는 일반적으로 국가 간 가격 수렴, 혼잡비용, 계통 제약 발생 빈도 등을 통해 평가되는데, ACER(Agency for the Cooperation of Energy Regulators)의 *Market Monitoring Report 2023*에 따르면 역내 도매시장 통합이 진전되었음에도, 병목구간이 상시적으로 존재하는 지역에서는 가격 차이가 구조적으로 지속되고 있다. 특히 송전용량이 충분하지 않거나 운영상 제약이 큰 국경 구간에서는 동일한 시간대에도 국가 간 도매가격이 상당한 격차를 보이며, 이는 소비자 요금에 전가될 가능성이 높다.¹⁵⁾

이론적으로도 전력망은 자연독점적 네트워크 산업의 성격을 띠므로, 계통 확충이 지연되면 한계발전비용이 낮은 지역의 전력이 고비용 지역으로 이전되지 못해 사회적 후생손실이 발생한다. 전력시장 통합의 핵심 목적이 국경 간 거래를 통해 발전원 간 비용 차이를 완화하고 계통 전체의 평균 발전비용을 낮추는 데 있다는 점을 고려하면, 통합 부족은 곧 가격 비효율성과 직결된다.¹⁶⁾

특히 청정에너지 및 전력망 프로젝트에 대한 긴 인허가 절차는 이러한 통합을 더욱 제약하는 요인으로 지적된다. 유럽집행위원회(EC)는 REPowerEU 및 Net-Zero Industry Act¹⁷⁾ 관련 보고서에서 재생에너지 발전소와 송전선 건설에 평균 5~10년 이상의 인허가 기간이 소요되는 사례가 다수 존재함을 인정하였다. ENTSO-E 또한 「Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)」¹⁸⁾에서 역내 주요 계통 확충 프로젝트의 지연이 국경 간 거래 능력(NTC: Net Transfer Capacity) 확대를 가로막고 있으며, 이는 재생에너지 출력 제약과 가격 급등 상황에서의 수입 제한으로 이어진다고 분석한다. 결과

15) European Commission(2023), "Electricity Market Design Reform Proposal"(검색일: 2026. 2. 23.).

16) Newbery(2018), pp. 711-720.

17) European Commission, "The Net-Zero Industry Act"(검색일: 2026. 2. 23.).

18) ENTSO-E, "Ten-Year Network Development Plan"(검색일: 2026. 2. 23.).

적으로 인허가 지연은 단순한 행정 문제를 넘어, 저비용·저탄소 전원의 계통 통합을 지연하여 도매가격 상승압력을 유지시키는 구조적 요인으로 작용한다.

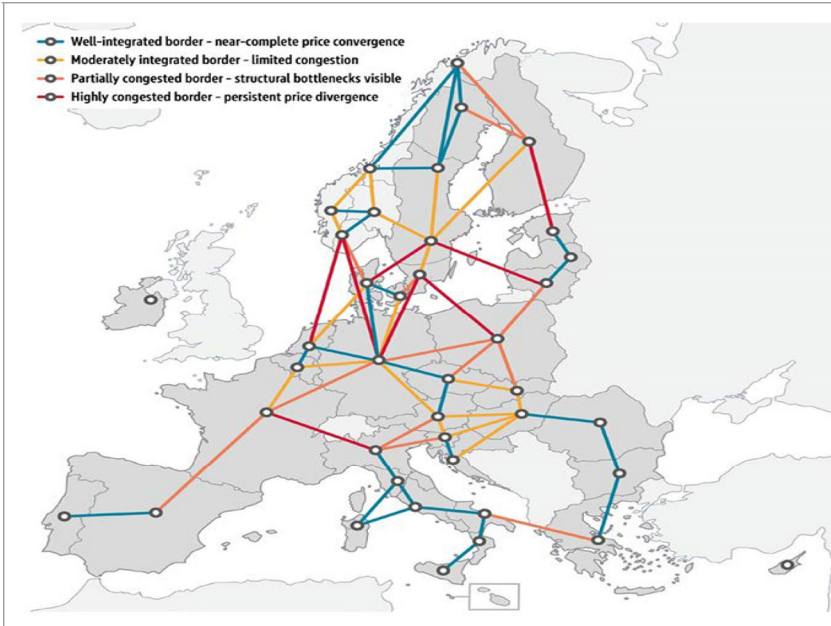
또한 EU의 역내 전력망 연결 수준은 경제통합 수준에 비해 여전히 미흡하다는 평가가 있다. EU는 2030년까지 각 회원국이 자국 발전설비 용량의 최소 15%에 해당하는 전력을 인접국과 교환할 수 있도록 하는 상호연계 목표를 설정하였다. 그러나 일부 국가는 이 목표에 미달하고 있으며, 특히 반도형(peripheral) 또는 도서형(isolated) 계통의 경우 구조적 제약이 지속되고 있다.¹⁹⁾ 이는 단일시장으로서의 경제적 통합과 비교할 때 전력망 통합이 상대적으로 뒤쳐져 있음을 의미한다.

실제로 주요 회원국 중 일부는 전력 수입선이 제한적이라는 구조적 취약성에 직면해 있다(그림 2-5 참고). ENTSO-E의 계통 안정성 평가와 ACER의 국경 간 용량 분석에 따르면, 전력 수입선이 3개 이하이고 잠재적 수입률(potential import ratio)이 최대수요 대비 25% 이하인 국가들의 최대전력 수요를 합산할 경우, 비상 상황에서 외부 수입을 통한 완충이 제한되는 수요 규모가 EU 전체 최대수요의 약 절반 수준에 달하는 것으로 분석된다. 일부 연구에서는 이를 최대 50~55% 수준의 수요가 제한적 비상수입 조건하에 놓여 있다고 평가한다.²⁰⁾

19) European Commission, "Electricity Interconnection Targets"(검색일: 2026. 2. 23.).

20) ENTSO-E(2025), "SUMMER SUPPLY OUTLOOK 2025."

그림 2-5. EU의 역내 에너지 전력망 연결



자료: Ahamad and Lotito(2025), p. 2.

특히 스페인, 아일랜드, 핀란드 등은 전력망 연결의 취약도가 높은 사례로 꼽힌다. 스페인의 경우 이베리아반도라는 지리적 특성상 프랑스와의 연계용량이 상대적으로 낮아 ‘에너지 섬(energy island)’ 문제를 지속적으로 제기해 왔다.²¹⁾ 아일랜드는 영국을 경유한 제한적 연계구조와 도서형 계통 특성으로 인해 주파수 안정성 관리에 높은 비용을 지출하고 있으며, 재생에너지 비율을 높이는 과정에서 계통 유연성 제약이 크게 작용한다.²²⁾ 핀란드 역시 북유럽 계통과 연결되어 있으나, 특정 시점에서의 송전 제약이나 러시아 전력수입 중단 이후 대체 수입능력 한계가 노출된 바 있다.²³⁾

21) IEA(2021), “Spain 2021: Energy Policy Review, Chapter 3: Electricity system & interconnections.”

22) IEA(2022), “Ireland 2022: Energy Policy Review.”

23) IEA(2023), “Finland 2023: Energy Policy Review”(검색일: 2026. 2. 26.).

이처럼 전력망 연결의 부족은 단순히 무역량의 문제가 아니라 위기 시 계통 복원력과 직결되는 구조적 리스크이다. 전력시스템은 동시적 수급균형을 요구하는 특성이 있어, 비상시 수입선 다변화와 충분한 교차 연계는 가격 안정과 정전 위험 완화에 핵심적 역할을 한다. 따라서 EU의 전력시장 통합은 상당한 진전을 이루었음에도, 계통 확충 지연과 지역별 연계 불균형은 여전히 전기요금 변동성과 공급 안정성 측면에서 구조적 취약성을 내포하고 있다고 평가할 수 있다.

나. EU 에너지 정책의 제도적 틀

상기 EU 에너지 시장의 특징을 바탕으로, 이 소절에서는 EU가 시행하는 에너지 정책의 제도적 틀에 대해서 논의한다. EU의 플래그십 기후변화 대응 정책인 유럽 그린딜(European Green Deal)은 2022년 러-우 전쟁을 계기로 변화를 맞게 된다. 에너지 분야 대외 의존도 감소와 청정에너지전환 가속화를 골자로 한 REPowerEU가 발표되었기 때문이다. 또한 2024년 12월에 폰데어라이엔 2기 집행위원회가 출범하면서 발표한 청정산업계획과 에너지 행동계획 역시 EU 에너지전환의 제도적 틀을 제공하는 정책으로 평가된다.

1) REPowerEU

2019년 EU는 유럽 그린딜을 통해 2050년까지 기후중립 달성을 목표로 제시했으며, 이를 뒷받침하기 위해 2030년까지 최소 55%의 온실가스 감축이라는 중간 목표를 설정하였다. 그리고 이에 따라 각 회원국에는 국가에너지기후계획(NECPs: National Energy and Climate Plans)을 제출하도록 하였다.

이후 2022년에 발발한 러-우 전쟁이 촉발한 유럽 에너지 위기에 대응하기 위해 EU 집행위원회는 REPowerEU를 발표하였다.²⁴⁾ 에너지 안보 차원에서

24) European Commission(2022).

높은 대러시아 에너지 의존도는 가스, 석유, 석탄과 같은 중요 화석연료의 공급 안정성에 대한 잠재적인 리스크를 가중하였다. EU의 REPowerEU는 대러시아 에너지 의존도를 낮추면서 동시에 재생에너지 사용 비율 확대, 에너지 효율성 제고 및 에너지 수입선 다변화와 같은 조치를 포함한 단기적 대응과 중장기적 대응을 제시한다.²⁵⁾ 에너지 수입선 다변화는 러시아산 천연가스를 대체하기 위한 새로운 공급선 모색을 의미한다. 구체적으로 노르웨이, 미국, 카타르 등과 에너지 협력을 강화하면서 동시에 북부아프리카 및 지중해 국가들과의 에너지 파트너십을 확대한다. 단기적으로는 가스 비축량을 상시적으로 확보하고 공동 구매 메커니즘을 통해 회원국 간 경쟁을 줄이면서 동시에 에너지 수출국에 대한 협상력을 제고한다. 에너지 효율성의 경우 건물의 단열이나 산업공정의 개선, 에너지 소비 절약을 통해 에너지 수요를 줄이는 것이 핵심과제로 제시되었다. 그리고 EU는 재생에너지 사용 비율을 당초 계획보다 빠르게 높이기로 했는데, 2035년까지 재생에너지 사용 비율을 기존 40%에서 45%로 상향 조정하였다.²⁶⁾ 이를 위해 태양광 및 풍력과 같은 재생에너지 프로젝트에 대한 허가 절차를 간소화하고, 2030년까지 건물 옥상에 태양광 패널 설치를 의무화하는 방안도 포함되었다. 마지막으로 청정수소 및 혁신 기술 개발과 관련하여 EU는 2030년까지 2,000만 톤의 재생수소 조달을 목표로 제시했는데, 절반은 수입을 통해 충당하고 나머지 절반은 자체 생산으로 충당하기로 하였다.

처음에는 EU의 이러한 에너지 계획이 단기간에 달성하기 어려워 당면한 에너지 위기를 극복하는 데 한계가 있다는 지적이 있었으나, 현재 EU의 에너지 위기는 악화하지 않고 점차 안정화되는 것으로 평가된다.²⁷⁾ 그러나 회원국별 영향은 상이하게 나타났는데, 러시아산 천연가스에 대한 의존도가 높고, 제조

25) EU 집행위원회는 재생에너지지침(REDIII)을 통해 재생에너지 확산을 위한 인프라 및 역량 강화 차원의 입법과제를 제시한다.

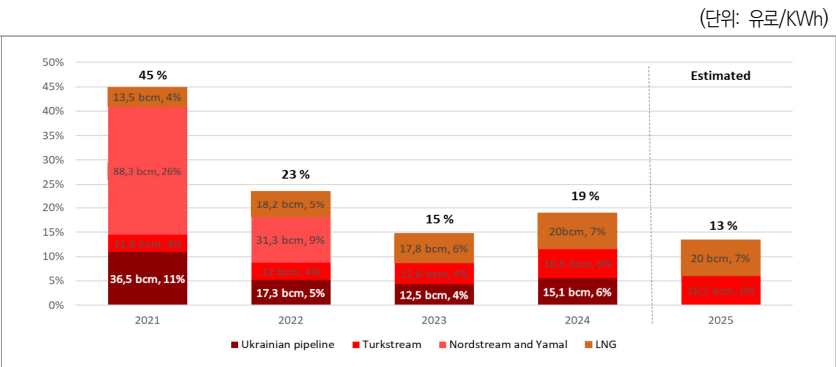
26) 러-우 전쟁으로 재생에너지의 전략적 위성이 큰 변화에 직면한 것은 아니며 오히려 에너지 안보 차원의 중요한 에너지원으로 평가될 수 있다[IEA, Trevor Criswell 인터뷰(2025. 7. 2., 프랑스 파리)].

27) European Parliament, Vasco Guedes Ferreira 인터뷰(2025. 6. 30., 벨기에 브뤼셀).

업 중심인 독일과 상황이 유사한 회원국들은 급등한 에너지 가격의 경제적 충격을 더 크게 받은 것으로 나타났다.

한편 2025년 5월에 EU 집행위원회는 2027년까지 러시아에 대한 에너지 의존을 완전히 종식하기 위한 로드맵을 추가로 발표하였다.²⁸⁾ REPowerEU를 통해 러시아산 에너지 수입의존도가 감소했음에도 불구하고 2024년에 EU는 여전히 러시아산 가스 520억 세제곱미터(전체 EU 가스 수입의 19.1%), 원유 1,300만 톤, 우라늄 2,800톤 이상을 수입하였다.²⁹⁾ 회원국별로는 10개국이 2024년에도 러시아산 가스를 수입했고, 3개국이 러시아산 원유를 수입했으며, 7개국이 러시아산 농축 우라늄 또는 우라늄 관련 서비스를 수입하였다.

그림 2-6. EU의 대러시아 가스 수입 채널별 추이



자료: European Commission(2025b), p. 4.

이 로드맵은 러시아 가스에 대해 투명성 및 모니터링 조치, 회원국별 국가 계획, 단계적 수입 금지 등 세 가지를 제안하였다. EU 규정에 따라 회원국은 러시아산 가스를 포함한 장기 계약과 같은 특정 가스 계약의 세부 정보를 EU 집행위원회에 보고해야 한다.³⁰⁾ 또한 EU 관세법에 따라 일부 정보는 EU 세관 지

28) European Commission(2025b).

29) 특히 가스의 경우에는 2021~2023년 기간 중 러시아산 수입량이 70% 이상 감소했으나, 2024년에는 오히려 수입량이 증가하였다.

역으로 반입될 때 세관 당국에 전달된다.³¹⁾ 그럼에도 러시아산 가스 수입의 투명성이나 모니터링, 추적성과 관련한 EU 차원의 일관된 프레임워크가 부재한 실정이다. 이에 첫 번째 조치로, EU 집행위원회는 기업들이 러시아산 가스 계약 정보를 회원국 관련 당국과 EU 집행위원회에 제공하도록 요구하기로 하였다. 두 번째 조치로, 러시아산 가스 수입을 단계적으로 폐지하기 위해 회원국들은 EU 전역의 단계적 수입 중단 및 모니터링을 의무화하는 법안을 제안할 예정이다. 해당 법에서는 기존 계약에 따른 러시아산 가스 수입량, 러시아산 가스의 단계적 중단 달성을 위한 일정 제시, 러시아산 가스 대체를 위한 다각화 옵션 및 기술적 역량 등의 내용을 포함하도록 규정하고 있다. 세 번째 조치로, 신뢰할 수 있는 가스 수출국과의 협력 다각화 방안을 제시하였다. 중동, 북아프리카, 흑해 연안 국가들과 공급 관련 논의를 지속하고, 글로벌 게이트웨이 프로그램을 통해 파트너 국가들과 에너지 협력을 강화한다는 내용이다.³²⁾

다음으로 원자력과 관련해서는 러시아산 우라늄이나 농축 우라늄 및 기타 핵물질의 수입을 단계적으로 중단하고, EU 역내 생산을 확대하는 방안이 제안되었다.

2) EU 청정산업계획의 에너지 정책³³⁾

EU 집행위원회는 유럽 그린딜의 구체적인 후속 조치로 청정산업계획(Clean Industrial Deal)을 발표하였다. 단기적으로 EU 역내 경제 주체들의

30) European Union(2017) 참고.

31) European Union(2013) 참고.

32) 글로벌 게이트웨이는 EU가 해외에서 인프라 개발을 비롯해 기후변화 대응, 보건 시스템 개선, 글로벌 공급망 강화 등의 문제를 해결하기 위해 2021년에 발표된 이니셔티브이다. 디지털, 기후와 에너지 수송, 보건 및 교육 부문에 집중되어 있는 글로벌 게이트웨이를 통해 EU가 글로벌 투자 격차를 해소하는데 기여할 것으로 평가된다. 글로벌 게이트웨이는 파트너 국가들과의 신뢰할 수 있는 연결성을 담보하기 위해 여섯 가지 원칙에 기반하고 있는데, ① 민주주의적 가치와 높은 기준, ② 선의의 거버넌스와 투명성, ③ 동등한 파트너십, ④ 청정성, ⑤ 보안 중심, ⑥ 민간 부문 투자 촉진이다. European Commission, “Global Gateway”(검색일: 2025. 9. 18.).

33) European Commission(2025a); 오태현, 임유진, 김초롱(2025)의 자료 중 에너지 부문을 발췌하여 재정리.

에너지 요금 부담을 낮추고, 구조적 개혁을 추진하기 위한 실행 계획을 담고 있다. 우선 에너지 가격 조정과 관련하여 EU 전력시장개혁안을 통해 에너지 효율 개선을 기대한다. 회원국 간 국경 전력구매계약, 차액정산계약 등을 통해 EU 역내 기업이 청정에너지 생산을 늘리고 에너지 시장에서 화석연료에 대한 의존을 축소하기로 계획하였다. 이를 위해 EU 집행위원회는 유럽투자은행(EIB)과 공동으로 5억 유로 규모의 전력구매계약 시범 사업을 운영할 예정이다. 또한 유럽투자은행은 최소 15억 유로의 재원을 투입하여 그리드 부품 제조업체에 대한 계약보증 지원 및 기업의 생산력 확대에 필요한 자금을 제공한다.

다음으로 청정에너지를 합리적인 가격에 안정적으로 에너지 집약 산업에 공급하기 위해 허가 기간 단축 및 디지털화, 산업 탈탄소화 촉진법 등이 추진된다. 계획안이 발표된 2025년 2월 현재 EU 27개 회원국 중 단 7개국만이 신재생에너지 지침상 간소화된 허가 규정을 적용하고 있다는 현실이 개선될 것으로 기대된다. 또한 EU 에너지 부문에서 중요한 품목인 가스의 경우 EU 집행위원회는 천연가스 수입에 따른 가격 변동성 축소 및 투기 방지를 위한 안정적인 가스 시장을 구축할 계획이다. 이를 위해 EU 가스시장 태스크포스(TF)를 구성하여 천연가스 시장을 종합적으로 분석하고, 필요에 따라 최적의 시장 기능을 보장하며 가격을 왜곡하는 상업적 관행을 방지한다.

마지막으로 EU 에너지 부문의 탈탄소화 차원에서 수소의 중요성이 강조되었다. EU 집행위원회는 2025년 저탄소 수소 위임 입법을 통해 저탄소 수소의 생산 및 투자 활성화를 장려하기로 하였다. 동시에 유럽수소은행은 수소 메커니즘을 도입하여 탈탄소화가 어려운 운송 및 산업 부문에서 수소 수요가 늘어날 수 있도록 공급업체와 수요자 간의 연계를 강화하고 있다.

3) 에너지 행동계획

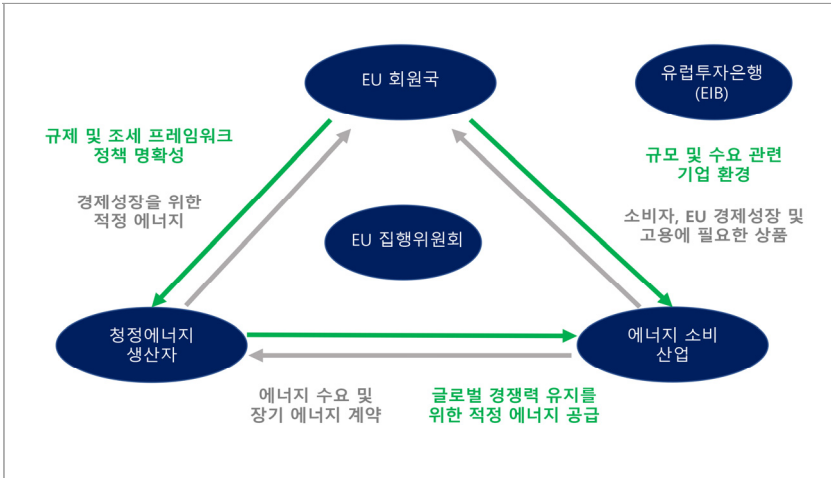
청정산업계획과 함께 발표된 에너지 행동계획(Action Plan for Affordable Energy)은 모든 사람을 위한 에너지 비용 절감, 에너지 연합 완성, 투자 유치,

잠재적인 에너지 위기 대비라는 네 가지 목표를 담고 있다. 이 계획에는 8개의 조치가 포함되어 있으며, 2025년 중 상당 부분이 이미 시행되고 있다.³⁴⁾

첫 번째 조치는 전기요금 인하이다. 이를 위해서는 네트워크 요금과 세금 인하가 중요한 역할을 할 것이다. EU 집행위원회는 네트워크 요금을 통해 전력망의 효율적인 사용을 장려하고, 에너지 시스템 비용과 신규 전력망에 대한 총투자 수요를 절감하는 방안을 제시한다. 두 번째 조치는 전기 공급 비용 절감이다. 전력 공급의 장기 계약 도입을 촉진하고, 주요 에너지 프로젝트의 허가 절차를 가속화하며, 전력망을 강화하고 유연성을 제고하기 위한 조치이다. 이를 통해 EU 도매 전기요금을 평균 40% 낮출 것으로 기대된다. 세 번째 조치는 원활한 가스 시장 운영 보장이다. EU 가스 도매가격은 위기 이전 수준으로 완전히 회복하지 못해 유럽의 산업 경쟁력도 부정적인 영향을 받고 있다. 이에 에너지 규제 기관과 금융규제 기관의 엄격한 감독과 협력이 요구된다. EU 집행위원회는 EU 구매력을 활용한 협상력 제고에 나설 예정이다. 네 번째 조치는 에너지 효율 개선 및 절감이다. 에너지 효율 개선은 에너지 요금 인상에 대응하는 효과적인 방안일 수 있다. EU 집행위원회는 기업에 에너지 효율 설루션을 제공하고, 제품의 에너지 레이블링 및 에코디자인 관련 규정을 개정하기로 하였다. 이를 통해 2030년까지 1,620억 유로의 절감 효과를 거둘 것으로 기대된다. 다섯 번째 조치는 에너지 연합 완성이다. EU 회원국 간 에너지 요금 격차를 개선하기 위해 통합된 에너지 시장 및 거버넌스 운영이 필요하므로, 에너지 연합의 구축이 필수적이다. 이를 통해 2040년까지 최대 1,030억 유로의 비용을 절감할 것으로 보인다. 여섯 번째 조치는 광범위한 제3자 계약 추진이다. 기존 계약보다 좀 더 광범위한 제3자 계약의 추진으로 에너지를 저렴하게 공급함으로써 에너지 위기에 대응한다.

34) European Commission(2025c).

그림 2-7. EU 역내 산업을 위한 적정 에너지 3자 계약



자료: European Commission(2025c), p. 24.

일곱 번째 조치는 안정적인 에너지 공급의 보장이다. 여덟 번째 조치는 역내 에너지 소비 감축과 역외 연결망을 통한 전력 흐름 증가이다. 가격 위기에 대비하기 위해 특정 시기 동안 EU 역내 에너지 소비를 감축하는 조치를 시행하고, 특정 상황에서는 송전 시스템 운영자 및 국가 규제 당국과 협력하여 국경 간 상호 연결망의 전력 흐름을 증가시킨다.

다. 세부 에너지 정책

이 소절에서는 EU가 시행 중인 세부 에너지 정책을 검토한다. EU의 시장 기반 정책으로 볼 수 있는 ① 탄소국경조정제도와 ② 전력시장설계를 살펴본 후 ③ 전력망 강화 정책으로서 TEN-E와 유럽 그리드 패키지를 검토한다.

1) EU 탄소국경조정제도

EU의 탄소국경조정제도(CBAM: Carbon Border Adjustment Mechanism)는 EU 역외로의 탄소 누출(carbon leakage)을 방지하면서 EU 역내 시장에서의 공정한 경쟁을 촉진하기 위해 추진되었다.³⁵⁾ EU가 정책적으로 대응해온 글로벌 온실가스 배출량 감축을 장려하면서도 EU 역외 생산자들이 청정 생산 공정을 도입하도록 유도하는 제도이다.

이 제도는 2023년 10월 1일에 잠정적으로 발효되었으며, 완전 발효는 2026년 1월 1일부터이다. 전환 기간 중에는 비용 부과가 없는 대신, EU 수입 업자가 제품의 생산 과정에서 배출되는 탄소 배출량을 신고하도록 의무화하고 있다.³⁶⁾ 시멘트, 철강, 알루미늄, 비료, 전기, 수소 등 총 여섯 가지 품목이 탄소국경조정제도의 적용을 받게 된다. 이 품목들은 전체 EU 온실가스 배출권거래제(EU ETS: Emissions Trading System)의 45%를 차지하고 있다. 그러나 이 제도의 시행과 함께 EU 집행위원회가 언제든지 탄소국경조정제도의 적용 품목을 확대할 수 있다는 점에서 지속적인 모니터링이 요구된다.

한편 2025년에 EU는 옴니버스 패키지를 통해 당초 탄소국경조정제도 적용 대상인 기업의 99% 이상을 면제하기로 결정하였다.³⁷⁾ 기업의 경쟁력과 과도한 행정 부담을 종합적으로 고려한 결과이다. 이에 따라 EU 수입업체 중 연간 수입품이 50톤 이하인 중소기업과 개인은 면제 대상이지만, 여전히 전체 온실가스 배출량의 99%를 규제 대상으로 하고 있다는 점에서 의미가 있다. 옴니버스 패키지는 CBAM과 관련하여 허가 절차, 데이터 수집절차, 내재 배출량 계산, 배출량 검증 규칙, 제3국에서 납부한 탄소가격에 대한 CBAM 신고인의 청구권 등 종합적인 면제 조치가 포함되어 있다.

한편 2027년 2월부터 본격적으로 EU 수입업자는 2026년 수입제품의 배출

35) European Union(2023); 장영욱 외(2023), pp. 44~46.

36) 이천기 외(2024), pp. 46~52.

37) European Council, "Carbon Border Adjustment Mechanism(CBAM): Council and Parliament Strike a Deal on Its Simplification"(검색일: 2025. 9. 15.).

온실가스량에 상응하는 비용을 지불해야 하는데, EU ETS상 주간 평균 거래 가격으로 탄소국경조정제도 인증서를 구매하게 된다. EU ETS에서 현재 거래되는 가격은 평균 70유로이지만, 2027년에는 인증서 구매 수요 증가에 따른 가격 상승이 예상된다. EU 수입업자가 인증서를 초과로 구매한 경우 당해 연도 6월 30일까지 환불을 요청할 수 있다. 단, 환불은 초과 물량의 최대 3분의 1로 제한되며, 7월 1일에는 제정에 남아 있는 인증서가 모두 일괄 소멸된다.

탄소국경조정제도는 수입업자의 성실한 신고를 장려하고 이를 위반하거나 인증서를 제대로 구매하지 않은 경우 벌금이 부과된다. 이때 벌금은 일단 100 유로가 부과되는데, 이는 미납 인증서당 소비자 물가에 연동되어 조정된다. 또한 벌금 납부와 인증서 제출 의무는 별개이므로, EU 수입업자는 벌금과는 별도로 반드시 인증서를 구매하여 제출해야 한다.

그림 2-8. EU ETS 탄소가격



자료: EMBER, "The Price of Emissions Allowances in Europe"(검색일: 2026. 3. 9.).

탄소국경조정제도는 온실가스 배출량을 줄이기 위한 산업계의 노력을 촉구 하고 에너지전환을 가속화하기 위해 고안되었다. 이 때문에 유럽의 에너지 시스템은 전력 거래가 분산되고 가격 안정과 공급 안보 모두에 심각한 위험을 초 래할 수 있다는 우려가 제기되기도 하였다.³⁸⁾ 온실가스 배출량에 따른 에너지

비용 상승과 시스템 회복력 약화, 그리고 이를 악용하는 적대적 행위자로 인해 EU의 에너지 공급 취약성이 야기될 수 있다는 것이다.

결국 탄소국경조정제도는 국가들의 탄소 정책 도입으로 인해 국가 간 에너지 흐름, 에너지전환 경로, 재생에너지 비율이 높은 미래전력 시스템의 장기 에너지 계획에 영향을 미칠 것이다. 특히 EU 회원국과 비회원국 간 지역의 전력 거래, 시스템 운영 및 온실가스 배출량도 영향을 받을 것으로 예상된다.

2) 전력시장 설계

EU 전력시장은 개방적이고 공정한 경쟁을 보장하고 시장 남용 및 조작을 방지하기 위해 투명하고 효율적인 모니터링을 요구한다. 2022년에는 에너지 가격 급등과 높은 변동성, 에너지 공급 불안정성 등의 문제가 제기되었으며, EU 회원국 정부는 유럽의 에너지 주권을 확보하고 기후 목표 달성을 위해 전력시장의 구조적 개혁을 신속하게 추진할 것을 EU 집행위원회에 촉구하였다.

이에 새로운 전력시장 설계에 대한 개정된 지침(Directive EU/2024/1711) 및 규정(Regulation EU/2024/1747)이 2024년 7월 16일에 발효되었다. 개정 지침은 공급자 최후 수단 개념(공급업체의 운영이 중단될 경우를 대비해 차순위 공급업체)이 추가되었으며, 유연한 연결계약(flexible connection agreement) 개념이 제시되었다. 그뿐만 아니라 이 지침은 회원국이 스마트 및 양방향 충전 기능을 갖춘 충전소의 배전망 연결을 촉진하는 규제의 틀을 마련하도록 하였다. 개정 규정은 전력시장의 규제체계를 개정한 것으로, 특히 전력시장 설계에 대한 규칙을 강화하고 조정하였다. 구체적으로 장기 헤징 시장을 활성화하는 차원에서 참여 회원국들이 가격 변동성에 대비할 수 있도록 장기 선도계약을 개발하거나 활성화할 수 있게 허용한다. 또한 단일 할당 플랫폼 규정을 강화하여 전력망 사업자를 대신해 기존의 선도계약이 장기 전송권

38) Riley(2025): Riley는 2025년 이전에 전기에 대한 CBAM 적용을 중단하고 단계적이고 친환경적인 녹색전력 패키지를 도입해야 한다고 주장하였다.

할당 및 거래를 수행하도록 의무화하였다. 이와 함께 거래소 또는 계통 운영자에게 유동성 제공자 역할을 요구할 수 있는 조항을 신설하였다.

3) 전력망 강화 정책

EU는 2015년에 발표된 에너지 연합에 따라 다섯 가지 원칙을 다음과 같이 제안하였다. 첫째, EU 회원국 간 연대와 협력을 통한 에너지 안보 확보 및 에너지원 다양화, 둘째, 적절한 인프라를 통한 기술적 또는 규제적 장벽이 없는 EU 역내 에너지 단일시장 구축, 셋째, 에너지 효율성을 개선하여 에너지 수입에 대한 의존도를 낮추고 탄소 배출량을 줄이며 일자리와 성장을 촉진, 넷째, 파리협정에 따라 경제의 탈탄소화 및 저탄소 경제로의 전환 추진, 다섯째, 저탄소 및 청정에너지 기술 연구 촉진이 그것이다. 또한 이 과정에서 전력망은 재생에너지 확대와 연계된 인프라로서 중요한 의미를 갖는다. 특히 러-우 전쟁으로 촉발된 에너지 안보 위협에 대응하기 위한 다양한 정책 수단 중 하나로 송전 및 배전망의 현대화 필요성이 인정되었다.³⁹⁾

전력망 강화를 위한 정책 수단 중 하나는 EU 전역의 에너지 네트워크(TEN-E: Trans-European Networks for Energy)이다. TEN-E는 EU 회원국 간 에너지 네트워크를 연결하고, EU 전역에서의 에너지 부문 현대화 협력을 증진하기 위한 수단으로 활용되었다.⁴⁰⁾ 2013년에 처음으로 시행된 TEN-E는 2022년 6월에 개정되었는데, 개정된 규정에 따르면 EU의 에너지 인프라 정책을 강화하고 유럽 그린딜의 목표에 부합하도록 2050년까지 기후중립적 에너지믹스를 달성하는 데 필요한 투자를 지원한다.⁴¹⁾ 또한 TEN-E 규정은 국경 간 비용 및 위험 관련 인센티브 할당에 대한 규제 지원과 자금 조달 기회를 제공한다.

특히 개정된 규정에 따라 도입되는 전용 해상 그리드 계획 조항은 필요한 해

39) European Commission, Ruud Kempener 인터뷰(2025. 7. 1., 벨기에 브뤼셀).

40) European Commission, "Trans-European Networks for Energy"(검색일: 2025. 10. 3.).

41) European Union(2022).

상 그리드 프로젝트의 확장을 지원함으로써 EU 회원국의 해상 재생에너지 목표를 달성할 수 있도록 할 것이다.⁴²⁾ 이 규정에는 하이브리드 해상 전력망 및 방사형 전력망에 대한 인프라 범주와 해상 전력망 확장을 가속화하기 위한 허가 조항이 포함되었다. 또한 TEN-E 규정은 EU 회원국 간 지역 협력 지원을 통해 각 해역 내 해상 재생에너지 배치에 대한 구속력 없는 지역 목표를 정의하고, 이를 2년마다 개정하도록 하였다. 2024년 1월에는 첫 번째 해상 네트워크 개발 계획(ONDP: Onshore Network Development Plan)이 발표되었다.

한편 공통관심 프로젝트(PCI: Projects for Common Interests)는 EU 회원국의 에너지 시스템을 연결하는 주요 국경 간 인프라 프로젝트이다. 이는 EU가 에너지 정책과 기후 목표에 따라 경제의 장기적인 탈탄소화를 달성하도록 지원한다. PCI에 선정되려면 해당 프로젝트가 개정된 TEN-E 규정에 언급된 에너지 인프라 우선 회랑(priority energy infrastructure corridors) 및 지역 중 최소 1곳에 부합해야 하며, EU 회원국 중 최소 2곳의 에너지 시장과 시장 통합에 상당한 영향을 미쳐야 한다. 또한 에너지 시장의 경쟁을 촉진하고 에너지원의 다각화를 통해 EU 에너지 안보와 재생에너지 통합에 기여해야 한다. 아울러 상호 이익 프로젝트(PMI: Projects for Mutual Interests)는 EU 역외 국가와의 협력을 추진하는 프로젝트이다. 이 프로젝트는 EU의 에너지 및 기후 목표 달성과 자국의 지속가능한 목표 달성에 기여하겠다는 계획이다. PMI에 선정되려면 EU의 탈탄소화 목표와 참여하는 EU 비회원국의 탈탄소화 목표에 크게 기여해야 한다. 여기에는 재생에너지를 전력망에 통합하고 주요 소비센터와 시설로 전송하는 것까지 포함된다. PCI와 PMI로 선정될 경우 신속한 허가, 완화된 규제 조건, 협의를 통한 이해관계자의 참여가 확대되는 긍정적 효과를 기대할 수 있다.

42) 해상 그리드 프로젝트는 5개의 해역을 보유한 EU가 해양에서 생산되는 재생에너지를 다양한 기술을 통해 활용될 수 있도록 청정에너지전환의 초석이 된다. 에너지 및 기후 목표 달성과 함께 에너지 수입을 줄이고, 전기의 가격경쟁력과 안정적인 에너지 공급을 위해 EU는 해상 재생에너지에 투자하기로 계획하였다.

전력망 강화를 위한 두 번째 정책 수단으로 유럽 그리드 패키지를 꼽을 수 있다. 저렴한 재생에너지의 통합과 전기화 지원을 위해 그리드의 역할이 중요하다는 판단에 따라 ‘2023년 그리드 행동계획’이 발표되었다.⁴³⁾ 2030년까지 유럽의 전력 소비량이 약 60% 증가할 것이라는 예상에 따라 전력망은 디지털화, 분산화, 유연성이 강화되어야 한다. 배전망의 40%가 40년 이상 노후화되었고, 2030년까지 국경 간 송전용량이 두 배로 증가할 것으로 예상됨에 따라 5,840억 유로의 투자가 필요한 것으로 추산되었다. 이 행동계획은 유럽 전력망의 속도 향상에 필요한 투자를 활성화하기 위한 구체적이고 맞춤형의 조치를 제시한다. 실행 및 신속한 이행에 중점을 둔 이러한 조치는 2030년 목표 달성에 실질적인 기여를 할 것으로 기대된다. 특히 이 조치들은 다음과 같은 7개 영역에 초점을 맞추고 있다. 첫째, 공동 관심 프로젝트의 구현 가속화 및 신규 프로젝트 개발, 둘째, 재생에너지 비율 확대와 전기화 확대를 위한 장기 그리드 계획 개선, 셋째, 미래 지향적 그리드 구축을 위한 규제 인센티브 도입, 넷째, 그리드의 효율적 사용을 위한 인센티브 제공, 다섯째, 금융 접근성 개선, 여섯째, 신속한 허가 및 대중 참여를 통한 배전 가속화, 일곱째, 그리드 공급망 강화가 그것이다.⁴⁴⁾

2025년 6월에 EU 집행위원회는 유럽 그리드 개발을 위한 선제적 투자 지침서를 발표하였다. 이에 따르면 2040년까지 배전망 개발에 7,300억 유로, 송전망 개발에 4,770억 유로가 필요할 것으로 추산된다.⁴⁵⁾ 이 지침서는 회원국, 각국 규제당국, 송배전 시스템 운영자들을 대상으로 미래 전력망 투자 수요를 반영하고 산업 경쟁력을 확보하는 데 필요한 적절한 여건을 조성하는 것을 목적으로 한다. 선제적 투자는 발전 또는 수요 프로젝트의 기존 전력망 연결 요청과 관련된 것 이상의 네트워크 개발 요구를 충족해야 한다. 구체적인 사례로는 전

43) European Commission(2023).

44) 2025년 10월 EU 집행위원회는 전력 배전망에 대한 네트워크 개발 계획, 요금 구조 및 연결 요청에 대한 연구를 발표했는데, 이 연구에서 모범 사례와 함께 주요 권장 사항을 제시하였다. European Commission(2025d).

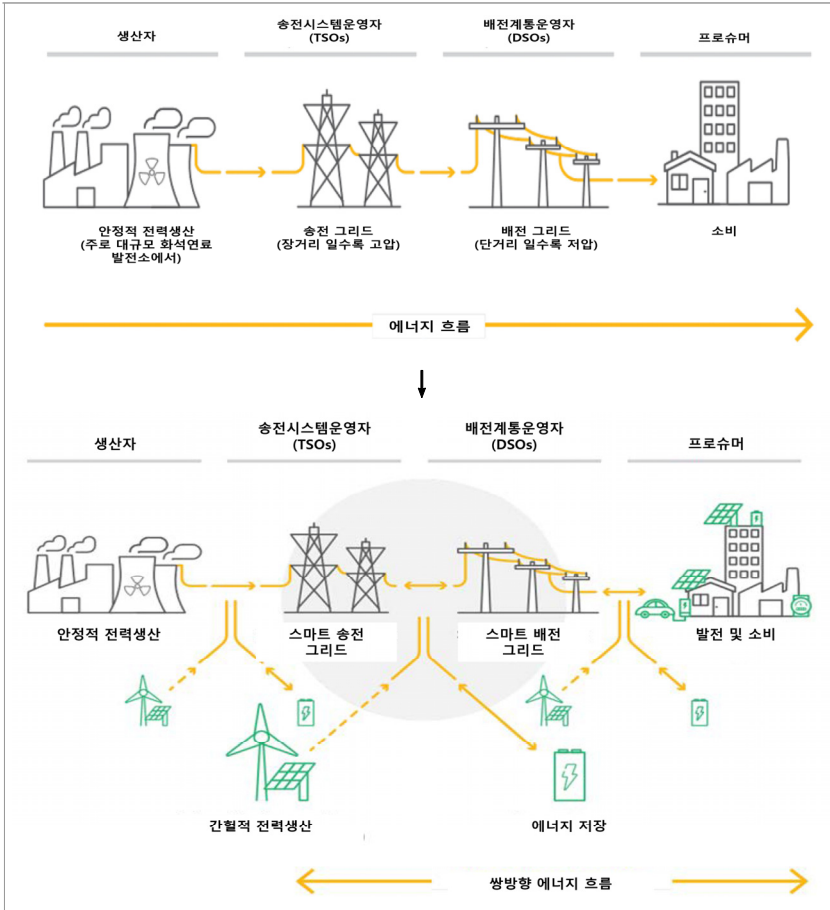
45) European Union(2025).

력망 보강, 변전소 확장을 위한 비용 효율적인 준비 작업, 향후 용량 증가를 대비한 예비 케이블 튜브 추가 등이 있다.

이 지침서는 크게 ‘네트워크 계획’과 ‘비용 및 인센티브’ 분야로 구성되어 있으며, 각각의 분야는 구체적인 권장 사항을 제시하고 있다. 첫째, 네트워크 계획의 경우 최소한의 중고압 수준의 네트워크 개발이 국가 개발 및 투자 계획에 기반해야 한다는 것이다. 전력 계통 운영자의 투자 계획은 시스템 요구에 가장 효율적인 네트워크 설루션을 평가하고 정량화하는 미래 지향적인 네트워크 개발 계획에 기반하도록 한다. 이를 위해 미래의 예상 발전량 및 소비량과 제안된 전력망 개발 간의 연관성을 명확히 하고, 네트워크 개발 계획에 사용된 시나리오의 미래 네트워크 수요 평가에 영향을 미치는 매개변수를 구체적으로 명시해야 한다. 또한 네트워크 개발 계획은 규제 당국의 승인을 받는 핵심 근거가 되어야 하며, 전력망 운영자는 신축 투자를 계획할 때 향후 인프라 확장에 대비해야 한다. 둘째, 네트워크 및 연결 요금과 관련해서는 기존 전력망 용량뿐만 아니라 계획된 투자까지 요금에 반영하여, 결과적으로 전력망이 이미 준비되었거나 곧 준비될 지역에 신규 발전을 유지할 수 있도록 하였다. 또한 탈탄소화 및 시장 통합 가속화 조치로 발생하는 추가 비용을 충당하기 위해 국가 보증 또는 공공 예산을 활용하는 방안도 규제 체계 및 국가 지원 규정을 준수하는 측면에서 고려할 수 있다.

그림 2-9. 전력망 변화: 전통적(상) 및 미래 지향적(하)

(단위: %)



자료: European Court of Auditors(2025), pp. 8-9.

2. EU의 에너지믹스 현황

이 절에서는 Eurostat의 DB를 활용하여 EU의 에너지믹스 현황을 살펴본다.⁴⁶⁾ 일반적으로 최종 소비자가 사용하는 에너지원은 석탄, 석유, 천연가스, 원자력, 물, 바람, 태양광, 바이오매스 등 1차 천연자원으로부터 직접 추출될 수 있다. 이 중 석탄, 석유, 천연가스는 화석연료로, 수력, 풍력, 태양광, 바이오연료 등 재생에너지로 구분하며, 원자력은 별도로 구분된다. 특정 국가가 이들 에너지원으로부터 생산하는 1차 생산량(primary production)이 해당 국가의 에너지 수요를 충족하기에 부족한 경우, 기존 비축량에서 조달하거나 제3국으로부터 수입해야 한다. 에너지 생산량과 수입량, 비축량을 합한 값을 총 가용 에너지(gross available energy)로 정의한다. 일반적으로 에너지믹스는 총 가용 에너지 중 특정 에너지원이 차지하는 비율을 측정하여 도출된다.

생산 또는 수입된 에너지 제품은 1차적으로 가정이나 생산 현장에서 직접적으로 사용될 수 있다(예: 난방용으로 보일러에 사용되는 가스). 혹은 적절한 변환 과정을 거쳐 다른 에너지 제품으로 변환하여 사용할 수도 있다(예: 원유를 정유하여 차량용 휘발유로 변환; 발전소에서 가스를 전기로 변환). 이렇게 생산되거나 변환된 에너지 제품은 국내에서 소비되거나 다시 다른 국가로 수출될 수 있다.

이 절에서는 EU의 에너지원별 ① 총 가용 에너지, ② 1차 생산량, ③ 최종 소비량을 차례로 파악하고자 한다. 최신 가용 자료인 2023년을 기준으로 사용하면서, 최근 10년간의 시계열 변화를 위주로 파악한다.

46) 이 소절은 EU 집행위원회가 발간한 “Shedding Light on Energy in Europe: 2025 edition”(검색일: 2025. 10. 2.)을 참고하여 작성되었다.

가. 총 가용 에너지

우선 2023년 EU의 에너지믹스는 [그림 2-10]에 나타난 바와 같다. Eurostat의 구분에 따라 살펴보면, 수력, 풍력, 태양광, 바이오연료를 포함하는 재생에너지는 19.5%를 차지하여, 석탄(10.7%)보다는 높지만, 천연가스(20.4%), 원유 및 석유 제품(37.6%)에 비해서는 비율이 낮았다. 원자력은 총 가용 에너지의 11.8%를 차지하는 것으로 나타났다. 10년 전인 2014년과 비교하면 재생에너지 비율이 6%p 증가하고 석탄 비율이 6.4%p 감소하였다. 원자력 비율은 2022년까지 지속적으로 감소하다가 러-우 전쟁 발발 후인 2023년에 소폭 증가하였다.

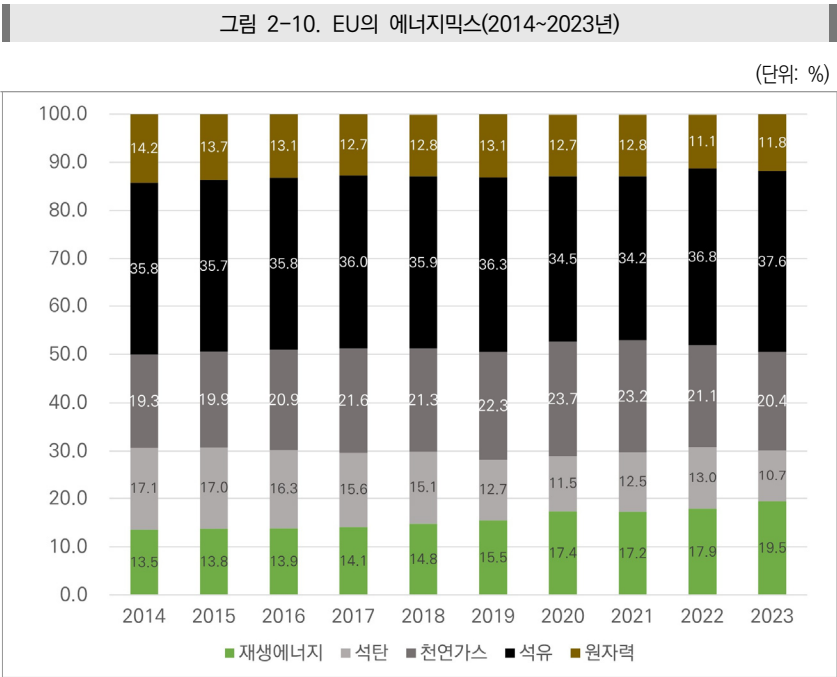
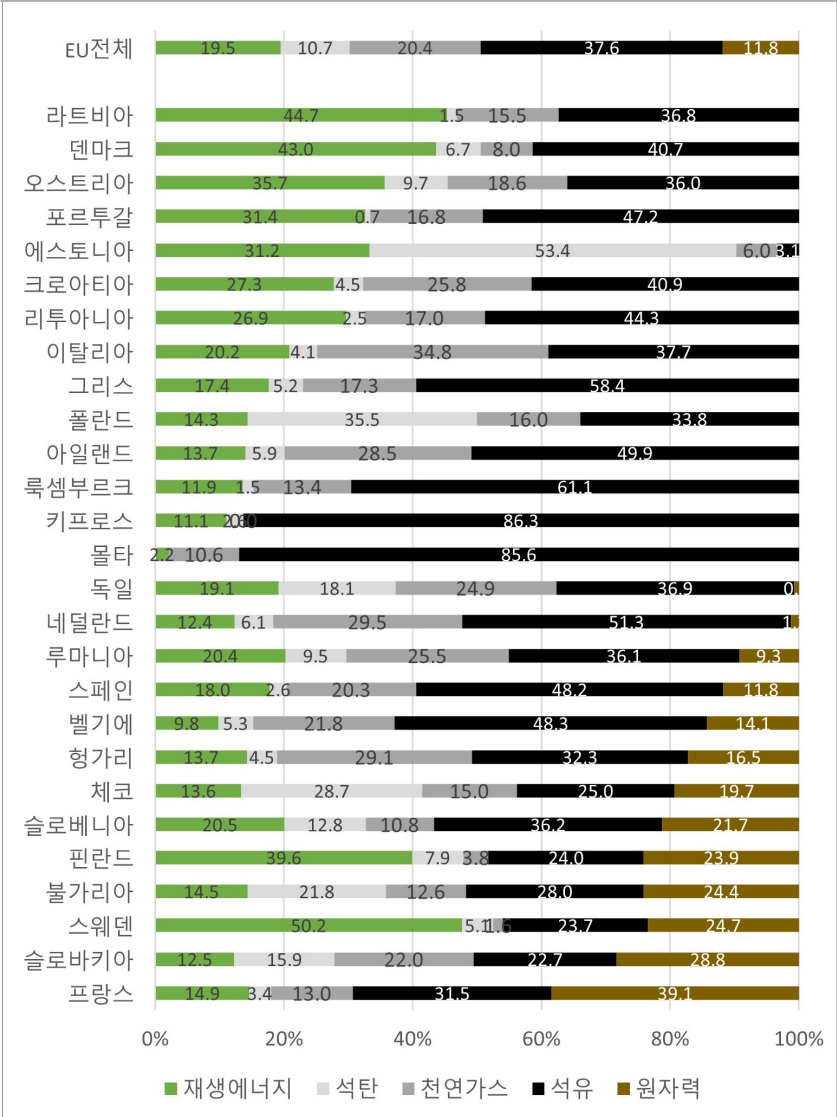


그림 2-11. EU 회원국별 에너지믹스(2023년)

(단위: %)



자료: Eurostat, Simplified Energy Balances[nrg_bal_s](검색일: 2025. 10. 15.)를 저자 재구성.

나. 1차 생산

(단위: %)

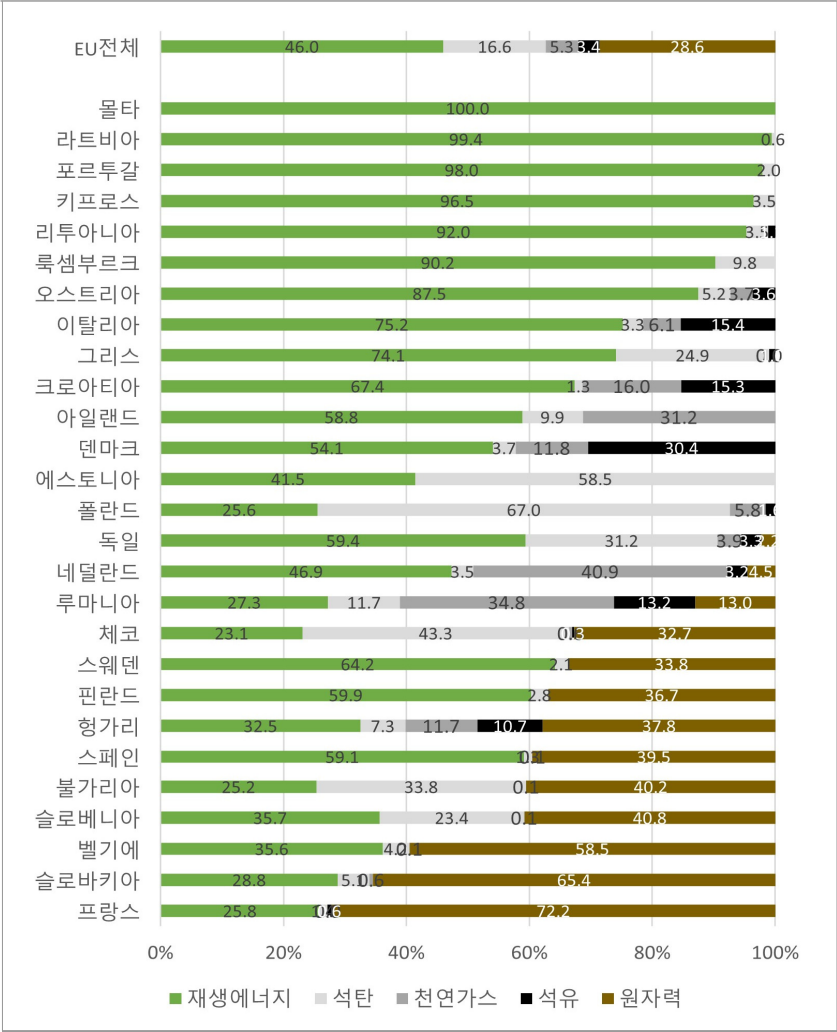


다음으로 EU 역내에서 생산되는 에너지의 발전원별 비율을 살펴보면 [그림 2-12]와 같다. 앞서 살펴본 총 가용 에너지와 다르게, 1차 생산에서 차지하는 비율은 재생에너지가 가장 컸다. 2023년 EU 에너지 생산에서 재생에너지는 전체의 46%를 차지했으며, 원자력(29%), 석탄(17%), 천연가스(5%), 석유(3%)가 그 뒤를 이었다. 지난 10년간의 추이를 보면 재생에너지 생산이 매우 빠르게 증가했음을 관찰할 수 있다. 10년 전 전체의 28%에 불과했던 재생에너지 비율은 10년간 1.5배 이상 증가하였다. 반면 석탄 사용 에너지 생산은 2014년에 22.9%에서 2023년에는 16.6%로, 천연가스는 12.7%에서 5.3%로 대폭 감소하였다. 원자력 생산은 30%대 전후를 유지해 왔다.

[그림 2-13]에서 보듯 EU 회원국별 에너지 생산 구조는 상이하다. 라트비아(99.4%), 포르투갈(98.0%), 키프로스(96.5%) 등에서는 재생에너지가 거의 유일한 에너지 생산원이었으며, 그 외에도 15개 회원국에서 재생에너지가 전체 생산량의 절반 이상을 차지하였다. 원자력 생산은 프랑스(72%), 슬로바키아(65%), 벨기에(59%)에서 가장 활발히 이루어졌다. 석탄 사용 생산은 폴란드(67%), 에스토니아(59%), 체코(43%)의 순으로 높았고, 천연가스 비율은 네덜란드(41%), 루마니아(35%), 아일랜드(31%)의 순으로 높았다. 원유는 덴마크(30%)와 이탈리아(15.4%), 크로아티아(15.3%)에서 일부 생산되었다.

그림 2-13. EU 회원국별 1차 생산(2023년)

(단위: %)



자료: Eurostat, Simplified Energy Balances[nrg_bal_s](검색일: 2025. 10. 15.)를 저자 재구성.

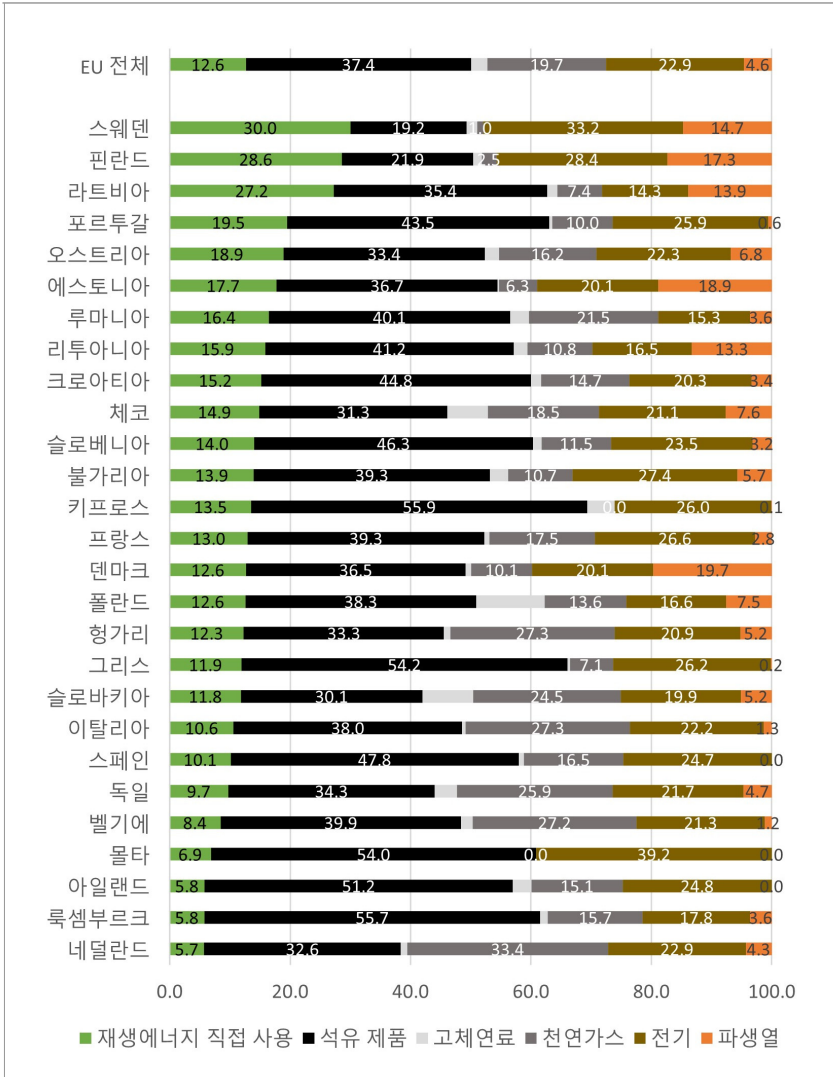
다. 최종 소비

마지막으로 소비되는 에너지 유형을 살펴보자. 2023년 EU의 에너지 중 67%가 가구, 산업, 교통 등 최종 소비에 활용되었다. 나머지 33%는 전력 생산 및 배전 과정에서 손실되거나, 에너지 생산 공정에 사용되거나, 아스팔트나 역청 등 비에너지 용도로 소비되었다. 2023년 EU에서 석유 제품(난방유, 휘발유, 디젤 연료 등)은 최종 에너지 소비의 37%를 차지했으며, 그다음은 변환된 전력(23%)과 천연가스 및 제조가스(20%)가 차지하였다. 목재, 태양열, 지열 또는 바이오가스를 이용한 난방 등 전기로 변환되지 않고 직접 사용된 재생에너지 소비는 13%였으나, 수력, 풍력, 태양광 발전 등 재생에너지원으로 발전된 전력 사용량을 포함한 실제 재생에너지 소비는 25%였다. 지역난방 등 파생된 열 사용은 5%를 차지했으며, 원자력 발전은 직접 사용되지 않고 전력 사용에만 사용되기 때문에 최종 소비에는 별도로 집계되지 않았다.

2023년 최종 에너지 소비 패턴은 회원국별로 다양하였다(그림 2-14 참고). 키프로스(56%), 룩셈부르크(56%), 그리스(54%), 몰타(54%), 아일랜드(51%)에서는 석유 제품 소비가 전체의 절반 이상을 차지하였다. 전력은 몰타에서 39%, 스웨덴에서 33%를 차지했으며, 가스는 네덜란드에서 34%, 슬로바키아에서 29%를 차지하였다. 재생에너지의 직접 사용이 가장 높았던 나라는 스웨덴(30%)과 핀란드(29%)였다.

그림 2-14. EU 회원국별 최종 에너지 소비(2023년)

(단위: %)



자료: Eurostat, Simplified Energy Balances[nrg_bal_s](검색일: 2025. 10. 15.)를 저자 재구성.

3. EU의 전력 생산 및 가격 현황

이 절은 에너지전환에 따른 최종수요의 전환이 전력화를 중심으로 전개되고, EU의 산업 경쟁력 논의 또한 전력가격·전력망·청정전력 공급능력에 의해 크게 제약된다는 점에서 전력 부문을 우선적으로 점검한다.⁴⁷⁾ 전기화 확대(수송·난방·산업 공정) 과정에서 전력은 최종 에너지 수요 증가가 직접 반영되는 핵심 매개이며, 재생에너지 확대의 성패가 전력망 투자·계통 운영·유연성(저장·수요 반응 등)에 의해 좌우된다. 또한 전력가격은 산업생산비용과 물가에 즉시 전이될 수 있는 대표적 지표로서, 위기 국면에서 정책개입과 제도개혁이 집중되는 대상이다. 마지막으로 전력은 발전원별 구성과 가격에 대한 고빈도 자료가 비교적 잘 축적되어 있어 전쟁 전후 전원믹스 조정 및 가격 변동의 경로를 정량적으로 파악하기에 적합하다.

다만 러-우 전쟁 국면에서 에너지 위기의 직접 충격은 천연가스(난방 및 발전 연료) 및 연료시장 경로를 통해 증폭되었다. 따라서 이 절의 전력 중심 점검은 연료시장 요인을 배제한다는 의미는 아니다. 제4장의 계량분석에서는 가스 가격 및 에너지 수입 물량 변수를 포함하여 연료 가격 경로를 통한 경제적 영향도 함께 분석한다.

이 절에서 정리한 전력 부문 동향은 제4장의 실증분석 결과 해석을 보완하는 기초자료로 활용될 수 있다. 이하에서는 EMBER DB를 활용하여 발전원별 전력 생산량을 살펴보고, 이어 EMBER 및 EUROSTAT DB를 활용하여 전력가격을 검토한다.

47) 다만 러-우 전쟁 국면에서 에너지 위기의 직접 충격은 천연가스(난방·발전 연료) 및 연료시장 경로를 통해 증폭되었으므로, 이후 제4장의 계량분석에서는 가스가격 및 에너지 수입물량 변수를 포함하여 전력-연료시장 연계를 구조적으로 분리·식별한다.

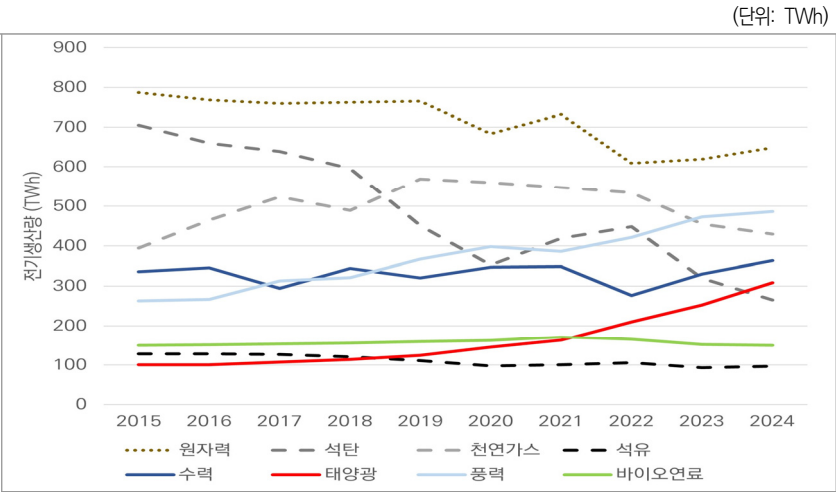
가. 발전원별 전력 생산량

Ember에서 제공하는 2024년 자료 등 최신 통계를 활용하여 전력 생산량과 가격 변동을 분석하였다.⁴⁸⁾ 2015년부터 2024년까지 EU의 전력 생산량 구성은 각 국가의 에너지전환 목표에 따라 달라졌으며, 러-우 전쟁이라는 지정학적 요인에도 영향을 받았다(그림 2-15 참고). 원자력은 발전량이 가장 많은 안정적인 발전원이었으나, 일부 국가에서 탈원전 정책이 추진되면서 2015년 약 800TWh 수준에서 2022년까지 600TWh로 지속적으로 감소하였다. 다만 2023년 이후 러시아산 가스 및 원유에 대한 공급이 축소되면서 일부 국가가 원전을 재가동함에 따라 전력 생산량이 소폭 회복하였다.

석탄 발전은 분석 기간 중 가장 급격하게 감소한 에너지원으로, 2015년 약 700TWh였던 전력 생산량이 2024년에는 300TWh 이하로 떨어졌다. 천연가스 발전은 석탄 발전을 대체하며 2015년부터 2019년까지 소폭 상승했으나, 2020년 팬데믹 기간 중 수요 감소와 2022년 러-우 전쟁으로 인한 공급 불안 및 가스가격 급등으로 생산량이 줄어들었다. 이 기간에는 석탄 발전이 일부 상승하는 추세를 보였다. 재생에너지원 중 풍력과 태양광은 가장 뚜렷한 성장세를 보였다. 풍력 발전은 2015년 약 250TWh에서 2024년에 500TWh까지 지속적으로 증가하며 EU 전력시장의 핵심 전원으로 떠올랐다. 태양광 발전 역시 빠르게 성장하여 2015년 약 100TWh 수준에서 2024년에는 300TWh 이상으로 증가해 최초로 석탄 발전량을 뛰어넘었다. 석탄 발전의 감소와 재생에너지 발전의 증가는 다음 절에서 살펴볼 EU의 탈탄소화 정책이 효과가 있음을 보여주는 결과로 해석할 수 있다. 한편 수력 발전은 300TWh 수준에서 등락을 반복하며 상대적으로 안정적인 발전량을 유지하였고, 바이오연료 발전 역시 큰 차이 없이 비슷한 수준에 머물렀다.

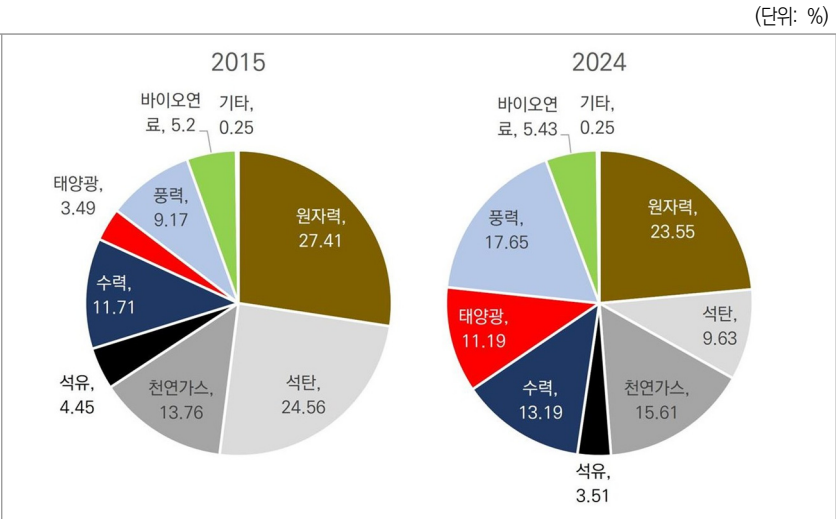
48) EMBER DB(검색일: 2025. 12. 23.).

그림 2-15. EU의 발전원별 전기생산량(2015~2024년)



자료: Ember Electricity Data Explorer DB(검색일: 2025. 10. 15.)를 저자 재구성.

그림 2-16. EU의 발전원별 전기 생산 비율(2015년, 2024년)



자료: Ember Electricity Data Explorer DB(검색일: 2025. 10. 15.)를 저자 재구성.

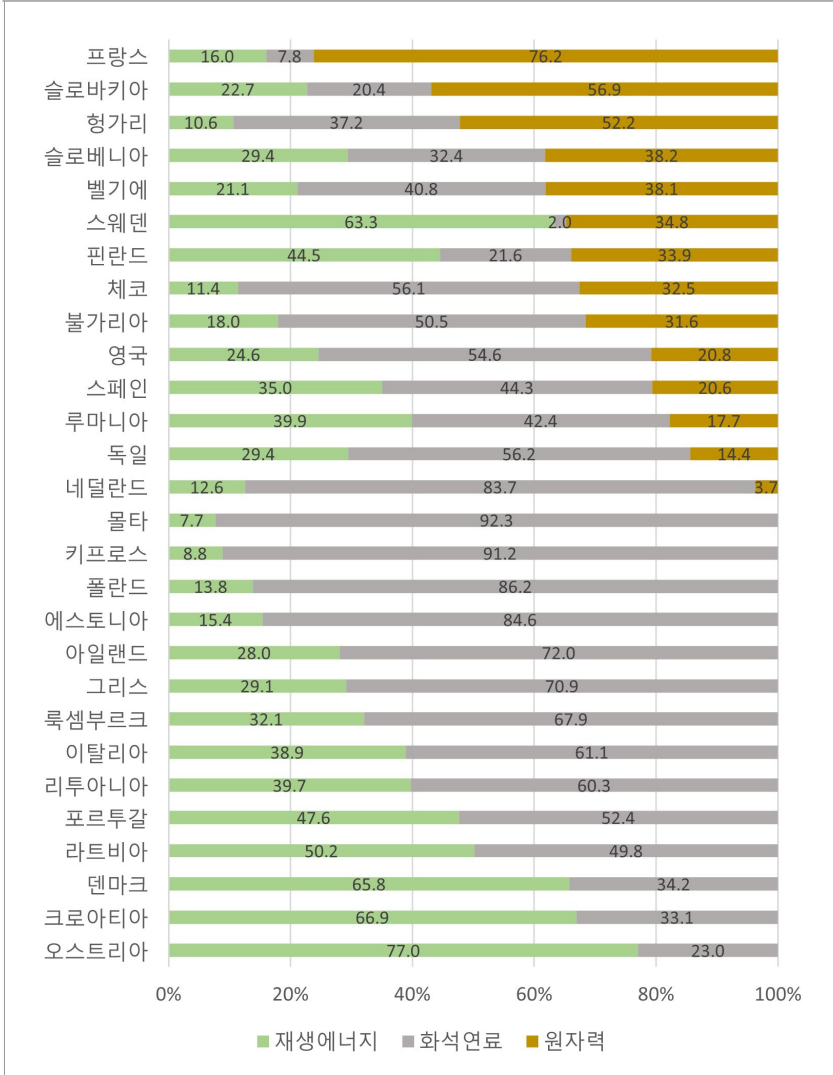
[그림 2-16]에서 2015년과 2024년 EU의 전력 생산 비율을 비교한 결과, 에너지전환 정책의 영향으로 전력믹스가 화석연료 중심에서 재생에너지 중심으로 옮겨 가는 뚜렷한 변화를 확인할 수 있다. 2015년에는 석탄(24.6%), 천연가스(13.8%), 석유(4.5%) 등 화석연료가 전체의 43%를 차지했으나, 2024년에는 이들 세 가지 에너지원 발전 비율의 합계가 28%로 급감하였다. 특히 석탄 비율의 감소가 눈에 띄었다. 원자력 비율 역시 2015년 27.4%에서 2024년에 23.6%로 큰 폭으로 하락하였다. 반면 같은 기간 동안 재생에너지의 비율은 급격히 증가하였다. 풍력 발전은 2015년 9.2%에서 2024년에 17.7%로, 태양광 역시 3.5%에서 11.2%로 급증하였다. 수력, 바이오연료까지 합한 재생에너지의 비율은 2015년 30%에서 2024년 47%로 상승하였다.

이어서 [그림 2-17]과 [그림 2-18]에서는 회원국별로 발전원 구성이 어떻게 변했는지를 보여 준다. 2015년에 비해 2024년에는 대부분의 회원국에서 재생에너지 발전 비율이 크게 높아졌다. 덴마크, 오스트리아, 룩셈부르크, 포르투갈, 라트비아 등은 재생에너지 비율이 70~90% 수준까지 늘어나 탈탄소 부문에서 상당한 진전을 이룬 것으로 평가된다. 2015년에 재생에너지 비율이 상대적으로 낮았던 독일, 스페인, 이탈리아 등 전력 소비 대국들도 2024년에는 재생에너지 비율이 높아져 전체 EU 전체의 재생에너지전환에 기여하였다. 불가리아, 폴란드, 키프로스, 몰타 등 2015년 화석연료 발전 비율이 70~90%를 상회하던 국가들도 2024년에는 50% 이하로 떨어졌다. 반면 헝가리, 체코, 슬로바키아 등 중동부 유럽 국가들은 2015년에 비해 재생에너지 비율이 소폭 상승하는 데 그쳐 전환 속도가 상대적으로 느린 것으로 나타났다.

원자력의 비율은 국가 간 차이가 극명하게 나타난다. 영국을 포함한 28개국 중 원자력 발전에 의존하는 국가는 13개 국가로 절반에 조금 못 미쳤다. 독일은 2023년 원전 가동을 중단하면서 탈원전 국가로 돌아섰다. 원전 활용을 가장 적극적으로 하는 국가는 프랑스이다. 프랑스는 한때 원전 사용 비율을 줄이는 추세였으나, 러-우 전쟁 이후 원자력 중심 전력 체계를 유지하기로 하였다. 영국 역시 원자력 비율이 감소하는 가운데 재생에너지로의 전환이 가속되었다.

그림 2-17. EU 회원국 및 영국의 재생에너지, 화석연료, 원자력 발전 비율(2015년)

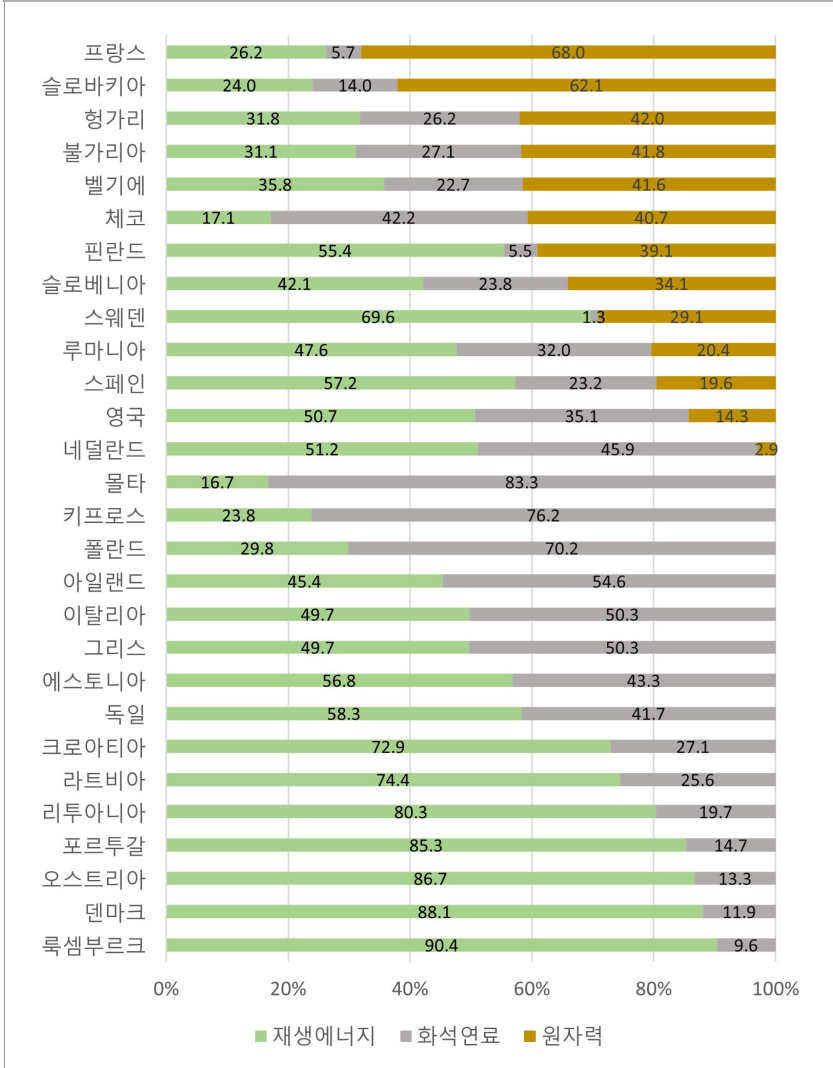
(단위: %)



자료: Ember Electricity Data Explorer DB(검색일: 2025. 10. 15.)를 저자 재구성.

그림 2-18. EU 회원국 및 영국의 재생에너지, 화석연료, 원자력 발전 비율(2024년)

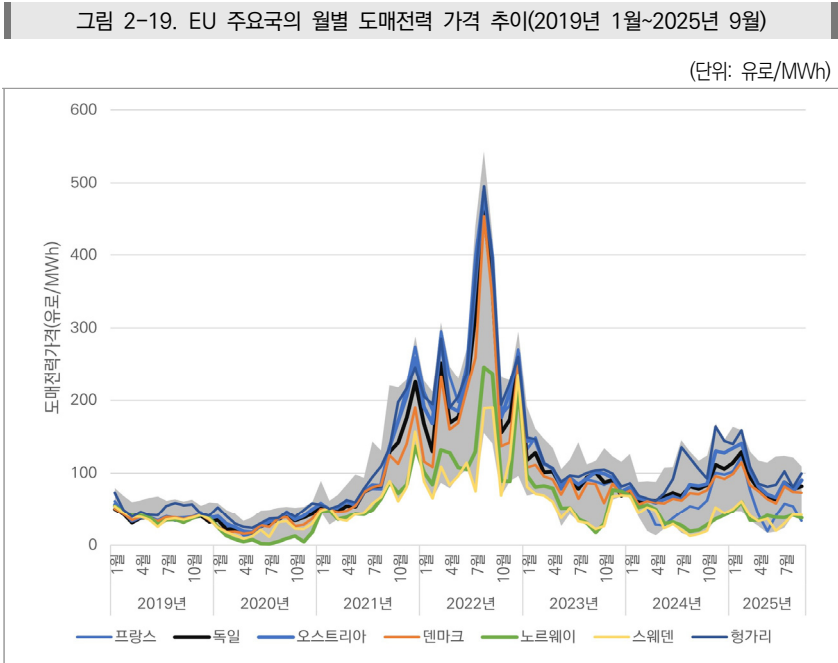
(단위: %)



자료: Ember Electricity Data Explorer DB(검색일: 2025. 10. 15.)를 저자 재구성.

나. 전력가격 추이

다음으로 EU 주요국의 월별 도매전력 가격을 살펴본다. 2019년부터 2020년 초까지 도매전력 가격은 대체로 30~60€/MWh 범위에서 안정적으로 유지되었다(그림 2-19 참고).



자료: Ember Electricity Data Explorer DB(검색일: 2025. 10. 15.)를 저자 재구성.

특히 북유럽 국가(노르웨이, 스웨덴, 덴마크)는 재생에너지 비율이 높고 전력 공급이 비교적 안정적이어서 다른 국가 대비 낮은 가격대가 형성되었다. 2020년 전반기 코로나19 유행으로 산업 수요가 감소하면서 전력가격이 일시적으로 하락하였으나, 하반기에 경제활동이 재개되면서 전력가격도 회복되었다. 2021년 하반기부터 도매가격이 상승하기 시작하였는데, 이는 재생에너지 전환 과정에서 천연가스 개발에 대한 투자가 감소하면서 나타난 결과이다. 이

어 2022년 초에 러-우 전쟁이 발발하며 도매전력 가격이 500€/MWh 이상으로 급증하였다. 특히 러시아산 가스에 대한 의존도가 높은 국가에서 전력가격 상승 폭이 컸다.⁴⁹⁾

2023년부터는 가격이 점차 하향 안정화되었으며, 대부분 국가에서 80~120€/MWh 수준으로 회귀하였다. 이는 수입원 다변화, 재생에너지전환 가속화, 에너지 비축을 포함한 EU의 에너지 정책이 효과를 냈기 때문이며, 비교적 온화한 기온이 유지되면서 전력 수요가 감소한 영향도 있었다. 다만 과거 평균에 비해 여전히 높은 수준이므로 소비와 생산에 지속적으로 부정적인 영향을 미칠 것으로 예상된다.

다음은 소매전력 가격으로 볼 수 있는 전기요금(electricity price)을 가정용과 산업용으로 나눠 살펴보았다.⁵⁰⁾⁵¹⁾ 2016년 상반기부터 10년간 가정용 전기요금 추이를 보면, 러-우 전쟁 직후인 2021년 하반기에 약간의 가격 상승이 관찰되었다가 전쟁 발발 직후인 2022년 상반기부터 급격히 상승하였다(그림 2-20 참고). 그러나 정부 당국에서 세금 인하 정책을 시행하면서 소매전력의 가격 상승 폭을 일정 부분 완화하였다.⁵²⁾ 다만 도매전력 가격이 안정세에 들어선 2023년 이후 다시 세금을 올리면서 전기요금은 MWh당 300유로 수준에서 유지되고 있다.

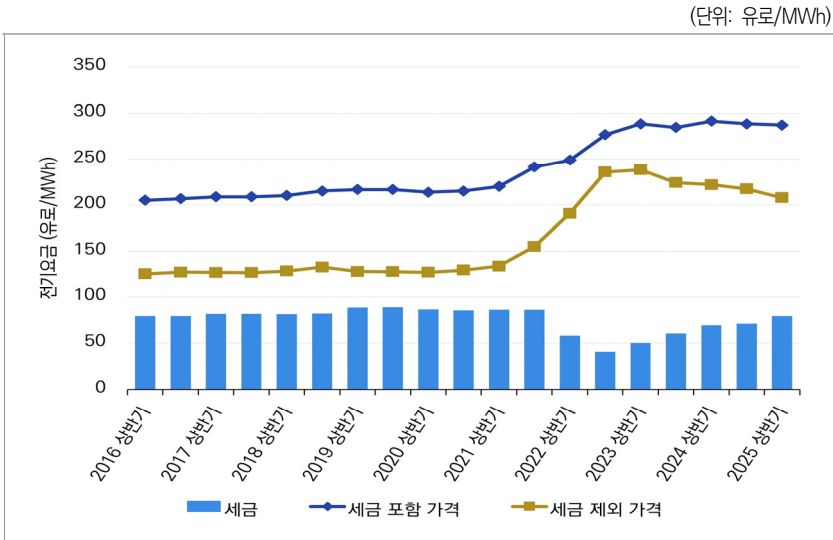
49) 장영욱 외(2022).

50) 이하 내용은 Eurostat에서 게재한 Electricity price statistics 웹페이지(검색일: 2025. 11. 13.)를 재구성하여 작성하였다.

51) Eurostat에 따르면 가정용 전기요금은 연간 전력소비량이 2,500~5,000KWh 사이인 소비자를 대상으로 한 요금으로, 산업용은 연간 전력소비량이 500~2,000MWh 사이인 소비자를 대상으로 한 요금으로 정의된다.

52) 김윤정, 임유진(2023).

그림 2-20. EU의 가정용 전기요금 추이(2016년 상반기~2025년 상반기)

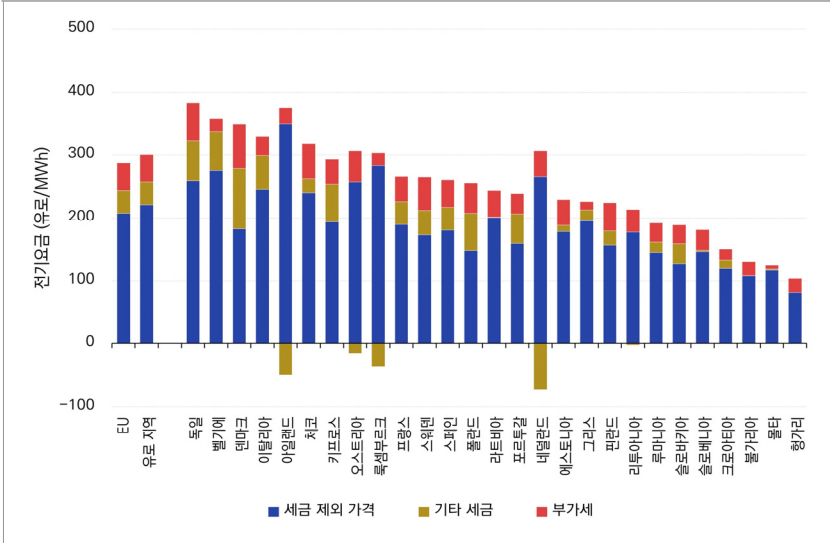


자료: Eurostat(nrg_pc_204)(검색일: 2025. 10. 15.)를 활용하여 저자 재구성.

2025년 상반기 현재 국가별 가정용 전기요금은 상당한 편차가 있는 것으로 나타난다(그림 2-21 참고). 전기요금이 가장 높은 국가는 독일(383.5유로/MWh)로, EU 평균(287.2유로/MWh)보다 100유로 가까이 높은 것을 볼 수 있다. 세금을 제외한 가격(259.8유로/MWh)으로 보면 아일랜드(349.2유로/MWh), 네덜란드(266.0유로/MWh)에 비해 비싸지 않으나, 부가세와 기타 세금을 포함하면서 전기요금이 높아졌다. 전기요금이 가장 싼 국가는 헝가리(104.0유로/MWh)이다.

그림 2-21. EU 회원국별 가정용 전기요금 추이(2025년 상반기)

(단위: 유로/MWh)

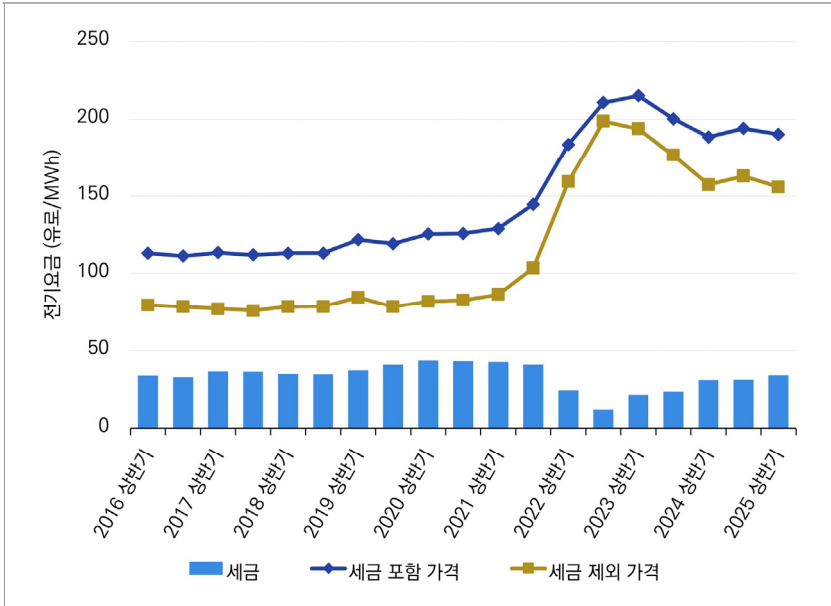


자료: Eurostat(nrg_pc_204)(검색일: 2025. 10. 15.)를 활용하여 저자 재구성.

다음으로 [그림 2-22]의 산업용 전기요금을 보면, 가정용 요금에 비해 가격이 현저히 낮은 것을 알 수 있다. 2025년 상반기 현재 190.2유로/MWh이며, 러-우 전쟁 직후에 최대 210유로/MWh까지 오른 바 있다. 그러나 가정용 전기요금 최고치인 288유로/MWh에는 미치지 못하며, 가정용과 다르게 전쟁 이후 다시 요금이 소폭 인하되었다. 물론 전쟁 이전에 비하면 두 배 가까이 높은 가격 수준이 유지되고 있다.

그림 2-22. EU의 산업용 전기요금 추이(2016년 상반기~2025년 상반기)

(단위: 유로/MWh)



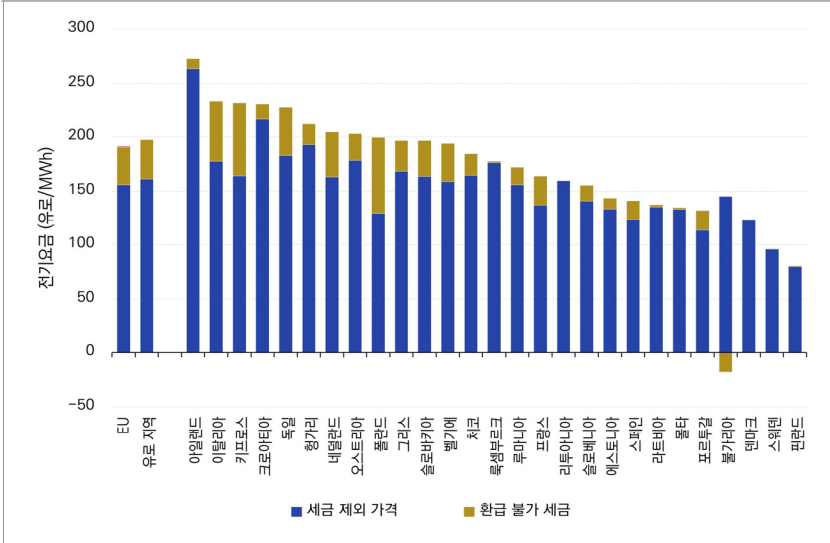
주: 세금 포함 가격에서 부가세와 일부 환급 가능한 세금은 제외함.

자료: Eurostat(nrg_pc_205)(검색일: 2025. 10. 15.)를 활용하여 저자 재구성.

마지막으로 주요국의 산업용 전기요금을 살펴본다(그림 2-23 참고). 아일랜드(272.6유로/MWh), 이탈리아(233.6유로/MWh), 키프로스(232.1유로/MWh)의 순으로 산업용 전기요금이 높으며, 핀란드(80.4유로/MWh), 스웨덴(96.4유로/MWh), 덴마크(122.6유로/MWh)의 산업용 전기요금이 가장 저렴하였다. 특히 북유럽 국가는 세금을 제외한 가격도 낮지만, 세금이 부과되지 않거나 향후 환급되어 비용 부담이 적은 것으로 나타났다.

그림 2-23. EU 회원국별 산업용 전기요금 추이(2025년 상반기)

(단위: 유로/MWh)



자료: Eurostat(nrg_pc_205)(검색일: 2025. 10. 15.)를 활용하여 저자 재구성.

4. 소결

이 장에서는 ① EU 에너지 시장의 특징을 간략히 살펴본 후 ② 러-우 전쟁 전후 EU 에너지 정책 변화 동향을 검토하였으며 ③ EU의 에너지믹스 변화 추이를 총 가용 에너지, 1차 생산 에너지, 최종 소비 에너지로 구분하여 분석하였다. 또한 생산 비용과 가장 밀접한 연관을 가진 ④ 전력 생산량과 전력가격을 다각도로 분석하였다.

EU는 러-우 전쟁을 계기로 에너지 수입 의존의 취약성이 전력가격 급등과 수급 불안으로 전이될 수 있음을 경험했고, 이에 ① 가스·석탄·석유 등 화석 연료 조달구조 재편 및 러시아 의존 축소, ② 전력가격 급등 완화를 위한 시장

개입(가격 상한·보조금 등), ③ 재생에너지·원전·수요관리·저장 등 전력 부문 유연성 확충을 동시에 추진하는 방향으로 정책 패키지를 구성해 왔다. 특히 EU는 회원국 간 전력망 연계와 시장 통합을 통해 전력의 초과·부족을 교역으로 완충할 수 있는 제도적 기반을 갖추고 있으며, 이를 위해 2030년까지 국가별 연계 목표를 최소 15%로 설정하고 회원국 간 상호연계 확대를 지속적으로 유도하고 있다.⁵³⁾ 반면 한국은 국가 간 연계선이 없는 ‘섬형(island) 전력 시스템’ 특성이 강해, 동일한 충격이 발생할 때 외부 연계를 통한 완충이 제한적이며, 내부 유연성(예비력·계통제약관리·수요 반응·저장·계통 증강)에 더 크게 의존한다. 따라서 EU 사례의 교훈을 한국에 적용할 때는 정책 수단의 모방이 아니라 구조적 제약하에서 작동 메커니즘을 어떻게 재설계할 것인가라는 관점이 필수적이다.

이 소절에서는 앞서 살펴본 회원국별 에너지 시장의 특징이 전력가격 상승과 어떤 관계가 있는지 간략히 검토해 본다. 제3절에서 분석한 도매전력 가격을 기준으로 볼 때, 가격이 가장 낮은 국가는 핀란드, 스웨덴, 에스토니아, 리투아니아, 라트비아, 덴마크의 순이었다. 이들 국가의 공통적인 특징은 재생에너지 발전 비율이 55~88%로 상당히 높은 수준이라는 점이다. 정확한 분석은 아니지만, 가격이 낮은 국가에서는 평균적으로 재생에너지 비율이 높고 화석연료 비율이 낮았다. 반면 원자력 발전 비율은 가격에 따른 경향성이 뚜렷이 나타나진 않았다. 재생에너지보다 원전 비율이 높은 프랑스와 벨기에의 경우 전력가격이 낮은 편이었지만, 역시 원전에 대한 의존도가 높은 불가리아, 헝가리, 슬로바키아 등은 가장 전력가격이 높은 국가에 속하였다. 발전원의 집중도를 의미하는 HHI(Herfindahl-Hirschman Index)는 전력가격과 큰 상관관계가 없는 것으로 분석되었다.

53) European Commission, “Electricity Interconnection Targets”(검색일: 2026. 2. 23.).

표 2-1. EU 회원국의 전력 가격 및 발전 특성 비교

(단위: 유로/MWh, %)

국가	'24년 말 가격	'22년 가격 상승	수입 의존도	화석연료 비율	재생에너지 비율	원자력 비율	HHI
핀란드	38.8	182.1	29.6	5.5	55.4	39.1	0.257
스웨덴	44.6	124.9	26.4	1.3	69.6	29.1	0.284
에스토니아	84.3	260.0	3.5	43.3	56.8	-	0.292
리투아니아	89.7	375.8	68.0	19.7	80.3	-	0.275
라트비아	90.5	362.5	32.7	25.6	74.4	-	0.339
덴마크	92.0	346.2	38.9	11.9	88.1	-	0.222
프랑스	98.1	314.2	44.9	5.7	26.2	68	0.486
벨기에	105.1	290.6	76.1	22.7	35.8	41.6	0.243
룩셈부르크	105.7	333.7	90.6	9.6	90.4	-	0.237
독일	105.7	333.7	66.4	41.7	58.3	-	0.149
네덜란드	107.9	291.7	70.4	45.9	51.2	2.9	0.208
영국	109.3	302.0	40.4	35.1	50.7	14.3	0.181
폴란드	109.4	152.1	48.0	70.2	29.8	-	0.198
스페인	111.3	167.6	68.4	23.2	57.2	19.6	0.183
포르투갈	111.6	167.7	66.9	14.7	85.3	-	0.231
오스트리아	127.9	320.3	61.1	13.3	86.7	-	0.366
그리스	129.8	225.0	75.6	50.3	49.7	-	0.246
체코	132.3	321.7	41.7	42.2	17.1	40.7	0.304
슬로베니아	133.8	301.7	49.3	23.8	42.1	34.1	0.256
이탈리아	135.0	332.4	74.8	50.3	49.7	-	0.261
크로아티아	136.3	301.4	55.7	27.1	72.9	-	0.279
아일랜드	138.3	250.3	77.9	54.6	45.4	-	0.379
불가리아	140.7	258.7	39.7	27.1	31.1	41.8	0.252
루마니아	141.1	316.0	27.9	32	47.6	20.4	0.185
헝가리	143.9	306.2	62.1	26.2	31.8	42	0.279
슬로바키아	145.6	321.1	57.7	14	24	62.1	0.425
EU 평균	111.9	279.2	53.6	28.3	54.1	35.1	0.270

주: 2024년 12월 도매전력 가격을 기준으로 오름치순 정렬. 2022년 가격 상승은 러-우 전쟁이 발발한 2022년 도매전력 가격 최댓값에서 최솟값을 뺀 수치임. HHI는 전력 발전원의 집중도를 계산한 식으로, 1에 가까울수록 한 발전원에 대한 의존도가 높은 것을, 0에 가까울수록 발전원이 다양함을 의미함.

자료: Ember Electricity Data Explorer DB; Eurostat DB(검색일: 2025. 10. 15.)를 저자 재구성.

한 가지 더 의미 있는 수치는 수입의존도이다. 전력가격이 가장 낮은 국가는 리투아니아를 제외하고는 에너지 수입의존도가 40% 미만으로 낮은 수준이었고, 수입의존도가 낮으면 평균적으로 전력가격도 낮은 경향을 보였다. 다만 루마니아와 같이 수입의존도가 30% 미만인 국가에서 가격이 높게 형성된 경우도 있었다. 2022년 러-우 전쟁의 영향으로 전력가격이 급등하였을 때 역시 수입의존도가 상당한 역할을 한 것으로 보인다. 전력가격이 가장 높이 오른 리투아니아, 룩셈부르크, 독일, 이탈리아 등은 수입의존도가 65% 이상이었다. 물론 전체 수입의존도보다 중요한 것은 러시아산 에너지에 대한 의존도이다. 표에 포함되지 않았지만, 전쟁 전 러시아산 가스에 대한 의존도가 100%였던 라트비아와 에스토니아는 전체 수입의존도가 낮음에도 불구하고 가격 충격을 크게 받았다.⁵⁴⁾

이상에서 몇 가지 에너지 시장 특징이 전력가격과 어떤 관계를 보이는지 고찰하였다. 실제 가격 형성에 영향을 미치는 변수는 이 절에서 검토한 것보다 더 많고 변수 간 상호작용 역시 중요하므로, 더 정확하게 분석하려면 후속 연구가 요청된다.

54) IEA, "Reliance on Russian Fossil Fuels in OECD and EU Countries"(검색일: 2025. 12. 3.).

제3장



EU 주요 국가의 에너지전환 정책 비교

- 
1. 독일
 2. 프랑스
 3. 스페인
 4. 폴란드
 5. 소결

이 장에서는 EU 회원국 중 독일, 프랑스, 스페인, 폴란드 등 4개국을 선정하여 에너지 시장 현황 및 에너지전환 정책 동향을 분석한다. 사례국 선정은 단순한 인구 규모 기준을 넘어, ① EU 에너지 정책 형성에 대한 영향력, ② 에너지 믹스의 구조적 이질성, ③ 에너지 안보 취약성의 유형, ④ 한국과의 산업·원전 협력 및 경쟁 구도를 종합적으로 고려하여 이루어졌다.

우선 인구 및 경제 규모 측면에서 2025년 현재 독일(약 8,408만 명), 프랑스(약 6,665만 명), 스페인(약 4,789만 명), 폴란드(약 3,814만 명)는 EU 역내에서 상위 인구 대국에 해당하며, 이들 4개국은 EU 전체 인구와 GDP에서 높은 비율을 차지한다. 이들 국가는 EU 이사회에서 인구 비율이 높은 회원국으로서 특정다수결(QMV: Qualified Majority Voting) 투표 구조에서 법안 통과에 필요한 '65% 인구 기준' 충족 여부에 결정적 영향을 미친다. 실제로 독일·프랑스·스페인·폴란드는 EU 전체 전력 생산과 에너지 소비에서 높은 비율을 차지한다. 또한 독일과 폴란드는 EU ETS 배출 상위국으로 탄소시장 가격 형성 및 제도 개편 논의에서 직접적인 이해관계를 가진다. 따라서 이들 국가의 정책 변화는 EU 차원의 입법과 에너지·탄소시장 수급 구조에 구조적 파급효과를 미친다. 즉 이들 국가의 정책 변화는 개별 국가 차원을 넘어 EU 에너지전환 경로 전반에 구조적으로 중대한 영향을 미친다는 점에서 분석 가치가 높다.

둘째, 4개국은 에너지믹스 및 전환 전략에서 상이한 유형을 대표하는 사례라는 점에서 비교분석의 의의가 있다. 독일은 대표적인 탈원전 국가로서 2023년 원전 가동을 전면 종료하였으며, 재생에너지 확대와 가스 의존을 병행해온 전환 전략을 채택해 왔다. 러시아산 가스 의존도가 높았던 만큼 전쟁 이후 에너지 안보 충격이 가장 크게 나타난 국가 중 하나이다. 반면 프랑스는 에너지 생산량의 72.2%(2023년), 발전량의 68%(2024년)를 원자력이 차지하는 대표적인 원전 중심 국가로, EU 역내에서 가장 안정적인 저탄소 전력 구조를 유지하고 있다. 이는 원전의 역할을 둘러싼 EU 내부 논쟁에서 상반된 정책 노선을 상징적으로 보여 준다.

스페인 원전 기술을 보유하고 있음에도 재생에너지 중심의 전환을 강력히 추진한 국가로, 2023년 에너지 생산의 59%, 2024년 발전량의 57.2%를 재생 에너지가 차지하였다. 특히 발전 기준 재생에너지 비율은 2014년 대비 1.5배 이상 증가하여, EU 역내에서 재생에너지전환 가속화의 대표 사례로 평가된다. 이는 높은 태양광·풍력 잠재력과 비교적 낮은 가스 의존 구조가 결합된 ‘재생 에너지 선도형’ 모델로 볼 수 있다.

반면 폴란드는 석탄 중심의 발전 구조를 유지해온 대표적인 고탄소 에너지 구조 국가로, EU의 탈탄소 정책에 대해 상대적으로 신중한 입장을 견지해 왔다. 에너지 안보와 산업 경쟁력 문제를 이유로 전환 속도를 조절해 왔으며, 최근에는 재생에너지 확대와 더불어 원전 신규 건설을 통해 에너지 구조를 다변화하려는 전략을 채택하고 있다. 이는 ‘후발 전환형’ 국가의 사례로서, EU 역내의 정책 이질성과 정치경제적 긴장을 보여 주는 중요한 비교 대상이다.

셋째, 4개국은 EU 역내의 정책 스펙트럼을 구조적으로 포괄한다는 점에서 선정되었다. 독일(탈원전·가스충격형), 프랑스(원전기반 저탄소형), 스페인(재생에너지 선도형), 폴란드(석탄기반 전환지연형)는 각각 상이한 에너지 안보 조건과 정치경제 구조를 반영한다. 이러한 유형별 비교는 러-우 전쟁 이후 에너지 가격 충격과 정책 대응이 국가별로 어떻게 다르게 나타났는지를 분석하는 데 유용하다.

마지막으로 한국과의 산업적·전략적 연계성도 중요한 선정 기준이다. 프랑스는 원전 기술과 수출 경쟁력 측면에서 한국의 직접적 경쟁자이며, 폴란드는 한국 원전 수출 및 협력이 실제로 진행 중인 전략적 파트너이다. 독일은 탈원전 이후 전력 공급 구조 변화와 재생에너지 확대 과정에서 한국 기업과의 기술·산업 협력 가능성이 존재한다. 스페인은 재생에너지·전력망·ESS 분야에서 협력 잠재력이 높은 국가이다. 따라서 이 연구의 사례 선정은 단순한 기술적 비교를 넘어, 한국의 대EU 에너지·산업 전략 수립에 실질적 시사점을 도출하기 위한 목적을 갖는다.

1. 독일

가. 에너지 수급 현황

1) 발전 및 정격용량

표 3-1. 독일의 에너지원별 발전 비율						
(단위: %)						
구분	2019년	2020년	2021년	2022년	2023년	2024년
갈탄	18.7	16.0	18.8	20.1	16.9	15.8
석탄	9.5	7.4	9.3	11.0	7.5	5.6
원자력	12.3	11.2	11.8	6.0	1.4	0.0
천연가스	14.8	16.5	15.4	13.7	15.0	16.0
석유	0.8	0.8	0.8	1.0	1.0	1.0
재생에너지원	39.7	43.8	39.8	44.1	53.8	56.8
- 풍력	20.7	23.0	19.5	21.6	27.7	27.7
- 수력	3.3	3.3	3.4	3.0	3.9	4.5
- 바이오매스	7.3	7.8	7.5	8.0	8.5	8.7
- 태양광	7.4	8.6	8.4	10.4	12.5	14.8
- 기계폐기물	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
- 지열	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
기타 에너지원	4.2	4.3	4.2	4.1	4.4	4.7
총발전량	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

자료: Destatis, "Erzeugung: Bruttostromerzeugung in Deutschland"(검색일: 2025. 10. 2.).

독일은 유럽 내 경제 규모가 가장 큰 제조업 중심의 산업국가로서 에너지 수급이 산업에 미치는 영향이 매우 크다. 최근 독일 전력 생산은 크게 세 가지 특징을 보인다. 첫째는 원자력 발전의 퇴출이다. 독일은 2022년까지 모든 원전을 단계적으로 중단할 계획이었으나 러-우 전쟁으로 인한 에너지 위기가 발생하면서 4개월 연장한 2023년 4월에 최후의 원전 3기를 폐쇄하였다.⁵⁵⁾ [표

55) 장영욱 외(2023), p. 67.

3-1]에서 볼 수 있듯이 2024년부터 독일의 원자력 발전 비율은 0%로 독일은 유럽의 대표적인 탈원전 국가가 되었다.

둘째는 재생에너지원의 비율이 높다는 점이다. 독일의 기후중립 목표에 따라 재생에너지원 발전이 확대되어 2023년부터는 총발전량의 50%를 상회하고 있다. 특히 풍력 발전은 전체 에너지원 중에서도 가장 높은 비율을 차지하고 있고, 재생에너지원 중 2순위인 태양광 발전 비율도 연방정부의 지원으로 꾸준히 늘고 있다. 셋째는 발전량 감소 추세이다. 독일은 2019년 608.2TWh의 발전량을 기록했지만 2024년에는 501.2TWh로 100TWh 이상 감소했는데, 이에 비해 순정격용량(net rated capacity)은 증가하여 2024년에 최고치를 기록하였다(그림 3-1, 그림 3-2 참고). 이는 원자력 발전의 종료와 함께 화석연료와 재생에너지원 발전의 감소에 기인한 결과로 분석된다. 재생에너지원 발전의 상대적 증가가 화력발전 감소로 이어져 2024년의 첫 3분기 동안의 석탄 발전량만 전년동기대비 39% 감소한 것으로 알려졌다.⁵⁶⁾ 재생에너지원 발전 감소의 경우에는 실제 전송 가능한 유효 발전이 감소했기 때문으로 분석된다. 특히 태양광 발전의 급속한 성장과 2024년의 비정상적으로 높은 태양 복사열로 인한 과잉 발전으로 태양광 발전에 대한 97%의 출력 제한(curtailment) 조치가 이루어져 송전망에서 차단되었다.⁵⁷⁾ 아울러 재생에너지원의 선두에 있는 풍력 발전이 기상 조건에 따라 발전량이 감소한 점도 영향을 준 것으로 보인다.⁵⁸⁾

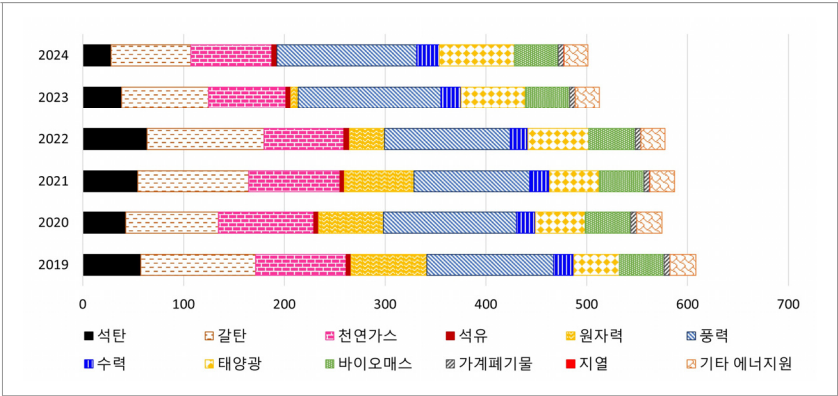
56) "German Coal Use Continues Downward Trend in 2024"(2024. 10. 30., 검색일: 2025. 10. 15.).

57) "PV Curtailment Jumps 97% in Germany in 2024"(2025. 4. 3., 검색일: 2025. 10. 15.).

58) "Germany's Needs and Costs for Grid Management down in 2024: Network Agency"(2025. 4. 4., 검색일: 2025. 10. 15.).

그림 3-1. 독일의 연도별 에너지 발전 현황

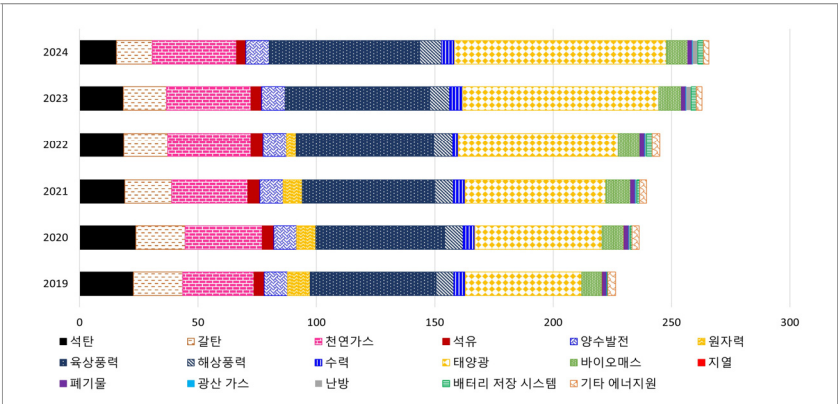
(단위: TWh)



자료: Destatis, "Erzeugung: Bruttostromerzeugung in Deutschland"(검색일: 2025. 10. 2.).

그림 3-2. 독일의 연도별 순정격용량 변화

(단위: GW)



자료: SMARD DB, "Electricity: Change in Net Rated Capacity"(검색일: 2025. 10. 2.).

2) 소비 및 무역

2024년 현재 독일의 1차 에너지 소비량은 10,529PJ로 전년대비 약 1.2% 감소했는데, 러-우 전쟁으로 인한 높은 에너지 가격과 독일 경기 둔화에 기인하는 것으로 분석된다. 2023년과 2024년의 에너지원별 1차 에너지 소비량의 변화를 살펴보면, 원자력 변화율이 -100%로 2024년부터 전체 1차 에너지 소비 비율의 0%가 되었다. 석탄과 갈탄의 변화율도 높게 나타나 1차 에너지 소비 비율이 각각 10.3%, 9.5% 감소했고, 천연가스와 재생에너지원만 유일하게 증가(각각 4.1%, 1.5%)하였다. 한편 2024년에 독일이 인근 국가에서 들여온 전력은 95PJ(263억 kWh)로 두 해 연속 순수입국이 되었다(표 3-2 참고).⁵⁹⁾

표 3-2. 독일의 1차 에너지 소비량 비교(2023년, 2024년)

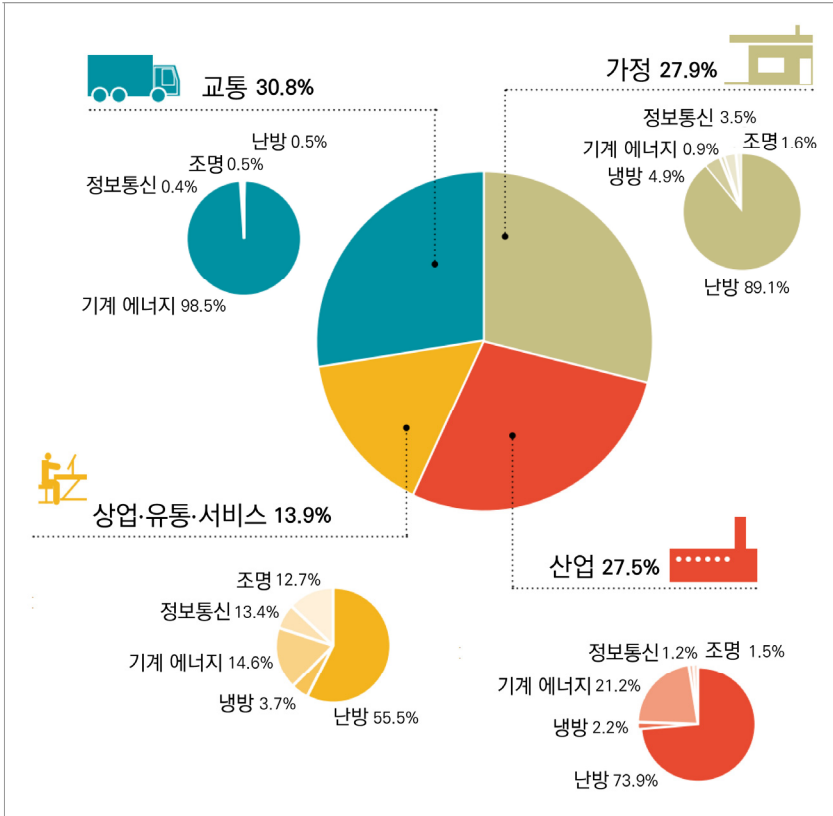
구분	2023년 (PJ)	2024년 (PJ)	2023년 (Mtoe)	2024년 (Mtoe)	2023년 비율(%)	2024년 비율(%)
석유	3,876	3,808	132.3	129.9	36.4	36.2
천연가스	2,621	2,728	89.4	93.1	24.6	25.9
석탄	860	772	29.3	26.3	8.1	7.3
갈탄	895	810	30.5	27.6	8.4	7.7
원자력	79	0	2.7	0.0	0.7	0.0
재생에너지원	2,079	2,110	70.9	72.0	19.5	20.0
전력거래수지	33	95	1.1	3.2	0.3	0.9
기타	208	207	7.1	7.1	2.0	2.0
합계	10,651	10,529	363.4	359.2	100.0	100.0

자료: AGEb(2025), p. 2.

독일의 2023년 최종 에너지 소비를 살펴보면, 전체 8,163PJ 중 교통 부문 30.8%, 가정 부문 27.9%, 산업 부문 27.5%, 상업·유통·서비스 부문 13.9%의 순으로 수요가 높게 나타났다(그림 3-3 참고). 교통 부문에서는 에너지 소비의 대부분이 기계 에너지에서 이루어졌고, 가정, 산업, 상업·유통·서비스 부문 모두 난방에 대한 소비가 가장 높게 나타났다.

59) AGEb(2025), p. 3.

그림 3-3. 독일의 분야별 최종 에너지 소비 비율(2023년)

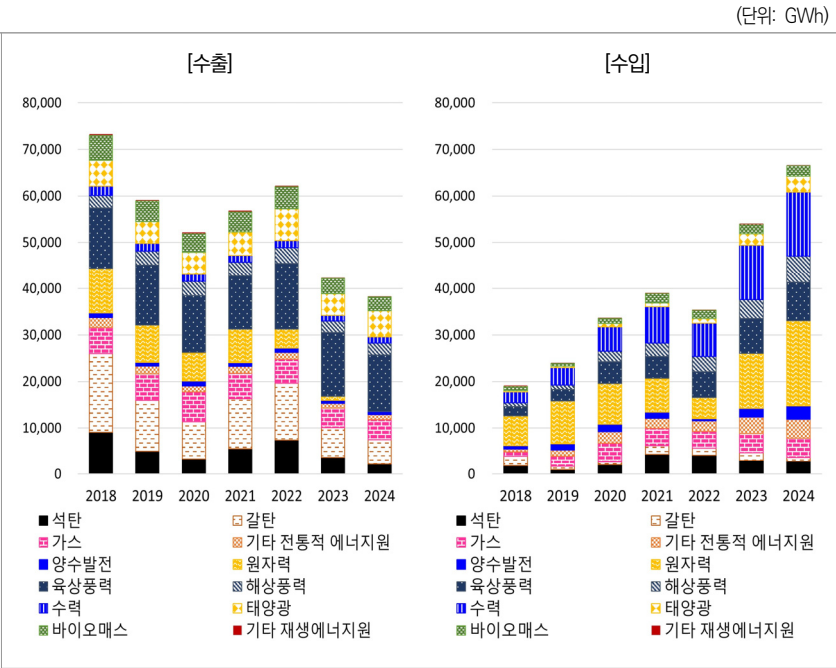


자료: AGEb, "Endenergieverbrauch in Deutschland"(검색일: 2025. 10. 2.).

2022년까지 독일의 전력 수출 규모가 수입 규모보다 컸지만, 2023년부터 에너지 공급에 대한 수입의존도가 확대되어 2년 연속 순수입국 반열에 들었다(그림 3-4 참고). 2024년의 전력 수출 규모는 38.3TWh로 2022년 이후 감소세가 나타났을 뿐만 아니라 가장 낮은 수준을 기록하였다. 특히 에너지원 중 원자력과 갈탄, 석탄 발전 수출 규모가 2022년 이후 확연히 감소하는 모습을 보였다. 2024년 현재 전력 수출의 31.8%는 육상풍력에서 이루어졌고 태양광(14.5%), 갈탄(13.9%), 가스(11.4%), 바이오매스(7.9%), 해상풍력(6.6%)의

순으로 높게 나타났다. 전력 수입의 경우 2024년에 66.6TWh로 전년 대비 1.2배, 2022년 대비 1.9배 증가하며 수출과는 반대로 최고치를 기록했는데, 다수의 에너지원에서 전력 수입 증가가 나타났지만, 무엇보다도 자국의 원전을 모두 폐쇄한 독일이 인근 국가로부터 수입하는 원자력 발전 전력의 수입 규모가 큰 폭으로 증가했기 때문이다. 독일의 2024년 전력 수입은 원자력(27.5%)과 수력(20.7%)에서 비롯된 수입이 가장 높게 나타났고, 이어 육상풍력(12.4%), 해상풍력(8.6%), 가스(6.2%)의 순으로 높게 나타났다.

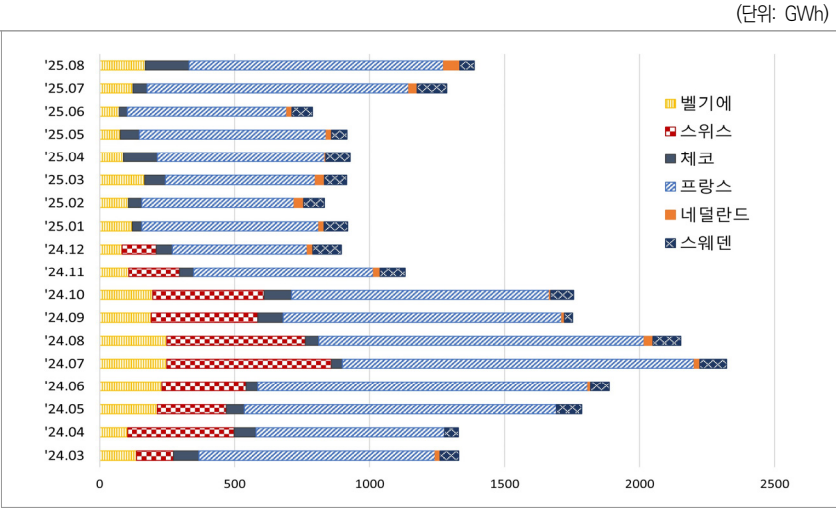
그림 3-4. 독일의 에너지원별 전력 수출입 현황



자료: SMARD DB, "Electricity: Energy Mix of Exports"; "Electricity: Energy Mix of Imports to Individual Countries" (모든 자료의 검색일: 2025. 10. 2.).

국가별로 살펴보면, 독일의 전력 수출국과 수입국이 유사하게 나타나는데, 수출국은 오스트리아, 벨기에, 스위스, 체코, 덴마크, 프랑스, 룩셈부르크, 네덜란드, 노르웨이, 폴란드, 스웨덴 등 11개국이며, 수입국 역시 룩셈부르크를 제외한 10개국으로 동일하다. 지난 2024년 9월~2025년 8월을 기준으로 독일의 전력 수출 규모가 가장 컸던 국가는 오스트리아로 12개월간 11TWh 이상을 기록하였다. 반면 북유럽 국가로의 수출 규모는 상대적으로 작아 스웨덴의 경우 400GWh에도 미치지 못하였다.⁶⁰⁾

그림 3-5. 독일의 인근 국가로부터의 원자력 수입 현황



주: 2025년 1~8월의 스위스 데이터 누락.
자료: SMARD DB, "Electricity: Energy Mix of Imports to Individual Countries"(검색일: 2025. 10. 2.).

2024년 9월부터 2025년 8월까지 독일의 인근 국가로부터 수입한 전력의 규모는 국가별로 상이하였다. 덴마크나 프랑스로부터의 수입 규모는 각각 15TWh, 12TWh 이상으로 나타났고 네덜란드, 스위스, 노르웨이로부터도 7TWh 이상을 기록하였다.⁶¹⁾ 인근 국가로의 전력 수출에 대한 독일의 에너지믹스는 대체로 유

60) 상세 내용은 [부록] 참고.

사하게 나타났으나, 독일이 수입하는 전력에 대한 국가별 에너지믹스는 큰 차이를 보였다. 덴마크의 대독 전력 수출은 육상 및 해상풍력 위주였고, 프랑스는 원자력에 집중되었으며, 네덜란드는 천연가스, 노르웨이는 수력, 스위스는 원자력과 수력 중심으로 나타났다.⁶²⁾ 한편 독일의 주요 수입 전력원인 원자력은 현재 프랑스, 스위스, 벨기에, 스웨덴, 체코, 네덜란드 등 6개국으로부터 이루어지고 있다. 특히 프랑스 원전으로부터만 12개월간 8TWh 이상을 수입할 정도로 프랑스는 독일의 가장 중요한 원자력 무역 대상국이다(그림 3-5 참고).

나. 에너지 정책

1) 에너지전환과 재생에너지원 확대

독일의 2021년 이전 기후중립 목표는 2050년까지 달성하는 것이었으나, 「기후변화법(Climature Change Act)」이 2021년에 개정되면서 목표연도가 2045년으로 앞당겨졌다. 에너지전환(Energiewende)은 2045년의 기후중립 달성을 위해 독일 연방정부가 추진하고 있는 지속적이고 기후중립적인 에너지 체계를 만들기 위한 장기정책이다. 기존에는 재생에너지원 사용 확대 및 탈원전이라는 의미로 사용되었으나 최근에는 건축물, 수송, 산업, 농업 등 경제 전반에서의 전환을 포함하고 있다.⁶³⁾

재생에너지원의 이용 목표를 담은 「재생에너지원법(EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz)」은 주기적으로 개정되고 있는데, 2023년에 개정(EEG 2023)이 이루어지면서 재생에너지원의 사용 비율 목표가 2030년까지 80% 달성으로 상향 조정되었다. EEG 2023에서는 태양광 발전 가능 용량 215GW, 육상풍력 발전 가능 용량 115GW, 해상풍력 발전 가능 용량 30GW의 설치를 목표로 하고 있다.

61) 위의 자료.

62) 2025년부터 스위스의 대독일 에너지 수출 상세 자료가 누락되었다.

63) Agora Energiewende, "The German Energiewende"(검색일: 2025. 11. 1.).

2) 탈원전 및 탈화석연료

2011년에 발생한 일본 후쿠시마 원전 사태 이후 탄력을 받은 탈원전 정책은 2022년까지 모든 원전을 폐쇄하는 방향으로 진행되고 있었으나 러-우 전쟁의 여파로 계획 조정이 불가피하였다. 2022년 말, 전기, 가스와 같은 에너지 가격이 폭등하는 등 유럽 내에서 심각한 수준의 에너지 위기가 발생함에 따라, 독일 최후의 원전 3기를 2023년 4월까지 연장 가동한 후에 폐쇄하였다.

원전을 폐쇄하면서 화석연료를 활용한 발전이 일시적으로 불가피하게 늘어났다. 이미 2020년에 「석탄화력발전 종료법(KVBG: Kohleverstromungsbeendigungsgesetz)」이 도입되어 2038년까지 석탄을 이용한 화력발전소를 단계적으로 폐쇄할 예정이었는데, 2022년 개정안(KVBG 2022)으로 갈탄도 포함하게 되었다.⁶⁴⁾ 다만 석탄과 갈탄의 단계적 퇴출 절차에서 약간의 차이가 있다. 석탄의 경우 경매 등을 통해 자발적 폐쇄를 유도한 후 목표치에 도달하지 못할 경우 연방네트워크청(BNetzA)이 2027년부터 의무 폐쇄를 적용한다. 반면 갈탄의 경우에는 150MW 미만 발전소는 석탄과 동일하게 처리되지만, 대형 발전소는 법률로 정한 계획에 따라 점진적으로 폐쇄될 예정이다. 구체적으로 구서독 지역의 갈탄 발전소는 2030년까지 폐쇄되지만, 구동독 지역은 최장 2038년까지 가동할 수 있다.⁶⁵⁾

3) 에너지 공급의 안정성 및 효율성 제고

독일은 재생에너지원으로부터의 발전량을 늘리고 석탄, 갈탄을 이용한 화력 발전의 감축을 동시에 추진하고 있는데, 이에 따라 에너지 부족이라는 틈새가 발생하였다. 이 틈새를 메워 주고자 한시적으로 운영할 전통적 에너지원, 특히 천연가스 발전소 건설을 계획하고 있으며, 장기적으로는 수소 발전소로 전환할 계획이다.⁶⁶⁾ 그러나 이러한 대응만으로는 원활한 에너지 공급이 어려울 수 있

64) Climate Change Laws, "Law on the Reduction and Termination of Coal-Fired Power Generation and the Amendment of further Laws (Kohleausstiegsgesetz)"(검색일: 2025. 11. 1.).

65) Mennel, Hofmann, and Meyne(2025), p. 9.

어 충분한 전력 확보를 위해 국경 간 거래를 활발히 추진하고 있다. 물론 독일은 주변국으로부터 수입하는 전력에 있어 재생에너지원 전력을 선호하나 가격 등을 고려하여 유연하게 에너지원을 선택하고 있다.

에너지 효율성과 관련하여 독일은 2014년에 ‘국가 에너지 효율성 활동계획(National Action Plan on Energy Efficiency)’을 마련하는 등 이미 오래전부터 관심을 두고 있다. 2023년에 발효된 「에너지 효율성 법(Energy Efficiency Act)」에 따르면 2030년까지 최종 에너지 소비량의 45% 감축을 목표로 하고 있다.⁶⁷⁾ 이는 공급뿐만이 아니라 수요 측면의 역할도 중요함을 강조하는 것으로, 연방과 연방 주 모두가 2024년부터 에너지 절약 조치를 취해야 하며, 2030년까지 연방 차원에서는 연간 최종 에너지 소비량을 45TWh, 주정부 차원에서는 3TWh를 감축해야 한다.

다. 에너지 정책 관련 최근 논의

1) 주요 정당 기조

러-우 전쟁으로 인한 가스 유입 중단과 에너지 위기는 독일의 에너지 정책 전반에 큰 변화를 가져왔다. 마침 원전 퇴출 계획이 진행되고 있는 시점에 발생한 위기라서 에너지 공급 안정성에 대한 경각심이 더욱 높아질 수밖에 없었다. 당시 독일 연방정부는 녹색당이 주니어 파트너로 참여하고 있었음에도, 석탄과 갈탄으로 가스 소비를 대체하며 위기에 대응하였다. 아울러 임시방편으로 원자력 발전의 폐쇄 기한 또한 일시적으로 연장하였다.⁶⁸⁾

현재는 2025년 5월에 출범한 메르츠(Merz) 총리의 기민/기사당 연합

66) Mennel, Hofmann, and Meyne(2025), p. 20.

67) Federal Ministry of Economic Affairs, “Bundestag Adopts Energy Efficiency Act”(검색일: 2025. 11. 1.).

68) 2021년 12월부터 2025년 5월까지 솔츠(Scholz) 총리가 이끄는 사민당(SPD), 녹색당(Bündnis 90/Die Grünen), 자민당(FDP) 연립정권이 국정을 운영하였다.

(CDU/CSU)과 사민당(SPD)이 연립정부를 구성하고 있는데, 야당 대부분이 기후중립 달성 시기에 이견을 보일 뿐, 기후중립의 달성이라는 목표에는 동조하고 있다. 기민/기사당 연합과 사민당, 녹색당(Bündnis 90/Die Grünen)은 기존 목표인 2045년까지의 기후중립 달성에 찬성하고 있는데, 좌파당(Die Linke)은 오히려 이를 2040년으로 앞당기자는 총선 공약을 내세우기도 하였다. 한편 최대 야당인 독일대안당(AfD)은 기후 보호와 관련된 모든 정책을 반대하고 있을 뿐만 아니라 국제적인 합의도 부정하고 있어 현 연방정부의 정책 방향과 배치될 것으로 보인다. 기후 목표에도 불구하고 현 메르츠 정부는 러-우 전쟁 이후 재점화된 탈화석연료 발전에 대해 유지해야 한다는 입장으로 2038년까지의 점진적 탈석탄 계획을 고수하고 있다. 녹색당과 좌파당은 탈석탄 목표 연도를 2030년으로 앞당기기를 원하고 있는 반면 독일대안당은 화력발전소의 건설 확충을 주장하며 갈탄의 단계적 퇴출에 대해서도 반대하고 있다. 독일대안당을 비롯한 일각에서는 원전 부활에 대한 논의를 재개해야 한다고 주장하고 있지만, 독일 내 원자력 발전의 부활은 법률 개정과 함께 이미 영구 폐쇄된 원전의 복구 작업이 수반되어야 하므로 현실적으로 어렵다고 판단된다.

2) 최근 쟁점과 정치적 논의

가) 에너지믹스

독일은 EU의 택소노미(taxonomy)에 원자력이 포함된 것에 반대하는 대표적인 국가이다. 2025년 총선 전 기민/기사당 측에서 소형모듈형원자로(SMR)를 고려하여 원전의 부활 가능성을 논의해 보자는 의견이 있었으나, 이는 극소수의 의견으로 독일은 EU 역내에서 탈원전을 주도하는 국가로 남을 것으로 보인다.

한편 장기적인 관점에서 수소는 독일 전력시장에서 중요한 역할을 할 것으로 기대된다. 그러나 수소 활용 기반이 충분히 구축되기 전까지는 2030년까지

80%의 재생에너지원을 이용한 발전과 2038년까지 화력발전의 점진적 퇴출이 전력수급 안정성을 위협하는 요인으로 평가된다. 이에 2022년 말 유럽 에너지 위기 때 화력발전이 했던 역할과 같이 가스를 이용한 발전을 과도기적 에너지원으로 이용하고자 20GW 용량의 가스발전소 건설 등 일시적인 에너지원 확대의 필요성이 논의되고 있다. 설치되는 가스발전소는 추후 수소발전소로 전환될 계획이며, 수소 활용 인프라가 충분히 구축된다면 수소를 활용한 유연한 전력가격 형성에 기여할 것으로 전망된다.⁶⁹⁾

나) 전력가격과 전력용량 시장의 도입

독일의 가계 및 산업 전력가격은 전력 생산분을 고려할 때 상대적으로 높은 수준으로 평가된다(그림 3-6 참고). 독일의 전력가격 경쟁력을 개선하려면 그리드 개선과 재생에너지원 확대를 위한 투자가 요구된다. 특히 시장을 기반으로 하는 탄소가격제의 시행으로 이러한 에너지전환 비용을 충당하기 어렵다면, 관련 공적자금 확대와 보조금 지원 등의 방안을 함께 고려해야 한다는 논의도 존재한다.

더욱이 현재 독일은 단일 입찰가격구역(price bidding zone) 제도를 운용 중이다. 즉 독일 전국의 시장가격이 동일하게 형성되어 있는 것이다. 그러나 풍력발전 설비가 잘 갖추어지고 북유럽으로부터의 전력 공급이 원활한 북부와 상대적으로 전력 생산 및 공급이 부족한 남부 간의 지역 격차를 고려하여 2개 이상의 구역으로 구분해야 한다는 의견이 있다. 효율적인 전력가격 결정을 위해 점차 EU 차원에서도 이를 요구할 것으로 보인다.⁷⁰⁾

한편 산업에 중점을 두고 있는 현 메르츠 연방정부는 전력 공급의 안정성을 확보하고자 전력 용량시장(capacity market)의 도입을 계획하고 있다.⁷¹⁾ 프

69) Agora Energiewende의 Fabian Huneke 인터뷰(2025. 11. 19.).

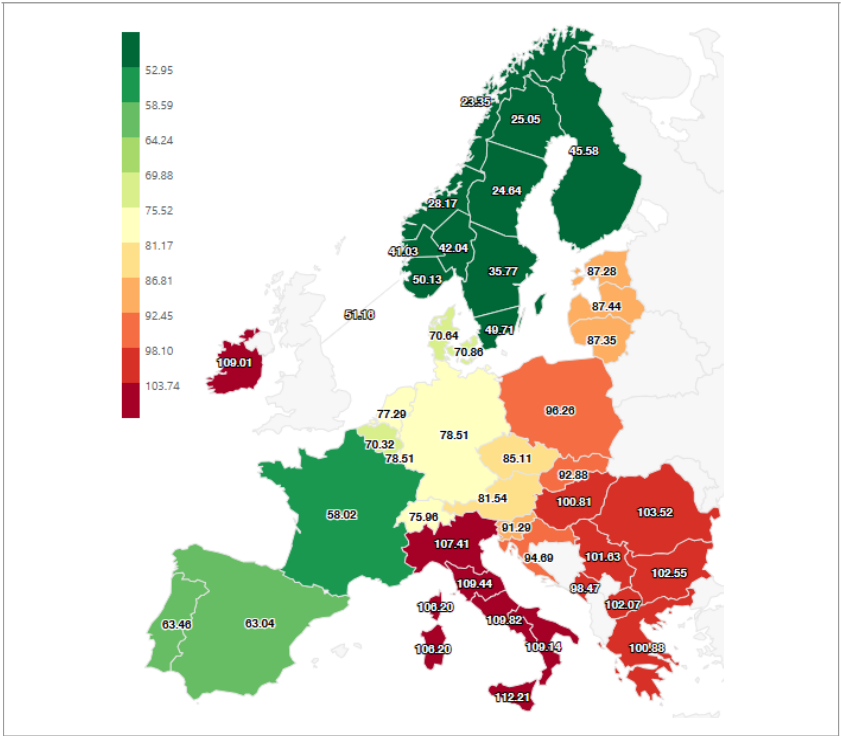
70) DENA의 Justin Hoffmann, Tim Mennel 인터뷰(2025. 11. 19.); BMW의 Benedikt Guenter, Marius Strotjohann 인터뷰(2025. 11. 20.).

71) 용량시장의 목표는 '탈탄소화 전력 시스템에 필요한 기술조합을 확보하여 기후중립적이고 효율적이

랑스, 영국, 이탈리아, 벨기에 등에서 도입한 용량시장의 형태는 다양하며, 전력망을 원활하게 운영하려면 용량시장이 필요하다는 의견이 지배적이다.⁷²⁾ 독일에서의 용량시장에 대한 언급은 2015년 전후에 시작되었으나 본격적인 도입 가능성에 대한 논의는 2022년에 전력가격이 급등한 솔츠 연방정부 때부터이다.⁷³⁾ 용량시장의 도입은 기상 상황으로 재생에너지의 생산이 급감하는 ‘동켈플라우테(Dunkelflaute)’의 발생 가능성에 대비할 수 있다. 그러나 그리드

그림 3-6. 입찰가격구역으로 구분한 EU 및 EFTA 지역의 평균 전력가격(2024년)

(단위: 유로/MWh)



자료: Energy-Charts, “Average Electricity Spot Market Prices in 2024”(검색일: 2025. 11. 24.).

며 지불 가능한 방식으로 공급의 안정성을 보장하는 것'이다. BMWK(2024), p. 6.

72) Magnus, “Capacity Markets in Europe”(검색일: 2025. 11. 24.).

73) Mennel, Hofmann, and Meyne(2025), pp. 21-22.

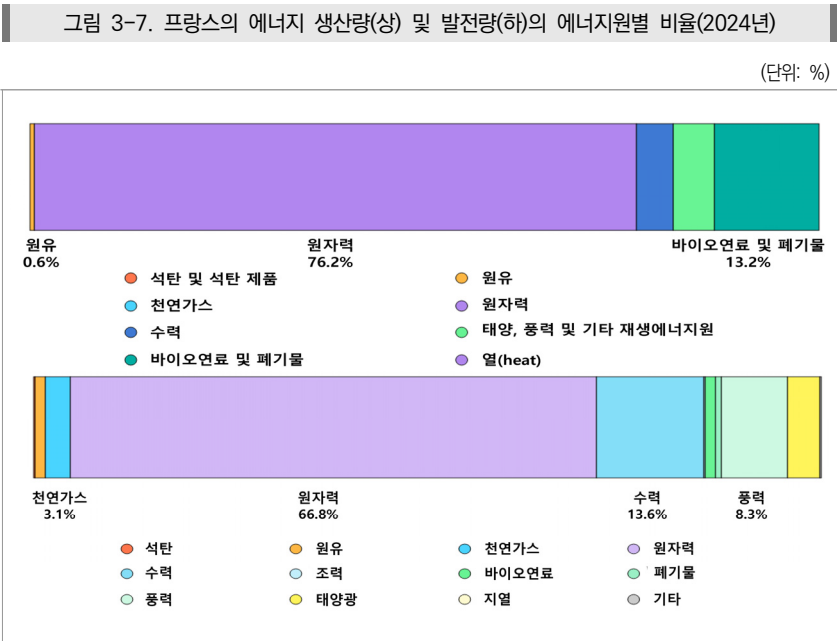
운영을 안전하고 효율적으로 하려면 송전시스템운영자(TSO)와의 분리가 요구된다. 따라서 용량시장의 도입 전 기존 송전시스템운영자(TSO)와의 갈등 요소 해결이 선행되어야 할 과제로 지적되고 있다. 또한 태양광 발전으로 발생하는 전력의 효율적인 저장을 위해서도 시장 설계 단계부터 배터리 부문에 대한 고려가 요구된다.⁷⁴⁾

74) BMW의 Benedikt Guenter, Marius Strotjohann 인터뷰(2025. 11. 20.).

2. 프랑스

가. 에너지 수급 현황

프랑스는 유럽의 대표적인 원전 국가로서 전체 에너지 생산량의 76%, 발전량의 67%를 원전에서 얻고 있다. 그러나 프랑스는 순에너지 수입국으로서 전체 에너지 공급의 41.7%를 수입에 의존하고 있다. 다만 최근 들어서 에너지 수입이 감소하는 추세이다(그림 3-7 참고).



자료: IEA DB, "France Energy Mix"(검색일: 2025. 9. 10.).

프랑스의 2024년 전력 생산량은 전년대비 9% 증가한 539TWh를 기록하면서 2년 연속 증가세를 보였다. 이는 코로나19 팬데믹 이전(2014~2019년) 수준을 처음으로 넘어선 것으로, 원자력과 수력 발전량의 증가에서 기인한다. 반

면 화석연료의 전력 생산량은 큰 폭으로 감소하면서 1952년 이후 최저 수준을 기록하였다.⁷⁵⁾ 프랑스 정부는 2030년까지 전력 생산에서 재생에너지 사용 비율을 35%로 늘리는 것을 목표로 하고 있는데, EU 회원국 중에서는 체코, 슬로바키아에 이어 세 번째로 낮은 수준이다(그림 3-8 참고).⁷⁶⁾

그림 3-8. 회원국별 발전 부문 재생에너지 사용 목표(2030년)



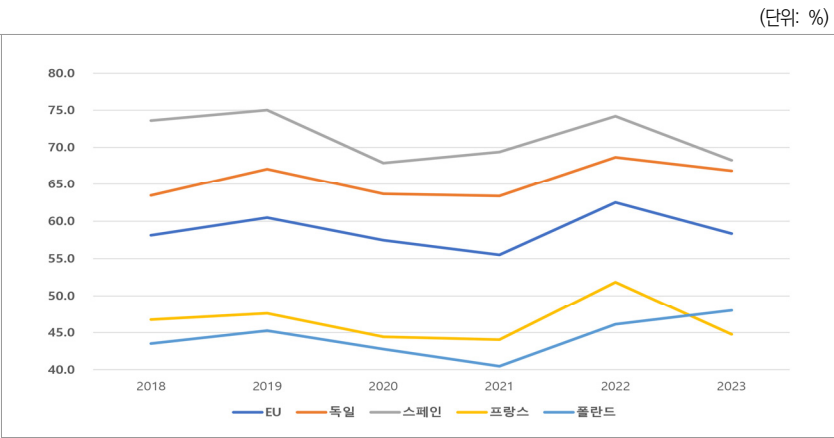
자료: EMBER, "2030 Global Renewable Target Tracker"(검색일: 2025. 10. 3.).

75) Analyses et Données de l'électricité, "Bilan Electrique 2024"(검색일: 2025. 9. 30.).

76) EMBER, "France"(검색일: 2025. 10. 2.).

전력 생산량의 증가는 전기 수출로 이어진바, 프랑스의 2024년 전기 수출량은 101.3TWh로 역대 최고치를 기록하였다. 순수출량도 2002년의 76TWh를 상회하는 89TWh를 기록했는데, 전체 전기 수출의 3분의 1가량은 이탈리아, 18%는 독일, 15%는 벨기에의 순으로 나타났다. 한편 프랑스 국내 전력 소비량은 2010년 472TWh로 정점을 기록한 후 2023년까지 연평균 1%씩 감소하다가 2024년에는 안정세로 돌아서 410TWh를 기록하였다.

그림 3-9. EU 및 주요국의 에너지 수입의존도

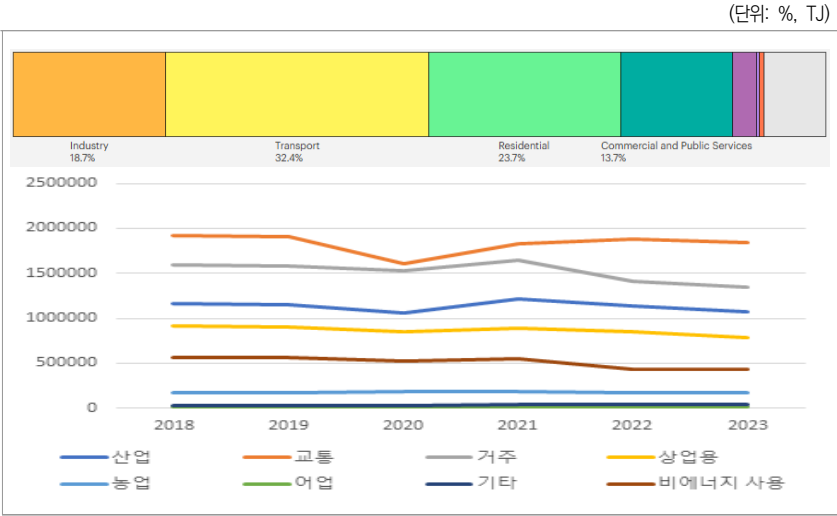


자료: Eurostat, "Energy Imports Dependency"(검색일: 2025. 11. 10.).

프랑스는 이 보고서에서 다루는 국가 및 EU 평균과 비교해서도 수입의존도가 낮은 수준이다. 프랑스의 2023년 에너지 수입의존도는 44.9%로 EU 평균(58.3%)을 하회하며, 독일(66.4%), 스페인(68.4%)과 대조적인 모습을 보인다. 이는 높은 원자력 발전 비율과 더불어 국가 차원에서 송전망이나 전략 단가, 에너지 안보를 책임지고 관리한 결과 전력의 자급률이 높고, 화석연료 수입 수요가 낮기 때문이다.

한편 프랑스의 최종 에너지 소비에서 부문별 비율을 살펴보면 교통과 주거(housing)의 비율이 각각 32.4%와 23.7%로 높게 나타나며, 산업과 상업용 건물에 그 뒤를 잇는다.

그림 3-10. 프랑스의 최종 에너지 소비: 부문별 비율 - 2023년 비율(상) 및 연도별 추이(하)



자료: IEA DB, "France Energy Mix"(검색일: 2025. 9. 10.).

나. 에너지 정책

1) 통합국가에너지기후계획(PNIEC, 2023~2030)⁷⁷⁾

2024년 EU 집행위원회에 제출된 프랑스의 통합국가에너지기후계획(PNIEC)에는 2030년과 2050년 기후중립 달성을 위한 프랑스의 전략이 나와 있다. 특히 2030년 기후목표 달성은 2050년의 기후중립 달성에 중요한 판단 근거를 제시한다는 점에서 프랑스 정부는 2030년까지 온실가스 배출량을 1990년 대비 최소 50% 감축하는 목표를 설정하였다.⁷⁸⁾

77) Gouvernement(2024).

78) 프랑스 온실가스 배출량 감축은 2017~2022년 기간 연평균 2%였으며, PNIEC 계획에 따라 2023~2030년 기간 중 온실가스 배출량 감축은 연평균 5% 수준이다.

표 3-3. 프랑스 PNIEC 2023~2030의 주요 목표

목표	내용	전망
최종 에너지 소비	2012년 대비 2030년까지 30% 감축(1,243TWh), EU 목표는 2012년 대비 28.6% 감축	1,381TWh
분야별 재생에너지 목표	2030년까지 태양광: 54~60GW 육상풍력: 33~35GW 해상풍력: 3.6GW	570TWh
원자력 발전 용량	2026년까지 신규 발전용량 9.9 GWe	9.9GWe
온실가스 배출량	2050년 탄소중립 달성	n.a.

자료: Gouvernement(2024).

구체적인 전환 목표로 2023년 기준 화석연료 비율을 60%에서 2030년 42%, 2035년 30%로 낮추며, 동시에 무탄소 전력 확대 차원에서 2023년 458 TWh에서 2030년 57TWh, 2035년 666~708TWh가 제시되었다.

시장 기반 에너지 정책으로서 프랑스는 에너지 효율 개선을 강조하는데, 2050년까지 최종 에너지 소비를 2012년 대비 50% 감축하기로 계획하였다. 이를 위해서 건물 부문에서 주택의 단열과 난방을 개선하고, 교통 부문에서는 친환경차에 대한 보조금 확대, 내연기관 차량에 대한 운행 규제, 전기차 및 충전 인프라 시설 확충 등을 강조하고 있다.

2) 프랑스 3차 다년간 에너지계획(PPE3, 2025~2035)⁷⁹⁾

2025년 초 프랑스 정부는 제3차 다년간 에너지계획(PPE: Programmmations Pluriannuelles de l’énergie) 초안을 발표하면서 기후변화 대응, 가격 안정, 에너지 안보를 3대 목표로 설정하였다. 기후변화 대응은 에너지 소비를 절감하고, 저탄소 에너지 생산을 확대하는 것이다. 2050년 기후중립 달성을 위해 2023년 현재 60%인 화석연료 기반 에너지믹스를 2030년까지 42%, 2035년

79) Gouvernement(2025).

까지 30%로 감축하며, 저탄소 에너지 비율을 60%까지 높인다는 계획이다. 아울러 에너지 효율 향상, 재생에너지 개발, 소비자의 구매력 보호 등 저탄소국가 전략(SNBC: Stratégie Nationale Bas-Carbone)과 연계하여 일관성을 확보하였다.⁸⁰⁾

한편 개정된 에너지 효율 지침에 따라 2030년까지 최종 에너지 소비를 1,243TWh로 감축하겠다는 목표가 제시되었는데, 이는 2012년 대비 29% 감소한 것이다. 에너지 효율 개선을 위해 매년 60만 개 건물의 리노베이션을 추진하고, 운송 부문에서는 전동화를 촉진하여 2035년까지 내연기관 신차 판매를 금지하는 EU 정책목표와 일치하고 있다. 또한 에너지 절약인증서(CEE) 제도를 통해 에너지 절약 의무 수준을 단계적으로 상향 조정하여 2028~2030년 기간 중 연간 32TWh의 에너지를 절감할 것으로 기대된다.

대표적인 원전 국가인 프랑스는 안전 요건을 충족할 경우 기존 원전 수명을 50년 또는 60년 이후에도 운영할 수 있도록 하였다. 또한 신형 원자로 6기를 건설하기로 확정 짓고 2026년까지 최종 투자 결정을 하기로 하였다. 반면 프랑스 정부는 재생에너지 부문에서도 전력 생산 목표를 제시하면서 원전과 재생에너지를 모두 중시하고 있다. 일단 2030년까지 217TWh, 2035년까지 306~348TWh의 재생에너지원을 활용한 전력 생산 목표를 제시하였다. 주로 태양광과 풍력, 수력 발전에 집중되어 있는데, 태양광은 2023년 19.3GW에서 2030년까지 54GW, 2035년 65~90GW로 확대한다는 목표이며, 풍력(육상)의 경우 2023년 21.9GW에서 2030년 33GW, 2035년 40~45GW를 목표로 한다. 수력발전의 경우 2023년 25.9GW에서 2030년 26.3GW, 2035년

80) PPE3는 다른 에너지 정책과 연계되어 있으며 구체적인 내용은 다음과 같다. 국제적 차원에서 파리 기후협정, 세계생물다양성 프레임워크, UN 지속가능발전목표(SGDs)는 프랑스의 기후 및 에너지 목표 설정 시 큰 원칙으로 작용한다. 그뿐만 아니라 EU 차원의 에너지 기후 목표 및 정책과 연계된다. 프랑스 국내적으로는 저탄소국가전략(SNBC)이 기후중립 목표에 따라 국가의 모든 정책이 설계되어 있는지 판단하는 기준이 되며, PPE는 전력 생산, 재생에너지 확대, 에너지 효율화 등의 분야별 구체적인 목표를 제시한다. 기후변화 적응전략인 PNACC는 앞에서 논의한 SNBC, PPE와 밀접한 연관을 맺으며 상호 보완적 기능을 한다. 동시에 지역단위(SRADDET, SRDEII), 광역단위(PLUi, PCAET, PDM)와도 정책적으로 연계되면서 일관적인 에너지 정책이 추진될 수 있도록 한다.

28.7GW로 확대한다. 반면 수소 에너지에 대해서는 약 90억 유로를 투자하여 수소 산업 전반을 지원하게 되는데, 수소 생산은 전력망 운영 최적화를 위해 유연한 운영방식을 장려하고 있다.

프랑스는 안정적인 에너지 공급의 기준으로 연평균 공급 불균형 위험이 3시간을 초과하지 않도록 하며, 평균 연간 부하 차단 시간을 2시간 미만으로 유지하도록 한다. 이는 EU 회원국 중에서도 가장 엄격한 기준이다. 원전과 재생에너지 덕분에 프랑스는 공급 불균형 위험이 큰 폭으로 감소할 것으로 전망되나, 탈탄소화를 가속화하기 위해 소비 관리, 에너지 저장, 수력발전과 같은 다양한 정책 및 에너지원과의 유연한 조합을 함께 추진할 계획이다.

3) 프랑스 투자계획 2030

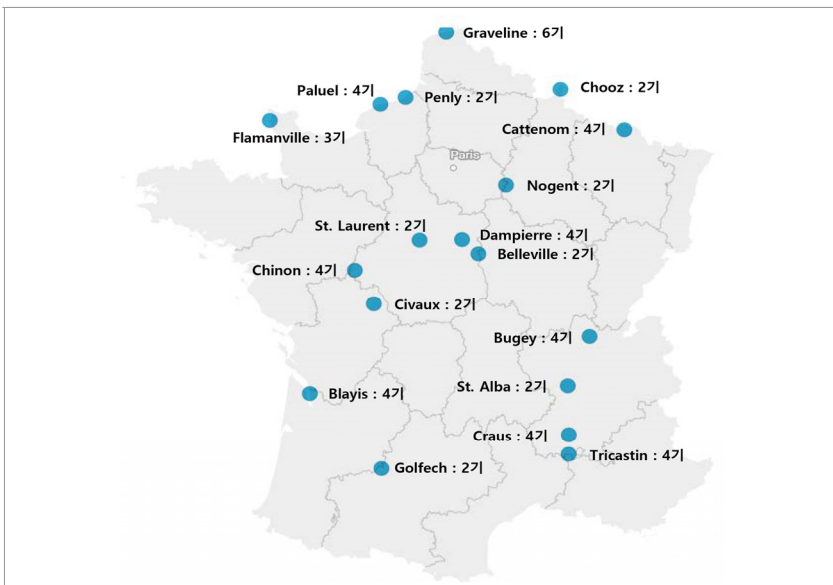
2021년에 마크롱 대통령은 2030년까지 340억 유로 규모(300억 유로 보조금과 40억 유로 재원조달)의 투자 로드맵인 'France 2030'을 발표하였는데, 이 중 120억 유로를 에너지 부문에 할당하였다.⁸¹⁾ 산업 부문의 탈탄소화에 80억 유로, 수송 부문의 탈탄소화에 40억 유로를 투자한다는 내용이 그것이다. 산업 부문의 온실가스 배출을 2015년 대비 35% 감축한다는 계획과 함께 소형모듈형원자로(SMR: Small Modular Reactors)와 방사성 폐기물 처리에 초점이 맞춰져 있다. 그리고 수송 부문 탈탄소화의 경우 2030년까지 200만 대의 전기차 및 하이브리드차의 보급과 세계 최초의 저탄소 항공기 생산을 목표로 제시하였다. 이후 추가로 25GW 용량의 신규 원자로 6기 건설이 제안되었으며, 기존 원자로의 수명도 50년 이상으로 연장되었다. 또한 재생에너지에 10억 유로를 투자하면서 설비 용량을 2050년까지 10배 늘린다는 목표를 세웠다.

81) Gourvenement(2021).

4) 프랑스 원전정책

프랑스의 원전정책은 2014년 이전 정부에서 수립된 정책에 따라 2050년까지 원전 비율을 발전량의 50%로 줄이는 것을 목표로 설정하였다. 2012년 당시 올랑드 프랑스 대통령이 소집한 에너지전환에 대한 전국적 토론회를 통해 프랑스의 원전 비율 감축 및 재생에너지 사용 확대와 에너지 효율 조치 개선이 핵심 과제로 선정되었다. 이에 따라 2014년 10월에 녹색 성장을 위한 에너지 전환 법안이 프랑스 상원에 상정되었는데, 이 법안은 2025년까지 원전 비율을 50%로 정하고 발전 용량도 당시 수준인 63.2GW로 제한하는 내용을 담고 있다. 2017년에 프랑스는 원전 비율 50% 목표를 2025년으로 연기했으며, 2019년에는 2035년으로 재차 연기하였다.

그림 3-11. 프랑스의 57개 원전 분포



자료: World Nuclear Association, "Nuclear Power in France"(검색일: 2025. 9. 10.).

이후 2022년 2월 벨포르에서 마크롱 대통령은 2035년까지 1.6GW 규모의 신규 원자로 6기를 건설하고, 8기를 추가로 건설하는 방안을 검토한다는 500억 유로 규모의 투자 계획을 발표하였다.⁸²⁾ 이 계획안에는 공급망, 폐기물 관리, 소형모듈형원자로(SMR) 건설 등도 포함되어 있는데, 마크롱 대통령은 에너지 비용 상승, 기후 문제, 프랑스의 원자로 교체 및 전기화와 데이터 센터 확산에 따른 에너지 수요 증가 등의 전략적 문제를 언급하였다. 마크롱 대통령은 향후 30년간 화석연료의 비율을 낮추는 동시에 전력 공급을 60%까지 늘려야 하는 필요성을 강조하였다. 그러면서 탄소 배출이 없고 가장 안정적으로 에너지를 공급할 수 있는 수단으로 원자력과 재생에너지를 꼽았으며, 이는 프랑스 전력 계통운영사인 RTE의 『미래 에너지 2050』에 기반하고 있다.⁸³⁾ RTE는 이 보고서에서 신재생에너지 개발과 함께 가동 중인 모든 원전의 계속 운영을 시행하는 것이 프랑스의 기후중립 목표 달성에 중요하다고 강조하였다.

한편 2023년 1월에 프랑스 상원은 신규 원전 건설 및 기존 원전 운영에 관한 조건 개선 법안을 통과시켰는데, 이로써 기존 원자력 부지 인근의 신규 원전 건설이 수월해진 것은 물론이고 인허가 절차 또한 단축되었다.⁸⁴⁾ 2024년 10월에는 상원에서 프랑스 에너지믹스 구성을 “원자력 2/3 + 재생에너지 1/3”로 유지하는 법안을 채택하였다.⁸⁵⁾ 이에 녹색당은 재생에너지에 대한 지원 방안이 포함되었음에도 원자력 의존도를 이유로 재생에너지가 희생되고 있다며 반대표를 던졌다. 반면 공산당은 원자력 부활을 적극 환영하면서도 신규 원전 건설을 위한 자금 조달방안이 미흡하다고 비판하기도 하였다. 한편 2024년 5월에 제정된 「원자력 안전 및 방사선 보호 거버넌스 조직에 관한 법률」에 따라 원자력안전국(ASN)과 방사선보호연구소(IRSN)를 통합하여 원자력 안전 및 방사선

82) Euronews(2022. 2. 11.), “Macron Calls for Nuclear ‘Renaissance’ to End the France’s Reliance on Fossil Fuels”(검색일: 2025. 8. 10.).

83) RTE(2021).

84) Senat(2023).

85) Public Senat(2024. 10. 17.), “Energie: le Senat adopte sa propre loi de programmation, avec le soutien du gouvernement”(검색일: 2025. 9. 20.).

보호청(ASNR: Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection)이 설립되었다.⁸⁶⁾ 프랑스 정부를 대신해 프랑스 내 민간 원자력 활동을 감독하고 전문가 평가, 연구, 교육 및 공공정보 제공 업무를 수행한다.

지난 수년간 프랑스 정부는 EU 차원에서의 원전 지원이 재생에너지와 비교하여 미약하다는 점을 인지하고 EU 녹색분류체계 마련에서부터 기후중립기술에 원전이 포함되도록 정치적 노력을 강화하고 있다. EU 차원에서 원전에 대한 정량적인 목표를 제시하지 못하는 가운데, 프랑스는 원전의 친환경성에 따라 EU 차원의 정책적 지원이 필요하다는 입장이다. 이에 EU 집행위원회는 사고 저항성핵연료, 방사성폐기물 처분시설, 최적가용기법(BAT), 방사성폐기물 관리 기금 및 원전해체 비용 등에서 원전을 EU 녹색분류체계상의 친환경 경제활동으로 최종 승인하였다. 또한 「기후중립기술법(NZIA: Net-Zero Industrial Act)」에서도 당초 EU 집행위원회 초안에서는 원전이 제외되어 있었다. 그러나 프랑스를 주축으로 한 친원전 국가들의 정치적 협상의 결과 기후중립기술에도 원전 기술이 포함되었다.⁸⁷⁾

다. 에너지 정책 관련 최근 논의

1) 주요 정당 기초

프랑스 정당들은 에너지와 기후변화 정책과 관련해 사안별로 입장이 같거나 다른 모습을 보이고 있다.⁸⁸⁾ 대표적으로 원자력 부문에서는 다수 정당이 친원

86) Autorite de surete nucleaire et de protection(ASNR), “Les missions de l’ASNR”(검색일: 2025. 10. 20.).

87) EU 집행위원회 초안에는 8개 기후중립기술(① 태양광 및 태양열 기술, ② 육상 풍력발전 및 해양 재생 에너지 기술, ③ 배터리 및 저장기술, ④ 히트펌프 및 지열에너지 기술, ⑤ 수전해장치 및 연료전지, ⑥ 바이오가스 및 바이오메탄 기술, ⑦ 탄소포집저장기술, ⑧ 그리드)이 포함되었다. 그러나 이후 최종적으로 승인된 「기후중립산업법」에는 원전 기술과 SMR 모두 기후중립 기술로 인정되었다. European Union(2024).

88) 프랑스의 대표적인 정당연합이 3개 존재한다. 집권당인 르네상스당과 다른 중도 성향의 정당 연합인 앙상블(Ensemble), 4개 좌파 정당(사회당, 녹색당, 공산당, 굴복하지 않는 프랑스)으로 구성된 신인민전선(NFP), 극우정당인 국민연합(RN)이 있다.

전의 성향을 나타낸다. 프랑스 정부가 원자력 운영사인 EDF 지분의 84%를 소유한 상황에서 집권당인 앙상블(Ensemble)은 완전 재국유화 계획을 발표하였다. 이에 대해서는 좌파 정당들도 EDF의 국유화를 요구한 바 있다. 특히 앙상블은 선언문을 통해서 원전에 대한 지지를 재확인했는데, 프랑스의 에너지 독립을 보장받고 기후중립 달성을 위해서는 8개의 신규 원자로 건설을 약속하기도 하였다. 좌파연합인 신인민전선(NFP: Nouveau Front Populaire)은 원전에 대한 언급을 최소화하면서도 재생에너지의 중요성을 강조하고 있다는 점에서 앙상블과도 미묘한 차이를 보인다. 특히 해상풍력과 조력발전 분야에서 프랑스의 글로벌 리더십을 강조하고 있다.

에너지 비용과 관련해서도 정당마다 접근 방식이 다르다. 앙상블은 유럽 전기시장 개혁을 통한 전기요금 15% 인하 계획을 발표하였다. 극우정당인 국민연합은 에너지 가격을 결정하고 경쟁력을 약화하는 EU 규정에서 탈퇴하겠다는 점을 분명히 밝혔다. 또한 모든 에너지 제품의 부가세를 20%에서 5.5% 인하하기로 하였다.

2) 최근 쟁점과 정치적 논의

10년간의 에너지 계획을 담고 있는 PPE3에는 석탄 발전을 폐쇄하는 대신 가스발전소로의 전환을 허용하는 내용이 담겨 있다.⁸⁹⁾ 이는 이전 버전에서 “화석 에너지를 기반으로 하는 새로운 발전소를 짓지 않겠다”라는 조항이 삭제된 것이다. 결국 기존 화력발전소를 전환하거나 100% 탈탄소 에너지를 사용하는 발전소 건설을 위한 연구나 시범 프로젝트 공약이 약화되었음을 의미한다. 또한 프랑스의 태양광 발전 목표치도 축소되었는데, 2035년까지 65~90GW 목표는 이전 계획의 75~100GW보다 낮다.

특히 PPE3를 논의하는 과정에서 프랑스 내 원전 지지 세력과 재생에너지 중심의 전환을 강조하는 세력이 이견을 표출하고 있다. 대니얼 그레밀레(Daniel

89) Gouvernement(2025).

Gremillet) 상원의원 주도로 2024년 가을에 상정된 법안은 원자력 중심의 시스템을 구상했지만, 본문에서는 원전이 명시적으로 언급되지 않았다. 애초에는 2025년 초 공청회 이후 공식적으로 채택될 예정이었으나, 2025년 프랑스 정치권의 불안정성으로 인해 2025년 11월 현재 여전히 확정되지 않고 있다. 프랑스의 에너지전환 전략을 담고 있는 PPE3가 에너지믹스에서 원전의 중요성을 유지하면서 재생에너지를 점진적으로 통합하는 것을 목표로 한다. 특히 마크롱 대통령은 프랑스의 재생에너지를 강조하며 재생에너지원에 대한 투자를 촉구하고 있다.⁹⁰⁾ 그러나 극우 성향의 국민연합과 내무장관 브루노 리테로는 재생에너지에 대한 점진적 폐기를 계속해서 주장하고 있다.

원전에 대한 의존을 늘리지 않기로 한 정치적 합의에도 불구하고 러-우 전쟁을 계기로 프랑스 정치권은 전반적으로 원전의 중요성을 강조하며 원전 산업의 경쟁력을 강화하는 데 공감대를 형성한 것으로 평가된다. 프랑스도 러-우 전쟁 직후 다른 EU 회원국들과 마찬가지로 도매전력 가격 급등을 경험했기 때문이다. 더욱이 프랑스 정부는 기존 원전 수리에 그치지 않고 차세대 원전 건설 계획을 발표하였다. 그렇다고 프랑스가 재생에너지 투자에 소극적인 것도 아니다. 다만 러-우 전쟁 이후 에너지 안보를 강화하기 위해 원전의 역할이 주목받았을 뿐이다. 러-우 전쟁을 계기로 프랑스는 에너지 자립을 넘어 유럽의 에너지 외교를 주도하고 있다.

90) El Mundo America(2025. 7. 7.), “Macron Advocates for Renewable Energies in the Face of Right-Wing Harassment”(검색일: 2025. 10. 10.).

3. 스페인

가. 에너지 수급 현황

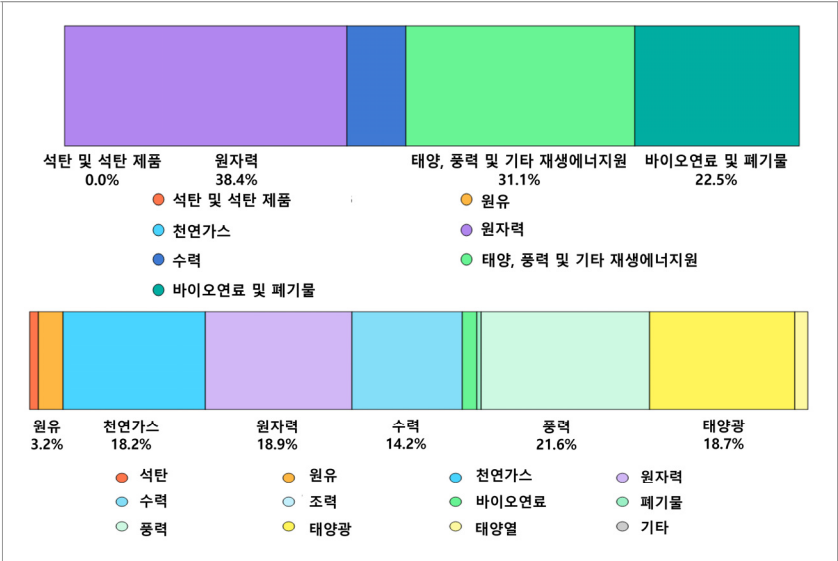
프랑스와 달리 스페인은 EU 역내의 대표적인 반원전 국가로서 재생에너지를 중심으로 하는 에너지 정책을 선호한다. 이를 반영하듯 발전량에서 재생에너지(수력, 풍력, 태양광, 바이오, 지열, 조력)가 차지하는 비율이 57.0%로, 원전(18.9%)에 비해 훨씬 높다. 재생에너지원 중에서는 풍력발전이 21.6%로 국가 전력 생산을 주도하고 있으며, 뒤를 이어 태양광(18.7%), 수력(14.2%)의 순으로 높게 나타났다. 재생에너지 사용 확대를 통해 스페인은 에너지 안보는 물론이고 온실가스 배출량 감축에 나서고 있다.⁹¹⁾

이를 바탕으로 스페인은 2030년까지 재생에너지 사용 비율을 81%로 늘린다는 목표를 설정했는데, 전 세계 재생에너지 사용 비율(60%)을 크게 상회한다(그림 3-12 참고). 또한 스페인은 대표적인 에너지 순수입 국가로 전체 에너지 공급의 78.4%를 수입에 의존하고 있는데(그림 3-13 참고), 이는 EU 평균(57%)을 상회한다.

91) 2024년 스페인의 온실가스 배출량은 역대 최저인 2,700만 톤(이산화탄소 환산톤)을 기록하면서 전년 대비 16.8% 감소하였다. 2024년 현재 스페인에서 생산된 전체 전력 중 77%가 무탄소이다. Red electrica (2025. 3. 18.), "Electricity Generation from Renewable Energies in Spain Grows by 10.3% in 2024, Reaching Record Levels"(검색일: 2025. 9. 30.).

그림 3-12. 스페인의 에너지 생산량(상) 및 발전량(하)의 에너지원별 비율(2024년)

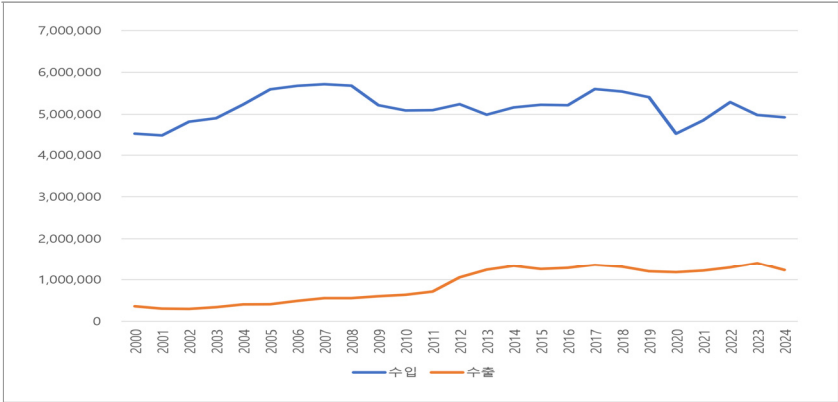
(단위: %)



자료: IEA DB, "Spain Energy Mix"(검색일: 2025. 9. 10.).

그림 3-13. 스페인의 에너지 수출입 추이

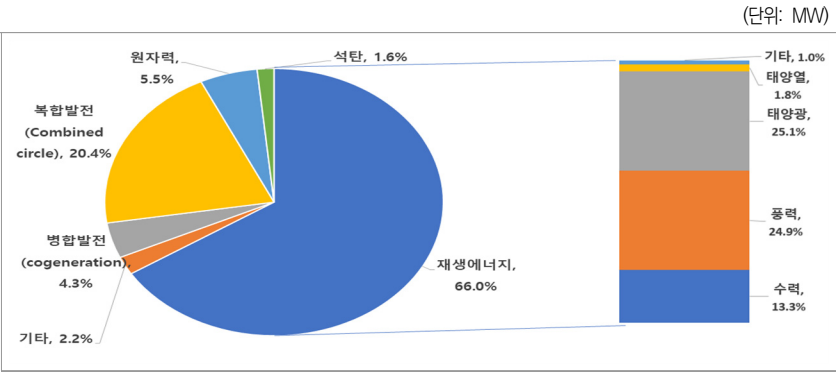
(단위: TJ)



자료: IEA DB, "Spain Energy Mix"(검색일: 2025. 9. 10.).

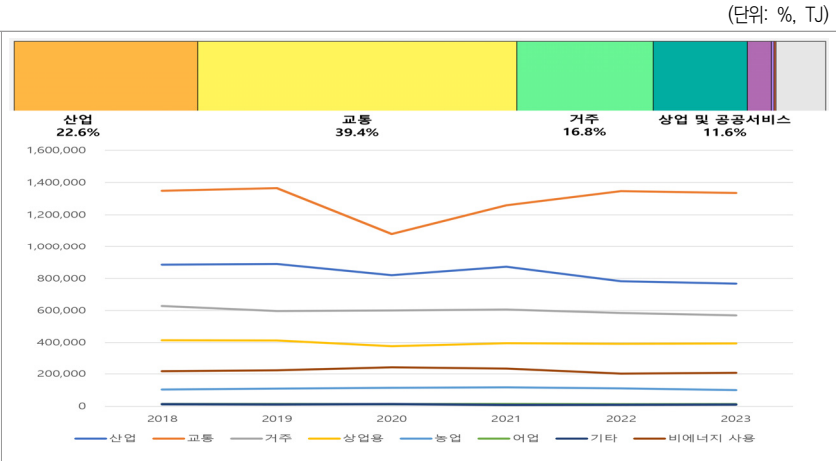
2024년 스페인의 에너지 설치 용량은 129GW를 기록하였다. 가장 비율이 높은 것은 재생에너지로 전체의 66%이며, 재생에너지원 중에서도 태양광 및 풍력 발전이 주도하고 있다. 태양광의 경우 한 해에만 6GW(올해 추가 설치 용량의 25.1%)의 설비가 가동되면서 태양광은 스페인 핵심 에너지원의 역할을 하고 있다. 이어 풍력발전이 1.3GW를 추가하면서 24.9%를 차지하였다.

그림 3-14. 스페인의 에너지 설치 용량 추이



자료: Red electrica(2025), "Electricity Generation from Renewable Energies in Spain Grows by 10.3% in 2024, Reaching Record Levels"(검색일: 2025. 9. 30.).

그림 3-15. 스페인의 최종 에너지 소비: 부문별 비율 - 2023년 비율(상) 및 연도별 추이(하)



자료: IEA DB, "Spain Energy Mix"(검색일: 2025. 9. 10.).

한편 스페인의 최종 에너지 소비의 부문별 비율을 살펴보면 전반적인 구조적 변화는 없는 가운데, 교통과 산업이 각각 39.4%와 22.6%를 차지하고 있다. 교통 부문은 다른 부문에 비해 등락의 변화를 보이고 있는데, 2019년 1,400만 toe 수준에서 2020년 이후 감소한 후 다시 증가하는 추세를 보인다. 이는 코로나19 팬데믹으로 인한 경제활동의 감소에 따른 육상 및 해상, 항공 분야의 교통량이 감소했기 때문으로 해석된다. 한편 산업 부문의 에너지 소비는 에너지 집약도가 높지 않은 분야를 중심으로 구성된 스페인의 산업구조를 고려할 때 에너지 소비에서의 변화 폭은 크지 않은 것으로 평가된다.

나. 에너지 정책

1) 국가 통합 에너지 및 기후 계획(INECP 2023~2030)⁹²⁾

이 계획은 2030년까지 온실가스 배출량(1990년 대비)을 32% 감축하고, 에너지 효율을 43% 개선하며, 에너지 자립도 50%를 달성한다는 내용을 담고 있다. 최종 소비에서 전기의 비율을 35%로 높여 전력수요를 34%까지 늘려야 하며, 2030년까지 최종 에너지 중 재생에너지 비율 48%, 전력믹스의 81%라는 목표를 포함한다. 재생에너지를 중심으로 하는 스페인의 에너지 정책은 2030년까지 풍력 발전 용량을 62GW(해상풍력 3GW 포함), 태양광 발전 76GW(39GW에서 증가), 재생수소 12GW, 전기저장 22.5GW를 목표로 한다. 또한 2030년까지 바이오가스 20TWh를 생산하고 전기차 550만 대를 보급하는 것이 목표이다. 이를 위해서는 2021년부터 2030년까지 총 3,080억 유로가 필요할 것으로 추산된다.

스페인 정부는 에너지 효율성을 제고하기 위한 정책을 강조하고 있는데, 주거용 건물과 상업용 건물의 에너지 효율은 물론이고 가전제품 구매 시 에너지

92) Government of Spain(2024).

효율성이 높은 제품의 선택을 촉진하는 정책을 시행하고 있다. 또한 동 계획은 러-우 전쟁에서 경험한 에너지 공급 위기에 효과적으로 대응하기 위해 석유 및 천연가스의 필수 재고를 유지하고 관리하는 내용을 담고 있다.

표 3-4. 스페인 INECP 2023~2030의 주요 목표

구분	목표
온실가스 감축	1990년 대비 32% 감축
최종 에너지 소비 중 재생에너지 비율	최대 48%
전력 생산 중 재생에너지 비율	최대 81%
재생에너지 및 저장 용량 목표	풍력: 62GW(육상풍력 3GW 포함) 태양광: 76GW 저장: 22~22.5GW
수전해 설비/그린수소	2030년까지 12GW
에너지 효율성	2030년까지 43~44% 개선
에너지 독립 및 수입 감소	2030년까지 최대 50%로 수입의존도 감축

자료: Government of Spain(2024).

한편 스페인 정부는 300억 유로 규모의 ‘경제회복 및 변혁을 위한 전략 프로젝트(PETRE: Proyectos Estratégicos para la Recuperació y Transformación Económica)’를 발표했는데, 이 프로젝트는 경제 성장, 고용, 경쟁력 강화를 목표로 하고 있다. 동 전략 프로젝트에서 11개 분야의 프로젝트를 선정하여 추진하고 있으며,⁹³⁾ 전체 투자의 40%를 녹색전환에 할당하도록 규정하고 있다. 이에 재생에너지, 재생 수소 및 저장 분야에서의 에너지전환을 강조하면서 스페인이 상대적으로 경쟁력이 약한 부분을 개선하는 데 초점을 맞추고 있다.

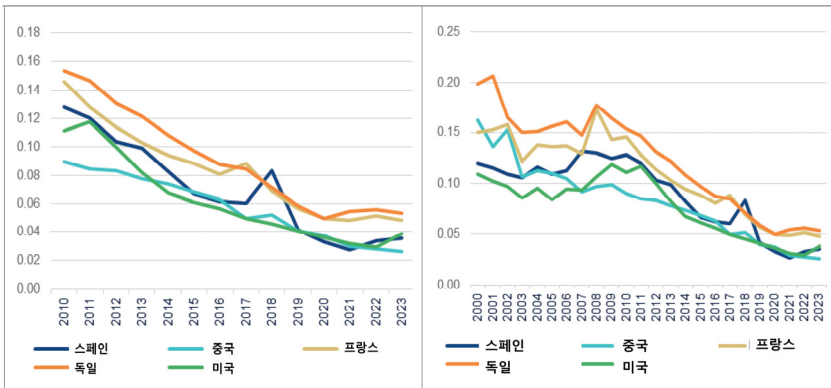
93) 11개 프로젝트 분야(투자금액): 자동차(43억 유로), 첨단 보건(9.82억 유로), 재생에너지, 녹색 수소 및 저장(69.2억 유로), 농식품 시스템(18억 유로), 순환경제(4.92억 유로), 조선 및 항공 산업(3.1억 유로+21.93억 유로), 물순환 디지털화(19.4억 유로), 신요양(new care-taking) 경제(8.08억 유로), 신언어경제(11억 유로), 반도체 및 마이크로전자(122.5억 유로). Espana Digital, “PERTE: Strategic Projects for Economic Recovery and Transformation”(검색일: 2025. 10. 19.).

2) 재생에너지 및 에너지 효율 정책

재생에너지는 스페인의 지속가능한 미래 전략의 핵심을 이룬다. 스페인은 태양광, 풍력, 수력 발전을 시작으로 재생에너지 분야에서 두드러진 성장을 이루었다. 정부 정책과 투자는 이러한 성장을 촉진하여 스페인을 유럽 재생에너지 분야에서 경쟁력을 갖춘 국가로 만들었다. 앞에서 살펴본 국가 통합 에너지 및 기후 계획은 이러한 스페인의 에너지 정책의 중장기 목표를 잘 담고 있다. 실제로 2021년부터 2024년까지 재생에너지 비율이 20%p 증가하면서 스페인의 도매 전기가격은 20% 가까이 감소한 것으로 나타났다.⁹⁴⁾ 재생에너지의 가격 효과는 다른 발전 기술 간 경쟁 심화에 따른 변위 효과와 충분한 재생에너지 공급에서 기인한다.

그림 3-16. 스페인의 에너지원별 전기가격: 해상풍력(좌) 및 태양광(우)

(단위: USD/kWh)



자료: BBVA(2025a), p. 8.

그러나 동시에 지속가능한 에너지 시스템을 구축하려면 아직 개선해야 할 점이 많다. 그 예로 재생에너지 인프라에 대한 투자와 더불어 증가된 재생에너지 용량을 감당할 수 있는 전력망의 현대화, 기존 화석연료 산업 종사자들의 재

94) BBVA(2025a), p. 17.

생에너지 분야로의 공평한 전환 등이 있다.

한편 스페인은 주거·상업·산업 부문을 대상으로 에너지 효율을 높이고 소비를 줄이는 조치를 적극적으로 시행하고 있다. 정부는 에너지 효율 리모델링에 대한 재정적 인센티브와 세제 혜택을 시행하고 있다. 이러한 정책은 스페인의 에너지 및 기후 목표 달성에 기여할 뿐만 아니라, 소비자의 에너지 비용 및 기업 운영비 절감, 친환경 기술 분야의 일자리 창출 등 경제적 효과를 제공할 것으로 기대된다.

다. 에너지 정책 관련 최근 논의

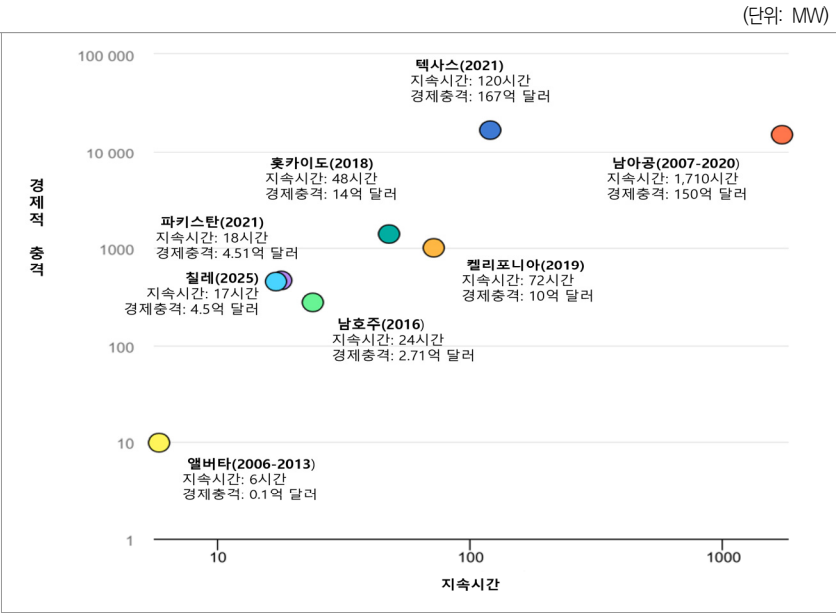
1) 대규모 정전 사태 논란

2025년 4월 28일 오후 12시 33분경 이베리아반도 전역에서 유례없는 정전 사태가 발생하면서 이에 대한 원인을 두고 논란이 발생하였다. 스페인의 높은 재생에너지 비율이 정전의 원인이라는 주장과 그렇지 않다는 주장이 대립한 가운데, 스페인 정부는 국가 전력망의 신뢰성을 강조하면서 정전 원인에 대한 철저한 감사를 약속하였다. 이후 두 달 만에 스페인 정부가 발표한 조사 결과에서 국영 계통운영자인 레드일레트리카(REE)가 과전압 상황에서 제 역할을 하지 못한 것이 주된 원인으로 지목되었다. 그럼에도 초기에 제기되었던 태양광 발전 비율 확대와 전력망 취약성 문제가 꾸준히 제기되었다. 즉 재생에너지 시대의 화력발전이 유사시 필요하다는 점을 반증하는 사례로 평가된다. REE는 15개의 권고사항을 제안했는데 그중에서도 모든 발전원이 동적 전압제어를 통해 전력이 공급되도록 하고, 에너지 흐름의 급격한 변화를 줄이기 위한 메커니즘 구축, 시스템이 전압을 지속적이고 동적으로 제어할 수 있도록 더 큰 용량과 자원 제공, 발전 송전망의 과전압 보호 설정 검토, 계통 운영자의 전력 시스템 가시성 개선 등이 강조되었다. 동시에 재생에너지 전문가는 재생에너지가 성장세를

보임에 따라 시스템 복원력도 함께 강화되어야 한다고 지적하였다.⁹⁵⁾

정전의 원인에 대한 논란에도 불구하고 정전에 따른 경제적 피해는 상당하다. 기관마다 피해 규모 추산은 다르지만, 스페인 최대 대출 은행인 CaixaBank SA는 약 4억 유로에 이를 것으로 전망하였다.⁹⁶⁾ 그런데 문제는 이러한 정전 사태의 재발 가능성을 배제할 수 없다는 것이다. 최근 연구에 따르면 스페인과 포르투갈은 유럽 대륙과의 전력망 연결이 제한적이기 때문에 EU 회원국 중에서도 정전 사태에 가장 취약한 구조를 지닌 것으로 평가된다.⁹⁷⁾

그림 3-17. 최근 정전으로 인한 경제적 영향과 지속시간



자료: IEA(2025).

95) “Obsolete Electricity Grid Triggered Blackout in Portugal and Spain, Experts Reveal”(2025. 10. 3., 검색일: 2025. 10. 20.).

96) CaixaBank(2025. 6. 18.), “The Economic Impact of the Blackout in Detail”(검색일: 2025. 9. 20.).

97) Czyzak(2025).

2) 스페인의 反(반)원전 논의

과거 스페인에서 원자력 발전은 늘어나는 전력수요에 대응할 대안으로 환영 받았으나, 1984년 3월에 스페인 정부는 신규 상업용 원자로 건설에 대해 모라 토리움을 승인하였다. 이후 스페인에서는 새로운 원전이 건설되지 않고 있으며, 기존에 운영 중인 7기의 원전은 2027년부터 2035년 사이에 단계적으로 폐쇄하기로 결정하였다. 스페인 전력 생산에서 원자력이 차지하는 비율은 18.2%에 달함에도 불구하고, 스페인은 원전 활용에 대해 여전히 회의적이다.

2023년 12월에 열린 기후변화당사국총회(COP28)에서 31개국이 2050년까지 원전의 발전 용량을 3배 늘리는 데 서명한 것과 대조적으로 스페인은 이에 참여하지 않았다. 오히려 스페인은 EU에 제출한 국가 통합 에너지 및 기후 계획(INECP)에 따라 재생에너지 비율을 높이는 데 정책적 중점을 두고 있다.

물론 스페인 내부에서도 원자력 발전소 폐쇄를 두고 의회가 반대 의견을 내기도 하였으나, 스페인 의회는 2025년 11월 17일에 국민당(PP)이 제출한 4개 원자로(Almaraz I과 II, Ascó I, Confrentes)의 최종 폐쇄를 막는 법안을 부

표 3-5. 스페인의 원전 폐쇄 계획

원전	가동 중단 일정	
Almaraz I	2027년 11월	
Almaraz II	2028년 10월	
Ascó I	2030년 10월	
Ascó II	2032년 9월	
Confrentes	2030년 11월	
Trillo	2035년 5월	
Vandellós II	2035년 2월	

자료: Government of Spain(2024); Noticias Ambientales(2025. 11. 17.); Magnus(2025. 5. 15.) 자료를 활용하여
저자 작성.

결하면서 원자로 폐쇄는 예정대로 진행하기로 계획하였다.⁹⁸⁾

3) 에너지 전력망 현대화 논의

에너지전환 부문에서 전력망의 현대화는 핵심 과제이며, 스페인은 전력망 현대화의 과제를 안고 있다.⁹⁹⁾ 특히 스페인은 지역별로 전력의 불균형이 심한 것으로 조사되었는데, 카스티야-라 만차, 카스티야 이 레온, 아라곤 등의 지역은 수요 대비 생산이 200%를 초과하고 있다. 이 지역들은 2024년 현재 스페인 전체 발전량의 42%를 생산하고 있지만, 전체 전력수요에서는 12.1%만을 소비하고 있다. 반면에 마드리드의 경우 2024년 현재 27,487GWh를 소비했으나, 1,213GWh만 생산하면서 수요 대비 생산은 겨우 4.4%에 불과하다. 이러한 공급 불일치는 재생에너지 도입 이전에도 있었으나, 재생에너지의 변동성과 공급-수요의 지리적 분리로 인해 그 영향이 더욱 심해지고 있다.

이러한 공급과 수요의 지리적 분리는 송전 문제를 초래하고 있으며, 전력망 개선 부족, 병목현상의 심화 등이 우선적으로 해결이 필요한 과제로 지적된다.¹⁰⁰⁾ 재생에너지 용량 증설 및 전력망 통합이 에너지전환에서 중요한 역할을 할 것으로 기대되는 가운데, 재생에너지 비율 확대에 맞는 전력망의 개선이 요구된다.

이에 2025년 11월 4일에 스페인 정부는 에너지 저작 촉진, 시설 재가동, 전기화 전략 가속화 등을 포함한 전기 시스템 강화 긴급조치를 승인하였다.

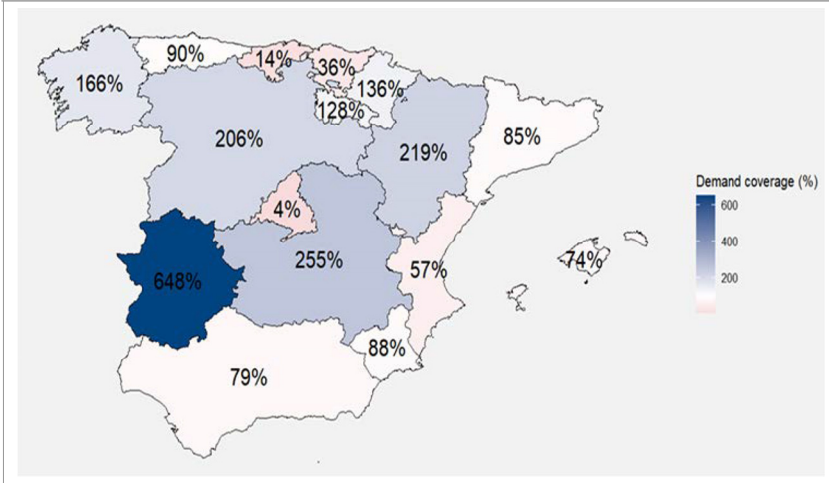
98) Noticias Ambientales(2025. 11. 17.), "Spain Confirms the Closure of All Its Nuclear Plants: Congress Rejects Extending the Lifespan of Seven Reactors"(검색일: 2025. 11. 19.).

99) BBVA(2025b), pp. 1-2.

100) 전력망 혼잡 등으로 인해 2023년에만 재생에너지의 약 1%를 낭비한 것으로 추산된다.

그림 3-18. 스페인의 지역별 전력 수요 대비 생산 비율(2024년)

(단위: %)



자료: BBVA(2025b), p. 2.

4) 주요 정당 기조

좌파 정당들은 에너지 부문에 대한 통제 강화를 주장하고 있다. 카탈루냐 공화좌파(Esquerra Republicana de Catalunya)와 바스크 자치구 연합(Euskal Herria Bildu, 일명 EH Bildu)은 민간 기업이 통제하는 전력 배전망의 공공 소유를 촉진하는 법안을 발의하였다. 또한 혼합의회그룹 의원들은 국영 수력발전 회사인 스페인 에너지 생산(Producción Energética Española)의 설립을 제안하였다. 이는 필수 에너지 자산에 대한 공공 감독 강화와 함께 전략적 통제 강화를 요구하는 좌파의 의도가 반영되어 있다.

반면 우파 야당은 정부의 재생에너지 의존도를 비판하면서 재생에너지가 불안정하고 관련 규제가 부족하다고 주장한다. 이에 대해 극우 정당인 Vox는 전력 생산세 7%와 핵폐기물 및 저장세 등 원자력 관련 세금의 폐지 법안을 발의하였다. 이는 원자력 확대와 민간 부문의 투자를 촉진하는 목적에서이다. 한편 여당인 국민당은 제도적 감독을 중시한다. 원자력과 과도기적 화석연료를

포함한 더욱 다각화된 에너지믹스가 녹색 전환 기간 동안 에너지 안정성을 보장에 줄 것이라고 주장한다.

대규모 정전 사태를 경험한 스페인의 에너지 정책이 변화를 맞이할 것이라는 전망이 제기되고는 있으나, 아직 구체적인 방향성이 결정되지는 않았다. 스페인 정부는 탈탄소화와 함께 시스템 복원력을 보장하는 강화된 에너지 인프라에 대한 필요성을 반영하는 에너지 정책 및 전력 인프라 개선에 나설 것으로 기대된다.

러-우 전쟁 전후 스페인의 에너지 정책 기조 변화는 프랑스와는 대조적이다. 에너지 안보의 중요성을 인정하면서 스페인은 재생에너지를 중요 에너지원으로 규정하였다. 물론 원전에 대한 찬성 의견이 일부 있었으나, 전반적으로 스페인은 재생에너지와 함께 노후화된 송전망의 현대화를 더 강조한다. 러-우 전쟁에 대한 에너지 위기를 타개하기 위해 EU가 제안한 REPowerEU에서와 마찬가지로 스페인은 재생에너지 비율을 높이고, 높은 대러 천연가스 의존도를 LNG 수입선 다변화로 대응하고 있다.

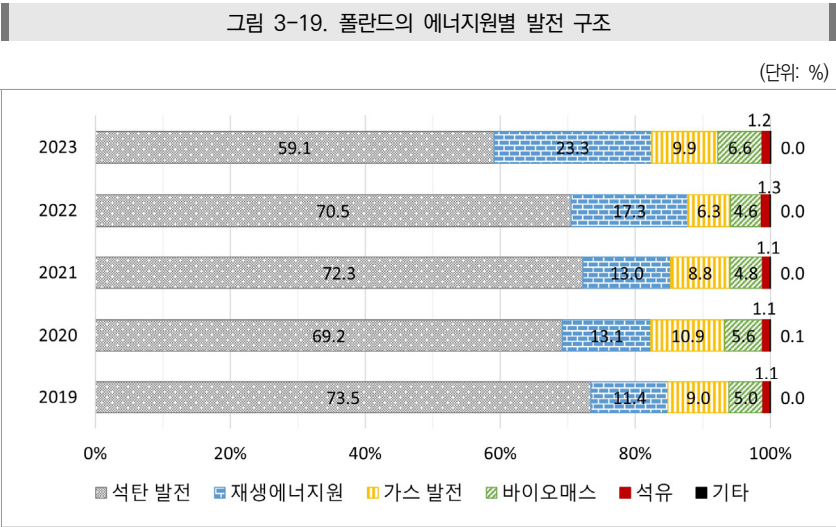
4. 폴란드

가. 에너지 수급 현황

1) 발전

폴란드의 전력 생산에서 가장 높은 비율을 차지하는 석탄 발전은 2022년까지 70%대를 차지했으나, 2023년부터 60% 미만으로 하락하였다. 폴란드의 에너지원별 발전 구조에서 가장 특징적인 에너지원은 재생에너지원이다. 그 비율이 꾸준히 상승하고 있는데, 2020년에 13.1%에서 2023년에는 23.3%로 크게 높아졌다. 폴란드의 발전 구조에서 세 번째로 비율이 높은 가스는 러-우

전쟁에 기인한 수급 부족으로 에너지 위기가 발생했던 2022년을 제외하고 10% 내외를 유지하고 있다. 이 외에도 바이오매스와 석유도 주요 에너지원으로 볼 수 있다.

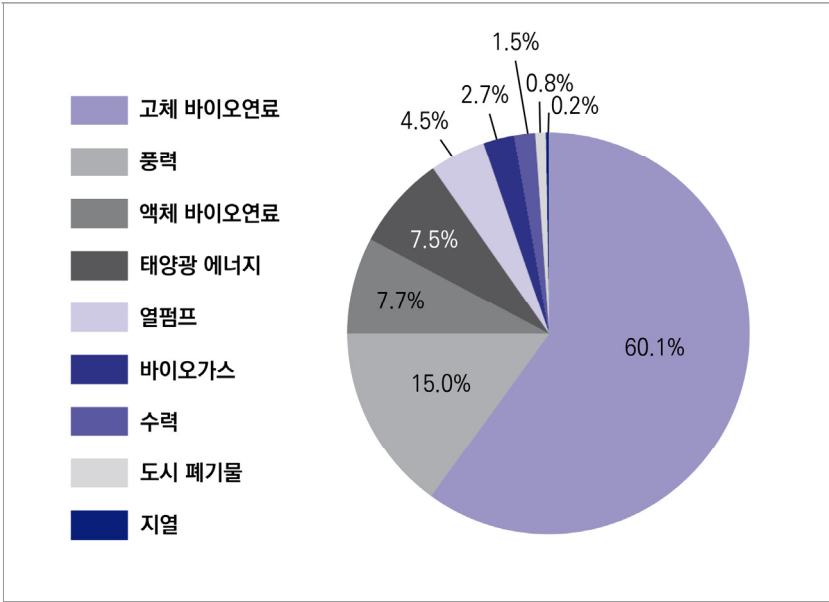


자료: Statistics Poland, "Energy Efficiency in Years 2013-2023"(검색일: 2025. 10. 17.).

바이오매스를 제외하고 재생에너지원을 이용한 1차 에너지 생산 비율을 살펴보면 [그림 3-20]과 같이 2023년 기준 고체 바이오가스가 60.1%로 가장 높은 비율을 차지하고 있고, 차순위가 15%를 기록한 풍력이다. 이어서 액화 바이오연료(7.7%), 태양광(7.5%)의 순으로 높게 나타난다.

그림 3-20. 폴란드의 1차 에너지 생산에서 재생에너지원의 구성(2023년)

(단위: %)



자료: Statistics Poland(GUS)(2025), p. 11.

2) 소비 및 무역

폴란드의 최종 에너지 소비량을 살펴보면, 석탄, 석유, 천연가스 등 전통적인 에너지원 중심의 소비가 나타나고 있고, 이 중 석유가 최종 에너지 소비량의 30% 이상을 차지한다. 다른 에너지원은 일정 수준의 소비량을 유지하고 있는 것과 대조적으로, 고체 화석연료와 재생에너지원 및 바이오연료도 모두 소비량이 감소하는 추세이다. 특히 고체 화석연료의 경우에는 소비량이 빠르게 감소하고 있는 것으로 나타났다.

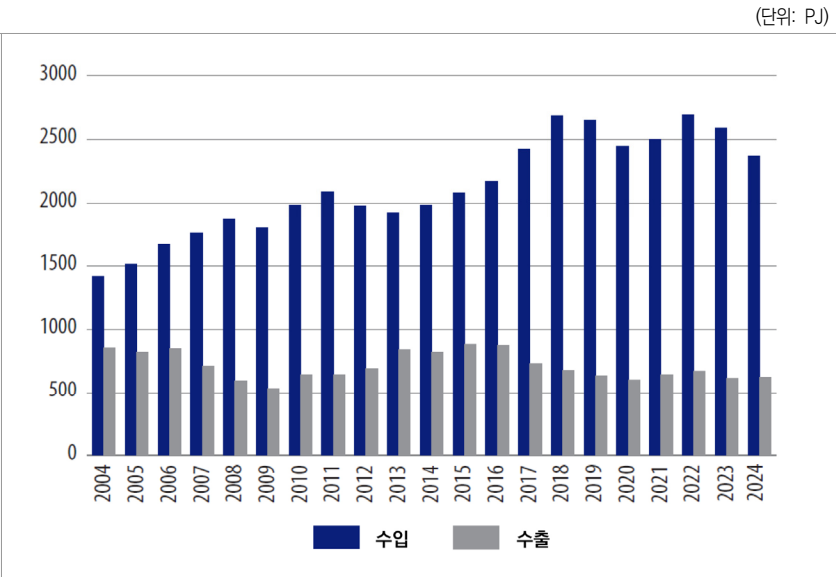
표 3-6. 폴란드의 에너지원에 따른 연도별 최종 에너지 소비량

(단위: Mtoe)

구분	2018년	2019년	2020년	2021년	2022년	2023년
고체 화석연료	12.4	10.7	10.2	10.0	8.5	7.8
천연가스	9.2	9.3	9.2	10.7	9.6	9.4
석유 제품	24.8	25.4	24.4	26.2	26.3	26.4
재생에너지원 및 바이오연료	9.3	9.2	9.0	9.0	8.9	8.7
전력	12.1	12.1	11.8	12.4	12.0	11.5
난방	5.6	5.6	5.6	6.0	5.6	5.2
기타	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.1
최종 에너지 소비 합계	74.8	73.5	71.5	75.5	72.1	70.0

자료: Statistics Poland, “Energy Efficiency in Years 2013-2023”(검색일: 2025. 10. 17.).

그림 3-21. 폴란드의 에너지 수출입

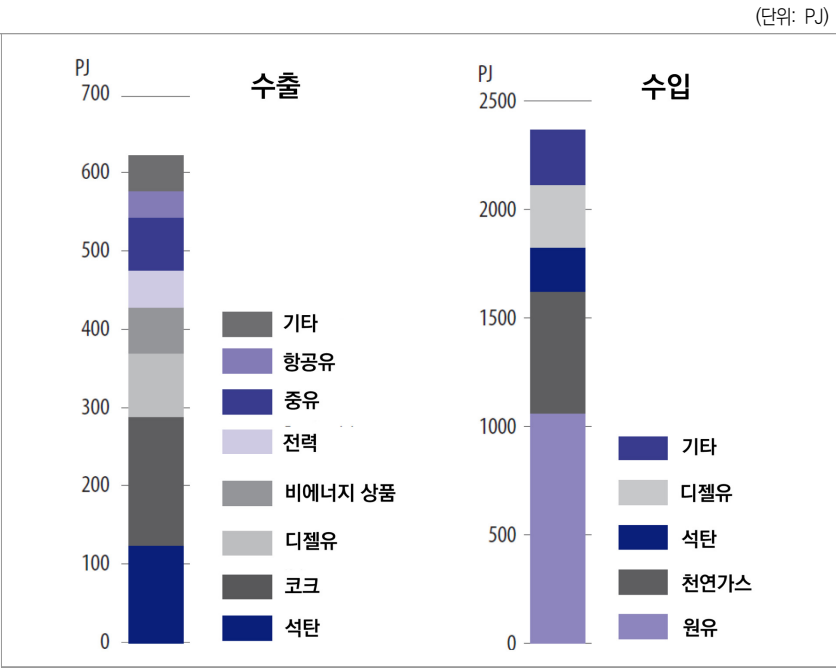


자료: Statistics Poland(GUS)(2025), p. 5.

폴란드는 에너지 수출보다는 수입 규모가 더 큰 국가이지만 에너지 수입의존도는 50% 이하로 EU 평균(60% 미만)보다도 낮게 나타난다. 에너지 수입 규모는 꾸준히 확대되어 2018년 이후 2,500PJ 내외로 기록되고 있으며, 수출은

700PJ 이하 규모로 나타나고 있다. 2023년을 기준으로 폴란드의 에너지원 중 코크와 석탄이 주요 수출품인 한편, 수입은 원유, 천연가스를 중심으로 이루어지고 있다.

그림 3-22. 폴란드의 에너지 수출입의 에너지원별 구성(2024년)



자료: Statistics Poland(GUS)(2025), p. 5.

나. 에너지 정책

1) 국가 에너지 및 기후 계획(NECP)

폴란드는 2021~2030의 국가 에너지 및 기후 계획(NECP)을 2019년 12월에 처음으로 EU 집행위원회에 낸 후 2024년 3월에 업데이트하여 제출하였다. 여기서 2030~2040년 동안 재생에너지(29.8~50.1%), 단계적 석탄·가스 감

축, 에너지 효율·온실가스 감축(35%) 등의 추구를 명시하였다.¹⁰¹⁾ 탈탄소·에너지 안보·경제 성장의 균형적 이행을 목표로 부문별 구체적 과제와 예산·지원책, EU 규범 적합성을 종합적으로 모색하고 있으나, EU 집행위원회에서는 해당 목표가 EU 기준에 미치지 못한다고 판단하여 정책, 투자, 공공 협의 등을 추가로 진행하기로 하였다.¹⁰²⁾

그런데도 폴란드의 재생에너지 활용 및 기후 목표 달성을 위한 정책적 노력은 적극적이라고 평가하기 어렵다. EU 집행위원회는 폴란드가 2030년까지의 중기적 기후 목표 설정 및 집행이 미흡하다고 보았고, 폴란드가 EU 회원국 중 유일하게 2050년까지의 기후중립 달성을 위한 장기적 국가기후전략을 제시하지 않아 유럽사법재판소에 회부한다는 결정을 발표하였다.¹⁰³⁾

2) 폴란드 에너지 정책 2040

2021년 2월에 폴란드 의회가 채택한 ‘폴란드 에너지 정책 2040(PEP 2040)’에서 2030년까지 달성하고자 하는 구체적인 목표는 ① 석탄화력발전 비율을 최대 56%로 감축, ② 최종 에너지 총소비에서 재생에너지원 비율을 최소 23%로 제고(발전 32%, 운송 14% 제고), ③ 2033년까지 원자력 발전 시행 ④ 온실가스 배출량을 1990년 수준 대비 30% 감축, ⑤ 1차 에너지소비를 2007년 추정치 대비 23% 감축으로 설정하였다. 그러나 러-우 전쟁으로 인해 에너지 분야가 영향을 받으면서 2022년 3월에 에너지 안보와 독립성을 강화하는 방향으로 개정된 정책을 채택하였다.¹⁰⁴⁾ 개정된 기존 PEP 2040의 정책 방향은 △ 공정전환, △ 탄소 무배출 에너지시스템, △ 대기질 개선이었는데, 러

101) Ministry of Climate and Environment(PL), “National Energy and Climate Plan”(검색일: 2025. 11. 10.).

102) European Parliament, “Poland’s Climate Action Strategy”(검색일: 2025. 11. 10.).

103) European Commission(2025. 10. 8.), “Commission Decides to Refer POLAND to the Court of Justice of the European Union for Failing to Submit Its National Long-Term Climate Strategy”(검색일: 2026. 3. 5.).

104) Ministry of Climate and Environment(PL), “Energy Policy of Poland until 2040 (EPP2040)” (검색일: 2025. 11. 10.).

시아산 화석연료로부터의 조속한 디커플링을 위해 △ 에너지 주권이 추가되었다. 이에 맞추어 전략 프로젝트도 변경되어 ① 기술 다변화 및 국산 자원 기반의 확대, ② 재생에너지원의 대폭 확대, ③ 에너지 효율 제고, ④ 공급 다변화와 탄화수소 대체, ⑤ 가스 발전 투자 재조정, ⑥ 석탄 사용의 한시적 역할 인정, ⑦ 원자력 도입, ⑧ 그리드 및 저장 인프라 확충, ⑨ EU 기후정책 규제 개정을 위한 협상이 제시되었다. 폴란드 정부는 이러한 정책 추진을 통해 석탄화력발전의 점진적 퇴출과 재생에너지 확대를 동시에 달성하고자 한다. 2030년 재생에너지 발전설비의 총용량은 약 23~25GW에 달하고, 특히 해상풍력이 2030년에 5.9GW, 2040년에는 약 11GW의 설비용량을 확보할 수 있을 것으로 전망하였다. 다만 재생에너지원의 비율을 늘리려면 유연한 예비 용량 확보, 네트워크 인프라 구축, 에너지 저장시스템 구축이 전제되어야 한다고 명시하였다. 한편 약 6~9GW 규모의 원자력 발전소를 건설할 예정으로 1,000MW 이상 규모의 대형원전 건설과 함께 소형모듈형원자로(SMR)의 병행 도입을 고려하고 있다.

3) 수소 전략¹⁰⁵⁾

2021년에 채택된 폴란드 수소 전략의 핵심은 2030년까지 수소경제 시스템의 기반을 마련하는 것이다. 구체적으로는 2GW 이상의 수소생산 역량을 갖추고, 전력 및 난방뿐 아니라 수소 버스(1,000대 이상)나 수소 충전소(32개 이상) 등 운송 분야에서도 수소를 활용하며, 수소기술센터의 설립을 계획하였다. 또한 [그림 3-23]와 같이 수소 밸리를 형성함으로써 수소 밸류체인을 형성하고 수소경제 시스템을 확보하고자 하였다.

105) Trade.gov.pl, "Poland's Hydrogen Strategy: A Green Future"(검색일: 2025. 11. 24.).

그림 3-23. 폴란드의 수소 밸리



자료: Trade.gov.pl, "Poland's Hydrogen Strategy: A Green Future"(검색일: 2025. 11. 24.).

다. 에너지 정책 관련 최근 논의

1) 주요 정당 기초

러-우 전쟁은 폴란드의 에너지 정책 방향에 큰 변화를 가져왔다. 우선 러시아산 에너지 수입을 중단하면서 이를 대체할 공급처를 모색해야 했으나, 폴란드가 지닌 역량으로는 재생에너지원을 통한 에너지 조달은 역부족이었다. 이에 단기적으로는 석탄을 활용하고 장기적으로는 원자력을 활용하기로 하였다. 현재 투스크(Tusk) 총리가 이끄는 시민연합(KO) 중심의 연정은 러-우 전쟁 발발 이후인 2023년에 출범하였다.¹⁰⁶⁾ 이전 정의당(PiS) 중심의 정권이 유럽통합 심화에 회의적인 입장이었다면, 현재 투스크 정권은 친EU 성향을 지니고 있

106) 폴란드는 현재 시민플랫폼과 현대당과 폴란드 이니셔티브를 포함하는 시민연합(KO) 블록, 신좌파 등의 좌파(Lewica) 블록, 기독교주 폴란드국민당(PSL)이 다수인 폴란드연합(KP), 폴란드 2050(PL 2050) 등이 연정을 구성하고 있다.

어 정도의 차이는 있으나 EU가 추진하는 에너지 환경정책에 동조하고 있다. 시민연합은 조속한 녹색 전환에 찬성하고 있고, 재생에너지원 확대를 꾀하고 있다. 기후정책에 가장 적극적인 좌파(Lewica)는 2030년까지 CO₂의 50% 감축, 2050년까지 기후중립 달성을 적극적으로 지지하고 있고, 폴란드 2050 (Polska 2050) 또한 녹색전환에 찬성하고 있다.¹⁰⁷⁾ 이렇듯 현 투스크 정권이 탈탄소화 및 재생에너지원 개발을 지향하고 있으나 러-우 전쟁 이후 단기적으로 부족한 에너지 조달을 위해 과도기적으로 석탄을 포기하기는 어려운 상황이다. 물론 기존 정권에 비해 석탄에서 다른 에너지원으로의 전환에 더 큰 관심을 보이고 재생에너지원 개발에도 긍정적이지만, 기후목표 달성을 위한 정책의 구체성 측면에서는 보완이 필요하다.

2) 최근 쟁점과 정치적 논의

가) 석탄 퇴출 노력

폴란드는 [그림 3-24]와 같이 2035년까지 기존 석탄화력발전소의 대부분을 폐쇄하기로 계획하였고, 유럽 최대 화력발전소인 베우하투프(Bełchatów) 발전소를 2030~2036년에 해체할 계획이라고 발표하였다.¹⁰⁸⁾ 현 투스크 정부도 석탄 의존도를 낮추겠다고 했으나, 일각에서는 에너지전환에 대한 우선순위가 높지 않다고 보고 있으며 화석연료 사용 감소를 위한 실질적 진전이 이루어지고 있지 않다고 비판하고 있다.¹⁰⁹⁾

107) 현재 야당이자 이전 정권의 중심이었던 법과정의당(PiS)은 원전과 화력발전에 적극 찬성하나 EU의 그린딜 및 기후 목표에 회의적이고, 연합당(Konfederacja)도 유럽회의주의적인 정당으로 화석연료의 발전 제한에 비판적이었고 EU의 기후목표 및 재생에너지원 보조금에 반대하는 입장을 보이고 있다.

108) Enerdata(2021. 6. 9.), "Poland Will Stop the Bełchatów Lignite-Fired Plant between 2030 and 2036"(검색일: 2025. 11. 24.).

109) Notes from Poland(2025. 1. 17.), "After Year in Power, Polish Government is Failing to Fulfill Its Energy Transition Promises"(검색일: 2025. 11. 24.).



자료: Greenpeace(2020), p. 7.

나) 원자력 발전

폴란드는 2022년 10월에 첫 원전 건설사로 웨스팅하우스를 선정하였고 6~9GWe 규모로 원자로 3기를 건설한다는 계획을 발표하였다.¹¹⁰⁾ 기존 폴란드 에너지정책 2040(PEP 2040)에 따르면, 폴란드는 총 6기의 원자로를 건설할 예정으로 2033년에 처음 그리드에 연결한 후 나머지 5개 단위는 2~3년마다 점진적으로 연결할 계획을 세웠지만, 전체 계획이 구체적으로 제시되지는 않았다. 세계원자력협회는 폴란드의 첫 원전 가동이 2036년 이후가 될 것으로 예상하고 있다.¹¹¹⁾ 더욱이 폴란드만이 상업용 고온원자로(HTR) 건설에 관심을 두고 있다는 점이 특징적이며, 2026~2031년에 165MWth 규모의 상업용 HTR을 건설할 계획으로 알려져 있다.¹¹²⁾

110) Westinghouse(2022. 11. 2.), “Westinghouse Selected for Poland’s New Nuclear Power Program”(검색일: 2025. 11. 24.).

111) World Nuclear Association, “Nuclear Power in Poland”(검색일: 2025. 11. 24.).

112) Umweltbundesamt(AT), “Energiepolitik Polen 2040”(검색일: 2025. 11. 20.).

5. 소결

독일의 지속 가능하고 안정적이며 기후친화적인 에너지 시스템의 달성은 독일 '에너지전환'의 궁극적인 목표로서 기후중립 목표 또한 EU의 목표연도보다 앞선 2045년으로 설정하고 있다. 독일이 현재 가장 중요시하는 에너지원은 재생에너지이다. 독일의 전력 생산에서의 재생에너지원 비율의 목표는 2030년까지 80%, 2035년까지 100% 달성으로 이미 2023년부터 발전량의 50% 이상을 재생에너지원으로 달성하였다. 현재 풍력과 태양광이 가장 중요한 에너지원이나 장기적 관점에서 수소는 주요 재생에너지원으로 주목받고 있다. 이 과정에서 화력발전은 2038년까지 퇴출이 예정되어 있지만, 수소를 활용한 전력 생산의 과도기적 수단으로 가스(LNG) 발전은 계속 활용될 예정이다.¹¹³⁾ 한편 EU 회원국을 원자력 발전에 대한 찬반 입장으로 나눈다면 독일은 대표적인 반원전 국가라고 할 수 있다. 2023년에 이미 모든 원전을 폐쇄하였고 독일의 원자력 발전 재개는 고려하지 않고 있다.

프랑스의 에너지 정책은 원전을 중심으로 하면서 재생에너지를 강조하는 것이 특징이다. 러-우 전쟁에서 확인된 바와 같이 에너지의 해외 수입의존도가 높을수록 에너지 가격의 변동성이 커지며, 이는 프랑스가 원전 비율을 유지하거나 높이는 원인으로 작용하고 있다. 프랑스는 2050년 기후중립 달성을 목표로 저탄소 에너지의 비율을 높이면서도 에너지 안보를 보장할 수 있는 수단으로 원전을 강조하고 있다. 그러나 동시에 태양광을 비롯한 재생에너지에 대한 투자 확대에도 적극적이다. 프랑스는 EU 차원에서 마련된 「기후중립산업법」이나 EU 녹색분류체계에서 원전이 친환경 기술 및 경제활동으로 분류되는 데 핵심적 역할을 하였다. 물론 원전에 대한 찬반 의견은 EU 내에서 존재하고 있

113) 독일은 러시아로부터 수입한 가스가 러-우 전쟁의 재원이 되었다는 부채감이 있어 더욱 적극적으로 에너지원의 탈러시아를 추진했으며, 네덜란드, 벨기에, 덴마크, 폴란드 등에서 가스 수입이 이루어지고 있다.

으나, 프랑스의 안정적인 에너지 공급원으로서 원전의 역할을 경험했기 때문에 프랑스는 안전하게 원전을 운영할 수 있는 방안은 물론이고 소형모듈형원자로(SMR)와 같은 혁신적인 원자로 개발에 앞장서고 있다. 이를 위해 EU 역내 원자력 동맹을 결성하여 EU 회원국이 기술 개발에 참여하도록 독려하고 있다.

스페인인 EU 회원국 중에서도 재생에너지 의존도가 높은 국가이다. 태양광과 풍력을 중심으로 하는 재생에너지 비율은 스페인의 자연환경과도 무관하지 않다. 스페인은 아직 원전을 운영하고 있지만 향후 10년 내에 원전을 폐쇄할 계획을 세우고 있다. 그러나 재생에너지에 대한 의존이 안정적인 에너지 공급을 보장할 수 있는지에 대한 우려는 계속해서 제기되고 있으며, 2025년에 있었던 대규모 정전 사태는 이런 논쟁을 촉발하는 계기가 되었다. 그런데도 스페인은 원전이 아닌 재생에너지를 선택하고 이에 대한 투자를 더욱 늘려 나가겠다는 정책적 의지를 공고히 하고 있다. 다만 재생에너지원에 대한 투자 못지않게 전력망의 현대화가 또 다른 스페인 에너지 정책의 핵심 과제로 대두하고 있다. 스페인은 상대적으로 낙후된 에너지 전력망은 물론이고 기존 전력망과 재생에너지 전력망의 통합을 개선해야 하는 과제를 안고 있다.

폴란드는 2050년 기후중립 달성을 목표로 하고 있으나, 앞서 살펴본 독일, 프랑스, 스페인에 비해 재생에너지원의 활용에 대한 적극성이 상대적으로 낮은 것으로 보인다. 그러나 기후중립 목표 달성을 위한 재생에너지원의 활용이 점진적으로 늘어나고 있고, 향후 저탄소 수소 생산 등 수소의 활용 가능성을 높이는 전략적 계획을 추진 중이다. 현재 폴란드의 에너지 생산에서 50% 이상의 가장 높은 비율을 차지하는 에너지원은 석탄이다. 석탄화력발전 비율을 점차 낮추고 있고 궁극적으로 퇴출할 예정이지만 그 구체적인 기한은 정해지지 않았다. 폴란드는 석탄의 역할을 대신하기 위해 원자력발전을 채택했는데, 아직 도입 단계이므로 원자력 발전소가 가동되고 에너지믹스의 한 부분을 차지하기까지 10년 이상 소요될 것으로 보인다.

독일, 프랑스, 스페인, 폴란드 사례를 종합하면, 에너지전환에는 단일한 정

답이 없으며 각국은 자국의 자원 조건, 산업구조, 정치경제적 제약에 맞는 서로 다른 조합을 선택하고 있음을 알 수 있다. 4개국 모두에서 러-우 전쟁 이후 에너지 정책 기조에 변화가 있었지만, 독일은 재생에너지 확대와 시장 개혁, 프랑스는 원전 기반 저탄소 체계, 스페인은 재생에너지와 전력망 현대화, 폴란드는 석탄 감축과 원전 도입의 후발 전환에 집중하는 등 상이한 경로를 보여 준다. 한국에 대한 가장 중요한 시사점은 특정 국가 모델을 그대로 모방하기보다, 한국의 높은 해외 에너지 수입의존도, 제조업 중심 구조, 전력 계통 특성, 원전 역량, 재생에너지 입지 제약을 고려한 혼합형 전환 모델을 구축해야 한다는 점이다. 즉 정부는 원전·재생에너지·가스·수소·저장·전력망·효율 향상 정책을 상호 보완적으로 설계해야 하며, 기업도 저탄소 전력조달, 공급망 안정성, 에너지 비용 예측가능성을 통합적으로 관리해야 한다. 결국 한국의 경쟁력은 어느 하나의 발전원을 선택하는 것이 아니라 상이한 에너지 수단을 얼마나 종합적으로 조합하느냐에 달려 있다고 볼 수 있다.

제4장



EU의 에너지전환 정책이 산업에 미치는 영향

- 
1. 선행 연구
 2. 자료 및 방법론
 3. 분석 결과
 4. 소결

러시아-우크라이나 전쟁 이후 EU의 에너지전환은 이제 장기 기후정책만의 문제가 아니라 에너지안보, 산업경쟁력, 물가안정, 공급망 조정이 동시에 결합된 복합 정책과제로 전개되고 있다. 특히 2022년 이후 유럽에서는 가스가격 급등, 탄소가격(EUA) 변동, 전력시장 개입 확대, 정책 불확실성 심화가 동시다발적으로 발생하였고, 각 회원국은 자국의 전력믹스와 조달구조에 따라 상이한 조정 경로를 경험하였다. 같은 대외 충격에도 비용과 생산의 반응이 달랐던 이유는, 충격 자체뿐 아니라 이를 흡수하거나 증폭하는 국가별 에너지 구조가 상이했기 때문이다. 이러한 점에서 에너지전환의 경제적 영향을 평가하려면 단일 가격지표의 움직임만을 보는 접근을 넘어, 가격·불확실성·공급구조·수요 충격이 산업 비용과 실물 활동으로 어떻게 전이되는지를 종합적으로 파악할 필요가 있다.

이 장은 이러한 문제의식에 따라 월별 자료를 이용한 베이지언 VAR(BVAR) 분석을 통해, 에너지전환 국면에서 발생한 주요 충격이 에너지 비용과 산업 생산에 미치는 동태적 파급효과를 식별한다. 구체적으로 탄소가격(EUA), 가스가격, 에너지 관련 불확실성(EUI), 공급구조(원전 비율), 조달(에너지 수입 물량), 기업 비용(에너지PPI), 실물 활동(IP)을 하나의 체계로 연결하고, 충격반응함수(IRF)와 역사적 분해(HD)를 통해 각 충격의 상대적 역할을 비교한다. 특히 분석 대상은 EU27을 기준 축으로 하되, 가스 의존적 제조업 구조와 탈원전이 결합된 독일, 높은 원전 비율과 2022년 원전 가동 차질을 겪은 프랑스를 함께 포함한다. 이는 동일한 외부 충격이 국가별 상이한 에너지 구조를 통해 어떻게 다르게 전달되는지를 보여 주기 위한 것이다.

이하에서는 먼저 관련 선행 연구를 검토하고, 이어 자료 및 방법론, 분석 결과, 소결의 순서로 논의를 전개한다.

1. 선행 연구

EU는 2050년 탄소중립 목표를 중심으로 기후·에너지 정책을 지속적으로 강화해 왔으며, 그 과정에서 탄소가격(EU ETS), 에너지 가격, 정책 불확실성, 공급구조 변화가 산업과 거시경제에 미치는 영향에 관한 실증 연구가 빠르게 축적되고 있다. 선행 연구는 대체로 ① EU ETS의 배출 감축 및 기업성과 효과, ② 기후·에너지 정책이 산업 경쟁력에 미치는 중장기 영향, ③ 전환 정책이 금융시장에 반영되는 방식, ④ 기후·에너지 관련 우려 및 불확실성의 실물 파급, ⑤ 이러한 충격을 동태적으로 식별하기 위한 구조 VAR/BVAR 방법론 등으로 구분할 수 있다.

EU ETS의 효과를 다룬 연구는 배출 감소 효과와 함께 기업성과에 대한 실증적 평가를 축적해 왔다. Dechezleprêtre, Nachtigall, and Venmans(2023)¹¹⁴⁾는 시설 수준 배출자료와 기업자료를 결합하여 EU ETS가 배출을 유의하게 감축하는 한편 규제 대상 기업의 고용, 이윤 등 주요 성과지표에는 통계적으로 유의한 부정적 효과가 제한적이거나 없음을 확인하였다. 이는 탄소가격이 배출 감축이라는 정책 목적을 달성하면서도 배출권의 무상할당, 비용 전가, 보완정책 등의 제도 설계를 통해 기업 부담을 완화할 수 있음을 시사한다. 다만 이러한 연구는 주로 제도의 평균적·중기적 효과를 평가한 것이며, 전쟁 이후와 같은 위기 국면에서 탄소가격 변동이 에너지 비용과 산업생산에 단기적으로 어떻게 전달되는지도 별도로 분석이 필요하다.

기후·에너지 정책이 산업 경쟁력에 미치는 영향은 시나리오 기반 정책평가 연구에서도 활발히 다루어져 왔다. Gavard and Voigt(2017)¹¹⁵⁾은 CGE 모형을 이용하여 EU의 2030 기후·에너지 프레임워크가 산업별 생산과 경쟁력에 미치는 영향을 분석하고, 국제 공조 여부와 탄소 수입의 환급 방식, 보완정책의

114) Dechezleprêtre, Nachtigall, and Venmans(2023).

115) Gavard and Voigt(2017).

설계에 따라 에너지 다소비 산업의 부담이 달라질 수 있음을 보였다. 이 연구는 탄소가격 자체보다 정책 패키지 전체의 구성과 보완 장치가 산업 영향의 크기를 좌우할 수 있음을 보여 준다. 그러나 이러한 접근은 주로 구조적 비교정태나 장기 시나리오 평가에 강점이 있지만, 실제 충격이 발생한 이후 가격, 불확실성, 공급구조 변화가 어떤 순서와 강도로 전개되는지를 직접 보여 주지는 못한다. 따라서 이 장은 경쟁력 논의를 더욱 단기적이고 식별 가능한 충격으로 전환하여, 실제 시계열에서 비용과 생산이 어떻게 조정되는지를 살펴보고자 한다.

에너지전환 정책의 경제적 영향은 실물 부문뿐 아니라 금융시장을 통해서도 나타날 수 있다. Bua *et al.*(2024)¹¹⁶⁾은 텍스트 기반 지표를 활용하여 유럽 금융시장에서 전환위험(transition risk)과 물리적 위험(physical risk)이 가격에 반영되는 양상을 분석하고, 전환정책이 강화되는 국면에서 탄소집약산업과 저탄소 산업 간 수익률 차이가 나타날 수 있음을 보여 준다. 이는 에너지전환 충격이 단순히 생산 비용이나 물가에만 영향을 미치는 것이 아니라, 기업 가치와 자금조달 조건에도 파급될 수 있음을 시사한다. 다만 이 장의 분석 대상은 금융시장 경로 자체보다는 산업 비용과 산업생산이라는 실물 경로에 있으므로, 이러한 연구는 이 장의 직접 분석 대상이라기보다 전환정책 충격의 파급 범위가 넓다는 점을 보여 주는 배경적 근거로 이해하는 것이 적절하다.

한편 최근 연구는 기후·에너지전환과 관련한 사회적 우려, 정책 불확실성, 시장 기대의 변화를 별도의 충격으로 다루기 시작하였다. Angelini *et al.* (2025)¹¹⁷⁾과 같은 최근 연구는 기후 관련 우려와 관심의 변화가 실물 및 금융 변수에 유의한 영향을 미칠 수 있음을 보였으며, Gavriilidis *et al.*(2025)¹¹⁸⁾은 기후정책 불확실성(climate policy uncertainty)이 산업 생산과 성장에 부정적 영향을 주고 실업을 증가시키는 등 거시경제에 유의한 충격을 유발할 수 있음을 보였다. 이러한 연구는 정책 불확실성이 단순한 배경 변수나 기대오차

116) Bua *et al.*(2024), pp. 2076-2110.

117) Angelini *et al.*(2025).

118) Gavriilidis *et al.*(2025).

가 아니라 실물경제에 독립적인 영향을 미치는 구조적 충격일 수 있음을 시사한다. 실제로 러-우 전쟁 이후 유럽에서는 가스 공급 차질과 가격 급등 자체뿐 아니라 정책 대응의 방향과 속도, 전력시장 개입, 원전 활용 여부, 에너지안보 전략 변화에 대한 불확실성이 동시에 커졌다. 따라서 에너지전환의 경제적 효과를 평가할 때 불확실성을 단순한 부차적 요소로 둘 것이 아니라 독립적인 충격으로 식별할 필요가 있다.

에너지 불확실성의 측정과 활용에 관해서는 Dang *et al.*(2023)¹¹⁹⁾이 중요한 연구 결과를 제공한다. 이들은 EIU 국가보고서의 텍스트를 활용하여 에너지 관련 불확실성 지수(EUI)를 구축하고, 주요 위기 국면에서 이 지수가 급등하는 패턴과 거시적 함의를 제시하였다. 이러한 지수는 에너지전환과 에너지안보가 결합된 국면에서 불확실성을 정량화하여 실증분석에 포함할 수 있는 기반을 제공한다. 이 장이 불확실성 변수로 EUI를 사용하는 것은 이 연구 흐름에 직접 근거하고 있으며, 단순 가격변수만으로는 포착하기 어려운 기대, 정책, 지정학적 위험 요인을 실증체계에 포함하려는 목적이 있기 때문이다. 특히 러-우 전쟁 이후의 유럽은 연료가격 급등과 공급구조 조정이 동시에 발생한 시기였기 때문에, 가격 충격과 불확실성 충격을 분리하여 살펴보는 작업이 중요하다.

이와 함께 선행 연구는 공급구조의 차이가 동일한 외생적 충격의 경제적 파급을 어떻게 바꾸는가에도 주목해 왔다. 특히 에너지전환의 실물 파급은 단순히 탄소가격이나 연료가격의 움직임만으로 결정되지 않고, 전력믹스, 기저전원 확보 여부, 수입의존도, 전력망 조정 능력에 의해 크게 달라질 수 있다. 이러한 문제의식은 독일과 프랑스를 비교할 때 더욱 중요하다. 독일은 가스 의존적 제조업 구조와 탈원전 완료라는 특징을 보이며, 프랑스는 높은 원전 비율을 유지하면서도 2021~2022년 원전 가동 차질을 경험하였다. 따라서 양국은 동일한 외부 충격을 받더라도 이를 흡수하거나 증폭하는 방식이 다를 가능성이 높다. 선행 연구는 대체로 EU 전체나 개별 정책 수단에 초점을 맞춘 경우가 많았

119) Dang *et al.*(2023).

지만, 이 장은 이러한 국가별 구조 차이를 명시적으로 고려한다는 점에서 선행 연구를 보완한다.

방법론 측면에서는 부호제약(sign restrictions)을 활용한 구조 VAR/BVAR 접근이 이 장의 분석 목적에 적합하다. Uhlig(2005)¹²⁰⁾는 최소한의 부호제약만으로 구조 충격을 식별하는 접근상의 유용성을 보였고, Arias and Waggoner (2018)¹²¹⁾는 부호제약 및 제로제약(zero restrictions) 아래에서의 베이지언 추론 절차를 정교화하여 실증 적용의 이론적 기반을 제공하였다. 한편 Fry and Pagan(2011)¹²²⁾은 부호제약이 일반적으로 집합식별(set identification)의 성격을 띠므로, 결과를 단일 점추정치로 과도하게 해석하기보다 반응의 방향성, 분포, 범위를 중심으로 해석할 필요가 있음을 강조하였다. 이러한 논의는 에너지 전환 국면처럼 정책, 가격, 공급구조, 불확실성 요인이 동시에 움직이는 환경에서 특히 중요하다. 강한 동시적 인과 순서를 가정하는 식별보다, 경제학적 직관에 부합하는 최소한의 제약을 통해 충격을 분리하는 것이 더 현실적인 접근이기 때문이다.

지금까지 살펴본 선행 연구는 몇 가지 중요한 시사점을 제공한다. 첫째, 탄소 가격과 에너지 가격은 산업과 기업에 상이한 방식으로 영향을 미칠 수 있으며, 특히 단기 가격 전가 효과의 크기와 방향은 제도 설계와 시장 여건에 따라 달라질 수 있다. 둘째, 정책 불확실성은 가격 충격과는 구별되는 독립적인 실물 충격으로 작동할 수 있다. 셋째, 공급구조와 전력믹스의 차이는 동일한 외생적 충격의 파급경로를 국가별로 다르게 만든다. 넷째, 대외 에너지 수입을 통한 조달 규모의 변화는 외부 가격 충격이 국내 산업에 전달되는 강도와 속도를 좌우할 수 있다. 다섯째, 이러한 복합 충격 환경에서는 단일 정책 수단의 평균 효과를 넘어서, 서로 다른 충격을 분리하고 그 상대적 기여를 동태적으로 비교하는 방법론이 필요하다.

120) Uhlig(2005), pp. 381-419.

121) Arias, Rubio-Ramírez, and Waggoner(2018), pp. 685-720.

122) Fry and Pagan(2011), pp. 938-960.

그러나 선행 연구는 대체로 특정 정책 수단의 평균 효과, 산업경쟁력의 증장 기 시나리오, 금융시장 반응, 불확실성의 거시적 효과를 각각 분리하여 다루는 경향을 보였다. 이에 비해 이 장에서는 월별 BVAR 체계에서 탄소가격(EUA) 충격과 가스가격 충격을 구조적으로 분리하고 불확실성, 공급구조, 총수요 충격을 함께 식별함으로써, 위기 이후 유럽 에너지전환 국면에서 에너지 부문 생산자물가(에너지PPI), 대외 에너지 조달, 산업생산의 조정 경로를 EU27, 독일, 프랑스 간 비교 속에서 정량적으로 평가하고자 한다. 다시 말해, 이 장의 차별성은 에너지전환을 단일 정책 변수의 효과가 아니라 가격, 불확실성, 공급구조, 에너지 수입을 통한 대외 조달, 산업생산자 단계의 에너지 가격압력, 실물 활동이 상호작용을 하는 복합 동학으로 파악하고, 이를 국가 간 비교 속에서 실증적으로 해석하려는 데 있다.

2. 자료 및 방법론

이 장의 실증분석은 앞서 검토한 선행 연구의 시사점을 반영하여 설계되었다. 즉 탄소가격(EUA)과 가스가격의 비용 전가 효과를 구분하고, 불확실성의 독립적 실물 파급과 공급구조의 완충 또는 증폭 역할을 함께 고려하고자 월별 자료에 기반한 베이지언 VAR(BVAR) 모형을 구축한다. 분석체계는 탄소가격, 가스가격, 에너지 관련 불확실성(EUI), 원전 비율, 에너지 수입물량, 에너지 부문 생산자물가(에너지PPI), 산업생산(IP)을 하나의 동태적 시스템 안에 포함하며, 부호제약을 통해 구조 충격을 식별한다. 이를 통해 이 장은 전쟁 이후 유럽의 에너지전환 국면에서 어떤 충격이 산업 비용과 생산의 변동을 주도했는지, 그리고 그 효과가 EU 평균과 독일, 프랑스에서 어떻게 다르게 나타나는지를 비교한다.

특히 EU27, 독일, 프랑스를 함께 분석 대상으로 설정한 것은 단순한 사례 확장이 아니라 실증 설계의 핵심이다. EU27은 평균적 유럽 충격을 보여 주는 기준 축이며, 독일은 가스 의존적 제조업 구조와 탈원전 완료라는 특징 때문에 비용 충격의 전이가 비교적 직접적으로 드러날 가능성이 높은 사례이다. 반면 프랑스는 높은 원전 비율을 유지하면서도 2021~2022년 원전 가동 차질을 경험했다는 점에서, 동일한 외부 충격이 상이한 전력믹스와 공급구조를 통해 어떻게 다른 실물 반응으로 이어지는지를 보여 주는 대조 사례라고 할 수 있다. 이러한 비교를 통해 이 장에서는 에너지전환의 경제적 영향을 단순한 EU 평균 효과가 아니라 공통 외부 충격과 국가별 구조적 전이 메커니즘의 결합 결과로 해석하고자 한다.

가. 변수와 표본의 구성

이 장의 분석 변수는 총 7개이다. 첫째, 탄소가격은 EU 배출권거래제의 배출권 가격(EUA)을 사용한다. 둘째, 가스가격은 유럽 천연가스 시장의 가격지표를 사용한다. 셋째, 불확실성 변수는 Dang *et al.*(2023)이 Economist Intelligence Unit(EIU)의 월별 국가보고서 텍스트를 활용해 구축한 에너지 관련 불확실성 지수(EUI)이다. 이 지수는 에너지시장과 관련된 불확실성을 월별로 계량화한 것으로, 주요 위기 국면에서 큰 폭으로 상승하는 특성을 보인다. 이 장에서는 이를 에너지전환 정책 기대의 변화, 에너지안보와 대외 조달에 대한 불확실성, 시장 변동성 확대가 결합된 종합적 에너지 관련 불확실성 지표로 해석한다. 다만 텍스트 기반 지수의 특성상 정책 불확실성과 물리적 위험을 완전히 분리하기 어렵고, 보도 행태나 편집 방향과 같은 비경제적 요인의 영향을 일부 받을 수 있으므로, 이 장에서는 EUI를 특정 정책효과의 직접 측정보다는 정책·시장·공급 요인을 포괄하는 불확실성 충격의 대리변수로 사용한다. 이러한 접근은 기후·정책 불확실성이 산업생산과 성장에 부정적 영향을 줄 수

있다는 최근 거시 실증연구와 사회적 우려 지표의 변화 자체가 실물 및 금융 변수에 영향을 미칠 수 있다는 연구 흐름과도 부합한다.

넷째, 공급구조 변수는 원전 발전 비율이다. 다섯째, 대외 조달 변수는 Eurostat의 국제상품무역통계 중 광물성 연료류(SITC 3)의 수입 지표를 활용한 에너지 수입 변수이다. 이 지표는 기업 또는 정부의 개별 계약을 의미하는 협의의 조달이 아니라 광물성 연료류의 거시적 수입 흐름, 즉 에너지 수입을 통한 대외 조달 규모를 나타낸다. 여섯째, 가격압력 변수는 Eurostat의 'Producer prices in industry, total: MIG-energy'에 해당하는 에너지 부문 생산자물가(에너지PPI)이다. 이는 소비자 단계의 에너지 가격이나 소매요금이 아니라 에너지 산업이 생산·판매하는 산출물의 생산자 가격, 즉 산업생산자 단계의 산출가격(output price)을 반영한다. 일곱째, 실물 변수는 산업생산지수(IP)이다. 따라서 이 장은 에너지PPI를 기업의 직접적 투입 에너지 가격 자체라기 보다, 산업 전반에 전달되는 에너지 가격압력의 대리변수로 해석한다.

표본은 세 그룹으로 구성된다. 기준모형으로는 EU27의 2013년 1월부터 2023년 10월까지의 월별 자료를 사용한다. 독일과 프랑스는 동일한 기준표본(2013년 1월~2023년 10월)을 우선 사용하고, 강건성 점검을 위해 2008년 1월부터 2023년 10월까지의 장기표본을 추가로 추정한다. 2013년 이후 표본은 EUI와 국가별 실물·가격 자료의 정합성을 확보하면서 전쟁 전후를 비교하기에 적절하며, 2008년 이후 장기표본은 글로벌 금융위기, 유럽 재정위기, 코로나19 팬데믹, 2022년 에너지위기까지 포괄함으로써 결과의 안정성을 점검할 수 있게 한다. 이 장에서 EU27, 독일, 프랑스를 함께 분석하는 이유는, 동일한 외부 가격 충격 아래에서도 전력믹스와 대외 조달 구조가 다르면 가격 압력과 생산 반응의 경로가 달라질 수 있기 때문이다.

또한 이 장의 분석은 소비자 단계의 가격지표보다 산업 부문 상류 단계의 가격압력과 생산에 초점을 맞춘다. 소비자물가나 소매 전력요금은 조세, 보조금, 가격상한제, 규제개입 등의 영향을 크게 받기 때문에, 에너지전환과 외부 가격

충격의 1차 파급을 식별하기에는 한계가 있다. 반면 산업생산자물가지수(PPI)는 생산자 관점에서 본 거래가격을 측정하므로, 최종 소비자요금보다 상류 단계의 가격신호를 더욱 직접적으로 포착한다. 이 때문에 이 장은 기업의 1차 전이경로를 파악하기 위한 변수로 에너지PPI와 산업생산을 중심에 둔다.

분석에 사용한 자료는 이 장의 분석을 정당화하는 중요한 패턴을 보여 준다. 먼저 EUA와 가스가격은 EU27, 독일, 프랑스 데이터에서 동일한 외부 가격경로를 공유한다. 반면 EUI, 원전 비율, 에너지수입, 에너지PPI, 산업생산은 국가별 또는 지역별로 서로 다른 경로를 보인다. 이는 이 장의 국가 간 비교가 서로 다른 외부 가격 충격을 비교하는 것이 아니라 동일한 외생 가격 충격이 국가별 에너지 구조와 대외 조달 구조를 통해 어떻게 다르게 전이되는가를 비교하는 설계임을 의미한다. 따라서 독일과 프랑스의 차이는 외부 가격 자체의 차이보다, 이를 흡수하거나 증폭하는 국내 구조의 차이에서 비롯된다고 보는 것이 타당하다.

기초자료의 시계열 패턴도 본문의 핵심 해석과 정합적이다. 기준표본(2013~2023년)에서 가스가격의 전년 동월 대비 증가율은 세 모형 모두 2022년 3월을 전후하여 급등하고, 그 이후 약 5개월의 시차를 두고 에너지PPI가 2022년 8월에 정점에 도달한다. 이는 외부 연료가격 충격이 즉시 소멸하는 것이 아니라 일정한 전가 과정을 거쳐 생산자 단계의 에너지 가격압력으로 이어졌음을 시사한다. 또한 2021~2022년 에너지위기 국면에서 에너지PPI 평균은 EU27 0.438, 독일 0.402, 프랑스 0.380으로 모두 크게 상승하여, 가격 압력의 확대가 공통적으로 나타났음을 보여 준다. 그러나 상승 폭과 지속성에는 국가별 차이가 존재한다는 점에서, 공통 가격 충격 위에 국가별 구조 요인이 덧붙여 작용했음을 알 수 있다.

원전 비율의 경로는 독일과 프랑스의 구조 차이를 더욱 선명하게 드러낸다. 독일의 원전 비율은 2013~2019년 평균 0.152에서 2021~2022년 평균 0.095로 하락하였고, 2023년 평균은 0.016으로 사실상 소멸에 가까운 수준까

지 떨어진다. 이는 위기 국면에서 공급충격을 흡수할 수 있는 기저전원의 여지가 구조적으로 축소되었음을 의미한다. 반면 프랑스는 2013~2019년 평균 0.737로 높은 원전 비율을 유지했으나, 2021~2022년 평균은 0.650으로 낮아졌고 2023년에도 0.651 수준에 머문다. 즉 독일은 탈원전에 따른 완충능력의 구조적 축소를, 프랑스는 높은 원전 의존 구조 속에서의 기저전원 가용성 변동을 더욱 강하게 반영한다고 볼 수 있다. 이 차이는 이후 공급구조 충격의 해석에서 핵심적인 의미가 있다.

산업생산의 원자료도 중요한 시사점을 제공한다. 세 지역 모두 2020년 4월 코로나19 팬데믹 국면에서 산업생산이 크게 하락하고, 2021년 4월에는 기저효과와 경기회복이 결합된 반등 정점을 보인다. 기준표본에서 IP 최저점은 EU27 -0.327, 독일 -0.356, 프랑스 -0.469이고, 반등 정점은 각각 0.344, 0.313, 0.398로 나타난다. 이러한 패턴은 산업생산의 변동이 에너지 가격압력 하나로만 결정되는 것이 아니라 총수요와 불확실성, 공급망 조정, 재고순환 등이 동시에 작용한 결과임을 보여 준다. 따라서 이후 실증분석에서 산업생산의 변동을 해석할 때는 비용성 충격뿐 아니라 총수요 충격과 불확실성 충격의 역할을 함께 고려할 필요가 있다.

단순 상관관계 역시 이러한 해석에 기초적 정당성을 부여한다. 2013~2023년 기준표본에서 가스가격과 에너지PPI의 상관계수는 EU27 0.847, 독일 0.808, 프랑스 0.802로 높게 나타나지만, ETS와 에너지PPI의 상관계수는 각각 0.414, 0.380, 0.416으로 상대적으로 낮다. 또한 EUI와 산업생산은 EU27 -0.277, 독일 -0.211, 프랑스 -0.221의 음(-)의 상관관계를 보이며, 원전 비율과 에너지PPI는 각각 -0.509, -0.362, -0.504의 음(-)의 상관관계를 나타낸다. 물론 이러한 상관관계만으로 인과를 단정할 수는 없지만, 원자료 단계에서도 가스가격-가격압력 연결, 불확실성-실물 위축, 원전공급-가격압력 완화라는 방향성이 이미 관찰된다는 점은 이후 구조 충격 해석의 정당성을 보강한다.

월별 원자료는 계절성과 달력효과의 영향을 크게 받기 때문에, 이 장은 가격·

물량·생산 변수의 상당수를 전년 동월 대비 로그변화율로 변환하여 사용한다. 구체적으로 EUA, 가스가격, 에너지 수입물량, 에너지PPI, 산업생산은 전년 동월 대비 로그변화율로 변환하고, EU와 원전 비율은 수준(level)으로 포함한다. 이러한 처리 방식은 월별 데이터의 계절성을 완화하고, 국가 간 비교가능성을 높이며, 위기 국면의 상대적 변화폭을 해석하기에 용이하다는 장점이 있다.

다만 전년 동월 대비 변환은 12개월 계절차분을 의미하므로, 충격반응함수의 해석에는 주의가 필요하다. 이 장의 IRF는 충격 이후 각 시점에서 전년대비 증가율이 얼마나 변화하는가를 보여 준다. 특히 충격 발생 후 0~11개월 구간에서는 비교 기준이 되는 전년도값이 충격 이전의 관측치이므로, 이 구간의 반응은 사실상 단기 수준 반응과 유사하게 이해할 수 있다. 반면 12개월 이후에는 비교 기준이 되는 전년도값 자체도 이미 충격의 영향을 받은 상태가 되므로, 이후의 반응은 순수한 수준 효과라기보다 전년대비 변화율의 조정 과정으로 해석하는 것이 적절하다.

이러한 변환은 에너지PPI와 산업생산의 동태를 보는 데 특히 유용하다. 여기서 에너지PPI의 상승은 소비자 요금의 상승이 아니라 에너지 산업 산출물의 생산자 가격 상승을 의미한다. 따라서 이는 가계가 직면한 최종 에너지 가격보다, 산업 부문에 전달되는 상류 단계의 가격압력이 강화되었음을 보여 주는 것으로 해석하는 것이 적절하다. 마찬가지로 산업생산의 음(-)의 반응 역시 절대 수준의 하락뿐 아니라 전년대비 회복 속도가 둔화되거나 감소율이 확대되는 형태로 나타날 수 있다. 따라서 이 장의 결과 해석은 수준의 직관을 참고하되, 엄밀하게는 전년 동월 대비 변화율의 동태적 반응이라는 점을 전제로 해야 한다.

나. 베이지언 VAR(BVAR) 모형

이 장은 EU 전체 및 독일의 월별 변수 벡터 y_t 에 대해 $BVAR(p)$ 모형을 추정한다. 기본 모형은 [식 4-1]과 같다.

$$y_t = c + A_1 y_{t-1} + \dots + A_p y_{t-p} + u_t, \quad u_t \sim N(0, \Sigma) \quad [\text{식 4-1}]$$

여기서 y_t 는 'EUA, 가스가격, EUI, 원전 비율, 에너지수입, 에너지PPI, 산업 생산'의 7개 변수로 구성된 벡터이며, u_t 는 축약형(reduced-form) 오차항이다. 이 장의 실증분석은 BEAR 툴박스를 활용하여 수행하며, 월별 자료의 동학을 반영하기 위해 시차는 3으로 설정한다. 또한 짧은 표본과 변수 간 높은 상호 연관성으로 인해 축약형 VAR 추정에서 발생할 수 있는 과적합과 추정 불안정을 완화하고자 미네소타 사전분포(Minnesota prior)¹²³⁾를 적용한다.

축약형 BVAR에서 추정되는 오차항 u_t 는 구조 충격의 선형 결합으로 해석할 수 있다. 이 장은 $u_t = B\varepsilon_t$ 로 두고, 구조 충격 벡터 ε_t 를 경제학적으로 의미 있는 충격으로 해석하기 위해 부호제약을 적용한다. 즉 특정 충격이 발생했을 때 일부 변수가 단기적으로 보일 것으로 기대되는 반응 방향(+, -)을 최소한으로 부여하여, 그 패턴과 정합적인 직교회전(orthogonal rotation)만을 허용한다. 이는 에너지전환과 에너지위기 국면에서 정책, 연료시장, 공급구조, 불확실성, 수요 요인이 거의 동시에 움직이는 현실을 고려할 때, 강한 동시적 인과순서를 미리 가정하는 방식보다 유연하고 경제학적 직관에 부합하는 식별전략이기 때문이다. 이 장은 각 충격에 대해 이론적으로 기대되는 반응 방향을 초기 몇 개월 구간에 걸쳐 제약함으로써 구조 충격을 식별한다. 이러한 방식은 구조 충격을 완전히 점식별(point identification)의 형태로 하기보다 집합식별(set identification)의 형태로 파악하게 하므로, 결과 해석에서는 단일 계수보다 충격반응의 방향과 역사적 기여의 패턴을 중점적으로 본다.

구조 충격은 축약형 BVAR 오차를 임의의 직교회전으로 분해한 뒤, 사전에

123) 월별 다변량 VAR에서는 추정해야 할 모수의 수가 빠르게 증가하므로, 표본 수가 제한적일 경우 계수 추정의 분산이 커지고 충격반응의 형태도 불안정해질 수 있다. 미네소타 사전분포(Minnesota prior)는 일반적으로 각 변수의 자기시차 효과는 비교적 덜 제약하고, 다른 변수의 시차효과와 더 긴 시차에 대해서는 0쪽으로 수축하는 방식으로 작동한다. 따라서 제한된 표본에서도 추정의 안정성을 높이고, 충격반응함수와 역사적 분해의 해석 가능성을 개선하는 데 기여한다.

설정한 부호제약을 충족하는 회전만을 수용(accept)하는 방식으로 구성된다. 구체적으로 ① 사후분포에서 축약형 모수(계수, 공분산)를 추출한 뒤, ② 무작위 직교행렬을 생성하여 구조 충격 후보를 구성하고, ③ 각 후보에 대해 충격반응(IRF)이 사전 부호제약을 지정된 단기 구간(0~1개월 또는 0~2개월)에서 충족하는지를 검사한다. ④ 제약을 충족하는 후보만을 제약 충족 표본(admissible draw)으로 보관하고, 이들 분포의 중앙값 및 신뢰구간을 결과로 제시한다.

이 장이 식별하는 구조 충격은 다섯 가지이다. 첫째, 탄소가격 충격은 EUA 상승을 중심으로 정의되는 정책·시장 가격신호 충격이다. 둘째, 가스가격 충격은 가스가격 급등을 중심으로 하는 연료시장 충격이다. 셋째, 불확실성 충격은 EUI 상승을 중심으로 하는 정책·지정학적 불확실성 충격이다. 넷째, 공급구조 충격은 원전 비율 상승을 중심으로 하는 공급완충 충격이다. 다섯째, 총수요 충격은 산업생산과 에너지수입 확대를 동반하는 경기확장 충격이다. 이러한 충격의 정의는 에너지전환을 단일 정책변수의 변화가 아니라 가격, 기대, 공급구조, 대외 조달, 산업생산자 단계의 에너지 가격압력, 경기요인이 함께 작동하는 복합 시스템으로 파악하려는 이 장의 문제의식과 직접 연결된다.

공급구조 변수로 재생에너지 비율이 아니라 원전 비율을 선택한 이유도 분명하다. 재생에너지 비율은 장기적 전환의 핵심 변수이지만, 월별 단기 변동은 기상 조건의 영향을 크게 받아 공급구조 변화와 날씨 충격이 혼합될 가능성이 높다. 반면 원전 비율은 독일과 프랑스의 구조 차이를 더욱 선명하게 드러내며, 특히 프랑스의 2021~2022년 원전 가동 차질은 실제 공급제약과 가격변동에 직접 연결되었다. 따라서 이 장은 원전 비율을 장기 탈탄소의 대표 지표라기보다, 단기적 공급완충능력과 기저전원의 가용성을 나타내는 변수로 해석한다.

한편 부호제약은 일반적으로 구조모형을 점식별로 하지 않고, 제약을 충족하는 해의 집합(set)을 남기는 집합식별의 성격을 띤다. 따라서 FEVD 등 일부 결과는 단일 수치로 단정하기보다 범위(분포)로 해석하는 것이 바람직하며, 이 장은 정책적 함의 도출 시 IRF와 역사적 분해(HD)를 중심으로 결과를 제시한다.

집합식별 환경에서 과도한 제약은 허용 해의 수를 급감시켜 BEAR의 수용률(acceptance)을 낮출 수 있다. 부호제약과 함께, 제약이 유지되어야 하는 기간은 전반적으로 짧게 설정한다. 가격(탄소·가스) 변수는 충격 정의의 핵심 앵커이므로 상대적으로 0~2개월 범위에서 부호를 유지하도록 하되, 비용(에너지PPI)과 실물(산업생산)에 대한 부호제약은 대체로 0~1개월 또는 0~2개월 범위에 한정한다. 이는 위기 국면에서 정책 개입, 재고조정, 보조금·가격상한 등으로 반응의 지속기간이 불안정해질 수 있음을 고려한 설정이다. 또한 제약의 수와 기간이 늘어날수록 BEAR의 제약 충족 표본이 줄어 수용률이 저하될 수 있으므로, 이 장은 충격당 2~3개 핵심 제약과 단기 기간 제약 원칙을 통해 실행 가능성을 확보한다. 수용률이 낮아 추정 시간이 과도하게 늘어날 경우에는, 가스가격 충격에서 산업생산의 부호제약을 먼저 완화하거나, 총수요 충격에서 에너지PPI의 부호제약을 완화하는 순서로 조정하여 식별 충돌을 완화한다.

표 4-1. 구조 충격별 부호제약

변수	탄소가격 충격	가스가격 충격	불확실성 충격	공급구조 충격	총수요 충격
탄소가격	+ (0~2개월)				
가스가격		+ (0~2개월)			
EUI			+ (0~2개월)		
원전 비율				+ (0~0개월)	
에너지수입물량					+ (0~1개월)
에너지PPI	+ (0~1개월)	+ (0~1개월)		- (0~2개월)	+ (0~1개월)
산업생산	- (0~1개월)	- (0~1개월)	- (0~1개월)	+ (0~2개월)	+ (0~2개월)

주: 공란은 해당 충격에서 부호제약을 부여하지 않음을 의미함.

자료: 저자 작성.

이 장은 러-우 전쟁과 같은 지정학적 사건을 단일한 외생적 충격으로 대체하지 않는다. 전쟁은 에너지 공급망 교란(가스 공급 축소), 가격 급등, 정책 개입 확대, 시장 기대 변화가 결합된 복합 사건이며, 그 영향은 해당 모형에서 여러 구조 충격을 통해 중첩적으로 반영된다. 따라서 전쟁의 영향은 특정 단일 충격의 충격반응만으로 판단하기보다, 전쟁 전후 구간에서 각 구조 충격의 기여도를 분해하는 역사적 분해(HD)를 통해 제시하는 것이 적절하다.

구체적으로 전쟁의 단기 직접 효과는 주로 가스가격 충격(gas_price) 및 불확실성 충격(eui_uncertainty)을 통해 비용과 실물에 전이될 가능성이 높다. 동시에 에너지믹스 변화와 정책 기대 변화는 탄소가격 충격(eua_price)으로 반영될 수 있으며, 위기 대응 과정에서의 전력믹스 조정은 공급구조 충격(nuclear_supply)과 연계될 수 있다.¹²⁴⁾ 또한 경기 둔화 또는 정책 대응에 따른 반등은 총수요 충격(agg_demand)의 형태로 관측될 수 있다. 이 장은 이러한 해석 틀 내에서 IRF로 충격의 단기 전이 경로를 확인하고, HD로 2022년 전후 구간에서 어떤 충격이 비용 및 실물 변동을 주도했는지를 비교·제시한다.

3. 분석 결과

이 절에서는 EU27, 독일, 프랑스를 대상으로 추정한 BVAR 결과를 바탕으로, 에너지전환 국면의 주요 충격이 에너지 부문 생산자물가(에너지PPI)와 산업생산에 미치는 영향을 비교한다. 비교의 초점은 세 가지이다. 첫째는 산업생산자 단계의 에너지 가격압력 확대를 설명하는 중심 충격이 무엇인지, 둘째는 동일한 외부 가격 충격이라도 독일과 프랑스처럼 전력믹스와 대외 조달 구조가 다른 국가에서 실물 반응이 어떻게 달라지는지, 셋째는 기준표본과 장기

124) 단, 원전 비용 외 변수는 비전력 에너지 부분에도 영향을 미치므로 해석에 주의해야 한다.

표본을 함께 비교할 때 결과가 얼마나 안정적으로 유지되는지이다.

전체적으로 보면, 가격압력 측면에서는 가스가격 충격의 설명력이 가장 일관적으로 나타난다. 반면 탄소가격(EUA) 충격의 단기 전가효과는 상대적으로 작고 불확실하며, 불확실성 충격은 에너지 부문 생산자물가를 크게 밀어 올리기보다는 산업생산을 제약하는 실물 위축 충격으로 해석하는 것이 더 적절하다. 프랑스를 포함하면 이러한 해석은 더욱 강화된다. 프랑스의 충격반응에서도 가스가격 충격은 에너지PPI를 분명히 끌어올리지만, EU1 충격은 에너지PPI를 크게 상승시키지 못하고 오히려 산업생산을 악화하는 경향을 보이기 때문이다. 또한 프랑스의 역사적 분해는 2021~2022년 에너지PPI 상승 국면에서 가스가격뿐 아니라 원전 가용성 저하에 상응하는 공급구조 요인의 기여가 상대적으로 뚜렷했음을 보여 준다.

가. 주요 계수 추정 결과

구조 충격(부호제약) 분석에 앞서, VAR 계수의 사후추정치(posterior estimates)를 보면, 가장 일관된 특징은 가스가격의 단기 비용 전가효과이다. [표 4-1]을 보면 에너지PPI 방정식에서 가스가격(-1)의 계수는 EU27, 독일, 프랑스의 모형 모두에서 양(+)이며, 대체로 90% 구간 하한도 0을 상회한다. 이는 2021~2022년 가격압력 확대의 1차 경로가 국가별 차이를 넘어서 우선적으로 가스가격에서 에너지 부문 생산자물가로 이어지는 전가 메커니즘에 놓여 있음을 시사한다. 다시 말해, 에너지위기 이후 산업 부문이 직면한 상류 단계의 가격압력은 무엇보다도 외부 연료시장 충격과 밀접하게 연동되어 있었다고 볼 수 있다.

반면 EUA(-1)의 에너지PPI 계수는 모든 모형에서 작고 신뢰구간이 0을 포함한다. 원자료 단계에서도 ETS와 에너지PPI의 단순 상관관계는 가스가격과 에너지PPI의 상관관계보다 낮게 나타나며, 구조추정 결과 역시 이 점을 재확인한

다. 즉 ETS 가격신호가 중장기적으로는 전환 유인과 비용구조 변화에 영향을 미칠 수 있으나, 월별 단기 비용 전가라는 차원에서는 가스가격만큼 강한 직접 효과를 보이지 않았다고 해석하는 것이 적절하다.

에너지PPI의 자기지속성도 뚜렷하다. 에너지PPI(-1)의 계수는 모든 모형에서 1 내외 또는 그 이상으로 나타나며, 2기와 3기의 계수는 대체로 음(-)이다. 이는 비용 충격이 단기에 크게 반영된 뒤 일정 시차를 두고 조정되는 구조를 시사한다. 실제로 자료에서 가스가격 정점이 2022년 3월에, 에너지PPI 정점이 2022년 8월에 나타나는 점은 이러한 시차적 전가와 잘 부합한다.

표 4-2. 에너지PPI 방정식의 주요 계수 추정 결과

모형	가스가격(-1) → 에너지PPI	탄소가격(-1) → 에너지PPI	에너지PPI(-1) → 에너지PPI
EU27(2013~23)	0.036 [0.020, 0.053]	0.011 [-0.006, 0.026]	1.052 [0.931, 1.172]
독일(2013~23)	0.037 [0.022, 0.052]	0.007 [-0.006, 0.021]	1.022 [0.900, 1.142]
독일(2008~23)	0.028 [0.014, 0.043]	0.003 [-0.001, 0.007]	1.095 [0.986, 1.204]
프랑스(2013~23)	0.035 [0.018, 0.053]	0.010 [-0.008, 0.027]	1.002 [0.881, 1.118]
프랑스(2008~23)	0.021 [0.005, 0.038]	-0.000 [-0.005, 0.005]	1.160 [1.062, 1.255]

주: 표의 값은 Median [Lower, Upper] (90% band).
 자료: 저자 작성.

[표 4-3]의 산업생산(IP) 방정식에서는 모든 모형에서 IP(-1)의 계수가 0.8~0.9 수준으로 높아 실물 변동의 관성이 강하다. 그러나 가스가격(-1)과 에너지PPI(-1)의 직접 계수는 대부분 0을 포함한다. 이는 산업생산의 단기 변동이 에너지비용 하나로 결정되기보다 총수요, 공급망, 정책지원, 재고조정 등이 함께 작용한 결과임을 의미한다. 코로나19 팬데믹 시기 급락과 2021년 반등이 기초자료에서 명확히 관찰된다는 점도 이러한 해석을 뒷받침한다.

표 4-3. 산업생산(IP) 방정식의 주요 계수 추정 결과

모형	에너지PPI(-1) → IP	가스가격(-1) → IP	IP(-1) → IP
EU27(2013~23)	0.015 [-0.066, 0.094]	0.004 [-0.011, 0.019]	0.836 [0.716, 0.958]
독일(2013~23)	0.052 [-0.053, 0.158]	-0.007 [-0.024, 0.011]	0.808 [0.695, 0.918]
독일(2008~23)	0.138 [0.042, 0.235]	-0.015 [-0.032, 0.001]	0.897 [0.802, 0.992]
프랑스(2013~23)	0.018 [-0.081, 0.118]	-0.002 [-0.021, 0.019]	0.801 [0.677, 0.919]
프랑스(2008~23)	0.087 [0.002, 0.171]	-0.007 [-0.026, 0.012]	0.846 [0.742, 0.951]

주: 표의 값은 Median [Lower, Upper] (90% band).

자료: 저자 작성.

에너지수입 방정식에서는 국가별 차이가 더욱 분명하다. EU27에서는 수입과 산업생산의 상관관계가 비교적 높게 나타나지만, 독일에서는 그 상관관계가 상대적으로 약하다. 프랑스는 2023년 에너지수입 증가가 두드러지는데, 이는 원전 가동 차질과 국내 공급조정의 영향을 반영했을 가능성이 크다. 따라서 프랑스의 수입 변수는 단순한 경기 확장보다는 공급구조 제약에 대한 보완조정의 의미도 함께 지닌 것으로 볼 수 있다.

표 4-4. 에너지수입 방정식의 주요 계수 추정 결과

모형	에너지PPI(-1) → 수입	가스가격(-1) → 수입	수입(-1) → 수입
EU27(2013~23)	0.023 [-0.069, 0.116]	0.019 [0.001, 0.037]	0.450 [0.321, 0.575]
독일(2013~23)	0.032 [-0.157, 0.224]	0.016 [-0.016, 0.049]	0.511 [0.384, 0.638]
독일(2008~23)	0.083 [-0.120, 0.293]	0.002 [-0.036, 0.039]	0.338 [0.226, 0.450]
프랑스(2013~23)	0.219 [-0.062, 0.504]	-0.033 [-0.089, 0.023]	0.299 [0.168, 0.433]
프랑스(2008~23)	0.288 [0.022, 0.555]	-0.034 [-0.093, 0.023]	0.310 [0.197, 0.423]

주: 표의 값은 Median [Lower, Upper] (90% band).

자료: 저자 작성.

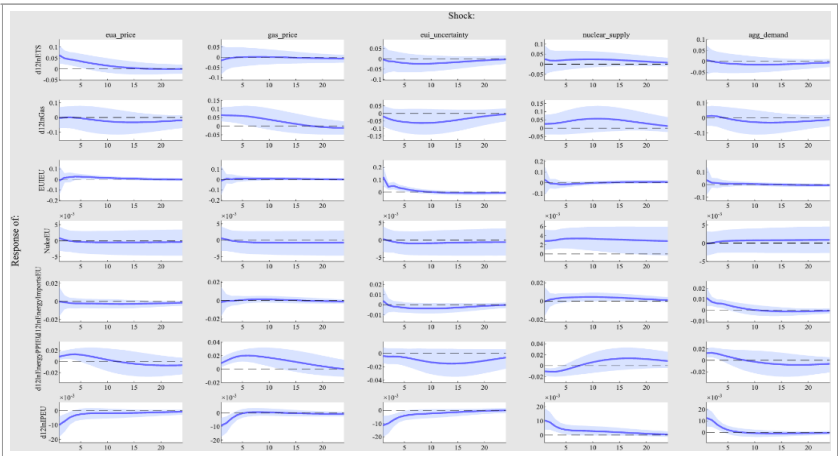
나. 충격반응함수(IRF)

[그림 4-1](EU27), [그림 4-2](독일), [그림 4-3](프랑스)은 부호제약으로 식별된 5개 구조 충격(탄소가격, 가스가격, 불확실성, 공급구조, 총수요)에 대한 주요 변수의 충격반응을 제시한다. 여기서는 각 충격이 정의된 방향으로 자기 변수를 움직이는지, 에너지PPI, 산업생산, 에너지수입의 반응이 어떤 경로로 나타나는지를 중심으로 서술한다.

IRF를 종합하면 세 가지 경제 모두에서 비용충격이 가장 뚜렷하게 나타나는 것은 가스가격 충격이다. 가스가격 충격은 EU27, 독일, 프랑스 모두에서 에너지PPI를 단기적으로 끌어올리며, 특히 독일과 프랑스에서는 즉각적인 양(+)의 반응 이후 몇 개월에 걸쳐 역U자형 경로를 보인다. 이는 데이터 시트에서 2022년 3월의 가스가격 정점이 2022년 8월의 에너지PPI 정점보다 앞서는 사실과 정합적이다. 따라서 2021~2022년의 산업 에너지비용 급등은 무엇보다도 연료시장 충격의 전가로 해석하는 것이 타당하다.

그림 4-1. EU27 모형으로부터의 IRF

(분석기간: 2013년 1월 ~ 2023년 10월)



반면 EUA 충격의 에너지PPI 반응은 가스가격 충격보다 작고 지속성도 약하다. 프랑스를 포함한 모든 모형에서 EUA 충격은 에너지 비용을 단기적으로 소폭 밀어 올릴 수 있으나, 그 반응의 크기와 지속성은 가스충격에 비해 제한적이다. 이는 원자료 단계에서 ETS와 에너지PPI의 상관관계가 양(+)이기는 하지만 가스가격-비용 상관보다 낮게 나타난 점과도 부합한다. 따라서 전쟁 이후 비용 급등을 설명하는 중심 변수는 ETS보다 가스시장이라고 보는 편이 더 적절하다.

불확실성(EUI) 충격은 프랑스 결과를 포함할 때 해석이 더욱 선명해진다. 프랑스 충격반응에서 EUI 충격은 에너지PPI를 뚜렷하게 끌어올리지 못하며, 반응은 거의 평탄하거나 약하게 음(-)의 방향을 보인다. 반면 산업생산은 기준표본과 장기표본 모두에서 하방으로 압력을 받는다. 이는 EU27과 독일에서 관찰된 패턴과도 일관적이다. 따라서 불확실성 충격은 직접적인 가격상승 충격이라기보다 생산·투자·대외 조달 계획의 지연을 통해 실물 활동을 위축시키는 충격으로 해석하는 것이 더 적절하다. 다시 말해, 전쟁 이후의 불확실성 확대는 에너지PPI를 직접 밀어 올린다기보다, 산업생산 회복을 제약하는 채널로 작동했다고 볼 수 있다.

그림 4-2. 독일 모형으로부터의 IRF

(분석기간: 2013년 1월 ~ 2023년 10월)

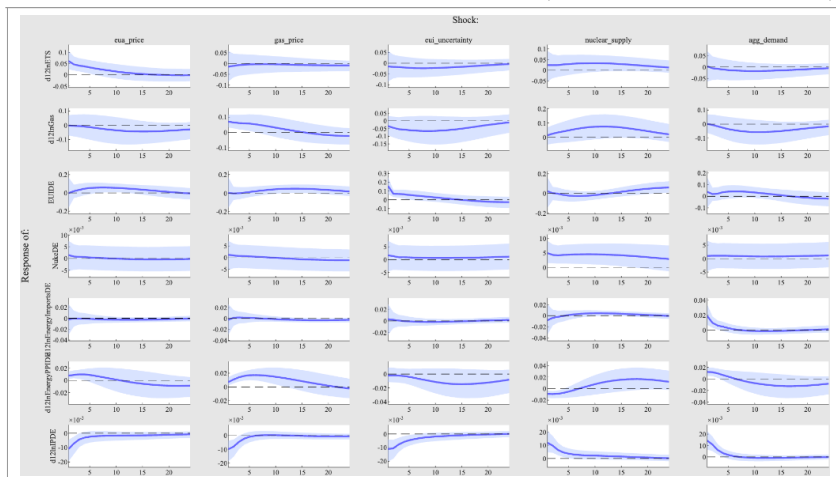
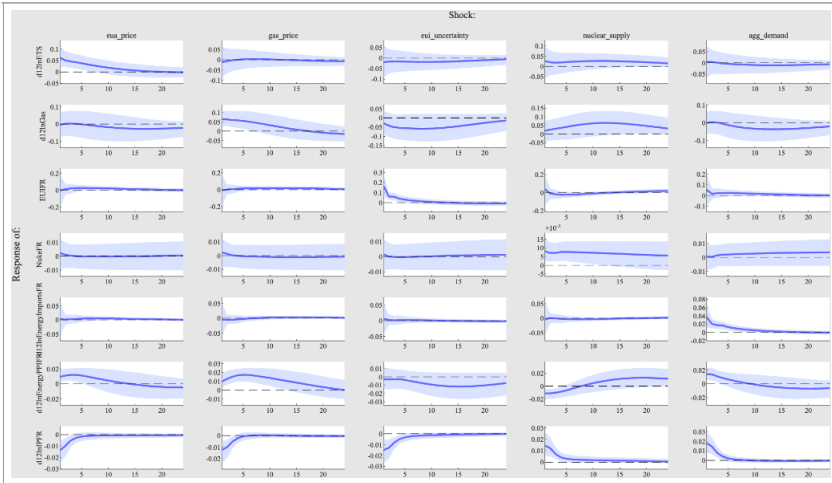


그림 4-3. 프랑스 모형으로부터의 IRF

(분석기간: 2013년 1월 ~ 2023년 10월)



공급구조(원전 비율) 충격은 국가별 차이를 가장 선명하게 보여 준다. 프랑스에서 양(+)의 원전공급 충격은 단기적으로 에너지PPI를 낮추고 산업생산을 지지하는 방향으로 나타난다. 이는 프랑스의 높은 원전 비율과 일치한다. 다만 이 완충효과는 영구적이라기보다 단기적 성격이 강하다. 독일과 EU27에서도 방향은 대체로 유사하지만, 독일은 이미 원전 비율이 크게 낮아진 상태이므로 충격의 경제적 의미가 프랑스보다 제한적이다. 즉 독일의 원전공급 충격은 추가적 완충수단의 부족을, 프랑스의 원전공급 충격은 기존 기저전원의 가용성 변화를 더 강하게 반영한다고 볼 수 있다.

충수요 충격은 산업생산과 에너지수입을 함께 끌어올리는 전형적인 회복 충격으로 나타난다. 프랑스 IRF에서는 특히 충수요 충격 이후 에너지수입이 크게 증가하고 산업생산도 뚜렷하게 상승한다. 이는 프랑스의 에너지수입 확대를 단순한 경기 확장뿐 아니라 공급구조 제약하에서의 대외 조달 보완이라는 관점에서 해석할 수 있음을 시사한다. 결국 충수요 충격은 가격압력과 생산의 관계를 단순한 상충관계로 만들기보다, 회복 국면에서 생산과 대외 조달이 함께 확

대되는 복합적인 경로를 보여 준다.

다. 역사적 분해

[그림 4-4]부터 [그림 4-9]까지는 2021년 하반기부터 2022년까지의 가격 압력 확대가 어떤 충격 조합으로 설명되는지를 구체적으로 보여 준다. EU27, 독일, 프랑스 모두에서 이 시기에 가스가격 충격의 양(+)의 기여가 가장 크고 일관적으로 나타난다. 이는 축약형 계수, 원자료의 시차 패턴, 충격반응함수가 모두 가리키는 방향과 일치한다. 즉 전쟁 이후의 에너지PPI 상승은 무엇보다도 외부 연료시장 충격이 산업생산자 단계의 에너지 가격압력으로 전가된 결과로 이해할 수 있다.

그림 4-4. EU27 모형에서 에너지PPI에 대한 역사적 분해

(분석기간: 2013년 1월 ~ 2023년 10월)

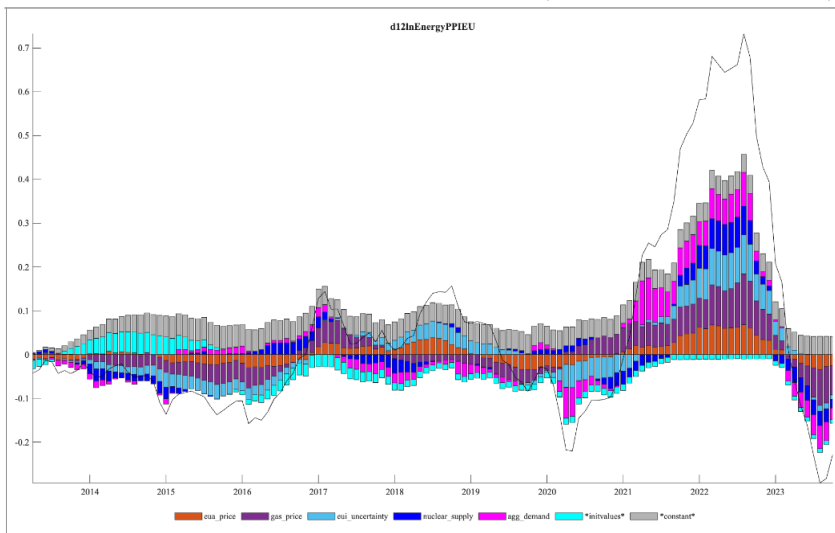


그림 4-5. 독일 모형에서 에너지PPI에 대한 역사적 분해

(분석기간: 2013년 1월 ~ 2023년 10월)

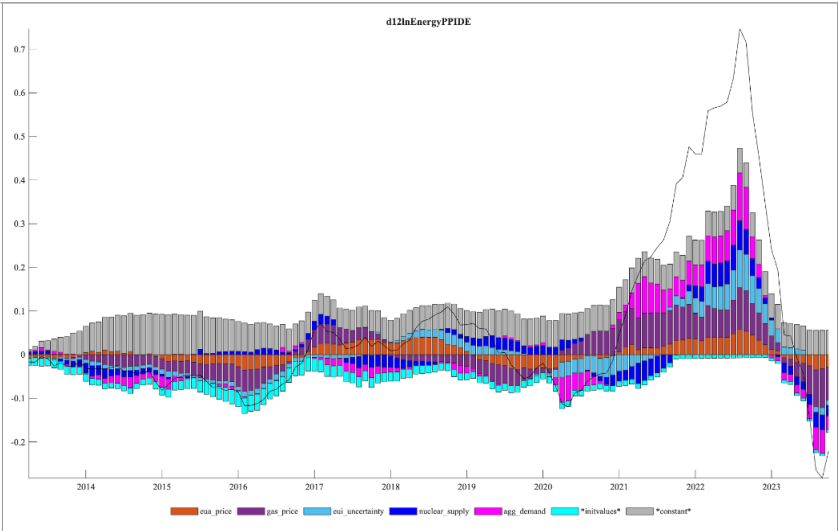
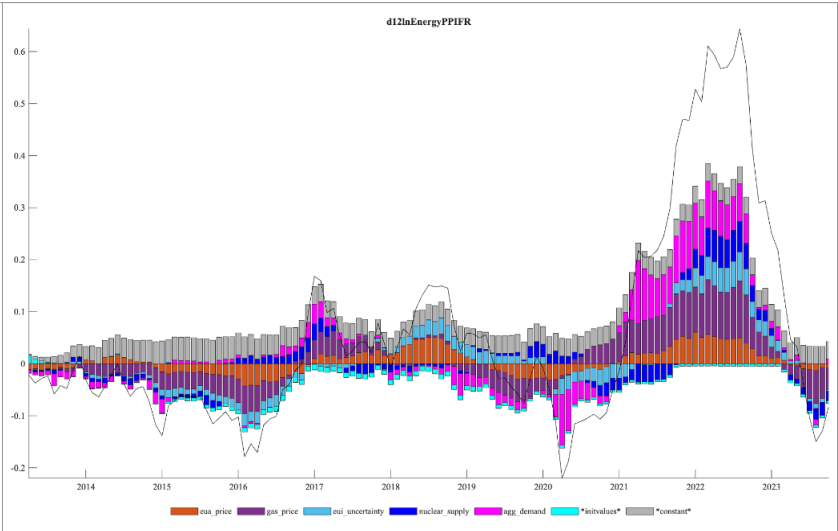


그림 4-6. 프랑스 모형에서 에너지PPI에 대한 역사적 분해

(분석기간: 2013년 1월 ~ 2023년 10월)



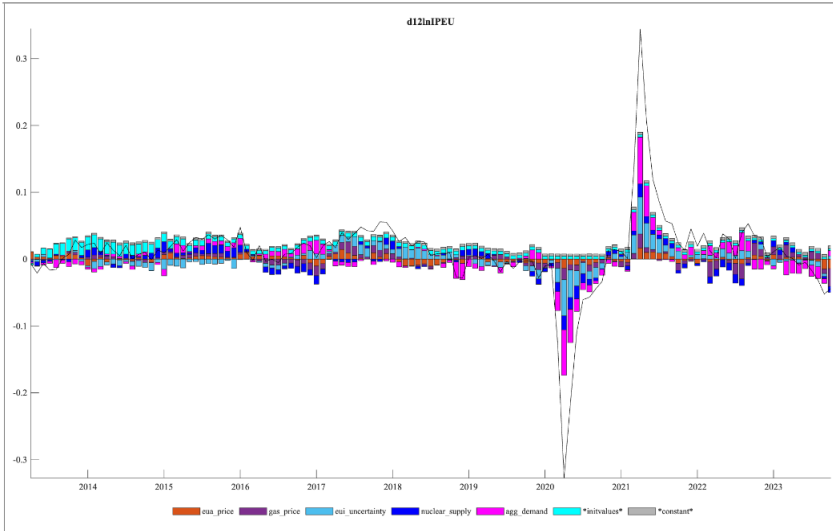
다만 국가별 구성은 동일하지 않다. 독일의 경우 2021~2022년 에너지PPI 상승기에 가스가격 기여가 중심적이지만, 공급구조 관련 기여 역시 일정 시기에 함께 확대된다. 독일의 원전 비율이 장기적으로 크게 하락했다는 점을 고려하면, 이는 탈원전 이후의 전력믹스 조정이 외부 가격 충격을 충분히 완충하지 못했을 가능성을 시사한다. 다시 말해, 독일에서는 외부 충격 자체뿐 아니라 이를 흡수할 공급완충능력의 축소가 가격압력 확대와 결합했다고 해석할 수 있다.

프랑스에서는 이 점이 더욱 뚜렷하게 나타난다. 프랑스 에너지PPI의 역사적 분해에서는 2021~2022년 상승 국면에서 가스가격뿐 아니라 원전공급 관련 기여도 비교적 분명하게 나타난다. 그런데 충격반응함수에서 양(+)의 원전공급 충격은 에너지PPI를 단기적으로 낮추는 방향으로 식별되므로, 역사적 분해에서 원전공급이 가격상승 쪽에 기여했다는 것은 실제 역사에서는 원전공급의 긍정적 충격이 아니라 역방향 충격, 즉 원전 가동 차질 또는 원전 가용성 저하가 발생했음을 시사한다. 이는 프랑스의 실제 전력공급 제약과도 정합적인 해석이다.

프랑스의 역사적 분해는 총수요 요인의 존재도 비교적 분명하게 보여 준다. 2021~2022년 일부 구간에서는 총수요 관련 기여가 가스가격 기여와 함께 양(+)의 방향으로 누적된다. 이는 코로나19 팬데믹 이후 회복 국면의 수요 요인이 전쟁 이후의 가격압력 확대와 결합했을 가능성을 시사한다. 반면 EUA 관련 기여는 존재하더라도 규모가 가스가격이나 공급구조 요인에 비해 상대적으로 작다. 따라서 2021~2022년 에너지PPI 상승을 ETS의 기계적 전가로 이해하기보다, 연료시장 충격과 공급 여건 악화가 중심이었고 ETS는 제한된 범위의 가격신호 역할을 했다고 보는 것이 적절하다.

그림 4-7. EU27 모형에서 산업생산지수에 대한 역사적 분해

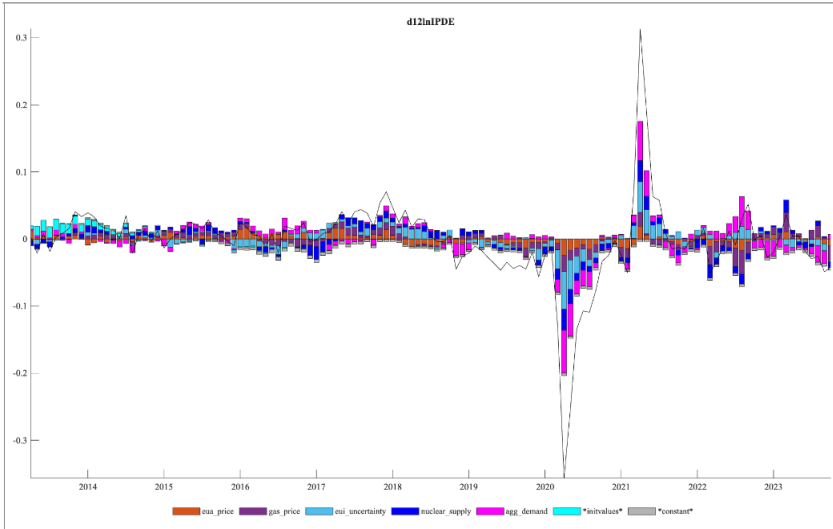
(분석기간: 2013년 1월 ~ 2023년 10월)



산업생산(IP)의 역사적 분해에서는 국가를 막론하고 2020년 코로나19 팬데믹 국면이 가장 뚜렷한 음(-)의 충격 구간으로 나타난다. 이는 원자료에서 세 지역 모두 2020년 4월에 IP 최저점이 나타나는 사실과 정확히 대응한다. 이후 2021년 반등 국면에서는 총수요의 양(+)의 기여가 두드러지며, 이는 세 지역 모두 2021년 4월에 IP 정점을 기록한 사실과도 부합한다. 따라서 산업생산의 변동은 에너지 가격압력 하나가 아니라 수요회복, 불확실성, 가격압력, 공급구조가 동시에 작용하는 복합적 결과로 해석하는 것이 타당하다.

그림 4-8. 독일 모형에서 산업생산지수에 대한 역사적 분해

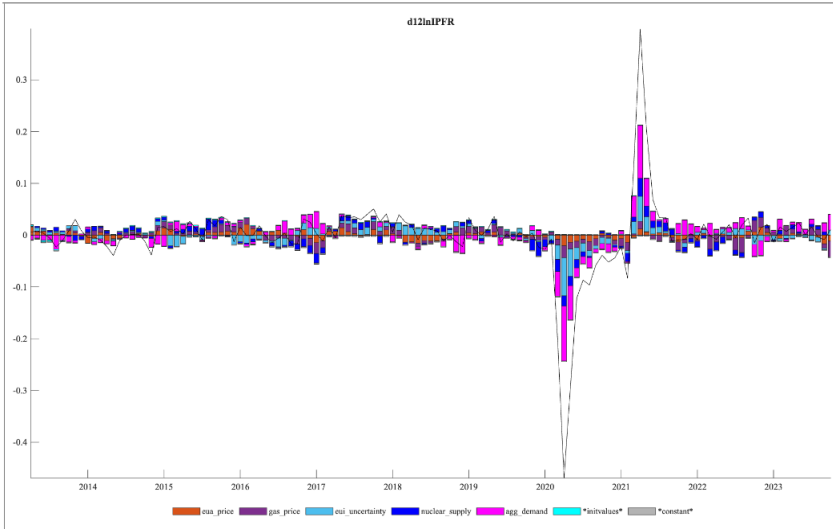
(분석기간: 2013년 1월 ~ 2023년 10월)



에너지수입의 역사적 분해는 대외 조달 조정의 성격을 보여 준다. 총수요 충격과 일부 공급구조 충격은 에너지수입 확대를 유도하는 반면, 위기 국면의 가격 충격은 경우에 따라 수입의 가격효과와 물량조정을 동시에 수반한다. 특히 프랑스의 경우 에너지수입 확대는 단순한 경기확장보다 원전 가동 차질에 대한 대외 조달 보완과도 연결될 가능성이 높다. 이는 에너지위기 이후 유럽의 조정이 가격만의 문제가 아니라 실제 대외 조달 구조의 재편을 동반했음을 시사한다.

그림 4-9. 프랑스 모형에서 산업생산지수에 대한 역사적 분해

(분석기간: 2013년 1월 ~ 2023년 10월)



4. 소결

이 장은 월별 BVAR와 부호제약을 활용하여, 러-우 전쟁 이후 EU 에너지 전환 국면에서 발생한 가격, 불확실성, 공급구조, 수요 충격이 에너지 부문 생산자물가(Energy PPI)와 산업생산에 미치는 동태적 영향을 EU27, 독일, 프랑스를 중심으로 비교하였다. 특히 분석에 사용된 엑셀 자료의 첫 번째 시트에 담긴 기초 시계열의 특징을 함께 검토함으로써, 구조추정 결과의 해석이 원자료의 패턴과도 정합적임을 확인하였다.

분석 결과는 다음과 같이 요약할 수 있다. 첫째, 러-우 전쟁 이후 유럽의 산업생산자 단계 에너지 가격압력 확대를 설명하는 가장 일관된 채널은 가스가격 충격이다. 기초자료에서 가스가격 급등이 에너지PPI 정점에 선행하고, 축약형 계수, 충격반응함수, 역사적 분해 모두에서 가스가격의 전가효과가 공통적

으로 확인된다. 반면 탄소가격(EUA) 충격의 단기 전가효과는 제한적이며, 2021~2022년의 에너지PPI 상승을 ETS 자체의 가격전가만으로 설명하기는 어렵다.

둘째, 불확실성 충격은 직접적인 가격상승 충격이라기보다 산업생산을 제약하는 실물 위축 충격으로 해석하는 것이 타당하다. 원자료에서도 EUI와 산업생산은 음(-)의 상관관계를 보이며, 충격반응함수에서도 EUI 충격은 에너지PPI보다 IP를 더욱 분명하게 하방으로 압박한다. 이는 위기 국면에서 정책·지정학적 불확실성이 생산·투자·대외 조달 계획의 지연을 통해 실물경제에 부담을 줄 수 있음을 시사한다.

셋째, 공급구조 충격의 의미는 국가별로 상이하게 나타난다. 독일에서는 탈원전 이후 공급완충능력의 축소가 가격압력과 실물에 부담을 주는 방향으로 작용한 흔적이 나타난다. 반면 프랑스에서는 높은 원전 비율이 기본적으로 가격완충 기능을 가지지만, 2021~2022년의 원전 가동 차질은 오히려 에너지PPI 상승을 증폭하는 방향으로 작용한 것으로 해석된다. 즉 동일한 유럽 에너지위기 속에서도 가격압력 확대의 구체적 구성은 공통의 가스시장 충격 위에 국가별 전원구조가 덧붙는 방식으로 전개되었다고 볼 수 있다.

넷째, 에너지수입은 단순한 무역변수가 아니라 대외 에너지 조달 조정의 지표로 이해할 필요가 있다. 총수요와 공급구조 변화는 에너지수입 확대를 통해 외부로부터의 보완조달을 유도할 수 있으며, 특히 프랑스의 경우 이러한 대외 조달 조정이 국내 공급제약을 완화하는 채널로 작용했을 가능성이 있다. 따라서 에너지위기 이후의 산업조정은 가격변동만이 아니라 실제 수입구조와 조달 경로의 재편을 동반하는 과정으로 보는 것이 적절하다.

다섯째, 산업생산의 변동은 에너지 가격압력 하나로 설명되지 않는다. 코로나19 팬데믹과 전쟁 이후 국면 모두에서 산업생산은 총수요, 불확실성, 가격압력, 공급구조가 동시에 작용하는 복합 조정의 결과로 나타난다. 특히 2020년의 급락과 2021년의 반등은 수요요인의 영향이 컸으며, 2022~2023년에는 가격압력

과 불확실성이 회복을 제약하는 구조가 확인된다.

요약하면, 본 분석은 EU 에너지전환 국면에서 산업 부문 상류단계의 가격불안정성을 설명하는 핵심 요인이 탄소가격 자체보다는 가스가격 급등과 공급안정성 약화였음을 보여 준다. 이는 에너지전환의 단기 비용을 평가할 때 배출권 거래제와 같은 규제가격 신호의 효과를 과대평가하기보다, 연료시장 변동성과 공급구조의 취약성이 생산자물가와 산업활동에 미치는 직접적 파급효과를 더욱 중시해야 함을 시사한다. 특히 독일과 프랑스 사례에서 확인되듯이 동일한 외생적 충격이 발생하더라도 국가별 전원구조와 공급완충능력에 따라 가격전가와 산업생산 영향은 상이하게 나타날 수 있다. 따라서 정책적으로는 에너지전환을 단순한 탈탄소 목표의 이행 차원이 아니라 가스 조달 안정성, 기저전원 확보, 유연성 자원 확충, 대외수입 경로 다변화 등을 포괄하는 공급안정화 전략과 결합하여 추진할 필요가 있다.

불확실성 충격이 에너지 가격 자체보다 산업생산을 더욱 뚜렷하게 제약했다는 점은, 위기 국면에서 정책의 예측가능성과 신뢰성이 실물경제 안정에 핵심적임을 보여 준다. 에너지위기 이후 산업조정은 단순한 가격 상승에 대한 반응이 아니라 생산·투자·조달 계획의 지연, 수입구조 재편, 공급망 재조정이 동시에 작용하는 복합적 과정으로 이해할 필요가 있다. 이에 따라 정부는 위기 대응 과정에서 단기 가격억제 조치에만 의존하기보다, 일관된 정책 경로 제시와 명확한 시장 신호 제공을 통해 불확실성의 확대를 최소화해야 한다. 아울러 전력망 보강, 저장설비 및 수요 유연성 확보, 보완적 수입 조달 체계 구축과 같은 구조적 대응 수단을 병행함으로써 에너지전환의 비용을 낮추고 산업생산의 회복탄력성을 제고할 필요가 있다.

제5장



결론 및 정책 시사점

1. 연구 결과 요약

2. 정책적 함의



1. 연구 결과 요약

본 보고서에서는 러시아-우크라이나 전쟁 이후 EU의 에너지 위기 국면에서 나타난 에너지전환 정책의 전개와 전력시장 변화를 ① EU 차원의 제도·정책·통계 분석, ② 주요 회원국 사례 비교, ③ 에너지 관련 불확실성 충격 실증 분석으로 나눠서 살펴보았다. 본 연구의 주요 내용은 다음과 같다.

첫째, EU 에너지전환은 러-우 전쟁 이후 기후목표 추구와 에너지안보 확보가 병렬로 된 것이 아니라 상호 충돌·보완하는 목표로 재배치되면서, 정책패키지가 ① 단기 공급충격 완화(수입선 다변화·비축·수요절감), ② 가격급등 완충(표적 보조, 가격상한 등), ③ 중장기 구조전환(재생에너지 인허가·투자 촉진, 계통·유연성 확충, 시장규칙 정비)으로 다층화되었다. 특히 EU는 국경간 연계선과 통합시장을 활용해 수급 충격을 분산할 수 있는 구조로 되어 있으며, 2030년 15% 연계목표는 이 완충능력 강화를 제도화한 지표로 해석할 수 있다. 동시에 EU ETS는 전력·제조업·항공·해운까지 포괄하는 탄소가격 신호를 제공하여 전력 부문의 연료전환과 투자결정을 지속적으로 압박하는 제도적 배경으로 작동한다.

둘째, 국가 사례는 동일한 EU 프레임 아래에서도 초기 전원구성, 연료의존, 정치연합, 산업구조, 계통연계 수준에 따라 전환경로가 달라짐을 보여 준다. 예컨대 독일은 가스·석탄·원전 정책의 급변(원전폐지 포함)과 재생에너지 확대가 결합되면서 가격·계통유연성·사회수용성 문제를 동시에 관리해야 하였고, 프랑스는 원전 중심 전원구조를 바탕으로 전력 탄소집약도는 낮지만 원전 가동률·보수·냉각수 등 운영리스크가 전력공급 안정성에 큰 영향을 주는 양상을 보인다. 스페인은 전체 에너지에서 차지하는 재생에너지 비율이 높음에도 이베리아반도의 10% 미만의 낮은 연계도로 가격·공급 충격이 완충되지 않는 문제를 확연히 드러내며, 폴란드는 석탄 의존과 산업·고용 구조가 전환 속도

를 제약하며 EU 공통정책이 국내 정치경제와 충돌할 때 발생하는 이행 지연의 전형을 보여 준다. 이러한 이질성은 EU 정책의 일반화를 어렵게 하는 것이 아니라, 오히려 정책 패키지를 국가 제약조건에 맞게 조합하고 순서화해야 한다는 정책설계 원칙을 세울 수 있게 한다.

셋째, 불확실성(EUI) 충격의 실증분석은 전환 정책이 추진되는 환경 자체가 불확실성에 의해 구조적으로 흔들릴 수 있다는 점을 정책담론에 연결하는 데 의의가 있다. 다만 불확실성 지수는 정책뿐 아니라 전쟁·재난·시장변동이 복합적으로 반영된 에너지 관련 불확실성일 가능성이 크므로, 충격은 정책 불확실성의 인과 효과로 보는 관점이 아니라 에너지전환·시장 변수들이 불확실성 쇼크에 얼마나 취약한가라는 위험관리 관점에서 해석되어야 한다. EU처럼 연계·시장통합이 진전된 지역에서도 균형 통합은 단계적으로 진행 중이며, 유럽 밸런싱 플랫폼의 확산은 계통 유연성과 시장설계가 전환의 핵심임을 보여 준다.

2. 정책적 시사점

본 보고서에서는 제2~4장의 분석을 바탕으로 정책적 시사점을 도출하였다. EU와 주요국 사례, 실증분석은 에너지정책을 단순한 수급관리 차원의 정책이 아니라 산업경쟁력, 통상 대응, 국가안보를 포괄하는 상위 단위 전략으로 재정립할 필요가 있음을 보여 준다. 이를 실현하려면 크게 네 가지 영역에서 정책을 마련해야 한다.

첫째, 공급 위기에 대응하는 에너지 안보 확보의 중요성이다. EU와 주요 회원국은 높은 에너지 수입의존도와 공급처 편중으로 인해 외부 충격 발생 시 가격 급등과 공급 불안을 동시에 초래할 수 있음을 경험하였다. 러-우 전쟁 이후 REPowerEU를 통해 수입선 다변화, 비축 확대, 공동구매, 재생에너지 확대를

병행하여 정책 체계를 구축했는데, 이는 EU와 마찬가지로 에너지 순수입 의존도가 높은 한국의 구조에도 시사점을 준다. 특히 2026년 3월 들어 중동정세가 불안해지면서 중동산 원유에 대한 의존도가 높은 한국의 에너지 시장에 충격이 가해지고 있다. 따라서 정부 차원에서 LNG·원유·우라늄 등 주요 에너지원의 조달선 다변화와 비축체계 고도화를 더 체계적으로 추진할 필요가 있다. 기업 차원에서도 연료 및 전력 조달 전략 방향을 비용 최소화에서 공급망 안정성과 가격 변동성 관리로 전환할 필요가 있다.

전기요금의 현실화를 통한 수급 조절 역시 중요하다는 점에도 주목해야 한다. REPowerEU는 앞서 언급한 대로 공급 측면의 대응을 주로 하지만 수요 절감도 간과하지 않았다. 에너지 위기 발생 시 공급 가격 증가가 수요 측으로 일부 전가되도록 시장을 설계하여, 자동으로 수급 조절이 일어나도록 하는 것이 합리적이다. 물론 필수적인 에너지 소비를 막지 않기 위해 저소득층 위주로 지원정책을 펴는 것 역시 병행되어야 한다. 이를 위한 EU의 지원 정책을 참고할 수 있다.¹²⁵⁾

이와 함께, EU의 전력시장 설계 개편으로 장기계약과 유연성 자원 중심의 시장제도 정비가 필요하다는 사실을 알게 되었다. EU는 가격 급등과 높은 변동성에 대응하고자 장기 전력구매계약(PPA), 차액정산계약(CfD), 장기 헤징시장 활성화 등을 통해 가격 예측가능성을 높이고 청정에너지 투자를 촉진하려고 있다. 한국 역시 연료비 변동과 기후정책 강화가 동시에 진행되는 상황에서 전기요금의 예측가능성을 높일 수 있는 제도적 장치를 확충할 필요가 있다. 정부는 장기 PPA와 저탄소 전원 투자회수 메커니즘을 정비하고, ESS·수요반응·양방향 충전 등 유연성 자원에 대한 보상체계를 강화해야 한다.

둘째, EU 사례는 에너지 안보를 위해 특정 에너지원에 편중되지 않는 에너지믹스를 유지해야 한다는 점을 보여 준다. 이는 독일과 프랑스 사례의 비교로 명확하게 드러난다. 예컨대 독일 사례는 재생에너지 비율을 빠르게 높이더라도

125) 장영욱 외(2022); 김윤정, 임유진(2023) 참고.

원전 퇴출과 화력 감축이 병행될 경우 전력수급 안정성과 가격경쟁력 문제가 부각될 수 있음을 보여 준다. 특히 발전설비 용량은 증가했지만 실제 발전량은 감소하고, 출력제한과 송전망 제약, 지역 간 전력 불균형이 발생했다는 점은 한국에도 중요한 시사점을 준다. 독일은 원전으로 회귀하는 것보다는 위대한 수소 활용이 불가피하다고 주장한다.¹²⁶⁾ 장기적인 관점에서 수소 인프라를 확충하여 재생에너지를 통한 전력 공급의 활용을 확대하려는 움직임은 참고할 수 있다.

한편 프랑스 사례는 원자력 발전이 높은 전력자급률, 낮은 탄소집약도, 상대적으로 안정적인 전력가격을 뒷받침할 수 있음을 보여 준다. 동시에 프랑스는 원전 중심 체계를 유지하면서도 태양광·풍력·수소·효율 개선을 병행하고 있어, 원전과 재생에너지를 대체관계가 아니라 보완관계로 운영하려는 전략을 택하고 있다 하겠다. 에너지믹스를 국가 차원의 에너지 위기 대응 시 유연성을 제고하는 방안으로 접근하는 것이다.

이는 한국에도 매우 직접적인 시사점을 제공한다. 한국정부는 원전을 단순한 발전원 중 하나로 보는 것이 아니라 에너지 안보, 전력가격 안정, 산업용 저탄소 전력공급 기반이라는 차원에서 재평가할 필요가 있다. 다만 프랑스 사례가 보여 주듯 원전만으로는 충분하지 않으며, 장기적으로는 재생에너지 확대와 유연성 자원 확보, 전력망 투자, 안전 규제 신뢰 확보가 병행되어야 한다. 기업 차원에서는 원전 기반 전력체계가 저탄소 전력조달의 안정성을 높일 수 있다는 점에서 수출산업 경쟁력에 유리하게 작용할 수 있으며, 특히 SMR·원전 기자재·안전 규제·폐기물 관리 등 원전 밸류체인 분야에서 한국 기업의 기술 및 수출 전략을 정교화할 필요가 있다. 이중 SMR 개발을 위한 주요국의 기술경쟁이 치열해지고 있으므로 한국도 정부 차원의 적극적인 지원이 필요하다.¹²⁷⁾

126) Agora Energiewende의 Fabian Huneke 인터뷰(2025. 11. 19.).

127) 한국 국회는 2026년 2월 12일 '소형 모듈 원자로 개발 촉진 및 지원에 관한 특별법'을 통과시키면서 소형모듈원전 개발경쟁에서 국내 기술 개발 및 상용화에 대한 기대감이 높아졌다. 「원전업계 숙원 풀렸다, SMR 특별법 통과」(2025. 2. 12, 검색일: 2026. 2. 28.).

셋째, EU 사례가 제시하는 또 다른 중요한 시사점은 재생에너지 확대만으로는 전환의 성과를 확보하기 어렵고 전력망 확충과 계통 유연성 확보가 병행되어야 한다는 점이다. EU는 시장 통합을 진전시켰음에도 송전망 병목과 국경 간 연계 부족, 장기간의 인허가 지연으로 인해 전력가격 격차와 변동성이 지속되었다. 이는 독일의 사례에서도 잘 나타났다. 독일은 전력 공급의 안정화를 위해 전력 용량시장을 도입할 계획을 세웠는데, 현지조사에서 만난 한 전문가는 그리드에 초점을 맞추어 진행할 필요가 있다고 강조했으며,¹²⁸⁾ 실제로 독일 북부의 전력을 남부로 원활하게 이동시키기 위해서 안전하고 효율적인 그리드 인프라 확충이 이슈로 부각된 바 있다.¹²⁹⁾ 스페인의 사례 역시 높은 재생에너지 비율이 전력망 현대화와 계통운영의 역량 없이 지속되기 어렵다는 점을 보여 준다. 특히 2025년 대규모 정전사태 논란과 지역 간 생산·수요 불일치는 재생에너지 확대 못지않게 전압제어, 계통 가시성, 병목관리, 상호연계 강화가 중요하다는 사실을 드러냈다.

따라서 한국정부는 재생에너지 보급정책과 송배전망 투자계획을 별개로 운영하기보다, 계통수용성을 중심으로 통합적인 설계를 강구할 필요가 있다. 특히 해상풍력, 대규모 태양광, 데이터센터 및 첨단산업 수요 증가에 대응하려면 선제적 전력망 투자를 늘려야 한다. 기업 역시 입지전략 수립 시 단순 부지비용뿐 아니라 계통접속 가능성, 전력품질, 장기 전력조달 여건을 핵심 변수로 반영할 필요가 있다. 또 배전망 디지털화, 송전망 선제 투자, 출력제어 최소화, 지역 간 전력 이동능력 확대를 우선 과제로 삼아야 한다. 적극적 재생에너지 확대가 전력요금 인하 효과로 이어지려면 계통 수용성과 시장설계가 뒷받침되어야 한다는 점을 유념해야 한다.

넷째, EU의 유럽그린딜, 청정산업계획, 에너지 행동계획 등 주요 에너지정책은 에너지정책이 곧 산업정책과 통상정책으로 연결될 수 있다는 점을 보여

128) DENA의 Justin Hoffmann, Tim Mennel 인터뷰(2025. 11. 19.).

129) BMW의 Benedikt Guenter, Marius Strotjohann 인터뷰(2025. 11. 20.).

준다. EU는 산업용 에너지 비용을 낮추고 탈탄소화를 촉진하기 위해 전력시장 개혁, 전력망 투자, 그리드 부품 산업 지원, 수소시장 조성 등을 동시에 추진하고 있다. 이는 제조업 중심의 한국에 특히 중요한 시사점을 던져 준다. 한국 정부는 에너지정책을 전기요금 조정에 국한해 설계하지 말고, 반도체 · 배터리 · 철강 · 석유화학 등 전력다소비 수출산업의 경쟁력 유지와 연계하여 설계해야 한다. 특히 저탄소 전력 접근성이 높은 산업단지, 전력망 우선 확충 지역, 청정 수소 활용 가능 지역 등을 전략적으로 조성할 필요가 있다. 기업 역시 탄소규제 강화에 대응하여 에너지조달 전략을 생산전략 및 투자전략과 통합적으로 운영해야 하며, 저탄소 전력 확보를 향후 수출경쟁력의 핵심 요소로 인식할 필요가 있다.

아울러 EU의 CBAM 운영 경험은 한국이 국내 에너지시장 제도와 대외 통상 환경의 연계를 적극적으로 고려해야 함을 시사한다. CBAM은 형식상 무역제도이지만 실질적으로는 수출기업이 사용하는 전력의 탄소집약도와 생산공정의 배출구조에 직접적인 영향을 미친다. 따라서 한국 정부는 배출권거래제, 전력배출계수, 재생에너지 조달인증체계 등 관련 제도의 정합성을 높여 수출기업의 대응 비용을 줄일 필요가 있다. 또 기업이 실제 활용할 수 있는 저탄소 전력 조달 수단을 확대하고, 중장기적으로는 산업 부문의 전기화와 청정전력 공급을 연계하는 체계를 구축해야 한다. 기업은 CBAM을 단순히 통상규제로 볼 것이 아니라 생산공정 효율화, 연료전환, 저탄소 전력조달 확대를 통해 경쟁우위를 확보하는 계기로 삼을 필요가 있다.

마지막으로 제4장 분석 결과에서 얻었던 시사점을 상기할 필요가 있다. 제4장의 분석에서는 EU 에너지전환 과정에서 산업 부문의 가격불안정성을 유발한 주요 요인이 탄소가격이 아니라 가스가격 급등과 공급안정성 약화에 있음을 보여 주었다. 이는 단기 비용 평가 시 규제가격보다 연료시장 변동성과 공급구조 취약성의 직접적 파급효과를 증시할 필요가 있음을 시사한다. 또한 동일한 외생적 충격이라도 국가별 전원구조와 공급완충능력에 따라 산업 영향이 상이

하게 나타나므로, 에너지전환은 가스 조달 안정성, 기저전원 확보, 유연성 자원 확충, 수입 다변화 등을 포함한 공급안정 전략과 병행되어야 한다. 아울러 불확실성 충격이 산업생산을 더 크게 제약한 점을 고려할 때 정책의 예측 가능성과 신뢰성 확보가 중요함을 인식해야 하며, 산업조정은 가격 상승뿐 아니라 투자·조달 지연과 공급망 재편이 결합된 과정으로 이해해야 한다. 이에 따라 정부는 단기 가격억제를 하는 것에 그치지 않고 일관된 정책 신호와 함께 전력망, 저장 설비, 수요 유연성 및 수입구조 개선 등 구조적 대응을 통해 에너지전환 비용을 완화하고 산업의 회복탄력성을 제고할 필요가 있다.

이상의 정책 시사점을 도표로 정리하면 [표 5-1]과 같다. 요약하면, 러-우 전쟁 이후 EU의 에너지전환은 단순한 기후 목표 달성을 넘어 에너지 및 산업 경쟁력 확보와 밀접하게 연계되는 방향으로 전개되고 있다. 이에 따라 급격한 에너지 가격 변동성을 완화할 수 있는 제도적 완충 장치를 마련하고, 시장 참여자가 예측 가능한 정책 경로를 인식할 수 있도록 하는 것이 중요해졌다. 특히 정책 불확실성이 민간 투자와 산업생산을 저해하지 않도록 정교한 제도 설계와 안정적인 정책 환경 조성이 요구된다. 한국은 유럽과 같이 국가 간 전력망이 상호 연계된 통합 전력 시스템과 달리 사실상 ‘섬형 계통’이라는 구조적 특수성이 있어, 에너지전환 과정에서 안정적인 전력 시스템 구축이 한국의 핵심 과제가 되고 있다. 그러려면 기저전원 확보와 전력계통 유연성 강화, 부하추종 전력공급 기술의 고도화, AI 기반 에너지 혁신, 전력망 확충과 같은 기술·인프라 관련 대응과 함께 이를 뒷받침하는 정책 및 제도적 지원이 병행되어야 한다. 아울러 러-우 전쟁과 같은 지정학적 위기에 따른 에너지시장 충격에 대응하기 위해 에너지 공급망 다변화, 전략적 비축 확대, 연료전환 등 복합적 대응 전략을 선제적으로 마련함으로써 글로벌 에너지 환경 변화가 국내 산업에 미치는 부정적 영향을 최소화할 필요가 있다. 전기 가격 현실화 등 시장 기능 회복을 통한 수급 조절과 소외 계층 지원에도 관심을 기울여야 할 것이다.

표 5-1. 정책 시사점 요약

분야	시행 방안	고려 사항
1) 공급 위기에 대응한 에너지 안보 확보	- LNG·원유·우라늄 등 주요 에너지원의 조달선 다변화 및 비축 체계 고도화	- 중동 등 특정 지역 의존도 완화
	- 전기요금의 현실화를 통한 수급 조절	- 저소득층 필수 소비 에너지 지원 병행
	- 전력시장 설계 개편을 통한 가격 예측성 증대 및 유연성 자원에 대한 보상 강화	- 장기 전력구매계약(PPA), 차액정산계약(CfD), 장기 헤징시장 활성화 등 활용
2) 특정 에너지원에 편중되지 않는 에너지믹스 유지	- 원자력 발전 역량 보존	- 성급한 탈원전으로 에너지 위기에 취약해질 가능성 방지
	- 태양광, 풍력 등 재생에너지 투자 증대	- SMR 개발 추진을 위한 정부 지원 필요
	- 수소 인프라 확충	- 기후위기 대응과 재생에너지 시장 경쟁력 확보 병행 필요
3) 전력망 확충 및 계통 유연성 확보	- 재생에너지 보급과 송배전망 투자 통합 설계	- 재생에너지 투자는 반드시 선제적 전력망 투자와 병행하여 시행
	- 배전망 디지털화, 송전망 선제 투자, 출력제어 최소화, 지역 간 전력 이동능력 확대 등 우선과제화	- 지역 간 에너지 격차 해소 필요
4) 산업·통상정책과 에너지정책 연계	- 에너지정책을 반도체, 배터리, 철강, 석유화학 등 전력다소비 수출산업의 경쟁력 유지와 연계하여 설계	- 저탄소 전력 접근성을 고려한 산업단지 조성
	- 수출기업을 고려한 전력시장 설계	- 전력망 우선 확충 지역, 청정수소 활용 가능 지역 등 우선 선정
		- EU CBAM에 대응하여 배출권거래제, 전력배출계수, 재생에너지 조달인증체계 등 관련 제도 정비

자료: 저자 작성.

참고문헌

[국문자료]

- 김윤정, 임유진. 2023. 『러시아-우크라이나 전쟁 이후 유럽 주요국의 에너지 위기 대응 정책 분석』. 연구자료 22-18. 대외경제정책연구원.
- 오태현, 임유진, 김초롱. 2025. 「EU 청정산업계획 및 기업 지원 패키지의 주요 내용과 평가」. KIEP 세계경제 포커스 25-12.
- 이천기, 박혜리, 오태현, 이주형. 2024. 『일방주의적 공급망 정책에 대한 국제통상 법적 과제와 정책 시사점』. 연구보고서 24-08. 대외경제정책연구원.
- 장영욱, 김윤정, 이철원, 오태현, 이현진, 임유진, 김초롱, 전해원. 2023. 『러시아-우크라이나 전쟁이 EU의 '개방형 전략적 자율성' 확대에 미친 영향: 에너지 전환, 인적 교류, 안보 통합을 중심으로』. 연구보고서 23-08. 대외경제정책연구원.
- 장영욱, 오태현. 2021. 「EU 탄소감축 입법안('Fit for 55')의 주요 내용과 시사점」. KIEP 세계경제 포커스 21-44.
- 장영욱, 이철원, 오태현, 이현진, 임유진, 김초롱. 2022. 「유럽의 에너지 위기 동향 및 전망」. KIEP 오늘의 세계경제 22-23.

[영문자료]

- AGEB. 2025. "Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2024." Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. e. V., Berlin. (May 12)
- Ahamad, Hannah and Alexandre Lotito. 2025. "European Grids Package: Lessons learnt from the implementation of the TEN-E framework." European Parliament Research Service.
- Angelini, Giovanni, Maria Elena Bontempi, Luca De Angelis, Paolo Neri, and Marco Maria Sorge. 2025. "Shocking Concerns: Public Perception about Climate Change and the Macroeconomy." Working Paper.
- BBVA. 2025a. "Reaping the Benefits of Renewable Energy in the Spanish

- Economy.”
- _____. 2025b. “The Power Grid, the Overlooked Cornerstone of the Energy Transition.”
- BMW. 2024. *Overview of the Design of a Combined Capacity Market*.
- Bua, Giovanna, Daniel Kapp, Federico Ramella, and Lavinia Rognone. 2024. “Transition versus Physical Climate Risk Pricing in European Financial Markets: A Text-Based Approach.” *The European Journal of Finance*, 30(17), pp. 2076–2110.
- Chiacchio, Francesco, Roberto A. De Santis, Vanessa Gunnella, and Laura Lebastard. 2023. “How have higher energy prices affected industrial production and imports?” *ECB Economic Bulletin*, 2023(1).
- Czyzak, Prawel. 2025. “New Lines of Defence: How Interconnectors Keep the Lights on.” EMBER.
- Dechezleprêtre, A., D. Nachtigall, and F. Venmans. 2023. “The Joint Impact of the European Union Emissions Trading System on Carbon Emissions and Economic Performance.” *Journal of Environmental Economics and Management*, 118, 102758.
- ENTSO-E. 2025. “SUMMER SUPPLY OUTLOOK 2025.”
- European Commission. 2022. “REPowerEU. COM(2022) 230 Final.”
- _____. 2023. “Grid, the Missing Link – An EU Action Plan for Grids. COM (2023) 757 Final.”
- _____. 2023. “Electricity Market Design Reform Proposal”(검색일: 2026. 2. 23.).
- _____. 2025a. “The Clean Industrial Deal: A Joint Roadmap for Competitiveness and Decarbonisation. COM(2025) 85 Final.”
- _____. 2025b. “Roadmap towards Ending Russian Energy Imports. COM (2025) 440 Final.”
- _____. 2025c. “Action Plan for Affordable Energy. COM(2025) 79 Final.”
- _____. 2025d. “Study on Network Development Planning, Tariff Structures and Connection Requests for Electricity Distribution Grids.”
- European Court of Auditors. 2025. “Making the EU Electricity Grid Fit for Net-Zero Emissions.”
- European Union. 2013. Regulation (EU) No 952/2013 laying down the Union Customs Code.

- _____. 2017. Regulation (EU) 2017/1938 concerning measures to safeguard the security of gas supply and repealing Regulation (EU) No. 994/2010.
- _____. 2022. Regulation (EU) 2022/869 on guideline for trans-European energy infrastructure, amending Regulation (EC) No 715/2009, (EU) 2019/942 and (EU) 2019/943 and Directive 2009/73/EC and (EU) 2019/944, and repealing Regulation (EU) No 347/2013.
- _____. 2023. Regulation (EU) 2023/956 establishing a carbon border adjustment mechanism.
- _____. 2024. Regulation (EU) 2024/1735 on establishing a framework of measures for strengthening Europe's net-zero technology manufacturing ecosystem and amending Regulation (EU) 2018/1724.
- _____. 2025. "Commission Notice on a Guidance on Anticipatory Investments for Developing Forward-Looking Electricity Networks."
- Fidora, Michael and Vanessa Gunnella. 2024. "Past and Future Challenges for the External Competitiveness of the Euro Area." *ECB Economic Bulletin*, 2004(6).
- Gavard, Claire and Sebastian Voigt. 2017. "EU Competitiveness and the 2030 Framework: A Industry Perspective." EASME/COSME/2014/031(2017).
- Gavriilidis, Konstantinos, Diego R. Kanzig, Ramya Raghavan, and James H. Stock. 2025. "The Macroeconomic Effects of Climate Policy Uncertainty." Working Paper.
- Gouvernement. 2021. *France 2030 Plan*.
- _____. 2024. "National Energy Climate - Plan (English Version)."
- _____. 2025. "French Strategy for Energy and Climate-Multiannual Energy Programming (2025-2030, 2031-2035)."
- Government of Spain. 2024. "Integrated National Energy and Climate Plan -Updated 2023-2030."
- Greenpeace. 2020. "Poland Could Phase out Coal by 2035 in Business as Usual."
- IEA. 2021. "Spain 2021: Energy Policy Review, Chapter 3: Electricity system & interconnections."
- _____. 2022. "Ireland 2022: Energy Policy Review."
- _____. 2022. "World Energy Outlook 2022: The Global Energy Crisis."
- _____. 2023. "Finland 2023: Energy Policy Review."

- _____. 2025. “Economic Impact versus Duration for Recent Electricity Black outs.”
- Mennel, Tim, Justin Hofmann, and Jonas Meyne. 2025. “Resource Adequacy Debate in Germany.” DENA.
- Newbery, David. 2018. “Shifting demand and supply over time and space: Electricity market design for a low-carbon future.” *Energy Policy*, 113, pp. 711-720.
- Riley, Alan. 2025. “CBAM: Averting a Power Crisis.” European Policy Centre.
- RTE. 2021. “Futurs énergétiques 2050 - Principaux resultats.”
- Senat. 2023. “Pojet de loi relatif a l’acceleration des procedures liees a la construction de nouvelles.”
- Statistics Poland(GUS). 2025. *Energia 2025*. Statistics Poland, Rzeszów.

[온라인 자료]

- 「원전업계 숙원 풀렸다, SMR 특별법 통과」. 2025. 『조선일보』. (2월 12일). <https://www.chosun.com/economy/science/2026/02/12/FHKR76SWDZHAJNGI4J33Y2MPKU/>(검색일: 2026. 2. 28.).
- “After Year in Power, Polish Government Is Failing to Fulfill Its Energy Transition Promises.” 2025. *Notes from Poland*. (January 17). <https://notesfrompoland.com/2025/01/17/after-year-in-power-polish-government-is-failing-to-fulfill-its-energy-transition-promises/>(검색일: 2025. 11. 24.).
- AGEB. “Endenergieverbrauch in Deutschland.” https://ag-energiebilanz.en.de/wp-content/uploads/2024/01/AGEB_Infografik_07_2024_Endenergieverbrauch-1.pdf(검색일: 2025. 10. 2.).
- Agora Energiewende. “The German Energiewende.” <https://www.agora-energie-wende.org/about-us/the-german-energie-wende>(검색일: 2025. 11. 1.).
- Analyses et Donnees de l’electricite. “Bilan Electrique 2024.” <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2024/production#Vuedensemble>(검색일: 2025. 9. 30.).
- Autorite de surete nucleaire et de protection(ASNR). “Les missions de l’ASNR.” <https://www.asnr.fr/lasnr/les-missions-de-lasnr>(검색일:

2025. 10. 20.).

CaixaBank. 2025. "The Economic Impact of the Blackout in Detail." (June 18). <https://www.caixabankresearch.com/en/sectoral-analysis/consumption/economic-impact-blackout-detail>(검색일: 2025. 9. 20.).

Climate Change Laws. "Law on the Reduction and Termination of Coal-Fired Power Generation and the Amendment of Further Laws (Kohleausstiegsgesetz)." https://climate-laws.org/document/law-on-the-reduction-and-termination-of-coal-fired-power-generation-and-the-amendment-of-further-laws-kohleausstiegsgesetz_76d0(검색일: 2025. 11. 1.).

Destatis. "Erzeugung: Bruttostromerzeugung in Deutschland." <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html>(검색일: 2025. 10. 2.).

El Mundo America. 2025. "Macron Advocates for Renewable Energies in the Face of Right-Wing Harassment." (July 7). <https://www.mundoamerica.com/news/2025/07/07/686b86e3fc6c83be6d8b458e.html>(검색일: 2025. 10. 10.).

EMBER. "2030 Global Renewable Target Tracker." <https://ember-energy.org/data/2030-global-renewable-target-tracker/>(검색일: 2025. 10. 3.).

_____. "France." <https://ember-energy.org/countries-and-regions/france/>(검색일: 2025. 10. 2.).

_____. "The Price of Emissions Allowances in Europe." <https://ember-energy.org/data/european-electricity-prices-and-costs/>(검색일: 2026. 3. 9.).

EMBER DB. <https://ember-energy.org/data/>(검색일: 2025. 12. 23.).

Energy-Charts. "Average Electricity Spot Market Prices in 2024." https://www.energy-charts.info/charts/price_average_map/chart.html?l=en&c=DE&interval=year&year=2024(검색일: 2025. 11. 24.).

ENTSO-E. Ten-Year Network Development Plan. <https://tyndp.entsoe.eu/>(검색일: 2026. 2. 23.).

Espana Digital. "PERTE: Strategic Projects for Economic Recovery and Transformation." <https://espanadigital.gob.es/en/measure/perte-strategic-projects-economic-recovery-and-transformation>(검색일: 2025. 10. 19.).

European Commission. "Electricity Interconnection Targets." <https://energy.ec.europa.eu/en/electricity-interconnection-targets>

- ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en(검색일: 2026. 2. 23.).
- _____. 2025. “Commission Decides to Refer POLAND to the Court of Justice of the European Union for Failing to Submit Its National Long-Term Climate Strategy.” (October 8). https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_2157(검색일: 2026. 3. 5.).
- _____. “Global Gateway.” https://commission.europa.eu/topics/international-partnerships/global-gateway_en(검색일: 2025. 9. 18.).
- _____. “The Net-Zero Industry Act.” https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en(검색일: 2026. 2. 23.).
- _____. “Trans-European Networks for Energy.” https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/trans-european-networks-energy_en(검색일: 2025. 10. 3.).
- European Council. “Carbon Border Adjustment Mechanism(CBAM): Council and Parliament Strike a Deal on Its Simplification.” <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2025/06/18/carbon-border-adjustment-mechanism-cbam-council-and-parliament-strike-a-deal-on-its-simplification/>(검색일: 2025. 9. 15.).
- European Parliament. “Poland’s Climate Action Strategy.” [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2024/767168/EPRS_BRI\(2024\)767168_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2024/767168/EPRS_BRI(2024)767168_EN.pdf)(검색일: 2025. 11. 10.).
- Eurostat. Electricity price statistics. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics(검색일: 2025. 11. 13.).
- _____. “EU Imports of Energy Products.” https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=EU_imports_of_energy_products_-_latest_developments(검색일: 2025. 10. 1.).
- _____. “Energy Imports Dependency.” https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_id__custom_18962183/default/table(검색일: 2025. 11. 10.).
- _____. “Shedding Light on Energy in Europe: 2025 edition.” <https://ec.europa.eu/eurostat/web/interactive-publications/energy-2025>(검색일: 2025. 10. 2.).

- _____. Simplified Energy Balances[nrg_bal_s]. https://ec.europa.eu/eur-ostat/databrowser/product/page/NRG_BAL_S(검색일: 2025. 10. 15.).
- Federal Ministry of Economic Affairs. “Bundestag Adopts Energy Efficiency Act.” <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2023/09/20230921-bundestag-adopts-energy-efficiency-act-a-clear-legal-framework-for-energy-efficiency.html> (검색일: 2025. 11. 1.).
- “German Coal Use Continues Downward Trend in 2024.” 2024. *Clean Energy Wire*. (October 30). <https://www.cleanenergywire.org/news/german-coal-use-continues-downward-trend-2024>(검색일: 2025. 10. 15.).
- “Germany’s Needs and Costs for Grid Management Down in 2024: Network Agency.” 2025. *Clean Energy Wire*. (April 4). <https://www.cleanenergywire.org/news/germanys-needs-and-costs-grid-management-down-2024-network-agency>(검색일: 2025. 10. 15.).
- IEA. “Reliance on Russian Fossil Fuels in OECD and EU Countries.” <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/reliance-on-russian-fossil-fuels-in-oecd-and-eu-countries>(검색일: 2025. 12. 3.).
- IEA DB. “France Energy Mix.” <https://www.iea.org/countries/france/energy-mix>(검색일: 2025. 9. 10.).
- _____. “Spain Energy Mix.” <https://www.iea.org/countries/spain/energy-mix>(검색일: 2025. 9. 10.).
- “Macron Calls for Nuclear ‘Renaissance’ to End the France’s Reliance on Fossil Fuels.” 2022. *Euronews*. (February 11). <https://www.euronews.com/green/2022/02/11/macron-calls-for-nuclear-renaissance-to-end-the-france-s-reliance-on-fossil-fuels>(검색일: 2025. 8. 10.).
- Magnus. “Capacity Markets in Europe.” <https://magnuscmd.com/capacity-markets-in-europe/>(검색일: 2025. 11. 24.).
- Magnus. “The future of nuclear power in Spain.” <https://magnuscmd.com/the-future-of-nuclear-power-in-spain/>(검색일: 2025. 11. 24.).
- Ministry of Climate and Environment(PL). “Energy Policy of Poland until 2040 (EPP2040).” <https://www.gov.pl/web/climate/energy-policy-of-poland-until-2040-epp2040>(검색일: 2025. 11. 10.).
- _____. “National Energy and Climate Plan.” <https://www.gov.pl/web/climate/national-energy-and-climate-plan>(검색일: 2025. 11. 10.).

- “Obsolete Electricity Grid Triggered Blackout in Portugal and Spain, Experts Reveal.” 2025. *Euronews*. (October 3). <https://www.euronews.com/my-europe/2025/10/03/obsolete-electricity-grid-triggered-blackout-in-portugal-and-spain-experts-reveal>(검색일: 2025. 10. 20.).
- “Poland Will Stop the Belchatow Lignite-Fired Plant between 2030 and 2036.” 2021. *Enerdata*. (June 9). <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/poland-will-stop-belchatow-lignite-fired-plant-between-2030-and-2036.html>(검색일: 2025. 11. 24.).
- Public Senat. 2024. “Energie: le Senat adopte sa propre loi de programmation, avec le soutien du gouvernement.” (October 17). <https://www.publicsenat.fr/actualites/parlementaire/energie-le-senat-adopte-sa-propre-loi-de-programmation-avec-le-soutien-du-gouvernement>(검색일: 2025. 9. 20.).
- “PV Curtailment Jumps 97% in Germany in 2024.” 2025. *PV Magazine*. (April 3). <https://www.pv-magazine.com/2025/04/03/pv-curtailment-jumps-97-in-germany-in-2024/>(검색일: 2025. 10. 15.).
- Red electrica. 2025. “Electricity Generation from Renewable Energies in Spain Grows by 10.3% in 2024, Reaching Record Levels.” (March 18). https://www.ree.es/en/press-office/news/press-release/2025/03/electricity-generation-from-renewable-energies-in-spain-grows-by-10-3-in-2024-reaching-record-levels?utm_source=chatgpt.com(검색일: 2025. 9. 30.).
- SMARD DB. “Electricity: Change in Net Rated Capacity.” <https://www.smard.de/en>(검색일: 2025. 10. 2.).
- _____. “Electricity: Energy Mix of Exports,” “Electricity – Energy Mix of Imports.” <https://www.smard.de/en>(검색일: 2025. 10. 2.).
- _____. “Electricity: Energy Mix of Imports to Individual Countries.” <https://www.smard.de/en>(검색일: 2025. 10. 2.).
- “Spain Confirms the Closure of All Its Nuclear Plants: Congress Rejects Extending the Lifespan of Seven Reactors.” 2025. *Noticias Ambientales*. (November 17). <https://noticiasambientales.com/energy/spain-confirms-the-closure-of-all-its-nuclear-plants-congress-rejects-extending-the-lifespan-of-seven-reactors>(검색일: 2025. 11. 19.).
- Statistics Poland. “Energy Efficiency in Years 2013-2023.” <https://stat.gov>.

- pl/en/topics/environment-energy/energy/energy-efficiency-in-years-2013-2023,5,22.html(검색일: 2025. 10. 17.).
- Trade.gov.pl. "Poland's Hydrogen Strategy: A Green Future." <https://www.trade.gov.pl/en/extended-topics/polands-hydrogen-strategy-a-green-future/>(검색일: 2025. 11. 24.).
- Umweltbundesamt(AT). "Energiepolitik Polen 2040." <https://www.umweltbundesamt.at/polen-energie2040>(검색일: 2025. 11. 20.).
- Westinghouse. 2022. "Westinghouse Selected for Poland's New Nuclear Power Program." (November 2). <https://info.westinghousenuclear.com/news/poland-selects-wec-ap1000>(검색일: 2025. 11. 24.).
- World Nuclear Association. "Nuclear Power in France." <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france>(검색일: 2025. 9. 10.).
- _____. "Nuclear Power in Poland." <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/poland>(검색일: 2025. 11. 24.).

[인터뷰 자료]

- Criswell, Trevor (Energy Analyst). International Energy Agency (Renewable Energy Division) 현지 인터뷰(2025. 7. 2., 프랑스 파리).
- Ferreira, Vasco Guedes (Senior Policy Analyst). European Parliament. 현지 인터뷰(2025. 6. 30., 벨기에 브뤼셀).
- Guenter, Benedikt (Policy Advisor). German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWE) 현지 인터뷰(2025. 11. 20.).
- Hofmann, Justin (Expert for Market Design - Future of Energy Supply). Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) 현지 인터뷰(2025. 11. 19.).
- Huneke, Fabian (Project Lead Energy Transition in the Power Sector). Agora Energiewende. 현지 인터뷰(2025. 11. 19.).
- Kempener, Ruud (Team Leader). European Commission (DG for Energy) 현지 인터뷰(2025. 7. 1., 벨기에 브뤼셀).
- Mennel, Tim (Renewable Energy Topic Lead). Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA) 현지 인터뷰(2025. 11. 19.).
- Strotjohann, Marius (GIZ Mandatary). German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWE) 현지 인터뷰(2025. 11. 20.).

부록

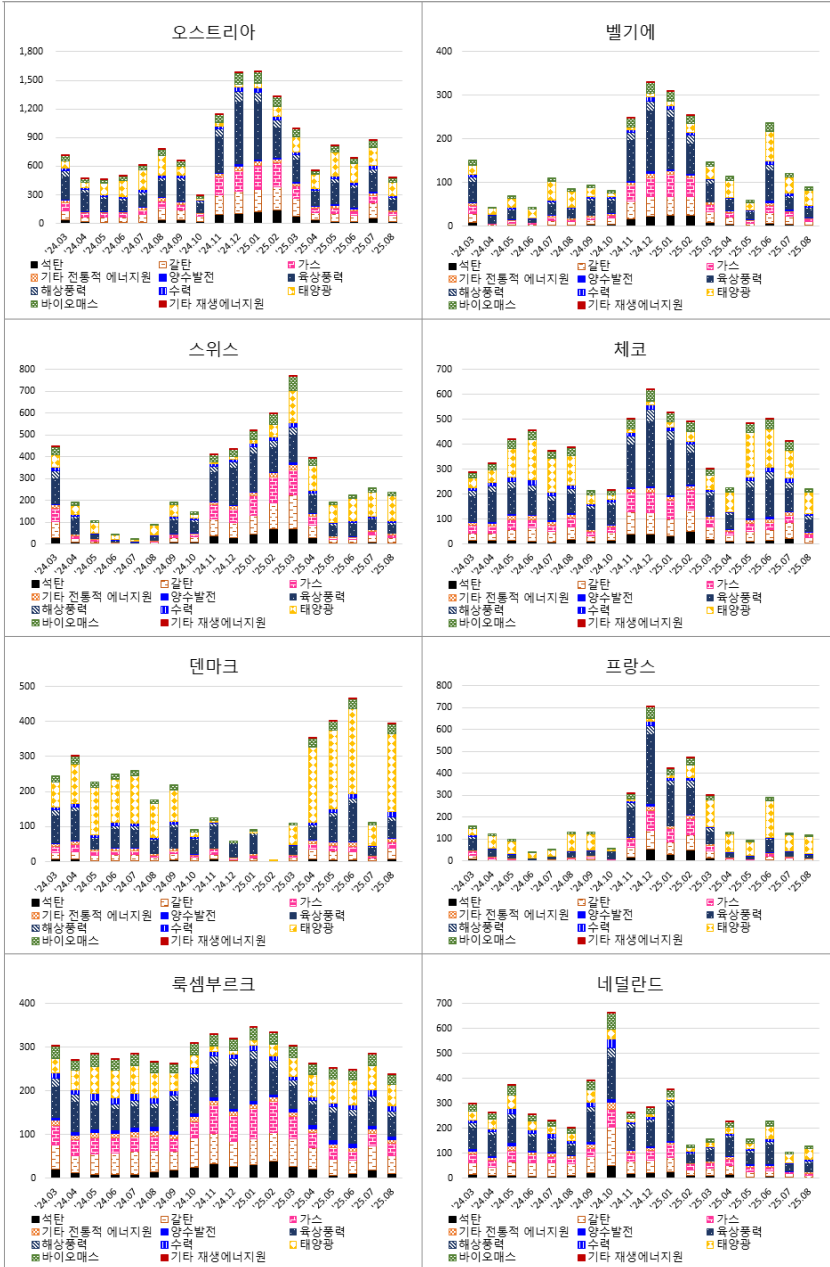


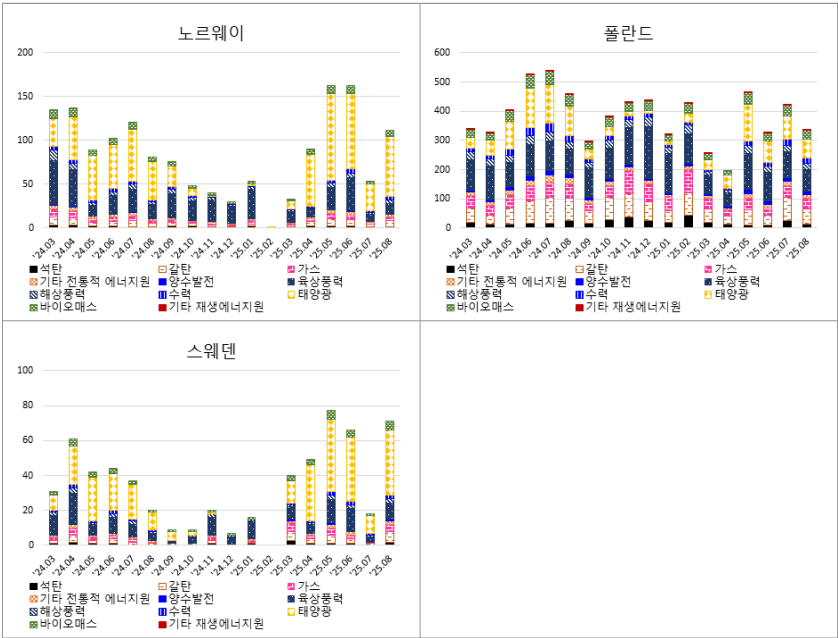
독일의 인근 국가와의 전력 수출입 현황



부록 그림 1. 독일의 에너지원별 인근 국가로의 전력 수출 현황

(단위: GWh)

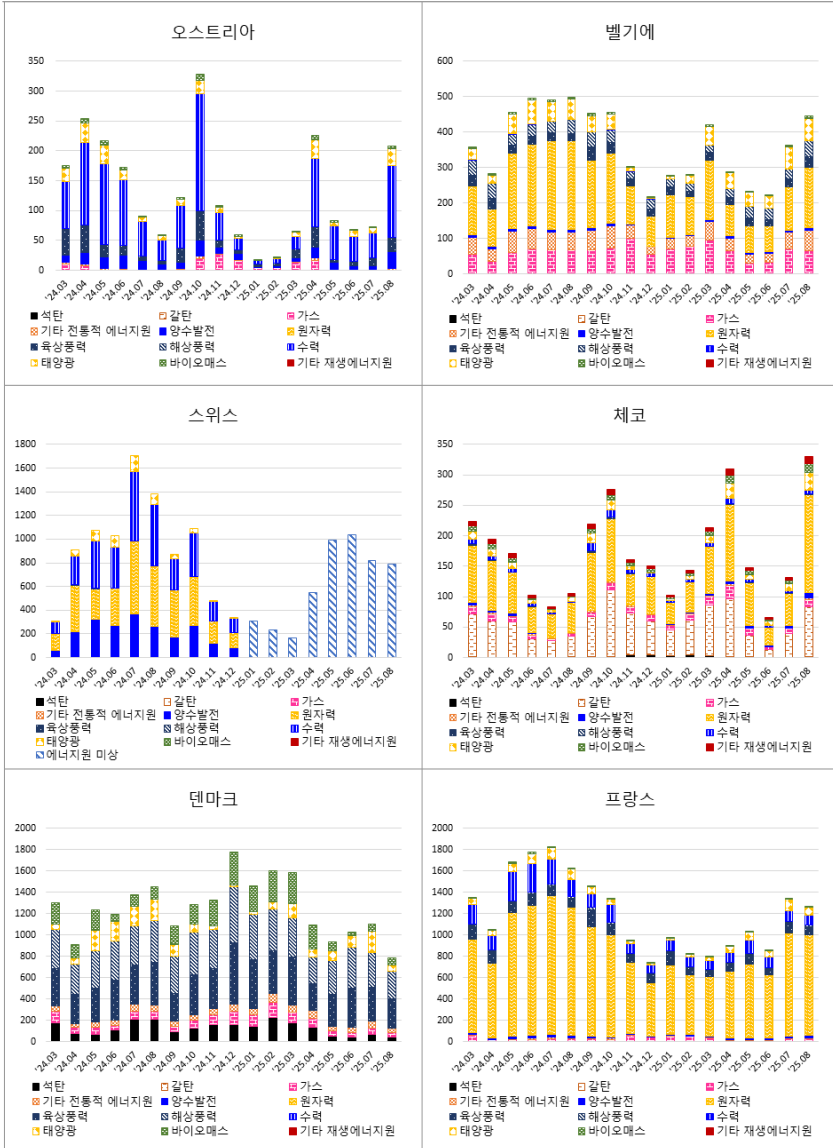


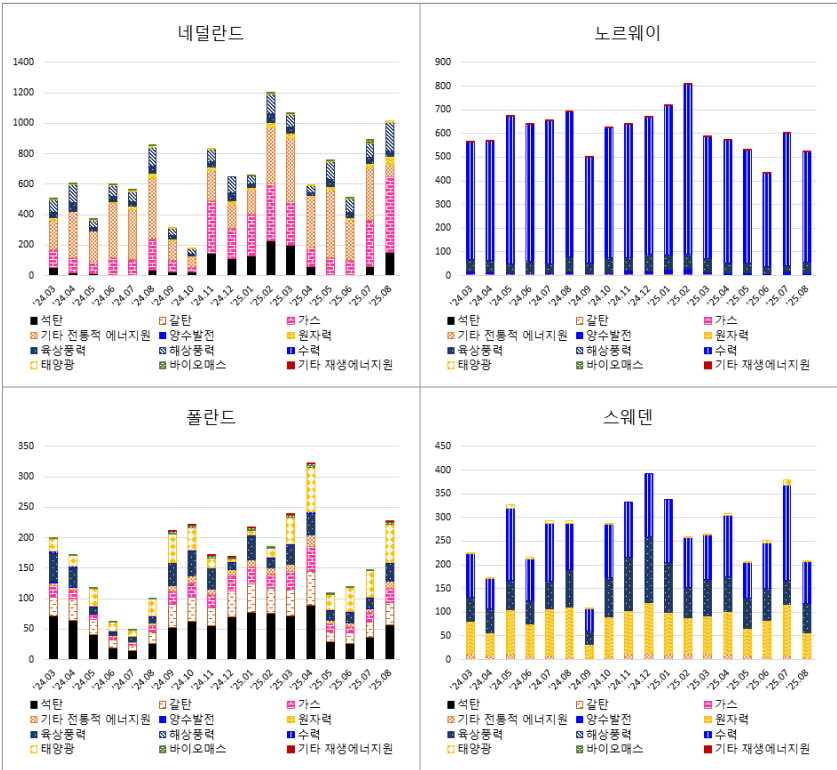


자료: SMARD DB, “Electricity: Energy Mix of Imports to Individual Countries”(검색일: 2025. 10. 2.).

부록 그림 2. 독일의 에너지원별 인근 국가로부터의 전력 수입 현황

(단위: GWh)





자료: SMARD DB, "Electricity: Energy Mix of Imports to Individual Countries"(검색일: 2025. 10. 2.).

Economic Impact of Energy Transition in the EU after the Ukraine War

Young Jun Lee, Youngook Jang, Taehyun Oh, and Hyun Jean Lee

This study examines the development of energy policies during the EU energy crisis following the Russia-Ukraine war, focusing on three areas: (1) analysis of EU-level institutions, policies, and statistics; (2) comparative case studies of four major member states; and (3) an empirical analysis of energy-related uncertainty shocks. The main findings of this study are as follows.

First, since the outbreak of the Russia-Ukraine war, the EU's energy transition has been restructured to harmonize the goals of climate neutrality and energy security. The policy package has become multi-layered accordingly, consisting of (1) short-term measures to mitigate supply shocks (diversification of import sources, stockpiling, and demand reduction), (2) mechanisms to buffer price surges (targeted subsidies, price caps, etc.), and (3) medium- to long-term structural transformation (facilitation of renewable energy permitting and investment, expansion of grids and system flexibility, and reform of market rules).

Second, country case studies show that even within the same EU framework, transition pathways differ depending on initial energy

mixes, import dependency, political coalitions, industrial structures, and levels of grid interconnection. For example, Germany has had to simultaneously manage issues related to prices, system flexibility, and social acceptance as rapid changes in gas, coal, and nuclear policies (including nuclear phase-out) have been combined with the expansion of renewable energy. France, by contrast, has a low carbon intensity in electricity generation due to its nuclear-centered energy mix, but operational risks—such as nuclear availability rates, maintenance, and cooling water constraints—have a pronounced impact on the stability of power supply. Spain, despite its high share of renewables, faces limited buffering of price and supply shocks due to its low level of interconnection (below 10%) within the Iberian Peninsula. Poland illustrates a typical case where coal dependence and industrial and employment structures constrain the pace of transition, and where common EU policies may face delays when they conflict with domestic political economy conditions. This heterogeneity does not make it impossible to draw general lessons from EU policy; rather, it provides a key policy design principle that policy packages must be tailored and sequenced according to country-specific constraints.

Third, the empirical analysis of uncertainty shocks shows that the very environment in which transition policies are implemented can be affected by uncertainty. Since the uncertainty index likely reflects not only policy factors but also a combination of war, disasters, and market volatility, the interpretation of such shocks should not focus on causal effects of policy uncertainty itself. Even in regions like the EU, where interconnection and market integration are relatively advanced, the expansion of balancing platforms are essential in that system flexibility and market design are central to the transition.

Based on these findings, the report draws the following implications. Since the Russia-Ukraine war, the EU's energy transition has evolved beyond the simple climate goals to become closely linked with energy security and industrial competitiveness. Accordingly, it has become important to establish institutional mechanisms to mitigate sharp energy price volatility and to ensure that market participants can anticipate a predictable policy trajectory. In particular, sophisticated institutional design and a stable policy environment are required to prevent policy uncertainty from undermining private investment and industrial production. Unlike Europe's interconnected power grid, Korea has the characteristic of a virtually "islanded system," making the establishment of a stable power system a central challenge in the energy transition process. To address this, technological and infrastructural responses—such as securing baseload power, enhancing grid flexibility, advancing load-following power supply technologies, promoting AI-based energy innovation, and expanding power networks—must be accompanied by supportive policies and institutional frameworks. Furthermore, in response to energy market shocks stemming from geopolitical crises such as the Russia-Ukraine war, it is necessary to proactively develop comprehensive strategies, including diversification of energy supply chains, expansion of strategic reserves, and fuel switching, in order to minimize negative impacts on domestic industries. Additionally, careful attention must be given to demand-supply adjustments through the normalization of electricity pricing and to supporting vulnerable groups.

〈책임〉

이영준

영국 University College London 경제학 박사

(前)대외경제정책연구원 북미유럽팀 부연구위원

한양대학교 경제금융학부 교수

(現, E-mail: youngjunlee@hanyang.ac.kr)

저서 및 논문

“Closed-Form Approximations of Moments and Densities of Continuous-Time Markov Models”(공저, *Journal of Economic Dynamics and Control*, 2024)

“The Impact of EU Enlargement and Brexit on International Migration”(공저, 2025) 외

〈공동〉

장영욱

런던정경대 경제학 석사 및 박사

대외경제정책연구원 세계지역연구1센터 북미유럽팀장

(現, E-mail: yojang@kiep.go.kr)

저서 및 논문

『EU의 기후중립 전략기술 육성 정책이 글로벌 공급망 재편에 주는 함의』(공저, 2024)

『노동수급 불균형 해소를 위한 국가간 인력교류 활성화 방안 연구』(공저, 2025) 외

오태현

서울대학교 외교학 전공
유럽중앙은행 초청연구위원 역임
대외경제정책연구원 세계지역연구1센터 북미유럽팀 선임연구원
(現, E-mail: asroc101@kiep.go.kr)

저서 및 논문

『일방주의적 공급망 정책에 대한 국제통상법적 과제와 정책 시사점』(공저, 2024)
『유럽 방위산업 강화 전략과 한-EU 협력방안』(2025) 외

이현진

고려대학교 국제대학원 국제학 석사 및 박사 수료
대외경제정책연구원 세계지역연구1센터 북미유럽팀 선임연구원
(現, E-mail: hjeanlee@kiep.go.kr)

저서 및 논문

『유럽의 첨단산업 지원 현황과 정책 시사점』(공저, 2025)
『노동수급 불균형 해소를 위한 국가간 인력교류 활성화 방안 연구』(공저, 2025) 외

KIEP 연구보고서 발간자료 목록

■ 2025년

- 25-01 무형자산 기술확산의 국가 간 경제적 파급효과와 시사점 /
윤정은 · 송하윤 · 이병준
- 25-02 트럼프 2기 대만 정책과 동아시아 경제 · 산업에 대한 영향 /
김선진 · 이홍배 · 서창배 · 이혁구
- 25-03 글로벌 질서 변동과 새로운 북방전략 연구 /
박정호 · 강부균 · 정동연 · 김경민 · 김석환 · 염동호
- 25-04 인도 첨단전략산업 분석과 한-인도 협력방안 /
김경훈 · 한형민 · 강반디 · 김민희 · 남유진 · 박병열
- 25-05 BRICS 확장에 따른 경제 블록화 가능성과 한국의 정책 방향 연구 /
강문수 · 최인아 · 문지영 · 박미숙 · 유광호 · 이지은 · 이다운
- 25-06 북핵위기 이후 북한의 새로운 대내외 경제전략 연구 /
최장호 · 김다울 · 최유정 · 김범환
- 25-07 핵심광물 공급망 안정화를 위한 통상협정 활용 연구 /
최원석 · 오수현 · 조성훈 · 홍진희 · 박보영
- 25-08 미국 대외경제정책의 경제적 영향 분석 및 기조 전망 /
강구상 · 김혁중 · 김종혁 · 권혁주 · 박은빈
- 25-09 개발도상국의 그린디지털 전환 촉진을 위한 한국의 협력 방안 /
오지영 · 노윤재 · 박지현 · 송지혜 · 김민희 · 장한별
- 25-10 글로벌 인구구조 변화의 거시경제적 영향과 시사점 /
윤상하 · 김효상 · 연지흠 · 윤정은 · 송예나 · 이지윤 · 최상엽 · 허진욱
- 25-11 글로벌 고부채 동향 및 거시경제적 함의 /
최홍석 · 박지원 · 송하윤 · 이병준 · 신꽃비
- 25-12 중국경제 중장기 성장 전망과 성장구조 변화에 대한 연구 /
문지영 · 송하윤 · 김홍원 · 최지원 · 조고운
- 25-13 일본의 반도체 공급망구조 변화와 한국에 대한 시사점 /
김규판 · 김혁중 · 이형근 · 이보람
- 25-14 공급망 재편 시대 벵골만 산업 클러스터 분석과 활용전략 /
김경훈 · 신민금 · 김도연 · 윤지현 · 김소은 · 지연정

- 25-15 주요국의 신흥제조기지 진출 현황과 시사점: 아프리카와 동남아시아를 중심으로 / 한선이 · 신민금 · 김예진 · 김소은 · 황인정
- 25-16 지속가능한 중장기 개발재원 규모 확대 방안 연구 / 정지원 · 윤정환 · 정원혁 · 윤혜민 · 박소정
- 25-17 노동수급 불균형 해소를 위한 국가간 인력교류 활성화 방안 연구 / 장영욱 · 라미령 · 노윤재 · 김윤정 · 이영준 · 강준구 · 이현진 · 김제국 · 이정은 · 이종관 · 이승호
- 25-18 글로벌 혁신 네트워크 참여의 경제적 함의와 통상정책방향 연구 / 김종덕 · 강구상 · 최원석 · 이현진 · 엄준현 · 박보영
- 25-19 중국의 해외 생산 · 공급 거점 다변화와 한중 경쟁력 분석 / 정지현 · 정재완 · 이철원 · 나수엽 · 김진오 · 김혁황 · 이효진 · 최재희
- 25-20 글로벌 관세장벽 확산의 경제적 영향과 시사점 / 조문희 · 이규엽 · 김현수 · 금혜윤 · 장민지 · 정민철
- 25-21 회복탄력성 관점에서 바라본 개발도상국의 기후변화 대응 과제와 협력 방안 / 이은석 · 오지영 · 정지선 · 이예림 · 김유리
- 25-22 러시아의 다극화 세계전략과 정책 시사점: 상하이협력기구(SCO)를 중심으로 / 박정호 · 강부균 · 정동연 · 민지영 · 김경민 · 강태호 · 제성훈
- 25-23 글로벌 공급망에 대한 중국의 영향력 평가 및 시사점 / 정지현 · 이효진 · 이한나 · 김영선
- 25-24 한국의 글로벌 생산 네트워크 재구축을 위한 정책과제 연구 / 구경현 · 이상훈 · 한형민 · 예상준 · 홍성우 · 김남석 · 정재완 · 김혁황 · 이재호 · 윤지현 · 정민철
- 25-25 중국 반도체 산업의 혁신과 글로벌 경쟁력 / 정형곤 · 김부용 · 김용석 · 윤여준
- 25-26 러시아-우크라이나 전쟁 이후 EU 에너지전환 정책의 기초 변화와 경제적 영향 / 이영준 · 장영욱 · 오태현 · 이현진

■ 2024년

- 24-01 전후 우크라이나 재건 사업의 국제 논의와 한국기업 참여 가능성 연구 / 장영욱 · 이철원 · 강부균 · 김초롱
- 24-02 인도의 국영기업 주도 경제개발전략과 한국-인도 협력 방안 / 김정훈 · 김도연 · 김소은 · 남유진 · 백종훈

- 24-03 걸프 국가의 아시아 중시 정책과 한국의 대응 방안 /
강문수 · 유광호 · 이지은 · 김영선 · 이다운
- 24-04 국제사회의 신규 기후자원 조성 방안과 한국의 과제 /
문진영 · 나승권 · 김은미 · 장한별
- 24-05 최근 글로벌 경기변동의 특징과 분절화 시대의 시사점 /
윤상하 · 김성환 · 최홍석 · 송예나 · 백인걸 · 오준석
- 24-06 자국 중심의 경제안보 전략 대응을 위한 프레임워크 구축 방안 연구 /
조성훈 · 한형민 · 최원석 · 홍진희 · 윤형준 · 최재희 · 김현정
- 24-07 무형자산 투자와 경제성장: 글로벌 동향과 정책적 시사점 /
윤상하 · 윤정은 · 조성훈 · 이지윤 · 백예인 · 손녕선
- 24-08 일방주의적 공급망 정책에 대한 국제통상법적 과제와 정책 시사점 /
이천기 · 박혜리 · 오태현 · 이주형
- 24-09 일본의 핵심광물자원 확보전략과 한·일 협력 시사점 /
김규판 · 이형근 · 이보람 · 김승현 · 손원주
- 24-10 한국의 대중남미 통상환경 평가와 정책 과제 /
홍성우 · 김성환 · 김진오 · 강준구 · 박미숙 · 박진희 · 김승현
- 24-11 홍콩의 경제 · 사회 변화에 대한 평가와 시사점 /
허재철 · 정지현 · 김효상 · 김홍원 · 이한나 · 최지원 · 최재희
- 24-12 EU의 기후중립 전략기술 육성 정책이 글로벌 공급망 재편에 주는 함의 /
장영욱 · 한형민 · 오태현 · 윤형준
- 24-13 보호무역정책의 정치경제적 결정요인 연구: 주요국 사례를 중심으로 /
김남석 · 주재우 · 신민이 · 김제국
- 24-14 ODA 평가의 활용 현황과 유용성 제고 방안 연구 /
이은석 · 오지영 · 정지선 · 유애라 · 이예림
- 24-15 글로벌 인플레이션의 국내파급효과와 경기안정화 정책 분석 /
최홍석 · 송새랑 · 한원태 · 김준형 · 이용대
- 24-16 신발전구도에 따른 중국의 금융발전 전략과 시사점 /
문지영 · 나수엽 · 박민숙 · 오종혁 · 김홍원 · 문익준
- 24-17 디지털콘텐츠무역에서의 저작권 보호에 관한 연구 /
김현수 · 강준구 · 금혜윤 · 심경보
- 24-18 글로벌 반도체 산업 경쟁력과 공급망 구조 분석 /
정형곤 · 김혁중 · 김정현 · 최진백

- 24-19 아세안의 대외협력 전략과 한-아세안 협력 고도화에 대한 합의 /
최인아 · 김경훈 · 배기현 · 이재호 · 김소은
- 24-20 북미 3개국 주요 산업별 공급망 연계 강화 정책과 시사점 /
김혁중 · 강구상 · 홍성우 · 김종혁 · 민보람 · 김용기
- 24-21 우크라이나 전쟁 이후 중앙아시아 글로벌 가치사슬 변화 전망과
한-중앙아 협력 시사점 /
정민현 · 김경민 · 김혁황 · 정동연 · 김원기
- 24-22 위성자료를 활용한 북한 소비시장 변화와 무역에 관한 연구 /
최장호 · 김다울 · 이정균 · 이희선
- 24-23 전략적 투자보조금 정책이 다국적기업의 투자와 공급망에 미치는 영향 /
예상준 · 김혁황 · 엄준현 · 신은철 · 이진혁
- 24-24 디지털 전환에 따른 인도의 사회 · 경제적 변화와 시사점 /
노윤재 · 김경훈 · 김민희 · 남유진 · 박지원
- 24-25 한-아프리카 자원 협력을 통한 핵심광물 확보 전략 /
한선이 · 조성훈 · 김예진 · 김주혜 · 서상현
- 24-26 북한 위기 시대의 난민과 강제 이주: 현황과 한국의 과제 /
윤정환 · 장영옥 · 오지영 · 김윤정 · 윤혜민 · 박소정
- 24-27 무역이 국내 노동 재배치에 미친 영향과 정책 시사점 /
구경현 · 연지흠 · 정민철 · 류기락
- 24-28 중국의 디지털 통상 발전 전략과 시사점 /
이승신 · 최원석 · 나수엽 · 김영선 · 서봉교
- 24-29 한국형 그린경제협정 로드맵 연구 /
이주관 · 조문희 · 박지현 · 박혜리 · 김민성
- 24-30 인공지능을 둘러싼 미중 전략 경쟁과 우리의 대응방향 /
예상준 · 정원혁 · 오종혁 · 엄준현 · 이대은 · 연원호
- 24-31 한일 국교정상화 60년과 미래비전 2050
허재철 · 정성춘 · 김규판 · 오수현 · 이형근 · 이보람 · 이정은 · 김승현
/ 손열 · 전재성 · 한준 · 이정환 · 임은정 · 백서인 · 박지수

KIEP 발간자료회원제 안내

■ 본 연구원에서는 본원의 연구성과에 관심 있는 전문가, 기업 및 일반에 보다 개방적이고 효율적으로 연구 내용을 전달하기 위하여 「발간자료회원제」를 실시하고 있습니다.

■ 발간자료회원으로 가입하시면 본 연구원에서 발간하는 모든 보고서를 대폭 할인된 가격으로 신속하게 구입하실 수 있습니다.

■ 회원 종류 및 연회비

회원종류	배포자료	연간회비		
		기관회원	개인회원	연구자회원*
S	외부배포 발간물 일체	30만원	20만원	10만원
A	East Asian Economic Review	8만원		4만원

* 연구자 회원: 교수, 연구원, 학생, 전문가풀 회원

■ 가입방법

홈페이지, 우편, FAX를 이용하여 가입신청서 송부(수시접수)

30147 세종특별자치시 시청대로 370 세종국책연구단지 경제정책동

대외경제정책연구원 연구조정실 학술정보팀

연회비 납부 문의전화: 044) 414-1179 / FAX: 044) 414-1144

E-mail: kieppub@kiep.go.kr

■ 회원특전 및 유효기간

- S기관회원의 특전: 본 연구원 해외사무소(美 KEI) 발간자료 등 제공
- 자료가 출판되는 즉시 우편으로 회원에게 보급됩니다.
- 모든 회원은 회원가입기간에 가격인상과 관계없이 신청하신 종류의 자료를 받아보실 수 있습니다.
- 본 연구원이 주최하는 국제세미나 및 정책토론회에 무료로 참여하실 수 있습니다.
- 연회원기간은 가입일로부터 다음해 가입월까지입니다.

KIEP 발간자료회원제 가입신청서

기관명 (성명)	(한글)	(한문)
	(영문: 약호 포함)	
대표자		
발간물 수령주소	우편번호	
담당자 연락처	전화 FAX	E-mail :
회원소개 (간략히)		
사업자 등록번호	종목	

회원분류 (해당란에 ✓ 표시를 하여 주십시오)

기 관 회 원 ☐ 개 인 회 원 ☐ 연 구 자 회 원 ☐	S 발간물일체	A 계간지

* 회원번호

* 갱신통보사항

(* 는 기재하지 마십시오)

특기사항



Policy Analyses 25-26



Economic Impact of Energy Transition in the EU after the Ukraine War

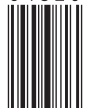
Young Jun Lee, Youngook Jang, Taehyun Oh, and Hyun Jean Lee

본 연구에서는 러시아-우크라이나 전쟁 이후 EU의 에너지 위기 국면에서 나타난 에너지전환 정책의 전개와 전력시장·계통운영의 변화를 ① EU 차원의 제도·정책·통계 분석, ② 주요 회원국의 사례 비교, ③ 에너지 관련 불확실성 충격의 실증분석 등 세 축으로 구분하여 종합적으로 검토하였다. 이를 통해 에너지 정책을 단순한 수급관리 차원의 정책이 아니라 산업경쟁력, 통상 대응, 국가안보를 포괄하는 전략정책으로 재정립할 필요가 있음을 제시한다.



9 788932 219561

9 4 3 2 0



ISBN 978-89-322-1956-1

978-89-322-1072-8(세트)

정가 7,000원

KIEP 대외경제정책연구원
Korea Institute for International Economic Policy

30147 세종특별자치시 시청대로 370 세종국책연구단지 경제정책동
T.044-414-1114 F.044-414-1001 · www.kiep.go.kr