


전력수급계획을 둘러싼 다양하고 중요한 이슈와 논의

2024.10.12

ESC 지구환경에너지위원회 김선교



1. 한국 전력산업 역사 개요

1. 해방 이후(1948.5~1961.6)의 전력정책

- 북한의 송전 중단과 6.25전쟁으로 발전설비 20%가 피해를 입어 심각한 전력난
- 1956년에는 당인리 3호기 등 250MW급 화력발전소 4기, 1957년에는 화천수력 3호기가 준공
- 전력사업은 조선전기(주), 경성전기(주), 남선평동전기(주) 3사 체제로 운영되었으며, 낮은 가동률과 적자 경영 등의 문제로 3사 통합 필요성이 제기
- 1961년 한국전력주식회사법이 공포되면서 전력 3사로 통합

2. 한전 체제(1961.7~2001.3)하의 전력정책

- 1961년 한국전력(주)이 설립되며 전력산업의 공기업 독점체제가 형성
- 전력수요 급성장으로 인해 민자발전사업자의 참여가 추진되었으나, 대부분 한전에 인수
- 1973년 석유파동 이후 에너지 다원화를 추구하며 대규모 발전소를 건설했으나, 1980년대 중반에는 공급설비 과잉현상이 발생
- 1980년대 말부터는 전력수요 증가로 다시 전력수급 불안정이 발생했고, 민간 발전을 확대하려 했으나 실제 추진은 원활하지 못함

3. 발전경쟁 체제(2001.4~현재)의 전력정책

- 2001년 4월 한전의 발전부문을 6개 자회사로 분할하며 발전경쟁을 도입
- 발전시장은 비용기준 입찰시장으로 운영되며, 변동비가 낮은 발전기부터 우선 공급
- 계획상 2002년부터 민영화를 추진하고 2003년 도매경쟁 도입을 목표로 했으나, 2004년부터 추진이 중단
- 이후 경쟁 촉진을 위한 제도 개선이 진행 중이나 실제적으로 필요한 제도 도입이 지연되고 임시방편적 처방이 반복되며 글로벌 변화에 뒤처지고 있는 상황



2. 글로벌 전력산업 경쟁도입

글로벌 전력산업의 경쟁 도입

1. 개요

- 1990년대와 2000년대 초반에 여러 나라들이 전력 산업에 경쟁을 도입하고 시장을 창출하기 위한 대대적인 개혁을 추진
- 이는 20세기 동안 대다수의 국가에서 전력 부문을 지배해왔던 수직적으로 통합된 국영 독점 모델에서 벗어나, 새로운 경제적, 정치적 환경에 부응하기 위한 시도
- 전력 시장 자유화는 공공 인프라로 간주되던 전력 부문에 시장 원리를 도입하는 급진적인 변화
- 이 개혁의 목적은 경제 효율성을 개선하고, 민간 투자를 유치하며, 기술 발전을 촉진하고, 더 나아가 이념적 변화를 반영하여 공공 서비스의 시장화를 추진

글로벌 전력산업의 경쟁 도입

1. 개요 (이어서)

- 많은 EU 국가에서는 에너지 및 가스 인프라가 여전히 수직 통합된 운영에 의해 소유되고 있으며, 경쟁이 가능한 발전 단계에서는 일부 경쟁이 가능하지만, 송배전 부문에서는 기존 독점 때문에 경쟁에 제한 (Nowak, 2010)
- Jones(2004)는 수직 통합 운영이 잠재적 경쟁자들에게 많은 장애물을 초래한다고 지적하며, 그 예로는 다음을 제시
 - 고객이 공급자를 변경하려는 경우, 비싼 절차를 통해 기술적 장벽을 설정
 - 계약 요금과 같은 민감한 정보에 접근함으로써 시장 조작경쟁자가 시장에 진입하지 못하도록 사용 가능한 송전 라인 제한
 - 회계 기법을 통해 발전 부문으로 향했던 보조금을 송배전 단계에서 사용

글로벌 전력산업의 경쟁 도입

1. 개요 (이어서)

- 에너지 부문에서의 혁신은 시장 실패로 인해 다른 경제 부문과 다르며, 특히, 불가분성, 외부효과, 그리고 불확실성이 더 두드러지기 때문(Jamasb, Pollitt, 2015; Costa-Campi 외, 2015)
- 에너지 공급 시장의 경쟁 부족은 소비자들이 더 높은 에너지 요금을 부담하게 만드는 주요 원인
 - 영국의 평균 에너지 요금은 2004~2010년 사이에 급격히 상승했으며, 경쟁이 있을 경우 에너지 공급업체의 이익과 운영 비용이 낮게 유지 (Platt, 2012)
 - 에너지 서비스, 재생에너지 발전, 스마트 그리드 등의 신흥 에너지 부문에서 더 넓은 '생태계'를 적극적으로 촉진해야 하며, 이는 소비자에게 더 효율적이고 경쟁적인 시장을 제공하고 혁신과 산업 성장의 잠재력을 창출 필요

글로벌 전력산업의 경쟁 도입

2. 경쟁도입의 목적 ①: 경제적 효율성 개선

- 기존의 수직적으로 통합된 국영 독점 모델은 경쟁이 부재한 상태에서 운영되었으며, 이는 전력 공급의 비효율성으로 이어짐
- 국가가 직접 운영하는 전력회사는 비용 절감과 성과 개선을 위한 인센티브가 부족했으며, 이는 결국 전력 생산 및 공급에서 비용 초과, 인프라 유지 관리의 부족, 기술 혁신 지연 등의 문제를 초래
- 자유화 이전의 전력산업 구조에서는 정부가 가격을 통제하며, 소비자에게 공급 안정성을 우선시하는 대신 가격 구조는 상대적으로 경직된 상태로 유지
- 경쟁 도입 후 일부 국가에서는 초기 가격 인하 효과가 나타났으나, 장기적으로는 시장 구조와 규제 감독의 부족이 경제 효율성 개선의 장애물로 등장

글로벌 전력산업의 경쟁 도입

3. 경쟁도입의 목적 ② : 민간 투자 유치

- 민간 자본의 유입을 통해 전력 부문 투자 부족을 해소하려는 방안으로서 시장 자유화 추진
- 다수의 국가에서 1980년대를 거치면서 노후화된 발전소, 전력망 개선을 위한 자금이 부족했으며, 전력수요 증가로 어려움이 가중된 상황에 고착
- 전력 인프라의 팽창과 지속적인 투자는 안정적인 전력공급에 필수 요소였으며, 정부 예산에 의존해 충분한 재정적 여력을 갖추지 못한 경우가 일반화
- 민간의 자본을 이용해 효율적 투자를 이끌어 내되, 공공성 확보를 위한 규제 기관이 공정한 시장 여건을 조성하고 소비자 보호와 공공서비스의 안정성을 보호하는 체계 역시 중요

글로벌 전력산업의 경쟁 도입

4. 경쟁도입의 목적 ③ : 기술 변화

- 전통적인 대규모 석탄화력발전소 수력발전소 등은 규모의 경제를 요구하나, 1990년대에 등장한 복합가스화력의 경우, 규모의 경제가 덜 필요
- 가스발전의 도입으로 전력 발전 단위가 소형화, 다양화되어 다양한 발전업체가 경쟁할 수 있는 여건이 조성
- 2000년대 이후, 재생에너지의 등장과 확산은 새로운 시장의 형성과 진화에 영향을 미치고 있으며, 시장 인센티브는 신기술의 혁신을 유도
- 분산에너지원을 중심으로 한 가상발전소 시장을 필두로 한 다양한 전력 서비스에 대한 수요와 보상체계가 요구
- 다양한 자원을 통합하고, 효율적인 공급을 위한 송배전망의 개선과 전력시장에서의 공정한 접근을 보장하는 정책 체계의 뒷받침이 필요

글로벌 전력산업의 경쟁 도입

4. 경쟁도입의 목적 ④ : 정치,사회, 경제적 이념 변화

- 1980~90년대, 많은 공공영역에서 시장 기반의 해결책과 민영화라는 방식이 빠르게 팽창하였으며 전력분야 역시 예외가 아니었음
- 1980년대, 신자유주의는 정부의 역할을 축소하고 시장을 강화하는 효율성을 강조
- 영국의 대처 정부는 전력산업의 민영화, 자유화를 적극적으로 추진했으며 전력 공급 비용의 감소와 서비스 개선을 그 이유로 강조
- 공공재의 민영화가 사회적 불평등을 심화시키고, 공공 서비스의 안정성을 저해할 수 있는 특성을 억제할 수 있는 시장 규제 수단의 필요성이 강조

이론적 접근:전력구조의 문제와 한계

Today's regulated electric utility system was built and is operated under a "supply follows demand" philosophy. The customer has the right to demand any amount of energy, and pays a constant, prespecified, infrequently updated, price. The philosophy of "supply follows demand" may be criticized for a variety of reasons:

- The need for rapid load following and large spinning reserve margins causes inefficient use of fuel;
- The large ratio between peak and average load implies that extra utility system capacity and distribution systems must exist to supply peak demand;
- The fixed nature of electricity prices discourages some forms of energy conservation and customer generation;
- The isolation of customers from the problems of the supply system makes it vulnerable to both short-term (New York City-type blackouts) and long-term (coal strike or oil embargo) emergencies;
- Finally, government regulation plays a mixed role; customers are isolated from changes in real cost while utilities are isolated from the effects of competition.

1973,1979 Oil Shock
1978 고리1호기 가동

현재 전력시스템은

- **첨두(peak) 수요와 평균 수요의 차이가 크다**는 사실은 추가적인 발전 및 송배전 설비가 첨두 수요를 위해 반드시 존재해야 한다는 것을 의미한다.
- **전기 가격(요금)이 고정**되어 있는 고유 특성은 에너지 보존(저장)과 고객 소유 발전 설비로부터의 발전을 저해한다.
- **고객이 공급 체계와 고립**되어 있는 문제는 단기 정전과 장기 공급 비상 문제 모두에 취약하게 만든다.
- 끝으로, 정부 규제는 여러 역할을 한다. **고객은 실제 비용의 변동에서 고립**된 반면, **전력회사 역시 경쟁 효과에서 고립**되어 있다.

HOMEOSTATIC UTILITY CONTROL

Fred C. Schweppe
Fellow IEEE

Richard D. Tabors
Member IEEE

미래에는 다양한 자원을 활용해서 효율적 시스템을 구축해야 한다

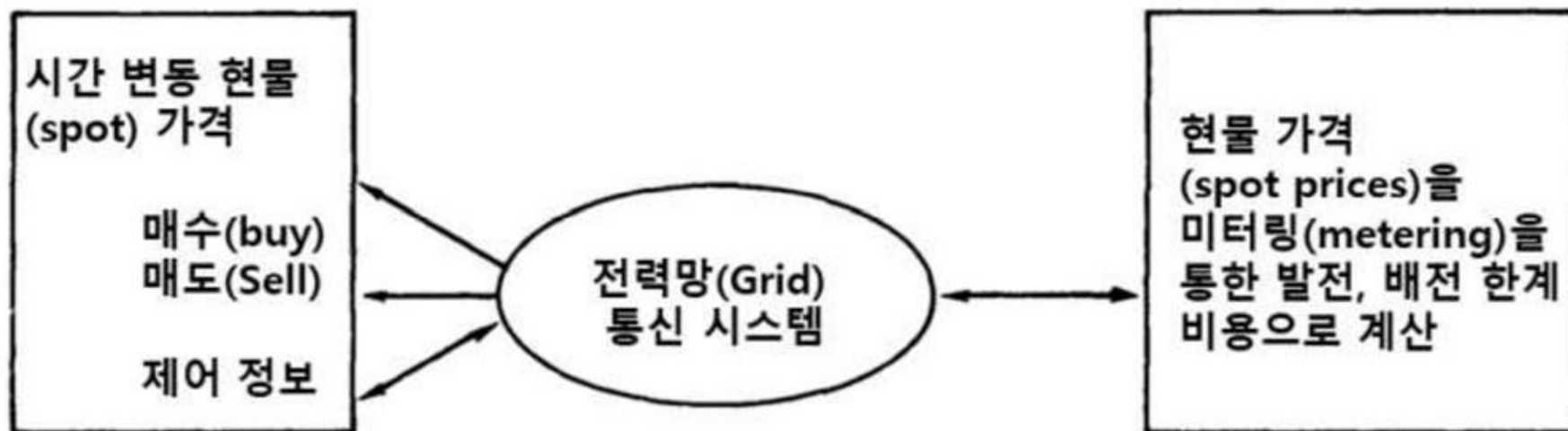
1978년에 바라본 미래(2020)의 전력시스템 운영 체계



출처 : Fred C. Schweppe, power systems '2000' hierarchical control strategies(1978)

새로운 시스템은 새로운 시장(거래) 체계가 필요하다

실시간 전력시스템 운영과 동적(변동) 요금제의 필요



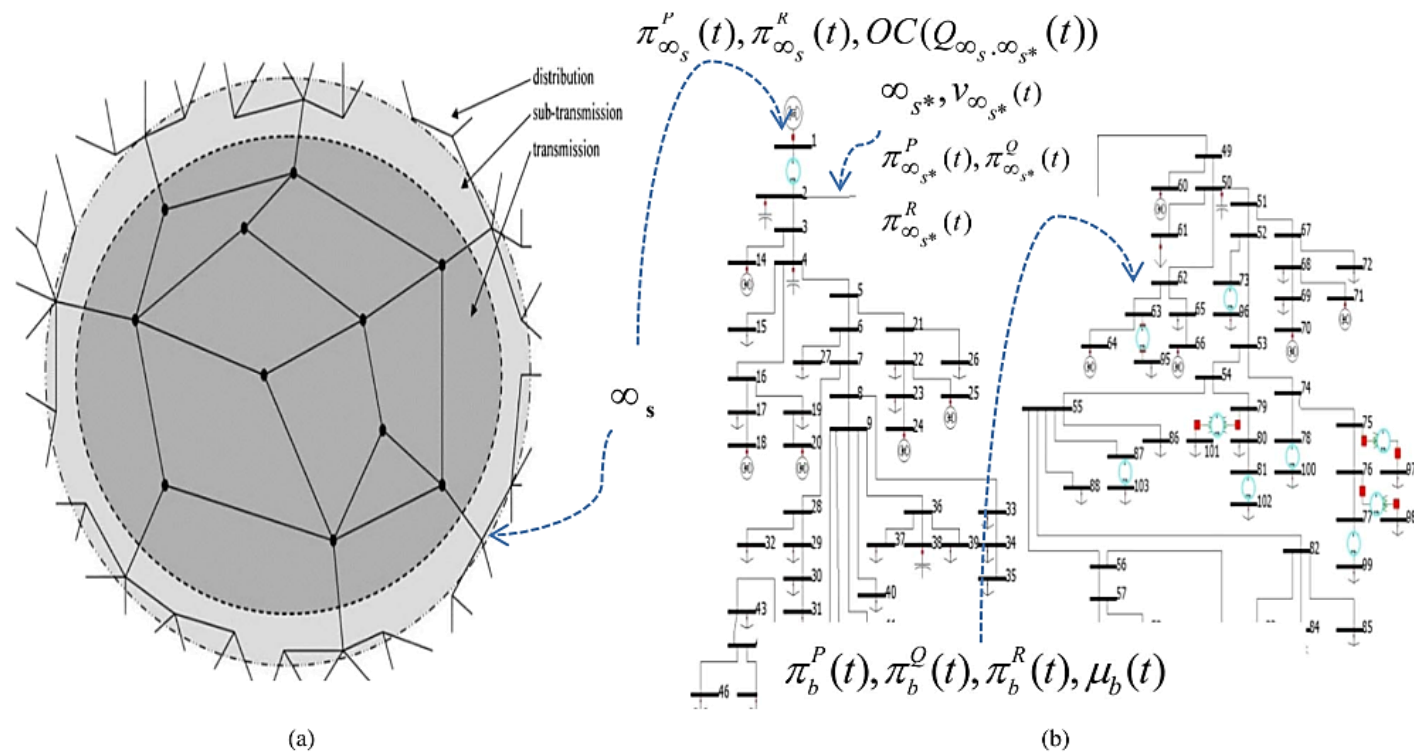
“항상성 전력회사 제어”
(homeostatic utility control)

목표 : 안정도(stability)
신뢰도(reliability)
비용 최소화(cost minimization)
기술 향상(technological innovation)

시장은 진화해야 한다.

	Cyber/ Performance Layer			Physical Time Differ. Eq.)	(Hybrid Discrete Event Layer
Time \ Scale	Centralized Decisions	Distributed Decisions	CS/PS Interf.	Centralized/ interconnected	Distributed /Individual Agent/microgrid
Years	C1,1.T&D Cap. Expansion	C1,2.Generation, DER Capacity Expansion		P1,1off line study: -Contingency scen. -Uncertainty Stats	P1,2. Off-line study of Annual Costs/Benefits
Months weeks	C2,1. Centralized T&D and Generation Maintenance Scheduling	C2,2. Distributed, albeit Centrally coordinated, T&D and Generation Maintenance Scheduling		P2,1off line studies=> -Types of Reserves (notice, ramp) -Res Req. -Reg. Signal filter $y(t)=\Phi(ACE(t), \Delta\omega(t))$	P2,2. Off-line studies on DER Physical Systems to determine Reserve offer Capabilities, Optimal Deployment Policies and Costs, $\bar{J}(R_s^*)$
Days	C3,1.Contingency Constrained Unit Commitment, and Transmission Network Connectivity	C3,2a-Distr. Net Connectivity when Islanded, C3,2b Opt Policy derivtn. for DER Res Depl. and assoc. Av. Costs		P3,1off line study of Tr. line flow Cap., switching stability=> OPF constraints that Stabilize Line Switching	P3,2.Offline study, on Stability of Islanded Distr. Feeders/ micro-grids=> micro-grid Reserve Requirements
Hours	C4,1. Power, Reserves Capacity Scheduling and load flow => hourly TLMP discovery	C4,2.Concurrent Real-Reactive Power, Reserv. Capacity Scheduling, Line Load flow =>T&DLMP Discovery			P4,2. Offline stab. study on microgrid reserve req. for islanded state frequency control
Minutes to seconds	C5,1. Power, Reserves Capacity Scheduling and 5 min gen dispatch => 5 min ex post TLMP discovery and Operational Reserves deployment	C5,2.Concurrent Real-Reactive Power, Reserves Scheduling and 5 min ex post T&DLMP Discovery		When Feeder(s)/ Micro-grid Islanded	P5,2.Islanded micro-grid controller issued deployment of Regulation Signal
Seconds to Real-Time		C6,2.Deployment of DER Regulation Service & Frequency Control Policies		P6,1-PMU and Data Gathering, -Automated Switching, -Regulation Signal, $y(t)=\Phi(ACE(t), \Delta\omega(t))$	P6,2a.AGC resp. to $y(t)$. Freq. Control resp. to $\Delta\omega_{n(s)}(t)$. P6,2b.Policy Driven DER Regulation Service & Freq. Control Depl.

Caramanis *et al.*: Co-Optimization of Power and Reserves in Dynamic T&D Power Markets



글로벌 전력산업의 경쟁 도입

5. 경쟁도입에 대한 평가

- 전력 부문 개혁은 대규모 잠재적 이익을 제공할 수 있지만, 잘못된 실행은 부정적인 결과를 초래
 - 영국과 웨일스는 구조조정과 민영화를 통해 전력 부문에서 뛰어난 성과를 거두었으나, 캘리포니아의 경우 잘못된 시장 설계로 인해 전력 위기가 발생
- 성공적인 전력 부문 개혁을 위한 중요한 지침은 '교과서적' 개혁 모델을 따르는 것
 - 이 모델은 민영화, 수직적 및 수평적 재구조화, 성과 기반 규제 도입, 그리고 도매 및 소매 시장의 경쟁을 통한 효율성 증진을 목표
 - 발전 부문을 수평적으로 재구조화하고 송전망을 통합 관리하며, 시장 지배력을 억제하기 위한 규제를 마련하고 과 기반 규제(PBR)를 적용하여 송전과 배전 부문의 효율성을 높이고, 소비자들이 다양한 전력 서비스 옵션을 선택할 수 있도록 소매 시장을 개방한 웨일즈 사례가 대표적
- 전력 시장에서 시장 지배력 문제는 매우 심각한 문제를 일으킬 수 있으며, 이를 해결하기 위해서는 사전적 구조적 대응이 필요
- 전력 부문 개혁에서 송전과 배전 네트워크 규제는 종종 간과되지만, 이는 성공적인 개혁을 위해 매우 중요한 요소



3. 한국의 전력산업 경쟁 도입

전력산업 구조개편 추진 역사

1. 1970년대 후반~1980년대 중반(박정희, 전두환)

- (계획) 전력공기업의 규모 확대에 의한 비효율적인 경영 문제 대두
- (추진)국민의식 개혁차원에서 사회정화위원회를 설치하여 사회정화와 반부패활동을 전개했으나 실제적 성과는 미미

2. 1987년 ~ 1992년(전두환, 노태우)

- (계획) 한전의 정부 지분 매각(국민주 방식)
 - * 한국통신, 포항제철과 함께 정부 보유 주식의 일부 매각
- (추진) 80년대 전반기 강력한 경제안정정책으로 미흡했던 사회간접자본에 대한 투자비와 복지관련 비용을 충당(87년 이후 급격한 주가하락으로 지지부진한 성과)

3. 1993~1997 (김영삼)

- (계획) 문민 주도의 민주적 체제로 개혁하는 과정에서 공기업 개혁 문제가 중요시 (통신, 전력 등 기간산업 제외)
- (계획) 94.7~96.6 공기업 민영화 추진계획 수립
 - 전력부문의 경영진단 실시, 그 결과 전력공기업의 단계적 민영화 필요(구조개혁 필요)
 - 민영화 합의 및 방식의 논란(방만 경영 판별, 외국 기업에 헐값 매각 우려, 공공 서비스 공급불안, 고용불안 등)

전력산업 구조개편 추진 역사

4. 1998~2002 (김대중)

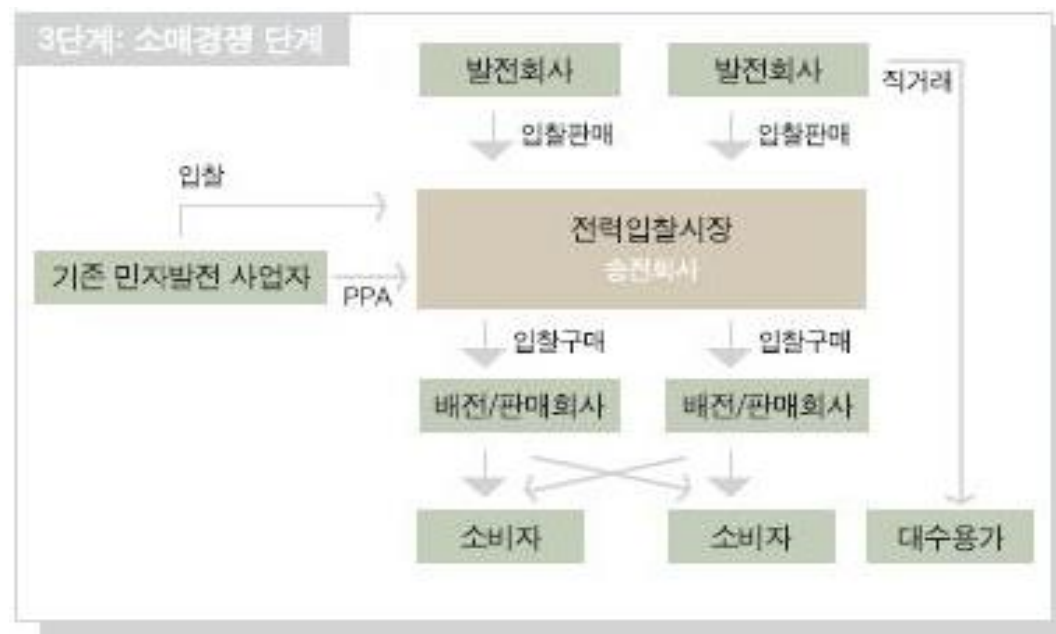
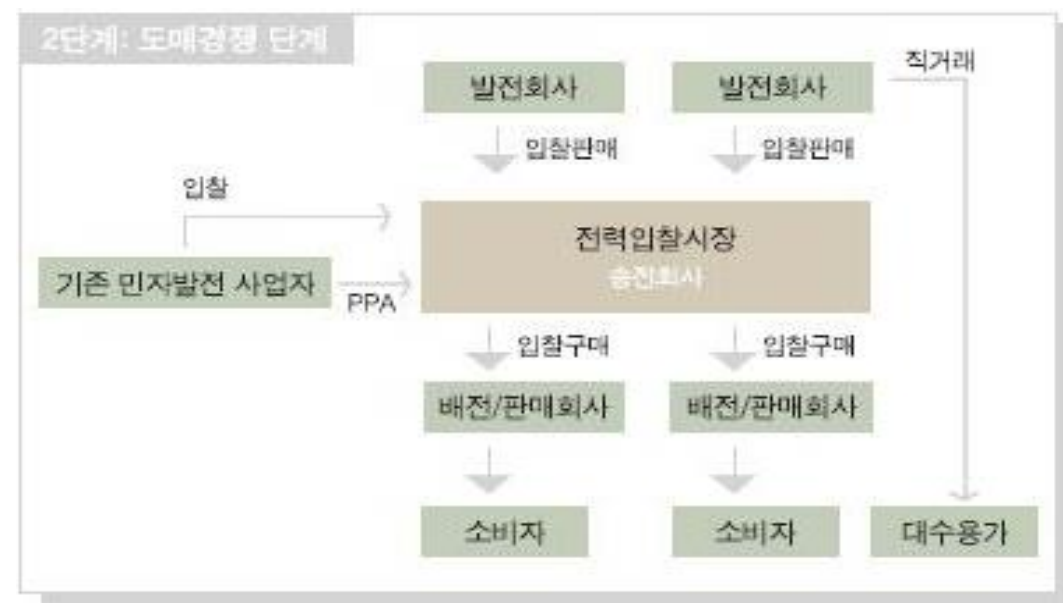
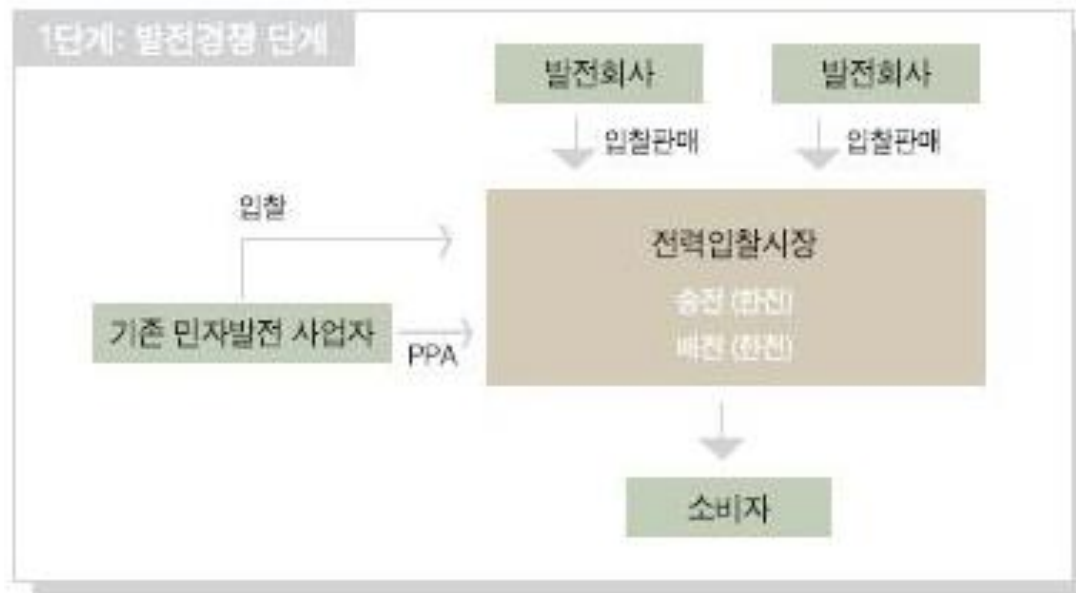
- (계획) 민영화(전력산업 구조개편) – 정부 지분 5%와 국내외 발전설비 일부 매각, 발전부문의 발전 자회사로의 분할, 배전부문의 분할/민영화를 통한 전력판매부분의 경쟁 도입(산업자원부, 99.11.11.)
- (실적)
 - 98.7. 기획예산처, 공기업 민영화 방안 발표
 - 98.11 공청회, 99.01. 전력산업구조개편안 확정발표
 - 00.11 발전자회사 분할 방안 확정(노동단체 강력한 반발로 지연)
 - 00.12. 전력산업구조개편 촉진에 대한 법률 공포
 - 01.04. 한국전력에서 발전 부문이 분리되며 발전 자회사 출범, 전기위원회, 전력거래소 설치
 - 02.02. 발전노조 파업, 남동발전 매각

전력산업 구조개편 추진 역사

<단계별 구조개편 계획>

- **(1단계) 구조개편 이전의 기존체제**를 말한다. 한전이 발·송·배전 및 판매를 모두 독점하고 있으며, 일부 민자발전사업자가 한전에 전력을 공급하는 형태
- **(2단계) 발전경쟁단계**로 한전의 발전부문을 수개의 자회사로 분할하여 발전사업자간 경쟁을 유도하는 단계이다. 자회사의 수는 규모의 경제와 담합 방지 등을 감안하여 6개로 결정. 이 단계에서 송·배전 및 판매는 과거와 같이 한전이 전담하게 된다. 발전자회사는 향후 전력수급 안정, 한전의 대외부채 현황을 고려하여 단계적으로 민영화를 추진하도록 계획
- **(3단계) 도매경쟁단계**로 배전부문을 한전에서 분리하여 경쟁체제를 도입함으로써 다수의 발전사업자와 다수의 판매사업자간 경쟁에 의해 전력거래가 이루어지도록 하는 단계. 송전망을 개방하여 배전회사가 이를 자유롭게 사용할 수 있도록 보장. 도매경쟁은 당초 2003년부터 실시할 계획이었으나, 계획대로 시행
- **(4단계) 소매경쟁단계**로 전력시장 경쟁을 완성하는 단계로서 2009년부터 실시하는 것을 목표. 여기서는 배전망도 개방하여 일반소비자가 전력회사를 직접 선택하여 전력을 공급.

전력산업 구조개편 추진 역사



전력산업 구조개편 추진 역사

<발전분할과 발전경쟁 형태>

- **한전 발전부문 분할 (2001년 4월)**

- 발전부문 6개 자회사 분리: 수력·원자력 – 1개 회사, 화력- 5개 회사
- 분리원칙: 1) 5개 화력발전 자회사 간 공정한 경쟁여건 조성, 2) 발전회사별 설비규모 및 전원구성 균등 배분, 3) 유연탄발전소를 핵심 발전소로 배치, 중간·첨두부하 배분, 4) 건설 중인 발전소도 고려한 배분
- 발전설비 점유율: 수력·원자력- 32.4%, 화력발전 자회사 – 각 약 13%

- **전력시장 기본구조**

- 공급자: 6개 발전 자회사 및 민간 발전회사가 입찰시장에 참여
- 수요자: 한전이 입찰된 전력을 모두 구매해 소비자에게 판매하는 수요독점 형태
- 송배전망: 한전이 모두 보유
- 전력거래소 역할: 전력 입찰, 급전계획 수립, 가격 결정, 정산 등

- **발전시장 형태 (CBP: Cost-based Pool)**

- 비용기준 입찰시장: 발전회사 간 경쟁입찰, 변동비가 낮은 발전기부터 전력 공급 순위 결정
- 도입이유: 초기 거래규칙 및 가격결정체계의 불완전성 최소화, 경쟁적 풀시장으로의 원활한 이행 지원

전력산업 구조개편 추진 역사

5. 2003~2008 (노무현)

- (계획) 배전분할 중단, 발전경쟁 체제 유지, 전력시장 규칙 재정
- (실적)
 - 04.06: 노사정위원회, 배전분할 중단과 배전 독립사업부제 도입 권고
 - 05.01~06.06. 한전, '배전 독립사업부제 추진방안' 연구용역 실시
 - 06.11. 전력산업 민영화 중단 선언, 기존 구조조정안 재검토

6. 2008~2013 (이명박)

- (계획) 전력시장 개방을 통한 시장 활성화, 경쟁체제 도입 확대
- (실적)
 - 08.08. 전력거래시장 개선 및 민간 발전사업자 참여 확대 정책 시행
 - 10.12. 스마트 그리드 도입 및 전력 수급 관리 효율성 강화 방안 발표
 - 11.03. 원자력 발전 비중 확대 방침 확인 및 관련 법안 개정

전력산업 구조개편 추진 역사

7. 2017~2022 (문재인)

- (계획) 탈원전 정책 기조 아래 재생에너지 3020 이행계획 수립
- (실적)
 - 17.10. 탈원전 로드맵 발표, 신규 원전 건설 계획 중단
 - 18.01. 재생에너지 3020 이행계획 발표, 2030년까지 재생에너지 발전 비중 20% 목표
 - 19.03. 전력거래시장 구조 개선 및 에너지 저장장치(ESS) 투자 확대 정책 시행

8. 2022~ (윤석열)

- (계획) 탈원전 정책 폐기 및 원자력 중심의 에너지 정책 재정비
- (실적)
 - 22.07. 원전 정책 재가동 및 신한울 3·4호기 건설 재추진 발표
 - 23.02. 전력시장 개방 확대 계획 발표, 민간 발전사업자 및 재생에너지 확대 방안 논의

전력시장, 구조개편의 전개 주요 사항

한국 전력산업 개편 경과

연도	대통령	내용
1998년	김대중	전력산업구조개편 기본계획 (2009년까지 발전·판매시장 개방 목표)
2001년	김대중	한전 발전부문 6개 자회사로 분할 (발전 부문 경쟁체제 도입)
2003년	노무현	발전 부문 민간 추가개방 (구역전기사업· 집단에너지사업자 제도 도입)
2004년	노무현	발전 민영화 및 배전, 판매시장 개방 계획 모두 중단
2022년	윤석열	국정과제에 경쟁시장 원칙에 기반한 전력시장 구축 내용 담아



4. 전력수급계획 분석

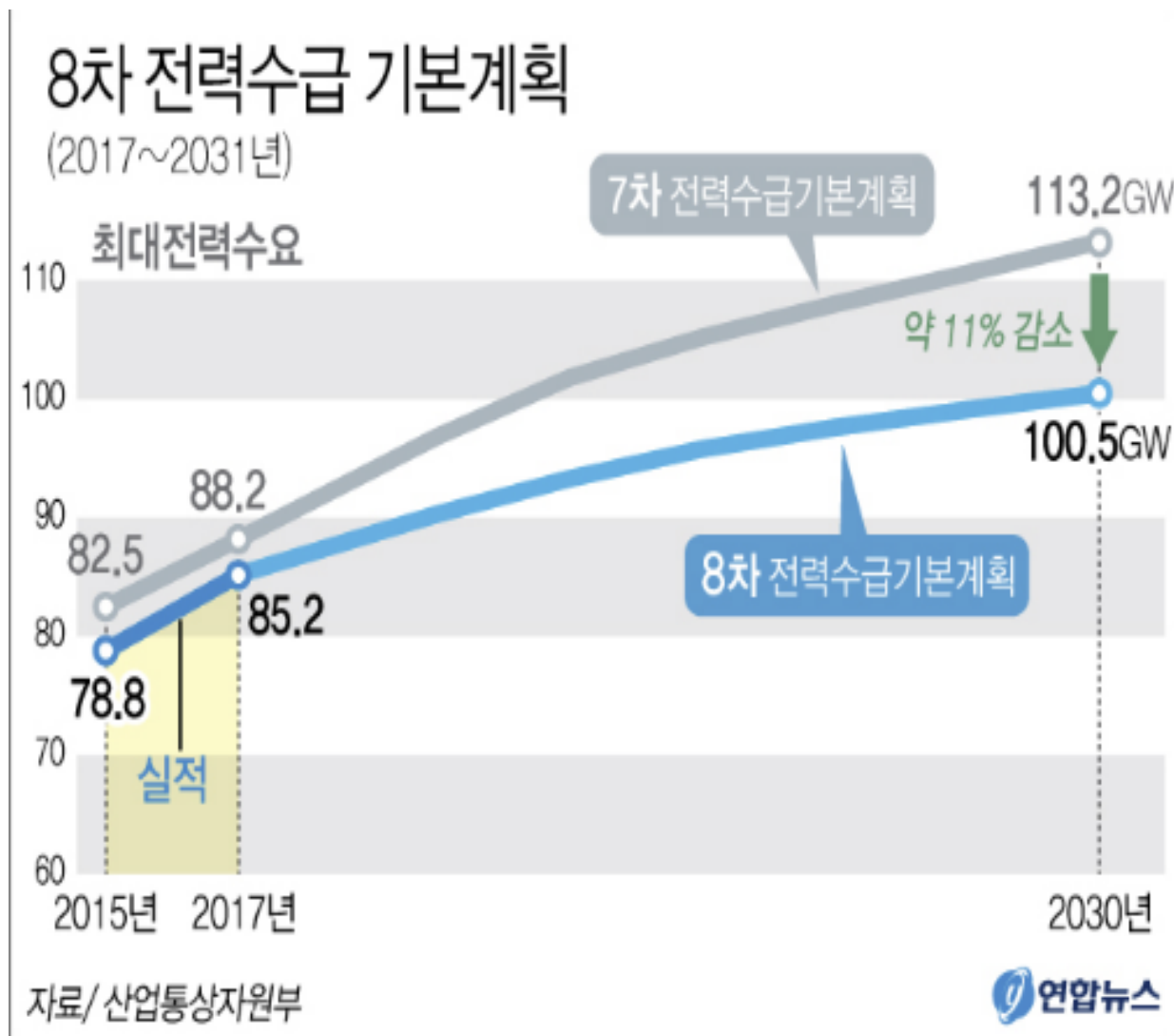
전력수급계획 개요

연도	주요 사항	관련 내용
1990년 1월	전기사업법 전부개정	전기사업법 전부개정을 통해 장기전력수급계획 을 법정 계획으로 처음 도입. 동력자원부 장관이 계획을 공고하도록 법제화
1991년 10월	1차 장기전력수급계획 수립	법 개정 이후 첫 번째 장기전력수급계획 수립. 당시에는 절차적 설명 없이 각 항목당 표로만 구성된 5페이지 분량의 단순한 계획 발표
2000년	5차 장기전력수급계획 발표	대체에너지, 수요 관리, 환경관리 등이 추가된 계획 수립. 그러나 여전히 간결한 형태로, 표지 포함 8페이지에 불과
2000년 12월	전기사업법 전부개정	전력산업구조개편에 따라 전기사업법 전부개정 . 전력 산업 민영화 및 한전의 발전 독점 해체. 민간 발전사업자 진입 허용 및 자회사로의 분리 진행
2002년 8월	1차 전력수급기본계획 수립	발전사업의 민간 참여 확대 이후 첫 번째 전력수급기본계획 수립. 39페이지(부록 포함 67페이지)로 분량이 증가하였으나, 여전히 밀실 혐의 비판 존재
2013년	전력수급계획 개정	국회 상임위 보고 및 온실가스 감축 목표 부합 조항 추가. 그러나 공청회 개최 의무는 완화되어 진행 불가 시 개최하지 않을 수 있다는 조항이 추가됨

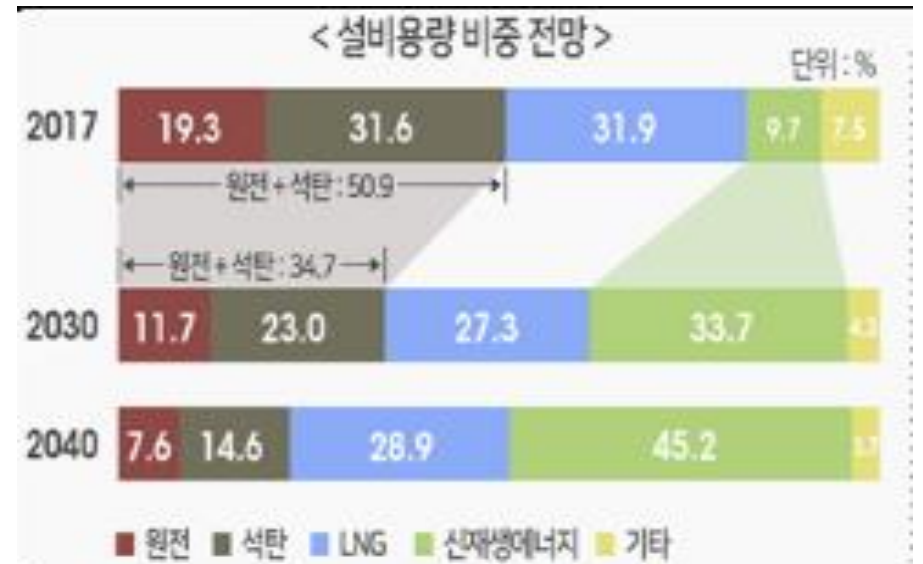
8차 전력수급 기본계획

- 개요: 2017년 12월 29일, 2020년부터 2034년까지 15년간의 계획
- 수요전망
 - 2031년 최대전력수요는 113.4GW로 전망, 연평균 증가율 1.3% (7차 계획 대비 0.6%p 감소)
- 수요관리
 - 2031년까지 기준수요 대비 전력소비량 14.5%, 최대전력수요 12.3% 감축 목표
 - 효율향상, 부하관리, 스마트그리드 등을 통해 달성 계획
- 설비계획
 - 2031년 목표 설비용량 173.7GW (기준 설비 예비율 22% 반영)
 - 원전 및 석탄발전 감축, 신재생 및 LNG발전 확대
- 전원믹스 변화
 - 2031년까지 원전(비중 23.9%→11.7%)과 석탄(비중 45.3%→36.1%) 감소
 - 신재생에너지 비중 6.2%에서 20%로 증가

8차 전력수급 기본계획



김토일 기자 / 20171214 / 트위터 @yonhap_graphics, 페이스북 tuneey.kr/LeYN1



※ BAU 시나리오: 현재 전력시장제도 기준, 연료비는 2017년 기준

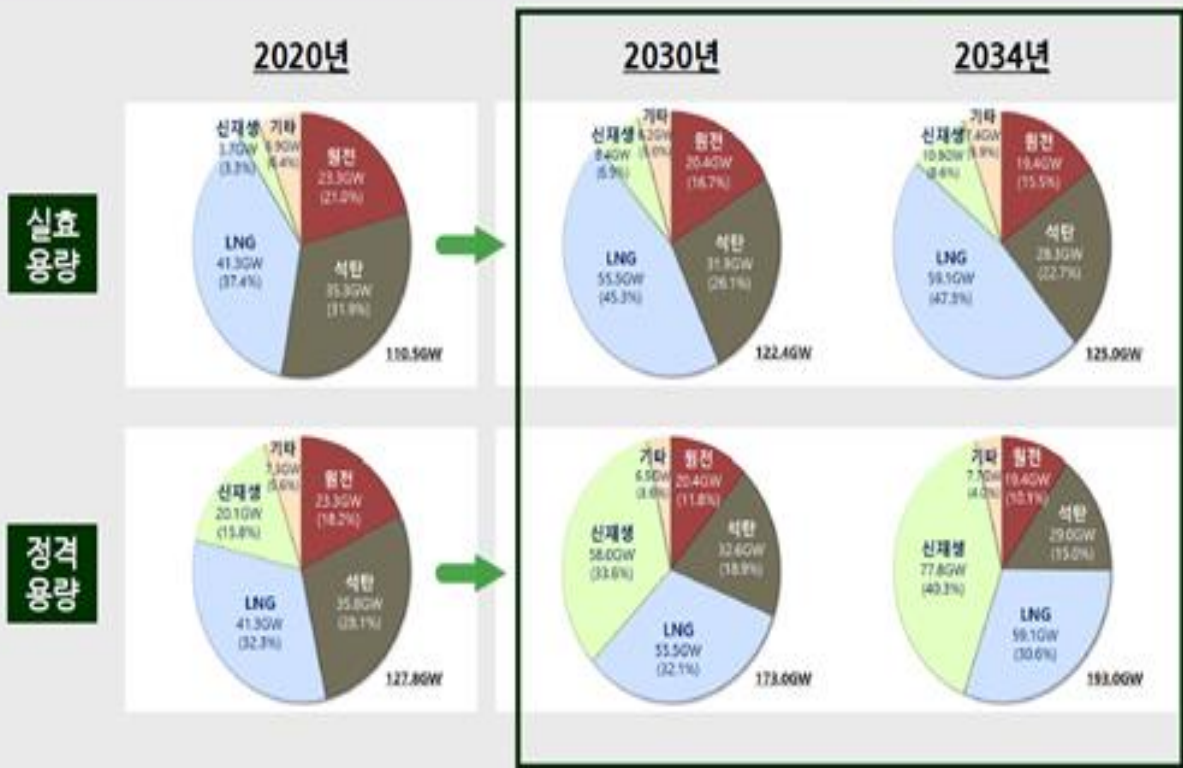
※ 8차목표 시나리오: 급전순위 결정시 환경비용 반영, 발전연료간 세제조정 가능

9차 전력수급 기본계획

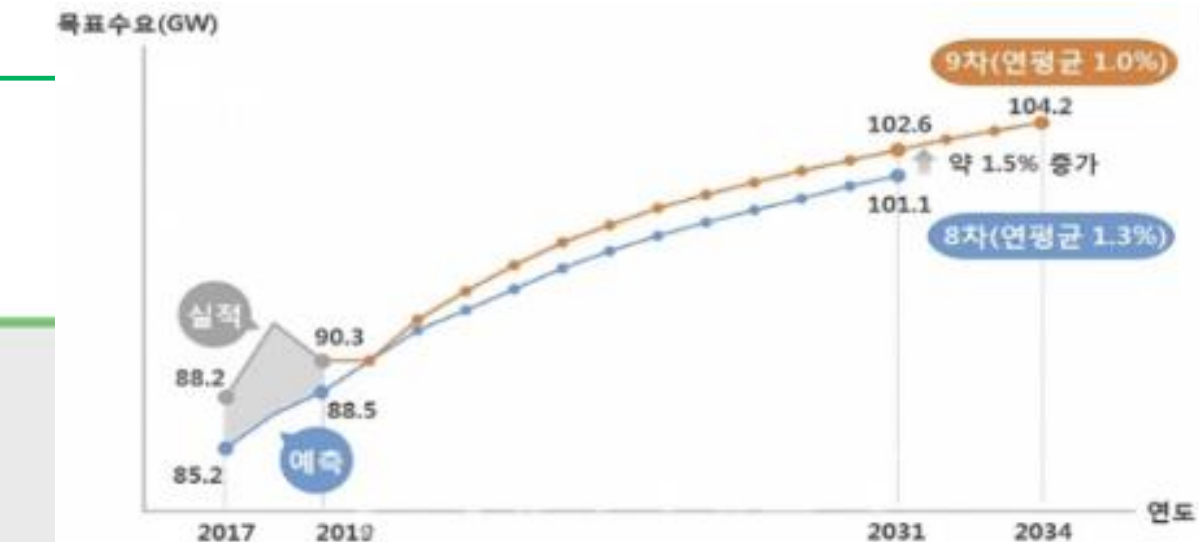
- **개요:** 2020년 12월 28일에 확정 및 공고, 2020년부터 2034년까지 15년간의 계획
- **수요전망**
 - 2034년까지 기준수요 대비 전력소비량 14.9%, 최대전력수요 12.6% 감축 목표
 - 효율향상, 부하관리, 신규수단 도입 등을 통해 달성 계획
- **설비계획**
 - 2034년 목표 설비용량 125.1GW (기준 설비 예비율 22% 반영)
 - 원전 및 석탄발전 감축, 신재생 및 LNG발전 확대
- **전원믹스 변화**
 - 2034년까지 원전(18.2%→10.1%)과 석탄(28.1%→15.0%) 비중 감소
 - 신재생에너지 비중 15.8%에서 40.3%로 증가
- **재생에너지**
 - 2034년까지 신규 재생에너지 설비 62.3GW 보급 목표, 2034년 재생에너지 발전비중 22.2%

9차 전력수급기본계획

전원믹스 전망



▶ 실효용량 기준으로 원전·석탄 비중은 감소, LNG·신재생 비중은 증가



석탄 : 현재 60기 중 30기(15.3GW) 폐지, 신규 7기(7.3GW) 준공

• 8차 계획에서 폐지 반영된 10기를 포함하여 9차 계획에서 총 30기 폐지

※ 석탄설비 '20년 35.8GW → '22년 38.3GW → '30년 32.6GW → '34년 29.0GW (6.8GW ↓)

LNG : 폐지되는 석탄 30기 중 24기(12.7GW) LNG 전환 등 추진

※ LNG설비 '20년 41.3GW → '22년 43.3GW → '30년 55.5GW → '34년 59.1GW (17.8GW ↑)

원전 : 4기(5.6GW) 준공, 노후 11기(9.5GW)는 수명연장 금지

※ 원전설비 '20년 23.3GW → '22년 26.1GW → '30년 20.4GW → '34년 19.4GW (3.9GW ↓)

신재생 : 3차 예기본('19.6) 및 그린뉴딜 계획('20.7) 보급 목표 달성(정격용량 기준)

※ 신재생 '20년 20.1GW → '22년 29.4GW → '30년 58.0GW → '34년 77.8GW (57.7GW ↑)

• 전원별 피크기여도를 고려한 실효용량은 10.8GW

10차 전력수급 기본계획

- **개요:** 2023년 1월 12일 확정, 2022년부터 2036년까지 (총 15년)
- **수요전망**
 - 2036년까지 연평균 1.2% 증가 예상, 2036년 전력 최대 수요는 117.3GW로 전망
 - 2022년 기준 전력 수요: 91.2GW
- **수요관리**
 - 수요 관리 목표: 수요 관리를 통해 약 20GW의 수요 절감 목표 설정, 에너지 효율 개선과 전력 피크 관리로 수요관리 강화
- **설비계획**
 - 2036년 목표 설비용량: 143.1GW로 설정
 - 설비예비율은 약 22%로 유지 계획, 원전과 재생에너지 설비 확충, 석탄 발전 축소
- **전원믹스 변화**
 - 원전 발전 비중: 2036년까지 34.6%로 확대 계획
 - 신재생에너지 2036년까지 30.6%로 증가
- **전력시장 제도 개선**
 - 경쟁 촉진을 위한 전력시장 제도 개선 및 PPA(전력구매계약) 제도 개편 추진

10차 전력수급 기본계획

- ◇ 탈원전 및 탈석탄
- ◇ 신재생 중심의 에너지전환
(원전 ↓, 석탄 ↓, 신재생에너지 ↑)

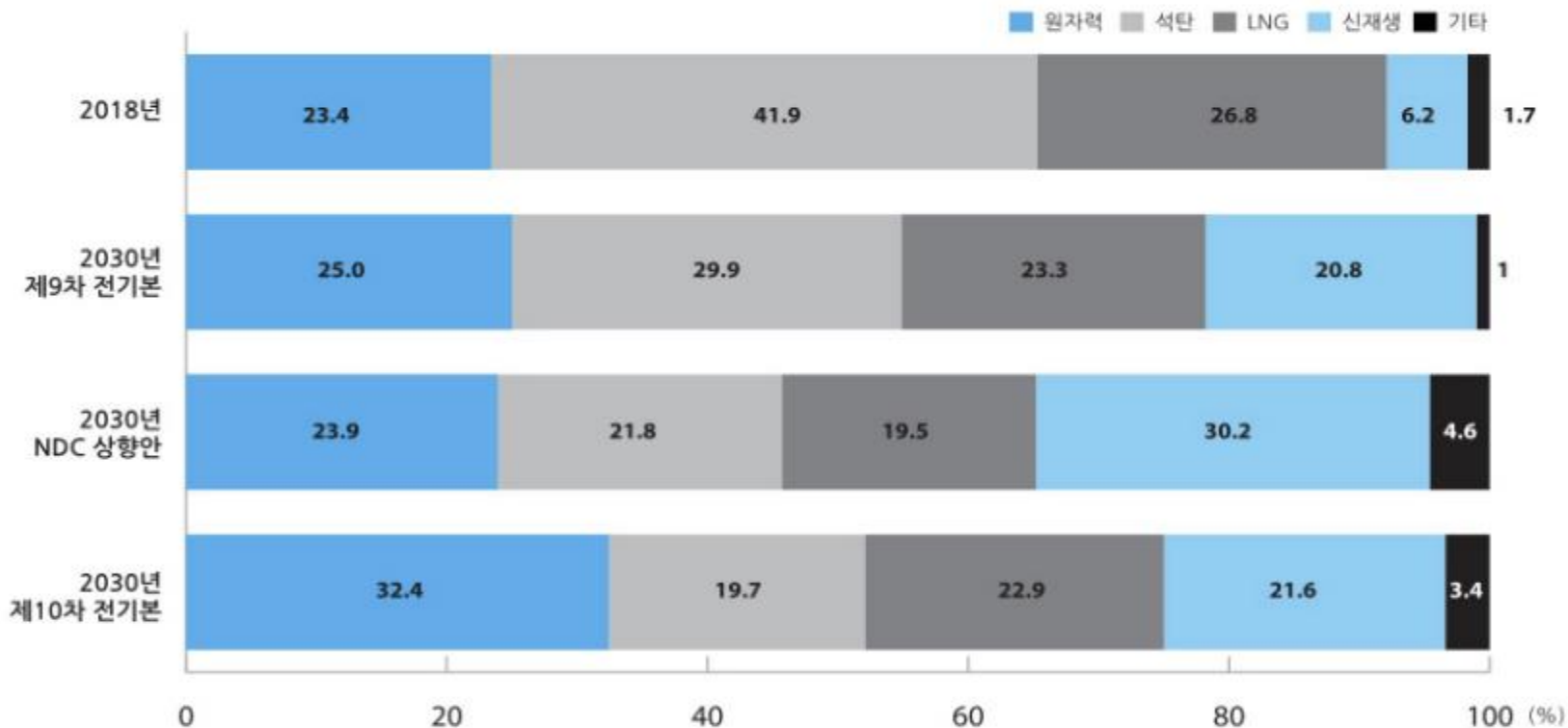
▲ 8,9차(왼쪽)와 10차 전력수급기본계획 비교.

- ◇ 실현가능하고 균형잡힌 전원믹스
- ◇ 원전의 활용, 적정 수준의 재생e
(원전 ↑, 석탄 ↓, 신재생에너지 ↑)

원전	24.7GW	31.7GW(+7)	· 원전 계속운전 및 신규원전 반영
석탄	38.1GW	27.1GW(-11)	· '36년까지 노후석탄 28기 폐지(現 58기)
LNG	41.3GW	64.6GW(+23.3)	· 신규 LNG 및 노후석탄 LNG 전환 반영
신재생	29.2GW	108.3GW(+79.1)	· 현실적 보급전망 반영

▲ 2022년과 2036년 발전원별 설비용량 변화(정격용량 기준).

발전량 비중 비교



전력수급계획의 목표의 변화

전력수급기본계획

1차 전력수급기본계획

(2002~2015, 2002년 8월 발표, 2015년 기준)

원자력	유연탄	LNG	중유	경유	무연탄	수력
34.6	27.8	25.4	2.8	0.1	1.0	8.3

2차 전력수급기본계획

(2004~2017, 2004년 12월 발표, 2017년 기준)

원자력	유연탄	LNG	중유	경유	무연탄	수력	대체
30.3	24.4	26.3	3.6	0.2	0.9	7.1	7.3

3차 전력수급기본계획

(2006~2020, 2006년 12월 발표, 2020년 기준)

원자력	유연탄	LNG	중유	경유	무연탄	수력·양수	신재생	집단·기타
29.0	27.4	27.7	2.3	0.2	0.6	6.7	2.1	4.0

4차 전력수급기본계획

(2008~2022, 2008년 12월 발표, 2022년 기준)

원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단
32.6	28.6	0.6	22.9	3.6	4.7	4.0	3.1

5차 전력수급기본계획

(2010~2024, 2010년 12월 발표, 2024년 기준)

원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단
31.9	26.9	1.0	20.8	3.6	4.1	7.1	4.3

6차 전력수급기본계획

(2013~2027, 2013년 2월 발표, 2027년 기준)

원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단
22.7	28.2	0.5	20.1	0.8	3.0	20.2	4.7

7차 전력수급기본계획

(2015~2029, 2015년 7월 발표, 2029년 기준)

원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단
23.4	26.4	0.4	20.6	0.7	2.9	20.1	5.5

8차 전력수급기본계획

(2017~2031, 2017년 12월 발표, 2031년 기준)

원자력	석탄	LNG	신재생	석유	양수
11.7	22.9	27.2	33.6	0.8	3.8

9차 전력수급기본계획

(2020~2034, 2020년 12월 발표, 2034년 기준)

원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타
10.1	15.0	30.6	40.3	3.4	0.6

10차 전력수급기본계획

(2022~2036, 2023년 1월 발표, 2036년 기준)

원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타
13.2	11.3	27.0	45.3	2.7	0.5



11차 전력수급기본계획 실무안

- **개요:** 제11차 전력수급기본계획(2024-2038) 실무안, 현재 실무안이 발표
- **수요전망**
 - 2038년 최대전력 수요(목표수요): 129.3GW
 - 모형수요 128.9GW + 추가수요 16.7GW - 수요관리 16.3GW
- **설비계획**
 - 2038년 목표 설비용량: 157.8GW (기준 설비예비율 22% 반영)
 - 2038년 확정설비: 147.2GW
- **전원믹스 변화**
 - 2038년 원자력 35.6%, 신재생에너지 32.9%, 석탄 10.3%, LNG 11.1%, 수소·암모니아 5.5%
 - 무탄소 에너지 비중 2023년 약 40%에서 2038년 70.2%로 증가
- **신규설비 계획**
 - 2031-2032: LNG 열병합발전 2.5GW, 2033-2034: 수소 혼소 전환 조건부 열병합발전 1.5GW
 - 2035-2036: SMR 0.7GW, 무탄소 에너지 1.5GW, 2037-2038: 대형 원전 최대 3기 (4.4GW) 건설 고려

11차 전력수급 기본계획 실무안

- **개요:** 제11차 전력수급기본계획(2024-2038) 실무안, 현재 실무안이 발표
- **수요전망**
 - 2038년 최대전력 수요(목표수요): 129.3GW
 - 모형수요 128.9GW + 추가수요 16.7GW - 수요관리 16.3GW
- **설비계획**
 - 2038년 목표 설비용량: 157.8GW (기준 설비예비율 22% 반영)
 - 2038년 확정설비: 147.2GW
- **전원믹스 변화**
 - 2038년 원자력 35.6%, 신재생에너지 32.9%, 석탄 10.3%, LNG 11.1%, 수소·암모니아 5.5%
 - 무탄소 에너지 비중 2023년 약 40%에서 2038년 70.2%로 증가
- **신규설비 계획**
 - 2031-2032: LNG 열병합발전 2.5GW, 2033-2034: 수소 혼소 전환 조건부 열병합발전 1.5GW
 - 2035-2036: SMR 0.7GW, 무탄소 에너지 1.5GW, 2037-2038: 대형 원전 최대 3기 (4.4GW) 건설 고려

11차 전력수급 기본계획 실무안



제10차 전력수급기본계획의 발전원별 발전량 및 비율(2030년)

(단위: TWh, %)

구분	원전	석탄	LNG	신·재생	수소· 암모니아	기타	합계
2030년	201.7 (32.4%)	122.5 (19.7%)	142.4 (22.9%)	134.1 (21.6%)	13.0 (2.1%)	8.1 (1.3%)	621.8 (100%)

자료: 산업통상자원부, 「제10차 전력수급기본계획(2022~2036)」, 2023.1.13.

제11차 전력수급기본계획 실무안의 발전원별 발전량 및 비율(2030년, 2038년)

(단위: TWh, %)

구분	원전	석탄	LNG	신·재생	수소· 암모니아	기타	합계		
								탄소	무탄소
2030년	204.2 (31.8%)	111.9 (17.4%)	160.8 (25.1%)	138.4 (21.6%)	15.5 (2.4%)	10.6 (1.7%)	641.4 (100%)	301.9 (47.1%)	339.4 (52.9%)
2038년	249.7 (35.6%)	72.0 (10.3%)	78.1 (11.1%)	230.8 (32.9%)	38.5 (5.5%)	32.5 (4.6%)	701.7 (100%)	209.1 (29.8%)	492.6 (70.2%)

주: 무탄소에너지 = 원전 + 신·재생 + 수소·암모니아 - 연료전지·석탄가스화복합발전(IGCC)

자료: 산업통상자원부 보도자료, “「제11차 전력수급기본계획」 실무안 공개”, 2024.5.31.

11차 전력수급 기본계획 비판

총평: 제11차 전력수급기본계획의 한계

- 기후변화 대응 의지 부재: IPCC 목표인 1.5도 제한을 달성하려면 2030년까지 신속한 온실가스 감축이 필수적이거나, 제11차 계획은 실효적인 기후변화 대응 방안이 부족.
- 재생에너지 목표 미달: 2038년 재생에너지 비중 32.9%로 설정되었으나 이는 OECD 평균 수준에 불과하며, 주요 국가들의 2035년 100% 탈탄소 목표와 비교해 부족.
- 원전 및 SMR 한계: 기술적 불확실성과 긴 건설기간으로 인해, 향후 10년 동안의 온실가스 감축에 기여하기 어려움.

11차 전력수급 기본계획 비판

수요 전망

- 전력수요 증가: 2038년 목표 수요 157.7GW로 제10차 계획 대비 10% 증가(36년 목표 144.0GW). 이는 전력 수요 관리를 사실상 포기한 결과.
- 수요관리 목표 후퇴: 수요관리 목표가 17.7GW에서 16.3GW로 감소, EERS 도입에도 불구하고 수요 관리 실효성 저하.
- 전력수요 과다 전망 우려: 과다하게 부풀려진 수요 전망은 불필요한 발전소 설치를 초래할 수 있음.

재생에너지

- 정부의 재생에너지 목표 착시: 정부는 2030년 재생에너지 용량 3배 확대를 약속했으나, 태양광·풍력만 기준으로 계산해 착시 효과 발생.
- 실제 목표와 격차: 수력과 바이오매스를 포함한 재생에너지 용량 97.5GW 목표와 달리, 72GW만 제시되어 국제사회 약속과 25.5GW 차이 발생.
- 재생에너지 보급 목표 부족: 2030년 기준 재생에너지 발전량 비중은 21.6%로 제10차 계획과 동일, 실질적인 기후대응 부족.

11차 전력수급 기본계획 비판

화력발전 및 LNG

- **LNG 확대 문제:** 석탄발전 감소는 미미한 반면, LNG 발전은 증가하여 전기요금 상승과 국민 부담으로 이어짐.
- **좌초자산 위험:** 2038년 LNG 가동률은 14%에 불과할 것으로 예상되어, 석탄에서 LNG로 전환 시 좌초자산 위험이 큼.
- **비싼 LNG, 부족한 재생에너지:** 석탄 대안은 재생에너지가 되어야 함에도 불구하고, LNG 확대는 경제성 문제로 이어짐.

원전/SMR

- **원전 확대의 문제:** 원전 발전 비중은 글로벌 차원에서 감소 중이며, 경제성 및 안전성 문제가 큼.
- **건설기간의 한계:** 원전의 평균 공사기간은 9.4년, 국내 신규 원전은 13.9년으로 예상되어, 기후변화 대응에 즉각적인 기여 어려움.
- **SMR 불확실성:** SMR 프로젝트는 높은 비용과 불확실성으로 경제성이 낮으며, 태양광보다 비싼 전력 생산 예상.



Reforming Korea's Electricity Market for Net Zero

탄소중립을 향한 한국 전력시장 개선방안

Tae Eui Lee – Research Fellow, Electricity Policy Research Team, KEEI
이태의 - 에너지경제연구원 전력정책연구팀 연구위원

9th December 2021

International
Energy Agency

Korea's net zero objectives and their link with the economy

한국의 탄소중립 목표와 한국경제와의 연관성

In 2019, Korea's annual emissions from fuel combustion stood at 586 mtCO₂ and among the highest in the developed world with 11.3 tCO₂/capita.

2019년 한국의 연료 연소로 인한 연간 탄소배출량은 586mtCO₂, 1인당 11.3tCO₂ 수준으로 캐나다, 호주, 미국 다음으로 높은 수준

The power sector is responsible for 37% of its total annual emissions with industry a close second at 36%. It relies on fossil fuel, mainly on coal and natural gas, and generated 585.3 TWh in 2019.

2018년 기준 전력부문은 연간 총 배출량의 37%, 산업 부문은 36%를 차지 석탄과 천연가스 등 화석연료에 의존하는 전력부문은 2019년 585.3TWh 발전

Korea is highly integrated into the global economy, [being 6th in total exports and 9th in total imports](#).

총수출 6위, 총수입 9위를 차지하는 등 세계 경제와 긴밀한 유대를 가진 한국

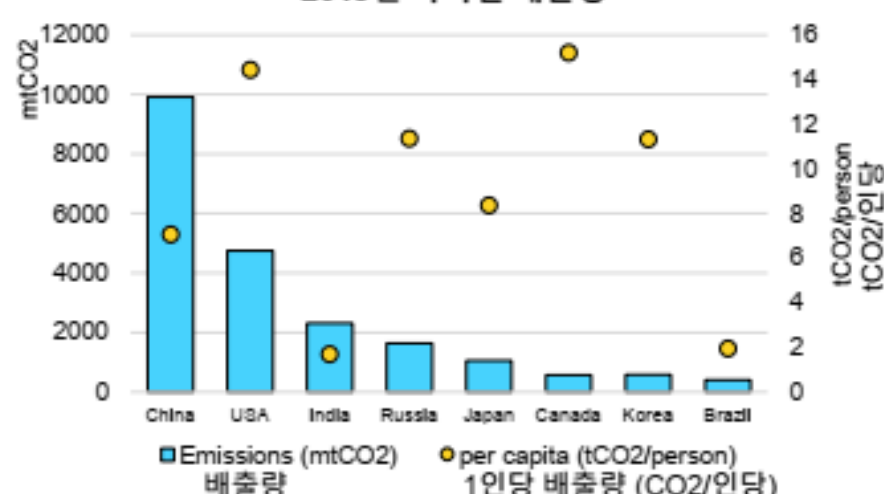
High value added export sectors are closely integrated with industrial sectors for domestic consumption such as iron & steel.

고부가가치 수출 부문은 철강과 같은 내수용 산업 부문과 밀접하게 연관

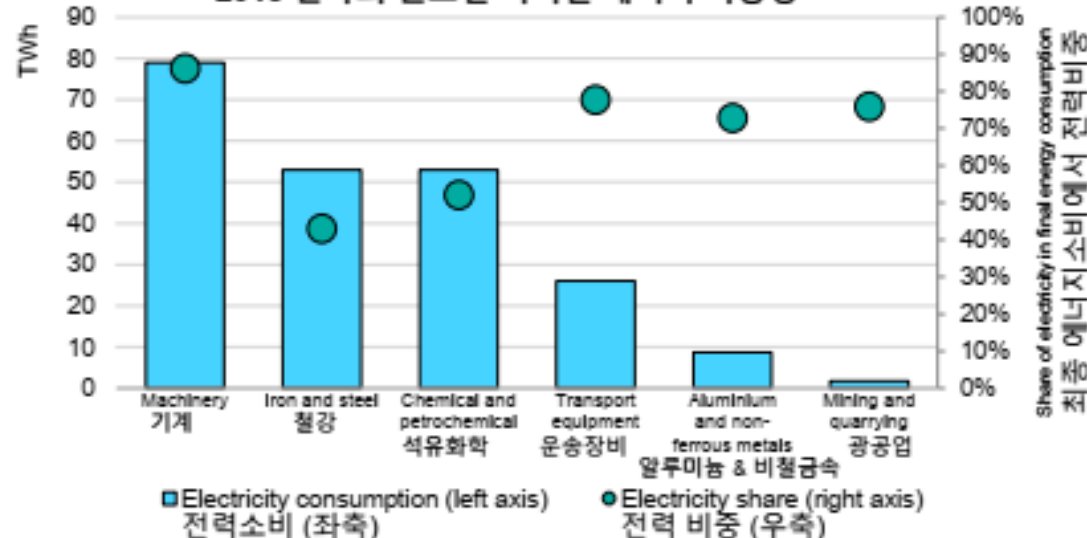
Industry is highly reliant on the power sector with 49% of total consumption coming from electricity.

산업부문은 전력부문에 크게 의존, 전체 소비량 중 49%를 전력이 차지

Emissions by country 2019
2019년 국가별 배출량



Energy use by source, per sector in Korea in 2019
2019 한국의 원료별 섹터별 에너지 사용량



As an export powerhouse, it is important that achieving the country's net-zero is compatible with export competitiveness
한국은 수출강국으로서 탄소중립 달성은 수출경쟁력과 양립하는 것이 중요

Net Zero Pathways in the Korea's policy framework

넷제로를 향한 한국의 정책 구조



Emission targets in the Korean Net Zero Strategy

한국 탄소중립전략에서 탄소배출량 목표

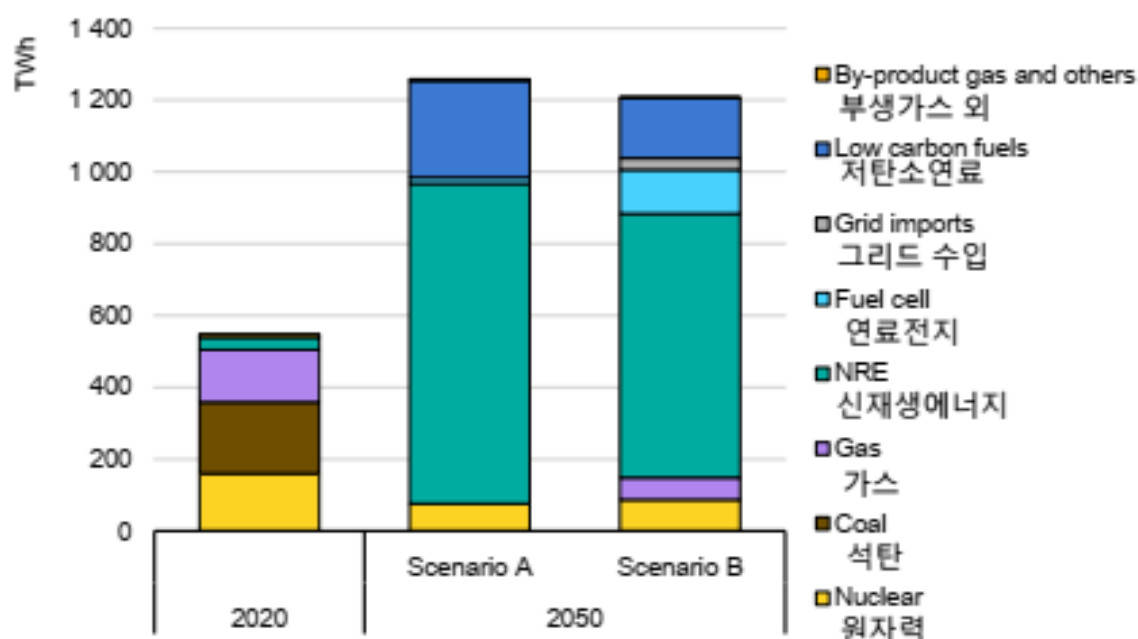
2018 탄소배출량

2050 탄소배출량

		2018 emissions (MtCO ₂ -eq)	2050 emissions (MtCO ₂ -eq)	
			Scenario A	Scenario B
전환	Power	289.6	0	20.7
산업	Industry	280.5	51.1	51.1
건물	Building	52.1	6.2	6.2
수송	Transport	98.1	2.8	9.2
농축수산	Agriculture	24.7	15.4	15.4
폐기물	Waste	17.1	4.4	4.4
수소	Hydrogen	0	0	9
탈루	Fugitive	5.6	0.5	1.3
중간합계	SUBTOTAL	727.7	80.4	117.3
흡수원	Sink*	-41.3	-25.3	-25.3
	CCUS	0	-55.1	-84.6
직접공기포집	Direct Air Capture**	0	0	-7.4
합계	TOTAL	686.4	0	0

Power generation by 2050 in the Korea net-zero strategy

2050년 한국의 탄소중립 전략에서 전력부문 발전량



In either of Korea's two decarbonisation paths, the power sector will dramatically change- achieving zero or very low levels of decarbonisation – New market and investment frameworks are needed to achieve this transformation .

한국의 탄소중립 시나리오 중에서 전력 부문은 완전한 탈탄소 또는 저탄소 달성이라는 극적인 변화 발생
이러한 전환을 달성하기 위해서는 새로운 시장과 투자의 프레임워크 설계가 필요

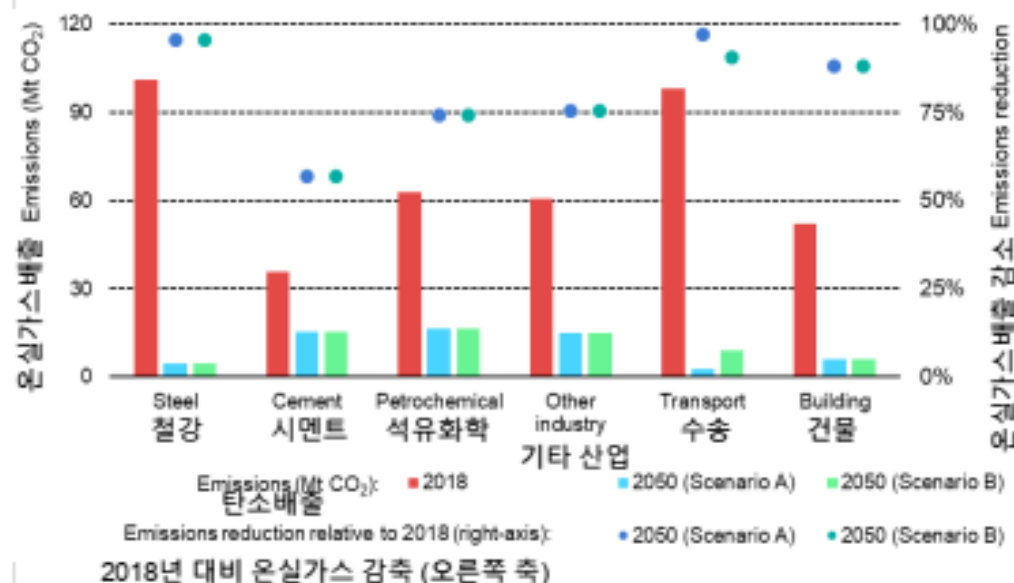
The role of direct electrification for greater emission reductions

탄소배출 감소를 위한 전력화의 역할



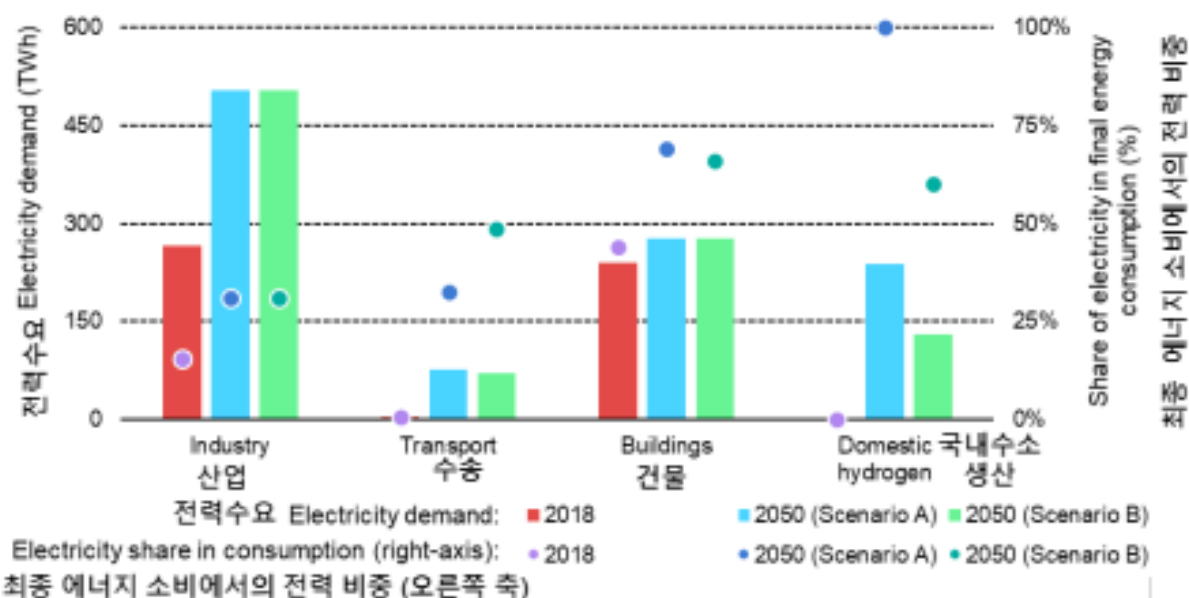
Emissions reduction per sector according to the Korean net-zero strategy

한국 탄소중립전략에 따른 섹터별 온실가스 배출 감소



Growth in electricity demand and share in total final energy consumption in Korea according to its net-zero strategy

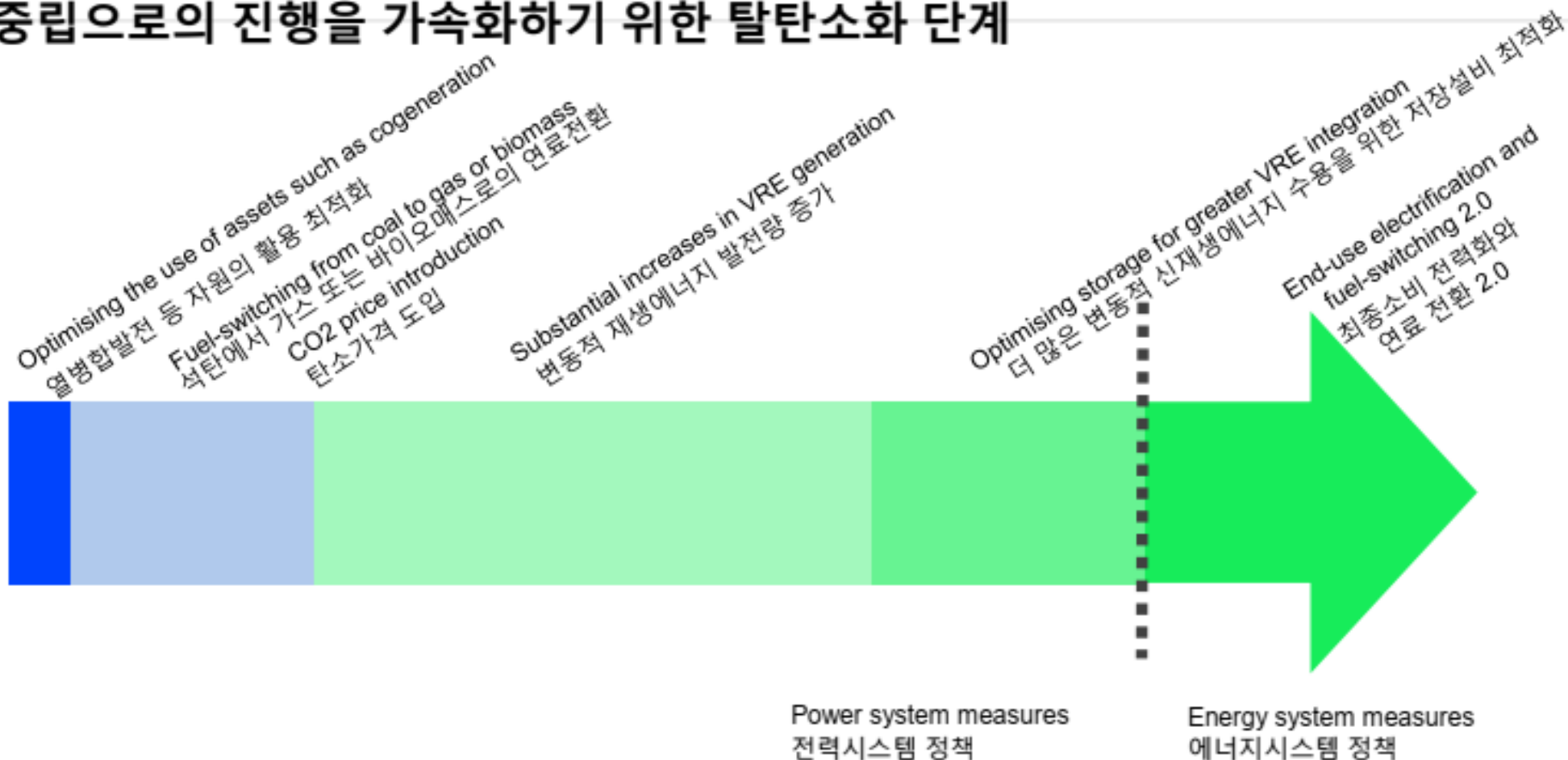
한국 탄소중립전략에 따른 전력수요증가 및 최종에너지 내 비중



Increasing the supply of affordable clean electricity can contribute to reducing industrial emissions, without affecting competitiveness both through direct and indirect electrification of industrial processes

합리적인 가격에 공급할 수 있는 청정에너지 기반 전력이 증가하면
산업 공정의 직·간접적인 전력화를 통해 경쟁력에 영향을 미치지 않으면서 배출량 감소에 기여가 가능

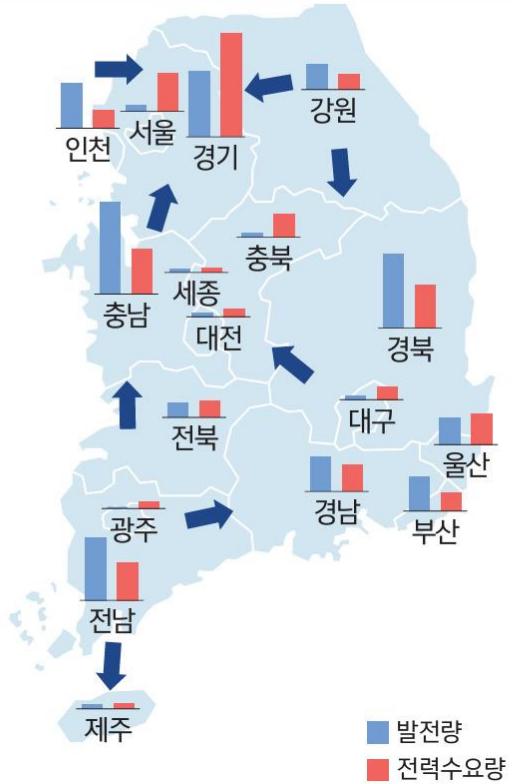
Decarbonisation phases to accelerate progress 탄소중립으로의 진행을 가속화하기 위한 탈탄소화 단계



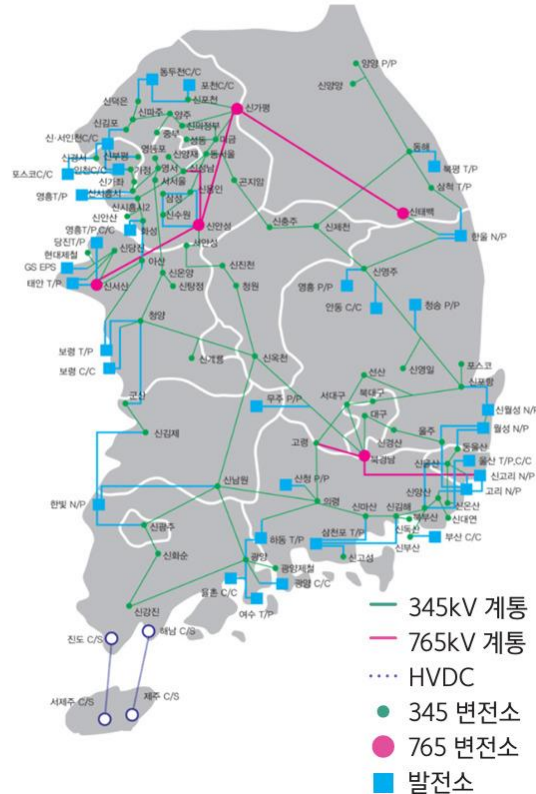
Options for decarbonisation can be assessed in terms of their economic merit and their technical feasibility
경제성과 기술적 가능성에 기반하여 탈탄소 수단을 구성

분산에너지법(2024.6.)

지역별 전력공급과 전력수요 ('21년 기준)



우리나라의 전력계통도 ('21년 기준)



송전망 최소화



탄소중립



에너지산업 창출



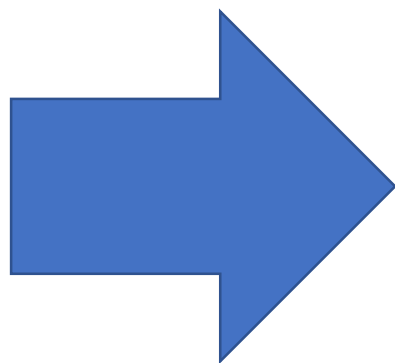
송·배전 비용은 개인보단 수도권에서 대규모 전력을 소비하는 사업자에게 부과할 것으로 전망
 데이터센터 같은 대규모 전력소비시설을 지을 땐 사전에 '전력계통영향평가'를 실시
 실제 시장에 어떻게 작동할지는 상세(안) 확인 필요



5. 추가적 생각

전력산업 근간의 변화

안정적인
기반 + 인프라
산업



혁신적인
성장산업



한전 누적 부채 200조

전력산업 개편, 구조조정 혹은 시장화가 필요할까?
전기요금이 저렴한 게 뭐가 문제일까? 어떻게 개선해야 할까?

경제 경제일반

한전 빚 200조 넘었다...자금조달 한계 내몰리나

기자 박종오, 안태호

수정 2023-08-22 21:02 등록 2023-08-22 21:02



한국전력, 7개 자회사서 3.2조 실탄 챙겼지만...2027년까지 하루 이자만 130억

박규빈 기자 | 승인 2024.01.01 13:42 | 댓글 0



200조 넘는 부채, 조금도 못 줄이고 이자 갚기에도 벅차

[기자수첩] 에너지전환을 위한 민영화 필요

이상복 기자 | 승인 2024.01.01 06:10



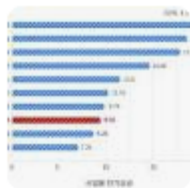
[이투뉴스] 우리나라 에너지요금은 정치도구화된 지 오래다.

에너지경제신문

[이슈분석] "산업, 낮은 전기요금에 의존...기업 경쟁력 강화 명분에 한전만 희생양"

기업, 농가 등 전력 이용 주체들은 비용과 자신의 수입을 고려해 극대치의 편익을 발생시키는 합리적·효율적 소비를 하지만 왜곡된 가격체계로 인해...

2023. 7. 25.



(정보) 한전의 적자와 전기요금

<OECD 전기요금 비교>

OECD국가별 가정용 전기요금 수준비교				OECD국가별 산업용 전기요금 수준비교			
가정용				산업용			
국가명	\$/MWh	수준	비고	국가명	\$/MWh	수준	비고
독일	380	211		영국	187.5	163	
스페인	312	173		독일	185.9	161	
이탈리아	287.4	159	'20년	아일랜드	173.4	150	
영국	278.9	155		이탈리아	171.1	149	'20년
일본	240.2	133		일본	146.8	127	
스위스	234.6	130		스페인	145.8	126	
프랑스	228.7	127		프랑스	136	118	
호주	212	118		폴란드	119.8	104	
라트비아	209.7	116		이스라엘	97.7	85	'19년
체코	206.5	115		터키	96.5	84	
슬로바키아	195.5	110		대한민국	95.6	83	
미국	137.2	76		헝가리	94	81	
캐나다	124.5	69		캐나다	92.6	80	
대한민국	108.4	60		멕시코	89.5	78	'18년
아이슬란드	106.3	59	'15년	핀란드	83.6	72	
터키	96.6	54		미국	72.6	63	
멕시코	62.9	35	'18년	스웨덴	63	55	'20년
OECD평균	180.3	100		OECD평균	115.5	100	

한국의 재생에너지 비중의 국제 비교

- 1. 한국은 2030년까지 온실가스 배출량을 40% 감축하고 메탄가스 배출량을 절반으로 줄이는 것을 목표
- 2. COP28에서 한국은 2030년까지 재생에너지 용량을 3배로 늘리고 에너지 효율을 2배로 높ی겠다고 약속
- 3. 한국의 재생에너지 보급은 2023년 전체 발전량에서 9.64%로 세계 평균과 아시아 평균에 크게 미치지 못함
- 4. 풍력과 태양광 발전의 비중은 2023년에 5.3%에 불과해 한국의 재생에너지 보급이 상대적으로 낮음
- 5. 원자력 발전을 포함하더라도 한국의 청정 전력 비중은 40.32%로, OECD 평균인 49.96%에 미치지 못함
- 6. 한국은 인도네시아와 함께 초기 보급 단계인 1단계에 속해 있으며, 대부분의 OECD 국가보다 뒤처져 있음

Figure 4: South Korea's Clean Electricity in Power Mix, 2023 (%)

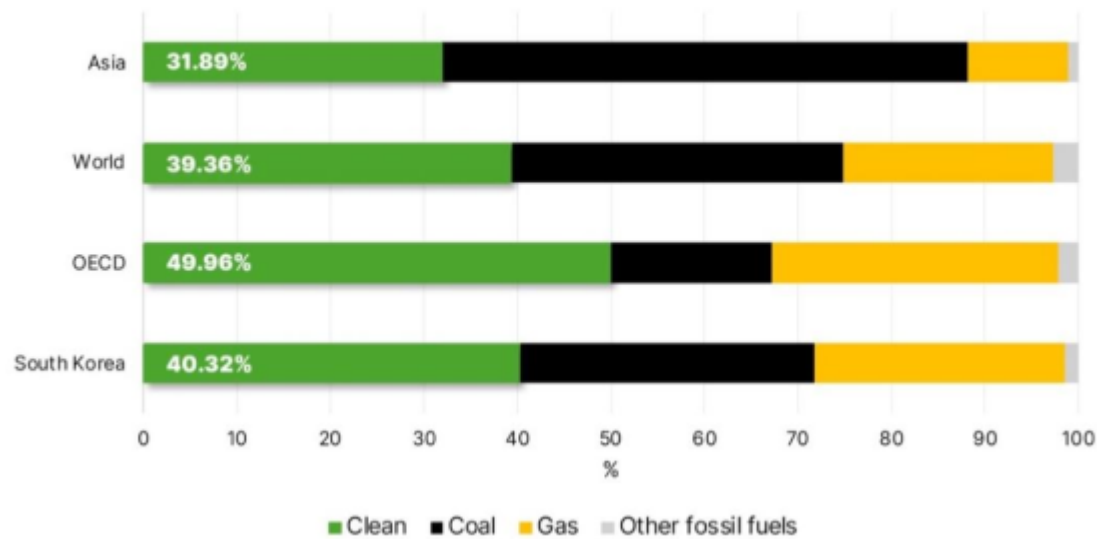
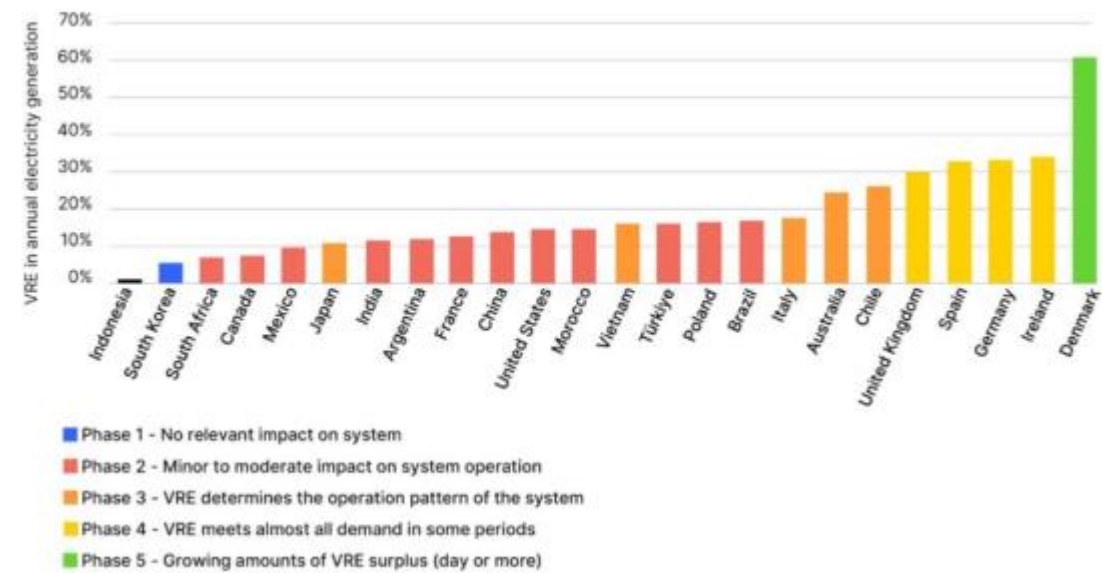


Figure 5: IEA VRE Phase Comparison by Country

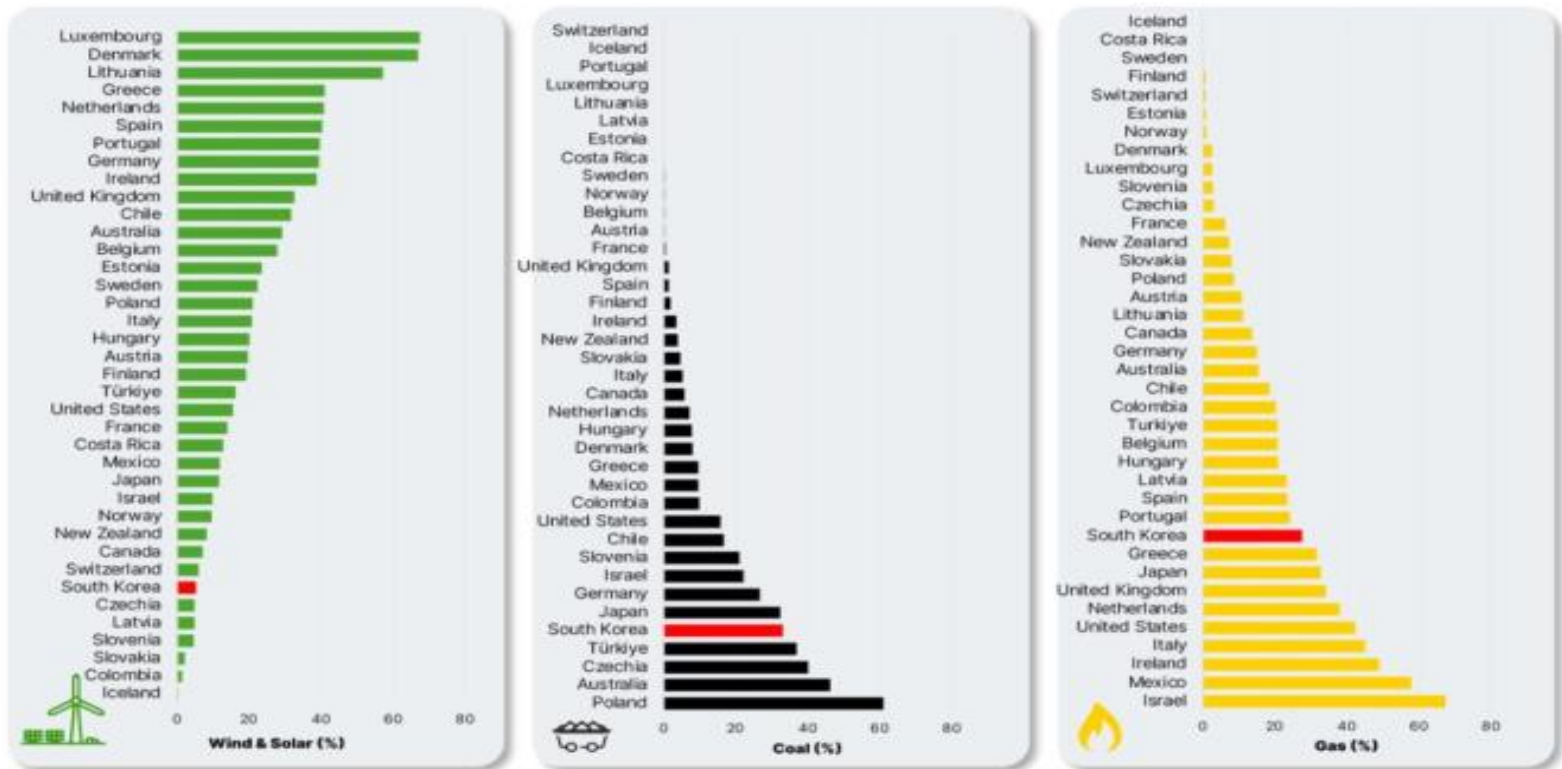


Source: IEA. Renewables 2023 – Analysis and forecast to 2028. January 2024. Page 77.

한국의 재생에너지 비중의 국제 비교

- 1. 2023년 글로벌 추세에 따르면, 전 세계적으로 전체 전력의 30%가 재생에너지로 생산될 것이라는 전망과 달리, 한국의 재생에너지 발전 비중은 아직 이에 크게 미치지 못하고 있다.
- 2. 국제재생에너지기구(IRENA)의 1.5°C 시나리오에 따르면, 2030년까지 전 세계 전력 생산량의 약 68%를 재생 에너지로 충당해야 하지만, 한국의 목표는 2030년까지 재생에너지 비중을 21.6%, 2038년까지 32.9%로 설정
- 3. 한국의 풍력 및 태양광 발전 비중은 OECD 38개국 중 32위로 낮으며, 재생에너지 발전 비중이 30%에 도달하는데 다른 국가보다 최소 15년 이상 뒤처져 있음

Figure 7: South Korea's Wind/Solar, Coal and Gas Power Rankings in OECD, 2023 (%)



용인 반도체 밸리 : 전력공급 가능할까?

용인 반도체 클러스터 10GW 전력공급 3단계 방안 개요

※정부, 연내 기업 수요조사 거쳐
구체적 로드맵 확정

1단계

부지 내 가스화력발전소
6기(3GW) 건설 초기 수요 대응

- 석탄발전소 폐쇄 가스발전 대체 일환
- 수소 혼소(최대 50%) 방식으로 탄소 저감

3단계

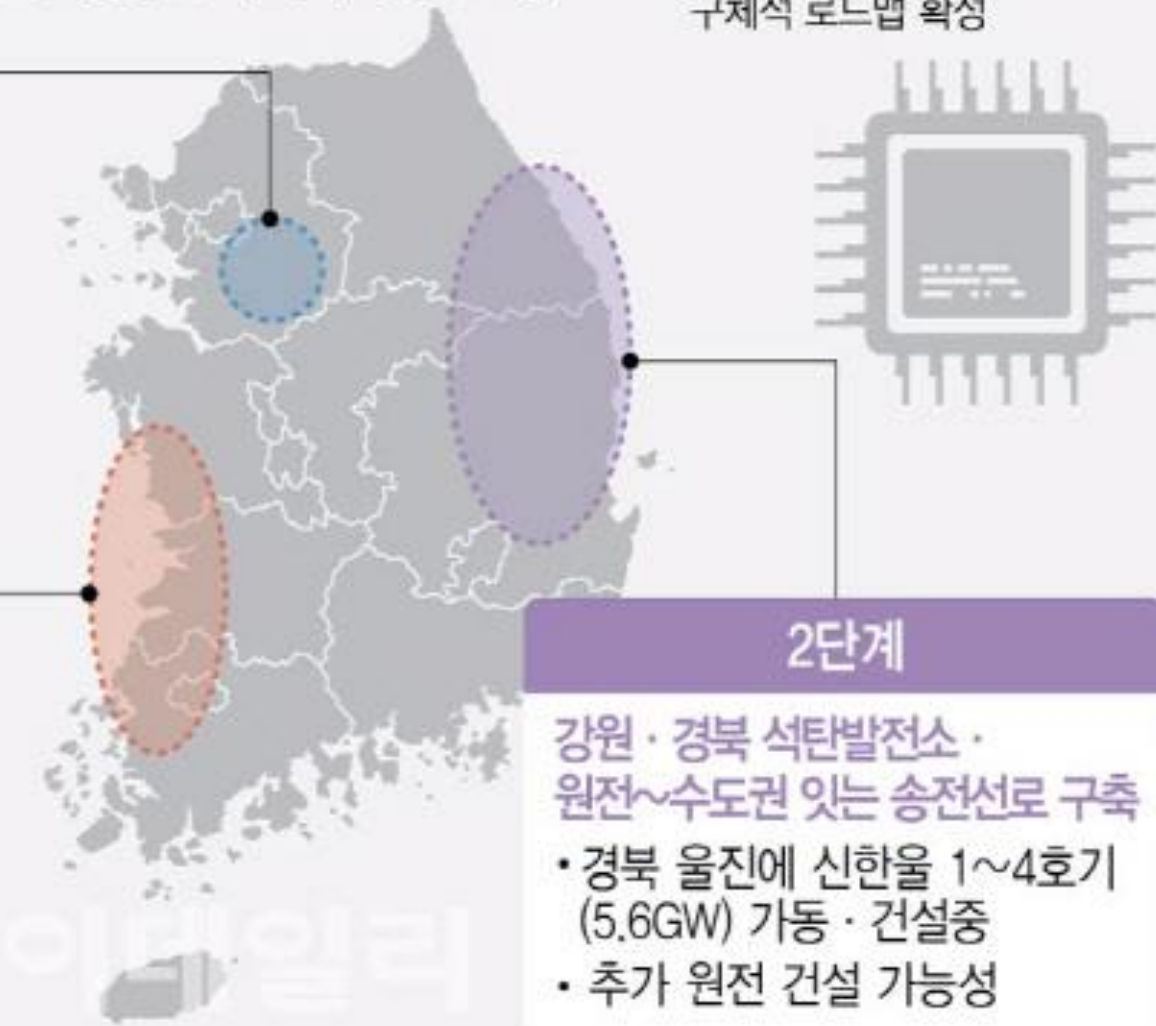
호남 재생발전 · 원전~수도권
잇는 해저 송전선로 구축

- 재생발전량 급증으로 봄 · 가을 공급 과잉
- 서해안에 RE100 대응가능 대규모 해상풍력도

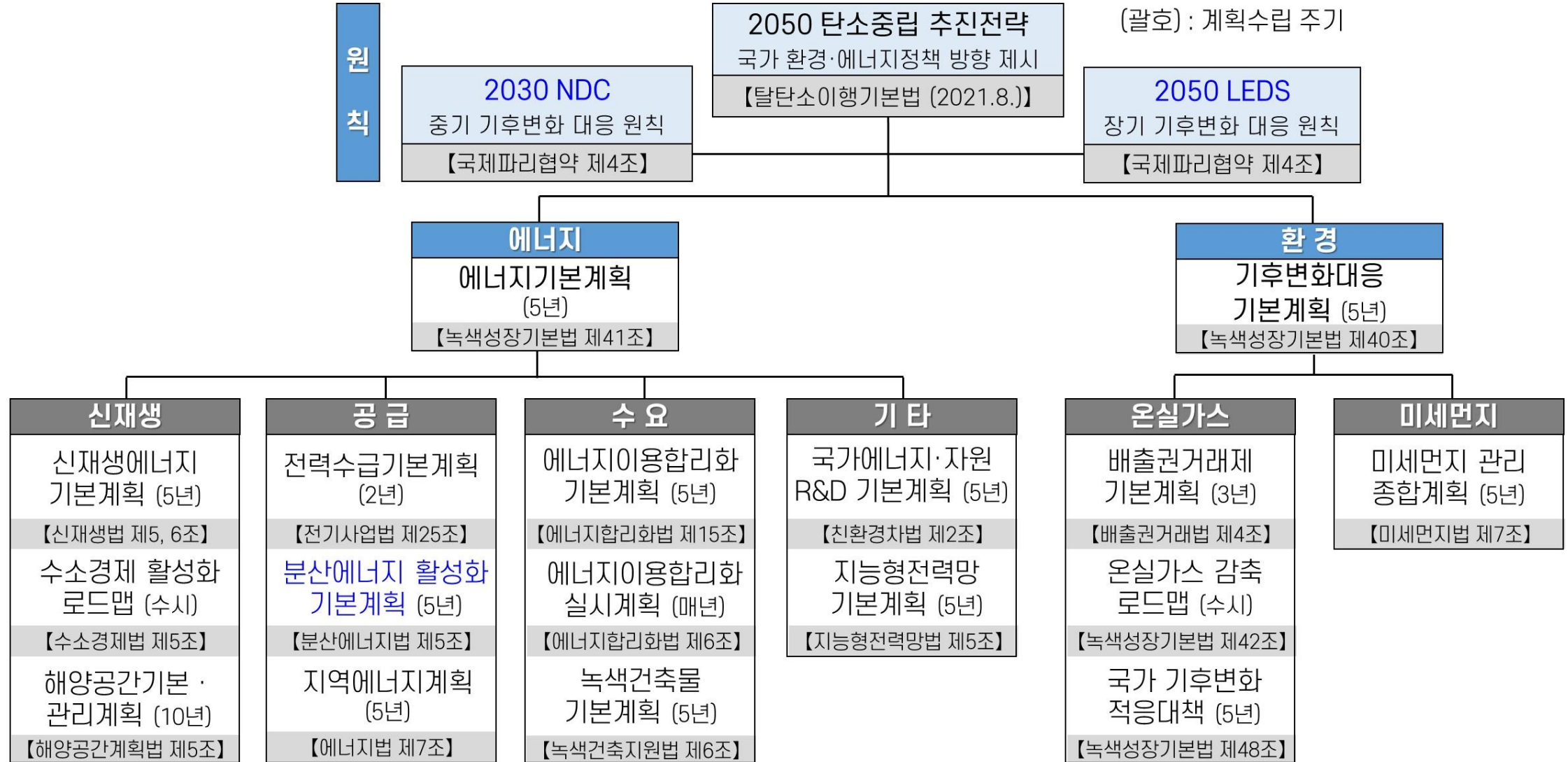
2단계

강원 · 경북 석탄발전소 ·
원전~수도권 잇는 송전선로 구축

- 경북 울진에 신한울 1~4호기 (5.6GW) 가동 · 건설중
- 추가 원전 건설 가능성



(정보) 에너지 정책 체계



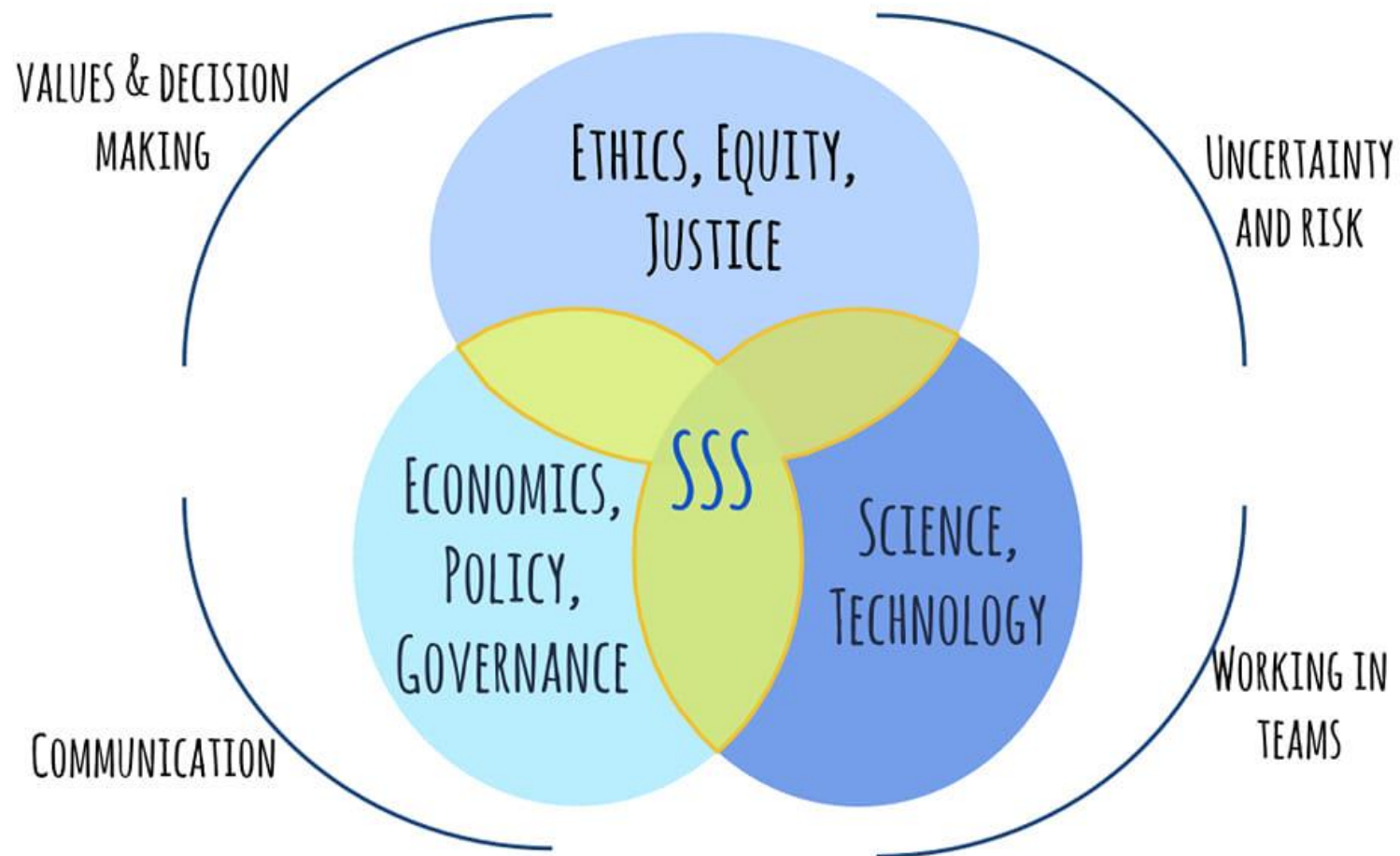
☞ 분산에너지법 제정(시행 2024.6.14.)에 따라, 산업부 주재로 분산에너지 활성화 기본계획 및 연도별 시행계획 마련 예정

※ 참조 : 탄소중립 추진전략 (2020), 정부 보도자료 (2020), 국가법령정보센터 (2021)

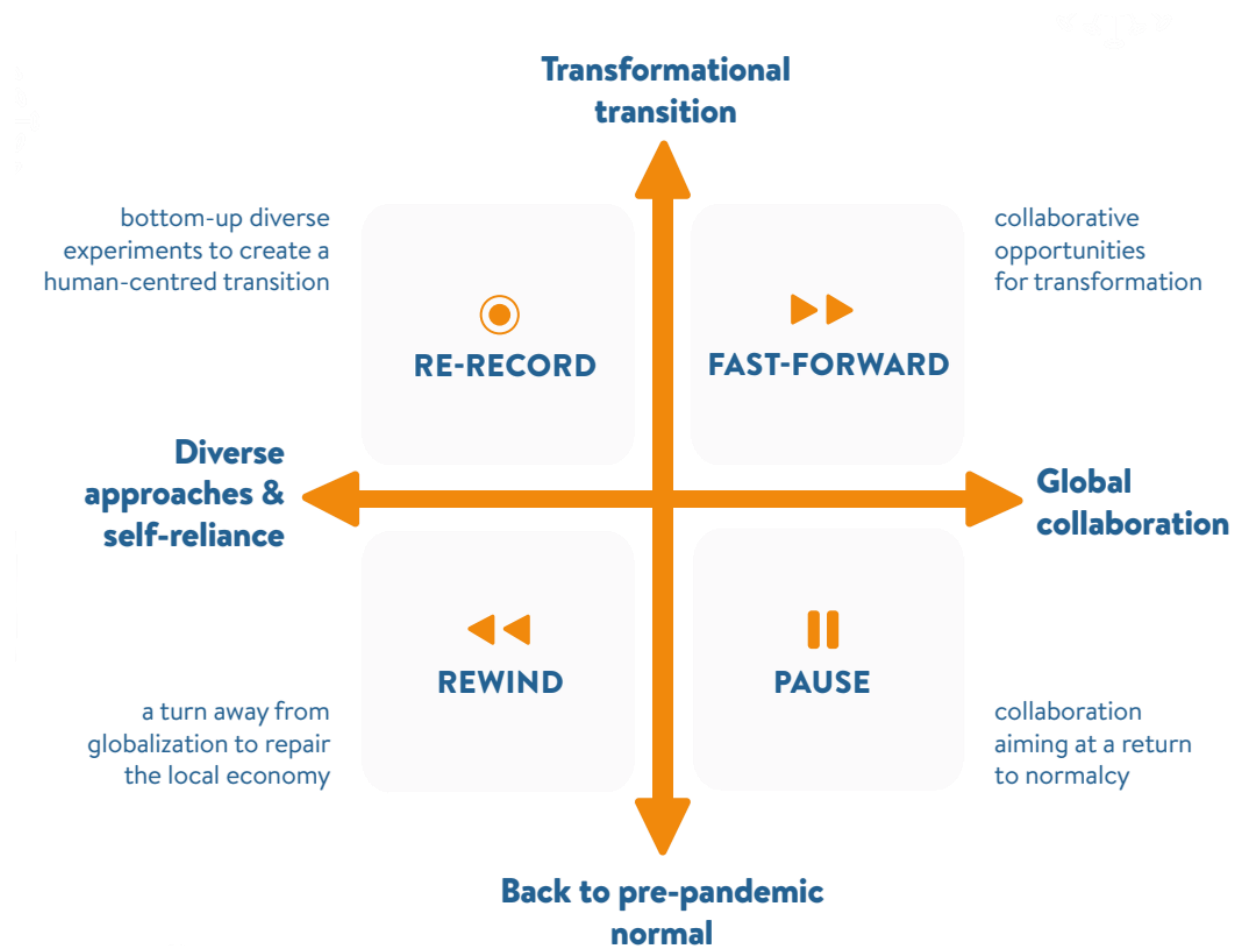
1



가치와 균형

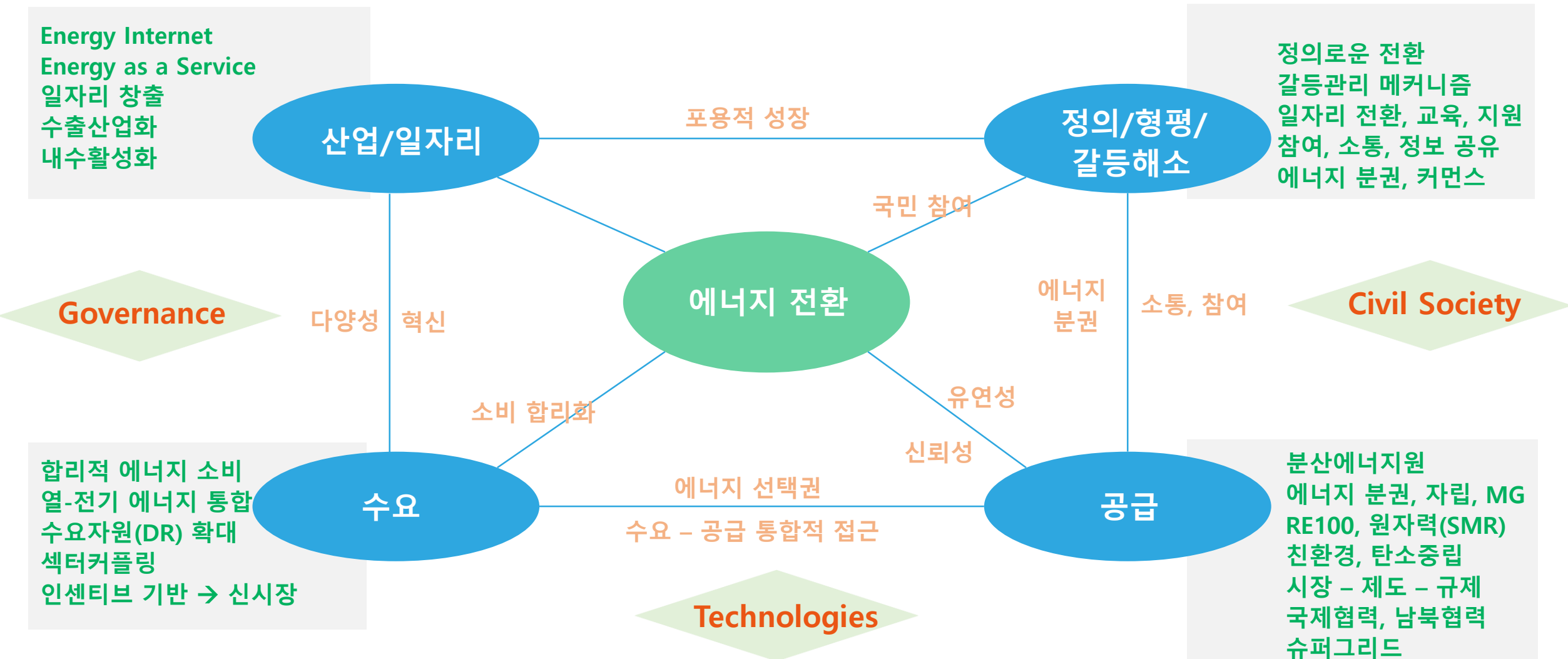


변환적 전환(Transformational Transition)




에너지 전환 정책의 틀

남이 하면 좋을 → 내가 해야 하는 → 내가 해도 좋을 → 내가 하고 싶은



QnA



A DREAM WRITTEN
DOWN WITH A DATE
BECOMES A **GOAL**.

A GOAL BROKEN
DOWN INTO STEPS
BECOMES A **PLAN**.

A PLAN BACKED BY
ACTION MAKES YOUR
DREAMS COME TRUE.