

산업통상자원부 공고 제2025-169호
(2025. 2. 21)

제11차 전력수급기본계획 (2024~2038)

2025. 2. 21.



산업통상자원부

산업통상자원부 공고 제2025 - 169호

제11차 전력수급기본계획(2024~2038) 공고

「전기사업법」 제25조에 따라, 제11차 전력수급기본계획(2024~2038)을 아래와 같이 공고합니다.

2025년 2월 21일
산업통상자원부 장관

목 차

I. 전력수급기본계획 개요	1
II. 전력수급 현황	2
1. 전력수요	2
2. 전력공급	5
III. 제10차 전력수급기본계획에 대한 평가	6
1. 성과	6
2. 보완·개선 필요사항	7
IV. 제11차 전력수급기본계획 기본방향	8
1. 정책환경 변화	8
2. 해외 전원정책 동향	10
3. 제11차 전력수급기본계획 수립방향	13
V. 전력수요 전망 및 수요관리 목표	14
1. 기준수요 전망	14
2. 수요관리 목표	25
3. 목표수요 전망	29
VI. 전환부문 기후변화 대응	31
1. 온실가스 감축경로	31
2. 기후변화 적응방안	32
VII. 주요 발전원별 정책방향	34
1. 노후 화력설비 관리	34
2. 무탄소전원으로서 원전 지속 활용	35
3. 체계적인 재생에너지 확대	36
4. 청정수소·암모니아 발전 확대	38
5. 집단에너지 신·증설 관리	39
6. 양수·BESS 확충	40

VIII. 발전설비 계획	41
1. 수립절차	41
2. 기준 설비예비율 및 목표설비 용량	42
3. 확정설비 용량	43
4. 신규 필요설비 용량	47
5. 전원구성	47
6. 발전량 전망	51
7. 환경 개선효과	54
8. 무탄소전원 확대에 따른 계통안정화 자원 확보방안	56
9. 신규 필요설비 사업자 선정	58
IX. 제주지역 전력수급 전망	59
1. 제주지역 수급현황	59
2. 전력수요 전망	61
3. 발전설비 계획 및 전력수급 전망	64
4. 재생에너지 변동성 대응방안	67
X. 분산에너지 활성화 방안	68
XI. 송·변전설비 계획	69
1. 그간 추진성과 및 평가	69
2. 정책 방향	70
3. 세부계획 수립·시행	74
XII. 전력시장 개선방향	79
1. 그간 전력시장 개선 실적 및 한계	79
2. 전력시장 개편방향	80
XIII. 증장기 검토과제	82

I. 전력수급기본계획 개요

- ① 수립근거 : 중장기 전력수요 전망 및 이에 따른 전력설비 확충을 위해 전기사업법 제25조 및 시행령 제15조에 따라 2년 주기로 수립
* '02년 「제1차 전력수급기본계획」을 시작으로, 금번까지 총 11차례 계획 수립
- ② 계획기간 : 15년 장기계획 (11차 계획기간 : '24~'38년)
- ③ 주요내용 : 전력수급의 기본방향, 장기 전력수급 전망, 발전 및 송·변전 설비계획, 수요관리, 직전 전기분 평가, 분산형전원 확대 등
- ④ 수립절차 : 실무안 마련(총괄위원회) → 전략환경·기후변화영향평가, 관계부처 협의 → 공청회, 국회 상임위 보고 → 전력정책심의회 심의

< 추진 경과 >

- '23.7월 : 제11차 전력수급기본계획 전문가위원회 구성
 - 총괄위원회, 4개 소위 및 7개 워킹그룹 구성
- '23.7월 ~ '24.5월 : 전문가위원회 운영 (총 87회 회의)
- '24.5월 : 제11차 전력수급기본계획 실무안 공개
- '24.6~9월 : 전략환경영향평가 및 기후변화영향평가 협의
- '24.9~10월 : 탄소중립녹색성장위원회 등 관계부처 협의
- '24.9월 : 공청회
- '25.2월 : 국회 산업통상자원중소벤처기업위원회 보고
- '25.2월 : 전력정책심의회 심의·확정

II. 전력수급 현황

◇ (전력수요) 전력소비량과 최대전력 수요 모두 증가 추세 지속

* 기온 민감도 상승으로 전력소비량보다 최대전력 증가율이 높음
(최근 10년 연평균 증가율) 전력소비량 1.5% < 최대전력(하계) 2.8%

◇ (전력공급) 발전설비 규모는 지난 10년간 51GW 확대, 이 중 무탄소전원은 30GW 증가 ('14년 대비 '23년, 원전 +4GW, 신재생 +25GW)

1 전력수요

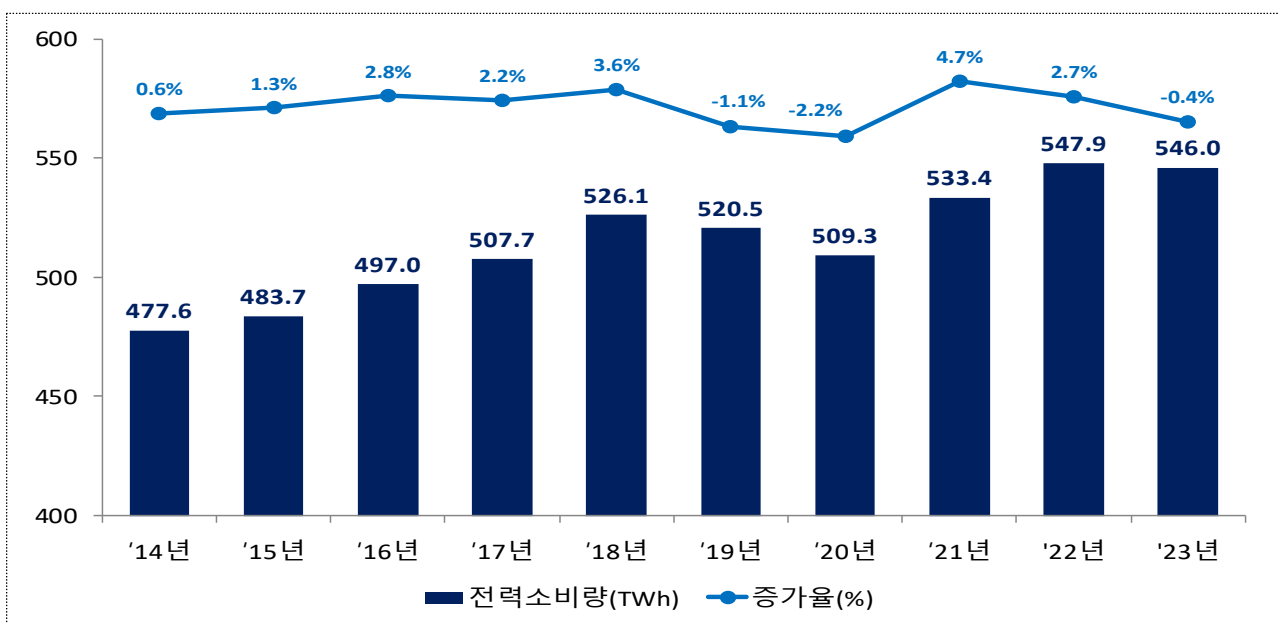
1. 전력소비량

□ 연도별 추이 : '23년 전력소비량 546.0TWh

○ 지난 10년간 전력소비량 연평균 증가율은 1.5%로 증가 추세는 지속, 일부 연도는 경기 둔화, 코로나19 영향 등으로 전력소비량 감소

* 경제성장률(%) : ('18) 2.9, ('19) 2.2, ('20) △0.7, ('21) 4.3, ('22) 2.6, ('23) 1.4

< 연도별 전력소비량 추이 >

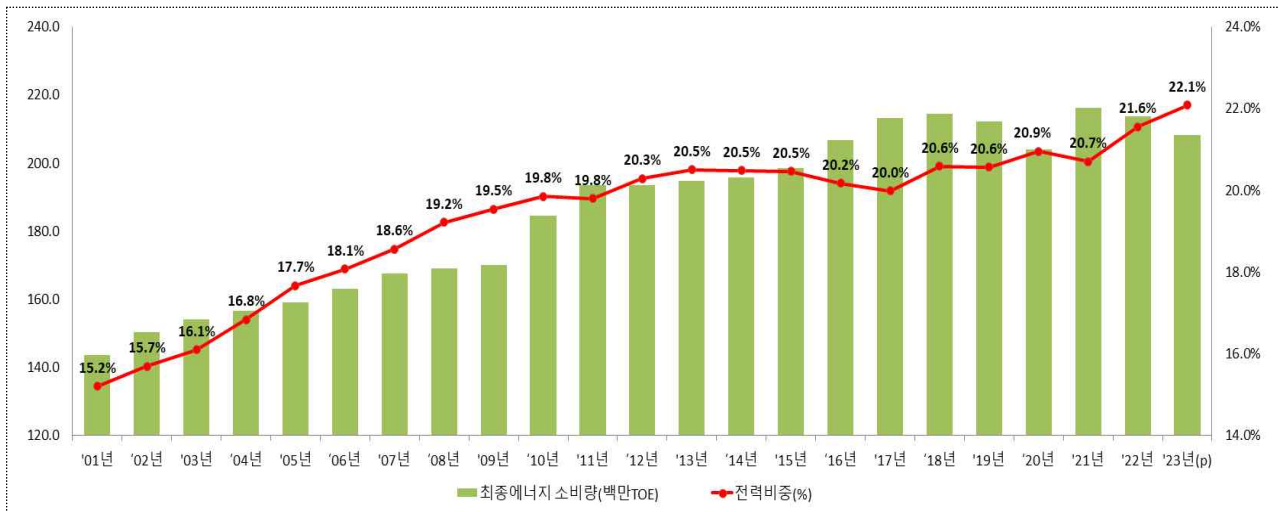


□ 최종에너지 대비 전력소비량 비중

- 전력소비량 증가율이 최종에너지 소비증가율을 상회*하고 있으며 최종에너지 소비량 중 전력소비량 비중('23년 22.1%)도 증가 추세

* '14~'23년, 연평균 전력소비량 증가율 1.5% > 최종에너지 소비량 증가율 0.7%

< 최종에너지 소비량과 전력 비중 >

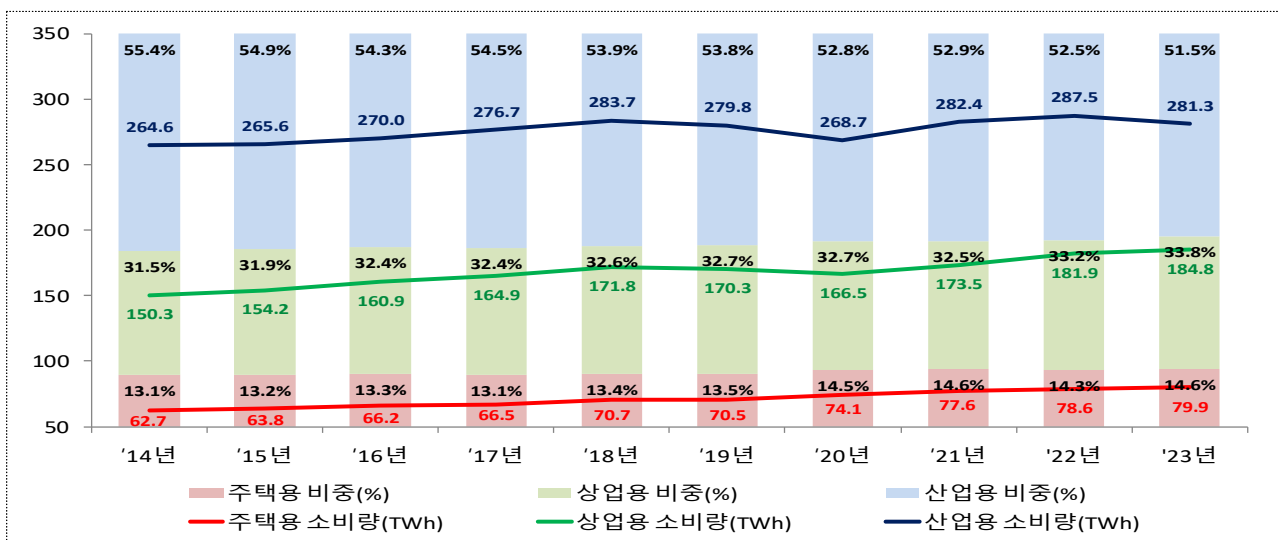


□ 용도별 전력소비량

- 산업용 전력소비 비중은 50% 이상을 유지하고 있으며, 상업용 및 주택용 비중은 점차 상승 중

* '14~'23년 용도별 연평균 전력소비량 증가율(%) : (산업용) 0.7, (상업용) 2.3, (주택용) 2.7

< 최근 10년간 용도별 전력소비량 및 비중 추이 >

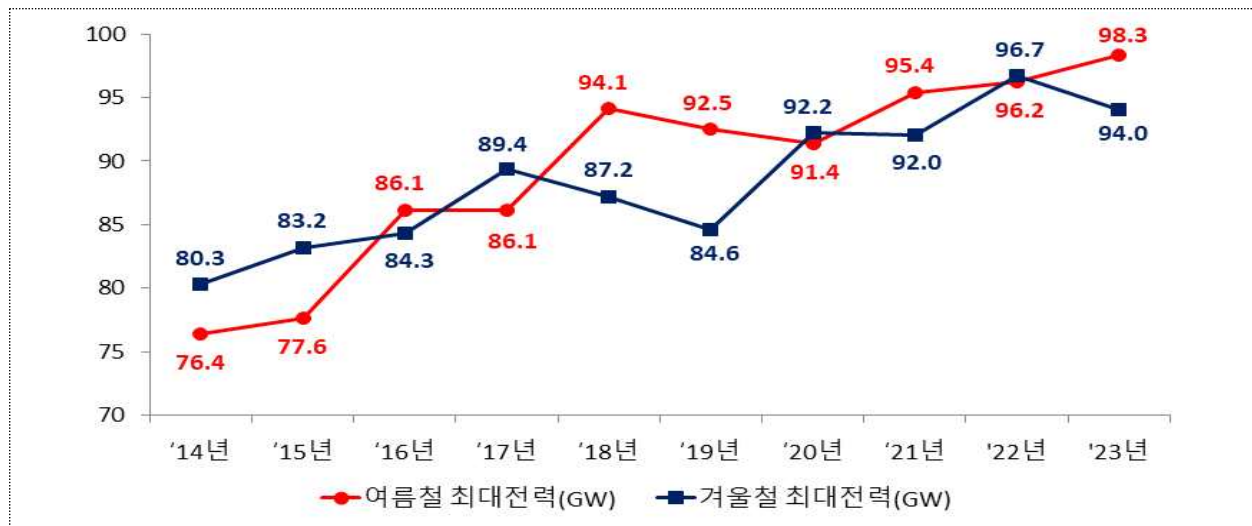


2. 최대전력 (전력계통 기준)

□ 연도별 추이 : '23년 최대전력 98.3GW('23.8.7)

- 여름철, 겨울철 최대전력 모두 전반적으로 증가 추세이며, 최근 10년 증가율은 여름철이 겨울철보다 높음(여름철 2.8% > 겨울철 1.8%)
- 연중 최대전력은 '16년 이후 여름 발생으로 변화(최근 8년 중 여름 5회, 겨울 3회)
 - * 시스템 난방 보급으로 '09~'15년 연속하여 겨울에 연중 최대전력 발생하였으나, '16년 이후 하계 기온 상승, 기온민감도 상승 등으로 주로 여름에 발생
 - ** 연중 최대전력 발생시기 : ('81~'08년) 여름 27회, 겨울 1회 ('09~'15년) 겨울 7회
- '19년 및 '20년은 기온 및 경제상황 등으로 최대전력이 전년 대비 감소했으나, '21년 이후 다시 증가 추세로 회귀

< 연도별 여름철 및 겨울철 최대전력 추이 >



* 최대전력 산정기준 : (하계) 당해연도 7~8월, (동계) 당해연도 12월 ~ 익년도 2월

** '24년 여름철 최대전력 : 101.5GW

- 최대전력은 전력소비량 대비 높은 증가율, 변동성을 보이며, 기온 민감도 증가, 기온 변동성 확대 및 태양광발전 증가 등의 영향으로 평가

< 연도별 전력소비량 및 최대전력 증가율 비교('14~'23년) (단위 : %) >

구분	'14	'15	'16	'17	'18	'19	'20	'21	'22	'23	연평균	표준편차
전력소비량 증가율	0.6	1.3	2.8	2.2	3.6	-1.1	-2.2	4.7	2.7	-0.4	1.5	2.2
최대 여름철 증가율	2.8	1.6	11.0	0.0	9.3	-1.7	-1.2	4.4	0.8	2.2	2.8	4.2
전력 겨울철 증가율	3.7	3.6	1.3	6.0	-2.5	-3.0	9.0	-0.2	5.1	-2.8	1.8	4.1

2

전력공급

□ 설비규모 : '23년말 기준 총 144GW (정격용량 기준)

○ '23년도 발전설비 규모는 '14년말 기준 93GW 대비 51GW 증가

* 총 발전설비 규모는 세계 10위 수준 (미국 EIA, '23년)

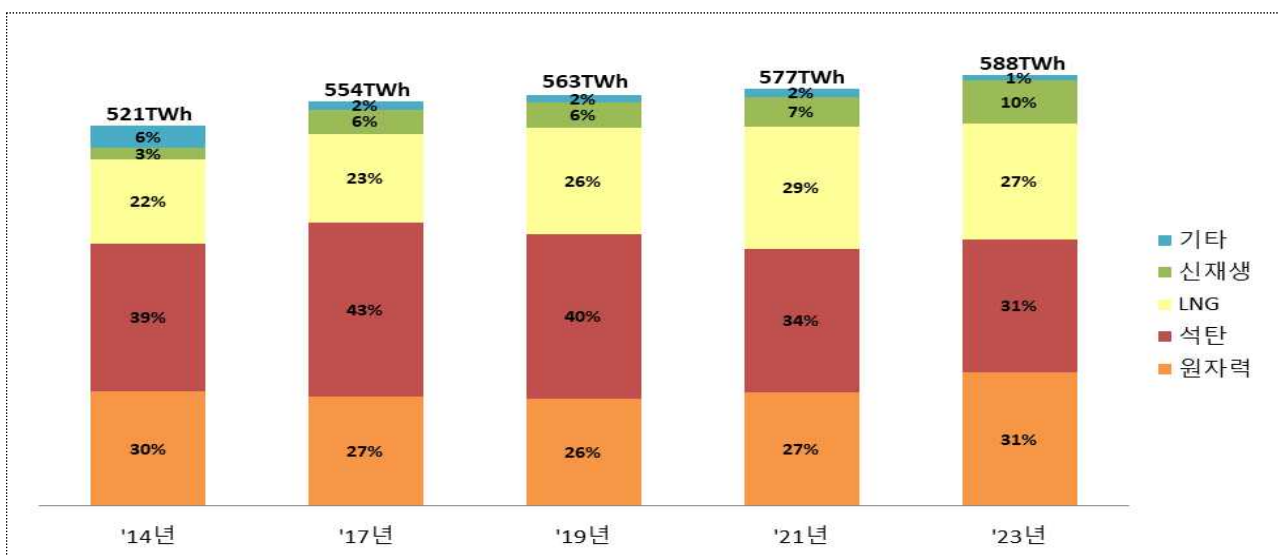
□ 원별 비중('23년) : LNG(30%), 석탄(27%), 신재생(22%), 원자력(17%)

< 원별 발전설비 비중 >



□ 발전량 비중('23년) : 석탄(31%), 원전(31%), LNG(27%), 신재생(10%)

< 원별 발전량 비중 >



Ⅲ. 제10차 전력수급기본계획에 대한 평가

1 성과

- (전력수요) 데이터센터 및 전기화 수요를 처음으로 별도 반영, 이는 최근 AI 확산에 따른 영향* 논의 등 감안시 적기에 반영된 것으로 평가

* OpenAI의 ChatGPT 검색시, 건당 평균 전력사용량은 일반 구글 검색 대비 9.7배 (IEA)

- 총수요 전망체제로 개편하고 '전력시장'에서 '전력계통'으로 전망 대상을 확대*하여 비계량 태양광발전 증가를 감안한 전망 설명력 제고

* 전력계통 수요 = 전력시장 수요 + 한전PPA

- (전원믹스) 원전, 신재생, 수소·암모니아 등 무탄소전원 확대 방향 제시

- (원전) 원전 계속운전, 신한울 #3·4 건설 재개를 통해 「새정부 에너지정책방향」을 구현하고, 안정적 전력공급능력 확보에 기여

- (신재생) 우리 여건에서 실현가능성을 고려하면서도, 향후 성장이 기대되는 해상풍력은 도전적 전망을 제시하여 시장 확대를 촉진

- (수소·암모니아) 수소·암모니아 혼소발전을 전기본에 처음 반영, 이는 관련 기술개발, 인프라 구축 및 시장제도* 마련 촉진에 기여

* 10차 전기본 확정 이후, 세계 최초로 청정수소발전 입찰시장 개설('24.5월)

- (온실가스 감축) 9차 전기본 이후 전환부문 '30년 온실가스 감축목표가 대폭 상향(42.8백만톤 추가감축)되었으나, 이를 달성하는 전원구성 제시

* '30년 전환부문 온실가스 배출목표(백만톤) : (8차) 226.8 → (9차) 192.7 → (10차) 149.9

- (백업설비) 전기본 최초로 계통관성 확보를 위한 초단주기 백업설비 필요량*을 제시하는 등, 백업설비 믹스 및 필요량 제시

* 초단주기 백업설비(동기조상기) 필요량: '36년까지 36.0GVar

2 보완·개선 필요사항

- (수요전망) 그간 제조업 전력수요는 경제성장을 기반의 모형수요 전망에 포함되었으나, 대규모 첨단산업 신규투자 계획* 발표로 별도 검토 필요

* 「국가첨단산업 육성전략」 및 「국가첨단산업벨트 조성계획」 발표('23.3월), 용인 시스템반도체 클러스터 구축 추진

- 데이터센터 및 전기화 수요의 경우, 산정 방법론 정밀화 필요

* 데이터센터: 미래 전망의 기초가 되는 실적 데이터 관리, 사업자 의향조사결과 반영 범위·방식(10차: 한전 '전기사용예정통지' 기반) 등 개선 필요

** 전기화: 10차 모형(GCAM-KAIST)은 부문별 설명력에 한계, 대안적 전망방식 검토 필요

- (수요관리) 과거 전기본상의 정책의지, 절전의식, 요금제 등의 수요관리 수단은 실적 집계에 한계, 이에 검증가능한 수단 중심의 전환 필요

< 과거 전기본 수요관리 수단 중 실적 측정·검증이 현실적으로 어려운 수단 >

6차	7차	8차	9차	10차
효율정책, 요금제	정책의지, 요금제 등	효율정책, EMS	효율정책, EMS	효율정책, EMS 등

- (온실가스 감축) 10차 전기본 이후 전환부문 '30년 온실가스 감축목표는 4백만톤 추가 상향, 이를 달성할 수 있는 전원믹스를 제시할 필요

* '30년 전환부문 온실가스 배출목표(백만톤) : (10차) 149.9 → (탄소중립 기본계획) 145.9

- 향후 수립 예정인 2035년 NDC에 대한 고려도 필요

- (집단에너지) 그간 집단에너지는 전기본과 별개로 신·증설이 추진되어, 중장기 발전설비 과잉 진입 우려

< 집단에너지 추가 진입 현황 (단위: GW) >

구 분	용량증감*(①)	신규설비**(②)	증가량(①+②)
6~10차 누적	3.66	3.27	6.92

* 기존 전기본(6~10차)에 반영된 값 대비 변경허가 등의 영향으로 인한 용량 증가분

** 전기본(6~10차)에 최초로 반영된 설비 용량

- 중장기 설비과잉 방지 및 온실가스 배출 관리를 위해 집단에너지도 전기본의 전력수급관리 체계에 편입할 필요

IV. 제11차 전력수급기본계획 기본방향

1 정책환경 변화

1. 대내 여건 변화

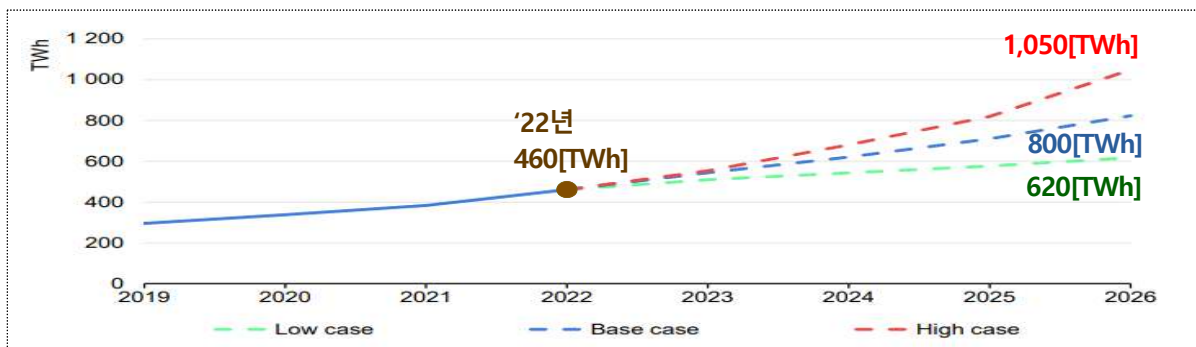
□ 전력수요 여건 변화

- (첨단산업) 반도체, 이차전지 등 첨단산업의 주도권 확보를 위한 「국가첨단산업 육성전략」 발표('23.3), 대규모 신규 투자* 계획 제시
 - * 6대 첨단산업(반도체, 디스플레이, 이차전지, 바이오, 미래차, 로봇) 분야 민간투자 550조원(~'26년)
- 특히, 용인 반도체 클러스터 조성으로 기업 추산 '50년 10GW 이상의 전력수요 예상
- (데이터센터) 국내 데이터센터 건설의향 증가 추세, AI 확산에 따른 데이터센터 전력수요 확대 전망 제기

< 참고 : 글로벌 데이터센터 관련 전력수요 전망 >

- ◇ (IEA) AI 기술 발전 가속화, 데이터센터, 암호화폐로 인한 글로벌 전력수요가 '22년 대비 '26년까지 약 2배 이상 증가 전망 ('22년 460TWh → '26년 620~1,050TWh)

< 데이터센터, AI, 암호화폐로 인한 글로벌 전력수요 전망 (출처: IEA) >



- ◇ (미국) 주요 전력계통운영자, 수요 확대를 전망하며 데이터센터·암호화폐 등 요인 언급
- (PJM) '45년 전력수요 228.5GW로 '23년 대비 55.7% 증가 전망, 증가 요인으로 버지니아·오하이오·일리노이주 데이터센터 증가, 전기화 등 제시('25.1)
 - (ERCOT) '33년 전력수요 153.2GW로 '23년 대비 79.3% 증가 전망, 증가 요인으로 암호화폐 채굴 및 대규모 산업용 수요 등 언급('24.7)

- (전기화) 전기차 보급, 수소환원제철 등 산업공정 전환, 수전해 수소 생산 등 탄소중립을 위한 전기화 추세 지속 예상

□ 전환부문 온실가스 감축목표 변화

- 「제1차 국가 탄소중립 녹색성장 기본계획」(‘23.4)은 ‘30년 전환부문 온실가스 감축목표를 기존 대비 4백만톤 상향 조정
 - * NDC 상향안(‘21.10)의 국가 감축목표를 준수하면서, 감축수단별 이행 가능성 등을 고려하여 부문 간, 부문 내 일부 조정
 - 전환부문 온실가스 배출목표(백만톤) : (기존) 149.9 → (변경) 145.9
- 아울러, ‘35년 NDC를 수립하여 국제사회에 제출할 필요 (기한: ‘25.2)

2. 대외 여건 변화

□ COP28의 무탄소에너지 확대 필요성 확인

- * COP28 : 유엔 기후변화협약 제28차 당사국 총회 (‘23.11.28~12.13 / UAE 두바이)
- COP28 당사국은 각국의 상이한 여건을 감안하면서, 기후위기 대응을 위한 전세계적 노력에 기여하기로 결정
 - 이러한 노력에는 ‘30년까지 전세계 재생에너지 3배 확대 및 에너지 효율 2배 개선, 비저감 석탄 감축, 무탄소·저탄소 기술* 촉진 등 포함
 - * 재생에너지, 원자력, CCUS, 저탄소 수소생산 등
- 아울러, COP28 계기 우리나라, 미국, 영국, 일본 등 25개국은 ‘50년까지 전세계 원전 설비를 3배 확대(‘20년 대비)하기 위해 노력하기로 선언

□ G7의 석탄감축 선언

- * G7 : 미국, 캐나다, 영국, 프랑스, 독일, 이탈리아, 일본
- G7은 2035년 또는 각국의 넷제로 경로에 따른 1.5℃ 상승 제한 일정에 맞춰, 비저감 석탄발전을 폐지할 것임을 선언

< G7 정상 공동성명 (G7 Leaders' Communiqué) (‘24.6월) >

We reaffirm our commitment... to phase out existing unabated coal power generation in our energy systems during the first half of 2030s, or in a timeline consistent with keeping a limit of 1.5°C temperature rise within reach, in line with countries' net-zero pathways.

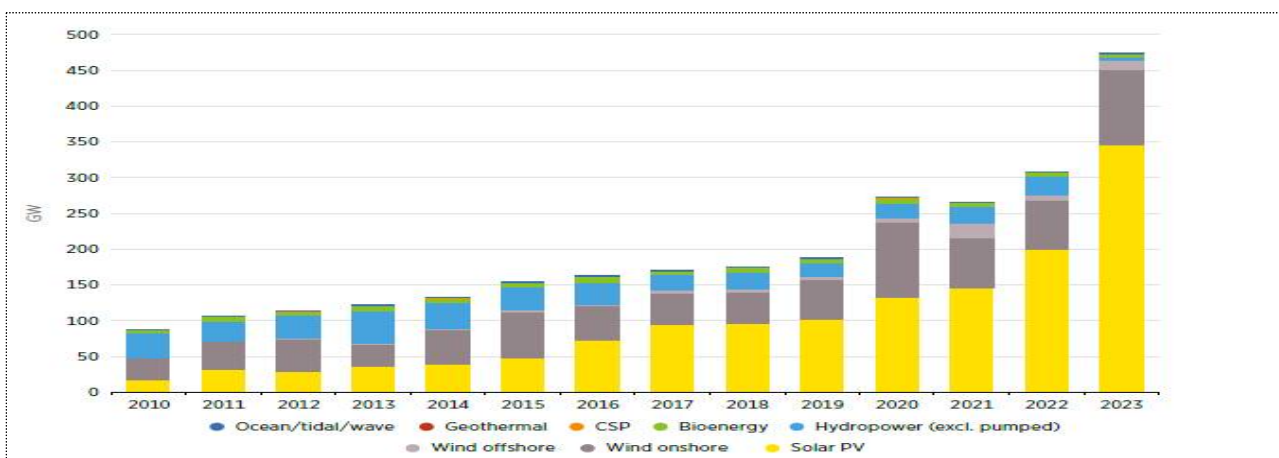
2 해외 전원정책 동향

◇ 탄소중립 달성 및 안정적인 전력공급을 위해 원전 적극 활용, 재생에너지 보급 확대, 수소·암모니아 발전 기술개발 등 추진

- (원전) 에너지안보 및 전력공급의 안정성 확보를 위해 계속운전, 신규건설, 신기술개발 등 원전을 보다 적극적으로 활용하는 추세
 - (미국) 초당적 지지(바이든-트럼프 행정부)를 바탕으로 신규 대형원전 건설, 기존 원전 연장 및 SMR 개발, 공급망 확보 등 산업 촉진
 - 2050 원자력에너지 확대 로드맵('24.11)에 따라 35GW의 신규원전(~35년), 年 15GW씩 추가(~40년) → '50년에는 '20년比 3배 확대(300GW) 목표
 - 트럼프 행정부는 모든 연방기관의 원전 규제 정책을 검토하고 비상권한을 동원하여 “American Nuclear Renaissance” 선언 (행정명령)
 - SMR 관련, 美에너지부는 '30년대초 상용화 목표로 개발·실증 지원 중이며, 빅테크 기업의 AI데이터센터 전력공급용 SMR 투자 활발
 - * (美에너지부) 테라파워·X-energy(ADRP, 총 32억), 뉴스케일(CFPP, 총 14억) 지원 (기업 투자) 아마존-도미니언에너지·에너지노스웨스트·X-energy, 구글-카이로스, 마이크로소프트-콘스텔레이션에너지
 - (프랑스) '50년까지 신규원전 최대 14기 건설계획 발표*('24.1), 신규 건설 촉진 위한 「원전건설가속화법」 통과('23.4), SMR 개발 지원
 - * 에너지주권 법안(Energy Sovereignty Bill), 기존계획('22.2) 6기 + 추가 8기
 - (영국) '50년 원전 설비용량 24GW 목표('21년 6.8GW)를 담은 「민간 원자력 로드맵 2050」 발표('24.1), 원전 확대 지원기구* 출범('23.7)
 - * 대영원자력(Great British Nuclear, GBN) : 신규원전 개발 및 자금조달 담당 기구
 - SMR 노형 선정 프로젝트 공모 후 4개 사업자 선정('24.9), '29년 최종 투자 결정 예정
 - (일본) 원전 운전기한(60년) 실질적 연장*을 허용하는 「GX 탈탄소 전원법」 제정('23.5), SMR 등 개발을 위한 장기로드맵 발표('23.2)
 - * 기존 운전기한에서 재가동 심사 등으로 원전이 정지된 기간은 제외
 - (기타) 스위스는 신규원전 허용을 추진('24.8), 인도는 원전 18기 추가 건설계획을 발표('24.2), 중국은 원전 비중 상향을 발표('23.10)

- (재생e) 온실가스 감축 주요 수단으로 태양광·풍력을 적극적으로 보급하고 자금 및 계통 연계 지원 중, 일부 국가는 최근 정책 재검토
 - (EU) '30년까지 전체 에너지 소비에서 재생e 비중을 42.5%까지 확대하는 지침(Renewable Energy Directive EU/2023/2413) 확정('23.10)
 - * EU 태양광 전략('22.5): '25년 320GW, '30년 600GW 태양광 설치
 - (독일) '30년 총 전력수요의 80%를 재생e로 충당하기 위한 「재생 에너지법」 개정('22.4), 태양광 확대를 위한 국가전략* 발표('23.5)
 - * PV Strategy : '22년 63GW에서 '30년 215GW 확대(11개 액션플랜 제시)
 - (영국) '30년까지 해상풍력 최대 50GW 확보를 위한 「영국 에너지 안보전략」 제시('22.4), 재생e 확대를 위한 계통보완 계획 발표('23.11)
 - * '선준비, 선연계'를 통해 고압 송전선로 건설기간 단축(14년 → 7년) 추진
 - (미국) 파리기후협약 탈퇴, 해상풍력 개발 보류* 등 청정에너지 확대 정책에 변화가 예상되며, 관세 부과로 태양광 공급망 내부화 노력
 - * 대륙붕 외곽의 해상풍력 임대 철회 및 Lava Ridge Wind Project(1GW) 유예 지시
 - (일본) '30년 태양광 14~16%, 풍력 5% 등 재생e 계획 발표('21.10), 현재 제7차 에너지기본계획을 통한 재생e 확대 계획 재점검 중
 - (기타) 민간기업도 글로벌 재생e 인증서(Energy Attribute Certificate) 구매, RE100* 참여 등을 통해 재생e 확대에 기여 중
 - * 기업이 사용하는 전력의 100%를 친환경 에너지를 활용하여 충당하는 민간 캠페인

< 글로벌 신규 재생에너지 전원 보급 현황('10~'23) >



* 출처 : Tripling Renewable Power By 2030 ('24.4 IRENA)

- (수소·암모니아) 무탄소 전원 신기술 개발을 목적으로 산업 활성화 전략 제시 및 혼·전소 기술 실증·상용화 추진
 - (미국) 청정수소 산업 활성화를 위한 ‘국가 청정수소 전략 로드맵’ 수립(‘23.6) 및 청정수소 생산 세액공제 세부지침* 발표(‘25.1)
 - * 탄소포집설비를 갖춘 화석연료, 잉여 원전전력을 사용한 수소생산도 세액공제 대상
 - (영국) ‘30년까지 10GW 규모의 수소 생산시설 구축 목표 제시(‘23.12)
 - (독일) 수소 생산·수입 및 인프라 구축 가속화를 위한 승인·조달·허가 절차 간소화 법률안(수소 가속화법) 채택(‘24.5)
 - (프랑스) 수전해 생산능력 확보 등을 추진하기 위한 ‘전략적 지침’ 제시(‘23), 1GW 규모 수전해 프로젝트에 약 40억 유로 지원(‘23.9)
 - * 수전해 생산설비는 ‘30년까지 6.5GW, ‘35년까지 10GW 확보 목표
 - (일본) 일본 최대 발전회사인 JERA는 세계 최초로 1GW급 헤키난 석탄발전소 암모니아 20% 혼소 실증 완료(‘24.7)
- (석탄) 온실가스 감축 목적의 설비폐지는 지속하되, 전기화 등에 따른 전력수요 증가에 대한 잠정적 대응 수단으로 추가 활용 도모
 - (미국) AI, Chat GPT 등 급증하는 전력수요 대응을 위해 석탄화력 폐지계획 연기 또는 철회
 - ‘30년 내 석탄화력 폐지규모 90GW에서 54GW 수준으로 감소
 - * Alliant Energy 社 위스콘신 석탄발전기 → LNG전환 ‘25년에서 ‘28년으로 연기
 - ** FirstEnergy 社 웨스트버지니아 Fort Martin, Harrison 발전소 ‘30년 폐지계획 철회
 - (일본) 탄소중립 목표 달성을 위해 비효율 석탄화력 폐지와 고효율 석탄화력 기술개발 도모(‘24.5)
 - * 탄소포집기술, IGCC, 혼소 기술개발 등 석탄화력 탄소배출량 저감 추진
 - (EU) 프랑스, 이탈리아, 헝가리 등 국가에서 안정적 전력 수급을 위해 석탄화력 폐지 기한 일시적 연장 추진
 - * 프랑스 ‘24년→‘27년, 이탈리아 ‘25년→‘27년, 헝가리 ‘25년→‘27년

- ◇ 미래 전력수요를 과학적으로 산정 및 반영
- ◇ 공급 안정성, 효율성, 탄소중립 등 고려하여 전원믹스 구성
- ◇ 무탄소전원 확대를 위한 선제적 계통보강, 시장 고도화 추진

수요전망

- ▶ 첨단산업, 전기화 등 신규 수요 과학적 산정
 - 첨단산업, 데이터센터, 전기화 등 수요 추가 증가 요인 선별, 과학적으로 전력수요 산정·반영

수요관리

- ▶ 감축 목표의 이행력 강화를 위한 합리적 방법론 설정
 - 수행기관별 목표량 산정으로 수요관리 이행력 강화
 - 신규 고효율기기 보급지원 사업을 통해 수요관리 확대

설비계획

- ▶ 에너지 공급안정성, 효율성, 탄소중립 등 정책원칙을 종합 고려하여 전원믹스 구성
 - ① 노후 석탄발전의 무탄소전환 등 추진 (LNG 추가전환 중단)
 - ② 무탄소전원으로서 원전 지속 활용
 - ③ NDC 달성이 가능하면서도, 체계적인 재생에너지 확대
 - ④ 청정수소·암모니아 발전 확대
 - ⑤ 집단에너지를 전력수급 관리 체계로 편입

전력계통

- ▶ 신규 설비 및 재생e 확대를 고려한 전력망 건설 반영
 - 선제적 전력망 확충 및 안정적 전력계통 운영 체계 마련

전력시장

- ▶ 수급안정, 전원 분산 등 전력시장의 역할을 더욱 확대
 - 진입(계약·용량시장)부터 급전(실시간시장)까지 시장경쟁 적용
 - 지역·입지 신호 강화를 통해 분산에너지 활성화 촉진

V. 전력수요 전망 및 수요관리 목표

◇ 첨단산업 신규투자, 데이터센터, 전기화 등 최근의 전력 추가 수요를 반영한 '38년 목표수요는 129.3GW로 전망

* 목표수요(GW) : ('25년) 102.5 → ('30년) 111.4 → ('36년) 125.0 → ('38년) 129.3

- 수요관리는 측정 및 검증 가능한 수단으로 16.3GW 목표

1 기준수요 전망

기준수요	=	모형수요 (입력전제 반영)	+	추가수요 (첨단산업, 데이터센터, 전기화)
------	---	-------------------	---	----------------------------

1. 모형수요 전망

□ 전력소비량 모형 : 10차 전기본과 동일한 전력패널모형 사용

- 전력패널모형을 주모형으로 사용하되, 전력수요 전망의 정확성과 객관성을 높이기 위해 4개 보조모형을 활용하여 타당성 검증

□ 최대전력 모형 : 10차 전기본과 동일한 거시모형 사용

- 전력소비량 전망과 정합성 유지를 위해 거시모형을 주모형으로 하여 분석하고, 3개의 보조모형을 통해 검증

2. 추가수요 전망

□ 첨단산업 : 기업 추산 자료 등 기반 전망

- 반도체 클러스터 조성 등으로 전력수요 추가 확대가 예상되어 기업 추산 자료 기반으로 전망, 모형수요 전망과 별도 반영

□ 데이터센터 : 신규 전기사용신청(한전) 등 기반 전망

- AI 확산으로 큰 폭 증가가 예상됨에 따라, 최근 한전 조사결과 및 수요 증가 추세 등을 종합 고려하여 모형수요 전망과 별도 반영

□ 전기화 수요 : 에너지경제연구원 모형(EGMS) 사용 전망

- 탄소중립 관련 기술 중 '38년까지 도입예정인 구체화된 정책목표 및 계획이 있는 수단에 한하여 전기화 영향 산정

3. 기준수요 전망

□ 전력소비량(전력계통 소비량) 전망 : '38년 기준 735.1TWh

- 계획기간('24~'38년) 연평균 2.0% 증가할 것으로 전망

□ 최대전력(전력계통 최대전력) 전망 : '38년(하계) 기준 145.6GW

- 계획기간('24~'38년) 연평균 2.4% 증가할 것으로 전망

< 기준수요 전망결과 >

연 도	전력소비량(TWh)	최대전력(GW)	
		하 계	동 계
2024	557.1	104.2	99.3
2025	566.1	106.0	101.0
2026	577.3	108.3	103.0
2027	590.9	110.9	105.3
2028	601.6	113.1	107.2
2029	611.2	115.3	109.2
2030	625.2	118.1	111.8
2031	638.7	120.9	114.6
2032	655.7	124.2	117.4
2033	667.5	127.5	119.7
2034	680.0	131.0	122.8
2035	697.6	135.0	126.1
2036	707.9	138.2	128.8
2037	721.0	141.8	131.6
2038	735.1	145.6	135.1
계획기간 연평균 증가율	2.0%	2.4%	2.2%

참고 1

분야별 기준수요 전망

□ 전력소비량(전력계통 소비량) 전망

< 전력계통 소비량 기준수요 전망결과 (단위 : TWh) >

연 도	모형수요	첨단산업	데이터센터	전기화	합계
2025	556.4	5.8	2.7	1.2	566.1
2027	572.1	7.7	8.4	2.8	590.9
2030	596.6	10.3	10.0	8.4	625.2
2036	642.5	7.6	13.9	43.8	707.9
2038	655.5	1.1	15.5	63.0	735.1

* 첨단산업, 데이터센터, 전기화 수요는 모형전망(추세) 대비 증분

□ 최대전력(전력계통 최대전력) 전망

< 전력계통 최대전력(하계) 기준수요 전망결과 (단위 : GW) >

연 도	모형수요	첨단산업	데이터센터	전기화	합계
2025	104.6	0.9	0.5	0.1	106.0
2027	107.6	1.3	1.5	0.4	110.9
2030	112.3	2.0	2.3	1.4	118.1
2036	124.5	2.2	3.9	7.7	138.2
2038	128.9	1.4	4.4	11.0	145.6

* 첨단산업, 데이터센터, 전기화 수요는 모형전망(추세) 대비 증분

참고 2

전력수요 모형 전망을 위한 입력전제

① 경제성장률(GDP) 전망 : KDI 전망

< 경제성장률 전망결과 (단위 : %) >

구분	'23년(실적)	'24년	'25년	'30년	'36년	'38년	연평균
기준전망	1.4	2.3	2.0	1.7	1.3	1.2	1.63('24-'38)

② 산업구조 전망 : 산업연구원 전망

○ GDP 전망을 토대로 산업 부문별 성장률 및 부가가치 비중을 전망

< 부문별 '24~'38년 성장률 비교 (단위 : %, '23.8월) >

구분	농림·어업 광업	제조업	제조업 중분류 주요 부문				서비스업
			석유화학	1차금속	전기 전자 및 정밀기기	운송장비	
연평균 성장률	0.55	1.11	1.64	0.16	1.41	0.73	1.90

< 부문별 '24년 → '38년 비중 변화 (단위 : %, '23.8월) >

구분	농림·어업·광업	제조업	서비스업	기타(건설업 등)
비중 변화	1.9 → 1.6 (0.3%p ↓)	28.3 → 26.5 (1.8%p ↓)	62.7 → 65.6 (2.9%p ↑)	7.1 → 6.3 (0.8%p ↓)

③ 인구 전망 : 통계청의 장래인구 추계

< 장래인구 추계 전망결과 (단위 : 천명, '21.12월) >

구분	'23년(실적)	'24년	'25년	'30년	'36년	'38년	연평균 증가율(%)
중위전망	51,558	51,500	51,448	51,199	50,775	50,525	△0.14('24-'38)

④ 기온 전망 : 국립기상과학원의 장기 기후변화 시나리오 ('23년)

○ SSP2-4.5 시나리오의 기온 추세, 변동성(95% 신뢰구간)을 고려하여 반영

참고 3

역대 전력수급기본계획상 GDP 전망 및 실적치 (단위 : %)

연도	1차	2차	3차	4차	5차	6차	7차	8차	9차	10차	11차	실적
'02	02~05 5.7	04~07 5.3	06~10 4.7	08~12 4.5	10~14 4.6	13~17 4.1	15~19 3.9	17~21 3.0	20~24 2.4	22~26 2.5	24~28 2.0	7.7
'03												3.1
'04												5.2
'05	06~10 5.1	08~12 4.5	11~15 4.4	13~17 4.2	15~19 4.0	18~22 3.7	20~24 3.4	22~26 2.4	25~29 2.2	27~31 1.6	29~33 1.6	4.3
'06												5.3
'07												5.8
'08	11~15 4.5	13~17 3.7	16~20 4.1	18~22 3.6	20~24 3.4	23~27 2.9	25~29 2.8	27~31 1.9	30~34 1.6	32~36 1.3	34~38 1.3	3.0
'09												0.8
'10												6.8
'11	11~15 4.5	13~17 3.7	16~20 4.1	18~22 3.6	20~24 3.4	23~27 2.9	25~29 2.8	27~31 1.9	30~34 1.6	32~36 1.3	34~38 1.3	3.7
'12												2.4
'13												3.2
'14	11~15 4.5	13~17 3.7	16~20 4.1	18~22 3.6	20~24 3.4	23~27 2.9	25~29 2.8	27~31 1.9	30~34 1.6	32~36 1.3	34~38 1.3	3.2
'15												2.8
'16												2.9
'17	11~15 4.5	13~17 3.7	16~20 4.1	18~22 3.6	20~24 3.4	23~27 2.9	25~29 2.8	27~31 1.9	30~34 1.6	32~36 1.3	34~38 1.3	3.2
'18												2.9
'19												2.2
'20	11~15 4.5	13~17 3.7	16~20 4.1	18~22 3.6	20~24 3.4	23~27 2.9	25~29 2.8	27~31 1.9	30~34 1.6	32~36 1.3	34~38 1.3	-0.7
'21												4.3
'22												2.6
'23	11~15 4.5	13~17 3.7	16~20 4.1	18~22 3.6	20~24 3.4	23~27 2.9	25~29 2.8	27~31 1.9	30~34 1.6	32~36 1.3	34~38 1.3	1.4
'24												
'25												
'26	11~15 4.5	13~17 3.7	16~20 4.1	18~22 3.6	20~24 3.4	23~27 2.9	25~29 2.8	27~31 1.9	30~34 1.6	32~36 1.3	34~38 1.3	
'27												
'28												
'29	11~15 4.5	13~17 3.7	16~20 4.1	18~22 3.6	20~24 3.4	23~27 2.9	25~29 2.8	27~31 1.9	30~34 1.6	32~36 1.3	34~38 1.3	
'30												
'31												
'32	11~15 4.5	13~17 3.7	16~20 4.1	18~22 3.6	20~24 3.4	23~27 2.9	25~29 2.8	27~31 1.9	30~34 1.6	32~36 1.3	34~38 1.3	
'33												
'34												
'35	11~15 4.5	13~17 3.7	16~20 4.1	18~22 3.6	20~24 3.4	23~27 2.9	25~29 2.8	27~31 1.9	30~34 1.6	32~36 1.3	34~38 1.3	
'36												
'37												
'38	11~15 4.5	13~17 3.7	16~20 4.1	18~22 3.6	20~24 3.4	23~27 2.9	25~29 2.8	27~31 1.9	30~34 1.6	32~36 1.3	34~38 1.3	

* 1 ~ 2차는 1968SNA(1995년 기준년), 3 ~ 4차는 1993SNA(2000년 기준년), 5 ~ 6차는 1993SNA(2005년 기준년), 7 ~ 8차는 2008SNA(2010년 기준년), 9차~11차 및 실적은 2008SNA(2015년 기준년) 기준 자료

** GDP 실적의 경우 연간 잠정치는 해당 연도 종료 후 3개월 이내 발표되나, 연간 확정치는 해당 연도 종료 후 18개월 이내 확정되므로 추후 변경 가능

참고 4

역대 전력수급기본계획에서 사용된 전망모형 비교

□ 수요전망의 예측력 제고를 위하여 분석모형을 지속적으로 개선

< 역대 전력수급기본계획별 전력수요 전망모형 활용 경과 >

구분	전력소비량 전망모형		최대전력 전망모형	
	주모형	보조모형	주모형	보조모형
1차 계획	미시모형	-	미시모형	-
2차 계획				
3차 계획		거시모형 (1개국 Gap&Catch-up모형)		거시모형
4차 계획				
5차 계획				
6차 계획	거시모형 (1개국 Gap&Catch-up모형)	미시모형	거시모형	미시모형
7차 계획	전력패널모형	-		-
8차 계획		총에너지패널모형 시계열모형 구조변화모형 미시모형		시계열모형 미시모형
9차 계획				시계열모형
10차 계획				구조변화모형
11차 계획				미시모형

□ 11차 전기본에서는 10차와 동일하게 전력패널모형(전력소비량), 거시모형(최대전력)을 주모형으로 활용

< 전력소비량 전망모형별 개요 >

모형	특징	비고
전력패널모형	전세계 패널데이터(180여개국) 반영, GDP, 전력가격에 따른 수요 전망	주모형
총에너지패널모형	전력패널모형과 유사하나 전력 상대가격(전력가격/총에너지가격) 적용	보조 모형
시계열모형	미래 전력수요가 과거 추세패턴을 따라간다는 전제하에 전망	
구조변화모형	경제·사회 변화(인구구조, 대체 에너지가격 등)에 의한 소비구조 변화 반영	
미시모형	주택용, 상업용, 산업용(10개 부문) 각각의 전력수요 전망 후 합산	

< 최대전력 전망모형별 개요 >

모형	특징	비고
거시모형	전력소비량-최대전력 간 관계, 기온 효과를 모형화하여 전망	주모형
시계열모형	시간대별 전력수요 전망결과 중 연간 최대값을 추출하여 활용	보조 모형
구조변화모형	전력소비량, 최대전력 및 기온 간 관계의 구조변화를 반영	
미시모형	전력소비량을 최대전력 발생시기의 시간대별 수요로 배분	

참고 5

첨단산업 전력수요 영향 전망 방법

□ 검토배경

- 용인 반도체 클러스터 등 첨단산업 신규투자 계획 발표에 따른 전력수요 영향 검토 필요

□ 전망방법

- (전망범위) 첨단산업 중 반도체 업종의 영향 검토
 - 반도체, 이차전지, 바이오, 미래차, 로봇, 디스플레이 등 6개 업종의 그간 전력사용 추세 및 향후 전력사용 계획 검토(기업 추산 자료 기반)
 - 검토 결과, 반도체 외 여타 업종은 향후 전력사용 계획이 그간의 추세를 유의미하게 초과하지 않는 것으로 분석, 전망범위에 미포함
- (산정방식) 미래 FAB 계약용량(기업 추산 자료)에 이용률을 곱하여 전망
 - 용인 반도체 클러스터 포함, 주요 기업의 생산설비 신·증설 계획에 따른 전력 계약용량 전망 기반으로 산정
- (반영방식) 산정된 첨단산업 전력수요 전망 중, 그간의 추세에 해당하는 부분을 제외한 증분값을 '추가수요'로 반영
 - * 모형수요와의 중복 방지를 위해 기존 전력사용 추세를 뛰어넘는 부분('증분')에 대해서만 추가수요로 반영

□ 전망결과

- 용인 반도체 클러스터 등 반도체 업종 기업추산 자료 반영시, 기존 증가 추세 대비 '38년 전력소비량 1.1TWh, 최대전력 1.4GW 증가

< 첨단산업(반도체 업종) 전력수요 영향 전망 결과 >

구분		'25년	'27년	'30년	'36년	'38년
전력소비량 (TWh)	추세 대비 증분 ('추가수요')	5.8	7.7	10.3	7.6	1.1
	전체	41.7	50.2	65.3	99.5	110.2
하계 최대전력 (GW)	추세 대비 증분 ('추가수요')	0.9	1.3	2.0	2.2	1.4
	전체	5.6	6.8	9.1	14.0	15.4

* (참고) '23년 첨단산업 전력수요 실적 : 전력소비량 기준 31.5TWh, 최대전력 기준 4.1GW

참고 6

데이터센터 전력수요 영향 전망 방법

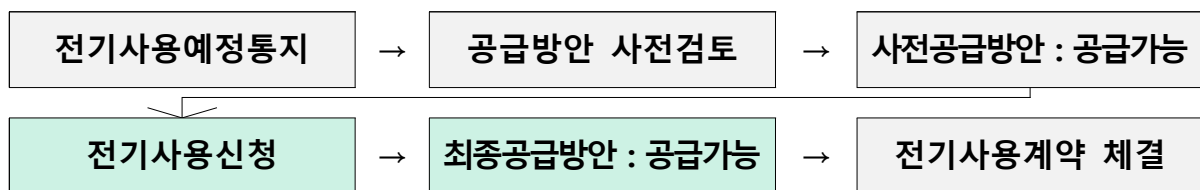
□ 검토배경

- AI 확산에 따른 경제·사회의 디지털화·지능화에 따라 기존 추세 대비 가파른 증가가 예상되는 데이터센터의 전력수요 영향 검토 필요

□ 전망방법

- (산정방식) 신규 데이터센터 계약용량에 이용률을 곱하여 전망하고, 에너지효율 향상 전망 반영
- (신규 데이터센터) 한전에 제출된 전기사용신청* 중, 한전의 공급방안 검토 결과 '공급가능'건(~'27년, 계약용량 4,718MW)을 반영
 - * 전기사용신청은 사용예정통지 다음 절차로, 실제적이고 최종적인 공급방안은 사용자의 "확실한" 전기사용 의사표시인 전기사용신청 이후 결정됨
 - '28년 이후 중장기 신규 데이터센터 증가 추세는 미래 AI 확산 영향 등을 고려하여 전기사용신청 추세를 연장하여 반영

< 참고 : 전기사용계약 체결단계 >



< 데이터센터 전기사용신청 및 공급방안 검토 결과 ('23.8월, 누적) >

구분		2023	2024	2025	2026	2027
계약 전력 (MW)	전기사용신청	906	2,724	4,866	6,531	7,343
	공급가능	776	2,514	3,738	4,578	4,718
건수 (건)	전기사용신청	25	53	79	103	117
	공급가능	22	49	63	74	76

* '23년 신청건 중 미실현분은 '27년까지 모두 실현됨을 가정하여 반영

- (PUE) 그린 데이터센터 인증 등 에너지효율(PUE) 향상 전망 반영

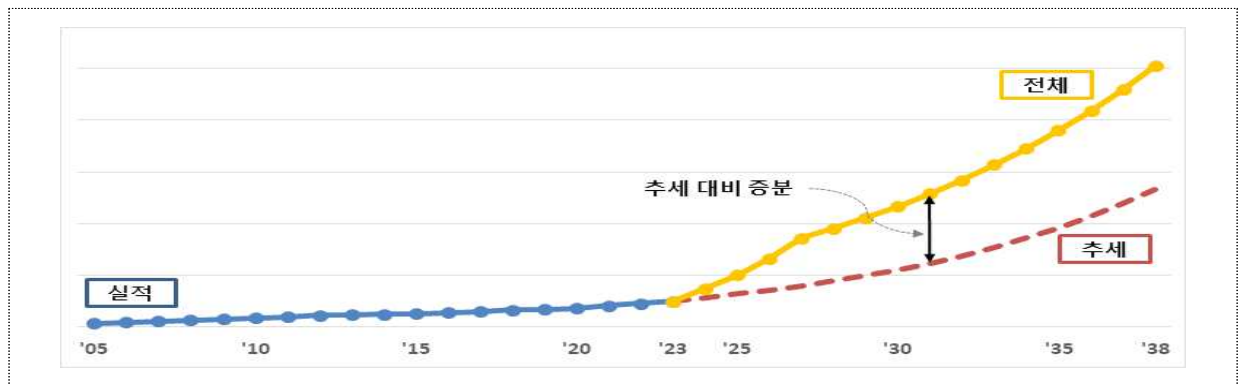
* PUE(Power Usage Effectiveness, 전력효율지수) : 데이터센터 총 전력량을 IT장비 전력량으로 나눈 값으로, 1에 가까울수록 전력 효율이 높음. 그린 데이터센터 확산에 따라 글로벌 평균 PUE 수준으로 개선됨을 가정

→ 중장기적으로 데이터센터 확산에 따른 전력수요 증가 영향 완화 전망

○ (반영방식) 산정된 데이터센터 전력수요 전망 중, 그간의 추세에 해당하는 부분을 제외한 **증분값**을 '추가수요'로 반영

* 모형수요와의 중복 방지를 위해 기존 전력사용 추세를 뛰어넘는 부분('증분')에 대해서만 추가수요로 반영

< 데이터센터 : 추가수요 반영방식 >



□ 전망결과

○ 신규 데이터센터 의향 등 반영시, 기존 증가 추세 대비 '38년 전력 소비량 15.5TWh, 최대전력(하계) 4.4GW 증가

< 데이터센터 전력수요 영향 전망 결과 >

구분		'25년	'27년	'30년	'36년	'38년
전력소비량 (TWh)	추세 대비 증분 ('추가수요')	2.7	8.4	10.0	13.9	15.5
	전체	8.2	14.8	18.0	26.4	30.0
하계 최대전력 (GW)	추세 대비 증분 ('추가수요')	0.5	1.5	2.3	3.9	4.4
	전체	1.2	2.3	3.3	5.4	6.2

* (참고) '23년 데이터센터 전력수요 실적 : 전력소비량 기준 5.0TWh, 최대전력 기준 0.6GW

참고 7

전기화 수요 전망을 위한 에너지경제연구원 모형

□ 2030년 NDC, 2050년 탄소중립 등 온실가스 감축 목표 달성을 위한
중간 이행경로상 전기화 수요 전망

○ 전기화 수요의 보다 심도있는 검토를 위해 GCAM-KAIST 모형(10차) 외
에너지경제연구원 모형(EGMS) 등 복수모형 모의 결과 비교 검토

* EGMS(에너지온실가스모델링시스템) : 에너지밸런스 기준 에너지수급(에너지원별,
부문별) 및 온실가스 배출 등을 전망하는 에너지경제연구원 모형

< GCAM-KAIST 모형과 에너지경제연구원 모형(EGMS) 비교 >

구분	GCAM-KAIST 모형	에너지경제연구원 모형(EGMS)
개요	• 글로벌 기후정책 통합평가모형인 GCAM 모형에 우리나라 정책 및 기술 현황 등을 반영한 모형	• 에너지경제연구원에서 「장기 에너지 전망」 시 활용하는 시나리오 베이스 전망모형
정책 반영	• 탄소가격을 주 정책수단으로 활용 • 탄소중립 기술 관련 글로벌 모수 활용	• 에너지 탄소중립 혁신전략 포함 정부·민간에서 발표된 정책 반영
모형 구조	• 통합평가 부분균형모형 • 동적회귀 시장균형모형으로 가격이 주요 역할을 수행(시장청산 등)	• Bottom-up 방식 (세부 부문 모델링 시, 해당 부문에 맞춘 정책, 기술 현황 등을 종합 반영)

○ 현재까지 구체화된 탄소중립 관련 기술·정책을 반영해 전기화 수요를
산정한 에너지경제연구원 모형의 결과를 반영

* 10차 계획에서 전기화 수요는 GCAM-KAIST 모형의 탄소중립 관련 기술·정책 불확실성을
고려하여 모의된 결과의 일부분만을 반영하였음

□ EGMS 모형은 수소환원제철, 산업용 히트펌프 도입 등 산업 부문
전기화, 전기차 보급 확대 및 국내 수소생산 등 반영

○ 부문별 정책목표는 국가 탄소중립 녹색성장 기본계획, 수소경제
이행 기본계획 등 관련된 법령·계획과의 정합성을 고려해 수립

< 에너지경제연구원 모형(EGMS) 세부 내용 >

구분	세부 내용
산업	• (철강) 초고속 전기로 개발을 통한 효율향상 및 확대, 수소환원제철 '30년 1백만톤 규모 실증 플랜트 도입 후 점진 확대 반영 • (가열) 전기화된 탄화수소 분해로(전기가열로 NCC) 및 산업용 고온/초저온 히트펌프 기술 개발 반영
수송	• 제1차 국가 탄소중립 녹색성장 기본계획 및 2050 탄소중립 시나리오에 제시된 전기차 보급 목표 적용
수소 생산	• 2030 수소차 보급목표 달성 등을 고려하여 수소 수요 추정 (발전용은 제외) • 제1차 국가 탄소중립 녹색성장 기본계획에 제시된 수소 생산 기술별 비중 목표 준용

□ 전망결과

- 현재까지 구체화된 기술·정책 고려시, 전기화 수요는 BAU 대비 '38년 전력소비량 63.0TWh, 최대전력 11.0GW 증가

< 전기화 수요 영향 전망 결과 >

구분		'25년	'27년	'30년	'36년	'38년
전력소비량 (TWh)	에너지경제연구원 모형	1.2	2.8	8.4	43.8	63.0
	[참고] GCAM-KAIST 모형	4.6	11.5	20.1	56.2	67.7
최대전력 (GW)	에너지경제연구원 모형	0.1	0.4	1.4	7.7	11.0
	[참고] GCAM-KAIST 모형	0.4	1.9	3.4	9.5	11.5

* GCAM-KAIST 모형 전망결과는 10차 계획과 동일 방식(전망결과의 50% 반영) 적용

2 수요관리 목표

1. 기본방향

- (산정방식 개선) 기관별 수행 중인 수요관리 정책, 제도 및 보급지원 사업을 기반으로 목표량을 산정하여, 수요관리 이행력 확보 및 절감실적의 집계와 통계 분석이 가능토록 개선
- (수요관리 확대) 효율관리 정책 및 기준 강화 등으로 기존 수요관리 수단을 내실화하고 신규 고효율기기 보급지원사업 추가 등을 통해 수요관리 확대 추진

2. 기관별 추진계획

- (한국전력공사) EERS* 법제화 추진 및 절감목표 비율 상향 계획에 따라 목표의 총량을 산출하며 최대전력기준 '38년 7.5GW 절감

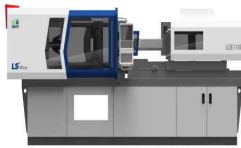
* 에너지공급자 효율향상 지원사업(EERS : Energy Efficiency Resource Standard) 의무화는 에너지 공급자에게 판매량에 비례하여 절감목표를 부여하고, 효율기기 보급 등 다양한 효율향상 수단을 통해 목표를 달성하는 제도

- EERS 절감목표는 에너지공급자 수요관리 투자사업 운영규정에 '31년 1.0%로 명시되어 있으며, '38년까지 1.5%*까지 점진적인 상향 설정

* EERS를 선제적으로 도입한 미국 27개주의 상위 15개주 평균 절감비율은 약 1.5%로 국내 EERS 시장 성숙시 유사한 수준이 될 것으로 전망(State Energy Efficiency Scorecard 2011 ~ 2022, ACEEE)

** 『에너지이용 합리화법』에 EERS 이행의무 법제화 (비용보전 근거 마련도 검토)

< 한전 고효율기기 보급사업 예시 >

고효율 LED 조명	고효율 인버터	전동식 사출성형기	고효율 변압기
기존 조명 대체로 동급밝기에 저전력	기존 인버터 대비 전력손실 절감	부하에 따른 출력 제어로 에너지 절감	소재·형상 변경으로 전력손실 감소
			

○ 신규 수단* 지속적 발굴을 통한 고효율기기 보급 지원사업 확대

* ('23) 시설원예, 육상수조 양식장 등 히트펌프 교체지원, 식품매장 냉장고 문달기
(‘24) 소상공인 냉난방기 지원 사업 품목 확대(1개 → 4개)

식품매장 냉장고 문달기	육상수조 히트펌프	시설원예 히트펌프
냉기보전(개방형→Door형) 으로 소비전력 절감	항온을 위해 해수의 열을 흡수하는 히트펌프 적용	원예작물 난방을 위해 외부열을 흡수하는 히트펌프 적용
		

○ 계시별 요금제* 점진적 확대 추진 등 수요관리형 요금제 도입을
통한 피크수요 분산 및 전력 시스템 효율화 도모

* 계절과 시간대에 따라 전기요금 차등 적용, 현재 제주 지역 주택용 요금에 시행중

○ AMI 기반 디지털 수요관리 등 스마트 기술 활용을 통해 에너지
사용정보 실시간 확인 및 자발적 에너지 절약행동 참여 유도

○ 에너지캐시백* 등 인센티브 제도 확대, 정보제공 및 교육·홍보 등
행동변화 프로그램을 통한 소비자 인식제고 병행

* 가정부문 에너지 절약 및 요금부담 완화를 위해 전기 사용량을 이전보다 절감한
경우, 절감량에 상응하는 캐시백(최대 100원/kWh) 지급

□ (한국에너지공단) 산업, 건물, 기기 등 운영 중인 제도·지원사업*을
기반으로 목표량을 산정하며 최대전력기준 '38년 2.6GW 절감

* 효율기기 지원대상 확대 및 신규 수요관리 수단(건물, 산업, 자금지원사업) 추가

○ 산업부문 : 에너지 다소비 상위 30개 기업*의 자발적 협약을 통해
에너지 절감을 수행하는 에너지 효율혁신 파트너십(KEEP 30**) 반영

* 연간 에너지 소비량 20만toe 이상인 기업 30개사 39개 사업장

** KEEP 30(Korea Energy Efficiency Partnership 30) : 5년간('23~'27) 매년 평균 1%
수준의 에너지 원단위 개선목표 설정 및 이행을 위한 중장기 계획('22.10 협약)

- 건물부문 : 공공 및 민간 건축물 에너지 효율등급을 단계적으로 의무화*하는 등 제로에너지 건축물 확산 추진

* 공공 : ('23) 연면적 5백㎡ 이상 혹은 공공이 건축하는 30세대 이상 공동주택은 5등급 의무화 / ('25) 비주거용 4등급 의무화 / ('30) 비주거용 3등급 의무화

* 민간 : ('25) 30세대 이상 5등급 의무화 / ('30) 연면적 5백㎡ 이상 5등급 의무화

- 기기부문 : 효율등급(1~5등급) 표시, 최저효율기준 미달제품 생산·판매 금지 등 고효율제품의 보급을 촉진하는 제도로 기준상향 등 지속 추진

* ❶ 소비효율기준상향('24 냉온수기 등, '25 전기밥솥, '27 삼상유도전동기), ❷ 품목이관(대기전력저감 및 고효율기자재인증 → 소비효율등급), ❸ 신규품목('24 식기세척기 등)

- 자금지원 : 중소·중견기업 등을 대상으로 에너지 절약시설 투자시 소요자금의 일부를 융자 지원*하여 효율기기 보급을 확대

* '24년 이후 매년 연 1% 수준의 지원예산 증액 전제

- 부하기기 : 가스냉방 등 비전력 에너지 사용설비 활용 확대

- (전력거래소) 수요자원거래시장의 의무감축DR 운영을 기반으로 목표량을 산정하며 최대전력기준 '38년 4.7GW 절감

- 수요자원에 대한 이행력 검증 강화를 위한 제도개선*과 최대전력 발생시간 운영실적을 고려해 현실적인 목표 산출

* 감축신뢰성시험 : 동·하계 전력수급대책기간 중 각 1회 시험 하도록 개정('23.6)

- (기타) 전기차 보급확대, 양방향 충방전 플랫폼 실증사업* 등 V2G** 기술발전을 고려하여 목표량 산출, 최대전력기준 '38년 1.5GW 절감

* 전기차 수요자원화를 위한 양방향 충방전 플랫폼 기술개발('24.5~, 산업부 에너지 기술개발사업의 품목지정 연구개발과제)

** Vehicle to Grid : 전기차에 양방향 충·방전 기술을 활용하여 전력피크 시간대 등 필요시 전기차의 저장전력을 예비전력으로 활용

- 전기차 '30년 420만대 보급* 계획 및 탄소중립 시나리오 달성을 위한 전기차 필요 대수를 고려해 산출된 보급전망 반영

* 전기차 충전 기반시설 확충 및 안전 강화 방안('23.6, 관계부처 합동)

3. 수요관리 목표

□ 최대전력 및 전력소비량 절감 목표

○ 최종년도 기준 최대전력은 16.3GW, 전력소비량은 110.6TWh 절감 추진

* 최대전력 : 기준수요 대비 11.2%, 모형수요 대비 12.7% 감축 목표

** 전력소비량 : 기준수요 대비 15.0%, 모형수요 대비 16.9% 감축 목표

< 최대전력 기관별 목표량 요약 (단위 : MW) >

구분	한전	에너지공단			거래소	기타	합계
	효율향상*	효율향상*	부하기기	소계	DR시장	V2G	
2024	108	185	85	270	2,818	-	3,195
2027	658	542	316	858	3,190	-	4,706
2030	1,759	805	547	1,352	3,532	27	6,670
2033	3,618	1,029	778	1,807	3,926	181	9,532
2036	5,888	1,281	1,009	2,290	4,374	725	13,277
2038	7,538	1,477	1,163	2,640	4,692	1,458	16,328

* 효율향상 : 전력소비량 수요수단과 동일

< 전력소비량 기관별 목표량 요약 (단위 : GWh) >

구분	한전				에너지공단			합계
	효율기기, 행동변화	수요관리형 요금제	스마트 기술활용	소계	효율기기	효율정책	소계	
2024	1,089	2	7	1,098	37	3,626	3,663	4,761
2027	7,141	13	52	7,206	171	10,540	10,711	17,917
2030	19,039	46	186	19,271	342	15,498	15,840	35,111
2033	38,790	122	496	39,408	552	19,597	20,149	59,556
2036	62,679	226	928	63,833	802	24,201	25,003	88,836
2038	80,394	283	1,165	81,842	991	27,785	28,776	110,619

3

목표수요 전망

목표수요

=

기준수요
(모형수요+ 추가수요)

-

수요관리량

□ 전력소비량(전력계통 소비량) : '38년 기준 624.5TWh

○ 계획기간('24~'38년) 연평균 0.9% 증가 전망

□ 최대전력(전력계통 최대전력) : '38년(하계) 기준 129.3GW

○ 계획기간('24~'38년) 연평균 1.8% 증가 전망

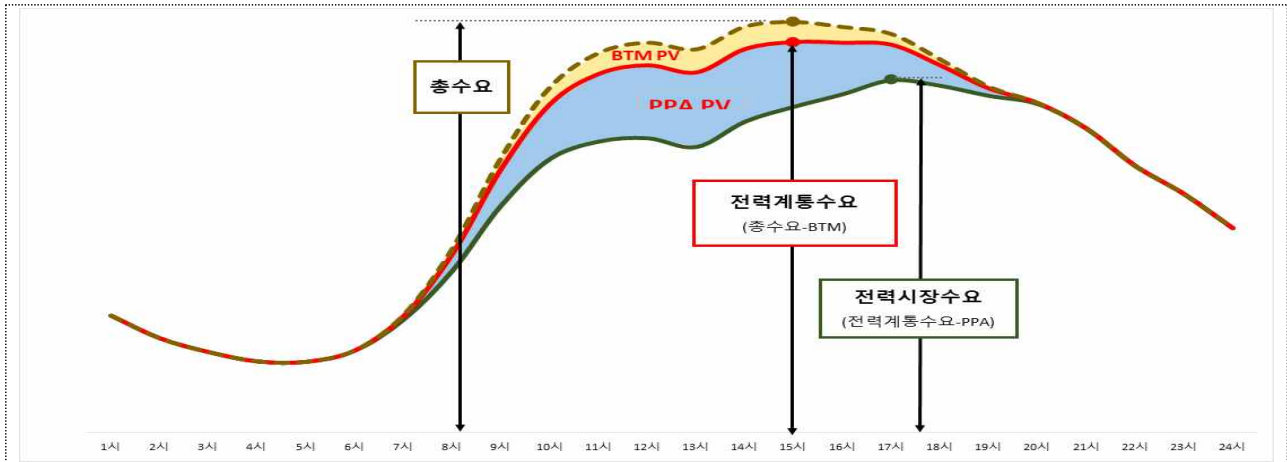
< 목표수요 전망결과 >

연 도	전력소비량(TWh)	최대전력(GW)	
		하 계	동 계
2023(실적)	546.0	98.3	94.0
2024	552.3	101.0	96.1
2025	559.2	102.5	97.5
2026	565.4	104.2	98.9
2027	573.0	106.2	100.6
2028	578.5	107.8	101.9
2029	582.4	109.3	103.2
2030	590.1	111.4	105.1
2031	596.3	113.4	107.1
2032	604.8	115.7	108.9
2033	608.0	118.0	110.2
2034	611.0	120.3	112.1
2035	619.0	123.1	114.1
2036	619.0	125.0	115.5
2037	621.8	127.1	116.9
2038	624.5	129.3	118.8
계획기간 연평균 증가율	0.9%	1.8%	1.5%

참고 8

전력계통 수요와 전력시장 수요의 구분

- 전력시장에서 비계량되는 한전PPA·자가용태양광(BTM)의 증가에 따라 전력수요 전망 대상을 '전력계통 수요'와 '전력시장 수요'로 구분



- 목표수요 전망 : 전력시장 수요 기준

○ 최대전력(전력시장 최대전력) : '38년(하계) 기준 123.2GW

< 전력시장 수요 전망결과 (최대전력, 목표수요) >

연 도	최대전력(GW)	
	하계	동계
2023(실적)	93.6	91.6
2024	95.6	91.6
2025	96.8	92.5
2026	98.1	94.0
2027	99.9	95.7
2028	101.5	97.1
2029	103.1	98.5
2030	105.2	100.3
2031	107.2	102.3
2032	109.6	104.1
2033	111.9	105.4
2034	114.2	107.3
2035	117.0	109.3
2036	118.9	110.7
2037	121.0	112.1
2038	123.2	114.1
계획기간 연평균 증가율	1.8%	1.6%

Ⅵ. 전환부문 기후변화 대응

1 온실가스 감축경로

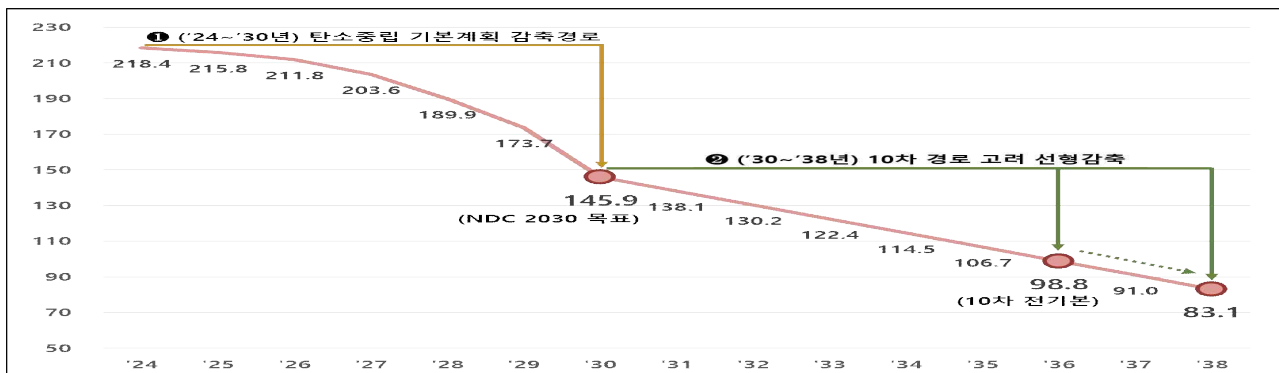
1. 검토 배경

- 10차 전기본 이후, '30년 전환부문 온실가스 감축목표 4백만톤 상향
 - 10차 전기본 이후 「제1차 국가 탄소중립 녹색성장 기본계획」 발표, '30년 전환부문 온실가스 감축목표 4백만톤 상향*
 - * '30년 목표(백만톤) : (기준) 149.9 ('18년比 △44.4%) → (수정) 145.9 ('18년比 △45.9%)
 - ** 과거 전기본 '30년 목표(백만톤) : (8차) 226.8 → (9차) 192.7 → (10차) 149.9
- 11차 전기본 수립시의 '30년 온실가스 배출목표는 145.9백만톤, 다만 '31년 이후의 국가 온실가스 배출경로는 현재 미설정
 - * 현재 2035년 NDC 수립 중으로, UNFCCC 제출 필요('25년)

2. 11차 전기본 온실가스 감축경로

- 11차 전기본은 '30년 145.9백만톤, '38년 83.1백만톤의 배출경로 적용
 - ('24~'30년) 10차 전기본 및 「제1차 국가 탄소중립 녹색성장 기본계획」의 전환부문 온실가스 배출경로 적용
 - ('31~'38년) 10차 전기본 배출경로를 준수하는 선형감축 경로 적용
- ※ '31년 이후는 향후 2035년 NDC 수립 등 감안, 검토대안(1안: '38년 95.8백만톤, 2안: '38년 83.1백만톤) 중 보다 높은 수준으로 감축하는 경로 채택

< 11차 전기본 온실가스 감축경로 (단위 : 백만톤CO₂eq) >



2 기후변화 적응방안

- (전력설비 신뢰성 강화) 기후위기에도 안정적으로 전력을 공급할 수 있도록 기후위기 적응대책 수립*, 설비 보안, 인프라 구축 등을 추진

* 한전 및 발전공기업은 탄소중립기본법에 따라 제1차 기후위기 적응대책(~'27년) 수립

- (발전설비) 기상악화 심화시에도 안정적인 전력공급을 할 수 있도록 연료공급부터 발전설비 안정운전을 위한 전반적인 개선을 추진

- 냉각계통* 보완 : 폭염·한파 대비 냉각계통 성능개선·관리강화

* 화력발전에서 냉각계통은 발전용량, 설비효율 및 설비안정운영에 직접적인 연관 有

- 해양 부포를 통한 해수온도 모니터링 강화
- 동절기 공기조화설비(HVAC) 냉각수 배수 및 건조상태 유지
- 온도 민감 제어설비 냉각장치 추가 설치 및 감시체계 고도화

- 저탄장 옥내화 추진 : 안정적인 연료공급 대책

- 석탄 자연발화(폭염), 저탄장 시설 침수(호우), 저탄장 비산(강풍) 방지를 위해 옥내화 추진



- 비점오염 저감시설 관리강화 : 호우시 비점오염 문제 해결

- 주기적 퇴적물 준설 등 취배수구 유지 관리 및 저감시설 증설

- 방재시설 보강 : 해수면 상승(호우·강풍) 대비 방재시설 증설 및 보강

- 비상전력계통 및 안전설비 침수방지 방수문 설치
- 이물질(해파리 등) 유입방지 그물망 운영, 이동형 배수펌프 설치

- 수처리공정 개선 : 폭염·한파 대비 용수 관련 대응

- 용수부족, 수질악화 대비 해수담수화 설비 도입
- 가뭄 대비 설비점검, 용수 재이용 등 공정 개선



- (송전설비) 기상위기 사전 예측·대응을 위한 인프라 구축과 피해 최소화를 위한 재난대응 역량강화 및 긴급복구체계 수립 추진
 - 인프라 구축 : 기후변화별(폭염, 한파, 대설 등) 사전 예방진단 시스템 구축 및 피해 최소화를 위한 전력설비 개선
 - 폭염 및 한파 대비 송변전 예방진단 시스템 구축
 - 산림청 국가산불위험예보시스템 연계를 통한 송전선로 화재 감시체계 강화
 - 대설 대비 전력설비 착빙 측정 및 예측 연구
 - 전력설비 기상재해 예상 평가 체계 개발
 - 기후변화 취약지역 선정 및 모니터링 체계 구축
 - 호우피해 예방을 위한 송전철탑 부지별 재해위험등급 평가 관리 시스템 구축
 - 태풍 취약 철탑 보강 및 취약설비 GIS화*
 - * Gas Insulation Substation : 밀폐된 철제용기에 모선과 개폐장치를 넣고 SF6 또는 친환경 GAS로 충전한 가스절연 개폐설비로, 설비 신뢰도 확보에 용이
 - 강풍 대비 배전 시공기준 개선
- 시설관리자 역량 강화 : 재난 신속 대응을 위한 전문인력 양성
 - 재난 유형별 지속적인 대응 훈련 실시
 - 기후변화 적응 역량강화 교육 및 전문인력 양성
 - 기후변화 대비 작업환경 개선
- 공공서비스 제공 : 재난 발생시 상황전파 및 신속복구 등 서비스 제공
 - 대규모 전력사고 대비 정부 상황보고 및 전파 체계 관리
 - 재난 발생시 긴급복구를 위한 비상연락체계 구축

Ⅶ 주요 발전원별 정책방향

1 노후 화력설비 관리

1. 기본방향

- ☐ (계통 유연성) 재생e·원전 확대에 대응하여 전력계통의 유연성 제고
- ☐ (온실가스) NDC 상향, 수소·암모니아 혼소 등 탄소중립 가속화 고려
- ☐ (정책 연속성) 중장기 전력 정책의 연속성 및 전기본 기본방향 고려
- ☐ (설비계획) 발전사업자 의향 고려 및 특정 전원 편중 방지

2. 세부 관리방안

가. 노후 석탄

- ☐ 기존 노후 석탄화력의 일반 LNG 대체 중단, 무탄소전원 대체 추진
 - 다만, 10차 전기본까지 적용된 노후 석탄화력의 LNG 대체는 정책 신뢰성을 고려 지속 추진
- ☐ 사업자 의향을 반영하여 대체, 원칙적으로 동일용량·동시대체 추진

나. 노후 LNG

- ☐ 집단에너지 전환, 수소혼소 등의 경우 제한적으로 허용*

* 사업자 의향을 반영하되, 동일용량·동시대체 원칙 적용

< 노후 화력설비 관리 방안 >

구 분	설비 개체 가능한 경우	설비 개조 가능한 경우
석탄*	① 10차까지 LNG 개체 확정물량 - 일부는 LNG열병합으로 변경 가능 ② 11차에서는 LNG로 전환 중단, 양수, 수소 등 무탄소 대체	암모니아 혼소 (CHPS 낙찰 전제)
LNG	① LNG열병합으로 변경하는 경우 * 근시일내 수소혼소전환 조건부 ② CHPS 낙찰받은 경우	수소혼소 (CHPS 낙찰 전제)

* 석탄발전은 설비 개조시에도 수명연한 준수

□ 원전 건설

○ 새울 #3·4, 신한울 #3·4 적기준공 추진

* (새울 #3·4) 원자력안전법상 운영허가, 시운전 과정을 거쳐 상업운전 돌입
(신한울 #3·4) 원자로 및 관계시설 건설을 진행하여 '32~'33년 순차 준공

○ 신규 대형원전은 사업자 제출 건설기간(167개월) 감안, '37년 이후 활용

* 일정: (~'26년) 건설부지 확정 → (~'29년) 관련 인허가 (환경영향평가법상 환경영향평가, 전원개발촉진법상 실시계획 승인, 원자력안전법상 건설허가 등) → (~'37~'38년) 건설 및 준공

□ 가동원전 계속운전 및 탄력운전

○ 철저한 안전성 점검 및 주민의견 수렴 등을 거쳐 '38년 內 운영허가가 만료되는 기존 원전의 계속운전을 차질 없이 추진

* 계속운전에 따른 방사성환경영향평가 주민공청회 등 수용성 확보 노력도 지속 병행

○ 원전, 재생e 등 무탄소전원 확대에 따른 전력계통 불안정성 증가에 대응하기 위해 '30년대 중반 대형원전 탄력운전 상용화 추진

□ 소형모듈원전 (SMR : Small Modular Reactor) * 모듈형 제작·설치가 가능한 소형원전

○ 글로벌 경쟁력을 갖춘 한국형 SMR 개발* 및 관련 사업화를 적기 추진하여, '30년대 국내 상용화 및 글로벌 시장 진출 발판 마련

* 혁신형 소형모듈원전(i-SMR) : 산업부·과기정통부 주관 下 '28년까지 개발 완료 목표

- 안전성 확보를 위한 기술개발, 표준설계인가 획득 등을 거쳐 '30년대 초반 건설허가 획득을 전제로 '35년까지 국내 SMR 상용화 추진

○ 안전성이 검증된 다양한 노형의 국내시장 진입이 가능하도록 관련 제도 기반 구축

□ 방사성폐기물 처분시설 확보

○ 고준위 방폐장 부지선정 절차, 유치지역 지원 등 규정한 특별법 제정

○ 효율적이고 안전한 중·저준위 방폐물 처분을 위한 단계별 시설* 적기 준공

* (2단계 표층처분시설) 12.5만드럼 규모, '12년~'25년 (3단계 매립형처분시설) 16만드럼규모, '19년~'31년, (처분검사건물) 1만드럼 규모, '17년~'26년

1. 건강한 해상풍력 산업생태계 조성

- (정부주도 보급) 정부 주도의 계획적인 해상풍력 보급 추진
 - 보급 과정에서 공공성을 강화하고 주민수용성·인허가 애로 해소 지원
 - 해상풍력 보급 과정에서 발전공기업 등 공공 역할 강화
- (공급망 강화) 해상풍력 생태계 전반을 아우르는 공급망 경쟁력 강화
 - (제조) 공급망 강화를 중심으로 경쟁입찰시장 운영·평가 개선
 - (설치) 보급 확대에 대비한 항만·선박 등 설치 인프라 구축 지원
 - (운영) 풍력발전 선도국 사례를 살펴 인증 등 안보 점검 강화

2. 전략적 태양광 확산

- (우수입지 발굴) 계통·주민수용성을 고려한 입지별 전략적 보급
 - 계통·주민수용성이 우수한 산단태양광을 확산하며, 제약 요소인 산단 입주업종·이격거리 규제를 개선
 - 제로에너지건축물 의무화 연계 건물일체형태양광(BIPV) 확대
- (제도 개선) 지자체별 이격거리 규제, 법령 근거 없는 관행은 합리적으로 개선, 중대형 확산을 위한 전원개발촉진법 활용 기준 마련

< 전원개발실시계획 승인기준(안) >

- ① 발전사업허가를 받은 대규모 사업* 중 주민수용성, 산업기여도 등을 종합 고려
 - * 태양광, 육상풍력: 40MW 초과, 해상풍력: 300MW 초과
- ② 기타 정책적 지원 필요사업(집적화단지, 환경성·수용성을 갖추고, 지역경제 활성화 효과가 크다고 산업통상자원부장관이 인정하는 사업)

- (계통부담 완화) 전력망 여건을 고려한 질서 있는 설비진입 추진
 - ‘유연한 접속’의 원칙 적용 등 계통여유지역으로 설비 진입 유도
- (공급망 강화) 산업 재도약 및 미래시장 대비 핵심기술 확보
 - 탄소검증제 적용 강화 등 입찰평가 개선, 기술개발 애로 해소 지원

3. 새로운 시장에 맞는 제도 개편

* 최근 RPS 의무수요에 더해 민간의 자발적 수요 부가 + RPS 제도의 운영상 한계 노정

- (의무시장) 정부 주도의 체계적 보급을 위한 RPS 제도 개편
 - 재생e 공급에서 정부역할 확대, 정부입찰 중심의 신규설비 진입
 - 과거 RPS 운영국(英, 日) 등 주요국들도 정부입찰 중심으로 전환

국가	전환 배경
영국 (‘14년)	• 재생e 발전사업자의 SMP, REC 가격 이중 불확실성 노출 • 전기소비자 부담 확대 등
일본 (‘17년)	• 발전원간 낮은 경쟁 등 • RPS 종료(2012) → FIT 재도입(2012) → 정부입찰 중심 전환(2017)

※ 제도 전반 개편 사항으로, 국회·업계 등 소통을 통한 공론화를 거쳐 추진

- (자발적 시장) PPA 활성화(RE100)를 다각도로 지원, 시장조성 추진
 - (PPA 활성화) 녹색프리미엄 원별(태양광·풍력 등) 구매허용 등 거래 편의 제고, RE100용 전력구매계약(PPA) 용량기준(1MW) 등 규제 완화
 - (지원) PPA 설비 대상 저리융자 지원, ‘재생e 펀드’* 중점 투자, PPA 계약 불이행에 대비한 예측가능성 확보 지원 등

* 녹색프리미엄 재원(3년, 0.2조)과 민간 매칭자금(3년, 0.6조)을 합쳐 0.8조 규모로 조성

- (시장조성) 자발적 재생e 활용을 위해, 정부가 민간수요 물량을 의뢰받아 통합 입찰 후 거래를 중개하는 ‘PPA 중개시장’ 개설

* (1차) RPS 경쟁입찰과 PPA 통합공고 → (2차) PPA 판매 동의 물량과 수요기업 매칭 중개

4 청정수소 · 암모니아 발전 확대

□ 청정수소간 비용 경쟁을 통해 경제성 있고 깨끗한 무탄소 전력 공급

○ 청정수소 인증제, 청정수소발전 입찰시장 등 핵심 제도를 통해 청정수소를 사용하는 무탄소발전 추진

- 청정수소 인증제(수소 1kg당 온실가스 배출량 4kgCO₂eq 이하) 및 청정수소발전 입찰시장 운영('24.5월 첫 개설, 거래기간 15년)

< 청정수소 인증 등급 (단위 : kgCO₂eq / kgH₂) >

구분	1등급	2등급	3등급	4등급
배출량	0~0.1	0.1~1	1~2	2~4

○ 혼소율 상향 지속 추진으로 청정수소·암모니아 발전의 온실가스 감축 효과 확대

- NDC 목표, 기술성, 경제성, 해외 동향 등을 종합 고려하여 혼소율 상향 및 수소전소 기술개발 로드맵 구축(암모니아 혼소율 50% 포함)

< 청정수소·암모니아 발전량 전망 >

구분	'30년	'38년
청정수소·암모니아 발전량(TWh)	15.5	43.9
(발전량 비중, %)	(2.4)	(6.2)

* 향후 입찰시장 결과, 기술개발, 연료도입 등에 따라 발전량 전망 조정 가능

□ 안정적인 무탄소 전력 공급을 위한 청정수소 생태계 조성 추진

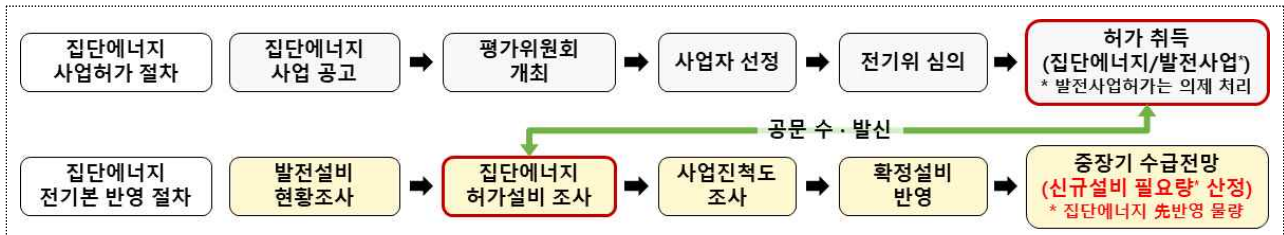
○ 청정수소의 생산, 수송, 저장, 활용에 걸친 청정수소 생태계 전반에 기업의 참여 확대를 유인하여 안정적인 수소발전 기반 구축

○ 에너지 안보를 고려하여 국내·외 청정수소 생산기반을 확충하고 수소 항만, 인수기지, 배관망 등 발전용 인프라 구축 추진

1. 관련 현황

- 최근 연료전환 및 효율향상 등을 이유로 집단에너지사업 설비 신·증설 추진 의향이 늘어나, 과잉설비 방지를 위한 관리 필요

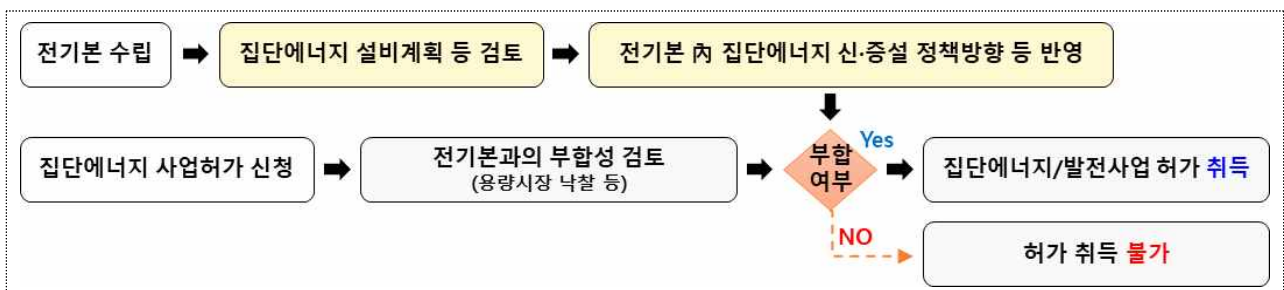
< 참고 : 그간 집단에너지 발전사업 허가취득 및 전기본 반영 절차 >



2. 관리 방안

- 11차 전기본부부터는 집단 에너지를 전기본의 수급관리 체계에 편입
- 신규·변경 허가신청의 경우 전기본 신규 필요물량 범위 내에서 용량시장입찰 경쟁을 통해 사업추진 허용
 - 시범입찰* 결과 분석을 통해 제도 보완 이후, '25.下 본입찰 예정
 - * '24년 시범입찰을 통해 0.9GW 집단에너지 사업허가대상자 선정 완료
 - 수소전환 로드맵 제시를 입찰 참여요건으로 설정하여 탄소중립 목표 달성을 위한 기반 마련
 - 기존 노후석탄의 대체는 동일용량·동시대체시 용량시장 내 가점 부여를 통해 연료전환 유도

< 집단에너지 발전사업 허가취득 절차 >



1. 관련 현황

- 재생e 확대에 따른 변동성 대응을 목적으로 9차 전기본 수립 이후 양수 5.7GW 및 BESS 68MW 발전사업자 선정 완료
 - (양수) ‘우선순위 심사’ 절차를 통해 총 5.7GW 사업자를 선정
 - * (9차 전기본) 1.8GW, (10차 전기본) 3.9GW
 - 10차 전기본의 경우, 양수 필요성 증대와 건설여건 유지 목적으로 ‘예비사업자 제도’를 마련, 2.5GW의 물량을 예비사업자 지정
 - 한수원 외 발전사 참여로 양수 입지 추가 발굴 역량 강화
 - (BESS) 경제적인 新전원 확보를 위해 별도 ‘중앙계약시장’ 개설, 총 68MW(제주 동부 35MW, 서부 33MW) 사업자 선정(‘23.11)

2. 추가확보 방안

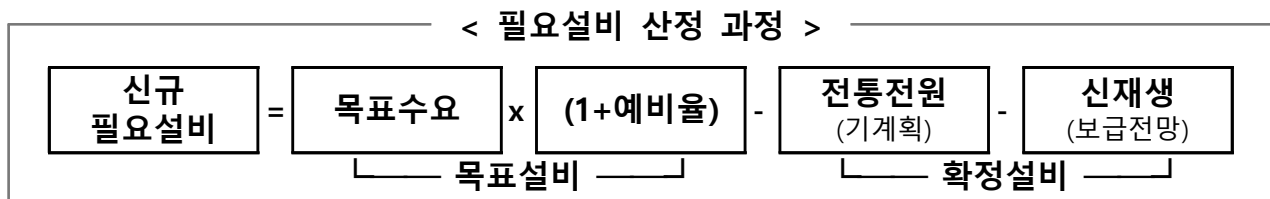
- 단기적으로는 재생e 변동성·출력제어 완화 및 호남지역 계통안정성 이슈 대응 수단으로써 BESS 조기 투입 고려
 - * 호남지역 재생e 집중화로 송전선로 과부하 및 계통안정성 취약 개소 증가 발생
- 중장기 측면에서는 노후 석탄의 무탄소 대체 수단으로 양수 반영, 적정 설비규모를 유지함과 동시에 재생e 대응역량을 추가확보
 - * 예비사업자 중 3개 발전소(곡성·금산·봉화양수)는 노후석탄 폐지 대체설비로 반영
- 장기적으로는 장주기 ESS 필요물량과 양수발전소 건설 기간을 고려해 양수와 기타 저장장치 간 적정 비율*로 투입
 - * 현재는 양수발전이 비용 우위를 가지나, 장기관점에서는 기타 저장장치(BESS 등) 기술개발 수준에 따라 경제성이 역전될 수 있음

VIII. 발전설비 계획

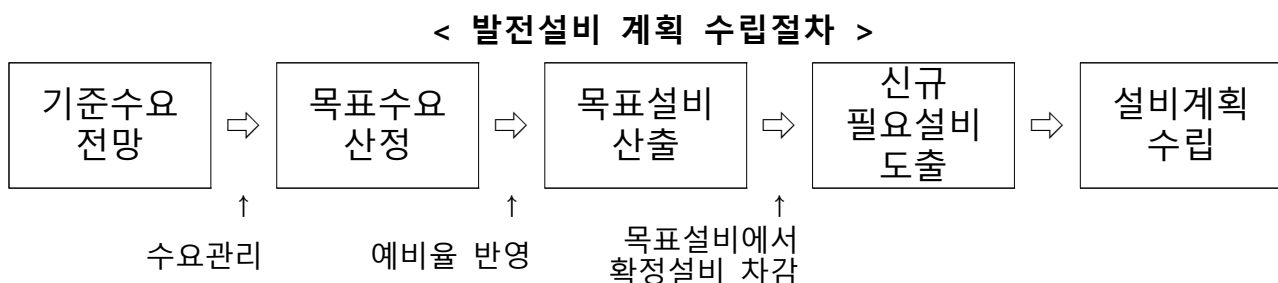
- ◇ 전력수요 전망에 기준 설비예비율(22%)을 적용하여 목표설비 도출, 이미 계획된 설비 등을 반영하고도 부족한 용량은 신규 건설 필요
- ◇ 신규 건설 및 노후설비 대체는 무탄소전원으로 하는 것을 원칙으로 하고, 탄소전원은 불가피한 경우에 예외적으로 반영
 - ⇒ 원전(대형원전, SMR), 재생에너지 등 무탄소전원을 함께 확대
 - ⇒ '37~'38년 수명도래 노후석탄은 양수, 수소 등 무탄소 전환 추진

1 수립절차

- (목표설비 용량) 연도별 목표수요에 기준 설비예비율 반영
- (확정설비 용량) 이미 설치·계획된 화력·원자력 등 전통전원 발전설비와 신재생에너지 보급전망 반영
- (신규 필요설비 용량) 목표설비 용량에서 확정설비 용량을 차감



- (전원구성) 에너지 공급 안정성, 효율성, 탄소중립 등을 종합적으로 고려하고, 발전원별 기술여건 및 건설기간 등 감안



2 기준 설비에비율 및 목표설비 용량

◇ 기준 설비에비율 : '38년 기준 22%

= 미래 특정시점의 최대전력 대비 필요한 예비 전력설비의 비율

= ①용량적정성 확보 + ②수요불확실 대응 + ③공급불확실 대응

□ 구간별 적용 기준 설비에비율 : 단기 20%, 중기 21%, 장기 22%

○ (용량적정성 확보) 전산모형(RASMO)에 전력수요, 전원구성, 설비별 기술특성 등을 입력하고 공급신뢰도 기준*을 만족하는 예비율 산정

* LOLE(Loss of Load Expectation) 0.3일/년

○ (수요불확실 대응) 과거 수요예측 오차율을 토대로 산출한 연차별 분산값 추세를 활용·전망, 미래 수요전망 오차 대응 설비에비율 산정

○ (공급불확실 대응) 전원별 계획대비 준공 실적을 토대로 건설이행률 산출, 이를 활용해 공급불확실 대응 예비율 산정

< 전국 기준 설비에비율 산출 결과 (단위 : %) >

구 분	단 기				중 기				장 기					
	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31	'32	'33	'34	'35	'36	'37	'38
용량적정성 확보	14.6	14.3	14.1	13.7	13.4	13.1	12.9	12.8	12.6	12.3	12.1	11.9	11.7	11.4
수요불확실 대응	2.7	3.6	4.3	5.0	5.5	6.1	6.6	7.0	7.5	7.9	8.3	8.7	9.1	9.4
공급불확실 대응	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
연도별 기준 설비에비율	18.2	18.8	19.3	19.6	19.8	20.1	20.4	20.7	21.0	21.1	21.3	21.5	21.7	21.7
구간별 기준 설비에비율	20%				21%				22%					

□ 목표설비 용량 : '38년 157.8GW (하계 기준)

○ '38년 목표수요 129.3GW보다 기준 설비에비율 22%만큼 많은 수치

* 목표설비 용량 = 목표수요(129.3GW) x (1 + 기준 설비에비율 22%)

1. 반영 기준

□ (전통전원) 이미 설치된 설비('23년)에 '38년까지의 사업자 계획* 반영

* 발전사업자(원전, 화력, 양수 등) 대상, '발전설비 현황조사' 실시('23.9~10월)

** '24년 준공계획 설비는 준공 시기를 재조사('24.9)하여 현행화

○ 건설 중인 설비와 10차 전기본에 따라 사업자 선정*된 설비 반영

* 10차 전기본 신규 양수 사업자 선정('23.12), 우선·예비사업자 포함

○ 발전설비 폐지계획과 노후 화력설비 대체계획* 반영

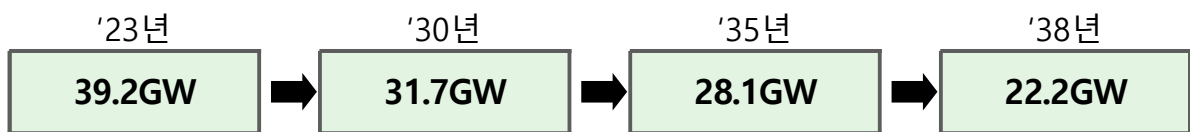
* 10차 전기본상 노후석탄의 LNG 대체건설 계획 포함

□ (신재생에너지) 설치 잠재량, 전력계통 여건, 정책노력 등을 종합 고려하여 '38년까지의 신재생에너지 보급경로 전망

2. 반영 내용

① 전통전원

○ (석탄) 노후 석탄발전 설비 폐지(LNG·무탄소 대체) 계획 등 반영



- '24~'36년 : 노후 28기* 폐지 후 LNG 연료전환 (10차, 14.1GW)
삼척화력 #1·2 준공 (2.1GW)

* 태안 #1~6, 당진 #1~6, 보령 #5·6, 삼천포 #3~6, 동해 #1·2, 하동 #1~6, 영흥 #1·2

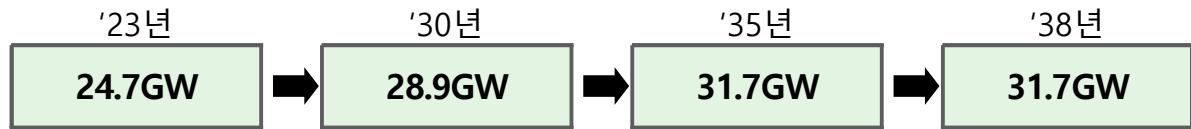
- '37~'38년 : 노후 12기* 는 양수**, 수소전소, 암모니아 혼소 등
무탄소 위주 전환 (6.8GW)

* 영흥 #3·4, 하동 #7·8, 당진 #7·8, 태안 #7·8, 보령 #3·4·7·8

(하동 #8은 '39년 수명(30년) 도래하나, 사업자 의향에 따라 추가 반영)

** 영흥 #3 → 금산양수, 당진 #7 → 곡성양수, 보령 #4 → 봉화양수

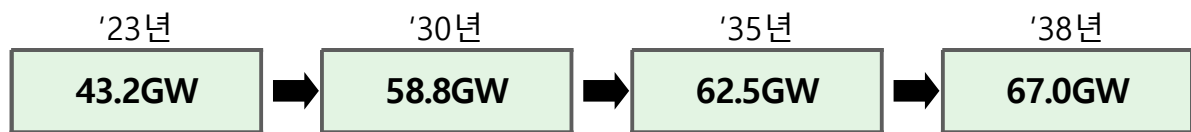
○ (원자력) 이미 계획된 신규원전 건설과 계속운전 전제



- '24~'26년 : 신한울 #2, 새울 #3·4 준공 (4.2GW)

- '32~'33년 : 신한울 #3·4 준공 (2.8GW)

○ (LNG) 노후 석탄발전 LNG 대체, 신규 사업자 선정 등 반영



- '25~'36년 : 노후 석탄발전 LNG 연료전환* (10차, 14.1GW)
제주복합 #3, 제주청정에너지복합 등 준공

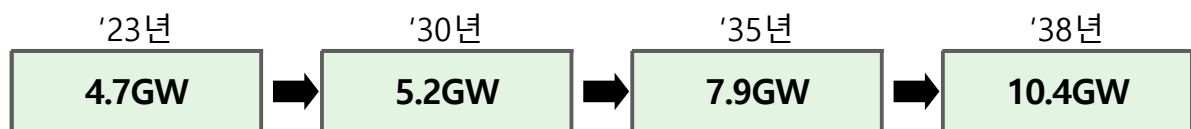
* 노후 석탄발전 중 6기는 반도체 클러스터 전력공급 위해 용인에 대체건설
(당진 #3·4, 하동 #5·6, 태안 #5·6)

- '37~'38년 : 노후 석탄발전 중 '수소전소 등*' 전환 (3.4GW)

* '37~'38년에 수명연한 도래하는 노후석탄 12기 중 6기는 사업자 의향에 따라
'수소전소 또는 열병합'으로 대체 예정

** 수소전소 진입시점 및 설비용량은 향후 기술개발 수준, CHPS 결과 등에 따라 변동 가능

○ (양수) 건설 중인 양수, 신규 사업자 선정 등 반영



- '30~'33년 : 영동, 홍천, 포천 준공 (9차, 1.8GW)

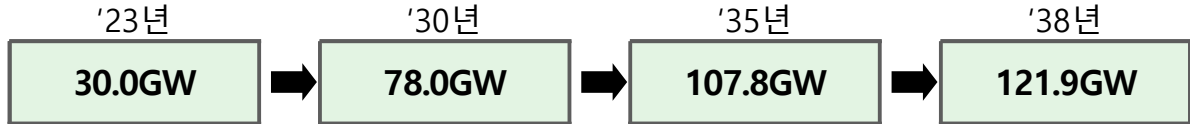
- '34~'37년 : 구례, 합천 준공 (10차 우선사업자, 1.4GW)
영양, 봉화, 곡성, 금산* 준공 (10차 예비사업자, 2.5GW)

* 봉화, 곡성, 금산 양수는 노후 석탄발전 대체

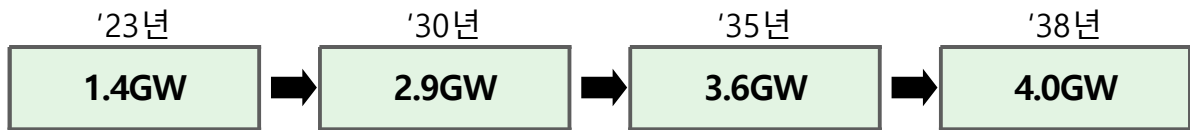
② 신재생에너지

○ 설치 잠재량, 전력계통 여건, 정책노력 등을 종합 고려한 신재생 에너지 발전설비는 '38년 **125.9GW**(연말 정격용량 기준) 전망

- (재생e) 태양광·풍력 등 재생에너지 발전설비는 '38년 **121.9GW** 전망



- (신e) 신에너지인 연료전지 및 IGCC 설비는 '38년 **4.0GW** 전망



< '38년 신재생에너지 설비용량 (연말기준, 단위 : MW) >

구분	태양광	풍력	수력	해양	바이오	연료 전지	IGCC	소계
정격용량	77,203	40,671	1,909	256	1,852	3,621	346	125,857
피크기여도	14.3%	2.4%	21.2%	0%	45.9%	73.2%	100.0%	-
실효용량	11,040	976	405	-	1,083	2,650	346	16,500

* 발전설비 실효용량은 정격용량에 피크기여도를 적용하여 산정

< '38년 확정설비 용량 (단위 : GW) >

구분		원전	석탄	LNG	재생e	신e	양수	기타	계
동계	실효용량	31.7	21.8	67.0	13.5	3.0	10.4	0.4	147.7
	비중	21.4%	14.7%	45.3%	9.1%	2.0%	7.0%	0.3%	100.0%
	정격용량	31.7	22.2	67.0	121.9	4.0	10.4	0.7	257.8
	비중	12.3%	8.6%	26.0%	47.3%	1.5%	4.0%	0.3%	100.0%
하계	실효용량	31.7	22.3	66.5	13.3	3.0	10.4	0.4	147.5
	비중	21.5%	15.1%	45.1%	9.0%	2.0%	7.1%	0.3%	100.0%
	정격용량	31.7	22.7	66.5	119.5	3.9	10.4	0.7	255.4
	비중	12.4%	8.9%	26.0%	46.8%	1.5%	4.1%	0.3%	100.0%

* 신규 필요설비는 하계 실효용량 기준으로 산정

참고 9

11차 전기본 재생에너지 보급전망 방식

- ※ 11차 전기본 재생e 보급전망은 전기본 워킹그룹 및 관계기관(에기연, 예경연, 한전, 전력거래소) 분석을 통해 전망, 외부 전문가 공개세미나('23.12) 등 검토
- ※ 실무안 발표 이후, 범부처 재생e 확대 정책노력을 반영하여 상향('조정안')

□ ('30년) '30년 NDC 감안, 재생에너지 78.0GW 보급 전망

- (실무안) 설치 잠재량, 계통 여건 등을 기반으로 산출한 '기본보급 경로'에 정책노력을 반영한 '가속보급경로' 도출

* '30년 태양광·풍력(GW) : (기본보급경로) 61.1 → (가속보급경로) 72.0 (+10.9)

- 가속보급경로 달성을 위해 산단태양광 확산, 이격거리 규제 조기 완화, ESS 보강, 해상풍력 인허가 애로 해소 등 추진

- (조정안) 환경부·탄녹위 등의 재생에너지 추가 확대 의견 감안, 범부처 정책노력을 반영하여 보급전망 1.9GW 상향

- 수상태양광 및 주차장태양광 확대, 이격거리 규제개선을 위한 인센티브 확대, 데이터센터 수요분산 등 추진

⇒ '30년 태양광·풍력 보급전망 : (실무안) 72.0GW → (조정안) 74.0GW

□ ('38년) 온실가스 감축경로 등 감안, 재생에너지 121.9GW 보급 전망

- (실무안) 10차 전기본의 온실가스 감축 추세를 지속하기 위해 필요한 재생에너지는 119.5GW

* 온실가스 감축목표: ('36년) 98.8백만톤 → ('38년) 83.1백만톤

- (조정안) '38년 출력제어율 상향(3→5%)*을 허용하여 재생에너지 추가 수용, 보급전망 2.4GW 상향

* 해외 주요국 출력제어율 : 美 CAISO 4%, ERCOT 6%, SPP 9%, 日 규슈 7% 등

⇒ '38년 태양광·풍력 보급전망 : (실무안) 115.5GW → (조정안) 117.9GW

4 신규 필요설비 용량

□ 신규 필요설비 용량 : '38년까지 10.3GW 신규건설 필요

○ '38년 목표설비 157.8GW에서 확정설비 147.5GW 제외 (하계 실효용량)

$$\boxed{\text{신규 필요설비}} = \boxed{\text{목표수요}} \times \boxed{(1+\text{예비율})} - \boxed{\text{전통전원 (기계획)}} - \boxed{\text{신재생 (보급전망)}}$$

└───────── 목표설비 ─────────┘
└───────── 확정설비 ─────────┘

< 기간별 부족설비 용량 (단위 : GW) >

기간	'31~'32년	'33~'34년	'35~'36년	'37~'38년	누계
부족설비 물량	2.2	1.5	2.2	4.4	10.3

5 전원구성

기본 방향

□ 에너지 공급 안정성, 효율성, 탄소중립을 종합 고려하여 전원구성

- (공급 안정성) 글로벌 공급망 차질 및 연료가격 변동 등 대외여건 변화에도 전력공급의 안정성 유지
- (효율성) 전력시스템 전반의 관점에서 가장 경제적·효율적인 전원이 진입할 수 있도록 시장 메커니즘 등 활용
- (탄소중립) 온실가스 감축을 위해 무탄소전원 확충을 원칙으로 하되, 열공급 등을 위해 불가피한 경우 탄소전원 일부 예외적 반영

□ 무탄소 신기술 발전원 등의 경우, 기술여건 및 건설기간 등 고려

< 기술여건 및 건설기간을 고려한 전원별 진입가능 시점 >

구 분	2030	...	...	2034	...	...	2037	2038
대형원전								'37년 11월
SMR								'34년 9월
수소전소								'30년대 중반
LNG열병합	'29년 12월							

신규설비 전원구성

- 신재생에너지 확대를 반영하고도 추가로 필요한 신규 발전설비 (10.3GW)는 원자력(대형원전, SMR), 열병합, 무탄소경쟁 등으로 확충

< 기간별 신규설비 필요용량 및 전원구성 (단위 : GW) >

기간	'31~'32	'33~'34	'35~'36	'37~'38	누계
부족 설비물량	2.2	1.5	2.2	4.4	10.3
투입설비	열병합 2.2 (시범사업 0.9)	유보 1.5	SMR 0.7 무탄소경쟁 1.5	대형원전 2.8 유보 1.6	열병합 2.2 원자력 3.5 무탄소경쟁 1.5 유보 3.1

- ('31~'32년) 무탄소전원의 진입 불확실성을 감안하여 열병합(LNG)으로 해당 기간 필요설비 충당, 사업자는 입찰시장* 개설하여 선정

* '24년 시범입찰 실시(0.9GW 낙찰), 11차 전기본 확정 후 추가 개설

- ('33~'34년) 무탄소전원 진입이 여전히 불확실하고, 차기 전기본에서 전원을 배분해도 되는 기간이므로, 전원구성 유보*

* 수소혼소 전환 조건부 열병합 또는 무탄소 물량으로 설정

- ('35~'36년) SMR 상용화 실증 1기*(0.7GW) 반영, 그 외 물량은 수소전소 등 무탄소전원 간 경쟁 가능한 입찰시장을 개설하여 확보

* SMR 안전성 확보를 위한 기술개발, 표준설계인가 획득 등을 거쳐 '30년대 초반 건설허가 획득을 전제로 '35년까지 국내 SMR 상용화 추진

- ('37~'38년) 건설기간(167개월) 고려시 신규 대형원전 진입이 가능한 기간으로, 해당기간에 대형원전 2기(2.8GW) 반영, 잔여물량(1.6GW) 유보

※ 전기본 총괄위원회('24.5, 실무안 발표시) : '37~'38년 4.4GW의 신규설비 필요, 이는 APR1400 기준 산술적으로 최대 3기 건설이 가능한 물량이나, '38년까지의 건설 기수는 부지확보 등 추진일정, 소요비용 등을 종합적으로 고려하여 정부가 사업자와의 협의를 통해 최적안을 도출할 것을 권고

전력수급 전망

□ 단기('24~'28년) : 설비예비율은 20% 이상 유지(20.5~24.4%)

□ 중·장기('29~'38년) : '31년부터 설비 부족 발생, 신규설비 건설 필요

< 연도별 전력수급 전망 (하계 기준, 단위 : GW) >

연도	최대 전력	목표 설비	확정설비			과부족	신규 설비	최종 설비	설비 예비율	기준 설비 예비율
			전통전원	신재생	소계					
2024	101.0	121.2	115.3	6.4	121.7	0.5	-	121.7	20.5%	20%
2025	102.5	123.0	118.3	7.2	125.5	2.5	-	125.5	22.4%	
2026	104.2	125.0	120.7	8.0	128.7	3.7	-	128.7	23.5%	
2027	106.2	127.4	123.3	8.8	132.1	4.7	-	132.1	24.4%	
2028	107.8	129.3	123.9	9.6	133.5	4.2	-	133.5	23.9%	
2029	109.3	132.3	124.1	10.5	134.5	2.2	-	134.5	23.0%	21%
2030	111.4	134.8	124.1	11.5	135.6	0.8	-	135.6	21.7%	
2031	113.4	137.2	124.6	12.4	137.0	△0.2	0.2	137.2	21.0%	
2032	115.7	140.0	124.7	13.1	137.8	△2.2	2.0	140.0	21.0%	
2033	118.0	144.0	126.7	13.7	140.4	△3.6	1.4	144.0	22.0%	22%
2034	120.3	146.8	128.8	14.3	143.1	△3.7	0.1	146.8	22.0%	
2035	123.1	150.2	130.2	14.9	145.1	△5.1	1.4	150.2	22.0%	
2036	125.0	152.5	131.2	15.4	146.6	△5.9	0.8	152.5	22.0%	
2037	127.1	155.1	131.7	15.9	147.6	△7.5	1.6	155.1*	22.0%	
2038	129.3	157.8	131.2	16.3	147.5	△10.3	2.8	157.8*	22.0%	

* 신규 대형원전('37년, '38년 각 1기) 하계 시운전 반영시

□ 발전설비 전원구성 결과

○ '38년 정격용량 기준 : 재생e(45.5%), LNG(25.8%), 원전(13.1%) 순

< 연도별 전원구성 전망 - 연말 정격용량 기준 (단위 : GW, %) >

연도	구분	원전	석탄	LNG	재생e	신e	양수	기타	미정 (무탄소 시장/유보)	계
2023 (실적)	용량	24.7	39.2	43.2	30.0	1.4	4.7	1.3	-	144.4
	비중	17.1	27.1	29.9	20.8	1.0	3.3	0.9	-	100.0
2025	용량	26.1	40.8	47.3	39.0	1.8	4.7	1.2	-	160.8
	비중	16.2	25.4	29.4	24.3	1.1	2.9	0.7	-	100.0
2030	용량	28.9	31.7	58.8	78.0	2.9	5.2	0.7	-	206.1
	비중	14.0	15.4	28.5	37.8	1.4	2.5	0.3	-	100.0
2035	용량	32.4	28.1	64.7	107.8	3.6	7.9	0.7	2.2	247.4
	비중	13.1	11.4	26.2	43.6	1.5	3.2	0.3	0.9	100.0
2038	용량	35.2	22.2	69.2	121.9	4.0	10.4	0.7	4.6	268.1
	비중	13.1	8.3	25.8	45.5	1.5	3.9	0.2	1.7	100.0

* 원전에는 SMR 포함, 석탄에는 '암모니아 혼소' 포함, LNG에는 '수소 혼·전소' 포함

** '31년 이후 신규 필요물량 10.3GW의 경우, ❶열병합 2.2GW, ❷SMR 0.7GW 및 대형원전 2기 (2.8GW) 전제, ❸무탄소시장 1.5GW 및 유보 3.1GW로 반영

○ '38년 실효용량 기준 : LNG(43.8%), 원전(22.2%), 석탄(13.8%) 순

< 연도별 전원구성 전망 - 연말 실효용량 기준 (단위 : GW) >

연도	구분	원전	석탄	LNG	재생e	신e	양수	기타	미정 (무탄소 시장/유보)	계
2023 (실적)	용량	24.7	38.7	43.2	4.9	1.1	4.7	1.1	-	118.4
	비중	20.8	32.7	36.5	4.1	1.0	4.0	0.9	-	100.0
2025	용량	26.1	40.3	47.3	6.1	1.4	4.7	0.9	-	126.9
	비중	20.5	31.8	37.3	4.8	1.1	3.7	0.7	-	100.0
2030	용량	28.9	31.3	58.8	9.9	2.2	5.2	0.4	-	136.7
	비중	21.1	22.9	43.0	7.2	1.6	3.8	0.3	-	100.0
2035	용량	32.4	27.7	64.7	12.4	2.7	7.9	0.4	2.2	150.5
	비중	21.5	18.4	43.0	8.2	1.8	5.2	0.3	1.5	100.0
2038	용량	35.2	21.8	69.2	13.5	3.0	10.4	0.4	4.6	158.0
	비중	22.2	13.8	43.8	8.5	1.9	6.6	0.3	2.9	100.0

* 원전에는 SMR 포함, 석탄에는 '암모니아 혼소' 포함, LNG에는 '수소 혼·전소' 포함

** '31년 이후 신규 필요물량 10.3GW의 경우, ❶열병합 2.2GW, ❷SMR 0.7GW 및 대형원전 2기 (2.8GW) 전제, ❸무탄소시장 1.5GW 및 유보 3.1GW로 반영

※ 발전량 전망은 원전 계속운전, 재생에너지 보급 속도, 전력계통 제약, 연료 조달, 무탄소시장 여건 등의 영향에 따라 변동 가능성 매우 높음

□ ('30년) 무탄소비중 53%로 전환부문 온실가스 감축목표 달성 가능

○ 10차 대비, 원전 발전량 및 재생에너지 발전량·비중 확대

- (원전) 건설 중인 원전 준공, 계속운전 등 반영

* 원전 : (10차) 201.7TWh, 32.4% → (11차) 204.2TWh, 31.8%

- (재생) '30년 NDC 달성을 위한 정책노력 등 고려한 보급전망 반영

* 재생 : (10차) 115.8TWh, 18.6% → (11차) 120.9TWh, 18.8%

○ 신재생에너지 발전비중도 10차 대비 확대 (10차 : 21.6% → 11차 : 21.7%)

□ ('38년) 무탄소비중 70%로 10차 전기본 감축경로 유지 가능

○ 온실가스 감축을 위해 장기적으로 석탄, LNG 등 탄소발전 축소, 원전, 재생에너지, 청정수소·암모니아 등 무탄소발전 확대 전망

< 전원별 발전량 및 비중 전망 (단위: TWh, %) >

연도	구분	원전	석탄	LNG	재생e	신e	청정수소 암모니아	기타	합계	탄소	무탄소*
'23년 (실적)	발전량	180.5	184.9	157.7	49.4	7.2	-	8.3	588.0	358.2	229.9
	비중	30.7	31.4	26.8	8.4	1.2	-	1.4	100.0	60.9	39.1
'30년	발전량	204.2	110.5	161.0	120.9	18.7	15.5	11.8	642.6	302.0	340.6
	비중	31.8	17.2	25.1	18.8	2.9	2.4	1.8	100.0	47.0	53.0
'35년	발전량	236.0	88.9	101.1	179.9	24.3	32.8	28.5	691.5	242.8	448.7
	비중	34.1	12.9	14.6	26.0	3.5	4.7	4.1	100.0	35.1	64.9
'38년	발전량	248.3	70.9	74.3	205.7	26.4	43.9	34.9	704.5	206.7	497.8
	비중	35.2	10.1	10.6	29.2	3.8	6.2	5.0	100.0	29.3	70.7

* 무탄소발전 : 원전 + 재생 + 청정수소·암모니아

** 신규설비 중 '무탄소경쟁' 물량은 수소전소(0.7GW) 및 ESS연계형 태양광(0.8GW)으로 반영

*** 무탄소경쟁 시장 여건, 유보 물량 처리 등에 따라 변동 가능

참고 10

발전량 전망 주요 입력전제 및 수립방안

□ 검토목적

- 2030년 NDC, 2050년 탄소중립 등 온실가스 감축목표 달성 가능성을 평가하기 위해 11차 계획기간 중 주요 연도 발전량 전망

□ 전망방법

- (입력전제 및 제약사항) 전력수요, 발전설비 등의 입력전제를 발전 계획 모형에 반영하고, 온실가스, 출력제어율 등을 제약사항으로 적용

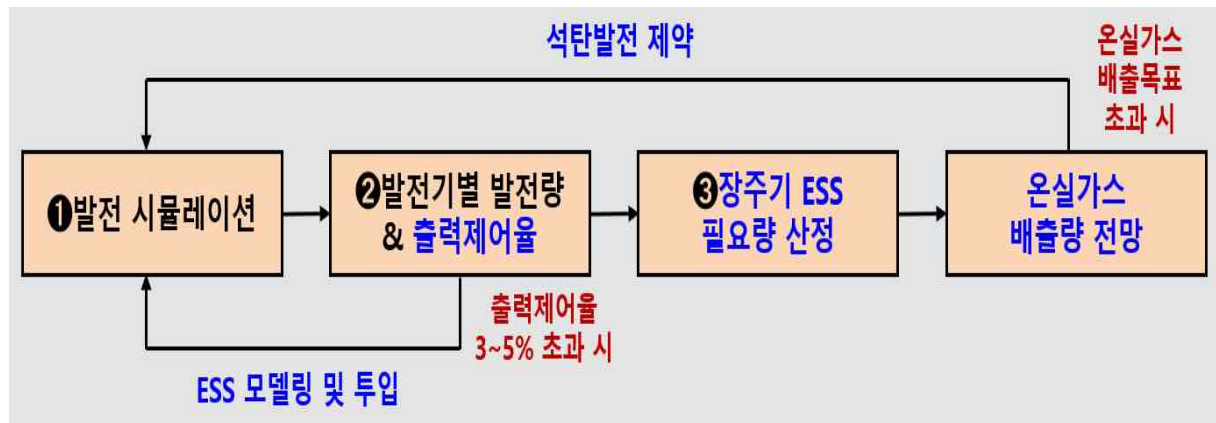
구분			주요내용
입력 전제	전력수요		■ 목표수요(최대전력, 전력소비량)를 시간대별로 반영
	발전설비*		■ 확정설비 및 발전기 신규·폐지 계획 적용 ■ 신재생에너지 보급전망 반영 ■ 수소·암모니아 혼소 발전량 전망치 적용
	설비 특성	원전**	■ 운영허가 만료 이후 재가동까지 가동정지 기간 반영 ■ APR 1400 설비 대상 연100일 수준 50~100% 탄력운전 적용
		석탄	■ 주간 기동정지(WSS) 적용
		LNG	■ 열병합발전(CHP) 열공급 제약 적용
		ESS	■ BESS 기준으로 방전시간 6h 적용, 제주지역은 별도 검토
		공통	■ 발전기별 예방정비일수, 고장정지율 등 적용
제약 사항	온실가스 감축목표		■ '30년 : 145.9백만톤, '35년 : 106.7백만톤, '38년 : 83.1백만톤 ■ 석탄 상한제약·가동정지 등을 통해 온실가스 배출량 조정
	출력제어율		■ 신재생에너지 대상 출력제어 적용 ■ 출력제어율 3~5% 수준 목표(장주기 ESS 이용률 11.0% 수준 고려)
	혼소제약		■ 암모니아·수소 혼소 비중을 고려한 적정 석탄·LNG 발전량 확보
	예비력		■ 상향예비력(운영예비력) 및 하향예비력 적용

* '37~'38년에 수명연한 도래하는 노후석탄 12기 중 6기는 사업자 의향에 따라 '수소 전소 또는 열병합'으로 반영, 신규설비 중 '유보' 물량은 발전계획 미반영, '무탄소경쟁' 물량은 수소전소(0.7GW) 및 ESS연계형 태양광(0.8GW)으로 반영

** 한수원 제출 "원전 탄력운전 개발, 적용 목표(안)" 적용

- (전망방법) 입력전제와 제약사항에 따른 연간 8,760h 발전계획을 수립하여 온실가스 감축목표 달성을 위한 전원별 발전량 산정
 - 온실가스 배출목표 초과시, 추가 석탄발전량 제약 적용을 통해 온실가스 감축목표에 부합하는 최종 전원별 발전량 도출

< 발전량 전망 수립방법 개략도 >



□ 전망결과

< 전원별 발전량 전망 (단위: TWh) >

연도	원전	석탄	LNG	재생e	신e	청정수소 암모니아	기타	합계	탄소	무탄소*
'30년	204.2	110.5	161.0	120.9	18.7	15.5	11.8	642.6	302.0	340.6
'32년	215.4	102.8	135.5	149.1	21.1	22.8	18.4	665.1	277.9	387.2
'34년	233.0	97.1	103.8	169.1	23.2	28.5	27.0	681.7	251.1	430.6
'36년	236.9	83.5	91.1	190.4	24.9	36.1	30.4	693.3	230.0	463.4
'38년	248.3	70.9	74.3	205.7	26.4	43.9	34.9	704.5	206.7	497.8

* 무탄소발전 : 원전 + 재생e + 청정수소·암모니아

** 무탄소경쟁 시장 여건, 유보 물량 처리 등에 따라 변동 가능

*** 재생에너지 등 발전기 진입 일정, 예방정비 일정, 계통여건 등에 따라 달라질 수 있음

7 환경 개선효과

1. 온실가스 감축

☐ 온실가스 배출량 산정방식

- 발전기별 발전량 전망에 온실가스 배출계수('20~'22년)를 적용하여 배출량을 전망하고, 혼소발전 등 기타 요인 조정·반영하여 산정

< '20~'22년 평균 온실가스 배출계수 (평균, 단위 : 톤CO₂eq/MWh) >

구분	원전	석탄	LNG
온실가스 배출계수	0	0.8384	0.3800

* '20~'22년 가동되어 온실가스 배출실적을 제출한 발전기의 배출계수 평균값

☐ 온실가스 감축 전망

- '30년 전환부문 온실가스 배출량은 145.8백만톤으로 전망
 - 9차·10차 전기본 대비 감축, '18년 269.6백만톤 대비 45.9% 감축
- 「제1차 국가 탄소중립 녹색성장 기본계획」의 전환부문 배출목표 달성

2. 미세먼지 감축

☐ 미세먼지 배출량 산정방식

- 발전기별 발전량 전망에 미세먼지 배출계수('20~'22년)를 적용하여 배출량을 전망하고, 혼소발전 등 조정·반영하여 산정

☐ 미세먼지 감축 전망

- '23년 대비 '30년 56%, '38년 73% 감축 전망

< 11차 전기본 미세먼지·오염물질 배출 전망 (단위 : 만톤) >

구분	'23년(실적)	'30년	'38년
미세먼지(PM 2.5)	1.2	0.5 (56.2% ↓)	0.3 (73.2% ↓)
SOx	2.4	1.0 (60.1% ↓)	0.6 (76.1% ↓)
NOx	3.6	2.1 (42.3% ↓)	1.4 (61.9% ↓)
Dust	0.18	0.07 (61.9% ↓)	0.03 (80.3% ↓)

* 미세먼지(PM2.5) = (0.345 × SO_x) + (0.079 × NO_x) + (0.66 × Dust) [출처: 환경부]

참고 11

11차 전기본 '30년 온실가스 배출전망 산정방식

- '30년 전환부문 온실가스 배출전망은 발전기별 발전량 전망에 온실가스 배출계수를 적용하여 발전기별 배출량을 전망하고, 이를 합산하여 산정
- (발전량 전망) 발전 시뮬레이션 프로그램을 활용하여 발전기별 '30년 발전량 전망

< 2030년 전원별 발전량 및 비중 전망 (단위 : TWh, %) >

연도	구분	원전	석탄	LNG	재생e	신e	청정수소 암모니아	기타	합계	탄소	무탄소
'30년	발전량	204.2	110.5	161.0	120.9	18.7	15.5	11.8	642.6	302.0	340.6
	비중	31.8	17.2	25.1	18.8	2.9	2.4	1.8	100.0	47.0	53.0

- (온실가스 배출계수) 발전사에서 제출한 개별 발전기의 '20~'22년 온실가스 배출량 실적을 기준으로 산정

< '20~'22년 평균 온실가스 배출계수 (평균, 단위 : 톤CO₂eq/MWh) >

구분	원전	석탄	LNG
온실가스 배출계수	0	0.8384	0.3800

* '20~'22년 가동되어 온실가스 배출실적을 제출한 발전기의 배출계수 평균값
(해당 기간 가동·배출실적이 없는 발전기는 유사 설비 실적으로 적용, 동 평균값 산정시 미포함)

- (온실가스 배출전망) 발전기별 발전량 전망에 온실가스 배출계수를 적용하여 배출량을 전망하고, 혼소발전 등 기타 요인 조정·반영

- 수소·암모니아 및 바이오 혼소에 따른 온실가스 감축 영향 반영

* 향후 수소발전 입찰시장 운영 예정으로, 현 시점에서 발전기별 혼소 발전량 전망이 어려워, 혼소에 따른 온실가스 감축량 산정시 전원별 평균(실적제출 발전기) 배출계수 활용

- IGCC* 및 열전용보일러**의 배출량 추가 반영

* IGCC : IGCC 발전량 전망에 석탄 평균(실적 제출 발전기) 배출계수(0.8384) 적용

** 열전용보일러 : 최근 3개년('19~'21) 평균 배출량으로 전망

⇒ '30년 전환부문 온실가스 배출은 145.8백만톤으로 전망

< '30년 온실가스 배출량 전망 (단위: 백만톤CO₂eq) >

구분	석탄·LNG	IGCC	열전용	합계
배출량 전망	142.8	1.8	1.2	145.8

1. 검토 배경

- ☐ 무탄소전원 비중 확대에 따른 수급 불균형, 주파수 안정도 저하 대응을 위해 설비 유연성 향상 및 안정화 자원 적기 확보 필요
- ☐ 재생e 발전 비중 확대 및 일부 지역 보급 집중에 따라 경부하기 수급 불균형, 주파수·전압 안정도 저하로 출력제어 확대

< '23년 신재생에너지 원별 현황 >

구분	태양광	풍력	바이오	수력	연료전지	IGCC	해양
설비용량(GW)	23.9	2.2	1.8	1.8	1.1	0.3	0.3
발전량(GWh)	29,288	3,382	12,577	3,716	6,164	997	438

* 한국전력통계(국가승인통계), 사업용만 포함

2. 발전설비 자체 방안

- ☐ (원전) APR 1400 설비 대상 연 100일 이내 50~100% 탄력운전을 적용하여 유연성 확보
 - 대형원전 탄력운전 기술 실증 후 대상원전 확대
- ☐ (신재생) 태양광·풍력 대상 출력제어 시행 및 재생e 연계형 ESS로 수요 변동에 대응
 - 태양광·풍력의 연간 출력제어율 3% 수준으로 출력제어 시행
 - * 백업설비 효율성 및 투자비를 고려하여 '35년 이후는 5% 수준까지 출력제어 확대
 - 무탄소 경쟁시장에서 유연성을 입찰 자격요건(태양광+ESS, 풍력+ESS)으로 지정하여 신규 진입 재생e의 자체 유연성 확보
- ☐ (LNG) 동기조상기 겸용운전 성능 구비로 계통관성 확보
 - 신재생 증가로 급전대기 시간이 증가하는 발전기를 활용

3. 백업설비 확보 방안

- (초단주기) 경제성, 계획 이행성, 유희자원 활용성 등을 고려하여 동기조상기로 확보하고, 개발 중인 인버터 기술 등 타자원으로 확대 예정
 - '38년까지 관성 필요량(32GWs)은 신규 복합발전기 겸용 동기조상기 성능구비와 전용 동기조상기를 통해 확보
- (단·장주기) 기술특성 및 투자비 등 고려, 단·장주기 ESS 통합 확보
 - 건설기간 등을 감안하여, 기타 저장장치와 양수발전으로 나누어 구성
 - (~'35년) 신규 양수 진입 불가, BESS 등 기타 저장장치로 확보
 - ('36~'38년) 건설기간상 '36년부터 신규 양수 진입이 가능하므로, 필요물량*을 양수와 기타 저장장치로 나누어 확보
 - * ①'36~'38년 장주기 ESS 필요물량은 7.5GW → ②기타 저장장치와 양수 간 1:1로 배분
 (①확정설비에 先반영된 10차 양수 예비사업자 물량 2.5GW + 11차 추가 장주기 ESS 필요물량 5GW)
 (②기타 저장장치 3.75GW + 양수 3.75GW (10차 예비 2.5GW + 11차 신규 양수 1.25GW))
 - 재생e 출력제어 등 실계통 운영여건을 고려, '28~'29년 필요물량 2.1GW는 선제적으로 확보 → '26~'29년 매년 0.5GW 내외 확보

< 연도별 백업설비 필요물량 (전국, 제주 포함) (단위: GW, 누적값) >

구 분		~'30년	~'35년	~'38년
초단주기	동기조상기(GWs)	15	27	32
단·장주기	소계	4.2 (육지 : 4.0) (제주 : 0.2)	17.9 (육지 : 17.5) (제주 : 0.4)	23.0 (육지 : 22.5) (제주 : 0.5)
	기타 저장장치(GW)	4.2	17.9	21.75
	양수(GW)	-	-	1.25

< 백업설비 산정방식 >

- (초단주기) 계통관성 확보 및 전압 안정성 유지 등을 위한 설비
 - 발전계획 시뮬레이션 결과를 활용하여 연간(8,760h) 관성E를 산정, 임계관성과 연도별 분석된 관성E 차이로 총 관성보상 필요량 도출
 - (단주기) 실시간 수급균형 확보, 변동성 대응 등을 위한 설비
 - 재생e 출력변동시 수급균형 유지를 위한 발전기 등 기존설비의 유연성제공 가능량을 전망, 그 부족분을 필요량으로 산정
 - (장주기) 재생e 출력제어 완화, 부하 평준화 등 공급과잉 대응 설비
 - 연간 8,760시간의 발전계획을 모의하여 太·風 출력제어율을 전망, 출력제어율 3% 수준으로 유지하기 위한 백업설비 필요량을 산출
- * 백업설비 효율성 및 투자비를 고려하여 '35년 이후는 5% 수준까지 출력제어 확대

1. 발전설비

☐ (LNG열병합) LNG 용량시장 입찰을 통해 사업자 선정

- 일부 물량에 대해 LNG열병합 용량시장 시범입찰 既 실시('24.12월)
- 11차 전기본 확정 후 본입찰을 실시하여 필요물량 확보 예정

☐ (무탄소경쟁) SMR, 수소전소, 재생에너지 등 무탄소전원 대상, 무탄소 통합 용량시장을 개설하여 사업자 선정

※ (참고) ❶ SMR('35~'36년)은 상용화 실증 물량 반영, ❷ 대형원전('37~'38년)은 한수원이 국내 유일한 사업자이므로, 별도 사업자 선정 절차 불필요

2. 백업설비

☐ (양수) 우선순위 심사 또는 중앙계약시장 등을 통해 사업자 선정

* 구체적인 사업자 선정 방식은 11차 전기본 확정 후 검토

☐ (BESS 등 기타 저장장치) 중앙계약시장을 통해 사업자 선정

< 11차 전기본 사업자 선정 필요물량 및 선정 방식 >

구분		사업자 선정 필요물량	선정 방식
발전설비	LNG열병합	'31~'32년 1.3GW ('24.12월 시범입찰 낙찰 0.9GW 제외)	· LNG 용량시장
	무탄소경쟁	'35~'36년 1.5GW	· 무탄소 통합 용량시장
백업설비 (장·단주기 ESS)	양수	'36~'38년 1.25GW	· 우선순위 심사 또는 중앙계약시장
	기타 저장장치	육지: '26~'29년 2.1GW 제주: '26~'28년 0.12GW	· 중앙계약시장

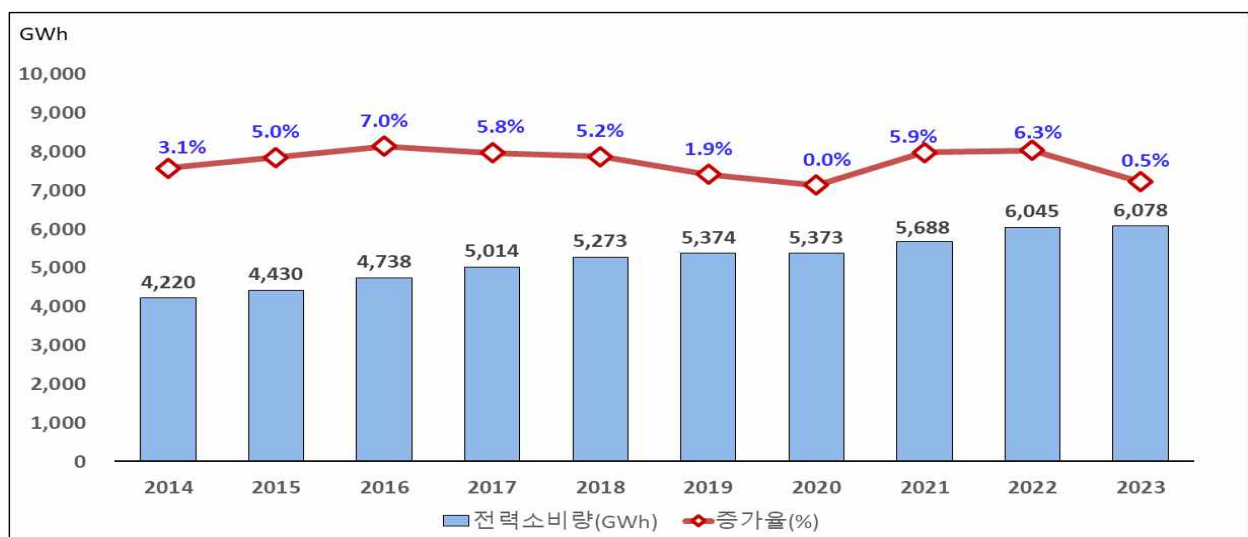
IX. 제주지역 전력수급전망

1 제주지역 수급현황

□ 전력소비량 : '23년 총 전력소비량은 6,078GWh

○ 지난 5년간('19~'23년) 연평균 증가율은 3.1%

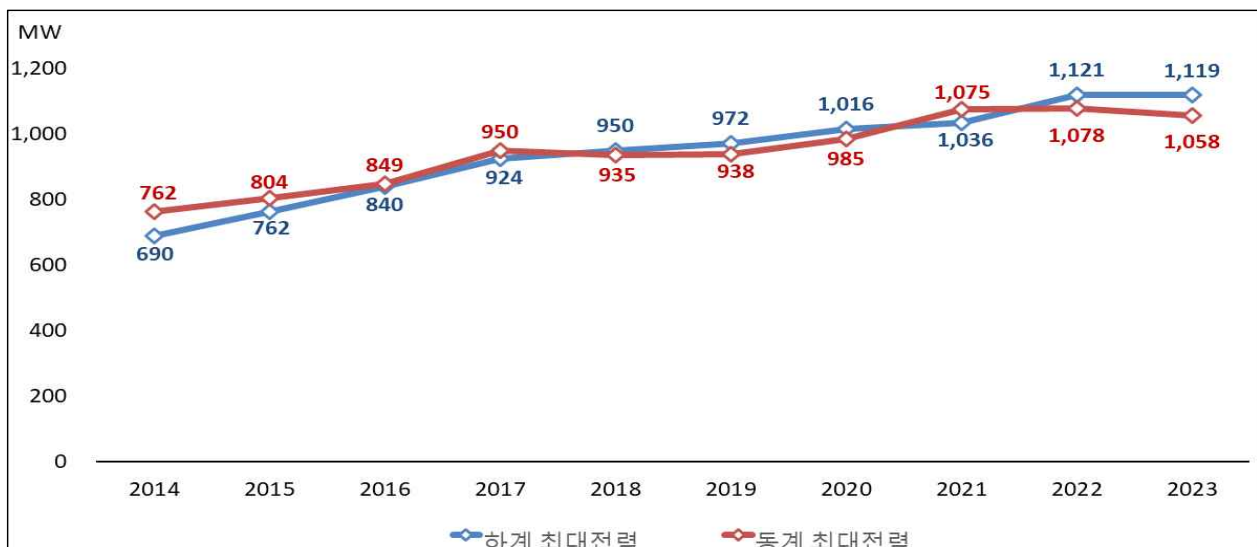
< 최근 10년간 연도별 전력소비량 추이 >



□ 최대전력 : '23년 최대전력 수요는 1,119MW ('23.8.3(목), 19시)

○ 지난 5년간('19~'23년) 연평균 증가율은 3.6%

< 연도별 하계 및 동계 최대전력 추이 >

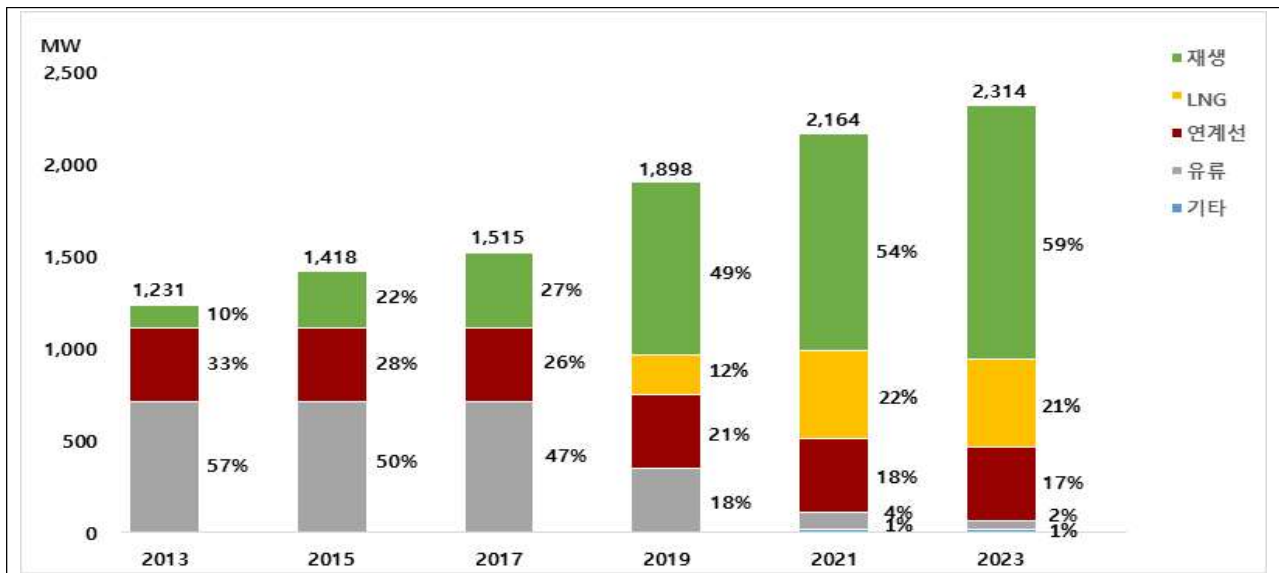


□ 전력공급 설비규모 : '23년말 기준 총 2,314MW (정격용량 기준)

○ 설비 규모는 '13년 1,231MW 대비 88% 증가

○ 원별 비중은 '23년 기준 재생e(59%), LNG(21%), 연계선(17%) 순

< 발전설비 전원별 비중 >

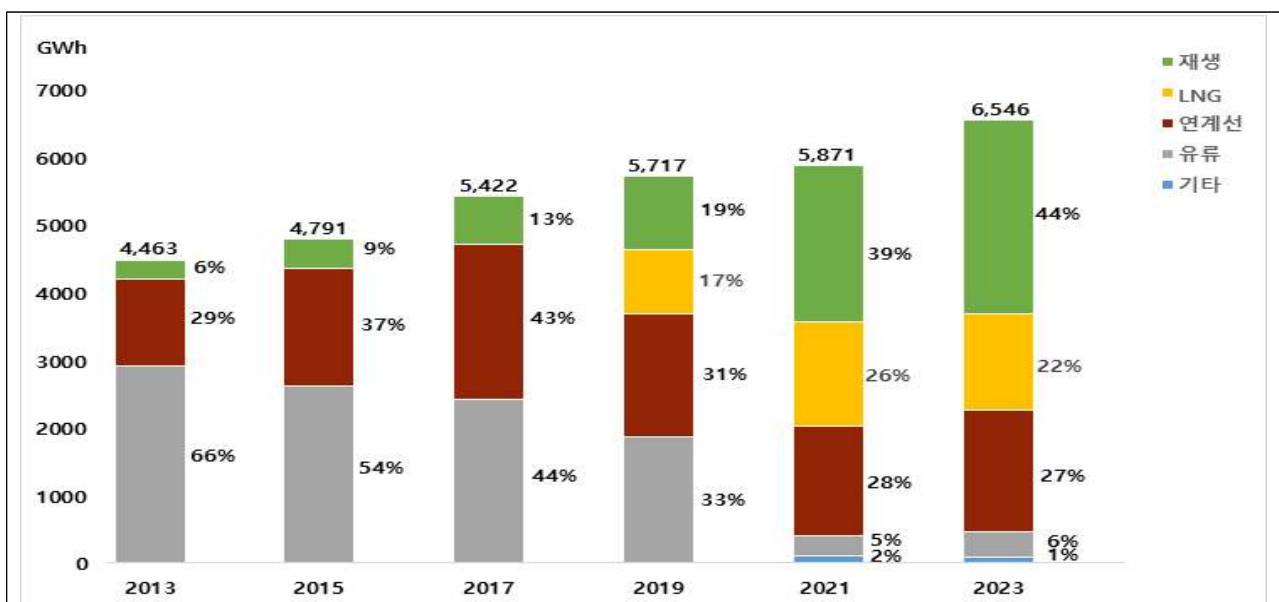


□ 발전량 규모 : '23년 기준 총 6,546GWh

○ 발전량은 '13년 4,463GWh 대비 47% 증가

○ 원별 비중은 '23년 기준 재생e(44%), 연계선(27%), LNG(22%) 순

< 발전량 전원별 비중 >



2 전력수요 전망

1. 기준수요 전망

□ 전력소비량 : '38년 기준 9,514GWh

○ 계획기간('24~'38년) 연평균 3.0% 증가 전망

□ 최대전력 : '38년 기준 1,826MW

○ 계획기간('24~'38년) 연평균 3.3% 증가 전망

< 기준수요 전망결과 >

연도	전력소비량		최대전력			
			하계		동계	
	전력소비량 (GWh)	증가율 (%)	최대전력 (MW)	증가율 (%)	최대전력 (MW)	증가율 (%)
2023(실적)	6,078	0.5	1,119	-0.2	1,058	-1.9
2024	6,325	4.1	1,154	3.1	1,117	5.6
2025	6,532	3.3	1,188	2.9	1,152	3.1
2026	6,741	3.2	1,227	3.3	1,188	3.1
2027	6,951	3.1	1,266	3.2	1,224	3.0
2028	7,163	3.1	1,305	3.1	1,261	3.0
2029	7,376	3.0	1,345	3.0	1,300	3.1
2030	7,591	2.9	1,388	3.2	1,339	3.0
2031	7,807	2.8	1,436	3.5	1,378	2.9
2032	8,032	2.9	1,487	3.5	1,419	3.0
2033	8,259	2.8	1,539	3.5	1,460	2.9
2034	8,492	2.8	1,593	3.5	1,502	2.9
2035	8,728	2.8	1,647	3.4	1,544	2.8
2036	8,979	2.9	1,705	3.5	1,591	3.0
2037	9,243	2.9	1,765	3.5	1,638	3.0
2038	9,514	2.9	1,826	3.5	1,686	2.9

2. 목표수요 전망

□ 전력소비량 : '38년 기준 8,570GWh (수요관리 '38년 943.5GWh)

○ 계획기간('24~'38년) 연평균 2.2% 증가 전망

□ 최대전력 : '38년 기준 1,644MW (수요관리 '38년 182.6MW)

○ 계획기간('24~'38년) 연평균 2.7% 증가 전망

< 목표수요 전망결과 >

연도	전력소비량		최대전력			
			하계		동계	
	전력소비량 (GWh)	증가율 (%)	최대전력 (MW)	증가율 (%)	최대전력 (MW)	증가율 (%)
2023(실적)	6,078	0.5	1,119	-0.2	1,058	-1.9
2024	6,313	3.9	1,133	1.2	1,096	3.6
2025	6,503	3.0	1,163	2.7	1,127	2.9
2026	6,681	2.7	1,197	2.9	1,158	2.8
2027	6,849	2.5	1,230	2.8	1,189	2.6
2028	7,007	2.3	1,263	2.7	1,219	2.6
2029	7,160	2.2	1,295	2.6	1,251	2.6
2030	7,313	2.1	1,330	2.7	1,281	2.5
2031	7,464	2.1	1,370	3.0	1,312	2.3
2032	7,614	2.0	1,410	2.9	1,342	2.3
2033	7,765	2.0	1,450	2.8	1,370	2.1
2034	7,915	1.9	1,489	2.7	1,399	2.1
2035	8,067	1.9	1,528	2.6	1,425	1.9
2036	8,227	2.0	1,567	2.6	1,453	2.0
2037	8,400	2.1	1,607	2.5	1,479	1.8
2038	8,570	2.0	1,644	2.3	1,503	1.6

참고 12

제주지역 전력수요 모형 전망을 위한 입력전제

□ 수요전망 모형

- (전력소비량) 10차 전기본과 동일한 시간함수계수 회귀분석모형 사용
- (최대전력) 10차 전기본과 동일한 거시(공적분) 모형 사용
- * 제주 전력수요 특수성 반영을 위해 전국 수요전망 모형과 별개의 모형 개발하여 전망

□ 입력전제

- GRDP 및 산업구조 전망 : 산업연구원 전망
 - (GRDP) 계획기간('24~'38년) 연평균 1.6% 증가 전망
 - (산업구조) 제주지역의 산업구조적인 특성을 반영하여 농림·어업·광업, 제조업, SOC(건설), 순수서비스, 공공서비스 등으로 세분

< 부문별 '24년 → '38년 비중 변화 (단위 : %) >

농림·어업·광업	제조업	SOC	순수서비스	공공서비스
8.7 → 7.0 (1.7%p ↓)	3.5 → 2.7 (0.8%p ↓)	11.0 → 9.8 (1.2%p ↓)	51.9 → 55.9 (4.0%p ↑)	24.9 → 24.7 (0.2%p ↓)

- 인구 전망 : 통계청의 장래인구 추계
 - 계획기간('24~'38년) 연평균 0.33% 증가 전망

< 제주 장래인구 추계 전망결과 (단위 : 천명, '21.12월) >

구 분	'24년	'25년	'30년	'36년	'38년	연평균 증가율
제주 장래인구	685	689	705	716	717	0.33%('24-'38)

- 기온 전망 : 국립기상과학원 SSP2-4.5 시나리오(전국과 동일)
- 전기차 전망 : 제주 전기차 보급계획을 추세 대비 증분으로 반영 및 제주 전기차 충전패턴 적용하여 산정
 - (전기차 보급) CFI 보급계획 현실화 등 수정계획 반영('38년 27만대)

1. 목표설비 용량 : '38년 2,203MW

□ '38년 목표수요 1,644MW에 기준 설비예비율 34% 반영

< 제주 지역 : 구간별 기준 설비예비율 >

'24~'28년	'29~'32년	'33~'38년
26%	28%	34%

2. 확정설비 용량 : '38년 1,976MW

□ 재생e 보급 전망, 사업자 선정 완료 설비 등을 종합적으로 반영

< '38년 확정설비 용량 (단위: MW) >

구분	LNG	유류	신재생	기타	연계선	계
실효용량	780	0	512	84	600	1,976
정격용량	780	0	3,599	117	600	5,096

* (실효용량) 비중앙급전 발전기에 대해 피크기여도를 적용 ※ '23末 실효용량 1,318MW, 정격용량 2,314MW

* (기타) BESS, 폐기물

○ (중앙급전) 기존 910MW, 신규 LNG복합 300MW, BESS 68MW

○ (연계선) 제 1, 2, 3 HVDC 600MW

○ (재생e) 단기적으로 준공예정 설비 반영 및 재생e 보급 추세, 정책 수단 등 고려하여 '38년 제주 재생e 보급 3.1GW 전망

< 연도별 풍력·태양광 보급 (단위: MW) >

구분	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
태양광	561	887	946	1,016	1,088	1,137	1,172	1,220	1,256	1,285	1,310	1,333	1,360	1,389	1,416	1,445
풍력	419	425	497	557	616	698	794	877	967	1,065	1,166	1,270	1,369	1,466	1,565	1,663
합계	980	1,312	1,443	1,574	1,704	1,835	1,966	2,097	2,223	2,350	2,476	2,602	2,729	2,855	2,982	3,108

< 제주지역 피크시간(하계 20시~22시) 피크기여도 (단위 : %) >

구분	태양광	풍력	소수력	바이오	해양	폐기물	연료전지
피크기여도	0.0	0.3	27.7	8.3	0.0	32.1	73.2

3. 신규 필요설비

☐ 신규 설비 필요용량 : '38년까지 230MW 신규 발전설비 필요

※ 제주지역 신규 필요설비 용량은 전국 신규 필요설비 용량에 포함

☐ 신규 설비 전원구성 : 발전원 미정(무탄소전원)

○ 전원별 건설기간, 경제성, 계통운영 기여*, 기술개발 등 고려 필요

* 제주지역 소규모 계통 규모를 고려시 소규모 자원이 적합하며, 재생e 변동성 대응을 위해 기동시간이 짧고 증감발 성능이 우수한 소규모 속응성 자원이 필요

○ 다만, 필요시점이 '30년대 중반임을 감안, 차기계획에서 검토 예정

< 연도별 신규 필요설비 (단위: MW) >

구분	'34년	'35년	'36년	'37년	'38년
무탄소전원	30	50	50	50	50

4. 전력수급 전망

☐ 단기('24~'28년) : 설비예비율 26% 이상 유지(16.5*~50.6%)

* 제3연계선 준공시기 변경('24.2분기 → 4분기)으로, '24년 하계 설비예비율은 16.5%

☐ 중기('29~'32년) : 설비예비율 28% 이상 유지(40.0~48.9%)

☐ 장기('33~'38년) : 신규 설비(230MW) 건설로 설비예비율 34% 확보

< 연도별 전력수급 전망 (하계피크 기준 / 단위 : MW) >

연도	최대전력	목표설비	확정설비	과부족	신규설비	최종설비규모	설비예비율	기준설비예비율
2024	1,133	1,427	1,319	△108		1,319	16.5%	26%
2025	1,163	1,465	1,564	99		1,564	34.5%	
2026	1,197	1,508	1,588	80		1,588	32.7%	
2027	1,230	1,550	1,789	239		1,789	45.4%	
2028	1,263	1,591	1,902	311		1,902	50.6%	
2029	1,295	1,658	1,929	271		1,929	48.9%	28%
2030	1,330	1,703	1,959	256		1,959	47.3%	
2031	1,370	1,753	1,974	220		1,974	44.1%	
2032	1,410	1,804	1,974	170		1,974	40.0%	
2033	1,450	1,942	1,974	32		1,974	36.2%	34%
2034	1,489	1,995	1,975	△21	30	2,005	34.6%	
2035	1,528	2,047	1,975	△72	50	2,055	34.5%	
2036	1,567	2,100	1,975	△125	50	2,105	34.3%	
2037	1,607	2,153	1,975	△177	50	2,155	34.2%	
2038	1,644	2,203	1,976	△227	50	2,206	34.2%	
소계	-	-	-	-	230	-	-	

□ 발전설비 전원구성 결과

○ '38년 정격용량 기준 : 재생e(66%), LNG(14.5%), 연계선(11.1%) 순

< 연도별 전원구성(연말 정격용량 기준) 전망 (단위 : MW, %) >

연도	구분	LNG	재생e	신e	유류	기타	연계선	미정 (무탄소전원)	계
2023 (실적)	용량	480	1,374	-	40	20	400	-	2,314
	비중	20.7	59.4	-	1.8	0.8	17.3	-	100.0
2025	용량	480	1,887	2	-	87	600	-	3,056
	비중	15.7	61.8	0.0	-	2.9	19.6	-	100.0
2030	용량	780	2,547	104	-	117	600	-	4,148
	비중	18.8	61.4	2.5	-	2.8	14.5	-	100.0
2035	용량	780	3,179	104	-	117	600	80	4,860
	비중	16.0	65.5	2.1	-	2.4	12.3	1.7	100.0
2038	용량	780	3,558	104	-	117	600	230	5,389
	비중	14.5	66.0	1.9	-	2.2	11.1	4.3	100.0

* 기타는 폐기물, 기타 저장장치

○ '38년 실효용량 기준 : LNG(35.4%), 연계선(27.2%), 재생e(19.8%) 순

< 연도별 전원구성(연말 실효용량 기준) 전망 (단위 : MW, %) >

연도	구분	LNG	재생e	신e	유류	기타	연계선	미정 (무탄소전원)	계
2023 (실적)	용량	480	392	-	40	6	400	-	1,318
	비중	36.4	29.7	-	3.0	0.5	30.4	-	100.0
2025	용량	480	433	1	-	74	600	-	1,588
	비중	30.2	27.2	0.1	-	4.7	37.8	-	100.0
2030	용량	780	434	76	-	84	600	-	1,974
	비중	39.5	22.0	3.9	-	4.2	30.4	-	100.0
2035	용량	780	435	76	-	84	600	80	2,055
	비중	37.9	21.2	3.7	-	4.1	29.2	3.9	100.0
2038	용량	780	436	76	-	84	600	230	2,206
	비중	35.4	19.8	3.4	-	3.8	27.2	10.4	100.0

* 기타는 폐기물, 기타 저장장치

□ 발전량 전망

< 전원별 발전량 및 비중 전망 (단위 : GWh, %) >

연도	구분	LNG	재생e	신e	유류	기타	연계선	합계	탄소	무탄소*
2023 (실적)	발전량	1,427	2,873	-	372	85	1,790	6,546	3,673	2,873
	비중	21.8	43.9	-	5.7	1.3	27.3	100.0	56.1	43.9
2030	발전량	1,153	4,071	667	-	351	1,838	8,080	2,374	5,706
	비중	14.3	50.4	8.3	-	4.3	22.7	100.0	29.4	70.6
2038	발전량	1,364	6,333	667	-	415	1,777	10,556	2,306	8,250
	비중	12.9	60.0	6.3	-	4.0	16.8	100.0	21.8	78.2

* 전원별 발전량 전망은 수소혼소 여건 등에 따라 변동 가능

(수소공급 인프라, CHPS 여건 등 불확실성으로 現 전망치에는 수소발전 전망 미포함)

* 기타 : 폐기물, 기타저장장치

* 무탄소발전 : 재생e + 연계선의 무탄소 비율

4 재생에너지 변동성 대응방안

□ 재생e 변동성 대응, 전력계통 신뢰도 등 고려한 유연성자원 확충

- (장주기 ESS 필요량) 출력제어율 3%를 지향하되, 설비 이용률 등을 고려할 때 '38년까지 505MW/3,030MWh 필요한 것으로 전망

< 제주지역 연도별 장주기 ESS 필요량 (누적, 단위 : MW/MWh) >

구분	'26년	'27년	'28년	'29년	'30년	'31년
필요량(누적)	39/234	78/468	117/702	155/930	194/1,164	233/1,398
'32년	'33년	'34년	'35년	'36년	'37년	'38년
272/1,632	311/1,866	350/2,100	388/2,328	427/2,562	466/2,796	505/3,030

- (장주기 ESS 도입) '26~'28년 기타 저장장치* 120MW/720MWh 도입, 해당 물량에 대해 사업자 선정 추진

* 백업설비 구성은 건설기간 및 실현가능성 등 고려

< 연도별 신규 장주기 ESS 도입량 (단위: MW/MWh) >

구분	'26년	'27년	'28년
기타 저장장치	40/240	40/240	40/240

- '29년 이후는 유연성자원 기술개발 및 실현 가능 여부 등 고려하여 차기 계획 수립시 다양한 유연성 자원 구성을 검토

□ 제주 전력시장 개선을 통한 재생e 변동성 대응력 강화

- (시장제도 개선) 실시간·예비력시장, 재생e 입찰제도, 중앙계약시장 등 시장제도 개선을 통한 제주 계통 유연성 강화
- (변동성 대응 자원 다양화) VPP, 플러스DR, 섹터커플링(P2G, V2G, P2H 등) 등 향후 다양한 자원을 통해 재생e 변동성 대응 능력 향상

X. 분산에너지 활성화 방안

◇ 「분산에너지 활성화 특별법」 시행(‘24.6)에 따라 전력계통 영향 평가, 통합발전소, 특화지역, 배전망 관리강화 등 제도 본격 추진

□ 대규모 전력수요의 수도권 집중 완화 및 지역 분산 유도

- 데이터센터 등 대규모 전력수요의 지역 분산 및 지역단위 전력 자립률 제고를 위한 전력계통 영향평가* 및 분산에너지 설치의무** 등을 시행

* 대규모 전력 수요가 지역 계통에 미치는 영향을 평가(「분산에너지 활성화 특별법」 ‘24. 6.14 시행)

** 일정규모 이상 전력사용시설 및 개발사업 등에 대하여 자가발전설비 설치 유도

- 발전·소비 자원 입지에 대해 가격신호를 제공하기 위해 계통·수급 상황이 반영되는 지역별 전력가격을 단계적으로 도입·적용

* 도매가격 우선 적용(‘25년) → 송전·판매 원가에 근거해 지역별 소매요금 산출·적용(‘26년 이후)

□ 지역 단위 에너지 생산·소비 환경 조성

- 전력 직접거래 특례가 적용되는 분산에너지 특화지역을 활용하여 지역 내 전력거래 활성화 및 지역 단위 생산·소비 활성화

* 주요 유형(안) : ❶ 전력 공급자원 유치형(수요 포화지역) ❷ 수요자원 유치형(공급 포화 지역) ❸ 신산업 활성화형(V2G, 섹터커플링 등 신산업 활성화 목적)

- 분산에너지가 연계되는 배전망에 대한 체계적 관리를 위한 배전 사업자의 역할 강화*

* 배전망 관리방침 제정 의무 부여, 배전사업자의 배전망 증설 계획 수립

□ 분산에너지 친화적 시장 제도 조성

- 태양광·ESS 등 소규모 분산 자원을 모집하여 하나의 발전소와 같이 운영하는 통합발전소(VPP) 활성화

- 실시간·예비력 시장, 재생에너지 입찰제 도입(‘24년 제주 시범도입) 등을 기회로 통합발전소 등 분산에너지 활용 신사업자 육성

XI. 송·변전설비 계획

1 그간 추진성과 및 평가

□ 그간의 추진성과

- 적극적인 지역협의 및 건설역량 집중을 통해 준공실적 증가추세
 - * 송변전설비 준공사업 건수 : (22년) 34건 → (23년) 56건 → (24년) 72건
- 동해안-수도권 송전선로, 서해안 인출선로 등 그간 지연되던 다수의 선로 건설 가속화·준공하여 발전제약 해소 및 계통안정화 기여
- 반도체, 이차전지, 바이오 등 국가첨단전략산업의 적기·안정적 전력 공급을 위한 인프라 구축방안도 차질없이 진행
- 전력망 입지선정위원회 법제화, 송변전설비 주변 주민 지원금 단가 상향 등 제도 개선을 추진하여 적기건설 기반 확대

□ 평가

- 일부 계통부족 지역에서 신규 발전설비가 대폭 증가함에 따라, 계통부족 해소를 위한 지역간 융통선로 보강 필요
 - 다만, 전력망 건설에 물리적인 시간이 소요되는 만큼 전력망 보강과 함께 기존 전력망 효율화 방안 병행 추진 필요
- 첨단산업 분야 글로벌 경쟁이 심화에 따라, 전력공급 안정성, 예측 가능성 확보를 위해 장기적인 공급방안을 마련할 필요
- 인버터 기반의 발전설비(재생에너지 등) 비중이 증가함에 따라, 계통 안정성 확보를 위한 관성자원의 확보 필요성은 지속 증가
- 소규모 태양광 등 발전설비 도입속도 고려시, 전력망 적기건설을 위한 지속적인 제도 개선 필요

* 태양광 발전소 건설에는 1~3년이 소요되나, 송전선 건설은 9년~13년(345KV 기준) 소요

□ 계획된 송·변전설비 적기 건설

○ 『국가기간 전력망 확충 특별법』 제정 및 하위법령 마련 추진

- 총리 주재 전력망위원회를 통한 갈등관리, 인허가 특례 확대, 주민·지자체 보상 확대 등을 통해 전력망 건설 기간 단축(13년→9년)

○ 주요 송전선로·변전소(변환소)·발전소 연계선로의 적기 준공 추진

- 주요 지역간 융통선로 사업은 특별 관리를 통해 신속한 건설을 추진하고, 준공 지연 대비 방안*도 선제적으로 마련

* 동해안 발전제약 최소화 방안, 계통 안정화 설비·제도 확대 방안 등

< 특별 관리 송·변전 사업 >

구분	전압	송·변전설비		사업목적
동해안	500kV HVDC	선로	동해안~신가평	동해안 대규모 발전력 계통연계 * 신한울#1·2, 북평, 삼척그린, 강릉안인, 삼척
			동해안~동서울	
		변환소	동해안#1, 신가평	
			동해안#2, 동서울	
서해안	345kV	선로	당진T/P~신송산	충남 발전력 인출, 공급망 보강 * 입지선정 및 행정절차 이행 장기간 소요, 지중구간 확대
호남권 융통	345kV	선로	신계룡~북천안	호남권 재생에너지 계통연계
			광양~신진천	
			신정읍~신서산	
			신고창~고덕#3	
			군산~신기흥	
	500kV HVDC		신해남~서인천복합	
			새만금~영흥화력	

○ 전력망 건설속도 제고를 위한 한전 산하 건설 전담기관 신설 검토

- 송전시장 미개방 원칙 下 전력망 건설*만 전담하는 특수목적법인(한전 지분 100%) 또는 한전 내 자회사 신설 검토

* 입지선정, 환평, 부지매수, 개별 인허가·시공만 수행(송전망 소유·운영·관리는 한전에 이관)

□ 신규 전력망 수요를 계통계획에 차질없이 반영

- 무탄소전원 보급 지역의 생산 전력을 타 지역으로 수송하기 위한 지역간 융통선로 보강 추진
 - 재생에너지의 불확실성(위치·규모·시기), 기존 계획 등을 종합적으로 고려하여 선제적인 전력망 보강계획을 수립
 - 실제 허가량, 보급물량 등을 고려하여 전력망 규모·목표를 유연하게 조정

< 주요 지역간 융통선로 계획(안) >

구 분	선로루트	선로길이
호남-수도권	광양-신장수-신세종-신진천T/L	1,551km
	신화순,신고흥-신임실-북천안T/L	
	신강진-신정읍-신서산-신계룡T/L	
	신고창-새만금#2-고덕#3T/L	
	군산-북천안-신기흥T/L	
동해안-수도권	신평창-신원주-동용인T/L	261km
	신영주-신중부T/L	
남부권	울주-신경주T/L	42km
HVDC	동해안-신가평T/L	1,130km
	동해안-동서울T/L	
	신해남-서인천T/L	
	새만금-영흥화력T/L	

* 10차 대비 추가된 발전원을 수용하기 위한 선로보강은 11차 장기 송·변전설비계획을 통해서 구체화 (다만 발전원 진입에 맞춰 각 선로의 확충시기는 차기 계획에서 지속 재검토)

- 전력망 이용 효율화를 위해 교류-직류망의 최적 조합 추진
 - 신규 전력망 도입 검토과정에서 일부 구간을 직류 선로(전력흐름 제어 가능)로 구성하여 전체 계통운영 효율성을 강화하는 방안 강구
- 수요 분산을 위한 선제적 전력망 인프라 확충 검토
 - 향후 지정될 수요유치형 분산에너지 특화지역에 대해 대규모 수요 유치 및 안정적인 전력공급을 위한 선제적 공용망 보강 추진 검토
- 전력계통영향평가를 시행하여 계통 여유지역으로 신규 전력 다소비 시설 분산을 유도하고 전력공급의 안정성, 예측가능성 제고
- 공동접속을 통한 망 이용 효율성, 경제성 제고를 위해 제도개선 추진
 - * 예) 재생에너지 공동접속설비 구축·운영을 위한 방안 마련 등

□ 국가첨단전략산업 전력 적기공급을 위한 인프라 확충 계획 수립

- (용인 반도체) 10GW 이상의 대규모 전력(~'53년) 적기공급을 위해 산단 내 발전소, 장거리 송전선로 등을 활용한 단계별 공급방안 마련
 - (국가산단) 산단 내 3GW 발전소를 통해 초기수요 공급하고 전력 필요시기에 맞춰 선로보강 추진, 초장기 수요는 다양한 대안 검토
- ※ 국가산단 2단계 공급방안은 잠정 도출안이며, 후속 협의를 통해 확정할 예정
- (일반산단) 기 계획한 설비보강(동용인 변전소, 신안성-동용인 선로)을 차질없이 추진하고, 장거리 선로 신설 등 계통보강 추진

< 용인 반도체 첨단산업 단지별 전력공급방안 >

구 분		세부 공급계획
국가산단	1단계 (‘30~’38)	■ 동서·남부·서부발전이 각 1GW 규모 LNG 발전소를 건설(27.12 착공)하고, 청정수소 혼소 설계를 통해 친환경 기반 구축
	2단계 (‘39~’43)	■ 추가 전력공급을 위해 내륙관통 송전선로 1개 연결(북천안→용인) 및 기존 변전소 계통 설비 보강 등 추진
	3단계 (‘44~’53)	■ 11차 송변전설비계획(‘25.上) 이후 보강되는 전력 계통망 및 전력기술의 발전 등을 종합 고려하여 다양한 대안 검토
일반산단	1단계 (‘27~’38)	■ 동용인 변전소 신설 및 신안성-동용인 선로 구축
	2단계 (‘39~’50)	■ 장거리 송전선로(신원주 → 용인) 연결 및 산단 내 변전소 신설

- (그 외 산단) 기존 전력망 설비 보강 및 조기추진으로 신규수요 대응

< 첨단산업 단지별 전력공급방안 >

구분		세부 공급계획
반도체	평택	신평택 변전소, 고덕#3 변전소 적기건설
	구미	변전소 추가신설 및 선로용량 증대
이차전지	오창	인근 변전소 공급여유
	포항	동포항 변전소, 죽정 변전소 조기건설
	새만금	동비응 변전소 조기건설 등
	울산	인근 변전소 공급여유
디스플레이	천안·아산	북아산 변전소 및 북당진-신탄정 송전선로 적기건설
바이오	인천·시흥	신시흥-신송도 송전선로, 인천CC-중산 송전선로 적기건설
	기타	인근 변전소 공급여유 (춘천·홍천, 유성, 안동·포항, 화순)

□ 재생에너지 확대와 동시에 망 부담 최소화를 위한 적극적 제도 운영

- (알박기 관리) 발전사업을 하지 않고 전력망만 선점하는 허수사업자 관리를 강화하여 확보한 여유용량*을 후순위사업자에게 배분
 - * '24년 하반기부터 점검을 통해 여유용량 1.7GW(24.11월 기준) 확보, 지속 점검 추진
- (배전단 조건부 접속) 실시간 출력제어를 통해 계통안정성 확보가능시, 조기접속 희망사업자 대상 '배전단 우선 출력제어 조건부' 제도 시행
 - * 동 제도를 통해 접속대기중인 400MW의 발전설비 즉시접속 가능(추가가능용량 검토 중)
- (송전단 조건부 접속) 송전망 건설지연으로 접속 지연시, 희망하는 사업자에 한해 '송전단 우선 출력제어 조건부'로 접속하는 제도 검토
 - * 단, 출력제어 등을 통해 계통안정성 확보 가능한 경우에 한하여 접속 허용
- (계통안정화 설비 조건부 접속) 발전설비가 계통안정화 설비(STATCOM)를 부착하여 망 연계기준을 충족하는 경우, 신규 접속 허용
 - * 선로 고장으로 발생하는 전압하락을 최소화하고 정상 전압으로 빠르게 회복시키는 설비
- (계통관리변전소 안내) 신규 발전사업자의 입지선정·사업시기에 도움을 주기 위해, 계통 부족 정보를 발전사업 신청 前* 사전 안내
 - * (기존) 발전사업 신청 후 연계불가 확인 → (향후) 사업 준비단계에서 접속가능 여부 확인
- (재생에너지 감시·제어) 재생에너지 변동성 적기 모니터링·대응을 위해 감시·제어설비 구비 대상 확대 및 설비보급 지원 추진

□ 안정적인 전력계통 시스템 운영 및 유지

- (안정화자원 확보) 인버터 기반 설비 급증으로 계통 불안정이 우려되는 지역에 계통안정화(동기조상기, FACTS 등) 설비 보강* 추진
 - * 제주, 호남 등 계통 취약지역에 동기조상기, FACTS 등 계통안정화 설비 설치여건을 검토하고 필요량을 장기 송·변전설비계획에 반영
- (경부하기 운영) 경직성 전원 증가에 대응하여 사계절 전력수급 대응체제*로 전환, 경부하 시기 공급과잉 대응체제 구축
 - * (종전) 여름·겨울철 공급부족 대응 → (개선) 봄·가을철 공급과잉 대응 추가

☐ 유연하고 안정적인 전력망 구축을 위한 기술개발

- (대용량 HVDC) 장거리(해저·지중) 계통연계, 전력흐름 제어, 전자파 미발생 등의 장점이 있는 HVDC 기술 국산화 추진
 - (기술개발) 대용량(GW급) 전압형 HVDC 변환시스템(컨버터, 제어기, 변압기 등) 및 관련 엔지니어링, 안정적 AC-DC 전력망 운영을 위한 기술개발
 - (실증) 국내 계통 일부선로에 적용하여 전력흐름 제어 등 HVDC 변환시스템 신뢰도 및 운영기술 실증
 - (사업화) 실증사업으로 확보한 트랙레코드를 바탕으로 HVDC 변환시스템 공급역량 확보 및 국내·외 HVDC 시장 진출
- (송전제약 완화) 급증하는 전력 수요 대응을 위해 단기간 내 활용 가능한 기존 전력망 기반 송전용량 증대기술 확보 추진
 - * (ESS-STATCOM 연동) 대용량 유·무효전력 제어하여 고장시 계통안정도 향상(~'30년)
- (계통관성 확보) 계통 관성 미제공 자원(인버터 기반 설비) 증가에 대비하여 대용량 관성제공 기술 지속 개발/고도화
 - * (회전형 관성) 동기조상기, 플라이휠 등, (정지형 관성) 그리드포밍 인버터 등

3 세부계획 수립 · 시행

- ☐ 본 계획을 이행하기 위한 “장기 송·변전설비계획”을 수립·시행하되, 전기위원회 심의를 거쳐 확정('25년 上) 추진
- ☐ “장기 송·변전설비계획”의 일부 변경 또는 추가 필요시, 송전사업자가 자체 계획 수립 시행
- ① 발전소 건설계획 또는 전력수요의 변경이 있는 경우
 - ② 주파수, 전압 유지 등 전력계통 안정 운영을 위해 불가피한 경우
 - ③ 사업추진 여건상 계획 변경이 불가피한 경우

참고 13

주요 송변전 설비계획 (HVDC 및 345kV 이상 설비계획)

※ 준공시기는 향후 공급·수요 변동 및 건설여건 등을 종합적으로 검토하여 장기 송·변전 설비계획에 반영

※ 재생에너지 융통 선로의 경우, 보급상황 등을 감안하여 차기(12차) 계획에서 지속 재검토

□ 송전선로·변전소(변환소) 건설계획

구분	전압	송·변전 설비	신설·보강 필요성
송전선로	500kV (DC)	동해안~신가평	동해안 대규모 발전력 계통연계
		동해안~동서울	
		새만금-태안TP	호남권 원전, 재생e 계통연계
		태안TP-영흥TP	
		신해남-태안TP	
		태안TP-서인천	
	345kV	동두천C/C~양주	수도권북부 발전력 인출, 계통 보강
		북당진~신탄정	충남 발전력 인출, 공급망 보강
		당진T/P~신송산	충남 발전력 인출, 공급망 보강
		신장성-신정읍	서남해·신안 해상풍력 계통연계
		신정읍-신계룡	
		신계룡-신임실개폐소	재생e 수용성 확보
		신해남-신장성	재생e 수용성 확보
		신계룡-북천안	호남권 원전, 재생e 계통연계
		광양-신장수	호남권 원전, 재생e 계통연계
		신장수-무주영동PPS/Y	호남권 원전, 재생e 계통연계
		무주영동PPS/Y-신세종개폐소	호남권 원전, 재생e 계통연계
		신세종개폐소-신진천	호남권 원전, 재생e 계통연계
		신정읍-새만금#2개폐소	호남권 원전, 재생e 계통연계
		새만금#2개폐소-신서산	호남권 원전, 재생e 계통연계
		신고창-새만금#2개폐소	호남권 원전, 재생e 계통연계
		새만금#2개폐소-청양#2개폐소	호남권 원전, 재생e 계통연계
		청양#2개폐소-고덕#3	호남권 원전, 재생e 계통연계
		신원주개폐소-신강원	동해안 대규모 발전력 계통연계
		동용인-신원주개폐소	동해안 대규모 발전력 계통연계
		신중부-신영주	동해안 대규모 발전력 계통연계
		신용인-신중부	동해안 대규모 발전력 계통연계
		군산-북천안	호남권 원전, 재생e 계통연계
		북천안-신기흥	호남권 원전, 재생e 계통연계

구분	전압	송·변전 설비	신설·보강 필요성
변전소 (변환)	765kV	신강원	강릉안인화력 계통연계
	500kV (DC)	동해안#1C/S, 신가평C/S 동해안#2C/S, 동서울C/S	동해안 대규모 발전력 계통연계
		새만금C/S, 태안화력C/S	호남권 원전, 재생e 계통연계
		태안화력C/S, 영흥화력C/S	
		신해남C/S, 태안화력C/S	
		태안화력C/S, 서인천복합C/S	
	345kV	신청주	충북 청주 전력공급
		신성연	충남 대산·서산 전력공급
		신달성	달성(대구 국가산단) 전력공급
		신장성	광주·전남 전력공급
		신송도	인천 남서부, 송도 전력공급
		신정읍	전북 정읍 전력공급
		신기흥	경기 화성지역 전력공급
		신장수	전북 전력공급 및 전압특성 개선
		동용인	용인 반도체 클러스터 전력공급
		신강서	부산 강서 전력공급
		남광명	경기 광명·시흥 전력공급
		신평택	평택지역 전력공급
		고덕#3	평택지역 전력공급
		신고양	수도권 3기 신도시 전력공급
		신광적	경기 북부 전력공급
		남양주	수도권 3기 신도시 전력공급
		신하남	수도권 3기 신도시 전력공급
		신평교	서울 서초구·성남지역 전력공급

□ 발전소 연계 주요선로

구분	발전소	설비용량 (MW)	위치	발전소 준공시기	계통 연계 방안
LNG	음성 천연가스 #1·2	561×2	음성	'25.6 '28.6	음성-사리(괴산) 분기 및 신충주
	함안 천연가스 (보령#6대체)	500	함안	'27.12	의령~신마산 분기
	고성천연가스 (삼천포화력#3,4대체)	1,120	고성	'27.4	기설선로 활용
	공주천연가스	500	공주	'26.12	154kV 남공주 모선
	보령천연가스 (보령#5대체)	500	보령	'26.6	기설선로 활용
원 전	신한울 #3·4	1,400×2	울진	'32.10 '33.10	기설선로 활용 신강원~신원주개폐소~동용인 신영주~신중부~신용인
	새울 #3·4	1,400×2	울산	'26.2 '26.11	기설선로 활용
양 수	영동양수 #1·2	250×2	영동	'30.9 '30.12	신옥천~북경남 분기
	홍천양수 #1·2	300×2	홍천	'32.9 '32.12	신가평-포천LNG CC 분기
	포천양수 #1·2	350×2	포천	'33.9 '33.12	신포천 모선

※ 일정규모(500MW) 이상 중앙급전 발전설비 중 계통연계방안이 수립된 사업을 목록에 포함. 단, 건설지연 등에 따라 발전소 준공시기가 불확실한 사업은 제외하고, 세부 내역은 장기 송변전설비계획에 수록 예정

참고 14

송·변전설비 확충기준

◆ 「전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준」(산업통상자원부 고시)에 근거하여 송·변전설비 확충기준을 마련

□ 송전선로 신·증설 기준

전압	세부 신설 기준
765kV	■ 대규모 전력 용통이 필요하고 345kV보다 765kV 송전선로 건설이 유리한 경우 ■ 765kV 송전선로 2회선 동시 고장시 대규모 공급지장, 고장파급 확대 등이 발생이 예상되는 경우 계통보강
345kV	■ 향후 전력수요나 발전설비 증가가 예상되나 154kV 송전선로 신설로는 전력용통이 불가능한 경우 ■ 간선계통은 2회선, 단일·지중계통은 1회선 고장을 고려
154kV	■ 고장전류 억제 또는 345kV 변전소 단위권역별 기준으로 154kV 송전선로를 신·증설 하되, 필요한 경우 단위 권역간 연계선로를 신·증설 ■ 345kV 변전소 인출선로 등 주요 선로는 2회선 고장, 기타선로 및 지중선로는 1회선 고장을 고려
70kV	■ 중·소규모 신재생 발전접속, 저수요, 저전압지역 전력공급 등 154kV보다 70kV 송전선로 건설이 적합한 경우
HVDC	■ 대규모 장거리 전력전송, 전력흐름제어, 고장전류 억제 필요 개소 등 교류보다 직류 송전선로 건설이 적합한 경우

* 송전선로 고장 시 과부하는 설비 정격용량의 120% 이하로 단기간에 해소 가능한 경우에만 허용

□ 변전소 신·증설 기준

전압	세부 신·증설 기준
765kV	■ 345kV 변전소로 전력공급이 곤란하거나 대규모 전력용통이 필요한 경우 ■ 변압기 1대 고장시 건전 변압기의 용량이 정격용량 100%를 초과하는 경우 변압기 증설
345kV	■ 기존 변전소 증설로는 예상되는 전력수요 감당이 곤란하거나, 154kV 설비보다 345kV 설비건설이 적합한 경우 ■ 변압기 1대 고장시 건전 변압기의 용량이 정격용량 100%를 초과하는 경우 변압기 증설
154kV	■ 배전선로로 전력을 공급하는 것보다 154kV 변전소를 신설하여 전력을 공급하는 것이 적합하다고 판단될 경우 ■ 변압기 1대 고장시 건전 변압기의 용량이 정격용량 100%를 초과하거나 발전 설비가 급증하는 경우 변압기 증설 (배전선로 부하전환 여건을 감안)
70kV	■ 중·소규모 신재생 발전접속, 저수요·저전압지역 전력공급 등 154kV보다 70kV 변전소 건설이 적합한 경우

※ 「전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준」에 근거한 장기 송·변전 설비계획 내 세부 확충기준에 따라 설비계획 수립·시행

XII. 전력시장 개선방향

1 그간 전력시장 개선 실적 및 한계

□ 재생E 등 전원 다변화를 반영하여 제도개선 노력 계속

○ 제주 실시간 시장* 및 예비력(보조서비스) 시장 시범 도입('24.6월)

* (하루전) 1시간 단위, 하루전 입·낙찰 → (실시간) 75분 전, 15분 단위 조정 입·낙찰

- 주력 발전원 성장을 반영해 재생e 입찰제*를 함께 도입('24.6월)

* (現) 우선급전 적용 중 → (改) 입찰가격 기반 경제급전 적용 + CP 등 보상

○ 전용 계약시장 개설*로 ESS·수소 등 저탄소 전원의 확산 유도

* (ESS) 제주 BESS 중앙계약시장('23.8월), (수소) 일반('23.6월)·청정('24.5월)수소 발전시장

□ 수요자원, 직접구매계약(PPA) 등 전력시장 참여 기회 다변화

○ 에너지쉽표(국민DR)·플러스DR 등 용도에 맞춰 수요자원 다변화

○ 직접전력거래(PPA) 제도 편의성 개선*으로 수요 확대에 부응

* 표준계약서 배포('23.6월), 세금계산서 일원화(既 6종 → 現 1종, '24.2월) 등

□ 단일 시장·가격 등 근본적 개선 노력은 미비했던 측면

○ 현물시장 중심으로 중장기 전력수급 안정성 확보에는 기여 제한*

* 중장기 설비수급은 전기본에서 결정, 시장 차원의 적기진입 이행수단은 미비

○ 전국 단일 가격 적용으로 전력자원의 지역 분산 유인 부족*

* 전력 소비는 수도권(자급률 65%), 발전원은 비수도권(최대 경북 216%, '23년)에 집중

○ 연료비 경쟁에 기반한 하루전 시장은 실시간 변동성 대응 미흡*

* 발전사업자의 유연성 강화유인 부재, 재생e 확대로 실시간 수급과의 오차 증가

☞ 국민생활 필수재가 거래되는 전력시장의 공공성을 유지하면서도 양적 성장과 질적 다양화 등 변화에 부응한 시장제도 개선 추진

< 전력시장 제도개편 방향 >

	현재		미래		효과
설비 진입	단일 현물시장	→	현물시장 + 중장기 계약시장·용량시장	→	중장기 수급안정 ↑
자원 분산	단일 가격	→	지역별 가격 + 분산에너지·직접전력거래	→	효율적 지역분산 ↑
실시간 급전	단일 하루전시장	→	하루전시장 + 실시간·보조서비스시장	→	유연성 기반 가격경쟁 ↑

① 시장구조 다원화로 전력시장의 중장기 수급안정 역할 강화 뒷받침

◇ 전력시장의 용량확보 기능 강화 및 계약시장 활성화

- 중장기 수요에 맞춰 설비진입을 계약하는 전원별 용량시장 개설
 - 재생E·청정수소 등 무탄소전원 대상 계약시장* 활성화
 - * 시장진입이 가능한 적정 수익을 제공하되 경매 방식을 적용하여 가격경쟁 강화
 - ESS 중앙계약시장('23년) 및 LNG용량시장*('24년 시범개설) 본격 확대
 - * 경매 기반 가격경쟁 + 지역·유연성 등 비가격 평가를 병행해 계통 기여도 제고
- 장기로는 무탄소 통합 용량시장*으로 전환해 전원 간 경쟁 촉진
 - * 원전, 신재생, 수소전소 등의 무탄소전원 통합 용량시장 개설 추진
 - 집합자원 단위의 참여방안 모색 등 무탄소 전원의 다양성 제고
- 전기사용자 보호와 전력시장 안정화 관점에서 계약시장 활성화
 - 원전 등 기저전원은 적정 유인구조 하 정부승인차액계약 추진
 - LNG 등은 자발적 차액계약^{CfD}으로 가격변동 위험 제거 유도

② 지역신호 제고로 전력자원의 효율적 지역 분산 유도

◇ 지역별 가격 및 분산에너지 활성화로 전력자원 입지 최적화

- 계통·수급 상황을 반영하는 지역별 전력가격을 단계적으로 도입
 - 지역별 도매가격(SMP)을 도입하여 발전소의 효율적 입지 유도
 - 지역별 송전·판매 원가*에 근거하여 소매요금까지 확대
 - * 지역별 SMP 등에 따른 지역별 총괄원가 데이터 확보 → 전기·송배전 요금 반영
 - 수요자원(DR)도 지역분산 관점에서 자원 모집, 발동 조건 등 검토
- 분산에너지법 시행을 계기로 지역 단위의 전력 수급균형 강화
 - 분산E 특화지역 지정('25년)으로 지역에 특성화된 전력시스템 지원
 - 계통영향평가·의무사용 등을 통해 전력소비자원 분산 촉진
 - 송전제약 등 필요한 범위에서는 직접전력거래(PPA) 활성화

③ 전력시장 운영체계 고도화로 유연성 기반 가격경쟁 강화

◇ 현물시장 다원화 및 입찰제도 개선으로 전력시스템 유연성 제고

- 제주 시범사업 평가 후 실시간·예비력시장* 전국 확대 추진
 - * 하향예비력 등 보조서비스 상품 다변화('25년)를 통해 재생e도 참여기회 확보
- 준중앙급전자원* 신설('24.10월) 등 비중앙자원의 중앙급전화 촉진
 - * 경부하기 등에는 중앙급전자원처럼 급전지시 등 의무 이행 및 보상 지급
- 모든 발전원 대상으로 가격 입찰제(PBP)로 단계적 전환 추진
 - 경직적 자기제약 발전도 가격입찰 대상에 포함해 시장질서 적용
 - 가격결정에 판매사업자도 참여하는 양방향 입찰 도입 추진
 - * (현재) 전력거래소가 수요 예측·적용 → (개선) 판매사도 능동적 수요관리

XIII. 중장기 검토과제

- 첨단산업, 데이터센터, 전기화 등 추가 전력수요 전망기법 고도화와 효율적 망 계획 수립을 위한 지역별 전력수요 전망 체계 구축 검토
 - 첨단산업 투자 추이, 데이터센터 건설 의향, 탄소중립 기술·정책 동향 등 모니터링을 통해 중장기 추가 전력수요 산출 정교화
 - 지역별 전력수요 전망을 통해 전력수급 불균형 완화 및 효율적 전력망 계획 수립 가능
- 온실가스 감축 경로, 무탄소 기술개발, 전기화 등 미래 불확실성을 고려한 전력수급기본계획의 전망(Outlook) 체계로의 전환 검토
 - 단일 계획을 통한 확정적 전원구성의 한계, 소모적인 논쟁 등을 고려할 경우 '시나리오 기반의 전망 체계'로의 전환 필요
- 미래 기상환경과 전원구성 변화 속에서 적정 설비를 확보하기 위한 무탄소 전원 기반의 공급신뢰도 평가 체계 연구
 - 기온 상승, 태풍·폭설 등의 기상 이변과 재생e·ESS 비중 확대에 따른 영향을 고려할 수 있는 공급신뢰도 평가 체계 필요
- 합리적 재생e 보급경로 전망을 위해 검토 체계·기준을 정례화하고 보급 확대를 위한 부문별 이행 및 최적 백업설비 구성 검토
 - 재생e 잠재량, 계통접속 여건, 출력제어율 등 주요 기준 검토를 정례화하고 정책 수단별 목표 수립·이행을 구체화할 필요
 - 재생e 비중 확대에 따른 변동성 분석기법 고도화 및 장주기 ESS 최적믹스 검토 필요
- 노후 LNG 발전설비 관리방안에 대한 검토 및 논의 필요
 - 전력수급 및 계통운영 영향 분석 등을 포함, 노후 LNG 발전설비 관리방안에 대해 검토하고(전문가 용역), 차기 전기본 반영 필요
- 제주지역 특성에 맞는 전원구성을 위해 전력수요 전망기법 개선, 유연성 자원 다양화, 연계선 사업타당성 등 검토 필요

첨 부 목 차

1. 계획수립 추진경위	84
2. 전력수요 전망	85
3. 수요관리 목표	91
4. 전원구성 전망	93
5. 공급물량 제외설비 현황	97
6. 노후 화력발전 설비 현황	98
7. 집단에너지 현황 및 설비계획	100
8. 신재생에너지 설비 및 발전량 전망	101
9. 주요 해상풍력 설비계획	103
10. 에너지저장장치 현황 및 계획	104
11. 발전설비 건설계획표	106
12. 공청회 및 국회 상임위 주요의견 및 조치사항	115

☐ ('23.7월) 제11차 전력수급기본계획 수립 착수

* 에너지위원회, 급변하는 전력수급 여건 등 감안 11차 전기본 조속히 착수토록 제언('23.7.10)

** 전력정책심의회에 11차 전기본 추진방향 보고('23.7.18)

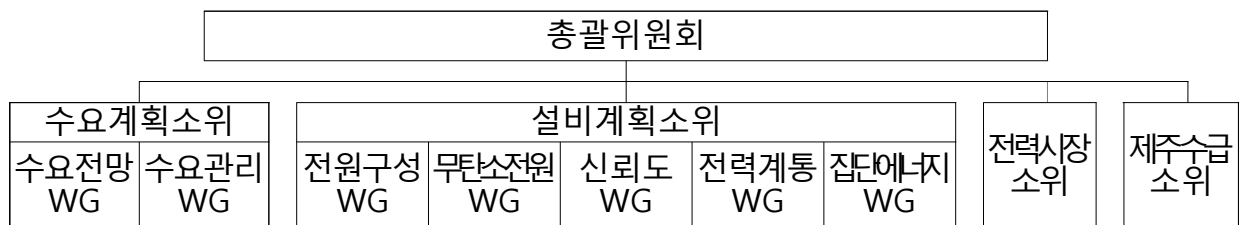
☐ ('23.7월~'24.5월) 전문가위원회 구성 및 운영

○ (구성) 총괄위원회, 4개 실무소위* 및 7개 워킹그룹**

* 수요계획, 설비계획, 전력시장, 제주수급

** 수요전망, 수요관리, 전원구성, 무탄소전원, 신뢰도, 전력계통, 집단에너지

< 제11차 전기본 전문가위원회 >



○ (운영) 착수 이후 실무안 도출시까지 총 87회 회의 실시

☐ ('24.5월) 제11차 전력수급기본계획 실무안 발표

* 총괄위원회 브리핑 실시

☐ ('24.6월~'24.9월) 전략환경영향평가 및 기후변화영향평가 실시

☐ ('24.9월~'24.10월) 탄소중립녹색성장위원회 등 관계부처 협의

☐ ('24.9월) 공청회 개최

☐ ('25.2월) 국회 산업통상자원중소벤처기업위원회 보고

☐ ('25.2월) 전력정책심의회 심의

☐ ('25.2월) 제11차 전력수급기본계획 확정·공고

2 전력수요 전망

가. 기준수요

□ 전국권 (전력계통)

연 도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율 (%)	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2024	557,081	2.0	104,154	6.0	99,284	5.7
2025	566,059	1.6	106,047	1.8	101,022	1.8
2026	577,344	2.0	108,269	2.1	103,012	2.0
2027	590,932	2.4	110,876	2.4	105,285	2.2
2028	601,565	1.8	113,093	2.0	107,221	1.8
2029	611,201	1.6	115,256	1.9	109,197	1.8
2030	625,209	2.3	118,053	2.4	111,777	2.4
2031	638,673	2.2	120,928	2.4	114,611	2.5
2032	655,749	2.7	124,226	2.7	117,395	2.4
2033	667,537	1.8	127,536	2.7	119,731	2.0
2034	679,989	1.9	131,025	2.7	122,838	2.6
2035	697,564	2.6	135,043	3.1	126,064	2.6
2036	707,865	1.5	138,247	2.4	128,774	2.1
2037	721,036	1.9	141,844	2.6	131,614	2.2
2038	735,102	2.0	145,636	2.7	135,134	2.7
'24~'38	-	2.0	-	2.4	-	2.2

* 전력소비량은 판매단 기준, 최대전력은 발전단 기준

** 최대전력 산정기준 : (하계) 당해 연도 7~8월, (동계) 당해 연도 12월 ~ 익년도 2월

□ 전국권 (전력시장)

연 도	최대전력			
	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2024	98,805	5.5	94,830	3.6
2025	100,299	1.5	96,076	1.3
2026	102,163	1.9	98,114	2.1
2027	104,624	2.4	100,436	2.4
2028	106,811	2.1	102,423	2.0
2029	109,005	2.1	104,416	1.9
2030	111,834	2.6	106,957	2.4
2031	114,747	2.6	109,795	2.7
2032	118,091	2.9	112,584	2.5
2033	121,406	2.8	114,931	2.1
2034	124,897	2.9	118,040	2.7
2035	128,920	3.2	121,266	2.7
2036	132,136	2.5	123,993	2.2
2037	135,752	2.7	126,855	2.3
2038	139,570	2.8	130,383	2.8
'24~'38	-	2.5	-	2.3

□ 제주권 (전력계통)

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2024	6,325	4.1	1,154	3.1
2025	6,532	3.3	1,188	2.9
2026	6,741	3.2	1,227	3.3
2027	6,951	3.1	1,266	3.2
2028	7,163	3.1	1,305	3.1
2029	7,376	3.0	1,345	3.0
2030	7,591	2.9	1,388	3.2
2031	7,807	2.8	1,436	3.5
2032	8,032	2.9	1,487	3.5
2033	8,259	2.8	1,539	3.5
2034	8,492	2.8	1,593	3.5
2035	8,728	2.8	1,647	3.4
2036	8,979	2.9	1,705	3.5
2037	9,243	2.9	1,765	3.5
2038	9,514	2.9	1,826	3.5
'24~'38	-	3.0	-	3.3

나. 목표수요

□ 전국권 (전력계통)

연 도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율 (%)	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2023 (실적)	545,966	△0.4	98,295	2.2	93,963	△2.8
2024	552,320	1.2	100,958	2.7	96,088	2.3
2025	559,221	1.2	102,512	1.5	97,488	1.5
2026	565,440	1.1	104,192	1.6	98,935	1.5
2027	573,015	1.3	106,170	1.9	100,579	1.7
2028	578,541	1.0	107,781	1.5	101,909	1.3
2029	582,429	0.7	109,307	1.4	103,248	1.3
2030	590,099	1.3	111,383	1.9	105,107	1.8
2031	596,327	1.1	113,423	1.8	107,106	1.9
2032	604,849	1.4	115,732	2.0	108,901	1.7
2033	607,981	0.5	118,004	2.0	110,199	1.2
2034	610,983	0.5	120,335	2.0	112,148	1.8
2035	619,041	1.3	123,113	2.3	114,134	1.8
2036	619,028	0.0	124,971	1.5	115,497	1.2
2037	621,750	0.4	127,121	1.7	116,890	1.2
2038	624,483	0.4	129,308	1.7	118,806	1.6
'24~'38	-	0.9	-	1.8	-	1.5

* 전력소비량은 판매단 기준, 최대전력은 발전단 기준

** 최대전력 산정기준 : (하계) 당해 연도 7~8월, (동계) 당해 연도 12월 ~ 익년도 2월

□ 전국권 (전력시장)

연 도	최대전력			
	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2023 (실적)	93,615	0.7	91,556	△3.1
2024	95,610	2.1	91,635	0.1
2025	96,765	1.2	92,541	1.0
2026	98,086	1.4	94,036	1.6
2027	99,917	1.9	95,729	1.8
2028	101,499	1.6	97,111	1.4
2029	103,056	1.5	98,467	1.4
2030	105,163	2.0	100,287	1.8
2031	107,242	2.0	102,290	2.0
2032	109,596	2.2	104,090	1.8
2033	111,874	2.1	105,399	1.3
2034	114,207	2.1	107,349	1.9
2035	116,990	2.4	109,336	1.9
2036	118,860	1.6	110,716	1.3
2037	121,029	1.8	112,131	1.3
2038	123,242	1.8	114,055	1.7
'24~'38	-	1.8	-	1.6

□ 제주권 (전력계통)

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2023 (실적)	6,078	0.5	1,119	△0.2
2024	6,313	3.9	1,133	1.2
2025	6,503	3.0	1,163	2.7
2026	6,681	2.7	1,197	2.9
2027	6,849	2.5	1,230	2.8
2028	7,007	2.3	1,263	2.7
2029	7,160	2.2	1,295	2.6
2030	7,313	2.1	1,330	2.7
2031	7,464	2.1	1,370	3.0
2032	7,614	2.0	1,410	2.9
2033	7,765	2.0	1,450	2.8
2034	7,915	1.9	1,489	2.7
2035	8,067	1.9	1,528	2.6
2036	8,227	2.0	1,567	2.6
2037	8,400	2.1	1,607	2.5
2038	8,570	2.0	1,644	2.3
'24~'38	-	2.2	-	2.7

3 수요관리 목표

가. 최대전력 절감계획

(단위 : MW)

구분	한전	한국에너지공단			전력거래소	기타	합계
	효율향상	효율향상	부하기기	소계	DR시장	V2G	
2024	108	185	85	270	2,818	-	3,195
2025	207	235	162	397	2,930	-	3,534
2026	406	380	239	619	3,053	-	4,077
2027	658	542	316	858	3,190	-	4,706
2028	966	629	393	1,022	3,319	4	5,312
2029	1,333	718	470	1,188	3,416	12	5,949
2030	1,759	805	547	1,352	3,532	27	6,670
2031	2,296	877	624	1,501	3,653	55	7,505
2032	2,951	952	701	1,653	3,788	103	8,494
2033	3,618	1,029	778	1,807	3,926	181	9,532
2034	4,353	1,109	855	1,964	4,071	302	10,690
2035	5,092	1,191	932	2,123	4,234	480	11,930
2036	5,888	1,281	1,009	2,290	4,374	725	13,277
2037	6,689	1,372	1,086	2,458	4,529	1,048	14,724
2038	7,538	1,477	1,163	2,640	4,692	1,458	16,328

나. 전력소비량 절감계획

(단위 : GWh)

구분	한국전력공사				한국에너지공단			합계
	효율기기, 행동변화	수요관리형 요금제	스마트 기술활용	소계	효율기기	효율정책	소계	
2024	1,089	2	7	1,098	37	3,626	3,663	4,761
2025	2,171	4	17	2,192	77	4,570	4,647	6,839
2026	4,366	8	31	4,405	122	7,378	7,500	11,905
2027	7,141	13	52	7,206	171	10,540	10,711	17,917
2028	10,504	20	82	10,606	224	12,193	12,417	23,024
2029	14,471	31	126	14,628	281	13,863	14,144	28,772
2030	19,039	46	186	19,271	342	15,498	15,840	35,111
2031	24,782	66	267	25,115	408	16,824	17,232	42,347
2032	31,759	91	371	32,221	478	18,201	18,679	50,900
2033	38,790	122	496	39,408	552	19,597	20,149	59,556
2034	46,512	156	637	47,305	631	21,070	21,701	69,006
2035	54,268	192	785	55,245	714	22,564	23,278	78,523
2036	62,679	226	928	63,833	802	24,201	25,003	88,836
2037	71,217	257	1,057	72,531	894	25,861	26,755	99,286
2038	80,394	283	1,165	81,842	991	27,785	28,776	110,619

4 전원구성 전망

가. 정격용량 기준

□ 전국권

(단위 : GW, %)

연도	구분	원자력	석탄	LNG	재생e	신e	양수	기타	무탄소 시장 /유보	계
2023 (실적)	용량	24.7	39.2	43.2	30.0	1.4	4.7	1.3	-	144.4
	비중	17.1	27.1	29.9	20.8	1.0	3.3	0.9	-	100.0
2024	용량	26.1	40.2	46.4	34.5	1.5	4.7	1.1	-	154.4
	비중	16.9	26.0	30.1	22.3	1.0	3.0	0.7	-	100.0
2025	용량	26.1	40.8	47.3	39.0	1.8	4.7	1.2	-	160.8
	비중	16.2	25.4	29.4	24.3	1.1	2.9	0.7	-	100.0
2026	용량	28.9	39.3	50.3	44.1	2.1	4.7	0.7	-	169.9
	비중	17.0	23.1	29.6	25.9	1.2	2.8	0.4	-	100.0
2027	용량	28.9	36.6	53.1	50.4	2.3	4.7	0.7	-	176.7
	비중	16.3	20.7	30.1	28.5	1.3	2.7	0.4	-	100.0
2028	용량	28.9	35.1	55.4	57.6	2.5	4.7	0.6	-	184.8
	비중	15.6	19.0	30.0	31.2	1.3	2.5	0.4	-	100.0
2029	용량	28.9	32.7	57.8	67.9	2.7	4.7	0.7	-	195.4
	비중	14.8	16.8	29.6	34.8	1.4	2.4	0.3	-	100.0
2030	용량	28.9	31.7	58.8	78.0	2.9	5.2	0.7	-	206.1
	비중	14.0	15.4	28.5	37.8	1.4	2.5	0.3	-	100.0
2031	용량	28.9	30.7	60.0	85.0	3.0	5.2	0.7	-	213.5
	비중	13.5	14.4	28.1	39.8	1.4	2.4	0.3	-	100.0
2032	용량	30.3	29.7	63.1	90.6	3.2	5.8	0.7	-	223.4
	비중	13.5	13.3	28.3	40.6	1.4	2.6	0.3	-	100.0
2033	용량	31.7	29.7	63.1	96.2	3.3	6.5	0.7	1.4	232.6
	비중	13.6	12.8	27.1	41.4	1.4	2.8	0.3	0.6	100.0
2034	용량	32.0	28.1	64.7	101.8	3.5	7.9	0.7	1.5	240.2
	비중	13.3	11.7	27.0	42.4	1.4	3.3	0.3	0.6	100.0
2035	용량	32.4	28.1	64.7	107.8	3.6	7.9	0.7	2.2	247.4
	비중	13.1	11.4	26.2	43.6	1.5	3.2	0.3	0.9	100.0
2036	용량	32.4	27.1	65.7	112.5	3.8	9.4	0.7	3.0	254.6
	비중	12.7	10.7	25.8	44.2	1.5	3.7	0.3	1.2	100.0
2037	용량	33.8	25.1	67.6	117.2	3.9	10.4	0.7	3.2	261.8
	비중	12.9	9.6	25.8	44.8	1.5	4.0	0.3	1.2	100.0
2038	용량	35.2	22.2	69.2	121.9	4.0	10.4	0.7	4.6	268.1
	비중	13.1	8.3	25.8	45.5	1.5	3.9	0.2	1.7	100.0

* 전원구성비는 연말 정격용량 기준

* 원전에는 SMR 포함, 석탄에는 '암모니아 혼소' 포함, LNG에는 '수소 혼·전소' 포함

* '31년 이후 신규 필요물량 10.3GW의 경우, ❶ 열병합 2.2GW, ❷ SMR 0.7GW 및 대형 원전 2기(2.8GW) 전제, ❸ 무탄소시장 1.5GW 및 유보 3.1GW로 반영

□ 제주권

(단위 : MW, %)

연도	구분	원자력	석탄	LNG	재생e	신e	양수	기타	연계선	미정	계
2023 (실적)	용량	-	-	480	1,374	0	-	60	400	-	2,314
	비중	-	-	20.7	59.4	0.0	-	2.6	17.3	-	100.0
2024	용량	-	-	480	1,753	1	-	19	600	-	2,853
	비중	-	-	16.8	61.5	0.0	-	0.7	21.0	-	100.0
2025	용량	-	-	480	1,887	2	-	87	600	-	3,056
	비중	-	-	15.7	61.8	0.0	-	2.9	19.6	-	100.0
2026	용량	-	-	480	2,020	2	-	87	600	-	3,189
	비중	-	-	15.1	63.3	0.1	-	2.7	18.8	-	100.0
2027	용량	-	-	780	2,152	3	-	87	600	-	3,622
	비중	-	-	21.5	59.4	0.1	-	2.4	16.6	-	100.0
2028	용량	-	-	780	2,286	33	-	97	600	-	3,796
	비중	-	-	20.5	60.2	0.9	-	2.6	15.8	-	100.0
2029	용량	-	-	780	2,416	64	-	117	600	-	3,977
	비중	-	-	19.6	60.8	1.6	-	2.9	15.1	-	100.0
2030	용량	-	-	780	2,547	104	-	117	600	-	4,148
	비중	-	-	18.8	61.4	2.5	-	2.8	14.5	-	100.0
2031	용량	-	-	780	2,674	104	-	117	600	-	4,275
	비중	-	-	18.2	62.6	2.4	-	2.8	14.0	-	100.0
2032	용량	-	-	780	2,800	104	-	117	600	-	4,401
	비중	-	-	17.7	63.6	2.4	-	2.7	13.6	-	100.0
2033	용량	-	-	780	2,926	104	-	117	600	-	4,527
	비중	-	-	17.2	64.6	2.3	-	2.6	13.3	-	100.0
2034	용량	-	-	780	3,053	104	-	117	600	30	4,684
	비중	-	-	16.7	65.2	2.2	-	2.5	12.8	0.6	100.0
2035	용량	-	-	780	3,179	104	-	117	600	80	4,860
	비중	-	-	16.0	65.5	2.1	-	2.4	12.3	1.7	100.0
2036	용량	-	-	780	3,306	104	-	117	600	130	5,037
	비중	-	-	15.5	65.6	2.1	-	2.3	11.9	2.6	100.0
2037	용량	-	-	780	3,432	104	-	117	600	180	5,213
	비중	-	-	15.0	65.8	2.0	-	2.2	11.5	3.5	100.0
2038	용량	-	-	780	3,558	104	-	117	600	230	5,389
	비중	-	-	14.5	66.0	1.9	-	2.1	11.1	4.3	100.0

* 전원구성비는 연말 설비용량, 신재생 등 정격용량 기준

* 미정은 무탄소 전원, 기타는 유류(23년), 폐기물, 기타 저장장치 등

* #3 HVDC 연계선로(200MW) '24.11월말 준공

나. 실효용량 기준

□ 전국권

(단위 : GW, %)

연도	구분	원자력	석탄	LNG	재생e	신e	양수	기타	무탄소 시장 /유보	계
2023 (실적)	용량	24.7	38.7	43.2	4.9	1.1	4.7	1.1	0.0	118.4
	비중	20.8	32.7	36.5	4.1	1.0	4.0	0.9	0.0	100.0
2024	용량	26.1	39.8	46.4	5.6	1.2	4.7	0.9	0.0	124.6
	비중	20.9	31.9	37.3	4.5	1.0	3.8	0.7	0.0	100.0
2025	용량	26.1	40.3	47.3	6.1	1.4	4.7	0.9	0.0	126.9
	비중	20.5	31.8	37.3	4.8	1.1	3.7	0.7	0.0	100.0
2026	용량	28.9	38.8	50.3	6.7	1.6	4.7	0.5	0.0	131.5
	비중	21.9	29.5	38.2	5.1	1.2	3.6	0.4	0.0	100.0
2027	용량	28.9	36.2	53.1	7.4	1.8	4.7	0.5	0.0	132.5
	비중	21.8	27.3	40.1	5.6	1.3	3.5	0.4	0.0	100.0
2028	용량	28.9	34.7	55.4	8.1	1.9	4.7	0.4	0.0	134.1
	비중	21.5	25.9	41.3	6.0	1.4	3.5	0.3	0.0	100.0
2029	용량	28.9	32.3	57.8	8.9	2.0	4.7	0.4	0.0	135.0
	비중	21.4	23.9	42.8	6.6	1.5	3.5	0.3	0.0	100.0
2030	용량	28.9	31.3	58.8	9.9	2.2	5.2	0.4	0.0	136.7
	비중	21.1	22.9	43.0	7.2	1.6	3.8	0.3	0.0	100.0
2031	용량	28.9	30.3	60.0	10.4	2.3	5.2	0.4	0.0	137.5
	비중	21.0	22.0	43.6	7.6	1.7	3.8	0.3	0.0	100.0
2032	용량	30.3	29.3	63.1	10.9	2.4	5.8	0.4	0.0	142.3
	비중	21.3	20.6	44.4	7.7	1.7	4.1	0.3	0.0	100.0
2033	용량	31.7	29.3	63.1	11.4	2.5	6.5	0.4	1.4	146.4
	비중	21.6	20.0	43.1	7.8	1.7	4.4	0.3	1.0	100.0
2034	용량	32.0	27.7	64.7	11.9	2.6	7.9	0.4	1.5	148.8
	비중	21.5	18.6	43.5	8.0	1.8	5.3	0.3	1.0	100.0
2035	용량	32.4	27.7	64.7	12.4	2.7	7.9	0.4	2.2	150.5
	비중	21.5	18.4	43.0	8.2	1.8	5.2	0.3	1.5	100.0
2036	용량	32.4	26.7	65.7	12.8	2.9	9.4	0.4	3.0	153.3
	비중	21.1	17.4	42.9	8.3	1.9	6.1	0.3	2.0	100.0
2037	용량	33.8	24.7	67.6	13.1	2.9	10.4	0.4	3.2	156.2
	비중	21.6	15.8	43.3	8.4	1.9	6.7	0.3	2.0	100.0
2038	용량	35.2	21.8	69.2	13.5	3.0	10.4	0.4	4.6	158.0
	비중	22.2	13.8	43.8	8.5	1.9	6.6	0.3	2.9	100.0

* 전원구성비는 연말 실효용량 기준

* 원전에는 SMR 포함, 석탄에는 '암모니아 혼소' 포함, LNG에는 '수소 혼·전소' 포함

* '31년 이후 신규 필요물량 10.3GW의 경우, ❶열병합 2.2GW, ❷SMR 0.7GW 및 대형 원전 2기(2.8GW) 전제, ❸무탄소시장 1.5GW 및 유보 3.1GW로 반영

□ 제주권

(단위 : MW, %)

연도	구분	원자력	석탄	LNG	재생e	신e	양수	기타	연계선	미정	계
2023 (실적)	용량	-	-	480	392	0	-	46	400	-	1,318
	비중	-	-	36.4	29.7	0.0	-	3.5	30.4	-	100.0
2024	용량	-	-	480	432	1	-	6	600	-	1,519
	비중	-	-	31.6	28.5	0.0	-	0.4	39.5	-	100.0
2025	용량	-	-	480	433	1	-	74	600	-	1,588
	비중	-	-	30.2	27.2	0.1	-	4.7	37.8	-	100.0
2026	용량	-	-	480	433	1	-	74	600	-	1,588
	비중	-	-	30.2	27.2	0.1	-	4.7	37.8	-	100.0
2027	용량	-	-	780	433	2	-	74	600	-	1,889
	비중	-	-	41.3	22.9	0.1	-	3.9	31.8	-	100.0
2028	용량	-	-	780	434	24	-	77	600	-	1,915
	비중	-	-	40.7	22.6	1.3	-	4.1	31.3	-	100.0
2029	용량	-	-	780	434	46	-	84	600	-	1,944
	비중	-	-	40.1	22.3	2.4	-	4.3	30.9	-	100.0
2030	용량	-	-	780	434	76	-	84	600	-	1,974
	비중	-	-	39.5	22.0	3.9	-	4.2	30.4	-	100.0
2031	용량	-	-	780	434	76	-	84	600	-	1,974
	비중	-	-	39.5	22.0	3.9	-	4.2	30.4	-	100.0
2032	용량	-	-	780	434	76	-	84	600	-	1,974
	비중	-	-	39.5	22.0	3.9	-	4.2	30.4	-	100.0
2033	용량	-	-	780	434	76	-	84	600	-	1,974
	비중	-	-	39.5	22.0	3.9	-	4.2	30.4	-	100.0
2034	용량	-	-	780	435	76	-	84	600	30	2,005
	비중	-	-	38.9	21.7	3.8	-	4.2	29.9	1.5	100.0
2035	용량	-	-	780	435	76	-	84	600	80	2,055
	비중	-	-	37.9	21.2	3.7	-	4.1	29.2	3.9	100.0
2036	용량	-	-	780	435	76	-	84	600	130	2,105
	비중	-	-	37.0	20.7	3.6	-	4.0	28.5	6.2	100.0
2037	용량	-	-	780	436	76	-	84	600	180	2,156
	비중	-	-	36.2	20.2	3.5	-	3.9	27.8	8.4	100.0
2038	용량	-	-	780	436	76	-	84	600	230	2,206
	비중	-	-	35.4	19.8	3.4	-	3.8	27.2	10.4	100.0

* 전원구성비는 연말 설비용량, 신재생 등 피크기여도 기준

* 미정은 무탄소 전원, 기타는 유류(23년), 폐기물, 기타 저장장치 등

* #3 HVDC 연계선로(200MW) 2024년 11월 말 준공

5

공급물량 제외설비 현황

(단위 : MW)

구분	유연탄	LNG	유 류	계
2024			대구열병합 (44) *LNG 전환 제주내연#2 (40) *바이오중유 전환	84 (2기)
2025	태안#1 (500) *LNG 전환	평택#1~4 (1,400)		1,900 (5기)
2026	태안#2, 하동#1, 보령#5 (1,500) *LNG 전환		대산복합 (466) *LNG 전환	1,966 (4기)
2027	삼천포#3-4, 보령#6, 하동#2-3 (2,620) *LNG 전환			2,620 (5기)
2028	삼천포#5, 태안#3, 하동#4 (1,500) *LNG 전환		수원열병합 (39) *LNG 전환	1,539 (4기)
2029	동해#1-2, 삼천포#6, 태안#4, 당진#1-2 (2,400) *LNG 전환			2,400 (6기)
2030	당진#3-4 (1,000) *LNG 전환			1,000 (2기)
2031	하동#5-6 (1,000) *LNG 전환			1,000 (2기)
2032	태안#5-6 (1,000) *LNG 전환			1,000 (2기)
2034	영흥#1-2 (1,600) *LNG 전환			1,600 (2기)
2036	당진#5-6 (1,000) *LNG 전환			1,000 (2기)
2037	당진#7-8, 태안#7-8 (2,000) *양수·무탄소 전환			2,000 (4기)
2038	영흥#3, 보령#3-4-7-8 (2,920) *양수·무탄소 전환			2,920 (5기)
합계 (‘24~’38)	19,040 (37기)	1,400 (4기)	588 (4기)	21,029 (45기)

* 석탄→암모니아혼소 설비 개조 3기 1,870MW (공급물량 제외 미반영)

6

노후 화력발전 설비 현황

□ 석탄화력

30년 경과시점	발전기명	설비용량 (MW)	30년 경과시점	발전기명	설비용량 (MW)
2023	삼천포#3	560	2031	당진#4	500
	보령#5	500		하동#6	500
2024	삼천포#4	560		태안#5	500
	보령#6	500	2032	태안#6	500
2025	태안#1	500	2034	영흥#1	800
	태안#2	500		영흥#2	800
2027	하동#1	500	2035	당진#5	500
	하동#2	500	2036	당진#6	500
	태안#3	500	2037	당진#7	500
	태안#4	500		당진#8	500
	삼천포#5	500		태안#7	500
2028	삼천포#6	500		태안#8	500
	하동#3	500	2038	보령#3*	550
	동해#1	200		보령#4*	500
2029	하동#4	500		보령#7	500
	동해#2	200		보령#8	500
	당진#1	500		영흥#3	870
	당진#2	500		영흥#4	870
2030	당진#3	500		하동#7	500
	하동#5	500	2039	하동#8**	500
-	-	-	합계	-	20,910

* 보령#3·4는 성능개선 시행을 고려, 가동 후 45년 시점 반영

** 사업자의 대체 건설 의향에 따라 11차 전기본 노후화력 대체 계획에 추가 반영

□ LNG 복합·열병합

※ 노후 LNG 발전설비 관리방안에 대해 전문가 용역 실시 후, 차기 전기본 반영 검토 예정

30년 경과시점	발전기명	설비용량 (MW)	30년 경과시점	발전기명	설비용량 (MW)
2022	서인천#1	225	2027	한림복합	105
	서인천#2	225	2029	포스코복합#3	450
	서인천#3	225	2031	GS당진복합#1	501
	서인천#4	225	2032	포스코복합#4	450
	서인천#5	225		보령복합#1	450
	서인천#6	225		보령복합#2	450
	서인천#7	225		보령복합#3	450
	서인천#8	225	2033	부산복합#1	450
2023	분당복합#1	574		부산복합#2	450
	일산복합#1	600	2034	부산복합#3	450
2025	울산복합#1	300		부산복합#4	450
2026	일산복합#2	300	2035	인천복합#1	504
2027	울산복합#2	450		울춘복합#1	526
	울산복합#3	450	2036	광양복합#1	495
	신인천#1	450		광양복합#2	495
	신인천#2	450	2038	GS당진복합#2	533
	신인천#3	450		부산정관에너지	46
	신인천#4	450	합계		13,877
	분당복합#2	348			

7 집단에너지 현황 및 설비계획

- (현황) 11차 전기본부부터 집단에너지를 전기본의 수급관리 체계에 편입
- 향후 집단에너지 노후화, 연료대체 등으로 신·증설 물량 발생시 전기본 신규 필요물량 범위 내에서 사업추진

< 집단에너지 현황 (단위 : GW) >

구분	'23년	'24년	'25년	'26년	'27년	'28년	'29년	'30년	'31년	'32년	합계
발전사업 허가	-	1.3	0.3	1.4	0.8	1.1	1.0	-	-	-	5.9*
전기본 확정설비	9.8	0.8	1.2	1.0	-	0.2	0.1	-	-	-	13.1
신규 사업자 선정	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.9	0.9**

* 노후석탄 열병합 대체 등 발전사업 허가 : 고양창릉, 송산그린, 아산탕정 열병합 등 포함

** 신규 LNG열병합 사업자 선정('24.12) : 묘도, 대전 열병합

- (설비계획) 집단에너지는 '29년까지 3.7GW 신·증설되어 13GW로 전망

< 집단에너지 설비계획 >

연도	발전소명	신규용량 (MW)	폐지용량 (MW)	누적용량 (MW)
2023	기존설비	-	-	9,821
2024	대구열병합(기존)	-	(44)	9,778
	대구열병합	270	-	10,048
	신세종복합	597	-	10,645
2025	청주열병합	270	-	10,915
	김포열병합(증설)	145	-	11,059
	부천복합#2-1	498	-	11,557
	마곡열병합	285	-	11,842
2026	여수그린에너지	495	-	12,337
	남양주열병합	493	-	12,830
2028	수원열병합(기존)	-	(39)	12,791
	수원열병합	141	-	12,932
	부천복합(기존)	-	(450)	12,482
	부천복합#2-2	498	-	12,980
2029	성림에너지	13.2	-	12,993
합계		3,704	(532)	12,993

* 10차 전기본까지의 신·증설 계획 반영

가. 연도별 신재생에너지 설비 보급 전망(2024~2038)

(단위 : MW)

연도	사 업 용										자가용	합계
	재 생 에 너 지						신 에 너 지			합계		
	태양광	풍 력	수 력	해 양	바이오	소계	연 료 지	IGCC	소계			
2024	28,150 (4,025)	2,293 (55)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	34,458 (5,568)	1,148 (840)	346 (346)	1,494 (1,186)	35,952 (6,754)	4,369	40,321
2025	31,964 (4,571)	3,017 (72)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	38,997 (6,130)	1,491 (1,091)	346 (346)	1,837 (1,438)	40,834 (7,568)	4,852	45,686
2026	36,090 (5,161)	3,958 (95)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	44,064 (6,743)	1,721 (1,260)	346 (346)	2,067 (1,606)	46,131 (8,349)	5,344	51,475
2027	40,417 (5,780)	5,983 (144)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	50,417 (7,410)	1,921 (1,406)	346 (346)	2,267 (1,752)	52,684 (9,163)	5,851	58,535
2028	44,822 (6,409)	8,719 (209)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	57,557 (8,106)	2,121 (1,552)	346 (346)	2,467 (1,899)	60,024 (10,005)	6,369	66,392
2029	49,272 (7,046)	14,661 (352)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	67,949 (8,885)	2,321 (1,699)	346 (346)	2,667 (2,045)	70,616 (10,930)	6,899	77,515
2030	55,675 (7,962)	18,281 (439)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	77,972 (9,887)	2,521 (1,845)	346 (346)	2,867 (2,192)	80,839 (12,079)	7,441	88,280
2031	58,711 (8,396)	22,321 (536)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	85,047 (10,418)	2,671 (1,955)	346 (346)	3,017 (2,301)	88,064 (12,720)	7,993	96,057
2032	61,739 (8,829)	24,868 (597)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	90,623 (10,913)	2,821 (2,065)	346 (346)	3,167 (2,411)	93,790 (13,324)	8,556	102,346
2033	64,763 (9,261)	27,419 (658)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	96,198 (11,406)	2,971 (2,175)	346 (346)	3,317 (2,521)	99,515 (13,927)	9,132	108,648
2034	67,784 (9,693)	29,973 (719)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	101,774 (11,900)	3,121 (2,284)	346 (346)	3,467 (2,631)	105,241 (14,530)	9,722	114,962
2035	70,811 (10,126)	32,972 (791)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	107,799 (12,404)	3,271 (2,394)	346 (346)	3,617 (2,741)	111,416 (15,145)	10,324	121,740
2036	72,941 (10,431)	35,532 (853)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	112,489 (12,771)	3,421 (2,504)	346 (346)	3,767 (2,850)	116,256 (15,621)	10,939	127,196
2037	75,072 (10,735)	38,101 (914)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	117,190 (13,137)	3,521 (2,577)	346 (346)	3,867 (2,924)	121,057 (16,060)	11,569	132,626
2038	77,203 (11,040)	40,671 (976)	1,909 (405)	256 (0)	1,852 (1,083)	121,890 (13,503)	3,621 (2,650)	346 (346)	3,967 (2,997)	125,857 (16,500)	12,211	138,068

* ()는 실효용량 기준

나. 연도별 신재생에너지 발전량 전망(2024~2038)

(단위 : GWh)

연도	사 업 용										자가용	합계 (비중, %)
	재 생 에 너 지						신 에 너 지			합계 (비중, %)		
	태양광	풍력	수력	해 양	바이오	소계 (비중, %)	연 료 전 지	IGCC	소계 (비중, %)			
2024	34,160	4,330	3,633	446	11,146	53,716 (9.0)	7,277	2,182	9,459 (1.6)	63,174 (10.5)	5,956	69,130 (10.8)
2025	39,140	5,255	3,712	445	11,164	59,716 (9.8)	8,832	2,176	11,008 (1.8)	70,723 (11.7)	6,549	77,273 (11.9)
2026	44,154	6,889	3,712	445	10,870	66,070 (10.8)	10,631	2,176	12,806 (2.1)	78,877 (12.8)	7,212	86,089 (13.1)
2027	49,055	10,369	3,712	445	10,863	74,445 (12.0)	12,179	2,176	14,354 (2.3)	88,799 (14.3)	7,896	96,696 (14.5)
2028	54,731	16,223	3,722	446	10,878	86,001 (13.7)	13,656	2,182	15,838 (2.5)	101,839 (16.2)	8,626	110,465 (16.3)
2029	60,195	26,898	3,712	445	10,846	102,096 (16.1)	15,059	2,176	17,235 (2.7)	119,331 (18.8)	9,328	128,659 (18.9)
2030	67,127	38,822	3,712	445	10,814	120,920 (18.8)	16,500	2,176	18,675 (2.9)	139,595 (21.7)	10,071	149,666 (21.7)
2031	73,113	48,514	3,712	445	10,815	136,599 (20.9)	17,760	2,176	19,935 (3.0)	156,535 (23.9)	10,824	167,359 (23.8)
2032	77,188	56,855	3,722	446	10,845	149,056 (22.4)	18,892	2,182	21,073 (3.2)	170,130 (25.6)	11,617	181,746 (25.4)
2033	80,846	63,079	3,712	445	10,803	158,886 (23.6)	19,920	2,176	22,096 (3.3)	180,982 (26.9)	12,363	193,345 (26.7)
2034	84,703	69,431	3,712	445	10,817	169,108 (24.8)	21,000	2,176	23,176 (3.4)	192,284 (28.2)	13,159	205,443 (28.0)
2035	88,738	76,243	3,712	445	10,799	179,937 (26.0)	22,081	2,176	24,256 (3.5)	204,193 (29.5)	13,973	218,166 (29.3)
2036	92,389	83,207	3,722	446	10,633	190,398 (27.5)	22,745	2,182	24,927 (3.6)	215,325 (31.1)	14,845	230,170 (30.8)
2037	94,835	88,702	3,712	445	10,600	198,295 (28.4)	23,565	2,176	25,740 (3.7)	224,035 (32.1)	15,655	239,690 (31.9)
2038	96,560	94,353	3,712	445	10,602	205,673 (29.2)	24,270	2,176	26,446 (3.8)	232,119 (32.9)	16,523	248,641 (32.7)

* 신재생에너지 출력제어 후 기준

9 주요 해상풍력 설비계획

□ 주요 해상풍력 발전 추진 현황

발전소명	준공시기	용량 (MW)	비고
탐라해상	'17.09	30.0	상업운전
영광해상	'18.12	34.5	
서남해 실증	'19.10	60.0	
한림해상	'24.10	100.1	
전남	'25.04	96.0	추진 중*
영광낙월	'26.06	364.8	
고창	'27.09	76.2	
신안 우이	'28.09	396.8	
영광 안마1	'29.01	224.0	
영광 안마2	'29.01	308.0	
완도 금일	'29.08	200.0	
완도 금일 2단계	'29.08	400.0	
충남 태안	'29.09	500.0	
영광 야월	'30.09	104.0	
울산 반딧불이	'30.12	750.0	
해상풍력 용량 합계		3,644.4	

* 고정가격계약 경쟁입찰 낙찰 사업이며, 준공시기는 사업자계획으로 변동가능

10 에너지저장장치(ESS) 현황 및 계획

- (현황) 양수발전소(7개소 4.7GW) 중심으로 운영 중이며, 9차 전기본 이후 재생e 확대에 따른 변동성 대응 수단으로 신규설비 확대 중
- (양수) 9·10차 전기본에 따라 신규설비 5.7GW 사업자 선정, '30년 이후로 순차적인 진입 전망
- * 9차 전기본 : 영동, 홍천, 포천 (1.8GW)
 10차 전기본 : (우선사업자) 구례, 합천 (1.4GW)
 (예비사업자) 곡성, 금산, 봉화, 영양 (2.5GW)
- (BESS) 10차 전기본에 따라 BESS 중앙계약시장 개설 및 68MW 사업자 선정, '25년 中 준공 전망

< 사업자 선정 완료 양수·BESS 사업추진 현황 >

구 분	발전사	건설지역	용량(MW)	비고
양수	한수원	충북 영동	500	9차
		강원 홍천	600	9차
		경기 포천	700	9차
		경남 합천	900	10차(우선)
		경북 영양	1,000	10차(예비)
	남동발전	충남 금산	500	10차(예비)
	동서발전	전남 곡성	500	10차(예비)
	중부발전	경북 봉화	500	10차(예비)
		전남 구례	500	10차(우선)
	소계	9개소	5,700	-
BESS	동서발전	제주	35	10차
	남부발전	제주	23	10차
	LS 일렉트릭	제주	10	10차
	소계	3개소	68	-
합계		12개소	5,768	-

□ (계획) '38년까지의 재생e 확대 대응 수단으로 23.0GW 필요 전망

- '38년까지 전국 22.5GW, 제주 0.5GW의 필요량 산출, 건설기간 등을 고려하여 양수 1.25GW, 기타 저장장치 2.22GW 사업자 선정 추진

< 11차 전기본 장주기 ESS 필요물량 >

연도	필요물량(누적)		신규설비(연도별)		설비용량(누적)	
	전국 (MW)	제주 (MW)	전국 (MW)	제주 (MW)	양수 (MW)	기타저장장치 (MW)
2023(실적)	-	-	-	-	4,700	-
2024	-	-	-	-	4,700	-
2025	-	-	-	68 (기타 저장장치)	4,700	68
2026	-	39	500* (기타 저장장치)	40* (기타 저장장치)	4,700	608
2027	-	78	500* (기타 저장장치)	40* (기타 저장장치)	4,700	1,148
2028	1,000	117	500* (기타 저장장치)	40* (기타 저장장치)	4,700	1,688
2029	2,100	155	600* (기타 저장장치)	-	4,700	2,288
2030	4,000	194	500(양수)	-	5,200	-
2031	7,600	233	-	-	5,200	-
2032	10,000	272	600(양수)	-	5,800	-
2033	12,500	311	700(양수)	-	6,500	-
2034	17,500	350	1,400(양수)	-	7,900	-
2035	17,500	388	-	-	7,900	-
2036	20,000	427	1,500(양수)	-	9,400	-
2037	21,000	466	1,000(양수)	-	10,400	-
2038	22,500	505	1,250(양수)*	-	11,650	-
합계	22,500	505	9,050	188	11,650	2,288
	23,005		9,238		13,938	

* 11차 신규 물량으로 사업자 선정 결과 등에 따라 준공년도 확정 예정

11 발전설비 건설계획표

□ 전국권

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비에비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
2023					118,394		93,963		26.0
2024				121,739	124,578	100,958	96,088	20.5	29.6
	4	신한울#2	1,400						
	4	(제주내연#2)	-40						
	5	(대구열병합)	-44						
	5	삼척#1	1,050						
	6	신세종복합	597						
	6	신에너지	30						
	6	재생에너지	352						
	9	대구열병합 대체	270						
	10	통영천연가스	1,000						
	12	울산GPS복합	1,227						
	12	신에너지	30						
	12	재생에너지	312						
2025				125,511	126,868	102,512	97,488	22.4	30.1
	1	삼척#2	1,050						
	1	(평택#1)	-350						
	1	(평택#2)	-350						
	1	(평택#3)	-350						
	1	(평택#4)	-350						
	3	제주 BESS#1	35						
	5	제주 BESS#2	10						
	6	청주열병합 대체	270						
	6	음성천연가스#1	561						
	6	신에너지	126						
	6	재생에너지	281						
	9	김포열병합(GT교체)	145						
	11	제주 BESS#3	23						
	12	마곡열병합	285						

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비예비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
	12	부천복합#2-1	498						
	12	(태안#1)	-500						
	12	구미천연가스(태안#1 대체)	500						
	12	신에너지	125						
	12	재생에너지	282						
2026				128,659	131,483	104,192	98,935	23.5	32.9
	2	새울#3	1,400						
	6	(하동#1)	-500						
	6	안동복합#2(하동#1 대체)	500						
	6	(보령#5)	-500						
	6	보령천연가스(보령#5 대체)	500						
	6	신에너지	84						
	6	재생에너지	306						
	10	여수그린에너지	495						
	11	새울#4	1,400						
	12	(태안#2)	-500						
	12	공주천연가스(태안#2 대체)	500						
	12	남양주열병합	493						
	12	(대산복합)	-466						
	12	대산복합 대체	512						
	12	신에너지	84						
	12	재생에너지	307						
2027				132,090	132,523	106,170	100,579	24.4	31.8
	4	(삼천포#3)	-560						
	4	(삼천포#4)	-560						
	4	고성천연가스(삼천포#3,4 대체)	1,120						
	6	제주복합#3GT	100						
	6	제주청정에너지복합GT	100						
	6	신에너지	73						
	6	재생에너지	334						
	7	(분당복합#1)	-574						
	7	분당복합#1 대체	500						
	12	제주복합#3ST	50						
	12	제주청정에너지복합ST	50						

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비예비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
	12	(보령#6)	-500						
	12	함안천연가스(보령#6 대체)	500						
	12	(하동#2)	-500						
	12	(하동#3)	-500						
	12	하동복합#1(하동#23 대체)	1,000						
	12	신에너지	73						
	12	재생에너지	333						
2028				133,505	134,076	107,781	101,909	23.9	31.6
	6	음성천연가스#2	561						
	6	신에너지	73						
	6	재생에너지	348						
	11	(수원열병합)	-39						
	11	수원열병합 대체	141						
	12	(부천복합)	-450						
	12	부천복합#2-2	498						
	12	(삼천포#5)	-500						
	12	삼천포#5 대체	500						
	12	(태안#3)	-500						
	12	여수천연가스(태안#3 대체)	500						
	12	(하동#4)	-500						
	12	하동#4 대체	500						
	12	신에너지	73						
	12	재생에너지	347						
2029				134,547	135,010	109,307	103,248	23.0	30.8
	1	성림에너지	9						
	6	신에너지	73						
	6	재생에너지	390						
	9	(동해#1)	-200						
	9	(동해#2)	-200						
	9	동해#1,2 대체	400						
	11	(삼천포#6)	-500						
	11	삼천포#6 대체	500						
	12	(태안#4)	-500						
	12	태안#4대체	500						

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비예비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
	12	(당진#1)	-500						
	12	(당진#2)	-500						
	12	신호남복합(당진#1,2 대체)	1,000						
	12	신에너지	73						
	12	재생에너지	389						
2030				135,584	136,659	111,383	105,107	21.7	30.0
	6	신에너지	73						
	6	재생에너지	501						
	9	영동양수#1	250						
	9	(당진#3)	-500						
	9	용인#1복합(당진#3 대체)	500						
	9	(당진#4)	-500						
	9	용인#2복합(당진#4 대체)	500						
	12	영동양수#2	250						
	12	신에너지	73						
	12	재생에너지	502						
2031				137,179	137,500	113,423	107,106	21.0	28.4
	6	(하동#5)	-500						
	6	용인#3복합(하동#5 대체)	500						
	6	신규 열병합	200						
	6	신에너지	55						
	6	재생에너지	266						
	12	(하동#6)	-500						
	12	용인#4복합(하동#6 대체)	500						
	12	신에너지	55						
	12	재생에너지	265						
2032				139,953	142,255	115,732	108,901	21.0	30.7
	2	(분당복합#2)	-348						
	2	분당복합#2 대체	500						
	6	신규 열병합	2,000						
	6	신에너지	55						
	6	재생에너지	247						
	9	홍천양수#1	300						
	10	신한울#3	1,400						

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비예비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
	12	홍천양수#2	300						
	12	(태안#5)	-500						
	12	용인#5복합(태안#5 대체)	500						
	12	(태안#6)	-500						
	12	용인#6복합(태안#6 대체)	500						
	12	신에너지	55						
	12	재생에너지	247						
2033				143,957	146,359	118,004	110,199	22.0	32.8
	6	신규 발전설비 (전원 유보)	1,400						
	6	신에너지	55						
	6	재생에너지	247						
	9	포천양수#1	350						
	10	신한울#4	1,400						
	12	포천양수#2	350						
	12	신에너지	55						
	12	재생에너지	247						
2034				146,761	148,812	120,335	112,148	22.0	32.7
	6	(영흥#1)	-800						
	6	영흥#1 대체	800						
	6	신규 발전설비 (전원 유보)	100						
	6	신에너지	55						
	6	재생에너지	247						
	9	신규SMR #1 (모듈 1)	175						
	12	(영흥#2)	-800						
	12	영흥#2 대체	800						
	12	구례양수	500						
	12	합천양수	900						
	12	신규SMR #1 (모듈 2)	175						
	12	신에너지	55						
	12	재생에너지	246						
2035				150,169	150,477	123,113	114,134	22.0	31.8
	3	신규SMR #1 (모듈 3)	175						
	6	신규SMR #1 (모듈 4)	175						
	6	신규 발전설비 (무탄소시장)	700						

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비에비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
	6	신에너지	55						
	6	재생에너지	252						
	12	신에너지	55						
	12	재생에너지	253						
2036				152,515	153,253	124,971	115,497	22.0	32.7
	3	(당진#5)	-500						
	3	당진#5 대체	500						
	3	(당진#6)	-500						
	3	당진#6 대체	500						
	6	영양양수	1,000						
	6	신규 발전설비 (무탄소시장)	800						
	6	신에너지	55						
	6	재생에너지	183						
	12	봉화양수(보령#4 대체)	500						
	12	신에너지	55						
	12	재생에너지	183						
2037				155,072	156,162	127,121	116,890	22.0	33.6
	3	(당진#7)	-500						
	6	곡성양수(당진#7 대체)	500						
	6	신규원전#1	1,400						
	6	신규 발전설비 (전원 유보)	200						
	6	신에너지	37						
	6	재생에너지	183						
	12	금산양수(영흥#3 대체#1)	500						
	12	영흥#3 대체#2	370						
	12	(당진#8)	-500						
	12	당진#8 대체	500						
	12	(태안#7)	-500						
	12	태안#7 대체	500						
	12	(태안#8)	-500						
	12	태안#8 대체	500						
	12	신에너지	36						
	12	재생에너지	183						

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비예비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
2038				157,812	158,032	129,308	118,806	22.0	33.0
	4	(보령#3)	-550						
	4	보령#3 대체	550						
	6	신규원전#2	1,400						
	6	신규 발전설비 (전원 유보)	1,400						
	6	(보령#4)	-500						
	6	(영흥#3)	-870						
	6	(보령#7)	-500						
	6	보령#7 대체	500						
	6	신에너지	37						
	6	재생에너지	183						
	12	(보령#8)	-500						
	12	보령#8 대체	500						
	12	신에너지	36						
	12	재생에너지	183						

* 신재생 및 집단에너지는 피크기여도 기준

* () 설비는 공급물량 제외(폐지 등) 설비를 의미

* 동하계 설비예비율은 동하계 실효용량(피크기여도 적용) 및 최대전력에서의 예비율

* 건설 중인 설비와 10차 전기본에 따라 사업자 선정된 설비 반영

* '31~'32년, 신규 열병합(2.2GW) 관련 '24년 시범입찰 실시(0.9GW 낙찰), 잔여물량은 11차 전기본 확정 후 LNG 용량시장을 통해 확보

* '33~'38년, 전원 유보물량(3.1GW)은 11차 전기본 이후 무탄소전원의 기술 성숙도 등을 고려해 차기 계획에서 재검토

□ 제주권

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	HVDC 용통량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비예비율 (%)	
					하계	연말	하계	동계	하계	동계
2023			918	400		1,318		1,119		17.8
2024				600	1,319	1,519	1,133	1,096	16.5	38.7
	6	재생에너지	0.2							
	6	신에너지	0.7							
	12	#3HVDC		200						
	12	재생에너지	0.2							
2025				600	1,564	1,588	1,163	1,127	34.5	40.9
	3	제주 BESS#1	35							
	5	제주 BESS#2	10							
	6	재생에너지	0.1							
	6	신에너지	0.2							
	11	제주 BESS#3	23							
	12	재생에너지	0.1							
	12	신에너지	0.2							
2026				600	1,588	1,588	1,197	1,158	32.7	37.1
	6	재생에너지	0.1							
	6	신에너지	0.2							
	12	재생에너지	0.1							
	12	신에너지	0.2							
2027				600	1,789	1,889	1,230	1,189	45.4	58.9
	6	제주복합#3GT	100							
	6	제주청정에너지복합GT	100							
	6	재생에너지	0.1							
	6	신에너지	0.2							
	12	제주복합#3ST	50							
	12	제주청정에너지복합ST	50							
	12	재생에너지	0.1							
	12	신에너지	0.2							
2028				600	1,902	1,915	1,263	1,219	50.6	57.1
	6	기타	1.6							
	6	재생에너지	0.1							
	6	신에너지	11.2							
	12	기타	1.6							
	12	재생에너지	0.1							
	12	신에너지	11.1							
2029				600	1,929	1,944	1,295	1,251	48.9	55.4
	6	기타	3.5							
	6	재생에너지	0.1							
	6	신에너지	11.2							

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	HVDC 용통량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비예비율 (%)	
					하계	연말	하계	동계	하계	동계
	12	기타	3.5							
	12	재생에너지	0.2							
	12	신에너지	11.1							
2030				600	1,959	1,974	1,330	1,281	47.3	54.0
	6	재생에너지	0.1							
	6	신에너지	14.8							
	12	재생에너지	0.1							
	12	신에너지	14.8							
2031				600	1,974	1,974	1,370	1,312	44.1	50.5
	6	재생에너지	0.1							
	12	재생에너지	0.1							
2032				600	1,974	1,974	1,410	1,342	40.0	47.1
	6	재생에너지	0.1							
	12	재생에너지	0.1							
2033				600	1,974	1,974	1,450	1,370	36.2	44.1
	6	재생에너지	0.1							
	12	재생에너지	0.1							
2034				600	2,005	2,005	1,489	1,399	34.6	43.3
	6	제주 신규무탄소#1	30							
	6	재생에너지	0.1							
	12	재생에너지	0.1							
2035				600	2,055	2,055	1,528	1,425	34.5	44.2
	6	제주 신규무탄소#2	50							
	6	재생에너지	0.1							
	12	재생에너지	0.1							
2036				600	2,105	2,105	1,567	1,453	34.3	44.9
	6	제주 신규무탄소#3	50							
	6	재생에너지	0.2							
	12	재생에너지	0.1							
2037				600	2,155	2,156	1,607	1,479	34.2	45.7
	6	제주 신규무탄소#4	50							
	6	재생에너지	0.2							
	12	재생에너지	0.1							
2038				600	2,206	2,206	1,644	1,503	34.2	46.7
	6	제주 신규무탄소#5	50							
	6	재생에너지	0.2							
	12	재생에너지	0.1							

* 신재생은 피크기여도 기준

* 제주 신규 무탄소설비는 세부 발전원 미정, 전국 신규 발전설비 용량에 포함

12 공청회 및 국회 상임위 주요의견 및 조치사항

- ◇ 「전기사업법」 제25조에 따라 11차 전기본 수립시 공청회('24.9.26), 국회 상임위원회 보고('25.2.19) 등의 의견수렴 실시
- ◇ 재생에너지 보급 확대, 노후 LNG 관리방안, 석탄발전 폐지 및 전환, ESS 확충, 전기본 성격 재검토 등에 대한 의견 제시

1 재생에너지 보급 확대

- '30년 및 '35년 NDC, 1차 전기본, 해외사례, RE100 소요 등 감안, 재생에너지 보급을 보다 확대할 필요
- ⇒ 실무안 발표 이후 환경부 등 관계부처 의견, 공청회시 제기된 의견 등을 고려하여, 11차 전기본에 재생에너지 추가 확대 반영 조치

2 LNG 발전 관련

- 서인천복합 등 노후 LNG 발전설비에 대한 관리방안 마련 필요
- 향후 LNG 발전기의 이용률이 감소할 것으로 예상되는데, 적정 설비수준에 대한 검토 필요
- ⇒ 노후 LNG 발전설비 관리방안에 대한 전문가 용역을 실시하고, 차기(12차) 전기본에 반영 검토 예정

3 석탄발전 폐지 관련

- 탄소중립을 위해 석탄발전을 줄여나가야 하며, 노후석탄 폐지 및 전환(LNG 및 양수·수소 등) 계획*의 경제성 및 탄소중립 효과 검토 필요
- * 11차 전기본상의 양수, 수소전소, 암모니아 혼소 전환 계획 외에도, 해상풍력으로의 전환 가능성 등 추가적인 대안에 대해서도 검토
- 석탄발전 폐지 및 전환에 따른 일자리 영향에 대한 대책 마련 필요
- ⇒ 「석탄발전 전환 로드맵」 수립 중이며, 노후석탄 대체 무탄소 발전원에 대해 차기 전기본 수립시에도 지속 검토 예정

4 에너지저장장치 확충

- 향후 태양광·풍력 등 재생에너지가 확대됨에 따라 ESS 확충 필요
- 특히, 호남 등 계통포화지역에 우선적으로 ESS 투입 필요
- ⇒ 11차 전기본상 ESS를 2년 조기확보('26년~)하고, 이를 호남 등 계통포화지역에 우선 투입 예정
- ⇒ 11차 전기본 확정 후 ESS 사업자 선정 절차를 차질없이 추진 예정

5 전력수급기본계획의 성격

- 해상풍력 등 에너지 업계의 민간 역할이 확대되는 상황에서, 현행 국가 주도의 전력수급기본계획의 성격 변화 검토 필요
- ⇒ 전기본의 아웃룩(outlook) 체제 전환, 복수 시나리오 제시 방식 등, 향후 계획 자체의 유연성 확보 방안에 대해 검토

6 전기요금 및 산업계 영향

- 전기본 발전설비계획에 따른 전원믹스가 전기요금 및 산업계에 미치는 영향에 대한 분석 필요
- ⇒ 전기요금 및 산업계 영향에 대해서는 전문 연구기관 및 학계에서 학술적으로 분석하고, 의견 및 대안을 제시토록 하는 방안 검토

7 에너지정책의 객관성·공정성 유지

- 에너지정책의 정쟁화 지양, 객관성과 공정성을 유지하는 것이 중요
- 전기본 수립 과정에 다양한 참여자의 충분한 의견제시 기회 보장 필요
- ⇒ 차기 전기본에서도 주제별 공개 세미나 실시 등을 통해 다양한 전문가 의견을 수렴하고, 전기본 위원회 논의 내용 교차검증