
제10차 전력수급기본계획 주요 내용

2023. 1. 12.



산업통상자원부

1 개요 및 추진경과

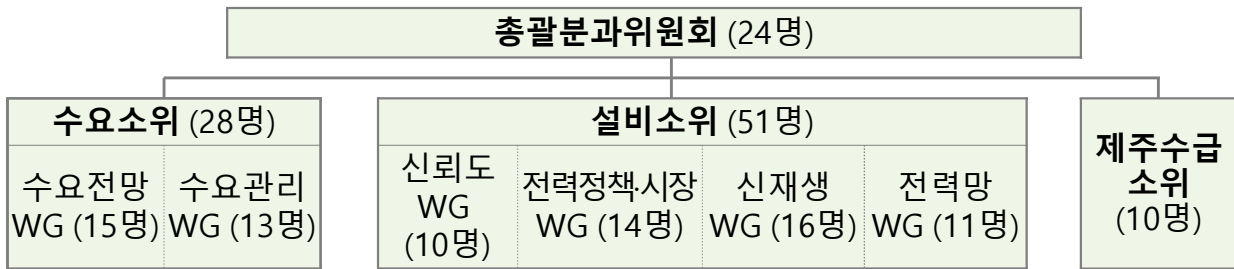
□ 수립근거 : 중장기 전력수요 전망 및 이에 따른 전력설비 확충을 위해 전기사업법 제25조 및 시행령 제15조에 따라 2년 주기로 수립

* '02년 「제1차 전력수급기본계획」을 시작으로 금번까지 총 10차례 계획 수립

□ 계획기간 : 15년 장기계획 (10차 계획기간 : '22~'36년)

□ 추진경과

- '21.12월 : 제10차 전기본 수립 착수 및 민간 전문가 그룹 구성
- 총괄분과위원회 산하 3개 소위원회와 소위별 총 6개 워킹그룹 구성



- '21.12월~'22.10월 : 총괄분과, 소위원회 및 워킹그룹 검토(총 45회)
- '22.8월 : 제10차 전력수급기본계획 실무안 주요 내용 언론 브리핑
- '22.9~11월 : 전략환경영향평가, 탄소중립녹색성장위원회 등 협의
- '22.11월 : 공청회를 통해 외부의견 수렴

2 기본 방향

- 에너지안보를 위해 안정적인 전력수급을 최우선 과제로 추진
- 경제성(비용효율성), 환경성(온실가스 감축), 안전성 등을 함께 고려
- 전력망 보강, 전력시장 개편 등 전력수급 기반 강화

< 8, 9차 전기본 >

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



< 10차 전기본 >

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

3

전력수요 전망

※ 한전 PPA 태양광발전 증가가 수요 변동성에 미치는 영향을 고려하여 수요 전망 대상을 '전력시장'에서 PPA 포함한 '전력계통* 최대전력'으로 확대

* 계통에 영향을 미치는 전력시장 거래 및 한전 PPA. 다만 자가용 태양광은 제외

$$\boxed{\text{기준수요 (모형 전망+전기화+4차 산업혁명)}} - \boxed{\text{수요관리량}} = \boxed{\text{목표수요}}$$

□ (기준수요) 모형 전망과 데이터센터 및 전기화 영향을 반영하여, '36년 최대전력수요는 135.6GW로 도출('22~'36년 연평균 2.5% 증가)

- 모형 전망 : 9차 전기본과 동일한 전력패널모형, 거시모형 사용
- 전기화 수요 : GCAM-KAIST 모형을 사용해 산업·수송·건물 등에서 나타나고 있는 전기화 수요를 추정하되, 불확실성을 고려
- 데이터센터 영향 : 데이터센터는 4차 산업혁명의 핵심 동인으로서 빠르게 확대될 것으로 검토되어 사업자 의향조사를 토대로 반영

□ (수요관리) 최종년도 기준 최대전력은 17.7GW(기준수요의 13.0%), 전력소비량은 105.7TWh(기준수요의 15.0%) 절감 추진

* 9차 전기본 : 기준수요 대비 최대전력은 12.6%, 전력소비량은 14.9% 감축 목표

- 효율향상, 부하관리 등 기존 수요관리 수단을 내실화
- AMI·EMS 등 데이터 기반 디지털 기술을 활용한 수요관리 강화 및 에너지캐쉬백 등 인센티브 프로그램 추가 등 수요관리 확대

□ (목표수요) '36년 최대전력 118.0GW 전망('22~'36년 연평균 1.5% 증가)

< 목표수요 기준 전력소비량 및 최대전력 전망 >

연도	전력소비량 (TWh)	최대전력(GW)		
		기준수요	수요관리	목표수요
'30년	572.8	119.8	10.5 (△8.7%)	109.3
'36년	597.4	135.6	17.7 (△13.0%)	118.0

4 발전설비 계획

$$\text{신규 필요설비} = \underbrace{\text{목표수요} \times (1 + \text{기준 설비에비율})}_{\text{목표 설비}} - \text{확정설비}$$

□ **(기준 설비에비율)** 미래 특정시점의 최대전력 대비 필요한 예비 전력설비의 비율로서 '36년 기준 22% 산정

* 기준 설비에비율 = 용량적정성확보 + 수요예측 오차 고려 + 공급지연 대응

○ 재생e 변동성 대응 등 계통 유연성 및 안정성 확보를 위한 필요 물량(동기조상기, ESS 등)은 별도로 제시

□ **(목표설비)** 목표수요에 기준 설비에비율 반영시 '36년 기준 143.9GW

□ **(확정설비)** 발전설비 현황조사 결과 '36년(하계) 기준 142.2GW

○ 원자력 : 계속운전 및 신규원전 준공* 반영

* ('22)신한울#1, ('23)신한울#2, ('24)신고리#5, ('25)신고리#6, ('32)신한울#3, ('33)신한울#4

○ 석탄 : 동해#1·2 추가 폐지 및 노후 석탄발전 폐지 등 반영

* 9차 전기본 대비 동해#1·2, 당진#5·6 노후 4기 추가 폐지(1.4GW)

○ LNG : 신규 LNG 및 노후 석탄 28기 LNG 전환 등 반영

○ 신재생 : 사업자 계획조사(Bottom-up) 등 현실적 보급 전망 반영

< '36년 신재생에너지 용량 (단위 : MW) >

구분	태양광	풍력	수력	해양	바이오 /매립가스	연료 전지	IGCC*	소계
정격용량	65,700	34,089	2,129	256	1,800	3,947	346	108,267
피크기여도	13.9%	2.2%	22.6%	0%	45.3%	68.8%	100%	-
실효용량	9,132	750	481	-	1,029	2,716	346	14,454

□ **(신규 필요 발전설비)** '36년까지 1.7GW 신규건설 필요(제주 0.6GW 포함)

○ 발전원은 기술개발, 사회적 수용성 등을 고려해 차기 전기본에서 결정

○ 제주 0.3GW의 경우 10차 전기본 수립 후 사업자 선정 추진

⇒ 전원구성 결과, '36년까지 신재생 108.3GW, 원전 31.7GW로 확대

○ '36년 정격용량 기준 : 신재생(45.3%), LNG(27.0%), 원전(13.2%), 석탄(11.3%) 순

< 연도별 전원구성(연말 정격용량 기준) 전망 (단위 : GW) >

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2023	용량	26.1	40.2	43.5	32.8	4.7	1.1	148.4
	비중	17.5%	27.1%	29.3%	22.1%	3.2%	0.8%	100%
2026	용량	28.9	37.6	52.4	44.8	4.7	0.7	169.1
	비중	17.1%	22.2%	31.0%	26.5%	2.8%	0.4%	100%
2030	용량	28.9	31.7	58.6	72.7	5.2	0.9	198.0
	비중	14.6%	16.0%	29.6%	36.7%	2.6%	0.5%	100%
2033	용량	31.7	29.7	62.0	91.5	5.8	0.9	221.6
	비중	14.3%	13.4%	28.0%	41.3%	2.6%	0.4%	100%
2036	용량	31.7	27.1	64.6	108.3	6.5	0.8	239.0
	비중	13.2%	11.3%	27.0%	45.3%	2.7%	0.5%	100%

* 기타는 유류, 폐기물, 부생가스 설비, 기타 저장장치 등

○ '36년 실효용량 기준 : LNG(44.7%), 원전(21.9%), 석탄(18.5%), 신재생(10.0%) 순

< 연도별 전원구성(연말 실효용량기준, 피크기여도 반영) 전망 (단위 : GW) >

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2023	용량	26.1	39.7	43.5	6.1	4.7	1.0	121.1
	비중	21.5%	32.8%	35.9%	5.1%	3.9%	0.8%	100%
2026	용량	28.9	37.2	52.4	7.9	4.7	0.4	131.5
	비중	21.9%	28.3%	39.8%	6.0%	3.6%	0.4%	100%
2030	용량	28.9	31.3	58.6	10.5	5.2	0.5	135.0
	비중	21.4%	23.2%	43.4%	7.8%	3.9%	0.3%	100%
2033	용량	31.7	29.3	62.0	12.3	5.8	0.5	141.6
	비중	22.3%	20.7%	43.8%	8.7%	4.1%	0.4%	100%
2036	용량	31.7	26.7	64.6	14.5	6.5	0.5	144.5
	비중	21.9%	18.5%	44.7%	10.0%	4.5%	0.4%	100%

* 기타는 유류, 폐기물, 부생가스 설비, 기타 저장장치 등

- (원전) 안전성 확보를 전제로 무탄소 전원인 원전을 적극 활용
 - 법령상 인허가 절차 준수하며 효율적으로 신한울#3·4 건설 재개
 - 건설 중인 원전(신한울 2호기, 신고리 5·6호기)이 적기 준공되어 전력 수급에 기여할 수 있도록 철저히 관리
 - 사업자 의향에 따라 안전성 확보를 전제로 가동 원전 계속 운전
- (신재생) 실현 가능한 수준에서, 비용효율적이고, 계통 및 주민 수용성에 기반한, 국내 산업 발전과 함께하는 정책 추진
 - 태양광 중심의 보급에서 풍력을 적극 활용하고, 전력망 투자 확대 및 주민 수용성을 높여 재생에너지 보급 추진
 - 재생e 변동성 관련 저장장치 등을 확보해 전력수급 및 안정화에 기여
- (석탄) 노후 석탄발전 감축 지속과 기존 설비 좌초자산화 방지
 - 안정적 전력수급을 전제로 노후 석탄발전 감축 지속 추진
 - 석탄발전에 암모니아 20% 혼소를 추진하여 온실가스 배출 감소
 - 에너지 안보 등 환경 변화에 대비하기 위해 폐지 설비를 안보 자원화하는 별도의 정책 방안 마련
- (LNG) LNG 수소혼소 발전 및 공익성 높은 노후 LNG 변경 인·허가
 - LNG복합 발전기에 수소 50% 혼소 발전 및 점진적 확대 추진
 - 열 공급, 국책 연구개발사업, 수소혼소 등 공익성 높은 노후 LNG 설비의 변경은 전기사업법상 인·허가를 통해 추진
 - 전력수급과 온실가스 감축을 고려하되, LNG발전 설비용량*의 과도한 확대는 지양

* '36년 LNG 정격용량(27.0%), 실효용량 비중(44.7%) 고려

6 재생에너지 백업설비 구성

□ 재생에너지의 발전 비중 확대 및 일부 지역 보급 집중에 따라 수급 불균형, 주파수 안정도 저하 등 계통 불안정 심화

○ 개발이 용이한 태양광 중심 보급으로 원별 불균형 심화

< 재생에너지 출력제어 횟수 현황 >

구분	'15년	'16년	'17년	'18년	'19년	'20년	'21년
제주	3	6	14	15	46	77	64
호남	-	-	-	-	-	-	3

□ 재생에너지 확대에 대응하여 동기조상기와 저장장치 확보 필요

○ (초단주기) 계통관성 확보 및 전압 안정성 유지 등을 위한 설비

○ (단주기) 주파수 유지, 실시간 수급균형 확보 등 변동성 대응 설비

○ (장주기) 출력제어 완화, 부하 평준화 등 공급과잉 대응 설비

< 연도별 재생에너지 백업설비 구성(누적) >

연도	초단주기	단주기	장주기	
	동기조상기 (GVar)	기타 저장장치 (GW/GWh)	기타 저장장치 (GW/GWh)	양수 (GW)
'23~'26	-	0.05 / 0.03	0.16 / 0.83	-
'27~'30	36.0	1.16 / 0.73	3.1 / 18.47	-
'31~'36	36.0	3.66 / 2.29	20.85 / 124.97	1.75

□ 재생에너지 백업설비 구성을 위해 최대 약 45조원* 투자 필요

* 기타 저장장치 소요비용은 BESS를 기준으로 전망, 기술개발 등에 따라 변동 가능

※ 美 재생에너지국립연구소(NREL)의 BESS 비용 Low & High 시나리오 적용

< 재생에너지 백업설비 소요비용 전망(안) >

구분	유연성 자원	저장장치 필요량
단주기	기타 저장장치	3.66GW
장주기 ¹⁾	기타 저장장치	20.85GW ²⁾
	양수	1.75GW

1) DR, 섹터커플링 등 미고려 및 재생에너지 출력제어율 3% 가정

2) 제주 장주기 ESS 필요량 0.6GW 포함

7 발전량 전망

* 발전량 전망은 원전 계속운전, 재생에너지 변동성, 실제 전력계통 제약, 원료 조달 등의 영향이 크므로 변동 가능성이 매우 높음

원전은 '30년 32.4%, '36년 34.6%로 증가할 전망

신재생은 '30년 21.6%, '36년 30.6% 전망(출력제어 후 기준)

< 전원별 발전량 및 비중 전망 (단위 : TWh) >

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생*	수소 암모니아	기타	계
'30년	발전량	201.7	122.5	142.4	134.1	13.0	8.1	621.8
	비중	32.4%	19.7%	22.9%	21.6%	2.1%	1.3%	100%
'36년	발전량	230.7	95.9	62.3	204.4	47.4	26.6	667.3
	비중	34.6%	14.4%	9.3%	30.6%	7.1%	4.0%	100%

* 태양광·풍력 출력제어 후 발전량 비중(출력제어 전 '30년 22.1%, '36년 33.0%)

8 온실가스 배출목표 달성방안

9차 전기본에서 '30년 전환부문 배출목표 192.7백만톤의 이행방안을 마련했으나, NDC 상향안*에서 배출목표를 149.9백만톤으로 상향

* NDC 상향안('21.10월) 발표 (전환부문 '18년 배출실적 대비 44.4%↓)

전원별 발전량에 따라 온실가스 배출량을 계산

< '18년과 '30년 전원별 발전량 비중 비교 >

연도	원자력	석탄	LNG	신재생*	수소 암모니아	기타	계
2018년	23.4%	41.9%	26.8%	6.2%	-	1.7%	100%
2030년	32.4%	19.7%	22.9%	21.6%	2.1%	1.3%	100%

* 태양광·풍력 출력제어 후 발전량 비중(출력제어 전 '30년 22.1%, '36년 33.0%)

□ ①원전·②신재생 확대, ③수소·암모니아 혼소발전 도입, ④석탄발전 축소(설비폐지, 발전량 제약) 등을 통해 전환부문 온실가스 감축

① 원전 : 사업자 의향에 따른 운영허가 만료 설비의 계속운전 등 반영

② 신재생 : 계획조사 등에 기반하여 실현가능한 물량수준을 반영

③ 수소·암모니아(무탄소연료) 혼소발전 도입 : 연료도입, 기업 의향 반영

< '30년 수소·암모니아 발전량 전망 >

구분	연료량	발전량	혼소 대상
수소	30만톤	6.1TWh	LNG
암모니아	296만톤	6.9TWh	석탄

④ 석탄발전 축소

- (석탄설비 폐지) 석탄 58기* 중 노후 석탄설비 20기 폐지

* [현재] 58기 → ['30년] 41기(준공예정 3기 반영)

- (발전량 제약) 원전·신재생 확대, 수소·암모니아 도입만으로는 부족한 부분을 추가 석탄발전량 제약을 통해 온실가스 목표 달성

9 환경 개선효과

□ (온실가스) '18년 269.6백만톤 대비 44.4% 감축 전망

* 2030년 전환부문 감축목표(배출량) : 149.9백만톤

○ (9차 전기분) 192.6백만톤 → (10차 전기분) 149.8백만톤

□ (미세먼지) '21년 1.4만톤 대비 '30년 53%, '36년 68% 감축 전망

* 오염물질(황산화물, 질소산화물 및 먼지의 총량) 약 50% 감축

< 연도별 미세먼지, 오염물질 배출전망 (단위 : 만톤) >

구분	'21년(실적*)	'30년	'36년
미세먼지(PM 2.5)	1.4	0.7 (52.9% ↓)	0.5 (67.9% ↓)
SOx	2.7	1.2 (54.4% ↓)	0.8 (69.8% ↓)
NOx	4.5	2.4 (46.3% ↓)	1.8 (59.8% ↓)
Dust	0.20	0.08 (60.1% ↓)	0.05 (75.5% ↓)

* 미세먼지(PM2.5) = (0.345 × SO_x) + (0.079 × NO_x) + (0.66 × Dust)

10 전력계통 확충

- 계획된 송·변전설비 적기 건설 및 신규 전력망의 선제적 대폭 보강
 - 신규 원전건설 및 계속운전, 재생에너지 확대 등 발전설비 계획 변화와 전력수요 증가를 반영하여 전력망 건설 확대
- 계통혼잡 완화 및 망 수요 감축을 위한 발전과 수요의 분산 유도
 - 전원 개발과 계통 계획을 통합하여 종합·고려하는 재생에너지 계획입지 제도 도입 검토
 - * 전력계통 영향 최소화를 위해 산업단지 등 대규모 전력수요 연계 방향으로 추진
 - 계통 여유지역으로 수요를 유도하기 위한 전력계통영향평가 도입
 - * '분산에너지 활성화 특별법안' 국회 계류중
- 제10차 전력수급기본계획 확정 이후, '장기 송·변전설비계획' 수립하며 전기위원회 심의를 거쳐 확정 추진('23년 上)

11 전력시장 개선(안)

- 신규 저탄소전원 전용 전력거래시장 등 전력시장 다원화
 - (기저전원) 원전 등 저원가 기저발전원은 과도한 수익 방지를 위해 사전에 적정원가 및 투자보수 등을 토대로 발전-판매사업자 간 정부승인차액계약(VC*) 추진
 - * (근거) 전기사업법 제34조, (대상) 원전, 석탄, 수력 등, (주요내용) 전력수급 안정, 전기 사용자 이익 보호를 위해 산업부장관이 정하여 고시하는 발전량에 대해 차액계약 체결
 - (저탄소전원) 수소, ESS 등 저탄소전원은 경매를 통해 사전에 가격과 물량을 결정한 후, 시장 진입시 낙찰가격을 보장받도록 장기계약을 체결하는 전용거래시장 개설 추진

□ 실시간·보조서비스시장 도입 등 현행 하루전 현물시장 개선

- (실시간시장) 하루전시장에 더해 수급여건을 실시간으로 반영하여 정확한 전력의 가치를 산정하고 보상하는 실시간시장 추가 개설
- (보조서비스시장) 예비력을 상품화하여 거래하는 시장을 신설하여 이를 통해 예비력을 확보하고 보상 가격도 결정

□ 가격기능이 작동하도록 단계적으로 가격입찰제(PBP)로 전환

* PBP(Price Bidding Pool)시장 : 연료비를 포함한 모든 비용요소에 대해 발전사가 자율적으로 가격을 입찰하고, 이를 바탕으로 시장가격이 결정되는 방식

- 특히, 육지 대비 재생에너지 보급률이 높은 제주 지역에 대해서는 가격입찰을 선제적으로 도입하고,
- 일정 규모 이상의 재생에너지도 전력시장 입찰을 허용하여 중앙급전발전기와 동등한 기회 및 책임 부여 검토(재생e의 중앙급전화)

□ 재생e PPA 활성화, 전력정책 거버넌스 개선 등 시장 경쟁 여건 조성

- (재생e PPA 활성화) 제3자 및 직접 PPA(전력구매계약)* 제도의 수요측 규모·용도 제한 점진 완화 등을 통해 발전사의 전력 직접 판매 허용 확대 및 소비자 선택권 강화

* 제3자PPA '21.6월, 직접PPA '22.8월 본격 시행

- (거버넌스 개선) 전력시장·요금 및 규제 거버넌스의 독립성 및 전문성 강화* 등을 통한 시장경쟁 여건 조성 추진

* (예) 전기위원회 권한 및 계통 감독, 시장 감시, 분쟁 조정 기능 강화 등

12 후속 계획

- 전략환경, 탄녹위 협의, 공청회, 국회 상임위 보고 등을 완료 하였으며, 전력정책심의회를 통해 10차 전기본 확정

- 「장기 송·변전설비계획», 「장기 천연가스수급계획」 등 후속 계획 수립