

산업통상자원부 공고 제2020-741호
(2020. 12. 28)

제9차 전력수급기본계획 (2020~2034)

2020. 12. 28



산업통상자원부

목 차

I. 전력수급기본계획 개요	1
II. 전력수급 현황	2
1. 전력수요	2
2. 전력공급	7
3. 전기품질	8
III. 제8차 전력수급기본계획에 대한 평가	9
1. 성과	9
2. 개선 필요사항	10
IV. 제9차 전력수급기본계획 기본방향	11
1. 정책환경 변화	11
2. 해외 동향 분석	12
3. 시사점	14
4. 제9차 전력수급기본계획 수립방향	14
V. 전력수요 전망 및 수요관리 목표	17
1. 수요전망 모형	17
2. 입력전제	20
3. 기준수요 전망	22
4. 수요관리 목표	23
5. 기타 수요변동 요인	26
6. 목표수요 전망	29

VI. 발전설비 계획	31
1. 수립절차	31
2. 기준 설비예비율 및 목표 설비규모	32
3. 확정설비 용량	33
4. 신규설비 및 전원구성	36
5. 온실가스 감축 방안	40
6. 발전량 전망	41
7. 환경 개선효과	42
VII. 재생에너지 확대 및 변동성 보완방안	45
1. 그간 제도개선 추진현황	45
2. 재생에너지 보급목표 및 확대방안	46
3. 재생에너지 변동성 보완방안	47
VIII. 분산형 전원 확대방안	48
1. 분산형 전원 보급전망	48
2. 분산형 전원 활성화 방안	49
IX. 송·변전설비 계획	50
1. 그간의 실적 및 평가	50
2. 주요 정책방향	51
3. 세부계획 수립·시행	56
X. 전력시장 개선방안	61
1. 그간 전력시장 개선 실적	61
2. 전력시장 내 경쟁촉진	63
3. 신재생 변동성 대응	64
XI. 사후관리 계획	66

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 9차례 계획 수립
- ② **계획기간** : 15년 장기계획 (9차 계획기간 : '20~'34년)
- ③ **주요내용** : 직전 계획에 대한 평가, 장기 수급전망, 수요관리 목표, 발전 및 송·변전 설비계획, 분산형 전원 확대, 온실가스·미세먼지 감축방안 등
- ④ **수립절차** : 실무안 마련(워킹그룹) → 전략환경영향평가 → 부처협의 → 정부초안 마련 → 국회 상임위 보고 → 공청회 → 전력정책심의회

< 추진 경과 >

- '19.3월 : 계획 수립 착수
- '19.3월 : 제9차 전력수급기본계획 소위원회 구성·운영
- 소위원회 내 수요전망, 신뢰도, 분산·신재생 등 6개 워킹그룹
- '19.3~'20.11월 : 총괄분과, 소위원회 및 워킹그룹 검토 (총 60회)
- '19.12월 : 제9차 전력수급기본계획 5대 추진방향 발표
- '20.5월 : 제9차 전력수급기본계획 주요 논의결과(초안) 공개
- '20.5~10월 : 전략환경영향평가 협의
- '20.11월 : 관계부처 협의
- '20.12월 : 국회 산업통상자원중소벤처기업위원회 보고
- '20.12월 : 공청회
- '20.12월 : 전력정책심의회 심의·확정

Ⅱ. 전력수급 현황

◇ '17년 이후 충분한 설비예비율을 유지하면서 안정적 전력수급 유지

* 최대전력시 설비예비율 : ('17) 31.9% → ('18) 26.7% → ('19) 34.1%

◇ 전력수요 대비 발전설비 공급이 빠르게 증가한 것이 주된 요인

* 최대전력수요 연평균 증가율 : ('10~'14) 3.7% > ('15~'19) 2.4%

발전설비용량 연평균 증가율 : ('10~'14) 5.2% < ('15~'19) 6.4%

1 전력수요

1. 전력소비량

① 연도별 추이 : '19년 총 전력소비량은 520.5TWh

- 최근 5년간('15~'19년) 전력소비량 연평균 증가율은 1.7%로 '10~'14년간 평균 증가율 3.9% 대비 1/2 이하 수준으로 하락

< 연도별 전력소비량 추이 >



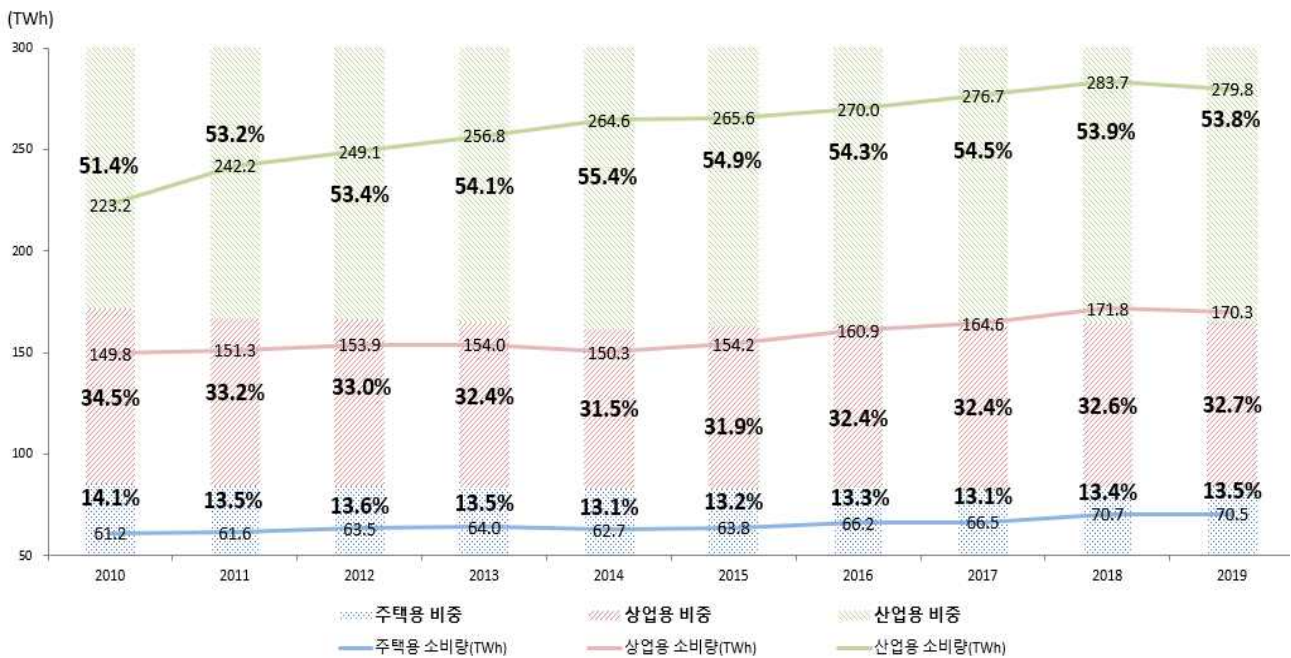
- 전력소비량 증가율은 '14년 저점(0.6%)을 기록한 이후 '18년까지 3.6%로 상승, '19년에는 동하계 온화하고 선선한 날씨*로 전년대비 1.1% 감소

* 평균기온 비교('18 → '19년) : (하계) 27.1 → 25.5°C, (동계) 1.3 → 3.1°C
 전력소비량 비교(전년 동기대비) : (하계) △3.2%, (동계) △2.0%

2 용도별 전력소비량

- 용도별로는 '19년 산업용 279.8TWh, 상업용 170.3TWh, 주택용 70.5TWh로 전년 대비 각각 1.4%, 0.9% 및 0.3% 감소
- 산업용 전력소비 비중은 '14년 55.4%를 정점으로 다소 하락하고 있으나, 여전히 50% 이상을 유지하고 있는 모습
- 반면, 상업용 비중은 '14년 31.5%를 저점으로 점차 상승 중이며, 주택용 비중은 '11년 13%대로 떨어진 이후 계속 보합세 유지

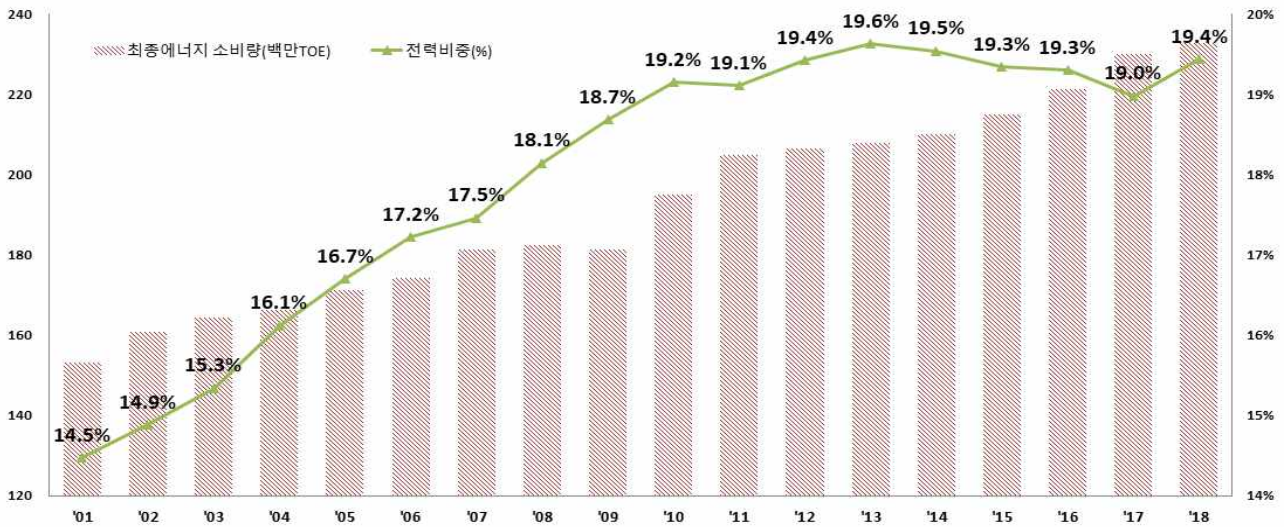
< 최근 10년간 용도별 전력소비량 비중 추이 >



③ 최종에너지 대비 전력 비중

- 최종에너지 대비 전력소비량 비중은 '01년 이후 빠르게 증가해 왔으나, '10년부터는 19% 수준대를 유지중인 상황

< 최종에너지 소비량과 전력 비중 >



④ 해외 주요국 전력소비량

- 중국, 인도 등을 중심으로 전세계 전력소비량은 증가하고 있지만, '10년 이후 미국, 일본, 유럽 등 선진국들은 대체로 전력소비량이 감소

< 해외 전력소비량 비교 (단위 : TWh) >

국가명	1990년	2000년	2010년	2017년
중 국	477.7	1,072.9	3,492.7	5,581.7
미 국	2,633.6	3,499.5	3,788.3	3,738.1
인 도	211.8	368.7	720.4	1,153.8
일 본	771.1	968.8	1,021.6	963.9
독 일	455.1	483.5	532.4	519.0
대한민국	94.4	239.5	434.2	507.7
브라질	210.8	321.2	437.9	499.0
프랑스	302.2	384.9	444.1	436.9
영 국	274.4	329.4	329.0	300.7
이탈리아	214.6	273.0	299.3	292.0
멕시코	100.2	145.4	215.7	271.9
베트남	6.2	22.4	86.9	172.8
전세계 합계	9,702.4	12,697.6	17,886.9	21,460.1

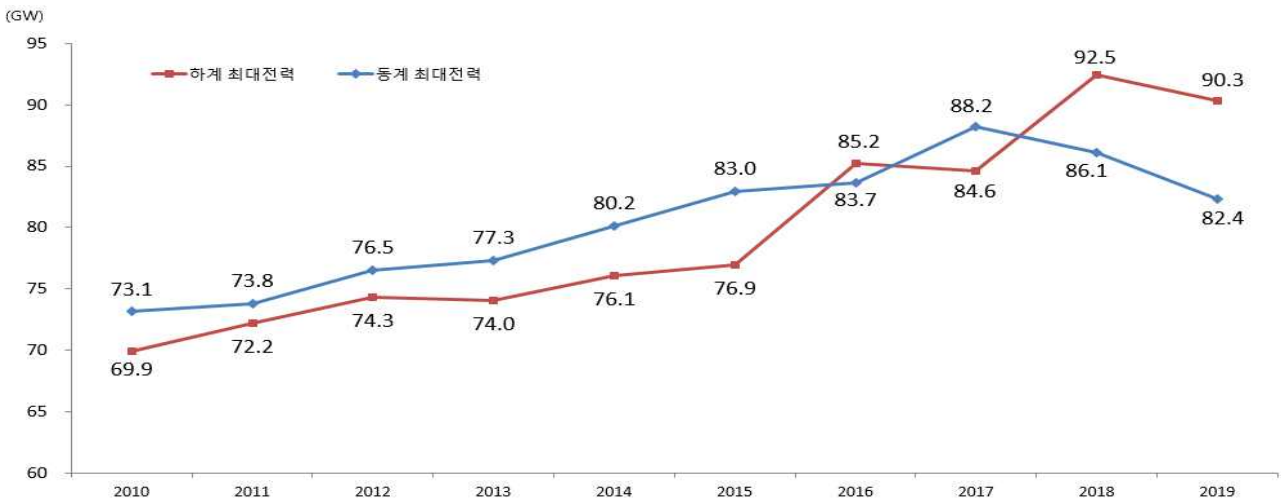
* 출처 : IEA, Electricity Information 2019 (우리나라는 한국전력통계 기준)

2. 최대 전력

① 연도별 추이 : '19년 최대전력은 90.3GW(8월) 기록

- 111년만의 폭염이 발생했던 '18년 대비 2.3% 감소(92.5→90.3GW)
 - * '18년 하계(7~8월) 전국 폭염일수 29.8일로 역대 최고 기록('19년 하계는 12.4일)
- 연중 최대전력 발생 시점은 '09년부터 여름에서 겨울로 이동했으나, '18~'19년은 하계(7~8월) 무더위로 인해 최대전력이 여름에 발생
 - * 하계(7~8월) 폭염일수는 '18년 29.8일로 역대 최고치를 기록하였으며, '19년 동계(12월~익년 2월) 한파일수는 0.4일로 역대 최저치를 기록
- 최근 5년간('15~'19년) 연평균(동계 기준) 증가율은 0.5% 수준이며, 이는 예전 5년('10~'14년) 증가율 3.1%에 비해서는 낮은 수치

< 연도별 하계 및 동계 최대전력 추이 >



- 최대전력 수요는 전력소비량보다 상대적으로 높은 증감을 보이고 있으며, 최근 기온변동성 확대 등의 영향이 크게 작용

< 연도별 전력소비량 및 최대전력 증가율 비교 (단위 : %) >

구 분	'10년	'11년	'12년	'13년	'14년	'15년	'16년	'17년	'18년	'19년
전력소비량 증가율	10.1	4.8	2.5	1.8	0.6	1.3	2.8	2.2	3.6	-1.1
최대전력(하계) 증가율	10.6	3.3	2.9	-0.4	2.8	1.1	10.7	-0.7	9.3	-2.3
최대전력(동계) 증가율	6.1	1.0	3.6	1.0	3.7	3.5	0.8	5.5	-2.4	-4.3

② 냉·난방수요 비중

- '19년 여름철과 겨울철 최대전력 발생일 기준으로 냉·난방수요 비중은 각각 28.2%와 22.9%를 차지

* 냉·난방수요는 최대전력 발생일시의 수요에서 기본전력수요(동시간대 4~5월 또는 10~11월 근무일 최저수준의 수요)를 차감하여 산정

- '19년은 전년대비 동하계 기간 중 상대적으로 온화하고 선선한 날씨로 인해 냉·난방수요 비중이 모두 감소

* '19년 최대전력 발생일 기온은 '18년 대비 하계는 하락(1.8°C), 동계는 상승(2.7°C)

< 최근 3개년 최대전력 발생일의 냉·난방수요 비중 >

구 분	'17년	'18년	'19년
냉방수요 비중	28.7%	30.6%	28.2%
난방수요 비중	26.7%	25.6%	22.9%

③ 해외 주요국 최대전력

- 중국, 인도, 멕시코 등의 국가는 최대전력이 증가하고 있으나, 일본과 유럽 주요 국가는 '10년 이후 최대전력이 감소 추세

< 해외 주요국 최대전력 비교 (단위 : GW) >

국가명	1990년	2000년	2010년	2016년
중 국	-	-	588.2	859.0
미 국	546.0	678.4	768.0	768.5
인 도	-	78.0	125.1	159.5
일 본	143.7	173.1	177.8	159.1
프랑스	63.4	72.4	96.7	88.6
대한민국	17.3	41.0	71.3	85.2
이탈리아	36.3	-	56.4	53.6
영 국	54.1	58.5	60.9	52.9
멕시코	-	27.4	39.9	45.3
터 키	9.2	19.4	33.4	44.7
스페인	25.2	33.2	44.1	40.1
노르웨이	17.2	20.4	24.0	25.2

* 출처 : IEA, Electricity Information 2019, JEPIC 2019 (우리나라는 한국전력통계 기준)

2

전력공급

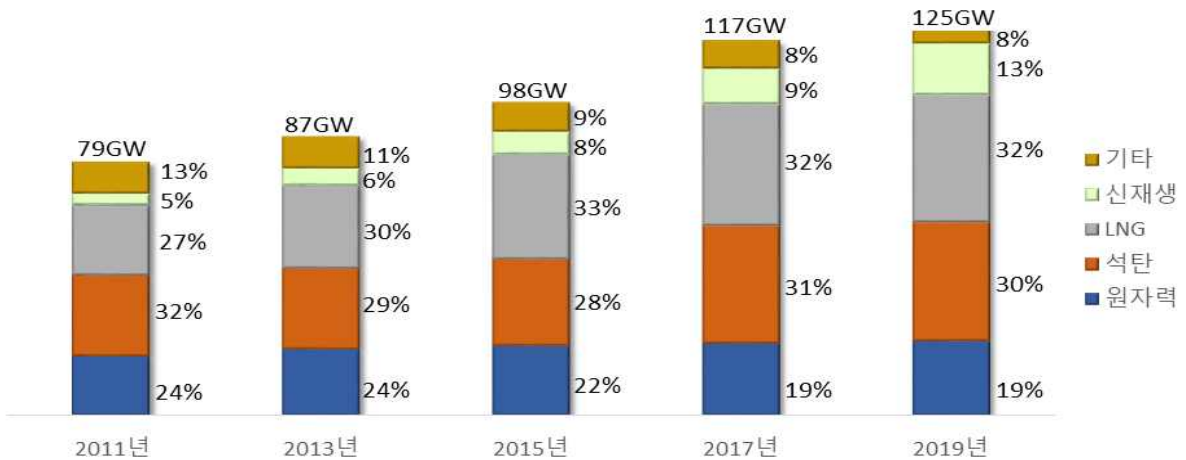
① 설비규모 : '19년말 기준 총 125GW

- '19년도 발전설비 규모는 '09년말 기준 73.5GW 대비 70%(연평균 5.5%) 증가하였으며, '14년말 기준 93.2GW 대비 34%(연평균 6.1%) 증가

* 총 발전설비 규모는 세계 10위 수준 (미국 EIA, '17년)

② 원별비중 : LNG(32%), 석탄(30%), 원자력(19%), 신재생(13%) 順

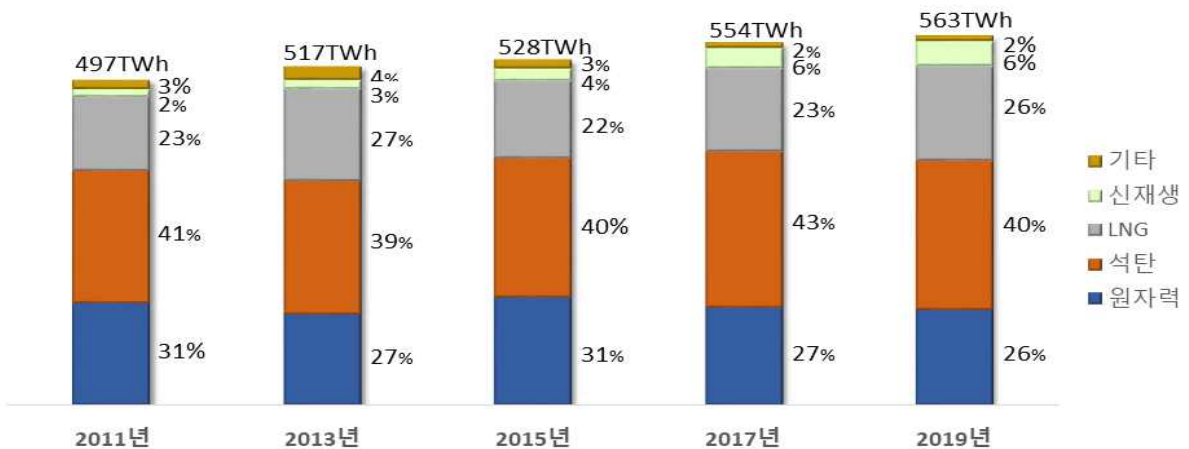
< 원별 발전설비 비중 >



* 출처 : 한국전력통계 2019

③ 발전량비중 : 석탄(40%), 원자력(26%), LNG(26%), 신재생(6%) 順

< 원별 발전량 비중 >



* 출처 : 한국전력통계 2019

4 민간사업자 비중 : '09년 12.9%에서 '19년 33.2%로 증가

< 공기업 및 민간 설비용량 및 비중 (단위 : GW) >

연도	총 설비		공기업(발전자회사/한전)		민간 기업	
	용량	비중(%)	용량	비중(%)	용량	비중(%)
'09년	73.5	100	64.0	87.1	9.5	12.9
'14년	93.2	100	72.3	77.6	20.9	22.4
'19년	125.3	100	83.7	66.8	41.5	33.2

* 출처 : 한국전력통계 2019

3 전기품질

□ 전기품질은 세계 최고수준으로 유지

○ 우리나라의 호당 정전시간은 8.6분/년('19년)으로 세계 최고 수준

< 호당 정전시간 국제비교 (단위 : 분/년) >

구분	한국	일본	독일	영국	프랑스	미국	이탈리아
호당 정전시간	8.6('19)	7.0('17)	12.8('16)	38.4('16)	48.7('16)	53.2('18)	94.0('17)

* 출처 : 한국전력, 해외전기사업통계(JEPIC)

○ 주파수 유지율과 전압 유지율은 지난 3년간 100% 수준으로 유지

< 국내 주파수 및 전압유지율 실적 (단위 : %) >

연도	주파수 유지율	전압유지율		
		765kV	345kV	154kV
2017	100.0	99.9	99.9	99.9
2018	100.0	100.0	99.9	99.9
2019	100.0	100.0	99.9	100.0

* 출처 : 전력거래소

○ 송·배전 손실률도 3.5%('19년)로서 세계 최고 수준의 안정적이고 효율적인 송·배전 설비망 운영

< 주요국 송·배전손실률 현황 (단위 : %/년, '17년) >

구분	한국	캐나다	일본	미국	이탈리아	중국	독일	프랑스	영국
송·배전 손실률 ('19년)	3.5	4.2	4.7	5.5	5.8	6.5	6.8	7.7	7.9

* 출처 : 한국전력통계 2019

** 송·배전손실률 = { 1 - (수요지 전력소비량)/(발전소 송전단 전력량) }, 발전소에서 생산된 전기가 변압기와 송·배전선로를 거쳐 사용지점에 이르는 동안 발생하는 전력손실

Ⅲ. 제8차 전력수급기본계획에 대한 평가

1 성과

□ 에너지전환 패러다임 변화에 따른 전원믹스 기본틀 정립

- 전력수급기본계획 수립시 경제성 뿐만 아니라 **환경성·안전성**을 종합적으로 고려하도록 법적 근거 마련(전기사업법 '17.6월 시행)
 - * 전기사업법 제3조2항 : "전력수급기본계획을 수립할 때 전기설비의 경제성, 환경 및 국민안전에 미치는 영향 등을 종합적으로 고려하여야 한다."
- 에너지전환 로드맵('17.10월), 재생에너지 3020 이행계획('17.12월) 등에 따라 원전·석탄발전 설비 감축, 신재생·LNG발전 설비 **확충** 계획 반영

< 제8차 전력수급기본계획에 따른 전원믹스 개선 방안 >

- (원전) 신규 6기 건설계획 백지화, 노후 10기 수명연장 금지
 - ↳ 신한울3·4, 천지1·2, 신규원전1·2 ↳ 월성2~4, 고리2~4, 한빛1·2, 한울1·2
 - (석탄) 노후 6기 폐지, 건설중 2기 LNG 전환, 4기 폐지 후 LNG 전환
 - ↳ 보령1·2, 삼천포1·2, 호남1·2 ↳ 당진에코1·2 ↳ 태안1·2, 삼천포3·4
 - (재생에너지) '30년 발전량 비중 20% 달성 방안 제시
- 전력수급기본계획 최초로 온실가스 감축 로드맵('16.12월), 미세먼지 종합대책('17.9월)에 따라 **중장기 온실가스·미세먼지 감축목표 제시**
 - * '30년 발전부문 온실가스 배출 BAU 3.22억톤 대비 26.4% 감축한 2.37억톤 전망

□ 분산에너지 확산 가속화를 위한 방향 제시

- **분산형 전원 보급목표를 확대 설정**하여 분산에너지 확대 추진
 - * 분산형 전원 보급 전망(발전량 기준) : (7차) '29년 12.5% → (8차) '31년 18.7%
- 재생에너지 확대에 따른 간헐성과 변동성 보완 방안으로 양수발전, LNG 등 백업설비* 용량을 설비예비율에 산정·반영
 - * 가스터빈 단독운전이 가능한 LNG, 양수펌핑 시 출력조정이 가능한 양수 등

2

개선 필요사항

□ **기온 변동성 확대, 중장기 산업구조 변화 등이 전력수요에 미치는 영향 고려**

- '17~'18년 혹한·폭염 등 기온변동성 확대로 인한 수요전망 오차 증가

< 최대전력 전망·실적치 비교 (단위 : GW) >

구 분	'17년 동계	'18년 하계
8차 전망 vs. 실적치	85.2 vs. 88.2 (+3.0GW) * 평년 대비 4.9℃ 하락	86.1 vs. 92.5 (+6.4GW) * 평년 대비 3.6℃ 상승

- 제조업, 서비스업 등 산업구조 변화의 전력수요 영향 분석·검토
- 전기차 보급 확산('18.2월 미래차 산업 발전전략, '19.6월 3차 예기본) 및 대형 자가용 발전설비 증가 등으로 인한 전력수요 패턴 변화 고려

□ **재생에너지 확대에 대비한 선제적인 전력 계통 인프라 구축 및 보강**

- 상향된 재생에너지 보급 목표 이행을 위해 발전-송전계획 통합 검토
- 지역별 신재생에너지 잠재량 및 사업계획을 반영한 계통 보강계획 수립

□ **친환경 발전으로의 전력산업 패러다임 변화에 따른 시장제도 보완**

- 실시간 전력시장 도입 등 유연성 자원 보상을 위한 제도 개선
- 신재생에너지가 ESS, DR 등 유연성 자원과 함께 일정한 발전량을 입찰하고, 발전량에 대해서도 출력제어 가능 방안 검토

IV. 제9차 전력수급기본계획 기본방향

1 정책환경 변화

① 안전하고 깨끗한 전원믹스로의 에너지정책 전환 필요성 증대

* 제3차 에너지기본계획('19.6월), '20~'24년 미세먼지 관리 종합계획('19.11월)

- (원전) 노후원전 수명은 연장하지 않고, 원전 건설은 신규로 추진하지 않는 방식으로 원자력 발전을 점진적으로 감축
- (석탄) 미세먼지·온실가스 문제 대응을 위해 석탄발전을 과감하게 감축
- (재생에너지) '40년 발전비중 30~35%에 맞춰 '34년까지 지속 확충

② 온실가스 추가감축을 위한 전환부문 이행방안 마련

* 온실가스 감축 수정 로드맵('18.7월)

- 지난 8차 전력수급기본계획 대비 '30년 기준 전환부문 온실가스 3,410만톤 추가감축 필요

* UN에 제출예정인 2030 NDC(국가온실가스 감축 목표)와 연계하여 구체화

③ 저탄소 경제·사회로의 이행을 위해 신재생에너지 투자 가속화 필요

* 한국판 뉴딜 종합계획('20.7월)

- 저탄소·친환경 국가로의 도약을 위해 '25년까지 태양광·풍력설비 중간목표 상향('19년 12.7GW → '25년 42.7GW)
- 수소경제 활성화 로드맵('19.1월)을 통해 발전용 연료전지 보급 목표 확대('22년 1GW → '40년 8GW)

1 전원별 분석

① 석탄 : 중국·인도 등 일부 신흥국에서는 증가 추세이나, 전세계적으로는 OECD 국가들을 중심으로 감소될 전망

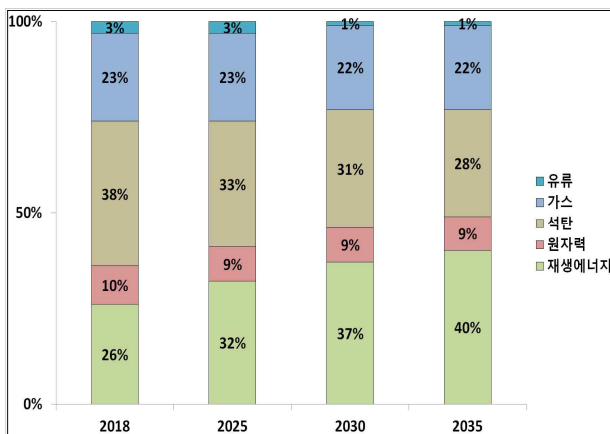
- 중국·인도 석탄발전량 : '12년 4,614TWh → '17년 5,642TWh (22% ↑)
- OECD 석탄발전량 : '12년 3,478TWh → '17년 3,002TWh (△14%)
- 전세계 석탄발전량 전망 : '17년 9,863TWh → '30년 9,294TWh (△6%)

* 출처 : IEA, Electricity Information 2014, 2019, World Energy Outlook 2020

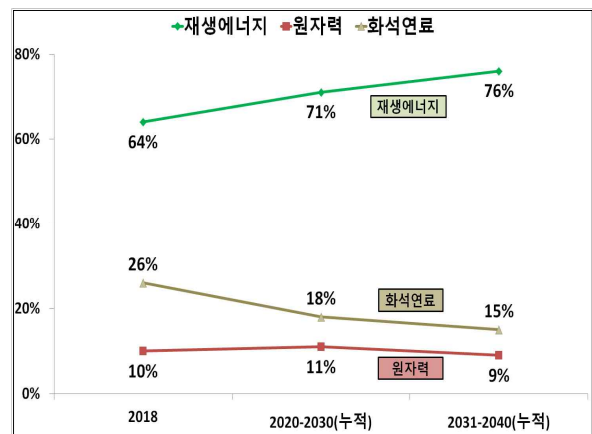
② 재생에너지 : 전세계 재생에너지 발전량 비중은 증가할 것으로 예상되며, 향후 신규 발전설비 투자도 재생에너지에 집중될 전망

- 발전량 전망 : '18년 6,778TWh → '30년 12,522TWh (84.7% ↑)
- 발전비중 전망 : '18년 26.6% → '30년 36.6% (10.0%p ↑)
- 신규 투자비중 전망 : '18년 64.3% → '20~'30년 71.1% (6.8%p ↑)

< 발전량 비중 전망 >

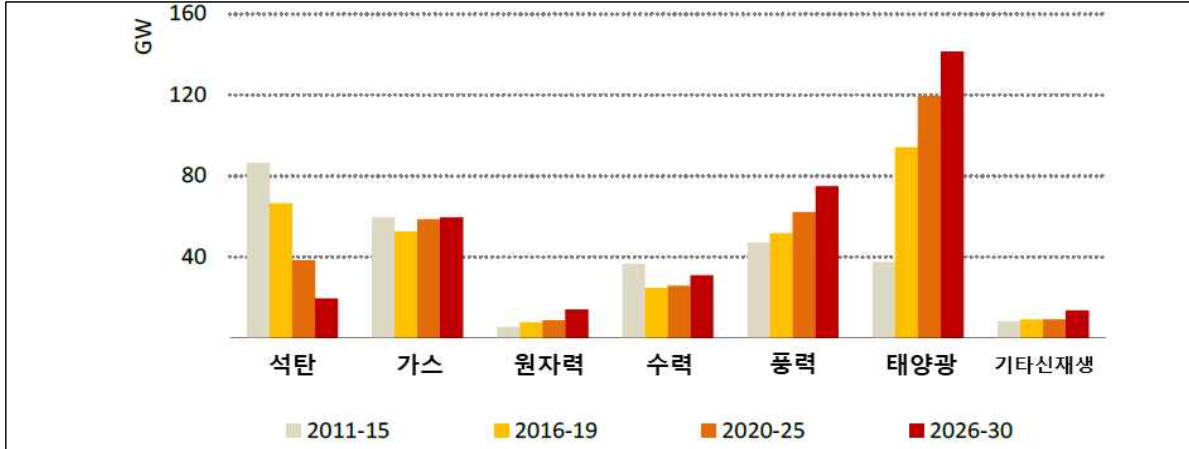


< 신규 발전설비 투자비중 전망 >



* 출처 : IEA, World Energy Investment 2019, World Energy Outlook 2020

< 신규 발전설비 건설 추이 >



* 출처 : World Energy Outlook 2020

② 해외 주요국 동향

- 선진국을 중심으로 온실가스 배출량 감축을 위해 석탄발전 감축, 재생에너지 확대 등 친환경 에너지 전환 정책을 적극적으로 추진 중

< 국가별 발전량 추이 (단위 : TWh, %) >

구 분	원전	화력			수력	신재생	합계	
		석탄	LNG	유류				
독일	2012	99.5 (15.8)	287.0 (45.6)	7.6 (1.2)	77.6 (12.3)	27.9 (4.4)	130.3 (20.7)	629.8 (100)
	2017	76.3 (11.7)	252.8 (38.7)	5.6 (0.9)	87.7 (13.4)	26.2 (4.0)	205.2 (31.4)	653.7 (100)
미국	2012	801.1 (18.7)	1,643.4 (38.3)	33.1 (0.8)	1,264.6 (29.5)	298.3 (7.0)	250.1 (5.8)	4,290.5 (100)
	2017	838.9 (19.6)	1,321.4 (30.8)	32.4 (0.8)	1,337.7 (31.2)	325.1 (7.6)	430.9 (10.1)	4,286.4 (100)
프랑스	2012	425.4 (75.2)	21.6 (3.8)	6.2 (1.1)	21.8 (3.9)	63.6 (11.2)	27.1 (4.8)	565.8 (100)
	2017	398.4 (70.9)	15.1 (2.7)	7.4 (1.3)	40.4 (7.2)	55.1 (9.8)	45.8 (8.1)	562.1 (100)
영국	2012	70.4 (19.4)	144.2 (39.7)	2.6 (0.7)	100.2 (27.6)	8.3 (2.3)	37.9 (10.4)	363.4 (100)
	2017	70.3 (20.8)	23.3 (6.9)	1.6 (0.5)	136.8 (40.4)	8.8 (2.6)	97.5 (28.8)	338.3 (100)
일본	2012	15.9 (1.5)	303.8 (29.4)	180.8 (17.5)	397.2 (38.4)	83.7 (8.1)	52.9 (5.1)	1,034.3 (100)
	2017	32.9 (3.1)	351.8 (32.9)	69.9 (6.5)	398.1 (37.3)	90.2 (8.4)	125.4 (11.7)	1,068.3 (100)

* 출처 : IEA, Electricity Information 2014, 2019

3

시사점

① 전 세계적으로 친환경 전원믹스로의 전환 가속화 추세

- 재생에너지 비중 지속 증가, 석탄발전 비중은 감소 전망
- 재생에너지에 대한 투자 확대와 함께 발전원가 하락 전망

② 온실가스 감축 등 발전부문의 적극적 역할 요구

- 미세먼지·온실가스 등 석탄발전에 대한 추가감축 요구 증대
- '30년까지 8차 계획 대비 강화된 전환부문 온실가스 감축 필요

③ 에너지전환 과정에서 안정적 전력공급 유지 필요

- 석탄발전 폐지와 연계하여 LNG·신재생에너지 등 적기 대체 추진
- 신재생에너지 확대에 따른 변동성·간헐성 대응 보완수단 마련

4

제9차 전력수급기본계획 수립방향

수요전망	○ 수요전망 방법론 보완을 통해 예측오차 최소화
수요관리	○ 기존수단의 이행력 강화 및 혁신기술 기반 신규수단 도입
설비계획	○ 안정적 전력수급을 전제로 친환경 전원으로의 전환 가속화 - 원전은 점진적으로 감축하고 석탄발전은 과감하게 감축 - 안정적 전력공급을 위해 폐지석탄은 LNG발전으로 보완 - 그린뉴딜에 따라 재생에너지 확대 가속화 ○ 2030 전환부문 온실가스 배출량 목표 달성방안 구체화
전력계통	○ 재생에너지 확대에 대비한 선제적 계통 보강·확대 추진 ○ 편익산정·보상제도 도입 등을 통해 분산형 전원 확대 유도
전력시장	○ 친환경·재생에너지 확대를 고려한 전력시장 제도개선 - 유연성 자원 보상 확대, 신재생 입찰제도 도입 등 추진

수요전망

- 최근 기온 변동성 확대 추세를 반영하기 위해 평년기온 기준에서 최근 30년간 기온실적을 활용하여 분석하고, 기온민감도 상향 조정
- 제조업 비중 감소와 서비스업 비중 증가 등 중장기적 산업구조 변화가 전력수요 증가에 미치는 영향 반영
- 전기차 보급목표 확대, 대형 자가용 발전설비 증가 추세 등 향후 전력 수요 패턴 변화에 따른 영향을 고려

수요관리

- 효율관리 제도 개선, 고효율기기 확대, 에너지관리시스템 연계 등 기존 수요관리 수단의 이행력 강화
- V2G, 스마트 조명, 수요관리형 요금제 등 혁신기술 기반 신규 수단 도입

설비계획

- 원전은 에너지전환로드맵('17.10월), 3차 에기본('19.6월)에서 제시한 정책방향에 따라 점진적 감축 기조 유지
- 미세먼지·온실가스 이슈 해결을 위해 석탄발전은 과감하게 감축하고, 안정적 전력수급을 위해 폐지되는 석탄은 LNG로 연료전환 추진
- 재생에너지 보급속도는 그린뉴딜('20.7월)에 따라 '25년까지 중간목표 상향

전력계통

- 신재생에너지 보급목표의 차질없는 이행을 위해 지역별·시기별 신재생에너지 발전설비계획 전망을 토대로 송전망 보강계획 수립
- 안정적 전력계통 운영을 위해 신재생에너지 확대에 따른 출력 변동에 대응토록 단시간내 출력 조정이 가능한 양수·ESS 등 백업설비 구축
- 분산에너지 확대를 위한 보상체계 합리화 및 분산자원의 활용도 제고를 위한 법·제도 신설 등 기반구축 추진

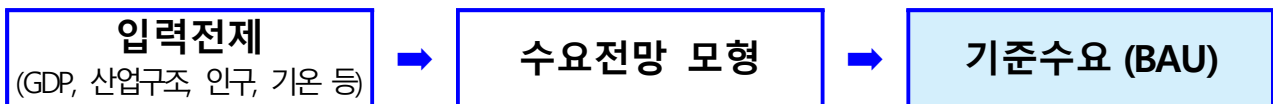
시장제도

- 현물시장 중심의 단일 시장체계를 전원별 특성에 맞춰 다각화하는 등 발전사간 경쟁 촉진을 위한 전력시장 제도 개선
- 일정규모 이상 신재생에너지 발전기에 대한 발전량 예측이 가능토록 출력제어 의무화 및 인센티브 제공을 위한 제도 보완
- 신재생에너지 확대에 따른 변동성 대응과 안정적 전력수급 유지를 위해 유연성 자원의 보상 확대 추진

V. 전력수요 전망 및 수요관리 목표

- ◇ 전기차 보급 목표 확대, 자가용 발전설비 증가 추세 등 전력수요에 신규로 미치는 영향을 추가 고려하여 수요전망의 예측력 제고
- ◇ 최근 경제성장률 전망을 반영한 목표수요*는 '34년 102.5GW
* ('21년) 91.2GW → ('25년) 96.6GW → ('29년) 99.7GW → ('34년) 102.5GW
- 수요관리로 최종년도 소비량의 14.9%, 최대전력의 12.6% 감축

1 수요전망 모형



1] 전력소비량 모형 : 8차 계획과 동일한 전력패널모형 사용

- 전력패널모형을 주모형으로 사용하되, 전력수요전망의 정확성과 객관성을 높이기 위해 4개 보조모형을 활용하여 타당성 검증
- 신규로 제조업, 서비스업 등 중장기 산업구조 변화 추세 추가 반영
* (8차) 산업구조 변화 추세 미반영 → (9차) GDP에 따른 전력소비량 전망 후 GDP 내 업종별 부가가치 비중 변화를 고려하여 전력소비량 최종 도출

2] 최대전력 모형 : 8차 계획과 동일한 거시모형 사용

- 전력소비량 전망과 정합성 유지를 위해 거시모형을 주모형으로 하여 분석하고, 3개의 보조모형을 통해 검증
- 거시모형에서는 연도별 전력소비량에 기온변화를 입력변수로 사용하여 최대전력을 산정

별첨 1

전력소비량 및 최대전력 전망모형 비교

□ 모형별 예측력 비교 결과(대상기간 '01~'19년), 주모형인 전력패널모형의 평균오차율*이 4개 보조모형에 비해 낮은 것으로 검증

* 평균 오차율 : 주모형 1.6% < 4개 보조모형 1.9~2.9%

< 전력소비량 전망모형별 개요 >

모형	특징	비고
전력패널모형	○ 전세계 180개국의 전력수요 패널데이터 분석 결과를 반영, GDP 및 전력가격 변화에 따른 전력수요 도출	7~9차 주모형
총에너지 패널모형	○ 전력패널모형과 유사하나 전력의 절대가격 대신 상대가격(전력가격/총에너지가격)에 따른 전력수요 도출	8~9차 보조모형
시계열모형	○ 미래의 전력수요가 과거 전력수요 데이터의 추세 및 패턴을 계속 따라간다는 전제하에 전력수요를 전망	8~9차 보조모형
구조변화모형	○ 경제·사회적인 변화(인구구조, 대체 에너지가격 등)에 의한 전력소비 구조변화를 반영하여 전망	8~9차 보조모형
미시모형	○ 주택용, 상업용, 산업용(10개 부문) 각각의 전력수요를 전망하여 이를 합산	1~5차 주모형

* 6차 계획에서는 전력소비량 전망모형으로 전력패널모형의 전신인 거시모형을 이용

< 최대전력 전망모형별 개요 >

모형	특징	비고
거시모형	○ 최대전력과 전력소비량 간의 관계를 모형화하였으며, 기온에 의한 최대전력의 변동성을 추가 반영	6~9차 주모형
시계열모형	○ 시간대별 전력수요 전망결과 중 연간 최대값을 추출하여 최대전력 전망결과로 활용	8~9차 보조모형
구조변화모형	○ 최대전력, 전력소비량 및 기온의 관계에 대한 구조변화를 반영하여 전망	신규
미시모형	○ 연간 전력소비량을 최대전력 발생시기의 시간대별 수요로 배분하여 최대전력 도출	1~5차 주모형

별첨 2

역대 전력수급계획에서 사용된 전망모형 비교

□ 수요전망의 예측력 제고를 위하여 분석모형을 지속적으로 개선

< 역대 전력수급계획별 전력수요 전망모형 활용 경과 >

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

* 전력소비량 전망모형의 거시모형(1개국 Gap&Catch-up모형)은 전력패널모형의 전신으로서, 분석대상 국가수에서 차이 (전력패널모형이 180여개국의 패널데이터 분석결과를 활용한 반면, 거시모형(1개국 Gap&Catch-up모형)은 일본 1개국 데이터 분석결과를 활용)

□ 주모형은 5차 계획까지 미시모형을 사용, 6차 계획부터 거시모형으로 전환

○ 거시모형이 미시모형에 비해 전력소비량(거시 0.7% vs. 미시 2.3%) 및 최대전력(거시 1.0% vs. 미시 1.4%) 오차가 상대적으로 작은 것으로 검증

< 미시모형과 거시모형의 전망방법 비교 >

구 분	미시모형	거시모형
전력 소비량	업종별 부가가치, 각종 통계 및 발표 자료(가전기기 보급률, 수도사용량 등) 등을 이용하여 전망	GDP 등의 거시경제변수와 전력소비량의 관계를 모형화하여 전망
최대 전력	시간대별 부하패턴 실적 등을 이용하여 전력소비량을 최대전력으로 변환	전력소비량과 최대전력과의 관계 및 기온에 의한 효과를 모형화하여 전망

2

입력전제

① 경제성장률(GDP) 전망 : 기획재정부 + KDI 전망

- GDP 전망은 거시모형에서 수요전망을 좌우하는 핵심 변수
 - '20~'24년은 기획재정부 전망('20.9월)*, '25~'34년은 KDI 전망('19.9월) 반영
- * 「2020-2024 국가재정운용계획」('20.9월) 상 GDP 전망 반영

< 경제성장률 전망결과 (단위 : %) >

구 분	'19년	'20년	'21년	'25년	'28년	'31년	'34년	연평균
기준전망	2.0(실적)	0.1	3.6	2.4	2.1	1.7	1.4	2.06('20-'34)

② 산업구조 전망 : 산업연구원 전망

- GDP 전망을 토대로 산업 부문별 성장률 및 부가가치 비중을 전망

< 부문별 '20~'34년 성장률 비교 (단위 : %, '19.9월) >

구 분	농림·어업 광업	제조업	제조업 중분류 주요 부문				서비스업
			석유화학	1차금속	전기 전자 및 정밀기기	운송장비	
연평균 성장률	0.37	1.81	1.35	0.78	2.78	1.04	2.51

< 부문별 '20년 → '34년 비중 변화 (단위 : %, '19.9월) >

구 분	농림·어업·광업	제조업	서비스업	기타(건설업 등)
비중 변화	1.8 → 1.4 (0.4%p ↓)	26.6 → 25.3 (1.3%p ↓)	56.1 → 58.7 (2.6%p ↑)	15.5 → 14.6 (0.9%p ↓)

③ 인구 전망 : 통계청의 장래인구 추계

< 장래인구추계 전망결과 (단위 : 천명, '19.3월) >

구 분	'19년	'20년	'25년	'28년	'31년	'34년	연평균 증가율(%)
중위전망	51,709	51,781	51,905	51,942	51,900	51,724	△0.008('20-'34)

④ 기온 전망 : 기상청의 장기 기후변화 시나리오('11년)

* 7차, 8차 계획과 동일한 시나리오 (신규 장기 기후변화 시나리오 '21~'22년 발표예정)

별첨 3

역대 전력수급계획상 GDP 전망 및 실적치 비교

< 전력수급계획별 GDP(경제성장률) 전망 및 실적치 (단위 : %) >

연도	1차	2차	3차	4차	5차	6차	7차	8차	9차	실적	
'02										7.7	
'03	'02~'05 5.7									3.1	
'04										5.2	
'05		'04~'07 5.3								4.3	
'06										5.3	
'07	'06~'10 5.1		'06~'10 4.7							5.8	
'08										3.0	
'09			'08~'12 4.5		'08~'12 4.5						0.8
'10										6.8	
'11	'11~'15 4.5		'11~'15 4.4		'10~'14 4.6					3.7	
'12										2.4	
'13			'13~'17 3.7		'13~'17 4.2		'13~'17 4.1				3.2
'14											3.2
'15			'16~'20 4.1		'15~'19 4.0		'15~'19 3.9			2.8	
'16											2.9
'17								'17~'21 3.0		3.2	
'18										2.7	
'19				'18~'22 3.6		'18~'22 3.7				2.0	
'20											
'21					'20~'24 3.4		'20~'24 3.4		'20~'24 2.4		
'22											
'23								'22~'26 2.4			
'24						'23~'27 2.9					
'25								'25~'29 2.8		'25~'29 2.2	
'26											
'27								'27~'31 1.9			
'28											
'29											
'30											
'31									'30~'34 1.6		
'32											
'33											
'34											

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

3

기준수요 전망

① 전력소비량 : '34년 기준 647.9TWh

○ 계획기간('20~'34년) 연평균 1.6% 증가할 것으로 전망

② 최대전력 : '34년(동계) 기준 117.5GW

○ 계획기간('20~'34년) 연평균 1.8% 증가할 것으로 전망

< 기준수요 전망결과 >

연 도	전력소비량(TWh)	최대전력(GW)	
		하 계	동 계
2020	516.7	89.1(실적)	91.7
2021	532.9	94.1	95.2
2022	544.6	96.2	97.4
2023	556.2	98.4	99.6
2024	567.8	100.5	101.5
2025	577.4	102.3	103.4
2026	587.2	104.1	105.2
2027	596.1	105.8	107.0
2028	604.5	107.5	108.6
2029	612.5	109.0	110.2
2030	620.2	110.6	111.8
2031	627.7	112.1	113.3
2032	634.7	113.5	114.7
2033	641.6	114.9	116.1
2034	647.9	116.2	117.5
계획기간 연평균 증가율	1.6%	1.9%	1.8%

4

수요관리 목표

① 기본 방향 : 기존수단 이행력 강화 및 혁신기술 기반 신규수단 확보

- 국가 온실가스 감축, 미세먼지 저감 등에 대한 사회적 요구가 지속 증가함에 따라, 선제적 수요관리를 통해 전력 수요절감 적극 추진
- 최근 기후변화로 인한 동·하절기 기온 변동성이 커지고 있는 상황을 고려, 안정적 전력수급을 위해 최대전력 수요관리 중점 추진

* 8차와 비교시 최종년도 기준 기준수요는 전력소비량 4.1% 감소, 최대전력 2.2% 증가

② 수요관리 중점 추진계획

기존 수요관리 수단 이행력 강화

① 효율향상 : 효율관리제도 기준 개선, 고효율기기 및 에너지관리 시스템(EMS) 보급 확대 등을 통해 최대전력 6.7GW 절감

- (효율관리제도) 주요 산업기기의 효율등급제 적용 강화, 대기전력 관리 대상기기의 효율등급제 단계적 이관 등 효율관리제도 개선

* 전동기: IE3 프리미엄급('18.10) → IE4 슈퍼프리미엄급('26), 응용기기: 냉동기, 공기 압축기('19) → 팬, 대형펌프('22) → 중소형펌프('24)

* PC, 모니터 등을 효율등급제 품목으로 이관('21~) → 효율기준 미달시 생산·판매 금지

- (고효율기기) 고효율기기 보급 지원사업에 신규품목 추가 및 EERS 법제화(의무시행)로 고효율기기 보급을 확대

* (기존 9개) LED, 전동기, 인버터, 히트펌프, 냉동기, 변압기, 터보블로어, 회생제동 장치, 향온향습기 + (신규 3개) 산업용펌프, 농업용펌프, 농사용건조기

- (에너지관리시스템) 스마트그린산단 확산 및 제로에너지건축(ZEB) 의무화 등과 연계하여 **FEMS(산업) 및 BEMS(상업 및 공공) 보급 확대**
 - * (스마트그린산단) '25년까지 15개 조성(스마트그린산단 실행전략('20.9))
 - * (ZEB) ('20)1천㎡ ↑ 공공 → ('23)5백㎡ ↑ 공공 → ('25)1천㎡ ↑ 민간 → ('30)5백㎡ ↑ 모든건축물
- ② **부하관리** : 수요자원(Demand Response) 시장 개선, 에너지저장시스템(ESS) 보급 및 부하기기 활용 확대 등을 통해 **최대전력 7.08GW 감축**
 - (DR시장) **피크수요DR 및 미세먼지DR** 신설과 함께 **감축실적에 기반한 인센티브 개선** 등 제도 보완을 통해 민간 참여 활성화
 - * 전력시장운영규칙 개편('20.1)을 통해 피크수요DR, 미세먼지DR을 신설하고 정산제도(등록용량에 따른 기본급 → 감축실적에 따른 기본급 차등지급) 개선
 - (ESS·부하기기) 산업체 및 건물 등 대상 **ESS 보급을 단계적으로 확대**하고, 지역냉방·가스냉방 등 **비전력에너지 사용 설비 활용 확대**
 - * (ESS) 에너지신산업 기반구축사업 지원 확대('19년 57억원 → '20년 75억원) 등
 - * (지역냉방) 소규모 건물용 신냉방기술개발 등('21), (가스냉방) '18년 427만RT → '30년 800만RT

혁신기술 기반 신규 수요관리 수단 도입

- ① **V2G** : 전기차 확대와 연계하여 V2G(Vehicle to Grid) 기술 확산을 통해 **전기차의 저장전력을 전력망으로 역송·활용**
 - 전기차에 **양방향 충·방전 기술**을 이용, 전력피크 시간대 등 필요시 전기차의 **저장전력을 예비전력으로 활용**함으로써 **최대전력 절감**
 - * 전기자동차 성능향상 및 보급대수 확대('34년까지 누적 485만대)를 통해 용량 확보
- ② **스마트조명** : 기존 LED조명에 **센서·제어기술을 융합**하여 **밝기·시간대 제어** 등 다양한 기능을 접목한 **스마트조명 확산**
 - 사용자 움직임, 차량통행 등 **물체감지** 및 자연채광 등 **조도감지** 정보를 이용, **복합적·효율적 조광제어(Dimming)**로 조명부하 감소
 - * 스마트조명 핵심기술 및 공간용도별 최적화 방안 연구개발 실시중('20~'24)

- ③ 수요관리형 요금제 : 계시별 요금제를 주택용으로 확대하고, 피크 감축시 요금할인 혜택을 부여하는 등 일반 고객의 수요관리 참여 확대

* 스마트그리드 체험단지(서울, 광주)를 통해 수요관리형 요금제 실증사업 추진중('19~'23)

③ 최대전력 및 전력소비량 절감 목표 : 8차 보다 향상된 목표치

- 최종년도 기준 최대전력은 14.8GW(기준수요의 12.6%), 전력소비량은 96.3TWh(기준수요의 14.9%) 절감 추진

* 8차 계획 : 기준수요 대비 최대전력은 12.3%, 전력소비량은 14.5% 감축 목표

< 최대전력 수요관리 목표량 요약 (단위 : MW) >

구 분	기존수단			신규수단	합계
	효율향상	부하관리	소계		
'24년	1,485	3,685	5,170	38	5,208
'29년	4,545	5,262	9,807	194	10,001
'34년	6,704	7,077	13,781	1,000	14,781

< 전력소비량 수요관리 목표량 요약 (단위 : GWh) >

구 분	기존수단 (효율향상)				신규수단	합계
	고효율기기	효율관리	EMS 등	소계		
'24년	3,398	11,545	11,351	26,294	1,926	28,220
'29년	14,923	23,725	25,598	64,246	4,320	68,566
'34년	30,488	27,853	32,995	91,336	4,925	96,261

5

기타 수요변동 요인

① 전기차 확산효과 : '34년 겨울 최대전력 기준, 약 1.0GW 증가

- 제3차 에기본('19.6)의 정부 보급목표('40년 830만대) 추세 반영

< 전기차 보급대수 전망결과 >

구 분	'20년	'25년	'28년	'31년	'34년
누적보급대수(만대)	17.8	117.8	218.9	343.2	485.2

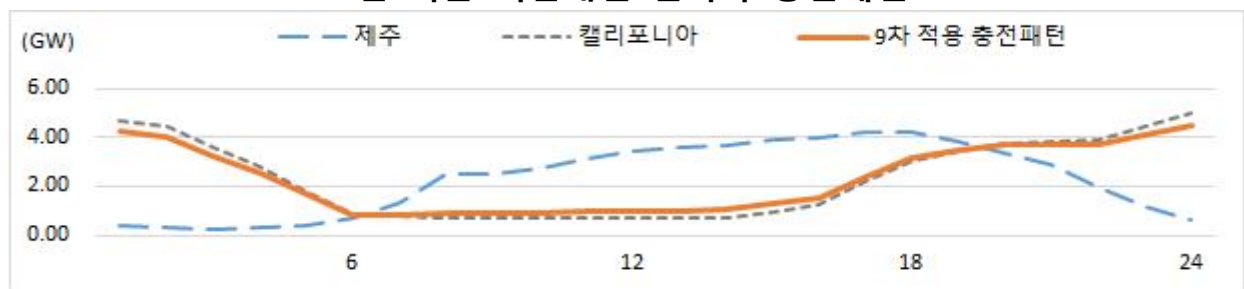
- 전력소비량 영향은 전기차 차종별 특성(연비, 보급대수, 주행거리 등)을 종합 고려하여 분석

- 전기차 보급대수 증가에 따라 전력소비량도 증가 추세 유지 전망

- 시간대별 전력수요는 제주도(급속·상용 중심)와 캘리포니아(완속·가정용 중심)의 전기차 충전특성을 종합 고려하여 산정

* 전기·수소차 보급확산대책('18.6)의 '19~'22년 충전기 보급계획(급속:완속=1:8) 고려

< '34년 기준 시간대별 전기차 충전패턴 >



- 전기차 보급 증가에도 야간 완속 충전 보편화로 최대전력 시간대 (하계 15시, 동계 11시 전후)에 미치는 영향은 제한적일 것으로 전망

< 전기차 확산으로 인한 전력수요 영향 전망 >

구 분	'20년	'25년	'28년	'31년	'34년
전력소비량(TWh)	0.3	3.7	7.2	11.5	16.3
최대전력(하계, GW)	0.05	0.43	0.73	0.98	1.16
최대전력(동계, GW)	0.04	0.38	0.63	0.83	0.97

② 대형 자가용 발전설비 효과 : '34년 동계 최대전력 기준, 1.2GW 감소

○ 향후, 대형 자가용 신규 설비*와 전환 설비**의 전력수요 감축효과 반영

* 신규 설비 : 인가 후 준공이 확실시 되는 설비(고려아연, SK하이닉스 등, 약 0.9GW)

** 전환 설비 : 사업용에서 자가용으로 전환 설비(현대그린파워제철, 약 0.8GW)

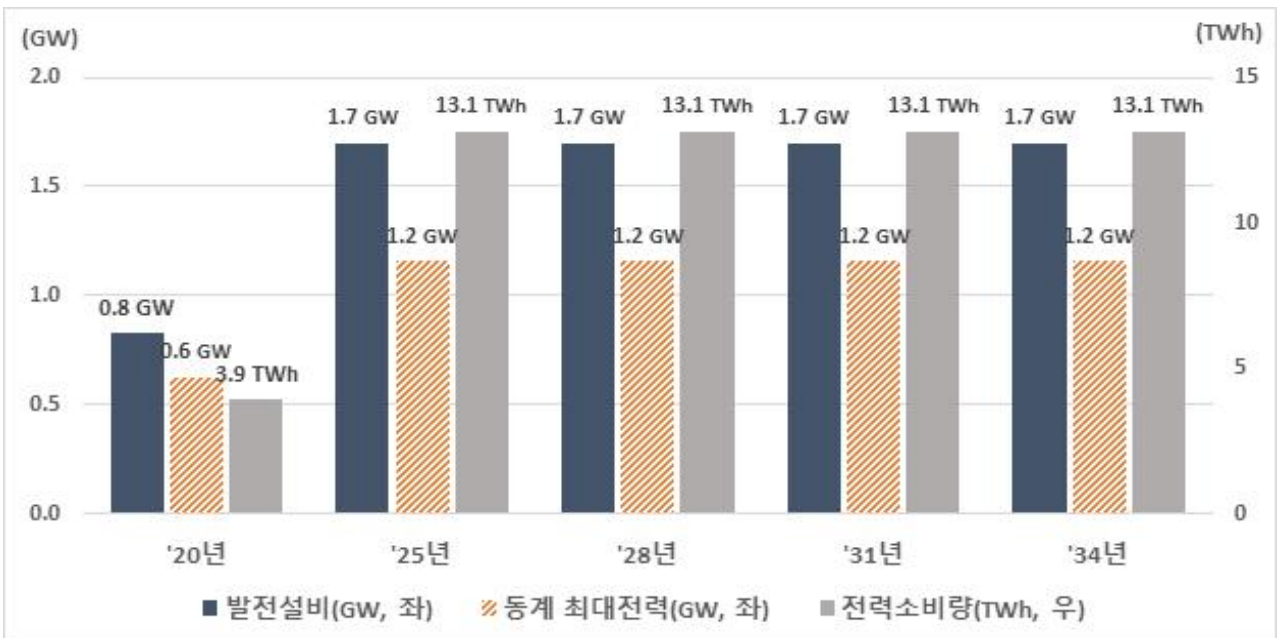
○ 대형 자가용 신규 설비와 전환 설비의 설비용량에 이용률*과 피크 기여도**를 반영하여, 전력수요 감축 영향 산정

* 이용률 : 신규설비 70.1%(산업단지 집단에너지의 이용률 적용), 전환설비 72.0% (제5차 신재생에너지기본계획 상 이용률 적용)

** 피크기여도 : 신규설비 60.6%(9차 계획 상 비중양 집단에너지의 피크기여도 적용), 전환설비 76.3%(9차 계획 상 부생가스의 피크기여도 적용)

< 대형 자가용 발전설비의 전력수요 감축 영향 전망 >

구 분	'20년	'25년	'28년	'31년	'34년
발전설비 (GW)	0.8	1.7	1.7	1.7	1.7
전력소비량 (TWh)	3.9	13.1	13.1	13.1	13.1
최대전력 (하계, GW)	0.5	1.6	1.6	1.6	1.6
최대전력 (동계, GW)	0.6	1.2	1.2	1.2	1.2



③ 4차 산업혁명의 영향 분석 ('프로스트 앤 설리반', '19.4~11월)

- 4차 산업혁명 핵심기술(AI, 5G, 빅데이터 등)에 따른 ①스마트 공장, ②스마트 시티, ③스마트 홈 확산시 전력수요에 미치는 영향 분석
 - * 한국전력의 ①산업용(제조·농림·광업 등), ②상업용(공공·서비스), ③가정용 분류 준용
- 미시적 분석 방식으로 세부 분야별 전력수요 영향을 합산하여 도출

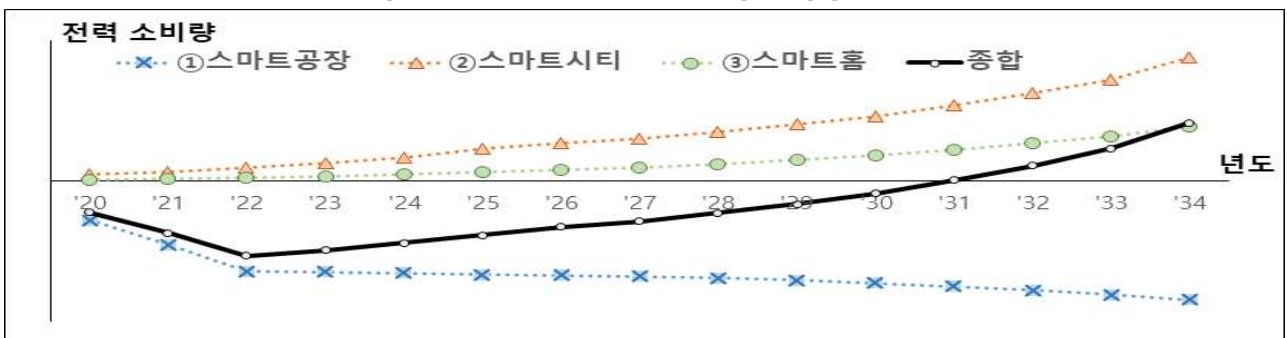
< 분야별 세부 요인 >

- 스마트 공장 : 지능형 로봇, 원격설비제어, 시뮬레이션, 3D프린팅, 3D모델링 등
- 스마트 시티 : 지능형 CCTV, 제로에너지 건축물, ICT 교통시스템, 자율주행차 등
- 스마트 홈 : 서비스 로봇, 스마트 가전, 홈 IOT, 스마트 보안, AI 스피커 등

- 전력소비량은 '30년까지는 스마트 공장 확산으로 감소 효과가 크나, 그 이후는 스마트 시티·홈 확산에 따른 증가효과가 더 클 것으로 분석

- ① (스마트 공장) 공정효율 향상 > 설비증가 ⇒ 전력소비량 **감소**
- ② (스마트 시티) 효율 향상 < 서비스 확산 ⇒ 전력소비량 **증가**
- ③ (스마트 홈) 효율 향상 < 제품·서비스 확대 ⇒ 전력소비량 **증가**

< 4차 산업혁명에 따른 전력소비량 영향 >



◆ 수급계획 전문가 워킹그룹 논의결과, 4차 산업혁명의 최대전력에 미치는 영향은 전력사용패턴 예측이 어려워 현시점에서 구체적으로 수치화하여 반영하기는 어렵다고 결론

⇒ 금번 연구결과를 토대로 분석 방법을 면밀히 보완한 후 차기 수급계획에 최대수요 전망 반영 방안 검토

6

목표수요 전망

$$\text{목표수요} = \text{기준수요 (BAU)} - \text{수요관리량} + \text{기타요인 (전기차 등)}$$

① 전력소비량 : '34년 기준 554.8TWh

○ 계획기간('20~'34년) 연평균 0.6% 증가 전망

② 최대전력 : '34년(동계) 기준 102.5GW

○ 계획기간('20~'34년) 연평균 1.1% 증가 전망

< 목표수요 전망결과 >

연 도	전력소비량(TWh)	최대전력(GW)	
		하 계	동 계
2020	509.8	89.1(실적)	88.4
2021	517.8	90.0	91.2
2022	520.8	91.0	92.5
2023	525.1	92.7	94.2
2024	529.2	94.1	95.5
2025	530.6	95.2	96.6
2026	532.8	96.2	97.6
2027	535.1	97.0	98.4
2028	537.1	97.8	99.1
2029	539.3	98.4	99.7
2030	542.3	99.0	100.4
2031	545.2	99.6	100.9
2032	548.3	100.2	101.6
2033	551.7	100.8	102.1
2034	554.8	101.2	102.5
계획기간 연평균 증가율	0.6%	0.9%	1.1%

별첨 4
9차 계획 수요전망 추진경과

구 분	개최일자	주요 검토내용
제1차 수요전망 워킹그룹	'19.4.3	<ul style="list-style-type: none"> ○ 상위 에너지계획과의 정합성 ○ 수요전망 추진방향 ○ 주요 전망전제 확보방안
제2차 수요전망 워킹그룹	'19.5.3	<ul style="list-style-type: none"> ○ 수요전망 방안 ○ 주요 전망전제 검토결과
제3차 수요전망 워킹그룹	'19.6.10	<ul style="list-style-type: none"> ○ 장기 산업구조 전망결과 ○ 장기 기온시나리오 적용방안 ○ 기준수요 전망결과
제1차 수요소위원회	'19.7.8	<ul style="list-style-type: none"> ○ 전망전제 및 기준수요 전망결과 ○ 수요관리 이행수단 및 목표량 산정
제4차 수요전망 워킹그룹	'19.8.23	<ul style="list-style-type: none"> ○ 9차계획 적용 모형 및 활용방안 ○ 9차계획 주모형 개선사항 검토
제5차 수요전망 워킹그룹	'19.10.24	<ul style="list-style-type: none"> ○ 전망전제 최종안 검토 ○ 기준수요 재전망 결과
제6차 수요전망 워킹그룹	'19.11.22	<ul style="list-style-type: none"> ○ 4차 산업혁명 전력수요 반영방안 ○ 전기차 전력수요 반영방안 ○ 보조모형 전망결과 검토
제7차 수요전망 워킹그룹	'19.12.20	<ul style="list-style-type: none"> ○ 단기 밴드전망 검토 ○ 장기 시나리오 검토
제8차 수요전망 워킹그룹	'20.4.17	<ul style="list-style-type: none"> ○ 기준수요 재전망 결과 검토 ○ 기타변동요인 전망결과 검토
제2차 수요소위원회	'20.4.22	<ul style="list-style-type: none"> ○ 전망전제 및 기준수요 재전망 결과 ○ 수요관리 목표량 산정 ○ 목표수요 전망 결과 검토
제3차 수요소위원회	'20.6.10	<ul style="list-style-type: none"> ○ 전망전제 및 기준수요 재전망 결과 ○ 수요관리 목표량 산정 ○ 목표수요 전망 결과 검토
제4차 수요소위원회	'20.7.29	<ul style="list-style-type: none"> ○ 기타변동요인 재전망 결과 검토 ○ 수요관리 목표량 재산정 ○ 목표수요 전망 결과 검토
제5차 수요소위원회	'20.11.16	<ul style="list-style-type: none"> ○ 기준수요 재전망 결과 검토 ○ 기타변동요인 재전망 결과 검토 ○ 목표수요 전망 결과 검토

VI. 발전설비 계획

- ◇ 기준 설비예비율은 발전원 구성, 발전기별 특성, 재생에너지 변동성, 전력수급 불확실성을 종합적으로 고려하여 22%로 산정
- ◇ 석탄은 가동 후 30년 도래 발전기 모두 폐지 및 LNG 연료전환
- ◇ 원전은 8차 수급계획에 따른 단계적 감축 목표 유지
- ◇ 신재생에너지는 그린뉴딜과 제3차 에너지기본계획 목표에 맞춰 확대
- ◇ 2030년 국가 온실가스 배출량 목표 1.93억톤 달성 구체화

1 수립절차

【 목표설비 용량 】 목표수요에 기준 설비예비율을 반영하여 산정

【 확정설비 용량 】 원전감축, 노후석탄 폐지, 재생e 확대 등 반영

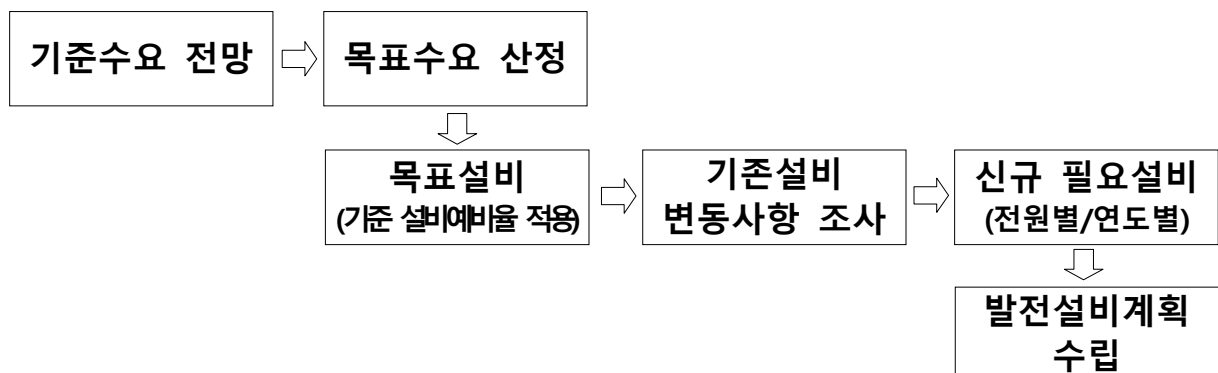
【 신규필요 용량 】 목표설비 용량에서 확정설비 용량을 차감하여 산정

< 연도별 신규 필요설비 규모 산정방식 >

$$\text{신규필요 용량} = \frac{\{\text{목표수요} \times (1 + \text{기준 설비예비율})\}}{\text{목표설비 용량}} - \text{확정설비 용량}$$

【 전원구성 】 정책적 목표, 전력수급 안정성 등을 고려하여 설비 구성

< 발전설비계획 수립절차 >



2

기준 설비에비율 및 목표 설비규모

1 기준 설비에비율 : '34년 기준 22%

- ◇ 미래 특정 시점의 최대전력수요 대비 필요한 예비전력설비의 비율
- ◇ 22% = ①계획 또는 고장 정지 대비 + ②신재생 간헐성 대응 + ③수요예측 오차 고려 + ④공급지연 대비

< 연도별 기준 설비에비율 >

'20~'24년 (단기)	'25~'28년 (중기)	'29~'34년 (장기)
17%	18%	22%

* 장기로 갈수록 불확실성 증가에 따라 기준 설비에비율은 단계적으로 증가

- ① 발전원 구성, 발전기별 특성(고장정지확률 및 예방정비일수) 등을 고려하여 공급신뢰도 확보 기준 충족

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

- ② 안정적 계통운동을 위해 풍력, 태양광 등 재생에너지의 간헐성과 변동성을 보완하기 위한 백업설비 규모 고려

- ③ 미래 전력수요 전망에 대한 예측 불확실성 고려

- ④ 발전설비 건설시 발생할 수 있는 공급지연 가능성 반영

2 목표설비 용량 : '34년 기준 125.1GW

- '34년 목표수요 102.5GW보다 기준 설비에비율 22%만큼 많은 수치

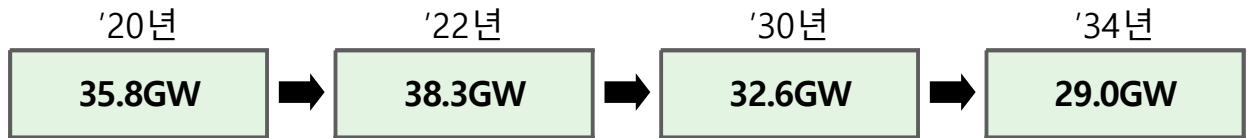
* 목표 설비용량 = 목표수요(102.5GW) X (1 + 기준 설비에비율 22%)

1] 확정설비 분류기준

- 발전사업허가를 취득한 발전기
- 폐지계획 설비
- 정부 정책목표에 따라 추진되는 정책성 전원

2] 반영내용

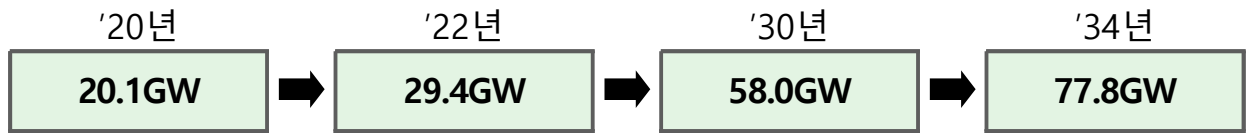
【 석탄 발전 】



* '24년 40.6GW 정점('24년 삼척화력2 준공, 삼천포3·4 폐지후 LNG전환)

- 미세먼지 관리 종합계획, 온실가스 감축 수정 로드맵, 제3차 에너지 기본계획, 발전설비 현황조사 결과 등 반영
 - '20~'22년 : 보령1·2, 삼천포1·2, 호남1·2 등 노후 6기(2.6GW) 폐지, 신서천1, 고성하이1·2, 강릉안인1 등 신규 4기(4.1GW) 준공
 - '23~'30년 : 삼천포3~6, 태안1~4, 하동1~4, 당진1~4, 보령5·6 등 총 18기(9.1GW) 폐지후 LNG 연료전환, 강릉안인2, 삼척화력1·2 등 신규 3기(3.1GW) 준공
 - '31~'34년 : 태안5·6, 하동5·6, 영흥1·2 등 6기(3.6GW) 폐지후 LNG 연료전환

【 신재생에너지 발전】



- 재생에너지3020, 수소경제활성화 로드맵, 3차 에너지기본계획, 신재생에너지법 개정*('19.10월), 그린뉴딜 계획 등 반영

* 비재생 폐기물은 신재생 범위에서 제외

- 태양광(45.6GW) 및 풍력(24.9GW)은 '34년 신재생 전체의 91% 수준
- 연료전지는 8차 계획의 '30년 기준 대비 3.5배 증가(0.75GW→2.6GW)

< '34년 신재생에너지 용량 (단위 : MW) >

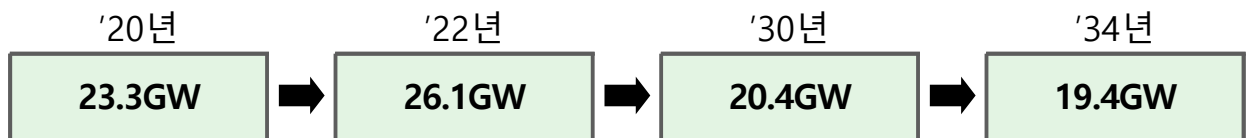
구분	태양광	풍력	수력	해양	바이오/매립가스	연료전지	IGCC	소계
정격용량	45,594	24,874	2,085	256	1,410	3,200	346	77,764
피크기여도	13.9%	3.1%	21.6%	1.1%	44.7%	67.7%	60.0%	-
실효용량	6,338	771	450	3	824	2,166	208	10,760

< 신재생 발전량 및 설비 비중 >

구분	'20년	'22년	'30년	'34년
발전량(TWh)	41.2 (7.5%)	57.6 (10.2%)	121.7 (20.8%)	157.8 (26.3%)
설비(GW)	20.1 (15.8%)	29.4 (20.6%)	58.0 (33.8%)	77.8 (40.9%)

* 사업용 설비 기준

【 원자력 발전】



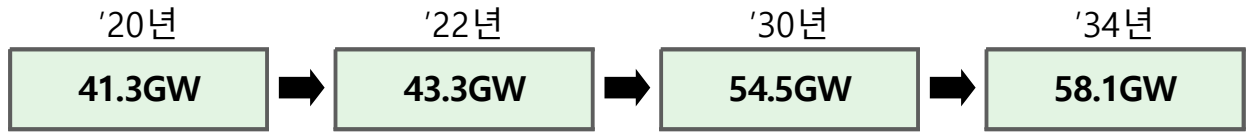
* '24년 27.3GW 정점('24년 신고리6 준공)

- 에너지전환 로드맵, 3차 에기본, 발전설비 현황조사 결과 등 반영

- '20 ~ '22년 : 신한울1·2 준공(2.8GW)
- '23 ~ '34년 : 신고리5·6 준공(2.8GW), 노후 11기* 중단(9.5GW)

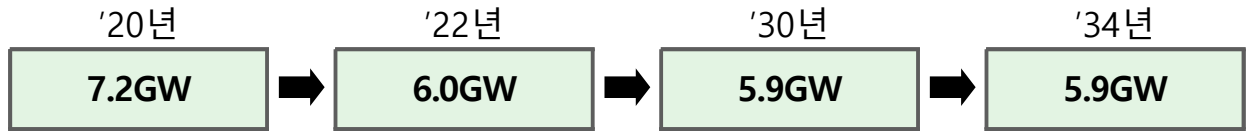
* 고리2~4, 한빛1~3, 월성2~4, 한울1·2

【 LNG 발전 】



- 발전설비 현황조사 결과, 제5차 집단에너지 공급 기본계획('20.2월) 등 반영
 - '22 ~ '24년 : 여주복합, 통영복합*, 음성천연가스, 울산GPS 건설(4.2GW)
 - * 대법원 판결 결과('19.4월, 허가취소처분 취소청구소송, 사업자 승소)에 따라 再반영
 - '24 ~ '34년 : 석탄폐지 후 LNG 24기 연료전환(12.7GW)

【 기타 】



- 발전설비 현황조사 결과, 신재생에너지법 개정('19.10월)* 등 반영
 - * 비재생 폐기물은 신재생 범위에서 제외됨에 따라 기타로 분류
 - '22 ~ '24년 : 울산4~6(1.2GW, 유류) 폐지 등

③ 확정설비 용량 : '34년 총 122.2GW

구분	원전	석탄	신재생	LNG	기타	계
실효용량*(GW)	19.4	28.3	10.8	58.1	5.7	122.2
정격용량(GW)	19.4	29.0	77.8	58.1	5.9	190.2

* 급전지시를 받지 않는(비중양급전) 발전기는 피크기여도를 적용(석탄·LNG·유류 열병합 및 신재생 등)

- 에너지전환 로드맵, 온실가스 수정 로드맵, 그린뉴딜 계획 등 그간의 정부정책, 발전설비 현황조사 결과 등을 종합적으로 반영

* 수급기여 불확실성으로 확정설비 중 공급용량에서 제외된 설비의 경우, 추후 불확실성 해소시에는 차기 계획 등에서 공급용량에 반영 가능

4

신규설비 및 전원구성

1 신규 필요설비 용량 : '34년 2.9GW

- '34년 목표 설비규모 125.1GW에서 확정설비 122.2GW 제외

2 전원구성 원칙

【전력수요 및 발전설비】

- 자가용, 구역전기사업자가 공급하는 수요·설비를 제외

【설비에비율 및 전원구성 기준시점】

- 연말(12월) 설비용량 및 동계(12월~익년도 2월) 최대전력

【신규설비 구성】

○ 구성기준

- 에너지전환 로드맵, 3차 에기본 등 신규설비 정책방향 반영
- 재생에너지 변동성 대응을 위한 설비로 구성
- 신재생에너지 및 집단에너지 설비는 피크기여도를 반영

○ 발전원 구성 ('34년 2.8GW)

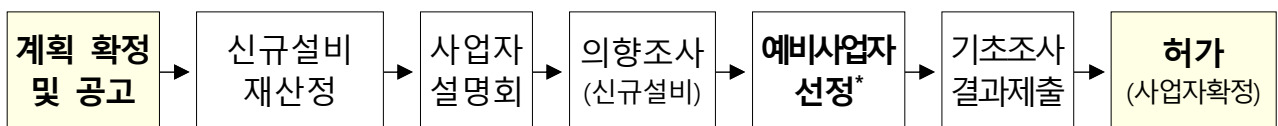
- LNG 1.0GW ('29년 1.0GW, 가스터빈 단독운전 가능한 설비 限)
- 양수 1.8GW ('30년 0.5GW, '32년 0.6GW, '34년 0.7GW)

○ 신규 사업자 선정

- 선정 대상(2.8GW) : LNG 1.0GW*('29년 준공), 양수 1.8GW('30~'34년 준공)

* LNG 신규물량 규모는 9차 전력수급계획 수립 이후 확정되는 자가발전 및 집단 에너지 설비용량을 종합적으로 고려하여 추후 최종 확정할 예정

< 신규 발전사업자 선정 및 허가 절차 >



* 전문가 중심으로 선정평가위원회를 구성하여 추진 예정

3 전력수급 전망

- 단기('20~'24년) : 설비예비율 **17%** 이상 유지(25.0~33.0%)
- 중기('25~'28년) : 설비예비율 **18%** 이상 유지(22.1~30.7%)
- 장기('29~'34년) : 신규설비 건설을 통해 설비예비율 **22%** 목표 달성

< 연도별 전력수급 전망 (단위 : GW) >

연도	최대 전력	목표 설비	확정 설비	과부족	신규 설비		최종 설비규모	설비 예비율	기준 설비예비율
					LNG	양수			
2020	89.1	104.2	111.6	7.3			111.6	25.2%	17%
2021	91.2	106.7	114.1	7.3			114.1	25.0%	
2022	92.5	108.3	118.0	9.7			118.0	27.5%	
2023	94.2	110.2	122.5	12.3			122.5	30.0%	
2024	95.5	111.7	127.0	15.3			127.0	33.0%	
2025	96.6	114.0	126.2	12.3			126.2	30.7%	18%
2026	97.6	115.1	124.9	9.7			124.9	28.0%	
2027	98.4	116.1	123.5	7.4			123.5	25.5%	
2028	99.1	116.9	121.0	4.1			121.0	22.1%	
2029	99.7	121.7	120.6	△1.1	1.0		121.6	21.9%	22%
2030	100.4	122.5	120.9	△1.6		0.5	122.4	21.9%	
2031	100.9	123.1	121.3	△1.8			122.8	21.7%	
2032	101.6	123.9	121.9	△2.0		0.6	124.0	22.1%	
2033	102.1	124.5	122.5	△2.0			124.6	22.1%	
2034	102.5	125.1	122.2	△2.8		0.7	125.0	22.0%	
소계	-	-	-	-	1.0	1.8	-	-	

* 2020년 전력수급전망은 하계피크 실적 기준, 2021~2034년 동계피크 전망 기준

< 연차별 설비내역 (단위 : MW) >

연도	기 계획 설비	운영 중 설비	신규 설비용량				
			신재생	기타 ¹⁾	집단 ²⁾	LNG	양수
2020	보령#3 증설 등(71) 남제주복합(11월, 146)	제주GT#3(1월, -55) 평택#1~4(LNG전환, 1,400) 보령#1,2(12월, -1,000)	662	-599			
2021	신서천#1(3월, 1,000) 고성하이#1(4월, 1,040) 신한울#1(7월, 1,400) 고성하이#2(10월, 1,040)	삼천포#1,2(4월, -1,120) 호남#1,2(12월, -500)	706		21		
2022	신한울#2(5월, 1,400) 강릉안인#1(9월, 1,040) 여주복합(12월, 1,000)	울산#4~6(1월, -1,200)	678		990		
2023	신고리#5(3월, 1,400) 강릉안인#2(3월, 1,040) 삼척화력#1(10월, 1,050)	고리#2(4월, -650)	653		1,014		
2024	삼척화력#2(4월, 1,050) 신고리#6(6월, 1,400) 통영복합(12월, 920) 음성천연가스(12월, 1,122) 울산GPS(12월, 1,122)	고리#3(9월, -950) 평택#1~4(12월, -1,400) 삼천포#3,4(LNG전환, 1,120)	663		572		
2025		고리#4(8월, -950) 한빛#1(12월, -950) 보령#5,6(LNG전환, 1,000) 태안#1,2(LNG전환, 1,000)	667		498		
2026		한빛#2(9월, -950) 월성#2(11월, -700) 하동#1(LNG전환, 500)	293				
2027		월성#3(12월, -700) 한울#1(12월, -950) 하동#2(LNG전환, 500) 삼천포#5(LNG전환, 500)	264				
2028		한울#2(12월, -950) 서인천#1~8(12월, -1,800) 하동#3,4(LNG전환, 1,000) 삼천포#6(LNG전환, 500) 태안#3(LNG전환, 500)	262		48		
2029		월성#4(2월, -700) 당진#1,2(LNG전환, 1,000) 태안#4(LNG전환, 500)	266			1,000	
2030		당진#3,4(LNG전환, 1,000)	270				500
2031		하동#5,6(LNG전환, 1,000)	415				
2032		태안#5,6(LNG전환, 1,000)	559				600
2033			690				
2034		한빛#3(9월, -1,000) 영흥#1,2(LNG전환, 1,600)	694				700

1) 기타 설비는 폐기물 및 부생가스

2) 집단에너지 설비는 8차 계획 이후 집단에너지사업법에 따라 진입한 설비임

4 전원구성 결과

○ '34년 정격용량기준 : 신재생(40.3%), LNG(30.6%), 석탄(15.0%), 원전(10.1%) 順

< 연도별 전원구성(정격용량기준) 전망 (단위 : GW) >

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2020	용량	23.3	35.8	41.3	20.1	4.7	2.6	127.8
	비중	18.2%	28.1%	32.3%	15.8%	3.7%	1.9%	100%
2022	용량	26.1	38.3	43.3	29.4	4.7	1.4	143.2
	비중	18.2%	26.8%	30.3%	20.6%	3.3%	0.8%	100%
2030	용량	20.4	32.6	55.5	58.0	5.2	1.3	173.0
	비중	11.8%	18.9%	32.1%	33.6%	3.0%	0.6%	100%
2034	용량	19.4	29.0	59.1	77.8	6.5	1.2	193.0
	비중	10.1%	15.0%	30.6%	40.3%	3.4%	0.6%	100%

* 기타는 유류, 폐기물, 부생가스 설비 등

○ '34년 실효용량기준 : LNG(47.3%), 석탄(22.7%), 원전(15.5%), 신재생(8.6%) 順

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

연도	구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2020	용량	23.3	35.3	41.3	3.7	4.7	2.2	110.5
	비중	21.0%	31.9%	37.4%	3.3%	4.3%	2.1%	100%
2022	용량	26.1	37.8	43.3	5.1	4.7	1.0	118.0
	비중	22.1%	32.0%	36.7%	4.3%	4.0%	0.9%	100%
2030	용량	20.4	31.9	55.5	8.4	5.2	1.0	122.4
	비중	16.7%	26.1%	45.3%	6.9%	4.2%	0.8%	100%
2034	용량	19.4	28.3	59.1	10.8	6.5	0.9	125.0
	비중	15.5%	22.7%	47.3%	8.6%	5.2%	0.7%	100%

* 기타는 유류, 폐기물, 부생가스 설비 등

5

온실가스 감축 방안

* 2030 NDC(국가온실가스 감축 목표)와 연계하여 전환부문 이행방안 구체화

① 석탄발전 설비 폐지

- 발전사의 발전설비 현황조사 결과를 토대로 '30년 기준 가동 후 30년 도래 석탄발전 설비 24기 폐지

< 연차별 석탄 폐지 및 LNG 전환 계획 >

구분	'20~'24년	'25~'30년	'31~'34년
석탄 폐지	삼천포#1,2 보령#1,2 호남#1,2		
석탄폐지후 LNG연료전환	삼천포#3,4	태안#1~4 보령#5,6 하동#1~4 삼천포#5,6 당진#1~4	태안#5,6 영흥#1,2 하동#5,6

② 잔여 석탄발전 설비의 연간 발전량 제약

- 석탄발전 설비 폐지에 더하여 온실가스 감축목표에 맞춰 나머지 석탄발전 설비의 연간 발전량 상한을 제약
- 이와 더불어 온실가스 비용을 원가에 반영하는 방안도 병행 시행

6

발전량 전망

① 목표 시나리오 : 석탄발전기 폐지(30년 기준 24기) + 추가 석탄발전량(연간) 제약

【주요특징】

- 석탄 발전량 비중(연간) : '19년 40.4% → '30년 29.9%(△10.5%p)
- '30년 기준 전환부문 온실가스 배출량 1.926억톤 전망

< 발전량 비중 전망 >

연도	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2019년 (실적)	25.9%	40.4%	25.6%	6.5%	0.6%	1.0%	100%
2030년*	25.0%	29.9%	23.3%	20.8%	0.7%	0.3%	100%

* 발전량은 연간 기준으로 경부하와 최대부하 시기를 모두 포함한 수치

* 석탄발전량 제약방식이 도입될 경우의 발전량 전망이며, 석탄발전량 제약방식을 도입하지 못했을 경우에는 위와 같은 목표달성은 불확실

② 기준 시나리오 : 석탄발전기 폐지(30년 기준 24기)

* 폐지 후 설비에 대해 현행 전력시장제도와 '17년 발전용 연료비 적용

【주요특징】

- 석탄 발전량 비중(연간) : '19년 40.4% → '30년 34.2%(△6.2%p)
- '30년 기준 전환부문 온실가스 배출량 2.049억톤 전망

< 발전량 비중 전망 >

연도	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2019년 (실적)	25.9%	40.4%	25.6%	6.5%	0.6%	1.0%	100%
2030년	25.0%	34.2%	19.0%	20.8%	0.7%	0.3%	100%

【온실가스】 '17년 2.52억톤 대비 23.6% 감축 전망

* 2030년 전환부문 감축목표(배출량) : 1.93억톤

- (8차 계획) 2.268억톤 → (9차 계획) 1.926억톤
- 석탄 설비폐지 및 발전량 제약 등에 따라 석탄 발전량이 줄어들기 때문

【미세먼지】 '19년 2.1만톤 대비 '30년 57% 감축 전망

* 오염물질(황산화물, 질소산화물 및 먼지의 총량) 약 64% 감축

- 노후석탄 10기 폐지, 환경설비 개선 外, 미세먼지 계절관리제 시행, 가동 후 30년 도래 석탄발전 폐지 및 LNG 연료전환 등을 통해 감축

< 연도별 미세먼지, 오염물질 배출전망 (단위 : 만톤) >

구분	'19년(실적*)	'30년
미세먼지(PM 2.5)	2.1	0.9 (57.1%↓)
SOx	4.1	1.9 (53.2%↓)
NOx	6.8	2.0 (71.5%↓)
Dust	0.3	0.1 (50.8%↓)

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

별첨 5

전원구성 전망

연도	실효용량	정격용량
2020년	<p>110.5GW</p>	<p>127.8GW</p>
2022년	<p>118.0GW</p>	<p>143.2GW</p>
2030년	<p>122.4GW</p>	<p>173.0GW</p>
2034년	<p>125.0GW</p>	<p>193.0GW</p>

별첨 6

9차 계획 설비계획 추진경과

구 분	개최 일자	주요 검토내용
제1차 총괄분과위원회	'19.3.21	○ 9차 전력수급기본계획 추진방안
2차 정책워킹그룹	'19.5.2	○ 9차 전력수급기본계획 온실가스 감축방안 ○ 노후설비 연료전환 추진방안
제2차 분산신재생 워킹그룹	'19.5.3	○ 신재생 피크기여도 산정 ○ 신재생 발전사업 추진계획 조사 방안
3차 신뢰도워킹그룹	'19.7.26	○ 기준 설비예비율 개념 정립
6차 정책워킹그룹	'19.11.29	○ 발전설비 현황조사 결과 및 적용방안 ○ 노후설비 연료전환 추진경과
5차 신뢰도워킹그룹	'19.12.13	○ 기준 설비예비율 산정(전국 및 제주)
제4차 분산신재생 워킹그룹	'19.12.13	○ 신재생에너지 및 분산형 전원 보급 전망 ○ 신재생에너지의 수급계획 반영방안 ○ 재생에너지 확대 대응 백업설비 규모 산정
제2차 총괄분과위원회	'19.12.27	○ 9차 전력수급기본계획 5대 추진방향
제3차 총괄분과위원회	'20.4.29	○ 9차 전력수급기본계획 전력수급 전망(안) - 기준 설비예비율 산정 - 재생에너지 확대 대응 백업설비 산정 - 수요전망 및 설비계획 초안
제4차 총괄분과위원회	'20.11.24	○ 9차 전력수급기본계획(안) - 전력수급 재전망 등

Ⅶ. 재생에너지 확대 및 변동성 보완방안

1 그간 제도개선 추진현황

- **농가 태양광 농지보전부담금 50% 감면** ('18.2월, 농지법 시행령 개정)
 - 태양광 설치목적 농지전용(轉用)시 발생하는 **부담금**(공시지가의 30%) 중 50%를 감면, 농가 태양광 사업의 초기 투자부담을 완화
- **자가용 태양광 잉여전력 현금정산 허용** ('18.3월, 소규모 전력거래 지침개정)
 - 자가용 태양광 잉여전력 발생시 기존에 적용된 전기요금 차감 외에, 설치자가 원할 경우 현금정산을 허용
- **배전접속공사비 표준시설부담금 적용대상 확대** ('18.5월, 한전규정 개정)
 - 접속공사비(표준시설부담금) 적용대상을 100kW에서 1,000kW까지 확대하여, 발전사업자의 공사비 부담 경감
- **소규모 태양광 확산을 위한 한국형 FIT 도입** ('18.6월, RPS 고시개정)
 - 개인(30kW 미만) 및 농·어·축산업 및 조합(100kW 미만)을 대상으로 복잡한 입찰절차 생략 및 20년 고정가격 매입, 안정적 수익확보
- **염해 간척농지 태양광 사용기간 확대** ('18.12월, 농지법 개정)
 - 염해로 활용이 어려운 간척농지의 태양광 용도 사용기간을 기존 8년에서 20년으로 확대, 안정적 사업기반 마련
- **신재생 규모별 변압기 접속용량 제한 폐지 등** ('19.7월, 한전규정 개정)
 - 변압기 접속용량 기준을 신재생 용량에 상관없이 동일하게 적용*하고, 1MW이하 접수신청시 개발행위허가서 제출로 접속대기 해소
 - * (기존) 신재생 1MW 이하 50MW, 1MW 초과 25MW까지 접속 → (변경) 신재생 용량 무관 50MW까지 접속
- **풍력사업 환경규제 합리화** ('20.1월, 육상풍력 환경성평가 지침개정)
 - 풍력사업 추진여부의 중요 기준인 법정입지 제한 보호지역 등의 범위를 명확화, 사업 예측가능성 제고

2

재생에너지 보급목표 및 확대방안

□ 목표 : '34년 재생에너지 발전량 비중 22.2%(141.2TWh*) 달성

* 재생에너지 사업용 발전량(135.4TWh) 및 자가용 발전량(5.8TWh)의 합계 (IGCC, 연료전지 등 신에너지는 제외한 목표)

○ '20년~'34년간 신규 재생에너지 설비용량은 62.3GW 전망

* 재생에너지 3020 이행계획('17.12)의 설비목표('30년 누적 60GW, 폐기물 제외) 유지, 정책 안정성·예측가능성 확보

○ 3020 목표범위 내에서 그린뉴딜('20.7)을 통한 보급속도 가속화로 '25년 태양광·풍력 중간 목표치를 상향조정

* '25년 태양광·풍력 누적목표 : (3020 이행계획) 29.9GW (태양광 21.4, 풍력 8.5) → (그린뉴딜) 42.7GW (태양광 33.5, 풍력 9.2)

* 그린뉴딜 추세 연장 가정 시, '34년 태양광·풍력 누적설비는 96.5GW 전망 (태양광 68.8, 풍력27.7)

□ 확대방안

① 대규모 재생에너지 프로젝트 적기 추진

- 범부처 협력으로 새만금(3GW, ~'25년)·서남해 해상풍력(2.4GW, ~'28년)·신안 해상풍력(8.2GW, ~'30년)등 대규모 프로젝트를 적기 추진, 안정적인 내수시장 창출

→ 발전사업허가가 완료된(향후 허가사업 포함) 사업 중 우수 프로젝트를 선별하여 실시계획승인*을 통한 조기추진 지원

* 승인기준(안) : ①발전사업 허가를 받아 전력수급계획에 반영된 대규모 사업(40MW 초과) ②전력수급계획에는 반영되지 않았으나 향후 발전사업 허가를 받은 대규모 사업, ③기타 정책적 지원이 필요한 사업(지자체주도 집적화단지, 재생에너지로 연료전환, 환경성·수용성을 갖춘 사업으로 지역경제 활성화 효과가 크다고 산업부장관이 인정하는 사업 등)

② 지속 가능한 재생에너지 시장기반 확보

- 재생에너지 3020 목표달성을 위해 신재생에너지 공급의무화(RPS) 비율상향 및 REC 경쟁입찰 확대, RE100 지원제도 도입 등 추진('20년~)

* 계획적인 보급을 위해 경쟁입찰 물량은 연간 재생에너지 보급목표와 연계 검토

③ 재생에너지 산업의 글로벌 경쟁력 강화

- 세계 최고효율 태양전지('30년 35%) 개발, 대용량·부유식 해상풍력 기술개발 및 실증 등으로 글로벌 시장 선도역량 확보

* '22년까지 8MW급 해상풍력 터빈개발·실증, '25년까지 부유식 해상풍력 시스템 개발목표

3

재생에너지 변동성 보완방안

□ 재생에너지 출력변동성 대응을 위한 백업설비 반영

- 태양광·풍력의 출력변동 특성을 분석하고 이에 대응하기 위해 빠른 출력 조절이 가능한 백업설비로 양수 1.8GW(펌핑시 출력조절 가능) 반영
 - 양수와 별도로 재생에너지 출력변동 대응용 ESS 0.97GW 필요

□ 계통신뢰도 유지용 ESS 구축 및 제도개선

- 그간 ESS는 사업자 필요에 따라 신재생 연계형, 피크수요 저감용 등 위주로 보급, 재생에너지 확대에 따라 신뢰도 유지를 위한 운영 필요
 - 송전사업자는 주파수 조정용, 발전제약 완화용 ESS 신규설비에 투자하도록 하여 변동성 완화 및 계통신뢰도 유지에 기여
 - * 제주도 계통 안정용, 발전제약 완화용, 재생에너지 변동성 완화용 등 공공 ESS를 구축
- 재생에너지 확대, 동기발전기 대체에 따른 관성감소 대책으로 초기 주파수 하락에 대응 가능한 초고속응답 자원 확보 필요
 - * 초고속응답 ESS, 동기조상기 설치, 속응성 DR(Fast DR) 등 초단기주파수 하락 대책 수립
- 'ESS 안전대책'(20.2월)에 따른 태양광 발전출력 평활화(발전출력 70% 상한제한)로 태양광 변동성 축소 및 계통수용률 제고

□ 재생에너지 제어·보상 방안 수립 및 종합관제시스템 구축

- 재생에너지 확대로 출력 변동성이 증가함에 따라 향후 출력제어 및 보상이 불가피한 바, 경제적이고 수용성 있는 제어·보상 방안 마련
 - * 신재생에너지 입찰제도 및 차세대 전력시장 도입 예정
- 재생에너지 예측·모니터링·제어를 위해 실시간 정보제공 장치 및 스마트인버터 도입 등 안정적 전력계통 운영기반 구축
 - * EMS(거래소) ↔ 송전 SCADA(한전) ↔ 배전 DAS(한전)간 실시간 정보공유 체계 구축
 - * 재생에너지 종합관제시스템(RMS: Renewable Management System) 구축 용역 중(~24년 에기평)

□ 제주도 전력계통 수급안정화를 위한 선제적 대응

- 제주계통은 '19년 재생에너지 발전비중이 이미 14%에 도달하여, 정부하시 수급을 맞추기 위한 재생에너지 출력제어가 불가피
- 계통안정화용 ESS 설치, 대응성 수요관리(플러스 DR), 그린수소 실증 등 수급안정화 대책을 선제적으로 추진하여 출력제어 최소화 유도

Ⅷ. 분산형 전원 확대방안

1 분산형 전원 보급전망

□ 분산형 전원 적용기준

- (정의) 수요 지역 인근에 설치하여 송전선로의 건설을 최소화할 수 있는 일정 규모 이하의 발전설비(전기사업법 제2조 21호, '19.4월 개정)
- (세부기준) 전기사업법 시행규칙 제3조의2 “분산형 전원의 범위”를 반영하여 분산형 전원의 설비규모 기준 설정

* 40MW 이하의 소규모 발전설비, 500MW 이하의 집단에너지·구역전기·자가용 발전설비

< 분산형 전원 세부 적용기준 >

구분	기준설정 사유	송전건설 영향
40MW 이하의 소규모 발전설비	40MW는 22.9kV 배전선로(2회선 기준)에 연결할 수 있는 최대 전력용량	추가적인 송전선로 건설 불필요
500MW 이하의 수요지 인근 발전설비	500MW는 154kV 송전선로(2회선 기준)에 연결할 수 있는 최대 전력용량	건설 불필요

□ 분산형 전원 보급전망

- 신재생 확대 등에 따라 분산형 비중은 '34년 총 발전량의 약 21% 전망

< 분산형 전원 보급전망 >

구분		'20년	'25년	'30년	'34년	
분산형 발전량 (TWh)	신재생 등(사업용)	24.0	46.0	58.3	70.8 (11.2%)	
	자가용	신재생	2.4	4.0	4.7	6.9 (1.1%)
		상용자가	8.0	9.7	9.7	9.7 (1.5%)
	집단에너지 (구역전기 포함)	34.4	44.7	44.7	44.7 (7.1%)	
	합계	68.9	104.4	117.5	132.2	
분산형 비중		11.9%	17.3%	19.0%	20.9%	

* 신재생에너지 중 해상풍력 등 수요지에서 떨어진 40MW 이상 전원은 제외

□ 분산형 전원에 대한 합리적·실질적 보상체계 마련

- 그간 분산형 전원에 대해 분산편익*에 따른 보상이 필요하다는 공감대는 있었으나, 실질적인 보상체계 도입은 미흡

* 발전소 건설 회피 편익, 추가 송전선로 건설회피 편익, 환경편익 등

- 집단에너지·ESS 등의 분산편익을 합리적으로 산정하고, 전력기금 등을 활용하여 보전하는 방안 마련 검토
- 그 외에도 수도권 신규수요의 지역분산을 위한 지원제도와 전력망 과잉투자 방지를 위한 자가소비 지원제도 도입도 검토

※ 구체적 방안은 추후 「분산에너지 활성화 로드맵」(21.1월)을 통해 제시 예정

□ 한국형 통합발전소(VPP) 제도 도입 추진

- 분산전원은 지속적으로 확대되어 왔음에도 불구하고, 이에 대한 체계적 관리, 계통안정 기여 및 새로운 비즈니스 창출은 부족
- 흩어진 분산에너지를 통합하여 전력시장에 입찰하고 관리하는 통합 발전소 제도 도입을 검토하여 에너지 新사업 창출

□ 지역내 분산에너지 역량 강화

- 기존 중앙집중형 공급구조의 한계를 극복하고, 각 지역에 적합한 에너지 대응을 위해 지역별 에너지 자립 강화 필요
- 지역 단위의 분산에너지 특구 지정 및 마을단위 마이크로그리드 실증사업 등을 통해 지역단위 분산에너지 시스템 구축 촉진

□ 분산자원 활성화 기반 구축

- 분산자원의 지역별·배전단별 수급관리·통제 시스템 등 분산자원을 기존 시스템과 통합하기 위한 기반 구축 필요
- 배전망 운영자(DSO)의 역할·지위 검토 및 관련 법·제도 신설 등을 추진하여 분산자원 활성화 기반 마련

* 배전망 운영자(DSO : Distribution System Operator) : 배전망에 연계된 재생에너지 발전소 등에 대한 제어와 급전, 시장운영 등을 담당하는 운영자

IX. 송·변전설비 계획

1 그간의 실적 및 평가

□ 그간의 실적(8차 수급계획 수립 이후)

- 지중구간 확대*를 통해 신규 송전선로 주민수용성을 확보하는 한편, 유연송전시스템을 도입**하여 동해안 지역 발전제약 해소에 노력

* 당진화력~신송산 : 0%(당초) → 18.5%(현재), 고덕~서안성 : 34.3%(당초) → 76.7%(현재)

** 도입 후, 동해안 지역 송전용량 증가(10.1GW → 11.6GW)로 발전제약 해소(1.5GW)

- 인프라 보강*을 통해 재생에너지 8GW를 연계하고, 재생에너지 연계기준 개정('20.4), 지역 감시·제어시스템 시범사업 등 추진

* 변전소 1개소, 변압기 59대, 배전선로 118회선 신설

□ 평가

- 1MW이하 재생에너지 접속대기 물량은 '19년부터 감소하고 있으나, 전남 등 재생에너지 집중지역 송·배전 인프라 신설 요구는 꾸준히 확대 중

* 연도별 1MW이하 재생에너지 접속대기 물량 : '16년 166MW → '17년 1,148MW → '18년 6,452MW → '19년 5,854MW → '20.10월 3,931MW

< 재생에너지 집중지역의 수용가능 용량 및 해소방안 (단위 : GW, '20.8월) >

구분	단계별 현황			수용가능 (현재 기준)	해소방안
	가동	예상	합계		
제주	0.6	0.7	1.3	0.1~0.6	#3HVDC 준공('22)
강원	1.5	5.7	7.2	-	동해안-수도권 HVDC('26)
전남(신안)	0.2	2.9	3.1	0.5~0.6	154kV 신설('22~'26)

- 또한, 주민수용성 등의 이유로 당진TP~신송산 등 주요 송전선로 건설이 지연되면서 발전제약(출력제어) 발생

< 주요 송전선로 건설 지연 및 발전제약 >

구간	준공시기		지연사유	발전제약
	8차	예상		
당진TP~신송산	'21. 6	'23.12	지중구간 확대	2.4~3.4GW(발생中)
동제주~완도	'20.12	'22.12	변환소 부지 선정 지연	출력제어中
동해안~신가평	'21.12	'25. 6	송전방식 변경, 경과지 선정 난항	향후 발생*

* 신한울1·2('21~'22), 강릉안인1·2('22~'23), 삼척화력1·2('23~'24) 가동에 따라 발전제약 예상

① 송·변전설비 적기 준공

- 계통 신뢰도 향상 및 안정적 전력 공급을 위해 주요 송전선로·변전소(변환소)·발전소 연계선로 적기 준공
 - (송전선로) 12개 사업(8차와 동일)
 - (변전소) 19개 사업(8차 반영 14개 + 9차 신규 5개)
 - (발전소 연계) 13개 사업(8차 반영 7개 + 9차 신규 6개)
- 특히, 건설이 지연중인 사업의 경우, 특별 관리를 통해 최대한 빠른 시기내 준공을 유도하고, 준공 지연에 따른 대책*을 선제적으로 시행
 - * 제주 출력제어 완화 방안, ESS를 활용한 발전제약 최소화 방안 등

< 특별 관리 송·변전사업 >

구분	전압	송·변전설비		준공시기		사업목적
				8차	9차	
동해안	500kV HVDC	선로	동해안~신가평	'21.12	'25. 6	동해안 대규모 발전력* 계통연계 * 신한울#1·2, 북평, 삼척그린, 강릉안인, 삼척
			동해안~수도권	'22.12	'26. 6	
		변환소	동해안#1, 신가평	'21.12	'25. 6	
			동해안#2, 수도권	'22.12	'26. 6	
서해안	500kV HVDC	선로	북당진~고덕#1	'19.12	'20.12	충남 발전력 인출, 공급망 보강 경기 남부지역 전력공급
			북당진~고덕#2	'21. 6	'21.12	
		변환소	북당진, 고덕	'19.12	'20.12	
	345kV	선로	북당진~신탄정	'18.12	'22.12	충남 발전력 인출, 공급망 보강
			고덕~서안성	'21. 6	'23. 2	
			당진T/P~신송산	'21. 6	'23.12	
제주 ↓ 육지	150kV HVDC	선로	동제주~완도	'20.12	'22.12	제주 수급 안정, 신재생전원 계통연계
		변환소	동제주, 완도	'20.12	'22.12	

별첨 7

주요 송·변전설비 건설계획

□ 송전선로 · 변전소(변환소)

구분	전압	송·변전 설비	준공시기	신설·보강 필요성
송전선로	500kV (DC)	북당진~고덕#1	2020년	충남 발전력 인출, 공급망 보강 경기 남부 전력공급
		북당진~고덕#2	2021년	
		동해안~신가평	2025년	동해안 대규모 발전력* 계통연계 * 신한울#1,2, 북평, 삼척그린, 강릉안인, 삼척
		동해안~수도권#2	2026년	
	345kV	광양C/C~여수T/P	2021년	여수 발전제약 해소, 산단 전력공급
		신장성분기	2022년	광주·전남 전력공급
		동두천C/C~양주	2022년	수도권북부 발전력 인출, 계통 보강
		갈산~신광명	2022년	인천 발전력 인출, 경기남부 전력공급
		북당진~신탄정	2022년	충남 발전력 인출, 공급망 보강
		고덕~서안성	2023년	수도권 용통선로 확충, 공급망 보강
150kV (DC)	당진T/P~신송산	2023년	충남 발전력 인출, 공급망 보강	
	동제주~완도	2022년	제주 수급 안정, 신재생전원 계통연계	
변전소 (변환)	765kV	신강원	2026년	강릉안인화력 계통연계
	500kV (DC)	북당진C/S, 고덕C/S	2020년	충남 발전력 인출, 공급망 보강
		동해안#1C/S, 신가평C/S	2025년	동해안 대규모 발전력 계통연계
		동해안#2C/S, 수도권#2C/S	2026년	
	345kV	신송산	2020년	충남 송산 산업단지 전력공급
		남울산	2020년	울산 남부 전력공급
		신시화	2022년	경기 시흥·안산 전력공급
		신장성	2022년	광주·전남 전력공급
		신강서	2022년	부산 강서 전력공급
		고덕#2	2022년	경기 평택 전력공급
		갈 산	2020년	인천 부평, 부천 전력공급
		신송도	2023년	인천 남서부, 송도 전력공급
		신정읍	2023년	전북 정읍 전력공급
		신청주	2023년	충북 청주 전력공급
신성연		2023년	충남 대산·서산 전력공급	
신달성	2025년	달성(대구 국가산단) 전력공급		

※ 345kV급 이상 주요 송·변전설비계획은 본 계획에 반영하고, 154kV 이하 설비를 포함한 세부계획은 본 계획의 확충기준에 따라 추후 사업자가 수립하는 "장기 송·변전 설비계획"에 반영되어 전기위원회 심의를 거쳐 시행

□ 발전소 연계

구 분	발전소	설비용량 (MW)	위치	발전소 준공시기	계통 연계 방안
석 탄 화 력	신서천	1,000	서천	'21. 3	기설선로 활용
	고성하이 #1·2	1,040×2	고성	'21. 4 '21.10	고성하이T/P~의령 고성하이T/P~삼천포T/P
	강릉안인 #1·2	1,040×2	강릉	'22. 9 '23. 3	신태백~신가평 분기 강릉T/P3·7~강릉개폐소 동해~양양양수(신양양) 분기 동해안~신가평/수도권 HVDC
	삼척화력 #1·2	1,050×2	삼척	'23.10 '24. 4	삼척T/P~신태백 동해안~신가평/수도권 HVDC
LNG	남제주	146	제주	'20.11	남제주복합~안덕 기설선로 활용
	여주복합	1,000	여주	'22.12	용문~지제(문막) 분기
	통영복합	920	통영	'24.12	154kV 개폐소 및 3개 선로 분기
	울산GPS 복합	1,122	울산	'24.12	울산GPS~남울산
	음성천연가스 #1·2	561×2	음성	'24.12 '26.12	음성~사리(괴산) 분기 및 신충주
원 전	신한울 #1·2	1,400×2	울진	'21. 7 '22. 5	기설선로 활용 및 동해안~신가평/수도권 HVDC
	신고리 #5·6	1,400×2	울산	'23. 3 '24. 6	기설선로 활용
신재생	새만금 수상태양광 #1·2단계	1,200 900	새만금	'22. 4 '25.12	새만금~군산 분기(345kV 개폐소) 345kV 개폐소~군산

※ 신규 설비에 대한 계통 연계 방안은 발전사업 허가단계에서 반영 예정

② 재생에너지 확대에 따른 계통 수용능력 제고

○ 접속대기 해소를 위한 계통 보강

- 기존 접속대기 물량('20.10월 기준 3.9GW) 완전 해소를 위한 변전소 신설 등 인프라 보강* 집중 추진

* '21년 2.9GW(배전선로/변압기/변전소 신설) → '25년 1.0GW(변전소 신설)

○ 재생에너지 집중지역별 맞춤형 특별대책 수립

- (제주도) 출력제어 완화 장단기 대책 수립 및 이행, 제주-완도 #3 150kV HVDC 적기 준공('22.12월)
- (강원도) ESS 등 발전제약 완화방안 수립·적용 및 설비보강 최적화
- (전남신안) 154kV 송전선로 적기 건설 및 공동접속모선 등 345kV 신규 선로 필요성 검토
- (전북새만금) 154kV 송전선로 신설 및 345kV 선종교체 등 설비 보강

○ 재생에너지 출력변동성 대응을 위한 인프라 및 적용 기준 마련

- 감시·제어 시스템 전국 확대*, 인버터 및 통신규격 등 표준화

* RMS(Renewable Management System) 구축을 위한 연구중('24년 완료)

- 출력특성을 고려한 송전망 보강* 및 출력제어 기준 마련

* 과년도 태양광 및 풍력 발전실적 분석 결과를 "계획기준용량"에 반영

○ 재생에너지 확산 단계별 유연송전시스템(FACTS), 동기조상기 등 계통안정화 설비 도입 및 지역간* 수급불균형 해소를 위한 설비보강

* 장기적 관점에서 재생에너지 발전력 증가 예상지역(전남, 강원 등), 대규모 수요지(수도권 등), 발전설비 감소 예상지역(영남) 등

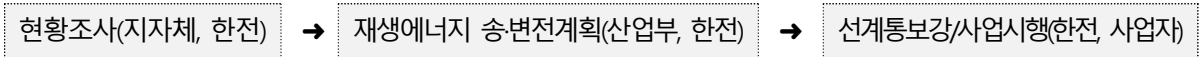
○ 중장기적으로 송·변전설비 건설을 최소화하고, 전체 계통수용률 제고 및 계통의 안정성 확보 방안* 마련

* 분산전원 확대에 따른 배전망 문제 해결을 위하여 MVDC 적용 마이크로그리드 전력망 등을 단계적으로 도입 추진

③ 발전·전력계통간 설비구축 연계 강화

- 기존 송·변전설비 활용 극대화를 위한 ‘계통여유도*’ 확대
 - * 송·변전설비 여유 용량, 계통 연계 측면에서의 최적 발전소 입지 등 관련 정보를 지역별·발전원별(대규모, 중·소규모 등)로 체계화
- 원활한 계통접속을 위해 40MW 미만 소규모 재생에너지를 지역 단위로 예측(계획)*하는 ‘재생에너지 송·변전 설비계획’ 수립 추진
 - * 소규모 재생에너지 현황조사, 계통 및 건설여건 등을 고려한 지역단위 재생에너지 예측 및 계통보강(송·변전설비) 계획 동시 수립(세부내용은 장기 송·변전설비계획에 반영)
- 재생에너지 계획과 동시에 154kV 변전소 위주의 재생에너지 송·변전설비 건설계획을 수립하여 선제적인 계통보강 체계를 마련

< 지역단위 재생에너지 송·변전계획 절차 >



- 40MW 이상 재생에너지 집적화단지 추진시 계통연계 방안을 사업계획에 포함 및 송배전망 적기 구축 추진
- 재생에너지 확대에 따른 계통 혁신을 주도할 전담조직 신설 추진

④ 사회적·환경적 수용성 제고

- 자연친화적 지상 설치형 송전선로 실증 및 도입 등 신규설비 건설시 환경영향이 최소화될 수 있는 방안 검토
 - 용량증대 전선 교체(선종교체) 등 기설 선로의 활용도 제고

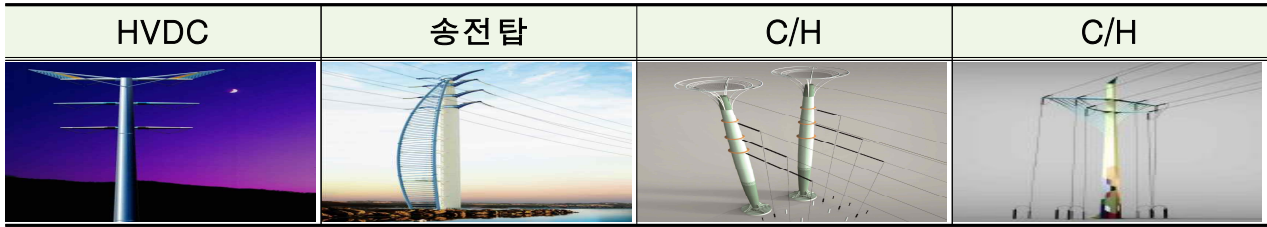
< 지상 설치형 송전선로 개념도 >



- 주민 공감형 송전탑 및 케이블 헤드(C/H) 개발·설치, 기준 개선*을 통한 지중선로 확대 검토

* 지중건설 여부를 1단계(계획수립) → 2단계(계획수립, 입지선정)로 확대

< 주민 공감형 설비 개념도 >



- 송·변전설비 지역주민 지원 확대를 위한 송주법령 개정
 - * 2개 송전선로 병행시 가중치 적용을 통한 추가 지원, 신청 당해연도 소급 지원 등
- 사회적 수용성 제고를 위해 대규모 지구계획 개발사업자와 송·변전 설비 입지여건 사전협의 및 필요시 인근 발전소 부지 적극 활용
 - * 예) 대규모 택지, 산업단지 개발지구 및 발전소 내 유휴부지 등

5 동북아 수퍼그리드 구축

- '22년까지 한-중 사업화 착수, 한-일·한-러 사업타당성 조사 완료 추진

< 국가별 추진현황 >

구 분	한 - 중	한 - 일	한 - 러
규격	500kV, 2.4GW	500kV, 2.4GW	500kV, 3GW
연결	태안-웨이하이	경상권-마쯔에	수도권-블라디보스톡
규모	약330km	약340km	약1,000km

국가별 추진단계	협력MOU	공동연구	예비타당성	JDA 체결	SPC설립	JV설립	착공
한-중(국가전망)	'16. 3 完	'17. 3 完	'18. 9 完	진행중			
한-일(소프트뱅크)	'16. 3 完	'17. 3 完	진행중				
한-러(로세티)	'18. 6 完	진행중					

3 세부계획 수립·시행

- 본 계획의 송·변전설비 확충기준 및 계획에 따라 추후 “장기 송·변전 설비계획”을 수립·시행 하되, 전기위원회 심의를 거쳐 확정
- “장기 송·변전 설비계획” 일부 변경 또는 추가 필요시, 송전사업자가 자체 계획 수립 시행
 - ① 발전소 건설계획 또는 전력수요의 변경이 있는 경우
 - ② 고장전류억제·계통전압유지 등 전력계통 특성상 불가피한 경우
 - ③ 사업추진 여건상 계획 변경이 불가피한 경우

별첨 8

송·변전설비 확충기준

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

1. 송·변전설비 상정고장시 공급신뢰도 허용범위

□ 송전선로 고장시 허용범위

* 이하 표에서 '송전선로 과부하'는 설비 정격용량의 120% 이하 부하를 단기간에 해소 가능한 경우에만 허용

전 압	고장	구 분		발전소 연결계통	부하 공급계통	간선계통
765kV	단일	지장 범위	과부하	불허	-	허용
			부하 탈락	불허	-	불허
			발전기 탈락	불허	-	불허
		가용 조치	발전력 조정	불허	-	허용
			부하 전환	-	-	-
	이중	지장 범위	과부하	허용	-	허용
			부하 탈락	불허 ^②	-	불허 ^②
			발전기 탈락	허용	-	허용
		가용 조치	발전력 조정	허용	-	허용
			부하 전환	-	-	-
345kV	단일	지장 범위	과부하	불허	허용	허용
			부하 탈락	불허	불허	불허
			발전기 탈락	불허	불허	불허
		가용 조치	발전력 조정	불허	허용	허용
			부하 전환	-	허용	허용
	이중	지장 범위	과부하	허용	허용	허용
			부하 탈락	불허	허용 ^①	불허
			발전기 탈락	허용	허용	불허
		가용 조치	발전력 조정	허용	-	허용
			부하 전환	-	허용	-
154kV	단일	지장 범위	과부하	허용	허용	허용
			부하 탈락	불허	불허	불허
			발전기 탈락	불허	불허	불허
		가용 조치	발전력 조정	허용	허용	허용
			부하 전환	-	허용	허용

전 압	고장	구 분		발전소 연결계통	부하 공급계통	간선계통
70kV	이중	지장 범위	과부하	허용	허용	허용
			부하 탈락	불허	허용 ^①	허용 ^①
			발전기 탈락	허용	허용	불허
		가용 조치	발전력 조정	허용	-	허용
			부하 전환	-	허용	허용
	단일	지장 범위	과부하	허용	허용	허용
			부하 탈락	불허	불허	불허
			발전기 탈락	불허	불허	불허
		가용 조치	발전력 조정	허용	허용	허용
			부하 전환	-	허용	허용
이중	지장 범위	과부하	허용	허용	허용	
		부하 탈락	불허	허용 ^①	허용 ^①	
		발전기 탈락	허용	허용	불허	
	가용 조치	발전력조정	허용	-	허용	
		부하 전환	-	허용	허용	

□ 변압기 1Bank 고장시 허용범위

구 분	765kV	345kV	154kV	70kV
과부하	불허	불허	불허 ^③	불허 ^③
부하 탈락	불허	불허	허용 ^①	허용 ^①
발전기 탈락	불허	불허	허용	허용
발전력 조정	불허	불허	-	-
부하전환	-	-	허용	허용

- ① 설비고장에 따른 정전발생시 복구 미완료 상태에서 타 변전소 부하전환 등의 방법으로 단시간에 정전해소가 가능한 경우 허용
- ② 고장파급 확대에 따른 대규모 공급지장 방지를 위해 부하 탈락이 불가피한 경우 허용
- ③ 배전선로 부하전환이 용이한 지역은 부하전환 가능범위 내에서 과부하 허용

2. 발전소 계통연계 기준

□ 발전소 계통연계 원칙

- 발전소 계통연계는 「송·배전용 전기설비 이용규정」에 따라 발전사업자와 송전사업자간 계약으로 결정

□ 발전소 접속설비 구성 기준

- 2회선 이상의 송전선로로 연결하되, 계통에 큰 영향이 없는 경우는 1회선으로 구성 가능

< 발전소 용량별 접속설비 구성 기준 >

구 분	접속설비 세부 구성 기준
1,000MW 초과	교류 345kV 이상
1,000MW 이하	교류 345kV 또는 교류 154kV
100MW 이하	교류 154kV 또는 교류 70kV

* 초고압직류(HVDC) 연계시 교류와 동급 이상의 용량 확보

3. 송·변전설비 신·증설 기준

□ 전압별 역할

구 분	세부 역할
765kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 대단위 전원단지와 대용량 부하 밀집지역간 전력수송
345kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 지역간 간선계통망 구축 또는 도심지 전력공급
154kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 345kV 전력공급 구역 내 계통구성 또는 배전계통 전력공급
70kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 소규모 부하·전원 연계 또는 저수요 지역 전력공급

□ 송전선로 신설 기준

구 분	세부 신설 기준
765kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 대규모 전력 용통이 필요하고 345kV보다 765kV 송전선로 건설이 유리한 경우 신설 ■ 765kV 송전선로 2회선 동시 고장시 대규모 공급지장, 고장 파급 확대 등이 예상되는 경우 계통보강
345kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 향후 전력수요나 발전설비 증가가 예상되나 154kV 송전선로 신설로는 전력용통이 불가능한 경우 신설 ■ 간선계통은 2회선, 단일·지중계통은 1회선 고장을 고려

구 분	세부 신설 기준
154kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 기설 선로로는 전력수요 또는 발전설비 증가를 감당할 수 없는 경우 신설 ■ 기존 선로에서 분기되는 선로는 4회선으로 분기하되, 부하 특성·고장전류·과부하 등을 고려하여 2회선으로 분기 가능 ■ 345kV 변전소 인출선로는 계통조류를 감안하여 전선규격 410mm²×2B(지중 2,000mm²이상) 규모와 변전소 부하증가 고려 ■ 지중관로는 부하증가 등을 고려한 최종규모로 하고, 도심지 변전소 인출은 계통확충 등을 고려하여 지중전력구 시공 검토 ■ 345kV 변전소 인출선로 등 주요 선로는 2회선 고장, 기타 선로 및 지중선로는 1회선 고장을 고려
70kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 중·소규모 신재생 발전접속, 저수요, 저전압지역 전력공급 등 154kV보다 70kV 송전선로 건설이 적합한 경우
HVDC	<ul style="list-style-type: none"> ■ 대규모 장거리 전력전송, 전력흐름제어, 고장전류 억제 필요 개소 등 교류보다 직류 송전선로 건설이 적합한 경우

□ 변전소 신·증설 기준

구 분	세부 신·증설 기준
765kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 최종 변압기 5대로 구성, 최초 변압기 대수는 부하공급, 발전 설비, 경제성을 고려하여 결정 ■ 345kV 변전소로 전력공급이 곤란하거나 대규모 전력용통 필요시 또는 전력계통 성능개선이 필요한 경우 신설 ■ 변압기 1대 고장시 건전 변압기의 용량이 정격용량 100%를 초과하는 경우 변압기 증설
345kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 최종 변압기 4대로 구성, 최초 변압기 대수는 부하공급, 발전 설비, 경제성 등을 고려하여 결정 ■ 기존 변전소 증설로는 예상되는 전력수요 감당이 곤란한 경우, 전력계통 성능개선이 필요한 경우, 154kV 설비보다 345kV 설비건설이 적합한 경우 신설 ■ 변압기 1대 고장시 건전 변압기의 용량이 정격용량 100%를 초과하는 경우 변압기 증설
154kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 최초 변압기 대수는 2대 이상으로 구성, 최종 변압기 대수는 부하공급, 발전설비, 경제성을 고려하여 결정 ■ 신규 부하 공급 또는 발전설비 증가가 예상되는 경우, 22.9kV 배전계통 품질저하가 예상되는 경우 신설 ■ 변압기 1대 고장시 건전 변압기의 용량이 정격용량 100%를 초과하거나 발전설비가 급증하는 경우 변압기 증설(배전선로 부하전환 여건을 감안하여 결정)
70kV	<ul style="list-style-type: none"> ■ 최초 변압기 대수는 2대 이상으로 구성, 최종 변압기 대수는 부하공급, 발전설비, 경제성을 고려하여 결정 ■ 중·소규모 신재생 발전접속, 저수요, 저전압지역 전력공급 등 154kV보다 70kV 송전선로 건설이 적합한 경우

X. 전력시장 개선방안

1 그간 전력시장 개선 실적

① 발전시간 경쟁촉진

- 정산조정계수 제도 합리화 ('18.12월)
 - 발전자회사 당기순손실 방지를 위해 한전이 보조하는 경우, 전력시장과 관계없는 손실은 제외
- 환경급전 제도 실시 ('19.4~7월)
 - 관계부처 합동으로 유연탄, LNG 등 발전연료에 부과되는 세율 조정방안을 검토하여 유연탄 세율 인상, LNG 세율 인하 조정
 - * 제세부담금(원/kg) : (석탄) 36 → 46, (LNG) 91.4 → 23
 - 약품비, 용수비 등 환경개선비용을 연료비에 반영
 - * 환경개선비용(원/kWh) : (석탄) 0.88, (LNG) 0.06

② 정산제도 합리화

- 공급용량계수 산정기준 조정 ('19.6월)
 - 전력수급계획의 예비율과 연계하여 용량요금의 공급용량계수를 조정하여 예비율에 따른 공급용량 가치를 정확하게 반영
- 양수발전에 대한 정산금 현실화 ('19.10월)
 - 양수발전의 실제 발전가능시간을 적용하여 시간대별 계수 인상*, 지급시간 확대** 등 용량요금 보상 확대
 - * (기존) 24시간 평균 → (개선) 발전가능시간대인 8~24시 평균
 - ** (기존) 일괄 6.5시간 → (개선) 개별발전기 용량별 실제 발전가능시간(평균 7.8시간)

3 신재생 에너지 확대

- 소규모 전력중개시장 개설 ('19.3월)
 - 중개사업자가 1MW 이하 신재생에너지, ESS, 전기자동차 등 다양한 소규모 전력자원을 모집하여 전력, REC를 거래하는 시장 개설
- 제주 바이오중유 발전기 중앙급전 적용 ('19.3월)
 - 단독계통이고 신재생 변동성이 큰 제주지역의 계통 안정성 강화를 위해 제주지역 바이오중유 발전기에 중앙급전 적용 및 CP 지급
- 바이오혼소 REC 정산 기준가격 조정 ('18.6월, '19.3월)
 - 원료가격이 현저히 낮은 우드펠릿, 폐목재 등 바이오매스에 대해 별도의 REC 정산 기준가격을 적용해 부당한 이익 방지
 - 다만, 다른 바이오매스와 달리 원료가격이 높은 국내 미이용 산림 바이오매스는 전체 REC 정산 기준가격에 포함하여 정산
- 수요자원시장 자발적 참여 확대 ('19.12월)
 - 실적 기반의 기본급 차등제도를 도입하여 자발적인 DR 프로그램 (경제성DR, 피크수요DR, 미세먼지DR) 참여를 활성화
 - 국민 누구나 참여 가능한 에너지쉽표(국민 DR) 도입으로 소규모 전기소비자의 전력시장 참여기반 마련
- 보조서비스 단가 현실화 ('20.4월)
 - 신재생 변동성 대응을 위한 운영예비력 확대, 속응성 자원 신설 등을 반영하여 보조서비스 단가 상향조정
- RE100 이행 지원방안 마련 ('20.9월)
 - 국내 기업의 재생에너지 사용 촉진 및 수출 경쟁력 유지 등을 위해 녹색 프리미엄제, REC 구매, 제3자 PPA 등 RE100 이행수단 마련

1 정산조정제도 개선

- 한전의 발전공기업에 대한 보조를 폐지하여 한전과 발전공기업간 위험을 공평하게 배분
- 발전공기업간 상호 보조를 폐지하여 발전공기업간 경쟁촉진 및 발전공기업-민간발전사간 공정한 경쟁여건 확보 추진

2 전력시장 다양화

- 낮은 연료비로 사실상 다른 전원과 경쟁이 없고, 1개사가 모두 보유하여 전원내 경쟁도 없는 원전은 계약체결을 통해 운영
- 야간 잉여전력 활용에서 신재생 변동성 대응으로 역할이 변경되고 있는 양수발전도 계약체결을 통해 신재생의 안정적 확대 기반 마련
- 석탄·LNG·유류 등에는 우선 온실가스 배출권 실제 거래비용을 연료비에 더한 비용을 평가하여 환경비용 절감경쟁을 촉진하되,
 - 향후 연료비 뿐만 아니라 환경비용 등의 비용을 포함하여 경쟁하는 가격입찰제를 선도시장*부터 단계적으로 도입
- * 온실가스 목표에 맞춰 연간 입찰량을 제한하고, 수급안정을 고려해 분기별/월별로 배분해 입찰(석탄은 선도시장만 참여, LNG는 선도·현물시장 참여 가능)
- 신재생발전사업자와 소비자간 전력시장을 거치지 않고 직접 계약하여 거래할 수 있는 전력공급계약(PPA) 제도 마련

3 시장감독 기능 강화

- 발전사간 경쟁촉진에 따라 발전사간 담합 등 시장경쟁 저해행위를 방지하기 위한 시장감독 기능 강화 및 전담조직 신설 추진
- 시장경쟁 저해행위에 대한 시정명령, 과징금 등 벌칙규정 정비를 통해 실효성 확보수단 마련

① 신재생 발전량 입찰제도 도입

【 신재생 발전량 입찰제도 도입기반 마련 】

- ① 발전량 예측제도 : 재생 발전기의 발전량 예측능력을 제고하기 위해 발전량을 예측하여 제출하고 이행시 정산금 지급
- ② 모집자원 용량 확대 : 참여자원을 다양화하여 발전출력을 안정화 하도록 중개사업자 모집자원 용량 제한(현재 1MW 이하)을 상향 조정

< 신재생에너지 발전설비 용량(단위 : MW, '19년 사업용 기준) >

구분	태양광	풍력	수력	바이오	조력	연료전지
1MW 이하	8,444	5	40	19	2	6
1~20MW	1,996	785	317	95	0	281
20MW 초과	65	723	1,451	369	254	110
설비용량 계	10,505	1,512	1,808	484	256	397

- ③ 가상발전소(VPP: Virtual Power Plant) 도입 : 다양한 소규모 분산 자원이 가상으로 통합하여 하나의 발전기처럼 운영하는 제도 마련

【 신재생 발전량 입찰제도 】

- ESS, DR 등을 활용하여 신재생발전기도 사전에 입찰한 발전량에 맞춰 발전토록 하고, 급전지시에 따라 출력제어
- 20MW 초과* 발전기를 대상으로 발전량 입찰 및 용량요금 지급, 급전지시로 출력을 제어할 경우 제어량에 대해 기회비용 보상 추진

* 단일규모 20MW 초과 + 중개사업자가 모집한 자원이 20MW 초과인 경우도 해당

② 유연성 자원 확대

【 실시간 시장 도입 】

- 신재생 변동성, 제약조건(예비력, 송전, 열제약) 등 실제 수급여건을 반영하여 정확한 전력가치를 산정하고 보상하는 실시간 시장 도입
- 이를 위해 시장가격 결정을 1시간 단위에서 5~15분 단위로 단축

【 보조서비스 시장 도입 】

- 주파수 조정, 운영예비력 제공 등 전력품질과 신뢰도 유지에 기여하는 유연성 자원의 적정가치를 보상하기 위한 보조서비스 시장 도입
- ESS, DR 등 신규 유연성 자원이 보조서비스 시장에 참여하여 석탄, LNG 등 기존 전원과 경쟁을 통해 보상받는 체계 구축

XI. 사후관리 계획

① 친환경 전원으로의 전환 가속화를 위한 후속계획 수립·추진

- 안정적 가스수급을 위해 LNG 도입선 다변화, 공급설비 확충 및 효율적 활용 방안 등을 포함한 「제14차 장기천연가스수급계획」 마련
- 9차 수급계획에 반영된 신재생설비의 차질없는 확대와 관련 산업 생태계 활성화를 위해 「제5차 신재생에너지기본계획」 수립
- 친환경 연료전지를 예측가능하게 공급할 수 있도록 「수소경제 이행 기본계획」 수립 및 HPS 제도 도입 추진

② 분산형 에너지 확산 방안 마련

- 분산형 에너지 확산의 지속 지원 및 제시된 분산형 전원 보급목표 달성을 위해 「분산에너지 활성화 로드맵」 수립
 - 분산편의 지원제도, 신규수요의 지역분산을 위한 계통영향평가 제도, 배전망운영제도 도입 등으로 분산에너지 활성화 추진

③ 안정적 전력공급을 위한 계통보강 계획 마련

- 전력계통의 안정적 운영 및 재생에너지 적기·최적 수용을 위한 「장기 송·변전설비 계획」 수립 및 전담조직 신설 추진

4 온실가스 감축방안 이행 후속제도 보완

- 연도별 온실가스 배출량 목표에 맞춰 석탄발전기 연간 발전량 상한을 제약하는 방안을 도입하여 온실가스 배출량 목표를 달성

- 석탄발전기 발전량 제약 방안 도입과 함께, 배출권 실제 거래비용을 원가에 반영*하는 환경급전 등 병행 추진

* 배출권 비용을 적기에 반영하고 발전사간 경쟁을 촉진하는 가격입찰제 단계적 도입

5 수요전망의 정확도 제고를 위한 전망모형 개선

- 향후 4차 산업혁명 확산 영향, 산업·건물·수송 부문의 전기화 이전수요 등에 대한 면밀한 분석을 토대로 차기 계획에 수요전망 반영 검토
- 향후, 최대전력 전망시 기상청의 새로운 기후변화 시나리오를 적용

◆ 2050 탄소중립 이행을 위한 방안 검토

- 탄소중립 목표로 나아가기 위한 전력수요 전망 및 중장기 전원 믹스 등은 관련 법제화 및 국가 상위계획과의 정합성 확보를 토대로 차기계획에서 순차적으로 검토·제시

첨 부 목 차

1. 계획수립 추진경위	69
2. 전력수요 전망	70
3. 수요관리 목표	77
4. 신재생에너지 설비계획	79
5. 집단에너지 설비계획	81
6. 공급물량 제외설비 현황	82
7. 전원구성 전망	83
8. 발전설비 건설계획표	89
9. 태양광·풍력 설비	97
10. 제주지역 전력수급계획	101
11. 공청회 및 산업위 주요의견 및 조치사항	106

1 계획수립 추진경위

- 계획수립 기본방향 설정 및 실무소위원회 구성 ('19.3)
 - * 9차 전력수급기본계획 수립방향 등을 전력정책심의회 보고
- 총괄분과위원회, 3개 실무소위원회 및 6개 워킹그룹 운영('19.3~'20.11)
 - 회의개최 실적 : 총괄분과위(4회), 3개 실무소위(8회), 6개 워킹그룹(48회)
 - * 6개 워킹그룹 : 수요전망, 수요관리, 정책, 신뢰도, 분산·신재생, 전력계통
- 수급계획 주요내용 검토·공개 및 이해관계자 의견수렴('19.12~'20.5)
 - 9차 전력수급기본계획 5대 추진방향 발표 (총괄분과위원회, '19.12)
 - 수요전망 초안 공개(수요전망 워킹그룹, '20.5)
 - 기준 설비에비율 산정(신뢰도 워킹그룹, '20.5)
 - 재생에너지 확대 대응 백업설비 규모 산정(분산·신재생 워킹그룹, '20.5)
 - 설비계획 초안 공개(총괄분과위원회, '20.5)
- 제9차 전력수급기본계획(안)에 대한 전략환경영향평가 협의('20.5~10)
- 제9차 전력수급기본계획(안)에 대한 부처협의('20.11)
- 제9차 전력수급기본계획(안)에 대한 상임위 보고('20.12)
- 제9차 전력수급기본계획(안)에 대한 공청회 개최('20.12)
- 제9차 전력수급기본계획(안) 전력정책심의회 심의·확정('20.12)
- 제9차 전력수급기본계획 공고 및 관계부처 통보('20.12)

2 전력수요 전망

가. 기준수요

□ 전국권

연 도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율 (%)	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2019 (실적)	520,499	-1.1	90,314	-2.3	82,352	-4.3
2020	516,651	-0.7	89,091 (실적)	-1.4	91,749	11.4
2021	532,878	3.1	94,136	5.7	95,189	3.7
2022	544,560	2.2	96,235	2.2	97,371	2.3
2023	556,195	2.1	98,376	2.2	99,552	2.2
2024	567,770	2.1	100,477	2.1	101,541	2.0
2025	577,432	1.7	102,308	1.8	103,426	1.9
2026	587,180	1.7	104,140	1.8	105,238	1.8
2027	596,100	1.5	105,847	1.6	106,951	1.6
2028	604,501	1.4	107,476	1.5	108,594	1.5
2029	612,482	1.3	109,043	1.5	110,191	1.5
2030	620,220	1.3	110,575	1.4	111,752	1.4
2031	627,697	1.2	112,063	1.3	113,252	1.3
2032	634,687	1.1	113,484	1.3	114,721	1.3
2033	641,622	1.1	114,888	1.2	116,122	1.2
2034	647,893	1.0	116,199	1.1	117,492	1.2
'20~'34		1.6		1.9		1.8

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

□ 최대전력 상한 및 하한안

연 도	상한안				하한안			
	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2019 (실적)	90,314	-2.3	82,352	-4.3	90,314	-2.3	82,352	-4.3
2020	89,091 (실적)	-1.4	93,976	14.1	89,091 (실적)	-1.4	88,590	7.6
2021	98,089	10.1	97,592	3.8	85,655	-3.9	91,643	3.4
2022	100,471	2.4	99,954	2.4	87,470	2.1	93,299	1.8
2023	102,908	2.4	102,326	2.4	89,653	2.5	95,387	2.2
2024	105,313	2.3	104,575	2.2	91,835	2.4	97,291	2.0
2025	107,521	2.1	106,688	2.0	93,743	2.1	99,019	1.8
2026	109,617	1.9	108,787	2.0	95,600	2.0	100,689	1.7
2027	111,732	1.9	110,804	1.9	97,390	1.9	102,276	1.6
2028	113,790	1.8	112,819	1.8	99,097	1.8	103,768	1.5
2029	115,847	1.8	114,830	1.8	100,714	1.6	105,156	1.3
2030	117,901	1.8	116,830	1.7	102,221	1.5	106,408	1.2
2031	119,977	1.8	118,855	1.7	103,612	1.4	107,628	1.1
2032	122,058	1.7	120,906	1.7	105,023	1.4	108,795	1.1
2033	124,178	1.7	122,947	1.7	106,336	1.3	109,869	1.0
2034	126,362	1.8	125,109	1.8	107,609	1.2	110,935	1.0
'20~'34		2.5		2.1		1.4		1.6

□ 수도권

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2019 (실적)	194,470	-0.9	37,010	-2.6
2020	193,226	-0.6	37,551 (실적)	1.5
2021	199,737	3.4	38,416	2.3
2022	204,510	2.4	39,325	2.4
2023	209,280	2.3	40,234	2.3
2024	214,043	2.3	41,140	2.3
2025	218,074	1.9	41,908	1.9
2026	222,152	1.9	42,684	1.9
2027	225,918	1.7	43,401	1.7
2028	229,493	1.6	44,081	1.6
2029	232,913	1.5	44,731	1.5
2030	236,247	1.4	45,366	1.4
2031	239,489	1.4	45,982	1.4
2032	242,547	1.3	46,564	1.3
2033	245,593	1.3	47,143	1.2
2034	248,385	1.1	47,674	1.1
'20~'34		1.8		1.7

□ 제주권

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2019 (실적)	5,374	1.9	965	1.7
2020	5,578	3.8	1,009 (실적)	4.6
2021	5,779	3.6	1,052	4.3
2022	5,971	3.3	1,083	2.9
2023	6,158	3.1	1,113	2.8
2024	6,339	2.9	1,143	2.7
2025	6,514	2.8	1,171	2.4
2026	6,693	2.7	1,200	2.5
2027	6,876	2.7	1,230	2.5
2028	7,051	2.5	1,258	2.3
2029	7,223	2.4	1,286	2.2
2030	7,392	2.3	1,313	2.1
2031	7,564	2.3	1,340	2.1
2032	7,740	2.3	1,368	2.1
2033	7,904	2.1	1,394	1.9
2034	8,070	2.1	1,421	1.9
'20~'34		2.7		2.5

나. 목표수요

□ 전국권

연 도	전력소비량		최대전력			
	GWh	증가율 (%)	하계 (MW)	증가율 (%)	동계 (MW)	증가율 (%)
2019 (실적)	520,499	-1.1	90,314	-2.3	82,352	-4.3
2020	509,840	-2.0	89,091 (실적)	-1.4	88,377	7.3
2021	517,756	1.6	89,990	1.0	91,237	3.2
2022	520,770	0.6	91,040	1.2	92,529	1.4
2023	525,096	0.8	92,666	1.8	94,176	1.8
2024	529,185	0.8	94,087	1.5	95,469	1.4
2025	530,600	0.3	95,159	1.1	96,571	1.2
2026	532,767	0.4	96,212	1.1	97,582	1.0
2027	535,051	0.4	97,048	0.9	98,400	0.8
2028	537,101	0.4	97,757	0.7	99,098	0.7
2029	539,302	0.4	98,396	0.7	99,740	0.6
2030	542,307	0.6	99,039	0.7	100,383	0.6
2031	545,195	0.5	99,604	0.6	100,935	0.5
2032	548,328	0.6	100,209	0.6	101,560	0.6
2033	551,693	0.6	100,752	0.5	102,077	0.5
2034	554,798	0.6	101,170	0.4	102,524	0.4
'20~'34	-	0.6	-	0.9	-	1.1

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

□ 수도권

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2019 (실적)	194,470	-0.9	37,010	-2.6
2020	192,168	-1.2	37,551 (실적)	1.5
2021	197,196	2.6	37,152	-1.1
2022	199,919	1.4	37,849	1.9
2023	202,659	1.4	38,550	1.9
2024	204,642	1.0	39,179	1.6
2025	205,603	0.5	39,639	1.2
2026	206,857	0.6	40,097	1.2
2027	208,154	0.6	40,459	0.9
2028	209,365	0.6	40,765	0.8
2029	210,634	0.6	41,037	0.7
2030	212,213	0.7	41,309	0.7
2031	213,751	0.7	41,548	0.6
2032	215,383	0.8	41,798	0.6
2033	217,110	0.8	42,026	0.5
2034	218,735	0.7	42,192	0.4
'20~'34		0.9		0.8

□ 제주권

연 도	전력소비량		최대전력	
	GWh	증가율 (%)	MW	증가율 (%)
2019 (실적)	5,374	1.9	965	1.7
2020	5,599	4.2	1,009 (실적)	4.6
2021	5,832	4.2	1,030	2.1
2022	6,056	3.8	1,065	3.4
2023	6,296	4.0	1,101	3.4
2024	6,544	3.9	1,140	3.5
2025	6,783	3.7	1,178	3.3
2026	7,015	3.4	1,215	3.1
2027	7,233	3.1	1,249	2.8
2028	7,401	2.3	1,276	2.2
2029	7,564	2.2	1,302	2.0
2030	7,700	1.8	1,324	1.7
2031	7,817	1.5	1,343	1.4
2032	7,931	1.5	1,363	1.5
2033	8,031	1.3	1,380	1.2
2034	8,141	1.4	1,398	1.3
'20~'34		2.7		2.4

3 수요관리 목표

가. 최대전력 절감계획

(단위 : MW)

연도	전력소비 절감(효율향상)				피크감축(부하관리)				계
	고효율기기 (EERS 포함)	에너지 관리시스템	효율 관리	자가 태양광	ESS	부하 기기	DR 시장	신규	
2020	60	28	40	11	105	95	2,437	10	2,786
2021	119	65	103	22	151	187	2,568	15	3,230
2022	210	153	187	33	266	281	2,672	20	3,822
2023	316	259	349	46	282	373	2,780	28	4,433
2024	440	418	568	59	297	466	2,922	38	5,208
2025	616	624	781	73	312	559	3,059	52	6,076
2026	815	868	944	87	328	651	3,198	73	6,964
2027	1,039	1,135	1,049	103	436	744	3,337	101	7,944
2028	1,306	1,403	1,123	119	566	837	3,475	140	8,969
2029	1,586	1,643	1,180	136	719	929	3,614	194	10,001
2030	1,829	1,840	1,231	153	892	1,022	3,752	269	10,988
2031	2,096	1,990	1,281	171	1,080	1,115	3,890	373	11,996
2032	2,337	2,097	1,330	191	1,276	1,207	3,936	518	12,892
2033	2,572	2,176	1,383	216	1,471	1,299	3,981	721	13,819
2034	2,802	2,233	1,435	234	1,658	1,393	4,026	1,000	14,781

나. 전력소비량 절감계획

(단위 : GWh)

연 도	고효율기기 (EERS 포함)	에너지관리 시스템(EMS)	효율관리 강화	자가용 태양광	계
2020	683	786	1,574	143	3,186
2021	1,425	2,061	3,765	295	7,546
2022	2,541	3,750	6,867	458	13,616
2023	3,828	7,068	8,379	631	19,906
2024	5,324	11,545	10,538	813	28,220
2025	7,444	15,872	13,090	1,006	37,412
2026	9,848	19,157	15,833	1,210	46,048
2027	12,524	21,267	18,627	1,423	53,841
2028	15,805	22,669	21,324	1,647	61,445
2029	19,243	23,725	23,718	1,880	68,566
2030	22,306	24,632	25,674	2,124	74,736
2031	25,786	25,473	27,176	2,371	80,806
2032	29,012	26,279	28,286	2,648	86,225
2033	32,223	27,077	29,123	2,995	91,418
2034	35,413	27,853	29,746	3,249	96,261

4 신재생에너지 설비계획

가. 연도별 신재생에너지 보급전망(2020~2034)

(단위 : MW)

연도	사 업 용								자가용	합계
	재 생 에 너 지					신 에 너 지		계		
	태양광	풍 력	수 력	해 양	바이오	연 료 지	IGCC			
2020	14,294 (1,987)	1,834 (57)	1,817 (392)	256 (3)	1,000 (640)	580 (393)	346 (208)	20,126 (3,680)	1,215	21,341
2021	17,894 (2,487)	2,584 (80)	1,837 (397)	256 (3)	1,080 (676)	790 (535)	346 (208)	24,786 (4,386)	1,378	26,164
2022	21,494 (2,988)	3,384 (105)	1,847 (399)	256 (3)	1,100 (685)	1,000 (677)	346 (208)	29,426 (5,064)	1,557	30,983
2023	24,794 (3,446)	5,084 (158)	1,857 (401)	256 (3)	1,110 (690)	1,200 (812)	346 (208)	34,646 (5,718)	1,763	36,409
2024	28,094 (3,905)	7,084 (220)	1,867 (403)	256 (3)	1,120 (694)	1,400 (948)	346 (208)	40,166 (6,380)	2,020	42,186
2025	31,394 (4,364)	9,184 (285)	1,882 (406)	256 (3)	1,130 (699)	1,600 (1,083)	346 (208)	45,791 (7,047)	2,276	48,067
2026	32,061 (4,456)	11,034 (342)	1,897 (410)	256 (3)	1,140 (703)	1,800 (1,219)	346 (208)	48,533 (7,340)	2,383	50,916
2027	32,541 (4,523)	12,784 (396)	1,912 (413)	256 (3)	1,150 (707)	2,000 (1,354)	346 (208)	50,988 (7,605)	2,439	53,427
2028	33,021 (4,590)	14,434 (447)	1,932 (417)	256 (3)	1,160 (712)	2,200 (1,489)	346 (208)	53,348 (7,867)	2,496	55,844
2029	33,501 (4,657)	16,074 (498)	1,952 (422)	256 (3)	1,180 (721)	2,400 (1,625)	346 (208)	55,708 (8,133)	2,602	58,310
2030	33,981 (4,723)	17,679 (548)	1,972 (426)	256 (3)	1,210 (734)	2,600 (1,760)	346 (208)	58,043 (8,402)	2,721	60,764
2031	35,681 (4,960)	19,229 (596)	2,004 (433)	256 (3)	1,260 (757)	2,750 (1,862)	346 (208)	61,525 (8,818)	3,024	64,549
2032	38,381 (5,335)	20,929 (649)	2,035 (440)	256 (3)	1,310 (779)	2,900 (1,963)	346 (208)	66,156 (9,376)	3,429	69,585
2033	41,994 (5,837)	22,774 (706)	2,065 (446)	256 (3)	1,360 (801)	3,050 (2,065)	346 (208)	71,844 (10,066)	4,019	75,863
2034	45,594 (6,338)	24,874 (771)	2,085 (450)	256 (3)	1,410 (824)	3,200 (2,166)	346 (208)	77,764 (10,760)	4,421	82,185

* ()는 실효용량 기준

나. 연도별 신재생에너지 발전량 전망(2020~2034)

(단위 : GWh)

연도	사 업 용								자가용	합계 (비중, %)
	재 생 에 너 지					신 에너지		합계 (비중, %)		
	태양광	풍 력	수 력	해 양	바이오	연 료 전 지	IGCC			
2020	16,551	3,112	3,487	496	12,095	3,141	2,351	41,234 (7.5)	1,815	43,049 (7.4)
2021	21,711	4,333	3,521	496	12,552	4,404	2,351	49,369 (8.8)	2,058	51,427 (8.7)
2022	26,568	6,061	3,550	496	12,806	5,755	2,351	57,587 (10.2)	2,340	59,927 (10.1)
2023	31,222	9,038	3,569	496	12,882	7,073	2,351	66,631 (11.7)	2,640	69,271 (11.5)
2024	35,674	13,591	3,588	496	12,933	8,359	2,351	76,992 (13.4)	2,968	79,961 (13.2)
2025	40,126	18,670	3,612	496	12,984	9,645	2,351	87,884 (15.3)	3,330	91,214 (15.0)
2026	42,802	23,552	3,641	496	13,035	10,931	2,351	96,808 (16.8)	3,591	100,398 (16.5)
2027	43,575	27,974	3,670	496	13,085	12,217	2,351	103,369 (17.9)	3,717	107,086 (17.5)
2028	44,223	32,134	3,704	496	13,136	13,503	2,351	109,546 (18.9)	3,809	113,355 (18.5)
2029	44,870	36,148	3,742	496	13,212	14,789	2,351	115,609 (19.8)	3,935	119,544 (19.4)
2030	45,518	40,116	3,781	496	13,339	16,075	2,351	121,676 (20.8)	4,102	125,778 (20.3)
2031	46,988	44,003	3,831	496	13,543	17,200	2,351	128,412 (21.8)	4,399	132,811 (21.3)
2032	49,956	48,042	3,892	496	13,797	18,164	2,351	136,698 (23.1)	4,887	141,585 (22.6)
2033	54,214	52,500	3,950	496	14,051	19,129	2,351	146,691 (24.6)	5,567	152,258 (24.1)
2034	59,080	57,483	3,999	496	14,305	20,093	2,351	157,807 (26.3)	6,242	164,049 (25.8)

5 집단에너지 설비계획

□ 연도별 집단에너지설비 건설 전망(2020~2034)

발전소명	9차 계획		사 업 자	비고
	준공시기	용량(MW)		
반월열병합	21.02	6.5	GS E&R	
안양열병합	21.12	467.5	GS파워	
김포열병합	22.12	495	청라에너지 GS에너지 서부발전	
내포그린에너지	22.12	495	내포그린에너지	
양산열병합	23.04	118.9	한국지역난방공사	
대전열병합	23.10	25	대전열병합발전	
마곡열병합	23.11	285	서울에너지공사	
세종행복도시열병합	23.11	585	한국지역난방공사 남부발전	
여수그린에너지	24.02	250	여수그린에너지	
청주열병합	24.12	261	한국지역난방공사	
대구열병합	24.12	261	한국지역난방공사	
부천복합 증설	28.05	546	GS파워	
집단에너지 용량 합계		3,795.9	-	

6

공급물량 제외설비 현황

(단위 : MW)

구분	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	계
2020		보령#1·2(1,000) (12월)			제주GT#3(55) (1월)	1,055 (3기)
2021		삼천포#1·2(1,120) (4월) 호남#1·2(500) (12월)				1,620 (4기)
2022					울산#4~6(1,200) (1월)	1,200 (3기)
2023	고리#2(650) (4월)					650 (1기)
2024	고리#3(950) (9월)	삼천포#3·4 (1,120) *LNG연료전환		평택#1~4(1,400) (12월)		3,470 (7기)
2025	고리#4(950) (8월) 한빛#1(950) (12월)	보령#5·6,태안#1·2 (2,000) *LNG연료전환				3,900 (6기)
2026	한빛#2(950) (9월) 월성#2(700) (11월)	하동#1 (500) *LNG연료전환				2,150 (3기)
2027	월성#3(700) (12월) 한울#1(950) (12월)	하동#2,삼천포#5 (1,000) *LNG연료전환				2,650 (4기)
2028	한울#2(950) (12월)	삼천포#6,태안#3 하동#3·4 (2,000) *LNG연료전환		서인천복합#1~8 (1,800) (12월)		4,750 (13기)
2029	월성#4(700) (2월)	태안#4,당진#1·2 (1,500) *LNG연료전환				2,200 (4기)
2030		당진#3·4 (1,000) *LNG연료전환				1,000 (2기)
2031		하동#5·6 (1,000) *LNG연료전환				1,000 (2기)
2032		태안#5·6 (1,000) *LNG연료전환				1,000 (2기)
2034	한빛#3(1,000) (9월)	영흥#1·2 (1,600) *LNG연료전환				2,600 (3기)
합계 (‘20~‘34)	9,450 (11기)	15,340 (30기)	(0기)	3,200 (12기)	1,255 (4기)	29,245 (57기)

* 8차 폐지설비

- (폐지의향) 제주GT#3, 울산4~6호기, 평택1~4호기, 서인천복합1~8호기 등 16기 4,455MW
- (미세먼지 대책설비) 삼천포1·2호기, 보령1·2호기, 호남1·2호기 등 6기 2,620MW
- (정책전원) 고리2~4호기, 한빛1·2호기, 월성2~4호기, 한울1·2호기, 석탄→LNG 연료전환 4기 등 총 14기 10,570MW

* 9차 폐지설비 : (정책전원) 한빛3호기, 석탄→LNG 연료전환 20기 등 총 21기 11,600MW

7 전원구성 전망

가. 정격용량 기준

□ 전국권

(단위 : MW, %)

구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2019	23,250	36,992	39,655	15,791	4,700	4,950	125,338
	18.5	29.5	31.6	12.6	3.7	4.1	100
2020	23,250	35,842	41,316	20,126	4,700	2,539	127,773
	18.2	28.1	32.3	15.8	3.7	1.9	100
2021	24,650	37,302	41,340	24,786	4,700	2,539	135,317
	18.2	27.6	30.6	18.3	3.5	1.8	100
2022	26,050	38,342	43,330	29,426	4,700	1,339	143,187
	18.2	26.8	30.3	20.6	3.3	0.8	100
2023	26,800	40,432	44,344	34,646	4,700	1,339	152,261
	17.6	26.6	29.1	22.8	3.1	0.8	100
2024	27,250	40,612	47,750	40,166	4,700	1,237	161,715
	16.9	25.1	29.5	24.8	2.9	0.8	100
2025	25,350	38,612	50,248	45,791	4,700	1,237	165,938
	15.3	23.3	30.3	27.6	2.8	0.7	100
2026	23,700	38,112	50,748	48,533	4,700	1,237	167,030
	14.2	22.8	30.4	29.1	2.8	0.7	100
2027	22,050	37,112	51,748	50,988	4,700	1,237	167,835
	13.1	22.1	30.8	30.4	2.8	0.8	100
2028	21,100	35,112	51,996	53,348	4,700	1,237	167,493
	12.6	21.0	31.0	31.9	2.8	0.7	100
2029	20,400	33,612	54,496	55,708	4,700	1,237	170,153
	12.0	19.8	32.0	32.7	2.8	0.7	100
2030	20,400	32,612	55,496	58,043	5,200	1,237	172,988
	11.8	18.9	32.1	33.6	3.0	0.6	100
2031	20,400	31,612	56,496	61,525	5,200	1,237	176,470
	11.6	17.9	32.0	34.9	2.9	0.7	100
2032	20,400	30,612	57,496	66,156	5,800	1,237	181,701
	11.2	16.8	31.6	36.4	3.2	0.8	100
2033	20,400	30,612	57,496	71,844	5,800	1,237	187,389
	10.9	16.3	30.7	38.3	3.1	0.7	100
2034	19,400	29,012	59,096	77,764	6,500	1,237	193,009
	10.1	15.0	30.6	40.3	3.4	0.6	100

* 전원구성비는 연말 설비용량, 신재생 등 정격용량 기준

* 신재생 간헐성 대응자원은 양수 설비용량에 포함, 기타는 유류, 폐기물, 부생가스 설비 등

* 영동#2 '19년 정격용량에 포함되어 있으나, 연료전환공사 개시('18.11) 후 피크기여도 기준 용량에서는 제외

□ 수도권

(단위 : MW, %)

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	신재생	양수	기타	융통 전력	계
2019	-	5,327	-	25,559	1,849	400	1,554	11,000	45,689
	-	11.7	-	55.9	4.0	0.9	3.4	24.1	100
2020	-	5,327	-	26,959	2,243	400	166	12,300	47,395
	-	11.2	-	56.9	4.7	0.8	0.4	26.0	100
2021	-	5,327	-	26,983	2,689	400	166	15,000	50,565
	-	10.5	-	53.4	5.3	0.8	0.3	29.7	100
2022	-	5,327	-	28,478	3,124	400	166	15,100	52,595
	-	10.1	-	54.1	5.9	0.8	0.4	28.7	100
2023	-	5,327	-	28,763	3,527	400	166	15,300	53,483
	-	10.0	-	53.8	6.6	0.7	0.3	28.6	100
2024	-	5,327	-	27,363	3,931	400	166	15,200	52,387
	-	10.2	-	52.2	7.5	0.8	0.3	29.0	100
2025	-	5,327	-	27,861	4,336	400	166	18,400	56,490
	-	9.4	-	49.3	7.7	0.7	0.3	32.6	100
2026	-	5,327	-	27,861	4,539	400	166	21,200	59,493
	-	9.0	-	46.8	7.6	0.7	0.3	35.6	100
2027	-	5,327	-	27,861	4,728	400	166	19,700	58,182
	-	9.2	-	47.9	8.1	0.7	0.2	33.9	100
2028	-	5,327	-	26,109	4,918	400	166	20,000	56,920
	-	9.4	-	45.9	8.6	0.7	0.3	35.1	100
2029	-	5,327	-	26,109	5,110	400	166	19,600	56,712
	-	9.4	-	46.0	9.0	0.7	0.3	34.6	100
2030	-	5,327	-	26,109	5,302	400	166	19,500	56,804
	-	9.4	-	46.0	9.3	0.7	0.3	34.3	100
2031	-	5,327	-	26,109	5,556	400	166	19,250	56,808
	-	9.4	-	46.0	9.8	0.7	0.2	33.9	100
2032	-	5,327	-	26,109	5,886	400	166	19,250	57,138
	-	9.3	-	45.7	10.3	0.7	0.3	33.7	100
2033	-	5,327	-	26,109	6,283	400	166	19,250	57,535
	-	9.3	-	45.4	10.9	0.7	0.2	33.5	100
2034	-	3,727	-	27,709	6,680	400	166	19,250	57,932
	-	6.4	-	47.8	11.5	0.7	0.4	33.2	100

□ 제주권

(단위 : MW, %)

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	신재생	양수	기타	HVDC	계
2019	-	-	-	219	933	-	346	400	1,898
	-	-	-	11.5	49.2	-	18.2	21.1	100
2020	-	-	-	480	1,312	-	106	400	2,298
	-	-	-	20.9	57.1	-	4.6	17.4	100
2021	-	-	-	480	1,587	-	106	400	2,573
	-	-	-	18.7	61.7	-	4.1	15.5	100
2022	-	-	-	480	1,996	-	106	600	3,182
	-	-	-	15.1	62.7	-	3.3	18.9	100
2023	-	-	-	480	2,157	-	106	600	3,343
	-	-	-	14.4	64.5	-	3.2	17.9	100
2024	-	-	-	480	2,349	-	106	600	3,535
	-	-	-	13.6	66.4	-	3.0	17.0	100
2025	-	-	-	480	2,665	-	106	600	3,851
	-	-	-	12.5	69.2	-	2.7	15.6	100
2026	-	-	-	480	2,854	-	106	600	4,040
	-	-	-	11.9	70.6	-	2.6	14.9	100
2027	-	-	-	480	3,138	-	106	600	4,324
	-	-	-	11.1	72.6	-	2.4	13.9	100
2028	-	-	-	480	3,489	-	116	600	4,685
	-	-	-	10.2	74.5	-	2.5	12.8	100
2029	-	-	-	480	3,855	-	136	600	5,071
	-	-	-	9.5	76.0	-	2.7	11.8	100
2030	-	-	-	480	4,230	-	136	600	5,446
	-	-	-	8.8	77.7	-	2.5	11.0	100
2031	-	-	-	480	4,306	-	136	600	5,522
	-	-	-	8.7	78.0	-	2.4	10.9	100
2032	-	-	-	480	4,363	-	136	600	5,579
	-	-	-	8.6	78.2	-	2.4	10.8	100
2033	-	-	-	480	4,413	-	136	600	5,629
	-	-	-	8.5	78.4	-	2.4	10.7	100
2034	-	-	-	480	4,456	-	136	600	5,672
	-	-	-	8.5	78.6	-	2.3	10.6	100

* #3 HVDC 연계선로(200MW)는 2022년 12월 건설 예정

나. 피크기여도 기준

□ 전국권

(단위 : MW, %)

구분	원자력	석탄	LNG	신재생	양수	기타	계
2019	23,250	36,204	39,653	3,018	4,700	4,412	111,237
	20.9	32.5	35.6	2.7	4.2	4.1	100
2020	23,250	35,254	41,314	3,680	4,700	2,263	110,461
	21.0	31.9	37.4	3.3	4.3	2.1	100
2021	24,650	36,714	41,335	4,386	4,700	2,264	114,049
	21.6	32.2	36.2	3.8	4.1	2.1	100
2022	26,050	37,754	43,325	5,064	4,700	1,064	117,957
	22.1	32.0	36.7	4.3	4.0	0.9	100
2023	26,800	39,844	44,339	5,718	4,700	1,063	122,464
	21.9	32.5	36.2	4.7	3.8	0.9	100
2024	27,250	39,926	47,745	6,380	4,700	962	126,963
	21.5	31.4	37.6	5.0	3.7	0.8	100
2025	25,350	37,926	50,243	7,047	4,700	962	126,228
	20.1	30.0	39.8	5.6	3.7	0.8	100
2026	23,700	37,426	50,743	7,340	4,700	962	124,871
	19.0	30.0	40.6	5.9	3.8	0.7	100
2027	22,050	36,426	51,743	7,605	4,700	961	123,485
	17.9	29.5	41.9	6.2	3.8	0.7	100
2028	21,100	34,426	51,991	7,867	4,700	961	121,045
	17.4	28.4	43.0	6.5	3.9	0.8	100
2029	20,400	32,926	54,491	8,133	4,700	961	121,611
	16.8	27.1	44.8	6.7	3.9	0.7	100
2030	20,400	31,926	55,491	8,402	5,200	962	122,381
	16.7	26.1	45.3	6.9	4.2	0.8	100
2031	20,400	30,926	56,491	8,818	5,200	961	122,796
	16.6	25.2	46.0	7.2	4.2	0.8	100
2032	20,400	29,926	57,491	9,376	5,800	962	123,955
	16.5	24.1	46.4	7.6	4.7	0.7	100
2033	20,400	29,926	57,491	10,066	5,800	961	124,644
	16.4	24.0	46.1	8.1	4.7	0.7	100
2034	19,400	28,326	59,091	10,760	6,500	961	125,038
	15.5	22.7	47.3	8.6	5.2	0.7	100

* 전원구성비는 연말 설비용량, 신재생 등 피크기여도 기준

* 신재생 간헐성 대응자원은 양수 설비용량에 포함, 기타는 유류, 폐기물, 부생가스 설비 등

* 영동#2 '19년 정격용량에 포함되어 있으나, 연료전환공사 개시('18.11) 후 피크기여도 기준 용량에서는 제외

□ 수도권

(단위 : MW, %)

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	신재생	양수	기타	융통 전력	계
2019	-	5,230	-	25,557	450	400	1,501	11,000	44,138
	-	11.8	-	57.9	1.0	0.9	3.5	24.9	100
2020	-	5,230	-	26,957	550	400	104	12,300	45,541
	-	11.5	-	59.2	1.2	0.9	0.2	27.0	100
2021	-	5,230	-	26,978	690	400	104	15,000	48,402
	-	10.8	-	55.7	1.4	0.8	0.3	31.0	100
2022	-	5,230	-	28,473	825	400	104	15,100	50,132
	-	10.4	-	56.8	1.6	0.8	0.3	30.1	100
2023	-	5,230	-	28,758	952	400	104	15,300	50,744
	-	10.3	-	56.7	1.9	0.8	0.1	30.2	100
2024	-	5,230	-	27,358	1,079	400	104	15,200	49,371
	-	10.6	-	55.4	2.2	0.8	0.2	30.8	100
2025	-	5,230	-	27,856	1,206	400	104	18,400	53,196
	-	9.8	-	52.4	2.3	0.8	0.1	34.6	100
2026	-	5,230	-	27,856	1,305	400	104	21,200	56,095
	-	9.3	-	49.7	2.3	0.7	0.2	37.8	100
2027	-	5,230	-	27,856	1,402	400	104	19,700	54,692
	-	9.6	-	50.9	2.6	0.7	0.2	36.0	100
2028	-	5,230	-	26,104	1,500	400	104	20,000	53,338
	-	9.8	-	48.9	2.8	0.7	0.3	37.5	100
2029	-	5,230	-	26,104	1,598	400	104	19,600	53,036
	-	9.9	-	49.2	3.0	0.8	0.1	37.0	100
2030	-	5,230	-	26,104	1,696	400	104	19,500	53,034
	-	9.9	-	49.2	3.2	0.8	0.1	36.8	100
2031	-	5,230	-	26,104	1,787	400	104	19,250	52,875
	-	9.9	-	49.4	3.4	0.8	0.1	36.4	100
2032	-	5,230	-	26,104	1,888	400	104	19,250	52,976
	-	9.9	-	49.3	3.6	0.8	0.1	36.3	100
2033	-	5,230	-	26,104	1,999	400	104	19,250	53,087
	-	9.9	-	49.2	3.8	0.8	0.1	36.2	100
2034	-	3,630	-	27,704	2,110	400	103	19,250	53,197
	-	6.8	-	52.1	4.0	0.8	0.1	36.2	100

□ 제주권

(단위 : MW, %)

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	신재생	양수	기타	HVDC	계
2019	-	-	-	219	386	-	236	400	1,241
	-	-	-	17.6	31.1	-	19.1	32.2	100
2020	-	-	-	480	398	-	91	400	1,369
	-	-	-	35.1	29.1	-	6.6	29.2	100
2021	-	-	-	480	412	-	91	400	1,383
	-	-	-	34.7	29.8	-	6.6	28.9	100
2022	-	-	-	480	435	-	91	600	1,606
	-	-	-	29.9	27.1	-	5.6	37.4	100
2023	-	-	-	480	448	-	92	600	1,620
	-	-	-	29.6	27.7	-	5.7	37.0	100
2024	-	-	-	480	464	-	91	600	1,635
	-	-	-	29.4	28.4	-	5.5	36.7	100
2025	-	-	-	480	479	-	91	600	1,650
	-	-	-	29.1	29.0	-	5.5	36.4	100
2026	-	-	-	480	490	-	91	600	1,661
	-	-	-	28.9	29.5	-	5.5	36.1	100
2027	-	-	-	480	501	-	91	600	1,672
	-	-	-	28.7	30.0	-	5.4	35.9	100
2028	-	-	-	480	531	-	94	600	1,705
	-	-	-	28.2	31.1	-	5.5	35.2	100
2029	-	-	-	480	561	-	99	600	1,740
	-	-	-	27.6	32.2	-	5.7	34.5	100
2030	-	-	-	480	599	-	99	600	1,778
	-	-	-	27.0	33.7	-	5.6	33.7	100
2031	-	-	-	480	607	-	99	600	1,786
	-	-	-	26.9	34.0	-	5.5	33.6	100
2032	-	-	-	480	614	-	98	600	1,792
	-	-	-	26.8	34.3	-	5.4	33.5	100
2033	-	-	-	480	619	-	98	600	1,798
	-	-	-	26.7	34.4	-	5.5	33.4	100
2034	-	-	-	480	624	-	98	600	1,802
	-	-	-	26.6	34.6	-	5.5	33.3	100

* #3 HVDC 연계선로(200MW)는 2022년 12월 건설 예정

8

발전설비 건설계획표

□ 전국권

연도	월	발 전 설 비	설비 용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력(MW)		설비예비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
2019				108,850	111,237	90,314	82,352	20.5	35.1
2020				111,583	110,461	89,091	88,377	25.2	25.0
	1	(제주GT#3)	-55						
	1	보령#3(증설)	50						
	1	(평택#1)	-350						
	1	평택#1(LNG)	350						
	1	제주복합#2(증설)	21						
	1	(평택#2)	-350						
	1	평택#2(LNG)	350						
	1	(평택#3)	-350						
	1	평택#3(LNG)	350						
	1	(평택#4)	-350						
	1	평택#4(LNG)	350						
	6	신재생	331						
	10	기타	-599						
	11	남제주복합	146						
	12	(보령#1)	-500						
	12	(보령#2)	-500						
	12	신재생	331						
2021				111,738	114,049	89,990	91,237	24.2	25.0
	2	반월열병합(집단)	4						
	3	신서천#1	1,000						
	4	(삼천포#1)	-560						
	4	(삼천포#2)	-560						
	4	고성하이#1	1,040						
	6	신재생	353						
	7	신한울#1	1,400						
	10	고성하이#2	1,040						
	12	안양열병합#2-2	467.5						
	12	(안양복합)	-450						
	12	(호남#1)	-250						
	12	(호남#2)	-250						
	12	신재생	353						
2022				114,588	117,957	91,040	92,529	25.9	27.5
	1	(울산#4)	-400						
	1	(울산#5)	-400						
	1	(울산#6)	-400						
	5	신한울#2	1,400						
	6	신재생	339						
	9	강릉안인#1	1,040						

연도	월	발전설비	설비용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력(MW)		설비에비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
	12	내포그린에너지(집단)	495						
	12	김포열병합(집단)	495						
	12	여주복합	1,000						
	12	신재생	339						
2023				120,193	122,464	92,666	94,176	29.7	30.0
	3	강릉안인#2	1,040						
	3	신고리#5	1,400						
	4	양산열병합(집단)	118.9						
	4	(고리#2)	-650						
	6	신재생	327						
	10	대전열병합(집단)	25						
	10	삼척화력#1	1,050						
	11	마곡열병합(집단)	285						
	11	세종행복도시열병합(집단)	585						
	12	신재생	327						
2024				125,397	126,963	94,087	95,469	33.3	33.0
	2	여수그린에너지(집단)	152						
	4	삼척화력#2	1,050						
	6	신고리#6	1,400						
	6	신재생	331						
	9	(고리#3)	-950						
	12	청주열병합대체(집단)	261						
	12	(청주열병합)	-58						
	12	대구열병합 대체(집단)	261						
	12	(대구열병합)	-44						
	12	통영복합	920						
	12	음성천연가스	1,122						
	12	울산GPS	1,122						
	12	(삼천포#3)	-560						
	12	(삼천포#4)	-560						
	12	삼천포#3 대체(LNG)	560						
	12	삼천포#4 대체(LNG)	560						
	12	(평택#1)	-350						
	12	(평택#2)	-350						
	12	(평택#3)	-350						
	12	(평택#4)	-350						
	12	신재생	331						
2025				127,794	126,228	95,159	96,571	34.3	30.7
	5	부천열병합#2-1(집단)	498						
	6	신재생	333						
	8	(고리#4)	-950						
	12	(태안#1)	-500						
	12	(태안#2)	-500						
	12	태안#1 대체(LNG)	500						
	12	태안#2 대체(LNG)	500						
	12	(한빛#1)	-950						

연도	월	발전설비	설비용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력(MW)		설비에비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
	12	(보령#5)	-500						
	12	보령#5 대체(LNG)	500						
	12	(보령#6)	-500						
	12	보령#6 대체(LNG)	500						
	12	신재생	333						
2026				126,374	124,871	96,212	97,582	31.3	28.0
	6	(하동#1)	-500						
	6	하동#1 대체(LNG)	500						
	6	신재생	147						
	9	(한빛#2)	-950						
	11	(월성#2)	-700						
	12	신재생	147						
2027				125,003	123,485	97,048	98,400	28.8	25.5
	6	(하동#2)	-500						
	6	하동#2 대체(LNG)	500						
	6	신재생	132						
	7	(삼천포#5)	-500						
	7	삼천포#5 대체(LNG)	500						
	12	(월성#3)	-700						
	12	(한울#1)	-950						
	12	신재생	132						
2028				123,664	121,045	97,757	99,098	26.5	22.1
	1	(삼천포#6)	-500						
	1	삼천포#6 대체(LNG)	500						
	5	부천열병합#2-2(집단)	498						
	5	(부천복합)	-450						
	6	(하동#3)	-500						
	6	하동#3 대체(LNG)	500						
	6	신재생	131						
	12	(서인천복합#1)	-225						
	12	(서인천복합#2)	-225						
	12	(서인천복합#3)	-225						
	12	(서인천복합#4)	-225						
	12	(서인천복합#5)	-225						
	12	(서인천복합#6)	-225						
	12	(서인천복합#7)	-225						
	12	(서인천복합#8)	-225						
	12	(하동#4)	-500						
	12	하동#4 대체(LNG)	500						
	12	(태안#3)	-500						
	12	태안#3 대체(LNG)	500						
	12	(한울#2)	-950						
	12	신재생	131						
2029				120,478	121,611	98,396	99,740	22.4	21.9
	2	(월성#4)	-700						
	6	신재생	133						

연도	월	발전설비	설비용량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력(MW)		설비에비율 (%)	
				하계	연말	하계	동계	하계	동계
	12	(태안#4)	-500						
	12	태안#4 대체(LNG)	500						
	12	(당진#1)	-500						
	12	(당진#2)	-500						
	12	당진#1,2 대체(LNG)	1,000						
	12	신규LNG#1	500						
	12	신규LNG#2	500						
	12	신재생	133						
2030				121,746	122,381	99,039	100,383	22.9	21.9
	6	신재생	135						
	9	(당진#3)	-500						
	9	(당진#4)	-500						
	9	당진#3,4 대체(LNG)	1,000						
	12	신규양수#1	500						
	12	신재생	135						
2031				122,588	122,796	99,604	100,935	23.1	21.7
	6	(하동#5)	-500						
	6	하동#5 대체(LNG)	500						
	6	신재생	208						
	12	(하동#6)	-500						
	12	하동#6 대체(LNG)	500						
	12	신재생	208						
2032				123,075	123,955	100,209	101,560	22.8	22.1
	6	신재생	279						
	12	(태안#5)	-500						
	12	태안#5 대체(LNG)	500						
	12	(태안#6)	-500						
	12	태안#6 대체(LNG)	500						
	12	신규양수#2	600						
	12	신재생	279						
2033				124,299	124,644	100,752	102,077	23.4	22.1
	6	신재생	345						
	12	신재생	345						
2034				124,991	125,038	101,170	102,524	23.5	22.0
	6	신재생	347						
	6	(영흥#1)	-800						
	6	영흥#1 대체(LNG)	800						
	9	(한빛#3)	-1,000						
	12	(영흥#2)	-800						
	12	영흥#2 대체(LNG)	800						
	12	신규양수#3	700						
	12	신재생	347						

* 신재생 및 집단에너지는 피크기여도 기준

* () 설비는 공급물량 제외(폐지 등) 또는 공급 불확실 설비를 의미

* 하계, 동계 설비에비율은 하계 및 동계 설비용량(피크기여도 적용)에서 하계 및 동계 최대전력의 예비율

□ 수도권

연도	월	발전설비	설비용량 (MW)	유동용량 (MW)	총용량(MW)		최대전력 (MW)	설비 예비율 (%)
					하계	연말		
2019			33,138	11,000		44,138	37,010	19.3
2020				12,300	45,488	45,541	37,551	21.3
	1	(평택#1)	-350					
	1	평택#1(LNG)	350					
	1	(평택#2)	-350					
	1	평택#2(LNG)	350					
	1	(평택#3)	-350					
	1	평택#3(LNG)	350					
	1	(평택#4)	-350					
	1	평택#4(LNG)	350					
	6	신재생	50					
	12	신재생	50					
	12	기타	3					
2021				15,000	48,315	48,402	37,152	30.3
	2	반월열병합(집단)	4					
	6	신재생	70					
	12	안양열병합#2-2	467.5					
	12	(안양복합)	-450					
	12	신재생	70					
2022				15,100	48,570	50,132	37,849	32.5
	6	신재생	68					
	12	김포열병합(집단)	495					
	12	여주복합	1,000					
	12	신재생	68					
2023				15,300	50,396	50,744	38,550	31.6
	6	신재생	63					
	11	마곡열병합(집단)	285					
	12	신재생	63					
2024				15,200	50,708	49,371	39,179	26.0
	6	신재생	63					
	12	(평택#1)	-350					
	12	(평택#2)	-350					
	12	(평택#3)	-350					
	12	(평택#4)	-350					
	12	신재생	63					
2025				18,400	53,133	53,196	39,639	34.2
	5	부천열병합#2-1(집단)	498					
	6	신재생	64					
	12	신재생	64					
2026				21,200	56,046	56,095	40,097	39.9
	6	신재생	50					
	12	신재생	50					
2027				19,700	54,644	54,692	40,459	35.2
	6	신재생	49					
	12	신재생	49					

연도	월	발전설비	설비용량 (MW)	용역용량 (MW)	총용량(MW)		최대전력 (MW)	설비 예비율 (%)
					하계	연말		
2028				20,000	55,089	53,338	40,765	30.8
	5	부천열병합#2-2(집단)	498					
	5	(부천복합)	-450					
	6	신재생	49					
	12	(서인천복합#1)	-225					
	12	(서인천복합#2)	-225					
	12	(서인천복합#3)	-225					
	12	(서인천복합#4)	-225					
	12	(서인천복합#5)	-225					
	12	(서인천복합#6)	-225					
	12	(서인천복합#7)	-225					
	12	(서인천복합#8)	-225					
	12	신재생	49					
2029				19,600	52,987	53,036	41,037	29.2
	6	신재생	49					
	12	신재생	49					
2030				19,500	52,985	53,034	41,309	28.4
	6	신재생	49					
	12	신재생	49					
2031				19,250	52,829	52,875	41,548	27.3
	6	신재생	45					
	12	신재생	45					
2032				19,250	52,925	52,976	41,798	26.7
	6	신재생	51					
	12	신재생	51					
2033				19,250	53,032	53,087	42,026	26.3
	6	신재생	55					
	12	신재생	55					
2034				19,250	53,142	53,197	42,192	26.1
	6	신재생	55					
	9	(영흥#1)	-800					
	9	영흥#1 대체(LNG)	800					
	12	(영흥#2)	-800					
	12	영흥#2 대체(LNG)	800					
	12	신재생	55					

* 신재생 및 집단에너지는 피크기여도 기준

* () 설비는 공급물량 제외(폐지 등) 또는 공급 불확실 설비를 의미

□ 제주권

연도	월	발전설비	설비용량 (MW)	HVDC 용통량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비예비율 (%)	
					하계	연말	하계	동계	하계	동계
2019			841	400	1,214	1,241	965	937	25.8	32.5
2020				400	1,217	1,369	1,009	970	20.6	41.1
	1	(제주GT#3)	-55							
	1	제주복합#2(증설)	21							
	2	기타	5							
	6	신재생	6							
	11	남제주복합	146							
	12	신재생	6							
2021				400	1,376	1,383	1,030	1,003	33.7	37.9
	6	신재생	7							
	12	신재생	7							
2022				600	1,395	1,606	1,065	1,036	31.0	55.1
	6	신재생	11							
	12	신재생	11							
2023				600	1,613	1,620	1,101	1,068	46.4	51.6
	6	신재생	7							
	12	신재생	7							
2024				600	1,627	1,635	1,140	1,103	42.8	48.2
	6	신재생	8							
	12	신재생	8							
2025				600	1,643	1,650	1,178	1,137	39.4	45.2
	6	신재생	8							
	12	신재생	8							
2026				600	1,656	1,661	1,215	1,171	36.2	41.9
	6	신재생	5							
	12	신재생	5							
2027				600	1,667	1,672	1,249	1,201	33.5	39.3
	6	신재생	5							
	12	신재생	5							
2028				600	1,687	1,705	1,276	1,225	32.2	39.1
	6	신재생	15							
	12	신재생	15							
	12	기타	2							
2029				600	1,720	1,740	1,302	1,250	32.1	39.2
	6	신재생	15							
	12	신재생	15							
	12	기타	5							
2030				600	1,759	1,778	1,324	1,270	32.9	40.0
	6	신재생	19							
	12	신재생	19							
2031				600	1,782	1,786	1,343	1,289	32.6	38.6
	6	신재생	4							
	12	신재생	4							

연도	월	발전설비	설비용량 (MW)	HVDC 용통량 (MW)	총용량 (MW)		최대전력 (MW)		설비예비율 (%)	
					하계	연말	하계	동계	하계	동계
2032				600	1,789	1,792	1,363	1,307	31.2	37.2
	6	신재생	3							
	12	신재생	3							
2033				600	1,795	1,798	1,380	1,323	30.0	35.9
	6	신재생	3							
	12	신재생	3							
2034				600	1,800	1,802	1,398	1,340	28.8	34.5
	6	신재생	2							
	12	신재생	2							

* 신재생 및 집단에너지는 피크기여도 기준

* () 설비는 공급물량 제외(폐지 등) 또는 공급 불확실 설비를 의미

9

발전사업허가를 받은 40MW 초과 태양광·풍력 설비

구분	발전소명	사업자	지역	용량 (MW)
태 양 광	새만금수상태양광	한국수력원자력	전북	2,100
	해남신재생복합단지태양광	한국남동발전	전남	400
	태안아마데우스태양광	태안안면클린에너지	충남	330
	안좌스마트팜앤솔라시티(2단계)	안좌스마트팜앤솔라시티2	전남	204
	신안비금주민태양광	비금주민태양광발전	전남	200
	제주수망태양광	제이원	제주	100
	영암태양광	영암태양광발전	전남	98
	안좌스마트팜앤솔라시티	안좌스마트팜앤솔라시티	전남	96
	빛과소금태양광	신안증도태양광	전남	95.7
	해창만수상태양광	고흥신에너지	전남	95
	신안임자태양광	해솔라에너지	전남	91
	새만금희망태양광	새만금희망태양광	전북	90
	새만금육상태양광2구역	군산육상태양광	전북	90
	새만금육상태양광3구역	새만금세빛발전소	전북	90
	영광그린태양광	케이이앤	전남	90
	강진사내호수상태양광	강진햇빛발전소	전남	80
	서산대호호수상태양광	한국동서발전	충남	80
	석문호수상태양광	석문호수상태양광	충남	79.8
	무안솔라파크태양광	무안솔라파크	전남	72
	홍천북방태양광	북방태양광발전소	강원	70
	신안비금태양광	비금그린에너지	전남	66
	봉화화천태양광	봉화화천태양광발전소	경북	60
	고흥만수상태양광	한국남동발전	전남	60
	정선임계솔라파크태양광	비디아이	강원	60
	봉화도촌태양광	우리파워15호	경북	55
	새만금햇빛나눔사업2호	아리울태양광발전	전북	52
	이원호수상태양광	한국서부발전	충남	45
	신안그린솔라발전1단지	에스지이1호	전남	41.9
	풍 력	합천수상태양광	한국수자원공사	경남
신안우이해상풍력		한화건설	전남	396.8
영광낙월해상풍력		명운산업개발	전남	354.5
통영육지해상풍력		육지풍력	경남	352
	강릉고성풍력	지에이파워	강원	333

구분	발전소명	사업자	지역	용량 (MW)
풍 력	여수삼산해상풍력	여수삼산해상풍력	전남	320
	안마해상풍력	안마해상풍력	전남	304
	전남신안해상풍력	포스코에너지	전남	300
	여수광평해상풍력	삼해개발	전남	288
	웅진굴업도해상풍력	씨앤아이레저산업	인천	233.5
	영광안마해상풍력	안마해상풍력	전남	224
	당진난지도바다와미래해상풍력	윈드웨이	충남	210
	삼척풍력	에너지메카	강원	201
	완도금일해상풍력	한국남동발전	전남	200
	안산풍도해상풍력	서해그린파워	경기	200
	평창백석산풍력	태환윈드파워평창	강원	168.3
	영광창우해상풍력	씨더블유엔알이	전남	151
	완도해상풍력	완도해상풍력	전남	148.5
	평창횡계동진풍력	동진풍력발전	강원	147
	삼척천봉풍력	삼척풍력발전	강원	138.6
	동남해안해상풍력	에스케이건설	울산	136
	양구바람의풍력	글로벌윈드에너지	강원	126
	금대에코(태백)풍력	오투파워	강원	111
	제주한림해상풍력	제주한림해상풍력	제주	100.1
	고성알프스풍력	고성풍력발전	강원	100
	울진풍력	부선	경북	99.2
	영광야월해상풍력	재원에너지	전남	99.1
	평창대화풍력	대화풍력	강원	99
	삼척오두풍력	한국동서발전	강원	99
	정선임계풍력	한국동서발전	강원	99
	삼척풍곡풍력	히든파워에너지	강원	99
	영덕남부풍력	신영덕풍력발전	경북	99
	새만금풍력	새만금해상풍력	전북	98.8
	청송에코윈드풍력	청송에코윈드	경북	97.2
	포항에코랜드풍력	포항에코랜드	경북	96.6
	전남해상풍력1단계	전남해상풍력	전남	96
	해남매월해상풍력	매월해상풍력	전남	96
	다대포해상풍력	부산해상풍력발전	부산	96
영암학송풍력	SM영암파워	전남	95.2	
영덕제이풍력	일출에너지	경북	93.2	
밤실산풍력	동북에너지	전남	93.2	

구분	발전소명	사업자	지역	용량 (MW)
풍 력	영덕제1풍력	영덕제1풍력발전	경북	92.4
	감포파인드그린풍력	파인드그린	경북	92.4
	양양수리풍력	에코그린풍력	강원	90
	포항비학풍력	비학윈드캠퍼스	경북	90
	통일전망대풍력	글로벌윈드에너지	강원	90
	고군산풍력	리미트솔라	전북	90
	양구DMZ평화풍력	평화에너지	강원	90
	AWP영양윈드풍력	에이더블유피	경북	89.1
	평창봉평풍력	청정그린파워	강원	87
	풍백풍력	풍백풍력발전	경북	84
	삼척노곡풍력	에너지밸리	강원	84
	홍천울전풍력	홍천울전풍력발전	강원	84
	강릉풍력	동국에스앤씨	강원	84
	해남내사리풍력	해남에너지솔루션	전남	84
	영양영등풍력	에스케이디앤디	경북	80
	청송면봉산풍력	청송면봉산풍력	경북	79.8
	의성풍력	티큐디에네르히아	경북	78
	화순화학산풍력	금성산풍력발전	전남	73.1
	장성부선풍력	부선풍력	전남	72.6
	포항죽장풍력	에스케이디앤디	경북	72
	의성황학산풍력	에스케이디앤디	경북	72
	양양내현풍력	케이그리드	강원	71.4
	삼척도계풍력	비에스에너지	강원	70
	포항청흥풍력	에스에이치파워	경북	70
	평창흥정풍력	태환윈드파워평창	강원	69.3
	고창해상풍력	동촌풍력발전	전북	69.3
	포항호미곶풍력	효성	경북	66
	평창유천풍력	태환윈드파워	강원	66
	해남매월풍력	지에스이앤알	전남	65
	영월에코에너지풍력	영월에코에너지	강원	64.8
	포항스마일풍력	한국동서발전	경북	63
	순천바랑산풍력	바랑산풍력	전남	60.4
	비금풍력	비금풍력발전	전남	60
	강릉안인풍력	한국남부발전	강원	60
정선사북풍력	웅진풍력발전	강원	60	
양양에너지플랜풍력	지에스이피에스	강원	60	

구분	발전소명	사업자	지역	용량 (MW)
풍 력	영덕동대풍력	오성이앤티	경북	60
	태백덕항산풍력	제이에스파워	강원	60
	포항대송풍력	더윈드파워	경북	60
	봉화오미산풍력	오미산풍력발전	경북	60
	포항오천풍력	케이에스파워	경북	60
	영암태금풍력	태금풍력	전남	60
	신두풍력	신두풍력	전남	60
	곡성천지에너지풍력	천지에너지	전남	60
	영월구룡풍력	더윈에너지	강원	60
	순천송광육상풍력	송광풍력	전남	60
	영덕남정풍력	영덕주민바람	경북	59
	삼척오두2풍력	삼척오두2풍력발전사업	강원	57.6
	영양포산풍력	지에스이앤알	경북	56.1
	고산풍력	통진풍력발전	강원	54
	영양제2풍력	영양제2풍력발전	경북	52
	고흥도경풍력	동강풍력발전	전남	51
	삼척철마풍력	비에스에너지	강원	50.4
	염산풍력	영백풍력태양광발전	전남	50.4
	삼척가풍풍력	한국남부발전	강원	50
	영광두우해상풍력	대한그린에너지	전남	49.8
	영덕강구풍력	강구풍력발전	경북	46
	단양풍력	청송에너지	충북	45.6
	봉화풍력	우람에너지	경북	45
	김제삼현풍력	삼현풍력	전북	45
	병풍산풍력	대울풍력	전남	45
	포항동해그린풍력	동해그린풍력	경북	42
	영월에코윈드풍력	영월에코윈드	강원	42
	청송부남풍력	우람발전	경북	42
곡성그린풍력	곡성그린풍력발전	전남	42	
삼척어리2차풍력	명진풍력발전	강원	42	

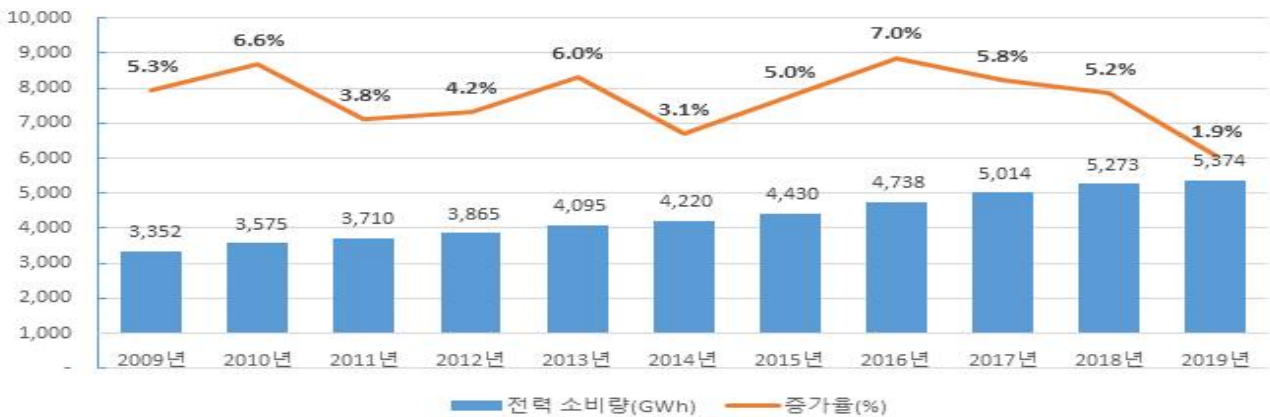
10 제주지역 전력수급계획

1 제주지역 수급현황

① 전력소비량 : '19년 총 전력소비량은 5,374GWh

- 지난 5년간('15~'19년) 연평균 증가율은 5.0%이나 '19년 경기둔화, 이상기온 등으로 전년 대비 1.9% 증가

< 최근 10년간 연도별 전력소비량 추이 >

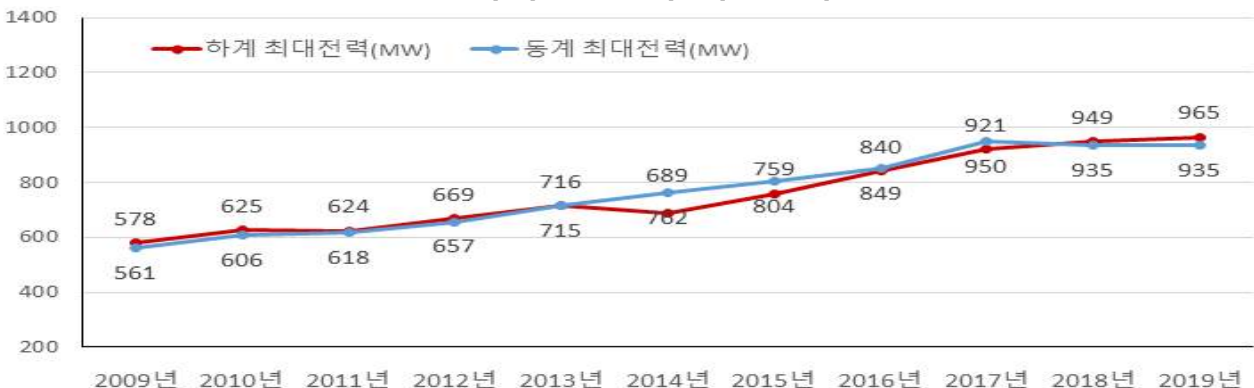


* 출처 : 전력거래소 제주본부

② 최대 전력 : '19년 최대전력 수요는 965MW(8월) 기록

- 지난 5년간('15~'19년) 연평균 증가율은 4.9% 수준이며, 이는 예전 5년('10~'14년) 증가율 5.9%에 비해서는 낮은 수치

< 연도별 하계 및 동계 최대전력 추이 >



* 출처 : 전력거래소 제주본부

3 전력공급 : '19년 신재생 발전설비 비중은 49%(정격용량 기준)

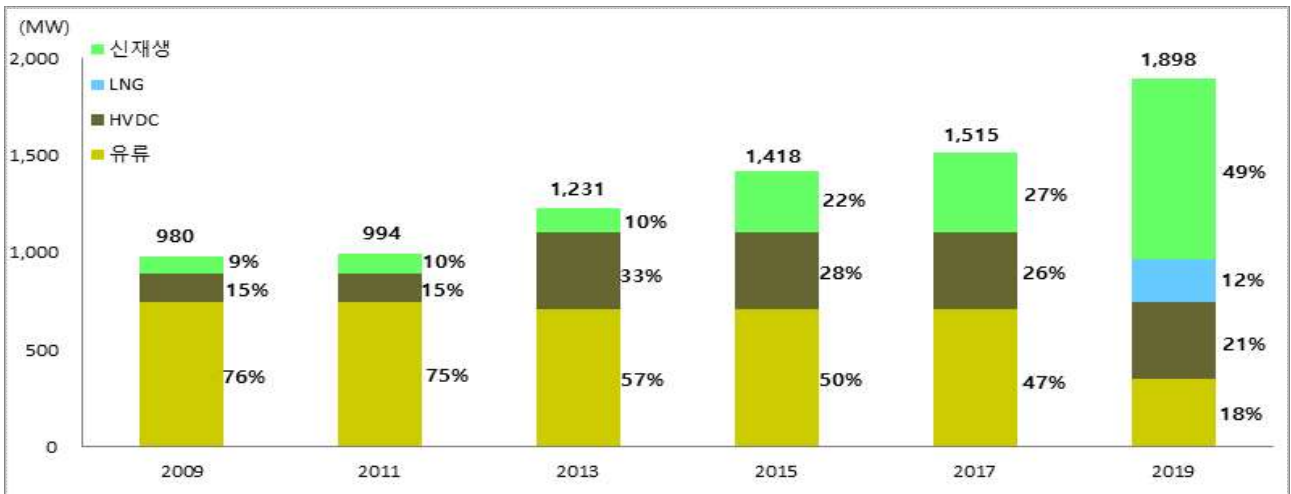
○ (설비규모) '19년말 기준 총 1,898MW

- '09년말 980MW 대비 94%(연평균 6.8%) 증가하였으며, '14년말 1,292MW 대비 47%(연평균 8.0%) 증가

○ (원별비중) '19년 신재생(49%), 연계선(21%), 유류(18%), LNG(12%) 順

- 신재생 설비비중은 '09년 9% → '14년 17% → '19년 49%로 증가

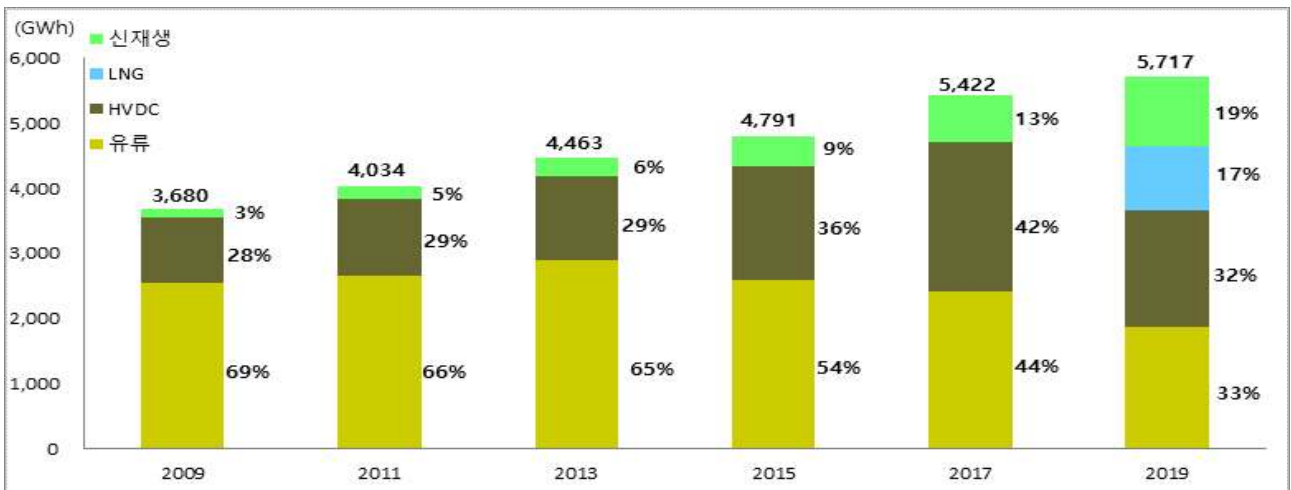
< 원별 발전설비 비중 >



* 출처 : 전력거래소 제주본부

○ (발전량비중) '19년 유류(33%), 연계선(32%), 신재생(19%), LNG(17%) 順

< 원별 발전량 비중 >



* 출처 : 전력거래소 제주본부

2

발전설비 계획 및 전력수급 전망

1 발전설비 계획

- ◇ 공급신뢰도 확보기준, 전력수급 불확실성 등을 종합적으로 고려하여 기준 설비예비율 30% 산정
- ◇ 재생에너지를 대폭 확대하는 친환경 발전원 구성을 달성

1 기준 설비예비율 : '34년 30% (연도별 27~30%)

< 연도별 기준 설비예비율 >

'20~'24년 (단기)	'25~'28년 (중기)	'29~'34년 (장기)
27%	28%	30%

2 목표 설비용량 : '34년 1,817MW

- '34년 목표수요 1,398MW보다 기준 설비예비율 30%만큼 많은 수치

3 확정 설비용량 : '34년 1,802MW (연말기준)

- 재생e 확대 목표, 발전설비 현황조사 결과 등을 종합적으로 반영

< 확정 설비용량 >

구분	LNG	유류	신재생	기타	연계선	계
실효용량(MW)	480	87	624	12	600	1,802
정격용량(MW)	480	87	4,456	49	600	5,672

* 급전지시를 받지 않는(비중앙급전) 발전기에 대해 피크기여도를 적용

** 기타는 폐기물

4 신규 필요설비 용량 : '34년 17MW (하계기준)

- '34년 목표 설비규모 1,817MW에서 확정설비 1,800MW 제외

* 제주는 하계피크 발생으로 신규 필요설비는 하계피크 기준으로 산정하였으며, 발전사업 준비기간을 고려하여 발전원 구성은 차기 계획에서 추진

② 전력수급 전망

- 단기('21~'24년) : 설비예비율 **27%** 이상 유지(31.0~46.4%)
- 중기('25~'28년) : 설비예비율 **28%** 이상 유지(32.2~39.4%)
- 장기('29~'34년) : 필요시 신규설비 건설을 통해 설비예비율 **30%** 수준 달성

< 연도별 전력수급 전망 (단위 : MW) >

연도	최대 전력	목표 설비	확정 설비	과부족	신규 설비	최종 설비규모	설비 예비율	기준 설비예비율
2020	1,009	1,281	1,217	△64		1,217	20.6%	27%
2021	1,030	1,308	1,376	69		1,376	33.7%	
2022	1,065	1,353	1,395	42		1,395	31.0%	
2023	1,101	1,399	1,613	214		1,613	46.4%	
2024	1,140	1,448	1,627	180		1,627	42.8%	
2025	1,178	1,508	1,643	134		1,643	39.4%	28%
2026	1,215	1,556	1,656	100		1,656	36.2%	
2027	1,249	1,598	1,667	68		1,667	33.5%	
2028	1,276	1,633	1,687	54		1,687	32.2%	
2029	1,302	1,692	1,720	28		1,720	32.1%	30%
2030	1,324	1,721	1,759	38		1,759	32.9%	
2031	1,343	1,746	1,782	35		1,782	32.6%	
2032	1,363	1,772	1,789	17		1,789	31.2%	
2033	1,380	1,795	1,795	0		1,795	30.0%	
2034	1,398	1,817	1,800	△17		1,800	28.8%	

* 전력수급전망은 하계피크 기준

1. 재생에너지 관련 현안

태양광 발전 급증 시 기존 풍력 제어만으로 대응 불가(태양광 제어 필요)

* (풍력출력제어증가 추이) ('15년) 3회, ('17년) 14회, ('19년) 46회

재생e 출력예측 정확도 제고, 출력 예측값을 고려한 통합발전계획 수립 및 운영체계 구축 필요

2. 주요 대응방안

1 신재생 발전설비 운영기준 개선

- 태양광 전원 제어방안 수립, 재생e 증가에 따른 주파수·전압 안정도 제고방안 검토 등

2 제주-완도 제3직류연계선(HVDC) 적기 준공

- '22년말까지 제3직류연계선을 준공하여 재생e 잉여전력을 육지전송

3 주파수 조정용 ESS 설치

- 주파수 조정용 ESS를 활용하여 의무가동 발전기(Must-Run) 필요 운전 대수를 하향 조정 가능

4 대규모 P2X 단지 개발 및 활용

- 재생e 출력제어에 의한 잉여전력 활용을 위해 P2X*(전력의 타에너지 변환) 실증사업 등을 통한 신규수요 창출

* 잉여전력으로 생산한 수소·메탄 등을 활용(연료전지기술)하여 열과 전기를 공급

11 공청회 및 산업위 주요의견 및 조치사항

- ◇ 제9차 전력수급기본계획 수립과 관련하여 전기사업법 절차에 따라 국회 산업위 보고(12.23), 공청회(12.24)를 통해 각계각층의 다양한 의견 수렴
- ◇ ①2050 탄소중립 목표 실현을 위한 수급계획 반영 검토, ②4차 산업혁명 확산에 따른 수요전망 검토, ③원전정책 재검토 및 ④석탄 발전의 추가감축 방안 검토 필요성 등에 대한 의견들이 제기

① 2050 탄소중립 목표 실현을 위한 수급계획 반영 검토

- 전력수요 전망 및 중장기 전원믹스 등은 관련 법제화 및 국가 상위계획과의 정합성 확보를 토대로 차기계획에서 순차적으로 검토·제시한다는 방향성을 본문에 명시

② 4차 산업혁명 확산에 따른 수요전망 검토

- 4차 산업혁명에 따른 전력수요 증감 영향이 향후 보다 중요해질 것으로 예상 되는 바, 분석방법론 개선과 전문가 의견수렴을 토대로 10차 계획에의 반영을 종합적으로 검토

③ 원전정책 재검토

- 원전정책방향에 대해서는 「에너지전환로드맵」(17.10월), 「제8차 전력수급기본계획」(17.12월), 「제3차 에너지기본계획」(19.6월) 등 기존 정책과 원칙을 재확인

④ 석탄발전의 추가 감축 방안 검토

- 현재 국회에서 논의중인 법제화 등을 토대로 향후 면밀히 검토