

지식경제부 공고 제2008-377호
(2008. 12. 29)

제4차 전력수급기본계획

(2008 ~ 2022년)

2008. 12.

< 목 차 >

I. 계획수립 개요 및 기본방향	1
II. 중·장기 전력수요 전망	9
III. 발전설비 계획	21
IV. 신재생·집단에너지 설비계획	31
V. 전력수급 및 전원구성 전망	37
VI. 송변전설비 확충 계획	45
VII. 향 후 추 진 방 향	55
[첨 부]	61
1. 전력수요 전망	63
2. 수요관리 계획	67
3. 발전설비 계획	70
4. 신재생에너지 설비계획	84
5. 집단에너지 설비계획	87
6. 도서지역 전력수급계획	88
7. 주요 송변전설비계획	92

I. 계획수립 개요 및 기본방향

1. 수립근거 및 계획의 성격
2. 계획수립 기본방향
3. 계획수립 추진경위

1. 수립근거 및 계획의 성격

가. 수립근거

- 지식경제부장관은 전력수급 안정을 위하여 전력수급기본계획을 수립하여 공고(전기사업법 제25조)
- 전력수급기본계획에는 전력수급의 기본방향과 장기전망, 전력설비 건설계획과 전력수요관리 등에 관한 사항을 포함
- 기본계획은 2년 단위로 수립·시행하며, 기본계획 수립·변경시 전력정책심의회에서 심의(전기사업법 시행령 제15조)

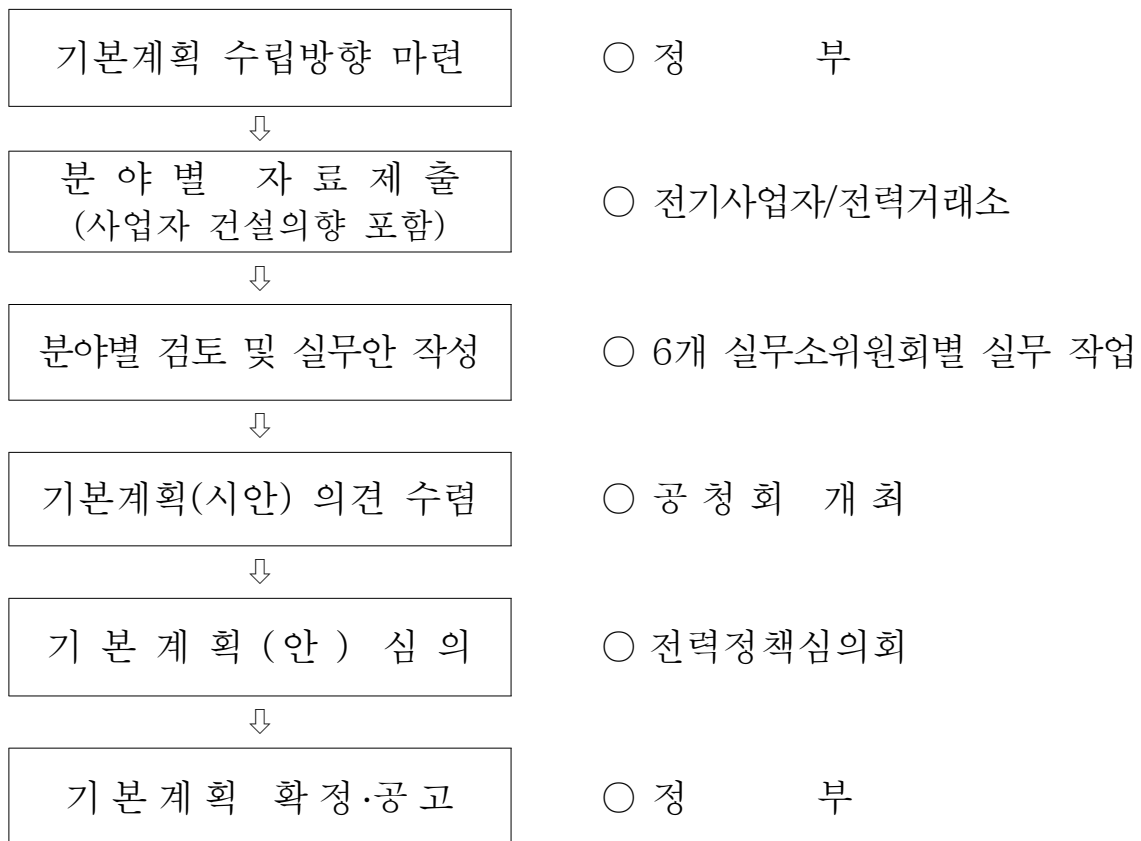
나. 계획의 성격

- 장기 전력수급안정을 위한 전기설비 시설계획 등 전력 수급 전망에 관한 정보제공 및 중장기 전력정책 방향 제시
- 정부는 동 기본계획에 따라 전기사업을 인·허가하는 등 세부 이행계획을 수행하고, 필요시에는 전력수급안정 대책을 수립·시행
- 전기사업자는 전력수급기본계획상의 시설계획 및 수급전망을 토대로 발전사업 인허가 신청을 통해 본격적으로 사업 추진
 - * 건설의향 → 전력수급기본계획 반영 → 발전사업 허가 및 실시계획 승인
 - * 계획 반영사업은 전원개발촉진법(제2조 3항 및 제6조 1항)에 의거 발전소 건설 관련 각종 인허가 절차 의제처리 적용
 - * 계획 미 반영사업은 개별법 인허가를 통해 사업추진 가능

다. 기본계획 수립 절차

- 분야별 전문가로 구성된 실무소위원회의 실무 검토를 통하여 6개 실무소위원회별 보고서 작성
 - * 6개 소위 : 총괄정책, 발전설비계획, 수요예측, 기후변화(신설), 수요관리, 계통설비계획
- 전문기관(전력거래소)의 중장기 전력수요 예측과 전기사업자의 건설의향을 바탕으로 장기 전력수급 전망 및 전력설비 시설계획 수립을 통한 수급안정 대책 마련
- 공청회를 통한 각계각층의 의견수렴과 전력정책심의회 심의를 거쳐 기본계획을 확정하고 이를 공고
- 향후, 사업자의 건설의향 변화와 전력수급 여건을 반영하여 기본계획을 수정·보완

[전력수급기본계획 수립 절차도]



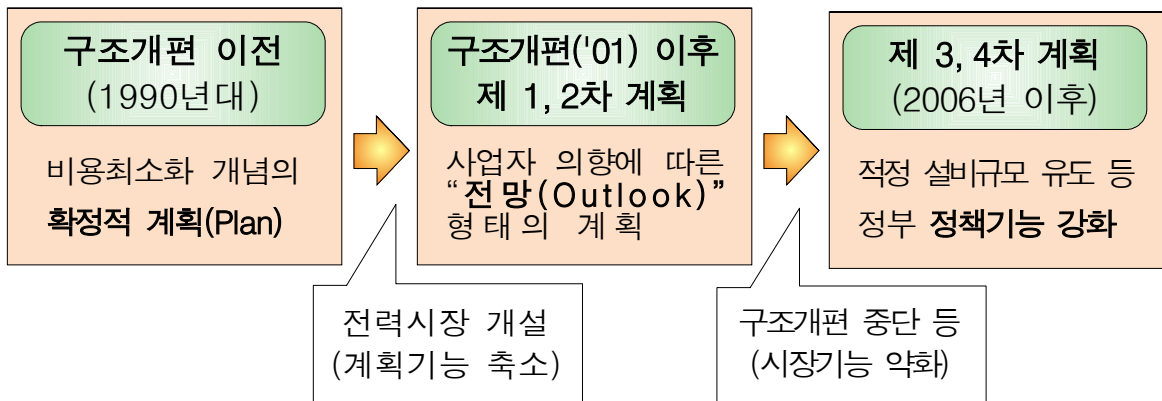
2. 계획수립 기본방향

가. 계획기간 : 2008 ~ 2022년

- 석탄 및 원자력 발전소 사업 추진기간 약 8~10년을 감안하여 계획기간을 15년으로 설정

나. 정책적 기능 강화

- 자원의 효율적 배분을 담보하기 어려운 현 전력시장 여건을 고려, 3차 수급계획 이후 적정 설비규모와 전원MIX를 도모하기 위한 정책기능 강화



- 사회적 비용최소화를 고려한 적정 설비규모와 전원MIX를 산정, 정부 목표계획으로 제시하고, 사업자 건설의향은 목표달성을 위한 수단적 계획으로 의향평가를 거쳐 선별 반영

다. 수급자원의 효율성 및 경제성 제고

- 수도권 수급불균형 해소를 위해 수도권, 비수도권, 제주권 등 3개 권역으로 구분, 지역별 수급계획 수립
 - 수도권 등 전력수요 중심지로의 설비투자 유인을 위해 발전설비 계통기여도 평가 추진
- * 수도권은 최대전력수요의 39%를 차지하나 발전설비는 22%만을 보유('07년 기준)

라. 기후변화 대응형 전원믹스 구성

- 전원별 경제성 분석시 환경비용(32,000원/CO₂톤) 반영 및 탄소 원단위 배출 목표량 설정(2022년 기준 0.11kg-C/kWh)
 - * 해외 배출권 거래가격 및 한계저감비용 등을 감안하여 환경비용 산정
- 신재생 설비 중 발전사업 건설의향 제출설비, 정부·사업자간 RPA* 체결 설비, 중앙정부/지자체 사업허가 설비에 대해서는 우선 반영
 - * RPA : Renewable Portfolio Agreement, 신재생에너지 공급협약

마. 미래 불확실성에 대한 대응방안 마련

- 미래 연료가격 및 발전효율, 신기술전망 등을 전문가 자문을 통해 도출, 실무소위원회에서 이를 검증하고 계획에 반영
- 과거 LNG 및 신재생 전원의 건설취소 및 준공지연 등으로 인한 준공이행률을 평가하여 계획에 반영

바. 국가에너지기본계획 및 하위 계획간 연계성 강화

- 국가에너지기본계획상의 에너지원단위 목표달성을 위한 수요 관리 및 원전, 신재생에너지 확대 목표를 반영하여 계획 수립
- 대기전력제 및 최저효율제 등 에너지이용합리화계획에 의한 전력부문 수요관리 효과 반영
- 가스 수급계획과의 연계성 강화를 위해 LNG 발전소에 대해서는 가스공사로부터 배관망 연계 가능여부 검토 후 반영

사. 계획 수립의 전문성·투명성 강화

- 분야별 전문가로 구성된 실무소위원회 운영
 - 총괄정책(18명), 발전설비계획(19명), 수요예측(14명) 기후변화(16명), 수요관리(13명), 계통설비계획(16명) 등 6개 분야 (총 96명)
- 실무지원 조직의 전문성 강화를 위해 실무전문가로 구성된 워킹 그룹 구성, 수급계획 현안검토 및 기술자문 시행

3. 계획수립 추진경위

- 「제4차 전력수급기본계획」 수립 기본방향 설정 및 실무소위원회 구성 및 운영('08. 3월 ~)
 - 현재 전력시장 여건을 고려하여 정부의 정책적 기능을 유지하는 방향으로 「전력수급기본계획」 성격 정의
 - 실무소위원회 구성 및 운영
 - * 실무소위 개최실적 : 총괄정책(2회), 발전설비계획(4회), 수요예측(2회), 기후변화(3회), 수요관리(4회), 계통설비계획(3회)
 - 실무 Working Group 구성 및 운영
 - * 발전설비소위 관련 2개 분야(원전, 경제성), 기후변화소위 관련 1개 분야(환경)
- 사업자 「발전설비 건설의향」 조사 시행('08. 3월 ~4월)
- 경제성장률, 산업구조 변화, 최근 전력수요 실적 등의 여건변화를 바탕으로 전력수요 전망 및 수요관리계획 수립('08. 4월 ~ 9월)
- 발전사업자 건설의향 계통영향 평가결과 준공불일치 및 LNG 연료사용 발전기 가스배관망 연계 조정회의 개최('08. 7월)
- 전력수요에 따른 기준설비 구성계획 수립 및 사업자 건설의향 발전기 평가('08. 9월 ~ 10월)
- 발전설비 건설계획에 따른 중·장기 전력수급 전망('08. 10월)
- 지속가능발전위원회 협의('08. 11월 ~ 12월)
- 「제4차 전력수급기본계획(시안)」에 대한 공청회 개최('08. 12. 5)
- 「제4차 전력수급기본계획(안)」에 대한 전력정책심의회 개최('08. 12.18)

Ⅱ. 중·장기 전력수요 전망

1. 최근 전력수요 현황
2. 목표수요 전망
3. 기준수요 전망
4. 장기 수요관리 방안

1. 최근 전력수요 현황

가. 전력소비량 동향

□ 전력소비량 증가율은 90년대 이후 점차적으로 둔화 추세

* ('91~'95) 11.6% → ('96~'00) 8.0% → ('01~'04) 6.8% → ('05~'07) 5.7%

연 도	'91~'95	'96~'00	'01~'04	'05~'07
연평균 증가량 (GWh)	13,777	15,253	18,140	18,836
연평균 증가율 (%)	11.6	8.0	6.8	5.7

□ 최근 3개년('05~'07) 전력소비량 실적은 당초 전망(1차~3차 계획 평균) 보다 3~5% 높게 시현됨

○ 타 에너지원 대비 낮은 전기요금으로 인한 전력소비 증가에 기인함

연 도	당초 전망(GWh) (1~3차 계획 평균)	실 적(GWh)	증 가 율(%)
2005	319,554	332,413	4.0
2006	338,025	348,719	3.2
2007	350,970	368,605	5.0

□ 우리나라 1인당 전력소비량('05년 기준)은 OECD와 BRICs(34개국) 국가들 평균보다 높은 수준임

구 분	한 국	미 국	중 국	일 본	독 일	프랑스	영 국	노르웨이
1인당 전력소비량 (2005년, kWh/인)	8,064	14,448	1,914	8,628	7,522	9,176	6,651	29,894
순 위	14	5	33	11	17	9	21	1

* OECD 국제통계(2007)기준, 자가용설비 소비량 포함

나. 최대전력 동향

- 최대전력은 90년대 연평균 9.5% 증가에서 2001년 이후 5%대로 증가율 둔화
 - 최근 3개년('05~'07)간 연평균 3,674MW 증가하여 이전 10년('95~'04)간 평균 증가량 2,457MW에 비해 높은 수준이나,
 - 2008년은 경기침체 및 절전운동 등의 영향으로 전년 대비 0.8%(509MW) 증가에 그침

[최대전력 실적 변화]

연 도	1990	1995	2000	2001	2004	2005	2006	2007	2008
실 적(MW)	17,252	29,878	41,007	43,125	51,264	54,631	58,994	62,285	62,794
기간평균 증가율(%)	9.5 (90년대: '90~'99)			5.5 (2001년 이후: '01~'08)					
						6.7 ('05~'07)		0.8 ('08)	
기간평균 증가량(MW)	2,457 ('95-'04)					3,674 ('05-'07)			

- 최근 최대전력의 증가요인은 이상고온에 따른 냉방수요 증가
 - 최근 3개년('05~'07)간 이상고온(고온지속 및 열대야 일수 증가)으로 냉방전력이 크게 증가하였음

연 도	2003	2004	2005	2006	2007	2008
고 온 누적일수	1	9	5	18	7	3
열대야 지속일수	1	1	6	4	6	1
냉방전력(MW) (증가율, %)	9,003 (1.0)	10,250 (13.9)	11,560 (12.8)	12,911 (11.7)	14,313 (10.8)	13,144 (-8.2)

* 고 온 누적일수 : 최고기온 30℃이상인 일수의 합
 열대야 지속일수 : 최저기온 25℃이상인 일수의 합

2. 목표수요 전망

가. 전망전제

- 제1차 국가에너지기본계획(2008. 8월)상 2030년 에너지원단위 개선 목표(2006년 대비 47%) 달성을 위한 “**목표수요**” 반영
- 목표수요 달성을 위해 전기요금체계 합리화, 에너지사용 효율 개선 등 분야별 대책을 수립·추진
 - **전기요금체계 합리화** : 공급원가에 기초한 전압별 요금체제로 단계적 이행 및 소비자 선택요금제, 시간대별 차등요금제 등의 탄력적 수요관리형 요금제 강화
 - **에너지사용 효율개선** : 에너지 효율향상을 위한 R&D, 산업·건물 부문 에너지이용 시스템 혁신, 고효율 조명기기 저가화, 기기 전반에 대한 효율표준화 등 시행

나. 전망결과

□ 전력소비량 전망

- 전력소비량은 2007~2020년 기간에 연평균 2.2% 증가

[단위 : GWh]

연 도	2006(실적)	2020	2030	평균증가율 ('07~'20, %)
전력소비량	348,719	471,706	513,013	2.2

□ 최대전력 전망

- 최대전력은 2007~2020년 기간에 연평균 1.8% 증가

[단위 : MW]

연 도	2006(실적)	2020	2030	평균증가율 ('07~'20, %)
최대전력	58,994	75,308	81,903	1.8

3. 기준수요 전망

(1) 수요예측 전체

가. 주요 전제

□ 경제성장 전망(KDI 전망치 반영)

- 4차 계획 GDP는 3차 대비 2020년 기준 1.1% 높은 수준 반영
 - 2008 ~ 2022년간 연평균 4.2% 성장 전망

[단위 : 조원]

연 도	2008	2009	2010	2015	2020	2022
4차 계획	836	877	920	1,145	1,386	1,482
3차 계획	829	867	906	1,121	1,371	-
증가율(%)	0.8	1.2	1.5	2.1	1.1	-

□ 산업구조 전망(KIET 전망치 반영)

- 4차 계획은 3차에 비해 제조업 비중이 확대되고, 서비스업은 축소
 (제조업은 서비스업에 비해 전력 다소비 분야)

[단위 : %]

연 도		2008	2010	2015	2020	2022
농 립 어 업	4차	3.0	2.7	2.2	1.7	1.6
	3차	3.1	2.8	2.3	1.9	-
제조업	4차	30.3	30.5	30.7	30.2	30.1
	3차	29.2	29.4	28.9	28.3	-
서비스	4차	66.4	66.6	66.9	68.0	68.2
	3차	67.6	67.7	68.7	69.7	-

- 기 타 : 전기요금, 가구수, 가전기기, 업종별 부가가치 전망 등을 활용

나. 예측 방법

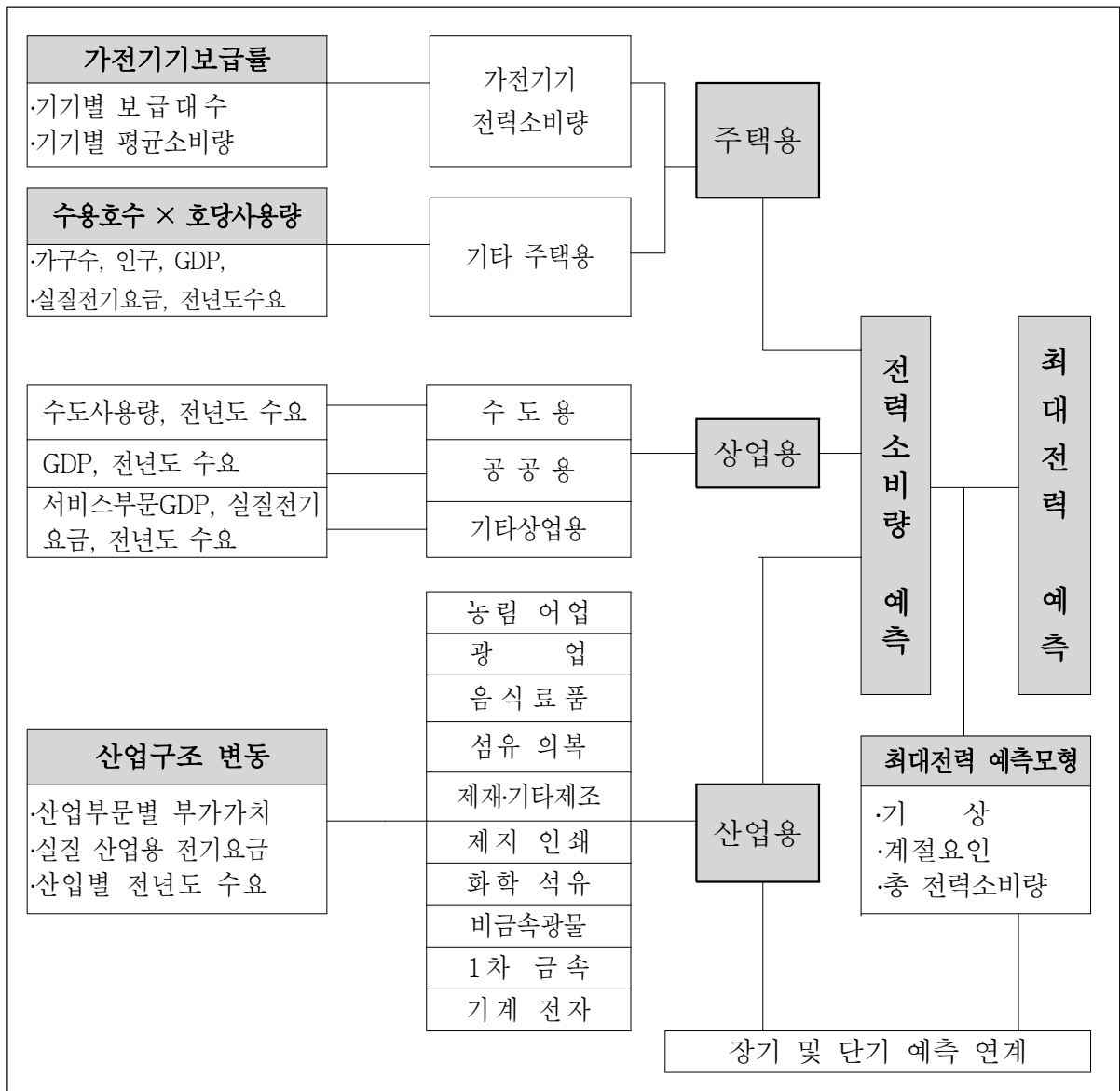
□ 전력소비량 예측

- 주택용(2개), 상업용(3개), 산업용(10개) 부문으로 구분하고, 미래 경제 성장, 산업구조, 전력소비 추세 등을 반영하여 전력소비량(kWh) 예측
 - 예측 전력소비량에서 수요관리에 의한 절감량을 차감

□ 최대전력 예측

- 예측된 전력소비량에 계절요인, 기상, 전력소비량에 대한 최대 전력 탄력성 변화 등을 반영하여 예측
 - 예측 최대전력에서 수요관리에 의한 피크 억제량을 차감

[전력수요예측 방법]



(2) 전력수요 전망

가. 전국 전력수요

□ 전력소비량

○ 전력소비량은 2008 ~ 2022년 기간에 연평균 2.1% 증가
(2008년 : 389,745GWh → 2022년 : 500,092GWh)

- 용도별로는 주택용 2.4%, 상업용 3.2%, 산업용 1.2% 증가

[단위 : GWh]

연 도	2008	2010	2015	2022	'08~'22 (%)
주 택 용	73,472	80,891	90,225	99,281	2.4
상 업 용	119,422	130,897	155,234	179,335	3.2
산 업 용	196,851	213,232	227,507	221,476	1.2
계	389,745	425,020	472,966	500,092	2.1

* 전력소비량은 수요관리 후 소비량임

□ 최대전력

○ 최대전력은 2009 ~ 2022년 기간에 연평균 1.9% 증가
(2009년 : 67,226MW → 2022년 : 81,805MW)

- 2022년에는 수요관리전 수요의 12.2%(11,321MW)를 피크 억제하여
81,805MW가 발생할 것으로 전망됨

[단위 : MW]

연 도	2009	2010	2015	2022	'09~'22 (%)
수요관리前	67,881	70,827	82,554	93,126	2.9
수요관리량	655	1,372	5,340	11,321	-
수요관리後	67,226	69,455	77,214	81,805	1.9

* 수요관리량은 2008년 계획대비 연도별 순증 누계 기준

나. 지역별 전력수요

□ 수도권

- 전력소비량은 2008 ~ 2022년 기간에 연평균 2.4% 증가 전망
- 2008년 : 148,172GWh → 2022년 : 201,204GWh
- 최대전력은 '08 ~ '22년 기간에 연평균 2.2% 증가 전망
- 2008년 : 25,543MW → 2022년 : 33,497MW

연 도	2008	2010	2015	2022	'08~'22 (%)
전력소비량 (GWh)	148,172	162,766	188,214	201,204	2.4
최대전력 (MW)	25,543 (실적)	27,545	31,162	33,497	2.2

□ 제주 권

- 전력소비량은 2008 ~ 2022년 기간에 연평균 1.9% 증가 전망
- 2008년 : 3,201GWh → 2022년 : 4,021GWh
- 최대전력은 2008 ~ 2022년 기간에 연평균 3.3% 증가 전망
- 2008년 : 553MW → 2022년 : 897MW

연 도	2008	2010	2015	2022	'08~'22 (%)
전력소비량 (GWh)	3,201	3,493	3,954	4,021	1.9
최대전력 (MW)	553 (실적)	631	754	897	3.3

* 최대전력은 비동시(非同時) 최대전력

4. 장기 수요관리 방안

가. 기본방향

- 대내외 여건을 반영, 수요관리 지속 강화 및 신규제도 발굴 확대
- 전력산업기반기금에 의한 수요관리 외에 “에너지이용합리화계획”에 의한 전력분야 수요관리 시책 반영

나. 주요내용

- 전력수급 여건을 고려한 수요관리자원 활용 최적화
 - 단기('08 ~ '12)는 설비예비율 10%내외로 전망됨에 따라 수급 안정을 위해 투자비 대비 피크억제 효과가 큰 부하관리 강화
 - 설비예비율이 15%이상으로 개선되는 중기 이후 효율향상 자원을 대폭 확대하여 기후변화협약에 적극 대응
 - 효율적인 수요관리사업 추진으로 사업효과 증진
 - 수요관리사업의 전문성 제고를 위해 주관 및 평가기관 분리 검토
 - 수요관리 성과 검증을 위한 평가관리시스템 개선
 - 직접부하제어 목표량 제외로 수요관리 정확도 제고
 - 시장기반의 수요관리사업(상시 지원금입찰제) 목표량 반영 및 지속적 확대 추진
 - 고효율기기 보급 등 효율향상 사업 추진을 통한 에너지절감량 반영
 - 제4차 에너지이용합리화계획의 최저효율제, 대기전력 목표량 반영
 - 수요관리 분야 R&D 투자확대 및 중장기적으로 EERS* 사업 추진
- * EERS : Energy Efficiency Resource Standard, 에너지 효율향상 의무화제도

다. 수요관리 목표량

□ 부하관리는 수급여건을 고려하여 단기 확대후 중기이후 소폭 축소

□ 효율향상은 에너지이용합리화계획을 반영하여 중기이후 대폭 확대

○ 피크억제량(순증누계) : 3차(11,615MW) → 4차(11,321MW)

○ 에너지절감량(순증누계) : 3차(미반영) → 4차(62,762GWh)

* 효율향상 점유비(누계 피크억제량 기준) : 20.8%('08) → 52.7%('22)

[단위 : MW, GWh, 천톤]

연 도		2008	2009	2013	2018	2022
피 크 억 제 량	부하관리	(4,654)	5,077	6,660	7,855	8,129
	효율향상	(1,222)	1,454	2,908	5,922	9,068
	합 계	(5,876)	6,531 (655)	9,568 (3,692)	13,777 (7,901)	17,197 (11,321)
에 너 지 절 감 량	효율향상	1,001	2,557	14,183	38,196	62,762

* 1. 효율향상 : 전력산업기반기금에 의한 수요관리사업 및 에너지이용합리화계획에 의한 전기소비 절감 효과

2. 피크억제량 : 프로그램별 누계기준, ()는 '08대비 순증누계 기준

3. 에너지절감량 : 고효율기기보급 및 에너지합리화계획의 '08대비 순증누계 기준

라. 수요관리 투자비

□ 2008 ~ 2022년 기간 동안 총 2조 8,094억원 소요 전망

[단위 : 억원]

연 도	2009	2013	2018	2020	2022	합 계
부하관리	913	1,088	1,047	992	939	15,149
효율향상	465	743	1,073	1,203	1,274	12,945
합 계	1,378	1,831	2,120	2,195	2,213	28,094

* 지원금만 산정, 현재단가의 불변가격 기준으로 산정(에너지이용합리화계획 제외)

Ⅲ. 발전설비 계획

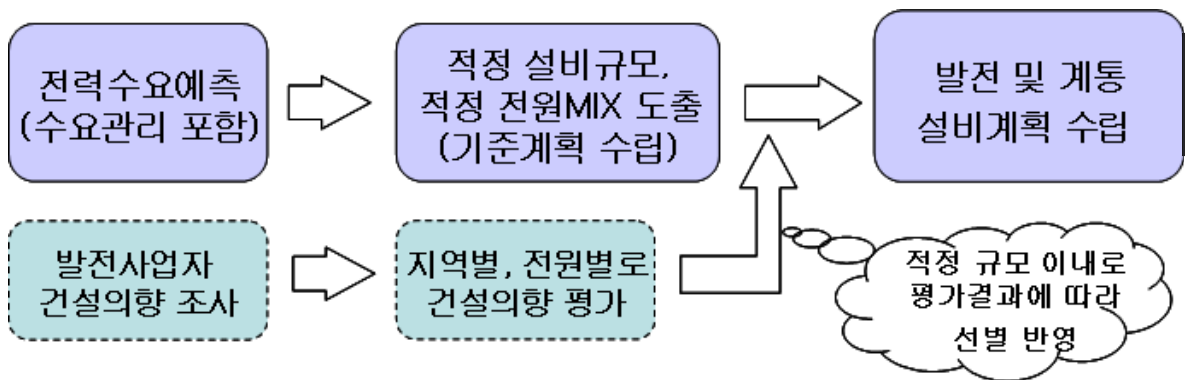
1. 기본 방향
2. 사업자 건설의향 조사
3. 건설의향 평가기준
4. 발전설비계획 수립결과

1. 기본방향

가. 계획수립 절차

- 수요예측에 따라 사회적 비용이 최소화되는 적정 발전설비 규모와 적정 전원MIX를 전산모형을 통해 도출
- 도출된 설비규모에 따라 지역별, 전원별 발전설비 필요용량 범위에서 사업자의 건설의향을 평가하여 선별 반영
- * 분산형전원(신재생, 집단에너지 등)은 정책적 차원에서 건설의향 전부 반영

[설비계획 수립방법 개념도]



나. 계획수립 전제

- 예측된 전력수요에 따라 공급신뢰도, 환경성(CO₂ 배출량), 경제성을 기준으로 전산모형을 통해 최적해(적정 설비규모, 전원구성)를 도출
- 입력전제 적용기준
 - 지역별(전국권, 수도권, 제주권) 공급신뢰도 기준 : LOLP* 0.5일/년
 - 탄소배출량 제약 : 0.11 kg-C/kWh, 탄소배출비용 반영 : 32,000원/CO₂톤
- * LOLP : Loss of Load Probability, 공급지장확률

다. 적정 설비규모 도출 결과

□ 목표수요에 따른 적정설비용량 및 구성비

○ 적정설비규모

구 분	전원별 신규추가 용량(MW)			총 계 (MW)	비 고
	원자력	석 탄	LNG		
전 국 권	8,400 (6기)	2,000 (2기)	-	10,400	

* 목표수요에 따른 기준계획은 전국권에 대해서만 산정

○ 발전설비 구성비(2022년 기준)

원자력	석 탄	L N G	석 유	기 타
34% 수준	27% 수준	23% 수준	4% 수준	12% 수준

* 석 탄 : 유연탄+무연탄, 기 타 : 수력+양수+신재생/집단에너지설비

□ 기준수요에 따른 적정설비용량 및 구성비

○ 적정설비규모

구 분	전원별 신규추가 용량(MW)			총 계 (MW)	비 고
	원자력	석 탄	LNG		
수 도 권	-	1,600 (2기)	1,000 (2기)	2,600	
비수도권	8,400 (6기)	3,000 (3기)		11,400	
합 계 (신규반영)	8,400 (6기)	4,600 (5기)	1,000 (2기)	14,000	

* 제주권 별도 분석

○ 발전설비 구성비(2022년 기준)

원자력	석 탄	L N G	석 유	기 타
33% 수준	29% 수준	23% 수준	4% 수준	11% 수준

2. 사업자 건설의향 조사

가. 의향조사 개요

- 목 적 : 발전사업자의 시장참여 의향을 반영하기 위하여 발전 설비계획 의향조사를 시행
- 시 기 : 2008. 3. 10 ~ 4. 18 (40일간)
- 대 상 : 건설중인 설비계획, 신규 건설계획, 발전소 폐지계획 등

나. 발전소 건설의향 종합

- 2008 ~ 2022년까지 총 66,136MW 건설의향 접수
 - 건설중(신재생 및 집단에너지 포함) : 28,196MW
 - 신규의향 : 37,940MW
 - 5대 발전회사는 유연탄 및 LNG복합, 민간사업자는 LNG복합 선호

[단위 : MW]

구 분	한수원	5대 발전회사	*민간발전 사업자	기 타 (신재생 집단 소모자)	합 계
건설중 (허가~착공)	6,860	6,660	3,300	11,376	66,136
계획중	9,900	18,740	9,300		
합 계	16,760	25,400	12,600	11,376	66,136

* 민간발전사업자 : 포스코건설, 대림산업, SK건설, 포스코파워, GS파워, GS EPS, 메이야 울촌, 디오피서비스, 현대그린파워

[건설의향 규모]

[단위 : MW, 기수]

구 분	원자력	유연탄	LNG	석 유	신재생	양수/집단	합 계
건설규모 (기수)	16,700 (13기)	15,220 (18기)	21,780 (34기)	237 (5기)	6,456	5,743 (49기)	66,136 (119기)
비 중	25.3%	23.0%	32.9%	0.4%	9.7%	8.7%	100%

* 1. 양수(총 800MW), 집단에너지(총 4,943MW)
2. 신재생에너지 기수 산정에서 제외

다. 발전소 폐지의향 종합

□ 2008 ~ 2022년까지 총 22기 3,886MW 폐지

○ 3차 계획 대비, 유연탄 2기(보령#1,2), 석유 4기(평택#3,4, 제주GT#1,2)는 폐지대상에서 제외

[단위 : MW, 기수]

구 분	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석 유	수 력	합 계
'08 ~ '22	-	-	525 (3기)	1,538 (6기)	1,823 (13기)	-	3,886 (22기)

* 도서발전기는 기수 산정에서 제외

라. 사업자 의향조사 결과 종합

□ 2008 ~ 2022년까지 총 66,136MW 건설의향 제출

[연도별 사업자 건설의향 규모]

연 도	최대수요 (MW)	발전설비 용량(MW)			설비예비율 (%)
		폐 지	건 설	설비용량	
2008.3		기존설비 68,806			
2008	62,794	3	1,507	70,310	12.0%
2009	67,226	338	4,183	74,158	10.3%
2010	69,455	333	3,121	76,946	10.8%
2011	71,324	455	4,806	81,297	14.0%
2012	72,958	432	6,677	87,541	20.0%
2013	74,564	625	3,490	90,406	21.2%
2014	75,942	1,000	7,639	97,044	27.8%
2015	77,214	-	5,662	102,706	30.0%
2016	78,398	-	9,557	112,263	43.2%
2017	79,442	-	7,354	119,617	50.6%
2018	80,174	-	3,523	123,140	53.6%
2019	80,789	-	1,400	124,540	54.2%
2000	81,151	-	4,315	128,855	58.8%
2021	81,502	700	1,400	129,555	59.0%
2022	81,805	-	1,500	131,055	60.2%
총 계		3,886	66,136		

* 1. 설비용량 : 하계(7월) 기준

2. 설비용량 산정시 신재생, 집단에너지는 피크기여도 및 준공이행률 미반영

3. 건설의향 평가기준

- ‘기준계획’상의 적정 설비규모 수준으로 발전설비계획을 수립하기 위해 발전사업자의 건설의향을 평가하여 선별 반영
- 다만, 신재생 설비, 집단 에너지설비 등의 건설의향은 분산형 전원 보급 확대 차원에서 평가 없이 반영
- 평가 기본방향
 - 설비건설에 따른 발전비용, 송전비용 등 사회적 총 비용을 평가
 - 건설이행 가능성, 노후설비 적기 폐지 및 계획 지연사례 등을 평가하고, 민간기업 진입 촉진 차원에서 민간사업 가점 부여

[건설의향 평가기준]

구 분	평가지표	세부내용	평가기준	가중치	평가주체	
					지표값 산정	대상사업 결정
계 량 지 표	송전비용	계통접속비용(원)	비용의 전체합	8	계통소위	총괄소위
		계통보강비용(원)				
	발전비용	발전소건설비(원)			발전소위	
		운전비용(원)				
비계량 지 표	주민수용성	지역 희망 정도	유치희망	20	발전소위	
	사 진 척 도	발전소 부지 확보	확보정도	10		
		계통연계설비 확보	확보정도	5	계통소위	
		사전준비 정도	건설타당성조사용역	5	발전소위	
			환경영향평가 정도	5		
	정 책 성	고비용 노후설비 폐지 추진	동일부지에 대체건설 사업	20	발전소위	
		사업지연 억제	사업 지연정도	20		
민간기업 진입촉진		민간추진사업	15			

▶ 평가대상 발전기

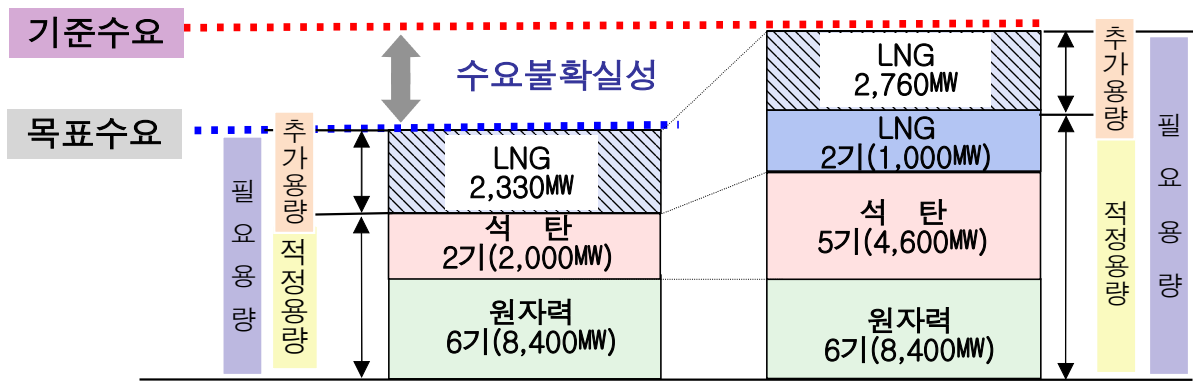
- 제4차 전력수급기본계획 수립을 위하여 제출된 건설의향 발전기 중 C1등급(계획 중인) 발전기

4. 발전설비계획 수립결과

가. 설비계획 수립 기준

- 목표 및 기준 수요별 필요설비용량 도출(적정설비용량+추가설비용량)
 - 공급신뢰도 기준하의 비용최소화에 의한 적정설비용량 도출
 - 과거 LNG 발전소 건설취소 및 준공지연 등으로 인한 준공이행률을 감안하여 추가설비용량 도출
- 목표수요에 의해 도출된 전원별 필요용량은 확정설비로 반영
 - * 단, LNG 발전기는 기준수요에 의한 적정설비용량 반영
 - 목표수요와 기준수요 적용 설비계획간 용량 차이는 전력수요 변동 등에 대비하여 공급안정성 확보를 위한 불확실 대응설비로 반영
 - * 불확실대응설비에 대해서는 수급여건을 고려, 발전사업 허가여부 결정 및 준공시기 조정

[수요별 필요용량]



- * 1. : 추가설비용량
- 2. 석탄은 경제성을 고려하여 2기 단위로 Project가 추진됨에 따라 5기를 6기로 반영

나. 발전설비 확충규모

□ 신규건설 발전기(2008 ~ 2022년)

- 사업자 건설의향(총 66,136MW) 중 47,686MW를 최종 발전설비계획에 반영

[단위 : MW, 기수]

구분	원자력	유연탄	LNG	석유	신재생	양수/집단	합계
제3차 계획 '06 ~ '20	9,600 (8기)	9,980 (15기)	11,239 (19기)	258 (3기)	2,265	4,384 (18기)	37,726 (63기)
제4차 계획 '08 ~ '22	15,200 (12기)	9,480 (12기)	10,730 (17기)	77 (1기)	6,456	5,743 (49기)	47,686 (91기)

* 신재생 및 도서발전기는 기수 산정에서 제외

□ 폐지발전기(2008 ~ 2022년) : 총 22기 3,886MW

다. 등급분류 및 계획반영 대상 발전기 종합

구 분	원자력	석 탄	가스복합	기타	용량 계 (MW)	비고	
A, B 등급	신고리#1 ('10.12) 1,000 #2 ('11.12) 1,000 신월성#1 ('12.03) 1,000 #2 ('13.01) 1,000 신고리#3 ('13.09) 1,400 #4 ('14.09) 1,400	보령#7 ('08.06) 500 #8 ('08.12) 500 영흥#3 ('08.06) 870 #4 ('08.12) 870 하동#7 ('08.12) 500 #8 ('09.06) 500	인천#2 ('09.06) 508.9 군산#1 ('10.05) 718 영 월 ('10.11) 853 포스코#5('10.12) 500 포스코#6('11.06) 500 고 덕 ('11.06) 800 송도#1,2 ('11.10, 12.02) 1,000 부곡#3 ('11.12) 500	제주내연#2 ('09.06) 40 예천양수#1 ('11.09) 400 예천양수#2 ('11.12) 400 신재생 6,456.33 집단 4,942.66 소도서 36.75	폐 지 (- 3,886.39)	확정	
	6,800	3,740	5,379.9	12,275.74	28,195.64 (24,309.25)		
C1 등급	수도권	영흥#5 ('14.06) 870 #6 ('14.12) 870	서 울#1,2 ('12.06, '12.12) 1,000, 부 천#2 ('12.07) 550 인 천#3 ('12.12) 700		3,990	확정	
			포 천#1 ('13.07) 750, 안 산#1 ('14.03) 750		1,500	불확실 대응설비	
		영흥#7 ('17.09) 870 #8 ('18.03) 870	포 천#2,3 ('13.12, '16.12) 1,500, 안 산#2 ('14.03) 750 문 산 ('15.01) 750, 인 천#4 ('15.12) 700 포스코#7,8('15.12, '16.03) 1,200 송 도#3,4('17.01) 1,000, #5,6('20.01) 1,000				
	비수도권	신울진#1 ('15.12) 1,400 #2 ('16.12) 1,400 신고리#5 ('18.12) 1,400 #6 ('19.12) 1,400 신울진#3 ('20.06) 1,400 #4 ('21.06) 1,400				8,400	확정
		당진#9 ('14.12) 1,000 #10 ('15.12) 1,000 삼척#1,2('15.12) 2,000	안 동 ('11.12) 900, 신울산 ('13.12) 700			5,600	불확실 대응설비
		신보령#1 ('16.04) 1,000 #2 ('16.12) 1,000 태안#9 ('17.01) 1,000 #10 ('17.11) 1,000	군산#2 ('14.02) 700, 부 곡#4 ('14.12) 500 울 촌#2 ('15.01) 550, 영 남 ('15.07) 1,000 군장#1,2 ('17.05, 11) 1,400				
제주권				-	확정		
	제주내연#3 ('15.12) 40, 제주내연#4 ('16.06) 40 남제주내연#5 ('17.12) 40, 남제주내연#6 ('18.03) 40, HVDC#3 ('18.06) 200						
C2 등급	신 규#1 ('22.06) 1500						
	1,500						
반영계	(C1)	8,400	5,740	5,350	-	19,490	
	전체	15,200	9,480	10,729.9	12,275.74	47,685.64 (43,799.25)	

- * 1. ()는 폐지용량 포함시
- 2. 신규원전#1은 부지 미지정으로 평가 제외

IV. 신재생·집단에너지 설비계획

1. 신재생에너지 설비계획
2. 집단에너지 설비계획

1. 신재생에너지 설비계획

가. 신재생에너지 설비 반영방안

□ 기본방향

- 신재생 발전설비는 건설의향 평가 및 등급분류 단계를 거치지 않고, 사업자의 건설의향을 발전설비계획에 100% 반영
 - 건설 중인 발전소, 발전설비 건설의향서 제출설비, 사업허가 발전설비, 정부와 RPA 협약 체결설비
 - * RPA : Renewable Portfolio Agreement, 자발적 신재생에너지 공급 협약
- RPS*제도 및 세부 운영방안이 확정될 경우 제5차 전력수급 기본계획(2010년)에 반영 예정
 - * RPS : Renewable Portfolio Standard, 신재생에너지 의무할당제

□ 설비계획 반영기준

- 태양광 및 풍력 설비에 대한 준공이행률 적용
 - 사업허가 설비 중 태양광 및 풍력발전소의 경우, 건설의향 용량 대비 사업 이행률이 낮으므로 금번 계획 수립시 준공이행률 적용
- 대용량 발전설비 계통연계 사전 검토
 - 20MW 초과 신재생에너지 설비에 대해 계통연계를 사전 검토, 준공시점 기준 계통 연계가 가능한 경우에 계획에 반영
 - 계통연계가 불가능한 경우, 한전·발전사업자 협의 후 준공시기 조정
- 신재생에너지에 대한 피크기여도 적용
 - 최대부하 발생시 풍력 및 태양광 등 신재생 설비는 자연에너지에 의존하므로, 예비력 산정시 피크기여도 적용

나. 신재생에너지 설비계획 수립결과

□ 신재생에너지 설비현황 및 건설 전망

○ 신재생에너지설비 현황

- 2007년 12월 현재 신재생에너지 설비현황 : 총 1,943MW
- 수력설비가 1,592MW의 용량(81.9%)으로 신재생에너지 전원 중 최대 비중 차지

[단위 : MW]

구 분	수 력		풍 력	태양광	바이오	폐기물 소각	부 생 가 스	연 료 전 지	계
	일 반	소수력							
'07. 12. 31 기준	1,521.6	70.5	191.9	37.8	82.4	8.0	30.3	0.3	1,942.8
	78.3%	3.6%	9.9%	1.9%	4.2%	0.4%	1.6%	0.02%	100%

○ 신재생에너지설비 건설 전망

- 2008 ~ 2022년 기간 총 6,456MW의 신규 신재생에너지 설비가 건설될 전망이며, 그 중 해양에너지(조력 및 조류)설비가 3,081MW(48%)로 최대 비중 차지

[신재생에너지설비 건설 전망 (2008 ~ 2022년)]

[단위 : MW]

구 분	수 력	풍 력	해 양 에너지	태양광	바이오	폐기물 소각	부 생 가 스	연 료 전 지	IGCC/CCT	계
건설중 설비	16.1	108.7	254.0	121.6	0.7	40.3		26.5		567.9
건설의향서 제출설비	66.0	237.6	2,826.0	19.4		3.0	900.0	9.6	600.0	4,661.6
RPA 체결설비	5.4	111.0	1.0	16.9				1.0		135.3
중앙정부/ 지자체 허가설비	0.1	225.5		849.8	3.2	6.8		6.0		1,091.4
합 계	87.6	682.8	3,081.0	1,007.7	3.9	50.1	900.0	43.1	600.0	6,456.2

* 2008년 1 ~ 6월 준공설비는 건설 중 설비에 포함

다. 발전원별 추정 투자비

□ 2008~2022년 기간 신재생에너지설비 총 투자비는 약 14조원에 이를 것으로 예상됨

○ 이는 3차 계획 신재생에너지 투자비(4조 6천억원)보다 3.1배 증가한 수준임

* 3차 계획 투자비 전망치는 4차 계획 건설단가를 적용하여 산정함

[단위 : 억원]

구 분	제3차 계획	제4차 전력수급기본계획				
		2007년까지	2008~2010	2011~2015	2016~2020	합 계
수 력	2,235	66.6	1,088.9	1,035.6	0	2,191
풍 력	10,671	11.5	10,078.5	714.0	0	10,804
해양에너지	17,322	2,235.4	2,818.5	40,606.7	8,565.4	54,226
태양광	4,770	3,313.3	39,007.4	1,189.3	150	43,660
바이오	932	4.0	52.0	4.3	9.7	70
폐기물소각	-		418.7	484.3		903
부생가스	5,760		9,607.0	3,353.0		12,960
연료전지	23	8.4	2,439.6	1,474.0		3,922
IGCC	-		162.0	9,078.0		9,240
CCT	4,800		27.2	4,772.8		4,800
합 계	46,513	5,639.2	65,699.8	62,712	8,725.1	142,776

* 1. 태양광, 풍력, 소수력, 바이오, 해양에너지, 연료전지의 건설단가는 발전 차액 지원기금 산정시 활용한 자료를 참조함

2. 부생가스, IGCC/CCT의 건설단가는 사업자가 제시한 수치를 참조함

3. 투자비 전망은 준공 이행률을 감안한 수치임

□ 해양에너지에 총 투자비의 38%인 5.4조원, 태양광에 31%인 4.4조원이 투자될 것으로 추정되며, 나머지 신재생에너지 전원에 4.5조원이 투자될 것으로 전망

2. 집단에너지 설비계획

□ 집단에너지 설비 현황

- 집단에너지사업은 지역난방부문의 11개 사업자가 26개 지역에서, 산업단지 부문의 19개 사업자가 20개 사업장에서 가동 중임(2007년 12월말 기준)

구 분	사업자수	사업장수 (지역수)	공급규모	
			열 (Gcal/h)	전 기 (MW)
지역난방	11	26	12,728	2,631
산업단지	19	20	9,196	1,949
합 계	30	46	21,924	4,580

□ 집단에너지 건설 전망 (2008 ~ 2022년)

- 2008 ~ 2022년 기간 총 4,943MW의 신규 집단에너지 설비가 건설될 전망이다
- 이는 3차 계획(1,975MW)과 비교하여 2.5배 증가한 수치이며, 사업 자수도 3배 이상 증가

구 분	일 반 형	구 역 형	합 계
사업자수	17	29	46
용 량(MW)	3,128.6	1,814.0	4,942.6

□ 집단에너지 투자비 전망 (2008 ~ 2022년)

- 2008 ~ 2022년 기간 집단에너지설비 총 투자비는 약 8조원에 이를 것으로 예상됨

구 분	설비용량 (MW)	투자비 (억원)
3차 계획	1,974.8	30,754
4차 계획	4,942.6	76,972

- * 1. 투자비는 사업자가 제시한 수치를 활용함
- 2. 3차 계획 투자비 전망치는 4차 계획 건설단가를 적용하여 산정함

V. 전력수급 및 전원구성 전망

1. 전망 전제
2. 전력수급 전망
3. 전원구성 전망
4. 전원별 발전량 전망
5. 발전설비 투자비 전망

1. 전망전제

- 전력수요 : 수요관리량을 차감한 지역별 기준수요
- 지역별 설비 기준
 - 전국권 : 자가용 설비를 제외한 국내 모든 발전설비
 - 수도권 : 자가용 설비를 제외한 서울·경기 지역 발전설비 및 유통한계용량
 - 제주도 : 자가용 설비를 제외한 제주지역 발전설비 및 HVDC 유통한계용량
- 연도별 예비율/전원구성 전망
 - 예비율 전망 : 당해 연도 6월까지 준공 설비 포함
 - 전원구성 전망 : 당해 연도 12월까지 준공 설비 포함
- 발전설비의 공급 불확실성 감안
 - 과거 LNG 발전소의 건설취소 및 준공지연 등을 감안한 추가설비용량의 경우 설비예비율 산정시 제외
 - 분산형전원(신재생 및 집단에너지)은 피크기여도를 반영

[분산형 전원 피크기여도]

구 분	신 재 생							집 단	
	수력	소수력	풍력	해양	태양광	바이오/폐기물/부생가스	연료전지 IGCC	중앙	비중앙
피크기여도 (%)	100	62.2	21.9	30.0	42.8	40.9	100	60	30

* 신재생 중 중앙정부/지자체의 풍력, 태양광 사업허가 설비는 준공이행률 추가 반영(풍력 : 79.0%, 태양광 : 39.8%)

2. 전력수급 전망

□ 전 국 권

- 2011년까지 설비예비율이 6~10% 수준으로 전망되며, 단기수급 측면에서 적극적인 대응 필요
- 2012년 이후는 12~24% 수준으로 수급안정 가능

[연도별 전력수급 전망]

연 도	최대수요 (MW)	설비용량(MW)		설비예비율 (%)
		하 계	연 말	
2007(실적)	62,285	65,874 (66,778)	67,246	5.8 (7.2)
2008(실적)	62,794	69,207 (68,519)	71,364	10.2 (9.1)
2009	67,226	72,118	72,543	7.3
2010	69,455	73,552	76,136	5.9
2011	71,324	77,209	80,015	8.3
2012	72,958	81,500	82,482	11.7
2013	74,564	83,439	85,530	11.9
2014	75,942	85,400	88,848	12.5
2015	77,214	88,848	93,568	15.1
2016	78,398	93,812	95,250	19.7
2017	79,442	95,682	95,682	20.4
2018	80,174	95,682	97,082	19.3
2019	80,789	97,082	98,791	20.2
2020	81,151	100,191	100,191	23.5
2021	81,502	100,891	100,891	23.8
2022	81,805	100,891	100,891	23.3

* ()는 계통운영 시 하계기준 실적 공급능력 및 공급예비력

□ 수도권

연도	최대수요 (MW)	발전설비용량(MW)		융통전력 (MW)	총설비용량(MW)		설비예비율 (%)
		하계	연말		하계	연말	
2007	24,327	14,429	14,765	13,100	27,529	27,865	13.2
2008	25,543	15,638	16,516	13,100	28,738	29,616	12.5
2009	26,581	16,711	17,007	13,400	30,111	30,407	13.3
2010	27,545	17,014	17,556	13,400	30,414	30,956	10.4
2011	28,396	18,955	19,243	14,530	33,485	33,773	17.9
2012	29,152	19,743	19,445	15,030	34,773	35,725	19.3
2013	29,843	20,695	21,051	15,050	35,745	36,101	19.8
2014	30,528	21,921	21,943	15,250	37,171	38,063	21.8
2015	31,162	22,813	22,813	15,420	38,233	38,233	22.7
2016	31,707	23,057	23,057	16,590	39,647	39,647	25.0
2017	32,206	23,489	23,489	16,870	40,359	40,359	25.3
2018	32,523	23,489	23,489	16,870	40,359	40,359	24.1
2019	32,808	23,489	23,489	16,970	40,459	40,459	23.3
2020	33,076	23,489	23,489	16,970	40,459	40,459	22.3
2021	33,306	22,789	22,789	16,730	39,519	39,519	18.7
2022	33,497	22,789	22,789	16,910	39,699	39,699	18.5

□ 제주권

연도	최대수요 (MW)	발전설비용량(MW)		융통전력 (MW)	총설비용량(MW)		설비예비율 (%)
		하계	연말		하계	연말	
2007	552	644	648	150	794	798	43.9
2008	553	648	661	150	798	811	44.3
2009	604	698	707	150	848	857	40.3
2010	631	707	714	150	857	864	35.9
2011	656	659	659	150	809	1,059	23.3
2012	682	628	628	400	1,028	1,028	50.8
2013	706	628	628	400	1,028	1,028	45.6
2014	731	628	628	400	1,028	1,028	40.7
2015	754	628	628	400	1,028	1,028	36.4
2016	776	628	628	400	1,028	1,028	32.5
2017	799	628	628	400	1,028	1,028	28.7
2018	821	628	628	400	1,028	1,028	25.2
2019	843	628	628	400	1,028	1,028	22.0
2020	861	628	628	400	1,028	1,028	19.4
2021	880	628	628	400	1,028	1,028	16.8
2022	897	628	628	400	1,028	1,028	14.6

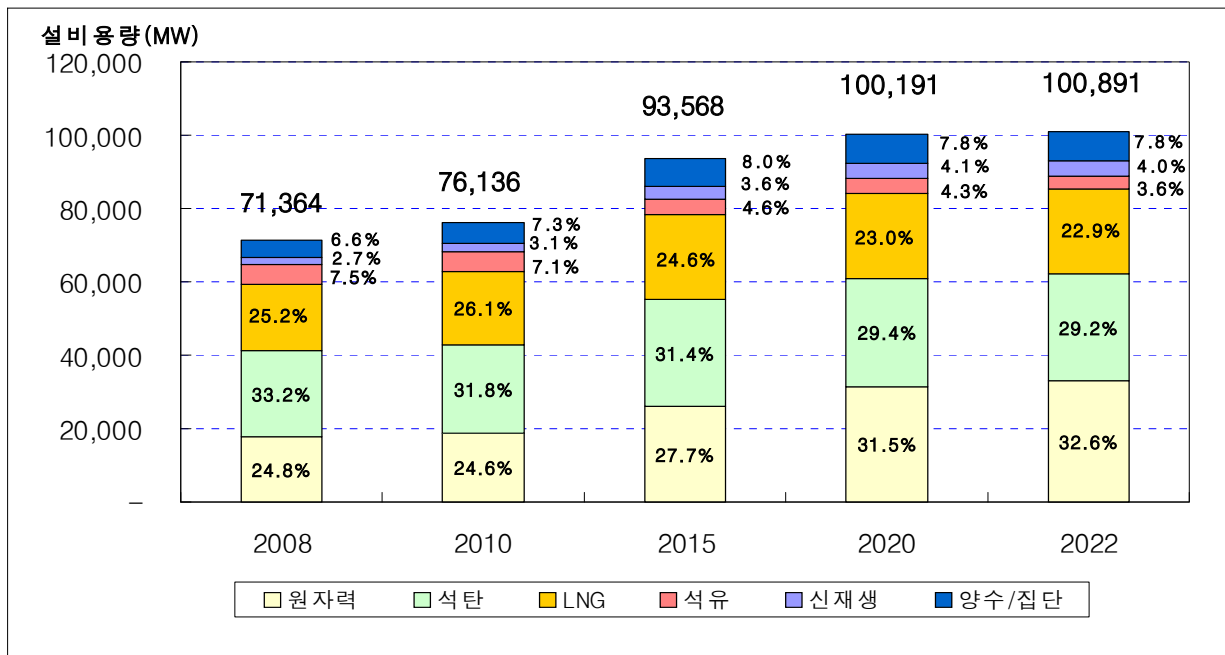
* HVDC#2(200MW×2pole) 준공시기 : 민원 등에 따라 '11.6월→'11.12월로 6개월 지연

3. 전원구성 전망

- 원자력 설비 비중은 현재보다 7.8% 수준 증가하나, 석탄 및 LNG 설비 비중은 축소

[설비용량(MW) / 구성비(%)]

구 분	원자력	석탄	LNG	석유	신재생	양수/집단	합 계
2008년 제4차	17,716	23,705	17,969	5,340	1,900	4,734	71,364
	24.8	33.2	25.2	7.5	2.7	6.6	100.0
2010년	18,716	24,205	20,386	4,820	1,766	6,102	75,995
	24.6	31.9	26.8	6.3	2.4	8.0	100.1
	18,716	24,205	19,899	5,383	2,365	5,568	76,136
	24.6	31.8	26.1	7.1	3.1	7.3	100.0
2015년	25,916	26,420	22,898	2,365	2,198	6,991	86,788
	29.9	30.4	26.4	2.7	2.5	8.1	100.0
	25,916	29,420	23,062	4,291	3,384	7,495	93,568
	27.7	31.4	24.6	4.6	3.6	8.0	100.0
2020년	27,316	26,420	22,898	2,325	2,198	6,991	88,148
	31.0	30.0	26.0	2.6	2.5	7.9	100.0
	31,516	29,420	23,062	4,291	4,060	7,842	100,191
	31.5	29.4	23.0	4.3	4.1	7.8	100.0
2022년 제4차	32,916	29,420	23,062	3,591	4,060	7,842	100,891
	32.6	29.2	22.9	3.6	4.0	7.8	100.0



* 석탄 : 무연탄+유연탄

4. 전원별 발전량 전망

□ 원자력의 설비비중 확대에 따라 발전량 비중은 현재보다 12% 이상 증가할 것으로 전망

[단위 : GWh, %]

연 도	원자력	석탄	LNG	석유	신재생	양수/집단	총합계
2007년 (실적)	142,937 (35.5)	154,674 (38.4)	78,427 (19.5)	18,228 (4.5)	4,313 (1.1)	4,546 (1.1)	403,125 (100.0)
2010년	145,070 (31.3)	190,089 (41.0)	91,192 (19.7)	10,465 (2.3)	11,943 (2.6)	15,132 (3.3)	463,891 (100.0)
2015년	199,726 (38.6)	206,482 (39.9)	66,577 (12.9)	934 (0.2)	20,942 (4.0)	23,206 (4.5)	517,867 (100.0)
2020년	249,848 (45.8)	206,837 (37.9)	34,592 (6.3)	914 (0.2)	25,844 (4.7)	27,859 (5.1)	545,894 (100.0)
2022년	265,180 (47.9)	198,822 (35.9)	34,132 (6.2)	887 (0.2)	25,844 (4.7)	28,432 (5.1)	553,297 (100.0)

* 석탄 : 무연탄+유연탄

5. 발전설비 투자비 전망

□ 2009 ~ 2022년까지 발전설비 건설에 총 37조원 소요 전망

[단위 : 억원]

구 분	2009~2012	2013~2017	2018~2022	합 계
원자력	112,149	103,278	46,728	262,155
석 탄	15,650	41,437	-	57,087
석 유	-	-	-	-
LNG	43,801	-	-	43,801
양 수	5,290	-	-	5,290
합 계	176,890	144,715	46,728	368,333

* 가격기준 : 2008. 1월 불변가, 신재생/집단에너지 설비 투자비 제외

VI. 송변전설비 확충 계획

1. 장기 송변전 설비계획 기준
2. 송변전설비 확충계획 및 추진 방향

1. 장기 송변전 설비계획 기준

가. 기본방향

□ 송변전설비의 전압별 역할 분담

- 765kV 설비 : 대단위 전원단지와 대용량 부하 밀집지역간 전력수송
- 345kV 설비 : 지역간 간선계통망 구축 또는 도심지 대전력 공급망
- 154kV 설비 : 345kV 공급지역내 계통구성 또는 배전계통 전력공급원
- 66kV 설비 : 신규건설을 억제하되 부하특성을 고려하여 신축적 운용

□ 적정 공급신뢰도 확보

- 송변전설비 적기 확충 및 변전소, 송전선로 입지 사전 확보
- 발전설비 건설계획과 송변전설비 건설계획의 연계성을 강화하고, 수도권, 제주도 전력계통의 안정성 강화

□ 공급신뢰도와 경제성의 조화

- 송변전설비의 투자 효율성을 제고하기 위해 전력손실 및 혼잡비용 최소화
- 송변전설비 고장시 전력공급 지장 최소화
- 전력계통 경제성 검토기법 향상 및 공급신뢰도 평가기법 도입

□ 전력계통 안정도 특성 개선

- 대형계통 안정도 확보 : 유연송전시스템 도입 등 신기술 도입 추진
- 고장전류 억제 : 차단기 규격 상향, 전류제한리액터 설치, 모선 및 송전선로 분리 운전 등
- 무효전력 수급 균형 : 병렬캐패시터(Sh.C), 병렬리액터(Sh.R), 속응전압 제어설비, 분산형 전원개발, 경부하시 송전선로 부분 개방 등

나. 송변전 설비계획 확충기준

□ 송변전설비 상정고장시 공급신뢰도 허용범위

상정고장 조건	과부하율	지장 범위	고장 후 가용조치
· 발전소 연결계통의 345kV 선로 1회선 · 345kV 주변압기 1Bank	과부하 불허(공칭 정격기준)	· 부하탈락 불허 · 발전기탈락 불허	·발전력 조정 불허
· 발전소 연결계통의 154kV 선로 1회선	일시적 과부하 허용	· 부하탈락 불허 · 발전기탈락 불허	·발전력 조정 허용
· 간선계통의 345kV 이하 선로 1회선 · 부하공급 계통의 345kV 이하 선로 1회선	일시적 과부하 허용	· 부하탈락 불허 · 발전기탈락 불허	·발전력 조정 허용 ·부하 전환 허용
· 154kV 주변압기 1Bank	상동	· 일시 부하탈락 허용(주1) · 영구 부하탈락 불허(주2)	·부하 전환 허용
· 부하공급 계통의 345kV 이하 선로 2회선 · 간선계통의 154kV 선로 2회선	상동	· 일시 부하탈락 허용(주1) · 영구 부하탈락 불허(주2) · 발전기탈락 허용	·부하 전환 허용
· 간선계통의 345kV 선로 2회선 · 간선계통의 765kV 선로1회선	상동	· 부하탈락 불허 · 발전기탈락 불허	·발전력 조정 허용
· 발전소 연결계통의 765kV 선로 1회선 · 발전소 연결계통의 345kV 이하 선로 2회선	상동	· 부하 탈락 불허 · 발전기 탈락 허용	·발전력 조정 허용

- * 1. 일시 부하탈락은 설비고장으로 정전이 발생하였을 경우 해당 설비의 복구가 완료되지 않은 상태에서 타 변전소로 부하절체 등의 방법으로 단시간에 정전해소가 가능한 경우를 말함
2. 영구 부하탈락은 설비고장으로 정전이 발생하였을 경우 해당 설비의 복구가 완료되지 않은 상태에서 타 변전소로 부하 전환 등의 방법으로 단시간에 정전해소가 불가능한 경우를 말함

□ 발전소 계통연계

- 발전소 계통연계 원칙 : 『송전용전기설비이용규정』에 의거 처리
- 발전소 접속설비 구성 기준
 - 500MW 초과 ~ 1,000MW 이하 : 345kV 또는 154kV
 - 1000MW 초과 : 345kV 이상

□ 송전선로 신설기준

- 765kV 송전선로 보강
 - 대규모 전력용통이 필요하고 345kV 송전선로 건설보다 유리한 경우 신설
 - 1회선 고장만 고려하여 성능 유지토록 확충
- 345kV 송전선로 보강
 - 154kV 송전선로의 신설로는 전력용통 및 전력공급이 불가능한 경우 또는 향후 전력수요 증가가 예상됨에 따라 154kV 보다 345kV 송전선로 건설이 적합한 경우 신설
 - 가공송전선로의 신설은 2회선의 1개 루트 건설을 원칙
 - 간선계통은 루트 고장, 단일계통 및 지중계통은 1회선 고장 고려
- 154kV 송전선로 보강
 - 기설 선로가 발전설비 및 전력 수요 증가로 적정 수준을 유지할 수 없는 경우 등에 신설
 - 345kV 단위로 자체 다중계통(약 800MW 수준의 부하 공급) 구성
 - 345kV 변전소 인출 선로 등 주요 선로는 루트 고장, 기타 선로 및 지중계통은 1회선 고장을 고려하여 성능 유지토록 확충

□ 변전소 신·증설 기준

○ 초고압 변전소

- 초고압 변전소 최종규모는 4Bank가 원칙이며 초기 Bank 수는 부하 공급, 경제성을 고려하여 결정
- 하위전압 공급이 곤란하거나 대규모 전력용통 필요시 765kV 변전소 신설
- 기존 3Bank 설치 변전소에 추가 증설이 요구되는 지역, 과도안정도 불안정 해소 등 전력계통 성능개선이 필요한 경우, 대규모 산업단지, 신도시 개발 등 부하급증이 예상되고 154kV 설비 보다 345kV 변전소 건설이 유리할 경우 등에 345kV 변전소 신설
- 변압기 1Bank 고장시 건전 Bank 용량이 100% 초과될 경우 변압기 증설

○ 154kV 변전소

- 154kV 변전소 규모는 4Bank 규모가 원칙이며 초기 2Bank 건설 및 3Bank 까지 증설 고려
(#4 변압기는 부하급증, 신규변전소 건설지연 등 향후 불확실성에 대비)
- 산업단지 및 신도시 조성 등 대규모 신규부하 공급이 예상되는 지역, 22.9kV 배전선로 과부하, 저전압 등 배전계통 제약이 예상되는 지역에 신설
- 변압기 1Bank 고장시 건전 Bank 용량이 100% 초과할 경우 154kV 변압기 증설
(배전선로 부하전환이 용이한 지역은 부하 절체량을 감안하여 결정)

2. 송변전설비 확충계획¹⁾ 및 추진방향

가. 송변전 설비 확충

□ 송전선로

○ 2022년 송전선로 총 회선길이 : 2007년 대비 1.34배

○ 지중선 점유비 : 8.6 % (2007년) → 12.3 % (2022년)

[단위 : C-km]

전 압		2007(실적)		2012년		2017년		2022년	
765kV	가공	755	755 (3%)	1,004	1,004 (3%)	1,004	1,004 (3%)	1,004	1,004 (3%)
345kV	가공	8,063	8,284 (28%)	9,289	9,585 (27%)	9,556	9,988 (27%)	9,566	9,998 (26%)
	지중	221		296		432		432	
154kV	가공	17,656	19,917 (69%)	20,989	24,401 (70%)	22,399	26,336 (70%)	23,391	27,715 (71%)
	지중	2,261		3,412		3,937		4,324	
합 계	가공	26,474	28,956	31,282	34,990	32,959	37,328	33,961	38,717
	지중	2,482		3,708		4,369		4,756	

□ 변전소 수

○ 2007년 대비 2022년 1.37배 증가(677개소 → 926개소)

[단위 : 개소]

전 압	2007(실적)	2012년	2017년	2022년
765kV	5	7	8	8
345kV	81	98	107	107
154kV	591	699	768	811
합 계	677	804	883	926

□ 변전설비 용량

○ 2007년 대비 2022년 변전설비용량 1.40배

○ 2022년 초고압 변전설비 점유비 : 52.4%

[단위 : MVA]

구 분		2007(실적)	2012년	2017년	2022년
변전용량 (MVA)	765kV	23,114	29,114	31,114	31,114
	345kV	95,278	116,784	132,287	135,788
	154kV	109,268	133,968	145,808	151,668
	합 계	227,660	279,866	309,209	318,570

1) '08.9월 기준 작성 내용으로 추후 한전의 계통검토 결과에 따라 내용이 변경될 수 있음.

나. 송변전사업 추진방향

□ 송변전사업 추진의 유연성 확보

- 송전사업자는 전력수급기본계획 수립 후 3개월 이내에 본 계획에서 정한 송변전설비 확충기준에 따라 장기 송변전설비계획을 수립하여 정부 승인 후 사업을 추진
- 장기 송변전설비계획의 변경 또는 추가되는 사업은 다음 경우에 한해 송전사업자가 자체 시행
 - 발전소 건설계획 또는 전력수요의 변경이 있는 경우
 - 고장전류억제, 계통전압유지 등 전력계통 특성상 불가피한 경우
 - 사업추진 여건상 계획변경이 불가피한 경우
- 공익사업에 의한 기설 송전선로의 이설사업은 토지 소유주와 협의결과, 용지확보가 어려운 경우 송전사업자가 자체위원회를 구성·심의 후 전원개발사업 실시계획승인을 요청하는 형태로 추진
- 기설 송변전설비용 토지의 취득 또는 사용권원을 확보하는 사업 등은 전기사업자가 소요재원 규모 등 제반 여건을 고려하여 세부 계획을 수립하고, 전원개발촉진법의 승인절차에 따라 추진

□ 대용량 고객 및 부하밀집지역 공급신뢰도 향상

- 직거래고객 154kV 공급범위 확대
 - 직거래고객의 154kV 공급가능한도를 기존 300MW에서 500MW까지 상향 조정 (전기공급약관 개정, 2007. 8. 1)
 - 고객부담 경감을 통한 국가경제 활성화 기여 및 고객만족도 향상
- 154kV 허브(Hub)변전소 건설 추진
 - 대규모 산업단지, 신도시 등 부하밀집지역의 안정적 전력공급
 - 공급능력 증대 (변압기 최종규모 4Bank → 8Bank)

□ 송전망 접속 및 보강사업 효율적 추진

- 신재생에너지 확대정책에 따른 효율적 계통연계 방안 강구
- 구역전기사업 지역의 안정적 전력공급을 위해 신규개발지구 사업자를 조기에 선정함으로써 전력공급설비의 중복 투자방지
 - 구역전기사업 및 집단에너지사업자의 시장진입 증가가 예상되고 사업이행에 대한 강제성 미비에 대한 정책적 관리 필요성 대두

VII. 향후 추진방향

1. 미래 에너지 환경변화에 부응한 전력수급체계 개선

□ 미래 에너지 불확실성 전망 및 분석

- 에너지 환경급변에 따른 해외 전력수급정책 동향 조사 및 시사점 도출
- 에너지 수급 최적화를 위한 전산모형(MARKAL/TIMES) 활용 기법 습득 및 관련 교육 추진
- 연료 수급여건 및 가격, 환경규제 등 미래 에너지 불확실성 분석을 통한 전력수급 시나리오 마련

□ 중·단기 전력수급 안정방안 마련

- 중·단기(2009~2011) 공급력 부족에 따른 수급안정화 방안 마련
 - 중·단기 준공설비의 건설공정 및 공급력 이행 실태 점검
 - 동 기간 중 준공설비의 공기단축 및 폐지연기 등 공급력 확보방안 강구
 - 비상시 대비한 직접부하제어 상시자원화 및 부하관리량 확대 등 하계수요관리 강화
- 최근 경기침체를 반영, GDP 재전망 및 전력수요 재예측

□ 전력수급계획 수립기준 및 절차 개선

- 전력수급계획 수립 방법론 및 기준 재검토
 - 전력계통 여건 변동을 고려한 공급신뢰도 기준 재정립
 - 현 지역별 수급계획의 문제점 진단 및 적정성 검토
- 전력수급 계획의 Risk Management 개념 도입
 - 수요예측 오차 및 건설지연 등 수급 불확실성 요인 분석 및 확률적 지수화
- 건설 불확실성 해소 및 고효율 발전설비 적기 건설 유도
 - 공급 불확실성 최소화를 위한 건설의향 평가기준 개선 시행
 - 발전설비 국산화 등 전력산업의 경쟁력 제고를 위해 국가 R&D 과제와 연계한 발전사업에 대한 지원 강화
- 발전·송전 종합투자비용 최소화를 위한 전산모형 개발 등 발전설비와 송전설비 통합평가 기반 구축

2. 저탄소 녹색성장을 위한 전력부문 대응방안 마련

□ 기후변화 대응을 위한 전원믹스 구성

- 전력부문의 온실가스 감축에 대비, 비화석 전원 확대
 - 전력부문의 CO₂ 배출량 감축을 위해 전원별 경제성 분석시 탄소 배출비용을 반영
- CCT* 및 해양에너지 등 미래 환경기술에 대한 전망 및 실증 사업 추진 등을 통해 검증된 신기술 전원 적극 반영 추진
 - * CCT : Clean Coal Technology, 청정석탄기술
- RPS 제도 시행에 대비, 관련 설비의 전력수급기본계획 반영으로 신·재생에너지 보급 확대에 기여

□ 전력소비 절감을 위한 수요관리정책 강화

- 전력수급 여건을 고려한 수요관리 자원 활용 최적화 도모
 - 중·단기 기간 중 공급부족에 대비, 투자비 대비 피크억제 효과가 큰 부하관리 강화
 - 중기 이후는 효율향상 자원 확대를 기후변화협약에 적극 대응
- 수요관리 평가시스템 개선 및 성과 검증을 통한 사업의 실효성 제고
- 시장에 기반한 수요관리사업 확대 추진
 - 2008년 거래소가 시범사업으로 시행한 수요자원시장 확대 추진
 - 수요자원시장 확대를 위한 사업예산(전력산업기반기금) 추가 등 관련 인프라 확충
 - 중장기적으로 EERS 사업 추진
- 에너지 이용효율 향상을 위한 신규프로그램 개발 및 R&D 투자 확대

□ 전력 가격체계의 합리적 개선 검토

- 가격시스템을 통해 전력수요관리가 이루어지도록 요금체계 개편 등을 단계적으로 검토

- 원가이하로 공급되고 있는 심야전력 수요 합리화를 위해 심야 요금, 산업용 경부하 요금에 대한 요금현실화 등 점진적 개선 추진
- 최저효율제, 대기전력제 등 에너지이용 효율 향상제도를 통한 수요관리 강화

3. 전력수급 인프라 확충 및 투명성 제고

- 전력수급계획 역량 강화 추진
 - 다양한 수급 분석모형 습득 및 개발, 수급 전문인력 양성 등 총괄지원기관(전력거래소)의 역량 강화 추진
 - 기 구성된 수급정책 분야별 산학연 협력체제에 의해 수행되는 정책 연구 및 인력양성 사업에 대한 기반기금 지원 등 체계적 지원방안 강구
- 전력수급계획 투명성 및 정합성 확보
 - 수급계획 수립 실무소위원회(6개)에 다양한 분야의 민간전문가들 참여를 촉진하는 방안 검토
 - 가스, 신재생 보급계획 등 수급자원의 중장기 수급여건을 고려한 전력수급계획 수립으로 타 에너지 계획과의 일관성 확보
 - 시장환경에 따라 계획의 성격을 유연하게 변동하고, 시장과 계획기능의 조화를 통한 수급안정 및 정보제공 기능 확대

4. 향후 중장기 연구과제

- 전력수급 및 송변전 계획 수립관련 기법 개선연구
 - 발전계통의 공급지장비용을 고려한 적정 공급신뢰도 기준 연구
 - 최적 송변전설비 확충계획 수립을 위한 적정 공급신뢰도 기준 연구
 - 발전단지의 대규모화 등 계통여건 변동 및 운영의 불확실성 등을 고려한 계통 접속요건 및 신뢰도 기준 재정립 필요

- 선진 전력수급 분석모델 도입 및 적용기법 강구
- 수도권 지역의 안정적 전력 수급 확보방안 개발
 - 국기본 계획 등 국가 에너지 정책방향을 고려한 수도권 지역의 안정적·경제적 전력수급 확보방안 도출 필요

□ 수요예측의 정확도 향상방안 연구

- 장기 전력수요 예측 영향 요인 연구
 - 에너지원별 상대가격이 전력수요 변화에 미치는 영향 및 산업구조별 전력소비행태 조사를 전력수요 과급효과 분석
- 수요관리 피크억제평가를 통한 수요예측오차 개선방안 연구
- 유가, 경기변동 등 최근 불확실한 수요예측 환경에 부응한 장기 수요예측모델의 지속적 개선 및 전문가 양성

□ 계통기술 선진화 및 투자 효율성 제고방안 연구

- 송전이용요금 산정방법 개선 연구 시행
 - 송전이용요금 산정시 활용되고 있는 조류추적 방식 개선을 통한 합리적 요금 산정 및 송전이용요금의 지역별 차등화 방안 재검토
- 직류 연계설비 국산화 기술개발
 - 고장전류 저감 및 지역 내 고장의 광역과급 방지를 위한 국내계통의 분할방안 연구 및 BTB(Back To Back) 직류연계기술의 국산화 추진
- 전력설비계획용 DB 관리시스템 선진화
 - 전력계통 계획 및 해석용 기초자료의 효율적 관리 및 정밀도 향상을 위한 선진시스템 도입
- 계통계획 선진화를 위한 전산모형 도입 추진
 - 공급신뢰도의 계량적 평가 및 설비투자계획의 경제성 최적 평가 등에 필요한 선진 전산모형 도입

[첨 부]

1. 전력수요 전망
2. 수요관리 계획
3. 발전설비 계획
4. 신재생에너지 설비계획
5. 집단에너지 설비계획
6. 도서지역 전력수급계획
7. 주요 송변전설비 계획

1. 전력수요 전망

가. 기준 수요

□ 전국 예측안

연 도	전력소비량		최 대 전 력					
			수요관리전		수요관리 효 과 (MW)	수요관리후		
	GWh	증가율 (%)	MW	부하율 (%)		MW	증가율 (%)	부하율 (%)
2007 (실적)	368,605	5.7	62,285		(5,460)	62,285	5.6	73.9
2008	389,745	5.7	62,794	77.4	(5,876)	62,794	0.8	77.2
2009	409,029	4.9	67,881	75.5	655(6,531)	67,226	7.1	75.7
2010	425,020	3.9	70,827	75.5	1,372(7,248)	69,455	3.3	76.1
2011	438,762	3.2	73,442	75.6	2,118(7,994)	71,324	2.7	76.5
2012	449,798	2.5	75,873	75.5	2,915(8,791)	72,958	2.3	76.7
2013	458,982	2.0	78,256	75.2	3,692(9,568)	74,564	2.2	76.6
2014	466,856	1.7	80,448	75.0	4,506(10,382)	75,942	1.8	76.4
2015	472,966	1.3	82,554	74.7	5,340(11,216)	77,214	1.7	76.2
2016	478,337	1.1	84,566	74.4	6,168(12,044)	78,398	1.5	75.9
2017	483,034	1.0	86,449	74.2	7,007(12,883)	79,442	1.3	75.6
2018	487,219	0.9	88,075	74.3	7,901(13,777)	80,174	0.9	75.7
2019	491,214	0.8	89,495	74.4	8,706(14,582)	80,789	0.8	75.7
2020	494,527	0.7	90,719	74.8	9,568(15,444)	81,151	0.4	75.9
2021	497,559	0.6	91,937	75.0	10,435(16,311)	81,502	0.4	76.0
2022	500,092	0.5	93,126	75.3	11,321(17,197)	81,805	0.4	76.1
'08~'22	-	2.1	2.7	-	-	-	1.8	-

- * 1. 수요관리 효과는 '08년 대비 순증 누계, ()내는 수요관리량 누계 목표량
- 2. 전력소비량은 수요관리후, 2007년 모든 수치와 2008년 최대전력은 실적 수치

□ 지역별 예측안

[수도권 전망안]

연 도	전력소비량		최 대 전 력			
			수요관리전	수요관리 효 과 (MW)	수요관리후	
	GWh	증가율 (%)	MW		MW	증가율 (%)
2007 (실적)	140,516	5.0	24,327	(1,266)	24,327	2.3
2008	148,172	5.4	25,543	(1,376)	25,543	5.0
2009	155,556	5.0	26,760	179(1,555)	26,581	4.1
2010	162,766	4.6	27,923	378(1,753)	27,545	3.6
2011	169,841	4.3	28,987	591(1,967)	28,396	3.1
2012	175,982	3.6	29,981	829(2,205)	29,152	2.7
2013	181,137	2.9	30,969	1,125(2,501)	29,843	2.4
2014	185,282	2.3	31,921	1,393(2,768)	30,528	2.3
2015	188,214	1.6	32,833	1,670(3,046)	31,162	2.1
2016	190,924	1.4	33,660	1,953(3,328)	31,707	1.7
2017	193,523	1.4	34,447	2,241(3,616)	32,206	1.6
2018	195,671	1.1	35,147	2,623(3,999)	32,523	1.0
2019	197,233	0.8	35,728	2,920(4,296)	32,808	0.9
2020	198,696	0.7	36,309	3,234(4,609)	33,076	0.8
2021	199,979	0.6	36,855	3,550(4,925)	33,306	0.7
2022	201,204	0.6	37,371	3,874(5,250)	33,497	0.6
'08-'22 (%)		2.4	2.9			2.2

[제주권 전망안]

연 도	전력소비량		최대전력			
			수요관리전	수요관리 효 과 (MW)	수요관리후	
	GWh	증가율 (%)	MW		MW	증가율 (%)
2007 (실적)	3,038	5.7	552	(13)	552	5.6
2008	3,201	5.4	553	(15)	553	0.2
2009	3,352	4.7	607	3(18)	604	9.2
2010	3,493	4.2	637	5(21)	631	4.5
2011	3,617	3.5	665	9(24)	656	4.0
2012	3,728	3.1	694	12(27)	682	4.0
2013	3,825	2.6	722	16(31)	706	3.5
2014	3,899	1.9	751	20(35)	731	3.5
2015	3,954	1.4	778	24(39)	754	3.1
2016	3,998	1.1	805	29(44)	776	2.9
2017	4,027	0.7	833	33(48)	799	3.0
2018	4,048	0.5	859	38(53)	821	2.8
2019	4,048	0.0	885	43(58)	843	2.7
2020	4,038	-0.2	909	48(63)	861	2.1
2021	4,033	-0.1	932	53(68)	880	2.2
2022	4,021	-0.3	955	58(73)	897	1.9
'08~'22 (%)		1.9	3.7			3.3

나. 용도별 전력소비량

연 도	주택용		상업용		산업용	
	(GWh)	증가율 (%)	(GWh)	증가율 (%)	(GWh)	증가율 (%)
2007(실적)	69,751		112,603		186,252	
2008	73,472	5.3	119,422	6.1	196,851	5.7
2009	77,593	5.6	125,194	4.8	206,242	4.8
2010	80,891	4.3	130,897	4.6	213,232	3.4
2011	83,439	3.2	136,416	4.2	218,907	2.7
2012	85,314	2.2	141,630	3.8	222,854	1.8
2013	87,001	2.0	146,566	3.5	225,415	1.1
2014	88,640	1.9	151,054	3.1	227,162	0.8
2015	90,225	1.8	155,234	2.8	227,507	0.2
2016	91,717	1.7	159,335	2.6	227,285	-0.1
2017	93,171	1.6	163,141	2.4	226,721	-0.2
2018	94,530	1.5	166,714	2.2	225,975	-0.3
2019	95,822	1.4	170,242	2.1	225,149	-0.4
2020	97,051	1.3	173,394	1.9	224,081	-0.5
2021	98,170	1.2	176,469	1.8	222,920	-0.5
2022	99,281	1.1	179,335	1.6	221,476	-0.6
'08~'22	2.4		3.2		1.2	

2. 수요관리 계획

가. 연도별 수요관리 목표량(총누계)

[단위 : MW]

연 도	부 하 관 리								효 율 향 상							합 계
	휴가 보수	자율 절전	상시 제어	추냉 설비	가스 냉방	원격 에어컨	최대 전력	소 계	신조명 기기	인버 터	전동 기	변압기 펌프	신규	최저효율 대기전력	소 계	
2007 (실적)	1,656	771	-	461	1,414	78	22	4,402	813	225	19	1	-	-	1,058	5,460
2008	1,461	887	137	521	1,485	104	59	4,654	863	298	28	4	29	3	1,222	5,876
2009	1,510	928	246	591	1,559	136	107	5,077	927	373	44	10	84	16	1,454	6,531 (655)
2010	1,536	1,059	287	666	1,637	170	158	5,513	1,005	450	64	19	156	41	1,735	7,248 (1,372)
2011	1,555	1,160	325	746	1,721	206	213	5,926	1,095	529	89	31	246	78	2,068	7,994 (2,118)
2012	1,561	1,264	358	830	1,808	244	270	6,335	1,200	609	119	46	349	133	2,456	8,791 (2,915)
2013	1,566	1,297	399	908	1,890	283	317	6,660	1,320	687	154	64	478	205	2,908	9,568 (3,692)
2014	1,569	1,360	417	980	1,959	323	365	6,973	1,454	763	196	88	618	290	3,409	10,382 (4,506)
2015	1,572	1,404	435	1,042	2,016	364	414	7,247	1,604	837	251	121	770	386	3,969	11,216 (5,340)
2016	1,575	1,417	431	1,105	2,075	406	464	7,473	1,769	909	313	163	925	492	4,571	12,044 (6,168)
2017	1,514	1,442	448	1,160	2,126	449	515	7,654	1,949	979	383	213	1,096	609	5,229	12,883 (7,007)
2018	1,454	1,452	508	1,212	2,169	492	568	7,855	2,144	1,047	461	275	1,270	725	5,922	13,777 (7,901)
2019	1,365	1,463	484	1,256	2,205	536	620	7,929	2,354	1,113	547	350	1,446	843	6,653	14,582 (8,706)
2020	1,203	1,508	500	1,301	2,240	581	674	8,007	2,589	1,178	642	442	1,625	961	7,437	15,444 (9,568)
2021	1,134	1,513	456	1,346	2,276	626	728	8,079	2,829	1,236	742	540	1,806	1,079	8,232	16,311 (10,435)
2022	1,042	1,549	378	1,392	2,313	672	783	8,129	3,089	1,291	852	648	1,990	1,198	9,068	17,197 (11,321)

- * 1. 2007년 실적 : 휴가보수, 자율절전(당해년도 시행량), 기타 프로그램(누계보급량)
- 2. ()내는 2007 대비 순 증분 누계량 : 수요관리후 예측수요 작성시 차감량
- 3. 2008년 이후 연도별 목표량
 - 휴가보수, 자율절전, 상시제어 : 당해년도 목표량
 - 기타 프로그램 : 2007년 실적 + 당해년도 순증분 누계량

나. 연도별 에너지절감량

[단위 : GWh]

연 도	에너지 절감량													
	신조명		인버터		전동기		변압기, 펌프		신 규		최저효율제 대기전력		합 계	
	당년	누계	당년	누계	당년	누계	당년	누계	당년	누계	당년	누계	당년	누계
2007 실적	256	1,613	461	1,555	36	135	3	5	-	-	-	-	756	3,308
2008	253	253	441	441	54	54	29	29	147	147	77	77	1,001	1,001
2009	324	578	453	893	97	151	58	87	279	426	345	422	1,555	2,557
2010	395	973	465	1,358	121	272	87	175	365	790	802	1,224	2,235	4,791
2011	456	1,429	477	1,834	151	422	117	291	456	1,246	935	2,159	2,591	7,383
2012	532	1,961	483	2,317	181	603	146	437	522	1,768	1,304	3,463	3,167	10,550
2013	608	2,569	471	2,788	211	815	175	612	654	2,422	1,515	4,978	3,633	14,183
2014	679	3,248	459	3,247	253	1,068	233	845	709	3,131	1,683	6,660	4,016	18,199
2015	760	4,008	447	3,693	332	1,400	321	1,166	770	3,901	1,829	8,489	4,458	22,657
2016	836	4,844	434	4,128	374	1,774	408	1,574	785	4,687	1,976	10,465	4,814	27,471
2017	912	5,756	422	4,550	422	2,197	486	2,059	866	5,553	2,125	12,590	5,234	32,705
2018	988	6,744	410	4,960	471	2,667	602	2,662	882	6,435	2,138	14,728	5,491	38,196
2019	1,064	7,808	398	5,359	519	3,186	729	3,390	892	7,326	2,150	16,878	5,752	43,947
2020	1,191	8,998	392	5,751	573	3,759	894	4,284	907	8,233	2,163	19,040	6,119	50,067
2021	1,216	10,214	350	6,101	603	4,363	952	5,236	917	9,150	2,175	21,216	6,214	56,280
2022	1,317	11,532	332	6,433	664	5,027	1,049	6,285	932	10,083	2,188	23,403	6,482	62,762

다. 연도별 수요관리 투자비

[단위 : 억원]

연 도	부하관리							효율향상						합 계
	휴가 보수	자율 절전	상시 제어	축냉 설비	원격 에어컨	최대 전력	소계	신조명 기기	인버터	전동기	변압기 펌프	신규	소계	
2008	273	157	75	227	70	17	819	95	210	20	8	58	391	1,210
2009	269	162	96	259	106	21	913	128	150	57	20	110	465	1,378
2010	273	185	109	278	112	22	979	146	144	67	31	144	532	1,511
2011	277	203	121	296	119	24	1,040	164	144	79	41	180	608	1,648
2012	278	221	131	311	125	25	1,091	186	140	88	51	206	671	1,762
2013	279	227	144	289	129	20	1,088	204	127	96	58	258	743	1,831
2014	279	238	149	266	132	21	1,085	218	120	111	75	280	804	1,889
2015	280	246	155	229	135	21	1,066	233	113	141	100	304	891	1,957
2016	280	248	154	233	139	22	1,076	248	106	154	122	310	940	2,016
2017	269	252	159	204	142	22	1,048	270	100	168	141	342	1,021	2,069
2018	259	254	177	192	142	23	1,047	283	94	180	168	348	1,073	2,120
2019	243	256	170	163	145	22	999	294	89	195	196	352	1,126	2,125
2020	214	264	175	167	149	23	992	317	86	211	231	358	1,203	2,195
2021	202	265	161	167	149	23	967	312	75	218	236	362	1,203	2,170
2022	185	271	137	170	152	24	939	338	72	240	256	368	1,274	2,213
계	3,860	3,449	2,113	3,451	1,946	330	15,149	3,436	1,770	2,025	1,734	3,980	12,945	28,094

* 투자비는 프로그램별 해당년도의 지원금액임

3. 발전설비계획

가. 연도별 발전소 건설계획

□ 전 국 권

연도	월	발 전 소	대상설비				비 고	
			설비 용량 (MW)	총용량(MW)		최대 수요 (MW)		설비 예비율 (%)
				하계	연말			
2007		기존설비		65,874	67,246	62,285	5.8	
2008				69,207	71,364	62,794	10.2	
	3	부곡복합#2(GSEPS)	533					
	6	보령화력#7(중부)	500					
	6	영흥화력#3(남동)	870					
	6	풍력	0.5					
	6	태양광	52					
	6	기타신재생	5.9					
	11	여천중설열병합(금호석유화학)	79.2					
	11	대구집단(한남)	27.9					
	3	영흥화력#4(남동)	870					
	12	보령화력#8(중부)	500					
	12	하동화력#7(남부)	500					
	12	양주고읍열병합(대림)	6.3					
	12	도서내연(조도, 흑산도 등)(한전)	8.6					
	12	폐지-도서내연(한전)	-2.7					
	12	일반수력	2.3					
	12	풍력	39.9					
	12	조류(울돌목)	0.3					
	12	태양광	120.8					
	12	기타신재생	4.7					
2009				72,118	72,543	67,226	7.3	
	1	탕정제2일반산단열병합(삼성에버랜드)	2.2					
	1	폐지-제주화력#1(중부)	-10					
	4	서울동남권유통단지열병합(한남)	9.6					
	6	인천복합#2(중부)	508.9					
	6	제주내연#2(중부)	40					
	6	하동화력#8(남부)	500					
	6	폐지-인천화력#4(중부)	-325					

연도	월	발 전 소	대상설비				비 고	
			설비 용량 (MW)	총용량(MW)		최대 수요 (MW)		설비 예비율 (%)
				하계	연말			
	6	풍력	1.9					
	6	태양광	18.7					
	6	기타신재생	7.6					
	9	폐지-인천화력#3(중부)	-325					
	10	광주수원하남2지구(경남기업)	32.7					
	10	천안청수열병합(중부도시가스)	7.6					
	10	광명지구열병합(구역형)(삼천리)	13.8					
	10	우면2지구열병합(유성티앤에스)	2.4					
	11	송도열병합(인천종합에너지)	123					
	11	과주열병합(한남)	309					
	11	상남관교열병합(한남)	87.7					
	12	익산제2산단열병합(상공에너지)	0.9					
	12	신정3지구(SH공사)	1.8					
	12	도서내연(장자도, 자월도)(한전)	8.6					
	12	폐지-도서내연(한전)	-2.8					
	12	풍력	63.6					
	12	조력(시화호)	76.2					
	12	태양광	7.1					
	12	기타신재생	18					
2010				73,552	76,136	69,455	5.9	
	2	여수산단열병합(여수열병합발전)	75					
	3	상암2지구열병합(한남)	1.8					
	4	군장국가산업단지(한화건설)	72					
	4	군산지방산단(군장에너지)	52					
	5	군산복합#1(서부)	718					
	6	태양광	2.9					
	6	기타신재생	87.7					
	11	영월복합(남부)	853					
	12	포스코#5(포스코파워)	500					
	12	신고리#1(한수원)	1,000					
	12	서울강일CES(대한도시가스)	10					
	12	남양주별내열병합(경남기업)	32.1					
	12	도서내연(울릉도, 추자도등)(한전)	16.2					
	12	폐지-도서내연(한전)	-8.5					
	12	풍력	24.1					

연도	월	발 전 소	대상설비				비 고	
			설비 용량 (MW)	총용량(MW)		최대 수요 (MW)		설비 예비율 (%)
				하계	연말			
	12	태양광	4.2					
	12	기타신재생	153.2					
2011				77,209	80,015	71,324	8.3	
	1	폐지-영남화력#1,2(남부)	-400					
	1	서울가재열병합(한남)	2.7					
	1	이신배방열병합(대한주택공사)	35					
	1	폐지-제주화력GT#3(중부)	-55					
	3	수원호매실지구열병합(삼천리)	21					
	6	포스코#6(포스코파워)	500					
	6	태양광	0.7					
	6	기타신재생	65.4					
	6	고양문화중합열병합(서울도시가스)	14.9					
	6	청평수력증설(한수원)	60					
	6	고덕복합(디오피서비스)	800					
	6	대전서남부열병합(주공)	28.4					
	9	예천양수#1(남동)	400					
	9	평택소시벌지구열병합(두산건설)	13.6					
	10	송도복합#1(송도파워)	500					
	10	양산사송지구열병합(경남에너지)	29.4					
	10	고양삼송지구열병합(한남)	30					
	10	수원광교열병합(한남)	84.6					
	11	대구혁신도시열병합(대구도시가스)	136.2					
	11	정관지구열병합(정관에너지)	30.1					
	12	부곡복합#3(GSEPS)	500					
	12	인동복합(남부)	(900)					
	12	의정부민락2지구열병합(한진중공업)	13.4					
	12	광주전남혁신도시열병합(한남)	12					
	12	화성향남2지구열병합(삼천리)	18.2					
	12	폐지-서울화력#4,5(중부)	-387.5					
	12	신곡리#2(한수원)	1,000					
	12	예천양수#2(남동)	400					
	12	도서내연(조도)(한진)	1					
	12	태양광	0.2					
	12	기타신재생	24.4					
2012				81,500	82,482	72,958	11.7	
	1	폐지-남제주내연#1-4(남부)	-40					
	2	송도복합#2(송도파워)	500					

연도	월	발 전 소	대상설비				비 고	
			설비 용량 (MW)	총용량(MW)		최대 수요 (MW)		설비 예비율 (%)
				하계	연말			
	3	신월성#1(한수원)	1,000					
	6	서울복합#1(중부)	(500)					
	6	울산우정지구열병합(삼성에버랜드)	15.8					
	6	풍력	9.2					
	6	태양광	0.2					
	7	부천복합#2(GS과워)	550					
	8	인천운북레저단지열병합(삼부토건)	23.1					
	9	대전학하지구열병합(충남도시가스)	8.9					
	10	강원 원주혁신도시열병합(중부)	18.9					
	12	서울복합#2(중부)	(500)					
	12	송파커여지구열병합(SKE&S)	136.8					
	12	폐지-인천화력#1,2(중부)	-500					
	12	도서내연(백령도등)(한진)	7					
	12	폐지-도서내연(한진)	-5					
	12	태양광	0.001					
	12	인천복합#3(중부)	700					
	12	양주옥정지구(한진중공업)	41.9					
2013				83,439	85,530	74,564	11.9	
	1	폐지-영동#1(남동)	-125					
	1	신월성#2(한수원)	1,000					
	6	기타신재생	81.8					
	6	태양광	0.9					
	7	포천복합#1(대림)	(750)					
	9	신고리#3(한수원)	1,400					
	10	시화열병합(KG에너지)	10.5					
	11	행복도시열병합(한남, 중부, 남부)	309					
	12	신울산복합(동서)	(700)					
	12	기타신재생(인천GCC)	300					
	12	경남, 진주혁신지구열병합(무림과워텍)	25.6					
	12	오산세교2지구열병합(대성산업)	45.6					
2014				85,400	88,848	75,942	12.5	
	1	폐지-울산화력#1~3(동서)	-600					
	1	폐지-서천화력#1,2(중부)	-400					
	3	안산복합#1(포스코건설)	(750)					
	6	영흥화력#5(남동)	870					
	9	신고리#4(한수원)	1,400					

연도	월	발 전 소	대상설비				비 고	
			설비 용량 (MW)	총용량(MW)		최대 수요 (MW)		설비 예비율 (%)
				하계	연말			
	10	시흥장면목감자구열병합(GS홀딩스)	21.6					
	12	당진화력#9(동서)	1,000					
	12	영흥화력#6(남동)	870					
	12	조력(가로림)	156					
2015				88,848	93,568	77,214	15.1	
	12	삼척#1(남부)	1,000					
	12	삼척#2(남부)	1,000					
	12	당진#10(동서)	1,000					
	12	신울진#1(한수원)	1,400					
	12	태양광	4					
	12	조류(완도)	15.9					
	12	기타신재생(태안GCC)	300					
2016				93,812	95,250	78,398	19.7	
	6	기타신재생	0.3					
	6	조력(강화)	243.9					
	12	신울진#2(한수원)	1,400					
	12	태양광	0.2					
	12	군장산단열병합(중부도시가스)	37.5					
2017				95,682	95,682	79,442	20.4	
	6	조력(인천만)	432					
	12	태양광	0.5					
2018				95,682	97,082	80,174	19.3	
	6	태양광	0.1					
	12	신고리#5(한수원)	1,400					
2019				97,082	98,791	80,789	20.2	
	11	행복도시열병합(한남, 중부, 남부)	309					
	12	신고리#6(한수원)	1,400					
2020				100,191	100,191	81,151	23.5	
	6	신울진#3(한수원)	1,400					
2021				100,891	100,891	81,502	23.8	
	1	폐지-평택화력#1,2(서부)	-700					
	6	신울진#4(한수원)	1,400					
2022				100,891	100,891	81,805	23.3	

* 1. 설비예비율은 하계(7월)기준

2. 분산형 전원(신재생/집단)은 피크기여도를 반영하였으며, 신재생 중 중앙 정부/지자체의 풍력, 태양광 사업허가 설비는 준공이행률 추가 반영 (풍력 : 79.0%, 태양광 : 39.8%)

□ 수 도 권

연도	월	발 전 소	대상설비				비 고	
			설비 용량 (MW)	총용량(MW)		최대 수요 (MW)		설비 예비율 (%)
				하계	연말			
2007		기존설비		27,529	27,865	24,327	13.2	
2008				28,738	29,616	25,543	12.5	
	1	융통전력	-					
	6	기타신재생	2.2					
	6	태양광	0.2					
	6	영흥화력#3(남동)	870					
	12	영흥화력#4(남동)	870					
	12	기타신재생	2.1					
	12	태양광	1.5					
	12	풍력	0.7					
	12	양주고압열병합(대립)	6.3					
2009				30,111	30,407	26,581	13.3	
	1	융통전력	300					
	4	서울동남권융통단지열병합(한남)	9.6					
	6	인천복합#2(중부)	508.9					
	6	폐지-인천화력#4(중부)	-325					
	6	태양광	0.6					
	6	기타신재생	0.4					
	9	폐지-인천화력#3(중부)	-325					
	10	광명지구열병합(구역형)(삼천리)	13.8					
	10	우면2지구열병합(유성티앤에스)	2.4					
	11	송도열병합(인천종합에너지)	123					
	11	파주열병합(한남)	309					
	11	성남판교열병합(한남)	87.7					
	12	신정3지구(SH공사)	1.8					
	12	조력(시화호)	76.2					
	12	태양광	0.5					
	12	기타신재생	7					
2010				30,414	30,956	27,545	10.4	
	1	융통전력	-					
	3	상암2지구열병합(한남)	1.8					
	6	기타신재생	4.8					
	6	태양광	0.2					
	12	포스코#5(포스코파워)	500					

연도	월	발 전 소	대상설비					비 고
			설비 용량 (MW)	총용량(MW)		최대 수요 (MW)	설비 예비율 (%)	
				하계	연말			
	12	남양주별내열병합(경남기업)	32.1					
	12	서울강일CES(대한도시가스)	10					
2011				33,485	33,773	28,396	17.9	
	1	융통전력	1,130					
	1	서울가재열병합(한남)	2.7					
	3	수원호매실지구열병합(삼천리)	21					
	6	고양문화중합열병합(서울도시가스)	14.9					
	6	고덕복합(디오피서비스)	800					
	6	포스코#6(포스코파워)	500					
	6	청평수력증설(한수원)	60					
	9	평택소시별지구열병합(두산건설)	13.6					
	10	송도복합#1(송도파워)	500					
	10	고양삼송지구열병합(한남)	30					
	10	수원광교열병합(한남)	84.6					
	11	의정부민락2지구열병합(한진중공업)	13.4					
	12	화성행남2지구열병합(삼천리)	18.2					
	12	폐지-서울화력#4,5(중부)	-387.5					
	12	기타신재생	16.2					
2012				34,773	35,725	29,152	19.3	
	1	융통전력	500					
	2	송도복합#1(송도파워)	500					
	6	서울복합#1(중부)	(500)					
	7	부천복합#2(GS파워)	550					
	8	인천운북레저단지열병합(삼부토건)	23.1					
	12	서울복합#2(중부)	(500)					
	12	인천복합#3(중부)	700					
	12	폐지-인천화력#1,2(중부)	-500					
	12	양주옥정지구(한진중공업)	41.9					
	12	송과거여지구열병합(SKE&S)	136.8					
2013				35,745	36,101	29,843	19.8	
	1	융통전력	20					
	7	포천복합#1(대림)	(750)					
	10	시화열병합(KG에너지)	10.5					
	12	기타신재생(인천GCC)	300					
	12	오산세교2지구열병합(대성산업)	45.6					

연도	월	발 전 소	대상설비					비 고
			설비 용량 (MW)	총용량(MW)		최대 수요 (MW)	설비 예비율 (%)	
				하계	연말			
2014				37,171	38,063	30,528	21.8	
	1	융통전력	200					
	3	안산복합#1(포스코건설)	(750)					
	6	영흥화력#5(남동)	870					
	10	시흥장면목감자구열병합(GS홀딩스)	21.6					
	12	영흥화력#6(남동)	870					
2015				38,233	38,233	31,162	22.7	
	1	융통전력	170					
2016				39,647	39,647	31,707	25	
	1	융통전력	1,170					
	6	조력(강화)	243.9					
2017				40,359	40,359	32,206	25.3	
	1	융통전력	280					
	6	조력(인천만)	432					
2018				40,359	40,359	32,523	24.1	
	1	융통전력	-					
2019				40,459	40,459	32,808	23.3	
	1	융통전력	100					
2020				40,459	40,459	33,076	22.3	
	1	융통전력	-					
2021				39,519	39,519	33,306	18.7	
	1	폐지-평택화력#1,2(서부)	-700					
	1	융통전력	-240					
2022				39,699	39,699	33,497	18.5	
	1	융통전력	180					

* 1. 설비에비율은 하계(7월)기준

2. 분산형 전원(신재생/집단)은 피크기여도를 반영하였으며, 신재생 중 중앙 정부/지자체의 풍력, 태양광 사업허가 설비는 준공이행률 추가 반영 (풍력 : 79.0%, 태양광 : 39.8%)

□ 제 주 권

연도	월	발 전 소	대상설비				비 고	
			설비용량 (MW)	총용량(MW)		최대 수요 (MW)		설비 예비율 (%)
				하계	연말			
2007		기 존 설 비		794	798	552	43.9	
2008				798	811	553	44.3	
	6	태양광추가	0.2					
	6	풍력추가	0.3					
	12	태양광추가	3.1					
	12	풍력추가	10.1					
2009				848	857	604	40.3	
	1	폐지-제주화력#1(중부)	-10					
	6	태양광추가	4.5					
	6	풍력추가	1.8					
	6	제주내연#2(중부)	40					
	12	풍력추가	9.9					
2010				857	864	631	35.9	
	12	풍력추가	6.6					
2011				809	1,059	656	23.3	
	1	폐지-제주화력GT#3(중부)	-55					
	12	HVDC#2(한전)	250					
2012				1,028	1,028	682	50.8	
	1	폐지-남제주내연#1-4(남부)	-40					
	6	풍력추가	9.2					
2013				1,028	1,028	706	45.6	
2014				1,028	1,028	731	40.7	
2015				1,028	1,028	754	36.4	
2016				1,028	1,028	776	32.5	
2017				1,028	1,028	799	28.7	
2018				1,028	1,028	821	25.2	
2019				1,028	1,028	843	22.0	
2020				1,028	1,028	861	19.4	
2021				1,028	1,028	880	16.8	
2022				1,028	1,028	897	14.6	

* 1. 설비예비율은 하계(7월)기준

2. 분산형 전원(신재생/집단)은 피크기여도를 반영하였으며, 신재생 중 중앙 정부/지자체의 풍력, 태양광 사업허가 설비는 준공이행률 추가 반영 (풍력 : 79.0%, 태양광 : 39.8%)

3. 동기조상기로 운영 중인 제주GT#1,2(설비용량 110MW)의 공급능력 40MW 적용

나. 발전소 폐지계획

[단위 : MW]

구 분	기 력			내 연 력		폐 지 용 량
	무연탄	중 유	LNG	중 유	경 유	
2008					도서(2.7) 조도, 흑산도	2.7 (2기)
2009		제주화력 #1 (10)	인천화력 #3,4 (650)		도서(2.75) 장자도, 자월도	662.75 (5기)
2010					도서(8.48) 울릉도, 추자도 거문도, 덕적도 대청도, 연평도 승봉도, 개야도	8.48 (8기)
2011		영남화력 #1,2 (400)	서울화력 #4,5(387.5)		제주화력GT #3 (55)	842.5 (5기)
2012			인천화력 #1,2 (500)	남제주내연 #1~4(40)	도서(4.96) 백령도, 삼시도	544.96 (8기)
소 계 (‘08~’12)		410 (3기)	1,537.5 (6기)	40 (4기)	73.89 (15기)	2061.39 (28기)
2013	영동화력 #1 (125)					125 (1기)
2014	서천화력 #1,2 (400)	울산화력 #1~3 (600)				1,000 (5기)
소 계 (‘13~’17)	525 (3기)	600 (3기)				1,125 (6기)
2021		평택화력 #1,2 (700)				700 (2기)
합 계 (‘08~’22)	525 (3기)	1,710 (8기)	1,537.5 (6기)	40 (4기)	73.89 (15기)	3,886.39 (36기)

다. 에너지원별 전원구성 전망

□ 전 국 권

[단위 : MW, %]

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단	계
2007	17,716	19,340	1,125	17,436	5,334	3,900	1,673	721	67,246
	26.3%	28.8%	1.7%	25.9%	7.9%	5.8%	2.5%	1.1%	100.00%
2008	17,716	22,580	1,125	17,969	5,340	3,900	1,900	835	71,364
	24.8%	31.6%	1.6%	25.2%	7.5%	5.5%	2.7%	1.2%	100.00%
2009	17,716	23,080	1,125	17,828	5,376	3,900	2,093	1,425	72,543
	24.4%	31.8%	1.6%	24.6%	7.4%	5.4%	2.9%	2.0%	100.00%
2010	18,716	23,080	1,125	19,899	5,383	3,900	2,365	1,668	76,136
	24.6%	30.3%	1.5%	26.1%	7.1%	5.1%	3.1%	2.2%	100.00%
2011	19,716	23,080	1,125	21,812	4,929	4,700	2,515	2,138	80,015
	24.6%	28.8%	1.4%	27.3%	6.2%	5.9%	3.1%	2.7%	100.00%
2012	20,716	23,080	1,125	23,062	4,891	4,700	2,525	2,383	82,482
	25.1%	28.0%	1.4%	28.0%	5.9%	5.7%	3.1%	2.9%	100.00%
2013	23,116	23,080	1,000	23,062	4,891	4,700	2,907	2,774	85,530
	27.0%	27.0%	1.2%	27.0%	5.7%	5.5%	3.4%	3.2%	100.00%
2014	24,516	25,820	600	23,062	4,291	4,700	3,063	2,795	88,848
	27.6%	29.1%	0.7%	26.0%	4.8%	5.3%	3.4%	3.1%	100.00%
2015	25,916	28,820	600	23,062	4,291	4,700	3,383	2,795	93,568
	27.7%	30.8%	0.6%	24.6%	4.6%	5.0%	3.6%	3.0%	100.00%
2016	27,316	28,820	600	23,062	4,291	4,700	3,628	2,833	95,250
	28.7%	30.3%	0.6%	24.2%	4.5%	4.9%	3.8%	3.0%	100.00%
2017	27,316	28,820	600	23,062	4,291	4,700	4,060	2,833	95,682
	28.5%	30.1%	0.6%	24.1%	4.5%	4.9%	4.2%	3.0%	100.00%
2018	28,716	28,820	600	23,062	4,291	4,700	4,060	2,833	97,082
	29.6%	29.7%	0.6%	23.8%	4.4%	4.8%	4.2%	2.9%	100.00%
2019	30,116	28,820	600	23,062	4,291	4,700	4,060	3,142	98,791
	30.5%	29.2%	0.6%	23.3%	4.3%	4.8%	4.1%	3.2%	100.00%
2020	31,516	28,820	600	23,062	4,291	4,700	4,060	3,142	100,191
	31.5%	28.8%	0.6%	23.0%	4.3%	4.7%	4.1%	3.1%	100.00%
2021	32,916	28,820	600	23,062	3,591	4,700	4,060	3,142	100,891
	32.6%	28.6%	0.6%	22.9%	3.6%	4.7%	4.0%	3.1%	100.00%
2022	32,916	28,820	600	23,062	3,591	4,700	4,060	3,142	100,891
	32.6%	28.6%	0.6%	22.9%	3.6%	4.7%	4.0%	3.1%	100.00%

* 전원구성비는 연말 용량 기준임

□ 수 도 권

[단위 : MW, %]

연도	원자력	유연탄	무연탄	L N G	석유	양수	신재생	집단	융통 전력	계
2007	0	1,600	0	10,621	1,400	400	227	517	13,100	27,865
	0.0%	5.7%	0.0%	38.1%	5.0%	1.4%	0.8%	1.9%	47.0%	100.0%
2008	0	3,340	0	10,621	1,400	400	232	523	13,100	29,616
	0.0%	11.3%	0.0%	35.9%	4.7%	1.4%	0.8%	1.8%	44.2%	100.0%
2009	0	3,340	0	10,480	1,400	400	317	1,071	13,400	30,407
	0.0%	11.0%	0.0%	34.5%	4.6%	1.3%	1.0%	3.5%	44.1%	100.0%
2010	0	3,340	0	10,980	1,400	400	322	1,115	13,400	30,956
	0.0%	10.8%	0.0%	35.5%	4.5%	1.3%	1.0%	3.6%	43.3%	100.0%
2011	0	3,340	0	12,392	1,400	400	398	1,313	14,530	33,773
	0.0%	9.9%	0.0%	36.7%	4.1%	1.2%	1.2%	3.9%	43.0%	100.0%
2012	0	3,340	0	13,642	1,400	400	398	1,515	15,030	35,725
	0.0%	9.3%	0.0%	38.2%	3.9%	1.1%	1.1%	4.2%	42.1%	100.0%
2013	0	3,340	0	13,642	1,400	400	698	1,571	15,050	36,101
	0.0%	9.3%	0.0%	37.8%	3.9%	1.1%	1.9%	4.4%	41.7%	100.0%
2014	0	5,080	0	13,642	1,400	400	698	1,593	15,250	38,063
	0.0%	13.3%	0.0%	35.8%	3.7%	1.1%	1.8%	4.2%	40.1%	100.0%
2015	0	5,080	0	13,642	1,400	400	698	1,593	15,420	38,233
	0.0%	13.3%	0.0%	35.7%	3.7%	1.0%	1.8%	4.2%	40.3%	100.0%
2016	0	5,080	0	13,642	1,400	400	942	1,593	16,590	39,647
	0.0%	12.8%	0.0%	34.4%	3.5%	1.0%	2.4%	4.0%	41.8%	100.0%
2017	0	5,080	0	13,642	1,400	400	1,374	1,593	16,870	40,359
	0.0%	12.6%	0.0%	33.8%	3.5%	1.0%	3.4%	3.9%	41.8%	100.0%
2018	0	5,080	0	13,642	1,400	400	1,374	1,593	16,870	40,359
	0.0%	12.6%	0.0%	33.8%	3.5%	1.0%	3.4%	3.9%	41.8%	100.0%
2019	0	5,080	0	13,642	1,400	400	1,374	1,593	16,970	40,459
	0.0%	12.6%	0.0%	33.7%	3.5%	1.0%	3.4%	3.9%	41.9%	100.0%
2020	0	5,080	0	13,642	1,400	400	1,374	1,593	16,970	40,459
	0.0%	12.6%	0.0%	33.7%	3.5%	1.0%	3.4%	3.9%	41.9%	100.0%
2021	0	5,080	0	13,642	700	400	1,374	1,593	16,730	39,519
	0.0%	12.9%	0.0%	34.5%	1.8%	1.0%	3.5%	4.0%	42.3%	100.0%
2022	0	5,080	0	13,642	700	400	1,374	1,593	16,910	39,699
	0.0%	12.8%	0.0%	34.4%	1.8%	1.0%	3.5%	4.0%	42.6%	100.0%

* 전원구성비는 연말 용량 기준임

□ 제 주 권

[단위 : MW, %]

연도	원자력	유연탄	무연탄	L N G	석유	양수	신재생	집단	HVDC	계
2007	0	0	0	0	640	0	8	0	150	798
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	80.2%	0.0%	0.9%	0.0%	18.8%	100.0%
2008	0	0	0	0	640	0	21	0	150	811
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	78.9%	0.0%	2.6%	0.0%	18.5%	100.0%
2009	0	0	0	0	670	0	37	0	150	857
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	78.1%	0.0%	4.4%	0.0%	17.5%	100.0%
2010	0	0	0	0	670	0	44	0	150	864
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	77.5%	0.0%	5.1%	0.0%	17.4%	100.0%
2011	0	0	0	0	615	0	44	0	400	1,059
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	58.1%	0.0%	4.2%	0.0%	37.8%	100.0%
2012	0	0	0	0	575	0	53	0	400	1,028
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	55.9%	0.0%	5.2%	0.0%	38.9%	100.0%
2013	0	0	0	0	575	0	53	0	400	1,028
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	55.9%	0.0%	5.2%	0.0%	38.9%	100.0%
2014	0	0	0	0	575	0	53	0	400	1,028
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	55.9%	0.0%	5.2%	0.0%	38.9%	100.0%
2015	0	0	0	0	575	0	53	0	400	1,028
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	55.9%	0.0%	5.2%	0.0%	38.9%	100.0%
2016	0	0	0	0	575	0	53	0	400	1,028
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	55.9%	0.0%	5.2%	0.0%	38.9%	100.0%
2017	0	0	0	0	575	0	53	0	400	1,028
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	55.9%	0.0%	5.2%	0.0%	38.9%	100.0%
2018	0	0	0	0	575	0	53	0	400	1,028
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	55.9%	0.0%	5.2%	0.0%	38.9%	100.0%
2019	0	0	0	0	575	0	53	0	400	1,028
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	55.9%	0.0%	5.2%	0.0%	38.9%	100.0%
2020	0	0	0	0	575	0	53	0	400	1,028
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	55.9%	0.0%	5.2%	0.0%	38.9%	100.0%
2021	0	0	0	0	575	0	53	0	400	1,028
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	55.9%	0.0%	5.2%	0.0%	38.9%	100.0%
2022	0	0	0	0	575	0	53	0	400	1,028
	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	55.9%	0.0%	5.2%	0.0%	38.9%	100.0%

* 전원구성비는 연말 용량 기준임

라. 에너지원별 발전량 전망

[단위 : GWh, %]

연 도	원자력	유연탄	국내탄	LNG	유 류	양 수	신재생	집 단	계
2008	144,756	161,984	5,589	92,316	8,110	1,710	6,016	5,303	425,783
	34.0%	38.0%	1.3%	21.7%	1.9%	0.4%	1.4%	1.2%	100.0%
2009	144,324	181,692	5,574	87,661	11,223	1,801	7,506	7,326	447,107
	32.3%	40.6%	1.2%	19.6%	2.5%	0.4%	1.7%	1.6%	100.0%
2010	145,070	184,478	5,610	91,192	10,465	1,685	11,943	13,448	463,891
	31.3%	39.8%	1.2%	19.7%	2.3%	0.4%	2.6%	2.9%	100.0%
2011	153,053	184,601	5,600	98,579	6,799	1,712	13,465	14,777	478,587
	32.0%	38.6%	1.2%	20.6%	1.4%	0.4%	2.8%	3.1%	100.0%
2012	167,344	184,642	5,650	99,773	863	1,528	13,577	16,815	490,192
	34.1%	37.7%	1.2%	20.4%	0.2%	0.3%	2.8%	3.4%	100.0%
2013	179,043	184,198	5,013	93,854	848	1,410	17,320	18,279	499,965
	35.8%	36.8%	1.0%	18.8%	0.2%	0.3%	3.5%	3.7%	100.0%
2014	190,263	188,207	3,156	86,393	903	1,971	18,450	19,920	509,263
	37.4%	37.0%	0.6%	17.0%	0.2%	0.4%	3.6%	3.9%	100.0%
2015	199,726	203,317	3,165	66,577	934	3,167	20,942	20,039	517,867
	38.6%	39.3%	0.6%	12.9%	0.2%	0.6%	4.0%	3.9%	100.0%
2016	211,448	218,582	3,117	45,026	935	5,466	22,766	19,814	527,154
	40.1%	41.5%	0.6%	8.5%	0.2%	1.0%	4.3%	3.8%	100.0%
2017	220,879	213,805	3,146	42,241	942	5,856	25,844	20,024	532,737
	41.5%	40.1%	0.6%	7.9%	0.2%	1.1%	4.9%	3.8%	100.0%
2018	222,015	215,845	3,124	43,417	935	5,961	25,844	20,219	537,360
	41.3%	40.2%	0.6%	8.1%	0.2%	1.1%	4.8%	3.8%	100.0%
2019	233,148	212,406	3,162	39,830	931	6,014	25,844	20,516	541,851
	43.0%	39.2%	0.6%	7.4%	0.2%	1.1%	4.8%	3.8%	100.0%
2020	249,848	203,661	3,176	34,592	914	6,265	25,844	21,594	545,894
	45.8%	37.3%	0.6%	6.3%	0.2%	1.1%	4.7%	4.0%	100.0%
2021	260,028	197,382	3,161	34,439	870	6,600	25,844	21,531	549,855
	47.3%	35.9%	0.6%	6.3%	0.2%	1.2%	4.7%	3.9%	100.0%
2022	265,180	195,646	3,176	34,132	887	7,112	25,844	21,320	553,297
	47.9%	35.4%	0.6%	6.2%	0.2%	1.3%	4.7%	3.9%	100.0%

4. 신재생에너지 설비계획

□ 신재생에너지 발전설비계획 종합 (2008 ~ 2022년)

○ 2022년 기준 신재생에너지설비 비중은 2007년 기준 2.7%에서 4.0%로 증가

[단위 : MW]

연 도	수 력		풍 력	해 양 에너지	태양광	바이오	폐기물 소각	부 생 가스	연 료 전 지	IGCC/ CCT	계
	일 반	소수력									
2007. 12 기준설비	1,521.6	70.5	191.9		37.8	82.4	8.0	30.3	0.3		1,942.8
2008. 06		8.6	2.2		121.6	0.7			0.3		133.4
2008. 12	2.3	3.1	201.3	1.0	683.5	1.4			2.2		894.8
2009. 06		0.1	10.7		102.3	1.0	5.7		4.8		124.6
2009. 12		12.5	316.6	254.0	41.5		13.2		4.8		642.6
2010. 06		1.0			11.7		1.2	200.0	4.8		218.7
2010. 12			110.0		24.4			350.0	10.0		494.4
2011. 06	60.0				4.0		10.0	150.0			224.0
2011. 12					1.2		20.0		16.2		37.4
2012. 06			42.0		1.0						43.0
2012. 12					0.03						0.03
2013. 06					2.3			200.0			202.3
2013. 12										300.0	300.0
2014. 06											
2014. 12				520.0							520
2015. 06											
2015. 12				53.0	10.0					300.0	363
2016. 06				813.0		0.8					813.8
2016. 12					1.0						1.0
2017. 06				1,440.0							1,440.0
2017. 12					2.7						2.7
2018. 06					0.6						0.6
2018. 12											
2019~2022											
신규용량	62.3	25.3	682.8	3,081	1,007.8	3.9	50.1	900.0	43.1	600.0	6,456.3
합 계	1,583.9	95.8	874.7	3,081	1,045.6	86.3	58.1	930.3	43.4	600.0	8,399.1

- * 1. 2008년 12월 이전 준공예정설비는 2008.12월 준공으로 산정
- 2. 상기 신재생에너지 발전설비계획은 준공 이행률을 고려치 않은 수치임
- 3. 제3차 신재생에너지 기본계획 및 정부의 RPS 제도 확정시 정부정책 설비로 반영 예정임

□ 연도별 신재생에너지 설비내역

[단위 : MW]

연도	수력	풍력	해양에너지	태양광	바이오	폐기물소각	부생가스	연료전지	IGCC/CCT	계
2007	1,592.1	191.9	0	37.8	82.4	8.0	30.3	0.3	0	1,942.8
2008	춘천2호기 증설 2.3 태안 2.2 영흥 3 대청댐 0.8 성남Ⅱ 0.36 화북 1.9 보령Ⅱ 2.5 홍익동진 0.85	매봉 3 양구 20 계계연구원 0.75 황성 40 청옥산 1.5 방아머리 3 성산 20 한국풍력 실증 1 풍력단지 14 풍력사업 4 풍력발전 9 정선 20 동해 20 양산 12 삼달 33 월정 1.5 고리 0.75	울돌목 조류 1	805.2	지멘스 0.82 창녕 0.541 백석 0.7			보령 0.5 보령 0.5 건호건설 1.2 포스콘 0.3		1,028.2
2009	동화 0.09 보령#1,2 7.5 당진 5	난산 10.5 한진 0.2 밀양 50.6 제주 45 태백 20 김천 97.5 매봉동성 3 대기리 24 영양 76.5	시화호 조력 254	143.8	동대문구 1	대구 우드칩 3 청주광역시 소각 2.7 마산생활 폐기물 2.9 고양 5.3 익산 5		메이야 울존 4.8 분당 4.8		767.2
2010	충주 1	평창 20 밀양2차 60 삼무해상 30		36.1		거림 1.2		제철화력 #1,2 200 제철화력 #3,4 200 광양부생 #1 150	일산복합 4.8 울산우정 송정 10	713.1
2011	청평증설 60			5.2		강원원주 10 광주전남 20	광양부생 #2 150	송파 거여 9 양주 옥정 7.2		261.4
2012		이시돌 42		1.0						43.0
2013				2.3				제철화력 #5,6 200	인천 IGCC 300	502.3
2014			가로림 조력 520	0						520.0
2015			완도조류 53	10.0					태안 CCT 300	363.0
2016			강화조력 813	1.0	FDI 지앤지 0.82					814.8
2017			인천만 조력 1440	2.7						1,442.7
2018				0.6						0.6
신규 용량	27.6	682.8	3,081.0	1,007.8	3.9	50.1	900.0	43.1	600.0	6,456.3
누계	1,619.7	874.7	3,081.0	1,045.6	86.3	58.1	930.3	43.4	600.0	8,399.1

□ 신재생에너지 설비계획 비교

[단위 : MW]

구 분	제3차 전력수급기본계획	제4차 전력수급기본계획
1. 계획기간	'06 ~ '20 (15년)	'08 ~ '22 (15년)
2. 환경 기준 · 탄소배출비용 · 탄소배출량	13,000원/CO ₂ 톤 0.11 kg-C/kWh	32,000원/CO ₂ 톤 0.11 kg-C/kWh
3. 원별 건설규모	'06~'10 '11~'15	'08~'10 '11~'15 '16~'20
· 수 력	29.4 60	27.6 60 0
· 풍 력	627.7 0	640.8 42 0
· 조 력	254 480	255 573 2,253
· 태양광	54.1 0.1	985 18.5 4.3
· 바이오	51.8 0	3.1 0 0.8
· 폐기물	8 0	20.1 30 0
· 부생가스	400 0	550 350 0
· 연료전지	0.3 0	26.9 16.2 0
· IGCC/CCT	0 300	0 600 0
· 총 용량	2,265.4	6,456.3
4. 피크기여도		
· 소수력	60%	62.2%
· 풍 력	10%	21.9%
· 태양광	30%	42.8%
· 바이오	50%	40.9%
5. 준공이행률		
· 풍 력	N/A	79.0%
· 태양광		39.8%

* 원별 건설규모는 준공이행률을 고려치 않은 수치임

5. 집단에너지 설비계획

□ 연도별 집단에너지설비 건설전망 (2008 ~ 2022년)

구 분	준공시기	발전소명	용량(MW)	사 업 자	위 치	비 고
일 반	08.11	대구집단	46.5	한난	대구 성서	
	08.11	여천증설열병합	132	금호석유화학	전남 여수	
	09.11	송도열병합	205	인천종합	인천 연수	건설의향
	09.11	과주열병합	515	한난	경기 과주	
	09.11	성남판교열병합	146.1	한난	경기 성남	
	09.12	익산 제2산단	3	상공에너지	전북 익산	
	10.04	군장국가산업단지	120	한화건설	전북 군산	
	10.04	군산지방산단	86.6	군장에너지	전북 군산	
	11.06	대전서남부열병합	47.345	주공	대전 유성	
	11.10	수원광교	141	한난	경기 수원	건설의향
	11.10	대구혁신도시	227	대구도시가스	대구 동구	
	11.12	광주,전남혁신	20	한난	전남 나주	건설의향
	12.10	송파거여지구	228	SKE&S	서울 송파	
	13.12	오산세교2지구	76	대성산업	경기 오산	
	13.12	경남,진주혁신	42.6	무림과워텍	경남 진주	
	16.12	군장산단	62.5	중부도시가스	충남 서천	
	13.11/19.11	행복도시	515×2	한난,중부,남부	충남 연기	건설의향
누 계			3,128.6			
구 역 형	08.12	양주고읍열병합	21	대림산업	경기 양주	
	09.01	탕정제2일반산단	7.3	삼성에버랜드	충남 아산	
	09.04	서울동남권유통단지	32	한난	서울 송파	건설의향
	09.10	우면2지구	8	유성티앤에스	서울 서초	
	09.10	천안청수열병합	25.3	중부도시가스	충남 천안	
	09.10	광주수원하남2지구	109	경남기업	광주 광산	
	09.10	광명지구	46.0	삼천리	경기 광명	건설의향
	09.12	신정3지구	6	SH공사	서울 양천	
	10.02	여수산단	250	여수열병합발전	전남 여수	
	10.03	상암2지구	6	한난	서울 마포	건설의향
	10.12	서울강일CES	33.4	대한도시가스	서울 강동	건설의향
	10.12	남양주별내	107.1	경남기업	경기 남양주	
	11.01	서울가제울	9	한난	서울 서대문	건설의향
	11.01	아산배방열병합	116.6	주공	충남 아산	
	11.03	수원호매실지구	70.1	삼천리	수원 권선	건설의향
	11.06	고양문화열병합	49.6	서울도시가스	경기 고양	건설의향
	11.09	평택소사별지구	45.26	두산건설	경기 평택	건설의향
	11.10	고양삼송지구	100	한난	경기 고양	건설의향
	11.10	양산사송지구	98	경남에너지	경남 양산	
	11.11	정관지구	100.3	정관에너지	경남 양산	
	11.12	의정부민락2지구	44.7	한진중공업	경기 의정부	건설의향
	11.12	화성향남2지구	60.55	삼천리	경기 화성	건설의향
	12.06	울산우정지구	52.5	삼성에버랜드	울산 중구	
	12.08	인천운북레저단지	77	삼부토건	인천 중구	건설의향
	12.09	대전학하지구	29.5	충남도시가스	대전 유성	
	12.10	강원,원주혁신	63	중부발전	강원 원주	건설의향
	12.12	양주옥정지구	139.7	한진중공업	경기 양주	건설의향
	13.10	시화열병합	35	KG에너지	경기 시흥	건설의향
	14.10	시흥장면목감지구	72.1	GS홀딩스	경기 시흥	
	누 계			1,814.01		

6. 도서지역 전력수급계획

가. 계획수립 기준

□ 계획수립 범위

- 15개 도서(가구수 300호 이상)에 대해 발전설비계획 수립
- 계획대상도서를 50호 이상으로 단계적으로 확대(62개 도서)

□ 전력수요 전망

- 전망기간 : 2008 ~ 2012년 (5년간)
- 수요예측 :
 - 추세분석 프로그램을 활용하여 1안 최대수요 도출
 - 구조분석 프로그램을 활용하여 2안 최대수요 도출
(전력량, 부하율, 수요가 호수 등을 활용)
 - 추세분석(1안)과 구조분석 결과(2안)를 평균하여 최대수요를 예측하고 신규수용 희망계약전력 50%를 최대수요에 반영

□ 적정설비 예비력 기준

- 총 발전기 대수, 발전기 용량 등 설비구성에 따라 적정 설비에 비율 기준을 다르게 적용
 - 발전설비 증설계획 수립은 준공시점에서 향후 5년간 전력수요 전망을 기준으로 증설규모를 결정하며, 5년 이내에 추가건설이 없도록 고려

총 발전기 대수	기준설비 예비율	발전기 용량 구성에 따라 추가적용		
		1대(2배)	2대(2배)	기타 배율
3 대	55 % ~	30 %p (주1)	15 %p (주2)	비례하여 적용
4 대	38 % ~	15 %p	10 %p	
5 대	30 %	-		
6 대-8 대	25 %			
9대 이상	20 %			

* 주1) 설비구성(3대, 150, 150, 300kW) : 55%(기준)+30%추가

주2) 설비구성(3대, 150, 300, 300kW) : 55%(기준)+15%추가

* 2008년 계통 비연계 도서에 대한 최적수요 예측방안 용역결과 활용

○ 발전설비 폐지기준

- 엔진 회전수에 따라 설비수명 15~25년 적용

구 분	저속엔진	중속엔진	고속엔진
설계수명(년)	25	20	15
회전수(rpm)	300 이하	300~1000	1000이상

나. 발전설비계획

□ 연도별 최대수요 전망

○ 15개 도서 5년간 연평균 증가율 9.7% 전망

[단위 : kWh]

도서명	최 대 전 력					연평균 증가율 (%)
	2008년	2009년	2010년	2011년	2012년	
울릉도	7,761	8,252	8,766	9,133	9,471	5.1
백령도	4,934	5,679	6,465	6,857	7,151	9.8
조 도	1,214	1,324	1,366	1,596	1,634	7.9
흑산도	2,266	2,317	2,356	2,390	2,419	1.7
추자도	2,801	3,295	3,496	3,708	3,931	8.9
거문도	2,115	2,491	2,604	2,719	2,844	7.8
덕적도	1,269	1,331	1,393	1,456	1,521	4.6
위 도	1,341	1,409	1,461	1,524	1,570	4.0
대청도	899	1,285	1,374	1,510	1,677	17.6
연평도	1,971	2,324	2,796	3,397	4,206	20.9
장자도	1,177	1,369	1,566	1,791	2,049	14.9
자월도	585	736	789	851	921	12.3
승봉도	1,010	1,089	1,429	1,522	1,603	12.7
삼시도	444	482	519	563	612	8.3
개야도	830	933	1,048	1,179	1,333	12.6
계	12,695	15,216	16,605	17,500	18,299	9.7

□ 발전소 건설 및 폐지규모

○ 신규건설(총 35기 30,150kW)

- 내 연 발전기 건설 : 29,850kW(200 ~ 2,500kW, 14개 도서)
- 태양광 발전기 건설 : 300kW(100kW, 3개 도서)

○ 기존설비 폐지(총 37기 16,550kW)

○ 신규발전소 건설공사비 : 921억원

[단위 : kW]

구 분	2008년	2009년	2010년	2011년	2012년	계	비 고
울릉도			2,500 (2,000)			2,500 (2,000)	2,500×1 1,000×2
백령도					6,000 (4,500)	6,000 (4,500)	2,000×3 1,500×3
조 도	1,000 (1,200)			1,000	100	2,100 (1,200)	500×2, 1000 100 (300×4)
흑산도	2,000 (1,500)					2,000 (1,500)	1,000×2 500×3
추자도			2,400 (900)			2,400 (900)	1,200×2 300×3
거문도			1,500 (1,000)			1,500 (1,000)	750×2 500×2
덕적도			500 (900)			500 (900)	500×1 300×3
위 도					100	100	100
대청도			1,600 (900)			1,600 (900)	800×2 450×2
연평도			4,500 (1,350)			4,500 (1,350)	1,500×3 450×3
장자도		2,400 (750)				2,400 (750)	800×3 250×3
자월도		1,000 (300)				1,000 (300)	500×2 150×2
승봉도	1,000		800 (450)			1,800 (450)	500×2,300,500 (150×3)
삼시도					400 (300)	400 (300)	200×2 150×2
개야도			1,250 (500)		100	1,350 (500)	750, 500, 100 250×2
계	4,000 (2,700)	3,400 (1,050)	15,050 (8,000)	1,000	6,700 (4,800)	30,150 (16,550)	

* 1. () 내는 폐지설비 용량임

2. 태양광발전기 건설을 위한 도서 선정은 일사량이 비교적 큰지역 및 설비용량이 적은 도서 선택(조도, 위도, 개야도)

□ 도서별 전력수급 전망

○ 2008 ~ 2012년 동안 설비예비율 6 ~ 132% 유지

○ 내연발전 위주에서 하이브리드형(태양광) 전원을 시범적 반영

[단위 : kW, %]

구 분		2008년	2009년	2010년	2011년	2012년
울릉도	설비용량	13,200	13,200	13,700	13,700	13,700
	설비예비율	70.08	59.96	56.28	50.34	44.65
백령도	설비용량	9,000	9,000	9,000	9,000	10,500
	설비예비율	82.40	58.48	39.22	31.26	45.81
조 도	설비용량	2,000	2,000	2,000	3,000	3,100
	설비예비율	64.72	51.02	46.37	87.95	84.21
흑산도	설비용량	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000
	설비예비율	76.55	72.61	69.77	67.36	65.33
추자도	설비용량	4,400	4,400	5,900	5,900	5,900
	설비예비율	57.06	33.55	68.75	59.09	50.09
거문도	설비용량	3,500	3,500	4,000	4,000	4,000
	설비예비율	65.52	40.51	53.63	47.11	40.63
덕적도	설비용량	2,900	2,900	2,500	2,500	2,500
	설비예비율	128.53	117.96	79.47	71.66	64.39
위 도	설비용량	2,850	2,850	2,850	2,850	2,950
	설비예비율	112.50	102.22	95.05	86.95	82.17
대청도	설비용량	1,850	1,850	2,550	2,550	2,550
	설비예비율	105.85	46.30	85.53	68.87	52.10
연평도	설비용량	3,350	3,350	6,500	6,500	6,500
	설비예비율	70.01	44.18	132.45	91.33	54.55
장차도	설비용량	1,250	2,900	2,900	2,900	2,900
	설비예비율	6.20	111.85	85.22	61.93	41.56
자월도	설비용량	950	1,650	1,650	1,650	1,650
	설비예비율	62.39	124.33	109.11	93.93	79.13
승봉도	설비용량	1,950	1,950	2,300	2,300	2,300
	설비예비율	92.98	79.13	60.95	51.16	43.47
삼시도	설비용량	900	900	900	900	600
	설비예비율	102.53	86.61	73.35	59.81	63.50
개야도	설비용량	1,500	1,500	2,250	2,250	2,350
	설비예비율	80.64	60.74	114.79	90.89	69.54

* 도서지역 특수성을 감안, 신규 발전소 건설은 설비운영 주관부서(한전)에서 신규 수용신청에 대한 사업추진 현황 등을 고려, 준공시기 등 변경 가능

7. 주요 송변전설비계획

가. 변전설비

구분	변전소명	위 치	준 공 년 도	필 요 성
765kV	북경남	경남 창녕군	2010	· 고리원자력 후속기 발전출력 용통 · 고령, 대구 남부지역 전력공급
	신울진	경북 울진군	2013	· 울진원자력 후속기 발전출력 용통
345kV	신양양	강원 인제군	2009	· 영동 북부지역 전력공급
	신파주	경기 파주시	2009	· 경기 북부지역 전력공급
	신탕정	충남 아산시	2009	· 충남 탕정산업단지 전력공급
	신포천	경기 동두천시	2010	· 수도권 북부지역 전력공급
	서안성	경기 안성시	2010	· 안성, 송탄지역 전력공급
	신충주	충북 충주시	2010	· 음성, 증평, 풍동지역 전력공급
	신녹산	부산 강서구	2011	· 부산 남부지역 전력공급
	새만금	전북 군산시	2010	· 전북 군산지역 전력공급
	신김포	경기 김포시	2011	· 김포지역 전력공급
	판 교	경기 성남시	2012	· 성남, 용인지역 전력공급
	창 원	경남 창원시	2012	· 마산, 창원지역 전력공급
	동부산	부산 남 구	2013	· 부산 동부지역 전력공급
	신온수	서울시 구로구	2013	· 강서, 구로지역 전력공급
	동울산	울산 북구	2013	· 울산지역 전력공급
	신남원	전북 남원시	2014	· 전북 동부지역 전력공급
	서평택	경기 평택시	2015	· 경기 남부공단지역 전력공급
	서서울#2	경기 군포시	2015	· 경기 서남부지역 전력공급
	동서울#2	경기 하남시	2015	· 서울 남동부지역 전력공급
	신청원	충북 청원군	2015	· 행정중심복합도시 전력공급
신시화	경기 시흥시	2016	· 경기 시화공단 전력공급	

나. 송전설비

구분	구 간	선로 길이 (c-km)	준공 년도	필 요 성
765kV	신안성-신가평	75	2009	· 수도권 배후계통(남부-동부)연계
	신고리-북경남	200	2010	· 고리 후속기(제2부지) 계통연결
345kV	광 양-신강진	212	2009	· 전남지역 계통보강
	신수원-신용인	22	2009	· 수원지역 계통보강
	신온양-신탕정	20	2009	· 아산 탕정산업단지 전력공급
	신포천-신가평	128	2010	· 수도권 동북부지역 계통보강
	신덕은-신포천	90	2010	· 수도권 북서지역 계통보강
	북경남 제1분기	60	2010	· 신고리원전 1,2호기 계통연결
	신김해-신녹산	40	2011	· 부산 녹산공단지역 계통보강
	예천P/P-신영주	40	2010	· 예천양수 연결
	신충주 분기	104	2010	· 충북지역 계통보강
	포스코-서인천, 인천화력	10	2010	· 포스코복합 계통연결
	신월성 분기	40	2010	· 신월성원전 1,2호기 계통연결
	부곡복합-신당진	60	2011	· 부곡복합 계통연결
	선산 분기	100	2011	· 구미지역 계통보강
	신당진-신온양	92	2012	· 충남 중서부지역 계통보강
	울촌복합 분기	4	2012	· 울촌복합 계통연결
	북경남 제2분기	120	2012	· 신고리원전 3,4호기 계통연결
	신울산-신온산	16	2013	· 울산지역 계통보강
	포스코-신덕은	96	2015	· 수도권 북부지역 계통보강
	가 정-신온수	54	2015	· 서울남서부지역 계통보강

* 추후 한전의 계통검토 결과에 따라 설비계획이 변경될 수 있음(2008년 10월 기준)