

산업자원부 공고 제2006-349호  
(2006. 12. 12)

# 제3차 전력수급기본계획 (2006 ~ 2020년)

2006. 12

산 업 자 원 부

## < 목 차 >

I. 계획 수립 개요 및 기본방향 .....	1
II. 중·장기 전력수요 전망 .....	9
III. 발전설비 계획 및 전력수급 전망 .....	19
IV. 송변전설비 확충 계획 .....	33
V. 전력정책 방향 .....	45
[ 참 부 ] .....	55
1. 전력수요 전망 .....	57
2. 수요관리 계획 .....	61
3. 발전설비 계획 .....	63
4. 도서지역 전력수급계획 .....	75
5. 신재생에너지설비 개발계획 .....	78
6. 주요 송변전설비계획 .....	80

# I. 계획수립 개요 및 기본방향

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

# 1. 수립근거 및 계획의 성격

## 가. 법적 근거

- 산업자원부장관은 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

- 전력산업구조개편 이후, 장기 전력수급안정을 위한 전력정책 기본방향 및 장기 전력수급에 관한 시장정보 제공
  - 정부는 동 기본계획에 따라 전기사업을 인·허가하는 등 기본계획을 이행하고, 필요시에는 세부 수급안정 대책을 수립·시행
- 전기사업자는 발전소 건설의향의 수급계획 반영을 근거\*로 발전사업 및 건설 인허가 신청을 통해 본격적으로 사업 추진

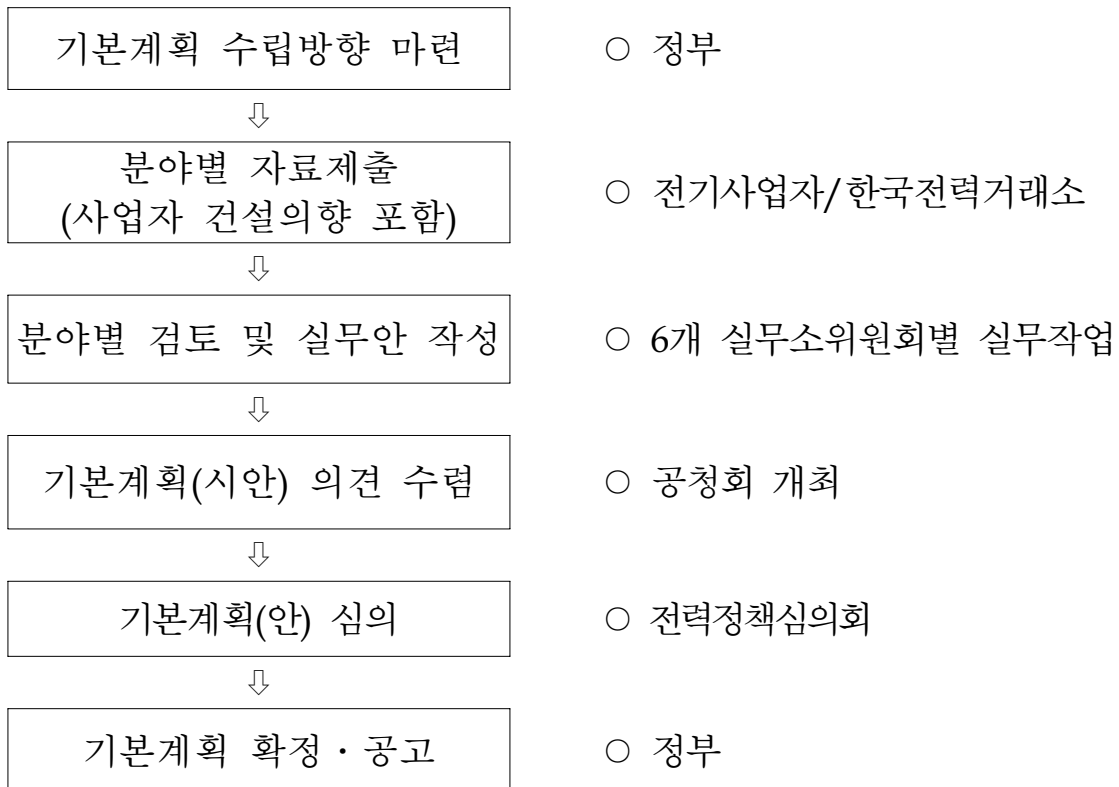
\* 건설의향 → 수급기본계획 반영 → 발전사업 허가 및 건설 실시계획 승인

\* 건설계획의 수급계획 반영은 전원개발촉진법(제2조3항 및 6조1항)에 의거 발전소 건설 관련 각종 인허가 절차(19개)의 의제처리 적용의 전제조건

## 다. 기본계획 수립 절차

- 분야별 전문가로 구성된 실무소위원회의 실무 검토를 통하여 6개 소위원회별 보고서 작성
  - \* 6개 소위 : 수요예측, 수요관리, 계통계획, 발전설비, 신재생(신설), 총괄정책
- 전문기관(전력거래소)의 중장기 전력수요 예측과 전기사업자의 건설의향을 바탕으로 전력수급여건 전망 및 수급안정대책 마련
- 공청회를 통한 각계각층의 의견수렴과 전력정책심의회회의 심의를 거쳐 기본계획을 확정하고 이를 공고
- 향후, 사업자의 건설의향 변화와 전력시장 여건, 변화된 전력 수급 여건을 반영하여 매 1년마다 기본계획을 수정·보완

### [ 전력수급기본계획 수립 절차도 ]



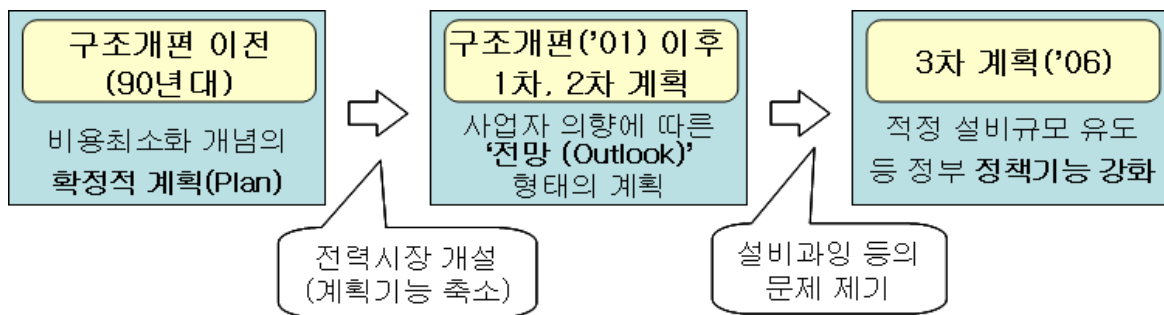
## 2. 계획수립 기본방향

### 가. 계획기간 : 2006 ~ 2020년

- 석탄 및 원자력 발전소 사업 추진기간 약 8~10년을 감안하여 계획기간을 향후 14~15년으로 설정

### 나. 정책적 기능 강화

- 자원의 효율적 배분을 담보하기 어려운 현 전력시장 여건을 고려, 금번 3차 수급계획은 적정 설비규모와 전원MIX를 도모하기 위한 정책적 '계획' 기능을 강화



- 사회적 비용최소화를 고려한 적정 설비규모와 전원 MIX 기준에 따라 사업자의 건설의향을 선별적으로 반영

### 다. 지역별 수급계획 수립으로 공급 안정성 강화

- 지역별(수도권, 비수도권, 제주권) 수급계획을 마련함으로써, 다소 취약했던 수도권, 제주권의 수급안정성을 대폭 강화
- 수도권의 적정 설비규모를 도출하고, 이에 맞춰 지역내 발전설비 확충을 유도
  - \* 수도권은 최대전력수요의 41%를 차지하나 발전설비는 22%만을 보유
- 제주지역 전력계통 특성을 고려한 장기 전력공급 방안 마련

## 라. 전원구성시 환경비용의 반영

- 기후변화협약 등 국제 환경규제 대응을 위해 적정 전원MIX 구성시 CO<sub>2</sub> 비용(13,000원/CO<sub>2</sub>톤\* 수준)을 반영
  - \* 해외 배출권 거래가격, CDM, 한계 저감비용 등을 감안하여 산정
- CO<sub>2</sub> 배출이 상대적으로 많은 석탄발전에 다소 불리하게 작용한 반면, 원자력, LNG발전소가 다소 유리하게 작용
  - \* 전원별 CO<sub>2</sub> 배출량(kg-C/kWh) : 원자력 0, 석탄 0.21, LNG 0.10

## 마. 실효예비율 개념 도입으로 수급전망의 불확실성 최소화

- 상시출력 불가능설비(집단·신재생 등)의 피크기여도와 LNG 설비의 건설 이행율을 통계적으로 감안한 실효예비율 개념도입
- 실효예비율 개념에 따른 수급전망으로 계획의 신뢰성을 높이고, 불필요한 설비과잉 논란 해소 가능

## 바. 계획 수립과정의 전문성과 투명성을 강화

- 분야별 전문가로 구성된 실무소위원회를 운영
  - 수요예측, 수요관리, 발전설비계획, 계통계획, 신재생에너지(신설), 총괄정책 등 6개 분야 소위원회에서 총 21차례 회의 실시
  - 실무소위에 참여하는 각계 전문가(총 75명)의 분야별 검토 등을 거쳐 계획 수립
- 계획수립 초기단계부터 「지속가능발전위원회」와 실무협의를 통해 계획의 투명성 및 객관성 제고('06.3월부터 총 9회 협의)

### 3. 계획수립 추진경위

- 「제3차 전력수급기본계획」 수립 기본방향 설정 및 실무소위원회 구성('05. 10월~ )
  - 현재의 시장 여건을 고려하여 정부의 정책적 기능을 강화하는 방향으로 「전력수급기본계획」의 성격을 재설정
  - 실무소위원회 구성 : 학계·산업·연구계, 정부 등 6개 분야 75명
    - \* 실무소위 개최 실적 : 수요예측(3회), 수요관리(4회), 계통계획(3회), 발전설비(5회), 신재생(4회), 총괄(2회) 소위 운영
- 사업자의 「발전설비 건설의향」 조사(2회 : '05. 12월, '06. 3월)
- '06.3월 ~ 7월 : 지속가능발전위원회와 정책토의 개최
  - \* 수급계획의 성격과 역할, 계획수립방법 등에 관해 총 9회 협의 실시
- 경제성장률, 산업구조 변화, 최근 전력수요 실적 등의 여건변화를 바탕으로 전력수요 전망 및 수요관리계획 수립('06.1월~5월)
- 발전사업자 건설의향 등급분류 및 계통연계 여건 검토('06.4, 5월)
- 전력수요에 따른 기준 설비구성계획 수립 및 사업자 건설의향 평가('06.5~7월)
- 발전설비 건설계획에 따른 송변전 설비계획 수립 및 중장기 전력수급 전망('06.7~8월)
- 「제3차 전력수급기본계획(안)」에 대한 공청회 개최 ('06. 9. 27)
- 지속가능발전위원회의 제3차 전력수급기본계획(안) 검토('06.9.28~11.23)
- 「제3차 전력수급기본계획(안)」에 대한 전력정책심의회 개최('06. 11. 24)



## Ⅱ. 중 · 장기 전력수요 전망

1. 최근 전력수급 현황 및 여건
2. 수요예측 방법
3. 전력수요 전망
4. 장기 수요관리 방안

# 1. 최근 전력수급 현황 및 여건

## 가. 전력수급 현황

□ 경제성장 및 국민생활 수준 향상에 따라 사용의 편리성으로 인해 전력소비가 지속적으로 증가

○ 1차 에너지 소비중 발전분야 투입비중이 지속적으로 증가

< 1차 에너지 소비중 발전부문 투입비중 >

	1970년	1980년	1990년	2000년	2006년
발전연료 투입 비중(%)	12.7	20.6	28.0	31.6	36.0

○ 1990년 이후 2004년까지 에너지수요는 연평균 6.2% 증가한 반면, 전력수요는 연평균 9.1% 증가(연평균 경제성장률 5.5%)

- '01년 이후, IT·전자 등 전력 저소비산업의 비중증가 등 산업 구조의 변화로 전력수요 증가율은 '90년대 비해 다소 둔화되었으나, 연평균 경제성장률을 상회하는 수준을 유지

\* 연평균 전력수요 증가율 : ('91~'00) 9.7%, ('01~'05) 6.8%

□ 국내 전력품질은 최고 수준을 유지하고 있으며, 전기요금도 저렴한 수준을 유지

○ 송배전 손실율, 정전시간 등 세계 최고수준의 전기품질 보유

\* 송배전 손실율 : 한국 4.5%, 일본 5.1%, 미국 6.5%, 프랑스 6.7%

\* 평균정전시간(분/호·년) : 한국 19, 일본 19, 미국 97, 프랑스 50

○ '90년 대비 '05년 소비자 물가지수는 86% 증가한 반면, 전기요금은 46% 증가

\* 전기요금 (US 센트/kWh) : 한국 7.02, 일본 18.92, 미국 7.44, 영국 10.00

## 나. 전력수급 여건

### □ 미래 에너지 환경의 불확실성 증대

- 최근 급변하는 국제정세와 각국의 에너지 확보경쟁 심화에 따라 고유가 및 에너지 수급 불안 초래
  - 에너지 부존자원의 한계\*, 지역적 편재 등으로 공급 불안요인 상존
    - \* 석유 41년, 천연가스 65년, 석탄 155년(이상 BP 통계), 우라늄 70년
- 국내 전력분야는 민간 발전사업자의 진입 확대등 시장여건 변화에 따라 사업추진이 지연되는 등 전력수급의 불확실성이 증대
  - 또한, 국민들의 높아진 환경의식으로 전력설비 건설에 대한 지역 주민의 반대 등으로 사업추진이 지연·취소되는 등 불확실성 증대

### □ 지속가능한 에너지정책 필요

- 에너지원의 해외 의존도, 화석연료의 가격 급등 등으로 수요관리 강화, 신재생에너지 보급 확대 등의 노력 필요
- 국내 환경규제 강화와 기후변화협약 등 국제적 환경규제 강화에 대응하기 위해 온실가스 감축 등 친환경적 전력정책 수립 필요

### □ 공기업의 적극적 설비투자

- 제한된 전력시장 여건 등으로 시장기능에 의해 전력수급의 안정과 적정 전원MIX 등이 효율적으로 달성되기에는 한계 노출
- 설비투자비를 보상해 주는 안정적인 전력시장(CBP 시장) 여건 등으로 발전사업자는 사업 확장 등을 위해 적극적인 건설의향 표출

### □ 전력 정책에 대한 사회적 관심 증대

- 발전사업자의 다원화, 신재생 등 분산전원 확대, 원자력 정책, 송전선로 건설 등 전력정책에 대한 사회적 관심이 확대되어 에너지 정책의 공론화 요구 증대

## 2. 수요 예측 방법

### 가. 주요 예측 전제

경제성장 전망(KDI 전망치 반영)

- '06~'20년 동안 연평균 4.4% 성장 전망(2차 계획 대비 다소 증가)

(단위 : %)

	'06	'06-'10	'11-'15	'16-'20	'06-'20
3차 계획	5.0	4.7	4.4	4.1	4.4
			'11-'20 : 4.2		
2차 계획	5.4	5.0	4.0	3.4('16-'17)	4.1('06-'17)
			'11-'17 : 3.7		

산업구조 전망(KIET 전망치 반영)

- 2차 계획 대비 서비스 비중 확대, 제조업 비중 축소 전망

(단위 : %)

구 분		2006	2010	2015	2020
농림어업	3차	3.4	2.8	2.3	1.9
	(2차)	(4.0)	(3.3)	(2.6)	(2.1)
제조업	3차	28.9	29.4	28.9	28.3
	(2차)	(33.1)	(32.1)	(30.3)	(28.6)
서비스	3차	67.5	67.7	68.6	69.7
	(2차)	(62.6)	(64.4)	(66.9)	(69.2)

- 기타 : 전기요금 전망치, 인구전망, 가전기기 보급률 전망, 전철·수도 건설계획 등을 활용

### 나. 예측 방법

- 관련기관(KDI, KIET 등)의 전망치를 토대로 한국전력거래소의 장·단기 예측모형을 이용하여 예측치를 도출

- 도출된 예측치에 대해 관련 전문가의 자문과 수요예측 소위원회의 검토를 거쳐 최종 확정

전력수요량 예측

- 주택용(2개), 상업용(4개), 산업용(10개) 부문으로 구분하고, 향후 경제 성장, 산업구조, 전력수요추세 등을 반영하여 전력수요량(kWh) 예측

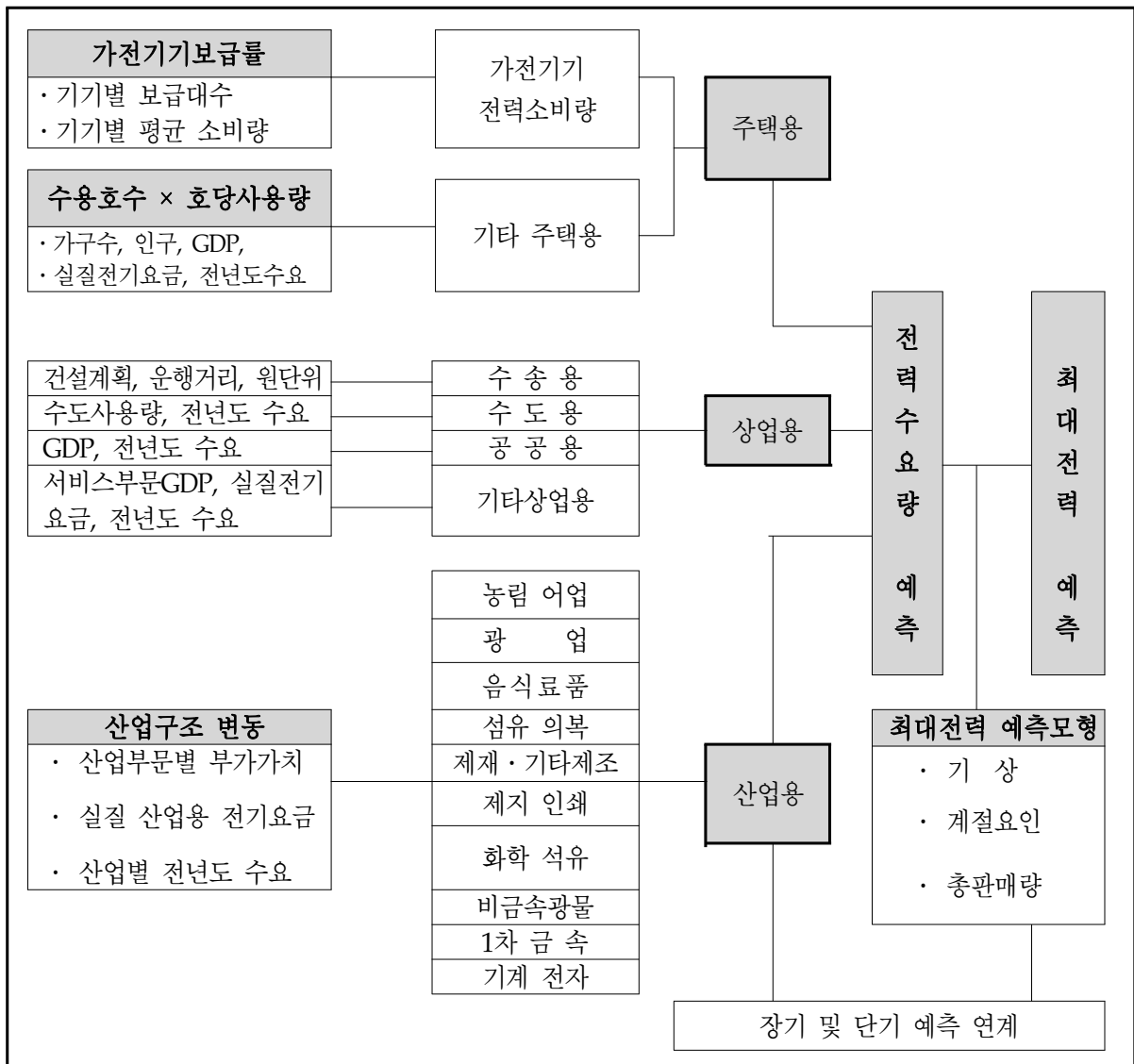
□ 최대전력 예측

- 예측된 수요량에 계절요인, 기상, 판매량에 대한 최대전력 탄력성 변화 등을 반영, 수요관리前 최대전력(kW)을 예측

□ 수요관리량 반영

- 수요관리 목표를 반영, 수요관리後 최대전력을 산출하고, 전력수요 성장에 대한 불확실성을 고려하여, 상한 및 하한 수요를 예측

**[ 전력수요예측 방법 ]**



### 3. 전력수요 전망

#### 가. 전국 전력수요

##### [ 전력수요량 ]

- '06~'20년 기간 연평균 2.5% 증가('06년 : 3,531 → '20년 : 4,786억kWh)
  - 용도별 증가율 : 주택용 2.2%, 상업용 3.0%, 산업용 2.2% 증가
- 점차 전력저소비형 산업구조로 전환되어 2013년 이후에는 연평균 1%대의 증가율을 시현할 것으로 전망

(단위 : 백만kWh)

구 분		2006	2010	2015	2020
수요관리前		353,581	420,656	465,801	492,653
수 요 관 리 後	주택용	68,794	80,573 (4.0%)	86,190 (1.4%)	89,241 (0.7%)
	상업용	107,702	130,190 (4.9%)	146,837 (2.4%)	157,808 (1.5%)
	산업용	176,590	205,859 (3.9%)	223,416 (1.7%)	231,506 (0.7%)
	계	353,086	416,623 (4.6%)	456,443 (1.8%)	478,555 (1.0%)

\* ( ) 내 수치는 연평균 증가율

##### [ 최대전력 ]

- '06~'20년 기간 연평균 1.8% 증가('06년 5,899 → '20년 7,181만kW)
  - '06년 5,899만kW를 시현, '20년 7,181만kW 도달 예상
  - 수요관리량은 최대 전력수요의 14% 수준인 1,161만kW로 지속 확대 계획('20년 기준)

(단위 : 만kW)

구 분	2006	2010	2015	2020
수요관리前	-	6,878	7,729	8,342
수요관리량	-	417	782	1,161
수요관리後	5,899(실적)	6,461 (3.4%)	6,947 (1.5%)	7,181 (0.7%)

\* 수요관리량은 '05년 실적(직접부하제외)대비 연도별 수요관리목표량(총누계) 기준  
\* ( ) 내 수치는 연평균 증가율

## 나. 지역별 전력수요

### [ 수도권 ]

- 전력수요량은 '06~'20년 기간 동안 전국 전력수요 증가율과 비슷한 연평균 2.9% 수준으로 증가할 전망
  - '06년 : 1,359억kWh → '20년 : 1,969억kWh
- 최대전력은 '06~'20년 기간 연평균 2.4% 증가 전망
  - '06년 : 2,379만kW → '20년 : 3,190만kW

구 분	2006	2010	2015	2020
전력수요량 (백만kWh)	135,888	164,096 (4.8%)	186,255 (2.6%)	196,926 (1.1%)
최대전력 (만kW)	2,379(실적)	2,773 (3.9%)	3,027 (1.8%)	3,190 (1.1%)

\* ( )내 수치는 연평균 증가율

### [ 제주권 ]

- 전력수요량은 '06~'20년 기간 연평균 2.4% 증가 전망
  - '06년 : 29.8억kWh → '20년 : 39.6억kWh
- 최대전력은 '20년까지 기간 연평균 4.1% 수준으로 다소 높은 증가세 전망
  - '06년 : 52만kW → '20년 : 88만kW

구 분	2006	2010	2015	2020
전력수요량 (백만kWh)	2,975	3,648 (5.2%)	3,960 (1.7%)	3,962 (0%)
최대전력 (만kW)	52(실적)	65 (5.7%)	78 (3.7%)	88 (2.4%)

\* 최대전력은 비동시 최대전력

\* ( )내 수치는 연평균 증가율

## 4. 장기 수요관리 방안

### 가. 수요관리 추진현황

- 발전설비 확충에 따른 재원조달, 입지확보, 환경영향 부담을 완화하기 위하여 1990년 이후 수요관리를 추진
- 최근, 에너지사용 절감 유도 및 에너지효율 향상 차원에서 수요관리사업을 중점적으로 추진하고 관련예산을 대폭 확대

[ 수요관리 실적 ]

구 분	2002	2003	2004	2005
수요관리량(만kW)	346	387	428	516
투자비(억원)	640	645	692	1,084

\* 수요관리량은 '91년부터 누계기준(직접부하제어 제외), 투자비는 연간 집행액

### 나. 수요관리정책 기본방향

#### 수요관리 지속 강화

- 2010년까지 최대수요의 높은 증가가 예상됨에 따라 단기적으로는 수급안정 기여도가 높은 부하관리 프로그램을 유지
- 장기적으로는 효율향상 프로그램의 비중을 지속적으로 확대

#### 신규 프로그램의 지속 발굴·보급

- 기술성, 시장 보급률 등에 따라 세부 지원프로그램별 지원효과 재분석 및 제도 개선
- 신기술·신제품 등 기술수준과 연계한 신규 프로그램 발굴·보급

#### 효율적 수요관리 체계 구축

- 수요관리사업의 기획, 관리, 시행, 평가 등 효율적 추진시스템 구축·운영
- 수요관리 대상자원 발굴, 지역별 목표량 산정, 시행성과 계량화 추진



#### 다. 수요관리 목표량 설정

- 지난 2차계획 상의 높은 수요관리량을 유지하는 수준으로 목표 설정
- 에너지 소비절감 차원에서 효율향상사업 비중을 크게 강화
  - \* 효율향상 점유비 : 12.9%('06) → 25.3%('20)

#### < 최대피크 절감 목표량 >

(단위 : MW)

구 분	2005(실적)	2010	2015	2017	2020
부하관리 (가스냉방포함)	(4,420)	2,818	4,949	5,932	7,404
효율향상	(735)	1,004	2,334	2,825	3,521
신규개발	(1)	350	540	600	690
계	- (5,156)	4,172 (9,328)	7,823 (12,979)	9,357 (14,513)	11,615 (16,771)

\* 연도별 '05년 대비 순증누계 기준의 수요관리목표량

\* ( ) 내는 총 누계 수요관리량

#### 라. 수요관리 투자비

□ '06~'20년 기간동안 총 2조 8,240억원 소요전망

(단위 : 억원, %)

구 분		2006	2010	2015	2017	2020	누 계
3차 계획	부하관리	745	1,014	1,255	1,339	1,452	17,375
	효율향상	348	761	784	810	759	10,865
	합 계	1,093	1,775	2,039	2,149	2,211	28,240

\* 지원금만 산정, 현재단가의 불변가격 기준으로 산정

### Ⅲ. 발전설비 계획 및 전력수급 전망

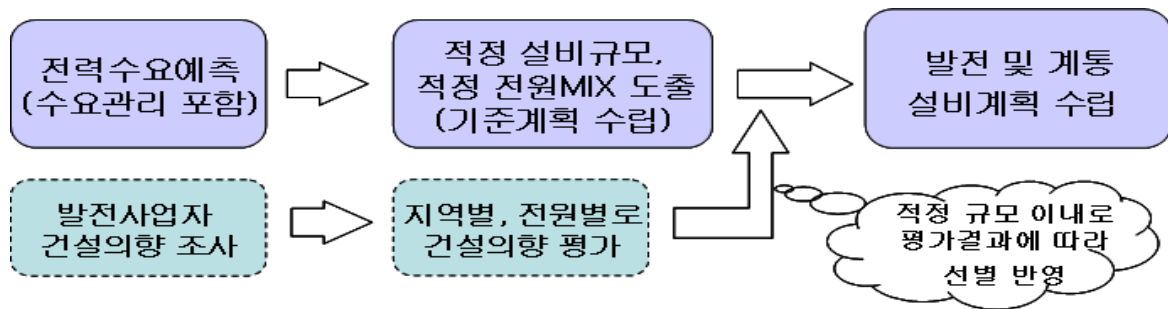
1. 기본방향 및 기준계획 수립
2. 사업자 건설의향 조사
3. 건설의향 평가기준
4. 발전설비 계획 수립결과
5. 중·장기 전력수급 전망

# 1. 기본방향 및 기준계획 수립

## 가. 기본방향

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

### [ 설비계획 수립방법 개념도 ]



## 나. 기준계획 수립

- 예측된 전력수요에 따라 공급신뢰도, 환경성(CO<sub>2</sub> 배출량), 경제성을 기준으로 전산모형을 통해 최적해(적정 설비규모, 전원구성)를 도출
- 입력전제 적용기준
  - 지역별(수도권, 비수도권, 제주권) 공급신뢰도 기준 : LOLP\* 0.5일/년
  - 탄소배출량 제약 : 0.11 kg-C/kWh, 탄소배출비용 반영 : 13,000원/CO<sub>2</sub>톤
  - \* LOLP(Loss of Load Probability; 공급지장확률) : 확률론적 전력공급 신뢰도 지수로서, 고장·보수일수를 감안하여 발전력으로 전력수요를 만족하지 못할 것으로 기대되는 확률
- 민감도 분석을 위해 입력전제(연료가격, 할인율, 탄소제약 등)를 변경하여 6개 시나리오를 작성하고, 1개의 최상안을 기준안으로 선정

## 다. 기준계획 도출 결과

### ○ 기준 설비예비율(실효용량 기준)

- 전국권기준 : 15~20% 수준(송전혼잡 정도에 따라 변동)
- 수도권기준 : 14% 이상, 제주권 기준 : 28% 이상

### ○ 기준 발전설비 구성비('20년 기준)

원자력	석탄	LNG	석유	수력/기타
30~33% 수준	28~31% 수준	22~26% 수준	2~3% 수준	12~15% 수준

\* 기타에는 신재생/집단에너지설비 포함

### ○ 기준계획상 필요 설비규모

- 건설 및 착수 준비중인 사업은 확정사업으로 반영하고, 추가로 필요 ('20년 기준)한 발전설비 물량을 산출

구 분	전원별 신규추가 용량(MW)				총계 (MW)	비 고
	원전	석탄	LNG	내연		
수도권	-	1,800 (2기)	4,400 (8기)	-	6,200	
비수도권	2,800 (2기)	1,000 (1기)	1,400 (2기)	-	5,200	
<b>합계 (신규반영)</b>	<b>2,800 (2기)</b>	<b>2,800 (3기)</b>	<b>5,800 (10기)</b>		<b>11,400</b>	<b>예비율 20% 수준</b>

\* 제주권은 별도 분석

## 2. 사업자 건설의향 조사

### 가. 의향조사 개요

- 목적 : 발전사업자의 시장참여 의향을 반영하기 위하여 발전설비 계획 의향조사를 시행
- 시기 : 1차 조사('05.12.23~'06.1.31), 2차 조사('06.3.23~4.5)
- 대상 : 건설중인 설비계획, 신규 건설 계획, 발전소 폐지계획 등

### 나. 발전소 건설의향 종합

- 2006~2020년까지 총 5,657만kW 건설 의향 접수
  - 건설중(신재생포함) : 2,140만kW, 신규의향 : 3,517만kW
  - 발전공기업은 유연탄 및 LNG복합, 민간사업자는 LNG복합 선호

(단위 : 만kW)

구 분	한수원	5대 공기업	민간* 발전사업자	수공, 한전 등 (소수력, 소도서, 풍력)	합 계
건설중 (허가~착공)	686	978	347	128	2,140
계획중	560	1,872	1,085	0	3,517
합 계	1,246	2,850	1,432	128	5,657

\* 민간 : 포스코파워, 케이파워, GS EPS, 메이아, 대림, SK E&S, 집단에너지

### [ 건설의향 규모 ]

(단위 : 만kW, 기수)

구 분	원자력	석 탄	LNG	석 유	수력	신재생기타	합 계
건설규모(기수)	1,240 (10기)	1,772 (23기)	1,854 (30기)	126 (23기)	250 (23기)	416 (159기)	5,657 (278기)
비중	21.9%	31.3%	32.8%	2.2%	4.4%	7.4%	100%

- \* 1. 신재생전원중 소수력은 수력에 포함
- 2. 집단에너지설비(총198.4만kW)는 신재생/기타에 포함

## 다. 발전소 폐지의향 종합

- 2006~2020년까지 총 43기 570.6만kW 폐지

(단위 : 만kW, 기수)

구 분	원자력	유연탄	LNG	무연탄	석유	수력	합 계
'06-'20	-	100 (2기)	153.8 (6기)	52.5 (3기)	264.3 (31기)	0.07 (1기)	<b>570.6</b> <b>(43기)</b>

## 라. 사업자 의향조사 결과 종합

- 2006~2020년까지 총 5,086만kW 건설의향 제출

### [ 연도별 사업자 건설의향 규모 ]

연 도	최대수요 (만kW)	발전설비 용량(만kW)			설비 예비율 (%)
		폐지	건설	용 량	
2005		기존설비 6,226			
2006	5,899 (실적)	13.5	343	6,452(6,556)	9.4
2007	5,968	0.3	248	6,671(6,804)	11.8
2008	6,138	-	376	7,060(7,179)	15.0
2009	6,299	66.1	408	7,310(7,521)	16.1
2010	6,461	-	320	7,526(7,841)	16.5
2011	6,594	75.5	701	8,056(8,466)	22.2
2012	6,712	88.8	373	8,582(8,750)	27.9
2013	6,809	122.5	800	8,918(9,428)	31.0
2014	6,883	100	564	9,415(9,892)	36.8
2015	6,947	100	647	10,182(10,439)	46.6
2016	7,005	-	397	10,576(10,836)	51.0
2017	7,054	-	-	10,836(10,836)	53.7
		566.6	5,177		
2018	7,103	4	140	10,972(10,972)	54.5
2019	7,141	-	240	11,112(11,212)	55.6
2020	7,181	-	100	11,312(11,312)	57.5
총계		570.6	5,657		

\* ( ) 내는 연말기준 용량

### 3. 건설의향 평가기준

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

#### [ 건설의향 평가기준 ]

구 분	평가지표	세부내용	평가기준	가중치
계량 지표	송전비용	계통접속비용(원)	비용의 전체습	80%
		계통보강비용(원)		
	발전비용	발전소건설비(원)		
		운전비용(원)		
비계량 지표	주민수용성	유치 희망	지역 유치 희망 여부	20%
	사업 진척도	발전소 부지 확보	확보정도	
		계통연계설비 확보	확보정도	
		사전준비 정도	건설타당성조사용역 환경영향평가 정도	
	정책성	고비용 노후설비 폐지 추진	동일부지에 대체건설 사업	
		사업지연 억제	사업 지연정도	
		민간기업 진입촉진	민간추진사업	

- \* 1. 건설타당성 조사용역은 당해 사업의 경제성, 기술성 등에 대해 검토한 외부 용역보고서를 의미  
 2. 각 실무소위원회에서 사업별 평가

## 4. 발전설비계획 수립결과

### 가. 계획반영 대상사업

- A(건설중인 설비), B(건설준비단계 설비) 등급 : 확정반영 대상
- C1 등급(계획중인 사업) : '기준계획'으로 도출된 지역별·전원별 필요 물량(이행 불확실성 고려)을 감안하여 의향 평가결과에 따라 선별반영
- C2 등급 : 연료수급, 계통연계 문제 등으로 평가 제외

[ 사업 분류 및 계획반영 대상사업 종합 ]

등급구분	원자력	석탄	가스복합	중유	수력	신재생/집단	용량계(MW)	비고	
A, B 등급	신고리#1 ('10.12) 1000 #2 ('11.12) 1000 신월성#1 ('11.10) 1000 #2 ('12.10) 1000 신고리#3 ('13.09) 1400 #4 ('14.09) 1400	당진#6 ('06.06) 500 #7 ('07.06) 500 #8 ('07.12) 500 태안#7 ('07.06) 500 #8 ('08.03) 500 보령#7 ('08.06) 500 #8 ('08.12) 500 하동#7 ('08.12) 500 #8 ('09.06) 500 영흥#3 ('08.06) 870 #4 ('09.03) 870	광양#1 ('06.03) 494.6 #2 ('06.12) 494.6 부곡#2 ('08.03) 500	남제주#3 ('06.9) 100 남제주#4 ('07.3) 100  소도서 17.5	양양양수14 1000 청송양수1,2 600 예천양수1,2 800 청평중설 60	신재생/집단 2,205/ 1,984	폐지 -5706.2	확정 반영	
	6,800	6,240	1,489	218	2,460	4,189	21,396 (15,690)		
C1 등급	수도권	영흥#5 ('14.06) 870 #6 ('14.12) 870	인천#2 ('09.06) 500 #3 ('12.12) 700 포스코#2('10.12) 1000 서울#1,2('11.3, 9) 1000 고덕 ('11.10) 700 양주#1 ('11.12) 700 양주#2 ('13.12) 700 송도#1 ('12.01) 1000				8,040	반영	
		영흥#7 ('15.09) 870 #8 ('16.03) 870 #9 ('19.12)1000 #10 ('20.06)1000	포스코#3('15.1) 1000 양주#3 ('16.12) 700 송도#2,3 ('15.06) 2000					후보	
	비수도권	신울진#1 ('15.12) 1400 #2 ('16.12) 1400	당진#9 ('13.12)1000 #10 ('14.12)1000	군산 ('09.11) 700 영월#1,2('10.11) 900 울촌#2 ('12.06) 550 부곡#3,4('11.6) 1000				7,950	반영
		신규#1 ('18.06) 1400 #2 ('19.06) 1400	보령#9 ('13.03)1000 #10 ('13.09)1000 태안#9 ('13.03)1000 #10 ('13.09)1000	영남#1,2 ('13.03) 900 부곡#5,6('14.12) 1500 영남#3,4 ('15.03) 900					후보
	제주			제주A ('11.06) 300	제주내연#2 ('09.6) 40			340	반영
				제주B ('11.06) 300					후보
C2 등급				군장('16.03, '16.09)1000				반영 제외	
반영 계	(C1)	2,800	3,740	9,750	40	0	0	16,330	
	전체	9,600	9,980	11,239	258	2,460	4,189	37,726 (32,020)	

\* ( )는 폐지용량 포함시, 제주복합(300MW)은 사업자 미정('07년 선정 예정)

\* 군장 오리멸전(1,000MW, '16년) 사업은 연료 수급의 불확실로 평가 제외, 차기 계획에서 재검토



## 나. 발전설비 확충규모

### □ 건설규모('06~'20년)

- 사업자의 건설의향(총 5,657만kW) 중 3,773만kW(89기)를 최종 발전설비계획에 반영
  - 추진중 설비 : 2,140만kW, 신규계획 : 1,633만kW
  - 제2차계획 대비, 원자력 동일, 석탄 368만kW, LNG 359만kW증가

(단위 : 만kW, 기수)

구 분		원자력	석 탄	LNG	석 유	수력	신재생/기타	합 계
제2차 계획	'06-'17	960 (8기)	630 (12기)	765 (14기)	121 (14기)	240 (8기)	464 (19기)	3,181 (75기)
제3차 계획	'06-'17	960 (8기)	998 (15기)	1,124 (19기)	26 (21기)	246 (8기)	419 (18기)	3,773 (89기)
	'06-'20	960 (8기)	998 (15기)	1,124 (19기)	26 (21기)	246 (8기)	419 (18기)	3,773 (89기)

\* 소수력은 신재생/집단에 포함, 신재생설비는 기수 산정에서 제외

### □ 폐지규모('06~'20년)

- 2차계획 대비, 원자력 1기(월성#1) 및 석탄 2기(호남#1,2)는 폐지 대상에서 제외(수명연장), LNG 2기(인천#3,4)는 폐지대상에 추가

(단위 : 만kW, 기수)

구 분		원자력	석 탄	LNG	석 유	수력	신재생/집단	합 계
제2차 계획	'06-'17	68 (1기)	203 (7기)	89 (4기)	259 (14기)	-	-	619 (26기)
제3차 계획	'06-'20	-	153 (5기)	154 (6기)	264 (31기)	0.07 (1기)	-	571 (43기)

\* 월성#1는 사업자의향에 따라 계속운전으로 반영하였으나, 실제 계속운전 여부는 추후 관련절차에 따른 인허가 필요

### □ 건설 및 폐지규모 종합('06~'20년)

(단위 : 만kW, %)

구 분	원자력	석 탄	LNG	석 유	수력	집단/신재생	합 계
설비용량 ('05년말)	1,772 (28.5)	1,796 (28.8)	1,645 (26.4)	471 (7.5)	383 (6.1)	159 (2.6)	6,226 (100)
건설계획('06-'20)	+960	+998	+1,124	+26	+246	+419	+3,773
폐지계획('06-'20)	-	-153	-154	-264	0.07	-	-571
설비용량 ('20년말)	2,732 (29.0)	2,641 (28.0)	2,615 (27.7)	233 (2.5)	629 (6.7)	578 (6.2)	9,428 (100)

\* 결보기용량 기준

## 5. 중·장기 전력수급 전망

### 가. 전망 전제

- 발전설비의 공급 불확실성을 확률적으로 감안한 ‘실효용량’을 기준으로 전력수급을 전망
  - \* 실효용량 : 분산전원의 ‘피크수요시 공급기여율’과 ‘LNG 설비의 이행률’을 감안하여 산정한 용량
    - 피크기여율(%) : 풍력(10), 태양광(30), 소수력(60), LFG(50), 집단(중앙 60, 비중앙 30)
    - LNG설비 건설 이행율 : 70 %

### 나. 전력수급 전망

#### □ 전국 기준

- 설비에비율은 2010년까지 11~13% 수준으로 전망되어 단기수급 측면에서 적극적인 대응이 필요
- 2011년 이후는 16~25% 수준으로 전망되어 효율적인 수급안정 가능

< 연도별 전력수급 전망 표 >

연도	최대 수요 (만kW)	총설비용량 (만kW)		설비에비율(%)
		하계	연말	
2006	5,899(실적)	6,370	6,459	(실적) 8.0 (9.4)
2007	5,968	6,569	6,665	10.1 (11.8)
2008	6,138	6,906	7,009	12.5 (15.0)
2009	6,299	7,135	7,286	13.3 (16.1)
2010	6,461	7,287	7,600	12.8 (16.5)
2011	6,594	7,653	8,059	16.1 (21.3)
2012	6,712	8,020	8,147	19.5 (27.0)
2013	6,809	8,055	8,295	18.3 (26.3)
2014	6,883	8,282	8,609	20.3 (29.2)
2015	6,947	8,509	8,679	22.5 (31.3)
2016	7,005	8,679	8,819	23.9 (32.6)
2017	7,054	8,819	8,819	25.0 (33.7)
2018	7,103	8,815	8,815	24.1 (32.7)
2019	7,141	8,815	8,815	23.5 (32.0)
2020	7,181	8,815	8,815	22.8 (31.3)

\* 실효용량 기준이며, ( )의 설비에비율은 겉보기용량 기준

□ 수도권 기준

- 2010년까지는 설비예비율 11~14%수준으로, 하계 예방정비기간 조정 등 단기수급 측면에서 적극적인 대응이 필요
- 2011년 이후는 15~19% 수준으로 전망, 수도권의 적정설비예비율의 유지로 효율적 수급안정 달성 전망

< 연도별 전력수급 전망 표 >

연도	최대 수요 (만kW)	발전설비용량 (만kW)		용통전력 (만kW)	총설비용량 (만kW)		설비예비율 (%)
		하계	연말		하계	연말	
2006	2,379(실적)	1,442	1,445	1,270	2,712	2,715	14.0 (15.0)
2007	2,491	1,445	1,475	1,315	2,760	2,790	10.8 (11.8)
2008	2,599	1,563	1,565	1,375	2,938	2,940	13.0 (14.8)
2009	2,695	1,637	1,688	1,400	3,037	3,088	12.7 (14.5)
2010	2,773	1,688	1,791	1,400	3,088	3,191	11.4 (14.4)
2011	2,836	1,847	1,967	1,490	3,337	3,457	17.7 (20.7)
2012	2,896	1,929	1,949	1,490	3,419	3,439	18.0 (24.4)
2013	2,949	1,879	1,879	1,500	3,379	3,379	14.6 (20.9)
2014	2,990	1,966	2,053	1,565	3,531	3,618	18.1 (26.6)
2015	3,027	2,053	2,053	1,565	3,618	3,618	19.5 (27.9)
2016	3,055	2,053	2,053	1,580	3,633	3,633	18.9 (27.3)
2017	3,088	2,053	2,053	1,595	3,648	3,648	18.1 (26.4)
2018	3,122	2,053	2,053	1,610	3,663	3,663	17.3 (25.5)
2019	3,156	2,053	2,053	1,625	3,678	3,678	16.5 (24.6)
2020	3,190	2,053	2,053	1,645	3,698	3,698	15.9 (23.9)

\* 실효용량 기준이며, ( )의 설비예비율은 겉보기용량 기준

□ 제주권 기준

- 그동안 다소 취약했던 제주의 수급안정성을 설비에비율 28% 이상 확보함으로써 공급 신뢰도를 크게 개선
- 다만, 2010년은 23% 수준으로 전망되어 수요관리 등 단기수급 측면에서 적극적인 대응이 필요

< 연도별 전력수급 전망 표 >

연도	최대 수요 (만kW)	발전설비용량 (만kW)		용통전력 (만kW)	총설비용량 (만kW)		설비에비율 (%)
		하계	연말		하계	연말	
2006	52(실적)	53	50	15	68	65	32.4 (35.3)
2007	57	60	61	15	75	76	33.0 (38.4)
2008	60	61	62	15	76	77	27.6 (45.7)
2009	63	65	65	15	80	80	28.2 (58.1)
2010	65	65	65	15	80	80	22.5 (51.1)
2011	68	60	60	35	95	95	38.9 (66.4)
2012	71	60	60	35	95	95	33.8 (60.3)
2013	73	90	90	35	125	125	70.2 (95.8)
2014	76	90	90	35	125	125	65.0 (89.8)
2015	78	90	90	35	125	125	60.6 (84.7)
2016	80	90	90	35	125	125	56.1 (79.6)
2017	82	90	90	35	125	125	52.3 (75.2)
2018	84	86	86	35	121	121	43.9 (66.2)
2019	86	86	86	35	121	121	40.4 (62.2)
2020	88	86	86	35	121	121	37.2 (58.5)

\* 실효용량 기준이며, ( )의 설비에비율은 겉보기용량 기준

## 다. 전원구성 전망

### □ 설비구성 전망

○ 원자력 설비비중은 현재보다 다소 증가, 석탄 및 LNG 설비 비중은 현재와 비슷한 수준을 유지

\* 제2차 계획 대비 원자력, 석유, 수력/기타 설비비중은 다소 감소되고, 석탄, LNG 설비 비중은 다소 증가

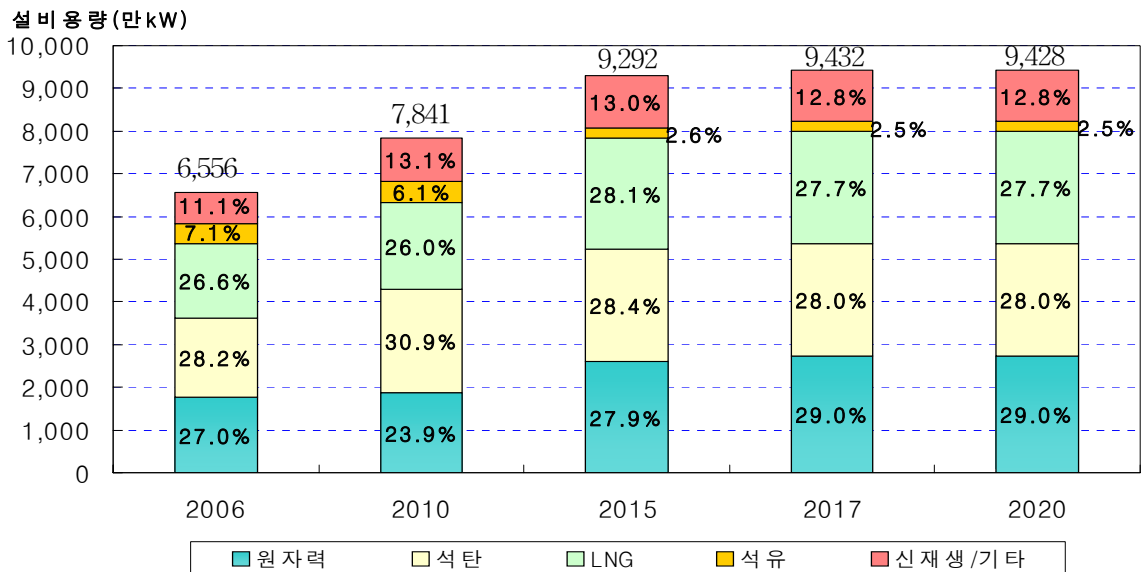
○ 석유설비 비중은 지속 축소되고, 수력/기타 에너지 비중 다소 증가 전망

(단위 : 만kW, %)

구 분		원자력	석 탄	LNG	석 유	수력/기타	합 계
2006년	제3차	1,772 (27.0)	1,847 (28.2)	1,744 (26.6)	468 (7.1)	725 (11.1)	6,556 (100)
2010년	제2차	1,872 (23.8)	2,427 (30.9)	2,055 (26.1)	491 (6.2)	1,018 (13.0)	7,863 (100)
	제3차	1,872 (23.9)	2,420 (30.9)	2,039 (26.0)	482 (6.1)	1,028 (13.1)	7,841 (100)
2017년	제2차	2,664 (30.3)	2,224 (25.3)	2,313 (26.3)	333 (3.8)	1,270 (14.4)	8,804 (100)
	제3차	2,732 (29.0)	2,642 (28.0)	2,615 (27.7)	236 (2.5)	1,207 (12.8)	9,432 (100)
2020년	제3차	2,732 (29.0)	2,642 (28.0)	2,615 (27.7)	232 (2.5)	1,207 (12.8)	9,428 (100)

\* 1. 연말 정격용량(겉보기용량) 기준 2. 기타는 신재생, 집단, 양수발전 등

### < 에너지원별 전원구성 전망 >



## □ 전원별 발전량 전망

- 원자력 및 석탄 발전비중은 다소 증가, LNG 발전비중은 다소 축소, 석유 발전 비중은 크게 축소

\* 2차 계획 대비 원자력, 석유, 수력/기타 발전비중은 감소, 유연탄, LNG 발전비중은 다소 증가

(단위 : GWh, %)

구 분	원자력	석탄	LNG	석유	수력/기타	총합계	
2005 (실적)	146,779 (40.3)	134,964 (37.0)	60,820 (16.7)	16,422 (4.5)	5,654 (1.6)	364,639 (100)	
2010	2차계획	144,742 (35.2)	191,997 (46.4)	54,615 (13.3)	11,630 (2.8)	8,782 (2.1)	411,766 (100)
	3차계획	146,752 (32.3)	187,187 (41.2)	93,286 (20.5)	20,130 (4.4)	6,938 (1.5)	454,293 (100)
2017	2차계획	213,559 (46.7)	173,408 (38.0)	48,519 (10.6)	12,002 (2.6)	9,432 (2.1)	456,920 (100)
	3차계획	225,968 (44.7)	201,655 (39.9)	65,917 (13.1)	3,494 (0.7)	7,942 (1.6)	504,976 (100)
2020	3차계획	225,063 (43.4)	204,520 (39.4)	77,627 (15.0)	3,317 (0.6)	7,808 (1.5)	518,335 (100)

\* 연료 비제약 및 현 경제급전 시장을 전제로 산출

## 라. 연도별 탄소배출량 전망

연 도	2005	2006	2008	2010	2013	2015	2018	2020
탄소배출량 (톤-C)	41,802	44,923	51,970	57,018	54,420	55,754	54,584	55,792
원단위배출량 (kg-C/kWh)	0.1146	0.1158	0.1218	0.1255	0.1128	0.1127	0.1070	0.1076

## 마. 발전설비 투자비 전망

- 계획대로 설비 건설시, 2006~2020년까지 발전설비 건설에 총 32조원 소요 전망

(단위 : 억원)

연도	2006~2010	2011~2015	2016~2020	합 계
원자력	71,620	96,020	3,286	170,926
석탄	58,668	32,909	0	91,577
석유	2,139	0	0	2,139
LNG	39,080	9,869	0	48,949
양수	6,850	0	0	6,850
합 계	178,357	138,798	3,286	320,441

\* 가격기준 : 2006.1월 불변가, 신재생/집단에너지 설비의 투자비는 제외

## IV. 송변전설비 확충 계획

1. 장기 송변전 설비계획 기준
2. 송변전설비 확충계획 개요
3. 송전망 접속 및 보강사업 시행
4. 송변전사업 추진 방향 및 계획

# 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 효율성 제고하기 위해 전력손실 및 혼잡비용 최소화 도모
- 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, 직렬리액터 설치, 모선 및 송전선로 분리 운전 등
- 무효전력 수급 균형 : 전력용 콘덴서, 분로리액터, 정지형무효전력보상기 설치, 분산형 전원개발, 경부하시 송전선로 부분 개방 등



## 나. 송변전설비계획 기준

### □ 발전소 계통연계 기준

- 발전설비용량, 거리, 설비여건, 주변환경 등을 종합적으로 검토 결정
- 발전소 연계선로의 규모, 회선수 및 연계전압 등은 발전소 최대 송전용량 또는 발전소의 최종규모 등을 검토하여 적용
- 발전소는 2회선 이상으로 연결하는 것을 원칙으로 하되 발전사업자가 희망하고 계통에 큰 영향이 없을 경우는 1회선 구성 가능
- 접속선로는 설비 고장시 전력계통 과도안정도 불안정 현상 발생 등 전력계통 계획기준을 만족할 수 없는 경우 2개 루트 이상으로 구성

### □ 송변전설비 신설 기준

- 765kV : 대규모 전력용통이 필요하고 345kV 전압으로 전력공급이 어려운 경우 신설하며, 변압기 최종규모는 4Bank 원칙
- 345kV : 대규모 공단 및 신도시 개발 등 부하급증이 예상되고, 전력계통의 성능개선, 발전제약 또는 송전망 혼잡해소 등이 필요한 경우 신설
- 154kV : 기설 변전소 공급능력 초과시 또는 산업단지 및 신도시 조성 등 신규부하 공급이 예상되는 지역에 신설

### □ 송변전설비 보강 기준

- 기설선로가 발전설비 또는 전력수요 증가로 적정수준을 유지할 수 없는 경우 송전선로 보강
- 기존선로에서 송전선로 분기시 특별한 경우를 제외하고 2 $\pi$ 분기 원칙
- 변압기는 초기 2Bank 규모를 원칙으로 하며 1Bank 고장시 잔여 Bank 공급용량 초과시 변압기 증설

□ 상정 고장조건 및 고장시 공급신뢰도 허용범위

- 765kV 가공선로 : 1회선 고장
- 345kV 이하 가공선로 : 1회선 및 1루트(2회선) 고장
- 지중선로 : 1회선 고장
- 주변압기 : 1Bank 고장
- \* 송변전설비 상정고장시 공급신뢰도 허용범위 참조

□ 기타

- 345kV 변전소 공급구역별로 154kV 자체 Loop 계통구성 원칙
- 345kV 및 154kV 변전소의 변압기 최종규모는 3Bank 규모로 계획 하되, 변전소 건설은 4Bank 규모로 건설하여 부하급증시의 긴급 증설 등, 향후 불확실성에 대비
  - 또한, 부하밀집 산업단지 및 대도시지역에는 154kV 8Bank 규모의 허브(Hub)변전소 건설 고려
- 154kV 가공 방사상 계통은 전력공급신뢰도 제고 차원에서 단계적으로 환상망 구성 원칙

[ 송변전설비 상정고장시 공급신뢰도 허용범위 ]

상정고장 조건	과부하율	지장 범위	고장 후 가용 조치
<ul style="list-style-type: none"> <li>발전소 연결계통의 345kV 선로 1회선</li> <li>345kV 주변압기 1Bank</li> </ul>	과부하 불허(공칭 정격기준)	<ul style="list-style-type: none"> <li>부하탈락 불허</li> <li>발전기탈락 불허</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>발전력 조정 불허</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>발전소 연결계통의 154kV 선로 1회선</li> </ul>	일시적 과부하 허용	<ul style="list-style-type: none"> <li>부하탈락 불허</li> <li>발전기탈락 불허</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>발전력 조정 허용</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>간선계통의 345kV 이하 선로 1회선</li> <li>부하공급 계통의 345kV 이하 선로 1회선</li> </ul>	일시적 과부하 허용	<ul style="list-style-type: none"> <li>부하탈락 불허</li> <li>발전기탈락 불허</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>발전력 조정 허용</li> <li>부하절체 허용</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>154kV 주변압기 1Bank</li> </ul>	상동	<ul style="list-style-type: none"> <li>일시 부하탈락 허용(주1)</li> <li>영구 부하탈락 불허(주2)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>부하 절체 허용</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>부하공급 계통의 345kV 이하 선로 2회선</li> <li>간선계통의 154kV 선로 2회선</li> </ul>	상동	<ul style="list-style-type: none"> <li>일시 부하탈락 허용(주1)</li> <li>영구 부하탈락 불허(주2)</li> <li>발전기탈락 허용</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>부하 절체 허용</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>간선계통의 345kV 선로 2회선</li> <li>간선계통의 765kV 선로1회선</li> </ul>	상동	<ul style="list-style-type: none"> <li>부하탈락 불허</li> <li>발전기탈락 불허</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>발전력 조정 허용</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>발전소 연결계통의 765kV 선로 1회선</li> <li>발전소 연결계통의 345kV 이하 선로 2회선</li> </ul>	상동	<ul style="list-style-type: none"> <li>부하 탈락 불허</li> <li>발전기 탈락 허용</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>발전력 조정 허용</li> </ul>

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

## 2. 송변전설비 확충계획 개요

### □ 송전선로

- 송전선로 총공장 : 2005년 대비 2020년 1.32배 증가
- 지중선 점유비 : 8.3 % (2005년) → 10.5 % (2020년)

(단위 : C-km)

전 압		2005(실적)		2010년		2015년		2020년	
765kV	가공	662	662 ( 2%)	1,005	1,005 ( 3%)	1,005	1,005 ( 3%)	1,005	1,005 ( 3%)
345kV	가공	7,770	7,990	9,208	9,460	9,333	9,678	9,509	9,875
	지중	220	(29%)	252	(28%)	345	(28%)	343	(27%)
154kV	가공	17,110	19,190	19,764	22,739	20,798	24,301	22,340	25,843
	지중	2,080	(69%)	2,975	(69%)	3,503	(69%)	3,503	(70%)
합 계	가공	25,542	27,842	29,977	33,204	31,136	34,984	32,854	36,700
	지중	2,300		3,227		3,848		3,846	

### □ 변전소 수

- 2005년 대비 2020년 1.45배 증가(619개 → 902개)

(단위 : 개소)

전 압	2005(실적)	2010년	2015년	2020년
765kV	5	7	8	8
345kV	77	90	99	101
154kV	537	652	743	793
합 계	619	749	850	902

### □ 변전설비 용량

- 초고압 변전설비 점유비 : 50.8%(2005년) → 51.4%(2020년)
- 최대수요 대비 154kV 이하 변전용량 규모 : 1.87배('05년) → 2.05배('20년)

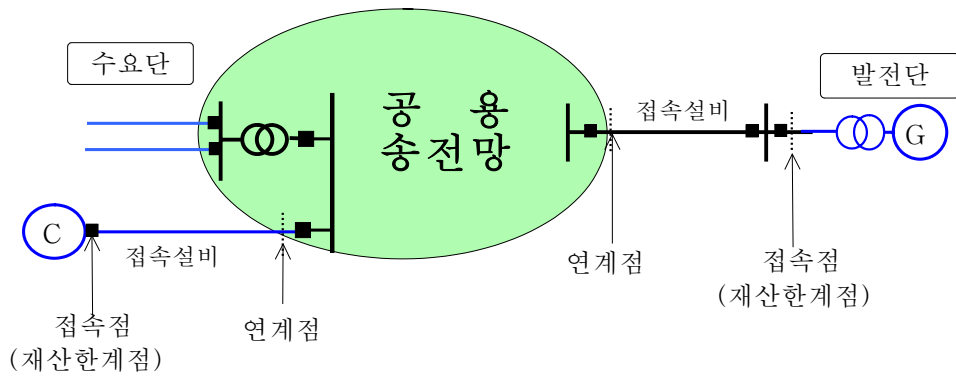
(단위 : MVA)

구 분		2005(실적)	2010년	2015년	2020년
변전용량 ( MVA )	765kV	21,110	25,110	33,510	33,510
	345kV	84,381	104,585	117,087	122,589
	154kV	102,168	125,733	140,798	147,358
	합 계	207,659	255,428	291,395	303,457

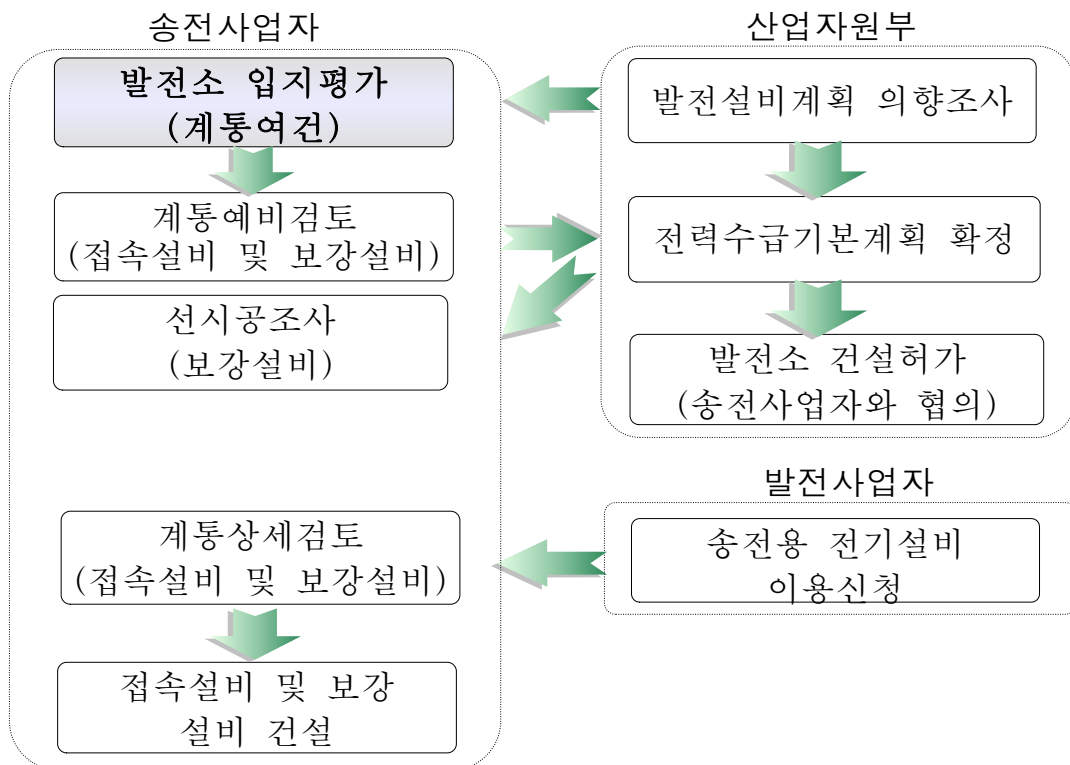
### 3. 송전망 접속 및 보강사업 시행

#### 가. 송전망 및 접속설비 개념

- 접속설비 : 발전소 등 전력시장에서 거래하는 고객을 전력계통에 연결하기 위한 송변전설비
- 송 전 망 : 접속설비 이외에 신·증설되는 모든 송변전설비



#### 나. 송전망 접속 및 보강업무 처리 절차



## 다. 송전망 접속 및 보강업무 추진

### □ 발전사업자 건설의향에 대한 계통영향 평가

- 평가대상 : 제3차 전력수급기본계획 관련 신규 건설의향 발전기
- 평가요소 : 접속방안(비용) 및 계통보강 방안(비용)
- 평가내용
  - 계통측면에서의 최적의 발전소 접속방안, 계통보강 방안 제시
  - 계통접속 및 보강 소요비용 및 시공성(연계시기 등)

### □ 계통 예비검토 및 선시공 조사

- 기본계획 수립시 예비검토 수행(세부검토는 송전망 이용 신청시 수행)
- 송전사업자는 접속설비 및 보강설비에 대한 선시공 조사 수행  
: 경과지 검토(12개월), 환경영향평가(17개월), 대관협의 및 측량 (25개월)
- 발전사업자는 선시공 조사를 위한 자료를 송전사업자에게 제공

### □ 발전사업 허가 및 송전망 접속 신청

- 발전사업자는 사업허가 신청시 자체 계통 검토안 제출  
(정부는 송전사업자의 계통검토 의견을 고려하여 사업허가)
- 발전사업자는 「송전용전기설비이용규정」에 따라 송전사업자에게 신청

### □ 송전망 및 접속설비 건설

- 접속설비 및 송전망은 송전사업자가 건설하되, 접속설비의 경우는 필요시 건설주체 협의 시행
- 접속설비 건설비용은 수익자 부담 원칙

### □ 송전망 이용계약 및 요금의 부담

- 기설 접속설비 자산가액 확정 및 발전소의 송전망 이용계약 체결
- 송전접속비용 부과를 위한 송전용 전기설비 이용규정 개정

## 4. 송변전사업 추진방향 및 계획

### 가. 송변전사업 추진의 유연성 확보

- 송전사업자는 본 계획에서 정한 송변전설비 확충기준에 따라 세부 송변전설비계획을 수립하여 정부 보고 후 사업을 추진
- 세부 송변전설비계획의 변경 또는 추가되는 사업은 다음 경우에 한해 송전사업자가 자체 시행하는 것으로 추진
  - 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 협의 결과, 용지확보가 어려운 경우 송전사업자가 자체위원회를 구성·심의 후 전원개발사업 실시계획승인을 요청하는 형태로 추진
- 기설 송변전설비용 토지의 취득 또는 사용권원을 확보하는 사업 등은 송전사업자가 소요재원 규모 등 제반 여건을 고려하여 세부계획을 수립하고, 전원개발촉진법의 승인절차에 따라 추진

### 나. 제주지역 전력수급 안정 도모

- 제주지역 전력수급안정을 위해 HVDC 제주연계선을 추가건설 추진
  - 추가연계선(400MW규모, 운영은 200MW기준), 준공시기는 2011년으로 추진
- 육지 및 제주지역 계통여건과 해양조사 결과에 따라 최적의 계통연계 위치를 선정하고 154kV 계통설비는 적정규모로 보강

## 다. 대용량 고객 및 부하밀집지역 공급신뢰도 향상

- 직거래 고객의 22.9kV 공급범위 확대
  - 직거래 고객의 22.9kV 공급한도를 20MW에서 40MW로 상향 조정 (전기공급약관 개정, 2006. 7. 1)
  - 22.9kV 공급범위 확대에 따른 안정공급 방안 마련
- 154kV 변압기 단위용량 증대 추진
  - 부하급증 대비 및 건설부지난 해소를 위한 공급능력 증대
  - 변압기 단위용량 증대
- 154kV 허브(Hub)변전소 건설 추진
  - 대규모 산업단지, 신도시 등 부하밀집지역 공급 신뢰도 제고
  - 공급능력 증대 (변압기 최종규모 4Bank → 8Bank)

## 라. 송·변전설비 적기 확충

- 동 계획 수립 후 3개월 이내에 동 계획에서 정한 확충 기준에 따라, 한전이 정부 승인을 거쳐 세부시행계획을 마련 후 사업 추진
- 신재생에너지 확대정책에 따른 효율적 계통연계 방안 강구
- 송전용 전기설비 이용기준에 의한 송전이용계약 적극 추진
- 구역전기사업 지역의 안정적 전력공급을 위해 신규개발지구 사업자를 조기에 선정함으로써 전력공급설비의 중복 투자방지
  - 구역전기사업 및 집단에너지사업자의 시장진입 증가가 예상됨에 따라 소규모 공급자원에 대한 정책적 관리 필요성 대두
- 남북 경협관련 송전선로 건설은 국내전력수급 및 송전계통 여건을 고려하여 정부의 승인을 거쳐 사업추진



## V. 전력정책 방향

## 1. 기본 방향

- ◆ 급변하는 에너지환경에 대한 대응능력 강화
- ◆ 적정 전원 MIX 유도를 통한 효율적 수급안정 도모
- ◆ 지속가능한 전력수급 시스템 구축
- ◆ 시장기능 활성화를 통한 전력산업 효율성 제고

## 2. 미래 에너지환경 변화에 대한 대응능력 강화

### □ 에너지 환경 전망·분석 능력 강화

- 다양한 해외 에너지 정책 동향 및 전략, 에너지 가격 전망 등의 정보 수집 및 분석능력 강화
- 해외 전원구성, 수급안정 정책, 전력시장 형태 등 선진국의 전력 정책에 관한 연구·분석 추진
- 수요예측 정확성 제고를 위한 예측절차, 모형 및 기법 개선
  - 수급오차 원인분석 및 수요예측 개선기법에 관한 연구용역 추진

### □ 간(間)년도 수정계획 마련

- 전력수요 급변, 에너지 가격 급변, 건설의향 변화 등 에너지환경의 불확실성의 증대로 간년도 계획 필요
  - 수급계획 수립 중간년도에는 전력수요 재예측, 설비건설 이행정도, 사업자의 건설의향 변화 등의 여건을 반영하여 수정계획 마련

## □ 전문기관 역량강화 추진

- 다양한 분석기법 개발, 전문인력 양성 및 보강 등 수급계획 수립 총괄지원기관(한국전력거래소)의 역량 강화 추진
- 선진 전원구성 분석모형, 수요예측 분석모형의 신규도입 및 활용 연구

## □ 전력수급기본계획의 투명성 및 정합성 확보

- 수급계획 수립 실무소위원회(6개)에 다양한 분야의 민간전문가들 참여를 촉진하는 방안 검토
- 가스 등 수급자원의 중장기 수급여건을 고려한 전력수급계획 수립으로 국가 에너지 계획의 일관성 확보
  - 전력수급전망을 통한 연료전망치를 분석하여 가스공사 등 유관 기관에 자료 제공
  - 에너지 유관 기관간 정책협의 및 정보교류 활성화
- \* 미래 시나리오별 발전용 연료 분석·제공 등을 통한 LNG수급안정성 제고
- 시장기능에 따라 계획의 성격을 유연하게 변동하고, 시장기능과 계획기능과의 조화를 통한 수급 안정 및 정보제공 기능을 확대

### 3. 걱정 전원MIX 유도를 통한 효율적 수급안정 도모

#### □ 전력수급 2030비전 수립

- 2030년까지의 전력수요 전망 및 미래 에너지가격 예측에 따른 걱정 전원구성 등 전력수급의 비전 마련
  - \* 금년내에 용역 추진 후 '07년 완료 예정
  - 사업자의 건설의향에 기반하지 않고, 에너지 가격 등 다양한 시나리오별로 걱정 전원MIX 제시
  - 열병합, 양수 발전 등 비경쟁적 전원에 대한 걱정 비중 등을 검토
- '07년 수립예정인 '국가에너지기본계획'과 연계하여 국가 장기 에너지MIX의 방향에 맞춰 전력분야의 걱정 전원MIX 제시

#### □ 발전설비 건설 방향

- 경쟁전원(천연가스, 유연탄, 원전) 간의 경제성 평가·분석 기법을 지속 개선하여 효율적 수급안정체계 구축
- 경제성, 사회적 수용성 등을 종합적으로 고려하여 국가에너지 위원회 등의 공론화 과정을 거쳐 원전에 관한 정책방향을 결정
  - 중·저준위 방사성 폐기물 처분시설(1단계 10만 드럼, 총 80만드럼 규모) 적기 건설 추진(1단계 사업기간 : '06.1월 ~ '09.12월)

#### □ 발전효율 향상 유도

- 설비효율 현황 분석 및 전망을 바탕으로 수급계획 차원에서의 발전 설비효율화 유도 방안 검토
  - 발전설비 효율 향상, 출력향상 등에 관한 연구개발 적극 지원

#### 4. 지속가능한 전력수급시스템 구축

##### □ 합리적·효율적 수요관리 정책 추진

- 부하관리, 효율향상 사업별 적정 투자규모 검토
  - 잠재 가능량 등을 추정하여 현실적인 목표치 산정한 후 세부 사업별 비용효과 분석 등을 통해 사업별 적정 투자규모 검토
- 효율적 사업운영을 위한 사업 추진체계 검토
- 수요반응 프로그램(DR) 도입을 위한 기초연구 추진

##### □ 신재생에너지 보급 확대 및 친환경 기술개발 지원 확대

- 신재생에너지 발전차액 제도 및 발전사업자와의 신재생에너지공급협약(RPA) 등을 통해 민간부문의 신재생에너지 투자 적극 장려
  - \* 신재생 발전차액 지원 규모 : 총 5,500억원('07~'10년간) 지원 예정
  - \* 신재생에너지 자발적협약 : 한전 등 9개 기관과 '06~'08년간 총 1.1조원 투자 협약 체결
- 산업적 파급효과가 큰 태양광, 풍력, 수소·연료전지 분야를 핵심 분야로 선정하여 기술개발 중점 추진
  - \* 신재생에너지 기술개발에 4년간('07~'10년) 약 5,500여억원 지원 예정
- 석탄가스화복합발전(IGCC : Integrated Gasification Combined Cycle) 등 친환경 기술개발 지원 및 실증사업 추진
  - \* 태안 IGCC 300MW (2015년 9월, 서부발전)

## □ 전력분야 대기오염물질 배출 저감 유도

- 대기오염물질 총량관리제 관련, 발전소 대기오염물질 저감 노력 유도
- 적정 CO<sub>2</sub> 환경비용과 총량 규제를 산정·반영함으로써 전력수급 계획차원에서 친환경 전원구성 체제 수립
- 온실가스 배출권 거래제도의 도입 및 운영방안 연구 수행

## □ 분산형 열병합 전원 확대

- 집단에너지설비는 에너지이용 효율화 차원에서 집단에너지 공급 지정 대상지역 확대 등 보급 적극 장려
  - 소형열병합 설비는 적극적 지원정책을 추진하고, 향후 면밀한 경제성 분석, 현실 여건 분석 등을 통해 합리적 목표 설정
    - 낮은 경제성을 극복하기 위한 기술개발 및 설비투자 지원
- \* 5MW급 고효율발전용 소형가스터빈엔진 개발 : 총 3년간 517억원(정부 203억원)

## 5. 시장기능 활성화를 통한 전력산업 효율성 제고

### □ 경쟁시장에서 수급안정을 위한 제도 개발

- 경쟁시장하에서도 적정 공급신뢰도가 유지되도록 하기 위한 공급 신뢰도 기준 및 용량메커니즘 등의 개발 추진
- 설비 과다 또는 과소 예상시 시장신호 등을 통한 자율적 조정 방안 검토
  - 용량가격 수준 조정 등 시장체계를 통해 사업자가 시장신호에 따라 적정 전원을 구성하도록 유도

## □ 지역별 전력수급 체계 유도

- 수도권 등 전력수요 중심지로의 설비투자 유인을 위해 지역별 인센티브제 도입
  - 단기적으로 전력량가격 산정시 변동비외에 추가로 송전손실 반영
- 수요 중심지별 필요 설비규모 등을 검토하여 계통기여도가 높은 지역발전소에 대해 수급계획 차원에서 인센티브 부여

## □ 전력 가격체계의 점진적 개선 검토

- 가격시스템을 통해 전력수요관리가 이루어지도록 요금체계 개편 등을 장기적으로 검토
- 용도별 가격차이 등의 완화를 통해 장기적으로 동일전압에 대해 수전하는 소비자에게는 동일 요금체계 적용 방안 강구
- 원가이하로 공급되고 있는 심야전력 수요를 합리화하기 위해 심야요금, 경부하 요금에 대한 요금현실화 등 점진적 개선 추진

## 6. 향후 중장기 연구 과제

### □ '건설의향 평가기준' 개선연구 시행

- 3차 계획에 적용한 건설의향 평가기준에 대해 향후 개선점을 도출하여 더욱 정교하고 합리적으로 보완 필요
- 경제성 평가기준 등 계량지표와 비계량지표 적용항목을 재검토

### □ 전력수급계획 이행성 확보방안 및 절차 연구

- 최근 계획 반영된 사업이 지연되거나 철회되는 사례 다수 발생
- 사업자 건설의향접수에서부터 기본계획 반영, 발전소 준공까지의 실제 이행성을 평가함으로써, 계획의 신뢰성 제고
- 발전소 폐지 및 수명연장, 인허가 등에 대한 법적 기준 정비

### □ 경쟁시장에서 공급지장비용 및 적정 공급신뢰도 기준 연구

- 경쟁시장에서 전력공급기준 결정을 위한 공급지장비용(VOLL) 및 안정적 전력공급을 위한 최소한의 공급신뢰도 기준 검토 필요

### □ 선진 전력수급 분석모델 도입 및 적용기법 강구

- 시장구조 및 연료가격 변동 등 외생변수에 대한 미래 대응능력 확보를 위한 분석기법 개발, 신전산모형 도입 및 보완개발
- 선진국의 적정전원구성기법 및 절차, 전원구성현황, 신뢰도 기준 등

### □ 전력산업 환경변화에 따른 송전요금구조 및 규정 개발

- 전력시장 환경변화(분산전원 보급확대, 배전부문 독립사업부제 실시 등)에 대비한 합리적인 송전요금구조 및 처리규정 개발 필요



## □ 송전망 자산관리기법개발

- 경쟁전력시장에서 송전망 투자의 효율성을 제고하고 공정한 송전요금 부과를 위한 합리적 송전망 자산관리기법 개발 필요

## □ 장기 전력계통을 고려한 고장전류 대책 연구

- 발전용량 증대 및 지역편중으로 계통 고장전류가 지속적으로 증가하고 있어 계통의 신뢰도 및 경제성을 고려한 고장전류 대책 필요

## □ 제주 계통여건을 고려한 풍력발전 한계용량 및 운영 연구

- 풍력발전기의 출력 변동이 빈번한 발전특성을 고려할 때 제주지역의 안정적인 계통운용과 전력품질 유지를 위하여 수용 가능한 풍력 발전기 한계용량 등의 기준 검토 필요

## □ 고효율기기 확대와 수요관리 신규프로그램 효과 분석

- 자원의 효율적 이용에 따른 에너지절약과 온실가스 감축을 위해서는 고효율기기 보급확대에 따른 성과 계량과 신뢰성 확보연구 필요
- 지속적인 신규 프로그램 발굴과 해당 수요관리 프로그램의 성과 계량 및 경제성 분석 필요

## □ 수요관리 비용효과 분석을 위한 모형개발 및 적용방안 연구

- 국내 수요관리 실정에 적합한 비용효과분석 및 전력수급계획 적용방안 강구
- 현 심야전력이 수급계획에 미치는 영향 및 향후 대응방안 연구 등

## □ 직접부하제어(DLC)의 수급자원 활용 및 비상시 자원확보 방안

- 비상시 수급자원활용과 자원확보를 위해서는 직접부하제어 발굴주체와 시행기관의 역할정립이 선행되어야 하며, 계통특성을 고려한 부하선정 및 수용가의 제어가능부하 분석 필요

## [ 침 부 ]

1. 전력수요 전망
2. 수요관리 계획
3. 발전설비 계획
4. 도서지역 전력수급계획
5. 신재생에너지설비 개발계획
6. 주요 송변전설비 계획

# 1. 전력수요 전망

## 가. 基準수요(안)

[전국 예측안]

년도	전력수요량 (GWh)	수요관리전 최대전력 (MW)	수요관리 (MW)	수요관리후 최대전력 (MW)	
2005 (실적)	332,413	54,631(59,787)	(5,156)	54,631	
2006	353,086	58,994(65,663)	(6,669)	58,994	
2007	372,788	61,886(67,042)	2,208(7,364)	59,678 【61,059】	
2008	389,581	64,235(69,391)	2,853(8,009)	61,382 【62,805】	
2009	404,159	66,481(71,637)	3,494(8,650)	62,987	
2010	416,623	68,777(73,933)	4,172(9,328)	64,605	
2011	427,211	70,832(75,988)	4,888(10,044)	65,944	
2012	436,146	72,759(77,915)	5,639(10,795)	67,120	
2013	444,054	74,446(79,602)	6,354(11,510)	68,092	
2014	450,748	75,914(81,070)	7,082(12,238)	68,832	
2015	456,443	77,297(82,453)	7,823(12,979)	69,474	
2016	461,376	78,631(83,787)	8,582(13,738)	70,049	
2017	466,046	79,892(85,048)	9,357(14,513)	70,535	
2018	470,428	81,124(86,280)	10,099(15,255)	71,025	
2019	474,561	82,261(87,417)	10,853(16,009)	71,408	
2020	478,555	83,424(88,580)	11,615(16,771)	71,809	
기간	'06-'10	4.6	4.7	-	3.4
평균	'11-'20	1.4	1.9	-	1.1
%	'06-'20	2.5	2.9	-	1.8

- ※ 1. 전력수요량은 수요관리후 전력량, 수요관리는 2005년 대비 순증분, ( )내는 누계분
- 2. 수요관리후 최대전력 【 】내는 직접부하제어 미시행시 최대전력 전망
- 3. 2006년 최대전력은 실적

[지역별 예측안]

년도	수도권		제주권		
	전력수요량 (GWh)	최대전력 (MW)	전력수요량 (GWh)	최대전력 (MW)	
2003(실적)	111,007	18,830	2,364	431	
2004(실적)	118,605	20,200	2,562	463	
2005(실적)	127,426	22,240	2,768	479	
2006	135,888	(실적)23,789	2,975	(실적)515	
2007	144,242	24,905	3,177	567	
2008	151,192	25,987	3,362	597	
2009	157,792	26,950	3,521	625	
2010	164,096	27,732	3,648	654	
2011	169,691	28,364	3,742	681	
2012	174,630	28,962	3,823	707	
2013	179,105	29,485	3,886	732	
2014	182,958	29,897	3,932	755	
2015	186,255	30,273	3,960	776	
2016	189,004	30,547	3,971	798	
2017	191,431	30,883	3,970	818	
2018	193,538	31,224	3,969	838	
2019	195,347	31,558	3,966	859	
2020	196,926	31,904	3,962	879	
기간	'06-'10	5.2	4.5	5.7	6.4
평균	'11-'20	1.8	1.4	0.8	3.0
%	'06-'20	2.9	2.4	2.4	4.1

※ 제주권 최대전력은 비동시 최대전력

나. 상·하한수요(안)

[전국 전력수요량]

년도	변동폭 (%)	상한안 (GWh)	기준안 (GWh)	하한안 (GWh)	변동폭 (%)
2006	6.00	374,259	353,086	333,215	-5.63
2007	6.10	395,514	372,788	351,801	-5.63
2008	6.04	413,094	389,581	367,320	-5.71
2009	6.16	429,047	404,159	381,120	-5.70
2010	6.12	442,136	416,623	392,698	-5.74
2011	6.19	453,635	427,211	402,649	-5.75
2012	6.19	463,162	436,146	410,796	-5.81
2013	6.09	471,100	444,054	417,964	-5.88
2014	6.13	478,367	450,748	424,319	-5.86
2015	6.25	484,964	456,443	429,779	-5.84
2016	6.16	489,791	461,376	434,117	-5.91
2017	6.21	494,965	466,046	438,663	-5.88
2018	6.22	499,666	470,428	442,736	-5.89
2019	6.26	504,252	474,561	446,545	-5.90
2020	6.30	508,689	478,555	450,128	-5.94

[전국 최대전력]

년도	변동폭 (%)	상한안 (MW)	기준안 (MW)	하한안 (MW)	변동폭 (%)
2007	6.34	63,463	59,678	56,305	-5.65
2008	6.34	65,274	61,382	57,990	-5.53
2009	6.16	66,870	62,987	59,569	-5.43
2010	5.93	68,438	64,605	60,948	-5.66
2011	6.02	69,916	65,944	62,144	-5.76
2012	6.25	71,315	67,120	63,084	-6.01
2013	6.48	72,507	68,092	63,994	-6.02
2014	6.54	73,337	68,832	64,767	-5.91
2015	6.70	74,126	69,474	65,411	-5.85
2016	6.85	74,846	70,049	65,952	-5.85
2017	6.94	75,427	70,535	66,283	-6.03
2018	6.65	75,751	71,025	66,596	-6.24
2019	6.63	76,140	71,408	66,925	-6.28
2020	6.41	76,415	71,809	67,200	-6.42

다. 용도별 전력수요량

(단위: GWh)

구 분		주택용	상업용	산업용	총 계
2004(실적)		61,179	92,579	158,337	312,095
2005(실적)		64,701	100,899	166,813	332,413
2006		68,794	107,702	176,590	353,086
2007		73,031	114,118	185,639	372,788
2008		76,149	120,054	193,378	389,581
2009		78,659	125,448	200,052	404,159
2010		80,573	130,190	205,859	416,623
2011		82,109	134,304	210,799	427,211
2012		83,345	137,931	214,869	436,146
2013		84,390	141,235	218,429	444,054
2014		85,339	144,168	221,241	450,748
2015		86,190	146,837	223,416	456,443
2016		86,905	149,194	225,278	461,376
2017		87,541	151,531	226,974	466,046
2018		88,138	153,729	228,562	470,428
2019		88,676	155,779	230,106	474,561
2020		89,241	157,808	231,506	478,555
평균	'06-'10	4.5	5.2	4.3	4.6
증가	'11-'20	1.0	1.9	1.2	1.4
%	'06-'20	2.2	3.0	2.2	2.5

## 2. 수요관리 계획

### 가. 연도별 수요관리 목표량(총누계)

(단위 : MW)

연도	부하관리						효율향상					신규	가스	합 계
	휴가 보수	자율 절전	직접 부하	축냉 설비	원격 에어컨	소계	조명 기기	인버 터	전동 기	자관 기	소계			
'05 실적	1,867	954	-	340	44	4,491	653	69	8	5	735	1	1,215	5,156
2006	1,746	947	1,286	385	59	4,423	723	114	15	6	858	41	1,347	6,669
2007	1,755	986	1,381	502	80	4,704	820	185	37	8	1,050	131	1,479	7,364(2,208)
2008	1,764	1,022	1,423	573	107	4,889	906	275	57	10	1,248	241	1,631	8,009(2,853)
2009	1,772	1,056	1,462	649	141	5,080	994	393	81	12	1,480	301	1,789	8,650(3,494)
2010	1,781	1,089	1,502	730	183	5,285	1,082	533	110	14	1,739	351	1,953	9,328(4,172)
2011	1,790	1,122	1,539	816	230	5,497	1,169	688	144	16	2,017	401	2,129	10,044(4,888)
2012	1,799	1,153	1,575	907	282	5,716	1,255	852	185	19	2,311	451	2,317	10,795(5,639)
2013	1,808	1,182	1,608	1,003	340	5,941	1,338	981	231	22	2,572	481	2,516	11,510(6,354)
2014	1,817	1,213	1,640	1,104	404	6,178	1,419	1,095	284	25	2,823	511	2,726	12,238(7,082)
2015	1,826	1,244	1,667	1,211	474	6,422	1,496	1,203	342	28	3,069	541	2,947	12,979(7,823)
2016	1,835	1,274	1,695	1,322	548	6,674	1,569	1,311	404	31	3,315	571	3,178	13,738(8,582)
2017	1,844	1,304	1,720	1,439	626	6,933	1,638	1,419	469	34	3,560	601	3,419	14,513(9,357)
2018	1,854	1,314	1,720	1,560	708	7,156	1,702	1,527	533	37	3,799	631	3,669	15,255(10,099)
2019	1,863	1,324	1,720	1,687	794	7,388	1,761	1,635	596	40	4,032	661	3,928	16,009(10,853)
2020	1,872	1,334	1,720	1,818	884	7,628	1,815	1,743	655	43	4,256	691	4,196	16,771(11,615)

\* 1. 2005년 실적(휴가보수, 자율절전 : '05년 시행량, 기타 프로그램 : 누계보급량)

2. 2006년 이후 연도별 목표량

○ 휴가보수, 자율절전, 직접부하제어 : 당해년도 목표량

○ 기타 프로그램 : 2005년 실적 + 당해년도 순증 누계량

\* ( ) 내는 2005년 대비 순증분

나. 연도별 수요관리 투자비

(단위 : 억원)

연도	부하관리						효율향상					합 계
	휴가 보수	자율 절전	직접 부하	축냉 설비	원격 에어컨	소계	조명 기기	인버 터	전동 기	자관 기	소계	
2006	278	152	54	213	48	745	96	220	26	6	348	1,093
2007	268	160	54	550	65	1,097	133	245	112	7	497	1,594
2008	270	166	54	334	84	908	118	311	102	7	538	1,446
2009	271	171	54	357	105	958	121	408	122	8	659	1,617
2010	272	177	54	381	130	1,014	121	484	148	8	761	1,775
2011	274	182	54	404	146	1,060	119	535	173	8	835	1,895
2012	275	187	54	428	161	1,105	118	567	209	9	903	2,008
2013	276	192	54	451	180	1,153	114	446	234	9	803	1,956
2014	278	197	54	475	198	1,202	111	394	270	10	785	1,987
2015	279	202	54	503	217	1,255	106	373	295	10	784	2,039
2016	281	207	54	522	229	1,293	100	373	316	10	799	2,092
2017	282	211	54	550	242	1,339	95	373	331	11	810	2,149
2018	284	213	55	569	254	1,375	88	373	326	11	798	2,173
2019	285	215	55	597	267	1,419	81	373	321	11	786	2,205
2020	286	216	55	616	279	1,452	74	373	300	12	759	2,211
계	4,159	2,848	813	6,950	2,605	17,375	1,595	5,848	3,285	137	10,865	28,240

※ 투자비는 프로그램별 해당연도의 지원금액임



### 3. 발전설비 계획

#### 가. 연도별 발전소 건설계획

##### 1) 전국 기준

연도	월	발 전 소	설비용량 (MW)		총설비용량 (MW)		최대 수요 (MW)	설비예비율 (%)		비 고
			실효	겉보기	실효	겉보기		실효	겉보기	
2005		기 존 설 비			<b>61,453</b> (61,453)	61,735 (62,258)	<b>54,631</b>	<b>12.5</b>	13.0	
					<b>63,701</b> (64,585)	64,519 (65,555)	<b>58,994</b>	<b>8.0</b>	9.4	
	2	양양양수#1(중부)	250	250						
	2	광양복합#1(케이파워)	494.6	494.6						
	4	반월중설열병합(STX)	4.3	14.3						
	4	양양양수#2(중부)	250	250						
	5	추자도내연(한전)	2	2						
	5	광양복합#2(케이파워)	494.6	494.6						
	6	개야도내연(한전)	1	1						
	6	개야도내연(한전)	-0.3	-0.3						
	6	당진화력#6(동서)	500	500						
	6	대청도내연(한전)	0.5	0.5						
	6	소청도내연(한전)	0.3	0.3						
	6	양양풍력(중부)	0.3	3						
	6	양양양수#3(중부)	250	250						
	6	소청도내연중설(한전)	0.5	0.5						
	7	어청도내연(한전)	0.6	0.6						
	7	삼시도내연(한전)	-0.2	-0.2						
	7	어청도내연(한전)	-0.2	-0.2						
	8	삼시도내연(한전)	0.6	0.6						
	8	폐지-추산수력 (한전)	-0.4	-0.7						
2006	8	동해태양광#1(동서)	0.3	1						
	8	에코에너지LFG	25	50						
	8	양양양수#4(중부)	250	250						
	8	제주난산풍력(유니슨)	1.5	14.7						
	9	전주광역소각장	4	8						
	9	남제주화력#3(남부)	100	100						
	9	청송양수#1(서부)	300	300						
	9	강원풍력(강원풍력)	7	70						
	10	을릉도내연(한전)	-3	-3						
	10	폐지-남제주화력#1,2 (남부)	-20	-20						
	10	을릉도내연(한전)	4	4						
	10	폐지-제주화력GT #1,2 (한전)	-110	-110						
	10	분당복합연료전지(남동)	0.3	0.3						
	10	광양태양광(유니슨)	0.3	1						
	10	추자도내연(한전)	-0.3	-0.3						
	11	대구죽곡열병합(대구도시가스)	2.7	9						
	11	광동소수력(수자원)	0.1	0.2						
	12	홍천소수력(홍천소수력)	1.8	2.9						
	12	태백풍력외	0.6	5.6						
	12	충주댐소수력(수자원)	1.8	3						
	12	청송양수#2(서부)	300	300						
	12	솔라에너지태양광외	12	40						

연도	월	발 전 소	설비용량 (MW)		총설비용량 (MW)		최대 수요 (MW)	설비예비율 (%)		비 고
			실효	겉보기	실효	겉보기		실효	겉보기	
2007	12	담양소수력외	5.6	9.4						
					65,692 (66,653)	66,712 (68,036)	59,678	10.1	11.8	
	2	산청소수력2(동서)	0.3	0.5						
	2	달방소수력(수자원)	0.1	0.2						
	3	남제주화력#4(남부)	100	100						
	4	제주표선풍력(유니슨)	0.3	3						
	6	주암댐소수력(수자원)	0.6	1						
	6	태안화력#7(서부)	500	500						
	6	조도내연(한전)	1	1						
	6	조도내연(한전)	-1.2	-1.2						
	6	영광솔라파크#1(한수원)	0.3	1						
	6	대청소수력(수자원)	0.5	0.8						
	6	당진화력#7(동서)	500	500						
	6	밀양풍력#1(경남신재생)	5	50						
	7	승봉도내연(한전)	1.5	1.5						
	7	승봉도내연(한전)	-0.5	-0.5						
	7	흑산도내연(한전)	-1.5	-1.5						
	7	흑산도내연(한전)	1.5	1.5						
	10	한경풍력2단계(남부)	1.5	15						
	10	운문2소수력(수자원)	0.4	0.7						
	11	여천중설열병합(금호석유화학)	79.2	132						
	11	화성동탄열병합(지역난방공사)	307.1	511.8						
	11	성산풍력(남부)	2	20						
	12	대영태양광외	1.6	5.4						
	12	당진화력#8(동서)	500	500						
	12	아산배방열병합(주택공사)	61.7	102.8						
	12	사천태양광(유니슨)	0.5	1.5						
	12	분천소수력외	2.2	3.7						
	12	보령소수력(중부)	1.1	1.8						
	12	고리풍력(한수원)	0.1	0.9						
12	강원 차항풍력(유니슨)	2.3	22.5							
12	동해태양광#2(동서)	0.3	1							
12	성남2소수력(수자원)	0.2	0.4							
12	전라북도풍력외	0.4	3.6							
12	지앤지바이오	0.4	0.8							
2008					69,056 (70,093)	70,595 (71,792)	61,382	12.5	15.0	
	1	서울강일열병합(대 한도시가스)	3.2	10.5						
	2	제주상도풍력(제주풍력)	3.2	31.5						
	3	천안청수열병합(중부도시가스)	12.6	21.1						
	3	태안화력#8(서부)	500	500						
	3	부곡복합#2(GS EPS)	500	500						
	6	영흥#3(남동)	870	870						
	6	장자도내연(한전)	1	1						
	6	장자도내연(한전)	-0.3	-0.3						
	6	제주청수풍력(유니슨)	0.3	3						
	6	장고도내연(한전)	-0.1	-0.1						
	6	영광솔라파크#2(한수원)	0.6	2						
	6	양구풍력(중부)	2	20						
	6	보령화력#7(중부)	500	500						
	6	대기리풍력(효성)	4	40						
	6	밀양풍력#2(경남신재생)	6	60						

연도	월	발 전 소	설비용량 (MW)		총설비용량 (MW)		최대 수요 (MW)	설비에비율 (%)		비 고
			실효	겉보기	실효	겉보기		실효	겉보기	
	7	장고도내연(한전)	0.3	0.3						
	9	삼무풍력	3	30						
	9	덕치소수력	0.5	0.8						
	9	태백풍력(남부)	2	20						
	10	동대문환경바이오	0.5	1						
	10	강원평창풍력(남부)	2	20						
	10	섬진강댐소수력(수자원)	0.8	1.4						
	10	경주양남풍력(유니슨)	2.1	21						
	12	정선풍력(동서)	2.5	25						
	12	당진해양 소수력(동서)	1.8	3						
	12	죽암태양광외	0.4	1.2						
	12	오산열병합증설(대성산업)	2.6	8.7						
	12	양주고읍열병합(대림)	14.8	24.7						
	12	보령화력#8(중부)	500	500						
	12	동해풍력(동서)	2.5	25						
	12	제주상명풍력(유니슨)	1.6	16						
	12	하동#7(남부)	500	500						
2009					71,351 (72,861)	73,102 (75,210)	62,987	13.3	16.1	
	1	폐지-제주화력#1 (중부)	-10	-10						
	3	영흥화력#4(남동)	870	870						
	4	금호에너지태양광	0	0.1						
	6	개야도내연(한전)	-0.5	-0.5						
	6	제주내연#2(중부)	40	40						
	6	하동화력#8(남부)	500	500						
	6	개야도내연(한전)	1.5	1.5						
	6	인천복합#2(중부)	500	500						
	6	폐지-인천3,4(중부)	-650	-650						
	6	홍도내연(한전)	0.3	0.3						
	7	제주덕천풍력(중부)	4	40						
	7	제주대흘풍력(유니슨)	1.8	18						
	7	자월도내연(한전)	0.3	0.3						
	9	송도열병합(인천종합에너지)	123	205						
	9	제철화력#1,2(현대제철)	200	200						
	9	시화호조력(수자원)	38.1	254						
	10	구미열병합( STX에너지)	52.3	87.2						
	10	화북댐소수력(수자원)	0.2	0.4						
	11	군산복합(서부)	700	700						
	11	관교열병합(지역난방공사)	87.6	146						
11	파주열병합(지역난방공사)	309	515							
2010					72,866 (75,995)	75,260 (78,408)	64,605	12.8	16.5	
	4	강원소황병산풍력(유니슨)	5	50						
	6	폐지-삼시도내연(한전)	-0.2	-0.2						
	7	삼시도내연(한전)	0.3	0.3						
	7	조도내연(한전)	0.5	0.5						
	11	영월복합#1,2(남부)	900	900						
	12	포스코복합#2(포스코)	1,000	1,000						
	12	광명역세권열병합(삼천리)	28.9	48.1						
	12	신고리#1(한수원)	1,000	1,000						

연도	월	발 전 소	설비용량 (MW)		총설비용량 (MW)		최대 수요 (MW)	설비예비율 (%)		비 고
			실효	겉보기	실효	겉보기		실효	겉보기	
2011					<b>76,529</b> <b>(80,589)</b>	79,961 (84,061)	<b>65,944</b>	<b>16.1</b>	21.3	
	1	폐지-제주GT #3 (중부)	-55	-55						
	1	폐지-평택화력#1,2 (서부)	-700	-700						
	3	서울복합#1(중부)	500	500						
	6	부곡복합#3,4(GS EPS)	(1,000)	1,000						
	6	청평수력증설(한수원)	60	60						
	6	대전서남부열병합(주공)	28.4	47.3						
	6	고덕복합(SK E&S)	700	700						
	9	서울복합#2(중부)	500	500						
	9	예천양수#1(남동)	400	400						
	10	신월성#1(한수원)	1,000	1,000						
	11	정관열병합(현대건설)	60.2	100.3						
	12	양주복합#1(대림)	700	700						
12	예천양수#2(남동)	400	400							
12	신고리#2(한수원)	1,000	1,000							
2012					<b>80,201</b> <b>(81,473)</b>	85,223 (86,903)	<b>67,120</b>	<b>19.5</b>	27.0	
	1	송도복합#1(대림)	(1,000)	1,000						
	1	폐지-서울#4,5(중부)	-388	-388						
	6	울촌복합#2(메이아)	(550)	550						
	10	신월성#2(한수원)	1,000	1,000						
	12	가로림 조력(서부)	72	480						
	12	인천복합#3(중부)	700	700						
12	폐지-인천화력#1,2 (중부)	-500	-500							
2013					<b>80,548</b> <b>(82,948)</b>	85,978 (89,078)	<b>68,092</b>	<b>18.3</b>	26.3	
	1	폐지-영남화력#1,2 (남부)	-400	-400						
	1	폐지-영동#1 (남동)	-125	-125						
	1	폐지-평택화력#3,4 (서부)	-700	-700						
	3									영남#1,2 (900) 보령#9 (1000) 태안#9 (1000)
	6	제주LNG#1	300	300						
	9	신고리#3(한수원)	1,400	1,400						보령#10 (1000) 태안#10 (1000)
	12	당진화력#9(동서)	1,000	1,000						
12	양주복합#2(대림)	(700)	700							
2014					<b>82,818</b> <b>(86,088)</b>	88,948 (92,218)	<b>68,832</b>	<b>20.3</b>	29.2	
	1	폐지-울산화력#1,2,3(동서)	-600	-600						
	1	폐지-서천화력#1,2(중부)	-400	-400						
	5	신재생에너지체험	0	0.1						
	6	영흥화력#5(남동)	870	870						
	9	신고리#4(한수원)	1,400	1,400						
	12	당진화력#10(동서)	1,000	1,000						부곡#5,6 (1500)
12	영흥화력#6(남동)	870	870							
2015					<b>85,088</b> <b>(86,788)</b>	91,218 (92,918)	<b>69,474</b>	<b>22.5</b>	31.3	
	1	폐지-보령화력#1,2(중부)	-1,000	-1,000						포스코#3 (1,000)

연도	월	발 전 소	설비용량 (MW)		총설비용량 (MW)		최대 수요 (MW)	설비에비율 (%)		비 고
			실효	겉보기	실효	겉보기		실효	겉보기	
	3									영남#3,4 (900)
	6									송도#2,3 (2000)
	9	태안CCT(서부)	300	300						영흥#7 (870)
	12	신울진#1(한수원)	1,400	1,400						
2016					86,788 (88,188)	92,918 (94,318)	70,049	23.9	32.6	
	3									영흥#8 (870)
	12	신울진#2(한수원)	1,400	1,400						양주#3 (700)
2017					88,188 (88,188)	94,318 (94,318)	70,535	25.0	33.7	
2018					88,148 (88,148)	94,278 (94,278)	71,025	24.1	32.7	
	1	폐자.남제주내연#14 (남부)	-40	-40						
	6									신규 원전#1 (1400)
2019					88,148 (88,148)	94,278 (94,278)	71,408	23.5	32.0	신규 원전#2 (1400)
	12									영흥#9 (1000)
2020					88,148 (88,148)	94,278 (94,278)	71,809	22.8	31.3	
	6									영흥#10 (1000)

- ※ 1. 총설비용량 및 설비에비율은 하계(7월)기준이며, ( )내 총설비용량은 연말기준
2. 실효용량은 피크기여 불확실 용량(신재생/집단)과 건설이행 불확실성 대비용량(LNG)을 제외한 용량임. ( )로 처리된 LNG복합 실효용량은 건설이행 불확실 설비로 반영된 것으로서 실효용량 산정시 제외됨
3. 비고란은 건설의향으로 제출된 후보사업으로서 향후 단기수급분석 결과 필요시 일부를 대상사업으로 전환 추진
4. 포스코복합2단계(1000MW)의 계통연계는 계통보강시까지 자사 기존발전소 출력감발(1800→1500MW)을 전제로 함.
5. 여수화력#2는 용량변경없이 '08.12 연료전환공사 예정(중유→석탄유동층)

## 2) 수도권 기준

연도	월	발 전 소	설비용량 (MW)		총설비용량 (MW)		최대 수요 (MW)	설비예비율 (%)		비 고
			실효	겉보기	실효	겉보기		실효	겉보기	
2005		기 준 설 비			<b>26,367</b> (26,367)	26,587 (26,587)	22,240	<b>18.6</b>	19.5	
2006					<b>27,121</b> (27,146)	27,352 (27,402)	23,789	<b>14.0</b>	15.0	
	1	융통전력 증가분	<b>750</b>	750						
	4	반월증설열병합(STX)	<b>4.3</b>	14.3						
	8	에코에너지	<b>25</b>	50						
2007					<b>27,596</b> (27,904)	27,852 (28,364)	24,905	<b>10.8</b>	11.8	
	1	융통전력 증가분	<b>450</b>	450						
	11	화성동탄열병합(지역난방)	<b>307.1</b>	511.8						
	12	성남2소수력(수자원)	<b>0.2</b>	0.4						
2008					<b>29,377</b> (29,395)	29,845 (29,879)	25,987	<b>13.0</b>	14.8	
	1	융통전력 증가분	<b>600</b>	600						
	1	서울강일열병합(대한도시가스)	<b>3.2</b>	10.5						
	6	영흥화력#3(남동)	<b>870</b>	870						
	10	동대문환경바이오	<b>0.5</b>	1						
	12	오산열병합증설(대성산업)	<b>2.6</b>	8.7						
	12	양주고읍열병합(대림)	<b>14.8</b>	24.7						
2009					<b>30,365</b> (30,884)	30,849 (31,715)	26,950	<b>12.7</b>	14.5	
	1	융통전력 증가분	<b>250</b>	250						
	3	영흥화력#4(남동)	<b>870</b>	870						
	6	인천복합#2(중부)	<b>500</b>	500						
	6	폐지-인천3,4(중부)	<b>-650</b>	-650						
	9	송도열병합(인천종합에)	<b>123</b>	205						
	11	파주열병합(지역난방)	<b>309</b>	515						
	11	판교열병합(지역난방)	<b>87.6</b>	146						
2010					<b>30,884</b> (31,913)	31,715 (32,763)	27,732	<b>11.4</b>	14.4	
	12	포스코복합#2(포스코)	<b>1,000</b>	1,000						
	12	광명역세권열병합(삼천리)	<b>28.9</b>	48.1						
2011					<b>33,373</b> (34,573)	34,223 (35,423)	28,364	<b>17.7</b>	20.7	
	1	융통전력 증가분	<b>900</b>	900						
	1	폐지-평택화력#1,2 (서부)	<b>-700</b>	-700						
	3	서울복합#1(중부)	<b>500</b>	500						
	6	고덕복합(SK E&S)	<b>700</b>	700						
	6	청평수력증설(한수원)	<b>60</b>	60						
	9	서울복합#2(중부)	<b>500</b>	500						
	12	양주복합#1(대림)	<b>700</b>	700						
2012					<b>34,185</b> (34,385)	36,035 (36,235)	28,962	<b>18.0</b>	24.4	
	1	폐지-서울화력#4,5(중부)	<b>-388</b>	-388						
	1	송도복합#1(대림)	<b>(1000)</b>	1,000						
	12	폐지-인천화력#1,2(중부)	<b>-500</b>	-500						
	12	인천복합#3(중부)	<b>700</b>	700						
2013					<b>33,785</b> (33,785)	35,635 (36,335)	29,485	<b>14.6</b>	20.9	
	1	폐지-평택화력#3,4(서부)	<b>-700</b>	-700						
	1	융통전력 증가분	<b>100</b>	100						

연도	월	발 전 소	설비용량 (MW)		총설비용량 (MW)		최대 수요 (MW)	설비예비율 (%)		비 고
			실효	겉보기	실효	겉보기		실효	겉보기	
	12	양주복합#2(대립)	(700)	700						
2014					<b>35,305</b> <b>(36,175)</b>	37,855 (38,725)	29,897	<b>18.1</b>	26.6	
	1	융통전력 증가분	<b>650</b>	650						
	6	영흥화력#5(남동)	<b>870</b>	870						
	12	영흥화력#6(남동)	<b>870</b>	870						
2015					<b>36,175</b> <b>(36,175)</b>	38,725 (38,725)	30,273	<b>19.5</b>	27.9	
	1									포스코#3 (1,000)
	6									송도#2,3 (2000)
	9									영흥#7 (870)
2016					<b>36,325</b> <b>(36,325)</b>	38,875 (38,875)	30,547	<b>18.9</b>	27.3	
	1	융통전력 증가분	<b>150</b>	150						
	3									영흥#8 (870)
	12									양주#3 (700)
2017					<b>36,475</b> <b>(36,475)</b>	39,025 (39,025)	30,883	<b>18.1</b>	26.4	
	1	융통전력 증가분	<b>150</b>	150						
2018					<b>36,625</b> <b>(36,625)</b>	39,175 (39,175)	31,224	<b>17.3</b>	25.5	
	1	융통전력 증가분	<b>150</b>	150						
2019					<b>36,775</b> <b>(36,775)</b>	39,325 (39,325)	31,558	<b>16.5</b>	24.6	
	1	융통전력 증가분	<b>150</b>	150						
	12									영흥#9 (1000)
2020					<b>36,975</b> <b>(36,975)</b>	39,525 (39,525)	31,904	<b>15.9</b>	23.9	
	1	융통전력 증가분	<b>200</b>	200						
	6									영흥#10 (1000)

- ※ 1. 총설비용량 및 설비예비율은 하계(7월)기준이며, ( )내 총설비용량은 연말기준  
2. 실효용량은 피크기여 불확실 용량(신재생/집단)과 건설이행 불확실성 대비용량(LNG)을 제외한 용량임. ( )로 처리된 LNG복합 실효용량은 건설이행 불확실 설비로 반영된 것으로서 실효용량 산정시 제외됨  
3. 비고란은 건설의향으로 제출된 후보사업으로서 향후 단기수급분석 결과 필요시 일부를 대상사업으로 전환 추진

### 3) 제주권 기준

연도	월	발 전 소	설비용량 (MW)		총설비용량 (MW)		최대 수요 (MW)	설비예비율 (%)		비 고
			실효	겉보기	실효	겉보기		실효	겉보기	
2005		기 존 설 비			<b>682 (682)</b>	697 (697)	479	<b>42.4</b>	45.5	
2006					<b>682 (654)</b>	697 (682)	515	<b>32.4</b>	35.3	
	8	제주난산풍력	<b>1.5</b>	14.7						
	9	남제주화력#3(남부)	<b>100</b>	100						
	9	폐지-제주GT#1,2 (한전)	<b>-110</b>	-110						
2007	10	폐지-남제주화력#1,2(남부)	<b>-20</b>	-20						
					<b>754 (757)</b>	785 (820)	567	<b>33.0</b>	38.4	
	3	남제주화력#4(남부)	<b>100</b>	100						
	4	제주표선풍력(유니슨)	<b>0.3</b>	3						
	10	한경풍력2단계(남부)	<b>1.5</b>	15						
2008	11	성산풍력(남부)	<b>2</b>	20						
					<b>762 (765)</b>	870 (900)	597	<b>27.6</b>	45.7	
	2	제주상도풍력(제주풍력)	<b>3.2</b>	31.5						
	6	제주상명풍력(유니슨)	<b>1.6</b>	16						
	6	제주청수풍력(유니슨)	<b>0.3</b>	3						
2009	9	삼무풍력	<b>3</b>	30						
					<b>801 (801)</b>	988 (988)	625	<b>28.2</b>	58.1	
	1	폐지-제주화력#1 (중부)	<b>-10</b>	-10						
	6	제주내연#2 (중부)	<b>40</b>	40						
	7	제주덕천풍력(중부)	<b>4</b>	40						
2010	7	제주대흘풍력(유니슨)	<b>1.8</b>	18						
					<b>801 (801)</b>	988 (988)	654	<b>22.5</b>	51.1	
2011					<b>946 (946)</b>	1133 (1133)	681	<b>38.9</b>	66.4	제주B LNG (300)
	1	폐지-제주GT#3 (중부)	<b>-55</b>	-55						
	6	연계선 증설	<b>200</b>	200						
2012					<b>946 (946)</b>	1133 (1133)	707	<b>33.8</b>	60.3	
2013					<b>1246 (1246)</b>	1433 (1433)	732	<b>70.2</b>	95.8	
	6	제주 LNG #1	<b>300</b>	300						
2014					<b>1246 (1246)</b>	1433 (1433)	755	<b>65.0</b>	89.8	
2015					<b>1246 (1246)</b>	1433 (1433)	776	<b>60.6</b>	84.7	
2016					<b>1246 (1246)</b>	1433 (1433)	798	<b>56.1</b>	79.6	
2017					<b>1246 (1246)</b>	1433 (1433)	818	<b>52.3</b>	75.2	



연도	월	발 전 소	설비용량 (MW)		총설비용량 (MW)		최대 수요 (MW)	설비예비율 (%)		비 고
			실효	겉보기	실효	겉보기		실효	겉보기	
2018					<b>1206</b> <b>(1206)</b>	1393 (1393)	838	<b>43.9</b>	66.2	
	1	폐자.남제주내연#14(남부)	<b>-40</b>	-40						
2019					<b>1206</b> <b>(1206)</b>	1393 (1393)	859	<b>40.4</b>	62.2	
2020					<b>1206</b> <b>(1206)</b>	1393 (1393)	879	<b>37.2</b>	58.5	

- \* 1. 총설비용량 및 설비예비율은 하계(7월)기준. ( )내는 연말기준  
2. 실효용량은 피크기여 불확실 용량(신재생/집단)과 건설이행 불확실성 대비용량(LNG)을 제외한 용량  
3. 비고란은 기타 건설의향  
4. 제주도의 의회의결 여부에 따라 달라질 수 있음

나. 발전설비 폐지계획

(단위 : MW)

연도별	원자력	기 력				내연력		수력	폐지 용량
		유연탄	무연탄	중 유	LNG	중 유	경 유		
2006				남제주 화력#1,2 (20)			제주GT#1,2(110) 개야도(0.25) 삼시도(0.15) 어청도(0.15) 추자도(0.3) 을릉도내연(3)	추산 소수력 (0.7)	134.6 (9기)
2007							조도(1.2) 승봉도(0.45) 흑산도내연(1.5)		3.2 (3기)
2008							장자도(0.25) 장고도(0.08)		0.3 (2기)
2009				제주화 력#1 (10)	인천3,4 (650)		개야도내연(0.5)		660.5 (4기)
2010							삼시도내연(0.15)		0.15 (1기)
소 계 (‘06~’10)	-			30 (3기)	650 (2기)		118.0 (14기)	0.7 (1기)	798.7 (19기)
2011				평택#1,2 (700)			제주GT#3 (55)		755 (3기)
2012					서울#4,5 (387.5) 인천#1,2 (500)				887.5 (4기)
2013			영동#1 (125)	영남#1,2 (400) 평택화 력#3,4 (700)					1225 (5기)
2014			서천#1,2 (400)	울산#1 ~3 (600)					1,000 (5기)
2015		보령#1,2 (1,000)							1,000 (2기)
소 계 (‘11~’15)	-	1,000.0 (2기)	525.0 (3기)	2,400 (9기)	887.5 (4기)		55 (1기)		4,868 (19기)
2018						남제주 내연#1-4 (40)			40 (4기)
합 계 (‘06~’20)	-	1,000.0 (2기)	525.0 (3기)	2,430 (12기)	1537.5 (6기)	40 (4기)	173 (15기)	0.7 (1기)	5,706.2 (43기)

- ※ 1. 제주GT#1,2는 송변전설비로 발전설비용량에서 제외(한전요청)하되 제주도내 예비자체기동발전기 지정시까지 발전능력을 보유  
 2. 월성#1은 한수원의 계속운전의향에 따라 폐지에서 제외되었으며, 계속운전여부는 관련 원자력법에 따라 추후 결정될 예정.

## 다. 연도별 에너지원별 전원구성 전망

(단위 : MW, %)

연도	원자력	유연탄	LNG	중유	경유	무연탄	수력/양수	신재생	잡단/기타	계
2005	17,716	16,840	16,447	4,389	322	1,125	3,829	210	1,382	62,258
	28.5%	27.0%	26.4%	7.0%	0.5%	1.8%	6.1%	0.3%	2.2%	100.0%
2006	17,716	17,340	17,437	4,469	217	1,125	5,429	418	1,405	65,555
	27.0%	26.5%	26.6%	6.8%	0.3%	1.7%	8.3%	0.6%	2.1%	100.0%
2007	17,716	18,840	17,437	4,569	218	1,125	5,429	552	2,151	68,036
	26.0%	27.7%	25.6%	6.7%	0.3%	1.7%	8.0%	0.8%	3.2%	100.0%
2008	17,716	21,710	17,937	4,569	219	1,125	5,429	872	2,216	71,793
	24.7%	30.2%	25.0%	6.4%	0.3%	1.6%	7.6%	1.2%	3.1%	100.0%
2009	17,716	23,080	18,487	4,559	261	1,125	5,429	1,185	3,370	75,210
	23.6%	30.7%	24.6%	6.1%	0.3%	1.5%	7.2%	1.6%	4.5%	100.0%
2010	18,716	23,080	20,387	4,559	261	1,125	5,429	1,235	3,618	78,409
	23.9%	29.4%	26.0%	5.8%	0.3%	1.4%	6.9%	1.6%	4.6%	100.0%
2011	20,716	23,080	23,787	3,859	206	1,125	6,289	1,235	3,765	84,061
	24.6%	27.5%	28.3%	4.6%	0.2%	1.3%	7.5%	1.5%	4.5%	100.0%
2012	21,716	23,080	25,149	3,859	206	1,125	6,289	1,715	3,765	86,903
	25.0%	26.6%	28.9%	4.4%	0.2%	1.3%	7.2%	2.0%	4.4%	100.0%
2013	23,116	24,080	26,149	2,759	206	1,000	6,289	1,715	3,765	89,078
	25.9%	27.0%	29.4%	3.1%	0.2%	1.1%	7.1%	1.9%	4.2%	100.0%
2014	24,516	26,820	26,149	2,159	206	600	6,289	1,715	3,765	92,218
	26.6%	29.1%	28.4%	2.3%	0.2%	0.7%	6.8%	1.9%	4.0%	100.0%
2015	25,916	25,820	26,149	2,159	206	600	6,289	2,015	3,765	92,918
	27.9%	27.8%	28.1%	2.3%	0.2%	0.6%	6.8%	2.2%	4.0%	100.0%
2016	27,316	25,820	26,149	2,159	206	600	6,289	2,015	3,765	94,318
	29.0%	27.4%	27.7%	2.3%	0.2%	0.6%	6.7%	2.1%	4.0%	100.0%
2017	27,316	25,820	26,149	2,159	206	600	6,289	2,015	3,765	94,318
	29.0%	27.4%	27.7%	2.3%	0.2%	0.6%	6.7%	2.1%	4.0%	100.0%
2018	27,316	25,820	26,149	2,159	166	600	6,289	2,015	3,765	94,278
	29.0%	27.4%	27.7%	2.3%	0.2%	0.6%	6.7%	2.1%	4.0%	100.0%
2019	27,316	25,820	26,149	2,159	166	600	6,289	2,015	3,765	94,278
	29.0%	27.4%	27.7%	2.3%	0.2%	0.6%	6.7%	2.1%	4.0%	100.0%
2020	27,316	25,820	26,149	2,159	166	600	6,289	2,015	3,765	94,278
	29.0%	27.4%	27.7%	2.3%	0.2%	0.6%	6.7%	2.1%	4.0%	100.0%

\* 설비 정격용량(겉보기 용량) 기준

\* 건설기간이 단기인 신재생에너지설비 특성상, 2009년 이후의 신재생 설비규모 등은 추가 확대될 것으로 전망

라. 연도별 에너지원별 발전량 전망

(단위 : GWh, %)

구 분	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	수력/양수	신재생/기타	총합계
2005 (실적)	146,779	129,174	5,790	60,820	16,422	5,015	639	364,639
	(40.3)	(35.4)	(1.6)	(16.7)	(4.5)	(1.4)	(0.2)	100.0%
2006	146,754	134,266	5,790	75,434	19,780	5,152	654	387,830
	(37.8)	(34.6)	(1.5)	(19.5)	(5.1)	(1.3)	(0.2)	100.0%
2007	146,756	140,880	5,790	86,527	22,497	5,139	1,005	408,594
	(35.9)	(34.5)	(1.4)	(21.2)	(5.5)	(1.3)	(0.2)	100.0%
2008	146,754	157,832	5,790	88,030	21,715	5,149	1,295	426,565
	(34.4)	(37.0)	(1.4)	(20.6)	(5.1)	(1.2)	(0.3)	100.0%
2009	146,754	177,193	5,790	84,900	20,375	5,140	1,463	441,615
	(33.2)	(40.1)	(1.3)	(19.2)	(4.6)	(1.2)	(0.3)	100.0%
2010	146,752	181,397	5,790	93,286	20,130	5,137	1,801	454,293
	(32.3)	(39.9)	(1.3)	(20.5)	(4.4)	(1.1)	(0.4)	100.0%
2011	156,804	180,840	5,790	99,829	14,631	5,145	1,866	464,905
	(33.7)	(38.9)	(1.2)	(21.5)	(3.1)	(1.1)	(0.4)	100.0%
2012	173,762	180,766	5,790	97,197	9,642	5,193	1,866	474,216
	(36.6)	(38.1)	(1.2)	(20.5)	(2.0)	(1.1)	(0.4)	100.0%
2013	183,312	180,566	5,273	100,052	5,530	5,187	2,388	482,308
	(38.0)	(37.4)	(1.1)	(20.7)	(1.1)	(1.1)	(0.5)	100.0%
2014	194,857	195,408	3,232	84,323	3,581	5,204	2,497	489,102
	(39.8)	(40.0)	(0.7)	(17.2)	(0.7)	(1.1)	(0.5)	100.0%
2015	203,099	202,302	3,232	74,919	3,535	5,257	2,497	494,841
	(41.0)	(40.9)	(0.7)	(15.1)	(0.7)	(1.1)	(0.5)	100.0%
2016	214,618	200,007	3,232	70,551	3,521	5,328	2,497	499,754
	(42.9)	(40.0)	(0.6)	(14.1)	(0.7)	(1.1)	(0.5)	100.0%
2017	225,968	198,423	3,232	65,917	3,494	5,445	2,497	504,976
	(44.7)	(39.3)	(0.6)	(13.1)	(0.7)	(1.1)	(0.5)	100.0%
2018	225,080	199,619	3,232	70,495	3,324	5,367	2,497	509,614
	(44.2)	(39.2)	(0.6)	(13.8)	(0.7)	(1.1)	(0.5)	100.0%
2019	225,055	200,530	3,232	74,096	3,299	5,338	2,497	514,047
	(43.8)	(39.0)	(0.6)	(14.4)	(0.6)	(1.0)	(0.5)	100.0%
2020	225,063	201,288	3,232	77,627	3,317	5,311	2,497	518,335
	(43.4)	(38.8)	(0.6)	(15.0)	(0.6)	(1.0)	(0.5)	100.0%

\* 1. 기준수요 기준

2. '05년 연료비를 기준으로 경제급전 및 연료 비제약을 전제로 산정

#### 4. 도서지역 전력수급계획

##### 가. 계획수립 기준

###### ○ 계획수립 범위

- 13개 도서(가구수 300호 이상)에 대해, 발전설비계획 수립
- 계획대상도서를 단계적으로 50호 이상으로 확대(50호 이상 63개 도서)

###### ○ 전력수요 전망

- 전망기간 : 2006~2010년 (5년간)
- 수요예측 :
  - EXCEL 프로그램(선형, 지수, 다항식 예측) 활용 예측
  - 기준부하 실적 증가 추세 활용 예측
  - EXCEL 프로그램과 기준부하 예측 결과를 평균하여 적용
- 신규 수용 신청(예상)은 용량의 50%를 최대전력에 반영

###### ○ 적정 예비력 기준

- 보수대비 예비력 용량을 제외한 공급예비율 5% 이상유지

발전기수	보수대비 예비력 용량	고장대비 예비력 용량
3~6기	최대용량 발전기 1대	없음
7기 이상	최대용량 발전기 1대 + 최소용량 발전기 1대	최대 부하시 보수일정 조정 에 의한 예비발전기 활용

###### ○ 발전설비 폐지 기준

- 엔진 회전수에 따라 설비수명을 15~25년 적용

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

나. 발전설비계획

○ 연도별 최대전력 전망

(단위 : kW)

도서명	2006년	2007년	2008년	2009년	2010년	연평균 증가율(%)
울릉도	7,614	7,936	8,288	8,670	9,083	7.28
백령도	4,136	4,425	4,737	5,071	5,406	6.68
조 도	1,282	1,364	1,432	1,505	1,584	5.60
흑산도	2,249	2,322	2,391	2,458	2,521	3.92
추자도	2,273	2,420	2,566	2,711	2,855	6.34
거문도	2,070	2,183	2,308	2,449	2,606	9.26
덕적도	1,354	1,405	1,453	1,499	1,543	3.84
위 도	1,090	1,137	1,181	1,222	1,261	3.38
대청도	996	1,218	1,242	1,266	1,292	15.85
연평도	1,724	1,955	2,068	2,426	2,581	24.99
장자도	920	1,063	1,210	1,367	1,535	14.15
자월도	565	670	727	785	847	12.94
승봉도	1,045	1,218	1,406	1,611	1,834	18.86
계	27,318	29,316	31,009	33,040	34,948	10.24

○ 발전소 건설 및 폐지 규모 ('06~'10년)

- 신규 건설(총29기 24,500kW), 기존설비 폐지(총33기 13,150kW)
- 신규 발전소 건설공사비 : 약 704억원

(단위 : kW)

구 분	2006년	2007년	2008년	2009년	2010년	계
울릉도	4,000 (3,700)	2,000 (1,000)	2,000 (1,000)			8,000 (5,700)
조 도		1,000 (1,200)				1,000 (1,200)
흑산도		1,500 (1,500)				1,500 (1,500)
추자도	2,000 (300)	(900)	1,000			3,000 (1,200)
거문도				2,000 (1,000)		2,000 (1,000)
덕적도					1,000 (900)	1,000 (900)
대청도	500				500	1,000
연평도	1,000			1,000		2,000
장자도	500		1,000 (750)			1,500 (750)
자월도	500		500 (450)			1,000 (450)
승봉도	1,000		500	500 (450)	500	2,500 (450)
계	9,500 (4,000)	4,500 (4,600)	5,000 (2,200)	3,500 (1,450)	2,000 (900)	24,500 (13,150)

※ ( )내는 폐지설비 용량임

○ 도서별 전력수급 전망

- 2006~2010년 평균 증가율 10.24% 전망

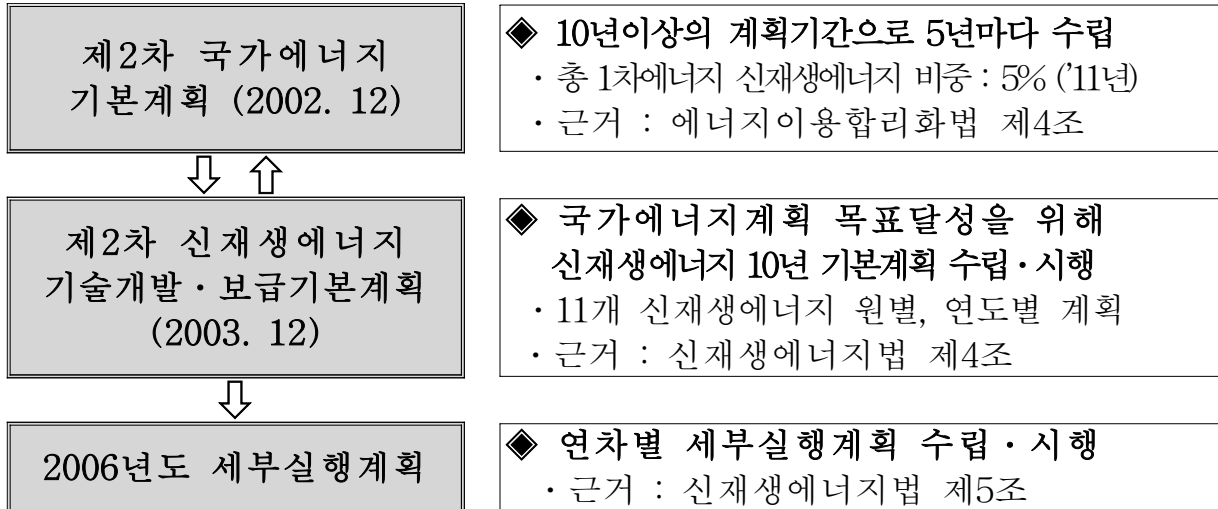
(단위 : kW,%)

구 분		2006년	2007년	2008년	2009년	2010년
울릉도	설비 용량	11,200	13,200	13,200	13,200	13,200
	공급예비율	7.70	28.53	17.04	11.88	6.79
백령도	설비 용량	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
	공급예비율	81.33	69.49	58.33	47.90	38.73
조 도	설비 용량	2,200	2,000	2,000	2,000	2,000
	공급예비율	32.61	31.96	25.70	19.60	13.64
흑산도	설비 용량	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500
	공급예비율	22.28	18.43	15.01	11.88	9.08
추자도	설비 용량	4,400	4,400	4,500	4,500	4,500
	공급예비율	36.38	28.10	36.40	29.10	22.59
거문도	설비 용량	3,500	3,500	3,500	4,500	4,500
	공급예비율	20.77	14.52	8.32	42.92	34.31
덕적도	설비 용량	2,900	2,900	2,900	2,900	3,000
	공급예비율	55.10	49.47	44.53	40.09	29.62
위 도	설비 용량	3,850	3,850	3,850	3,850	3,850
	공급예비율	161.47	150.66	141.32	133.22	126.01
대청도	설비 용량	1,850	1,850	1,850	1,850	2,350
	공급예비율	35.54	10.84	8.70	6.64	43.19
연평도	설비 용량	3,350	3,350	3,350	4,350	4,350
	공급예비율	36.31	20.20	13.64	19.54	12.36
장자도	설비 용량	1,750	1,750	2,500	2,500	3,000
	공급예비율	35.87	17.59	23.97	9.73	30.29
자월도	설비 용량	1,450	1,450	1,500	1,500	1,500
	공급예비율	68.14	41.79	37.55	27.39	18.06
승봉도	설비 용량	1,950	1,950	2,450	2,450	2,500
	공급예비율	38.76	19.05	28.02	24.15	9.05

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

## 5. 신재생에너지설비 개발계획

### 가. 국내 신재생에너지 정책



- 국가에너지 4대 정책방향 (제2차 국가에너지 기본계획)
  - 지속발전 가능한 에너지시스템 구축
  - 시장기능이 활성화된 경쟁력 있는 에너지산업 육성
  - 에너지 기술강국, 에너지기술 수출 강국으로 도약
  - 대외개방형 시스템을 갖춘 아시아의 에너지 중심국가로 부상
  
- 제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획
  - 신재생에너지 기술개발의 체계화 및 집중화
  - 신재생에너지산업의 기반조성을 위한 환경 조성
  - 신재생에너지 보급확대를 위한 시장기반 조성 강화



나. 신재생에너지 설비건설 전망

(단위 : MW)

구분	수력	풍력	매립가스	조력	CCT/기타	태양광	소계	누계
2005	1582.8	93.5(96.1)	30.56		30.3	1.27(1.46)	1738.4 (1741.2)	1738.4 (1741.2)
2006	담양 1.274 담양 1.8 하동 0.825 추산 0.7 백곡 0.43 음봉 0.56 광동 0.23 삼천포 2.965 고부 1.5 충주댐 3 홍천 2.94	양양 3 제주산악 14.7 태백 2.55 강원 70 신안 3	에코에너지 50		전주소각장 8 분당보합 연료전지 0.25	솔라시티코리아 0.4 공주 0.2 기린에코 0.003 부천환경 0.003 황의홍 0.003 YMCA솔라 0.2 무봉 0.01 변산공동체 0.003 에이스테크 0.099 한승 0.003 (주)광양 0.099 포철산기주 0.003 고흥태양광 0.8 솔라에너지 3 솔라플러스 1.5 씨케이솔라 0.2 그린솔라 0.2 돌진솔라 0.2 솔라에너지 0.2 중앙 0.099 명원 0.195 오복산전 0.06 근형기업 0.099 팔영 0.195 프로파워 0.003 한성 0.009 에이치에스 1 용성 0.05 속조 0.01 양곡 0.045 동해#1(동서) 1 옥곡솔라 0.099 해광 0.195 보성파워텍 0.2 별량 0.199 곰소 0.2 미래안 0.195 매곡 0.195 엔에이치 0.195 풍덕 0.195 득량 0.195 대전 0.195 백로 0.195 평천 0.195 청주 0.195 오월 0.195 케이씨 1.13 금호 0.003 대구 0.1 미래 0.05 청송 0.195 분매리 0.195 황산 0.096 광양(유니슨) 1 동진솔라 0.2 의왕하수처리장 0.05 청일 0.005 한국솔라 0.2 씨이솔라 0.2 그린솔라 0.2 코어신안3 마메텍 3 그린라이트 3 솔라플레이어 3 스페이스라이트 3 하이켈리터 2 영흥도 1 동화에너지 1 순천3 1 관리 0.195 미래에너지조성 0.1 프로파워 0.099 전주에너지 2.5 제이피브이 0.1 새한병원 0.01 최정녀 0.01 삼신 0.03 이중화 0.005 에스엘 1 비전 1 엘시스텍골드팜 0.199 디지털 0.195 도덕 0.195	208.3	1946.8
2007	담양 0.17 산천 0.45 태안 2.2 추암 1 대강 0.8 부천 1.5 운문 2.7 보령 1.8 성남 2.36	전라북도 34 제주표선 3 밀양#1 50 한경#2 14 한진발전 0.2 정차 20 강원차항 22.5 고리 0.85			지앤지바이오 0.82	대영 0.195 대양테크 0.1 용당 0.195 영광솔라파크#1 1 성산 0.2 신안 1 솔라전력 1.5 나주 0.195 솔라파크 0.4 동경 0.003 심포니 1 동해#2(동서) 1 보성중앙 0.1 보성제일 0.1 원봉리 0.195 삼익 0.195 사천 1.5	133.6	2080.4
2008	덕치 0.8 섬진강댐 1.4 당진해양 3	제주상도 31.5 양구 20 제주청수 3 태백 20 대기리 40 밀양#2 60 삼부 30 경주양남 21 강원평강 20 정선 25 동해 25 제주상명 16			동대문환경 바이오 1	죽암 1 Gbs광주 0.195 영광솔라파크#2 2	320.9	2401.3
2009	화북댐 0.4	제주대흥 18 제주덕천 40		시화호 254	제철화력 200	금호에너지 0.05	512.5	2913.7
2010		강원소항병산 50			제철화력 200		250	3163.7
2011	청평증설 60						60	3223.7
2012				가로림 480			480	3703.7
2014						신재생에너지체험 0.1	0.1	3703.8
2015					태안 CCT 300		300	4003.8
신규계	89.4	627.7	50	734	710.1	54.2	2265	
총누계	1672	721.2	80.6	734	740.4	55.5	4003.8	

\* 기존 ( )은 PPA 발전소를 포함한 경우임.

\* 건설기간이 단기인 신재생설비 특성상, 2009년 이후의 신재생 설비규모 등은 추가 확대될 것으로 전망

## 6. 주요 송변전설비계획

### 가. 변전설비

구분	변전소명	위 치	준공 년도	필 요 성
7 6 5 kV	북경남	경남 창녕군	2009	○ 고리원자력 후속기 발전출력 용통 ○ 고령, 대구 남부지역 전력공급
	신울진	경북 울진군	2013	○ 울진원자력 후속기 발전출력 용통
3 4 5 kV	곤지암	경기 광주시	2006	○ 용인, 광주지역 전력공급
	북대구	경북 대구시	2006	○ 대구 지역 전력공급
	신온양	충남 아산시	2006	○ 충남 아산지역 전력공급
	신시흥#2	경기 정왕시	2007	○ 영흥화력 발전출력 용통
	신양양	강원 인제군	2008	○ 영동 북부지역 전력공급
	신포천	경기 동두천시	2008	○ 수도권 북부지역 전력공급
	대 구	대구 달성군	2008	○ 대구지역 전력공급
	신파주	경기 파주시	2009	○ 경기 북부지역 전력공급
	서안성	경기 안성시	2009	○ 안성, 송탄지역 전력공급
	신충주	충북 충주시	2010	○ 음성, 증평, 풍동지역 전력공급
	신녹산	부산 강서구	2010	○ 부산 남부지역 전력공급
	신탕정	충남 아산시	2011	○ 충남 탕정산업단지 전력공급
	판 교	경기 성남시	2012	○ 성남, 용인지역 전력공급
	창 원	경남 창원시	2012	○ 마산, 창원지역 전력공급
	신김포	경기도 김포시	2012	○ 김포지역 전력공급
	동부산	부산 남 구	2013	○ 부산 동부지역 전력공급
	신온수	서울시 구로구	2013	○ 강서, 구로지역 전력공급
	동울산	울산 북구	2013	○ 울산지역 전력공급
	서평택	경기 평택시	2015	○ 경기 남부공단지역 전력공급
	서서울#2	경기도 군포시	2015	○ 경기 서남부지역 전력공급
동서울#2	경기도 하남시	2015	○ 서울 남동부지역 전력공급	
신남원	전북 남원시	2016	○ 전북 동부지역 전력공급	

## 나. 송전설비

구분	구 간	공장 (c-km)	준공 년도	필 요 성
765kV	신안성-신가평	75	2008	○ 수도권 배후계통(남부-동부)연계
	신고리-북경남	200	2009	○ 고리 후속기(제2부지) 계통연결
345kV	청 송 분 기	40	2006	○ 청송양수 연결
	보령T/P-청 양	60	2007	○ 보령 7,8호기 계통연결
	신포천-신가평	128	2008	○ 수도권 동북부지역 계통보강
	신덕은-신포천	90	2008	○ 수도권 북서지역 계통보강
	광 양-신강진	212	2008	○ 전남지역 계통보강
	신안성 분기	40	2008	○ 수도권 동남부지역 계통보강
	신수원-신용인	22	2009	○ 수원지역 계통보강
	북경남 제1분기	60	2009	○ 신고리원전 1,2호기 계통연결
	선산 분기	100	2010	○ 구미지역 계통보강
	신김해-신녹산	40	2010	○ 부산 녹산공단지역 계통보강
	예천P/P-신영주	40	2010	○ 예천양수 연결
	신충주 분기	104	2010	○ 충북지역 계통보강
	신당진-신온양	92	2010	○ 충남 중서부지역 계통보강
	신월성 분기	40	2010	○ 신월성원전 1,2호기 계통연결
	북경남 제2분기	120	2010	○ 신고리원전 3,4호기 계통연결
	신온양-신탕정	20	2011	○ 아산 탕정산업단지 전력공급
	신울산-신온산	16	2012	○ 울산지역 계통보강
	광양복합-여수화력	26	2013	○ 여수 국가산업단지 계통보강
신부평-신온수	22	2014	○ 인천지역 계통보강	

※ 추후 한전의 계통검토 결과에 따라 설비계획이 변경될 수 있음