

본 자료는 전력정책심의회 자료로서
향후 내용이 다소 변경될 수 있습니다

第2次 電力需給基本計劃(案) (2004 ~ 2017年)

2004. 12.

産業資源部
電力産業課

< 목 차 >

I. 기본계획 수립 개요	1
II. 중·장기 전력수요 전망	8
III. 발전설비 확충 전망	14
IV. 송변전설비 확충 전망	25
V. 전력정책 방향	33
[添 附]	46
1. 전력수요 전망	47
2. 수요관리 계획	51
3. 기준발전설비 계획	53
4. 발전설비 계획	54
5. 제주지역 전력수급계획	62
6. 도서지역 전력수급계획	63
7. 수도권 전력수급전망	65
8. 대체에너지설비 개발계획	66
9. 주요 송변전설비계획	68

I. 기본계획 수립 개요

1. 계획수립 근거 및 배경
2. 계획수립 기본방향
3. 계획수립 추진경위
4. 최근의 전력수급 현황 및 전망

1. 계획수립 근거 및 배경

가. 법적 근거

- 전기사업법 제25조
 - 산업자원부장관은 전력수급 안정을 위하여 전력수급기본계획을 수립하고 이를 공고
 - 전력수급기본계획에는 전력수급의 기본방향과 장기전망, 전력설비 시설계획과 전력수요관리 등에 관한 사항을 포함
- 전기사업법 시행령 제15조
 - 기본계획은 2년 단위로 수립·시행하며, 필요시 변경가능
 - 기본계획 수립·변경 시 전력정책심의회에서 심의토록 함

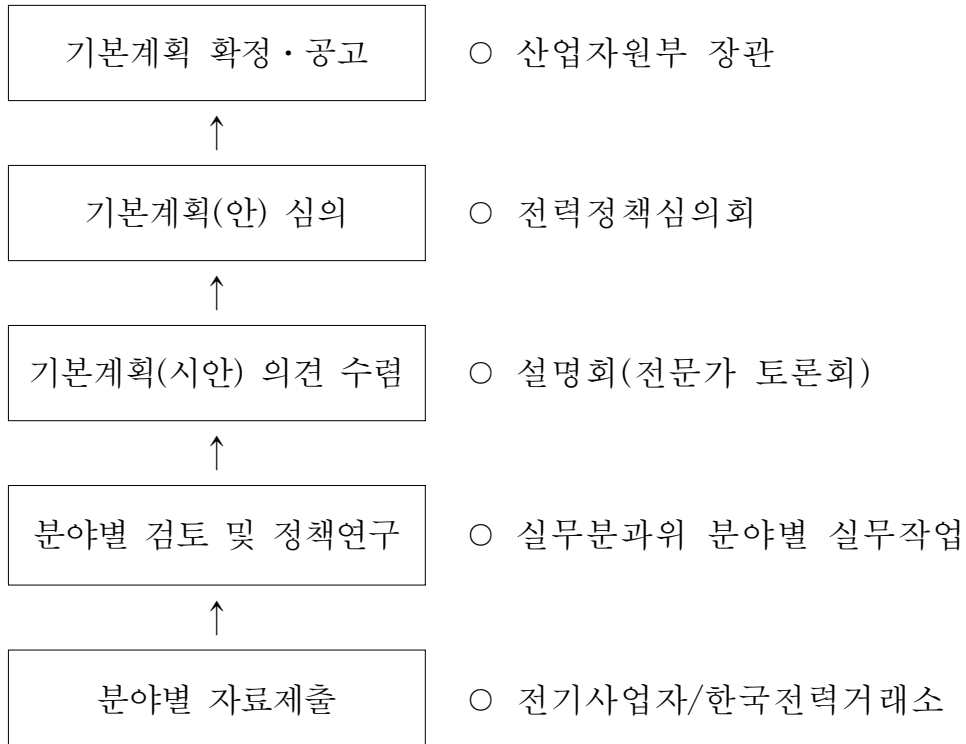
나. 기본계획의 성격

- 전력산업구조개편 이전의 한전 단일 독점적 사업계획에서 벗어나 전기사업자의 자율적인 사업계획을 토대로 기본계획 수립
- 전력산업구조개편 이후, 장기 전력수급안정을 위한 전력정책 기본방향 및 경쟁시장 활성화를 위한 장기 수급전망 정보 제공
- 전기사업자는 동 기본계획에서 제시하는 전력수급 정책방향에 따라 자율적으로 전력사업을 수행
- 정부는 동 기본계획에 따라 전기사업을 인·허가하는 등 기본계획 이행을 위해 노력하고, 필요시 세부 수급안정 대책을 수립·시행

다. 기본계획 수립 절차

- 분야별 전문가로 구성된 실무소위원회의 실무 검토를 통하여 각 소위원회별 보고서 작성(수요예측, 수요관리, 계통계획, 발전설비, 총괄정책 5개 실무소위 총 63명 구성)
- 전문기관(한국전력거래소)의 중장기 전력수요 예측과 전기사업자의 사업 계획을 바탕으로 중장기 전력수급여건 전망 및 수급안정대책 마련
- 설명회(공청회 등)를 통한 각계 각층의 의견수렴과 전력정책심의회 의 심의를 거쳐 기본계획을 확정하고 이를 공고
- 향후 전력산업구조개편 추진 여건과 변화된 전력수급 여건을 반영하여 매 2년마다 기본계획을 수정·보완

[기본계획 수립 절차도]



2. 계획수립 기본방향

가. 계획기간 : 2004 ~ 2017

- 원자력 및 석탄의 사업기간 약 10~8년을 감안

나. 전력시장의 경쟁체제 반영

- 제1차 전력수급기본계획 수립(2002. 8) 이후 여건변동 사항 반영
- 경쟁시장 시장신호에 의해 적정 설비규모가 유인될 수 있도록 계획 수립
- 경쟁시장 체제를 감안하여 계획을 수립하되, 전력수급 안정을 우선적으로 고려

다. 전기사업자 자율의 발전소 건설의향을 토대로 기본계획 수립

- 전기사업자 건설의향 조사(신문광고 및 인터넷 게시 등 병행) 시행
- 전기사업자의 발전소 건설사업 실현성 평가를 위한 등급 분류
- 전력수급 안정 및 시장활성화를 위한 적정 설비규모 유인
 - 건설의향 및 수급정보 공개를 통한 건설의향 자율 조정 유도

라. 기본계획 수립의 전문성 및 객관성 확보

- 분야별 전문가로 구성된 실무소위원회를 구성하여, 분야별 검토 작업을 통해 수급계획 작성
 - 수요예측, 수요관리, 발전설비계획, 계통계획, 총괄정책 등 5개 분야
 - 각계 전문가를 대상으로 토론회 및 설명회 개최 등 의견수렴

마. 지속가능하고 실현성 있는 기본계획 수립

- 전력의 효율적 사용과 환경문제를 고려한 지속가능한 계획 수립
 - 수요관리 강화, 환경친화적 설비 확충, 대체에너지자원의 합리적 배분
- 제1차 전력수급기본계획과 연계한 계획 수립
 - 발전설비계획, 계통계획의 연속성 유지
 - 제주 및 도서지역 전력수급계획 수립

3. 계획수립 추진경위

- 2003. 6월 「제2차 전력수급기본계획」 수립작업 착수
- 그간 5개 실무소위원회의 검토와 「발전설비 건설 의향조사」 결과를 바탕으로 「전력수급기본계획(시안)」을 마련
 - 제1차 계획('02. 8)이후 경제성장 전망, 산업구조 변화 전망, 최근 전력수요 실적 등 여건변화를 고려하여 전력수요를 재예측
 - 향후 발전설비 확충시 적정 전력공급신뢰도 범위내에서 유지해야 할 연도별 설비예비율과 전원구성비의 방향을 제시하는 「기준(Reference) 발전설비 계획」 검토
 - 전기사업자를 대상으로 「발전설비 의향 조사」를 실시하고, 의향조사 결과 중 현 단계에서 사업별 실현성 정도를 평가하여 불확실성이 낮은 사업을 기준으로 「발전설비계획」을 수립
 - ※ 건설의향 조사대상 : 한전, 6개발전자회사, 민간기업
 - ※ 건설의향 조사시행 : 1차조사('03.8월), 2차조사('04.1월), 3차조사('04.11월)
 - 송변전설비 확충 기준과 지역별 전력수급 전망에 따른 중장기 「송변전 설비계획」 수립 기본방향을 정립
 - 종합적인 중장기 전력수급안정 전망 (수요성장 대비 공급력 확충)
 - 발전설비 및 송변전설비의 확충, 구조개편에 따른 시장기능 활성화 및 구조개편 이행기의 적정 설비규모 확보를 위한 방안 검토
 - ※ 5개 분야 실무소위원회를 총 18회 개최 (정부, 사업자 및 전문가 총 63명 참여)
- 「제2차 전력수급기본계획(안)」에 대한 공청회(설명회) 개최 ('04.12)
- 「제2차 전력수급기본계획(안)」에 대한 전력정책심의회 심의('04.12월말 예상)

4. 최근의 전력수급 현황 및 전망

가. 최근 전력수급 현황

- 전력은 그 사용의 편리성으로 인하여 경제성장 및 국민생활 수준 향상에 따라 소비가 지속 증가
- 1990년 이후 2002년까지 에너지수요는 연평균 6.9% 증가한 반면, 전력수요는 연평균 9.4% 증가(연평균 경제성장률 5.9%)
- 1998년에는 외환위기로 전력수요가 최초로 마이너스(-3.6%) 성장을 기록하였으나, '98년 이후 '03년까지 연간 8.7% 증가율 기록
- 전력수요 증가에 대하여 수요관리의 강화와 지속적인 설비 확충으로 전력수급 안정을 유지
- 1980년대는 전력공급 과잉, 1990년대 초반 전력수급 안정, 1990년대 중반 전력공급 부족, 1998년 외환위기 이후 전력수급 안정
- 전압, 주파수, 정전시간 등 전기품질은 선진국 수준을 유지하고 있으며, 전기요금도 저렴한 수준 유지
- 1990년 대비 2002년 소비자 물가지수는 75.5% 증가한 반면 전기요금은 45.4% 증가

< 최근 전력수급 동향 >

구 분	1980	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2003	2004
최대수요(천kW)	5,457	17,252	29,878	35,851	32,996	37,293	41,007	47,385	51,264
발전설비용량(천kW)	9,391	21,021	32,184	41,042	43,406	46,978	48,451	56,045	59,958
설비예비율(%)	72.1	21.8	6.4	13.1	31.1	19.1	16.8	18.4	15.3
명목전기요금(원/kWh)	50.88	52.94	61.28	65.26	72.08	71.59	74.65	76.44	77.00

※ 설비예비율은 하계 첨두부하 기준, 발전설비 용량은 연말 기준

나. 전력수급 여건 및 전망

○ 국내 전력수급 여건

- 전력수요는 경제성장에 따라 지속적으로 증가할 전망이다, 국민의 환경의식 향상 및 과도한 보상 요구 등으로 전력설비 확충을 위한 입지확보 여건 악화
- 2003년 1인당 전력소비는 6,601kWh로 미국(12,540kWh, '00)의 53%, 일본(7,572kWh, '01)의 87% 수준
- 전력산업구조개편 추진으로 경쟁시장이 도입됨에 따라 전력수급은 시장기능 중심으로 이루어짐

○ 에너지 수급 전망 (에너지경제연구원 자료)

- 세계 에너지 수요는 2001년부터 2025년까지 연평균 1.9% 수준 증가할 전망 (석유 1.8%, 천연가스 2.8%, 석탄 1.5%, 신재생에너지 1.9%)
- 국내 에너지 수요는 2001년부터 2020년까지 연평균 2.4% 수준 증가할 전망 (석유 1.7%, 천연가스 4.8%, 석탄 1.9%, 원자력 3.3%)

○ 국제 연료가격 급등 및 환경규제 강화

- 에너지 부존자원의 한계(석유 41년, 천연가스 61년, 석탄 204년, 우라늄 60년 : BP 통계 2003), 지역적 편재로 공급 불안요인 상존
- 최근 국제 정정 불안에 따른 고유가 시대 도래 및 중국, 인도 등 경제 급성장에 따른 석탄 등 에너지자원 수급 불균형 발생
- 국내외 환경규제의 지속적 강화 및 기후변화협약 발효에 따른 선진국의 온실가스 의무감축 압력이 거세질 전망

○ 에너지정책에 대한 새로운 시각

- 정부의 지속가능발전위원회 및 에너지시민연대 등에서 전력정책을 원자력 및 석탄 전원을 중심으로 한 공급력 확충 위주에서 수요관리 강화와 환경친화적 및 분산형 공급설비 확충 등으로 전환할 것을 강조

Ⅱ. 중·장기 전력수요 전망

1. 주요 예측전제
2. 예측방법
3. 전력수요 전망
4. 장기 수요관리 방안

1. 주요 예측전제

- 경제성장률 : 1차 계획보다 잠재성장률 다소 하락(KDI)
- 산업구조 : 1차 계획보다 제조업 비중 확대, 서비스는 축소(KIET)
- 실질전기요금 : 전기요금체제 개편방향 활용 및 전문가 의견 수렴
- 기타 전제 : 인구전망, 가전기기 조사, 전철·수도 건설계획 등 활용

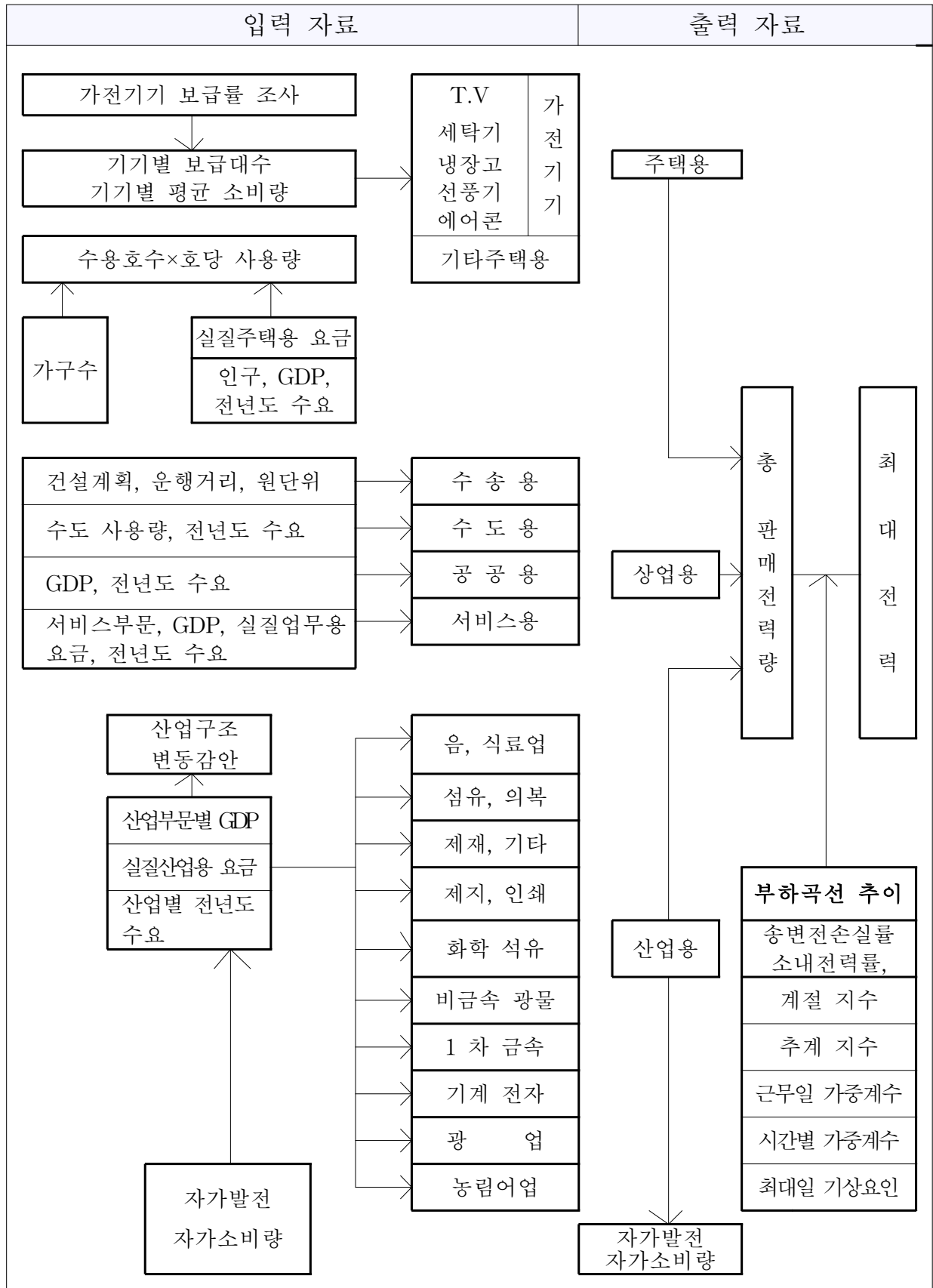
구 분		2004	2005	'04~'05	'06~'10	'11~'15	'16~'17	'04~'15	
GDP (%)		5.1 (5.9)	5.5 (5.6)	5.3 (5.8)	5.0 (5.1)	4.0 (4.5)	3.6	4.6 (4.9)	
산업 구 조 점 유 비 (%)	구 분	2004	2005	2006	2010	2015	2017		
	농림어업	4.3 (4.4)	4.1 (3.9)	4.0 (3.7)	3.3 (2.7)	2.6 (2.2)	2.4		
	광 공 업		33.8 (33.4)	33.7 (33.1)	33.4 (32.3)	32.3 (29.0)	30.4 (28.5)	29.7	
		제조업	33.6 (33.2)	33.4 (33.0)	33.1 (32.2)	32.1 (29.0)	30.3 (28.5)	29.6	
	서비스업	61.8 (62.3)	62.2 (63.0)	62.6 (64.1)	64.4 (68.3)	66.9 (69.3)	67.9		
전기요금 ('04=100)		100	100.5 (100.2)	100.4 (100.0)	98.9 (96.4)	97.3 (94.2)	96.5	실질요금	

※ () 내는 제1차 전력수급기본계획 계획치

2. 예측방법

- 한국전력거래소의 장·단기 예측모형 운영을 통하여 분야별 예측전문가의 자문과 수요예측위원회의 검토 및 승인을 거침
- 판매전력량 예측
 - 주택용(2개), 상업용(4개), 산업용(10개) 부문으로 구분하고, 향후 경제성장, 산업구조, 전력추세변화 등을 고려하여 판매전력량(kWh) 예측
- 최대전력 예측
 - 예측된 판매량에 계절지수, 추계계수, 근무일 요인, 시간별 부하패턴 등을 반영, 수요관리前 최대전력(kW)을 예측
- 수요관리 목표를 반영, 수요관리後 최대전력 산출하고, 전력수요 성장에 대한 불확실성을 고려하여, 上限 및 下限 수요를 예측

[전력수요예측 방법]



3. 전력수요 전망

가. 판매전력량

- '04~'17년 기간 평균 2.5% 증가('03년 2,936억kWh → '17년 4,165)
- 용도별 증가율 : 주택용 2.5%, 상업용 3.6%, 산업용 2.3% 증가

[용도별 판매량 전망]

(단위 : 백만kWh)

구 분		2003 (실적)	2005	2010	2015	2017
수요관리前		295,262	329,276	380,108	417,510	428,732
수 요 관 리 後	주택용	57,189	68,260	74,172	77,491	78,635
	상업용	86,023	99,617	119,073	131,703	136,052
	산업용	150,387	160,174	181,207	198,144	201,799
	계	293,599	328,051	374,452	407,338	416,486

나. 최대전력

- 수요관리후 최대전력은 '04~'17년 기간 평균 2.7% 증가
- '03년 4,739만kW를 시현하였고, '17년에 6,874만kW 예상
- ※ 수요관리량은 '17년에 '03년대비 1,053만kW 추가

(단위 : 만kW)

구 분	2003 (실적)	2005	2010	2015	2017
수요관리前	4,739	5,502	6,603	7,555	7,927
수요관리량	-	209	539	895	1,053
수요관리後	4,739	5,293	6,064	6,660	6,874

※ 수요관리량은 2003년 실적대비 순증분 누계

4. 장기 수요관리 방안

가. 수요관리 추진현황

- 발전설비 확충에 따른 재원조달, 입지확보, 환경영향 부담을 완화하기 위하여 1990년 이후 수요관리를 추진

[수요관리 실적]

구 분	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
수요관리량(만kW)	221	237	262	290	329	346	387
투자비(억원)	264	394	535	1,025	826	640	657

※ 수요관리량은 '91년부터 누계기준(직접부하관리량은 제외), 투자비는 연간 집행액

나. 수요관리정책 기본방향

- 수요관리 지속 강화
 - 피크억제량 상향조정으로 수급안정 기능 강화
 - 2017년까지의 수요관리 목표량 9,900MW 추가 확보
 - 장기적으로 효율향상 프로그램 비중 확대
 - 비상대비 수요관리 프로그램 강화
 - 에어컨 원격제어장치 부착의무화 추진, 직접부하제어 및 비상절전 지속추진
- 효율적 수요관리 전개
 - 종합적인 수요관리 추진체계 구축
 - 수요관리 정보수집·DB구축 및 평가시스템 개발 등 Infra 강화
 - 수요관리사업 참여강화 홍보 및 수요관리 효과 홍보활동 전개
- 신규 수요관리프로그램 개발 지속 추진
 - 수요관리형 기기 지원 신규 프로그램 개발
 - 부하관리목표 확대를 위한 기존 프로그램 운영조건 개선
 - 선진국의 수요관리 프로그램 적극 도입
 - 일반용 및 주택용 고객에 대한 수요관리 프로그램 개발 병행

다. 수요관리 목표량 설정

○ 연도별 목표량

- '04~'17년 목표량 : 9,900 MW ('03년까지 실적 : 3,872MW)
- 효율 향상부문을 점차 강화 : 22.5%('04) → 33.9%('17)

(단위 : MW)

구 분	2004	2005	2010	2015	2017
부하관리	553 (77.5)	1,088 (74.6)	3,169 (66.6)	5,518 (66.3)	6,546 (66.1)
효율향상	161 (22.5)	370 (25.4)	1,587 (33.4)	2,802 (33.7)	3,354 (33.9)
합 계	714 (100)	1,458 (100)	4,756 (100)	8,320 (100)	9,900 (100)

※ '17년 목표량은 '04~'17년까지 누계. () 내는 부문별 비중

[제1차 전력수급기본계획과의 비교]

(단위 : MW)

구 분	2004	2005	2010	2015	2017
1차 계획(A)	611	1,261	3,949	5,723	-
2차 계획(B)	714	1,458	4,756	8,320	9,900
증가량(B-A)	+103	+197	+807	+2,597	

라. 수요관리 투자비

○ '17년까지 총 2조8,104억원 소요 전망

- 2015년 기준 1차계획 보다 321억원(15.5%) 증가

(단위 : 억원, %)

구 분	2004	2005	2010	2015	2017	누 계	
1차 계획	1,458	1,743	2,132	2,066	-	24,412	
2차 계획	부하관리	731	861	1,348	1,598	1,637	18,073
	효율향상	321	520	804	789	795	10,031
	합 계 (증가율)	1,052	1,381 (31.2)	2,152 (55.8)	2,387 (10.9)	2,432 (+1.9)	28,104
1차 계획과의 차이	-406	-362	+20	+321	-		

Ⅲ. 발전설비 확충 전망

1. 사업자 의향조사
2. 사업자 발전설비계획 등급분류
3. 발전설비 계획
4. 중·장기 전력수급 전망

1. 사업자 의향 조사

가. 의향조사 개요

- 목적 : 전기사업자의 시장참여 의향을 반영하기 위하여 발전설비계획 의향조사를 시행
- 시기 : 1차조사('03.8.28~9.15), 2차조사('04.1.16~1.31), 3차조사('04.10.29~11.20)

나. 발전소 건설의향 종합

- 2004~2017년까지 총 139기 4,495만kW 건설 의향
(※ 소형열병합 설비는 총 용량만 반영하고, 기수는 0으로 적용)
- 건설중(총 97기 2,520만kW), 신규건설(총 42기 1,975만kW)
- 발전자회사는 유연탄, 민간사업자는 LNG 발전소 건설 선호

(단위 : 만kW)

구 분	한수원	5대 발전 회사	기존 민간 (메이야, LG 한중, SK)	신규 민간 (대림, 대우 집단에너지)	수공, 한전 등 (소수력, 소도서, 풍력, 소형열병합)	합 계
건설중 (허가~착공)	880.0	1,239.6	195.1	156.0	49.1	2,519.8
계획중	280.0	710.7	200.0	520.6	264.2	1,975.5
합 계	1,160.0	1,950.3	395.1	676.6	313.3	4,495.3

- 발전원별 건설규모는 제1차계획 대비, 석탄 80만kW, LNG 173.1만kW, 수력 1만kW, 집단/대체전원 362만kW 증가하고, 석유는 90만kW 감소, 원자력은 동일('04~'15년 동일 기간 기준)

[2004~2015년 기간동안 신규건설 규모]
(단위 : 만kW, 기수)

구 분	원자력	석 탄	LNG	석 유	수력	집단/대체	합 계	
제1차 계획	'04-'15	1,160.0 (10기)	1,160.0 (19기)	951.9 (21기)	115.7 (14기)	240.1 (9기)	71.5 (6기)	3,699.2 (79기)
		31.4%	31.4%	25.7%	3.1%	6.5%	1.9%	100%
제2차 계획	'04-'15	1,160.0 (10기)	1,240.0 (19기)	1,125.0 (23기)	25.7 (20기)	241.3 (24기)	433.3 (40기)	4,225.3 (136기)
		27.5%	29.3%	26.6%	0.6%	5.7%	10.3%	100%
	'04-'17	1,160.0 (10기)	1,340.0 (20기)	1,125.0 (23기)	125.7 (22기)	241.3 (24기)	503.3 (40기)	4,495.3 (139기)
	25.8%	29.8%	25.0%	2.8%	5.4%	11.2%	100%	

다. 발전소 폐지의향 종합

○ 2004~2017년까지 총 27기 625만kW 폐지(제1차계획 대비 1만kW 감소)

(단위 : 만kW, 기수)

구분	원자력	유연탄	LNG	무연탄	석유	합계
제1차 계획	'04-'15 68 (1기)	150 (4기)	89 (4기)	59 (4기)	260 (11기)	626 (24기)
제2차 계획	'04-'15 68 (1기)	150 (4기)	89 (4기)	59 (4기)	259 (14기)	625 (27기)
	'04-'17 68 (1기)	150 (4기)	89 (4기)	59 (4기)	259 (14기)	625 (27기)

※ 제1차계획 대비, 남제주화력#1,2(20MW) 조도내연(1.2MW), 울릉도내연(3.0MW) 등 4기 폐지 추가, 북제주내연(40MW) 1기 조기폐지(당초 '12년에서 '03년폐지)

라. 사업자 의향조사 결과 종합

○ 제1차계획시 보다 건설의향 796만kW('04~'17년) 증가

[연도별 사업자 건설의향 규모 종합]

연도	1차계획 최대수요 예측치 (만kW)	제1차 계획 건설의향('02)				수요 대비 (%)	2차계획 최대수요 예측치 (만kW)	제2차 계획 건설의향('04)			
		발전설비 용량(만kW)			수요 대비 (%)			발전설비 용량(만kW)			수요 대비 (%)
		폐지	건설	용량				폐지	건설	용량	
2003	4,812 (예측치)	기존설비 5,471 (5,471)			113.7	4,739 (실적)	기존설비 5,609 (5,605)			118.4	
2004	5,019	6.6	389	5,773 (5,853)	115.0	5,126 (실적)	6.6	394 (증설2.9)	5,913 (5,996)	115.3	
2005	5,186	-	337	6,063 (6,190)	116.9	5,294	-	246	6,173 (6,241)	116.6	
2006	5,374	-	368	6,335 (6,559)	117.9	5,462	0.42	336	6,421 (6,576)	117.6	
2007	5,546	-	345	6,846 (6,904)	123.4	5,626	-	352	6,773 (6,928)	120.4	
2008	5,721	-	380	7,134 (7,284)	124.7	5,785	-	356	7,165 (7,284)	123.9	
2009	5,893	-	450	7,504 (7,734)	127.3	5,928	-	428	7,713 (7,713)	130.1	
2010	6,062	-	410	7,823 (8,144)	129.0	6,064	-	195	7,723 (7,908)	127.4	
2011	6,220	136.5	400	8,187 (8,407)	131.6	6,193	138.5	529	8,099 (8,299)	130.8	
2012	6,373	42.75	180	8,414 (8,544)	132.0	6,315	38.75	536	8,766 (8,796)	138.8	
2013	6,512	120.4	-	8,424 (8,424)	129.4	6,428	120.5	167	8,842 (8,842)	137.6	
2014	6,652	170	220	8,394 (8,474)	126.2	6,543	170.0	292	8,864 (8,964)	135.5	
2015	6,775	150	220	8,544 (8,544)	126.1	6,660	150.0	395	9,209 (9,209)	138.3	
소계	-	626.3	3,699	-	-	-	624.7	4,225	-	-	
2016	-	-	-	-	-	6,768	-	130	9,289 (9,339)	137.2	
2017	-	-	-	-	-	6,874	-	140	9,379 (9,479)	136.4	
총계	-	626.3	3,699	-	-	-	624.7	4,495	-	-	

※ ()내는 연말기준, 사업자의향 세부내역은 첨부4 참조

2. 사업자 발전설비계획 등급분류

- 등급분류 목적
 - 사업자가 제출한 건설의향은 자율계획이므로 장기 수급전망을 위해서는 사업별 진척도 및 실현성의 수준을 평가할 필요
- 등급분류 기준
 - 등급은 건설중(A), 건설준비중(B), 계획중(C1, C2)으로 분류

[등급 분류 세부기준]

현 황	등 급	세 부 기 준
건설중인 설비	A	○ 착공후 준공전 단계 발전소 ○ 폐지대상 발전소 ○ '01.4월 발전부문 분할시 배분된 발전소 건설사업
건설준비 단계사업	B	○ 송전용 전기설비용계약 체결/발전설비 허가 후 착공 전 단계 발전소
계획중인 사업	C1	○ 향후 2년 이내에 발전사업허가가 예상되는 발전소 중 계통연계에 문제가 없는 민간발전소 ○ 공기업 형태로 유지가 예상되는 기업에서 기존부지에 계통연계에 문제가 없는 발전소 (한전, 한전6개자회사, 수자원공사)
	C2	○ 향후 2년 이내에 발전사업 허가가 예상되는 발전소 중 계통연계에 문제가 있을 것으로 예상되는 발전소 ○ 향후 2년이후 발전사업 허가가 예상되는 발전소

- ※ 2년후 발전사업허가 예상기간('04.6월기준) : 사업준비기간+2년
 - 원자력/양수(2016년) 석탄/석유(2014년) 가스복합(2012년) 내연(2010년)
 - (사업준비기간 : 고시 제2001-103호('01.9.7) 발전사업세부 허가기준)
 - 원자력/양수(10년), 석탄/석유(8년), 가스기력(7년), 가스복합(6년) 내연(4년)
- ※ 상기 등급은 법적근거가 없는 것으로서 여건에 따라 조정가능

- 등급별 장기 수급전망 평가
 - A 등급 : 사업추진 및 추진공정 확실
 - B 등급 : 사업추진 확실 및 추진공정 다소 불확실성 내재
 - C1등급 : B등급과 동등하나 불확실성이 다소 높음
 - C2등급 : 평가시점에서 사업추진 불확실성이 높음
- ※ 사업 실현도 및 진척도에 따라 차기계획시 상위등급으로 전환가능
- ※ 세부 공정별 불확실 정도

구 분	입지확보	계통연계검토	환경영향평가	전기사업허가	송전이용계약	설계/주기계약
A	확실	확실	확실	확실	확실	확실
B	확실	확실	확실	확실	확실	불확실
C1	확실	확실	불확실			
C2	불확실	불확실				

주) A, B, C1까지는 장기수급전망을 위한 자원으로 활용가능(실무소위 전문가 평가)

3. 발전설비 계획

가. 계획기준

○ 기본방향

- 발전설비 확충에 있어서, 지속가능한 개발이 이루어질 수 있도록 시장기능과 정부의 역할을 정립
- 사업자 건설의향을 토대로 기본계획을 수립하되, 자원의 최적배분 측면을 고려하여 적정 설비규모 수준 유도

[설비계획 수립기준 적용 추이]

구조개편 이전 (‘00년)	시장 기능 정립 ⇨	제1차계획 (‘02년)	정부 역할 정립 ⇨	제2차계획 (‘04년)
◆사회적비용 최소화 통합계획		◆사업자 의향 접수 ◆등급분류 ◆확정적사업 모두 반영		◆사업자 의향 접수 ◆등급분류 ◆적정 규모 유도

○ 발전설비 적정규모 기준

- 산정기준
 - 공급신뢰도 기준(LOLP 0.5일/년)을 만족하고, 경제성·환경성 등 제반 여건에 부합하는 별도의 기준계획을 작성
 - 기준계획에서 도출된 설비예비율 및 전원구성을 계획기준으로 설정
- 적정 설비규모 기준 (기준계획 결과 : 첨부3 참조)
 - 설비예비율 : 최소 15~17% 수준(※1)
 - 전원구성비 (할인율 7%, 환율 1,200원/US\$ 기준)

원자력	석탄	LNG	석유	수력/기타
33% 내외	30% 내외	21% 내외	4% 내외	12% 내외

※ 기타에는 대체 및 집단에너지설비 포함

※1. 공급신뢰도(LOLP 0.5일/년), 발전기별 정지확률 등을 감안하여 확률적시물레이션 결과로 도출된 계획 최종년도의 최소한의 예비력

나. 발전설비계획 수립

- 발전설비계획은 건설의향으로 제출된 설비중에서 건설불확실성이 비교적 낮은 A~C1등급 설비로 구성
 - C2등급 설비는 계통연계 등의 재검토가 필요
 - 금번 발전설비계획은 C1등급 설비인 아래 ④항까지 반영

[등급별 발전설비계획 종합]

구분	제1차계획 기준		제2차계획 신규 건설의향			설비예비율(%)				
	건설중	계획중	정부정책	계획중	계획중	1차확정		2차신규		
	A, B (①)	C1 (②)	C1 (③)	C1 (④)	C2 (⑤)	①	②	③	④	⑤
2004	울진#5, 영흥#1,2, 울진GT, 부산복합#3,4, 한경/양산풍력, 용담/성남소수력, 부산바이오, 대구염색, 청주/여수LFG, 천상/한석/안흥증설소수력, 신태양/정우탑태양광, 10개도서인수/승봉도증설		소형열병합			15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
2005	울진#6, 당진#5, 울진ST, 인천복합#1, 제주내연, 덕적/거문/주사도내연, 탐진/대곡소수력, 영덕/강원/제주풍력, 수곡내연, 영덕태양광, 여천열병합, 시당열병합, 하동/담양소수력, 한백솔라등11개태양광		소형열병합			16.6	16.6	16.6	16.6	16.6
2006	당진#6, 평양복합#1,2, 광동/달방/대청/운문소수력, 울릉//조도내연, 남제주#3, 양양#1,2,3,4, 창성1,2,한경풍력2단계, 부산정관열병합, 성산/양양풍력, 삼진/충주주암소수력		소형열병합			17.4	17.4	17.6	17.6	17.6
2007	당진#7,8, 태인#7, 남제주#4, 부곡#2, 태백풍력, 흑산도내연, 화성동탄/오산/구미열병합	안정#1	소형열병합			18.8	20.2	20.4	20.4	20.4
2008	보령#7,8, 태인#8, 하동#7, 영흥#3, 송도/파주/판교열병합, 덕적도내연		소형열병합			22.2	23.5	23.9	23.9	23.9
2009	하동#8, 영흥#4, 영월무연탄#3, 시화호조력, 화북소수력	송도1,2	소형열병합	부곡복합#3,4	서부복합#1	24.3	27.2	27.7	29.3	30.1
2010	대전열병합, 신고리#1, 예천#1,2		소형열병합			21.5	24.3	25.0	26.6	27.4
2011	신고리#2, 신월성#1	송도3,4	소형열병합	부곡복합#5,6	영흥5, 남제주복합#1	21.3	25.7	26.6	29.8	30.8
2012	신고리#3, 신월성#2		소형열병합 태안CCT	안정#2,3	영흥6,	23.7	28.1	29.2	34.7	38.8
2013	신고리#4		소형열병합			21.9	26.1	28.1	33.5	37.6
2014		신규원전#1	소형열병합		영흥#7, 남제주복합#2	17.1	23.5	26.0	31.3	35.5
2015		신규원전#2	소형열병합		영흥#8, 송도복합#5,6	12.8	21.1	24.4	29.6	38.3
2016			소형열병합 군장#1,2			11.0	19.2	23.6	28.7	37.2
2017			소형열병합		영흥#9	9.3	17.4	23.0	28.1	36.4
계	2,530.435만kW	553.3	390	346.6	675	계 : 4,495.335				
	3820.335 만kW									

※ 태안CCT, 군장오리멸전#1,2, 소형열병합설비(260만kW)는 정부 정책으로 추진

다. 발전설비 건설규모('04~'17)

- 사업자 제출 건설의향(총 139기 4,495만kW)중 129기 3,820만kW를 최종 발전설비계획으로 분류
 - 건설중 총 2,520만kW, 신규계획 총 1,300만kW
 - 제1차계획('04~'15 기간) 대비, LNG 359만kW, 석유 11만kW, 대체/집단에너지설비 422만kW 증가, 원자력과 석탄은 동일

(단위 : 만kW, 기수)

구 분	원자력	석 탄	LNG	석 유	수 력	대체/집단	합 계	
제1차 계획	'04-'15	1,160.0 (10기)	840 (15기)	592 (13기)	15 (3기)	240 (9기)	11 (3기)	2,858 (53기)
제2차 계획	'04-'15	1,160.0 (10기)	840 (15기)	950 (18기)	26 (20기)	241 (24기)	433 (40기)	3,650 (127기)
	'04-'17	1,160 (10기)	840 (15기)	950 (18기)	126 (22기)	241 (24기)	503 (40기)	3,820 (129기)

※ 소수력은 수력에 포함, 소형열병합은 집단에너지에 포함

라. 발전원별 발전설비 구성

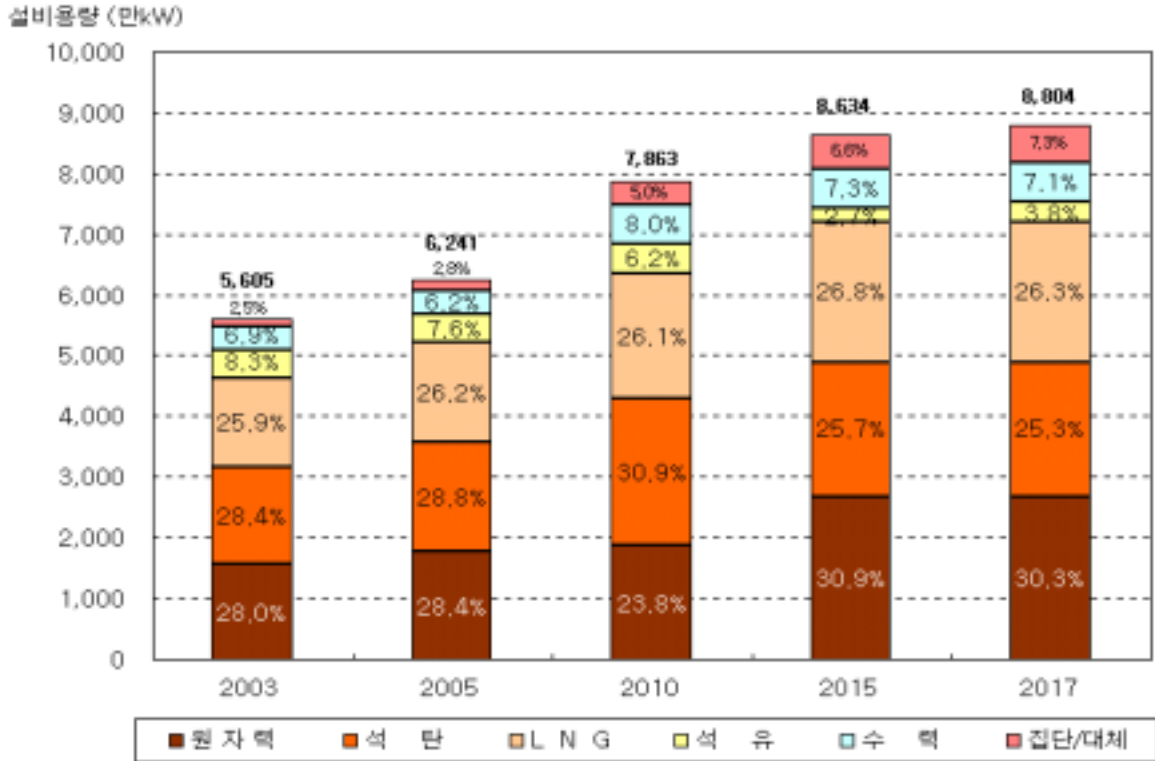
- 전원구성은 제1차계획 대비(2015년) 원자력, 석탄, 석유, 수력 비중이 약 0.2~3.7%p 감소
- LNG설비 1.4%p, 집단/대체에너지 설비 6.8%p 증가 (☞ '03년부터 집단에너지설비가 발전설비 용량에 포함됨)

(단위 : 만kW, %)

구 분	원자력	석 탄	LNG	석 유	수 력	대체/집단	합 계	
2010	제1차계획	2,312 (29.2)	2,427 (30.7)	2,044 (25.9)	482 (6.1)	628 (8.0)	11 (0.1)	7,902 (100)
	제2차계획	1,872 (23.8)	2,427 (30.9)	2,055 (26.1)	491 (6.2)	629 (8.0)	389 (5.0)	7,863 (100)
2015	제1차계획	2,664 (34.6)	2,224 (28.8)	1,955 (25.4)	221 (2.9)	628 (8.2)	11 (0.1)	7,702 (100)
	제2차계획	2,664 (30.9)	2,224 (25.7)	2,313 (26.8)	233 (2.7)	629 (7.3)	571 (6.6)	8,634 (100)
2017	제2차계획	2,664 (30.3)	2,224 (25.3)	2,313 (26.3)	333 (3.8)	629 (7.1)	641 (7.3)	8,804 (100)

※ 연말기준, 소수력은 수력에 포함, 소형열병합은 집단에너지에 포함

< 에너지원별 전원구성 전망 >



연도	원자력	석탄	LNG	석유	수력	대체/집단	계
2003 (실적)	1,572 (28.0)	1,593 (28.4)	1,452 (25.9)	463 (8.3)	388 (6.9)	138 (2.5)	5,605 (100)
2005	1,772 (28.4)	1,797 (28.8)	1,637 (26.2)	471 (7.6)	388 (6.2)	177 (2.8)	6,241 (100)
2010	1,872 (23.8)	2,427 (30.9)	2,055 (26.1)	491 (6.2)	629 (8.0)	389 (5.0)	7,863 (100)
2015	2,664 (30.9)	2,224 (25.7)	2,313 (26.8)	233 (2.7)	629 (7.3)	571 (6.6)	8,634 (100)
2017	2,664 (30.3)	2,224 (25.3)	2,313 (26.3)	333 (3.8)	629 (7.1)	641 (7.3)	8,804 (100)

마. 발전원별 발전량 전망

(단위 : GWh, %)

연도	원자력	석탄	LNG	석유	수력/양수	오리멸전	기타	계
2003	129,658	120,276	39,091	26,526	6,887	-	-	322,438
2005	140,493	141,307	52,869	12,491	6,839	1,754	3,993	359,747
2010	144,742	191,997	45,275	10,036	8,782	1,595	9,340	411,766
2015	209,841	172,892	37,517	8,076	9,364	0	9,339	447,029
2017	213,559	173,408	39,180	8,124	9,432	3,877	9,339	456,920

※ 2003년은 실적치. 기타는 대체/집단에너지설비 발전량임

바. 발전원별 연료소비 전망

(단위 : GWh, %)

연도	석탄 (천톤)	국내탄 (천톤)	LNG (천톤)	중유 (천kl)	경유 (천kl)	오리멸전 (천톤)
2003	41,575	2,878	5,996	5,028	-	-
2005	48,266	2,356	6,990	3,182	226	373
2010	65,338	2,857	6,118	2,730	282	344
2015	59,117	2,019	5,172	1,894	264	0
2017	59,296	2,019	5,380	2,168	265	744

※ 2003년은 실적치. 대체/집단에너지 설비에 의한 연료량은 제외

사. 탄소배출량 전망

(단위 : kg-C/kWh)

구분	'05	'06	'07	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17
탄소 배출량	0.1146	0.1150	0.1168	0.1216	0.1255	0.1254	0.1192	0.1123	0.1091	0.1059	0.1018	0.1014	0.1022

아. 발전설비 추정 투자비

○ 2004~2017년까지 발전설비 건설에 약 32조원 소요 전망

(단위 : 억원)

연도	2004~2005	2006~2010	2011~2015	2016~2017	합 계
원자력	6,246	86,995	63,344	0	156,585
화 력	36,022	87,380	21,566	1,088	146,056
양 수	7,476	6,948	0	0	14,424
합 계	49,744	181,323	84,910	1,088	317,065

※ 가격기준 : 2003.1월 불변가, 대체/집단에너지 설비의 투자비는 제외

4. 중·장기 전력수급 전망

가. 발전설비계획 기준 연도별 전력수급 전망

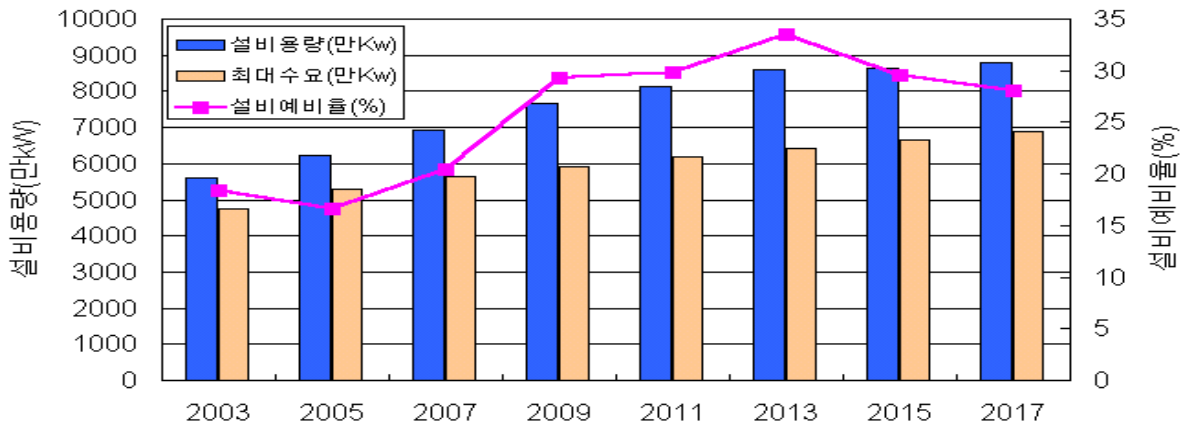
- 설비예비율은 2006년까지 16~18%, 2007년 이후 20% 이상 유지 예상
- ※ 공급신뢰도 유지를 위해 최소 15~17% 수준의 설비예비율이 요구되며, 설비예비율이 이 보다 높을 경우에는 경쟁유발효과 기대

< 연도별 전력수급 전망 표 >

연도	최대 수요 (만kW)	발전설비 전망			
		폐지계획 (만kW)	건설계획 (만kW)	발전설비용량 (만kW)	예상 설비예비율 (%)
2003	4,739 (실적)	-	-	5,609 (5,605)	18.4 (실적)
2004	5,126 (실적)	6.6	394 (여수증설2.86별도)	5,913 (5,996)	15.3
2005	5,294	-	246	6,173 (6,241)	16.6
2006	5,462	0.42	336	6,421 (6,576)	17.6
2007	5,626	-	352	6,773 (6,928)	20.4
2008	5,785	-	356	7,165 (7,284)	23.9
2009	5,928	-	383	7,668 (7,668)	29.3
2010	6,064	-	195	7,678 (7,863)	26.6
2011	6,193	138.5	414	8,039 (8,139)	29.8
2012	6,315	38.75	436	8,506 (8,536)	34.7
2013	6,428	120.37	167	8,582 (8,582)	33.5
2014	6,543	170.0	177	8,589 (8,589)	31.3
2015	6,660	150.0	195	8,634 (8,634)	29.6
2016	6,768	-	130	8,714 (8,764)	28.7
2017	6,874	-	40	8,804 (8,804)	28.1
합계	-	624.64	3,820	-	-

※ ()내는 연말기준

< 연도별 전력수급 전망 그래프 >



나. 시나리오별 전력수급 전망

구분	시나리오 내용	비 고
S0	발전설비 계획대로 추진시	수급안정
S1	S0에서 신규C1등급 및 정부정책설비 미 추진시 (안정복합#2,3, 부곡복합#3-6, 소형열병합, 태안CCT, 군장오리발전#1,2)	수급안정
S2	S1에서 기존C1등급설비 미 추진시 (안정복합#1, 송도복합#1-4, 신규원전#1,2)	수급불안 (‘15년부터 최소요구 설비에 비율 미만으로 하락예상)
S3	S2에서 원자력발전소 6기 미추진시 (신고리#1,2,3,4, 신월성#1,2)	수급비상 (‘13년 이후 수급비상)

(단위 : 만kW, %)

구 분	2005	2007	2009	2011	2013	2015	2017
최대수요	5,294	5,626	5,928	6,193	6,428	6,660	6,874
S0	설비용량 (6,241)	6,773 (6,928)	7,668 (7,668)	8,039 (8,139)	8,582 (8,582)	8,634 (8,634)	8,804 (8,804)
	설비예비율	16.6	20.4	29.3	29.8	33.5	29.6
S1	설비용량 (6,238)	6,760 (6,915)	7,540 (7,540)	7,786 (7,886)	8,107 (8,107)	8,067 (8,067)	8,067 (8,067)
	설비예비율	16.6	20.2	27.2	25.7	26.1	21.1
S2	설비용량 (6,238)	6,686 (6,842)	7,367 (7,367)	7,513 (7,613)	7,834 (7,834)	7,514 (7,514)	7,514 (7,514)
	설비예비율	16.6	18.8	24.3	21.3	21.9	12.8
S3	설비용량 (6,238)	6,686 (6,842)	7,367 (7,367)	7,313 (7,313)	7,154 (7,154)	6,834 (6,834)	6,834 (6,834)
	설비예비율	16.6	18.8	24.3	18.1	11.3	2.6

※ 설비예비율은 하계기준, ()내 설비용량은 연말기준

IV. 송변전설비 확충 전망

1. 장기 송변전 설비계획 기준
2. 지역별 전력수급 전망
3. 송변전설비 확충계획 개요
4. 송변전사업 적기 추진 대책

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
 - 방사상 계통의 단계적 해소
 - 송전선로 및 변전소 입지 사전 확보
 - 송변전설비 적기 확충

- 공급신뢰도와 경제성 추구의 조화
 - 송변전설비 고장시 전력공급 지장 최소화
 - 발전설비 건설계획과 연계성 강화
 - 송변전설비의 투자 효율성 제고
 - 전력계통 경제성 검토기법 향상 및 전력손실 최소화
 - 공급신뢰도 평가기법 도입

- 전력계통 안정도 특성 개선
 - 대형계통 안정도 확보 : 유연송전시스템 도입등 신기술 도입 추진
 - 고장전류 억제 : 차단기 규격 상향 설치, 직렬리액터 설치, 모선분리 및 송전선로 BY PASS
 - 무효전력 수급 균형 : 전력용 콘덴서, 분로리액터, 정지형무효전력 보상기 설치, 분산형 전원개발, 경부하시 송전선로 부분 개방 등

나. 송변전설비계획 기준

- 발전소 계통연계기준
 - 발전설비용량, 거리, 설비여건, 주변환경 등을 종합적으로 검토 결정
 - 발전소 연계선로의 규모, 회선수 및 연계전압 등은 발전소 최대송전 용량 또는 발전소의 최종규모 등을 검토하여 적용
- 송변전설비 신설 기준
 - 765kV : 대규모 전력용동이 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
- 345kV 변전소 공급구역별로 154kV 자체 Loop 계통구성 원칙
- 345kV 및 154kV 변전소의 변압기 최종규모는 3Bank 규모로 계획하되, 변전소 건설은 4Bank 규모로 건설하여 부하급증시의 긴급증설 등, 향후 불확실성에 대비토록 함
- 154kV 가공 방사상 계통은 전력공급신뢰도 제고 차원에서 단계적으로 환상망 구성 원칙
- 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

[송변전설비 상정고장시 공급신뢰도 허용범위]

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

- ※ 1. 일시 부하 탈락은 설비고장으로 정전이 발생하였을 경우 해당 설비의 복구가 완료되지 않은 상태에서 타변전소로 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. 지역별 전력수급 전망

(단위 : MW)

지역	구분	2004년	2005년	2010년	2015년	2017년
경인	최대수요	21,589 (42.1%)	22,645 (42.7%)	25,991 (42.9%)	28,515 (42.8%)	29,388 (42.7%)
	발전설비	14,184 (23.7%)	14,690 (23.5%)	19,069 (24.2%)	18,949 (22.0%)	19,544 (22.2%)
	발전력	10,348	12,460	14,707	14,618	15,259
	잉여전력	-11,241	-10,185	-11,284	-13,897	-14,129
영동	최대수요	3,461 (6.8%)	3,554 (6.7%)	4,129 (6.8%)	4,626 (7.0%)	4,786 (7.0%)
	발전설비	6,649 (11.1%)	6,751 (10.8%)	7,974 (10.1%)	7,974 (9.2%)	7,974 (9.1%)
	발전력	6,195	5,726	6,150	6,151	6,226
	잉여전력	2,734	2,172	2,021	1,525	1,440
중부	최대수요	4,164 (8.1%)	4,324 (8.2%)	5,326 (8.8%)	5,778 (8.7%)	5,987 (8.7%)
	발전설비	11,474 (19.1%)	11,977 (19.2%)	17,035 (21.7%)	16,966 (19.7%)	17,980 (20.4%)
	발전력	10,190	10,158	13,138	13,088	14,038
	잉여전력	6,026	5,834	7,812	7,310	8,051
호남	최대수요	6,017 (11.7%)	6,023 (11.4%)	7,118 (11.7%)	7,940 (11.9%)	8,260 (12.0%)
	발전설비	11,418 (19.0%)	11,717 (18.8%)	13,905 (17.7%)	13,235 (15.3%)	13,242 (15.0%)
	발전력	10,759	9,938	10,725	10,210	10,339
	잉여전력	4,742	3,915	3,607	2,270	2,079
영남	최대수요	16,033 (31.3%)	16,390 (31.0%)	18,079 (29.8%)	19,745 (29.6%)	20,316 (29.6%)
	발전설비	16,233 (27.1%)	17,278 (27.7%)	20,645 (26.3%)	29,214 (33.8%)	29,298 (33.3%)
	발전력	13,772	14,654	15,923	22,537	22,875
	잉여전력	-2,261	-1,736	-2,156	2,792	2,559
합계	최대수요	51,264	52,936	60,643	66,604	68,737
	발전설비	59,958	62,413	78,628	86,338	88,038
	발전력	51,264	52,936	60,643	66,604	68,737

○ 경인지역은 '05년 이후 지속적으로 전력수급 악화

○ 영동·호남지역은 '05년 이후 잉여전력 점차 감소

○ 중부·영남지역은 '05년 이후 잉여전력 증가

※ 향후 수도권외의 전력부족과 지역별 전력수급 불균형이 심화될 전망으로 수급안정 및 원활한 전력수송을 위한 송변전 설비 보강 필요

3. 송변전설비 확충계획 개요

○ 송전선로

- 송전선로 총공장 : 2003년 대비 2017년 1.33배 증가
- 지중선 점유비 : 8.1 % (현재) → 10.8 % (2017년)

(단위 : C-km)

전 압		2003(실적)		2005년		2010년		2017년	
765kV	가공	662	662 (2%)	764	764 (3%)	1,009	1,009 (3%)	1,013	1,013 (3%)
345kV	가공	7,520	7,740 (28%)	7,960	8,180 (27%)	9,245	9,497 (27%)	9,325	9,638 (26%)
	지중	220		220		252		313	
154kV 이하	가공	17,799	19,858 (70%)	18,802	21,191 (70%)	21,333	24,571 (70%)	23,206	26,974 (71%)
	지중	2,059		2,389		3,238		3,768	
합 계	가공	25,981	28,260 (100%)	27,526	30,135 (100%)	31,587	35,077 (100%)	33,544	37,625 (100%)
	지중	2,279		2,609		3,490		4,081	

○ 변전소 수

- 2017년 총 변전소 수 → 2003년 대비 1.8배 증가

(단위 : 개소)

전 압	2003(실적)	2005년	2010년	2017년
765kV	3	5	7	8
345kV	71	78	92	98
154kV 이하	529	571	693	783
합 계	603	654	792	889

○ 변전설비 용량

- 초고압 변전설비 점유비 : 2003년 48 % → 2017년 52 %
- 최대수요 대비 154kV 이하 변전용량 규모 : 2003년 1.91배 → 2017년 1.99배

(단위 : MVA)

구 분		2003(실적)	2005년	2010년	2017년
변전용량 (MVA)	765kV	7,110	21,110	25,110	35,110
	345kV	75,660	85,160	101,160	114,160
	154kV 이하	90,296	101,061	123,649	136,509
	합 계	173,066	207,331	249,919	285,779

※ 추후 한전의 계통검토결과에 따라 송전선로, 변전소수, 변전설비 용량은 변경될 수 있음

4. 송변전사업 적기 추진대책

가. 송변전사업 추진의 유연성 확보

- 송전사업자는 전력수급기본계획에서 정한 송변전설비 확충기준에 따라 세부 송변전설비계획을 수립하여 정부 보고 후 사업을 추진
- 세부 송변전설비계획의 정부보고 이후 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 소유주와의 협의 결과 용지확보가 어려운 경우, 세부 송변전설비계획과 별도로 송전사업자가 자체 위원회를 구성하여 심의한 후 전원개발사업 실시계획 승인을 요청하는 것으로 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 장기 전력수급안정을 위해 HVDC 제주연계선 추가건설 추진
- HVDC 추가 연계선로의 용량은 300MW, 준공시기는 2011년으로 추진

다. 남북 전력협력 추진

- 국내 전력수급 및 송전계통 여건을 고려
- 남북경협관련 송전선로 건설은 정부와 협의하여 추진여부 결정 함

라. 송전망 접속 및 보강사업 추진

- 발전소의 송전용 전기설비 이용계약 적극 추진
 - 기설 접속설비 자산가액을 조속 확정
 - 송전용 전기설비 이용규정과 시장운영규칙의 보완 검토
- 송전망 및 접속설비 확충계획 예비검토 및 선시공조사
 - 기본계획 수립시 예비검토 수행(상세검토는 송전망이용 신청시 수행)
 - 송전사업자는 접속설비 및 보강설비에 대한 선시공조사 수행
경과지 검토(10개월), 환경영향평가(17개월), 대관협의 및 측량 (25개월)
 - 발전사업자는 선시공조사를 위한 자료를 송전사업자에게 제공

V. 전력정책 방향

1. 기본 방향

- 전력산업이 경쟁체제로 전환됨에 따라 경쟁체제에 적합한 계획수립 필요성과 동시에 에너지정책에 대한 사회적 합의 및 지속가능개발 정책 필요성에 따라, 전력분야에 대한 시장기능과 정부의 역할을 정립하고 지속가능한 전력시스템 구축을 위한 노력을 적극 추진
- 정부는 에너지자원의 최적배분을 감안한 전력공급신뢰도 기준을 설정하고, 이에 따른 적정 설비규모 및 전원구성비 유지방안, 전력의 효율적 사용을 위한 수요관리 추진방안, 발·송·변전설비의 건설 추진방향 등 전력수급의 기본정책을 제시
- 발전사업자의 발전소 건설 회피 등으로 전력수급에 심각한 차질이 우려될 경우, 정부는 별도의 비상 수급안정 대책을 수립·시행
- 전력산업 구조개편 이행기에 정부가 에너지안보 차원에서 안정적인 전력수급이 이루어질 수 있도록 하고, 장기적으로 전력시장 기능에 의한 전력수급 안정이 이루어질 수 있도록 제도적 기반을 단계적으로 구축
- 공기업 형태의 전기사업자 및 민간 전기사업자 모두가 자율적으로 전기사업을 추진할 수 있도록 하되, 기본계획에 부합되게 추진될 수 있도록 제도적인 시장규칙 등 개발 추진

2. 환경 변화에 대한 주요 대응전략

가. 사업자의 자율적 판단과 책임 중시

- 전기사업법 개정('01.12) 및 한전 발전부문 분리('01.4)에 따라 과거 정부 및 한전 중심의 계획에서 다양화된 전기사업자 중심의 계획으로 변경
- 정부는 안정적 전력공급을 위한 기본정책 방향과 전력시장의 활성화를 위한 장기 수급 정보를 제시

- 시장경제 원칙에 따라 전기사업자는 정부에서 제공하는 정보(전력수급기본계획)를 활용하여 자율적 판단으로 전기사업을 추진

나. 경쟁전력시장의 새로운 패러다임 반영

- 발전, 송전, 배전, 판매가 수직·통합된 독점체제에서 발전부문이 경쟁체제로 전환되고, 수급계획 기능이 다수 발전사업자의 발전소 건설의향과 정부의 국가 에너지정책을 반영한 유도성 계획으로 전환된 이후,
- 최근 배전부문 분할 추진이 불확실해짐에 따라, 전력수급 정책기능의 중요성이 다시 대두
- 구역전기사업자(CES), 집단에너지사업자 및 신재생에너지사업자의 시장진입으로 소규모 공급자원에 대한 정책적 관리 필요성 대두
- 연료원별 가격급변, 자원확보 불확실성 증가, 기후변화협약 가시화 등에 따른 대응전략 강구 필요성 대두

다. 지속가능한 에너지시스템 구축을 위한 정부의 역할 확립

- 경쟁시장 체제에서도 지속가능한 전력정책을 위하여 정부의 역할과 시장기능을 정립
- 「지속가능한 개발(Sustainable Development)」의 정책적 추구를 위해 에너지의 효율적 사용과 신재생에너지 및 신기술 전원에 대한 개발방향 등을 제시하고 시장참여자의 적극적 참여를 유도
- 공급자원의 효율적 투자를 위해, 설비계획을 제1차 기본계획과 같이 사업자 건설의향을 토대로 수립하되, 자원의 최적배분 차원에서 적정 설비규모 및 전원구성비 수준이 유지되도록 유도
- 전력가격 안정, 환경보호, 신기술 보급, 에너지 안보 등 시장의 불완전성을 분석하고 해결방안을 제시하는 역할 수행
- 전력정책에 대한 사회적 합의를 위하여, 각계 전문가 및 시민단체 등 사회 전반의 의견을 적극 수렴

3. 지속가능한 전력시스템 구축

가. 기본방향

- 지속가능한 전력시스템 구축을 위해, 공급 측면에서 전력의 효율적 사용을 위한 수요관리체제 강화 및 전력수요에 대한 안정적이고 경제적인 공급체계 구축, 에너지안보를 위한 전원의 다변화 지속 추진 등 공급안정적 전력수급체계 구현
- 환경적 측면에서, 기후변화 협약 등에 대응할 수 있도록 신재생에너지 및 분산형 전원의 적극 개발, 에너지효율이 높은 열병합발전·집단에너지설비의 적극 반영, 가스 등 청정연료의 적정 구성비 유지 등 환경친화적 전력수급체계 구현
- 기타, 에너지 기술개발을 통한 미래에너지 선택의 폭을 확대하고 환경친화적 발전원 개발을 위한 에너지신기술 개발의 정책적 추진 및 전력수급기본계획에 사회 각 층의 다양한 의견이 수렴될 수 있도록 정책협의 시스템 구축 적극 추진

나. 공급안정적 전력수급체계 구현

1) 전력의 효율적 사용을 위한 수요관리 체제 강화

- 고효율기기 보급사업의 비중 확대, 냉방용 전력수요 감축을 위한 기기보급 확대, 비상시 대처 역량 강화를 위한 직접부하제어 장치 보급 지속 등 장기적으로 효과가 높은 기기보급사업 확대
- 종합적이고 효율적인 수요관리 추진체계 구축 및 홍보를 통해 수요관리 참여자 확대 등 수요관리 목표 달성 활동 적극 추진
- 신규 수요관리 프로그램의 지속적인 개발 추진
- 이와 같은 목표하에 '17년까지 총 9,900MW 수요관리 추진

2) 안정적이고 경제적인 전력공급체계 구축

○ 적정 설비규모 유지

- 사업자 의향을 바탕으로 설비계획을 수립하되, 적정 설비규모 수준이 확보되도록 설비계획을 수립
- 적정 설비규모는, 경제적이고 견고하며 장기 정책목표에 부합하는 참조용 계획(기준계획)을 수립하여 정부가 제시
- 사업자가 제출한 설비계획이 적정 설비규모 대비 과소가 예상되어 공급신뢰도 확보가 어려울 경우, 이에 대한 대응방안 별도 수립

○ 적정 설비규모 유지를 위한 공급신뢰도 기준

- 적정 설비규모는 공급지장확률(LOLP) 0.5일/년을 만족하면서 경제적, 환경적, 기타 정책적 측면에 가장 부합하는 수준으로 결정
(※ LOLP, Loss of Load Probability : 확률론적 전력공급 신뢰도 지수로서, 가용한 발전력으로 전력수요를 만족하지 못할 것으로 기대되는 확률)

○ 금번 계획에서 적정 설비규모 수준

- 집단 및 대체에너지설비의 낮은 발전 기여도, 계통규모 증가, 발전 설비 운영능력 향상 등을 고려하고, 경제성 및 환경성, 정부정책 등을 감안한 전원구성 하에서 공급신뢰도 기준을 만족하기 위한 설비예비율 요구량은 계획기간 말기 기준으로 최소한 15~17% 수준으로 전망(기준계획 도출결과)
- 설비규모가 증가한 반면, 발전 기여도가 낮은 집단에너지 및 대체에너지 설비의 진입으로, 공급신뢰도를 만족하기 위한 필요 설비예비율 수준의 증가요인 내포

3) 에너지안보를 위한 전원의 다변화 추진

○ 전원구성 방향

- 발전원별 기술특성, 경제성, 환경영향, 불확실성 등을 고려하여 적정 전원구성비를 도출(기준계획)하고, 발전설비계획 수립시 전원구성의 기준자료로 활용
- 저렴하고 공급안정성이 높은 원자력 및 석탄 등 기저부하설비 비중을 확대하되, 전원 다변화 차원에서, 경제성 및 환경성을 고려하면서 적절한 연료원별 다변화 추진

○ 수·화력 발전설비 건설방향

- 전기사업자의 자율적인 발전소 건설추진(건설의향 우선고려)
- 단, 양수발전소는 심야난방기기 보급 확대에 따라 그 필요성이 축소될 것으로 예상되므로 향후 일정기간 신규건설을 억제할 필요
- 필요시 특정 발전원(청정석탄 등)의 개발을 정책적으로 유도

○ 원자력 발전설비 건설방향

- 전기사업자의 자율적인 발전소 건설추진(건설의향 우선고려)
- 공급 안정성, 환경성 측면(CO₂ 배출 저감 등)에서 우수하므로 안전성과 국민 이해도를 제고하면서 건설 추진
- 원자력 발전을 통한 안정적인 전력공급을 위하여 원전수거물관리시설을 국민 수용도, 포화시점, 안전성 등을 고려하면서 적기 건설 추진

※ 원자력 정책에 대한 공론화 등 논의구조에서 합의 도출시 적의 조정

○ 신·재생에너지 발전설비 건설방향

- 전기사업자가 자율적으로 건설할 수 있도록 적극 지원
- 정부의 신재생에너지개발 기본계획과 병행하여 개발 추진

※ 사업주체의 기금지원 요구는 별도 검토

다. 환경친화적 전력수급체계 구현

1) 신재생에너지설비 개발확대 추진

○ 신재생에너지의 정의

- 석유, 석탄, 원자력, 천연가스가 아닌 에너지
- 태양에너지, 바이오에너지, 풍력, 소수력, 연료전지, 석탄을 가스화·액화한 에너지, 해양에너지, 폐기물에너지 등

○ 신재생에너지개발 기본방향

- 정부의 신재생에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획('03. 9)에 따른 신재생에너지 설비 대폭 반영
- 사업자가 신재생에너지 건설계획을 제출할 경우 및 정부의 신재생에너지 기본계획('03.9)상 사업계획을 구체화할 경우, 수급계획에 상시 우선 반영

○ 개발확대 지원방안

- 주기적인 건설 추진현황 조사·분석 등으로 적기준공 추진
- 발전사업 인허가시 우대 추진 등 발전사업 인허가 지원
- 대체에너지 지원정책을 통한 신규 건설 유도
 - 대체에너지 이용 발전전력의 우선구매 의무(전기사업법 31조)
 - 대체에너지 보급사업 용자 지원(산자부공고 제2002-239호)
- 대체에너지 발전전력의 원가 보존(산자부 공고 제2002-108호)
 - 전력시장에 공급된 전력에 대하여 기준가격과 전력시장의 월가중평균 계통한계가격의 차액을 지원

2) 열효율이 우수한 열병합 등 집단에너지설비 적극 반영

- 산업공단내 자가 열병합발전설비 및 지역난방공사의 지역 열병합 발전설비 등이 2002년부터 경쟁 전력시장에 참여함에 따라, 시장에 진입한 집단에너지 설비를 금번 설비계획에 최초 반영
- 향후 건설 예정인 집단에너지설비 등은 에너지의 효율적 사용 측면에서 설비계획에 적극 반영

3) 전력산업의 환경영향 관리 강화

- 기존 및 신규설비에 배연탈황 및 탈질, 집진설비, 종합 폐수처리설비 등 첨단 환경설비 설치
- 유황분 0.3% 이하의 저유황탄·저유황유, LNG 연료 사용 확대
- 환경오염 자동감시체제 구축
- 주변 환경과 조화를 이루는 발전, 송배전설비 설치

4) 전력부문 CO₂ 배출 저감대책 추진

- 장기 배출량 안정화 목표 설정
 - 현재 적용중인 0.11kg-C/kWh에 대한 타당성 및 중장기 목표 재설정 추진
(※ 기준 발전설비계획 수립 시 적용)
 - 경제적 유인제도 단계적 도입 추진
 - 신·재생에너지 발전의무비율할당제 (Renewable Portfolio Standards) 시행, 에너지/탄소세 부과, 자발적 협약제도, 보조금 지급 등 다양한 제도적 장치 도입 방안 추후 강구
 - 청정개발 체제, 국제 배출권 거래제 활용 추후 강구
 - 기술 개발을 통한 온실가스 저감 추진
 - 화석연료 사용 전원의 발전효율 개선 지속 추진
 - CO₂ 분리 및 고정화기술 개발, 신재생에너지 발전기술 개발
- ※ 국가 기후변화협약 대책수립과 연계하여 구체적 추진방안 강구

라. 에너지신기술 개발 및 정책협의 시스템 구축

1) 에너지신기술 개발

- 청정석탄(CCT 300MW) 발전설비 건설을 정부정책으로 추진하고, 필요시 분산형 전원방식 형태 등으로 개발
 - 정부 정책사업으로 추진하고, 구체적인 개발방법에 대해 기반기금을 이용한 연구 등 시행
 - 에너지신기술 및 분산형 전원기술 등에 대한 기초기술 축적으로 지속가능 발전기술 개발능력 확대 보급
- 다양한 에너지원 개발
 - 오리멸전 발전설비(군장오리멸전 1000MW) 건설을 정책적으로 추진하여 에너지원의 다변화 및 에너지신기술 향상
 - 매립가스(수도권매립지 50MW 등), 풍력(강원풍력 98MW 등) 등의 개발 확대로 대체에너지설비 개발능력 향상

2) 정책협의 시스템 구축

- 전력정책 결정에 다양한 주체 참여 추진
 - 전력수급기본계획 수립을 위해 정부, 학계, 연구계, 발전사업자 등으로 구성·운영되는 현재의 실무소위원회를 시민단체, 지자체 등 다양한 주체들이 참여할 수 있도록 향후 확대 개편 추진
 - 전력수급기본계획 수립의 내실화를 기하기 위해 발전사업자 등 시장참여기관간의 협력체제를 구축

3) 외부 환경변화 수용을 위한 계획수립 실무소위원회 개편 추진

- 지속가능발전위원회 및 시민단체의 전력정책 공론화, 원전 수거물 처리장 선정에 따른 사회적 갈등, 최근 유가 및 석탄가격 급등에 따른 에너지안보의 필요성, 신재생에너지 확대도입 필요성, 최근 전력시장 구조개편 추진의 불확실성 등 외부환경 변화에 적극 대처하기 위해, 계획수립 실무소위원회의 확대 개편 및 전문성 강화 추진 필요

4. 발·송·변전설비 적기 확충

가. 발전설비 건설 방향

- 정부가 제시한 공급신뢰도 기준을 만족하고 적정 전원구성비가 유지될 수 있도록 발전소 건설 유도
- 온실가스 배출규제 등 환경규제 강화에 대비한 환경친화적 발전소 및 고기능, 고효율, 첨단기술 적용 발전소 건설 유도

나. 발전사업자의 공급능력 확충 지원

- 무연탄, 열병합 발전소에 대하여는 당분간 사업자 손실을 보전하되, 점진적으로 지원 축소 방안 강구 (타에너지 지원사업)
- 도서지역의 보편적 전력공급을 위하여 50호 이상 도서지역의 발전소 건설 및 운영자금 지원 (농어촌전화사업)
 - 지자체에서 전력공급업무를 수행하고 있는 50호 미만의 도서지역은 단계적으로 한전에서 인수하여 전력공급 추진
- 제주도 전력공급 및 정책성 발전소 건설을 위한 투자비 장기 저리 융자방안 검토(전원개발지원사업) 및 제주지역 전력수급 안정을 위한 발전소 건설 및 육지 제주간 연계선 건설 적극 지원
- 출력향상, 수명연장, 효율개선 등 발전설비 공급능력 확충을 위한 기술개발 적극 지원 (전력기술개발사업)

라. 송변전설비 건설이행

- 전력수급기본계획 수립 후 3개월 이내에 기본계획에서 정한 확충기준에 따라, 한전이 세부시행계획을 마련하여 사업 추진
- 송전용 전기설비 이용기준에 의한 송전이용계약 적극 추진

5. 제도적 수급안정 기반 구축

가. 경쟁시장에서 수급안정을 위한 기준 및 제도 개발

- 적정 공급신뢰도가 시장기능에 의해 유지될 수 있도록 하기 위한 공급신뢰도 기준 및 용량의무제도 등의 개발 및 제도화 추진
- 설비예비율 과다 또는 과소 예상시 합리적 조정방안 및 시장신호에 의한 자율적 조정기반 강구

나. 외부 환경변화에 대한 대응역량 확보

- 앞에서 기술한 바와 같이, 시민·사회단체의 전력정책 공론화 요구, 원전 수거물 관련 사회적 갈등, 최근 유가 및 석탄가격 급등에 따른 연료조달 불안, 신재생에너지 확대도입 필요성, 전력시장 구조개편 추진의 불확실성 등 최근 계획수립 환경이 급격히 변화되고 있음
- 구조개편 과도기에서 이러한 여건변화에 대처하기 위한 역량 확보가 무엇보다 중요
 - 수급계획 분야 전문성 확보 및 전문기관 육성
 - 수급계획 분야별 유기적 협조기반 구축

1) 전문성 확보 및 전문기관 육성 방안

- 구조개편 과도기에서 수급계획의 역할을 계획기능 위주에서, 계획·개발·조사·분석·통계·정책개발 기능으로 확대하여, 전력분야 정책개발, 정보개발 등을 통해 여건 변화에 적극 대응하고, 전력시장의 미래를 선도할 수 있도록 수급계획의 전문성 강화
- 신규설비 투자여건 등 경쟁시장에서 신규투자 판단에 필요한 다양하고 전문적인 수급정보 제공을 위한 시장분석 전문인력 및 분석기법의 적극 개발

- 한국전력거래소를 계획수립 총괄지원 기관으로 육성하고, 관련 연구의 활성화, 전문인력 양성 등 기반구축
- 정부는 전력수급기본계획을 2년 주기로 수립하여 중장기 수급 안정 정책방향을 제시하고, 미래 수급정보를 수시로 제공

2) 수급계획 분야별 유기적 협조기반 구축

- 구조개편 이후 분산된 수급계획 관련업무(설비계획, 수요예측, 수요관리, 계통계획 등)의 효율적 추진을 위하여, 관련 조직이 유기적으로 작동할 수 있도록 체제를 정립하고, 분야별 전문인력을 아래와 같이 육성 추진
 - 전원계획 분야
 - 수급분석, 자원평가, 투자여건분석 전문가 육성
 - 계획수립기법 및 전산모형 운영 전문가 육성
 - 조사분석 분야
 - 자료수집 및 조사분석 전문가 육성
 - 통계관리 전문가 육성
 - 수요예측 분야
 - 수요예측, 예측기법, 경제분석, 수요분석 전문가 육성
 - 계통계획 분야
 - 송전제약 및 송전비용 분석, 지역별 수급분석 전문가 육성
 - 발전설비계획 및 계통계획 통합분석 전문가 육성
 - 수요관리 분야
 - 공급지장비용 등 사회적비용 분석 전문가 육성
 - 수요관리 목표량 설정 및 효과분석 전문가 육성

6. 향후 중장기 정책연구 과제

- 전력수급기본계획 수립을 위한 사업자 건설의향 평가기준 개발
 - 구조개편 이후, 전력수급기본계획 수립을 위한 사업자 건설의향의 조사방법에서부터 기본계획 반영방법까지의 절차와 기준을 재정립하고, 특히 건설의향 사업의 사업성 평가를 위한 기준 개발 필요
- 경쟁시장에서 공급지장비용(VOLL) 및 적정 공급신뢰도 기준 연구
 - 경쟁시장에서 전력공급기준 결정을 위한 공급지장비용(VOLL) 및 안정적 전력공급을 위한 최소한의 공급신뢰도 기준 검토 필요
- 신재생에너지 및 분산형 전원 등에 대한 자원조사
 - 소형열병합설비 및 신재생에너지 등에 대한 기술특성, 발전기여도, 자원 잠재력, 건설가능성 등에 대한 상세 자원조사 필요
- 발전부문 CO2 배출에 대한 대응방안 정립
 - 기후변화협약 이행과 관련, 최근 각 국의 탄소세 도입 추세 등에 대한 조사분석 및 국내 대응방안 강구 필요
- 지역별 전력수급계획 수립기반 강구
 - 송전투자비 및 송전요금 등을 감안한 수급자원 평가기준 개발, 지역별 수급계획 수립방법 및 기법개발 필요
- 발전소 폐지기준 및 허가기준 등 법적 기준 정비
 - 발전소 폐지 및 수명연장, 인허가 기준 등에 대한 법적 기준 정비
- 각종 입력전제에 대한 정확도 및 객관성 검증방안 검토
 - 건설단가, 연료비, 운전유지비, 보수일수, 고장확률 등
 - ※ 별도의 분과위원회 구성 필요 등
- 전원구성 등 전력정책에 대한 국민 수용도 분석
 - 발전설비에 대한 대 국민 수용도 제고, 의견수렴, 정책 공론화 차원에서 전력정책에 대한 대 국민 여론조사 시행

[添 附]

1. 전력수요 전망
2. 수요관리 계획
3. 기준발전설비 계획(참고용)
4. 발전설비 계획
5. 제주지역 전력수급계획
6. 소도시지역 전력수급계획
7. 수도권 전력수급전망
8. 신재생에너지설비 개발계획
9. 주요 송변전설비 계획

1. 전력수요 전망

가. 基準수요(안)

구 분	판매전력량		최대전력					
			수요관리 전		수요관리 효과 (천kW)	수요관리 후		
	GWh	%	천kW	부하율 (%)		천kW	증가율 (%)	부하율 (%)
2003 (실적)	(293,599)	(5.4)	47,385(51,257)	77.7	(3,872)	(47,385)	(3.5)	(77.7)
2004	312,067	6.3	51,264(55,519)	76.3	(4,255)	(51,264)	(8.2)	(76.3)
2005	328,051	5.1	55,023(58,895)	75.0	2,087(5,959)	52,936	3.3	77.7
2006	339,804	3.6	57,413(61,285)	74.6	2,795(6,667)	54,618	3.2	78.0
2007	349,529	2.9	59,697(63,569)	74.0	3,437(7,309)	56,260	3.0	77.8
2008	358,410	2.5	61,916(65,788)	73.3	4,069(7,941)	57,847	2.8	77.6
2009	366,801	2.3	63,981(67,853)	72.8	4,703(8,575)	59,278	2.5	77.5
2010	374,452	2.1	66,028(69,900)	72.1	5,385(9,257)	60,643	2.3	77.4
2011	381,703	1.9	67,995(71,867)	71.5	6,067(9,939)	61,928	2.1	77.2
2012	388,775	1.9	69,921(73,793)	71.0	6,773(10,645)	63,148	2.0	77.2
2013	395,496	1.7	71,748(75,620)	70.5	7,469(11,341)	64,279	1.8	77.1
2014	401,731	1.6	73,619(77,491)	69.9	8,193(12,065)	65,426	1.8	76.8
2015	407,338	1.4	75,553(79,425)	69.2	8,949(12,821)	66,604	1.8	76.5
2016	412,313	1.2	77,397(81,269)	68.5	9,715(13,587)	67,682	1.6	76.2
2017	416,486	1.0	79,266(83,138)	67.7	10,529(14,401)	68,737	1.6	75.8
평 균 증 가 율 %	04-05	5.4	7.8			5.7		
	06-10	2.7	3.7			2.8		
	11-15	1.7	2.7			1.9		
	16-17	1.1	2.4			1.6		
	04-10	3.5	4.9			3.6		
	11-17	1.5	2.6			1.8		
	04-17	2.5	3.7			2.7		

- ※ 1. 판매전력량은 수요관리후, 수요관리 효과는 2003년 대비 순증분()내는 누계분
 2. 2004년 판매전력량 및 부하율은 추정치, 최대전력은 실적치

나. 上限수요(안)

구 분	판매전력량		최대전력					
			수요관리전		수요관리 효과 (천kW)	수요관리후		
	GWh	%	천kW	부하율 (%)		천kW	증가율 (%)	부하율 (%)
2003 (실적)	(293,599)	(5.4)	(47,385)	(77.7)	-	(47,385)	(3.5)	(77.7)
2004	329,281	12.2	55,096	75.0	1,734	53,362	12.6	77.3
2005	360,002	9.3	60,881	74.5	2,802	58,079	8.8	77.7
2006	387,998	7.8	66,285	73.9	3,952	62,333	7.3	78.0
2007	410,007	5.7	70,824	73.2	4,870	65,954	5.8	77.8
2008	427,123	4.2	74,828	72.4	5,932	68,896	4.5	77.6
2009	441,989	3.5	78,444	71.7	7,053	71,390	3.6	77.5
2010	455,584	3.1	82,053	70.8	8,308	73,745	3.3	77.4
2011	468,840	2.9	85,358	70.2	9,331	76,027	3.1	77.2
2012	481,814	2.8	88,629	69.7	10,407	78,223	2.9	77.2
2013	494,419	2.6	91,798	69.1	11,481	80,318	2.7	77.1
2014	506,637	2.5	95,108	68.4	12,636	82,472	2.7	76.8
2015	518,285	2.3	98,549	67.7	13,844	84,706	2.7	76.5
2016	528,736	2.0	101,820	67.0	15,066	86,754	2.4	76.2
2017	538,142	1.8	105,160	66.2	16,384	88,776	2.3	75.8
평 균 증 가 율 %	04-05	10.7	13.4			10.7		
	06-10	4.8	6.2			4.9		
	11-15	2.6	3.7			2.8		
	16-17	1.9	3.3			2.4		
	04-10	6.5	8.2			6.5		
	11-17	2.4	3.6			2.7		
	04-17	4.4	5.9			4.6		

※ 판매전력량은 수요관리 절감량을 반영한 수요관리후 수치임

다. 下限수요(안)

구 분	판매전력량		최대전력					
			수요관리전		수요관리 효과 (천kW)	수요관리후		
	GWh	%	천kW	부하율 (%)		천kW	증가율 (%)	부하율 (%)
2003 (실적)	(293,599)	(5.4)	(47,385)	(77.7)	-	(47,385)	(3.5)	(77.7)
2004	295,407	0.6	48,971	75.7	1,082	47,889	1.1	77.3
2005	298,621	1.1	49,788	75.4	1,575	48,213	0.7	77.7
2006	302,496	1.3	50,445	75.4	1,791	48,653	0.9	78.0
2007	305,211	0.9	51,121	75.1	1,955	49,166	1.1	77.8
2008	306,914	0.6	51,766	74.7	2,185	49,581	0.8	77.6
2009	308,483	0.5	52,368	74.2	2,466	49,903	0.6	77.5
2010	309,733	0.4	53,000	73.7	2,785	50,215	0.6	77.4
2011	310,887	0.4	53,625	73.3	3,086	50,539	0.6	77.2
2012	311,758	0.3	54,207	72.8	3,421	50,786	0.5	77.2
2013	312,828	0.3	54,776	72.3	3,732	51,044	0.5	77.1
2014	313,276	0.1	55,310	71.8	4,024	51,286	0.5	76.8
2015	313,481	0.1	56,015	71.1	4,486	51,530	0.5	76.5
2016	313,488	0.0	56,638	70.4	4,906	51,732	0.4	76.2
2017	313,490	0.0	57,308	69.7	5,349	51,960	0.4	75.8
평 균 증 가 율 %	04-05	0.9	2.5			0.9		
	06-10	0.7	1.3			0.8		
	11-15	0.2	1.1			0.5		
	16-17	0.0	1.1			0.4		
	04-10	0.8	1.6			0.8		
	11-17	0.2	1.1			0.5		
	04-17	0.5	1.4			0.7		

※ 판매전력량은 수요관리 절감량을 반영한 수요관리후 수치임

라. 용도별 판매전력량

구 분	주택용		상업용		산업용		판매량 총계		
	GWh	(%)	GWh	(%)	GWh	(%)	GWh	(%)	
2003(실적)	57,189	5.3	86,023	7.9	150,387	4.1	293,599	5.4	
2004	63,371	10.8	93,229	8.4	155,467	3.4	312,067	6.3	
2005	68,260	7.7	99,617	6.9	160,174	3.0	328,051	5.1	
2006	70,278	3.0	104,770	5.2	164,756	2.9	339,804	3.6	
2007	71,456	1.7	108,891	3.9	169,182	2.7	349,529	2.9	
2008	72,471	1.4	112,595	3.4	173,344	2.5	358,410	2.5	
2009	73,355	1.2	116,023	3.0	177,423	2.4	366,801	2.3	
2010	74,172	1.1	119,073	2.6	181,207	2.1	374,452	2.1	
2011	74,914	1.0	121,908	2.4	184,881	2.0	381,703	1.9	
2012	75,632	1.0	124,624	2.2	188,519	2.0	388,775	1.9	
2013	76,332	0.9	127,236	2.1	191,928	1.8	395,496	1.7	
2014	76,966	0.8	129,557	1.8	195,208	1.7	401,731	1.6	
2015	77,491	0.7	131,703	1.7	198,144	1.5	407,338	1.4	
2016	78,069	0.7	133,925	1.7	200,319	1.1	412,313	1.2	
2017	78,635	0.7	136,052	1.6	201,799	0.7	416,486	1.0	
평 균 증 가 율 (%)	'04-'05	9.3		7.7		3.2		5.7	
	'06-'10	1.7		3.6		2.5		2.7	
	'11-'17	0.8		1.9		1.5		1.5	
	'04-'10	4.0		5.1		2.9		3.8	
	'11-'17	0.8		1.9		1.5		1.5	

2. 수요관리 계획

가. 수요관리 프로그램별 목표량

(단위 : MW)

구 분	부 하 관 리							효 율 향 상				신규	가스 냉방	합 계
	휴가 보수	자율 절전	직접 부하 제어	축냉 설비	원 격 에어컨	고효율 자판기	소 계	고효율 조 명	인버터	고효율 전동기	소 계			
2003 (누계)	1,137 (1,128)	846 (942)	716 (-)	268	15	4	2,986	496	12	3	511		1004	4,501 (3,872)
2004	63	13	275	55	5	1	412	75	42	6	123	75	104	714
2005	134	64	483	119	14	2	816	149	134	19	302	136	204	1,458
2006	188	103	625	193	29	3	1,141	230	248	50	528	184	313	2,166
2007	241	140	665	272	54	5	1,377	311	370	82	763	236	432	2,808
2008	291	176	707	357	86	7	1,624	360	497	113	970	284	562	3,440
2009	338	210	746	441	125	9	1,869	409	617	144	1,170	332	703	4,074
2010	385	243	786	526	171	11	2,122	490	735	172	1,397	380	857	4,756
2011	430	276	823	610	220	13	2,372	572	858	191	1,621	420	1,025	5,438
2012	473	307	859	695	277	16	2,627	652	965	232	1,849	460	1,208	6,144
2013	515	336	892	779	334	19	2,875	736	1,050	272	2,058	500	1,407	6,840
2014	557	367	924	864	387	22	3,121	825	1,138	316	2,279	540	1,624	7,564
2015	601	398	951	949	443	25	3,367	932	1,225	355	2,512	580	1,861	8,320
2016	637	428	979	1,033	491	28	3,596	1,025	1,310	416	2,751	620	2,119	9,086
2017	675	458	1,004	1,118	529	31	3,815	1,138	1,398	488	3,024	660	2,401	9,900

- ※ 1. 2003년 실적(하계휴가보수, 자율절전은 2004년 목표) 기준 연도별 순증분
 - 2003년은 '91~'03년까지 실적 누계, 2004년부터는 '04년~해당년도까지 신규 누계, 따라서 '91~'17년까지 총 누계는 4,501+9,900 = 14,401 MW임
 2. 직접부하제어 실적은 약정된 양으로 제어시행은 하지 않음

나. 수요관리 프로그램별 투자비

(단위 : 억원)

구 분	부 하 관 리							효 율 향 상				신 규	합 계
	휴가 보수	자율 절전	직접 부하 제어	축냉 설비	원 격 에어컨	고효율 자판기	소 계	고효율 조 명	인버터	고효율 전동기	소 계		
2004	200	131	110	220	29	4	694	117	151	15	283	75	1,052
2005	231	143	116	256	64	4	814	121	330	22	473	94	1,381
2006	249	154	123	296	87	4	913	127	411	33	571	116	1,600
2007	268	165	108	316	133	6	996	135	439	49	623	142	1,761
2008	287	177	112	340	179	6	1,101	143	457	69	669	166	1,936
2009	306	189	115	336	219	6	1,171	151	434	97	682	189	2,042
2010	326	202	118	340	249	6	1,241	157	424	116	697	214	2,152
2011	347	215	120	336	223	6	1,247	160	443	120	723	230	2,200
2012	369	228	123	340	238	9	1,307	164	384	132	680	250	2,237
2013	391	242	125	336	251	9	1,354	164	306	145	615	270	2,239
2014	415	256	127	340	263	9	1,410	165	316	160	641	270	2,321
2015	439	272	129	340	274	9	1,463	165	313	176	654	270	2,387
2016	465	287	132	336	218	9	1,447	165	306	176	647	270	2,364
2017	492	304	134	340	223	9	1,502	165	319	176	660	270	2,432
누 계	4,785	2,965	1,692	4,472	2,650	96	16,660	2,099	5,033	1,486	8,618	2,826	28,104

3. 기준발전설비 계획

○ 기준발전설비계획은 비용최소화 측면에서 바람직하다고 평가되는 이상적 계획으로서, 전원구성 및 설비예비율 수준에 대한 참고 자료임

(단위 : MW, %)

연도	설비 예비율	원자력	유연탄	LNG	중유	경유	무연탄	수력	집단/대체	계
2003	18.3	15,716 (28.0)	14,740 (26.3)	14,518 (25.9)	4,320 (7.7)	312 (0.6)	1,191 (2.1)	3,877 (6.9)	1,379 (2.5)	56,053 (100.0)
2004	16.7	16,716 (27.9)	16,340 (27.3)	15,714 (26.3)	4,349 (7.3)	312 (0.5)	1,125 (1.9)	3,879 (6.5)	1,395 (2.3)	59,830 (100.0)
2005	16.3	17,716 (28.2)	16,840 (26.8)	16,339 (26.1)	4,349 (6.9)	354 (0.6)	1,125 (1.8)	4,382 (7.0)	1,615 (2.6)	62,720 (100.0)
2006	17.6	17,716 (26.9)	17,340 (26.3)	17,786 (27.0)	4,449 (6.8)	357 (0.5)	1,125 (1.7)	5,482 (8.3)	1,649 (2.5)	65,904 (100.0)
2007	20.0	17,716 (26.0)	18,840 (27.7)	17,786 (26.1)	4,549 (6.7)	359 (0.5)	1,125 (1.7)	5,482 (8.1)	2,181 (3.2)	68,038 (100.0)
2008	21.6	17,716 (24.8)	21,640 (30.3)	17,786 (24.9)	4,549 (6.4)	359 (0.5)	1,125 (1.6)	5,482 (7.7)	2,736 (3.8)	71,393 (100.0)
2009	23.4	17,716 (24.2)	22,940 (31.4)	17,786 (24.3)	4,549 (6.2)	359 (0.5)	1,325 (1.8)	5,482 (7.5)	2,988 (4.1)	73,145 (100.0)
2010	22.3	19,716 (26.0)	22,940 (30.2)	17,786 (23.4)	4,549 (6.0)	359 (0.5)	1,325 (1.7)	6,282 (8.3)	2,988 (3.9)	75,945 (100.0)
2011	22.0	23,116 (29.7)	22,440 (28.8)	17,786 (22.8)	3,829 (4.9)	194 (0.2)	1,325 (1.7)	6,282 (8.1)	2,988 (3.8)	77,960 (100.0)
2012	23.3	24,516 (30.9)	22,440 (28.3)	17,398 (21.9)	3,829 (4.8)	194 (0.2)	1,325 (1.7)	6,282 (7.9)	3,288 (4.1)	79,272 (100.0)
2013	21.5	23,837 (30.5)	22,440 (28.7)	17,398 (22.3)	3,429 (4.4)	194 (0.2)	1,200 (1.5)	6,282 (8.0)	3,288 (4.2)	78,068 (100.0)
2014	16.7	23,837 (31.2)	22,440 (29.4)	17,398 (22.8)	2,129 (2.8)	194 (0.3)	800 (1.0)	6,282 (8.2)	3,288 (4.3)	76,368 (100.0)
2015	16.9	25,237 (32.4)	23,040 (29.6)	16,898 (21.7)	2,129 (2.7)	194 (0.2)	800 (1.0)	6,282 (8.1)	3,288 (4.2)	77,868 (100.0)
2016	17.9	26,637 (33.2)	23,040 (28.7)	16,898 (21.1)	3,129 (3.9)	194 (0.2)	800 (1.0)	6,282 (7.8)	3,288 (4.1)	80,268 (100.0)
2017	16.8	26,637 (33.2)	23,040 (28.7)	16,898 (21.1)	3,129 (3.9)	194 (0.2)	800 (1.0)	6,282 (7.8)	3,288 (4.1)	80,268 (100.0)

※ 1. 위 설비용량은 연말(12월) 설비용량 기준

2. 설비예비율은 하계(7월) 설비용량 기준(위 표에는 하계설비용량이 표시 안됨)

4. 발전설비 계획

가. 연도별 발전소 건설계획

연도	월	발 전 소	설 비	연말용량(천KW)	하계용량(천KW)	최대수요(천KW)	설비에비율
2003		기 존 설 비		56,053	56,093	47,385	18.4
2004				59,958	59,129	51,264	15.3
	1	폐지-군산무연탄	-66				
	1	천상소수력(울산시)	0.3				
	2	안흥증설(한수원)	0.03				
	3	증설_여수화력#2(남부)	28.6				
	4	한경풍력(남부)	6				
	6	울촌복합G/T(메이아)	327.6				
	6	부산복합#3(남부)	450				
	6	부산복합#4(남부)	450				
	6	승봉도증설(한전)	0.5				
	6	10개내연인수(한전)	4.8				
	6	대구염색열병합(대구염색)	72.9				
	6	한석소수력(한석)	0.1				
	7	청주LFG(서희건설)	1				
	7	울진원자력#5(한수원)	1,000				
	7	영흥석탄#1(남동)	800				
	9	성남소수력(수공)	0.3				
	10	여수LFG(한려에너지)	0.9				
	10	대구솔라(신태양에너지)	0.04				
	11	양산풍력(코에너지)	8				
	11	부산바이오가스(서희건설)	2.1				
	12	영흥석탄#2(남동)	800				
	12	용담소수력(수공)	1.8				
	12	정우탑태양광	0.5				
	12	소형열병합	16				
2005				62,413	61,730	52,936	16.6
	1	하동소수력(농기공)	0.8				
	1	서울사당열병합(케너텍)	2,001				
	3	월드컬처태양광	1.5				
	3	한라전공태양광	1.5				
	3	한강솔라택태양광	1.5				
	3	솔라전력태양광	1.5				
	5	서울마린태양광	3				
	6	담양소수력(농기공)	1.3				
	6	영덕풍력(영덕풍력)	40				
	6	제주내연(중부)	40				
	6	울촌복합S/T(메이아)	176.2				
	6	인천복합#1(중부)	450				
	6	울진원자력#6(한수원)	1,000				
	6	한백솔라태양광	1.5				
	6	여천열병합(금호석유)	28.3				
	6	거문도(한전)	1				
	6	덕적도(한전)	0.5				
	6	추자도(한전)	1				
	6	소형열병합	16				
	7	솔레코태양광	1.5				
	7	세도에너지태양광	1.5				
	7	솔라플러스태양광	1.5				
	8	원광썬택태양광	1.5				
	9	제주풍력(제주풍력)	30				
	10	수도권매립(에코에)	50				
	10	강원풍력#2(강원풍력)	98				
	10	강성태양광	0.4				
	12	당진석탄#5(동서)	500				
	12	탐진소수력(수공)	0.8				
	12	대곡소수력(수공)	0.3				
	12	영덕태양광	1.5				

※ 설비에비율은 하계(7월)기준

연도	월	발 전 소	설 비	연말용량(천KW)	하계용량(천KW)	최대수요(천KW)	설비에비율
2006				65,764	64,213	54,618	17.6
	1	폐지-조도(한전)	-1.2				
	1	폐지-울릉도(한전)	-3				
	2	양양양수#1(중부)	250				
	3	광양복합#1(SK전력)	473.5				
	4	양양양수#2(중부)	250				
	6	소형열병합	56				
	6	당진석탄#6(동서)	500				
	6	양양양수#3(중부)	250				
	6	한경풍력2단계(남부)	14				
	6	울릉도(한전)	6				
	6	조도(한전)	1.5				
	6	양양풍력(중부)	3				
	7	광동소수력(수공)	0.2				
	7	달방소수력(수공)	0.2				
	8	양양양수#4(중부)	250				
	9	청송양수#1(서부)	300				
	9	남제주#3(남부)	100				
	10	성산풍력(남부)	20				
	11	부산정관열병합(현대건설)	100.3				
	12	청송양수#2(서부)	300				
	12	광양복합#2(SK전력)	473.5				
	12	섬진강소수력(수공)	1.4				
	12	충주댐소수력(수공)	3				
	12	주암댐소수력(수공)	0.8				
	12	대청소수력(수공)	0.8				
	12	운문소수력(수공)	0.7				
2007				69,284	67,732	56,260	20.4
	3	남제주#4(남부)	100				
	5	구미열병합(STX)	87.2				
	6	흑산도(한전)	1.5				
	6	소형열병합	47				
	6	당진석탄#7(동서)	500				
	6	태안석탄#7(서부)	500				
	7	안정복합#1(대우)	733				
	9	부곡복합#2(LG에)	500				
	10	태백풍력(남부)	20				
	11	화성동탄열병합(난방공)	525				
	12	당진석탄#8(동서)	500				
	12	오산열병합(오산)	7				
2008				72,843	71,646	57,847	23.9
	3	태안석탄#8(서부)	500				
	6	소형열병합	61				
	6	하동석탄#7(남부)	500				
	6	보령석탄#7(중부)	500				
	6	영흥석탄#3(남동)	800				
	6	덕적도(한전)	0.5				
	10	성남판교열병합(난방공)	146				
	11	송도열병합(난방공)	205				
	11	파주열병합(난방공)	346				
	12	보령석탄#8(중부)	500				
2009				76,676	76,676	59,278	29.3
	1	송도복합#1,2(대림)	1,000				
	3	영흥석탄#4(남동)	800				
	3	하동석탄#8(남부)	500				
	3	영월무연탄#3(남부)	200				
	4	시화호조력(수자원)	254				
	5	부곡복합#3,4(LG에)	1,000				
	6	소형열병합	79				
	12	화북댐소수력(수공)	0.4				

연도	월	발 전 소	설 비	연말용량(천KW)	하계용량(천KW)	최대수요(천KW)	설비에비율
2010				78,628	76,781	60,643	26.6
	6	소형열병합	105				
	9	예천양수#1(남동)	400				
	10	신고리#1(한수원)	1,000				
	10	대전열병합(주택공사)	47.3				
	12	예천양수#2(남동)	400				
2011				81,385	80,385	61,928	29.8
	1	폐지-북제주GT#1,2(한진)	-110				
	1	폐지-북제주GT#3(중부)	-55				
	1	폐지-호남석탄#1,2(동서)	-500				
	1	폐지-평택석유#1,2(서부)	-700				
	1	폐지-남제주#1,2(남부)	-20				
	1	송도복합#3,4(대림)	1,000				
	3	신월성#1(한수원)	1,000				
	5	부곡복합#5,6(LG에)	1,000				
	6	소형열병합	142				
	10	신고리#2(한수원)	1,000				
2012				85,357	85,057	63,148	34.7
	1	폐지-서울LNG#4,5(중부)	-387.5				
	3	신월성#2(한수원)	1,000				
	6	신고리#3(한수원)	1,400				
	6	소형열병합	193				
	7	안정복합#2,3(대우)	1,466				
	9	태안CCT(서부)	300				
2013				85,818	85,818	64,279	33.5
	1	폐지-영동국내탄#1(남동)	-125				
	1	폐지-영남석유#1,2(남부)	-400				
	4	폐지-월성#1(한수원)	-678.7				
	6	소형열병합	265				
	6	신고리#4(한수원)	1,400				
2014				85,888	85,888	65,426	31.3
	1	폐지-울산석유#1-3(동서)	-600				
	1	폐지-평택석유#3,4(서부)	-700				
	1	폐지-서천국내탄#1,2(중부)	-400				
	6	소형열병합	370				
	6	신규원전#1(한수원)	1,400				
2015				86,338	86,338	66,604	29.6
	1	폐지-인천LNG#1,2(중부)	-500				
	1	폐지-보령#1,2(중부)	-1,000				
	6	소형열병합	550				
	6	신규원전#2(한수원)	1,400				
2016				87,638	87,138	67,682	28.7
	3	군장오리멀전#1(중부)	500				
	6	소형열병합	300				
	9	군장오리멀전#2(중부)	500				
2017				88,038	88,038	68,737	28.1
	6	소형열병합	400				

나. 발전설비 폐지계획

(단위 : MW)

연도별	원자력	기 력				내연력		폐지 용량
		유연탄	무연탄	중 유	LNG	중 유	경 유	
2004			군 산 (66)					66.0 (1기)
2005								
2006							조도(1.2) 울릉도(3.0)	4.2 (2기)
소 계 (‘04~‘10)	-	-	66.0 (1기)	-	-	-	4.2 (2기)	70.2 (3기)
2011		호남 #1,2(500)		남제주#1,2 (20) 평택#1,2 (700)			제주 GT#1~3 (165)	1,385.0 (7기)
2012					서울#4,5 (387.5)			387.5 (2기)
2013	월성#1 (678.7)		영동#1 (125)	영남#1,2 (400)				1,203.7 (4기)
2014			서천#1,2 (400)	평택#3,4 (700) 울산#1~3 (600)				1,700.0 (7기)
2015		보령#1,2 (1,000)			인천#1,2 (500)			1,500.0 (4기)
소 계 (‘11~‘15)	678.7 (1기)	1,500.0 (4기)	525.0 (3기)	2,420.0 (11기)	887.5 (4기)		165.0 (1기)	6,176.2 (24기)
소 계 (‘04~‘15)	678.7 (1기)	1,500.0 (4기)	591.0 (4기)	2,420.0 (11기)	887.5 (4기)		169.2 (3기)	6,246.4 (27기)
2016								
2017								
소 계 (‘16~‘17)								
합 계 (‘04~‘17)	678.7 (1기)	1,500.0 (4기)	591.0 (4기)	2,420.0 (11기)	887.5 (4기)		169.2 (3기)	6,246.4 (27기)

※ 월성#1 등 위 폐지예정 설비의 수명연장운전 방안이 별도로 검토되어, 연장운전 의견이 제출될 경우, 차기계획에 반영 예정

다. 연도별 에너지원별 전원구성 전망

(단위 : MW, %)

연도	원자력	유연탄	L N G	중유	경유	무연탄	수력	대체	계
2003	15,715.7 28.0%	14,740.0 26.3%	14,518.3 25.9%	4,320.0 7.7%	311.5 0.6%	1,191.0 2.1%	3,876.8 6.9%	1,379.5 2.5%	56,052.8 100.0%
2004	16,715.7 27.9%	16,340.0 27.3%	15,745.9 26.3%	4,348.6 7.3%	316.8 0.5%	1,125.0 1.9%	3,879.3 6.5%	1,486.9 2.5%	59,958.2 100.0%
2005	17,715.7 28.4%	16,840.0 27.0%	16,372.1 26.2%	4,348.6 7.0%	359.3 0.6%	1,125.0 1.8%	3,882.5 6.2%	1,769.6 2.8%	62,412.8 100.0%
2006	17,715.7 26.9%	17,340.0 26.4%	17,319.1 26.3%	4,448.6 6.8%	362.6 0.6%	1,125.0 1.7%	5,489.6 8.3%	1,962.9 3.0%	65,763.5 100.0%
2007	17,715.7 25.6%	18,840.0 27.2%	18,552.1 26.8%	4,548.6 6.6%	364.1 0.5%	1,125.0 1.6%	5,489.6 7.9%	2,649.1 3.8%	69,284.2 100.0%
2008	17,715.7 24.3%	21,640.0 29.7%	18,552.1 25.5%	4,548.6 6.2%	364.6 0.5%	1,125.0 1.5%	5,489.6 7.5%	3,407.1 4.7%	72,842.7 100.0%
2009	17,715.7 23.1%	22,940.0 29.9%	20,552.1 26.8%	4,548.6 5.9%	364.6 0.5%	1,325.0 1.7%	5,490.0 7.2%	3,740.1 4.9%	76,676.1 100.0%
2010	18,715.7 23.8%	22,940.0 29.2%	20,552.1 26.1%	4,548.6 5.8%	364.6 0.5%	1,325.0 1.7%	6,290.0 8.0%	3,892.4 5.0%	78,628.4 100.0%
2011	20,715.7 25.5%	22,440.0 27.6%	22,552.1 27.7%	3,828.6 4.7%	199.6 0.2%	1,325.0 1.6%	6,290.0 7.7%	4,034.4 5.0%	81,385.4 100.0%
2012	23,115.7 27.1%	22,440.0 26.3%	23,630.6 27.7%	3,828.6 4.5%	199.6 0.2%	1,325.0 1.6%	6,290.0 7.4%	4,527.4 5.3%	85,356.9 100.0%
2013	23,837.0 27.8%	22,440.0 26.1%	23,630.6 27.5%	3,428.6 4.0%	199.6 0.2%	1,200.0 1.4%	6,290.0 7.3%	4,792.4 5.6%	85,818.2 100.0%
2014	25,237.0 29.4%	22,440.0 26.1%	23,630.6 27.5%	2,128.6 2.5%	199.6 0.2%	800.0 0.9%	6,290.0 7.3%	5,162.4 6.0%	85,888.2 100.0%
2015	26,637.0 30.9%	21,440.0 24.8%	23,130.6 26.8%	2,128.6 2.5%	199.6 0.2%	800.0 0.9%	6,290.0 7.3%	5,712.4 6.6%	86,338.2 100.0%
2016	26,637.0 30.4%	21,440.0 24.5%	23,130.6 26.4%	3,128.6 3.6%	199.6 0.2%	800.0 0.9%	6,290.0 7.2%	6,012.4 6.9%	87,638.2 100.0%
2017	26,637.0 30.3%	21,440.0 24.4%	23,130.6 26.3%	3,128.6 3.6%	199.6 0.2%	800.0 0.9%	6,290.0 7.1%	6,412.4 7.3%	88,038.2 100.0%

라. 연도별 에너지원별 발전량 전망

(단위 : GWh, %)

연도	원자력	석탄	국내탄	LNG	중유	경유	수력	양수	오리멸전	기타	계
2004	131,964 38.6	125,334 36.6	5,772 1.7	51,998 15.2	14,050 4.1	367 0.1	4,243 1.2	2,572 0.8	1,777 0.5	3,904 1.1	341,981
2005	140,493 39.1	135,489 37.7	5,818 1.6	52,869 14.7	12,117 3.4	375 0.1	4,247 1.2	2,592 0.7	1,754 0.5	3,993 1.1	359,747
2006	143,309 38.4	141,271 37.8	5,801 1.6	56,486 15.1	12,155 3.3	391 0.1	4,257 1.1	3,507 0.9	1,765 0.5	4,374 1.2	373,315
2007	143,331 37.3	147,432 38.3	5,383 1.4	59,743 15.5	12,547 3.3	405 0.1	4,257 1.1	4,223 1.1	1,762 0.5	5,365 1.4	384,447
2008	143,332 36.4	165,935 42.1	5,476 1.4	51,405 13.0	10,636 2.7	407 0.1	4,257 1.1	4,245 1.1	1,695 0.4	6,758 1.7	394,147
2009	143,336 35.5	183,600 45.5	6,308 1.6	41,138 10.2	9,205 2.3	406 0.1	4,273 1.1	4,294 1.1	1,569 0.4	9,224 2.3	403,354
2010	144,742 35.2	184,804 44.9	7,193 1.7	45,275 11.0	9,629 2.3	407 0.1	4,273 1.0	4,509 1.1	1,595 0.4	9,340 2.3	411,766
2011	160,443 38.3	179,387 42.8	7,588 1.8	41,922 10.0	9,064 2.2	406 0.1	4,273 1.0	5,007 1.2	1,545 0.4	9,340 2.2	418,974
2012	181,457 42.7	175,836 41.3	7,108 1.7	33,182 7.8	7,464 1.8	406 0.1	4,273 1.0	5,003 1.2	1,375 0.3	9,339 2.2	425,442
2013	190,045 44.1	175,396 40.7	5,918 1.4	33,565 7.8	7,336 1.7	406 0.1	4,273 1.0	5,009 1.2	135 0.0	9,339 2.2	431,423
2014	198,856 45.5	173,829 39.8	4,507 1.0	33,462 7.7	7,181 1.6	406 0.1	4,273 1.0	5,062 1.2	0 0.0	9,339 2.1	436,915
2015	209,841 46.9	168,305 37.6	4,588 1.0	37,517 8.4	7,670 1.7	406 0.1	4,273 1.0	5,091 1.1	0 0.0	9,339 2.1	447,029
2016	213,524 47.2	167,747 37.1	4,719 1.0	37,694 8.3	7,611 1.7	406 0.1	4,273 0.9	5,117 1.1	1,974 0.4	9,339 2.1	452,404
2017	213,559 46.7	168,856 37.0	4,552 1.0	39,180 8.6	7,718 1.7	406 0.1	4,273 0.9	5,159 1.1	3,877 0.8	9,339 2.0	456,920

- ※ 1. 발전량은 송전제약이 없는 비제약 조건에서 경제급전 기준으로 산정됨
- 2. 기타는 대체/집단에너지설비의 발전량임

마. 연도별 연료소비량 전망

연도	발전사업전용 설비						집단에너지사업 설비			탄소 배출량 (천톤)	총발전량 (GWh)	탄소 단위배출량 (kgC/kWh)
	석탄 (천톤)	국내탄 (천톤)	LNG (천톤)	중유 (천kl)	경유 (천kl)	오리멸전 (천톤)	중유 (천톤)	LNG (천톤)	유연탄 (천톤)			
2004	44,823	2,356	6,904	3,597	214	377	721	102	105	39,354	341,981	0.1151
2005	48,266	2,356	6,990	3,182	226	373	721	109	105	41,232	359,747	0.1146
2006	50,290	2,356	7,455	3,199	237	375	721	132	105	42,931	373,315	0.1150
2007	52,438	2,361	7,902	3,209	247	375	721	399	105	44,887	384,447	0.1168
2008	58,843	2,356	6,834	2,794	265	362	721	726	105	47,930	394,147	0.1216
2009	64,926	2,733	5,553	2,471	281	339	721	782	105	50,620	403,354	0.1255
2010	65,338	2,857	6,118	2,730	282	344	721	782	105	51,636	411,766	0.1254
2011	63,248	2,857	5,709	2,706	276	334	721	782	105	49,952	418,974	0.1192
2012	61,966	2,857	4,584	2,237	272	301	721	782	105	47,776	425,442	0.1123
2013	61,732	2,659	4,643	1,899	271	29	721	782	105	47,050	431,423	0.1091
2014	61,200	2,019	4,634	1,776	270	0	721	782	105	46,274	436,915	0.1059
2015	59,117	2,019	5,172	1,894	264	0	721	782	105	45,511	447,029	0.1018
2016	58,916	2,019	5,189	2,052	264	380	721	782	105	45,870	452,404	0.1014
2017	59,296	2,019	5,380	2,168	265	744	721	782	105	46,687	456,920	0.1022

- ※ 1. 연료량은 송전비제약 및 경제급전 조건으로 산정된 발전량을 기준으로 산정
 2. 집단에너지사업 설비는 집단에너지사업법에 의해 허가된 설비로서, 전력시장에 진입한 산업체 등의 자가 열병합설비 및 신도시 등의 구역전기사업용 열병합설비를 의미

바. 사업자 건설의향 제출실적

(단위 : MW)

구 분	건설중 설비		계획중 설비		건설 용량계	폐 지	총합계
	허가~착공	소 계	의향 조사	소 계			
한 수 원	울진원전#5,6, 신고리#1,2 신월성#1,2 신고리#3,4 안흥소수력증설(0.03)	8,800.03 (8기)	신규#1,2(2,800)	2,800.0 (2기)	11,600.03	월성#1 (678.7)	10,921.33
남동(주)	영흥석탄#1,2(1,600) 영흥석탄#3,4(1,600) 예천양수#1,2(800)	4,000.0 (6기)	영흥석탄#5-9 (5,000)	5,000.0 (5기)	9,000	영동#1 125.0	8,875
중부(주)	양양양수#1~4(1,000) 인천북합#1(450) 보령석탄#7,8(1,000) 제주내연(40)	2,490.0 (8기)	군장오리발전#1,2 (1,000) 양양풍력(3)	1,003.0 (3기)	3,493	2342.5 서천#1,2 제주GT#3 서울#4,5 인천#1,2 보령#1,2	1,150.5
서부(주)	청송양수#1,2(600) 태안석탄#7,8(1,000)	1,600.0 (4기)	서부북합#1(450) 태안CCT(300)	750.0 (2기)	2,350	1,466.0 군산 평택#1-4	884
남부(주)	부산북합#3,4(900) 한경풍력#1(6.0) 영월국내탄#3(200) 하동석탄#7,8(1,000) 남제주석유#3,4(200)	2,306.0 (8기)	한경풍력#2(14.0) 남제주북합#1,2 (300) 성산풍력(20) 태백풍력(20)	354.0 (5기)	2,660	420.0 영남#1,2 남제주	2,240
동서(주)	당진석탄#5,6(1,000) 당진석탄#7,8(1,000)	2,000.0 (4기)		0	2,000	1,100.0 울산#1-3 호남#1,2	900
한중예	-	-	0	0	0		0
LG과워	-	-	-	-			
LG에너지	부곡북합#2	500.0 (1기)	부곡북합#3~6 (2,000)	2,000.0 (4기)	2,500		2,500
SK전력	광양북합#1,2(947)	947.0 (2기)	-	-	947		947
메이아	울촌북합 (503.8)	503.8 (1기)	-	-	503.8		503.8
대우건설	-	-	안정북합#1~3 (2,199)	2,199.0 (3기)	2,199		2,199
대림산업	-	-	송도북합#1~6 (3,000)	3,000.0 (6기)	3,000		3,000
지역난방 (집단설비)	화성동탄열병합(525) 과주열병합(346) 성남관교열병합(146)	1,017 (3기)		0	1,017		1,017
기타 (집단설비)	부산정관열병합(100.3) 송도열병합(205) 대구열색열병합(72.9) 여천열병합(28.3) 구미열병합(87.2) 대전열병합(47.345) 서울사당열병합(2.001)	543.046 (7기)	오산열병합(7)	7.0 (1기)	550.046		550.046
한 전	울릉도(6.0), 추자도(1.0) 10개도서 인수(4.83) 승봉도증설(0.5)	12.33 (12기)	거문도(1), 덕적도#1,2(1.0) 조도(1.5)흑산도(1.5)	5.0 (5기)	17.33	114.2 제주GT 울릉, 조도	-96.87
수자원공사	용담, 탐진, 대곡, 성남, 대청, 광동, 달방, 운문 시화호조력(254)	259.17 (9기)	화북, 삼진강, 충주, 주 암(5.6)	5.6 (4기)	264.77		264.77
소수력	천상(0.25), 한석(0.114) 하동(0.825), 담양(1.275)	2,464 (4기)	-	-	2,464		2,464
대체 (풍력 등)	강원풍력(98), 영덕풍력(40) 양산풍력(8), 부산바이오(2.1) 수도권매립지(50), 신태양광(0.04) 정우담(0.45) 한백담1개(16.9) 창규IFG(1.0), 여수IFG(0.923)	217.413 (20기)	영덕태양광(1.5) 제주풍력(30) 소형열병합(2600)	2631.5 (2기)	2848.913		2848.913
합 계	(총 97기)	25,198.253	(총 42기)	19,755.1	44,953.353	6,246.4	38,706.953

- ※ 1. 총 건설의향 기준임
2. 태안CCT 및 소형열병합은 정부 정책설비임(사업자 건설의향은 미제출)

5. 제주지역 전력수급계획

가. 계획수립 기준

○ 설비계획 기준

- 계획 수립기간 : 2004~2015년
- 발전사업자 건설의향조사('03.9, '04.1) 결과 반영
- 적정 설비예비율은 20~30% 수준(LOLP 0.5일/년 기준)

○ 전력수요 예측('03.12월)

구 분	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
최대전력 (MW)	430.9 (8.5)	471.0 (9.3)	507.6 (7.8)	541.1 (6.6)	572.5 (5.8)	602.1 (5.2)	630.7 (4.8)	658.2 (4.4)	685.5 (4.1)	712.8 (4.0)	740.1 (3.8)	767.4 (3.7)	795.1 (3.6)

※ ()내는 전년도 대비 증가율

나. 발전설비 건설계획

연도	발전소명		최대전력 (MW)	설비용량 (MW)	설비예비율 (%)
2003	기존설비(연계선 150MW 포함) 08. 폐지 제주내연	-40	430.9	692(582)	60.6 (35.1)
2004	04. 한경풍력 1단계	6	471.0	658(548)	39.7 (16.3)
2005	06. 제주내연(중부) 09. 제주풍력(제주풍력)	40 30	507.6	698(588)	37.5 (15.8)
2006	06. 한경풍력 2단계 09. 남제주석유#3(남부) 10. 성산풍력(남부)	14 100 20	541.1	742(632)	37.1 (16.8)
2007	03. 남제주석유#4(남부)	100	572.5	962(852)	68.0 (48.8)
2008			602.1	962(852)	59.8 (41.5)
2009			630.7	962(852)	52.5 (35.1)
2010			658.2	962(852)	46.2 (29.4)
2011	01. 폐지 제주G/T#1~3 01. 폐지 남제주기력#1~2 06. 추가연계선	-165 -20 300	685.5	1,077(1,077)	57.1 (57.1)
2012			712.8	1,077(1,077)	51.1 (51.1)
2013			740.1	1,077(1,077)	45.5 (45.5)
2014			767.4	1,077(1,077)	40.3 (40.3)
2015			795.1	1,077(1,077)	35.5 (35.5)

※ ()내는 HVDC의 동기조상기로 운영(발전가능 상실)중인 GT#1,2(110MW)를 제외시

6. 도서지역 전력수급계획

가. 계획수립 기준

- 계획수립 범위
 - 8개 도서(가구수 500호 이상)에 대해, 발전설비계획 수립
 - 차기 계획부터는 55개 도서(가구수 50~500호) 추가하여 수립
- 전력수요 전망
 - 전망기간 : 2004~2008년 (5년간)
 - 수요예측 : 전력수요 산정 전산모형 활용
 - EViews 프로그램 (도서지역 수급계획기법개발 용역 결과)활용
 - 기존 EXCEL 프로그램 (선형예측, 다항식 예측, 지수예측)활용
 - ※ 상기 프로그램을 이용한 예측결과의 평균 적용
- 연도별 최대전력(kW) 전망

도서명	2003	2004	2005	2006	2007	2008	연평균 증가율(%)
울릉도	5,530	7,020	7,520	8,363	8,819	9,359	11.10
추자도	1,830	1,982	2,200	2,347	2,497	2,649	7.68
흑산도	1,910	2,337	2,457	2,571	2,683	2,943	9.03
조 도	1,134	1,251	1,262	1,276	1,287	1,298	2.74
거문도	1,431	1,735	2,182	2,228	2,271	2,315	10.10
위 도	1,056	1,106	1,253	1,407	1,584	1,791	11.14
덕적도	1,167	1,399	1,500	1,603	1,709	1,820	9.29
백령도	3,240	3,778	4,109	4,288	4,440	4,572	7.13
계	17,298	20,608	22,483	24,083	25,290	26,747	9.11

- ※ 위도는 원전수거물센터 건설시 별도 수급계획 수립 필요
 - 한전에서는 육지~위도 간 해저 연계선 건설 추진(사장 보고)

- 적정 예비력 기준
 - 공급예비율 5% 이상 유지(용역결과)

구 분	예비력 용량(보수대비)	예비력 용량(사고대비)
발전기 수 3~6기인 도서	최대용량 발전기 1기	없 음
발전기 수 7기 이상인 도서	최대용량 발전기 1기 + 최소용량 발전기 1기	최대부하시 보수일정 조정에 의한 예비발전기 활용

나. 발전설비계획

○ 발전소 건설 및 폐지 규모 ('04~'08년)

- 신규 건설(총 14기 12,000 kW), 기존설비 폐지(총 8기 4,200 kW)
- 신규 발전소 건설공사비 : 약 107억원 추정

발전소명	2004	2005	2006	2007	2008	계 (kW)
울릉도			6,000 (3,000)			6,000 (3,000)
추자도		1,000				1,000
흑산도				1,500		1,500
조 도			1,500 (1,200)			1,500 (1,200)
거문도		1,000				1,000
덕적도		500			500	1,000
계		2,500	7,500 (4,200)	1,500	500	12,000 (4,200)

※() 내는 폐지설비 용량임

○ 도서별 전력수급 전망

(단위 : kW, %)

구 분		2003	2004	2005	2006	2007	2008
울릉도	설비용량	10,900	10,900	10,900	13,900	13,900	13,900
	설비예비율	97.1	55.3	45.0	66.2	57.6	48.5
	공급예비율	44.7	14.0	6.4	19.6	13.4	6.9
추자도	설비용량	2,700	2,700	3,700	3,700	3,700	3,700
	설비예비율	47.5	36.2	68.2	57.7	48.2	39.7
	공급예비율	20.2	11.0	31.8	23.6	16.1	9.5
흑산도	설비용량	3,500	3,500	3,500	3,500	5,000	5,000
	설비예비율	83.3	49.8	42.5	36.1	86.4	69.9
	공급예비율	44.0	17.7	12.0	7.0	39.8	27.4
조 도	설비용량	2,200	2,200	2,200	2,500	2,500	2,500
	설비예비율	94.0	75.9	74.3	95.9	94.3	92.6
	공급예비율	49.9	35.9	34.7	56.7	55.4	54.1
거문도	설비용량	2,500	2,500	3,500	3,500	3,500	3,500
	설비예비율	74.3	44.1	60.4	57.1	54.1	51.2
	공급예비율	39.8	15.3	14.6	12.2	10.1	8.0
위 도	설비용량	3,850	3,850	3,850	3,850	3,850	3,850
	설비예비율	264.6	248.1	207.3	173.6	143.1	115.0
	공급예비율	169.9	157.7	127.5	102.6	79.9	59.1
덕적도	설비용량	1,900	1,900	2,400	2,400	2,400	2,900
	설비예비율	62.8	35.8	60.0	49.7	40.4	59.3
	공급예비율	20.0	0.1	26.7	18.5	11.2	31.9
백령도	설비용량	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000	9,000
	설비예비율	177.8	138.2	119.0	109.9	102.7	96.9
	공급예비율	131.5	98.5	82.5	74.9	68.9	64.0

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

7. 수도권 전력수급전망

가. 수급전망 전제

- 수도권 최대수요 : 계통실무소위원회 자료 기준
- 수도권 발전설비 : 발전설비 실무초안 기준
- 용통전력한계(수도권 연계송전선로) 검토 기준
 - 765kV선로(1회선 고장시 안정), 345kV선로(2회선 동시고장시 안정)

나. 수급전망 결과

- 2013년까지 적정 설비예비율 확보가 가능할 것으로 전망되며, 그 이후는 향후 송변전설비 확충계획 결과에 따라 변동 예상

[연도별 수급전망 결과]

연도	발전소	(MW)	설비용량(MW)			수도권 최대수요 (MW)	설비 예비율 (%)
			발전설비	송전설비 (용통전력)	계		
2005	1	사당열병합	14,579 (14,647)	11,950	26,529	22,645	12.5
	6	인천복합#1					
	10	수도권매립지					
2006			14,647 (14,647)	12,200	26,847	23,333	15.1
2007	11	화성동탄	14,647 (15,179)	12,500	27,147	24,095	12.7
	12	오산열병합					
2008	6	영흥#3	15,979 (16,676)	12,500	28,479	24,719	15.2
	10	성남판교열병합					
	11	송도열병합					
	11	파주열병합					
2009	1	송도복합#1,2	18,730 (18,730)	12,500	31,230	25,352	23.2
	3	영흥#4					
	4	시화호조력					
2010			18,730	13,550	32,280	25,991	24.2
2011	1	평택화력 #1,2	19,030 (19,030)	13,550	32,580	26,541	22.8
	1	송도복합#3,4					
2012	1	서울화력 #4,5	18,643	13,550	32,193	27,030	19.1
2013			18,643	13,550	32,193	27,550	16.9
2014	1	평택화력 #3,4	17,943	13,550	31,493	28,045	12.3
2015	1	인천화력 #1,2	17,443	13,700	31,143	28,515	9.2
2016			17,443	13,700	31,143	28,962	7.5
2017			17,443	13,700	31,143	29,388	6.0

※ 1. ()내는 년말용량 2. 용통전력량은 송변전설비계획에 따라 향후 변동 가능

8. 신재생에너지설비 개발계획

가. 기본방향

- 사업자의 신재생에너지 건설계획을 우선적으로 반영하고, 정부의 신재생에너지개발 기본계획 사업이 구체화될 경우 이를 적극 반영

나. 설비계획

- 2004~2012년 기간동안 총 879.177 MW 건설 예정
 - 사업자 건설의향(579.177 MW), 정부정책(300 MW : 태안CCT)
 - ※ 정부의 신재생에너지개발기본계획('03.9)에 의한, 2012년까지 총계획량 6,277MW의 14.0%에 해당
 - ※ 설비비중(2012년 기준) : 총설비용량의 1.2%(대수력 포함시는 3.0%)
- 신재생에너지설비 건설계획

(단위 : MW)

구분	소수력	풍력	매립가스	부생가스	조력	CCT	태양광	소계	누계
2003 (기존)	45.679	14.055	26.46	42.8	-	-	-	128.994	128.994
2004	용담1.8 성남0.34 천상0.25 한석0.114 안흥0.03	한경6.0 양산8.0	부산바이오2.1 청주1.0 여수0.923				신태양0.04 정우탑0.45	21.047	150.041
2005	탐진0.80 대곡0.30 하동0.825 담양1.275	영덕40.0 강원98.0 제주30.0	수도권 50.0				영덕1.5 한백솔라등 11개업체 (16.9)	239.6	389.641
2006	광동0.23 달방0.20 대청0.80 운문0.70 설진1.4 충주3.0 주암0.80	한경14.0 성산20.0 양양 3.0						44.13	433.771
2007		태백20.0						20.0	453.771
2008									
2009	화북0.40				시화호 254			254.4	708.171
2010									
2011									
2012						태안300		300	1008.171
신규계	13.264	239.0	54.023	0	254	300	18.89	879.177	
총누계	58.943	253.055	80.483	42.8	254	300	18.89	1008.171	

나. 정부의 제2차 신재생에너지개발 기본계획('03.9) 주요내용

○ 신재생에너지 공급 발전량 목표

(단위 : GWh)

분 야	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
태양광	8.3	15.5	39.1	87.6	158.2	261.6	409.9	767.0	1,365.0	1,793.0
풍 력	52.6	153.3	273.8	503.7	919.8	1,445.4	2,606.1	3,525.9	5,245.7	6,639.1
소수력	202.2	223.9	247.6	444.6	681.2	917.7	1,193.6	1,469.5	1,785.9	2,139.7
IGCC					79.2	79.2	79.2	2,138.4	4,356.0	6,336.0
LFG	616.3	1,232.6	1,848.8	2,465.1	3,081.4	3,383.7	3,697.7	4,000.0	4,313.9	4,616.3
연료전지		0.8	0.6	4.6	12.6	42.2	175.4	894.3	1,710.9	2,621.7
해 양				3.0	3.0	573.0	573.0	843.0	1,726.0	1,726.0
소 계	879.4	1,626.1	2,409.9	3,508.6	4,935.4	6,702.8	8,734.9	13,638.0	20,503.0	25,871.0
총발전량	288,594	299,981	311,051	321,179	330,452	339,452	347,673	355,321	362,924	369,973
총발전량 비중(%)	0.3	0.5	0.8	1.1	1.5	2.0	2.5	3.9	5.6	7.0
대수력	4,264	4,271	4,268	4,327	4,233	4,363	4,435	4,644	4,851	5,067
총 계	5,143.4	5,897.1	6,677.9	7,835.6	9,168.4	11,065.8	13,169.9	18,282.0	25,354.0	30,938.0
총발전량 비중(%)	1.8	2.0	2.1	2.4	2.8	3.3	3.8	5.2	7.0	8.4

※ 1. IGCC : Integrated Gasification Combined Cycle (가스화복합발전)

2. LFG : Land Fill Gas (매립지가스)

3. 총발전량 : 제1차 전력수급기본계획(2002.8) 기준

○ 발전량 목표 달성을 위한 연도별 발전설비 용량 규모

(단위 : MW)

구분	발전원	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	합계
전 력	풍력	17	40	55	105	120	200	300	300	550	550	2,237
	연료전지	-	0.1	0.1	0.6	1.6	5	20	150	160	180	517
	태양광	1	5	14	35	50	75	110	230	450	330	1,300
	IGCC	-	-	-	-	10	-	-	260	280	250	800
	LFG (메탄가스 포함)	14	15	15	15	15	8	8	8	8	8	114
	소수력	8	10	10	40	60	60	70	70	80	90	498
	해양에너지	-	-	-	1	-	240	-	90	480	-	811
소 계	40	70	94	197	257	588	508	1,108	2,008	1,408	6,277	

9. 주요 송변전설비계획

가. 변전설비

구분	변전소명	위 치	준공 년도	필 요 성
7 6 5 kV	신가평	경기 가평군	2004	○ 수도권 동부지역 전력공급
	신태백	강원 태백시	2004	○ 울진원자력 발전출력 유통
	북경남	경남 창녕군	2009	○ 고리원자력 후속기 발전출력 유통 ○ 고령, 대구 남부지역 전력공급
	신충북	충북 옥천군	2018년 이후	○ 고리원자력 후속기 발전출력 유통 ○ 대전, 청주, 옥천지역 전력공급
3 4 5 kV	신영일	경북 포항시	2004	○ 포항, 영일지역 전력공급
	신수원	경기 화성군	2004	○ 용인, 수원지역 전력공급
	신안산	경기 안산시	2005	○ 안산, 시화공단 전력공급
	대 구	대구 달성군	2008	○ 대구지역 전력공급
	곤지암	경기 광주시	2005	○ 용인, 광주지역 전력공급
	신태은	경기 파주시	2005	○ 파주, LCD 단지 전력공급
	신온양	충남 아산시	2006	○ 아산, LCD 단지 전력공급
	신양양	강원 인제군	2007	○ 영동 북부지역 전력공급
	신포천	경기 동두천시	2007	○ 수도권 북부지역 전력공급
	신시흥#2	경기 정왕시	2007	○ 영흥화력 발전출력 유통
	신과주	경기 파주시	2008	○ 경기 북부지역 전력공급
	서평택	경기 평택시	2008	○ 경기 남부공단지역 전력공급
	북대구	경북 대구시	2006	○ 대구 지역 전력공급
	신충주	충북 충주시	2010	○ 음성, 증평, 풍동지역 전력공급
	신녹산	부산 강서구	2010	○ 부산 남부지역 전력공급
	동부산	부산 남 구	2011년 ~17년	○ 부산 동부지역 전력공급
신온수	부천시 구로구	2011년 ~17년	○ 부평, 구로지역 전력공급	
옥 구	전북 군산시	2011년 ~17년	○ 군산 산업단지 전력공급	
신완암	경남 창원시	2011년 ~17년	○ 창원지역 전력공급	

나. 송전설비

구분	구 간	공장 (km)	준공 년도	필 요 성
765kV	신태백-신가평	155	2000	○ 울진3,4호기 계통연결 ○ 초기 345kV 운전 (2004년 격상)
	울진-신태백	49	2005	○ 울진 후속기 계통 연결
	신안성-신가평	75	2006	○ 수도권 배후계통(남부-동부)연계
	신고리-북경남	100	2009	○ 고리 후속기(제2부지) 계통연결
	북경남-신충북	120	2018년 이후	
	신충북-신안성	110	2018년 이후	○ 수도권-(중부)-영남 제5루트 ○ 영남지역 발전력 수도권 융통
345kV	신용인-신수원	10	2004	○ 수원지역 계통보강
	영흥-신시흥	38	2004	○ 영흥화력 연결
	양양-동해	86	2005	○ 양양양수 연결
	광양복합-광양	22	2004	○ 광양복합 연결
	청송분기	20	2006	○ 청송양수 연결
	송도복합-신시흥2	20	2009	○ 송도복합 연결
	신포천-신가평	64	2007	○ 수도권 동북부 지역 계통보강
	신월성분기	10	2009	○ 신월성원전 1,2호기 계통연결
	보령T/P-청양	30	2007	○ 보령 7,8호기 계통연결
	광양-신강진	106	2008	○ 전남지역 계통보강
	신태은-신포천	45	2007	○ 수도권 북서지역 계통보강
	북경남 제2분기	30	2010	○ 신고리원전 3,4호기 계통연결
	신김해-신녹산	20	2010	○ 부산 녹산공단지역 계통보강
	예천P/P-신영주	20	2010	○ 예천양수 연결
	신충주분기	26	2010	○ 충북지역 계통보강
	신당진-신온양	46	2010	○ 충남 중서부지역 계통보강
	군산-옥구	23	2011년 ~17년	○ 군산지역 계통보강
	신충북-청원	40	2018년 이후	○ 신고리원전 후속기 배후계통보강
	신충북-신옥천	25	2018년 이후	○ 신고리원전 후속기 배후계통보강

※ 추후 한전의 계통검토 결과에 따라 설비계획이 변경될 수 있음