

산업자원부 공고 제2002- 158호
(2002. 8. .)

第1次 電力需給基本計劃 (2002 ~ 2015年)

2002 8.

産 業 資 源 部

◁ 목 차 ▷

I. 기본계획 수립 개요	1
II. 중·장기 전력수요 전망	8
III. 발전설비 확충 전망	13
IV. 송변전설비 확충 전망	22
V. 전력수급 안정을 위한 대책	26
VI. 전력수급기본계획 중장기 정책연구 과제	33
[첨부]	34
1. 전력수요 전망 관련	35
2. 수요관리 프로그램별 목표량	38
3. 발전설비 폐지계획	39
4. 기준 발전설비계획	40
5. 사업자 의향조사 관련	41
6. 확정적 발전설비계획 관련	47
7. 송변전 설비계획 관련	53

I . 기본계획 수립 개요

1. 계획수립 근거 및 배경
2. 기본계획의 성격 및 수립절차
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, 기본계획 수립·변경 시 전력정책심의회에서 심의토록 함

나. 환경 변화

- 전력산업구조개편 이전에는 정부가 장기전력수급 안정을 위하여 장기 전력수급계획을 수립하고, 한국전력공사가 이를 이행
- 정부는 전력산업의 효율성과 소비자 권익 증진을 위해 전력산업에 단계적인 경쟁을 도입하고, 민영화를 추진하기 위해 전력산업구조개편을 추진

< 전력산업구조개편 추진 일정 >

- ◇ 발전경쟁(2001~2003년) : 발·송·배전 독점 공기업인 한전으로부터 수개의 발전회사가 분리, 민영화되고 발전분야에 경쟁 도입
- ◇ 도매경쟁(2004~2008년) : 송·배전 독점 공기업인 한전으로부터 수개의 배전회사가 분리, 민영화되고 도매공급 분야에 경쟁 도입
- ◇ 소매경쟁(2009년 이후) : 소매공급 분야에 경쟁 도입(소비자선택권)

- 전력산업구조개편에 따라 전력수급 안정을 위하여 새로운 개념의 전력 수급기본계획을 수립토록 개정 전기사업법에서 규정
 - 시장경쟁 체제 도입으로 과거 장기전력수급계획 체제 유지 곤란
 - 새롭게 등장하는 다양한 전기사업자의 자율적 사업계획을 바탕으로 시장 기능에 의하여 중장기 전력수급 안정을 도모할 필요

구조개편 이전	구조개편 이후 (경쟁체제)
◦ 「장기전력수급계획」 ◦ 정부 및 한전중심의 계획 - 공익성, 독점성, 강제성 중시	→ ◦ 「전력수급기본계획」 ◦ 다양화된 전기사업자중심의 계획 - 수익성, 경쟁성, 자율성 중시

2. 기본계획의 성격 및 수립절차

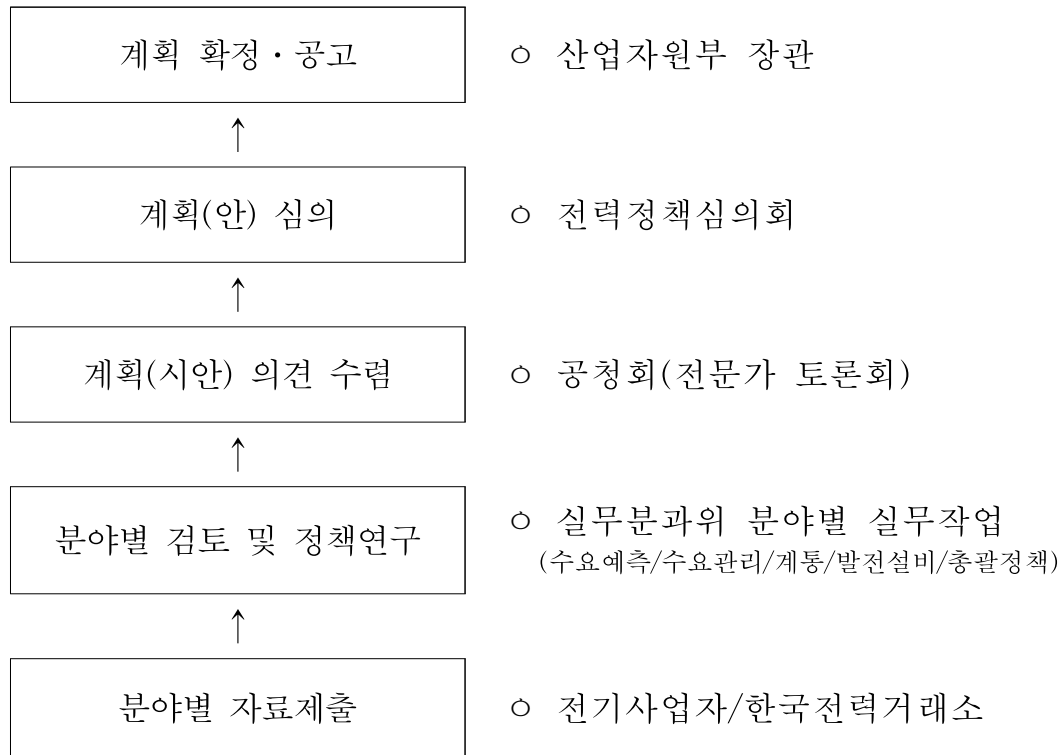
가. 기본계획의 성격

- 중장기 전력수급 전망을 바탕으로 전력수급정책의 기본방향과 전력 시장의 원활한 작동을 위한 관련 정보를 제공
- 정부는 동 기본계획에 따라 전기사업을 인허가 하는 등 기본계획 이행을 위해 노력하고, 필요시 세부 수급 안정대책을 수립·시행

나. 기본계획 수립 절차

- 전문기관(한국전력거래소)의 중장기 전력수요 예측과 전기사업자의 사업 계획을 바탕으로 중장기 전력수급 여건을 전망
- 중장기 전력수급 여건에 따라 분야별 전문가로 구성된 실무소위원회의 의견을 수렴하여 수급안정 대책을 마련
- 공청회를 통한 각계 각층의 의견수렴과 전력정책심의회 심의를 거쳐 기본계획을 확정하고 이를 공고
- 향후 전력산업구조개편 추진 여건과 변화된 전력수급 여건을 반영하여 매 2년마다 기본계획을 수정·보완

[계획 수립 절차도]



3. 계획수립 추진경위

- 2001. 5월 「제1차 전력수급기본계획」 수립 작업 착수

< 계획수립 기본방향 >

- ◇ 전력산업구조개편과 제5차 장기 전력수급계획 수립(2000.1) 이후 여건변동 사항을 반영하여 중장기 전력수급 여건을 재 전망
 - 계획 대상기간 : 2002~2015년(14년간)
- ◇ 전기사업자의 자율적 사업계획을 바탕으로 시장기능에 의한 전력 수급안정을 도모하되, 구조개편 이행기의 수급안정 대책을 강구

○ 그간 5개 실무소위원회의 검토와 「발전설비 건설 의향조사」 결과를 바탕으로 「전력수급기본계획(시안)」을 마련

- 제5차 계획('00.1)이후 경제성장 전망, 산업구조 변화 전망, 최근 전력수급 실적 등 여건변동을 고려하여 전력수요를 재 예측
- 향후 발전설비 확충시 국가차원에서 유지해야 할 연도별 적정 설비 예비율과 전원구성비의 방향을 제시하는 「기준(Reference) 발전설비 계획」 수립
- 전기사업자를 대상으로 「발전설비 의향 조사」를 실시하고, 의향조사 결과 중 실현성이 높은 「확정적 발전설비계획」을 선정
 - ※ 대상 : 한전, 6개 발전회사, 민간기업 (2001년 7월, 10월 실시)
- 송변전설비 확충 기준과 지역별 전력수급 전망에 따른 중장기 「송변전 설비 계획」 수립 기본방향을 정립
- 종합적인 중장기 전력수급 안정 전망 (수요성장 대비 공급력 확충)
- 발전설비 및 송변전 설비의 확충, 구조개편에 따른 시장기능 활성화 및 구조개편 이행기의 수급안정을 도모하기 위한 「중장기수급안정대책」을 강구

※ 5개 분야 실무소위원회를 총 18회 개최 (정부, 사업자 및 전문가 총 63명 참여)

○ 「제1차 전력수급기본계획(시안)」에 대한 공청회 개최('02.5.20)

○ 「제1차 전력수급기본계획(안)」에 대한 전력정책심의회 심의 완료('02.7.4)

4. 최근의 전력수급 현황 및 전망

가. 최근 전력수급 현황

- 전력은 그 사용의 편리성으로 인하여 경제성장 및 국민생활 수준 향상에 따라 소비가 급증
 - 1990년 이후 2000년까지 에너지수요는 연평균 7.5% 증가한 반면, 전력수요는 연평균 9.8% 증가(연평균 경제성장률 6.1%)
 - 1998년에는 외환위기로 전력수요가 최초로 마이너스(-3.6%) 성장을 기록하였으나, 이후 11.3% 연간 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
 - 1980년 대비 2000년 생산자 물가지수는 93.6% 증가한 반면 전기 요금은 46.7% 증가

< 최근 전력수급 동향 >

구 분	1980	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2001
최대수요(천kW)	5,457	17,252	29,878	35,851	32,996	37,293	41,007	43,125
발전설비용량(천kW)	9,391	21,021	32,184	41,042	43,406	46,978	48,451	50,859
설비예비율(%)	72.1	21.8	6.4	13.1	31.1	19.1	16.8	15.1
명목전기요금(원/kWh)	50.88	52.94	61.28	65.26	72.08	71.59	74.65	77.06

※ 설비예비율은 하계 첨두부하 기준, 발전설비 용량은 연말 기준

나. 전력수급 여건 및 전망

○ 국내 전력수급 여건

- 전력수요는 경제성장에 따라 지속적으로 증가할 전망이나, 국민의 환경의식 향상 및 과도한 보상 요구 등으로 전력설비 입지확보 여건 악화
 - ※ 2000년 1인당 전력소비는 5,523kWh로 미국(12,834kWh, '98)의 43%, 일본(7,557kWh, '99)의 73% 수준
- 전력산업구조개편 추진에 따라 분야별로 경쟁이 도입되고, 전력수급 안정이 시장 기능에 따라 결정

○ 에너지 수급 전망 (에너지경제연구원 자료)

- 세계 에너지 수요는 2000년부터 2020년까지 연평균 2.3% 수준 증가할 전망 (석유 2.2%, 천연가스 3.2%, 석탄 1.8%, 원자력 0.5%)
- 국내 에너지 수요는 2000년부터 2020년까지 연평균 3.0% 수준 증가할 전망 (석유 2.3%, 천연가스 5.3%, 석탄 2.6%, 원자력 3.8%)

○ 연료 수급 및 환경규제 전망 (미국 에너지성 자료, DOE/EIA)

- 에너지 부존자원의 한계(석유 40년, 천연가스 60년, 석탄 217년, 우라늄 50년)와 지역적 편재에 따른 공급 불안 요인 상존
- 국내외 환경규제가 지속적으로 강화될 전망이며, 기후변화협약과 관련하여 선진국의 온실가스 의무감축 압력이 강화될 전망

Ⅱ. 중 · 장기 전력수요 전망

1. 예측전제 및 방법
2. 수요관리계획
3. 전력수요 전망

1. 예측전제 및 방법

가. 주요 예측전제

- 제5차 장기계획 이후 각종 경제상황 및 여건변화를 고려하여 조정
 - 경제성장률 : '01년 3.0%, '01~'15 평균 4.9%(KDI 의견)
 - 산업구조 : 광공업 비중 하락, 서비스업 비중 증가(KIET 의견)
 - 구성비('00년~'15년) : 광공업(34.5→28.5%), 서비스(60.3→69.3%), 농어업(5.2→2.2%)
 - 전기요금 : 민영화 이전까지 현 수준 유지, 이후 감소(실무소위 의견)
 - 전기요금 전망 : '00년 100(기준) → '05년 102.2 → '10년 98.3 → '15년 96.0

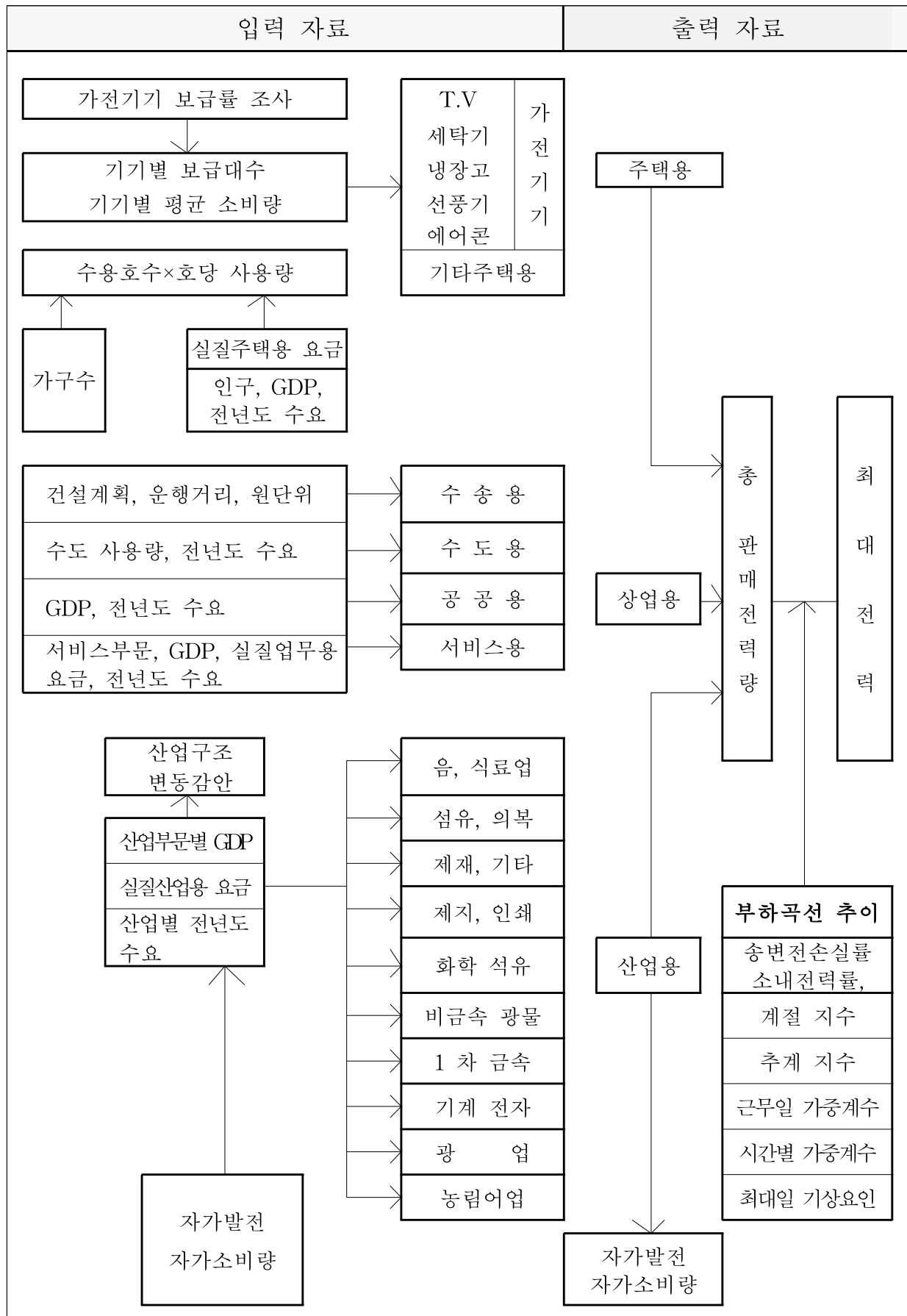
구 분		2000	2001	2002	'01~'05	'06~'10	'11~'15	'01~'15
GDP (%)		8.8 (4.7)	3.0 (6.0)	5.0 (6.1)	5.1 (5.8)	5.1 (5.2)	4.5 (4.4)	4.9 (5.1)
산업 구조 (%)	구 분	2000	2001	2002	2005	2010	2015	
	농림어업	5.2 (5.3)	-	-	3.9 (5.2)	2.7 (4.9)	2.2 (4.5)	
	광 공 업	34.5 (30.0)	-	-	33.1 (30.8)	29.0 (30.6)	28.5 (30.0)	
	- 제조업	34.2 (29.8)	-	-	33.0 (30.6)	29.0 (30.6)	28.5 (29.9)	
	서비스업	60.3 (63.6)	-	-	63.0 (64.0)	68.3 (65.2)	69.3 (66.6)	
전기요금 ('00=100)		100	100.2 (99.7)	100.8 (99.7)	102.2 (99.2)	98.3 (96.8)	96.0 (94.4)	실질요금 추정치

※ () 내는 제5차 계획 적용치

나. 예측방법

- 한국전력거래소가 서울대 및 국내 전문가와 공동으로 수요예측 작업 수행
 - 주택용(2개), 상업용(4개), 산업용(10개)으로 구분하여, 거시·미시 예측 방법을 병행하여 판매전력량(kWh)을 예측
 - 예측된 판매전력량을 기준으로 계절별, 일별, 시간대별 부하패턴을 반영하여 수요관리前 최대전력수요(kW)를 예측
 - 수요관리 목표를 반영하여 수요관리後 최대전력수요를 예측하고, 전력수요 성장에 대한 불확실성을 고려하여 上限 및 下限수요를 예측

[전력수요예측 방법]



2. 수요관리계획

가. 수요관리 추진 현황

- 발전설비 확충에 따른 재원조달, 입지확보, 환경영향 부담을 완화하기 위하여 1990년 이후 수요관리를 추진
- 2001년의 경우, 900억원을 투입하여 최대수요 327만kW 억제

< 수요관리 실적 >

구 분	1997	1998	1999	2000	2001
수요관리량(만kW)	221	237	262	286	327
투자비(억원)	311	460	653	1,180	900

- ※ 1. 투자비는 연구개발비 제외
 2. 수요관리량은 누계실적(요금구조조정, 직접부하 관리량 제외)

나. 수요관리 목표량 설정

- 구조개편 이후 발전소 건설의 불확실성 및 시장체제에 의한 전기요금의 변동성 확대에 수요관리 중요성 증가
- 전력수급 안정 및 소비자 보호를 위하여 기존 수요관리 사업을 대폭 확대하고, 사업의 효율성과 투명성 확보방안 강구
- 2015년까지 약 2조4천억원을 투입하여 최대수요를 704만kW 감축(5차 계획 대비 116만kW 확대) 토록 반영
 - 가용한 수요관리 프로그램별로 기술적 최대 잠재량 반영

< 수요관리 목표량 >

(단위 : 만kW)

구 분	2002	2005	2010	2015
1차계획('02)	61	258	527	704
5차계획('00)	47	182	417	588

- ※ 1. 2001년까지 누계실적(327만kW) 대비 추가 수요관리량
 2. 2002년 수요관리량은 직접부하 관리량 30만kW 포함

3. 전력수요 전망

가. 판매전력량

- 연평균 3.3% 증가 ('01년 2,577억kWh → '15년 3,920억kWh)
 - 용도별 증가율 : 주택용 3.9%, 상업용 5.0%, 경공업 2.7%, 중공업 1.4%
- 용도별 판매 전력량 점유비('01년 → '15년)
 - 주택용(15.2→16.8%), 상업용(32.1→37.4%), 경공업(25.7→24.3%), 중공업(27.0→21.5%)

[용도별 판매량 전망]

(단위 : GWh)

구 분		2001	2005	2010	2015
수요관리前		259,098	314,023	360,968	398,166
수 요 관 리 後	주택용	39,211	47,659	57,539	66,010
	상업용	82,729	106,538	128,237	146,449
	경공업	66,190	77,983	86,756	95,279
	중공업	69,601	78,876	82,792	84,212
	계	257,731	311,056	355,324	391,950

나. 최대전력수요

- 연평균 3.4% 증가 ('01년 4,313만kW → '15년 6,775만kW)
- 수요관리량 : 704만kW 추가 감축 ('01년 327만kW → '15년 1,031만kW)

(단위 : 만kW)

구 분	2001	2005	2010	2015
수요관리前	4,640	5,771	6,916	7,805
수요관리後	4,313	5,186	6,062	6,775

Ⅲ. 발전설비 확충 전망

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

1. 사업자 의향조사 ('01.7, '01.10)

가. 의향조사 목적

- 전기사업자의 시장참여 의향을 반영하기 위하여 발전설비계획 의향 조사를 시행

나. 발전소 건설 의향

- 2015년까지 총 97기 4,115만kW 건설 의향 (2015년까지 약 41조원 투입)
 - 건설중 : 총 42기 2,102만kW
 - 신규건설 : 총 55기 2,013만kW
 - 발전자회사는 유연탄, 민간사업자는 LNG 발전소 건설 선호

(단위 : 만kW)

구 분	한수원	5대 발전 회사	기존 민자 (한중, LG, 현대)	신규 민간 (대림, 대우)	한전, 수공 등 (소수력, 풍력)	합 계
건설 중 (미착공 포함)	1,080	855	157	-	10.3	2,102
신규 의향	280	1,026	225	450	32	2,013
합 계	1,360	1,881	382	450	42.3	4,115

- 발전원별 건설규모는 제5차계획 대비 석탄 340만kW, LNG 430만kW 증가하고, 석유 400만kW, 수력 등은 23만kW 감소함

(단위 : 만kW, 기수)

구 분	원자력	석 탄	LNG	석 유	수력/기타	합 계
5차계획	1,360 (12기)	900 (15기)	687 (20기)	515 (12기)	306 (23기)	3,768 (82기)
사업자계획	1,360 (12기)	1,240 (21기)	1,117 (28기)	115 (4기)	283 (32기)	4,115 (97기)

다. 발전소 폐지 의향

- '02~'15년까지 총 28기 657만kW 폐지 (5차계획 대비 291만kW 수명연장)

(단위 : 만kW)

구 분	2002~2010	2011~2015	2002~2015
제5차계획	96	852	948
사업자계획	38	619	657

라. 발전소 건설의향 결과 전원 구성비

- 사업자 계획의 전원구성은 5차계획 대비(2015년) 석탄, LNG 설비 비중이 3~4%p 증가

(단위 : 천kW, %)

구 분		원자력	석 탄	LNG	석 유	수력 등	합 계
2010	5차계획	22,529 (30.2)	20,565 (27.6)	18,387 (24.6)	6,806 (9.1)	6,324 (8.5)	74,611 (100)
	사업자계획	23,116 (28.4)	24,565 (30.2)	22,237 (27.3)	4,822 (5.9)	6,695 (8.2)	81,435 (100)
2015	5차계획	26,050 (33.0)	21,220 (26.8)	18,850 (23.8)	6,001 (7.6)	6,934 (8.8)	79,055 (100)
	사업자계획	26,637 (31.2)	25,740 (30.1)	23,150 (27.1)	3,217 (3.8)	6,695 (7.8)	85,438 (100)

※ 오리멸전은 석유에 포함, 연말기준

마. 발전소 건설의향 기준 추정 투자비

- 2015년까지 발전설비 건설에 약 40.5조원 소요 전망
 - 원자력 투자비 : 18.4조원, 수화력 투자비 : 22.1조원

(단위 : 억원)

구 분	2002~2005	2006~2010	2011~2015	합 계
원자력	39,620	105,691	39,093	184,404
화 력	68,449	105,725	28,605	202,779
양 수	11,176	6,765	0	17,941
합 계	119,245	218,181	67,698	405,124

- ※ 1. 가격기준 : 2001년 1월 불변가, 소수력, 소도서 내연, 풍력설비 제외
 2. CCT, 석탄, 오리멸전, 석유는 화력으로 분류

2. 사업자 발전설비계획 등급분류

가. 등급분류 기준

- 전력산업구조개편 이후 발전설비 확충은 재원조달, 송전이용계약, 인허가 여건 등의 불확실성이 있으므로 사업자계획을 실현 가능성 정도에 따라 등급을 분류할 필요
- 건설중(A), 건설준비중(B1, B2), 계획중(C1, C2, C3)의 3단계로 등급을 분류하고 A~C1까지 사업을 확정적 계획(Most Probable Plan)으로 분류
- ※ 현재 시점에서의 비 확정설비(C2, C3)는 사업 진척도에 따라 차기 계획 시 확정 설비(A~C1)로 전환 가능

[등급 분류 세부기준]

현 황	등 급		세부 기준
건설중 사업	A		▶ 착공後 준공前 단계 설비 (발전분할시 건설기본계획 확정 설비 포함 : 신고리#3,4, 예천양수#1,2)
건설준비 단계사업	B	B1	▶ 송전용 전기설비 이용계약後 착공前 단계 설비
		B2	▶ 발전사업허가後 송전용 전기설비 이용계약前 단계 설비
계획중 사업	C	C1	▶ 향후 2년 이내(2003년까지) 발전사업 허가가 예상되는 설비중 계통연계에 문제가 없을 것으로 예상되는 설비 (한전 계통검토) ▶ 공기업 또는 공기업 형태로 유지가 예상되는 기업에서 추진하는 설비는 인허가 시기와 관계없이 C1으로 취급 (한전, 한수원, 수자원공사 : 신규원전#1,2, 소도서 내연) ※ C2 등급의 설비중 계통연계 문제가 해결될(준공시기 조정 등) 것으로 판단되는 설비는 C1 등급으로 조정 가능
		C2	▶ 향후 2년 이내(2003년까지) 발전사업 허가가 예상되는 설비 중 계통연계에 대한 추가 검토가 필요한 설비 (한전 계통검토)
		C3	▶ 향후 2년 이후(2004년부터) 발전사업 허가가 예상되는 설비 중 계통연계 검토 또는 계통 연계 미검토 설비

- ※ 1. 발전사업허가 시점 : 전력수급기본계획 수립후 6개월 이내로 가정
- 2. C2 대상시기 : LNG 2009년, 석탄/석유 2012년, 양수 2012년
- 3. 폐지계획은 사업자 제출계획 인정 (A등급)

나. 확정적 계획 건설규모('02~'15년)

- 사업자 제출 건설의향(총 97기 4,115만kW)중 71기 3,274만kW를 확정적 건설계획(A~C1)으로 분류
 - 건설중 총 2,102만kW, 신규계획 총 1,172만kW (비확정 설비 841만kW 제외)
 - 제5차계획('02~'15) 대비 LNG는 70만kW 증가하고, 석탄 10만kW, 석유 500만kW, 수력 등은 54만kW 감소

(단위 : 만kW, 기수)

구 분	원자력	석 탄	LNG	석 유	수력/기타	합 계
5차계획	1,360 (12기)	900 (15기)	687 (20기)	515 (12기)	306 (23기)	3,768 (82기)
확정적 계획 (A-C1)	1,360 (12기)	890 (16기)	757 (20기)	15 (2기)	252 (21기)	3,274 (71기)

다. 전원별 발전설비 구성(확정적 계획 기준)

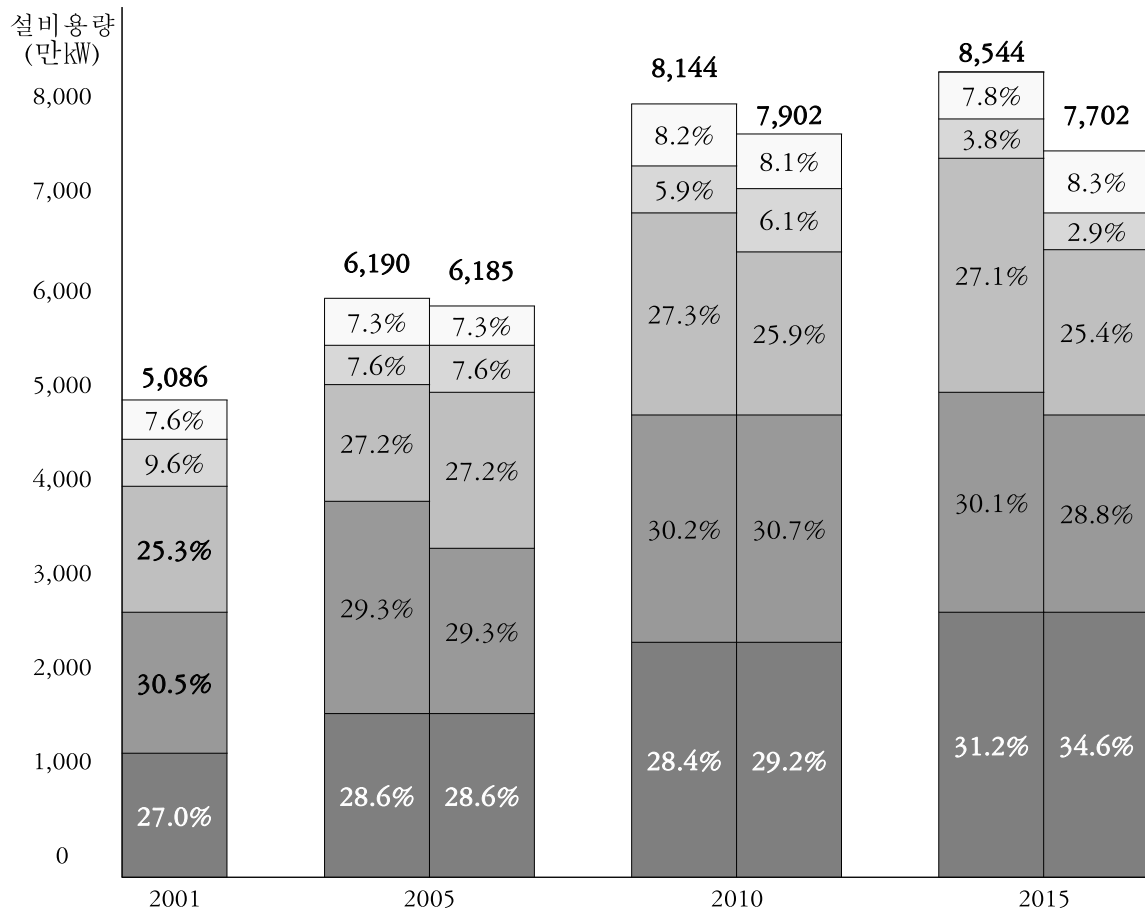
- 전원구성은 5차계획 대비(2015년) 석탄, LNG, 원자력 설비비중이 1~3%p 증가

(단위 : 천kW, %)

구 분		원자력	석 탄	LNG	석 유	수 력	합 계
2010	5차계획	22,529 (30.2)	20,565 (27.6)	18,387 (24.6)	6,806 (9.1)	6,324 (8.5)	74,611 (100)
	확정적계획 (A-C1)	23,116 (29.2)	24,265 (30.7)	20,437 (25.9)	4,817 (6.1)	6,385 (8.1)	79,019 (100)
2015	5차계획	26,050 (33.0)	20,420 (25.8)	19,650 (24.8)	6,001 (7.6)	6,934 (8.8)	79,055 (100)
	확정적계획 (A-C1)	26,637 (34.6)	22,240 (28.8)	19,550 (25.4)	2,212 (2.9)	6,385 (8.3)	77,023 (100)

※ 오리멀전은 석유에 포함, 연말기준

< 에너지원별 전원구성 전망 >



왼쪽 : 사업자 발전설비계획 오른쪽 : 확정적 발전설비계획
 ■ : 원자력 ■ : 석탄 ■ : LNG ■ : 석유 □ : 수력

(단위 : 만kW, %)

구 분		원자력	석탄	LNG	석유	수력	합계
2001 (실적)		1,372 (27.0)	1,553 (30.5)	1,287 (25.3)	487 (9.6)	388 (7.6)	5,086 (100)
2005	사업자계획	1,772 (28.6)	1,817 (29.3)	1,681 (27.2)	467 (7.6)	454 (7.3)	6,190 (100)
	확정적계획	1,772 (28.6)	1,817 (29.3)	1,681 (27.2)	467 (7.6)	449 (7.3)	6,185 (100)
2010	사업자계획	2,312 (28.4)	2,457 (30.2)	2,224 (27.3)	482 (5.9)	670 (8.2)	8,144 (100)
	확정적계획	2,312 (29.2)	2,427 (30.7)	2,044 (25.9)	482 (6.1)	639 (8.1)	7,902 (100)
2015	사업자계획	2,664 (31.2)	2,574 (30.1)	2,315 (27.1)	321 (3.8)	670 (7.8)	8,544 (100)
	확정적계획	2,664 (34.6)	2,224 (28.8)	1,955 (25.4)	221 (2.9)	639 (8.3)	7,702 (100)

라. 발전원별 발전량 전망(확정적계획 및 최근 운영실적 기준)

(단위 : GWh, %)

연도	원자력	석탄	국내탄	LNG	석유	수력	기타	계
2002 (전망)	122,764 (40.5)	110,945 (36.6)	7,001 (2.3)	29,684 (9.8)	26,666 (8.8)	5,982 (2.0)	-	303,042 (100)
2005	134,083 (38.8)	127,153 (36.8)	5,502 (1.6)	45,638 (13.2)	24,807 (7.2)	6,656 (2.0)	1,377 (0.4)	345,216 (100.0)
2008	138,870 (36.7)	156,448 (41.4)	6,098 (1.6)	43,073 (11.4)	23,995 (6.3)	8,300 (2.2)	1,302 (0.3)	378,086 (100.0)
2010	166,720 (42.1)	169,087 (42.7)	6,098 (1.5)	26,480 (6.7)	17,889 (4.5)	8,542 (2.1)	996 (0.3)	395,812 (100.0)

※ 2002년은 운영계획 전망치. 기타는 오리멸전 발전량 임.

마. 발전원별 연료소비 전망(확정적계획 및 최근 운영실적 기준)

연도	석탄 (천톤)	국내탄 (천톤)	LNG (천톤)	중유 (천kl)	경유 (천kl)	기타 (천톤)
2002(전망)	39,969	2,850	4,659	5,499	451	-
2005	46,985	2,607	5,900	5,509	509	446
2008	57,619	2,857	5,568	5,325	535	422
2010	62,095	2,857	3,508	3,959	534	324

※ 2002년은 운영계획 전망치, 기타는 오리멸전 발전소용 임.

바. 확정적계획(A-C1)의 발전설비 추정 투자비(확정적계획 기준)

○ 2015년까지 발전설비 건설에 약 34조원 소요 전망

(단위 : 억원)

구분	2002~2005	2006~2010	2011~2015	합계
원자력	39,620	105,691	39,093	184,404
화력	67,301	67,837	0	135,138
양수	11,176	6,765	0	17,941
합계	118,097	180,293	39,093	337,483

※ 가격기준 : 2001년 1월 불변가, 소수력, 소도시 내연, 풍력설비 제외

3. 중 · 장기 전력수급 전망

가. 사업자 발전설비계획(A~C3) 기준

- 설비예비율은 2006년까지 14~18%, 2007년 이후 23% 이상 유지
(적정 설비예비율 15~17%)

< 연도별 전력수급 전망 >

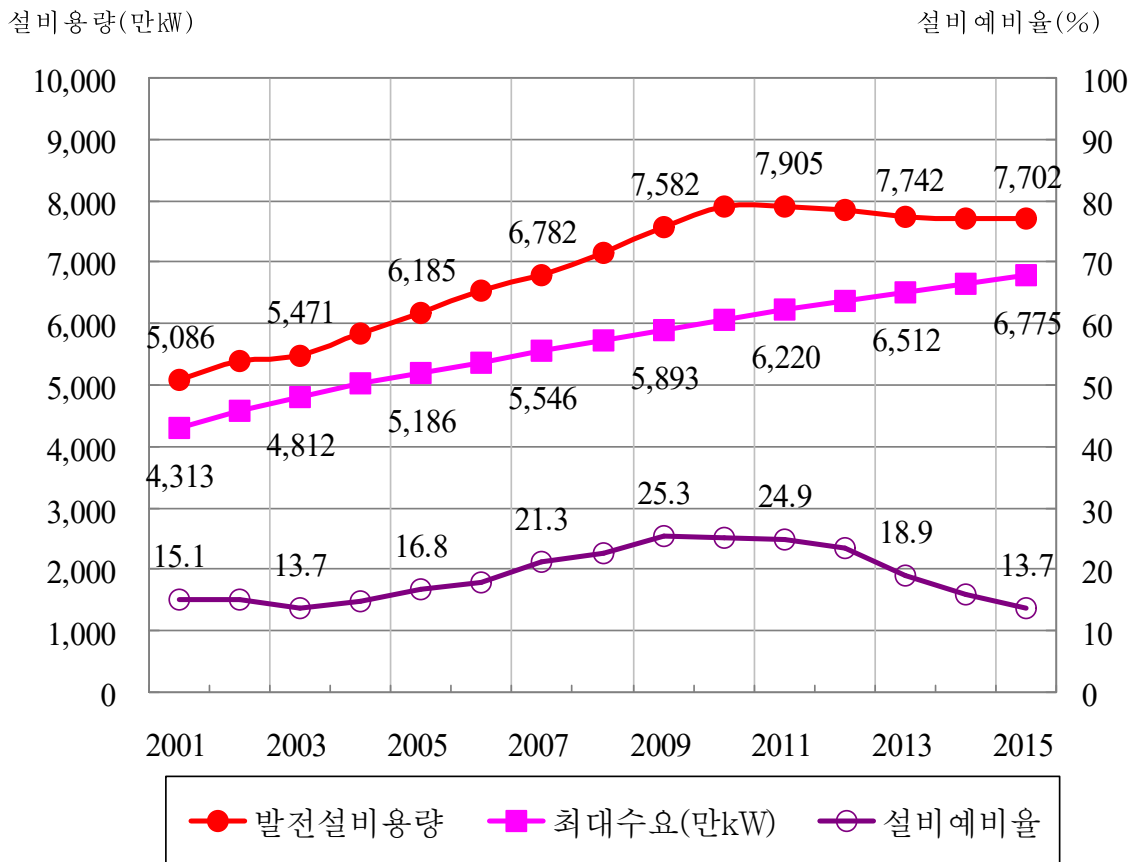
연 도	최대 수요 (만kW)	폐지 계획 (만kW)	확정적계획			사업자계획		
			건설계획 (만kW)	발전설비용량 (만kW)	설비 예비율 (%)	건설계획 (만kW)	발전설비용량 (만kW)	설비 예비율 (%)
2002	4,574	31	325	5,265 (5,380)	15.1	325	5,265 (5,380)	15.1
2003	4,812	-	91	5,471 (5,471)	13.7	91	5,471 (5,471)	13.7
2004	5,019	7	383	5,768 (5,848)	14.9	389	5,773 (5,853)	15.0
2005	5,186	-	337	6,058 (6,185)	16.8	337	6,063 (6,190)	16.9
2006	5,374	-	342	6,330 (6,527)	17.8	368	6,335 (6,559)	17.9
2007	5,546	-	255	6,724 (6,782)	21.3	345	6,846 (6,904)	23.4
2008	5,721	-	380	7,012 (7,162)	22.6	380	7,134 (7,284)	24.7
2009	5,893	-	420	7,382 (7,582)	25.3	450	7,504 (7,734)	27.3
2010	6,062	-	320	7,582 (7,902)	25.1	410	7,823 (8,144)	29.0
2011	6,220	136	140	7,765 (7,905)	24.9	400	8,187 (8,407)	31.6
2012	6,373	43	-	7,863 (7,863)	23.4	180	8,414 (8,544)	32.0
2013	6,512	120	-	7,742 (7,742)	18.9	-	8,424 (8,424)	29.4
2014	6,652	170	140	7,712 (7,712)	15.9	220	8,394 (8,474)	26.2
2015	6,775	150	140	7,702 (7,702)	13.7	220	8,544 (8,544)	26.1
합계	-	657	3,274	-	-	4,115	-	-

※ 발전설비 용량란의 () 내는 연말기준

나. 확정적 발전설비계획(A~C1) 기준

- 설비예비율은 2006년까지 14~18%, 2007~2012년은 21% 이상유지,
2013~2015년은 14~19% 유지 (적정 설비예비율 : 15~17%)

<확정적 계획 연도별 전력수급 전망>



다. 신규 발전소 미 추진시 전력수급 전망

(단위 : 만kW, %)

구 분	2002	2005	2007	2008	2010	2013	2015
최대수요	4,574	5,186	5,546	5,721	6,062	6,512	6,775
설비용량	5,380	6,138	6,390	6,490	7,010	6,851	6,531
설비예비율	15.1	15.9	15.2	11.7	10.4	5.2	-3.6

※ 설비용량은 연말기준, 설비예비율은 하계 첨두부하 기준

IV. 송변전설비 확충 전망

1. 송변전 설비계획 수립을 위한 지역별 전력수급 전망
2. 장기 송변전설비 건설 방향
3. 송변전설비 확충계획 개요

1. 송변전 설비계획 수립을 위한 지역별 전력수급 전망

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

< 지역별 전력수급 전망 >

(단위 : 천kW)

지 역	구 분	2001년	2005년	2010년	2015년
경 인	최대수요	18,380(42.6%)	22,082(42.6%)	25,777(42.5%)	28,765(42.5%)
	발전설비	12,412(25.0%)	14,162(23.4%)	18,012(23.8%)	18,000(23.4%)
	발전력	10,781	12,135	14,428	15,852
	잉여전력	-7,599	-9,947	-11,349	-12,913
영 동	최대수요	2,648(6.1%)	3,174(6.1%)	3,698(6.1%)	4,119(6.1%)
	발전설비	5,419(10.9%)	7,346(12.1%)	8,617(11.3%)	7,714(10.0%)
	발전력	4,701	6,275	6,851	6,775
	잉여전력	2,053	3,101	3,153	2,656
중 부	최대수요	5,033(11.7%)	6,140(11.8%)	7,269(12.0%)	8,224(12.1%)
	발전설비	9,257(18.7%)	11,241(18.5%)	15,241(20.1%)	15,923(20.7%)
	발전력	8,064	9,594	12,185	14,023
	잉여전력	3,031	3,454	4,916	5,799
호 남	최대수요	3,381(7.8%)	4,076(7.9%)	4,783(7.9%)	5,365(7.9%)
	발전설비	9,133(18.4%)	11,915(19.7%)	15,025(19.8%)	14,385(18.7%)
	발전력	7,935	10,216	12,004	12,668
	잉여전력	4,554	6,140	7,221	7,303
영 남	최대수요	13,683(31.7%)	16,387(31.6%)	19,097(31.5%)	21,272(31.4%)
	발전설비	13,411(27.0%)	15,911(26.3%)	18,924(25.0%)	21,001(27.2%)
	발전력	11,644	13,639	15,156	18,427
	잉여전력	-2,039	-2,748	-3,941	-2,845
합 계	최대수요	43,125	51,859	60,624	67,745
	발전설비	49,632	60,575	75,819	77,023
	발전력	43,125	51,859	60,624	67,745

2. 장기 송변전 설비 건설 방향

○ 장기 송변전설비 구성목표

- 765kV설비 : 대단위 전원단지와 수도권과 직접연결
- 345kV설비 : 지역간 간선 계통망 구축 및 도심지 대전력 공급원
- 154kV설비 : 도시지역의 간선계통 구성 및 배전 공급원
- 66kV설비 : 신규건설을 억제하되 부하특성을 고려하여 신축적 운용
- 최종 간선계통 구성목표 제시(2020년 이후)

○ 공급안정성 확보와 경제성 추구의 조화

- 송변전설비 고장시 전력공급 지장 최소화
- 발전설비 건설계획과 연계성 검토 강화
- 송전선로 및 변전소 입지 사전확보
- 전력손실 최소화 및 송변전 설비의 투자 효율성 제고

○ 송변전설비 성능특성 개선

- 대형계통 안정도 확보(송변전 설비 적기확충, 유연송전 시스템 도입, 765kV 송전전압 격상 등)
- 고장전류 대책 수립(차단기 규격 상향조정, 직렬 리액터 설치, 일부 변전소 모선 및 송전선로 분리운전 등)
- 무효전력 수급균형(전력용 콘덴서, 분로 리액터 설치, 분산형 전원 개발, 輕부하시 송전선로 부분 개방 등)

3. 송변전설비 확충계획 개요

○ 송전선로

- 송전선로 총공장 : 2001년 25,583C-km → 2015년 35,439C-km
- 지중선 점유비 : 7% (2001년) → 12% (2015년)

(단위 : C-km)

전 압	2001 (실적)	2005년		2010년		2015년	
		접속	보강	접속	보강	접속	보강
765kV	662	98	672	438	751	438	899
345kV	7,345	542	7,909	1,054	8,804	1,118	8,975
154kV	17,576	7	20,588	9	22,863	9	24,000
합 계	25,583	647	29,169	1,501	32,418	1,565	33,874

○ 변전소 수

- 총 변전소 수 : 2001년 472개소 → 2015년 769개소

(단위 : 개소)

전 압	2001(실적)	2005년	2010년		2015년	
			접속	보강	접속	보강
765kV	0	4	-	6	-	7
345kV	45	55	2	62	2	69
154kV	427	532	-	639	-	691
합 계	472	591	2	707	2	767

○ 변전설비 용량

- 변전설비용량 : 2001년 142,806MVA → 2015년 266,259MVA
- 초고압 변전설비 점유비 : 2001년 45% → 2015년 54%

구 분		2001(실적)	2005년	2010년	2015년
변전용량 (MVA)	765kV	1,110	21,110	29,110	41,110
	345kV	63,577	78,116	91,616	103,116
	154kV	78,119	95,243	113,103	122,033
	합 계	142,806	194,469	233,829	266,259

○ 송변전설비 투자비는 2015년까지 약 15.5조원 예상

(단위 : 억원)

구 분	2002~2005	2006~2010	2011~2015	누 계
765kV	9,899	12,278	2,751	24,928
345kV	16,501	15,641	10,600	42,742
154kV	33,715	29,343	24,551	87,609
계	60,115	57,262	37,902	155,279

V. 전력수급 안정을 위한 대책

< 기본 방향 >

- ① 구조개편에 따라 전력시장 기능이 정상적으로 작동할 때까지는 정부가 전력안보 차원에서 수급안정을 주도
- ② 정부는 적정 공급신뢰도·전원구성비 기준, 원자력발전소·수화력발전소·송변전 설비의 건설 추진방향, 수요관리 추진방향 등 전력수급의 기본정책 방향을 제시
- ③ 공기업 형태의 전기사업자는 전력수급기본계획에 따라 사업을 추진하고, 민간 전기사업자는 기본계획에 부합하도록 자율적으로 사업을 추진
- ④ 민간 발전사업자의 발전소 건설 회피 등으로 심각한 전력수급 차질이 우려될 경우, 별도의 비상 수급안정 대책을 수립·시행
- ⑤ 장기적으로 전력시장 기능에 의한 전력수급 안정이 이루어지도록 제도적 기반을 구축

1. 정부가 전력안보 차원에서 수급안정 관리

가. 구조개편에 따라 전력시장 기능이 정상적으로 작동할 때까지는 정부가 전력안보 차원에서 수급안정을 주도

- 계통규모 증가, 발전설비 성능향상, 공급신뢰도 등을 고려하여 적정 설비 예비율로 15~17% (공급예비율 8~10%) 수준 유지
 - 연간 공급지장 확률(LOLP) 0.5일 기준
 - ※ 2015년 적정 설비규모는 7,868만kW로 전망(예측 전력수요 : 6,775만kW)
- 발전원별 설비특성, 경제성, 환경영향, 불확실성 등을 고려하여 최적화 (비용최소화) 전산모형에 의한 전원구성비를 유지(기준 발전설비계획)

< 연도별 전원구성비 >

(단위 : %)

연 도	원자력	석탄	LNG	석유	수력
2005	28.9 (28.8)	29.7 (29.5)	26.7 (26.7)	7.6 (7.9)	7.1 (7.1)
2010	31.0 (30.2)	32.0 (27.6)	23.2 (24.6)	6.4 (9.1)	8.4 (8.5)
2015	37.4 (33.0)	30.9 (26.8)	20.9 (23.8)	2.8 (7.6)	8.0 (8.8)

※ () 내는 제5차 장기전력수급기본계획 전원구성비

- 공기업 형태의 전기사업자가 전력수급기본계획에 따라 전기사업을 수행토록 관리 감독 강화
 - 공기업·자회사 사장 경영계약에 발전소 건설계획 이행 조항 반영
- 전기사업자의 부당한 전력설비 건설 지연을 방지토록 관리 강화
 - 발전설비별 사업 준비기간 지정, 주기적인 이행실태 조사실시, 부당한 건설지연에 대한 규제 근거 마련 및 지연사유 보고 의무화 등
- 기본계획 정책방향에 부합하는 사업을 우선적으로 인허가

나. 단기 전력수요 급증에 탄력적으로 대응(단기 수급안정 대책 수립·시행)

- 발전소 적기 준공, 준공예정 발전소의 시운전 출력 활용, 하계 예방정비 최소화, 구입전력 확대 등 단기 공급능력 확충 추진
- 이와 병행하여 직접 부하제어, 하계 휴가기간 조정 제도 및 자율절전 제도 등 수요관리 제도를 탄력적으로 운영

다. 정부 주도의 수요관리사업 강화

- 수요관리 목표('15년까지 최대수요 704만kW 삭감)를 차질 없이 달성할 수 있도록 정부의 관리·감독을 강화
 - 연도별 세부 추진계획을 「전력산업기반조성계획」에 반영하여 차질 없이 추진(기반기금 활용)
- 구조개편 이후 전력수급 및 요금 안정을 위하여 수요관리 자원을 발전소 건설 등 공급측 자원과 대등한 수준으로 관리
 - 수용가와 약정을 체결하고, 피크시 통신 기술을 활용하여 고객의 부하를 직접 제어하는 「직접부하제어사업」 확대('05년까지 150만kW도입)
 - 수요관리 사업자가 수요관리를 전기공급과 같이 시장에서 직접 거래하는 「수요관리 입찰제」 도입 검토
- 수요관리 사업의 투명성을 확보하고 효율성을 개선하기 위하여 DB 구축 등 「수요관리 평가·관리 시스템」을 구축
 - 한전 중심의 수요관리 사업 체제에 경쟁체제 도입 (에너지관리공단 등)

2. 발전설비 적기 확충

가. 발전설비 건설 방향

- 발전소 건설은 정부가 제시한 적정 설비에비율과 전원구성비가 유지되도록 유도

- 온실가스 배출규제 등 환경규제 강화에 대비한 환경친화적 발전소 건설 및 고기능, 고효율, 최첨단 발전소 건설을 유도
- 발전소 입지는 가능한 기존 부지를 활용하되, 송전선로 입지 확보난을 고려하여 수요지 인근에 발전소가 건설되도록 유도
 - 남북 전력협력에 대비 수도권 이북지역에 발전소 건설을 유도

나. 발전설비 건설 이행

- 공기업 형태의 발전사업자(한전, 한수원 및 발전자회사)는 기본계획에 따라 발전설비 건설을 의무적으로 수행
 - 발전자회사의 분할, 민영화시 발전설비 건설을 승계하도록 건설의무 이행협약 체결(발전자회사 경영성과는 매각가치에 반영)
 - 공기업·자회사 사장 경영계약에 발전소 건설계획 이행 조항 반영
- 원자력발전소는 정부의 기본계획에 따라 한수원(주)이 구체적 건설방안을 마련하여 건설
 - 원자력발전소 건설이 전력수급에 미치는 영향 등을 고려하여 원자력발전소 건설방향은 정부가 전력정책심의회 등 각계 의견을 수렴하여 결정
- 非원자력발전소는 정부의 전원구성비 기준을 바탕으로 건설

다. 발전사업자의 공급능력 확충 지원

- 무연탄, 열병합 발전소에 대하여는 당분간 사업자 손실을 보전하되, 점진적으로 지원 축소 방안 강구 (타에너지 지원 사업)
- 도서지역의 보편적 전력공급을 위하여 50호 이상 도서지역의 발전소 건설 및 운영자금 지원 (농어촌전화사업)
 - 지자체에서 전력공급업무를 수행하고 있는 50호 미만의 도서지역은 향후 단계적으로 한전(배전분할시 배전회사)에서 인수하여 전력공급을 추진

- 제주도 전력공급 및 정책성 발전소 건설을 위한 투자비 장기 저리 융자 방안 검토 (전원개발지원사업)
- 출력향상, 수명연장, 효율개선 등 발전설비 공급능력 확충을 위한 기술개발을 적극 지원 (전력기술개발사업)

라. 민간 발전사업자의 발전소 건설 회피시의 비상 대책

- 민간 사업자의 발전소 건설 회피 등으로 전력수급 차질이 우려될 경우, 공기업 체제의 전기사업자나 별도의 전원개발(주)가 긴급 발전소를 건설하고 민간에 매각하는 방안 검토
- 전기사업자의 전원개발 자금조달을 위해 한전의 발전·배전자회사 매각대금 중 일부를 전원개발자금으로 활용하는 방안 검토

3. 송변전설비 적기 확충

가. 장기 송변전설비 확충 기술기준 (추후 정부기준으로 제정·운영)

- 발전소 연결 계통선로, 간선 및 부하공급 계통선로
 - 건설시기 및 규모는 발전소 최종규모를 고려하여 융통 능력을 확보토록 결정(지중선로의 경우 관로 또는 전력구)
 - 연계전압 및 연결방안은 경제성, 기술성 및 건설여건 등을 고려
- 변전소 신설 및 최종 규모
 - 765kV : 대전력 융통 등 사유 발생시 신설하되, 향후 최종계통 규모를 감안 4~5 Bank로 건설
 - 345kV : 초고압 전력계통 연계시, 또는 대규모 공단·신도시 개발시 신설하되, 변전소 최종규모는 가능한 4 Bank로 건설

- 154kV : 기설 변전소 공급능력 초과시, 또는 공단, 지역 개발시 신설하
되, 변전소 최종규모는 부하밀도를 감안 2~4 Bank로 건설

○ 상정 고장조건 및 사고시 허용범위(첨부 7-4 참조)

- 765kV 가공선로 : 1회선 고장
- 345kV 이하 가공선로 : 1회선 및 1루트(2회선) 고장
- 지중선로 : 1회선 고장
- 주변압기 : 1 Bank 고장
- ※ 기타 고장은 계통운영시 고려

나. 송변전설비 건설 이행

- 전력수급기본계획 수립후 3개월 이내 기본계획에서 정한 확충 기준에 따라 한전이 세부 시행계획을 마련하여 정부승인을 득한후 사업 추진
 - 향후 배전회사 분할, 민영화시는 송변전설비(송전망) 건설을 승계하도
록 건설이행 협약 체결
- 제주 국제 자유도시 건설 등에 따른 제주지역 수급안정을 위하여 한전이
해저 연계선(용량은 기존 연계선 수준)을 추가 건설
 - 비상시, 해저연계선 조상설비(8만kW급)의 발전설비 전환을 검토
 - 전력시장운영규칙 개정 등을 통한 발전소 추가건설 유도방안을 강구

다. 기존 송전용 전기설비 이용규정 개정 추진

- 건설비용은 수익자 부담 원칙에 따라 발전사업자와 송전사업자가
합리적으로 분담하는 방안 검토(분담률은 별도 위원회에서 결정)
 - 접속비용 문제와 송전요금 문제를 종합적으로 검토 결정하되,
 - 발전사업자 진입·경쟁 제한 문제, 발전·송전설비의 좌초비용 문제를 고려

4. 전력시장 기능에 의한 수급안정 기반 구축

가. 전력산업 구조개편을 차질 없이 추진

- 향후 전력시장의 불확실성을 줄이고, 민간의 전력사업 참여 및 투자 확대를 유도하기 위하여 향후 구조개편의 추진방향을 명확히 제시
- 투명한 전력시장 운영규칙 제정, 원가주의가 반영된 요금정책 보완 및 전기위원회의 독립성·전문성 확보 추진

나. 규제완화 추진

- 자가용 발전설비 공급능력 확충을 유도하기 위해 자가용 전력의 시장 판매량을 현행 30% 미만에서 50%미만으로 확대
 - 자가용 발전설비의 Back-up 전력을 시장에서 직접 구매토록 허용
- 대기업 집단의 발전사업 참여제한을 완화하는 등 민간의 전기사업 진입을 제한하는 각종 규제를 지속적으로 완화

다. 경쟁적 전력시장 체제하에서의 수급안정 보장을 위한 제도 개선

- 발전소 건설을 유도하기 위하여 판매(배전)사업자에게 지역별로 적정 예비력을 확보토록 하는 용량시장제도의 도입 검토
 - 미국 PJM 전력시장에서 동 제도 운영중
- 발전자회사 민영화 이전에 발전사업자 및 판매(배전)사업자간 쌍방 계약 형태의 규제 금융계약(Vesting Contract) 체결 방안 도입 검토
- 현물시장의 가격변동 위험을 줄이기 위하여 발전사업자와 판매(배전)사업자간 다양한 채무계약(차액정산계약, 선물·선도계약 등) 체결 유도

라. 전력시장의 원활한 작동을 위한 정보공개 및 전문기관 육성

- 정부는 전력수급기본계획을 2년 주기로 수립하여 중장기 수급안정 정책방향을 제시하고, 미래의 수급 정보를 수시로 제공
- 비영리기관인 한국전력거래소를 계획수립 총괄지원 기관으로 육성하고, 관련 연구의 활성화, 전문인력 양성 등 기반구축 추진(기반기금 지원)

VI. 전력수급기본계획 중장기 정책연구 과제

1. 전력수급기본계획 수립을 위한 정책 연구

- 전력수급기본계획 수립 기법 개선에 관한 연구
- 발전소 건설계획과 송변전 설비계획과의 연계방안 검토
- 수요관리 사업 추진방향
- 전력수급기본계획 정보공개 체제 구축
- 전력수급 안정화 및 투자유인 방안
- 남북 및 동북아 국가간 전력계통 연계사업 추진방안
- 전력부문의 온실가스 배출저감 방안 검토
- 전력통계 D/B 구축방향 검토

2. 시장 체제하에서의 전력수급 안정화 정책 연구

- 시장 체제하에서의 적정 전원구성비 및 예비력 유지 방안 검토
- 발전사업자의 판매업 겸업 허용 검토
- 발전소 매각대금의 전원개발 자금 활용방안 검토
- 경쟁적 전력시장 체제하에서의 전기요금 변화 전망 연구
- 공기업에 의한 발전소 건설 방안 검토
- 전력시장 기능 활성화(실패를 예방)를 위한 대책 검토
- 전력수급 비상시 대처방안 검토(전력시장운영규칙 제21조)
- 기존 발전 및 송변전 설비 운영방안, 신규설비 긴급건설 방안 검토
- 전기사업법, 송전용 전기설비 이용규정 등 보완

[添 附]

1. 전력수요 전망 관련
2. 수요관리 프로그램별 목표량
3. 발전설비 폐지계획
4. 기준 발전설비계획
5. 사업자 의향조사 관련
6. 확정적 발전설비계획 관련
7. 송변전 설비계획 관련

1. 전력수요 전망 관련

1.1 基準수요(안)

구 분	판매전력량		최대전력					
	GWh	증가율 (%)	수요관리 전		수요관리 효과	수요관리 후		
			MW	부하율 (%)		MW	증가율 (%)	부하율 (%)
2000(실적)	239,535	11.8	41,007(43,866)	74.0	(2,859)	41,007	10.0	74.0
2001(실적)	257,731	7.6	43,125(46,393)	74.4	(3,268)	43,125	5.2	75.5
2002	271,009	5.2	46,051(49,319)	74.2	309(3,577)	45,742	6.1	74.6
2003	288,591	6.5	49,440(52,708)	73.7	1,316(4,584)	48,124	5.2	74.6
2004	299,983	3.9	52,120(55,388)	72.8	1,927(5,195)	50,193	4.3	74.1
2005	311,056	3.7	54,436(57,704)	72.4	2,577(5,845)	51,859	3.3	74.1
2006	321,184	3.3	56,838(60,106)	71.7	3,095(6,363)	53,743	3.6	73.9
2007	330,593	2.9	59,096(62,364)	71.0	3,639(6,907)	55,457	3.2	73.6
2008	339,452	2.7	61,381(64,649)	70.3	4,167(7,435)	57,214	3.2	73.3
2009	347,675	2.4	63,641(66,909)	69.5	4,708(7,976)	58,933	3.0	72.9
2010	355,324	2.2	65,889(69,157)	68.7	5,265(8,533)	60,624	2.9	72.4
2011	362,922	2.1	67,812(71,080)	68.1	5,615(8,883)	62,197	2.6	72.0
2012	370,248	2.0	69,698(72,966)	67.6	5,966(9,234)	63,732	2.5	71.6
2013	377,529	2.0	71,422(74,690)	67.2	6,302(9,570)	65,120	2.2	71.5
2014	384,825	1.9	73,169(76,437)	66.9	6,649(9,917)	66,520	2.1	71.4
2015	391,950	1.9	74,784(78,052)	66.6	7,039(10,307)	67,745	1.8	71.3
평 균 증 가 율 (%)	'01-'05	5.4	5.8			4.8		
	'06-'10	2.7	3.9			3.2		
	'11-'15	2.0	2.6			2.2		
	'01-'10	4.0	4.9			4.0		
	'01-'15	3.3	4.1			3.4		

(주) 1. 판매전력량은 수요관리 절감량을 반영한 수요관리후 수치임

2. ()내의 수치는 수요관리 누계량을 감안한 수치임

1-2. 上限수요(안)

구 분		판매전력량		최대전력				
		GWh	증가율 (%)	수요관리 전		수요관리 효과	수요관리 후	
				천kW	부하율 (%)		천kW	부하율 (%)
2000(실적)		239,535	11.8	41,007	74.0	(2,859)	41,007	74.0
2001(실적)		257,731	7.6	43,125	74.4	(3,230)	43,125	75.5
2002		285,931	9.1	48,818	73.8	879	47,939	74.6
2003		309,454	8.2	53,571	72.9	1,958	51,613	74.6
2004		329,377	6.4	57,925	71.9	2,800	55,125	74.1
2005		348,101	5.7	61,666	71.5	3,614	58,052	74.1
2006		365,790	5.1	65,594	70.7	4,364	61,230	73.9
2007		383,175	4.8	69,549	69.9	5,240	64,309	73.6
2008		400,164	4.4	73,613	69.0	6,126	67,487	73.3
2009		416,232	4.0	77,640	68.2	7,037	70,603	72.9
2010		431,566	3.7	81,677	67.2	7,987	73,691	72.4
2011		445,808	3.3	85,066	66.6	8,599	76,467	72.0
2012		460,053	3.2	88,523	66.0	9,260	79,263	71.6
2013		473,617	2.9	91,610	65.7	9,838	81,773	71.5
2014		486,956	2.8	94,677	65.4	10,421	84,256	71.4
2015		500,170	2.7	97,609	65.0	11,071	86,538	71.3
평 균 증 가 율 (%)	'01-'05	7.8		8.5			7.8	
	'06-'10	4.4		5.8			4.4	
	'11-'15	3.0		3.6			3.0	
	'01-'10	6.1		7.1			6.1	
	'01-'15	5.0		6.0			5.0	

(주) 1. 판매전력량은 수요관리 절감량을 반영한 수요관리후 수치임

2. 수요성장의 불확실성에 대비하고, 수요변동 요인에 대한 시나리오에 의거
상·하한 수요 작성

○ 경제성장률 전망대 실적 오차율, 실질전기요금 등을 고려

1-3. 下限수요(안)

구 분		판매전력량		최대전력				
		GWh	증가율 (%)	수요관리 전		수요관리 효과	수요관리 후	
				천kW	부하율 (%)		천kW	부하율 (%)
2000(실적)		239,535	11.8	41,007	74.0	(2,859)	41,007	74.0
2001(실적)		257,731	7.6	43,125	74.4	(3,230)	43,125	75.5
2002		257,367	3.3	43,299	74.9	185	43,114	74.6
2003		263,265	2.2	44,604	74.3	800	43,804	74.6
2004		266,790	1.2	45,695	73.5	1,236	44,459	74.1
2005		270,114	1.1	46,440	73.3	1,686	44,753	74.1
2006		273,213	1.0	47,339	72.7	2,006	45,333	73.9
2007		275,983	0.9	48,166	72.1	2,366	45,800	73.6
2008		278,824	0.9	49,105	71.4	2,693	46,412	73.3
2009		281,139	0.7	49,990	70.8	3,008	46,981	72.9
2010		283,806	0.8	50,960	70.1	3,304	47,656	72.4
2011		285,357	0.5	51,511	69.6	3,400	48,111	72.0
2012		287,018	0.5	52,110	69.2	3,520	48,590	71.6
2013		288,724	0.5	52,596	68.9	3,626	48,971	71.5
2014		290,054	0.4	53,014	68.7	3,724	49,291	71.4
2015		290,674	0.1	53,227	68.5	3,882	49,345	71.3
평 균 증 가 율 (%)	'01-'05	2.4		2.5			1.8	
	'06-'10	1.0		1.9			1.3	
	'11-'15	0.5		0.9			0.7	
	'01-'10	1.7		2.2			1.5	
	'01-'15	1.3		1.8			1.2	

(주) 1. 판매전력량은 수요관리 절감량을 반영한 수요관리후 수치임

2. 수요성장의 불확실성에 대비하고, 수요변동 요인에 대한 시나리오에 의거
상·하한 수요 작성

○ 경제성장률 전망대 실적 오차율, 실질전기요금 등을 고려

2. 수요관리 프로그램별 목표량

(단위 : 천kW)

구 분	부 하 관 리							효 율 향 상				신규	가스 냉방	합계
	하계 휴가	자율 절전	직접 부하 제어	축냉 설비	원격 에어컨	고효율 자판기	소계	고효율 조명	인 버 터	고효율 전동기	소계			
2002	80	52	300	34	4	3	473	38	28	2	68		68	609
2003	156	101	600	87	10	6	960	103	66	15	184	40	132	1,316
2004	221	143	800	141	20	12	1,337	172	130	32	334	60	196	1,927
2005	279	180	1,000	194	34	18	1,705	245	235	53	533	79	260	2,577
2006	338	219	1,044	257	51	25	1,934	323	336	79	738	99	324	3,095
2007	393	254	1,084	324	73	33	2,161	403	467	100	970	120	388	3,639
2008	450	291	1,123	399	96	41	2,400	433	623	117	1,173	142	452	4,167
2009	506	327	1,159	482	122	50	2,646	455	796	132	1,383	163	516	4,708
2010	561	363	1,195	572	149	58	2,898	474	979	146	1,599	188	580	5,265
2011	608	393	1,224	658	177	66	3,126	489	984	160	1,633	212	644	5,615
2012	654	423	1,252	749	208	74	3,360	500	990	174	1,664	234	708	5,966
2013	698	450	1,276	839	240	82	3,585	507	994	188	1,689	256	772	6,302
2014	741	478	1,301	937	274	90	3,821	511	999	203	1,713	279	836	6,649
2015	780	504	1,323	1,034	310	99	4,050	565	1,004	217	1,786	303	900	7,039

- ※ 1. 2001년도 누계실적을 기준으로 각 연도의 순 증분량을 기재
 2. 2002년도 수요관리량 합계는 직접부하제어 300천kW 포함
 3. 연도별 수요관리량은 당해연도 하계 전력수급 상황에 따라 변동가능
 4. 전력수요 급증에 대비하여 2005년까지 직접부하제어 50만kW 추가 확보 추진

3. 발전설비 폐지 계획

(단위 : 천kW)

연도별	원자력	기 력				내연력		폐지용량
		유연탄	무연탄	중 유	LNG	중 유	경 유 (GT)	
2002			영월#1,2 (100)	부산#3,4 (210)				310 (4기)
2004			군 산 (66)					66 (1기)
소 계 (‘02~‘10)		-	166.0 (3기)	210.0 (2기)	-	-	-	376 (5기)
2011		호남 #1,2(500)		평택#1,2 (700)			제주 GT#1~3 (165)	1,365 (5기)
2012					서울#4,5 (387.5)	제주#1 ~8 (40)		427.5 (3기)
2013	월성#1 (679)		영동#1 (125)	영남#1,2 (400)				1,204 (4기)
2014			서천#1,2 (400)	평택#3,4 (700) 울산 #1~3(600)				1,700 (7기)
2015		보령#1,2 (1,000)			인천#1,2 (500)			1,500 (4기)
소 계 (‘11~‘15)	679 (1기)	1,500 (4기)	525 (3기)	2,400 (9기)	887.5 (4기)	40 (1기)	165 (1기)	6,196.5 (23기)
합 계 (‘02~‘15)	679 (1기)	1,500 (4기)	691 (6기)	2,610 (11기)	887.5 (4기)	40 (1기)	165 (1기)	6,572.5 (28기)

4. 기준 발전설비 계획

(단위 : 천kW, %)

연도	설비 예비율	원자력	유연탄	LNG	중 유	경 유	무연탄	수 력	계
2000 (실적)	16.8	13,716 (28.3)	12,740 (26.3)	12,689 (26.2)	4,570 (9.4)	296 (0.6)	1,291 (2.7)	3,149 (6.5)	48,451 (100)
2001 (실적)	15.1	13,716 (27.0)	14,240 (28.0)	12,868 (25.3)	4,570 (9.0)	298 (0.6)	1,291 (2.5)	3,876 (7.6)	50,859 (100)
2002	14.1	15,716 (29.2)	14,740 (27.4)	13,618 (25.3)	4,360 (8.1)	300 (0.6)	1,191 (2.2)	3,876 (7.2)	53,801 (100)
2003	13.7	15,716 (28.7)	14,740 (26.9)	14,518 (26.5)	4,360 (8.0)	303 (0.6)	1,191 (2.2)	3,878 (7.1)	54,706 (100)
2004	14.8	16,716 (28.6)	16,340 (28.0)	15,714 (26.9)	4,360 (7.5)	308 (0.5)	1,125 (1.9)	3,886 (6.6)	58,448 (100)
2005	15.9	17,716 (28.9)	16,840 (27.5)	16,364 (26.7)	4,360 (7.1)	308 (0.5)	1,325 (2.2)	4,386 (7.1)	61,298 (100)
2006	16.8	17,716 (27.7)	17,340 (27.2)	17,287 (27.1)	4,360 (6.8)	308 (0.5)	1,325 (2.1)	5,486 (8.6)	63,821 (100)
2007	17.0	17,716 (27.3)	18,340 (28.2)	17,287 (26.6)	4,510 (6.9)	308 (0.5)	1,325 (2.0)	5,486 (8.5)	64,971 (100)
2008	17.8	18,716 (27.4)	20,740 (30.3)	17,287 (25.3)	4,510 (6.6)	308 (0.5)	1,325 (1.9)	5,486 (8.0)	68,371 (100)
2009	17.4	20,716 (29.0)	21,840 (30.6)	17,287 (24.2)	4,510 (6.3)	308 (0.4)	1,325 (1.8)	5,486 (7.7)	71,471 (100)
2010	17.9	23,116 (31.0)	21,840 (29.2)	17,287 (23.2)	4,510 (6.0)	308 (0.4)	1,325 (1.8)	6,286 (8.4)	74,671 (100)
2011	17.9	24,516 (32.8)	21,340 (28.6)	17,287 (23.1)	3,810 (5.1)	143 (0.2)	1,325 (1.8)	6,286 (8.4)	74,706 (100)
2012	16.5	24,516 (33.0)	21,340 (28.7)	16,900 (22.8)	3,810 (5.1)	103 (0.1)	1,325 (1.8)	6,286 (8.5)	74,279 (100)
2013	15.9	23,837 (31.6)	23,740 (31.5)	16,900 (22.4)	3,410 (4.5)	103 (0.1)	1,200 (1.6)	6,286 (8.3)	75,475 (100)
2014	16.3	26,637 (34.4)	24,540 (31.7)	16,900 (21.9)	2,110 (2.7)	103 (0.1)	800 (1.1)	6,286 (8.1)	77,375 (100)
2015	16.1	29,437 (37.4)	23,540 (29.9)	16,400 (20.9)	2,110 (2.7)	103 (0.1)	800 (1.0)	6,286 (8.0)	78,675 (100)

※ 1. 설비용량은 연말기준, 설비예비율은 하계 첨두부하 기준 임

2. 예측 최대수요 및 부하소비 패턴, 공급지장확률(LOLP), 예상 발전소 정지 시간(MOR, EFOR)을 종합 감안하여 비용 최소화에 의한 전산모형 운영결과

5. 사업자 의향조사 관련

5-1. 사업자 연도별 발전설비 건설 의향

준공시기		등급	발전소명		소 속	용 량 (천kW)	시설용량 (천kW)	최대 수요 (천kW)	설비 예비율 (%)
2001		기존설비					49,632 (50,859)	43,125	15.1
2002	1	A	폐지-부산석유#3,4	남 부	-210.0	52,649 (53,801)	45,742	15.1	
	1	A	폐지-영월무연탄#1,2	남 부	-100.0				
	1	A	한화복합#4(S/T)	한중에	150.0				
	5	A	영광원자력#5	한수원	1,000.0				
	5	A	태안석탄#6	서 부	500.0				
	5	A	보령복합#2(S/T)	중 부	150.0				
	6	A	보령복합#4(S/T)	중 부	150.0				
	7	A	보령복합#1(S/T)	중 부	150.0				
	7	A	위도내연	한 전	0.5				
	8	A	거문도내연 개체	한 전	0.2				
	8	A	보령복합#3(S/T)	중 부	150.0				
	9	A	울릉도내연	한 전	1.5				
12	A	영광원자력#6	한수원	1,000.0					
2003	6	C1	안동수력(다목적)	수자원	1.5	54,707 (54,708)	48,124	13.7	
	6	C1	위도내연	한 전	2.0				
	7	C1	백령도내연	한 전	3.0				
	7	A	부산복합#1	남 부	450.0				
	7	A	부산복합#2	남 부	450.0				
	12	C1	탐진(다목적)	수자원	0.6				
	12	C1	대곡(다목적)	수자원	0.3				
2004	1	A	폐지-군산무연탄	서 부	-66.0	57,731 (58,531)	50,193	15.0	
	4	C1	대체전원(제주)#1	남 부	6.0				
	4	C1	용담소수력	수자원	1.6				
	4	C2	영덕 풍력	유니슨	50.0				
	6	A	울촌복합G/T	미란트	295.7				
	6	A	부산복합#3	남 부	450.0				
	6	A	부산복합#4	남 부	450.0				
	6	A	울진원자력#5	한수원	1,000.0				
	6	C1	추자도내연 개체	한 전	1.4				
	6	C2	홍도 등 8개도서	한 전	5.3				
	6	A	영흥석탄#1	남 동	800.0				
	7	B2	강원풍력#1	강원풍력	28.5				
	12	A	영흥석탄#2	남 동	800.0				

※ 1. () 내는 연말 기준

2. 설비개체 : 설비의 증설 없이 용량이나 설비형식을 바꾸는 경우

3. 등급부여 : A 건설중 및 폐지계획, B 건설준비중(B1 이용계약-착공전, B2 허가-이용계약)

C 계획중(C1 계통검토, C2 2년 이내 허가, C3 2년 이후 허가)

4. 홍도 등 8개도서 : 홍도(1.0), 장자도(1.0) 승봉도(1.0), 자월도(0.5), 가거도(0.6), 외연도(0.6), 소청도(0.1), 옥도(0.45)

준공시기		등급	발전소명	소 속	용 량 (천kW)	시설용량 (천kW)	최대 수요 (천kW)	설비 예비율 (%)
2005	3	A	광양복합#1	SK전력	473.5	60,631 (61,901)	51,859	16.9
	5	C1	부곡복합#2	LG에	450.0			
	6	A	울촌복합S/T	미란트	176.2			
	6	A	울진원자력#6	한수원	1,000.0			
	6	C2	비안도내연	한 전	0.1			
	9	A	영월무연탄#3	남 부	200.0			
	9	A	양양양수#1	중 부	250.0			
	11	B2	강 원 풍 력#2	강원풍력	70.5			
	12	A	당진석탄#5	동 서	500.0			
	12	A	양양양수#2	중 부	250.0			
2006	3	A	양양양수#3	중 부	250.0	63,351 (65,585)	53,743	17.9
	6	A	당진석탄#6	동 서	500.0			
	6	A	양양양수#4	중 부	250.0			
	6	A	인천복합#1	중 부	450.0			
	9	A	청송양수#1	서 부	300.0			
	11	C1	안정복합#1	대우건설	450.0			
	11	C1	안정복합#2	대우건설	450.0			
	12	A	청송양수#2	서 부	300.0			
	12	A	광양복합#2	SK 전력	473.5			
	12	C2	시화호 조력	수자원	260.0			
2007	5	C2	부곡복합#3	LG에	450.0	68,460 (69,035)	55,457	23.4
	5	C2	부곡복합#4	LG에	450.0			
	6	C1	송도복합#1	대림산업	450.0			
	6	C1	송도복합#2	대림산업	450.0			
	6	C1	당진석탄#7	동 서	500.0			
	6	C1	제주석유#1	남 부	75.0			
	6	C1	태안석탄#7	서 부	500.0			
	12	C1	제주석유#2	남 부	75.0			
	12	C1	당진석탄#8	동 서	500.0			
2008	3	C1	태안석탄#8	서 부	500.0	71,335 (72,835)	57,214	24.7
	6	C1	하동석탄#7	남 부	500.0			
	6	C1	보령석탄#7	중 부	500.0			
	6	C1	영흥석탄#3	남 동	800.0			
	9	A	신고리원자력#1	한수원	1,000.0			
	12	C1	보령석탄#8	중 부	500.0			
2009	3	C1	하동석탄#8	남 부	500.0	75,035 (77,335)	58,933	27.3
	3	C1	영흥석탄#4	남 동	800.0			
	6	C1	송도복합#3	대림산업	450.0			
	6	C1	송도복합#4	대림산업	450.0			
	9	A	신고리원자력#2	한수원	1,000.0			
	9	A	신월성원자력#1	한수원	1,000.0			
	9	C2	청정석탄(CCT)#1	서 부	300.0			

준공시기		등급	발전소명	소 속	용 량 (천kW)	시설용량 (천kW)	최대 수요 (천kW)	설비 예비율 (%)
2010	2	C3	안정복합#3	대우건설	450.0	78,235 (81,435)	60,624	29.0
	2	C3	안정복합#4	대우건설	450.0			
	9	A	신고리원자력#3	한수원	1,400.0			
	9	A	신월성원자력#2	한수원	1,000.0			
	9	A	예천양수#1	남 동	400.0			
	12	A	예천양수#2	남 동	400.0			
2011	1	A	폐지-제주(G/T)#1,2	한 전	-110.0	81,870 (84,070)	62,197	31.6
	1	A	폐지-제주(G/T)#3	중 부	-55.0			
	1	A	폐지-호남석탄#1,2	동 서	-500.0			
	1	A	폐지-평택석유#1,2	서 부	-700.0			
	6	C3	송도복합#5	대림산업	450.0			
	6	C3	송도복합#6	대림산업	450.0			
	6	C3	부곡복합#5	LG에	450.0			
	6	C3	부곡복합#6	LG에	450.0			
	9	A	신고리원자력#4	한수원	1,400.0			
	9	C2	신규석탄#1	남 동	800.0			
2012	1	A	폐지-서울LNG#4,5	중 부	-387.5	84,142 (85,442)	63,732	32.0
	1	A	폐지-제주내연#1-8	중 부	-40.0			
	3	C2	군장오리멸전#1	중 부	500.0			
	9	C2	군장오리멸전#2	중 부	500.0			
	9	C2	신규석탄#2	남 동	800.0			
2013	1	A	폐지-영동국내탄#1	남 동	-125.0	84,238 (84,238)	65,120	29.4
	1	A	폐지-영남석유#1,2	남 부	-400.0			
	4	A	폐지-월성원자력#1	한수원	-679.0			
2014	1	A	폐지-울산석유#1-3	동 서	-600.0	83,938 (84,738)	66,520	26.2
	1	A	폐지-평택석유#3,4	서 부	-700.0			
	1	A	폐지-서천국내탄#1,2	중 부)	-400.0			
	6	C1	신규원전#1	한수원	1,400.0			
	9	C3	신규석탄#3	남 동	800.0			
2015	1	A	폐지-인천LNG#1,2	중 부	-500.0	85,438 (85,438)	67,745	26.1
	1	A	폐지-보령석탄#1,2	중 부	-1000.0			
	6	C1	신규원전#2	한수원	1,400.0			
	6	C3	신규석탄#4	남 동	800.0			

※ 등급부여 : A 건설중 및 폐지계획, B 건설준비중(B1 이용계약-착공전, B2 허가-이용계약)
C 계획중(C1 계통검토, C2 2년 이내 허가, C3 2년 이후 허가)

5-2. 사업자 계획 연도별 에너지원별 전원구성 전망

(단위 : 천kW, %)

연도	원자력	유연탄	LNG	중 유	경 유	무연탄	수 력	계
2000 (실적)	13,716 (28.3)	12,740 (26.3)	12,689 (26.2)	4,570 (9.4)	296 (0.6)	1,291 (2.7)	3,149 (6.5)	48,451 (100)
2001 (실적)	13,716 (27.0)	14,240 (28.0)	12,868 (25.3)	4,570 (9.0)	298 (0.6)	1,291 (2.5)	3,876 (7.6)	50,859 (100)
2002	15,716 (29.2)	14,740 (27.4)	13,618 (25.3)	4,360 (8.1)	300 (0.6)	1,191 (2.2)	3,876 (7.2)	53,801 (100)
2003	15,716 (28.7)	14,740 (26.9)	14,518 (26.5)	4,360 (8.0)	305 (0.6)	1,191 (2.2)	3,878 (7.1)	54,708 (100)
2004	16,716 (28.6)	16,340 (27.9)	15,714 (26.8)	4,360 (7.5)	312 (0.5)	1,125 (1.9)	3,964 (6.8)	58,531 (100)
2005	17,716 (28.6)	16,840 (27.2)	16,814 (27.2)	4,360 (7.1)	312 (0.5)	1,325 (2.1)	4,535 (7.3)	61,901 (100)
2006	17,716 (27.0)	17,340 (26.4)	18,637 (28.4)	4,360 (6.7)	312 (0.5)	1,325 (2.0)	5,895 (9.0)	65,585 (100)
2007	17,716 (25.7)	18,840 (27.3)	20,437 (29.6)	4,510 (6.5)	312 (0.5)	1,325 (1.9)	5,895 (8.5)	69,035 (100)
2008	18,716 (25.7)	21,640 (29.7)	20,437 (28.1)	4,510 (6.2)	312 (0.4)	1,325 (1.8)	5,895 (8.1)	72,835 (100)
2009	20,716 (26.8)	23,240 (30.1)	21,337 (27.6)	4,510 (5.8)	312 (0.4)	1,325 (1.7)	5,895 (7.6)	77,335 (100)
2010	23,116 (28.4)	23,240 (28.6)	22,237 (27.3)	4,510 (5.5)	312 (0.4)	1,325 (1.6)	6,695 (8.2)	81,435 (100)
2011	24,516 (29.1)	23,540 (28.0)	24,037 (28.6)	3,810 (4.5)	147 (0.2)	1,325 (1.6)	6,695 (8.0)	84,070 (100)
2012	24,516 (28.7)	24,340 (28.5)	23,650 (27.7)	4,810 (5.6)	107 (0.1)	1,325 (1.6)	6,695 (7.8)	85,442 (100)
2013	23,837 (28.3)	24,340 (28.9)	23,650 (28.1)	4,410 (5.2)	107 (0.1)	1,200 (1.4)	6,695 (8.0)	84,238 (100)
2014	25,237 (29.8)	25,140 (29.7)	23,650 (27.9)	3,110 (3.7)	107 (0.1)	800 (0.9)	6,695 (7.9)	84,738 (100)
2015	26,637 (31.2)	24,940 (29.2)	23,150 (27.1)	3,110 (3.7)	107 (0.1)	800 (0.9)	6,695 (7.8)	85,438 (100)

5-3. 사업자 계획 연도별 에너지원별 발전량 전망

(단위 : GWh, %)

연도	원자력	석탄	국내탄	LNG	중유	경유	수력	양수	기타	계
2001 (실적)	112,133 (39.3)	105,098 (36.9)	5,235 (1.8)	30,451 (10.7)	27,770 (9.7)	386 (0.1)	1,821 (0.7)	2,330 (0.8)	-	285,224 (100)
2002	122,764 (40.5)	110,945 (36.6)	7,001 (2.3)	29,684 (9.8)	26,338 (8.7)	328 (0.1)	3,408 (1.1)	2,574 (0.9)	-	303,042 (100)
2003	122,913 (38.6)	114,032 (35.8)	5,956 (1.9)	43,977 (13.8)	24,293 (7.6)	1,348 (0.4)	4,054 (1.3)	187 (0.1)	1,360 (0.4)	318,120 (100.0)
2004	125,674 (38.0)	116,777 (35.3)	5,157 (1.6)	50,774 (15.4)	25,246 (7.6)	1,387 (0.4)	4,054 (1.2)	140 (0.0)	1,394 (0.4)	330,603 (100.0)
2005	134,083 (39.1)	127,031 (37.0)	5,502 (1.6)	45,979 (13.4)	23,270 (6.8)	1,418 (0.4)	4,054 (1.2)	204 (0.1)	1,345 (0.4)	342,886 (100.0)
2006	137,362 (38.8)	132,013 (37.3)	6,112 (1.7)	47,873 (13.5)	23,602 (6.7)	1,435 (0.4)	4,106 (1.2)	202 (0.1)	1,337 (0.4)	354,042 (100.0)
2007	136,667 (37.5)	138,163 (37.9)	6,098 (1.7)	53,401 (14.7)	22,922 (6.3)	1,465 (0.4)	4,106 (1.1)	149 (0.0)	1,361 (0.4)	364,332 (100.0)
2008	138,870 (37.1)	155,741 (41.6)	6,098 (1.6)	45,465 (12.2)	20,915 (5.6)	1,507 (0.4)	4,106 (1.1)	183 (0.0)	1,252 (0.3)	374,137 (100.0)
2009	149,593 (39.0)	171,362 (44.7)	6,098 (1.6)	32,603 (8.5)	16,760 (4.4)	1,510 (0.4)	4,106 (1.1)	352 (0.1)	1,036 (0.3)	383,420 (100.0)
2010	166,696 (42.5)	169,622 (43.2)	6,098 (1.6)	27,343 (7.0)	15,391 (3.9)	1,482 (0.4)	4,106 (1.0)	855 (0.2)	925 (0.2)	392,518 (100.0)
2011	183,259 (45.6)	165,214 (41.1)	6,097 (1.5)	26,235 (6.5)	13,303 (3.3)	1,191 (0.3)	4,106 (1.0)	1,593 (0.4)	874 (0.2)	401,872 (100.0)
2012	189,977 (46.3)	169,720 (41.3)	6,097 (1.5)	21,758 (5.3)	12,330 (3.0)	1,190 (0.3)	4,106 (1.0)	2,081 (0.5)	3,335 (0.8)	410,594 (100.0)
2013	183,307 (43.9)	177,353 (42.5)	5,705 (1.4)	27,196 (6.5)	12,193 (2.9)	1,213 (0.3)	4,106 (1.0)	1,219 (0.3)	5,169 (1.2)	417,461 (100.0)
2014	189,442 (44.5)	179,010 (42.1)	4,435 (1.0)	33,346 (7.8)	7,670 (1.8)	1,218 (0.3)	4,106 (1.0)	1,061 (0.2)	5,001 (1.2)	425,289 (100.0)
2015	201,172 (46.4)	177,979 (41.1)	4,433 (1.0)	30,997 (7.2)	7,483 (1.7)	1,207 (0.3)	4,106 (0.9)	1,339 (0.3)	4,792 (1.1)	433,508 (100.0)

- ※ 1. 기타는 오리멸전 발전량 임.
 2. 2002년의 경우 발전운영계획 전망치 적용
 3. 최근의 높은 원자력 이용률 실적 반영

5-4 사업자 계획 연도별 연료소비량 전망

연도	석탄 (천톤)	국내탄 (천톤)	LNG (천톤)	중유 (천kl)	경유 (천kl)	기타 (천톤)	탄소량 (천톤)	발전량 (GWh)	단위배출량 (kgC/kWh)
2001 (실적)	37,919	2,875	4,791	5,497	107	-	36,589	285,224	0.1286
2002	39,969	2,850	4,659	5,499	451	-	38,686	303,042	0.1277
2003	42,192	2,852	5,747	5,734	461	434	39,608	318,120	0.1245
2004	43,200	2,456	6,607	5,942	488	446	40,989	330,603	0.1240
2005	46,936	2,607	5,954	5,492	504	431	42,605	342,886	0.1243
2006	48,754	2,857	6,179	5,579	507	429	44,195	354,042	0.1248
2007	50,995	2,857	6,850	5,422	514	436	46,103	364,332	0.1265
2008	57,345	2,857	5,858	4,984	525	402	49,080	374,137	0.1312
2009	62,948	2,857	4,268	4,056	527	333	50,618	383,420	0.1320
2010	62,281	2,857	3,614	3,750	521	297	49,347	392,518	0.1257
2011	60,523	2,857	3,481	3,286	439	281	47,605	401,872	0.1185
2012	62,155	2,857	2,919	2,965	440	992	48,337	410,594	0.1177
2013	64,974	2,659	3,598	2,924	446	1,500	50,911	417,461	0.1220
2014	65,585	2,016	4,360	1,853	447	1,451	50,662	425,289	0.1191
2015	65,092	2,015	4,069	1,812	445	1,391	50,025	435,508	0.1154

- ※ 1. 기타는 오리멸전 발전소 소비량 임.
 2. 2002년의 경우 발전운영계획 전망치 적용

6. 확정적 발전설비계획 관련

6-1. 연도별 발전설비 건설계획

준공시기		등급	발전소명		소 속	용 량 (천kW)	시설용량 (천kW)	최대 수요 (천kW)	설비 예비율 (%)
2001		기존설비					49,632 (50,859)	43,125	15.1
2002	1	A	폐지-부산석유#3,4	남 부	-210.0	52,649 (53,801)	45,742	15.1	
	1	A	폐지-영월무연탄#1,2	남 부	-100.0				
	1	A	한화복합#4(S/T)	한중에	150.0				
	5	A	영광원자력#5	한수원	1,000.0				
	5	A	태안석탄#6	서 부	500.0				
	5	A	보령복합#2(S/T)	중 부	150.0				
	6	A	보령복합#4(S/T)	중 부	150.0				
	7	A	보령복합#1(S/T)	중 부	150.0				
	7	A	위도내연	한 전	0.5				
	8	A	거문도내연 개체	한 전	0.2				
	8	A	보령복합#3(S/T)	중 부	150.0				
	9	A	울릉도내연	한 전	1.5				
12	A	영광원자력#6	한수원	1,000.0					
2003	6	C1	안동수력(다목적)	수자원	1.5	54,707 (54,708)	48,124	13.7	
	6	C1	위도내연	한 전	2.0				
	7	C1	백령도내연	한 전	3.0				
	7	A	부산복합#1	남 부	450.0				
	7	A	부산복합#2	남 부	450.0				
	12	C1	탐진(다목적)	수자원	0.6				
	12	C1	대곡(다목적)	수자원	0.3				
2004	1	A	폐지-군산무연탄	서 부	-66.0	57,675 (58,475)	50,193	14.9	
	4	C1	대체전원(제주)#1	남 부	6.0				
	4	C1	용담소수력	수자원	1.6				
	6	A	울춘복합G/T	미란트	295.7				
	6	A	부산복합#3	남 부	450.0				
	6	A	부산복합#4	남 부	450.0				
	6	A	울진원자력#5	한수원	1,000.0				
	6	C1	추자도내연 개체	한 전	1.4				
	6	A	영흥석탄#1	남 동	800.0				
	7	B2	강원풍력#1	강원풍력	28.5				
	12	A	영흥석탄#2	남 동	800.0				

※ 1. () 내는 연말 기준

2. 등급부여 : A 건설중 및 폐지계획, B 건설준비중(B1 이용계약-착공, B2 허가-이용계약)

C 계획중(C1 계통검토, C2 2년 이내 허가, C3 2년 이후 허가)

3. 확정적 발전설비는 A~C1 등급에 해당하는 설비로 구성

준공시기		등급	발전소명	소 속	용 량 (천kW)	시설용량 (천kW)	최대 수요 (천kW)	설비 예비율 (%)
2005	3	A	광양복합#1	SK전력	473.5	60,575 (61,846)	51,859	16.8
	5	C1	부곡복합#2	LG에	450.0			
	6	A	울촌복합S/T	미란트	176.2			
	6	A	울진원자력#6	한수원	1,000.0			
	9	A	영월무연탄#3	남 부	200.0			
	9	A	양양양수#1	중 부	250.0			
	11	B2	강원 풍력#2	강원풍력	70.5			
	12	A	당진석탄#5	동 서	500.0			
	12	A	양양양수#2	중 부	250.0			
2006	3	A	양양양수#3	중 부	250.0	63,296 (65,269)	53,743	17.8
	6	A	당진석탄#6	동 서	500.0			
	6	A	양양양수#4	중 부	250.0			
	6	A	인천복합#1	중 부	450.0			
	9	A	청송양수#1	서 부	300.0			
	11	C1	안정복합#1	대우건설	450.0			
	11	C1	안정복합#2	대우건설	450.0			
	12	A	청송양수#2	서 부	300.0			
	12	A	광양복합#2	SK전력	473.5			
2007	6	C1	송도복합#1	대림산업	450.0	67,244 (67,819)	55,457	21.3
	6	C1	송도복합#2	대림산업	450.0			
	6	C1	당진석탄#7	동 서	500.0			
	6	C1	제주석유#1	남 부	75.0			
	6	C1	태안석탄#7	서 부	500.0			
	12	C1	제주석유#2	남 부	75.0			
	12	C1	당진석탄#8	동 서	500.0			
2008	3	C1	태안석탄#8	서 부	500.0	70,119 (71,619)	57,214	22.6
	6	C1	하동석탄#7	남 부	500.0			
	6	C1	보령석탄#7	중 부	500.0			
	6	C1	영흥석탄#3	남 동	800.0			
	9	A	신고리원자력#1	한수원	1,000.0			
	12	C1	보령석탄#8	중 부	500.0			
2009	3	C1	하동석탄#8	남 부	500.0	73,819 (75,819)	58,933	25.3
	3	C1	영흥석탄#4	남 동	800.0			
	6	C1	송도복합#3	대림산업	450.0			
	6	C1	송도복합#4	대림산업	450.0			
	9	A	신고리원자력#2	한수원	1,000.0			
	9	A	신월성원자력#1	한수원	1,000.0			

준공시기		등급	발전소명	소 속	용 량 (천kW)	시설용량 (천kW)	최대 수요 (천kW)	설비 예비율 (%)
2010	9	A	신고리원자력#3	한수원	1,400.0	75,819 (79,019)	60,624	25.1
	9	A	신월성원자력#2	한수원	1,000.0			
	9	A	예천양수#1	남 동	400.0			
	12	A	예천양수#2	남 동	400.0			
2011	1	A	폐지-제주(G/T)#1,2	한 전	-110.0	77,654 (79,054)	62,197	24.9
	1	A	폐지-제주(G/T)#3	중 부	-55.0			
	1	A	폐지-호남석탄#1,2	동 서	-500.0			
	1	A	폐지-평택석유#1,2	서 부	-700.0			
	9	A	신고리원자력#4	한수원	1,400.0			
2012	1	A	폐지-서울LNG#4,5	중 부	-387.5	78,627 (78,627)	63,732	23.4
	1	A	폐지-제주내연#1-8	중 부	-40.0			
2013	1	A	폐지-영동국내탄#1	남 동	-125.0	77,423 (77,423)	65,120	18.9
	1	A	폐지-영남석유#1,2	남 부	-400.0			
	4	A	폐지-월성원자력#1	한수원	-679.0			
2014	1	A	폐지-울산석유#1-3	동 서	-600.0	77,123 (77,123)	66,520	15.9
	1	A	폐지-평택석유#3,4	서 부	-700.0			
	1	A	폐지-서천국내탄#1,2	중 부)	-400.0			
	6	C1	신규원전#1	한수원	1,400.0			
2015	1	A	폐지-인천LNG#1,2	중 부	-500.0	77,023 (77,023)	67,745	13.7
	1	A	폐지-보령석탄#1,2	중 부	-1000.0			
	6	C1	신규원전#2	한수원	1,400.0			

6-2. 확정적 계획 연도별 에너지원별 전원구성 전망

(단위 : 천kW, %)

연도	원자력	유연탄	LNG	중 유	경 유	무연탄	수 력	계
2000 (실적)	13,716 (28.3)	12,740 (26.3)	12,689 (26.2)	4,570 (9.4)	296 (0.6)	1,291 (2.7)	3,149 (6.5)	48,451 (100)
2001 (실적)	13,716 (27.0)	14,240 (28.0)	12,868 (25.3)	4,570 (9.0)	298 (0.6)	1,291 (2.5)	3,876 (7.6)	50,859 (100)
2002	15,716 (29.2)	14,740 (27.4)	13,618 (25.3)	4,360 (8.1)	300 (0.6)	1,191 (2.2)	3,876 (7.2)	53,801 (100)
2003	15,716 (28.7)	14,740 (26.9)	14,518 (26.5)	4,360 (8.0)	303 (0.6)	1,191 (2.2)	3,878 (7.1)	54,708 (100)
2004	16,716 (28.6)	16,340 (27.9)	15,714 (26.9)	4,360 (7.5)	307 (0.5)	1,125 (1.9)	3,914 (6.7)	58,475 (100)
2005	17,716 (28.6)	16,840 (27.2)	16,814 (27.2)	4,360 (7.1)	307 (0.5)	1,325 (2.1)	4,485 (7.3)	61,846 (100)
2006	17,716 (27.1)	17,340 (26.6)	18,637 (28.5)	4,360 (6.7)	307 (0.5)	1,325 (2.0)	5,585 (8.6)	65,269 (100)
2007	17,716 (26.1)	18,840 (27.8)	19,537 (28.8)	4,510 (6.6)	307 (0.4)	1,325 (2.0)	5,585 (8.1)	67,819 (100)
2008	18,716 (26.1)	21,640 (30.2)	19,537 (27.3)	4,510 (6.3)	307 (0.4)	1,325 (1.9)	5,585 (7.8)	71,619 (100)
2009	20,716 (27.3)	22,940 (30.3)	20,437 (27.0)	4,510 (5.9)	307 (0.4)	1,325 (1.7)	5,585 (7.4)	75,819 (100)
2010	23,116 (29.2)	22,940 (29.0)	20,437 (25.9)	4,510 (5.7)	307 (0.4)	1,325 (1.7)	6,385 (8.1)	79,019 (100)
2011	24,516 (31.0)	22,440 (28.4)	20,437 (25.8)	3,810 (4.8)	142 (0.2)	1,325 (1.7)	6,385 (8.1)	79,054 (100)
2012	24,516 (31.2)	22,440 (28.5)	20,050 (25.5)	3,810 (4.9)	102 (0.1)	1,325 (1.7)	6,385 (8.1)	78,627 (100)
2013	23,837 (30.8)	22,440 (29.0)	20,050 (25.9)	3,410 (4.4)	102 (0.1)	1,200 (1.6)	6,385 (8.2)	77,423 (100)
2014	25,237 (32.7)	22,440 (29.1)	20,050 (26.0)	2,110 (2.7)	102 (0.1)	800 (1.1)	6,385 (8.3)	77,123 (100)
2015	26,637 (34.6)	21,440 (27.8)	19,550 (25.4)	2,110 (2.8)	102 (0.1)	800 (1.0)	6,385 (8.3)	77,023 (100)

6-3. 확정적 계획 연도별 에너지원별 발전량 전망

(단위 : GWh, %)

연도	원자력	석탄	국내탄	LNG	중유	경유	수력	양수	기타	계
2001 (실적)	112,133 (39.3)	105,098 (36.9)	5,235 (1.8)	30,451 (10.7)	27,770 (9.7)	386 (0.1)	1,821 (0.7)	2,330 (0.8)	-	285,224 (100)
2002	122,764 (40.5)	110,945 (36.6)	7,001 (2.3)	29,684 (9.8)	26,338 (8.7)	328 (0.1)	3,408 (1.1)	2,574 (0.9)	-	303,042 (100)
2003	122,913 (38.4)	114,109 (35.6)	5,956 (1.9)	43,599 (13.6)	24,481 (7.6)	1,373 (0.4)	4,054 (1.3)	2,377 (0.7)	1,385 (0.4)	320,247 (100.0)
2004	125,674 (37.8)	116,844 (35.1)	5,157 (1.5)	50,442 (15.2)	25,425 (7.6)	1,411 (0.4)	4,054 (1.2)	2,403 (0.7)	1,412 (0.4)	332,822 (100.0)
2005	134,083 (38.8)	127,153 (36.8)	5,502 (1.6)	45,638 (13.2)	23,362 (6.8)	1,445 (0.4)	4,054 (1.2)	2,602 (0.8)	1,377 (0.4)	345,216 (100.0)
2006	137,385 (38.4)	132,321 (37.0)	6,112 (1.7)	47,035 (13.2)	23,955 (6.7)	1,475 (0.4)	4,106 (1.1)	3,618 (1.0)	1,382 (0.4)	357,389 (100.0)
2007	136,672 (37.1)	138,461 (37.6)	6,098 (1.7)	51,662 (14.0)	24,229 (6.6)	1,504 (0.4)	4,106 (1.1)	4,151 (1.1)	1,400 (0.4)	368,283 (100.0)
2008	138,870 (36.7)	156,448 (41.4)	6,098 (1.6)	43,073 (11.4)	22,436 (5.9)	1,559 (0.4)	4,106 (1.1)	4,194 (1.1)	1,302 (0.3)	378,086 (100.0)
2009	149,601 (38.6)	172,017 (44.4)	6,098 (1.6)	30,497 (7.9)	17,976 (4.6)	1,579 (0.4)	4,106 (1.1)	4,221 (1.1)	1,076 (0.3)	387,171 (100.0)
2010	166,720 (42.1)	169,087 (42.7)	6,098 (1.5)	26,480 (6.7)	16,340 (4.1)	1,549 (0.4)	4,106 (1.0)	4,436 (1.1)	996 (0.3)	395,812 (100.0)
2011	183,379 (45.3)	163,245 (40.3)	6,097 (1.5)	26,342 (6.5)	14,346 (3.5)	1,230 (0.3)	4,106 (1.0)	5,054 (1.2)	1,002 (0.2)	404,801 (100.0)
2012	190,040 (46.0)	163,186 (39.5)	6,097 (1.5)	27,708 (6.7)	14,452 (3.5)	1,226 (0.3)	4,106 (1.0)	5,091 (1.2)	999 (0.2)	412,905 (100.0)
2013	183,307 (43.5)	167,428 (39.8)	5,706 (1.4)	38,164 (9.1)	15,851 (3.8)	1,263 (0.3)	4,106 (1.0)	5,142 (1.2)	-	420,967 (100.0)
2014	189,448 (44.2)	168,209 (39.2)	4,442 (1.0)	45,975 (10.7)	10,419 (2.4)	1,263 (0.3)	4,106 (1.0)	5,173 (1.2)	-	429,035 (100.0)
2015	201,258 (46.1)	160,956 (36.8)	4,442 (1.0)	48,966 (11.2)	10,745 (2.5)	1,237 (0.3)	4,106 (0.9)	5,189 (1.2)	-	436,899 (100.0)

- ※ 1. 기타는 오리멸전 발전량 임.
 2. 2002년의 경우 발전운영계획 전망치 적용
 3. 최근의 높은 원자력 이용률 실적 반영

6-4. 확정적 계획 연도별 에너지원별 연료소비량 전망

연도	석탄 (천톤)	국내탄 (천톤)	LNG (천톤)	중유 (천kl)	경유 (천kl)	기타 (천톤)	탄소량 (천톤)	발전량 (GWh)	단위배출량 (C kg/kWh)
2001 (실적)	37,919	2,875	4,791	5,497	107	-	36,589	285,224	0.1286
2002	39,969	2,850	4,659	5,499	451	-	38,686	303,042	0.1277
2003	42,223	2,852	5,682	5,774	466	442	39,618	320,247	0.1237
2004	43,227	2,456	6,544	5,981	492	455	40,997	332,822	0.1232
2005	46,985	2,607	5,900	5,509	509	446	42,619	345,216	0.1235
2006	48,875	2,857	6,067	5,656	515	447	44,265	357,389	0.1239
2007	51,111	2,857	6,645	5,718	522	453	46,281	368,283	0.1257
2008	57,619	2,857	5,568	5,325	535	422	49,334	378,086	0.1305
2009	63,206	2,857	4,011	4,326	541	350	50,829	387,171	0.1313
2010	62,095	2,857	3,508	3,959	534	324	49,343	395,812	0.1247
2011	59,813	2,857	3,496	3,517	446	326	47,379	404,801	0.1170
2012	59,794	2,857	3,667	3,442	446	325	47,443	412,905	0.1149
2013	61,383	2,659	4,964	3,740	453	-	49,544	420,967	0.1177
2014	61,678	2,019	5,952	2,471	453	-	49,132	429,035	0.1145
2015	58,908	2,019	6,337	2,545	447	-	47,683	436,899	0.1091

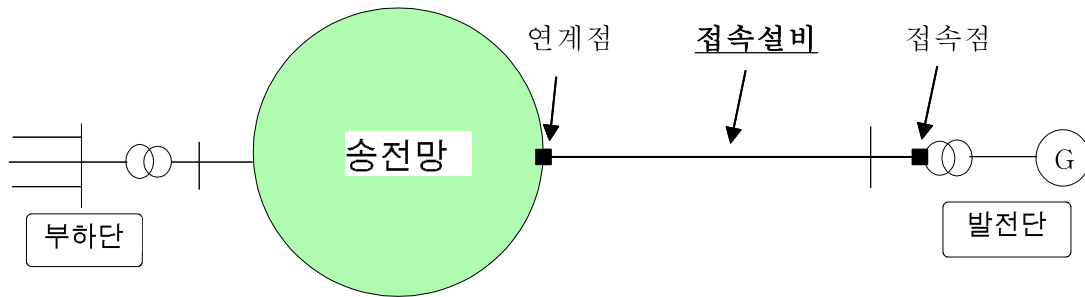
- ※ 1. 기타는 오리멸전 발전소 소비량 임.
 2. 2002년의 경우 발전운영계획 전망치 적용

7. 송변전 설비계획 관련

7-1. 송전망 접속 및 보강 추진 절차

○ 송전망 및 접속설비 개념

- 접속설비 : 발전소를 전력계통에 연결하기 위한 송변전설비
- 송전망 : 접속설비 이외에 신·증설되는 모든 송변전설비



○ 송전망 및 접속설비 확충계획 예비검토 및 선시공조사

- 기본계획 수립시 예비검토 수행(상세검토는 송전망이용 신청시 수행)
- 송전사업자는 보강설비에 대한 先施工調査 수행
 - 경과지 검토(10개월), 환경영향평가(17개월), 대관협의 및 측량 (25개월)
- 발전사업자는 선시공조사를 위한 자료를 송전사업자에게 제공

○ 발전사업 허가 및 송전망 접속 신청

- 발전사업자는 사업허가 신청시 자체계통 검토안 제출
 - 정부는 송전사업자의 계통검토 의견을 고려하여 사업허가
- 발전사업자는 사업허가에 따른 의무조건으로서 송전용 전기설비 이용 규정에 따라 송전사업자에게 접속 신청

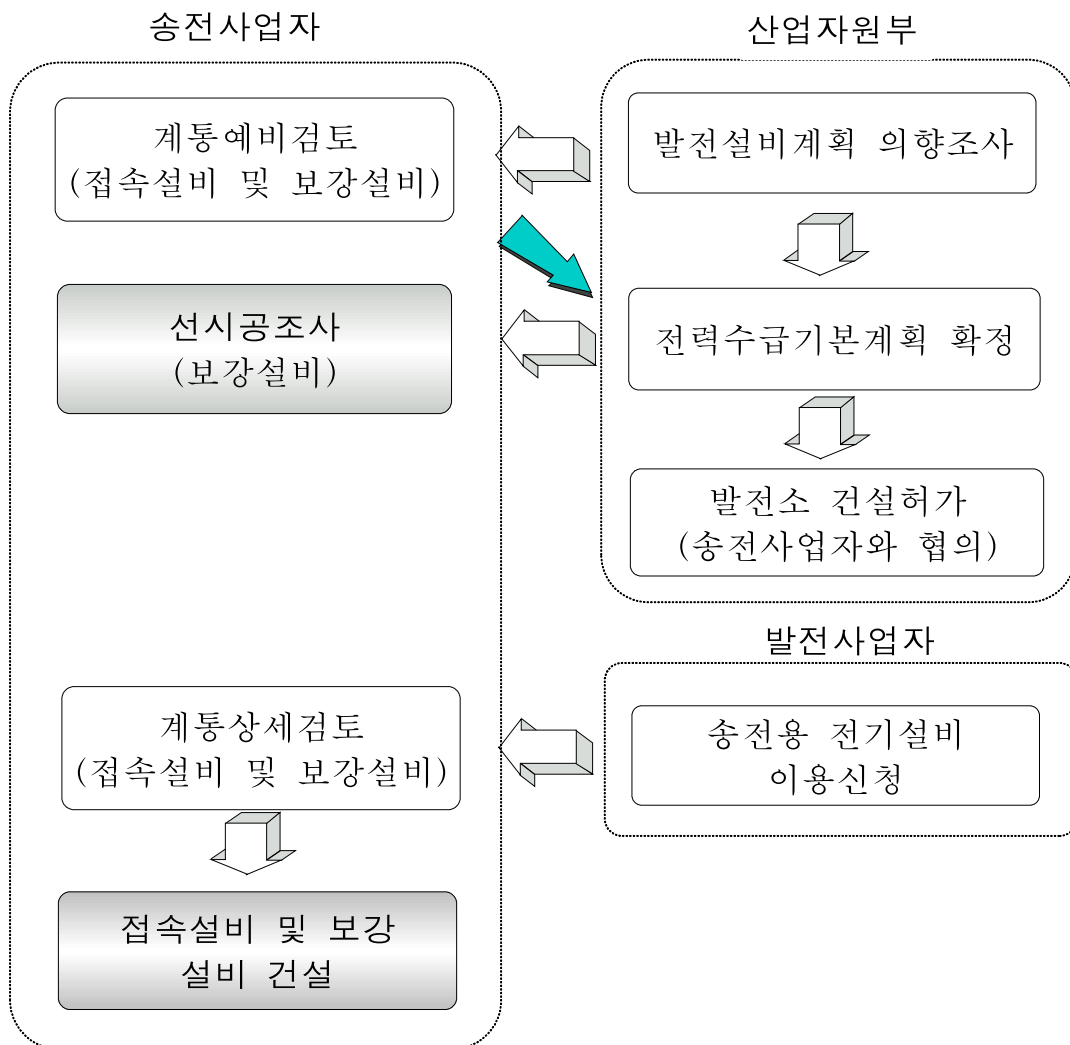
○ 송전망 및 접속설비 건설 (송전용 전기설비 이용 규정 개정 추진중)

- 접속설비 및 송전망은 송전사업자가 건설하되, 접속설비의 경우는 필요시 건설주체 협의 수행
- 접속설비 건설비용은 수익자 부담 원칙에 따라 발전사업자와 송전 사업자가 분담 (분담률은 별도 위원회에서 결정)

○ 송변전설비 확충계획과 시행계획의 연계성

- 송변전설비 확충계획은 송전용 전기설비 이용자(발전사업자, 배전/판매 사업자, 직접구매고객)와의 송전용 전기설비 이용계약을 전제로 함
- 확충계획은 송전용 전기설비 이용자의 이용변경 요인(지연, 취소 또는 규모 변경시) 및 현장 시공여건, 계통상황 변경을 고려하여 시행함.

< 송전망 접속 및 보강업무 처리절차도 >



※ 한국전력거래소는 산업자원부 총괄 지원업무 수행

7-2. 주요 송전설비 건설계획

구 분		구 간	공장 (km)	준공 년도	필요성
7 6 5 kV	보 강	당진화력 - 신서산(신당진)	27	1998	○ 당진화력 연결 ○ 초기 345kV 운전 (2002년 격상)
		신서산(신당진) - 신안성	150	2000	○ 중부 - 수도권 전력 융통 ○ 초기 345kV 운전 (2002년 격상)
		신태백 - 신가평	155	2000	○ 울진 3,4호기 연결 (2004년 격상)
		신안성 - 신가평	75	2006	○ 수도권 배후계통(남부-동부) 연계
		서경북 - 신안성	140	‘11이후	○ 영남지역 발전력 수도권 융통
	접 속	울진 - 신태백	49	2005	○ 울진 후속기 계통 연결
		신고리 - 북경남	100	2008	○ 고리 후속기(제2부지) 계통연결
		북경남 - 서경북	70	2008	
3 4 5 kV	보 강	신가평 - 미 금	39	2004	○ 신가평 - 미금간 345kV 계통연계
		신용인 - 신수원	10	2004	○ 수원지역 전력공급
		동두천 - 양 주	51	2007	○ 동두천 - 양주지역 345kV 계통연계
		동두천 - 신가평	64	2007	○ 동두천-신가평간 345kV 계통연계
		광 양 - 신강진	10	2008	○ 하동화력, 대구민자 전력융통
		동두천 - 신파주	45	2008	○ 동두천-신파주간 345kV 계통연계
		신서산 - 신온양	47	2010	○ 당진, 태안화력 후속기 계통병입
		서경북 - 청 원	80	2010	○ 서경북 - 청원간 345kV 계통연계
	접 속	태 안 - 신서산	49	2002	○ 태안화력 후속기 계통병입
		영 흥 - 신시흥	38	2004	○ 영흥화력 연결
		양 양 - 동 해	86	2005	○ 양양양수 연결
		대구민자 - 광 양	22	2005	○ 대구민자 연결
		청송 분기	20	2006	○ 청송양수 연결
		송 도 -신시흥2	20	2007	○ 송도복합 연결
		서경북 - 선산	30	2008	○ 고리원자력 후속기 발전출력 융통
		보령-청양(신부여)	32	2008	○ 보령화력 후속기 계통병입
		월성, 신월성N/P 관련T/L 2Ⅱ화	10	2009	○ 월성후속기 계통병입
		예 천 - 신영주	20	2010	○ 예천양수 연결

※ 향후 한전 계통검토 결과에 따라 설비계획이 변경될 수 있으며, 접속은 잠정으로 추후에 결정함

○ 154kV 송전설비 건설은 2015년까지 신내-중계 T/L외 총 공장 24,000C-km임

7-3. 주요 변전설비 건설계획

구 분		변전소명	위 치	준공 년도	필 요 성
7 6 5 kV		신안성	경기 안성군	2002	○ 수도권 남부지역 전력공급
		신서산	충남 서산군	2002	○ 태안, 보령화력 발전출력 유통
		신가평	경기 가평군	2004	○ 수도권 동부지역 전력공급
		신태백	강원 태백시	2004	○ 울진원자력 발전출력 유통
		북경남	경남 창녕군	2008	○ 고리원자력 후속기 발전출력 유통
		서경북	경북 상주시	2010	○ 고리원자력 후속기 발전출력 유통
3 4 5 kV	보 강	신계룡	충남 논산시	2002	○ 충남 남부지역 전력공급
		신부평	경기 부천시	2002	○ 인천 북부지역 전력공급
		신진천	충북 진천군	2003	○ 청주, 진천지역 전력공급
		영등포	서울 영등포구	2003	○ 수도권 남서부지역 전력공급
		신영일	경북 포항시	2004	○ 포항, 영일지역 전력공급
		신수원	경기 화성군	2004	○ 용인, 수원지역 전력공급
		신안산	경기 안산시	2004	○ 안산지역 전력공급
		울 주	경남 울주군	2005	○ 울산, 울주지역 전력공급
		대 구	대구 달성군	2005	○ 대구지역 전력공급
		광 주	경기 광주시	2005	○ 용인, 광주지역 전력공급
		동두천	경기 동두천시	2007	○ 수도권 북부지역 전력공급
		신양양	강원 인제군	2007	○ 영동 북부지역 전력공급
		신과주	경기 파주시	2008	○ 수도권 북부지역 계통연계
		신시흥#2	경기 시흥시	2008	○ 수도권 서남부 지역 전력공급
		현 덕	경기 화성군	2009	○ 수도권 남부지역 전력공급
		신녹산	부산 강서구	2010	○ 부산 남부지역 전력공급
		*신온양	충남 아산시	2010	○ 당진,태안화력 발전출력 유통
		동부산	부산 남구	‘11이후	○ 부산 동부지역 전력공급
	접속	*신부여	충남 부여군	2008	○ 보령화력 발전출력 유통

주) *는 개폐소 임

○ 154kV 변전설비 건설은 2015년까지 중계변전소 등 총 691개소

7-4. 송변전설비 상정 사고시 허용범위(추후 정부기준으로 제정·운영 예정)

상정고장 조건	과부하율	지장 범위	고장 후 가용 조치
- 발전소 연결계통의 345kV 선로 1회선 345kV 주변압기 1Bank	과부하 불허 (공칭 정격기준)	- 부하탈락 불허 - 발전기탈락 불허	발전력 조정 불허
- 간선계통의 345kV 이상 선로 1회선 - 부하공급 계통의 345kV 이하 선로 1회선 - 발전소 연결계통의 154kV 이하 선로 1회선	일시적 과부하 허용	- 부하탈락 불허 - 발전기탈락 불허	- 발전력 조정 허용 - 부하 절체 허용
154kV 주변압기 1Bank	상동	- 일시 부하탈락 허용 (주1) - 영구 부하탈락 불허 (주2)	부하 절체 허용
- 부하공급 계통의 345kV 이하 선로 1루트 - 간선 계통의 154kV 선로 1루트	상동	- 일시 부하탈락 허용 (주1) - 영구 부하탈락 불허 (주2) - 발전기탈락 허용	부하 절체 허용
- 간선 계통의 345kV 선로 1루트 - 간선 계통의 765kV 선로 1회선	상동	- 부하탈락 불허 - 발전기탈락 불허	- 발전력 조정 허용 - 부하 절체 허용
- 발전소 연결계통의 765kV 선로 1회선 - 발전소 연결계통의 345kV 이하 선로 1루트	상동	- 부하 탈락 불허 - 발전기 탈락 허용	발전력 조정 허용

※ 기타 : 345kV 변전소 공급구역별로 154kV 자체 Loop 계통구성을 원칙으로 하며, 345kV 및 154kV 변전소가 최종규모(4 Bank)로의 증설이 요구되는 경우 변전소 신설을 추진함

(주1) 일시 부하 탈락은 설비 고장으로 정전이 발생하였을 경우 해당 설비의 복구가 완료되지 않은 상태에서 타변전소로 부하절체 등의 방법으로 단시간에 정전 해소가 가능한 경우를 말함

(주2) 영구 부하 탈락은 설비 고장으로 정전이 발생하였을 경우 해당 설비의 복구가 완료되지 않은 상태에서 타변전소로 부하절체 등의 방법으로 단시간에 정전 해소가 불가능한 경우를 말함