KPX
Knowledge Power 2011

2011. 6

smart KPX 전기의 미래를 열어가는 전력거래소

〈 주 의 〉

1. 본 자료집은 전력거래소의 주요사업인 전력시장 운영, 전력계통 운영, 전력수급기본계획 수립 업무와 전력IT 운영, 녹색성장 선도, 주요 전력통계가 수록된 자료집입니다.

2. 본 자료집의 내용은 업무추진시 참고자료로만 활용하시기 바랍니다.

전력시장 운영

Ⅰ. 일반 개요

1-1. 전력시장 개설 경위 5
1-2. 현행 전력시장 특성 7
1-3. 전력거래 회원가입 절차 8
1-4. 발전기 등록기준 및 절차 10

Ⅱ. 전력시장 운영

2-1. 전력시장 운영 프로세스 13
2-2. 가격결정 발전계획 14
2-3. 비용평가 15
2-4. 전력시장 가격 및 관리 제도 22
2-5. 용량가격 제도 27
2-6. 직접구매 제도 30
2-7. 구역전기사업 제도 31
2-8. 신재생에너지 전력거래 36

Ⅲ. 전력거래 대금 정산

3-1. 전력시장 정산원칙 41
3-2. 정산조정업무 처리 절차 42
3-3. 전력거래대금 이의처리 절차 43
3-4. 전력거래대금 청구 및 결제 44
3-5. 전력거래용 계량설비 설치 현황 45
3-6. 회원사 계량설비 검사 및 봉인업무 흐름도 46

Ⅳ. 시장규칙, 정보공개, 시장감시

4-1. 전력시장운영규칙 개정 절차 49
4-2. 정보공개 업무절차 52
4-3. 분쟁조정 절차 55
4-4. 전력시장 감시절차 58
4-5. 자율제재금 61
4-6. 주요 전력시장 감시지표 62
4-7. 국제 전력시장 감시 협의회(EISG) 63

전력계통 운영

Ⅰ. 일반 개요

1-1. 전력계통 개요 69
1-2. 우리나라 전력계통 특성 73
1-3. 우리나라 전력계통 변천사 76
1-4. 전력계통 운영관련 법령, 규정 81
1-5. 전력계통 신뢰도 유지기준 83
1-6. 발전설비 종류 및 특성 86
1-7. 송 · 변전설비 종류 및 특성 89
1-8. 국내 · 외 대규모 고장 사례 90
1-9. HVDC, FACTS, PSS 설비 운영 97
1-10. 한강 수계 현황 101
1-11. 수도권 열공급 계통도 102
1-12. 계통해석 툴 103
1-13. 천안 및 제주급전소 운영 105
1-14. 급전원 교육 체계 107
1-15. 전 계통 정전복구 계획 110

Ⅱ. 2011년 전력계통 운영 전망

2-1. 여름철 전력수급 안정대책 115
2-2. 지역별 전력수급 전망 116
2-3. 수도권 융통전력 전망 117
2-4. 냉난방부하 실적 118
2-5. 고장파급방지장치 적용 현황 119



C·O·N·T·E·N·T·S

전력수급기본계획 수립

Ⅰ. 일반 개요

1-1. 전력수급기본계획 수립 개요 125
1-2. 전력수급기본계획 관련 법령 127
1-3. 전원별 다원화 변화 추이 129
1-4. 발전설비 최대 단위기 용량 130
1-5. 계획수립 대상 기간 131
1-6. 적정 전원구성 132
1-7. 신재생에너지 설비 현황 133

Ⅱ. 전력수급기본계획 수립 및 운영

2-1. 전력수급기본계획 수립절차 137
2-2. 수급계획 관련 위원회 현황 138
2-3. 수급계획수립 전산모형 143
2-4. 신규 발전설비 건설추진 절차 145
2-5. 발전설비 건설의향 조사 146
2-6. 건설의향 등급 분류기준 147
2-7. 건설의향 평가 기준 148
2-8. 기준계획 작성 기준 149
2-9. 송전망 확장의 경제성 분석기법 150
2-10. 대용량 부하/발전설비 접속시 계통영향 평가 151
2-11. 계통비연계도서 설비계획 및 현황 152
2-12. 전기 및 집단에너지 사업 허가 153
2-13. 국내무연탄 발전지원사업 154
2-14. 신재생에너지 발전차액 지원사업 155
2-15. 수요예측 모델 및 방법 157
2-16. 장단기 수요예측 현황 160
2-17. 상용자가발전업체 현황 164
2-18. 용도별 전력소비량 현황 165

전력수급기본계획 수립

Ⅲ. 수급계획 주요 지표

3-1. 공급신뢰도(LOLP) 169
3-2. 설비 예비력 170
3-3. 겉보기예비율 및 실효예비율 171
3-4. 공급지장비용(VOLL) 172
3-5. 할인율 174
3-6. 원별 표준공기 175
3-7. 발전원별 탄소배출량 176

Ⅳ. 전력정보 및 국제협력

4-1. 국제 협력협정 체결 현황 181
4-2. 부서별 국제행사/협회활동 182
4-3. 해외협력사업 추진 현황 183
4-4. 2010년도 국제협력 캘린더 184
4-5. 전력통계정보시스템 개요 185
4-6. 국가승인통계 현황 187
4-7. 전자도서관시스템 개요 188
4-8 전력정보허브 사이트개요 189



C·O·N·T·E·N·T·S

전력IT 운영

Ⅰ. 전력IT 개요

1-1. 전력IT 개요 195

Ⅱ. 계통운영시스템(EMS)

2-1. EMS 시스템 개요 199
2-2. SCADA기능 201
2-3. 자동발전제어기능 204
2-4. 계통해석기능 207
2-5. 급전원훈련시뮬레이터(DTS) 210
2-6. 한국형 에너지관리시스템(K-EMS) 개발 211

Ⅲ. 시장운영시스템(CBP/MOS)

3-1. CBP 시스템 개요 215
3-2. 입찰시스템 216
3-3. 통합계량시스템 217
3-4. 정산시스템 219
3-5. e-Power Market 시스템 220
3-6. MOS 개요 221
3-7. 차기 시장운영시스템(MOS) 개발 223

Ⅳ. 전력IT 고객서비스센터 운영

4-1. 전력 IT 고객서비스센터 운영 227
4-2. 전력계통 보안관제센터 운영 229

녹색성장 선도

1. 스마트그리드(Smart Grid) 구축 233
2. 전력수요자원시장 운영 248

주요 전력통계

Ⅰ. 전력시장 운영

1-1. 회원사 현황 259
1-2. 연도별 회원사 및 설비용량 260
1-3. 연도별 거래량 및 거래금액 261
1-4. 연료원별 거래량 및 거래금액 262
1-5. 연도별 한계가격 및 정산단가 264

Ⅱ. 전력계통 운영

2-1. 연도별 전력수급 실적 267
2-2. 최대전력 발생 현황 268
2-3. 최대전력 기록 경신실적 269
2-4. 발전설비 현황 270
2-5. 에너지원별 발전설비 272
2-6. 발전실적 현황 273
2-7. 에너지원별 발전량 274
2-8. 송전설비 현황 275
2-9. 변전설비 현황 276
2-10. 배전설비 현황 277
2-11. 전기품질 유지관리 현황 278
2-12. 설비별 고장 현황 279
2-13. 수요예측 오차율 실적 280

Ⅲ. 제5차 전력수급기본계획

3-1. 전력수요 전망(기준 수요) 283
3-2. 에너지원별 전원구성 전망 284
3-3. 에너지원별 발전량 전망 285
3-4. 발전소 건설계획 286
3-5. 발전소 폐지계획 294
3-6. 송변전설비 계획 295



C·O·N·T·E·N·T·S

Ⅳ. 전기 판매

4-1. 종별 판매현황(2010년) 299
4-2. 연도별 판매전력량 300
4-3. 연도별 전기판매단가 301
4-4. 전기요금 국제비교 302

Ⅴ. 해외 전력통계

5-1. 주요국가 발전설비(2008년) 305
5-2. 주요국가 발전전력량(2008년) 306
5-3. 주요국가 소비전력량(2007년) 307
5-4. 주요국가 열효율/송배전손실률(2008년) 308

KPX
Knowledge Power 2011

전력시장 운영

일반 개요 / 전력시장 운영 /
전력거래 대금 정산 / 시장규칙, 정보공개, 시장감시



KPX Knowledge Power 2011

전력시장 운영 ›› **Ⅰ. 일반 개요**

Ⅱ. 전력시장 운영

Ⅲ. 전력거래 대금 정산

Ⅳ. 시장규칙, 정보공개, 시장감시

1-1. 전력시장 개설 경위

■ 계획 입안

○ '93.10 : 한전을 경영쇄신대상 공기업으로 선정, 경영진단 실시

- 산업경제연구원, 안진·삼일회계법인에서 경영진단('94.7~'96.6)
- 「구조개편의 필요성과 단계적인 민영화 추진」 제시 및 세부 검토를 위한 별도의 위원회 구성 권고

○ '97. 6 : 각계 전문가 12명으로 「전력산업구조개편위원회」 구성

- 해외 사례를 토대로 국내 구조개편 시안 도출('98.8)
- 영국 전력산업 구조개편 자문사인 Rothschild사 자문
- 공청회 개최 및 관련전문가, 이해관계자 의견 수렴('98.11)

○ '99. 1 : 「전력산업 구조개편 기본계획」 확정

〈전력산업 구조개편 기본계획〉

◇ 1단계(~2002) : 발전경쟁
  ○ 발전부문을 수개의 자회사 형태로 분할, 경쟁 도입후 단계적 민영화

◇ 2단계(~2008) : 도매경쟁
  ○ 배전/판매부문을 수개 회사로 분할(지'역독점), 양방향입찰시장 개설

◇ 3단계(2009년 이후) : 소매경쟁
  ○ 판매부문의 지역독점 해제로 소비자의 전력회사 선택권 보장

■ 1단계 구조개편 단행

○ '00.12 : 구조개편 관련법 입법

- 분할·민영화를 규정한 「전력산업구조개편촉진에관한법률」 제정 및 경쟁체제 도입을 규정한 「전기사업법」 개정

○ '01. 4 : 1단계 구조개편 단행

- 한전의 발전부문을 화력 5개사, 원자력 1개사로 분할('01.4)
- 전력거래소, 전기위원회 설립 및 발전경쟁 개시('01.4)
- 「발전회사 민영화 기본계획」 확정('02.4) 시행

> • 민영화는 5개 화력발전회사를 대상으로 2단계로 나누어 추진
> • 1단계는 2개사를 대상으로 하되, 우선 1개사를 '02년 상반기부터 추진
> • 2단계는 1단계 완료 직후 추진하되, 늦어도 '05년에는 착수
> • 외국인의 경영권 참여는 국내 발전설비의 30% 이내로 제한

- '04. 4월 배전분할 목표로 양방향입찰시장 도입 준비

■ 구조개편 정책 변경

○ '03. 8 : 노사정 공공특위 의결로 「배전분할 공동연구단」 구성
(공공특위 추천 2, 정부측 3, 노조측 3)

- 공동연구단 연구결과를 공공특위에 상정·의결후 정책 권고('04.6)

○ '04. 6 : 정부, 노사정위원회 권고를 수용, 배전분할 중단 결정

- 배전부문 분할 추진을 중단하고 독립사업부제 실시
- 남동발전 민영화는 계획대로 추진

1-2. 현행 전력시장 특성

■ **발전부문만 입찰에 참여하는 발전경쟁시장(수요측 한전 독점)**

■ **변동비로 거래가격이 결정되는** CBP(Cost Based Pool) **전력시장**

○ 비용평가위원회에서 매달 발전기별 발전비용 검토 결정

○ 시간대별 전력수요에 맞춰 비용이 낮은 발전기부터 투입
※ 단, 2만kW 이하 발전설비, 신재생에너지 설비 등은 우선 투입

○ 최종 투입되는 발전기의 변동비가 해당 시간의 시장가격 결정
(계통한계가격 : SMP)

○ 고정비는 장기한계고정비용에 근거한 용량가격(CP)으로 보상

■ **모든 전력거래가 전력시장을 통해 이루어지는** 강제적 전력시장

〈예 외〉

- 전력거래소의 전력계통에 연결되어 있지 않은 도서지역
- 1,000kW 이하의 신재생에너지 발전사업자
- 구역전기사업자(잉여 전력 및 부족 전력은 시장에서 거래 가능)
- 자가용전기설비 설치자(총생산전력의 50% 미만 거래 허용)
- PPA 사업자(수급계약에 의해 한전에 직접 판매)
- 3만kVA 이상의 전기사용자에 대한 직접구매 허용(수요독점 예외)

■ **한전 자회사인 발전회사 소유 발전기에 대해서는 정산가격을 조정·적용하는 규제적 전력시장**

○ 주요 시장참여자(한전, 발전회사)의 재무구조 안정성 확보를 위하여 해당 발전기에 대한 시장가격 조정제도(보정계수)를 운영

1-3. 전력거래 회원가입 절차

■ 가입절차



■ 회원가입 자격

○ 정회원(전기사업법 제39조 및 정관 제9조 제1항)
- 전력시장에서 전력거래를 하고자 하는 발전사업자
- 전력시장에서 전력거래를 하고자 하는 자가용전기설비 설치자
- 전력시장에서 전력거래를 하고자 하는 구역전기사업자
- 전기판매사업자
- 전력시장에서 전력을 직접 구매하는 전기사용자

○ 준회원(전기사업법 제39조 및 정관 제9조 제2항)
- 송배전사업자, 건설중인 발전사업자
- 법 부칙 제8조 적용 대상으로서 전력거래를 하지 않는 자
- 거래소 위탁업무 수탁기관
- 전기판매사업자와 전력거래를 하는 구역전기사업자

■ 회원의 권리

○ 정회원
- 거래소를 통한 전력거래 가능
- 총회에서 의결권 행사
- 전력시장운영규칙 개정 제안 등 규칙 개정에 참여
- 회원에게만 제공되는 정보이용 가능

○ 준회원
- 총회에 출석하여 의견 개진
- 전력시장운영규칙 개정 제안 등 규칙 개정에 참여
- 회원에게만 제공되는 정보이용 가능

■ 제출서류

구 분		제 출 서 류
공 통		○ 회원가입신청서(서식) ○ 사업자등록증 사본 ○ 서약서(서식)
정회원	판매사업자	○ 전기사업허가증 사본
	발전사업자 구역전기사업자	○ 전기사업허가증 사본 ○ 전력거래 기초자료(서식)
	자가용전기설치자	○ 자가용설비공사계획 인가 또는 신고서 사본 ○ 전력거래기초자료
	직접구매전기사용자	○ 전력계통단선도 및 수전설비명세서 ○ 전력거래약정서
준회원	PPA사업자	○ 전력수급계약서 사본
	건설중인 발전사업자	○ 전기사업허가증 사본

■ 가입비

○ 등록비 : 20만원

○ 연회비

구 분		등록용량	연회비
정회원	판매사업자	-	5,000만원
	직접구매 전기사용자	-	120만원
	발전사업자 및 구역전기 사업자	3MW 이하	10만원
		3MW 초과 20MW 이하	60만원
		20MW 초과 500MW 이하	120만원
		500MW 초과 1,000MW 이하	1,000만원
		1,000MW 초과	5,000만원
	자가용	3MW 이하	10만원
		3MW 초과 20MW 이하	60만원
		20MW 초과 1,000MW 이하	120만원
		1,000MW 초과 2,000MW 이하	1,000만원
		2,000MW 초과	5,000만원
준회원		-	120만원

1-4. 발전기 등록기준 및 절차

■ 발전기 등록기준

○ 중앙급전발전기

- 발전기 1기의 설비용량이 20MW 초과하는 발전기로서 다음의 경우에 해당하지 않는 발전기

① 발전기 기동정지, 출력증감발 등 급전지시에 따라 운전할 수 없는 발전기
② 발전비용 요소를 결정할 수 없는 발전기
③ 자가용 및 구역전기사업 발전기
④ 신재생에너지(수력 제외)를 이용하여 전기를 생산하는 발전기

○ 비중앙급전발전기

- 발전기 1기의 설비용량이 20MW 이하인 발전기
- 발전기 1기의 설비용량이 20MW 초과하는 발전기 중 중앙급전발전기 대상에서 제외되는 발전기

■ 발전기 등록전 준비사항

주요 절차	대 상	시 기
○ 설비변경예정서 제출	○ 신증설발전기	D-6개월 전까지
○ 보호방식검토 의뢰	○ 중앙급전발전기	
○ 보호장치 정정검토 의뢰	○ 중앙급전발전기	D-3개월 전까지
○ 최초 계통병입 계획 제출	○ 신증설 발전기	D-2개월 전까지
○ 주변압기 사용탭 검토의뢰	○ 154kV이상	
○ 주변압기 유효접지 검토의뢰	○ 154kV이상	
○ 최초가압 승인 요청	○ 신증설 발전기	D-1개월 전까지
○ 원격소 급전자동화설비(RTU) 설치 통보	○ 중앙급전발전기	
○ 비용평가자료 제출	○ 중앙급전발전기	D-전월 20일 전까지
○ 계량설비 봉인 요청	○ 신규 시장참여 발전기	D-10일 전까지

※ D : 최초계통병입일

KPX Knowledge Power 2011

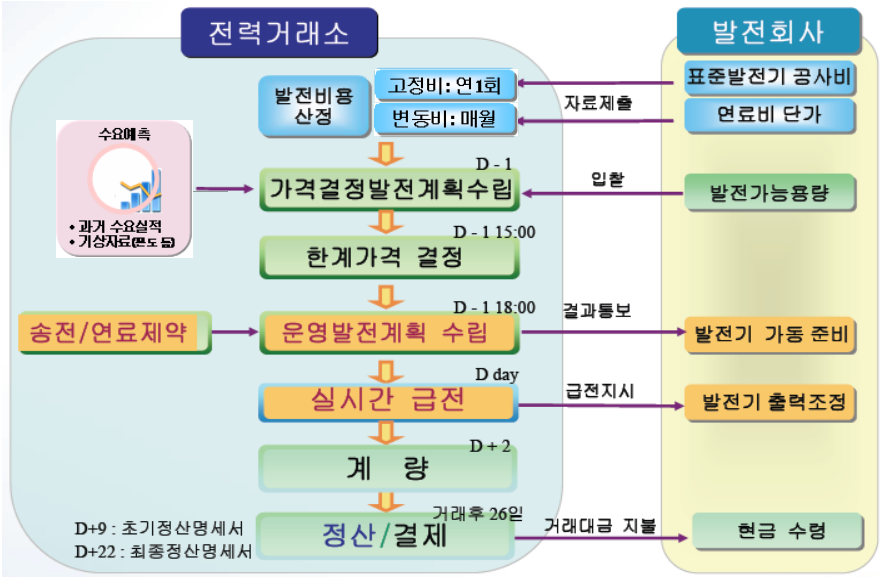
Ⅰ. 일반 개요

전력시장 운영 ›› Ⅱ. 전력시장 운영

Ⅲ. 전력거래 대금 정산

Ⅳ. 시장규칙, 정보공개, 시장감시

2-1. 전력시장 운영 프로세스



- 비 용 평 가 : 비용평가위원회에서 각 발전기별 비용자료를 검토하여 전력 생산 단가를 결정
- 입 찰 : 발전회사는 익일의 시간대별 발전가능용량을 입찰
- 전력수요예측 : 전력거래소에서 익일의 매시간에 대한 전력수요를 예측
- 발전계획수립 : 입찰자료와 전력수요를 토대로 총 발전비용이 최소가 되도록 비용이 낮은 발전기부터 투입하여 발전기별 출력배분 및 가동결정
- 시장가격결정 : 매 시간대별로 전력수요를 충족시키기 위해 최종적으로 투입되는 발전기의 변동비가 해당시간의 시장가격을 결정(한계가격)
- 실시간 급전 : 전력수요에 맞추어 발전기별 출력을 조정하고 발전기 가동 또는 정지
- 정 산 : 각 발전기별 전력을 생산하여 공급한 양을 계량하여 미리정한 정산 규칙에 따라 대금을 계산하여 발전회사에 지불정산

2-2. 가격결정 발전계획

■ 정의

○ 시간대별 한계가격(SMP)을 산출하기 위해 각종 제약사항을 고려하지 않고 수립되는 발전계획 (다만, 제주연계선 제약은 고려)

○ 발전계획 수립시 사용자료

- 발전기별 변동비 자료, 공급가용능력, 수요예측, 제주연계선 제약량

※ 제약사항 : 열공급제약, 연료제약, 송전제약 등

■ 절차

○ 전월 말일 : 발전기별 변동비 자료 결정

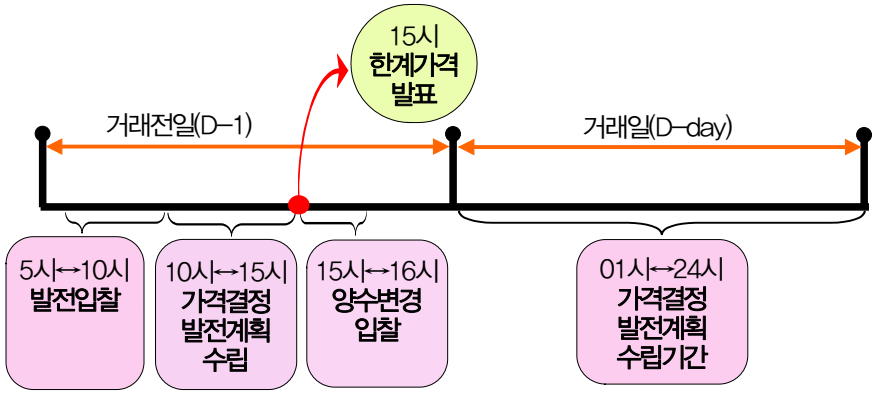
○ D-1일 10시 : 입찰자료 및 수요예측

- 거래전일 19시~거래 다음날 04시까지 34시간 자료

○ D-1일 15시 : 가격결정발전계획 수립 및 한계가격 발표

- 거래일 01시~24시 시간대별 한계가격 발표

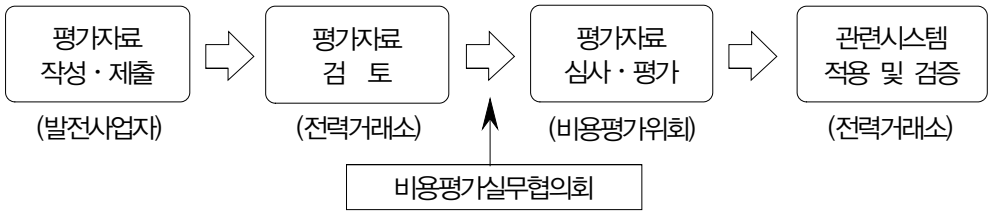
■ 발전계획 시간표



2-3. 비용평가

전력시장운영규칙 제2장 제1절(발전비용평가절차) 및 제2절(비용평가위원회)에 의거 변동비반영 발전시장(CBP)에서 중앙급전발전기의 비용자료 및 기술적 특성 자료에 대한 적정성 검증·관리와 비용평가위원회 운영업무 수행

■ 비용평가 업무 Flow



■ 비용평가 자료의 작성 및 제출

○ 제출자료 및 시기

구 분	발전회사 제출자료	제출시기
월 별	• 발전기 연료의 열량단가 • 발전기 입·출력특성곡선식의 계수	매월 시작 10일 전
분기별	• 발전기 입출력특성곡선식의 계수 • 기동비용 • 기동소요시간 • 최대발전용량, 최소발전용량 • 발전수준별 증(감)발률 4개 이하 • 최소운전시간, 최소정지시간 • 보조서비스 특성자료	분기 시작 1개월 전
매 년	• 익년도 중앙급전발전기의 상업운전개시 및 폐지 계획	매년 10월 말까지

※ 기술적 특성자료 주요항목 기준
- 최소발전용량 : 발전기가 안정운전을 유지하기 위한 최소 발전용량
- 증(감)발률 : 발전기가 출력을 증가(감소)시킬 수 있는 능력
- 최소운전시간 : 발전기가 병입 이후 병해될 수 있기까지의 최소시간 간격
- 최소정지시간 : 발전기가 병해 이후 병입될 수 있기까지의 최소시간 간격
- 기동소요시간 : 급전지시를 받은 시각부터 발전기가 기동하여 전력계통에 병입되는 시각까지 소요되는 시간

■ 비용평가 관련 자료의 평가

구 분	내 용
평 가 자	• 비용평가위원회
평가시기	• 월별 제출자료 : 비용평가위원회 운영계획에 의거 평가(월말) • 분기별 제출자료 : 분기 시작 직전월
평가방법	• 위원회 간사는 비용평가위원회에 상정할 비용평가자료를 준비하여 위원회에 제출 • 위원회는 필요시 비용평가실무협의회에 비용평가자료에 대한 검토 및 조정을 위임할 수 있음 • 비용평가위원회의 운영과 관련된 세부사항은 비용평가위원회 운영규정에 의거 시행

■ 비용평가 결과 적용

시장운영팀	중앙급전소	시장정산팀
【시스템에 입력/활용】 • 가격결정발전계획프로그램 • 입찰/정산시스템	【시스템 활용】 • 운영발전계획수립	【시스템 활용】 • 정산

■ 비용평가 자료 정보공개 현황

○ 공개항목 : 발전기별 열량단가, 발전기 특성계수 및 기술적 특성자료

○ 공개대상 : 중앙급전발전기를 보유한 정회원 및 판매회원

○ 공개시기 : 비용평가위원회 결정 후

○ 제공방법 : 정보공개시스템에 게시

〈참고〉 비용평가위원회 및 실무협의회

■ 비용평가위원회 임무

변동비반영 발전시장 운영을 위해 사용할 중앙급전발전기의 기술적 특성자료 및 발전비용 관련 사항을 주기적으로 사전에 평가하고 결정

■ 구성 및 역할

구 분	비용평가위원회	비용평가실무협의회
기 능	비용평가 및 기술적 특성 자료 심의・결정	비용평가위원회 기술지원
구 성	8명 (간사 : 전력시장처장)	11명 (간사 : 시장운영팀장)
개최시기	월 1회	분기 1회(3, 6, 9, 12월)
심의대상	석탄, 원자력, 국내탄, LNG발전기 등 약 240대	
심의내용	○ 월별 결정사항 - 발전기 연료의 열량단가 ○ 분기별 결정사항 - 운전비용 및 기술적 특성자료 - 보조서비스 특성자료 ○ 연간 결정사항 - 기준용량가격 - 기준용량가격계수 - 계통한계가격 보정계수 - 직접구매자(구역전기사업자)의 거래가격 - 발전기별 정적손실계수 - 시간대별 용량가격계수 - 계통운영보조서비스 정산단가 - 양수발전소 용량가격 지급률 등	○ 위원회 상정 내용의 검토 및 조정 ○ 위원회에서 위임받은 안건의 심의 및 조정 후 차기위원회에 상정

<비용평가위원회 위원명단>

No	구 분	성 명	소 속 및 직 책	비 고
1	위원장	최정표	건국대학교 경제학과 교수	해당분야전문가 (학 계)
2	위 원	조성봉	한국경제연구원 정책기획실 선임연구위원	해당분야전문가 (연구소)
3	〃	김진오	한양대학교 전기공학부 교수	해당분야전문가 (학 계)
4	〃	김진우	에너지경제연구원 전력가스 연구실장	해당분야전문가 (연구소)
5	〃	조인국	한국전력공사 기획본부장	회원대표 (판 매)
6	〃	임한규	한국남부발전㈜ 기술본부장	회원대표 (발 전)
7	〃	최규종	전기위원회 전력진흥과장	정부대표 (전기위원회)
8	〃	조범섭	전력거래소 운영본부장	전력거래소
	간 사	김광인	전력거래소 전력시장처장	전력거래소

※ 전문분야별 인원 현황

구분	해당분야전문가	전기위원회	전력거래소	회원대표
인원	4	1	1	2

※ 위원장 및 위원은 전력거래소 이사장이 위촉(3월)

○ 위원의 임기는 1년, 연임가능

<비용평가 실무협의회 회원 명단>

No	구 분	성 명	근 무 처 및 직 위	비 고
1	의 장	김광인	전력거래소 전력시장처장	전력거래소
2	위 원	김성수	한국산업기술대 에너지대학원 교수	외부전문가
3	〃	이근대	에너지경제연구원 전력가스연구실 연구위원	〃
4	〃	장동우	전기위원회 전력시장과 사무관	정 부
5	〃	박헌규	한국전력공사 기획처 예산팀 부장	전력거래소회원 (판매사업자)
6	〃	윤재경	한국전력공사 그룹경영지원처 전력거래팀 팀장	〃
7	〃	이승철	한국수력원자력주식회사 기획재무처 재무팀장	전력거래소회원 (발전회사)
8	〃	이재옥	한국남동발전주식회사 발전처 계획거래팀장	〃
9	〃	장석제	한국동서발전주식회사 발전그룹 전력거래팀장	〃
11	〃	송광헌	전력거래소 계통운영처 수급계획팀장	전력거래소
11	〃	정응수	전력거래소 중앙급전소 부장	〃
	간 사	김용완	전력거래소 전력시장처 시장운영팀장	〃

※ 전문분야별 인원 현황

구분	해당분야전문가	전기위원회	전력거래소	회원대표
인원	2	1	3	5

〈참고〉 화력발전소의 열량단가 산정기준

■ 열량단가

$$\text{- 열량단가(원/Gcal)} = \frac{\text{연료단가(원/톤, 원/kℓ)}}{\text{연료발열량(kcal/kg, kcal/ℓ)}} \times 1{,}000$$

○ 석탄, 국내탄 발전기는 혼소율을 반영한 열량단가 적용

■ 연료단가

○ 석탄, 국내탄, 유류

- 자료제출 최종월(적용월 2개월전)의 평균공급단가(입고단가) 적용
  (단, 적용월 2개월전의 자료제출이 불가능 할 경우 변경 가능)

$$\text{- 입고단가[(M-2)월]} = \frac{\text{(M-2)월 입고금액 (원)}}{\text{(M-2)월 입고량 (톤, kℓ)}} \quad \text{(원/톤, 원/kℓ)}$$

※ 1) M : 열량단가 적용월, 2) 석탄발전소의 사용량은 인수식 기준
3) 입고단가 적용에 있어 기타입고는 반영하지 않음
4) M-2월의 입고량이 M-3월 입고량의 30% 이하일 경우 M-2,3월의 가중평균 입고단가 적용 (단, M-2,3월 입고량이 없을 경우 M-1월 적용 열량단가 적용)

○ LNG

- 자료제출 최종월(적용월 1개월전)의 공급단가(입고단가) 적용
- LNG 평균입고단가 = 원료비 + 고정비
  · 원료비 : 도입가, 관세, 특소세, 도입부대비, 수입부과금, 손실가
  · 고정비 : 해당월(M월)의 고정비용

■ 연료 발열량 산출

○ 열량단가에 사용하는 석탄발전소의 열량분석은 인수식을 기준으로 하고, 계량단위는 고위발열량(HHV : High Heating Value) 적용

〈참고〉 가격결정계획 적용을 위한 발전기별 기동비용 산정 및 적용기준

■ 기동비용 산정기준

○ 발전기별 열간(HOT)기동 운전실적 기준

■ 기동비용 구성요소

○ 구성요소 : 기동연료비 + 소내소비전력비 + 용수비

○ 기동연료비

- 기동 및 정지시 사용되는 주연료 및 보조연료 비용

○ 소내소비전력비

- 기동 및 정지시 보조기기 운전 등을 위해 소비되는 소내전력 비용

○ 용수비

- 기동 및 정지시 사용되는 용수(순수) 비용
- 용수비는 “원수료 + 전력료 + 원수처리약품비 + 여재수지교체비 + 기타비용”으로 구성

■ 기동비용 적용기준

○ 분기별로 전력거래소에 제출된 발전기별(유류, 국내탄, 석탄, GT, CC 등) 기동비용 중 평균값 이상의 발전기는 평균기동비용 단가를 적용하며, 평균값이하의 발전기는 자기기동비용을 적용

- 원자력 및 수력·양수발전기
  원자력 및 수력·양수발전기는 가격결정 발전계획 수립시 기동비용을 적용하지 않음
- 복합화력 발전기
  C/C Mode의 경우 G/T와 S/T의 조합이 3:1이하인 경우 G/T 1대와 S/T 기동비용 적용

2-4. 전력시장 가격 및 관리 제도

■ 전력시장가격(계통한계가격) 보정계수를 통한 정산금액 조정

○ 기저발전기 상한가격제도 폐지를 통한 민간 발전회사의 기저설비 투자 유인

○ 한전 및 발전자회사는 전기요금, 연료비 상승 등을 고려하여 전력거래대금 정산단계에서 수익 배분 조정

- 기저발전기 보유비중 차이에 따른 발전회사간 불균형 해소

■ 보정계수 도입배경

◇ 현 전력시장은 발전경쟁시장
- ○ SMP : 단기한계비용으로 변동비 보상
- ○ CP : 한계발전기의 고정비로 고정비 보상

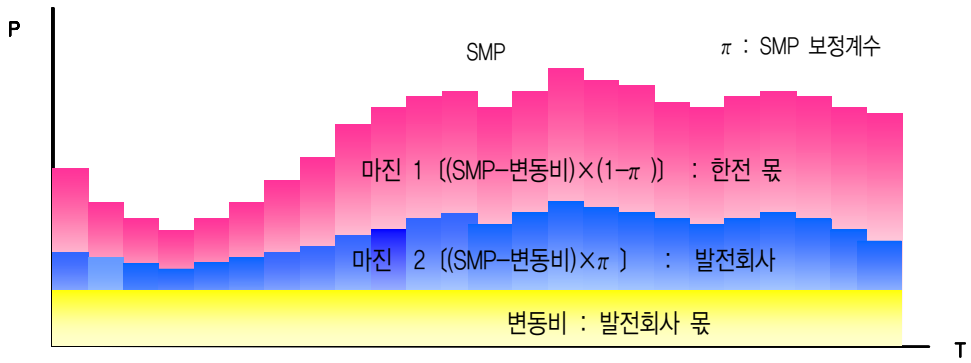
◇ 전력시장가격과 전기요금의 비연동
- ○ 시장가격 : 발전연료비, 공급설비 등에 의해 변동성이 큼
- ○ 전기요금 : 정부규제 (구조개편후 지금까지 12% 인상)

⇒ 경쟁부문과 독점부문간 전기판매수익 배분 제도 필요

■ 보정계수를 적용한 발전 전력량 정산개념

구 분	변동비	고정비
민간발전	SMP	7.46원/kWh (신규 GT 발전기의 고정비)
발전자회사	변동비+(SMP-변동비)×보정계수} {기저발전기(원자력, 석탄, 국내탄) 및 일반발전기(수력·양수발전기 제외)에 전원별 보정계수 적용}	

【보정계수 개요도】



■ 보정계수 산정원칙

○ 한전과 전체 발전자회사간 적정 투보율 차이 유지

- 발전자회사 > 한전 : 3.32%p차이 (호주 사례 참조)

○ 투자우선순위가 높은 전원의 투자수익률(IRR)이 투자우선순위가 낮은 전원의 투자수익률(IRR) 보다 높게 산정

- 발전원가차이 비율 적용 : 원자력(1)>석탄(0.66)>일반(0.33)
- 단, 정부정책에 의해 운영되는 원자력과 국내탄은 예외

■ 보정계수 산정방법

○ 전원별 대표발전기를 선정하여 각각의 투자수익률 수준에 대응하는 보정계수를 산출 (시뮬레이션)

- 전기판매수익 및 연료비는 전원별 대표발전기의 직전년도 가용률/이용률 및 당해연도 평균정산단가/연료단가 적용
- 고정비는 최근『전력수급 기본계획』상의 원가자료 적용

○ 보정계수는 전력거래소 비용평가위원회의 심의를 거쳐 지식경제부 장관의 승인으로 확정

■ 보정계수 산정시기

○ 보정계수는 원칙적으로 연 1회 산정

○ 연료가격의 급격한 변동, 전기요금의 조정 등 예측치 못한 사유 발생, 또는 실적과 전망의 상당한 차이가 발생한 경우 분기단위 재산정

〈참고〉 전력시장가격 관리제도의 변천

■ 기저한계가격(BLMP) 제도 : '01. 4월 ~ '06. 12월

○ 도입 사유 및 목적

- 전력시장 내 모든 발전기에 대하여 전력시장가격(SMP)으로 거래대금을 정산하여 지불할 경우 단일구매자(한전)의 과도한 발전비용부담으로 큰 폭의 전기요금 인상 불가피
- 총 발전량 중에서 가장 큰 부분을 점유하고 있는 기저발전기발전량에 대한 정산용 시장가격을 별도로 정하여 전력시장 안정화 도모

○ 내용

구 분	변동비(원/kWh)	고정비(원/kW-h)
기저발전기	BLMP (한계선 : 19)	21.49('01～'03) → 20.49('04～'06) (신규 석탄발전기의 고정비)
일반발전기	SMP (가장 비싼 발전기의 변동비)	7.17 (신규 GT 발전기의 고정비)

※ 기저발전기 : 원자력, 석탄, 국내탄(BLMP 산정시는 국내탄 제외)

○ 문제점

- 석탄가격 상승으로 석탄발전기 변동비가 BLMP 한계선(19원/kWh)을 초과하여 일반발전기 보다 기저발전기의 시장수익률 저하
- 이중적인 시장가격구조 하에서 기저발전기에 대한 적정수준의 발전비용 보상이 불가능해지는 상황에 봉착

〈연도별 평균 BLMP, SMP〉

(단위 : 원/kWh)

구 분	2001	2002	2003	2004	2005	2006
평균 BLMP	18.29	18.54	18.27	19.17	19.28	19.33
평균 SMP	48.81	47.32	50.48	55.78	61.97	79.07

■ 기저상한가격 제도 : '07. 1월 ~ '08. 4월

○ 목적

- 기저발전기의 변동비 보상이 가능한 수준에서 기저발전기의 전원별 상한가격 설정
- 변동비 상승분 충당을 위해 기저발전기 용량가격(CP)제도를 폐지하고 일반발전기의 용량가격(CP)제도로 일원화

○ 내용

구 분	변동비(원/kWh)	고정비(원/kW-h)
기저	RMP (원자력:29.53, 석탄:34.05, 국내탄:63.94)	7.46 ('07~ 현재) (신규 GT 발전기의 고정비)
일반	SMP	

○ 문제점

- 기저상한가격 규제를 받는 석탄발전기는 석탄가격 급등으로 이익이 대폭 감소하는 반면, 계통한계가격을 적용받는 LNG 복합발전기가 시장에서 얻는 이익은 크게 증가

〈석탄/LNG복합 실적 및 전망〉

(단위 : 원/kWh)

구 분	석탄(당진)		LNG복합(신인천)	
	'07	'08.3월	'07	'08.3월
거래수익(정산단가)	41.29	43.08	98.78	123.06
발전원가(연료비)	21.70	29.00	83.25	94.15
연료비 차감후 이익	19.59	14.08	15.53	28.91

- 기저발전기 보유비중이 높은 발전회사와 일반발전기 보유비중이 높은 발전회사간에 심각한 재무불균형 발생

〈발전회사별 '08년 전망〉

(단위 : 원/kWh)

구 분	남동	중부	서부	남부	동서	한수원
기저비율(%)	71.80	40.00	45.00	38.70	51.60	100.00
거래단가	50.02	70.98	71.48	80.04	66.81	38.19
연료비단가	36.21	51.05	51.28	58.79	48.48	6.25
연료비 차감 후 이익	13.81	19.93	20.20	21.25	18.33	31.94

■ 계통한계가격 보정계수 제도 : '08. 5월 ~ 현재

○ 시장가격을 일원화하여 민간발전회사의 기저설비 투자 유인

○ 단, 한전 및 발전자회사는 전기요금, 연료비 상승 등을 고려하여 수익 배분 조정

- 발전원별 보정계수를 도입, 시장가격의 변동비 연동제 실시
- 기저발전기 보유비중 차이에 따른 발전회사 간 불균형 해소

■ 계통한계가격 보정계수 현황

구 분	원자력		석탄	LNG복합	국내탄
	경수로	중수로			
'08. 5 ~ '08. 7	0.2745		0.1595	0.4000	0.9000
'08. 8 ~ '09.7	0.2184		0.0894	0.0894	0.7500
'09. 8 ~ '10.7	02798	0.4820	0.1865	0.3270	0.7500
'10. 8 ~ '10.12	0.1963	0.1510	0.1315	0.3200	0.5000
'11. 1. ~ 현재	0.2457	0.3516	0.1881	0.3033	0.5000

2-5. 용량가격 제도

■ 용량가격의 정의

○ 한계고정비용(Marginal Fixed Cost) 보상가격

- 발전입찰에 참여한 발전기들의 시간별 공급가능용량에 대한 보상 기준가격

※ 한계가변비용(Marginal Variable Cost)은 한계가격(SMP)으로 보상

○ CBP 시장에서의 용량가격은 발전기의 고정비 보상, 신규설비 투자 유인, 계통신뢰도 유지 등의 역할 수행

■ 기준용량가격 산정

○ 산정기준

> 용량가격 = 연간고정비 ÷ 입찰가능시간
> - ▸ 연간고정비 = 건설투자비 연금액 + 고정운전유지비
> - ▸ 입찰가능시간 = 8,760시간 × (1-발전기정비율) × (1-고장정지율)

- 건설투자비 연금액

  · 표준발전기의 자본(건설)투자비에 대하여 내용연수 동안 할인율을 기초로 연간 등가액으로 환산한 값으로 연간 자본투자비 회수 금액을 산정

- 고정운전유지비 (발전기 운영비용 중 연료비 및 기동비를 제외한 비용)

  · 고정운전유지비 구성요소 : ① + ②

  ① 인건비 + 수선유지비 + 경비 + 일반관리비 + 공통비

  ② 운전자본에 대한 보수(투자자산 운영에 소요되는 비용의 투입부터 회수까지의 시간지연을 고려한 지급금액)

○ 용량가격 ('11년도 적용)

(단위 : 원/㎾-h)

구 분		발전기	송전접속설비	합계
표준발전기		신규복합 화력(GT)	접속용량500MW/ 154kV/10km	
용량가격	단위 가능출력당 건설투자비 ①	4.05	0.15	4.20
	단위 가능출력당 고정운전유지비 ②	3.23	0.03	3.26
	① + ② 용 량 요 금	7.28	0.18	7.46

※ 제주지역발전기는 제주지역 발전설비의 신규건설 촉진을 위해 22.05원/kW-h 적용

■ 기준용량가격의 결정

○ 전력거래소는 매 회계연도가 시작하기 전까지 다음해에 적용될 기준용량가격을 결정하고, 매 회계연도 시작 전까지 그 내용을 공개하여야 하며, 기준용량가격은 비용평가위원회에서 결정하도록 규정하고 있음 (전력시장운영규칙 제2.1.1.8조 및 제2.4.3조)

■ 지역별 용량가격계수 적용

○ 개 요

- 용량가격을 지역별(수도권/비수도권/제주)로 차등 적용하여 지역별 적정 설비투자 유도
- 지역별 적정 최소공급용량과 적정 최대공급용량은 지역별 최대수요의 각각 1.12배 및 1.20배로 함
  - · 지역별 공급용량이 지역별 적정 최소공급용량과 적정 최대공급용량범위 사이에 있을 경우 지역별 용량가격계수는 1.0으로 함

○ '11년도 적용 용량가격계수

구분	수도권	비수도권	제주
용량가격계수	1.0223	1.0223	1.0

※ 용량가격(7.63원) = 기준용량가격(7.46원) × 지역별용량가격계수(1.0223원)

■ 기준용량가격(CP) 적용

○ 한계 고정비용 보상가격

○ 발전기 고정비 보상, 신규설비 투자요인, 계통신뢰도 유지 등

(단위 : 원/kW-h)

적용	기준CP		국내탄	제주	비 고
	일반	기저			
2001	7.17	21.49	-	-	'01.1차 시장운영위
2002	7.17	21.49	-	-	'01.8차 비용위
2003	7.17	21.49	-	22.05	'02.11차비용위 (제주 :'02.12차)
2004	7.17	20.49	-	22.05	'03.11차 비용위
2005	7.17	20.49	-	22.05	'04.12차 비용위
2006	7.17	20.49	-	22.05	'05.12차 비용위
2007	7.46		27.00	22.05	'06.13차 비용위
2008	7.46			22.05	'07.12차비용위
2009	7.46			22.05	'08.13차비용위
2010	7.46			22.05	'09.12차비용위
2011	7.46			22.05	'10.13차비용위

2-6. 직접구매 제도

■ 정의

○ 최종 전기사용자가 판매사업자를 거치지 않고 전력시장에서 전력을 직접 구매할 수 있도록 한 제도

■ 직접구매자의 자격

○ 대　　상 : 수전설비용량 3만㎸A 이상의 전기사용자

- 수전설비용량 5만kVA → 3만kVA 범위 확대(2007. 6.15)

○ 시행시기 : 2003년 1월 1일

※ 직접구매에 참여하기 위해서는 전력거래소의 회원 가입 필요

■ 거래가격 결정 원칙

○ 거래가격은 향후 시장과의 연계성 등을 고려하여 기저/일반 분리시장이 아닌 일반시장의 개념을 적용

■ 거래가격 구성요소

전력거래요소	전력량가격, 용량가격, 부가정산금
수수료 및 기금	직접구매수수료, 전력산업기반기금
송전요금	발전측송전요금, 수요측송전요금

○ 전력거래요소 중 전력량가격은 시간대별 SMP, 용량가격은 일반발전기 CP를 보정하여 적용, 부가정산금은 사전에 결정된 단가 적용

○ 송전요금 중 발전측 송전요금은 비용평가위에서 정한 금액, 수요측 송전요금은 한전이 정한 금액을 적용

○ 직접구매수수료는 전력거래소가 정한 단가를, 기반기금은 법에 따라 정한 요율을 적용

2-7. 구역전기사업 제도

■ 배 경

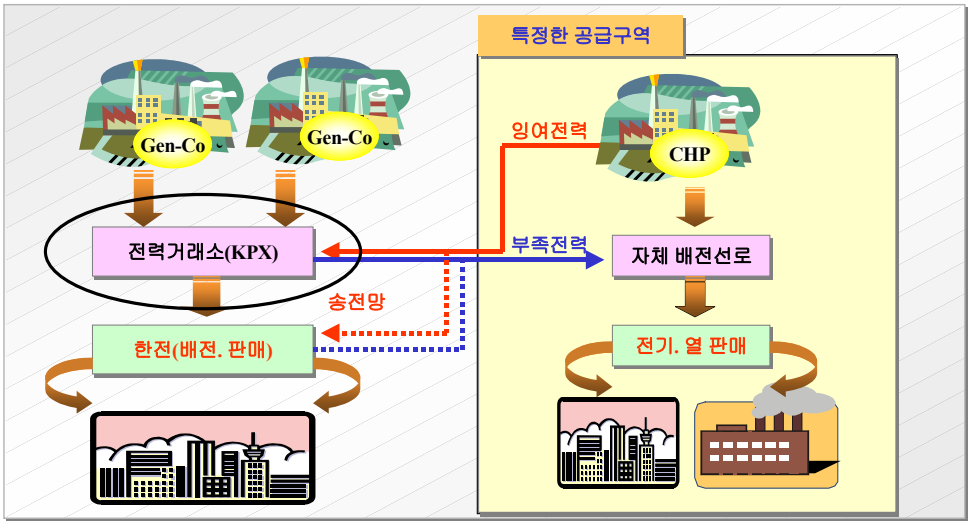
○ 분산형 전원 개발, 발전소 및 송전선로 건설비용 절감 등을 위하여 '03년 12월 전기사업법이 개정되어 '04년 7월 1일부터 시행

■ 개 요

○ 구역전기사업(CES, Community Energy System)의 정의

- 특정지역에 난방, 냉방 및 전기를 일괄적으로 생산·공급하는 사업
- 대상 : 병원, 백화점 등의 단일건물, 아파트단지, 컨벤션센터, 전철역사 등 소규모의 집중적인 에너지 소비지역

○ 구역전기사업의 개념도



- 허가받은 공급능력(생산한 전력)으로 당해 특정한 공급구역의 수요를 충당하지 못하거나 남는 전력을 전력시장(한전)에서 거래
- 공급구역 수요 60%이상의 발전설비 및 자체 송·배전설비 건설·운영

■ 구역전기사업제도 추진경위

추진일자	내 용
2003. 9. 25	전기사업법 개정 발의 (이근진 의원 등 25인)
2003. 12. 9	정기국회 가결 (제243차 정기국회)
2003. 12. 30	전기사업법 개정 공포 (법률 제7017호) ☞ 공포 후 6월 경과한 날부터 시행 (2004.7.1부)
2004. 4. 2	전기사업법 시행령(안) 및 시행규칙(안) 입법예고
2004. 6. 22	전기사업법 시행령 국무회의 통과
2004. 9. 17	정책 설명회 개최(장소 : 서울교육문화회관)
2004. 12. 28	'05년 제1차 규칙개정 위원회 상정
2005. 1. 22	규칙개정 지식경제부장관 인가
2007. 6. 15	공급구역내의 공급능력을 70%에서 60%로 부담경감
2009. 11. 22	전기사업법 시행령 개정(전기판매사업자와 거래하는 경우에도 6~9월 동안 전력시장 거래 허용)

■ 전기사업법상의 구역전기사업제도

○ 정의 (전기사업법 제2조 10의2호)

- 특정한 공급구역의 수요에 응하여 전기를 생산하여 직접 공급함을 주목적으로 하는 사업

○ 설비 규모 (동법 시행령 제1조, 4조, 19조, 59조)

접속구분	사업 구분	하 한	상 한	비 고
22.9kV/ 154kV	구역전기사업	특정 공급구역 전력수요의 60%이상	3만5천kW 이하	잠실 롯데월드 : 3.5만㎾
154kV 이상	지역 냉·난방사업		15만kW 이하	인천공항 : 12.7만㎾, 현대건설(부산) : 10만㎾
	산업단지 집단에너지사업		25만kW 이하	사이스 이천 : 25만㎾, 한주 : 16.5만㎾

○ 과부족 전력에 대한 거래 방법

- 보완공급(법 제16조의 2) : 전기판매사업자와 거래
- 전력거래(법 제31조의 3) : 전력시장에서 거래

○ 과부족 전력에 대한 전력시장에서 전력거래 가능 경우
(동법 시행령 제19조4항)

- 허가받은 공급능력으로 당해 특정한 공급구역의 수요에 충당하지 못하거나, 남는 전력
- 발전기의 고장·정기점검 및 보수 등으로 인하여 당해 공급구역의 수요에 충당하지 못하는 전력
- 구역전기사업자로 간주되는 집단에너지사업자가 6~9월 동안 특정 공급구역의 열수요가 감소함에 따라 발전기 가동을 단축하는 경우 해당 특정한 공급구역의 수요에 부족한 전력

○ 과부족 전력에 대한 전기판매사업자와 전력거래 가능 경우
(동법 시행규칙 제17조의2)

- 생산한 전력으로 당해 특정한 공급구역의 수요에 충당하지 못하거나 남는 경우
- 발전기의 정기점검 및 보수

■ 구역전기사업제도 시행 효과

○ 수도권전원 개발 및 발전소 입지난의 해소와 안정적 전력수급확보

○ 송전선로 건설비용 및 송전손실 저감과 전력계통의 안정성 제고

○ 에너지 이용효율의 향상 및 환경개선과 관련산업의 발달 촉진

<구역전기사업자 현황>

■ 신규 구역전기사업자 현황('04.7월 ~ '11.1월)

No	공급구역	사업자	용량(MW)	허가일	상업운전
1	사당동 극동아파트 단지	케너텍	2	'04.10	'05.12
2	대구 죽곡지구	대구도시가스	15	'04.12	'07.12
3	가락동 한라 아파트단지	지역난방공사	0.8	'06.6	'07.12
4	서울 동남권 유통단지	지역난방공사	32	'06.7	'09. 4
5	아산탕정 제2일반 지방산단 사원주거지	삼성에버랜드	7.3	'06.9	'09. 1
6	아산 배방지구	대한주택공사	101.7	'05.3	
7	천안 청수지구	중부도시가스	25.3	'08.3	
8	광명역세권지구	삼천리	48.1	'05.12	
9	광주수완지구	수완에너지	109	'06.6	
10	대전 학하지구	충남도시가스	37	'06.9	
11	서울 상암 2지구	지역난방공사	6	'06.9	
12	서울 가재울 뉴타운지구	지역난방공사	9	'07.7	
13	고양삼송지구	지역난방공사	100	'07.8	
14	여수국가산업단지	여수열병합발전㈜	250	'08.3	
15	신도림 디큐브씨티	대성산업㈜ 코젠사업부	9	'08.12	
16	양주 고읍지구	경기CES	21	'05.3	
계	16 구역	12 사업자	773.2		

※ 전기사업법 보칙 제92조의 2에 의한 구역전기사업자, 일부지구 사업포기 혹은 사업전환 검토중

■ 기존 구역전기사업자 현황('04. 2. 25 이전)

No	산업단지명	사업주체	용량(MW)	상업운전
1	울산미포국가산업단지	㈜한주	165	'72.7
2	여수국가산업단지	여천NCC㈜	178	'78
3	염색지방산업단지	대구염색산업단지 관리공단	73.1	'87.1
4	서산대죽지방산업단지	에스피아이서산 코젠 엘티디	91.7	'91.9
5	이천공업지역1	두산산업개발㈜	20	'95.1
6	이천공업지역2	사이스이천열병합발전	250	'96.2
7	여수국가산업단지	금호석유화학㈜	199.4	'97.7
8	서산대죽지방산업단지	㈜씨텍	97	'99.12
9	여수국가산업단지	LG석유화학㈜	65	'00.1
10	부산정관지구	부산정관에너지㈜	100.3	1단계:'08.9 2단계:'11.1
계	10개 지역	10개 사업자	1,239.5	-

※ 전기사업법 부칙 제2조에 의한 구역전기사업자

■ 구역전기사업자 중 전력시장 가입발전기 현황

No	발전기명	용량(MW)	사용연료	시장가입일
1	대구염색	73.1	유연탄	'04. 1. 31
2	LG석유	65	메탄가스	'03. 1. 1
3	여천NCC	119.1	LNG	'07. 2. 13
4	여수열병합	199.4	LNG	'09. 10. 23
계		456.6		

2-8. 신재생에너지 전력거래

■ 신재생에너지 발전사업자의 전력거래 요건 및 준비사항

○ 발전설비용량 1,000kW 이하

- 전력시장을 통하지 않고 전기판매사업자(한전)와 전력거래 가능
- 전력거래소의 회원으로 가입하여 전력시장에서 전력거래 가능

○ 전력시장에서 전력거래를 하고자 할 경우 거래개시 6개월 전까지 전력거래소에 회원가입 신청을 해야 함

- 회원가입시 제출서류 : 회원가입신청서, 사업자등록증 사본, 서약서, 전력거래기초자료, 전기사업허가증 사본

○ 전력시장에서 전력거래를 하고자 하는 경우 준비사항

- 계량설비 설치, 전력거래용 정보공개 인증서 발급신청 협의

■ 신재생에너지 전력거래량에 대한 정산

○ 전력산업기반기금에서 정부에서 고시한 기준가격과 전력시장가격과의 차액을 지원(재원 : 발전차액지원금)

- 1차 정산 : 계통한계가격 × 발전량
- 2차 정산 : (정부가 정한 기준가격 — 계통한계가격) × 발전량

지원대상	지원금 산정기준
신재생에너지	(정부가 정한 기준가격-계통한계가격)×발전량
전기판매사업자 (전력수급계약을 체결한 경우)	(구입전력단가-계통한계가격)×발전량

※ 발전차액지원제도
신재생에너지 설비의 투자 경제성 확보를 위해 신재생에너지 발전에 의하여 공급한 전기의 전력거래가격이 지식경제부 장관이 정하여 고시한 기준가격보다 낮은 경우, 기준가격과 전력거래가격과의 차액(발전차액)을 지원해주는 제도

■ 신재생에너지 기준가격

전원		적용설비 용량기준	구 분		기준가격(원/kWh)		비고
					고정요금	변동요금	
풍력		10㎾이상	-		107.29	-	감소율 2%
수력		5MW이하	일반	1MW이상	86.04	SMP+15	
				1MW미만	94.64	SMP+20	
			기타	1MW이상	66.18	SMP+ 5	
				1MW미만	72.80	SMP+10	
폐기물 소각 (RDF 포함)		20MW이하	-		-	SMP+ 5	화석연료 투입비율 : 30%미만
바이오 에너지	LFG	50MW이하	20MW 이상		68.07	SMP+ 5	
			20MW 미만		74.99	SMP+10	
	바이오 가스	50MW이하	150㎾ 이상		72.73	SMP+10	
			150㎾ 미만		85.71	SMP+15	
	바이오 매스	50MW이하	목질계 바이오		68.99	SMP+ 5	
해양 에너지	조력	50MW이상	최대조차 8.5m이상	방조제유	62.81	-	
				방조제무	76.63	-	
			최대조차 8.5m미만	방조제유	75.59	-	
				방조제무	90.50	-	
연료전지		200㎾이상	바이오가스 이용		234.53	-	감소율 3%
			기타연료 이용		282.54	-	

주 1) 기준가격의 적용대상은 정부 무상지원금의 지원비율이 30%미만에 한하며 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급촉진법 제12조 제2항에 의한 의무화대상으로 설치된 설비는 기준가격의 적용대상에서 제외한다.
2) 화석연료 투입비율은 월 단위를 기준으로 하며, 발전에 소요된 열량에 대한 화석연료의 열량비율임.
3) 수력의 일반은 수력발전을 주목적으로 하는 설비이며, 기타는 수력발전이 부가적인 목적의 설비임.

■ 태양광 기준가격

적용시점	적용기간	30kW 이하	30kW 초과 200kW 이하	200kW 초과 1MW 이하	1MW 초과 3MW 이하	3MW 초과
'08.10.1 ~ '09.12.31	15년	646.96	620.41	590.87	561.33	472.70
	20년	589.64	562.84	536.04	509.24	428.83
'10.1.1이후	20년	매년 재고시				

주 1) 적용시점은 발전차액지원개시일 기준임.
2) 태양광발전의 시설용량은 모듈정격용량임.

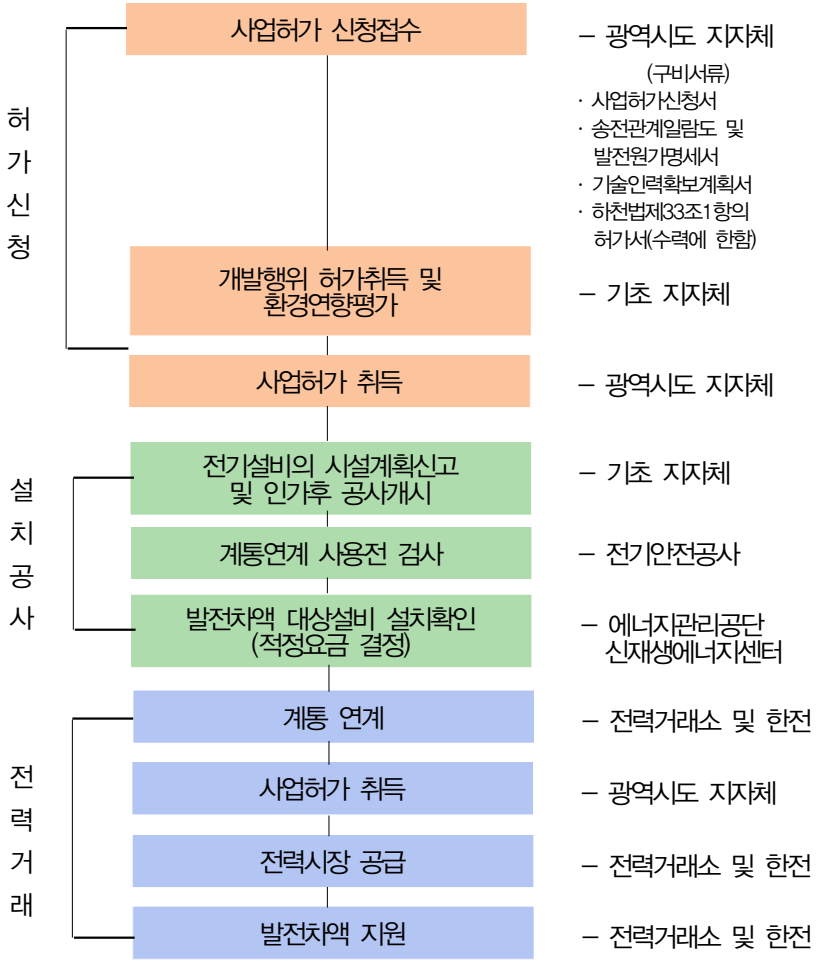
<신재생에너지 발전사업 추진절차>

■ 발전사업 허가기관

○ 3,000kW 초과설비(지경부 전기위원회), 3,000kW 이하설비(광역시도 지자체)

- 단, 제주특별자치도는 용량에 구분없이 제주도 자체 허가

■ 발전사업 추진절차





KPX Knowledge Power 2011

Ⅰ. 일반 개요

Ⅱ. 전력시장 운영

전력시장 운영 ›› **Ⅲ. 전력거래 대금 정산**

Ⅳ. 시장규칙, 정보공개, 시장감시

3-1. 전력시장 정산원칙

■ 발전사업자에 대한 정산 원칙

구 분	가격결정발전계획에 포함	가격결정발전계획에 불포함
발전한 경우	한계가격 + 용량가격	변동비 + 용량가격
발전하지 않은 경우	한계가격 - 변동비 + 용량가격	용량가격

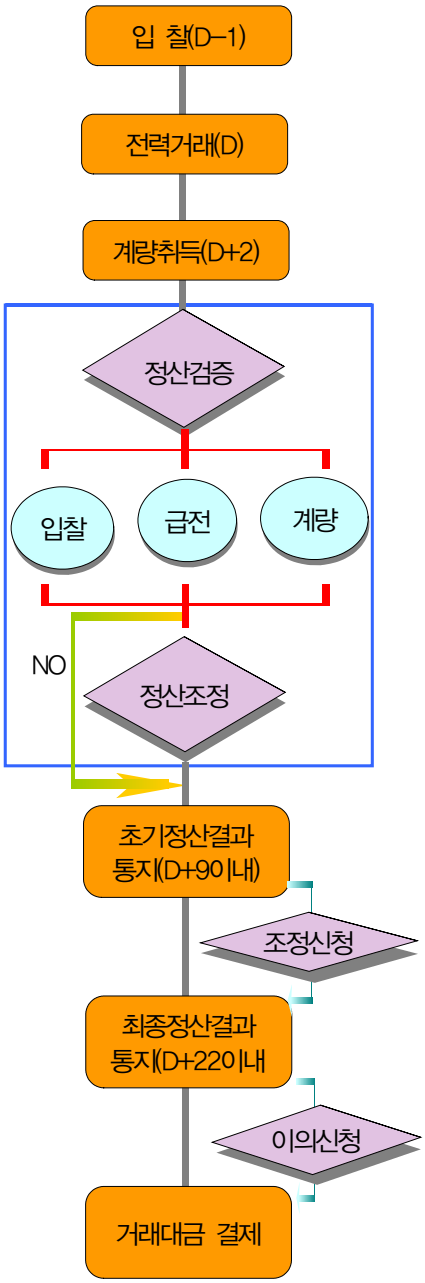
■ 판매사업자에 대한 정산 원칙

구 분	거래시간 별 정산금액
계획발전량	계획발전전력량에 대한 정산금 총액 X 해당 판매사업자의 전체 전력거래량에 대한 비율
공급가능용량	모든 발전기의 가용능력에 대한 정산금의 합계 - 모든 직접구매자의 용량가격 정산금
제약발전량	전체 제약발전에 대한 정산금 총액 - 모든 직접구매자의 부가정산금

■ 부가가치세 부담원칙

구 분	과세구분	근 거
전력공급대가	과세	국세청 제도 46015-12223 (2001. 7.18)
제약비발전 정산금, 제약비양수 전력량정산금 (Uplift)	비과세	국세청 제도 46015-12223 (2001. 7.18)
예비력정산금, 자체기동정산금 (A/S)	· 과 세 : 재화의 공급이 있는 시간 · 비과세 : 재화의 공급이 없는 시간	국세청 서삼 46015-10970 (2002. 6.11)

3-2. 정산조정업무 처리 절차



1. 조정이란
   - ○ 산출된 항목별 정산금을 입찰, 급전, 계량자료의 적정성을 기초로 정산기준에 따라 정오를 판별하여 정상 값으로 수정하는 행위를 말함
   - ○ 초기정산 통지 전에 정산금의 적정여부를 검증하는 사전조정, 회원사의 청구에 의한 조정으로 구분되나 일반적으로 조정이라 함은 사전조정을 의미함

2. 관련조항 : 시장운영규칙 제4.2.4.1조(사전조정) 전력거래소는 명백한 입찰오류 등에 대하여 정산결과를 통지하기 전에 사전조정을 할 수 있다.

3. 조정기간
   - ○ 계량취득(D+2) ~ 초기정산통지전(D+8)

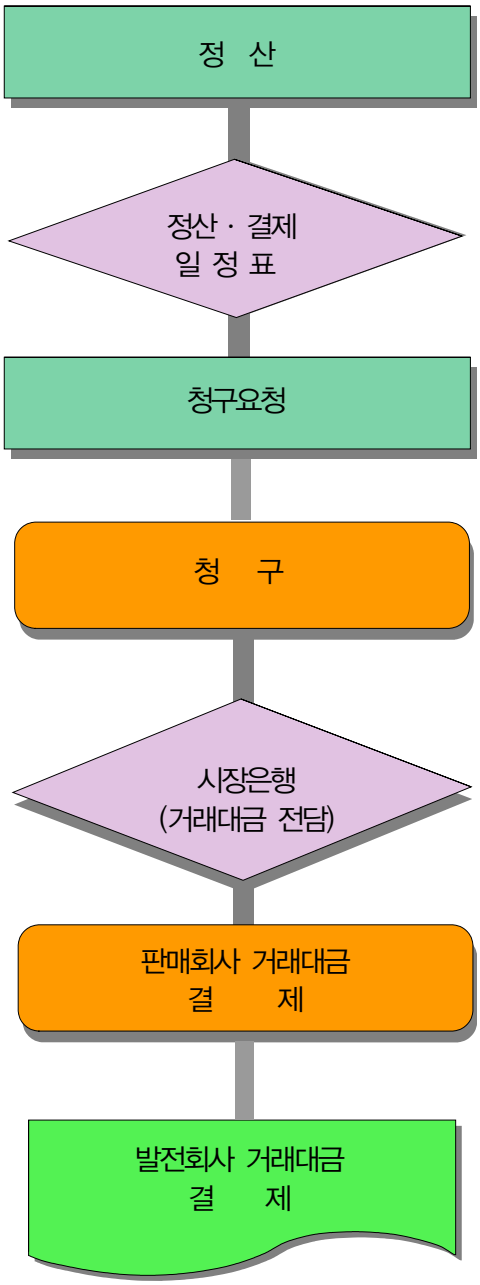
4. 검증
   - ○ 입찰(변경입찰) 적정성 검증
     발전능력, 제약운전, 정비, 증감발, 특성자료 등을 검토
   - ○ 급전지시 적정성 검증
     급전지시 오기 및 누락, 발전기 정지, 출력증감발, 병입,병해, 복합발전기 운전모드 등 응동 및 출력상태 검토
   - ○ 계량검증 : 계량기기 오작동, 오펄스, 계량배분 등

5. 정산조정
   - ○ 검증결과 확인된 정산오류에 대하여 정상값으로 변경

3-3. 전력거래대금 이의처리 절차

조정신청	▢ 초기정산결과에 대한 이의 ▢ 인터넷을 이용하여 신청 ▢ 거래일로부터 18일이내 신청 ▢ 거래일로부터 21일이내 통지 ▢ 거래일로부터 21일이내 미협의시 분쟁조정신청 가능 ▢ 처리결과 불복시 재정신청 가능
이의신청	▢ 최종정산결과에 대한 이의 ▢ 인터넷을 이용하여 신청 ▢ 거래일로부터 60일이내 신청 ▢ 거래일로부터 85일이내 통지 ▢ 거래일로부터 85일이내 미합의시 분쟁조정 신청 가능 ▢ 처리결과 불복시 재정신청 가능
분쟁조정	▢ 전력시장 및 계통운영 분쟁해결 ▢ 서면으로 신청 ▢ 분쟁조정 대리인 지정가능 ▢ 분쟁조정위원회 구성 : 18인의 후보자 중 3인 선정 ▢ 당사자간 합의 또는 판정에 의한 해결 ▢ 처리결과 불복시 재정신청 가능
장외해결	▢ 전기위원회 재정신청 ▢ 법원

3-4. 전력거래대금 청구 및 결제



≪거래일별 정산 및 정산통지서 발행≫
- ○ 초기정산 : 거래일로부터 9일이내 통지
- ○ 최종정산 : 거래일로부터 22일이내 통지

≪정산 및 결제 일정표 확정, 공표≫
- ○ 매 회계연도 개시 1개월 전까지 회원사 협의를 통하여 정산, 결제 일정 확정
- ○ 매 회계연도 개시 20영업일전까지 인터넷 홈페이지에 공표

≪전력거래소 ⇒ 발전회사, 청구요청서 발송≫
- ○ 청구요청이란 전력거래소에 청구대상이 되는 회원사가 정확한 금액을 청구할 수 있도록 하는 행위
- ○ 전력거래소는 해당회원사에 각 거래차수별 결제일 3일전까지 청구요청서 발송

≪거래소⇒한전, 발전회사⇒거래소 , 청구서 발송≫
- ○ 전력거래대금을 결제하기위한 사전 행위
- ○ 전력거래소는 판매사업자에게 각 거래 차수별 결제일 3일전까지, 발전사업자는 결제일 2일전까지 거래소에 세금계산서를 포함하여 청구조치

≪전력시장은행 ⇒ 기업은행으로 선정≫
- ○ 시장에 참여한 회원사의 자금이체, 결제 이체 시스템 유지보수를 위하여 전력거래소가 지정한 거래대금 전담 금융기관

≪결제일 오전 10시까지 정산계좌에 입금≫
- ○ 판매사업자는 결제일 오전 10시까지 시장은행에 개설된 해당회사 정산계좌에 입금
- ○ 입금금액은 순정산금액으로서 지출금액에서 수입금액을 공제한 차액을 입금

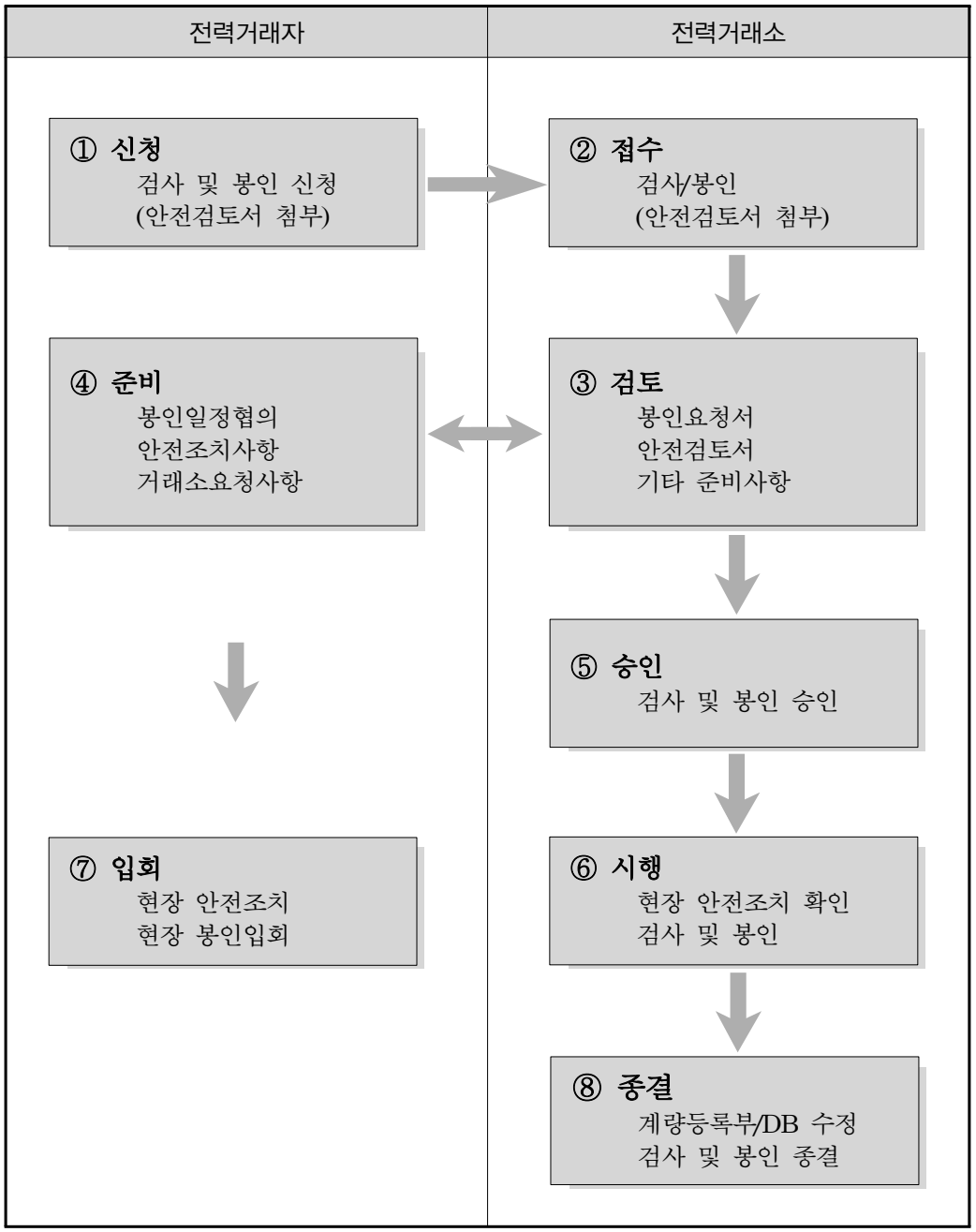
≪결제일 오후 3시까지 정산계좌에 입금≫
- ○ 거래소는 결제일 오후 3시까지 시장은행에 개설된 발전회사 정산계좌에 입금
- ○ 입금금액은 순정산금액으로서 발전수입금액에서 지출금액에서 공제한 차액을 입금

3-5. 전력거래용 계량설비 설치 현황

('10. 3. 31 기준)

발전회사명	항 목	수 량	합 계
한수원	주계량기	43	82
	비교계량기	39	
남동발전	주계량기	32	58
	비교계량기	26	
중부발전	주계량기	45	82
	비교계량기	37	
서부발전	주계량기	36	68
	비교계량기	32	
남부발전	주계량기	40	74
	비교계량기	34	
동서발전	주계량기	37	70
	비교계량기	33	
수자원공사	주계량기	39	51
	비교계량기	12	
기타	주계량기	542	610
	비교계량기	68	
합 계			1,095

3-6. 회원사 계량설비 검사 및 봉인업무 흐름도



KPX Knowledge Power 2011

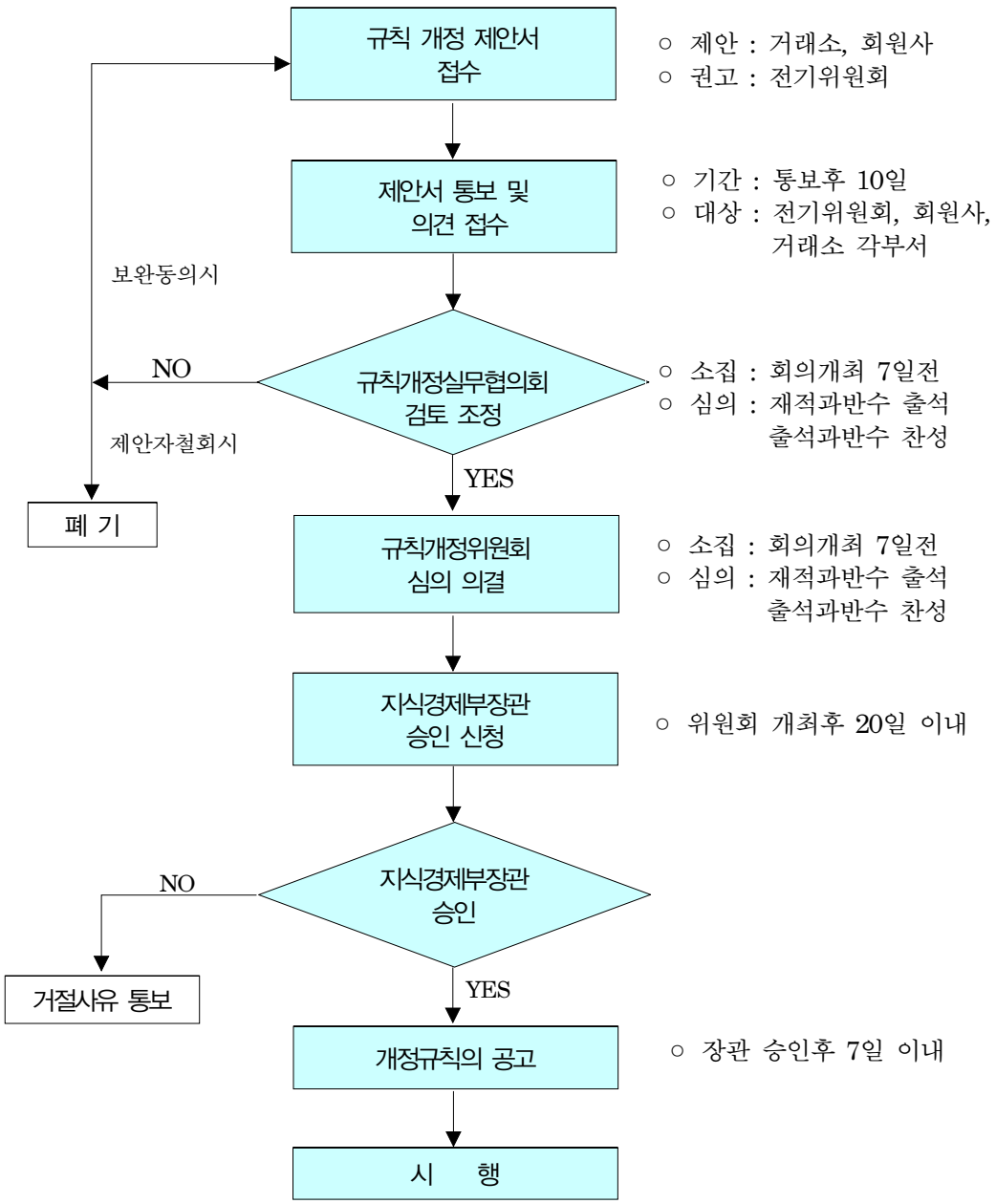
Ⅰ. 일반 개요

Ⅱ. 전력시장 운영

Ⅲ. 전력거래 대금 정산

전력시장 운영 ›› Ⅳ. 시장규칙, 정보공개, 시장감시

4-1. 전력시장운영규칙 개정 절차



〈참고〉 규칙개정위원회 운영

■ **근 거** : **전력시장운영규칙 제**9.2.1**조(규칙의 개정)**

■ **임 무** : **전력시장운영규칙의 개정에 관한 사항 심의, 의결**
※ 지식경제부 장관 승인(전기위원회 심의)을 받아 공포

■ **구 성**

○ 위원장 : 이사장

○ 위 원 : 이사장이 위촉(거래소, 정부, 회원사, 사외전문가)
※ 규칙개정안건 검토·조정을 위해 실무협의회(의장 : 운영본부장) 구성, 운영

■ **임 기** : 2**년(회원 및 전문가, 연임가능)**

■ **운영 현황**

○ 개최주기 : 별도의 규정은 없으나 분기 1회 개최

○ 총 개최횟수 : 36회 ('10년도 3회 개최)

○ 처리실적 : 상정 183건, 가결 155건, 부결 28건
(총 개정제안 접수 : 253건)

■ 2010**년도 실적**

○ 제1차 위원회('10. 6. 3)

- 가결 : 전력공급 부족시 조치절차 강화 등 8건

○ 제2차 위원회('10. 11. 3)

- 가결 : 회원사 연회비 자동징수 규정 신설 등 9건

○ 제3차 위원회('10. 12. 7)

- 가결 : 양수발전기 가격결정발전계획 및 정산방식 개선 1건

〈참고〉 규칙개정위원회 구성

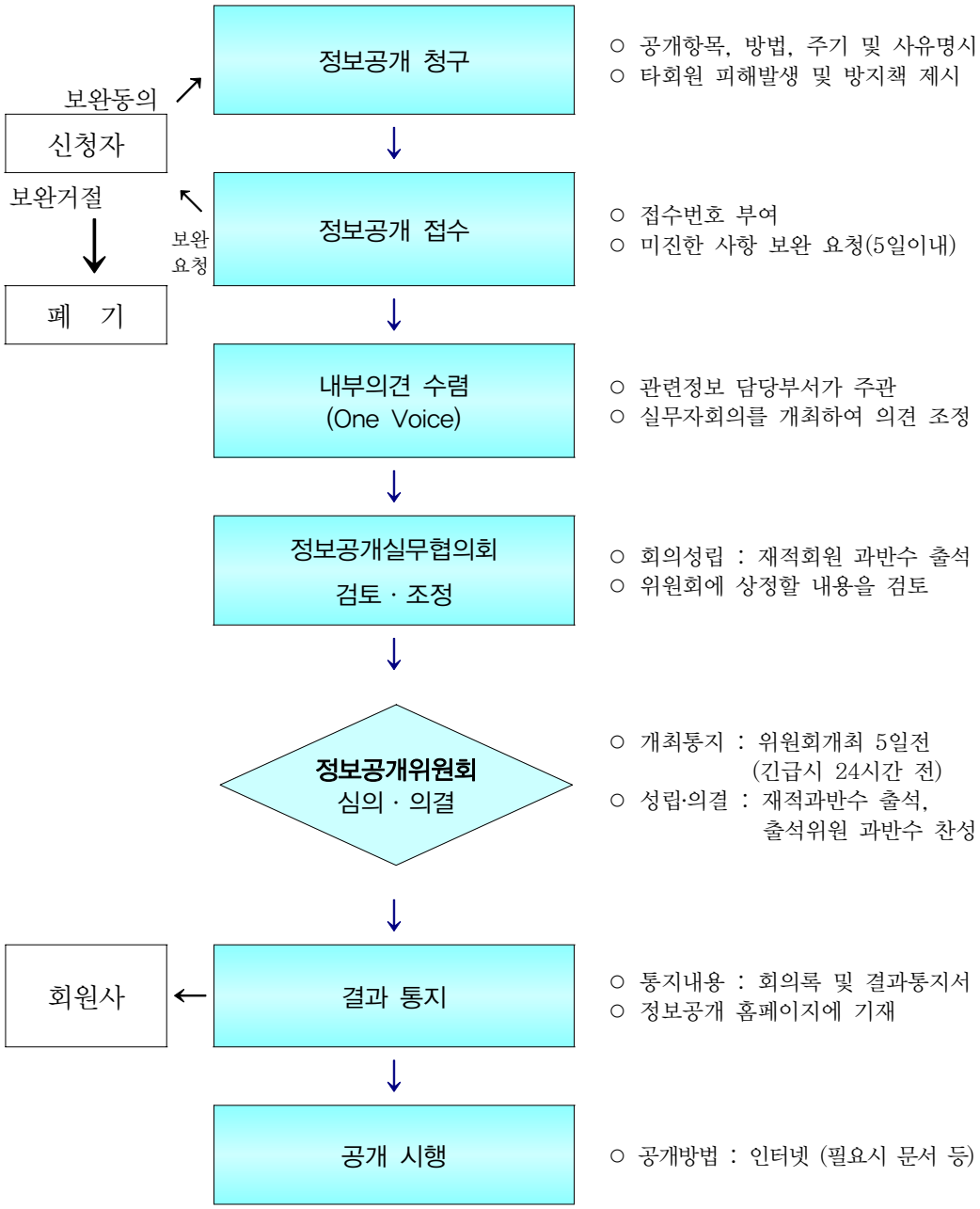
■ 규칙개정위원회

구 분	성 명	소속 및 직책	비 고
위원장	염명천	한국전력거래소 이사장	당연직
위 원	조범섭	한국전력거래소 운영본부장	〃
〃	최종규	지식경제부 전력진흥과장	〃
〃	조인국	한국전력공사 기획본부장	회원대표
〃	이재구	한국중부발전(주) 기술본부장	〃
〃	이만우	고려대학교 정경대학 교수	외부전문가
〃	문영환	한국전기연구원 스마트그리드센터장	〃
〃	전영서	한양대학교 경제금융대학 교수	〃
〃	조성봉	한국경제연구원 연구조정실장	〃
간 사	김광인	한국전력거래소 전력시장처장	당연직

■ 규칙개정실무협의회

구 분	성 명	소속 및 직책	비 고
의 장	조범섭	한국전력거래소 운영본부장	당연직
위 원	장동우	지식경제부 전력진흥과 사무관	〃
〃	김광인	한국전력거래소 전력시장처장	〃
〃	권석기	한국전력거래소 계통운영처장	〃
〃	김시호	한국전력공사 그룹경영지원처장	회원대표
〃	구본우	한국전력공사 송변전전략실장	〃
〃	강영모	한국수력원자력(주) 기획처장	〃
〃	곽병술	한국중부발전(주) 발전처장	〃
〃	이재덕	GS-EPS 처장	〃
〃	이병준	고려대학교 전기공학과 교수	외부전문가
〃	송경빈	숭실대학교 전기제어공학과 교수	〃
〃	박종배	건국대학교 전자공학과 교수	〃
간 사	임주성	한국전력거래소 시장정산팀장	당연직

4-2. 정보공개 업무절차


정보공개 청구
○ 공개항목, 방법, 주기 및 사유명시
○ 타회원 피해발생 및 방지책 제시
보완동의
신청자
보완거절
보완
요청
정보공개 접수
○ 접수번호 부여
○ 미진한 사항 보완 요청(5일이내)
폐 기
내부의견 수렴
(One Voice)
○ 관련정보 담당부서가 주관
○ 실무자회의를 개최하여 의견 조정
정보공개실무협의회
검토 · 조정
○ 회의성립 : 재적회원 과반수 출석
○ 위원회에 상정할 내용을 검토
정보공개위원회
심의 · 의결
○ 개최통지 : 위원회개최 5일전
(긴급시 24시간 전)
○ 성립·의결 : 재적과반수 출석,
출석위원 과반수 찬성
회원사
결과 통지
○ 통지내용 : 회의록 및 결과통지서
○ 정보공개 홈페이지에 기재
공개 시행
○ 공개방법 : 인터넷 (필요시 문서 등)

〈참고〉 정보공개위원회 운영

■ **근거 : 전력시장운영규칙 제8.2.1.1조(전기사업법 제41조, 제43조)**

■ **임무 : 전력시장의 정보공개 운영에 관한 사항 및 정보공개 신청사항의 공개여부 등 심의 · 의결**

■ **구성**

○ 위원장 : 이사장이 위촉

○ 위 원 : 이사장이 위촉(거래소, 정부, 회원사, 사외 전문가)

※ 정보공개 운영과 관련된 사항을 검토·조정하기 위해 전력시장 처장을 의장으로 하는 정보공개실무협의회 구성·운영

■ **임기 : 2년(연임 가능)**

■ **운영 현황**

○ 개최주기 : 비정기

- 회원사 및 일반국민의 정보공개 신청시 또는 필요시

○ 개최횟수 : 10회('10년도 1회 개최)

○ 처리실적 : 상정 21건, 가결 19건, 부결 2건
(정보공개 신청 12건 중 10건 가결, 2건 부결)

■ **2010년도 실적**

○ 제1차 위원회 : '10. 4. 01

- 안건 : 3건 상정(원안가결 3건)

· 송전망 이용요금 부과를 위한 계량값 공개 신청의 건 : 원안가결
· 판매회원에 대한 정보공개시기 변경의 건 : 원안가결
· 정보공개목록 및 정보공개위원회 세부운영규정 개정의 건 : 원안가결

〈참고〉 정보공개위원회 구성

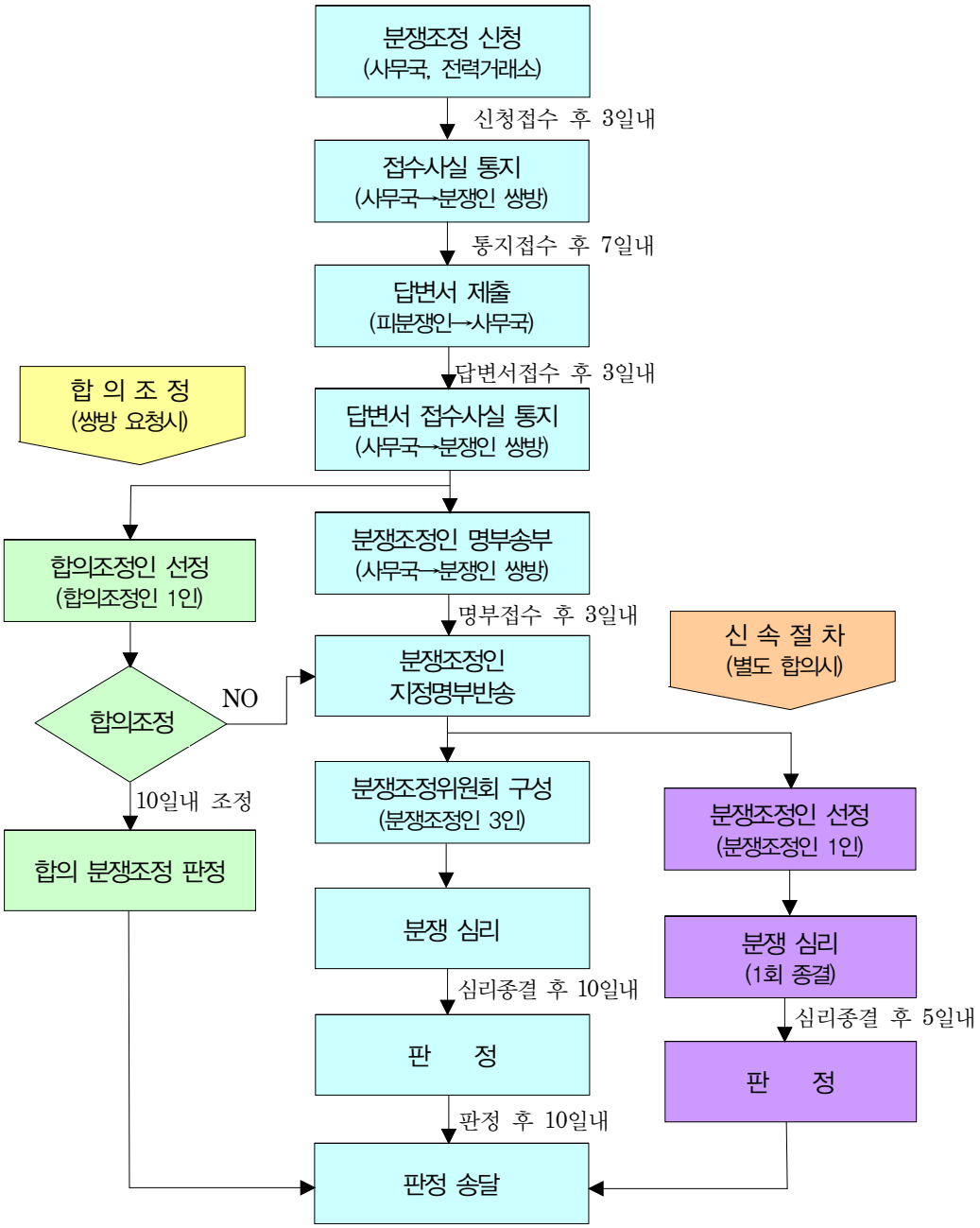
■ 정보공개위원회

구 분	성 명	소 속 및 직 책	비 고
위원장	황의덕	한국전력거래소 기획본부장	당연직
위 원	최규종	지식경제부 전력진흥과장	〃
〃	조인국	한국전력공사 기획본부장	판매회원대표
〃	이포우	한국남동발전㈜ 기술본부장	발전회원대표
〃	이문지	배재대 법학부 교수	외부전문가
〃	박대희	원광대 전기전자및정보공학부 교수	〃
〃	김종민	국민대 경제학부 교수	〃
〃	김현제	에너지경제연구원 선임연구위원	〃
간 사	정도영	한국전력거래소 성장기술실장	당연직

■ 정보공개실무협의회

구 분	성 명	소 속 및 직 책	비 고
의 장	정도영	한국전력거래소 성장기술실장	당연직
위 원	김상호	전기위원회 전력진흥과 주무관	〃
〃	손윤태	한국전력거래소 시장시스템팀장	〃
〃	윤재경	한국전력공사 전력거래팀장	판매회원대표
〃	이승철	한국수력원자력㈜ 전력거래팀장	발전회원대표
〃	이재옥	한국남동발전㈜ 계획거래팀장	〃
〃	장형수	한양대 경제금융학부 교수	외부전문가
〃	전영환	홍익대 전자전기공학부 교수	〃
〃	이광민	법무법인 대륙아주 변호사	〃
〃 (간 사)	서경무	한국전력거래소 시장분석팀장	당연직

4-3. 분쟁조정 절차


분쟁조정 신청
(사무국, 전력거래소)
신청접수 후 3일내
접수사실 통지
(사무국→분쟁인 쌍방)
통지접수 후 7일내
답변서 제출
(피분쟁인→사무국)
답변서접수 후 3일내
합 의 조 정
(쌍방 요청시)
답변서 접수사실 통지
(사무국→분쟁인 쌍방)
합의조정인 선정
(합의조정인 1인)
분쟁조정인 명부송부
(사무국→분쟁인 쌍방)
명부접수 후 3일내
신 속 절 차
(별도 합의시)
분쟁조정인
지정명부반송
NO
합의조정
10일내 조정
합의 분쟁조정 판정
분쟁조정위원회 구성
(분쟁조정인 3인)
분쟁조정인 선정
(분쟁조정인 1인)
분쟁 심리
분쟁 심리
(1회 종결)
심리종결 후 10일내
심리종결 후 5일내
판 정
판 정
판정 후 10일내
판정 송달

〈참고〉 분쟁조정위원회 운영

■ **근거** : **전력시장운영규칙 제**7.1.2**조(분쟁조정)**

■ **임무** : **전력시장 및 전력계통의 운영에서 발생하는 제반 분쟁 해결**

■ **구성** : 3**인 (분쟁조정인 명단** 24**명 중에서 구성)**

○ 위원장 : 분쟁조정인 후보 중 분쟁당사자가 제출한 분쟁조정인 희망순위를 집계하여 희망순위가 가장 높은 사람으로 선정

○ 위 원 : 희망순위가 다음으로 높은 순으로 2인 선정

※ 사무국이 분쟁조정인 명부에서 10인 이내의 분쟁조정인 후보자를 선택하고 그 명단을 분쟁당사자에게 송부

■ **운영 현황**

○ 개최주기 : 비정기

○ 개최횟수 : 총 3회 ('01. 4 ~ '10. 12월 현재)

○ 처리실적 : 상정 3건, 판결 3건(총 접수 : 7건, 당사자 철회 : 4건)

■ 2007**년도 실적**

○ 분쟁명 : 제주내연 수전전력 기본요금 추가납부분 환급요청

- 접수일 : '07. 10. 16
- 분쟁신청인 : 중부발전㈜
- 피분쟁신청인 : 한국전력공사, 전력거래소
- 처리결과 : 분쟁신청인의 분쟁신청 철회(분쟁당사자간 합의)
- 종결일 : '07. 11. 2

※ 2008~2010년도 개최실적 없음

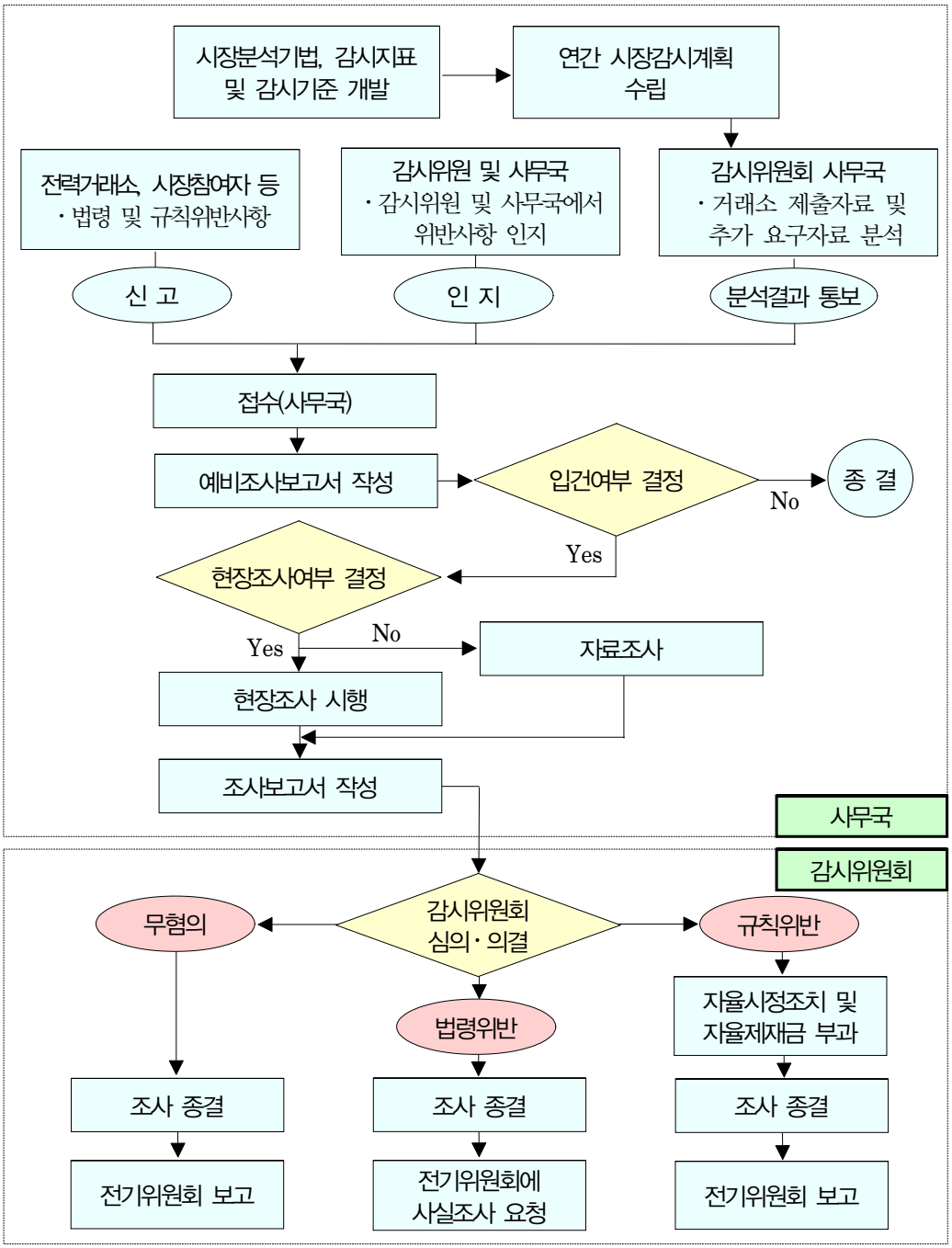
〈참고〉 분쟁조정위원회 구성

■ 구성 : 학계, 연구계, 법조, 회계사 등 24명

○ 전기공학·IT(9), 법학·행정(7), 경영·경제(8) 분야 전문가

구 분	성 명	소 속	직 위	전 공
학계	박희천	인하대	교수	경제
	손양훈	인천대	교수	경제
	정인석	외국어대	교수	경제
	박재완	성균관대	교수	행정
	정윤수	명지대	교수	행정
	정호열	성균관대	교수	법
	이병하	인천대	교수	전기
	김정훈	홍익대	교수	전기
	이승재	명지대	교수	전기
	김진오	한양대	교수	전기
	이흥재	광운대	교수	전기
	문승일	서울대	교수	전기
	박종배	건국대	교수	전기
	이종옥	동국대	교수	전산
연구계	노동석	에경연	연구위원	경영
	문영환	전기연	연구위원	전기
법률	이임성	세계	변호사	법
	문성근	한별	변호사	법
	류병채	화우	변호사	법
	김수호	로고스	변호사	법
회계	박호암	신한	회계사	경영
	김세환	안진	회계사	경영
	유재권	삼일	회계사	경영
	배홍기	삼정	회계사	경영

4-4. 전력시장 감시절차


시장분석기법, 감시지표 및 감시기준 개발
연간 시장감시계획 수립
전력거래소, 시장참여자 등
· 법령 및 규칙위반사항
감시위원 및 사무국
· 감시위원 및 사무국에서 위반사항 인지
감시위원회 사무국
· 거래소 제출자료 및 추가 요구자료 분석
신 고
인 지
분석결과 통보
접수(사무국)
예비조사보고서 작성
입건여부 결정
No
종 결
Yes
현장조사여부 결정
Yes
No
자료조사
현장조사 시행
조사보고서 작성
사무국
감시위원회
무혐의
감시위원회 심의·의결
규칙위반
법령위반
자율시정조치 및 자율제재금 부과
조사 종결
조사 종결
조사 종결
전기위원회 보고
전기위원회에 사실조사 요청
전기위원회 보고

〈참고〉 전력시장감시위원회 운영

■ 근거 : 전력시장운영규칙 제6.2.1조

■ 구성

○ 위원장 : 위원 중에서 호선

○ 위　원 : 전기위원회 위원장이 위촉(정부, 거래소, 전력시장 전문가)

- 전기사업자 임직원 및 전기사업자와의 특정 이해관계자 제외

○ 전력시장감시위원회 사무국

- 감시위원회의 시장감시업무와 사무처리를 지원하기 위해 사무국 운영
  ※ 근거 : 전력시장운영규칙 제6.5.2조
- 사무국장은 위원장이 지명하며, 조직 및 운영에 관한 사항은 세부 운영기준에 규정

■ 임기 : 3년(연임 가능)

■ 기능

○ 법령 및 규칙 위반여부 감시

○ 시장감시기준 및 시장감시지표의 결정

○ 종합시장감시스템의 구축 및 운영

○ 시장감시계획의 수립

○ 시장감시보고서의 작성

○ 시장감시 및 조사결과의 전기위원회 보고

○ 규칙위반에 대한 자율시정조치의 결정 및 시행

○ 기타 시장감시와 관련된 사항의 결정

〈참고〉 전력시장감시위원회 구성

■ 위원 명단

구 분	성 명	소 속 및 직 책	전문분야
위원장	김완진	서울대학교 경제학부 교수	전문가(경제)
위 원	김종호	전기위원회 사무국장	지식경제부(당연직)
〃	황의덕	한국전력거래소 기획본부장	전력거래소(당연직)
〃	오태규	한국전기연구원 전문위원	전문가(전력)
〃	김도성	딜로이트안진회계법인 부대표	전문가(회계)
〃	이흥재	광운대학교 전기공학과 교수	전문가(전력)
〃	김성근	세종법무법인 변호사(파트너)	전문가(법률)
간 사 (사무국장)	권순만	전기위원회 사무국 사무관	지식경제부

■ 운영 현황

○ 개최주기 : 별도의 규정은 없으나 분기 1회 개최

○ 개최횟수 : 총 30회('10년도 4회 개최)

■ 2010년도 실적

○ 제1차 위원회('10. 4. 29) : 심의 3건, 보고 2건

○ 제2차 위원회('10. 6. 22) : 심의 4건

○ 제3차 위원회('10. 10. 14) : 심의 2건, 보고 1건

○ 제4차 위원회('10. 12. 15) : 심의 7건, 보고 1건

4-5. 자율제재금

■ 근거 : 전력시장운영규칙 제6.4.4조(자율제재금)

① 감시위원회는 규칙을 위반한 전기사업자에 대하여 자율시정 조치의 일환으로 동 전기사업자에게 자율제재금을 부과할 수 있다.
② 제1항의 규정에 의한 자율제재금은 고의나 과실에 의해 규칙위반이 발생한 경우에 한하여 부과한다.

■ 자율제재금 부과

○ 자율제재금 부과 세부절차규정에 의해 자율제재금 부과금액 결정
○ 해당 사업자는 제재금 부과결정 통보일로부터 2주 이내 이의신청 가능
○ 해당 사업자는 제재금을 30일 이내에 시장감시위원회에 납부

<자율제재금 부과기준표>

위반행위의 효과 / 위반자의 용태	단순한 규정위반 또는 경미한 법익 침해	다른 사업자나 소비자의 중요한 법익 침해	전력계통 교란 등 사회적 물의야기
단순한 주의태만	1천만원 이내	5천만원 이내	2억원 이내
중과실에 의한 위반	5천만원 이내	1억원 이내	5억원 이내
고의에 의한 위반	1억원 이내	3억원 이내	10억원 이내

■ 부과금액 결정절차

① 자율제재금 부과기준표 적용
② '기준 자율제재금' 산정(부과기준표 해당항목의 80% 금액)
③ 가감비율 적용(기준 자율제재금의 ±30% 이내)

가 중	감 경
과거 위반실적 횟수 : 10%, 20%	재발방지 설비·제도 신설여부 : 20%
과거 시정조치 이행여부 : 10%, 20%	자율시정 노력여부 : 10%
위반행위 종료, 시정여부 : : 10%, 20%	예방교육, 주의·감독여부 : 5%
조사행위 거부, 방해 : 10%	위반행위 자진시정여부 : 5%, 10%
임원진의 위반행위 개입 : 5%	기타 정상 참작사유 반영 : 5%

④ '조정 자율제재금' 산정
⑤ 시장여건 등 반영
⑥ '부과 자율제재금' 결정('자율제재금 부과기준표' 해당항목 범위내)

4-6. 주요 전력시장 감시지표

■ **근거** : **전력시장운영규칙 제**6.2.4**조, 제**6.3.4**조**

■ **시장현황지표**(Power Market Index) : **일반적인 전력시장 상태**

- 전력수요와 시장가격
- 거래량
- 가격지속곡선
- 연료가격과 전력시장가격 등

■ **계통현황지표**(Power System Index) : **일반적인 전력계통 상태**

- 설비예비율
- 제약(비)발전량
- 계통운영보조서비스
- 송변전설비 확충계획 등

■ **시장구조지표**(Market Structure Index) : **시장지배력 가능성 및 경쟁정도**

- 발전회사별 시장점유율
- 시장집중도(HHI)
- 발전설비용량 변화
- 공급곡선(Supply Curve) 등

■ **시장성과지표**(Market Performance Index) : **시장의 효율성 및 성과**

- 발전기 가동시간 및 이용률
- 소내소비율
- 전력시장 열소비율(Market Heat Rate)
- 수요반응 용량 등

■ **사업자행동지표**(Participants' Behaviour Index) : **개별 사업자 행동**

- 발전기 정비, 고장실적
- 변경입찰
- 발전회사별 공급가능용량
- 시장운영규칙 준수 평가 등

4-7. 국제 전력시장 감시 협의회(EISG)

■ EISG(Energy Intermarket Surveillance Group) **개요**

○ 전력시장 감시와 관련한 문제점, 기술, 절차 등에 대한 경험과 지식을 공유하고, 시장감시 업무에 필요한 자료, 지표, 시장조작 사례 및 조치사항 등을 논의·발굴하기 위한 전력시장 감시관련 실무자 협의체

○ 회원자격 : 시장운영기관(ISO, RTO 포함), 규제기관 등 시장참여자로부터 독립된 기관으로 직접 전력시장을 Monitoring하는 조직
('11.05월 현재 24개 기관)

■ **활동방법**

○ 정기회의 개최 및 이를 통한 각 회원간의 정보교환 및 기술토론

- 정기회의 : 년 2회 (회원 간 윤번제로 회의주관)

○ 회원간의 전력시장분석 관련 정보교환 (Discussion, Survey 등)

■ **전력거래소 활동 내역**

○ 전력거래소 및 전기위원회 EISG 회원가입 (승인 '02. 9. 30)

○ 정기회의 참석실적 : '03~'10년 각 1회씩 총 8회
(정기회의는 매년 봄, 가을 2회 개최)

- '03년, 미국 Austin 정기회의 참석 : '03. 4. 6 ~ 9
- '04년, 미국 Lake Tahoe 정기회의 참석 : '04. 3. 21 ~ 24
- '05년, 캐나다 Niagara Falls 정기회의 참석 : '05. 9. 18 ~ 20
- '06년, 호주 Sydney 정기회의 참석 : '06. 9. 3 ~ 5
- '07년, 미국 Northampton 정기회의 참석 : '07. 9. 30 ~ 10. 1
- '08년, 미국 Saratoga Springs 정기회의 참석 : '08. 9. 14 ~ 16
- '09년, 미국 Monterey 정기회의 참석 : '09. 4. 5 ~ 7
- '10년, 필리핀 Cebu 정기회의 참석 : '10. 9. 26 ~ 28

〈참고〉 EISG 회원명단

('11. 5. 31 현재)

순번	약자	지역	회 원 명
1	AER	호주	Australian Energy Regulator
2	BPA	미국 북서부	Bonneville Power Administration
3	CAISO	미국 캘리포니아	California ISO
4	CREFrance	프랑스	French Energy Regulation Commission
5	IESO	캐나다 온타리오	Independent Electricity System Operator
6	ISONE	미국 북동부	ISO New England
7	JPEX	일본	Japan Electric Power Exchange, Inc
8	KOREC	한국(규제기관)	Korea Electricity Commission
9	KPX	한국(거래소)	Korea Power Exchange
10	MSA	캐나다	Market Surveillance Administrator
11	NMa	네덜란드	Netherlands - Office of Energy Regulation
12	MISO	미국 중서부	Midwest ISO
13	NYISO	미국 뉴욕	New York ISO
14	NZEA	뉴질랜드	New Zealand Electricity Authority
15	PJM	미국	PJM Interconnection
16	DOE	필리핀	Philippine - Department of Energy
17	PERC	필리핀(규제기관)	Philippine - Energy Regulatory Commission
18	PEMC	필리핀(거래소)	Philippine - Electricity Market Corporation
19	PUCT	미국 텍사스	Public Utility Commission of Texas
20	EMCSG	싱가포르	Singapore Energy Market Company
21	SPP	미국 남서부	Southwest Power Pool
22	ERA-IMO	호주 서부	ERA-IMO Western Australia
23	CS MEA	콜럼비아	Public Utility Regulatory Agency of Columbia
24	Potomac	미국	Potomac Economics

: 참여 부진으로 회원권 박탈된 기관

KPX
Knowledge Power 2011

전력계통 운영

일반 개요

2011년 전력계통 운영 전망





KPX Knowledge Power 2011

전력계통 운영 ›› **Ⅰ. 일반 개요**

Ⅱ. 2011년 전력계통 운영 전망

1-1. 전력계통 개요

■ 전력계통 및 운영 정의

○ 전력계통
발전소에서 생산한 전기를 전기사용자에게 공급하기 위하여 물리적으로 상호 연결된 전기 설비(발전, 수송, 운용, 수용설비 등)

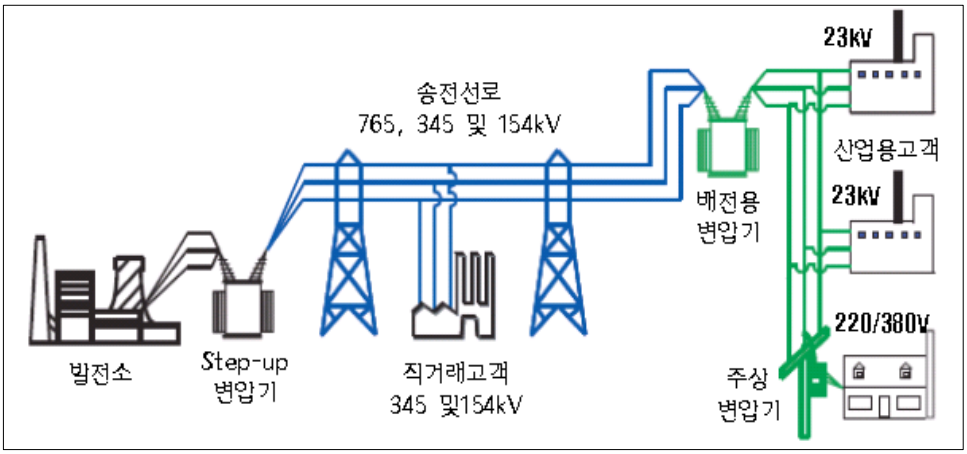
○ 전력계통 운영
원활한 전기의 수급과 품질을 유지하기 위하여 전력계통을 통제, 관리 운영하는 것

■ 전력설비의 구성

○ 생산설비(발전) : 원자력, 화력, 수력, 풍력, 연료전지, 태양광 등

○ 유통·제어설비(송배전) : 송·배전선, 변압기, 보호장치, 개폐장치 무효전력 보상설비, FACTS 등

○ 소비기기(부하) : 전등, 전열기, 전동기, 냉방기 등



- 공칭전압 : 765kV - 345kV - 154kV - 22.9kV - 380/220V

■ 계통운영의 역할

○ 전력수요의 예측 및 적정 공급능력의 확보

○ 발전기 보수 및 송전설비 휴전작업 조정

○ 전력수송 체증 해소대책 강구

○ 전압 및 주파수 등 전기품질의 유지

○ 실시간으로 발전기 출력, 계통구성 변경 등 전력흐름 조정

○ 전력설비 신·증설에 따른 계통운영 등 원활한 수송대책 수립

○ 계통운영 중 발생할 수 있는 불안정 현상 분석 및 대책 수립

○ 전력계통 보호장치 정정 및 운영

○ 설비고장 및 정전 복구 대책 강구

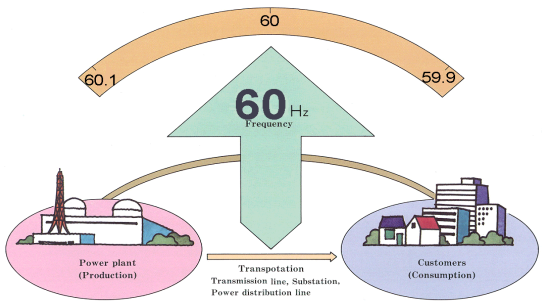
○ 전 계통 정전시 복구계획의 수립 및 시험

■ 계통운영 업무 내용

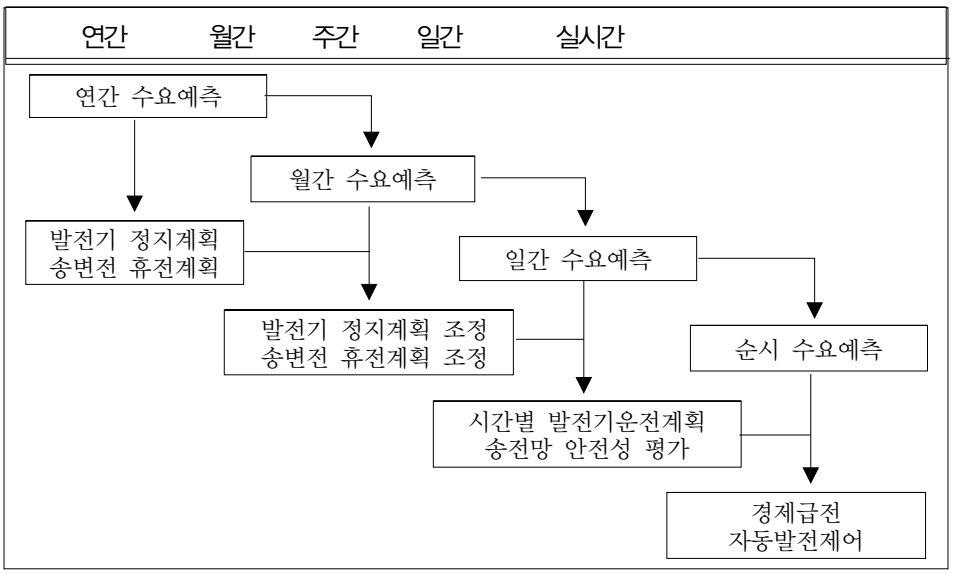
○ 전력수급 조정

- 시시각각으로 변화하는 수요에 대하여 안정적인 공급능력을 확보하여 수요와 공급 간의 균형을 유지하면서 수력, 화력, 원자력 등의 발전 설비를 가장 효율적으로 운영
- 전력수요 변동 패턴에 따라 연, 월, 주, 일간 및 순시 운영으로 분류

〈전력수급 개념도〉



- 전력수급 운영업무 흐름도



○ 전력계통 안정성 확보

- 송전망의 특성
  - Loop Flow : 전력의 흐름을 인위적으로 제어 불가능
  - 송전제약 : 송전용량(열, 전압, 안정도), 송전손실
  - 상정고장 제약
- 송전선 조류 증감은 송전망 전체의 안전과 신뢰도에 영향을 미침
- 각 설비의 상태변화 ⇔ 전계통의 안전, 신뢰도 확률 고려 실행
- 객관적 기준보다는 기술적 요소와 운영자의 주관적 판단에 좌우
- 안정성 평가
  - 조류 계산 - 설비 과부하, 과/저전압
  - 고장계산 - 고장 전류를 계산하여 차단기 정격 이내로 저감
  - 안정도 - 동특성에 의한 안정유지 가능 여부 판별
  - 상정고장 분석 - 고장발생 후 복구대책
- 송전선, 발전기 등 불시정지 모의
- 사전 예방을 위한 안정성 분석, 신뢰도 확보를 위한 방안 제시

- 전력계통 보호
  · 고장검출 및 고장구간 분리
- 고장파급 방지, 발전 및 송·변전 설비 보호
  · 급격한 주파수 저하시 부하차단
- 광역정전으로 파급 방지 및 전계통 정전 예방
- 계통안정 운영방안
  · 전계통 또는 광역정전시 복구기준 수립 및 조작 규정화
  · 수도권 전력계통 안정운영기준 수립
  · 대용량 발전단지 고장파급방지시스템 설치 운용
  · 고장전류 억제를 위한 변전소 모선 또는 연계선로 분리 운전
  · 전력계통 정밀해석 및 안정운영방안 수시 검토·시행

○ 운영제약 검토

- 전력수급운영 제약
  · 발전소 환경규제 제약 : 경인지역 발전기의 LNG 사용 의무화
  · 연료사용 제약 : LNG, 국내탄 등
  · 지역난방 열공급 제약 : 열수요에 맞추어 열공급 발전소 가동
    예) 서울화력, 일산, 분당, 부천, 안양 열병합발전소
- 계통안정운영 제약
  · 전력계통 안정성 확보 제약 : 안정유지 범위 내에서 발전소 출력 조정
    예) 수도권 융통전력 제한 운전

○ 실시간 급전

- 수요에 따라 발전력 조정, 경제 배분, 발전기 기동 및 정지
- 주파수·전압 조정, 송·변전설비 조작
- 전력계통 고장 대비 안정성 유지 관리 및 대책 시행
- 고장시 비상조치 및 계통 복구
- 기록 및 통계

1-2. 우리나라 전력계통 특성

■ 전력계통의 일반 특성

○ 동시성(주파수), 국지성(전압), 저장 불가, 기계-전기적인 현상
○ 전기사고의 불가피(자연재해 등에 상시 노출)
○ 설비가 광역적으로 분포, 대부분 설비가 리액턴스 성분으로 구성
○ 고장의 연쇄적 파급(광역 대정전 유발)
○ 광속에 가까운 현상 발생(사후 조치 한계)
○ 전력공급 신뢰도 유지수준을 사전에 기준으로 정함

■ 우리나라 전력계통의 특성

○ 국가간 계통연계가 없는 단독 계통(Island)

- 단일 계통으로 규모가 상당히 크며, 외부 계통 불안정의 파급 없음
- 전체 설비 중 원자력발전기 비중이 높아 주파수 제어 불리
  (원자력은 안전상 이유로 주파수 추종운전 미 시행)

○ 지역간 전력수급 불균형

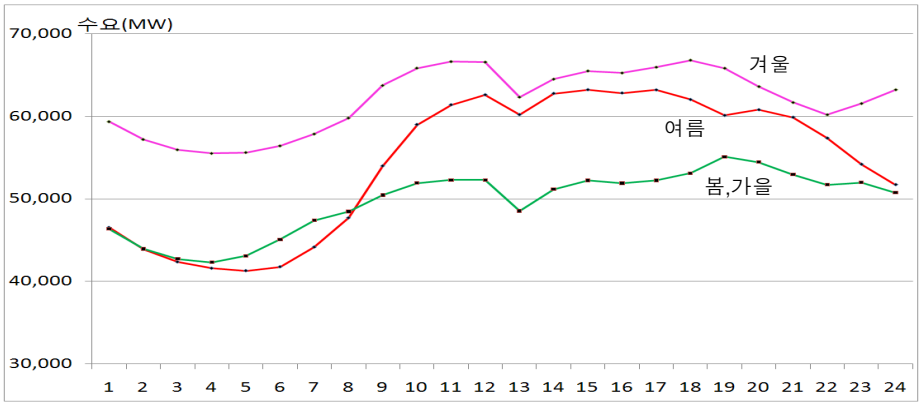
- 수도권 지역의 부하 집중 및 발전력 부족
  · 수요는 약 40% 수준이나, 발전력은 대략 20%를 약간 상회
  · 6개 루트의 송전선로(765kV 2개 루트, 345kV 4개 루트)를 통해 비수도권에서 대전력 수송
- 제주계통 : HVDC를 통해 최대 15만kW 수전
  · 소규모 외란에도 안정성 취약, 계통규모에 비해 발전기 단위용량이 큼

○ 일일 및 월간 전력수요

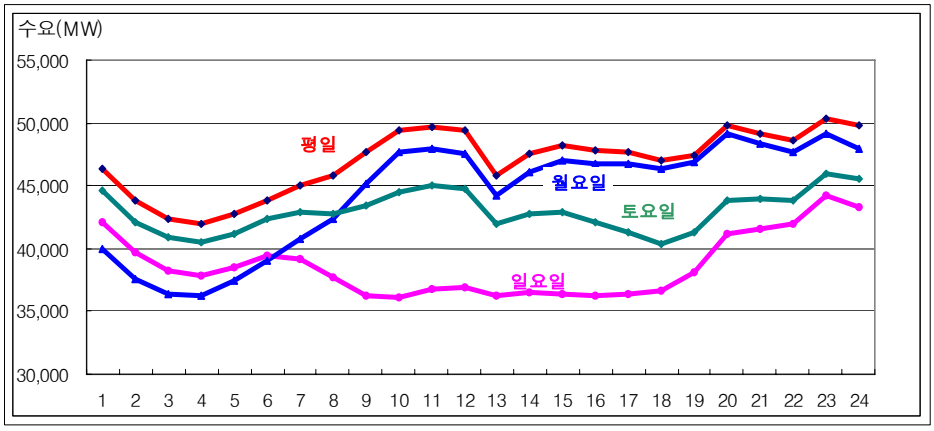
- 연중 최대전력은 냉난방수요에 의해 여름철과 겨울철 번갈아 발생
- 최대수요 발생시기 이동
  · 1981년 겨울철에서 여름철로
  · 2009년 여름철에서 겨울철로(1993년 이후 16년만)

- 계절별 최대전력 발생 시간대 변동
  - 봄·가을철 19시(점등), 여름철 15시(냉방), 겨울철 12, 18시(난방, 점등)
- 일일 전력수요는 일상생활의 축소 모형
  - 경기 동향, 계절, 요일, 기상, 사회적 행사 또는 환경에 민감
  - 기상상태(온도, 습도, 일광 등), 사회 환경(주요행사 TV 시청 등)
    ※ 월드컵축구 TV중계시 전력수요는 주간에는 150만kW 감소, 야간에는 100만kW 증가

〈계절별〉



〈요일별〉



○ 수도권 전력공급 송전선로 고장시 전압불안정 발생 우려

- 765kV 송전선 고장시 부하제한을 위한 안정화 시스템 설치
- 6개 송전선로 조류의 합을 기준으로 안정한계를 설정 운영 (약 800만~ 1,447만kW 수준의 전력을 융통)

○ 전원입지 확보 문제로 발전단지의 원격화 및 대형화

- 환경, 지리적 요인으로 발전단지의 지역 편재(동, 서, 남해) 및 대형화
  - 200만kW(70년대) → 400만kW(90년대) → 600만kW(2000년대)
- 중서부 해안지역에 발전력 집중(태안, 당진, 보령화력 등)
- 설비의 효율화 및 기술의 고도화로 단위 발전기의 대용량화
  - 60만kW(70년대) → 100만kW(80년대) → 140만kW(2010년대)
- 송전계통의 취약성 증가
  - 인근 송전망 혼잡 유발 및 송전선 고장시 과도안정도 불안정 (영광원자력 등 9개 발전소에 고장파급방지장치 설치)
  - 대단위 발전소 발전력 상실시 전체 계통의 안정성에 영향

○ 제약요인 발생으로 계통운영의 유연성 저하

- 계통규모에 비해 단위기 용량이 큰 원자력과 LNG 및 무연탄 등 연료제약 발전기가 많아 계통운영에 탄력성이 부족
- 수도권 발전력이 전력수요보다 적어 부족 발전력을 남쪽으로부터 많이 공급받아야 함
- 수도권은 대기배출 규제기준 강화로 고가인 LNG를 발전연료로 사용함으로써 경제성 저하로 설비이용률 저조

1-3. 우리나라 전력계통 변천사

■ 전력 약사

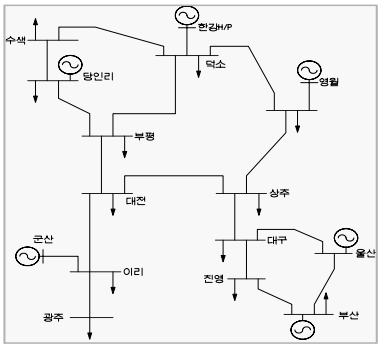
○ 1887년 3월　　경복궁 내 건천궁에 최초의 전등을 점등
○ 1898년　　한성전기회사 설립 및 전기사업 시작
○ 1899년 5월　　동대문-서대문 구간 전차 시험운행
○ 1944년　　동양 최대 규모(60만kW) 수풍수력발전소 준공
○ 1948년 5월　　북한에 의한 일방적인 단전
○ 1964년 4월　　무제한 송전과 농어촌 전화사업 실시

■ 전력계통 변천사

〈1960년대〉

○ 154kV 수지상 계통으로써 부산-대구-상주-대전-부평 그리고 여기에서 당인리 발전소와 청평수력 등 한강 수계를 연결
  - 기타 송전망은 66kV 및 22kV 방사상으로 구성

○ 최대전력은 30만kW 수준으로 계통주파수계를 보면서 각 발전소에 설치된 급전 직통전화를 통하여 발전기 출력 조정을 지시



1960년대 154kV 방사상계통

○ 전체 계통을 감시 제어하는 중앙급전지령소는
  - 계통주파수계와 모의 전력계통반 그리고 전화기 등이 전부로 수동 급전에 의존
  - 계통주파수가 수요 변동에 따라 변화가 매우 심하였음

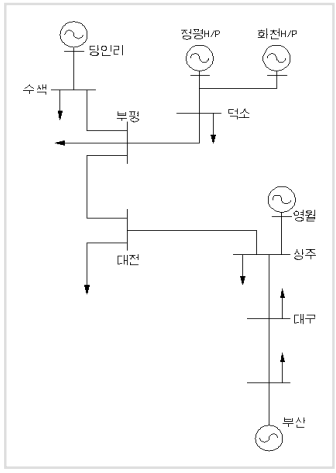
〈1970년대〉

○ 본격적인 공업화 사회로 진입

- 1960년대 초부터 시작된 경제개발 5개년 계획의 성공 및 공업화 정책으로 전력수요의 급격한 증가

○ 345kV 송전망 도입 및 154kV 환상망 구성

- 154kV 계통은 부산-진영-대구와 덕소-수색을 연결하는 환상망 구성
- 345kV 신여수T/L(1976년)을 시작으로 345kV 기간 송전망 운영
- 70년대 말 최대수요는 500만kW 도달 (60년대 초 대비 10배 증가)



1970년대 154kV 환상망계통

○ 계통운영의 자동화 시대 개막

- 계통규모가 증가하여 수동급전에 의한 운영 점차 곤란
- 1979년 자동급전시스템(AGC/SCADA, 미국 Leeds & Northrup사) 도입
- 중앙급전사령실에서 전국의 27개 발전소와 23개 변전소를 대상으로 원격 감시·제어 업무를 수행

○ R&D 투자 및 전력계통 운영관련 기초기술 연구 시작

- 중장기 전력수급 분석과 운영예비력 등에 국한
- 과학기술처 및 한전이 연구개발 주도

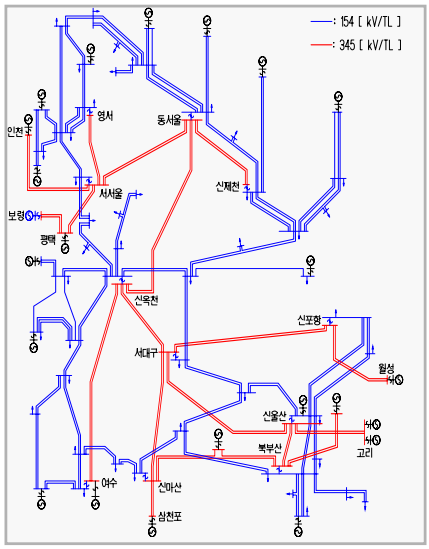
〈1980~1990년대〉

○ 계통규모의 비약적 발전

- 전력수요가 8배 이상 증가
  - 80년대 초 약 500만kW ⇒ 90년대 말 약 4,000만 kW
- 345kV 계통이 확장되어 대부분의 주요 기간 및 간선계통의 전력수송을 담당

○ 계통 대형화로 불안정 현상 발생

- 80년대 전력동요에 의한 시스템 불안정 자주 경험
- 90년대 대전원 단지의 과도 불안정 발생 및 수도권 지역 수급 불균형 심화



1980년대 345kV 기간 송전망 구축

○ 종합 급전자동화 시스템 도입 및 운영

- 1988년 계통규모의 증가와 설비 운영 환경을 고려하여 조류계산, 상태추정 등 응용기능을 추가한 EMS 도입
- 26개 대용량 발전소와 18개의 345kV 변전소 및 5개 전력 관리처의 원방 감시제어 설비를 연계하여 구축

○ 신기술 연구개발

- 전력계통 안정도 해석을 위한 제어계 모델 결정 연구
- 지능형 보호시스템 등 S/W 해석 연구
- 자동화에 대한 연구 활성화

〈2000년대〉

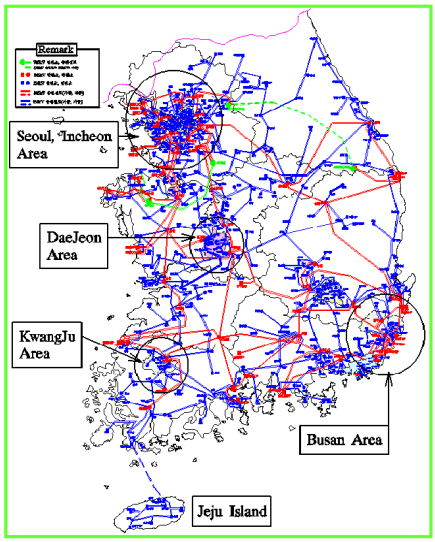
○ 전력산업의 고도화

- 2000년대 초 5% 이상의 높은 전력수요 성장세 유지
- 2010년경에는 수요 성장률이 약간 둔화되어 안정적인 성장세를 유지할 것으로 전망

○ 765kV 송전망 운영시대 개막

- '02년 중부 서해안에 집중된 대단위 발전력의 안정적 수송을 위해 아시아 최초 765kV 신서산 및 당진화력T/L을 상업운전

- '04년 수도권과 동해안 지역을 연결하는 765kV 신태백T/L이 준공되어 2개의 765kV 송전망을 운영하게 되었음
- '10년 765kV 신안성신가평T/L 건설로 765kV 동서계통을 연결



2000년대 주요 송전계통도

○ 송전망 특성 및 안정화 대책

- 90년대 말 일부 지역에서 발생하기 시작한 고장용량 초과 현상이 전국적인 현상으로 확대
  - · 고장전류 저감을 위한 계통분리 개소 증가
  - · 계통 신뢰도 저하
- 송전선로 고장시 대단위 발전소의 발전기와 취약계통 안정운영 곤란
  - · 울진 원자력 등 9개 발전소에 안정화 장치 운영
  - · 불안정 현상 발생개소가 점차 증가
- 수도권 연계 송전선 고장시 대규모 공급지장 우려
  - · 765kV 송전선 고장파급시스템에 의한 부하제한 적용
  - · 수도권 연계 송전선 고장 대비 조류제약 운전

○ 실시간 계통운영 Tool

- '02년 7월 알스톰사에서 EMS 도입
- 실시간 계통 신뢰도 평가 강화

○ 신기술 개발 및 연구개발 투자

- 경쟁시장 도입에 따른 전력시장 설계 및 운영 연구 활성화
- 전력 IT 통합 시스템 및 운영 Tool 개발
  - · 한국형 에너지관리시스템(K-EMS) 개발('05~)
- 광역 감시 제어설비(PMU 및 WAMS) 기반 연구 확대

〈연도별 전력설비 현황〉

('11. 5. 31 현재)

연 도	최대전력 (만kW)	발전설비 (만kW)	송전설비 (C-km)	154kV 이상 변전소 개소
1970년	155.5	205.8	7,316	30
1975년	335.1	472.0	6,605	48
1980년	545.7	939.1	12,686	103
1985년	934.9	1,613.7	16,263	153
1990년	1,725.2	2,102.1	19,432	213
1995년	2,987.8	3,218.4	22,674	313
2000년	4,100.7	4,845.1	26,582	443
2005년	5,463.1	6,225.9	28,642	517
2006년	5,899.4	6,551.4	29,276	646
2007년	6,228.5	6,832.2	29,527	669
2008년	6,279.4	7,248.1	29,929	682
2009년	6,679.7	7,331.0	30,257	705
2010년	7,130.8	7,607.8	30,676	731
2011년	7,313.7	7,613.1	30,993	747

※ 2011년 송·변전설비 현황은 장기 송변전 설비계획(2010, 한전) 기준임

1-4. 전력계통 운영관련 법령, 규정

■ 법령 및 규정 체계

○ 법령 : 전기사업법, 시행령 및 시행규칙

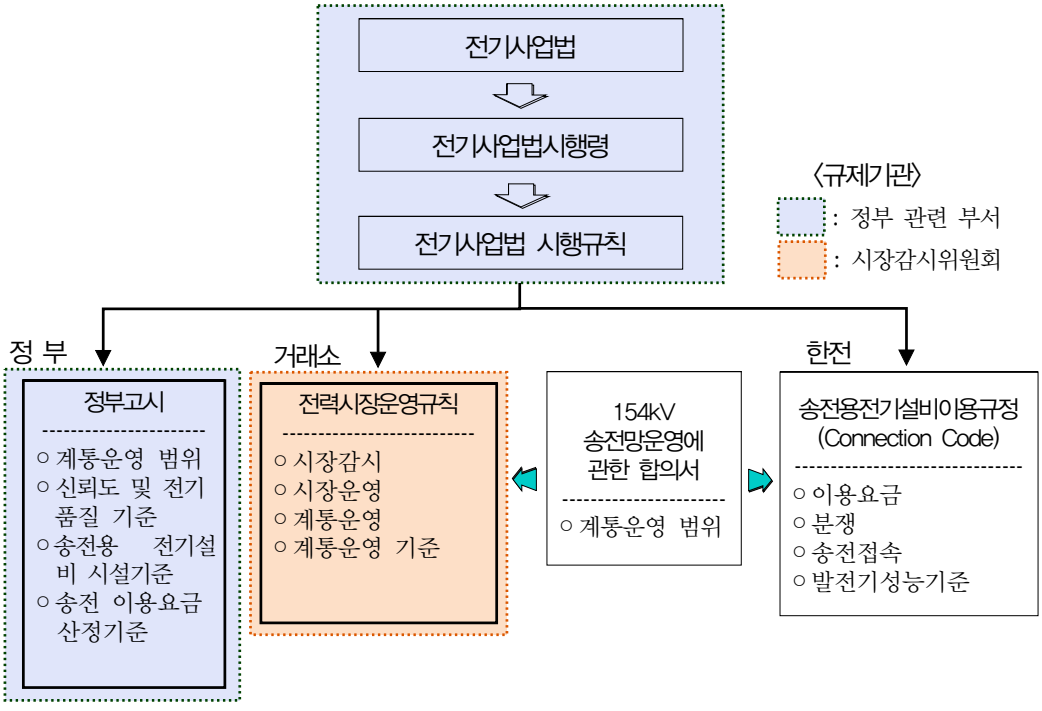
○ 정부고시

- 전력계통 운영업무에 관한 고시 : 지식경제부 제2001-103호
- 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준 : 지식경제부 제2009-280호

○ 규칙 : 전력시장운영규칙

○ 기타 : 154kV 송전망운영에 관한 합의, 송전용 전기설비 이용규정

〈전력계통 운영 관련 법 및 규칙체계〉



■ 법령과 신뢰도 고시의 상관관계

○ 법 제45조(전력계통의 운영방법)

③ 지식경제부장관은 송전사업자 또는 배전사업자에 대하여 지식경제부령이 정하는 바에 따라 전력계통의 운영에 관한 업무 중 일부를 수행하게 할 수 있다. 이 경우 업무의 범위 등에 관하여 필요한 사항은 지식경제부장관이 정하여 고시한다.

☞ 정부에서 "전력계통운영범위에 관한 고시"(제2001-103호) 제정
- 전력거래소의 업무 및 전력계통 운영범위
- 송전사업자의 업무, 배전사업자의 업무 등

○ 법 제43조(전력시장운영규칙)

① 한국전력거래소는 전력시장 및 전력계통의 운영에 관한 규칙(이하 "전력시장운영규칙"이라 한다)을 정해야 한다.

☞ 전력거래소에서 "전력시장운영규칙" 제정

○ 법 제15조(송·배전용 전기설비의 이용요금 등)

① 송전사업자 또는 배전사업자는 그 전기설비의 이용요금 기타 이용조건에 관한 사항을 정하여 지식경제부장관의 인가를 받도록 한다.

○ 정부고시 제3조(전력거래소의 운영대상 등)

① 법 제45조제1항에서 규정한 한국전력거래소의 전력계통 운영 범위는 다음과 같다.

1. 345kV 이상 송전망
2. 154kV 송전망
   가. 20,000kW 이상 발전소 연계선로
   나. 발전기 출력을 조정하여야만 송전이 가능한 계통
   다. 기타 한국전력거래소와 전기사업자가 합의한 중요 송전망

☞ 거래소와 한전이 "154kV 송전망운영에 관한 합의" 체결

1-5. 전력계통 신뢰도 유지기준

■ 고시 제 · 개정 추진 경과

○ '03. 4. 2 : 지경부 고시 제2003-36호 최초 제정
○ '03. 8. 14 / '04. 4. 5 : 미북동부 정전발생 / 조사발표(46항 권고)
○ '04. 6. 11～'04. 10. 13 : 광역정전 예방을 위한 고시 개정안 마련
○ '05. 1. 24 : 지경부 고시 제2005-11호 개정 공포
○ '09. 12. 4 : 지경부 고시 제2009-280호 개정 공포

■ 전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준 고시 해설

○ 제1장 총 칙
- 제1조(목적)
  · 전기사업법 제18조, 시행규칙 제18조 및 별표3 제3호의 규정에 의하여 전력계통 신뢰도 및 전기품질의 유지기준 등을 수립
- 제2조(용어의 정의)
- 제3조(전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지)

○ 제2장 전기품질
- 제4조(계통주파수 조정 및 유지범위)
  · 평상시 60±0.2Hz 범위, 비상시 62Hz～57.5Hz 범위 내 유지
- 제5조(전압조정목표)
  · 765kV 계통 : 745(765-20)kV～785(765+20)kV
  · 345kV 계통 : 336(353-17)kV～360(353+7)kV
  · 154kV 계통 : 중부하 160±4kV, 경부하 156±4kV, 부하변동 157±4kV
- 제6조(전압유지범위)
  · 765kV : 765 ± 5% (726kV ～ 800kV)
  · 345kV : 345 ± 5% (328kV ～ 362kV)
  · 154kV : 154 ± 10%(139kV ～ 169kV)

- 제7조(고조파, 플리커 허용치 및 전압불평형률)
- 제8조(예비력 운영)
  - 주파수조정예비력 : 1,000㎿ 이상
  - 대기예비력 : 운전상태 500㎿ 이상, 정지상태 1,000㎿ 이상
  - 대체예비력 : 1,500㎿ 이상

○ 제3장 전력계통 안정성 유지

- 제9조(안정성 유지 기준)
- 제10조(계통검토시 적용조건)
- 제11조(전력공급 부족시 조치)
- 제12조(비상상황)
- 제13조(계통운전원 교육 및 자격확보)
- 제14조(발변전소 변압기 탭 정정 및 유효접지 검토)
- 제15조(자체기동발전소 지정)
- 제16조(복구계획 수립 및 시송전계통 관리)
- 제17조(보호장치)
- 제18조(계통현상분석장치의 적용)
- 제19조(고장파급방지장치의 적용)
- 제20조(고장조사 및 전력설비정지 통계관리)

○ 제4장 발전설비 신뢰도

- 제21조(발전기의 출력변동 허용치)
- 제23조(발전기의 무효전력 출력)
- 제24조(자동발전제어)
- 제25조(발전기의 주파수조정량 확보)
- 제26조(조속기 운영)
- 제27조(자동전압조정장치)
- 제28조(여자기 계통)
- 제29조(계통안정화장치)

- 제30조(발전기의 자체기동 성능확보)
- 제31조(발전설비 특성자료 제출)
- 제32조(발전기의 운영정보 제공)

○ 제5장 송전설비 신뢰도

- 제33조(설비 신뢰도 유지)
- 제34조(송전용 전기설비의 전압별 설비 시설 및 신·증설 기준)
- 제35조(발전소 계통연계기준)
- 제36조(345kV 이상 송전선로 신·증설 기준)
- 제37조(345kV 이상 변전설비 신·증설 기준)
- 제38조(154㎸ 송변전설비 신·증설 기준)
- 제39조(조상설비 설치기준)

○ 제7장 전력IT설비 신뢰도

- 제43조(전력IT설비의 시설
- 제44조(전력IT설비의 품질유지)
- 제45조 (전력IT설비 보안기준의 수립)

○ 제8장 신재생 발전설비 신뢰도

- 제46조(신재생발전기의 계통연계 등)
- 제47조(신재생발전기의 주파수 운전 기준)
- 제48조(신재생발전기의 무효전력 출력)
- 제49조(신재생발전기의 순시전압저하시 유지성능)

○ 제9장 신뢰도 평가 및 관리

- 제50조(전력계통 신뢰도 협의회의 구성 및 운영 등)
- 제51조(신뢰도 평가 및 실적분석)
- 제52조(기준 이행확인)

1-6. 발전설비 종류 및 특성

■ 발전설비 종류

○ 수력(양수)발전

- 취수방식 : 수로식, 댐식, 댐·수로식, 유역변경식
- 운영방법 : 유입식, 저수지식, 조정지식, 양수식

○ 화력발전

- 원동기별 : 기력 발전소, 내연력 발전소, 복합 발전소
- 사용연료별 : 석탄전소, 유전소, 가스 전소, 혼소
- 계통운영상 : 기저부하 발전소, 중간부하 발전소, 첨두부하 발전소

○ 복합발전

- 복합발전 : 가스터빈 + 증기터빈
- 열병합 복합발전 : 가스터빈 + 증기터빈 + 열공급설비(지역난방)

○ 원자력 발전

- 1차 계통 : 원자로, 가압기, 증기발생기, 냉각재 펌프
- 2차 계통 : 터빈, 발전기, 복수기, 급수펌프

○ 새로운 발전방식

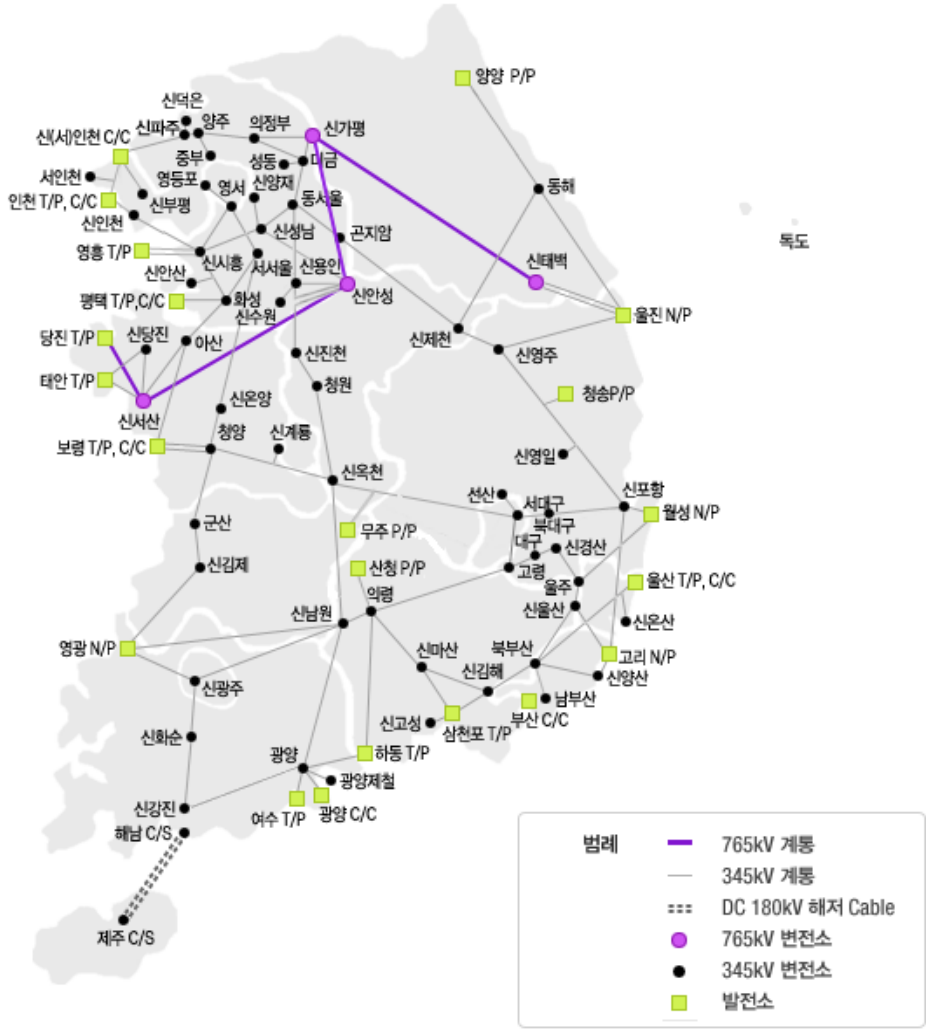
- 자연에너지 이용 발전방식 : 지열발전, 풍력발전, 파력발전, 태양열 발전, 태양광 발전, 해양 온도차 발전, 조력발전
- 직접 발전방식 : 전자 유체(MHD) 발전, 연료전지, 열전기 발전, 열전자 발전
- 에너지 회수 발전방식 : LNG 냉열발전, 폐열 이용발전, 특수한 에너지 회수발전

■ 발전방식별 특성 비교

구 분	연료 공급의 안정성	자원 부존량	경 제 성
원 자 력	○ 연료 Cycle 확립시 준 국산 에너지로 에너지 자급률 향상 ○ 장전된 연료는 비축 효과 있어 연료공급의 안정성 높음	○ 우라늄 부존량은 한정적이나 ○ 고속증식로 실용화시 상당기간 해결 가능	○ 기저 공급력으로 경제성이 높음 ○ 연료비의 비중이 낮아 건설 후 발전원가 안정
석탄화력	○ 부존측면에서 안정되며 다각화된 조달 방법으로 석유에 비해 안정성은 높음 ○ 분쟁 시 공급중단 우려	○ 채굴 가능년수가 200-300년 정도	○ 기저 또는 중간 공급력으로 경제성이 높음
LNG화력	○ 석유에 비해 부존지역의 편재성이 적음 ○ 장기계약으로 안정공급 가능	○ 석유와 같이 부존량이 적음	○ 연료비가 고가 ○ 건설비가 싸고 열효율이 높아 첨두 부하용으로 경제적
석유화력	○ 부존지역이 편재 ○ 공급 불안정	○ 현재의 소비량 추이로 40-50년 정도면 고갈 우려	○ 연료비가 비싸고 가격 불안정
일반수력	○ 순 국산 에너지로 안정성 높지만 계절별 강우량 편중으로 이용률 저조	○ 소규모 수력 외 추가 개발 한계 도달	○ 장기간 발전원가 안정
양수식수력	○ 타전원의 발전력에 의한 양수동력 필요	○ 개발 가능지역이 전국에 산재	○ 심야전력 저장 후 첨두시 공급으로 경제성 확보

〈참고〉 발전소 위치 및 345kV 이상 송전계통도

('11. 5. 현재)



1-7. 송·변전설비 종류 및 특성

■ 송전선로

○ 역할 및 기능

- 발전소와 변전소 또는 변전소와 변전소 사이를 연결
- 대전력을 수송하는 고속도로와 같은 역할
- 선로에 흐르는 부하전류 크기에 따라 무효전력을 생산 또는 흡수

○ 종류 : 가공 송전선로, 지중 송전선로, 해저케이블 등

○ 설비 : 철탑, 애자, 전선(가공전선, 케이블), 항공장애 표식 등

■ 변전소

○ 역할 및 기능

- 외부로부터 전기를 받아 이를 변성하여 변전소 밖의 장소에 전송할 목적으로 설치하는 변압기와 전기설비의 총합체
- 전압 변성, 전력분배, 전압조정, 전력제어, 계통보호 등

○ 종류 : 옥외 철구, 옥외 GIS, 옥외 full GIS, 옥내 GIS, 복합 GIS

○ 설비 : 모선, 변압기, 개폐장치, 차단기, 가스 절연 개폐장치 등

■ 배전선로

○ 역할 및 기능

- 변전소와 전기를 사용하는 장소를 연결하며, 부하 역률에 따라 계통 전압에 영향을 미침
- 변전소에 자동전압조정기를 설치하여 송출전압을 제어
- 배전선로 중간에 주상 콘덴서를 설치하여 수전단 전압을 보상
- 회선 당 용량은 2만kW, 전압은 22.9kV, 3상 4선식

○ 종류 : 가공 배전방식, 지중 케이블 배전방식 등

○ 설비 : 전주, 전선, 주상 및 지상변압기, 피뢰기, 개폐장치 등

1-8. 국내·외 대규모 고장 사례

■ 국내 사례 (1)

장소	일시	1차 원인	사고파급	정전규모	
				공급지장	정전시간
전북 군산	'11.04.12 10:27	변압기 이물접촉	동군산S/S #3M.Tr 3차측 이물접촉→차단실패→Zone2 동작→동군산S/S 전체 정전	527MW	29분 ~48분
전남 여수 산단	'11.01.17 16:09	송전선 고장	여수-용성#1T/L 여수T/P 인출케이블 고장→여수T/P 모선 보호계전기 오동작→여수산단내 20여개 업체 정전 발생	540MW	20분
인천 부평	'10.04.28 10:12	송전선 고장	345kV서인천CC-신파주T/L Trip→345kV 서인천CC-인천TP 및 신파주-양주#2T/L Trip (Ry오동작)→서인천지역 단독계통 분리→UFR 동작	320MW	14분
영광	'09.12.6	전력선 단선	345kV 신김제#2T/L 고장→SPS동작→ 영광6호기 차단→신남원#2T/L 오동작→S/Y islanding→영광5호기 정지<발전기 정지>	2,099MW	-
부산	'09.7.20	냉각수 펌프차단	부산#1CC 차단→소내전원(incoming측) 정지→#2,3,4CC 추가 정지<발전기 정지>	2,050MW	-
영광 등	'09.6.3	GIS 모선고장	발전기 4대 동시 정지 : 영광4호기(GIS고장), 영광1호기(여자기이상), 인천#3GT(시운전), 영흥2호기(터빈제어불량)	2,974MW	-
과천	'06.9.26	크레인 근접	154kV T/L 크레인 근접→지락고장→보호계전기 지연동작→전선단선 및 화재발생	21.6MW	4시간 27분
제주	'06.4.1 10:36	HVDC 고장파급	HVDC #2Pole 손상→#1Pole 추가 정지→UFR 동작→제주D/P 고장→제주전체 정전	348MW	28분 ~2시간 34분

■ 국내 사례 (2)

장소	일시	1차 원인	사고파급	정전규모	
				공급지장	정전시간
부산 경남	'03.9.12 20:14	자연재해 (태풍)	발전기 445만kW 정지 및 345kV 23개 T/L, 154kV 128개T/L 정지됨	4,000MW	-
서울	'94.7.14 15:22	전력선 접촉	154kV T/L 지락→345kV 동서울S/S M.Tr Trip→인근 154kV T/L Trip→동서울계 단독계통→송파계,한강계,덕소계 광역정전	1,710MW	58분
서울	'91.11.19 4:37	낙뢰	345kV 청양T/L Trip→인근 345kV T/L Trip(오동작)→154kV T/L Trip(과부하,저전압)→수도권 계통불안정→광역정전	3,025MW	26분
대구	'86.10.10 19:34	낙뢰	345kV 서대구#2T/L Trip→#1T/L Trip(오동작)→단독계통→발전기탈락→영남지역 계통불안정→광역정전	2,470MW	17분
서울	'71.9.27 12:58	Gen. 탈락	서울#5호기 탈락→계통주파수 저하(57.2Hz)→영남,동해발전기 탈락→계통불안정→전계통정전	1,278MW	1시간 10분

■ 국외 사례(1)

장소	일시	1차 원인	사고파급	정전규모	
				공급지장	정전시간
베네수엘라	'11.4.7	산불	산불발생→송전선로 과열→고장파급→발전기 탈락	10,000MW	2시간 (최대)
브라질	'11.2.4	보호장치 오류	Luiz Gonzaga S/S 보호장치 오류→연계 송전선(6개) 정지→광역정전	8,800MW	
러시아 모스코바	'10.12.25	단선	눈,비,강풍(영하 7℃)→착빙→수목도괴→선로단선	3.7만명	
캐나다 토론토	'10.7.5	변전소 화재	Manby변전소 화재→인근송전선로 영향→6개 변전소 정전	900MW	3시간 (최대)
브라질	'09.11.10	낙뢰, 호우	765kV T/L 3회선 정지(T/L 및 모선 고장)→Itaipu 발전소 5,564MW 탈락→연계선로 추가정지로 광역정전	24,436MW	3시간 42분 (평균)
영국 런던	'08.5.27	Gen 탈락	영국 전력공급량의 6%를 책임지던 두 발전소가, 우연의 일치로 동시 정지(런던 포함 인근지역 정전)	5,783MW	2시간
미국 플로리다	'08.2.26	인적 실수	Flagami S/S SW화재(인적실수)→인근 26개 T/L 38개 S/S에 고장 파급→플로리다 남부 발전기 5대 정지	4,000MW	4시간 50분
남아공	'07.1.18	Gen 탈락	다수 발전기 정지와 전력수요 증가→강제 부하차단 시행	-	-
콜롬비아	'07.4.26 10:15	변전소 고장	남부 칼리지역에서 최초 발생→사고파급확산	전국 80%	-
호주	'07.1.16 16:00경	산불	산불로 인하여 Melbourne과 New South Wales간 송전선로 개방	2,600MW	-
유럽	'06.11.4 22:13	송전선 과부하	독일 Ems강 항행선박 통과를 위한 횡단T/L 개방→우회 조류로 과부하 발생 및 송전선 연쇄 차단→3개 계통으로 분리→부하차단	13,350MW	38분
영국 런던	'06.9.12 21:15	-	-	-	-
일본 동경	'06.8.14 07:38	크레인의 선로접촉	크레인선로접촉에 의한 2회선 트립→총부하 2,160, 발전량650MW가 주계통에서 분리 →분리된 계통 주파수 저하→분리된 계통 발전기 트립	2,160MW	59분

■ 국외 사례(2)

장소	일시	1차 원인	사고파급	정전규모	
				공급지장	정전시간
캐나다 온타리오	'06.8.02	폭풍우	-	25만명	-
캐나다 퀘벡	'06.8.01	폭풍우	-	45만명	24시간
미국 세인트 루이스	'06.7.19	강풍과 폭풍우	-	48만명	-
미국 델라웨어	'06.7.18	강풍	-	36만명+ 2.6만가구	-
미국 퀸즈	'06.7.18	노후설비	송전선로와 변압기 화재	5만명	1주 이상
뉴질랜드	'06.6.12 08:30	강풍에 설비파손	-	70만명	-
러시아 모스크바	'05.5.25 20:57	설비노후, 인적실수	장비손상에 의한 변전소 정지→ 110kV, 220kV 선로에 과부하→ 무효전력 부족→전압수준강하	400만명	32시간
호주	'05.3.14 06:39	애자섬락 (단상지락)	선로 트립에 이은 발전기 탈락	578MW	1시간 45분
바레인	'04.8.23 09:00	발전소 고장	-	65만명	-
그리스	'04.7.12 12:45	인적 실수	고압선 관리업체의 실수로 남부지역 발전소 4개 정전 전력 공급 시스템 차단	아테네 및 그리스남부 (전역의 50%)	3시간
칠레	'03.11.07	인적실수	가스터빈의 화재예방을 위해 발전소 정지→잘못된 송전선로 정지 →연쇄고장파급→ 전계통 붕괴	칠레인구의 93%	2시간
이태리	'03.9.28 03:20	수목 접촉	수목접촉으로 스위스~이태리 연계 T/L 1회선 Trip→20분후 잔여T/L 보호장치 동작(정동작 여부 미확인)으로 Trip→이태리 계통분리	5,000만명 (이태리 인구의 88%)	18시간

■ 국외 사례(3)

장소	일시	1차 원인	사고파급	정전규모	
				공급지장	정전시간
스웨덴 덴마크	'03.9.23 12:37	발전기 탈락	대용량 원자력 발전기 3대 연쇄정지	6,550MW	7시간
영국 버밍햄	'03.9.5 10:09	설비의 설치불량	교체한 변압기에서 연기와 스파크→트립→다른 변압기의 오동작→남은 하나의 변압기 과부하→보호설비에 의해 마저 트립	720MW	45분
영국 런던	'03.8.28 18:20	보호설비 오동작	오경보에 의해 변압기 트립→724MW 공급력 상실	720MW	45분
미국 북동부	'03.8.14 16:11	발전기 탈락 및 수목 접촉	오하이오 북부 발전기 및 송전선로 연쇄고장→연계계통인 미시간 지역 계통불안정 및 전력조류의 급변→미시간 등 인근지역의 발전기, 송전선로 등이 동시에 정지되면서 정전지역 확대	61,800MW (5,000 만 명 이상)	40시간
크로아티아	'03.1.12 16:44	3상단락	3상단락후 30초 내에 남부지방의 모든 발전소 트립	-	-
브라질	'02.1.21 13:34	1상지락	도체파열에 의한 1상지락→440kV #1송전선로 트립→440kV #2 송전선로 트립→동기화상실	23,766MW	4시간 15분
영국	'00.12	강풍, 강설	강풍과 강설에 의한 다중 트립과 공급설비 손실	1,500MW	34시간 52분
일본	'99.11	비행기 충돌	소형비행기 충돌에 의해 송전선손실→총 2000MW부하 계통에서 분리→주파수 저하	1600MW	3시간 19분
대만	'99.7.29 23:31	철탑 도괴 (산사태)	345kV T/L Trip→인근T/L 연쇄 Trip→남북연계 차단→계통분리(북부지역 정전)	16,680MW	-
브라질	'99.3.11 22:16	1상 지락	변전소의 1상 지락→송전선로 말단 트립→동기화 상실	24,900MW	4시간 20분
미동부 캐나다	'98.1.5	폭설 결빙 (3〃)	Hydro-Quebec사 30기의 735kV 철탑 등 300기 파괴 Niagara Mohawk Power Co. 및 Central Maine사 송배전설비 피해	- (CA:7억$)	-

■ 국외 사례(4)

장소	일시	1차 원인	사고파급	정전규모	
				공급지장	정전시간
말레이지아	'96.8.3 17:17	차단기 고장	Gen.Trip(922MW, Ry Pickup)→주파수 저하→부하차단(UFR)→全 Gen.Trip→전정전	5,760MW (4.8억$)	16시간
미서부 캐나다 WSCC	'96.7.2 14:24 (96.7.3 14:04) ((96.8.10 15:48))	혹서 지락	345kV #1T/L Trip (地絡)→#2T/L Trip (오동작)→Gen.Trip(1,000MW, 안정화장치)→230kV T/L Trip(저전압, 과부하)→전압붕괴→500kV T/L Trip→계통분리(5개)→수급불균형→정전	11,860MW ((30,000MW))	수분~ 6시간
브라질	'96.3	인적 실수	bus bar 오동작에 의한 7개의 송전선로와 수력발전소의 트립	5,746MW	1시간 40분
미서부 캐나다	'94.12.14 00:26	지락	345kV #1T/L Trip (1선지락)→#2T/L Trip (전류 반전)→Gen.Trip(1,900MW, 안정화장치)→345kV T/L Trip(저전압)→계통분리(4지역)→주파수 저하(58.2Hz)→부하차단→정전	5,286MW	수초~ 4시간
브라질	'94.12	인적 실수	HVDC 연결이 유발한 동기화 상실에 의한 고립→동기화 상실에 의한 송전선로 트립	5,800MW	33분
캐나다	'89.3.13	지자기 폭풍		600만명	9시간 이상
영국	'87.10.15	회로 트립	허리케인에 의한 바람과 강우로 남부지방 회로 트립	4,000M	7시간
동경	'87.7.23 13:19	혹서 냉방수요 급증	계통전압저하(13:00)→전압불안정 현상 (13:02~13:19)→3개S/S Ry 동작 (13:19) →부하차단	8,400MW	7분~ 3시간 20분
프랑스	'87.1	발전기 트립	주요 발전기 4대중 3대 탈락→4번째 발전기 마저 트립→전압저하→전압불안정→전압저하	8,000MW	3시간
브라질	'85.8	산불에 의한 1선지락	송전선로 트립→변압기 추가 트립→많은 island 발생	7,793MW	1시간 14분

■ 국외 사례(5)

장소	일시	1차 원인	사고파급	정전규모	
				공급지장	정전시간
브라질	'84.4	변압기 과부하	과부하에 의한 변압기 트립→송전선로트립→연계계통의 power swing에 의한 연쇄 정전	5,520MW	2시간 40분
스웨덴	'83.12.27 12:57	단로기 과열	단로기파괴→모선지락(12:57)→남북연계선로 Trip(2)→계통전압저하(400kV→350kV) 및 과부하→남북연계선로 Trip(5)→계통전압붕괴(53~56초)→남북연계선로 Trip(All)→주파수 저하(2~4Hz)→원자력긴급정지(9기)→정전	11,400MW	1~5시간 20분
미서부	'82.12.22	강풍	500kV T/L Trip(2회선)→계통동요→Gen.Trip→주파수 저하→계통분리→정전	12,400MW	3시간 30분
영국	'81.8	선로의 섬락	400kV 회로와 400kV 이하 회로의 연결부손실→섬락에 의한 회로트립→부하증가후 두 번째 트립→세번째 회로에 과부하 발생→부하절체	1900MW	2시간 34분
프랑스	'78.12.19 08:27	기온 급강하, 부하급증	계통전압저하(08:00)→T/L과부하 Trip(08:27)→전계통 정전파급(수십초 후)	29,000MW (2~3억$)	2~9시간 30분
뉴욕	'77.7.13 21:29	다중뢰	T/L Trip→연계선 과부하→단독계통, 주파수 저하(59.3Hz이하)→부하차단→계통전압상승→Gen. Trip(계자상실)→계통불안정→정전	5,988MW (3.5억$)	18~ 25시간
미국 북동부	'65.11.09 17:16	과부하 발전기 트립	발전기 트립으로 다른 송전선로의 연속적인 트립으로 island 발생	43,888MW	13시간 45분
일본 관서 지역	65.6.22	낙석 (지락)	가공지선 탈락→275kV T/L Trip (地絡)→Gen. Trip→주파수 저하→계통불안정→정전	3,000MW	3시간 4분

1-9. HVDC, FACTS, PSS 설비 운영

■ HVDC(High Voltage Direct Current, **고압직류송전**)

○ 연혁 및 개요

- 공사기간 : 1991. 10 ~ 1998. 2
- 상업운전 : 1998. 3. 1 10:00 (10MW, 해남~제주로 송전)
- 공사구간 : 해남 ~ 제주 화력발전소 구내(101km)
  - · 연계방법 : 직류 Bipole 해수 귀로 송전방식
  - · 용량 및 전압 : 300MW(150MW×2pole), ±180kV DC

○ 운영 현황

- 연계선로 제약운영
  - · 2회선 운전시 : 제주수요의 50%와 15만kW 중 작은 값
  - · 1회선 운전시 : 제주수요의 15%와 5만kW 중 작은 값
- 저주파수 계전기 운영
  - · 제주계통 부하의 52%를 차단할 수 있도록 6단계 설정
  - · 59.2Hz → 59.0Hz → 58.6Hz → 58.4Hz → 58.0Hz → 57.6Hz
- 예비력 운영방안

① 단계	발전기 출력 증발
② 단계	대기중인 발전기 기동
③ 단계	동기조상기를 발전기로 전환 운전
④ 단계	'비상시 수급조절 운영계획'에 따른 부하제한 시행

■ UPFC(Unified Power Flow Controller, **종합조류제어기**)

○ 정의

전력반도체 소자를 이용하여 전기의 흐름을 고속으로 제어하여 송전 전력의 크기 조정 및 각종 안정도의 향상을 목적으로 함

○ 설비현황

- 설치장소 : 154kV 강진변전소('03. 4월 상용운전 개시)
- 설비용량 : 총 8만kVA(송전선로 전력제어용과 변전소 전압안정용 각 4만kVA)
- 공사기간 및 투자액 : '99년~'03년(43개월), 총191억원
  - · 계통엔지니어링, 시운전 : 전력연구원
  - · UPFC용 변압기 제작 및 설치 : 효성
  - · UPFC 인버터 및 제어기 개발 : SIEMENS

○ 국가별 운영 현황

전력사		설비규모	년도	적용목적
미국	BPA	500kV 20만kVA	'92	조류제어
	TVA	161kV 10만kVA	'95	전압제어
	AEP	138kV 16만kVA	'97	조류 및 전압제어 (최초의 종합제어용)
	PG&E	115kV 6만kVA	'98	전압제어
	NYPA	345kV 20만kVA	'03	송전용량 증대, 조류제어
일본	관서전력	154kV 8만kVA	'91	전압안정
	동경전력	275kV 10만kVA	'92	전압안정
독일	Bremen	112kV 10만kVA	'94	조류제어, 주파수변환
한국	KEPCO	154kV 8만kVA	'03	조류 및 전압제어 (AEP에 이어 2번째)

■ SVC(Static var Compensator, **정지형 무효전력 보상기**)

○ 정의

동기조상기 같은 회전부분 없이 커패시터와 리액터의 무효전력을 전력반도체소자를 이용하여 연속으로 제어하는 무효전력 보상설비

○ 설치 장소 : 345kV 양주변전소, 동서울변전소

○ 설비정격

- 최대/최소 연속 1차 전압 : 362kV (1.05 pu) / 313kV (0.91 pu)
- 정격용량 : 양주(±100Mvar), 동서울(±200Mvar)
- 전압 기준치 : 324~356kV

○ 운영방법

- 운전모드 : Vref(자동모드, 353kV)로 운전
- 345kV 양주S/S 리액터 운전과 협조 및 선로 고장시 전압불안정 예방을 위하여 양주S/S 154kV S.C를 최소 150Mvar 투입·운전

■ STATCOM(Synchronous Static Compensator, **정지형 무효전력 보상기**)

○ 정의

전력반도체 중 GTO, IGBT 등 Forced commutation 특성의 소자를 이용하며, 계통의 전압과 전류를 읽고 운전자가 필요한(설정한) 위상의 전압 및 전류를 만들어 내어 무효전력을 보상하는 방식

○ 기능 : Voltage Flicker 완화, 전압제어, 역률개선

○ 설치 장소 : 345kV 미금변전소(±50Mvar), 154kV 신제주변전소(±50Mvar), 154kV 한라변전소(±50Mvar), 154kV 성산변전소(±20Mvar)

○ 운영방법

- 운전모드 : Vref(자동모드)로 운전

○ 국가별 운영 현황

전력사		설비규모	제조사	적용목적
미국	Austin Energy	9.5만kVA	ABB	전압제어, 전압안정도
	Northeast Utl.	115kV ±15만kVA	Alstom	전압제어, 전압안정도
	TVA	138kV ±10만kVA	Siemens	전압제어
	SanDiego	138kV ±10만kVA	TM	전압제어, 전압안정도
일본	관서전력	154kV ±8만kVA	TM	전압안정도, 동특성향상
영국	NGC	400kV ±7.5만kVA	Alstom	전압안정도

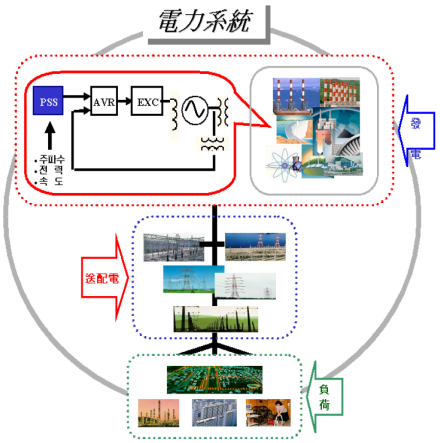
■ PSS(Power System Stabilizer, **전력계통 안정화장치**)

○ 정의

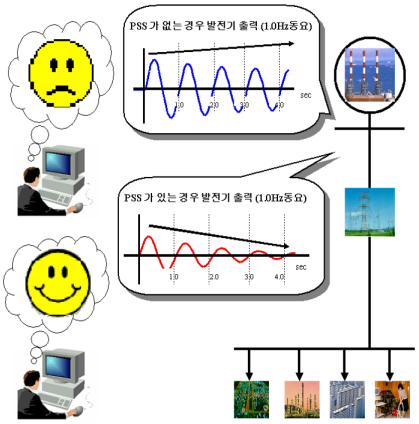
- 전력계통에서 발생되는 저주파 동요를 억제하여 발전기 및 계통을 보호하기 위한 장치
- 전력동요를 억제하기 위한 안정화 보조신호를 발전기 여자시스템의 자동전압 조정장치(AVR)에 부가토록 하는 발전기 보조제어 장치

○ 역할 : 전력계통에서 발생되는 0.1~2Hz의 저주파 동요를 효과적으로 감쇄하여 발전기의 고출력 연속운전 보장

〈PSS의 개념 및 설치위치〉



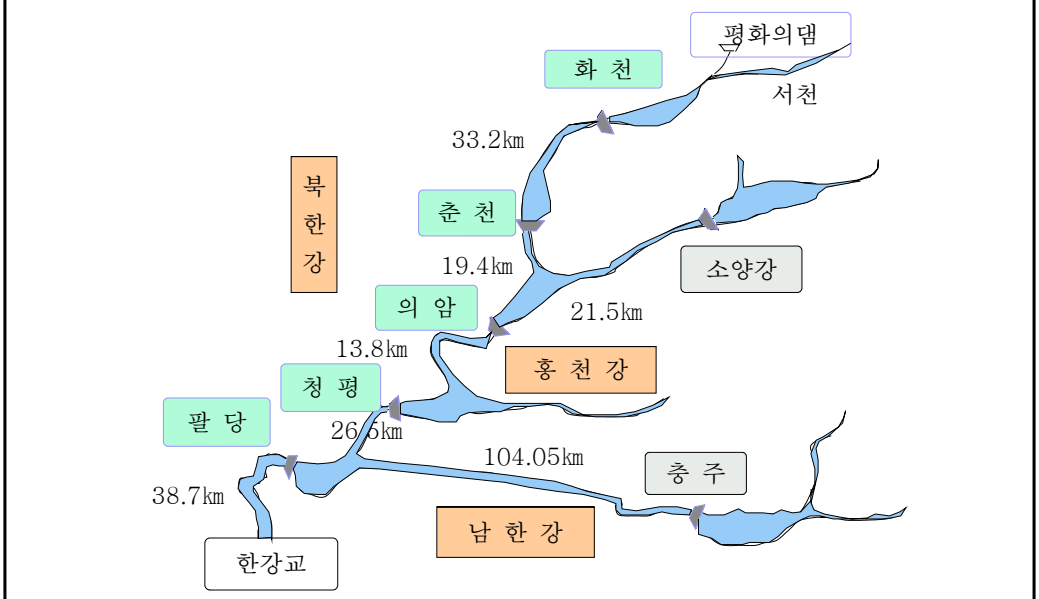
〈PSS 동요 감쇄 효과〉



1-10. 한강 수계 현황

■ 한강수계 댐 위치도 및 제원

漢江水系 댐 位置圖



諸 元

구 분		화 천	춘 천	의 암	청 평	팔 당	소양강	충 주
준공년도	# 1,2	1944	1965	1967	1943	1973	1973	1985
	# 3	1957	-	-	1968	-	-	-
	# 4	1968	-	-	-	-	-	-
설비용량(만kW)		10.8	5.8	4.5	8.0	12	20	41.2
최대사용수량(T/S)		180	230	340	390	800	250	790
총 저수량(백만톤)		1,018	150	80	186	244	2,571	2,280
유효저수량(백만톤)		658	61	58	82.6	18	1,868	1,789
만 수 위(EL.m)		181.00	103.00	71.50	51.00	25.50	193.50	141.00
제한수위(EL.m)		175.00	102.00	70.50	50.00	-	185.50	138.00
저 수 위(EL.m)		156.80	98.00	66.30	46.00	25.00	150.00	110.00
최대방류량(T/S)		5,500	12,600	16,000	20,700	28,500	5,700	14,900
하부댐 도달시간		3:30	1:10	3:40	2:20	3:10	1:15	8:50

1-11. 수도권 열공급 계통도

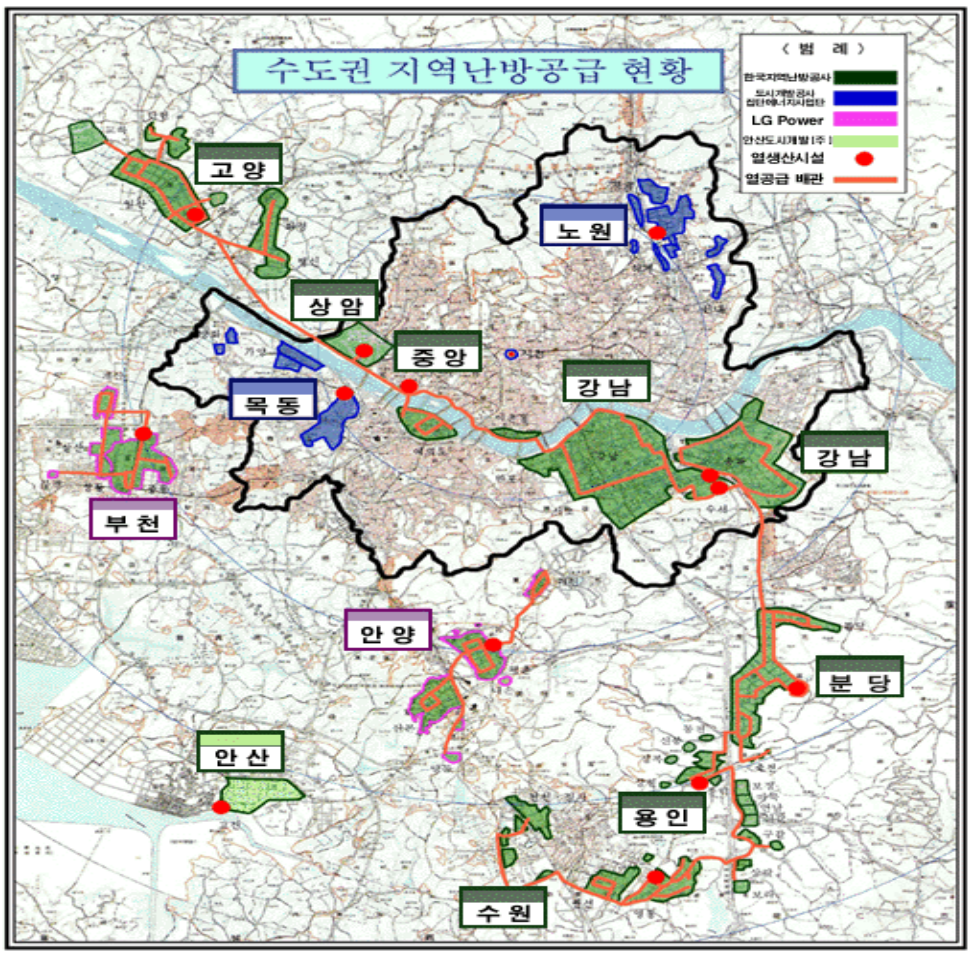
■ 수도권 지역난방 공급 현황

○ 한국지역난방공사 : 일산복합, 분당복합, 수원열병합, 서울화력

○ 서울도시공사 : 목동열병합, 노원열병합

○ GS Power㈜ : 안양복합, 부천복합

○ 안산도시개발㈜ : 안산열병합



1-12. 계통해석 툴

■ 정의

전력계통의 전압, 전류 등 전기적인 현상을 해석하기 위하여 발전기, 송전선, 변압기, 부하 등의 전력설비를 수학적으로 모델링하여 계산하는 전력공학 프로그램이나 시스템

■ PSS/E(Power System Simulator for Engineering)

○ 프로그램 개요

- 미국 Siemens PTI사 개발
- 전 세계 123개국에서 사용, 47,000개 이상의 라이센스와 10,000명 이상의 사용자를 가지고 있음

○ 기능 : 조류계산, 고장계산, OPF, Dynamic Simulation(과도안정도), 미소신호안정도 등 포괄적 계통해석 기능을 갖춤

○ 성능, 기술력, GUI 환경 및 사용자 편의성 우수

○ 전력거래소 사용권 보유 현황 : 42개

■ DSA(Dynamic Security Assessment)

○ 프로그램 개요

- 캐나다 Powertechlab.사 개발
- 패키지 : VSAT(전압안정도), SSAT(미소신호안정도), TSAT(과도안정도), PSAT(조류, 고장계산)
- PJM, NYISO, ERCOT 등 전세계 40여 ISO, 전력회사 및 연구소에서 사용 중이며, 학계에서도 20여 대학에서 기 도입
- 실시간 안정도 검토용인 온라인 DSA 프로그램과 동일한 수치계산 엔진을 사용하며, 유사한 인터페이스로 구동됨

○ 전력거래소 사용권 보유 현황 : 8개('01년, '07년 도입)

■ Eurostag

○ 프랑스 EDF에서 개발하여 유럽 지역에서 주로 사용

○ 특성

- PSS/E와 성능과 기능이 비슷하나, 데이터 호환성과 GUI가 떨어짐
- 전력계통을 상(Phase)별로 해석할 수 있는 강점이 있음

○ 전력거래소 사용권 보유 현황 : 2개

■ EMTP(Electromagnetic Transients Program)

○ 미국 H.W. Dommel이 포트란을 이용하여 개발한 무료 프로그램

○ 현재는 미국 BPA(Bonnevile Power Adminstration)에서 관리

○ Surge 현상분석을 위해 개발, 과도현상과 동특성 해석용으로 사용

■ EMTDC

○ EMTP의 상업용 버전, EMTP보다 사용 편리, GUI 우수(≒ PSCAD)

■ Power System Solution

○ DSA를 벤치마킹하여 전력연구원이 개발한 국산 계통해석 프로그램

○ 조류 및 고장계산, 미소신호안정도, 전압안정도, 과도안정도 해석

○ 기능 향상 및 완성도 제고를 위한 2단계('07～'11) 연구개발 진행 중

■ Power World Simulator

○ Power World사에서 개발한 계통해석 프로그램

○ 3차원의 등고선 및 다양한 다이아그램 등 뛰어난 그래픽이 장점

○ Option : SCOPF, ATC, PV, QV 등

○ 전력거래소 사용권 보유 현황 : 1개

1-13. 천안 및 제주급전소 운영

■ 천안지사

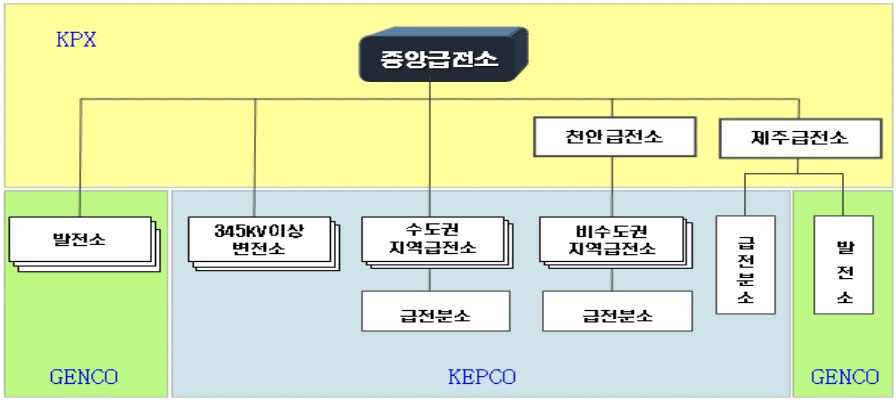
○ 실계통 운영 개시 : 2008. 3. 17(종합 준공 : 3. 27)

○ 위치 : 충남 천안시 동남구 북면 용암리 185번지

○ 임무

- 비수도권 지역 154kV 송전망 운영
  - · 실시간 송전망 운전상황 감시
  - · 휴전 및 고장시 복구 조작
  - · 휴전계획 검토 및 조정
  - · 전기품질 유지관리(154kV 계통전압)
- 비상시 전력계통 운영
  - · 중앙급전소 역할수행
  - · 전계통 정전시 계통복구(영남지역)
- 전력IT설비 운영 및 유지관리
  - · 후비 EMS, MOS, CBP 운영 및 유지관리
  - · IT 부대설비 운영 및 유지관리

〈급전지시 체계〉



■ 제주지사

○ 한국전력거래소 제주급전소 출범 : 2001. 4. 2
(한전 제주지사 발전부 → 한국전력거래소 제주급전소)

○ 위치 : 제주도 제주시 오라2동 264-3

○ 임무

- 제주지역 전력수급계획 수립
- 제주지역 전력계통 안정운영방안 수립
- 전기품질 유지관리 및 계통운영 실적 분석
- 실시간 제주 계통운영
- 제주 전력시장 운영
- 제주 급전자동화설비 운영

○ 제주계통 특성

- 연계선, 남제주T/P 3,4호기 등 대용량 설비 고장시 계통 영향이 큼
- 부하의 지역 편중(제주시 북부지역 : 전체 부하의 50% 이상 점유)
- 연계선 전력조류 제어 및 운영
- 대용량발전기 동시 고장시 무효전력 수급의 불균형
- 신재생에너지(풍력) 점유율 증대

○ 송전제약 및 고장파급방지장치 운영

- 안덕S/S 고장파급방지장치
  · STATCOM 2대 운전중 남제주TP-안덕T/L 2회선 동시 고장시 부하 3만kW 차단
  · STATCOM 1대 운전중 남제주T/P 3,4호기 동시 고장 또는 남제주TP-안덕T/L 2회선 동시 고장시 부하 최대 9만kW 차단
- 주파수 저하시 저주파수계전기에 의한 부하차단
  · 연계선 등 대용량 전원설비 탈락에 의한 전계통 정전방지
  · 주파수 저하에 따라 6단계(단계별 5~10%) 설정, 최대 52%의 부하를 차단

1-14. 급전원 교육 체계

■ 급전원 보직별 필수 교육과목 및 교육주기

○ 급전원의 급전운영에 필요한 지식 및 기술을 파악하여 교육에 반영

○ 교육과목별 교육의 목표, 내용, 교육주기 등 명확한 기준 마련

○ 급전 직무별 필요 지식 및 기술을 파악

직 책	담 당 업 무	필요지식
급전부장	○ 급전업무 총괄 지휘 감독 ○ 계통운영 상황, 고장 보고	전기사업법, 고시, 시장규칙 보직별 급전원 필요지식
발전운영 분 야	○ 발전기 급전운영 및 주파수조정 ○ 전계통 정전시 복구 ○ 수요예측 및 운영발전계획 재수립 ○ 계통운영 보조서비스 운영, 관리 ○ MOS 발전계획 결과 적정성 감시 ○ 수급관련 EMS 자료 입력	EMS 기능, 화면 MOS 기능, 화면 고장복구 절차 등 계통운영관련 법규 및 규칙 주파수조정 및 AGC 발전설비 보호방식 수요예측 및 발전계획 수립
송전망 운 영 분 야	○ 계통전압 감시 및 조정 등 송전망 운영 ○ 전력설비 고장시 복구조작 및 지시 ○ 345kV, 154kV 긴급휴전 검토 ○ 전계통 정전시 복구 ○ 송전망 안정성 분석, 대책수립 및 조작 ○ EMS 계통해석 기능운영 ○ 송전망 운영관련 EMS 자료입력	고장파급방지 장치 운전 EMS 기능, 화면 EMS NA 및 PSSE 검토 MOS 기능, 화면 계통운영관련 법규 및 규칙 고장복구 절차 전압조정 및 송전선로 조작 송변전설비 보호방식
계통분석 담 당	○ 급전운영 관련자료 작성 및 관리 ○ 상정고장 검토 및 대책수립 ○ 비상시 계통전압 감시 및 조정 ○ 계통운영 관련설비 감시 및 운영 ○ 전계통 정전시 복구	EMS 기능, 화면 EMS NA 및 PSSE 검토 계통운영관련 법규 및 규칙 고장복구 절차 등

■ 급전원 보직별 필수 교육과목 및 교육주기

○ 직무 및 조사분석을 거쳐 급전원에 대한 교육과목을 체계적으로 설정

○ 직무수행에 대한 필요정도에 따라 '필수・추천과목'으로 체계화

※ 필수과목 : 자기보직의 수행을 위해 필수적으로 알아야 하는 교육과목

※ 추천과목 : 타보직과의 업무협조 및 자기직무의 효율성 증대, 급전운영 전체 보직 수행능력 향상을 위해 필요한 교육과목

○ 특히, 급전원 핵심기능 관련 과목은 '의무교육과목'으로 설정・운영

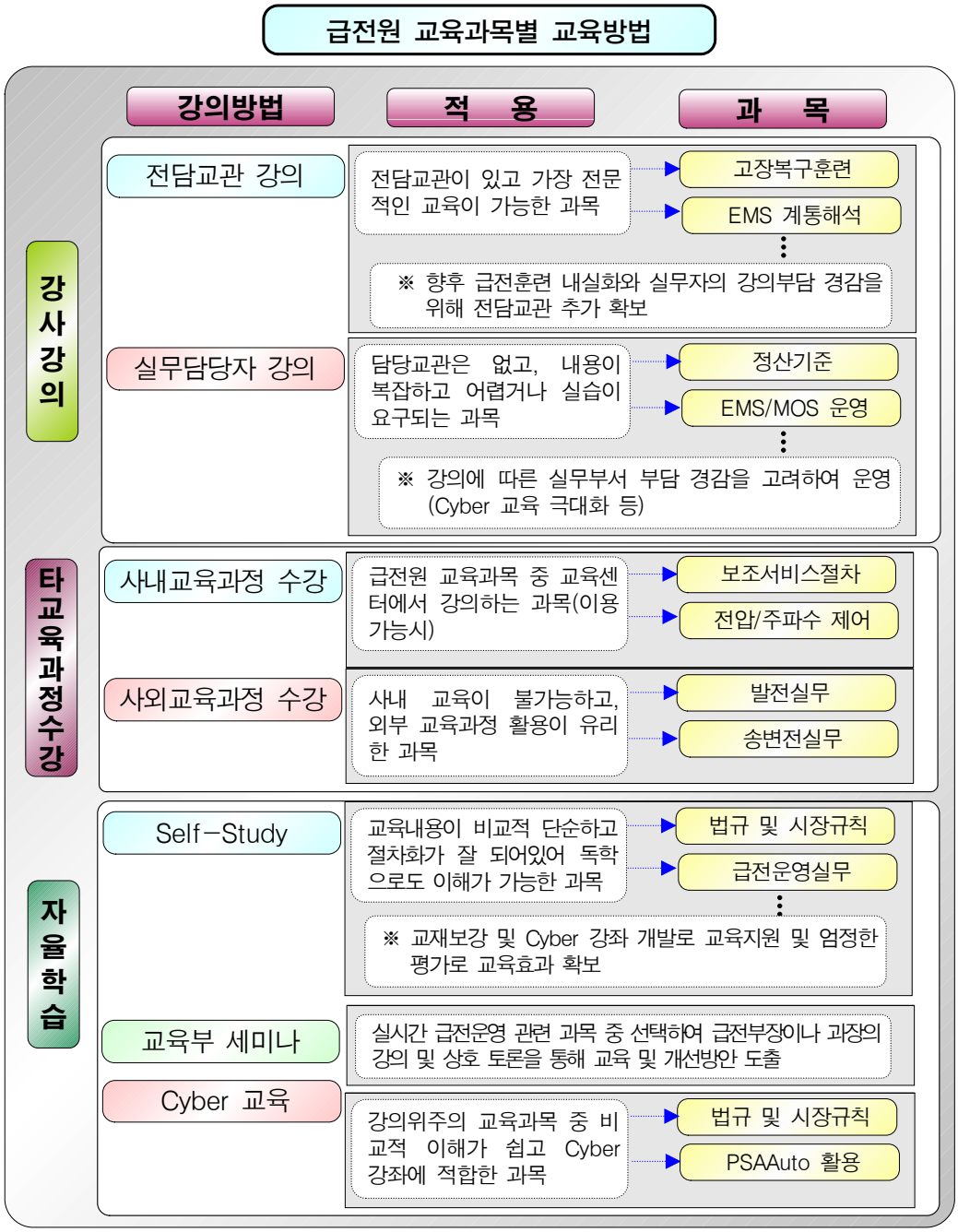
※ 계통상황 비정상시 복구와 직접 관련된 교육과목으로서 매 교육 시에 반드시 포함시켜 고장복구역량 극대화(DTS 훈련, EMS NA, PSS/E 계통검토 등)

〈급전원 교육과목 개요〉

<table>
<tr><th rowspan="2" colspan="2">교육과목</th><th colspan="4">보직별 과목</th><th rowspan="2">분류기준</th><th rowspan="2">교육
주기</th><th rowspan="2">이수
기준</th></tr>
<tr><th>급전부장</th><th>송전분야</th><th>발전분야</th><th>분석담당</th></tr>
<tr><td rowspan="2"></td><td>의무
교육
과목</td><td colspan="4">고 장 복 구 분 야
DTS 훈련
EMS NA / EMS
PSSE 검토 / PSSE</td><td>급전원
핵 심
업 무</td><td>매회
교육</td><td>80점</td></tr>
<tr><td>필수
과목</td><td>법규 등
10개과목</td><td>시장규칙
등
11개과목</td><td>법규 등
15개과목</td><td>시장규칙
등 5개과목</td><td>교 육
필 요 성
높은과목
(4점이상)</td><td>6월
~
1년</td><td>80점</td></tr>
<tr><td colspan="2">추천과목</td><td>정산기준
등
11개과목</td><td>법규 등
10개과목</td><td>전압제어
등 6개과목</td><td>법규 등
16개과목</td><td>교 육
필 요 성
낮은과목
(4점미만)</td><td>1.5년
~
2년</td><td>70점</td></tr>
<tr><td colspan="2">반복주기
이수기준</td><td colspan="7">과목의 중요도를 고려하여 '반복교육 주기' 와 도달해야할 '이수기준' 을 명확히 설정・운영함으로써 실무에 필요한 지식과 기술의 숙지・숙달 유도</td></tr>
<tr><td colspan="2">교육니즈
조 사</td><td colspan="7">향후 연1회 이상 정례적으로 실무부서와 급전원의 교육니즈를 재파악(review)하여 여건 및 환경 변화를 교육과목에 반영</td></tr>
</table>

■ 전사 교육과정 및 교육자원 연계

○ 교육과목의 특성을 고려 효율적 교육운영 도모

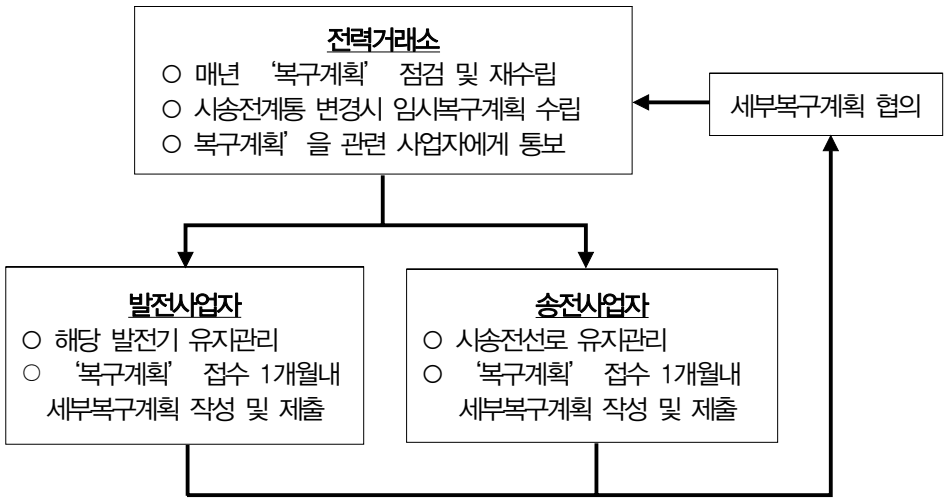


1-15. 전 계통 정전복구 계획

■ 계획 개요

○ 사업자별 역할

- 근거 : 전력시장 운영규칙 [별표12] 비상시 급전지시 절차



■ 복구절차

○ 정전발생 확인

○ 계통상황 통지

○ 차단기 조작 및 '자체기동발전기' 조작

○ 시송전선로 가압

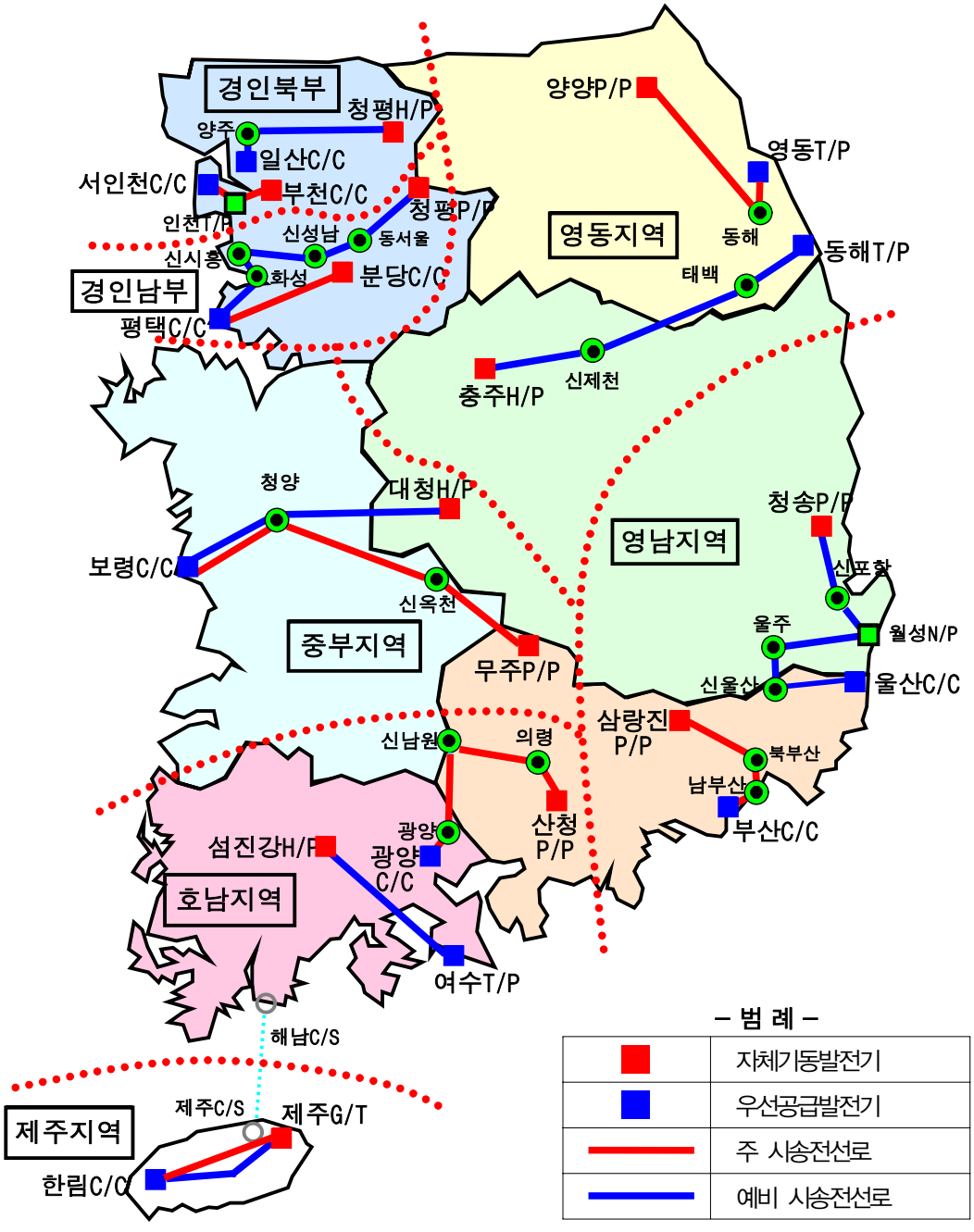
○ 우선공급발전기 조작

○ 안정 후 공급발전기 조작 및 부하 복구

○ 지역간 계통연계

■ 지역별 시송전계통도

○ 7개 지역 구분, 17개 자체기동 발전기 지정



■ 지역별 자체 기동발전기 및 우선 공급발전기

지 역 별		자체기동발전기 (발전회사)–용량MW	시송전선로 (발·변전소)	우선공급발전기 (발전회사)
경인북부	주선로	부천복합 G/T #1 (GS파워) - 100MW	중동-신부평-임학-계양- 북인천-인천T/P	서인천복합G/T#2 (서부발전)
	예비선로	청평수력 #1,2,3 (한수원) - 80MW	마석-덕소-도봉-양주-일산	일산복합G/T#1 (동서발전)
경인남부	주선로	분당복합 G/T#1 (남동발전) - 75MW	용인-남사-안성-송탄-평택- 청북-포승-원정	평택복합G/T#1 (서부발전)
	예비선로	청평양수 #1 (남부발전) - 200MW	동서울-신성남-신시흥-화성	
영동	주선로	양양양수 #1 (중부) - 250MW	동해S/S	영동T/P#1 (남동발전)
	예비선로	충주수력 #1 (수자원) - 100MW	충주S/S-왕암-신제천- 제천-영월-태백-이원	동해T/P#1 (동서발전)
중부	주선로	무주양수 #1 (남동발전) - 300MW	신옥천-청양	보령복합G/T#1 (중부발전)
	예비선로	대청수력 #1,2 (수자원) - 90MW	신탄진-신일-덕진- 공주-신풍-청양-관창	보령복합G/T#7 (중부발전)
영남	주선로	삼랑진양수 #1 (서부발전) - 300MW	북부산-구포-모라-엄궁- 남부산	부산복합G/T#1 (남부발전)
	예비선로	청송양수 #1 (서부발전) - 300MW	신포항-월성-울주-신울산- 울산S/S-울산T/P	울산복합G/T#1 (동서발전)
호남	주선로	산청양수 #1 (동서발전) - 350MW	의령-신남원-광양	광양복합G/T#1 (KPower)
	예비선로	섬진강수력 #1,2 (한수원) - 29MW	정공-담양-일곡-북광주- 계림-승주-순천-율촌-화치	여수T/P#1 (남동발전)
제주	주선로	제주화력 G/T#3 (중부발전) - 55MW	동제주-신제주	한림복합G/T#1 (남부발전)
	예비선로		한라-안덕-한림S/S	

KPX Knowledge Power 2011

Ⅰ. 일반 개요

전력계통 운영 ›› Ⅱ. 2011년 전력계통 운영 전망

2-1. 여름철 전력수급 안정대책

■ 전력수급 전망

〈'11년 여름철 전력수급 전망〉

(단위 : 만㎾,%)

구 분	'10년 실적(a) 〈' 10.8.20(금) 15시〉	'11년 전망(b) 〈' 11. 8월 3~4주〉	증감(b-a)
설비용량	7,441	7,921	480
공급능력	7,434	7,897	463
최대전력(증가율)	6,989(10.6)	7,477*(7.0)	488
예비전력(예비율)	446(6.4)	420(5.6)	-26

* 수요관리 300만kW 시행 후 최대전력임

○ 최대전력은 '10년 6,989만㎾ 보다 488만kW 증가한 7,477만㎾ 전망

- 냉방수요는 1,729만㎾(전체의 23.1%)로 전년보다 12.4% 증가 추정

○ 공급능력은 '10년 보다 463만㎾ 증가한 7,897만㎾ 확보하여 공급예비력은 420만㎾(공급예비율 5.6%) 유지 전망

■ 전력수급 차질시 대책 : 추가자원 428만kW 활용

○ 전기품질 유지범위내 변압기 전압조정 : 133만㎾

○ 사전 협약된 수용가가 자율절전 : 190만㎾

○ 사전 협약된 수용가에 대한 직접 부하제어 : 105만㎾

○ 가용발전기(구역전기사업자 및 자가발전기) 추가 가동

2-2. 지역별 전력수급 전망

■ 수도권

(단위 : 만㎾, %)

구 분	최대전력	공급능력			예비력	예비율
		발전력	융통전력	합 계		
'11년(a)	2,969	1,840	1,448	3,288	319	10.7
'10년(b)	2,806	1,669	1,405	3,074	269	9.6
증감(a-b)	163	171	43	214	50	1.1

○ 최대전력은 전년 대비 163만㎾(5.8%) 증가한 2,969만㎾로 전망

○ 공급능력은 214만㎾(7.0%) 증가한 3,288만㎾ 확보

- 발전기 신규 : 포스코복합#5,6, 파주열병합 등(171만㎾)
- 수도권 융통전력 증대 : 43만㎾

○ 수급차질시 대책 : 추가자원 94만㎾ 별도 확보

- 직접부하제어 28만㎾, 자율절전 66만㎾

■ 제주권

(단위 : 만㎾, %)

구 분	최대전력	공급능력			예비력	예비율
		발전력	연계선	합 계		
'11년(a)	67.3	64.8	15.0	79.8	12.5	18.6
'10년(b)	62.5	65.1	15.0	80.1	17.6	28.2
증감(a-b)	4.8	-0.3	0.0	-0.3	-5.1	-9.6

○ 최대전력은 전년 대비 4.8만㎾(7.7%) 증가한 67.3만㎾로 전망

○ 공급능력은 전년 대비 0.3만㎾(0.5%) 감소한 79.8만㎾ 확보

- 삼달풍력 등 신재생전원 출력 감소 : 0.3만㎾

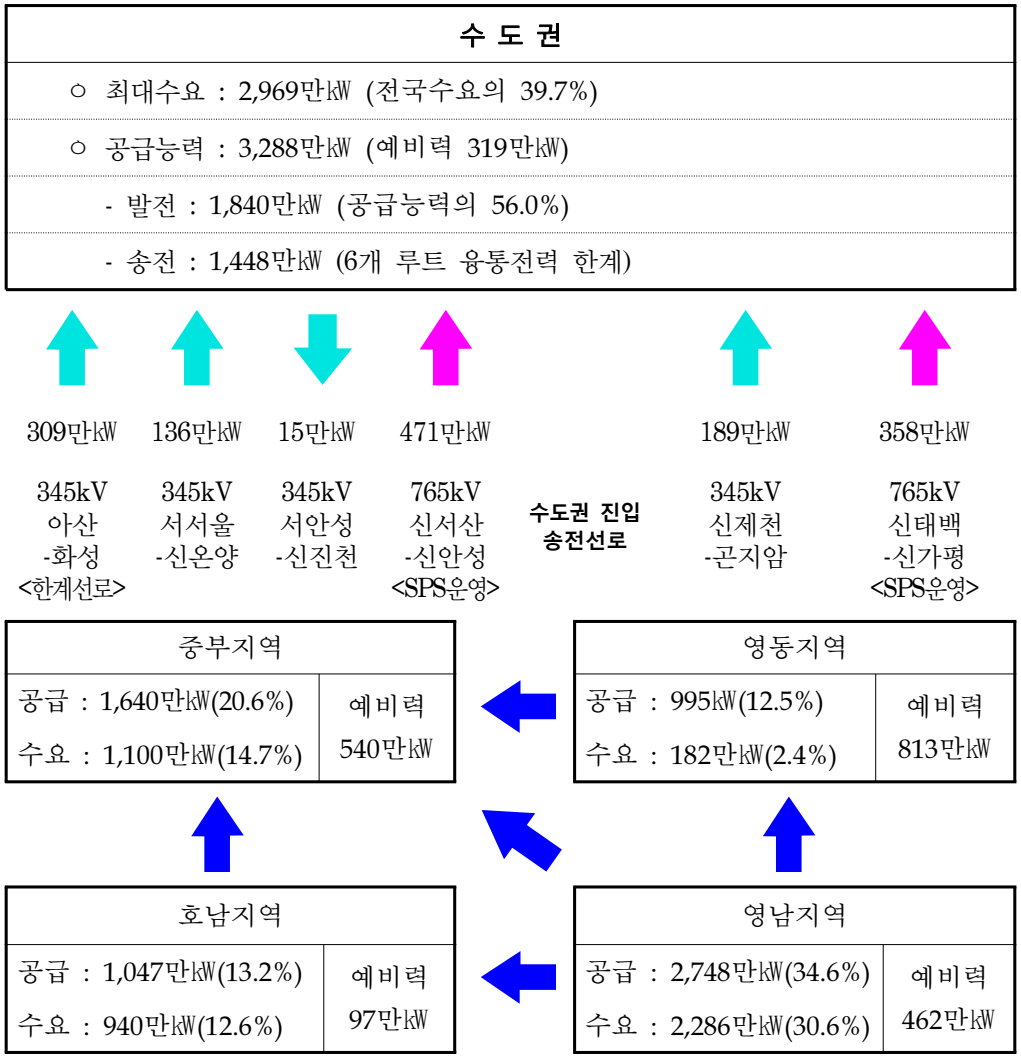
○ 수급차질시 대책 : 추가자원 5.0만㎾ 별도 확보

- 자율절전 1.0만㎾, 동기조상기를 발전기로 전환 4.0만㎾

2-3. 수도권 융통전력 전망

■ 지역별 전력수급 및 수도권 융통선로 전망

○ 2011년 여름철 최대수요 발생시 기준



2-4. 냉난방부하 실적

■ 에어컨 보급현황

구 분		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
보급대수 (만대)	룸에어컨	566	623	703	780	885	945	1,005
	패키지형	523	536	582	733	858	941	1,015
	소 계	1,089	1,159	1,285	1,513	1,743	1,886	2,020

※ 생산 출하(전망)된 공급량에 잔존율을 곱하여 연도별로 합산한 대수임

■ 냉방부하 실적 및 전망

(단위 : 만kW, %)

구 분	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
냉방부하 (증가율)	1,025.0 (13.9)	1,156.0 (12.8)	1,291.1 (11.7)	1,431.3 (10.8)	1,314.4 (-8.2)	1,277.7 (-2.8)	1,538.8 (17.5)	1,729.2 (12.4)
여름철 최대전력 (증가율)	5,126.4 (8.2)	5,463.1 (6.6)	5,899.4 (8.0)	6,228.5 (5.6)	6,279.4 (0.8)	6,321.2 (0.7)	6,988.6 (10.0)	7,477.2 (7.0)
냉방부하 비중 (%)	20.0	21.1	21.9	23.0	20.9	20.2	21.6	23.1

■ 난방부하 실적

(단위 : 만kW, %)

구 분	'03~'04	'04~'05	'05~'06	'06~'07	'07~'08	'08~'09	'09~'10	'10~'11
난방부하	825	903	1,013	1,097	1,341	1,415	1,664	1,858
전년대비증가율	13.8	9.5	12.2	8.3	22.2	5.5	17.6	11.7
난방부하비중	17.8	18.1	18.6	19.8	22.0	22.6	24.1	25.4

2-5. 고장파급방지장치 적용 현황

■ 고장파급방지장치 설치 현황

('11. 6월 현재)

목적 / 장치	과도 안정도 개선	전압 불안정 개선	과부하 해소	과전압 해소
발전기 차단	9	-	1	-
부하 차단	-	10	1	-
조상설비 차단	-	5	-	-
모선 분리	-	1	1	-
모선 통합	-	-	3	-
변압기 차단	-	-	1	-
송전선로 차단	-	-	2	2
송전선로 투입	-	1	-	-
소 계	9	17	9	2
합 계	37			

■ 제약 현황

구 분	상정고장	제약내용
수도권지역	수도권 융통선로 2회선 고장	수도권 융통 6개선로 조류제약
인천지역	345kV 신인천-신시흥T/L 2회선 고장	345kV 신인천-신시흥, 의정부-양주T/L 조류제약
서울북부지역	신김포S/S 인출 345kV T/L(병행2회선) 고장	345kV 신김포-신인천/서인천CC, 의정부-양주T/L 조류제약
여천지역	345kV 광양-여수TPT/L 2회선 고장	여천지역 발전기 제약운전
울산지역	345kV 북부산-신온산, 북부산-울산TP T/L 2회선 고장	울산지역 발전기 제약운전
강원지역	345kV 동해-양양PPT/L 1회선 고장	양양P/P pumping 제약운전
제주지역	제주연계선 고장대비 또는 동기조상기 정지	제주연계선 조류제약

KPX
Knowledge Power 2011

전력수급기본계획 수립

일반 개요 / 전력수급기본계획 수립 및 운영
수급계획 주요 지표 / 전력정보 및 국제협력



Ⅱ. 전력수급기본계획 수립 및 운영

Ⅲ. 수급계획 주요 지표

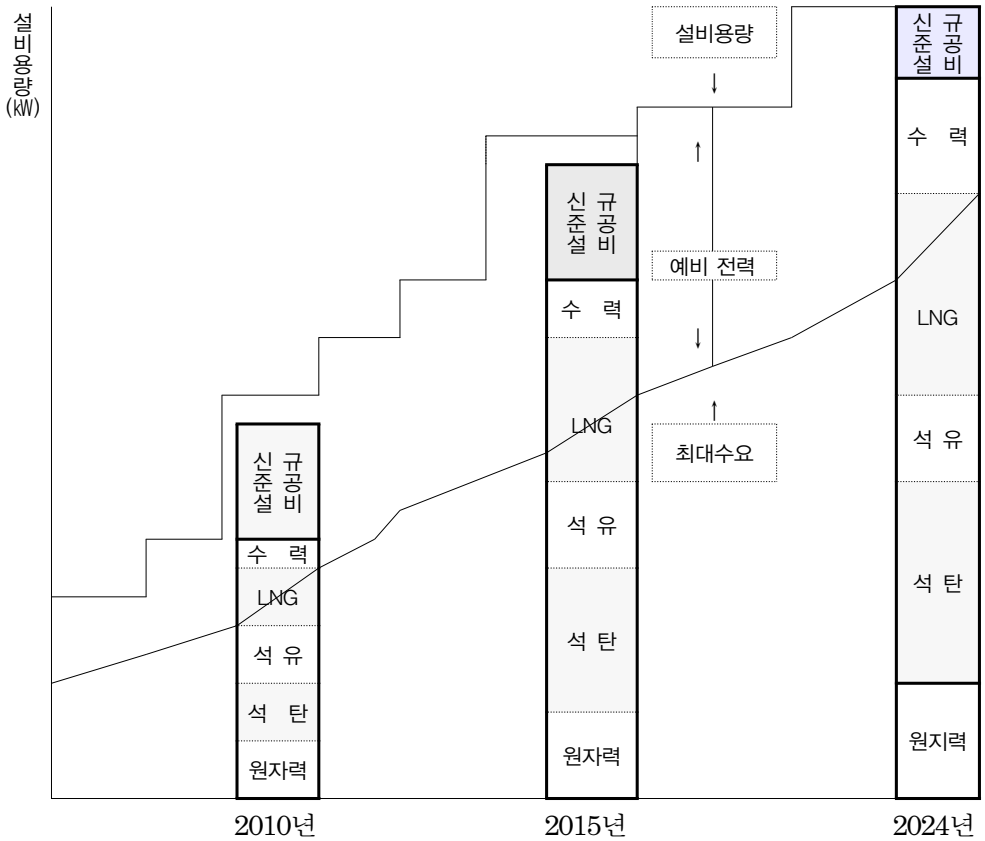
Ⅳ. 전력정보 및 국제협력

1-1. 전력수급기본계획 수립 개요

■ 수급계획 개념

○ 전력수요 전망에 따라 적정 공급신뢰도(LOLP 0.5일/연)를 만족하는 범위 내에서 최소의 비용으로 설비계획(발전형식, 건설시기, 규모 등)을 수립하여 안정적인 전력을 공급할 수 있도록 제반대책을 마련하는 것 (수요관리, 송변전설비 계획, 전력정책 등)

※ LOLP 0.5일/연 : 연간 공급지장확률 기대치, 12시간/연



○ 주요 내용

- 전력수요 전망
- 수요관리 계획
- 발전설비 계획
- 전력수급 전망
- 송변전설비 계획
- 전력정책 방향

■ 전원개발계획, 장기전력수급계획, 전력수급기본계획

○ 전원개발계획 : 1990년 전기사업법 개정 이전까지 주로 사용되는 용어로 공급측 위주의 계획을 의미함

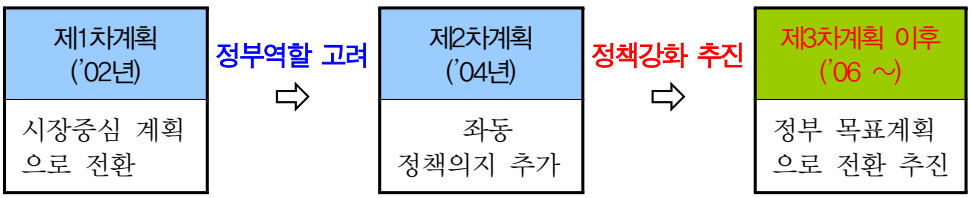
○ 장기전력수급계획 : 1990년 전기사업법 개정에 따라 전원개발계획을 장기전력수급계획으로 명칭 변경. 수요관리를 수요측 자원으로 계획에 반영 (IRP : Intergrated Resource Planning)

○ 전력수급기본계획 : 전력산업 구조개편에 따라 2000년 전기사업법 개정을 통해 명칭 변경. 전력수급안정과 시장효율성 강화를 동시 추구

〈전원계획 변화〉

전원개발계획	장기전력수급계획	전력수급기본계획
◦ 1962～1990년	◦ 1990～2000년	◦ 2001～
◦ 공급측 위주의 발전소 건설계획	◦ 공급측과 수요측을 함께 고려한 계획수립	◦ 경쟁체제 도입과 더불어 시장논리에 의한 계획수립
◦ 5년마다 계획수립	◦ 2년마다 계획수립	◦ 2년마다 계획수립
◦ 한전중심의 설비계획 - 독점체제, 공익성 중시	◦ 한전중심의 설비계획 - 독점체제, 공익성 중시	◦ 발전사업자 중심의 설비계획 - 경쟁체제, 수익성 중시
◦ 전력수급안정 최우선	◦ 전력수급안정 최우선	◦ 전력수급안정과 효율성 조화

■ 전력수급기본계획 성격변화



○ 시장중심 계획(1차계획)에서 전력산업 구조개편(도매전력시장 개설) 중단에 따라 기준계획(사회적비용 최소화계획) 강화를 통해 적정전원 구성을 유도하는 정부 목표계획으로 전환(3차계획 이후)

1-2. 전력수급기본계획 관련 법령

■ 전력수급기본계획 수립근거

○ 전기사업법 제25조 및 동법 시행령 제15조(전력수급기본계획 수립)

- 주체 : 지식경제부 전력산업과(지원 : 전력거래소 전력계획처)
- 주기 : 2년 또는 필요시
- 심의 : 전력정책심의회

■ 전원개발사업 실시계획 승인

○ 전원개발사업실시계획은 “전원개발촉진법 제2조”에 따라 전력수급기본계획에 반영된 사업에 대해 작성하며 지경부 장관의 승인을 얻어야 함

○ 다만, 기존의 전원개발사업구역안에서 시행하는 전원개발사업이나 전원개발촉진법 제6조의 인허가를 필요로 하지 않는 사업은 “전촉법시행령 제13조”에 의거 실시계획 승인을 받지 않아도 됨

○ 실시계획 승인을 받고자 할 경우 “전촉법시행령 제12조”에 따라 부지조성 개시 10개월 전까지 실시계획을 제출

■ 전원개발사업 실시계획 승인과 발전사업 허가

○ 전원개발사업은 “전촉법 제3조”에 의거 전기사업법 제7조에 의한 발전사업허가 또는 송전사업허가를 받은 사업자만 시행

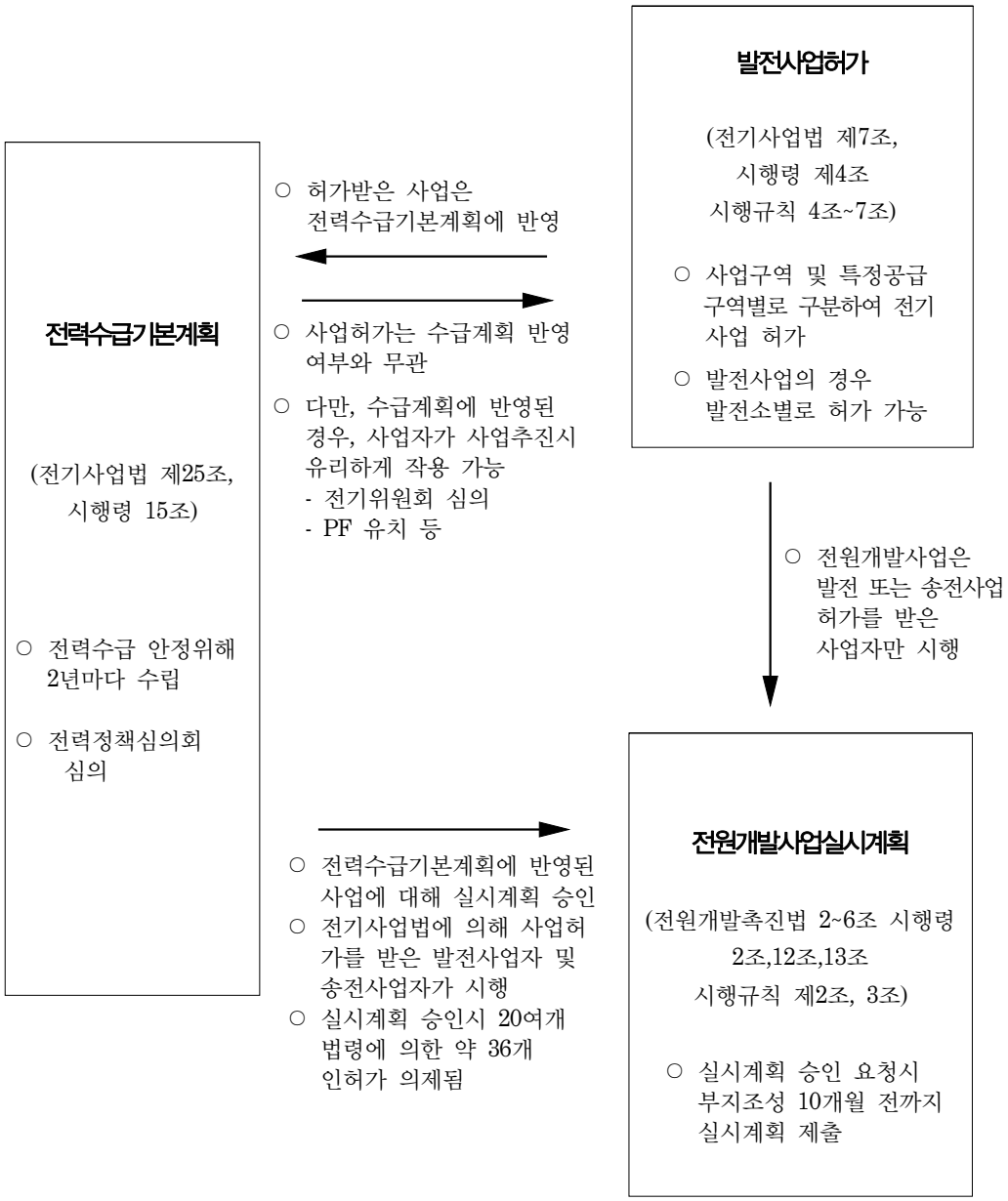
■ 발전사업 허가와 전력수급기본계획

○ 발전사업 허가는 해당 사업이 전력수급기본계획에 반영 되었는가와 무관하게 “전기사업법 제7조”의 허가기준에 따라 신청

○ 다만, 수급계획에 반영되어 있는 발전사업의 경우 사업자가 사업추진시 전기위원회 심의, 지자체 인허가 및 자금조달 (Project Financing) 등에서 유리

○ 반면에 발전사업 허가를 받은 사업은 수급계획에 우선 반영

■ 법령간 상호 관계도


발전사업허가
(전기사업법 제7조,
시행령 제4조
시행규칙 4조~7조)
○ 사업구역 및 특정공급 구역별로 구분하여 전기사업 허가
○ 발전사업의 경우 발전소별로 허가 가능
○ 허가받은 사업은 전력수급기본계획에 반영
○ 사업허가는 수급계획 반영 여부와 무관
○ 다만, 수급계획에 반영된 경우, 사업자가 사업추진시 유리하게 작용 가능
- 전기위원회 심의
- PF 유치 등
전력수급기본계획
(전기사업법 제25조,
시행령 15조)
○ 전력수급 안정위해 2년마다 수립
○ 전력정책심의회 심의
○ 전원개발사업은 발전 또는 송전사업 허가를 받은 사업자만 시행
○ 전력수급기본계획에 반영된 사업에 대해 실시계획 승인
○ 전기사업법에 의해 사업허가를 받은 발전사업자 및 송전사업자가 시행
○ 실시계획 승인시 20여개 법령에 의한 약 36개 인허가 의제됨
전원개발사업실시계획
(전원개발촉진법 2~6조 시행령
2조,12조,13조
시행규칙 제2조, 3조)
○ 실시계획 승인 요청시 부지조성 10개월 전까지 실시계획 제출

1-3. 전원별 다원화 변화 추이

■ 전원변화

구 분	발전원 다양화
1961년	○ 수력 : 일반수력 ○ 기력 : 무연탄 ○ 내연력 : 경유
1978	○ 수력 : 일반수력 ○ 기력 : 무연탄 ○ 내연력 : 경유 ○ 원자력 : 고리#1(587MW)
1979	○ 수력 : 일반수력, 양수(청평양수 200MW) ○ 기력 : 무연탄 ○ 내연력 : 경유 ○ 원자력 ○ 복합화력 : 경유(군산, 영월, 울산) - 각 300MW
1987	○ 수력 : 일반수력, 양수 ○ 기력 : 무연탄, LNG기력(인천#1,2 - 500MW) ○ 내연력 : 경유 ○ 원자력 ○ 복합화력 : 경유
1992	○ 수력 : 일반수력, 양수 ○ 기력 : 무연탄, LNG기력 ○ 내연력 : 경유 ○ 원자력 ○ 복합화력 : 경유, 열병합(안양, 분당), LNG(서인천, 평택)
2003	○ 수력 : 일반수력, 양수 ○ 기력 : 무연탄, LNG기력, 오리멀젼(영남화력#1,2) ○ 내연력 : 경유 ○ 원자력 ○ 복합화력 : 경유, 열병합(안양, 분당), LNG(서인천, 평택) ○ 집단에너지 : LWSR, LNG, 중유, 유연탄, 폐기물 ○ 신재생에너지 : 풍력, 매립지가스 ○ 기타전원 : 부생가스
2004	○ 신재생에너지 : 풍력, 매립지가스, 태양광(신태양 200kW)
2005	○ 신재생에너지 : 풍력, 매립지가스, 태양광, 바이오가스(부산 2MW)
2006	○ 신재생에너지 : 풍력, 매립지가스, 태양광, 바이오가스, 연료전지(분당 250kW)
2007	○ 신재생에너지 : 풍력, 매립지가스, 태양광, 바이오가스, 연료전지
2008	○ 신재생에너지 : 풍력, 매립지가스, 태양광, 바이오가스, 연료전지
2009	○ 신재생에너지 : 풍력, 매립지가스, 태양광, 바이오가스, 연료전지

※ 1. 신재생에너지 등 기타전원은 2003년부터 설비용량에 포함
2. 2004년부터 신재생에너지 전원이 다양화 됨

1-4. 발전설비 최대 단위기 용량

■ 단위기 용량

○ 발전설비의 단위기 용량은 계통운영에 막대한 영향을 미치므로 신중하게 결정되어 왔음.

○ 최대수요에 대한 단위기 용량 비중이 가장 높은 시기는 1969년이고 비중은 18.7%임.

구 분	단위기용량 (MW)	총 설비용량 (MW)	최대수요 (MW)	최대수요에 대한 단위기 용량 비중(%)
1964	66MW(부산화력#1,2)	597	492	13.4
1968	105MW(부산화력#3)	1,274	1,080	9.7
1969	250MW(서울화력#5)	1,636	1,340	18.7
1977	300MW(여수화력#2)	5,790	4,187	7.2
1978	587MW(고리원자력#1)	6,916	5,118	11.5
1982	679MW(월성원자력#1)	10,304	6,661	10.2
1985	950MW(고리원자력#3)	16,137	9,349	10.2
1995	1,000MW(영광원자력#3)	32,184	29,878	3.3
2013	1,400MW(신고리원자력#3)	89,078	68,092	2.1

※ 설비용량은 연말용량

1-5. 계획수립 대상 기간

■ 계획수립 기간 근거

○ 전기사업법 제25조에 의하면 전력수급기본계획에 전력수급의 장기 전망에 관한 사항을 포함하도록 되어 있음

○ 발전사업세부허가기준(지식경제부 고시 2001-103호) 제5조에 의하면 발전사업허가에서 준공까지의 발전연료별 사업의 준비기간을 지정할 수 있다. 다만, 정당한 사유가 있다고 인정되는 경우에는 준비기간을 연장할 수 있다.

- 핵연료(원자력)·석탄·수력 : 10년

○ 따라서 계획수립기간은 사업준비기간 10년, 전력수급기본계획 수립 주기 2년, 여유기간 등을 고려하여 최소한 13년 이상되어야 함

구 분	수급계획 수립기간	비 고
2000년 제5차계획	1999년~2015년	19년
2002년 제1차계획	2002년~2015년	14년
2004년 제2차계획	2004년~2017년	14년
2006년 제3차계획	2006년~2020년	15년
2007년 간년도계획	2007~2012년	6년
2008년 제4차계획	2008년~2022년	15년
2009년 간년도계획	2009~2014년	6년
2010년 제5차계획	2010년~2024년	15년

1-6. 적정 전원구성

■ 적정 전원구성 정의

○ 전력수급계획을 최적화하기 위한 전략적 목표 설정

○ 미래의 수요성장 및 경제상황의 불확실성에 대처하고 제반 제약요소에 대한 영향을 최소화하여 계획의 견고성과 유연성 확보

■ 검토항목

○ 계량요소 : 경제성, 계통운용, CO_2 배출, 연료조달 등

○ 비계량요소 : 입지확보, 재원확보, 환경규제, 건설 불확실성 등

■ 적정전원 구성비 변화 추이

구 분		적정전원비(%)	시작년도('04)	최종년도('17)
2004년 제2차계획	원자력	33 내외	27.9	30.3
	석 탄	30 내외	29.2	25.3
	LNG/석유	25 내외	34.1	30.1
	수력/기타	12 내외	9.0	14.4

구 분		적정전원비(%)	시작년도('06)	최종년도('20)
2006년 제3차계획	원자력	30~33	27.0	29.0
	석 탄	28~31	28.2	28.0
	LNG/석유	24~29	33.7	30.2
	수력/기타	12~15	11.0	12.8

구 분		적정전원비(%)	시작년도('08)	최종년도('22)
2008년 제4차계획	원자력	31~34	24.8	32.6
	석 탄	28~31	33.2	29.2
	LNG/석유	23~28	32.7	26.4
	수력/기타	11~14	9.3	11.8

구 분		적정전원비(%)	시작년도('10)	최종년도('24)
2010년 제5차계획	원자력	32 내외	24.8	31.9
	석 탄	28 내외	32.1	27.9
	LNG/석유	25 내외	32.9	24.5
	수력/기타	15 내외	10.2	15.6

1-7. 신재생에너지 설비 현황

■ 신재생에너지의 정의

○ 신재생에너지는 「신에너지 및 재생에너지 이용·개발·보급 촉진법 제2조」에 의해 기존의 화석연료를 변환시켜 이용하거나 햇빛, 물, 지열, 강수, 생물유기체 등을 포함하는 재생가능한 에너지를 변환시켜 이용하는 에너지로, 다음과 같은 11개 분야가 지정됨

- 재생에너지 : 태양에너지(태양열, 태양광), 바이오에너지, 풍력, 수력, 지열, 해양에너지, 폐기물에너지, 기타 (8개 분야)
- 신에너지 : 연료전지, 석탄액화가스화, 수소에너지 (3개 분야)

■ 주요 신재생에너지원 특징

구 분	장 점	단 점
태양광	• 청정한 에너지원 • 유지보수의 용이성	• 전력생산량이 지역별 일사량에 의존 • 낮은 에너지 밀도로 인해 큰 설치면적 필요
풍 력	• 뛰어난 기술성숙도	• 소음 및 환경 파괴 우려
연료전지	• 높은 발전효율 및 다양한 연료사용 가능 • 수요지 부근 설치 가능	• 높은 공사비

■ 신재생에너지 설비현황

○ 2010년 12월 현재 신재생에너지 설비현황 : 총 3,387MW

○ 수력설비가 1,530MW의 용량(45.2%)으로 신재생에너지 전원 중 최대 비중을 차지하고 있으며, 풍력설비가 377MW의 설비용량을 보유

(단위 : MW)

구 분	수 력		풍력	태양광	기타	계
	일반	소수력				
'10.12.31 기준	1,529.9	93.6	376.7	509.3	877.2	3,387
	45.2%	2.8%	11.1%	15.0%	25.9%	100%

KPX Knowledge Power 2011

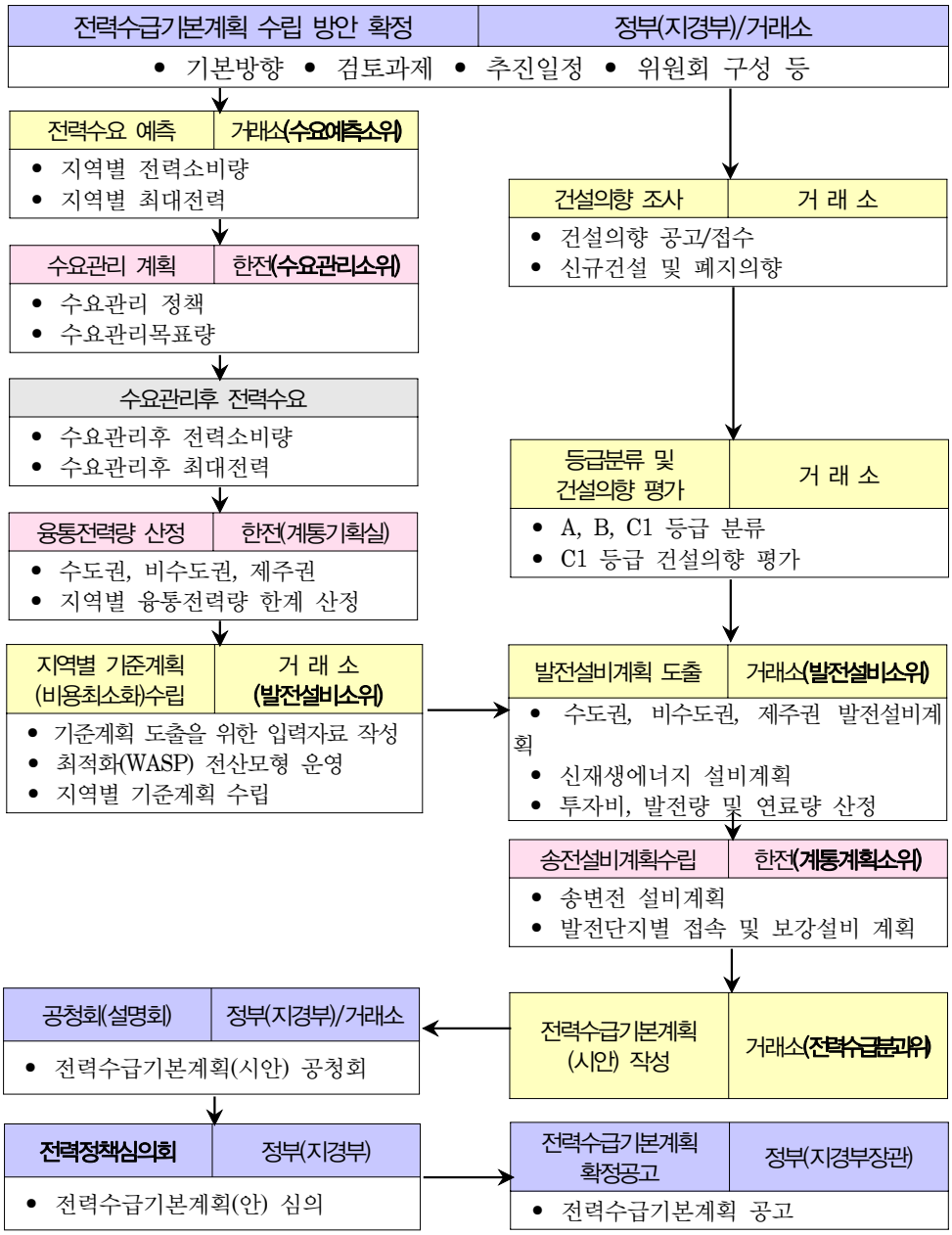
Ⅰ. 일반 개요

전력수급기본계획 수립 ›› Ⅱ. 전력수급기본계획 수립 및 운영

Ⅲ. 수급계획 주요 지표

Ⅳ. 전력정보 및 국제협력

2-1. 전력수급기본계획 수립절차



2-2. 수급계획 관련 위원회 현황

■ 위원회 구성 근거

○ 전기사업법 시행령 제27조에 의하면 전력수급 및 전력산업기반조성에 관한 중요사항을 심의하기 위하여 전력정책심의회를 두고

○ 전력정책심의회 운영의 효율화를 위하여 전력정책심의회에 분과위원회를 둘수 있음

〈실무소위 구성 추이〉

구 분	실무소위원회 종류
2002년 제1차계획	○ 총 5개 실무소위원회 구성 • 총괄정책 • 수요예측 • 수요관리 • 발전설비계획 • 계통계획
2004년 제2차계획	○ 총 5개 실무소위원회 구성 • 총괄정책 • 수요예측 • 수요관리 • 발전설비계획 • 계통계획
2006년 제3차계획	○ 총 6개 실무소위원회 구성 • 총괄정책 • 수요예측 • 수요관리 • 발전설비계획 • 계통계획 • 신재생에너지
2007년 간년도계획	○ 총 4개 실무소위원회 구성 • 총괄정책 • 수요예측 • 수요관리 • 통합수급자원
2008년 제4차계획	○ 총 6개 실무소위원회 구성 • 총괄정책 • 수요예측 • 수요관리 • 발전설비계획 • 계통계획 • 기후변화
2009년 간년도계획	○ 총 6개 실무소위원회 구성 • 총괄정책 • 수요예측 • 수요관리 • 발전설비계획 • 계통계획 • 기후변화
2010년 제5차계획	○ 1개의 분과위원회와 4개의 실무소위원회 구성 • 전력수급분과위원회 • 발전설비계획 • 수요예측 • 수요관리 • 계통계획실무소위원회

※ 1. 제1차 전력수급기본계획은 계획수립 여건변화에 따라 5개 위원회 구성
2. 제3차 계획에서는 신재생에너지 확대에 따라 신재생에너지 소위 구성
3. 2007년 간년도계획에서는 발전설비계획과 계통계획과의 연계성 강화를 위해 발전소위와 계통소위를 통합한 통합수급자원 소위 구성
4. 제4차 계획에서는 기후변화 대응을 보다 강화하기 위해 기존 신재생에너지 소위를 기후변화소위로 변경·확대
5. 제5차 계획에서는 총괄정책소위를 전력수급분과위원회로 개칭

■ 위원회별 역할

실무소위	주 요 업 무	주 관
전력수급 분과위원회	○ 실무소위원회 안건 총괄 및 조정 ○ 주요 정책사항 검토 및 결정 ○ 타 계획과의 정합성 확보 방안 ○ 전력수급기본계획 시안 작성 및 설명회 개최	지식경제부 전력산업과
발전설비계획 실무소위원회	○ 주요 전산입력자료 및 수립 기준의 적정성 검토 ○ 전력부문 온실가스 감축목표 및 옵션 검토 ○ 발전설비계획 및 장기 수급전망 수립 ○ 불확실성 증대에 따른 전력수급 안전성 확보 방안 ○ 스마트그리드, 전기자동차, RPS 등 정책사업의 전력수급계획 반영 방법론 검토 ○ 발전설비(신재생 포함) 적정범위 검토와 설비계획 수립 ○ 전력수급계획의 이행성 확보 방안	거래소 전력계획팀
수요예측 실무소위원회	○ 수요예측 입력 전제 ○ 전력수요 동향 및 특성 분석 ○ 합리적인 수요예측 방안 검토 ○ 전력수요 성장의 불확실성 대처방안 강구 ○ 전력수요관리 목표량의 수요예측치 반영방법 검토 ○ 중・장기 전력수요 예측(전력소비량, 최대전력 등)	거래소 수요예측팀
수요관리 실무소위원회	○ 수요관리 정책방향 및 투자계획 ○ 피크억제 및 효율향상 방향 ○ 수요관리 강화 및 자원 확대(신규프로그램 개발) ○ 전력수요관리 목표량의 수요예측치 반영방법 검토 ○ 하계 냉방부하, 동계 난방부하 관리방안 등	한전 수요개발팀
계통설비계획 실무소위원회	○ 송전망 계획수립 기준 방향 ○ 신뢰도 및 전기품질 기준 준수 ○ 초고압계통 Master Plan 검토 ○ 주요 송전망 계획 변경사항 ○ 송・변전 설비 투자계획의 신뢰도 확보/시장개선 분석 ○ 효율적인 송변전 설비 건설방안 및 전력협력 방안	한전 계통기획실

〈참고〉 제5차 계획 위원회 현황

■ 전력수급 분과위원회(18명)

성 명	소 속	직 책	비 고
이관섭	지경부 에너지산업정책	에너지산업정책관	위원장
김창섭	경원대 전기공학과	교수	위원
유상희	동의대 경제학과	교수	
박희천	인하대학교 경제학부	교수	
오태규	전기연구원 전력시장연구그룹	그룹장	
손양훈	인천대 경제학과	교수	
이승철	중앙대 전기공학과	교수	
황주호	경희대 원자력공학과	교수	
강승진	산업기술대 경제학과	교수	
이창호	전기연구원	연구원	
김진우	에경연 전력가스연구실	실장	
문영환	전기연구원	연구원	
강윤영	에너지경제연구원	연구원	
이기명	에너지시민연대	사무처장	
이승락	전력거래소	본부장	
이재홍	지경부 원자력산업과	과장	
박진규	지경부 전기위원회 총괄정책과	과장	
엄찬왕	지경부 전력산업과	과장	간사

■ 발전설비계획 실무소위원회(18명)

성 명	소 속	직 책	비 고
김창섭	경원대 전기공학과	교수	위원장
김발호	홍익대 전기공학과	교수	위원
정범진	제주대 에너지공학과	교수	
주성관	고려대 전기공학과	교수	
조영탁	한밭대 경제학과	교수	
박영구	아주대 에너지공학과	교수	
노경수	동국대 전기전자공학부	교수	
부 진	에너지경제연구원	연구원	
노동석	에너지경제연구원	연구원	
김창수	전기연구원	연구원	
박성준	지경부 전력산업과	사무관	
최성준	지경부 에너지자원정책과	사무관	
이판대	지경부 원자력산업과	사무관	
박현종	지경부 기후변화팀	사무관	
이혁재	전기위 총괄정책과	팀장	
김홍희	거래소 전력계획팀	팀장	간사
전병규	거래소 수요예측팀	팀장	
문봉수	한전 계통기획팀	팀장	

■ 수요예측 실무소위원회(14명)

성 명	소 속	직 책	비 고
유상희	동의대학교 경제학과	교수	위원장
김인무	성균관대학교 경제학과	교수	위원
황윤재	서울대학교 경제학과	교수	
나인강	인천대학교 경영학과	교수	
김창식	성균관대학교 경제학과	교수	
양준모	연세대 경제학과	교수	
이재준	KDI	연구원	
오영석	산업연구원	산업구조팀장	
박광수	에너지경제연구원	에너지수급실장	
이만기	원자력연구원 연구정책팀	책임연구원	
이창훈	지경부 전력산업과	사무관	
전병규	전력거래소 수요예측팀	팀장	간사
양성배	전력거래소 전력계획팀	팀장	
권우열	한전 수요개발팀	부장	

■ 수요관리 실무소위원회(12명)

성 명	소 속	직 책	비 고
박희천	인하대 경제학과	교수	위원장
원종률	안양대 전기공학과	교수	
박종진	전기연구원	연구원	
정규재	에너지경제연구원	연구원	
이근대	에너지경제연구원	연구원	
서백호	에너지관리공단	연구원	
박인환	가스공사 도시가스영업팀	팀장	
손윤태	거래소 수요시장팀	팀장	
이창훈	지경부 전력산업과	사무관	
권우열	한전 수요개발팀	팀장	간사
양성배	거래소 전력계획팀	팀장	
전병규	거래소 수요예측팀	팀장	

■ 계통설비계획 실무소위원회(15명)

성 명	소 속	직 책	비 고
오태규	전기연구원 전력시장연구그룹	그룹장	위원장
문영현	연세대 전기전자공학부	교수	위원
이병준	고려대 전기공학과	교수	
최재석	경상대 전기공학과	교수	
김재철	숭실대 전기공학과	교수	
장길수	고려대 전기공학과	교수	
김정훈	홍익대 전기공학과	교수	
남영석	한수원 전원계획팀	팀장	
장경익	남부발전 사업총괄팀	팀장	
김문수	포스코파워 건설기술팀	팀장	
장광규	서부발전 건설총괄팀	팀장	
박성준	지경부 전력산업과	사무관	
이병율	전기위 전력시장과	사무관	
문봉수	한전 계통계획팀	팀장	간사
김홍희	거래소 전원계획팀	팀장	

2-3. 수급계획수립 전산모형

■ 전산모형 현황

○ 수급계획 전산모형은 그 용도에 따라 크게 2가지로 분류

- 최적 건설대안 도출 모형(최적화 모형) : WASP, EGEAS
- 발전기 발전량 도출 모형(시뮬레이션 모형) : POWRSYM, P-POOL

〈수급분석 전산모형 종류〉

프로그램명	기 능	세부용도
① WASP	최적화 모형	발전소 최적 건설계획 도출
② EGEAS		
③ MOST	의사결정모형	다수案 중에서 최적안 선정
④ POWRSYM	시뮬레이션모형	발전/연료계획 도출
⑤ P-POOL		발전/연료계획 및 시장가격 도출

※ 1. MOST 모형은 수급분석 모형이라기 보다는 다수의 선택대안 중에서 최상안을 구별해 주는 Tool

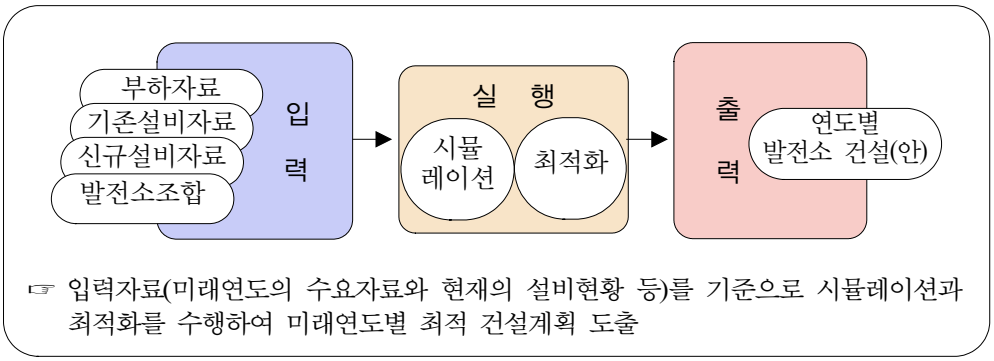
2. **WASP***(Wien Automatic System Planning Package)*, **EGEAS***(Electric Generation Expansion Analysis System)*
MOST*(Multi-Objective Strategy Testing Model)*, **POWRSYM***(Power Production Simulation Model)*

■ 전산모형 개요

전산모형	주요내용
WASP	○ 미국의 TVA와 ORNL이 공동개발한 전산모형으로 1977년에 도입 ○ 주어진 경제적, 기술적 제약요건 아래서 최적전원개발 계획을 도출
POWRSYM	○ 1974년 TVA에서 발전계획평가용으로 개발하였으며, 1986년부터 도입 ○ 장기전력수급계획의 상세시뮬레이션 및 장기 발전량/연료계획 수립
EGEAS	○ 미국 전기연구소(EPRI)가 개발한 프로그램으로 1989년에 도입 ○ WASP의 최적화 기능과 POWRSYM의 발전시뮬레이션 기능 겸비 ○ 특히 MOST 모형과 연계운용으로 과학적인 장기전력수급계획 수립가능
MOST	○ 한국전기연구원에서 개발, 1998년 제4차 장기전력수급계획 수립시부터 활용 ○ 다양한 속성을 상호 비교분석하여 비교 우위에 있는 대안의 선택을 가능토록 하는 의사결정 전산모형임
P-POOL	○ 미국 PPC사가 개발한 프로그램으로 2001년도에 도입 ○ 전력시장 시뮬레이션 모형

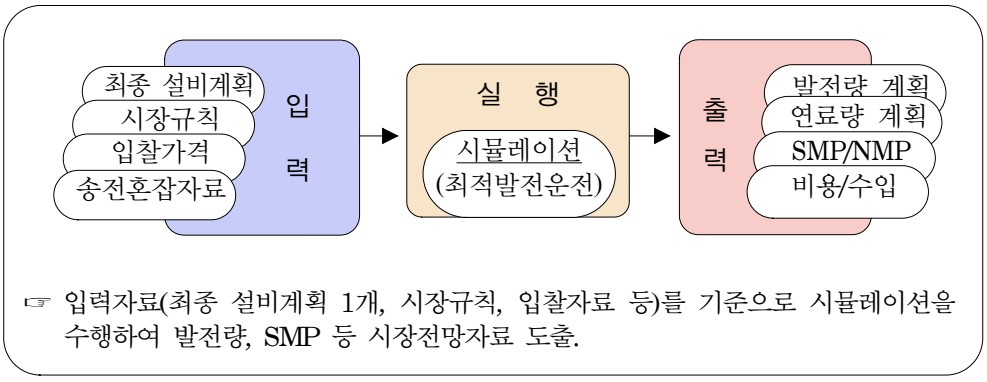
■ 전산모형별 정보처리 구조

○ 최적화 모형(WASP, EGEAS)



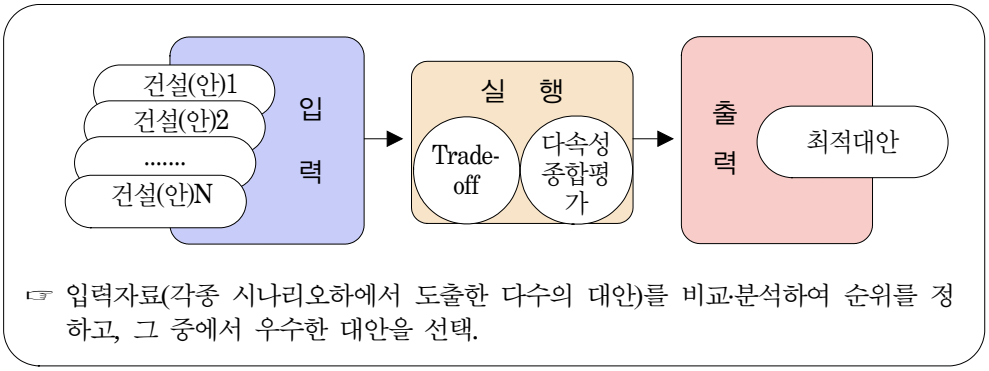
☞ 입력자료(미래연도의 수요자료와 현재의 설비현황 등)를 기준으로 시뮬레이션과 최적화를 수행하여 미래연도별 최적 건설계획 도출

○ 시뮬레이션 모형(POWRSYM, P-POOL)



☞ 입력자료(최종 설비계획 1개, 시장규칙, 입찰자료 등)를 기준으로 시뮬레이션을 수행하여 발전량, SMP 등 시장전망자료 도출.

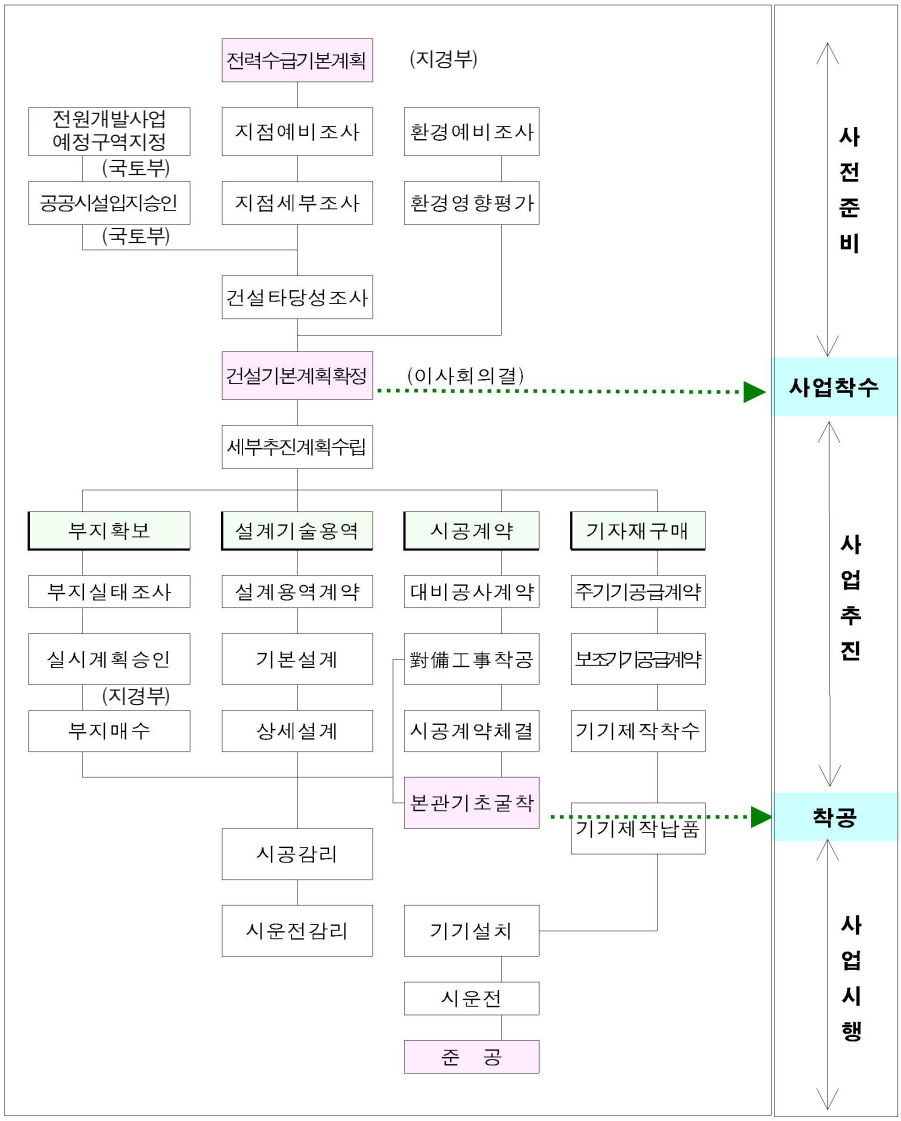
○ 다속성 의사결정 모형(MOST)



☞ 입력자료(각종 시나리오하에서 도출한 다수의 대안)를 비교·분석하여 순위를 정하고, 그 중에서 우수한 대안을 선택.

2-4. 신규 발전설비 건설추진 절차

■ 건설 사업은 수급계획 반영 이후 전반적인 사업타당성 검토를 토대로 건설기본계획 확정(이사회 의결)을 통해 추진 (발전회사 기준으로 작성)



2-5. 발전설비 건설의향 조사

■ 업무분장

○ 거 래 소 : 의향조사계획 작성·홍보

○ 발전회사 : 건설의향 작성·제출

■ 주요내용

○ 의향조사계획서 작성

○ 조사계획 홍보 및 통보

■ 조사계획서 작성

○ 작성기준 : 조사목적, 항목, 대상, 기간, 작성방법 등

○ 작성서식 : 건설중 및 신규발전소 건설계획, 기존발전소 폐지계획 등

○ 건설의향 주요서식 작성사례

- 건설중인 발전소

발전소명	설비용량	계획 대비 실적률	준공시기		조정 사유
			현 행	조 정	
					-

- 신규 건설예정 발전소

발전소명	설비 용량	건설 위치	건설 공정			비 고
			주기기계약	착 공	준 공	

- 폐지예정 발전소

발전소명	설비 용량	준공 시기	폐지 시기		조정 사유
			현 행	조 정	

■ 조사계획 홍보

○ 홍보매체 : 신문 또는 거래소 홈페이지

○ 홍보실적 : 매일경제, 한국전기신문, 거래소 인터넷 홈페이지 홍보

2-6. 건설의향 등급 분류기준

■ 등급분류 목적

○ 사업자가 제출한 건설의향을 장기 수급전망을 위해 사업별 추진 현황에 따라 등급으로 구분할 필요

■ 등급분류 기준

○ 등급은 건설중(A), 건설준비중(B), 계획중(C1, C2)으로 분류

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 전기설비이용계약 체결/발전설비 허가 후 착공 전 단계 발전소
계획중인 사업	C	C1	○ 사업자가 제시한 준공시점 기준, 계통연계에 문제가 없는 발전소
		C2	○ 사업자가 제시한 준공시점 기준, 계통연계에 문제가 있는 발전소(※단, 계통연계의 문제를 사업자가 수용한 경우는 C1등급) ○ 연료조달 및 환경규제 등 건설추진에 중대한 결격사유가 있는 발전소

■ 등급별 장기 수급전망 평가

○ A 등급 : 사업추진 및 추진공정 확실
○ B 등급 : A등급과 동등하나, 추진공정 다소 불확실
○ C1등급 : 사업추진에 확실성이 높지 않음
○ C2등급 : 평가시점에서 사업추진 어려움 예상

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

※ A, B, C1까지는 장기수급전망을 위한 자원으로 활용가능

2-7. 건설의향 평가 기준

■ 필요성

○ 사업자의 건설의향이 과다(설비예비율이 50% 상회) 하여,

○ 적정 규모로 계획을 수립하기 위해 건설의향 평가 추진

■ 기본방향

○ 사회적 효용 극대화 고려

- 발전비용 및 송전비용의 동시 고려
- 고비용 노후설비의 적기 폐지 유인

○ 건설이행 불확실성 최소화 및 시장참여자 다양화 지향

- 건설 지연 및 건설 불확실성 최소화 유인

■ 대상사업의 선정

○ 아래 평가기준에 따라 건설의향을 평가

○ 평가순위에 따라 지역별·전원별로 계획에 반영되는 대상사업을 결정

■ 평가기준

<table>
<tr><th rowspan="2">구 분</th><th rowspan="2">평가지표</th><th rowspan="2">세부내용</th><th rowspan="2">평가기준</th><th colspan="2">평가주체</th></tr>
<tr><th>지표값 산정</th><th>대상사업 결정</th></tr>
<tr><td rowspan="4">계량 지표</td><td rowspan="2">송전비용</td><td>계통접속비용(원)</td><td rowspan="4">비용의 전체合</td><td rowspan="2">계통소위</td><td rowspan="11">총괄소위</td></tr>
<tr><td>계통보강비용(원)</td></tr>
<tr><td rowspan="2">발전비용</td><td>발전소건설비(원)</td><td rowspan="2">발전소위</td></tr>
<tr><td>운전비용(원)</td></tr>
<tr><td rowspan="7">비계량 지표</td><td>주민수용성</td><td>지역 희망 정도</td><td>유치희망 및 지역발전</td><td rowspan="2">발전소위</td></tr>
<tr><td rowspan="3">사업 진척도</td><td>발전소 부지 확보</td><td>확보정도</td></tr>
<tr><td>계통연계설비 확보</td><td>확보정도</td><td>계통소위</td></tr>
<tr><td rowspan="2">사전준비 정도</td><td>건설타당성조사용역</td><td rowspan="5">발전소위</td></tr>
<tr><td>환경영향평가 정도</td></tr>
<tr><td rowspan="3">정책성</td><td>고비용 노후설비 폐지 추진</td><td>동일부지에 대체건설 사업</td></tr>
<tr><td>사업지연 억제</td><td>사업 지연정도</td></tr>
<tr><td>민간기업 진입촉진</td><td>민간추진사업</td></tr>
</table>

2-8. 기준계획 작성 기준

■ 기준계획의 역할

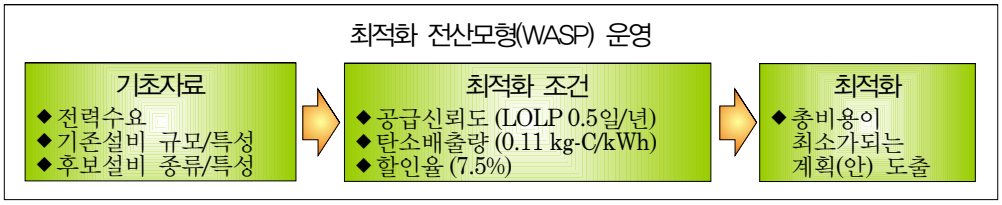
○ 수급계획 성격 재설정에 따라 최종 발전설비계획의 규모와 전원믹스를 결정하는 기준으로서 역할

■ 계획 기간

제1차 계획	제2차 계획	제3차 계획	제4차 계획	제5차 계획
2002～2015	2004～2017	2006～2020	2008～2022	2010～2024

■ 작성 방법

○ 최적화 모형을 이용하여 연도별 비용최소화 건설계획 도출



■ 기초 입력자료

○ 정책성 자료

- 공급신뢰도 : 현 수준의 LOLP 0.5일/년 적용
- 할인율 : 6.5% 적용, 민감도 분석 실시
- 환 율 : 1,050원/$ 적용
- 탄소배출량 : 원단위배출량 제약치(0.11 kg-C/kWh)
- 탄소배출가격 : 미적용, 32천원/CO_2톤 적용시에 대해서도 분석

〈정책성 자료 적용 기준〉

구 분	1차 계획	2차 계획	3차 계획	4차 계획	5차 계획
LOLP(일/년)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
할인율(%)	8.0 (6.0～10.0)	7.0 (5.0～9.0)	7.5 (5.5～9.5)	7.5 (5.5～9.5)	6.5 (4.5～8.5)
환율(원/$)	1,250	1,200	1,000	970	1,050
탄소배출량(kg-C/kWh)	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
탄소배출가격(천원/CO_2톤)	(미적용)	(미적용)	13(0～13)	32(0～32)	미적용

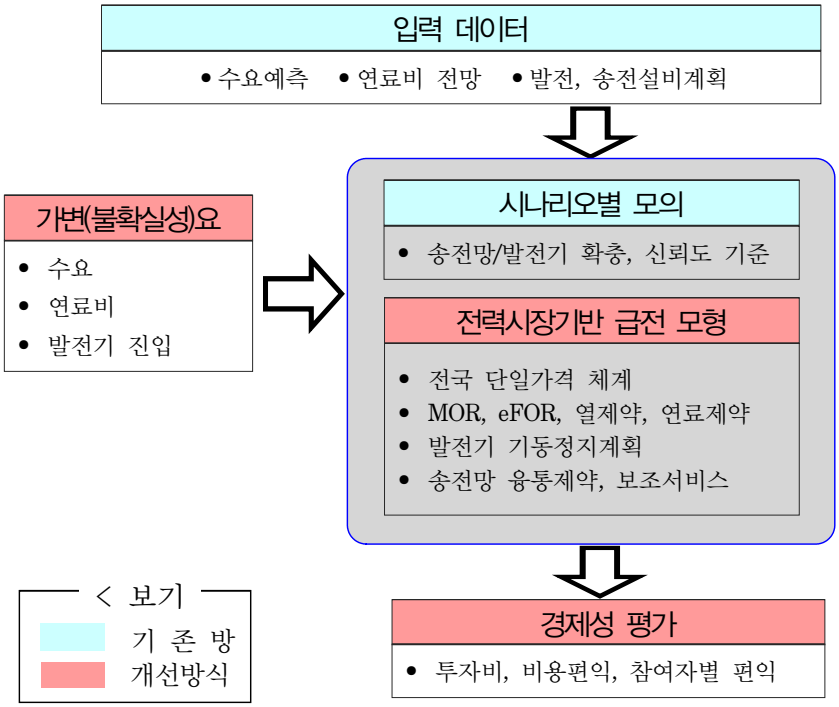
2-9. 송전망 확장의 경제성 분석기법 개발

■ 송전망 투자의 경제성 평가

○ 계통 신뢰도 위협 요소를 해소하기 위한 송전망 투자는 필수적으로 이루어져야 하나

○ 송전혼잡 해소 등을 위한 송전망 투자에 대해서는 전력수요, 연료가격, 발전설비 진입·퇴출 등의 불확실성 요소를 고려한 시장참여자별 편익 및 사회적 후생 분석 등의 경제성 평가 시행 필요

■ 경제성 평가방법 개요



※ 과잉/과소투자 위험성 회피 및 시장참여자 편익 분석으로 송전요금 합리화 등 정책수립 자료에 활용

2-10. 대용량 부하/발전설비 접속시 계통영향 평가

■ 목적

○ 송전망에 접속하고자 하는 신증설 전력설비가 전력계통 안정 운영에 미치는 영향을 사전에 분석하여 설비의 적정성, 안전성을 검토

■ 적용범위

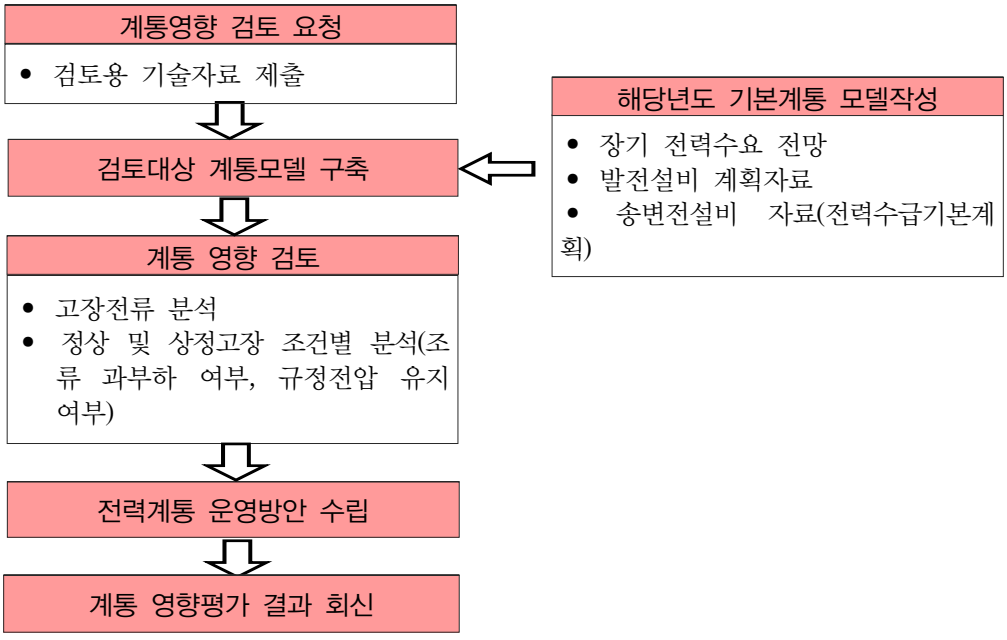
○ 발전설비 인허가를 위한 계통접속 영향 검토

- 154kV이상 송전망에 접속하는 용량 2만kW이상 발전 설비 또는 송전망 설비 변경을 유발하는 설비

○ 대규모 수용 고객의 전력공급방안 결정을 위한 계통영향 검토

- 154kV이상 송전망에 접속하는 설비로 신설이나 증설 계약전력 10만kW이상인 설비 또는 송전망 설비 변경을 유발하는 설비

■ 평가 절차



2-11. 계통비연계도서 설비계획 및 현황

■ 목적

○ 본 계통과 연계되지 않은 도서지역의 적정 발전설비 수준 유지를 통해 전력수급 안정성 확보 및 전기품질 유지

■ 계획수립 개요

○ 계획기간 : 2010~2014(5년간)

○ 대상 도서 : 가구 수 200호 이상 25개 도서

- 울릉도, 추자도, 흑산도, 조도, 거문도, 위도, 덕적도, 백령도, 대청도, 연평도, 장자도, 자월도, 승봉도, 삽시도, 개야도 등

※ 50호 이상 200호 미만 도서는 한전 인수 완료 후 단계적으로 확대 수립

■ 가구 수에 따른 도서 현황 ('09년 12월 기준)

구 분	500호 이상	499~50호	49~10호	10호 미만	합 계
한전 운영	8개	38개	17개	-	63개 68,785kW
지자체 운영	-	16개	6개	-	22개 5,978kW
주민자치 운영	-	-	13개	34개	47개 2,596kW

■ 지역별 도서 분포 현황 ('09년 12월 기준, 고객호수별 도서수)

구 분	인천	경기	충남	전북	전남	경북	경남	제주	합계
200호 이상	7		3	4	8	1		2	25
200호 미만	2	2	4	4	21		4	1	38
합 계	9	2	7	8	29	1	4	3	63

※ 한전 운영도서

2-12. 전기 및 집단에너지 사업 허가

■ 사업의 종류

○ 전기사업 : 발전, 송전, 배전, 전기판매사업, 구역전기사업

○ 집단에너지사업 : 지역냉난방사업, 산업단지 집단에너지, 구역형 집단에너지

■ 사업 의제

○ 집단에너지사업자는 발전사업의 허가를 받은 것으로 본다

○ 집단에너지사업자 중 다음 조건을 만족하는 경우는 허가받은 공급구역안에서 전기를 공급할 수 있으며 이를 구역전기사업자로 본다.

- 지역냉난방사업자로서 15만kW 이하의 발전설비용량을 갖춘 자
- 산업단지집단에너지사업자로서 25만kW 이하의 발전설비용량을 갖춘 자

■ 발전사업 허가 주체

○ 설비용량 3천kW 초과/이하 : 지식경제부 장관/광역지자체장

■ 허가기준

구 분	허 가 기 준(전기부분)
발전사업	- 사업수행 재무능력/기술능력 - 사업준비기간 적정성, 계통운영 적정성 - 발전연료 적정 비율 유지
구역전기사업 (발전+배전+판매)	- 발전사업 허가기준 - 공급능력 구비 여부(60%이상) - 설비용량 기준(35천kW 이하) - 공급구역 중복 여부
집단에너지사업 (발전+열)	- 발전사업 허가기준 - 공급구역 중복여부
구역형집단에너지사업 (구역전기사업+열)	- 발전사업 허가기준 - 공급능력 구비 여부(60%이상) - 설비용량 기준(250천kW 이하) - 공급구역 중복여부

■ 허가 검토 실적

구 분	2006년	2007년	2008년	2009년	2010년
검토 건수	21 (발전2, 집단19)	25 (발전5, 집단20)	38 (발전6, 집단32)	12 (발전5, 집단7)	26 (발전14,집단12)

2-13. 국내무연탄 발전지원사업

■ 목적

○ 에너지수입 대체 등 국가에너지 정책의 효율적 시행에 기여

○ 국내 무연탄 의무사용에 따른 발전사업자의 손실 등을 보전함으로써 발전용 국내무연탄의 원활한 소비를 통한 지역경제 활성화 및 석탄 관련 산업 보호

■ 법적 지원근거

○ 전기사업법 제47조 및 제 49조(기금의 사용)

○ 전력산업기반조성사업 운영규정 (지경부고시 제2010-218호, '10.11.25)

○ 국내무연탄발전지원사업 운영요령 (지경부고시 제2010-132호, '10. 7.1)

※ 제 6조에 주관기관으로 명시됨

■ 지원대상 및 산정기준

○ 지원대상 : 영동, 서천, 동해화력 발전사업자

○ 산정기준 : 무연탄 발전사업자가 배정된 국내무연탄을 사용하여 발전한 경우 사용한 무연탄의 열량단가와 수입무연탄 열량단가의 차이로 인한 직접 또는 간접손실 보전

- 산정식 : (국내무연탄 기준단가 - 수입무연탄 기준단가) × 국내무연탄 발열량 × 국내무연탄 사용량

■ 기금지원 실적 및 계획

구 분	기금지원 실적										'11년 예산
	'01년	'02년	'03년	'04년	'05년	'06년	'07년	'08년	'09년	'10년	
지원실적 (억원)	783	1,462	1,828	1,503	1,688	2,254	1,884	1,417	430	47	256
국내탄 소비량(만톤)		430	283	236	236	235	219	195	137	84	60

※ 지원실적 : 주관기관으로서 전력거래소에서 지원한 금액

2-14. 신재생에너지 발전차액 지원사업

■ 목적

○ 신재생에너지원을 사용하여 생산하는 발전전력을 우선구매 및 적정 가격으로 보전함으로써 신재생에너지발전 활성화와 신규사업 참여를 유인하여 화석연료 대체전원 개발보급 촉진 및 환경개선 도모

■ 법적 지원근거

○ 전기사업법 제47조 및 제 49조(기금의 사용)

○ 전력산업기반조성사업 운영규정 (지경부고시 제2010-218호, '10.11.25)

○ 신재생에너지이용 발전전력의 기준가격 지침(지경부고시 제2010-176호, '10. 9.27)

■ 지원대상 및 산정기준

○ 지원대상

- "신재생에너지 이용 발전전력의 기준가격지침"의 적용을 받는 신재생에너지 발전소
- 소수력, 매립지가스, 풍력, 태양광, 연료전지, 바이오가스 등

○ 산정기준

- 신재생에너지 발전사업자가 발전한 전력거래량에 대해 정부가 정한 기준가격과 계통한계 가격과의 차액 보전
- 기금 산정기준 : (정부 기준가격 - 계통한계가격) × 전력거래량

■ 기금지원 실적 및 계획

(단위 : 억원)

구 분	기금지원 실적										'11년 예산
	'01년	'02년	'03년	'04년	'05년	'06년	'07년	'08년	'09년	'10년	
지원실적	6	29	51	48	75	99	231	1,026	2,375	2,581	3,160

※ 지원실적 : 주관기관으로서 전력거래소에서 지원한 총금액(한전분 제외)

※ 2010년 12월 기준 대상 발전소 : 466 개소

■ 기준가격

○ 전원별 적용기준 및 기준가격

전원		적용설비 용량기준	구 분		기준가격(원/kWh) 고정요금	기준가격(원/kWh) 변동요금	비고
풍력		10㎾이상	-		107.29	-	감소율 2%
수력		5MW이하	일반	1MW이상	86.04	SMP+15	
				1MW미만	94.64	SMP+20	
			기타	1MW이상	66.18	SMP+ 5	
				1MW미만	72.80	SMP+10	
바이오에너지	LFG	50MW이하	20MW 이상		68.07	SMP+ 5	화석연료 투입비율 : 30%미만
			20MW 미만		74.99	SMP+10	
	바이오가스	50MW이하	150㎾ 이상		72.73	SMP+20	
			150㎾ 미만		85.71	SMP+25	
	바이오매스	50MW이하	목질계 바이오		68.99	SMP+15	
폐기물	소각	20MW이하	-		-	SMP+ 5	
	RDF	50MW이하	-		-	SMP+15	
해양에너지	조력	50MW이상	최대조차 8.5m이상	방조제유	62.81	-	
				방조제무	76.63	-	
			최대조차 8.5m미만	방조제유	75.59	-	
				방조제무	90.50	-	
연료전지		200㎾이상	바이오가스 이용		227.49	-	감소율 3%
			기타연료 이용		274.06	-	

주1) 화석연료 투입비율은 월 단위를 기준으로 하며, 발전에 소요된 열량에 대한 화석연료의 열량비율임.
주2) 풍력, 연료전지의 발전차액지원개시일별 기준가격은 별표 2-3과 같음
주3) 수력의 일반은 수력발전을 주목적으로 하는 설비이며, 기타는 수력발전이 부가적인 목적의 설비임.
주4) 용량은 동일사업자가 인근지역(설치장소의 경계가 250미터이내의 지역)에서 설치한 용량의 합 기준
주5) RDF는 “자원의 절약과 재활용촉진에 관한 법률” 시행규칙 제20조 3 별표7에서 정한 RDF에 한함.

<별표 2-2> 태양광 전원의 용량 및 적용기간별 기준가격(원/kWh)

적용시점	설치장소	적용기간	30kW 이하	30kW 초과 200kW 이하	200kW 초과 1MW 이하	1MW 초과 3MW 이하	3MW 초과
‘11년	일반부지	15년	484.52	462.69	436.50	414.68	349.20
		20년	439.56	419.76	396.00	376.20	316.80
	건축물활용	15년	532.97	508.96	480.15	-	-
		20년	483.52	461.74	435.60	-	-

주1) 설치장소에서 ‘건축물 활용’이란 건축법 제2조 제1항 제2호에 의한 건축물의 상부 또는 외벽에 설치한 설비를 말하며, ‘일반부지’라 함은 ‘건축물 활용’ 이외의 모든 장소를 의미함.
주2) 적용시점은 발전차액지원개시일 기준임. 주3) 태양광발전의 시설용량은 모듈정격용량 기준임.
주4) 용량은 동일사업자가 인근지역(설치장소의 경계가 250미터이내의 지역)에서 설치한 용량의 합 기준
주5) 1MW를 초과한 건축물 활용 발전소는 일반부지 가격을 적용함.

<별표 2-3> 연도별 기준가격 요금표(감소율 적용전원)

(단위 : 원/kWh)

차액지원개시일시점	풍력	연료전지	
		바이오가스 이용	기타연료 이용
2010년	103.04	214.05	257.87
2011년	100.98	207.63	250.13

2-15. 수요예측 모델 및 방법

■ 주요 예측전제

○ 경제성장률(GDP) 전망, 전기요금 전망, 산업구조 전망

○ 인구 전망(통계청), 수도사용량 계획(관련기관), 가전기기보급량(자체조사) 전망 등 미시경제자료

■ 예측방법

○ 단기예측(2년)

- 기상, 경기변동 등 최근의 전력수요 추세를 반영

○ 장기예측(10년 이상)

- 잠재경제성장전망(GDP), 전력가격 전망 등에 따라 장기 소비전망

○ 장단기 연계

- 단기예측결과와 장기 예측결과를 연계하여 최종예측결과 도출

○ 부문별·업종별 전력소비 행태를 반영

- 주택용(2개 부문), 상업용(3개 부문), 산업용(10개 업종)으로 구분 예측

〈수요예측 모형〉

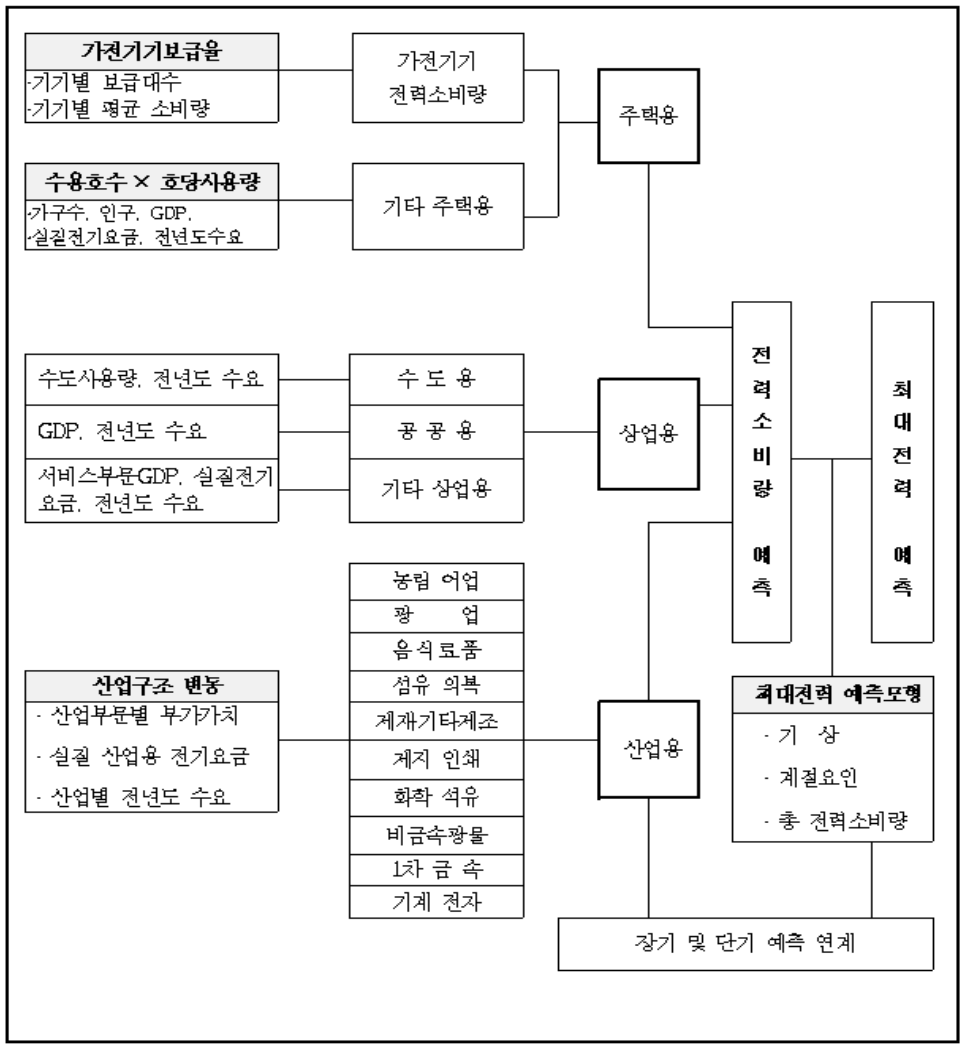
모형	활용분야	비고
미시경제모형(다중회귀분석)	장기전력소비량, 최대전력수요 예측	한전
단기 시계열모형(Short-run Electricity Forecasting System)	1~2년내 단기전력수요 예측, 지역별 수요 예측	서울대 ('01.10)
장기 시계열모형(Long-run Electricity Forecasting System)	20년 이내의 장기전력소비량, 최대전력수요 예측, 지역별 수요 예측	성균관대 ('04.12)

■ 미시경제 모형(다중회귀분석 모형)

○ 1980년대부터 지속적으로 사용해 온 장기예측모형

- 부문별(주택용, 상업용, 산업용)·업종별(산업용 10개) “다중회귀분석모형” 사용
- 가전기기보급률, 수도사용계획 등의 미시자료 반영

○ 가전기기보급률, 인구 등 미시적 자료를 반영



■ 시계열 모형

○ 단기예측모델(SEFS) 및 장기예측모델(LEFS)모델로 구성

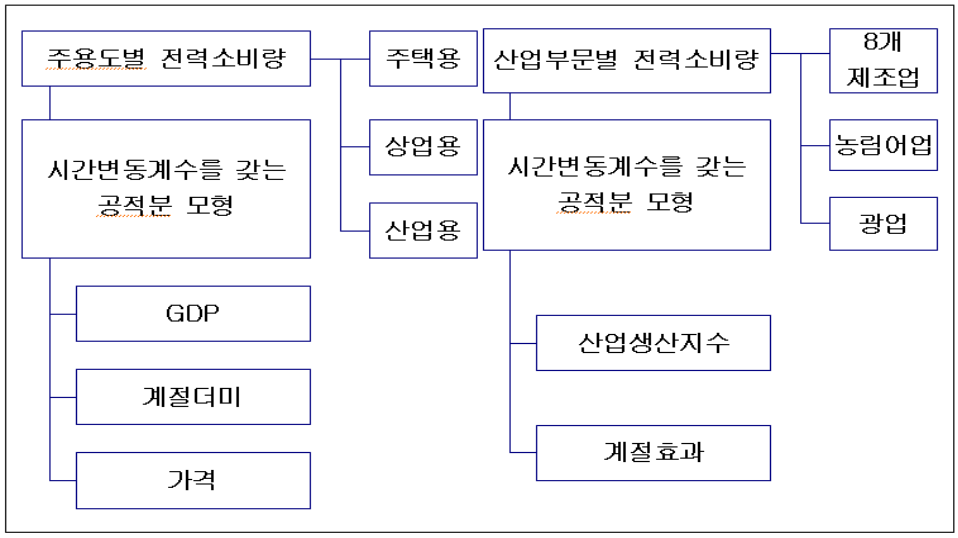
○ 전력거래소 및 성균관대경제연구소의 공동연구 개발('01 및 '04년)

- 시간변동계수를 갖는 공적분 및 오차수정모델

○ GDP에 대한 전력소비량 탄력성의 변화를 시간변동계수로 모형화 (Gap & Catch-Up)

○ 기온반응함수 및 기온분포를 이용한 비선형적 기온효과 반영

○ GDP, 전력가격, 산업구조 등 거시경제변수 반영



■ 최대전력 예측

○ 예측된 부문별 연간 전력소비량을 주기별 계수를 이용, 최대전력 발생 예정일의 시간별 부하로 배분하여 8월 최대수요를 예측

- 8월 계절지수, 근무일 가중계수, 15시 상대계수, 피크일 계수 반영

○ 최대전력 예측모형(예시)

$$\log(\text{최대전력}_t) = \alpha + \beta \text{기온효과}_t + \gamma_t \log(\text{총판매량}_t) + \varepsilon_t$$

[α : 상수항, γ_t : 시간변동계수, ε_t : 오차항]

2-16. 장단기 수요예측 현황

■ 전력소비량 예측(목표수요)

○ 제5차 수급계획 전력수요 예측결과 '10~'24년의 전력소비량은 연평균 1.9% 증가전망

구분	5차(A)		4차(B)		편차(A–B)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
2011	441,926	4.3	438,762	3.2	3,164	0.7
2012	457,570	3.5	449,798	2.5	7,772	1.7
2013	471,996	3.2	458,982	2.0	13,014	2.8
2014	485,051	2.8	466,856	1.7	18,195	3.9
2015	496,590	2.4	472,966	1.3	23,624	5.0
2016	506,482	2.0	478,337	1.1	28,145	5.9
2017	515,591	1.8	483,034	1.0	32,557	6.7
2018	523,867	1.6	487,219	0.9	36,648	7.5
2019	531,261	1.4	491,214	0.8	40,047	8.2
2020	535,779	0.9	494,527	0.7	41,252	8.3
2021	540,078	0.8	497,559	0.6	42,519	8.5
2022	544,153	0.8	500,092	0.5	44,061	8.8
2023	547,997	0.7				
2024	551,606	0.7				
'10-'22		2.1		1.4		

■ 최대전력수요 예측(기준수요 · 목표수요)

○ 2024년 최대전력수요는 107,437MW로 연평균 3.1% 증가 예상

○ 2024년까지 수요관리를 통해 12,399MW 최대수요증가 억제 목표

구분	기준수요		수요관리량	목표수요	
	MW	증가율	MW	MW	증가율
2011	73,713	4.6	1,093	72,620	3.9
2012	76,161	3.3	1,747	74,414	2.5
2013	79,784	4.8	3,577	76,207	2.4
2014	83,360	4.5	5,343	78,017	2.4
2015	86,754	4.1	6,745	80,009	2.6
2016	89,629	3.3	7,641	81,988	2.5
2017	92,281	3.0	8,368	83,913	2.3
2018	95,075	3.0	9,265	85,810	2.3
2019	97,405	2.5	9,798	87,607	2.1
2020	99,653	2.3	10,428	89,225	1.8
2021	101,640	2.0	10,927	90,713	1.7
2022	103,644	2.0	11,533	92,111	1.5
2023	105,614	1.9	12,016	93,598	1.6
2024	107,437	1.7	12,399	95,038	1.5

〈참고〉 심야전력 현황

■ 심야전력 설비규모

○ 2010년말 기준 심야전력 기기용량은 24,025MW로 전체 발전설비용량의 32% 에 해당

- '85년 최초 도입 후 2000년까지 급속 증가 후 증가율이 감소 추세
- '08년 이후 심야전력억제 정부정책의 영향으로 '09년 0.4% 증가, '10년 1.2% 감소함

구 분	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
용량(MW)	13,973	16,056	17,193	18,189	19,846	21,967	23,175	24,212	24,315	24,025
전년대비증가	4,133	2,083	1,137	996	1,657	2,121	1,208	1,037	103	-290
증가율(%)	42.0	14.9	7.1	5.8	9.1	10.7	5.5	4.5	0.4	-1.2

■ 심야전력 소비량

○ 2010년말 기준 심야전력소비량은 전체 전력소비량 중 4.5% 를 점유

○ 2002년까지 20%대 이상의 높은 증가율을 유지하다, '08, '09년에는 마이너스 증가율을 보였으나, '10년에 3.0% 증가세로 전환

구 분	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
총 전력소비(GWh)	257,731	278,451	293,599	312,096	332,413	348,719	368,605	385,070	394,475	434,160
심야전력량(GWh)	12,020	15,017	15,927	15,976	17,511	18,818	19,467	19,391	19,121	19,690
전년대비 증가율(%)	75.9	24.3	6.1	0.3	9.6	7.5	3.4	-0.4	-1.4	3.0
전체대비 비중(%)	4.7	5.4	5.4	5.1	5.3	5.4	5.3	5.0	4.8	4.5

〈참고〉 동계 최대전력 현황

■ 최대전력이 경기회복 및 난방부하 급증으로 2년 연속 동계에 발생

■ '10~'11년 동계 최대전력은 전년 대비 6.1% 증가

○ 경기회복으로 인한 기본부하와 낮은 기온으로 인한 난방부하 증가가 원인

연도	하계최대전력					동계최대전력					하계대비 동계비중 (%)	하계대비 동계차이 (MW)
	월	일	시	최대전력 (MW)	증가율 (%)	월	일	시	최대전력 (MW)	증가율 (%)		
'01 ('01~'02)	7	26	15	43,125	5.2	1	8	19	41,071	2.4	95.2	2,054
'02 ('02~'03)	8	29	15	45,773	6.1	1	6	19	45,062	9.7	98.4	711
'03 ('03~'04)	8	22	12	47,385	3.5	2	5	24	46,387	2.9	97.9	998
'04 ('04~'05)	7	29	15	51,264	8.2	2	1	24	49,990	7.8	97.5	1,274
'05 ('05~'06)	8	17	12	54,631	6.6	12	19	19	54,451	8.9	99.7	180
'06 ('06~'07)	8	16	12	58,994	8.0	12	28	18	55,508	1.9	94.1	3,486
'07 ('07~'08)	8	21	15	62,285	5.6	1	17	12	60,954	9.8	97.9	1,331
'08 ('08~'09)	7	15	15	62,794	0.8	1	12	12	62,645	2.8	99.7	149
'09 ('09~'10)	8	19	15	63,212	0.7	1	13	12	68,963	10.1	109.1	-5,751
'10 ('10~'11)	8	20	15	69,886	10.6	1	17	12	73,137	6.1	104.7	-3,251

■ 난방전력 추이

구분	'03~'04	'04~'05	'05~'06	'06~'07	'07~'08	'08~'09	'09~'10	'10~'11
난방전력 (만kW)	825	903	1,013	1,097	1,341	1,415	1,664	1,858
동계피크 (만kW)	4,637	4,999	5,445	5,551	6,095	6,265	6,896	7,314
난방부하 비중(%)	17.8	18.1	18.6	19.8	22.0	22.6	24.1	25.4

※ 동계 최대전력 발생일 기준 난방전력

2-17. 상용자가발전업체 현황

■ 정의

○ 상용자가발전설비

- 수용가가 자체 전력수요를 생산·공급하기 위하여 설치한 발전설비
- '09년말 현재 86개 업체가 500kW이상 자가발전기를 보유

※ 자가발전설비 : 전기사업법상 자가용설비 설치자를 의미

- 상용자가발전과 비상용자가발전으로 구분

※ 비상용자가발전설비 : 평상시에는 한전으로부터 전기를 공급받다가 필요시 일시적으로 가동하는 설비

■ 2009년 상용자가발전설비 현황

○ '09년말 총 상용자가발전설비는 4,223MW로 '08년에 비해 3.3% 증가하였으며, 우리나라 총 발전설비 77,693MW의 5.4% 점유

○ '09년말 총 상용자가발전량은 18,844GWh로 '08년에 비해 8.4% 감소하였고, 우리나라 총 발전량 451,941GWh의 4.2% 점유

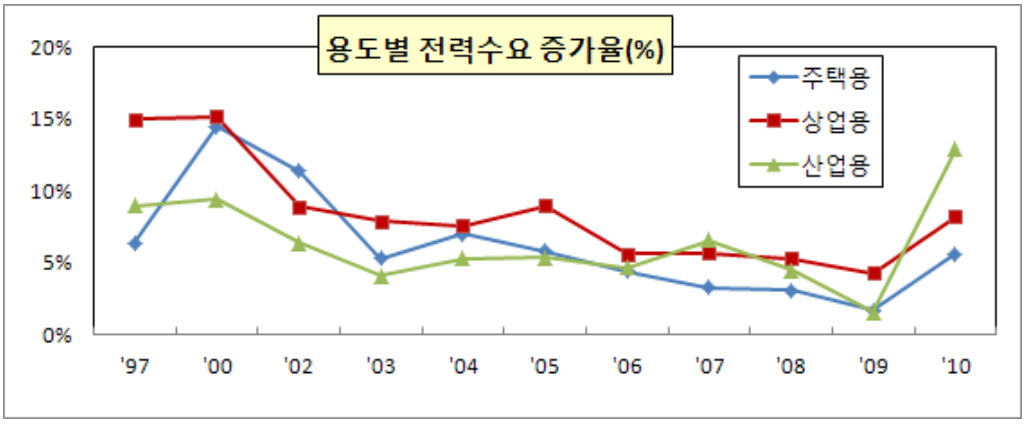
구 분		설비용량(MW)			발전량(GWh)		
		'08	'09	증가율	'08	'09	증가율
총 계 (A)		76,580	77,693	1.5%	442,611	451,941	2.1%
상용자가발전(B)		4,090	4,223	3.3%	20,573	18,844	-8.4%
발전사업용설비	발전자회사	63,529	63960	0.6%	394,930	406,778	3.0%
	타사	8,961	9510	6.1%	26,696	25,970	-2.7%
	한전구매(PPA)				729	856	17.4%
점유비 (B / A)		5.3%	5.4%		4.6%	4.2%	

2-18. 용도별 전력소비량 현황

○ 주택용 전력소비량은 90년대 연평균 8.6% 증가하였으나, 2000년대는 6.2%로 둔화됨

○ 상업용 전력소비량은 90년대 연평균 13.9% 증가하였으나, 2000년대는 7.4%로 둔화됨

○ 산업용 전력소비량도 90년대 연평균 8.2% 증가하였으나 2000년대는 4.6% 수준으로 둔화됨



연도	'97	'00	'02	'03	'04	'05	'06	'07	'08	'09	'10
주택용	33,684	42,498	54,291	57,189	61,178	64,701	67,516	69,751	71,907	73,123	77,213
증가율(%)	6.4	14.5	11.4	5.3	7.0	5.8	4.4	3.3	3.1	1.7	5.6
상업용	50,716	64,778	79,707	86,023	92,579	100,899	106,542	112,603	118,533	123,608	133,777
증가율(%)	15.0	15.2	8.9	7.9	7.6	9.0	5.6	5.7	5.3	4.3	8.2
산업용	116,383	132,260	144,454	150,387	158,337	166,813	174,661	186,252	194,630	197,744	223,171
증가율(%)	9.0	9.4	6.4	4.1	5.3	5.4	4.7	6.6	4.5	1.6	12.9
전체	200,784	239,535	278,451	293,599	312,096	332,413	348,719	368,605	385,070	394,475	434,160
증가율(%)	10.0	11.8	8.0	5.4	6.3	6.5	4.9	5.7	4.5	2.4	10.1

KPX Knowledge Power 2011

Ⅰ. 일반 개요

Ⅱ. 전력수급기본계획 수립 및 운영

전력수급기본계획 수립 ›› **Ⅲ. 수급계획 주요 지표**

Ⅳ. 전력정보 및 국제협력

3-1. 공급신뢰도(LOLP)

■ 정의

○ 최대수요가 공급능력을 초과하여 연간 공급지장이 발생할 확률적 기대치

○ 어떤 연도의 수요에 대하여 주어진 발전설비를 1년 동안 가동할 경우, 공급지장이 발생할 확률(시간/년, 일/년으로 표현)

■ LOLP에 영향을 미치는 요소

○ LOLP 감소 : 계통규모 증가, 고장정지율 감소, 예방 정비기간 단축

○ LOLP 증가 : 단위기 용량 증가

○ LOLP 변화에 따른 설비예비율 변화

- 공급지장확률 증가 : 공급신뢰도 감소, 설비예비율 감소
- 공급지장확률 감소 : 공급신뢰도 증가, 설비예비율 증가

■ 한국의 적정 LOLP 수준 결정에 대한 연구

○ 연구기간 : '98. 11. ~ '99. 7.

○ 연구기관 : 미국 SRI Consulting社

○ 주요내용

- 총비용의 최소화를 위한 파라메타 분석법 활용
- LOLP 변화 : 0.05일/년 ~ 2.0일/년
- 공급지장비용 : 1,000원/kWh ~ 10,000원/kWh
- 총비용이 최소가 되는 LOLP 값 : 0.5일/년

■ LOLP 적용 추이

구 분	'02년 계획	'04 계획	'06년 계획	'08년 계획	'10년 계획
LOLP(일/년)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
설비예비율(%) (공급예비율)	15~17	15~17	15~20	22 내외	14~20
비 고	전국단위 계획		지역별 계획		

3-2. 설비 예비력

■ 예비력의 정의

○ 예비력은 최대부하에 대비, 추가적으로 발전용량을 갖는 여유 용량으로서 신뢰도 기준에 따라 필요 요구량이 달라짐

■ 예비력의 필요성

○ 전력이 원활히 공급되기 위해서는, 변동하는 실시간 전력수요를 항상 충족시킬 수 있는 공급용량(발전소)이 존재해야 함

○ 그런데, 발전설비는 불시고장 등으로 정지하는 경우가 있을 수 있고, 전력수요는 순시적으로 급변할 수 있으므로, 일정량의 추가용량(예비력)이 확보되어야만 수요를 충족하는 공급력 확보가 가능

■ 예비력의 종류

◇ 설비예비력(Installed Reserve) : 설비용량 대 최대수요 비(차)
◇ 공급예비력(Capability Reserve) : 공급능력 대 최대수요 비(차)
◇ 운영예비력(Operating Reserve) : 운전예비력 + 정지예비력

- 운전예비력 : 운전상태(순시~10분내 응동)
- 정지예비력 : 정지상태(20~120분내 응동)

<table>
<tr><td rowspan="6">설비
예비력
(최소
15~20%)
※ 제4차
전력수급기
본계획 기준</td><td>고장,
정비 등</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="5">공급
예비력</td><td colspan="3">급전정지</td></tr>
<tr><td rowspan="4">운영
예비력
(400만kW)
※ 현 CBP
운영기준</td><td rowspan="2">정지예비력
(정지상태)</td><td>대체예비력
(120분내 응동)</td><td>150만kW</td></tr>
<tr><td>대기예비력
(20분내 응동)</td><td>100만kW</td></tr>
<tr><td rowspan="2">운전예비력
(운전상태)</td><td>대기예비력
(10분내 응동)</td><td>50만kW</td></tr>
<tr><td>주파수조정예비력
(순시응동)</td><td>100만kW</td></tr>
</table>

3-3. 겉보기예비율 및 실효예비율

■ 필요성

○ 건설의향을 토대로 한 계획수립에 따라, 계획수립 당시 설비예비율(겉보기)이 과다하게 표현되는 반면, 실제 구현 당시 설비예비율(실효)은 이보다 낮게 시현

- 사업자 자율추진에 따른 건설지연 사업 다수 발생(☞건설이행 불확실)
- Peak기여도가 낮은 집단/신재생 설비의 다량 진입(☞기여용량 불확실)

■ 정 의

○ 실효용량 = 겉보기용량 - 불확실용량

- 겉보기용량 : 계획에 반영된 모든 설비의 정격용량
- 불확실용량 : Peak기여 불확실용량, 건설이행 불확실용량

■ 적 용

구 분	겉보기용량	실효용량	비 고
Peak기여 불확실 설비	정격용량	Peak기여용량	풍력(21.9%), 태양광(42.8%) 소수력(62.2%), LFG(40.9%) 집단중앙(60%) 집단비중앙(30%)
건설이행 불확실 설비	건설이행불확실 대비용량 포함	건설이행불확실 대비용량 제외	LNG건설이행률 70%
수요성장 불확실 설비	불포함	불포함	
기타 설비	정격용량	정격용량	원전,석탄 등

3-4. 공급지장비용(VOLL)

■ 공급지장

○ 소비자가 전력을 원할 때 어떠한 형태로든지 만족할 만한 전력을 공급하지 못하는 상황을 의미

※ 소비자가 전력을 전혀 사용할 수 없는 정전(Black-Out) 뿐만 아니라 전압 변동이나 주파수 변동 등과 같은 전력품질의 저하를 가져오는 상황도 포함

■ 공급지장비용

○ 전력공급지장으로 인하여 발생되는 경제, 사회활동, 일상생활 상의 여러 가지 지장과 영향 정도를 나타내는 하나의 척도로 이것들을 금액으로 환산해서 평가한 것

※ 전력량 1단위(1kWh)를 공급하지 못함에 따라 발생하는 소비자 피해비용

○ 공급지장비용은 일정하게 결정될 수 있는 성질은 아니고 소비자의 종류, 정전의 지속시간, 정전의 빈도, 정전 발생시간대, 계절, 지역, 정전의 예고 유무, 예비전원의 유무 등에 따라 다르게 나타남

■ 공급지장비용법에 의한 예비력 결정

○ 전원계획에 있어서 사회 전체의 비용최소화를 위해서는 공급지장비용을 평가할 수 있는 방법의 도입 필요

○ 공급지장비용의 정확한 평가만 이루어지면 전원계획의 최적 공급신뢰도기준(LOLP)은 자연스럽게 결정될 수 있음

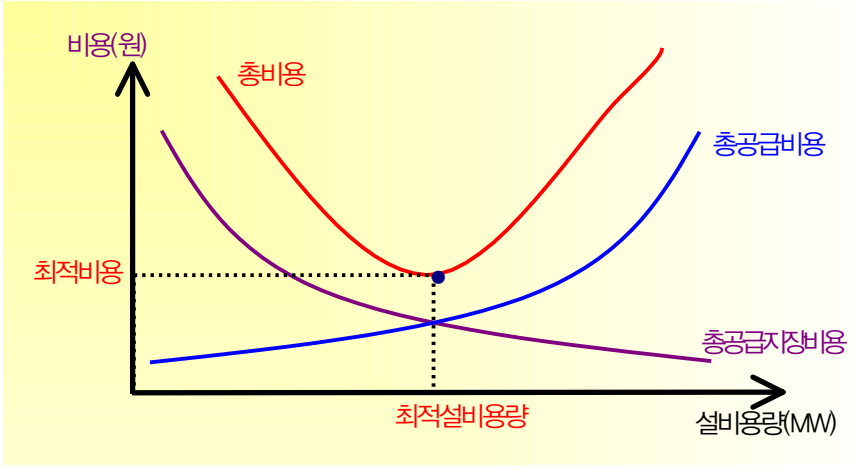
☞ 전원계획 뿐만 아니라 하계 피크 시 수급의 일시적 불균형이 나타나는 상황하에서 차단요금정책 및 단기수급정책 분야에도 유용하게 이용 가능

■ 공급지장비용과 설비용량 규모

○ 공급지장비용을 이용하여 예비력 수준을 결정하는 것은 경제적 원칙에 있어서 합리적이고 타당할 수 있으나,

○ 내재된 근본적 문제는 어떻게 정확하게 공급지장비용을 평가할 것인가라는 점임

※ 국가와 연구/조사기관에 따라 상이한 결과가 나타나고 있으며, 적용하는 방법론에 있어서도 통일된 기준이 마련되지 못하고 있는 상황임



■ 공급지장비용 계산방법

○ 공급지장비용은 상황에 따라서 다양하게 나타나기 때문에 정확한 측정은 사실상 불가능하나,

○ 공급지장비용이 가지는 경제적 이용가치 때문에 거시적 방법을 통해 계략적으로나마 산정하려는 노력을 각국에서 경주하고 있음

※ 거시적 방법

$$\text{공급지장비용} = \frac{\text{국내총생산}(GDP)}{\text{총수요전력량} - \text{주택용전력량}}$$

- '05년 우리나라 총수요전력량 : 332,412,828MWh
- '05년 우리나라 주택용전력량 : 69,555,370MWh
- '05년 우리나라 GDP : 806.6조원

3-5. 할인율

■ 할인율의 정의

○ 미래의 경제적 가치를 현재가치화하여 현재의 시점에서 비교 가능하게 만들어 주는 환산율

- n년 後 발생비용(C_n)의 현재가치 = $\frac{C_n}{(1+r)^n}$ (r = 할인율)

○ 실질할인율(r) : 물가상승율을 고려하지 않는 불변가 개념

- $r = \frac{1+i}{1+f} - 1$ (i : 명목할인율, f : 물가상승률)

※ 명목할인율 : 경상가격으로 표시되는 경우의 할인율

■ 할인율이 전원계획에 미치는 영향

○ 할인율이 높을 경우 : 초기투자비가 적고 운영비가 많은 전원 유리

○ 할인율이 낮을 경우 : 초기투자비가 크고 운영비가 적은 전원 유리

■ 할인율 적용추이

구 분	2002년 계획	2004년 계획	2006년 계획	2008년 계획	2010년 계획
할 인 율	8%	7%	7.5%	7.5%	6.5%
산정기관	전력거래소 자체검토	산업연구원 윤우진/조창현	에경연 정한경	전력거래소 자체검토	인천대학교 옥동석

3-6. 원별 표준공기

■ 발전설비 건설절차

○ 발전설비 건설 사업은 기본계획, 사업추진, 사업시행 단계로 구성

○ 단계별 주요 역무

단계	주요역무	내 용
기본계획	건설 타당성 검토	- 공사비 산정기준 설정 및 산정 - 경제성 평가 및 민감도 분석 등
	환경영향 평가	- 국내·외 환경규제 현황 및 전망 - 환경영향 대책 수립 등
	건설여건 검토	- 입지조건 및 부지현황 조사 - 연료 등 자원조달계획 검토
사업추진 (사업착수)	부지확보	- 토지 수용
	설계기술용역	- 설계용역 계약, 기본 및 상세설계
	시공 계약	- 대비공사 계약 및 착공, 시공계약 체결
	기자재구매	- 주기기 및 보조기기 공급계약, 제작 착수
	대관 인·허가	- 전기사업허가 및 실시계획 승인 등
사업시행 (실공사 기간)	본관기초 굴착	- 발전소 Power Block 기초 굴착
	기기설치	- 보일러, 터빈 등 기기 설치
	시운전	- 발전설비 시운전

■ 설비별 표준공기(발전자회사 기준)

○ 설비별 공기는 원전(약 12년), 석탄(9~10년), 복합(7년) 소요

(단위 : 개월)

구 분		기본계획	사업추진①	사업시행②	총공기 (①+②)
원자력	1,400MW	34	78	65	143
	1,000MW		78	62	140
석탄	1,000MW		59	56	115
	800MW		59	52	111
	500MW		51	40	91
복합	500/700MW		51	30	81

3-7. 발전원별 탄소배출량

■ 단위 발전량당 탄소배출량 적용

○ 온난화 방지를 위한 국가 목표치는 설정되어 있지 않으나 전력부문에서 환경친화적 전력수급계획을 수립하기 위해 환경기준을 설정함

○ 1990년 일본 9개 전력사의 평균 단위발전량당 탄소 배출량을 적용

- CO_2 배출 장기안정화 목표 : 0.11㎏-C/㎾h('90 일본 9개전력사 평균)

○ 1995년 계획수립시 부터 단위발전량당 탄소 배출량 목표치를 적용

■ 단위 발전량당 탄소배출량 적용이 미치는 영향

○ 기준치 적용에 따라 저탄소 설비의 전원구성비가 증가될 수 있음

○ 전력부문에서 기후변화협약 대응을 선도

■ 탄소배출 기준 적용 추이

구 분	제5차계획 ('00년)	제1차계획('02) ~ 제5차계획('10)
㎏-C/㎾h	0.11	○ 기준계획 수립시 적용

■ 연료원별 탄소배출계수 적용기준

구 분	유연탄	무연탄	LNG	중유	경유	비 고
발열량계수(kcal/kg, ℓ)	5636	4465	11779	9435	8443	저위발열량
열량환산계수(GJ/천톤, 천kℓ)	23597	18694	49316	39502	35349	cal/J=4.1868
탄소함유량계수(kg C/GJ)	25.8	26.8	15.3	21.1	20.2	IPCC(2006)
산화계수	1	1	1	1	1	IPCC(2006)
탄소배출량계수(천톤-C/천톤)	0.6088	0.5010	0.7545	0.8335	0.7141	4차 산정치

■ 전원별 탄소배출가격 적용

○ 3차 전력수급계획부터 2012년 이후 Post-Kyoto체제에서의 온실가스 감축 의무에 대비하여, 기존 단위 배출량당 탄소배출량 제약 외 전원별 탄소배출가격을 변동비에 반영함으로써 기후변화협약 대응 선도

- 탄소 배출가격 적용기준 : 32,000원/CO_2톤 = 117,333원/C톤 = 117원/C-kg

〈 연료원별 탄소배출비용 산정 〉

구 분	유연탄	무연탄	LNG	중유	경유	비 고
발열량계수(kcal/kg)	5873	4514	13032	9990	9042	a
탄소배출량계수(천톤-C/천톤)	0.6088	0.5010	0.7545	0.8335	0.7141	b
탄소배출비용단가(원/C-kg)	117					c
탄소배출비용(원/Gcal)	12,128	12,986	6,774	9,762	9,240	d= $b \times c \div a \times 10^6$

※ 탄소배출비용은 연료 발열량단가(원/Gcal)로 환산된 값을 연료가격에 추가하여 반영

〈후보전원별 원단위탄소배출량 산정〉

구 분	석탄(MW)			LNG(MW)			중유(MW)		비 고
	500	800	1000	500	700	150	40	100	
열소비율(kcal/kWh)	2061	2108	2061	1636	1631	1726	1952	2195	a
발열량(kcal/kg)	5873	5873	5873	13032	13032	13032	9990	9990	b
단위연료량(kg/kWh)	0.3509	0.3589	0.3509	0.1255	0.1252	0.1324	0.1954	0.2197	c=a÷b
탄소배출량계수(천톤-C/천톤)	0.6088	0.6088	0.6088	0.7545	0.7545	0.7545	0.8335	0.8335	d
원단위탄소배출량(kg-C/kWh)	0.2136	0.2185	0.2136	0.0947	0.0944	0.0999	0.1629	0.1831	e=c×d

※ 열소비율을 반영하여 각 후보전원별 원단위 탄소배출량을 계산

KPX Knowledge Power 2011

Ⅰ. 일반 개요

Ⅱ. 전력수급기본계획 수립 및 운영

Ⅲ. 수급계획 주요 지표

전력수급기본계획 수립 ›› Ⅳ. 전력정보 및 국제협력

4-1. 국제 협력협정 체결 현황

('10. 12.31 현재)

No	기관명	체결일자	교류협력 실적
1	미국 CAISO (캘리포니아 ISO[1])	'02.04.22	계통운영절차 등 실무 정보교류 5회 제1회 국제컨퍼런스 연사 초청('05.7) 전력선진반 급전소 방문('08.5)
2	미국 ERCOT (텍사스 ISO)	'03.02.26	후비급전소 정보 등 정보교류 5회 KPX 홍보용 자료 3회('06~'07년) 발송
3	아르헨티나 CAMMESA (전력거래소)	'05.01.25	제1회 국제컨퍼런스 연사 초청('05.7) 제11차 APEX 서울총회에 참석('06.10) 시장운영 관련 수시 정보교류
4	일본 KYUSHU EPCO (구주전력)	'05.03.15	'05년부터 매년 정기 기술회의 개최 (총8회) 제1회 국제컨퍼런스 연사 초청('05.7) 규슈 현지방문 기술교환회의 개최('08.6)
5	미국 ANL (국립아르곤 연구소)	'05.12.09	'06. 6월 인력교류에 관한 협약서 체결 '07년 상반기 파견교육 관련 합의서 체결 '07년 상반기 석사과정 2명 장기교육 파견
6	일본 ESCJ (전력계통이용협의회)	'06.5.25	계통신뢰도 운영현황 등 보고서 3건 입수 계통운영 관련 수시 정보교류 한일 신뢰도 심포지엄('09.4)
7	필리핀 PEMC (전력거래소)	'06.06.08	PEMC 시장개설 현황 파악차 방문/회의('06) APEx 서울총회에 Observer 2명 초청('06) APEx 아시아협의체 구성회의 참가('08.3)
8	베트남 EVN (베트남전력공사)	'06.10.12	베트남전력공사 부사장 일행 교육('04) EVN에 대한 교육지원사업 시행('06~'08) APEx 서울총회에 Observer 2명 초청('06) 전력시장초청 교육('07.10, 서울) EVN 현지 지도방문 교육('09.3)
9	일본 CRIEPI (중앙전력연구소)	'06.10.17	'07. 상반기 인력파견 일본내 전력관련 주요정보 수시 입수
10	미국 PJM (미국 중동부 RTO[2])	'07.03.30	KPX-PJM 임원급 회의 2회 개최('06년, '07년) 교육훈련제도 벤치마킹 진행 중 제3회 국제컨퍼런스 및 세미나 연사초청('07.6) PJM에 인력파견('07.10, '09.12)) 스마트그리드 MOU체결('09.6)
11	프랑스 RTE (프랑스 계통운영기관)	'07.12.12	KEMS 기술협력 관련 협의('07.10) RTE EMS 전문가 초청 세미나('08.2)

1) ISO (Independent System Operator) : 독립계통운영자. 송전계통 운영권을 송전설비 소유자로부터 분리하여 계통을 독립적으로 운영하는 기관을 의미하며, 미국의 경우 ISO가 전력시장과 계통운영을 함께 하고 있음.

2) RTO (Regional Transmission Organization) : 광역송전기구. Order 2000에 의해 지역별 ISO가 통합되고 송전사업자의 송전운영권이 위양되어 권한이 더욱 확대됨. 2007. 8월 현재 미국에는 4개(PJM, MISO, SPP, ISO-NE)의 RTO가 있음.

4-2. 부서별 국제행사/협회활동

■ 주요 가입현황 및 담당부서

구분	기구/행사명	가입	목 적	담당
해외 협회	APEx	'02.6	전력시장회의	시장운영팀
	AESIEAP(동아시아-서태평양지역 전기사업자 협회)	'03.5	전력사업자 및 전력관련기관의 정보교류	기술총괄팀
	VLPGO (대전력계통 운영자협의회)	'05.10	전력계통 운영관련 세계적 기술동향 파악 및 정보교류	계통기술팀
	EISG(전력시장감시협의회)	'02.10	시장감시 관련 최신정보 및 기술습득	시장분석팀
해외 학회	IEEE CIGRE	'06.2 '02.4	기술분야 신기술 동향 파악 및 정보습득	계통기술팀
정기 회의	구주전력	'05.3	정기 기술교환회의	수급계획팀
국제 회의	SICEM(서울)	-	전력시장분야 국제회의	시장기획팀
국제 기구	IAEA	-	원자력 정책 및 수급전망관련 정보수집	전원계획팀
	IEA		에너지(전력)정책 정부지원	시장기획팀
국내 학회	대한전기학회	'02.5	학술정보 교류	기술총괄팀
국내 협회	에너지재단, 생산성본부외 다수	'02.2	에너지 관련 정보 및 기술습득, 생산성 향상 지원	기술총괄팀 외

■ '10년도 주요활동

○ 전력거래소-싱가폴 EMC간 MOU체결 (1.28,싱가폴 EMC)
○ 전력거래소-이란 IGMC간 MOU체결(3.18, 서울)
○ 전력거래소-싱가폴 EMC 경영자회의 개최 (6.22-24, 서울)
○ APEx 연차총회 참석(10.17-19, 아일랜드 더블린)
○ VLPGO 총회 참석 (10.24-26, 스페인 마드리드)
○ 전력거래소-PJM CEO 회의 개최 (10.24, 서울)
○ 일본 구주력과의 정기 기술교환회의 (11.24-25, 일본 후쿠오카)
○ 서울전력시장컨퍼런스(SICEM) 개최 (12.24, 서울)

4-3. 해외협력사업 추진 현황

■ 이란 계통운영분야 초청교육 시행

○ 대상 : 이란 IGMC(Iran Grid Management Company)

○ 기간/금액 : '09.11~12 / 총 9.6만$

○ 내용 : 2주 강의, 2주 OJT교육, Frequency Control 등 12개 과목

■ 퇴직전문가 베트남 EVN 파견

○ 기간/내용 : '10. 2~ '11.2 / 전력시장 및 관련 IT분야 자문

※ 퇴직전문가 파견관련 MOU체결('09. 11.25)

■ 아세안국가 전력시장 진출을 위한 전원계획/전력계통 기반기금 교육사업

○ 총사업기간/총예산 : '10. 5 ~ '13. 4 (3개년사업) / 3.8억

○ 내용 : 아세안국가 전력공사(PLN, EDL, EDC)와의 교육협력 MOU 체결('10.8) 및 인도네시아, 미얀마, 캄보디아, 라오스의 전력공사 관리자급 대상 초청교육 및 현지지도 시행

■ 이란IGMC 전력계통운영 교육 계약 체결

○ 계약일시 : '10. 12. 20

○ 발주자 : 이란 국영 IGMC(Iran Grid Management Co., 송전회사)

○ 교육개요 : 교육생 11명, 2주, 3회, 전력계통운영관련 26과목

○ 계약금액 : USD 255,000(2억8천만원, 환율1100원/$)

■ 개발도상국 전력정책 수립지원 기반기금 수출산업화사업

○ 총사업기간/총예산 : '11. 6 ~'13. 5 (2개년사업) / 20억

○ 서부발전 주관, 거래소 위탁(3.2억원)

- 캄보디아, 라오스, 자메이카, 남수단 전원계획 수립 지원 및 초청교육

4-4. 2011년도 국제협력 캘린더

1월	
2월	
3월	▪ APEx(전력기관협의회) 아시아태평양 회의 출장 - 3.5~11, 인도 뉴델리 ▪ 이란IGMC초청교육 - 3.3~3.17, 서울
4월	▪ 미얀마 전력부 MOM 체결 - 4.5~4.8, 미얀마
5월	▪ 이란IGMC초청교육 - 5.30-6.10, 서울
6월	▪ 국제 전력시장컨퍼런스(SICEM) - 서울, 전력거래소 주관
7월	▪ 아세안 교육사업 현지지도출장 - 미정, 캄보디아, 라오스, 인니
8월	
9월	▪ EISG(전력시장감시협의회) 연차회의 출장 - 일정미정, 호주 ▪ 아세안 교육사업 초청교육 - 캄보디아, 라오스, 인니, 미얀마
10월	▪ **APEx 연차총회참석 출장** - 10월 중순, 브라질 CCEE주관 ▪ **VLPGO 총회 개최** -10.30-11.2, 전력거래소주관 ▪ 일본ESCJ(일본계통이용자협의회) 교류회의 출장 - 10월 중순, 일본 동경
11월	▪ 구주전력 기술교환회의 출장 - 일본 후쿠오카
12월	

※ VLPGO : 대전력계통운영자 회의, APEx : 전력거래소 협의회
AESIEP : Association of Electricity Supply Industry of Asia and the Western Pacific
ESCJ : 일본 계통이용자 협의회, EISG : Energy Inter-Market Surveillance Group

4-5. 전력통계정보시스템 개요

■ **시스템명 : 전력통계정보시스템** (EPSIS)

○ EPSIS : Electric Power Statistics Information System

■ **연혁**

○ '01. 10 ~ '02. 10 : '구조개편 이후 전력통계개선방안 연구' 정책과제 수행

○ '02. 07 ~ '03. 06 : '전력통계 전산시스템 구축사업' 1단계 수행

- 소요예산 : 5억원, 수행기관 : 전기연구원, 한전KDN, 전력거래소

○ '03. 07 : 정부, 전력산업 통계업무 전력거래소 수행 요청

○ '04. 08 : 전력통계정보시스템 대외 서비스 개시

○ '05. 03 ~ '06. 02 : '전력통계 전산시스템 구축사업' 2단계 수행

- 소요예산 : 4.5억원, 수행기관 : 전력거래소, 한전KDN

○ '08. 07 ~ '09. 06 : '전력통계 전산시스템 구축사업' 3단계 수행

- 소요예산 : 4억원, 수행기관 : 전력거래소, 한전KDN

■ **통계정보 제공**

○ 제공통계 : 8개 분야(설비, 발전, 거래, 판매 등) 약 700여개 항목

○ 제공년도 : 50년 (1961~2010년)

○ 제공형태 : Web 이용 제공 (용도에 따라 제공형태 선택 가능)

○ 주요기능 : 자료 검색, 다운로드, 그래프 작성, 보고서 작성

○ 기타 : 주요통계도서 전자파일 제공, 최신뉴스 게시, Q&A 운영 등

■ 전력통계정보시스템 주요내용

대분류	중 분 류
주요지표	○ 주요경제지표 / 주요국민계정 / 주요에너지지표 / 주요전력지표 / 1960년 이전 주요통계 / 주요 북한 전력지표 / 전력수급종합도
전력설비	○ 발전설비 / 상용자가 발전현황 / 송전설비1 / 송전설비2 / 변전설비 / 지역별 변전설비 / 배전설비 / 지역별 배전설비 / 통신설비 / 설비유형별 전기고장 추이
발전설비	○ 종합 / 거래회사별 / 급전방식별 / 발전원별 / 회사별 / 지역별 종합 / 지역별 중앙
발전	○ 전력수급/ 전원별 발전량 / 회사별 발전량 / 지역별 발전량 / 발전상세실적 / 발전연료 사용량 추이 / 화력발전소 열효율 / 발전상세조회
거래	○ 연료비용 / 계통한계가격 / 설비용량 / 입찰량 / 거래량 / 정산금액 / 정산단가 / 회원사현황 /거래 상세조회
판매	○ 가전기기보급률 / 정전통계 / 전력손실량 / 계약종별 고객호수 / 계약종별 판매전력량 / 시도별 고객호수 / 용도별 판매전력량 / 제조업종별 판매전력량(구) / 제조업종별 판매전력량(신) / 시도별 용도별 판매전력량 / 시도별 판매전력량 / 월별 판매전력량 / 계약종별 판매금액 / 계약종별 판매단가 / 계약종별 고객 종합 / 계약동력별 고객종합 / 판매상세조회
재무	○ 주요전기사업자 경영분석지표 / 주요전기사업자 손익계산서 / 주요전기사업자 대차대조표
해외	○ 국가별 발전설비 / 국가별 전력량 / 국가별 부하율 / 국가별 공급예비율 / 국가별 설비이용률 / 국가별 화력발전소 열효율 / 국가별 송배전 손실률 / 국가별 고객수 / 국가별 판매전력량 / 국가별 1인당 소비전력량 / 국가별 전기요금(주거용) / 국가별 전기요금(산업용)
자료	○ 뉴스/보고서-시장,계통,수급,통계/컨퍼런스/법규
발간물	○ 정보 및 통계 발간물

4-6. 국가승인통계 현황

■ 국가승인통계 (통계법 제18조)

○ 지정요건

- 전국을 대상으로 작성하는 통계
- 지역발전을 위한 정책수립 및 평가의 기초자료가 되는 통계
- 다른 통계의 모집단자료로 활용 가능한 통계

○ 통계작성기관의 의무

- 통계간행물 발간
- 통계청 통계품질진단 수검
- 통계의 보급 (통계 데이터베이스의 구축)
- 통계자료의 제공

■ 국가승인통계 지정 현황

통 계 명 칭	승인번호	승인년월	작성주기	작성부서
상용자가발전업체 조사분석	38801	'66. 06	년	수요예측팀
가전기기보급률 및 가정용 전력 소비행태조사	38802	'87. 05	격년	〃
발전설비현황	38803	'07. 12	년	국제정보통계팀
전력시장통계	38804	'07. 12	년	정 산 팀

■ 국가에너지통계 작성기관 지정 (에너지기본법 제19조)

○ 근거 : 지경부 고시 제16호('08.4.4) '에너지통계의 작성 등에 관한 규정'

○ 역할

- 국가에너지통계(전력분야) 조사・작성・관리
- '국가에너지통계정책협의회' 참여 및 정책 지원 등

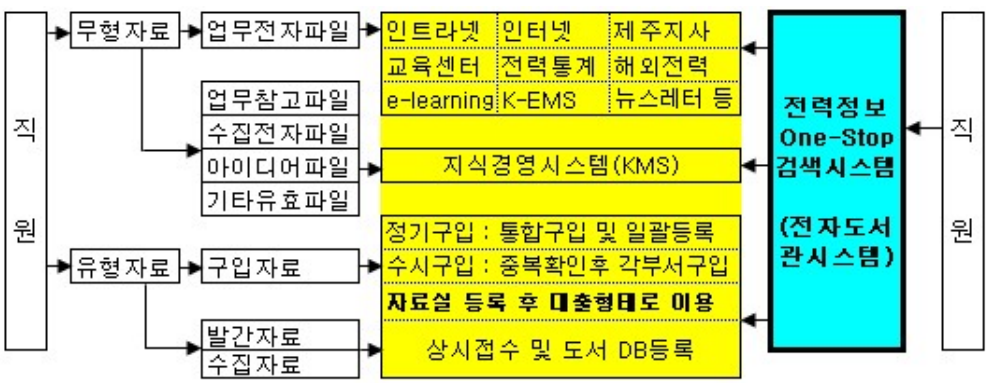
4-7. 전자도서관시스템 개요

■ 정의

○ 도서 및 자료에 대한 통합관리 및 다양한 정보제공 인프라 구축

○ 사내외자료 및 소장자료에 대한 전력정보 DB One-Stop 서비스 구현

■ 자료관리 체계



■ 추진근거 및 구축경과

○ 문서번호 61102-40050008-511 '전력정보(통계)센터 기반조성을 위한 전자도서관시스템 구축 추진계획(안)'('07.11.27)

○ 문서번호 61101-40050008-188 '전자도서관시스템 구축 기본계획'('08. 4. 14)

○ 구축기간 : '08. 07. 07 ~ '08. 12. 31 (6개월)

○ 유지보수 : '10. 07. 01 ~ '11. 06. 30 (12개월)

■ 구축내용 및 소요예산

○ H/W부문 : 전자도서관시스템 전용서버 및 Storage 각 1식

○ S/W부문 : 검색 및 수집엔진, 최신 도서관리솔루션, 전력정보포탈

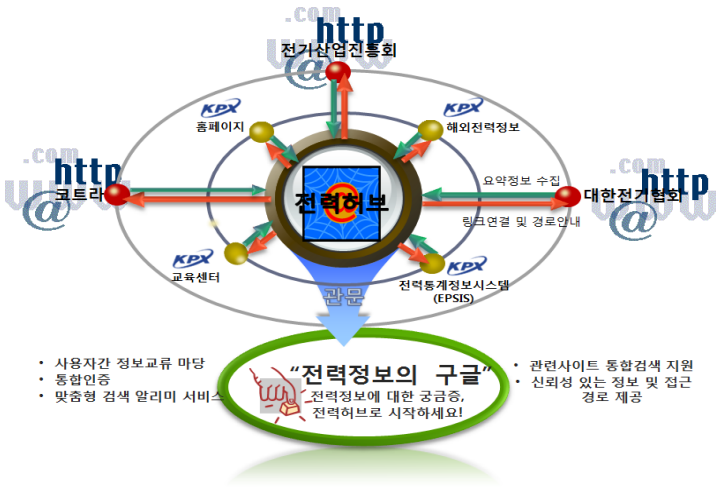
○ 소요예산 : 260,172천원 (H/W : 86,172천원, S/W : 174,000천원)

4-8. 전력정보허브 사이트 개요

■ 정의

○ 독립된 여러 전력정보 관련 인터넷 사이트를 하나로 묶어 산재된 정보를 원스톱으로 검색할 수 있는 종합전력정보망

○ 통합검색, 정보링크, 맞춤형 검색 알리미, 사용자간 정보교류 마당, 패밀리사이트간 통합인증 제공



■ 추진근거 및 구축경과

○ 중장기 경영전략 4.3.1 '전력정보센터 기반 구축'

○ 문서번호 64101-40050008-435 '전력정보 허브구축 추진방안'('09. 8. 21)

○ 구축기간 : '10. 07. 27 ~ '10. 12. 27 (약 5개월)

■ 구축내용

○ H/W부문 : 전력통계정보시스템 서버(EPSIS2) 공용(메모리, 하드 증설)

○ S/W부문 : 검색 및 수집엔진, 전력정보허브, 해외전력정보

KPX
Knowledge Power 2011

전력IT 운영

전력IT 개요 / 계통운영시스템(EMS)
시장운영시스템(CBP/MOS)
전력IT 고객서비스센터 운영



KPX Knowledge Power 2011

전력IT 운영 ›› Ⅰ. 전력IT 개요

Ⅱ. 계통운영시스템(EMS)

Ⅲ. 시장운영시스템(CBP/MOS)

Ⅳ. 전력IT 고객서비스센터 운영

1-1. 전력IT 개요

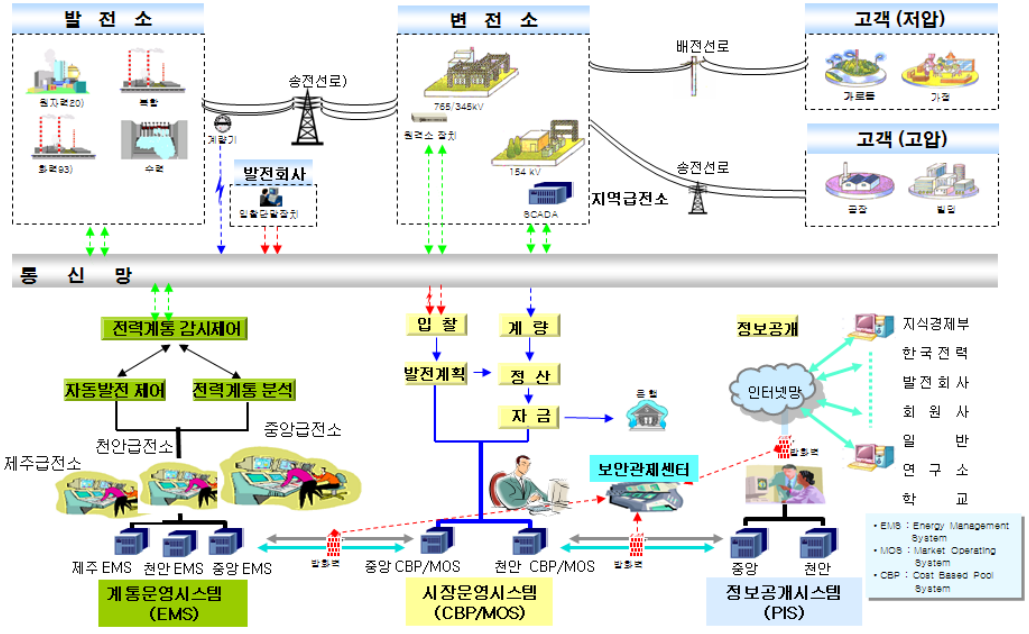
■ 정의

○ 전력IT는 전력기술과 IT 기술을 융복합하여 고품질의 안정적 전력 공급 및 전력 서비스를 가능케 하는 차세대 전력 인프라 기술

■ KPX 주요 전력 IT

○ KPX에서 운영하고 있는 대표적인 전력IT 시스템으로는 전력계통운영에 활용되고 있는 EMS(Energy Management System), 전력시장 운영에 활용되는 시장운영시스템(Market Operation System) 및 전력계통보안관제(ISAC)시스템 등이 있음

[KPX 전력IT 구성도]



KPX Knowledge Power 2011

Ⅰ. 전력IT 개요

전력IT 운영 ›› Ⅱ. 계통운영시스템(EMS)

Ⅲ. 시장운영시스템(CBP/MOS)

Ⅳ. 전력IT 고객서비스센터 운영

2-1. 시스템 개요

■ EMS(Energy Management System) 정의

○ EMS는 국가산업의 원동력인 전기를 경제적으로 생산하여 안정적으로 공급하기 위해 전국의 전력설비를 감시하고 제어하며, 전력계통을 해석하고 모의할 수 있는 IT기반의 계통운영시스템

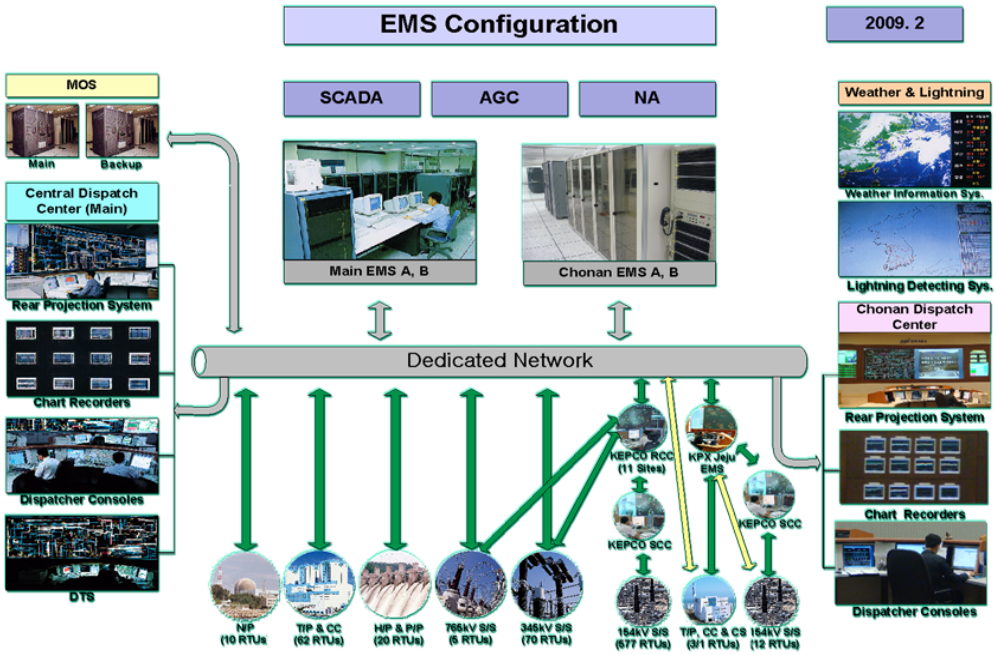
■ EMS시스템 도입연혁

○ 국내 최초 자동 급전시스템 (ALD) 도입 (1979, 미국 L & N사)

○ 제 2세대 EMS 도입 (1988, 일본 도시바)

○ 현행 EMS 도입 (2000, Areva사 미국법인)

■ EMS시스템 구성



■ EMS 시스템 주요기능

분야	단위 기능	주요 기능
SCADA	감시제어	계통상태 표시 및 경보, 원격제어
	자료취득	실시간 발변전소 계통자료 원격취득
AGC/ ED	자동발전제어 (AGC)	발전출력 자동제어, 발전연료비 최소화 정격 주파수 유지
	경제급전(ED)	증분연료비 반영, 발전기 출력 경제배분
계통해석	상태추정(SE)	· 취득/모델자료 기반 현재계통 상태추정 · 모든 계통해석과 DTS의 기본해 생성
	송전손실민감도 (TLF)	발전기 단위출력 증감발시 계통 송전손실 민감도 계산, 경제급전에 전송
	상정고장해석 (CA)	상정고장 계통상태 해석 및 위반사례 발췌
	안전도개선 (SENH)	정상 및 상정계통의 안정운용 방안 제공 · 현재계통 : 위반 완화 및 해소방안 · 상정계통 : 위반 완화 및 해소방안
	전압계획 (VVD)	· 현재계통 전압위반 해소 · 송전손실 최소화 방안제공
	조류계산(PF)	검토계통 모선전압, 위상각, 선로조류 계산
	고장전류계산 (SCA)	3상 단락 고장시 차단기 고장전류계산
	최적조류계산 (OPF)	발전연료비용, 송전손실최소화, 계통제약 최적해소 방안 검토
DTS	급전원훈련모의	· 실계통 환경반영 EMS 모방, 운용교육 · 시나리오기반 급전원 고장복구 훈련

2-2. SCADA 기능

■ 정 의

○ SCADA는 발·변전소 전력설비의 운전상태를 중앙급전소에서 실시간으로 취득하여 전력설비를 감시하거나 제어하기 위해 EMS에서 보유하고 있는 기능 (SCADA : Supervisory Control & Data Acquisition)

■ 원격 자료취득 기능

○ 자료표시 : 취득된 자료를 정보화하여 급전원 콘솔, 전력계통반 등에 표시하는 기능

○ 경보발생 : 차단기 등의 상태변경 및 전류값의 한계 초과 시 경보

○ 보고서 생성 : 과거 데이터 분석에 의한 정기적 계통운영 보고서

■ 원격 제어 세부기능

○ 스위치 제어 : 차단기 등의 상태(Open/Close) 제어

○ 변압기 제어 : 변압기의 탭(Tap) 절환 제어

○ 발전기 제어 : 유효전력 및 무효전력량 증/감발 제어

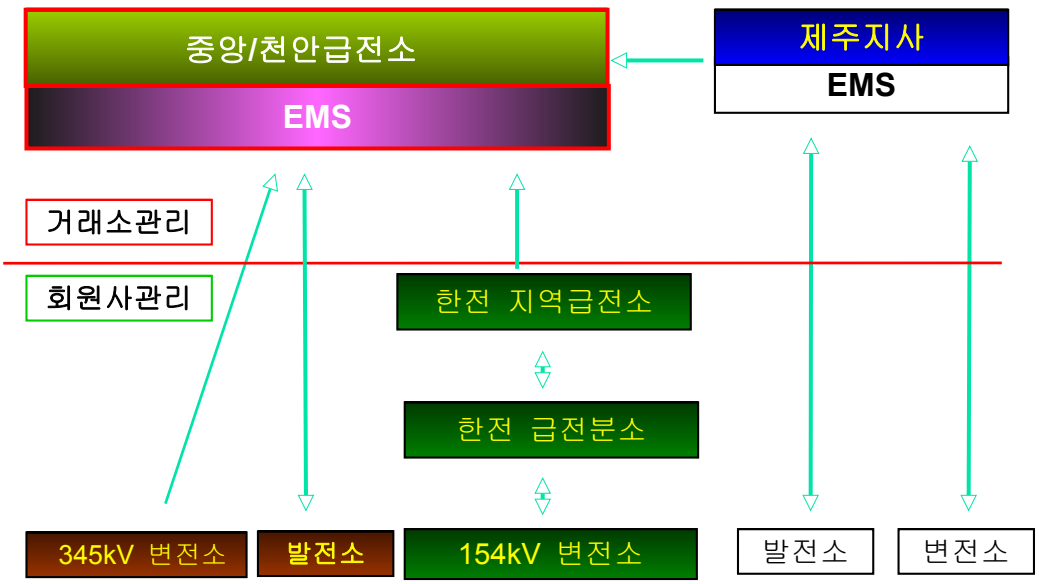
○ 제어동작 감시 : 제어동작 결과를 피드백하여 제어가 올바르게 수행되었는지 확인

■ 원격 자료취득 및 제어기준

○ 발전소 : 발전량, 전압, 차단기 상태, 자동발전제어

○ 변전소 : 변압기 부하, 전압, 송전선 조류, 차단기 상태

■ 발 · 변전소의 자료취득 및 제어 경로



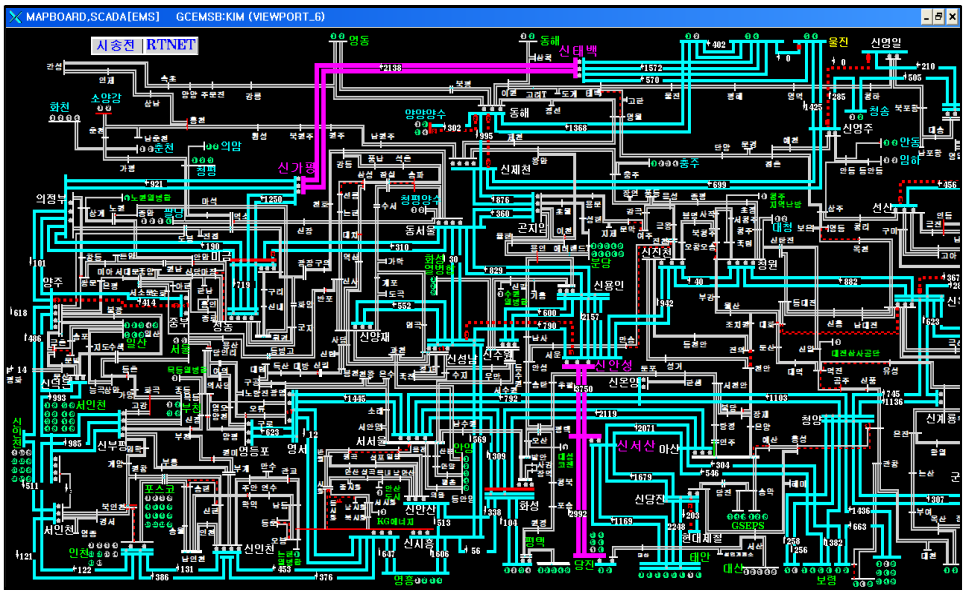
■ 취득자료 및 제어자료 현황 ('11.5월 기준)

(point)

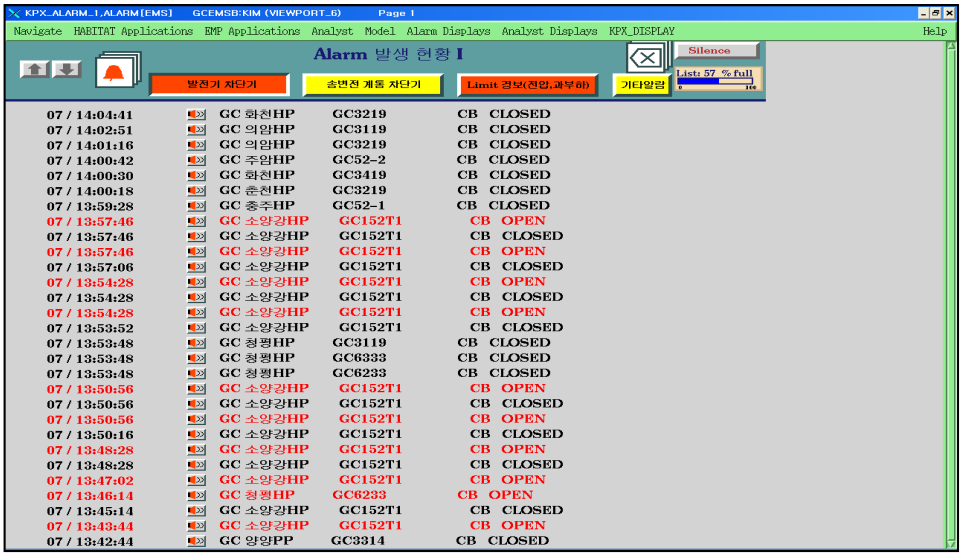
취득종류	취득자료		제어자료	합 계
	측정값	상태값		
직접취득	7,387	14,560	176	22,123
간접취득	13,624	23,548	-	37,172
합 계	21,011	38,108	176	59,295

■ SCADA 주요 감시화면

○ 전국계통 감시화면



○ 스위치(차단기) 동작 감시화면



2-3. 자동발전제어 기능

■ 정 의

○ 자동발전제어 (AGC : Automatic Generation Control)란 전력계통의 발전기 출력을 안정성과 경제성을 고려하여 EMS에서 현장 발전기의 발전량을 직접 자동 조정하는 기능

■ AGC의 목표

○ 계획한 시간 내에 시시각각 변화하는 전력수요를 맞추기 위해 필요한 발전기별 제어량 산정

○ 최소의 발전연료비용으로 전력계통 운영

○ 거래소가 정의한 예비력 범위를 확보

○ 전력계통 안전도 향상

○ 급전원 개입의 최소화 (계통사고 등 필요시에만 개입)

○ 수동 운전하는 발전기에 대한 권고치 제공

○ AGC 운영시 발생하는 이상 상황정보의 제공

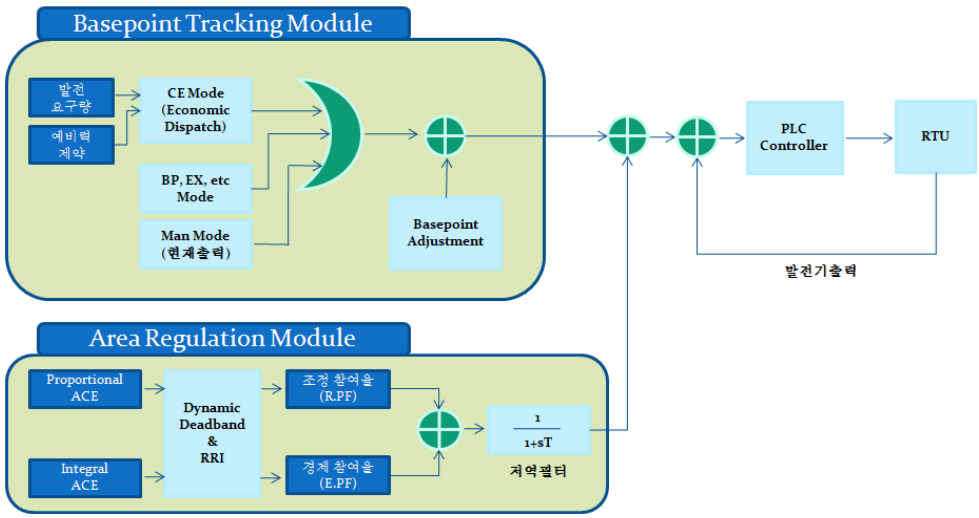
■ 활용현황

○ 자동발전제어(AGC) 기능은 매 2초마다 제어값을 계산하여 매 4초마다 현장 발전기에 제어신호를 전송

○ 제어신호에 따라 발전기의 발전량 조정상태를 1분마다 감시하고 총 발전량에 따른 연료비를 계산

○ 전력계통의 제어 요소인 발전량의 제어와 감시를 수행

■ 개념도



■ 경제급전(Basepoint Tracking, Economic Dispatch (ED))

○ 수력, 화력 및 원자력 등 다양한 발전방식과 사용연료가 서로 다른 발전기를 조합하여, 시시각각 변동하는 전력수요에 맞추어 전체 발전연료비를 최소화하여 발전기 출력을 경제적으로 조정하는 기능

○ 경제급전의 제약조건

- 전력수급 (총발전량 = 전력수요 + 전력손실)
- 발전기 출력 상, 하한값
- 예비력 종류별 조건 (10분, 20분 예비력별 제약)
- 복합발전기 등 다양한 발전방식 지원
- 송전손실계수 고려
- 연료제약 (LNG, 국내탄)
- 발전기 예방정비 등
- 경제급전 계산주기 : 1분

■ 자동주파수 제어(Area Regulation)

○ 전력계통 주파수를 규정주파수(60Hz)로 자동으로 조정하는 기능

○ 전력계통 주파수가 0.1Hz 변동시 필요한 보상(MW)량을 사전에 결정하여, 발전기 성능과 경제성을 고려하여 발전기별로 배분

- 계통제어오차 = 10×계통정수(MW/0.1Hz)×(현재주파수 - 60Hz)

○ 불필요한 제어신호를 발생하지 않게 다양한 알고리즘을 채택

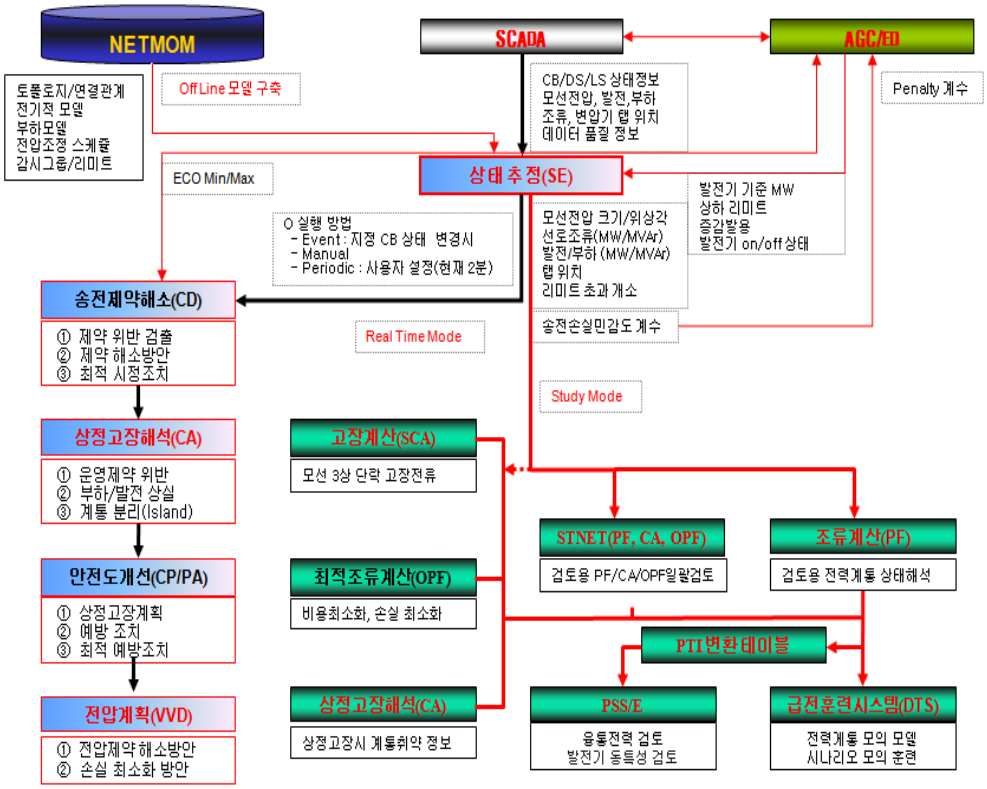
○ 발전기의 분당 증감발률과 연료비를 고려한 참여계수 산정 (2초주기)

2-4. 계통해석 기능

■ 계통해석기능 개요

○ 현재의 전력계통상태를 평가하고 비정상 상태정보를 급전원에게 제공하며, 상정사고로 발생할 수 있는 영향을 평가하고 계통안전도 향상방안과 계통운영 비용 감소방안 등을 제공하는 EMS의 기능

■ 계통해석기능 개념도



■ **계통해석 운용현황** ('11.5**월 기준**)

○ 상태추정 : 매 2분 실행 (3,850모선, 59,295 측정값 이용)

○ 상정고장해석 : 매 4분 실행 2,539개 상정고장, 11개 고장그룹

○ 전압계획 : 매 4분 실행(전압제어설비 권고)

○ 조류계산/STNET : 긴급휴전 등 계통검토 필요시 이용

○ 고장계산 : 긴급휴전 등 계통검토, 1,891개 단락고장, 13개 그룹

○ 안전도개선, 최적조류계산 : 튜닝개선 중(2,100개 제어설비 모델)

■ **상태추정**(State Estimator)

○ 계통 모델데이터와 취득데이터를 기반으로 취득값 오류 보정 및 취득 누락 데이터를 보충하여 전력계통 상태추정

○ 모든 모선에서 전압과 위상각, 전력 설비에서 부하, 발전력, 탭 위치, 조류를 계산하는 실시간 계통해석 기능

■ **상정고장해석**(Contingency Analysis)

○ 전력계통에서 상정고장의 영향을 검토하는 응용프로그램

○ 사전 정의된 상정고장 발생 시 전압 및 조류 등 설비감시 한계값 초과 취약개소와 발전/부하탈락 정보를 제공

■ **안전도개선**(Security Enhancement)

○ 현재계통에 대한 과부하 해소방안 제시

○ 상정고장 계통에 대한 과부하, 저전압 해소방안 제시

■ **전압계획**(Voltage and Var Dispatch)

○ 상태추정 결과 전압 운용한계치 초과시 위반 해소대책 제시

○ 선로의 유효전력 흐름으로 인한 손실 최소화 방안 제시

○ 조상설비 등 무효전력 제어설비 동작 권고치 제시

■ **조류계산**(PWRFLOW)

○ 상태추정 결과와 저장케이스를 가져와 계통 안전성 검토

○ 휴전 등 검토계통의 임의 조건하의 모선 전압과 위상각, 부하, 발전력, 탭 위치, 브랜치 조류상태를 계산

■ **최적조류계산**(Optimal Power Flow)

○ 발전비용 혹은 선로손실 최소화, 제어동작 최소화 방안 계산

■ **고장계산**(Short Circuit Analysis)

○ 전력설비 3상 단락고장 발생시 모선에서 고장전압, 선로에서 고장전류(kA)를 계산

○ 휴전 검토시 차단기 차단용량 초과여부 산정에 활용

2-5. 급전원 훈련 시뮬레이터(DTS)

■ DTS 개요

○ DTS는 전력설비와 연결되지 않은 오프라인 환경에서 EMS의 기능을 모방하거나, 전력계통을 모의할 수 있는 시스템으로서 EMS 기능에 훈련기능이 부가된 시스템

■ DTS 활용

○ 급전원 훈련 Tool로서 EMS 화면과 응용프로그램이 동일

○ 급전원은 EMS 기능의 학습, 전력계통 정전, 중요 선로/발전기 고장 시나리오에 의한 복구훈련 활용

○ 비정상 전력계통에 대한 복구능력 배양을 위한 급전원 경진대회 및 한전 · 6개 발전 자회사와의 합동복구 훈련 시행

[DTS를 활용한 합동훈련 모습]



2-6. 차기 계통운영시스템(EMS) 개발

■ 추진배경 및 필요성

○ 본사이전 및 서울급전소 신설에 따른 차기계통운영시스템 구축 필요

- 본사이전 종합계획안 이사회 의결('10.2) 및 서울급전소 설립방안 보고('10.10)

○ 천안급전소 계통운영시스템 한계수명 도달에 따른 시스템 교체 필요

- 차기전력IT시스템 구축방안 수립 용역 결과 2013년경 한계수명 도달

○ 한국형EMS 개발완료 및 실계통 연계시험 성공에 따른 활용 필요

- 차기계통운영시스템을 국내기술력으로 구축할 수 있는 기반 확보

■ 구축방향

○ K-EMS 기반으로 대전력계통 안정운영을 위한 최첨단 계통운영 시스템 구축

- 전력거래소 주관으로 개발된 정부 연구과제 성과물 활용
- 국내 기술력으로 추가기능 개발, 신기술 적용 및 유지보수
- 나주, 서울 및 천안 급전소별 기능에 적합한 3중화 시스템으로 구축

○ EMS 시스템 역할 확대

- MOS 등 단위시스템 연계를 통해 사내 업무 기반 구조로 EMS 역할 확대
- 신재생에너지원 등 스마트그리드 요소 고려를 위한 기반 제공
- GIS기반 전력계통 안정도 분석 등 급전원 의사결정 지원기능 강화

■ 구축기능 (현 EMS시스템 대비 추가 및 개선 기능)

○ Platform 분야

- 국제 표준규격인 공통정보모델(IEC 61970 CIM) 적용
- 응용프로그램 코딩 표준화를 통해 최적 성능 및 유지보수 편이성 확보

○ SCADA 분야

- 신재생에너지 발전원, 기상 등 SCADA 취득기능 확장
- SG 시대를 대비한 보안 통신프로토콜(Secure ICCP 등) 구비

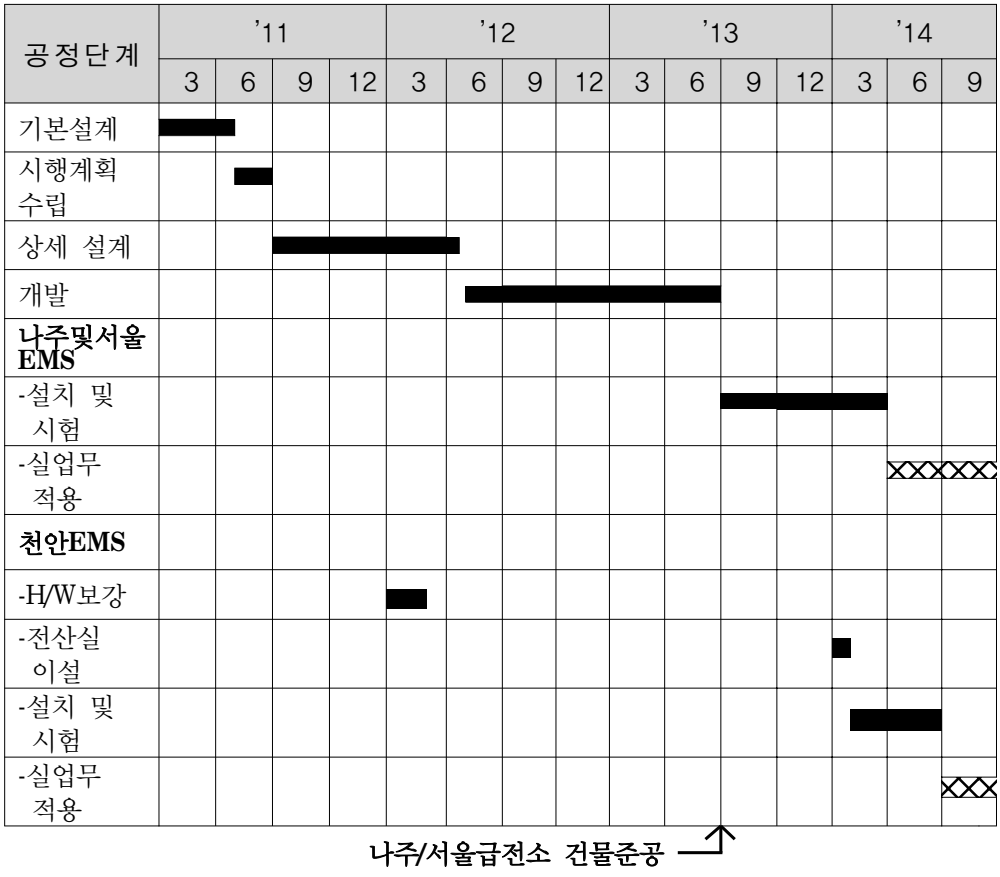
○ AGC 분야

- 발전기 제어 정밀도 향상을 위한 그룹제어, 특성반영 등 제어로직 강화
- 예비력 모델링 기능 도입 및 발전기 미추종 판별 등 기능 세분화

○ NA 분야

- 온라인 동적안정도 평가 기능(VSA, TSA, SSA) 도입

■ 차기 EMS개발 로드맵



※ 본사 지방 이전 추진 일정에 맞춰 사업 일정을 탄력적으로 조정 예정

KPX Knowledge Power 2011

Ⅰ. 전력IT 개요

Ⅱ. 계통운영시스템(EMS)

전력IT 운영 ›› Ⅲ. 시장운영시스템(CBP/MOS)

Ⅳ. 전력IT 고객서비스센터 운영

3-1. 시스템 개요

■ CBP 시스템

○ CBP시스템은 변동비반영 전력시장을 운영하기 위해 전력시장 참여자들이 발전비용에 근거하여 발전량을 입찰하고 발전한 발전량을 계량 및 정산하며 전력시장 정보를 참여자들에게 제공하는 시스템

■ 주요 하부 시스템

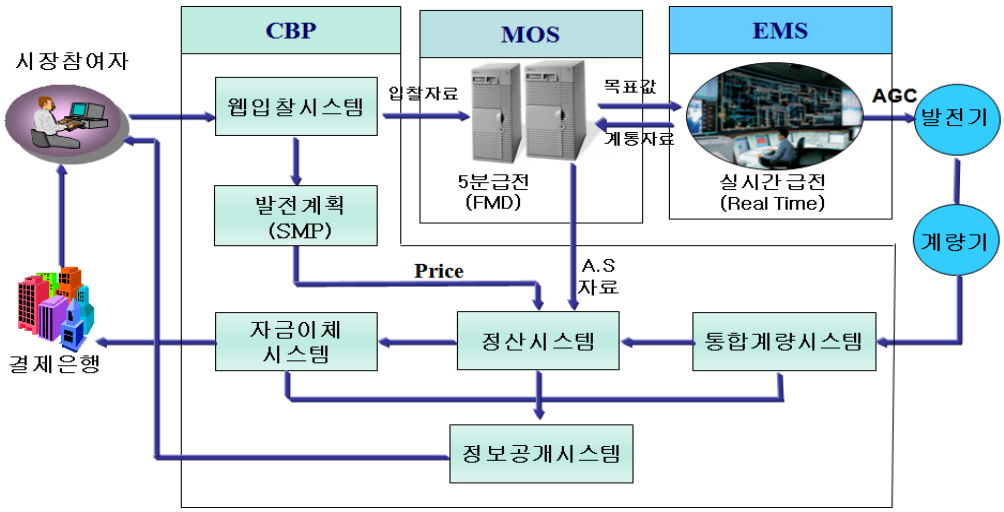
○ 입찰시스템 : 인터넷을 통한 입찰 수행

○ 통합계량시스템 : 유무선 계량회선을 통한 전력사용량 취득

○ 전력거래대금 정산시스템 : 판매회원, 발전회원 전력거래대금 계산

○ e-파워마켓시스템(정보공개시스템) : 인터넷을 통한 정보공개

■ 시스템 개념도



3-2. 입찰 시스템

■ 입찰 시스템

○ 발전회원사들이 발전비용에 의거 시간대별 공급가능한 용량(발전량)을 입찰할 수 있는 시스템으로서 사용자 편리성을 위해 웹방식으로 개발됨

■ 시스템 주요 기능

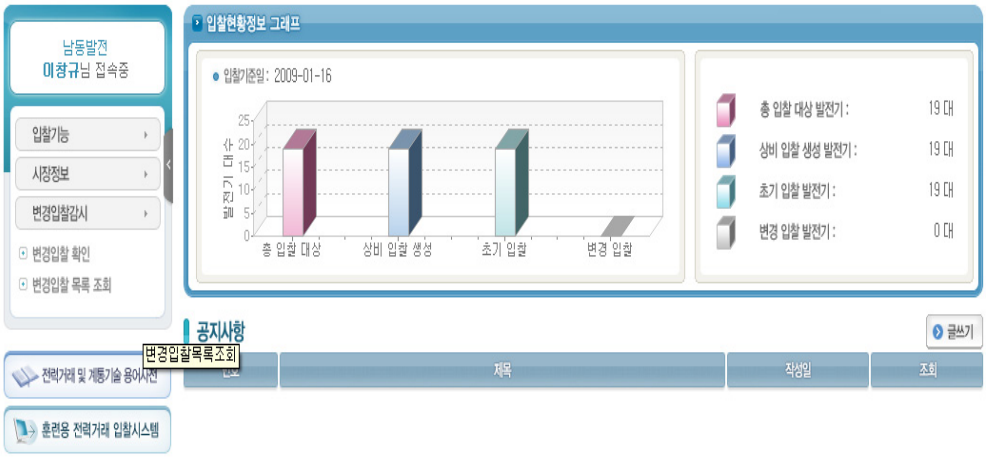
○ 예약입찰, 초기입찰, 변경 입찰 기능

○ 전력수요, 시장정보 조회 기능

○ 훈련용 전력거래 입찰 기능

■ 주요 사용자 : 중앙급전발전기를 보유한 모든 발전회원사

■ 인터넷 서비스 화면



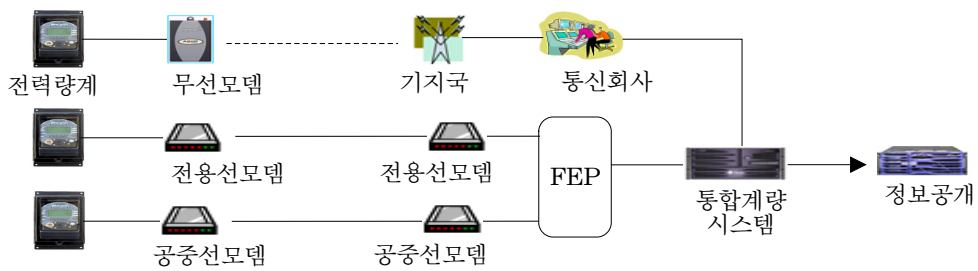
3-3. 통합 계량 시스템

■ 통합계량시스템

○ 기존에는 전력시장용 전력량계를 유선방식(전용선 또는 전화선)으로만 검침할 수 있었으나, 2009년에 무선방식으로도 검침이 가능하도록 유·무선 통합계량시스템을 구축

○ 통합계량시스템에서 수용한 무선방식은 SKT의 CDMA 무선망을 이용하여 검침하며, 취득 성공률은 전용회선과 비슷한 반면 회선사용료는 $\frac{1}{40}$정도로 감소되어 회원사의 통신료 부담을 절감함

■ 통합계량시스템 구성도



■ 통신방식별 특징 비교

구 분	유 선		무 선
	전용회선	전화선	
모뎀 가격	약 700,000원	약 400,000원	약 550,000원
취득 주기	매 20분	1일 1회	매 20분
정보 공개 주기	매 1시간	1일 1회	매 1시간
통신비	평균 425,000원/월	약 1~3만원/월	1만원/월

■ 주요 기능

○ 전력거래용 전력량계 정보 관리

○ 무선, 전용선, 공중선 방식을 활용한 전력량계 계량데이터 검침

■ 전력거래용 계량설비 설치현황

('11. 5월 기준)

발전회사명	항 목	수 량	합 계
한수원	주계량기	63	119
	비교계량기	56	
남동발전	주계량기	33	57
	비교계량기	24	
중부발전	주계량기	40	73
	비교계량기	33	
서부발전	주계량기	32	60
	비교계량기	28	
남부발전	주계량기	47	83
	비교계량기	36	
동서발전	주계량기	37	68
	비교계량기	31	
수자원공사	주계량기	45	60
	비교계량기	15	
기타	주계량기	617	704
	비교계량기	87	
합 계			1,224

3-4. 정산 시스템

■ CBP 정산시스템

○ 전력거래가 이루어진 후 각 발전기별, 회원사별로 전력거래 대금을 정산하는 시스템

■ 시스템 주요 기능

○ 전력거래 정산대금을 위한 입력데이터 관리

○ 회원사 및 회원사설비 관리, 비용평가자료 관리, 급전지시사항 관리

○ 연계데이터 관리 및 초기, 최종, 수정정산 처리

○ 정산공표 내역 공표 및 청구

■ 주요 사용자 : 전력거래소 정산업무 담당자

■ 정산시스템 주화면



3-5. e-Power Market 시스템

■ CBP e-Power Market

○ 전력시장에 대한 각종 정보 제공 및 업무처리를 위한 웹 포탈시스템

■ 시스템 주요 기능

○ 전력시장 회원사 전용 시장정보 조회 및 공지

- 전력계통 운영정보, 수요, 입찰, 계량, 정산금 정보조회

○ 정산 청구서/수정청구서 발행 및 승인

○ 전자세금계산서 발행 및 국세청 전송

○ 각종 위원회 및 시장운영규칙 조회

■ 주요 사용자 : 모든 회원사

■ 인터넷 서비스 화면



3-6. MOS 개요

■ MOS(Market Operation System)

○ 다수의 발전측과 수요측에서 입찰하고 이를 기반으로 실시간으로 전력시장 가격과 발전기별 급전량을 결정하는 양방향 전력시장운영을 위한 시스템으로서 정산, 입찰, 계량, 자금관리 등을 수행

■ MOS 구성

○ PSS(Power System Server) : 전력계통데이터 처리 기능

○ MA(Market Application) : 실시간 급전계획 작성 기능

○ MI(Market Infrastructure) : 입찰 및 시장참여자 관리 기능

○ STL(Settlement) : 정산기능

○ FA(Fund Administration) : 자금이체 등을 위한 은행연계 기능

○ MDAS(Meter Data Acquisition System) : 전력량데이터 취득 기능

■ 활용경위

○ 2003년도에 구축

○ 2003년 배전분할 중단으로 MOS를 양방향 전력거래시스템으로 활용하지 못함

○ 2006년부터 EMS-MOS-CBP시스템을 연계하여 MOS의 핵심 기능(급전계획)을 활용

- 시스템 연계를 위해 입찰변환시스템 및 종합감시시스템을 개발하고 MOS의 일부 기능 수정

■ 활용내역('11. 5월 현재)

○ 실시간(5분) 급전계획 작성

○ 보조서비스 정산자료 산출

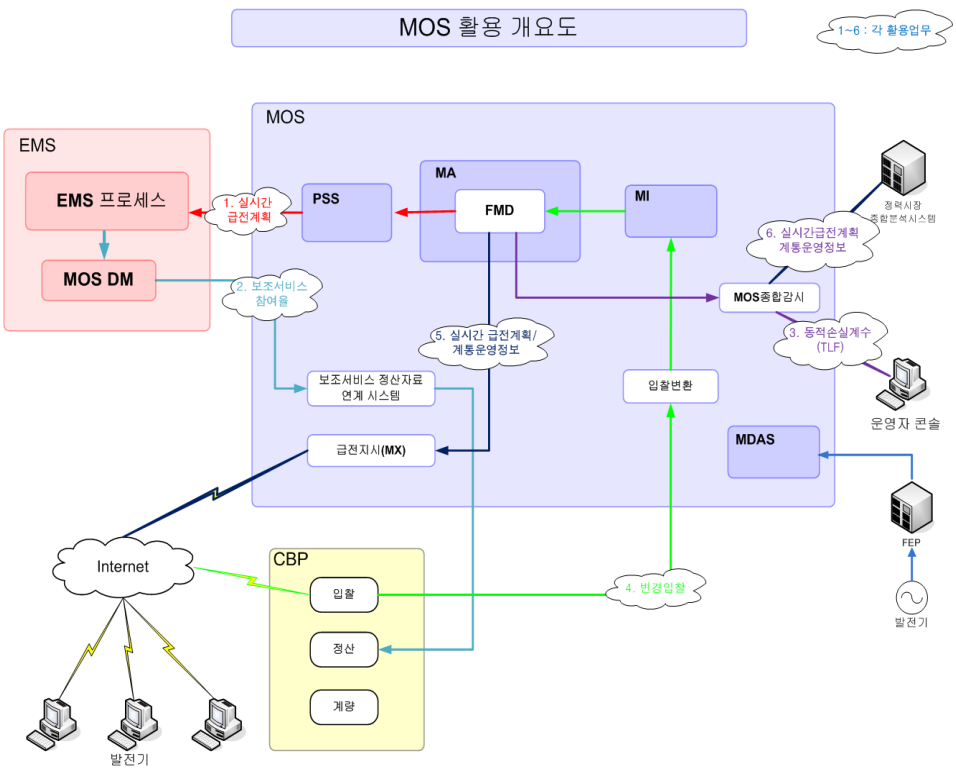
○ 동적 손실계수 산출

○ 실시간 CBP 변경입찰 반영

○ MX를 통해 회원사에게 실시간 급전계획 및 계통운영정보 제공

○ 전력시장종합분석시스템 자료제공

○ 기능활용 개요도



3-7. 차기 시장운영시스템(MOS) 개발

■ 추진배경 및 필요성

○ 본사이전 및 서울급전소 신설에 따른 차기시장운영시스템 구축 필요

- 본사이전 종합계획안 이사회 의결('10.2) 및 서울급전소 설립방안 보고('10.10)

○ 천안급전소 시장운영시스템 한계수명 도달에 따른 시스템 교체 필요

- 차기전력IT시스템 구축방안 수립 용역 결과 2013년경 한계수명 도달

■ 구축방향

○ 전력시장 변화에 신속 대응이 가능한 유연성 있는 시장운영시스템 구축

- 시장운영 연속성 및 확장성을 고려한 시장규칙 룰 모델링 기법 도입
- 국제 표준규격인 공통정보모델(IEC 61970 CIM) 적용
- 모바일을 통하여 시장정보를 시장참여자에게 실시간 제공

○ 싱글플랫폼 기반의 계통운영시스템과 시장운영시스템 구축

- 계통운영시스템과 시장운영시스템간 통합모델링 기법 적용
- 표준 데이터연계 기술(SOA)을 통해 데이터 무결성 확보

○ 현행 MOS 5분급전계획(FMD) 기능은 차기EMS에 통합하여 개발

■ 구축기능 (현 MOS시스템 대비 추가 및 개선 기능)

○ 프로그램 계층(Tier)별 가상화(Virtualization)

- 관리 효율성 향상 및 서버, DB엔진, 3rd Party 도입 비용 최소화
- 프로그램 계층별 운영을 통해 실시간 시스템 안정성 대폭 향상

○ DB엔진 통합(입찰/계량/정보공개/계량)

- 단위 시스템간 데이터 처리 과정의 리스크 근원적 차단

- 데이타베이스 스키마 변경에 따른 프로그램 수정 최소화

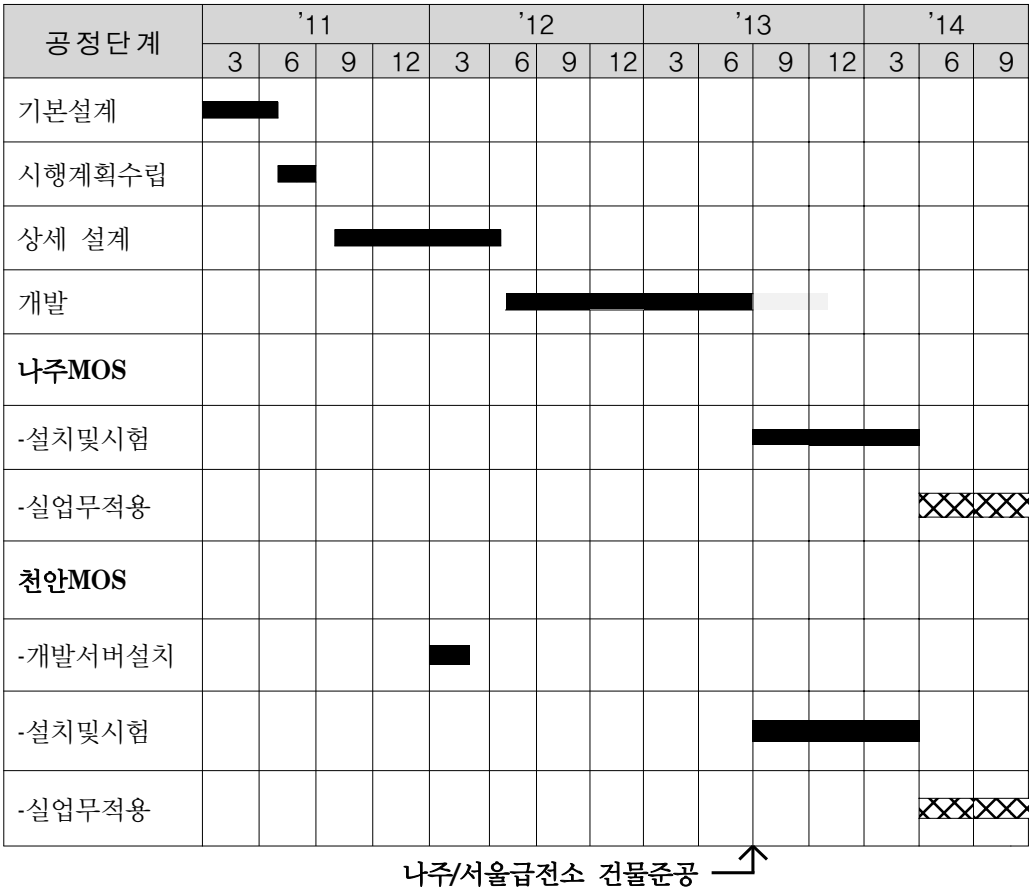
○ 전력거래 정산용 시장규칙 룰 모델링 기법 도입

- 비즈니스로직과 프로그램의 분리로 정산식 변경시 신속한 대응 가능
- 정산규칙 수정 변경에 따른 예측 시뮬레이션 역할 가능

○ 고객 만족도 및 편의성 향상을 위한 최신IT 기술 적용

- 정보공개 및 계량봉인 업무 등에 모바일 서비스 적용
- 표준 웹 기술 적용으로 익스플로러 종속 탈피 및 보안강화

■ 차기 MOS개발 로드맵



※ 본사 지방 이전 추진 일정에 맞춰 사업 일정을 탄력적으로 조정 예정

KPX Knowledge Power 2011

Ⅰ. 전력IT 개요

Ⅱ. 계통운영시스템(EMS)

Ⅲ. 시장운영시스템(CBP/MOS)

전력IT 운영 ›› # Ⅳ. 전력IT 고객서비스센터 운영

4-1. 전력IT 고객 서비스센터 운영

■ 전력IT 고객서비스센터

○ 전력IT 고객서비스센터는 전문상담원을 배치하여 회원사 전력거래용 IT설비 장애나 문의사항 발생 시 신속하고 친절하게 지원하기 위한 콜센터

■ 서비스 지원 대상

○ 입찰, 정산, 계량 사용관련 오류 및 에러 등의 조치

○ 전자상거래용 공인인증서 발급/재발급

○ 급전지시단말기(MX) 설치 및 기능 문의

○ 전기에너지 전자상거래시스템(e-Power Market) 이용 문의

○ 원격기술지원 서비스를 통한 사용자 환경설정 및 문의사항 해결

○ 기타 전화상담을 통한 문제 해결

■ 이용방법

○ 전　화 : 1661-6590 (FAX 02-3456-6596)

※ '11.7월부터 종전 02-3456-6595가 1661-6590으로 변경

○ 인터넷 : "전기에너지 전자상거래시스템(kpx.info/eBiz)" "Help Desk" 메뉴에서 "서비스접수/조회" → "등록" 클릭후 서비스 신청

■ 서비스 특징

○ 고객서비스 고객만족 실현을 위해 IT전문가에 의한 전문 상담

○ 365일 24시간 고객지원체계 구축

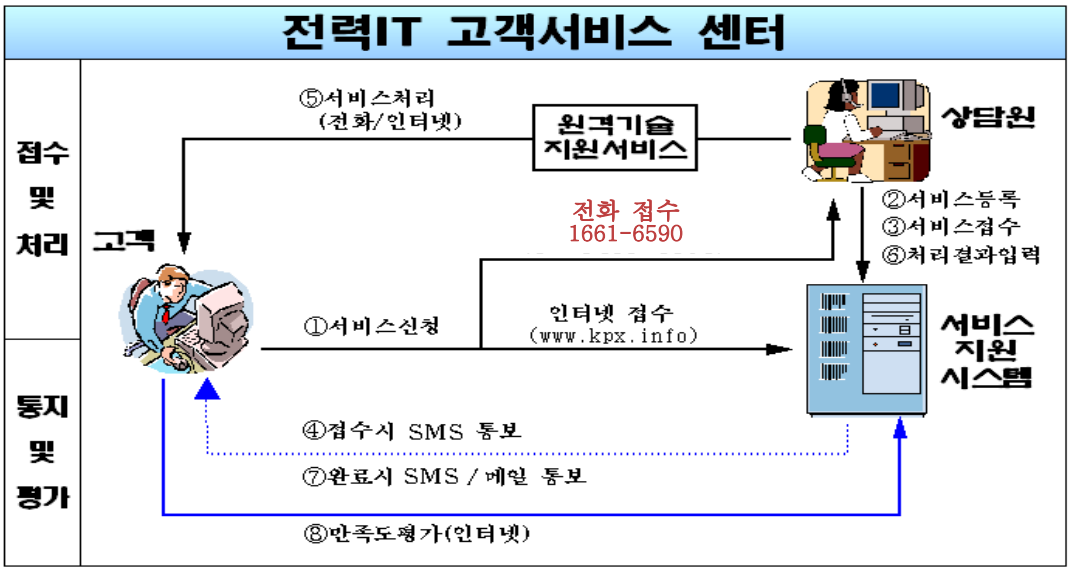
○ 서비스 지원 후 고객으로부터 만족도 평가 시행

○ 고객이 오프라인에서도 확인이 가능하도록 접수 및 처리결과 완료 시 핸드폰 메시지로 통보

○ 전화로 기술지원 곤란 시 고객의 PC에 직접 접속하여 장애를 해소하는 “원격기술지원서비스” 시행

○ 매년 기술지원 사항에 대한 고객만족도 평가 및 고객 애로사항 반영

■ 서비스 절차



4-2. 전력계통 보안 관제센터 운영

■ 개요

○ 전력계통보안관제센터는 사이버상의 다양한 위협에 대하여 실시간으로 대응함으로써 전력IT 및 사무자동화(OA)망에 대한 신뢰도와 안정성을 확보하기 위해 2008년 4월부터 운영되고 있으며, 최근 새로운 사이버위협 및 지능적 바이러스로 인한 피해가 확대되고 있어 보안관제센터의 역할이 더욱 중요시 되고 있음

■ 보안관제센터 운영현황

○ 관제 대상

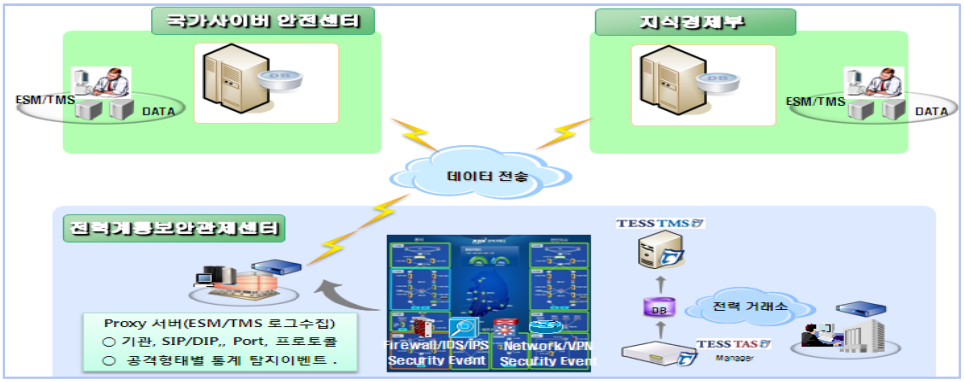
- 계통운영시스템 및 시장운영시스템 연계 보안설비
- 사무자동화망(OA) 및 전력지원시스템 연계 보안설비

○ 관제 방법

- 실시간 감시 및 대응을 위해 관제요원이 24시간 연속 관제 수행

■ 외부기관 연계현황

○ 국정원, 지식경제부의 사이버안전센터와 시스템 연동



■ 보안관제센터 주요 기능

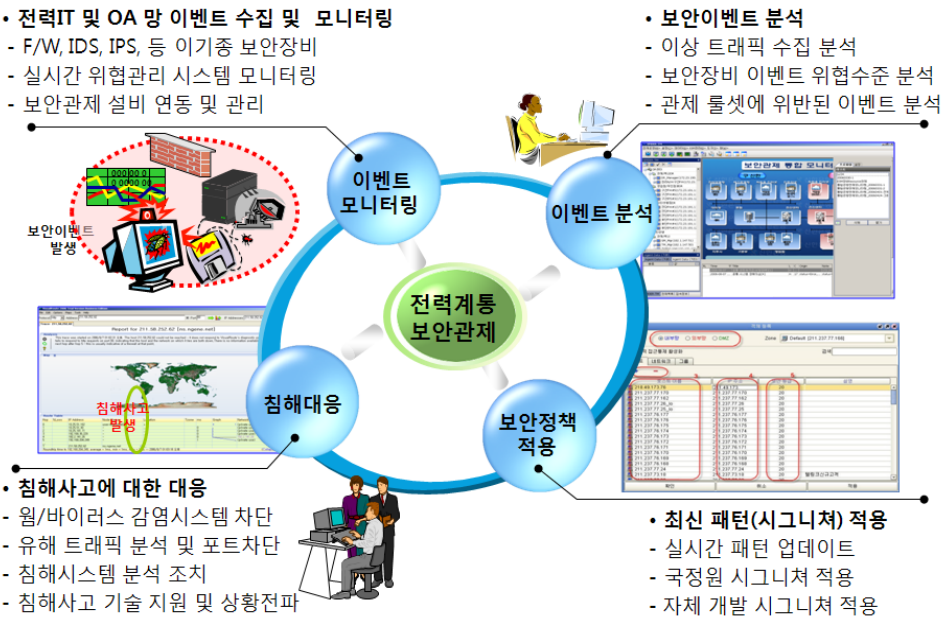
○ 사이버 위협 탐지 및 대응 활동

○ 위협정보 수집 및 침해사고 대응

○ 정기적 보안취약점 점검 및 분석

○ 보안시스템(ESM, TMS 등) 관리 및 운영

○ 침해사고 분석 및 위협관리 등



■ 사이버 위협 탐지 및 차단 실적

구 분	2009년	2010년
일일 침입탐지 건수	19만	36만
일일 침입차단 건수	1.8	8.3
연간 침해사고 건수	0	0

KPX
Knowledge Power 2009

녹색성장 선도

스마트그리드(Smart Grid) 구축

전력수요자원시장 운영

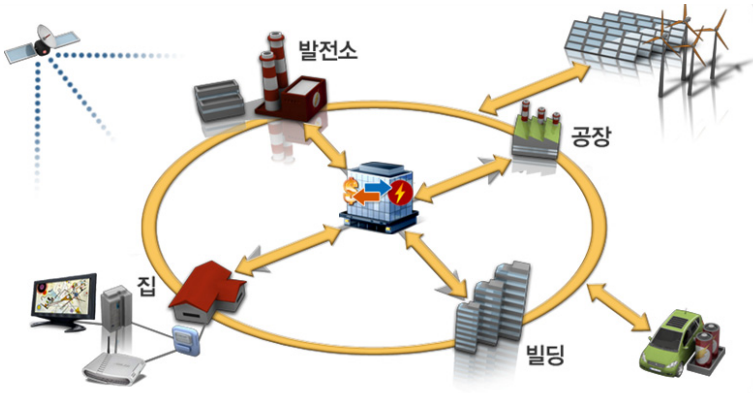


1. 스마트그리드(Smart Grid) 구축

■ 스마트그리드 개요

◇ 기존의 전력망에 정보통신 기술을 접목하여, 공급자 및 수요자간 양방향으로 실시간 전력정보를 교환함으로써 에너지 절약, 신재생에너지 보급, 전기차 운행을 가능하게 하는 전력인프라

* 인공지능을 통해 양방향 통신이 가능하여 미래 에너지부문의 인터넷(Energy Internet) 역할 수행 예측(토마스 프리드먼)



전력망 = Grid
- 공급자중심 일방향성
- 폐쇄성, 획일성

+

정보통신 = Smart
- 실시간 정보교환

‖

스마트그리드
- 수요자중심 양방향성
- 개방성, 다양성

○ 스마트그리드의 핵심 특징

- 소비자의 참여, 분산전원(신재생에너지)의 확대와 저장기능의 강화, 새로운 전력시장, 고품질 전력, 자산최적화 및 운영효율화, 고도화된 전력망 감시·보호 및 자기치유, 전기차 운행 인프라

■ 추진배경 및 필요성

○ 기후변화 대응

- 국가 온실가스 목표 달성을 위해서는 저탄소 녹색성장 인프라 구축 시급

* '20년까지 BAU 기준 30% 탄소 배출량 감축 목표('09.11월 녹색위 발표) 달성을 위한 전력 인프라 구축 필요

- 우리나라의 GDP 대비 온실가스 배출량은 OECD 국가 평균치의 1.6배 수준

* 온실가스 감축을 위해서는 신재생에너지, 전기차 등 청정에너지원, 환경 친화적 교통·가전 등의 보급 확대 필요

* 절대배출량은 OECD내 9위('07년 기준), 연평균 증가율 1위('05년 기준)

○ 신재생·분산형 전원의 보급 확대 기반 마련

- 풍력·태양광 등 전력생산이 불규칙적인 신재생 발전원이 전력망에 대규모로 연결되기 위해서는 전력망의 지능화가 선결요건

- 전동차·연료전지 등 분산형 전원을 통해 전력을 생산·저장·판매하기 위해서는 전력망의 지능화가 필요

○ 에너지 효율향상

- 고유가 지속 및 자원 민족주의 강화에 따라 지속가능한 성장을 위해서는 에너지 자립 및 에너지 저소비 사회로의 전환이 필수

* 국가에너지기본계획('08년)에서는 국가에너지 효율 선진국 실현을 위해 2030년까지 에너지 원단위의 46.7% 향상을 목표로 설정 (연평균 2.6% 개선)

- 에너지 절약을 위해 전기요금 차등제·누진제 등을 운영 중이나, 낮은 가격 및 사용의 편리성으로 전력 소비는 증가 추세

* '98~'06년, 최종에너지 소비증가율 : 도시가스 10.2%, 전력 7.6%, 열에너지 6.5% 順

- 스마트그리드가 구축되면 전력 수요의 분산 및 제어가 가능해져 에너지 이용 효율 향상 가능

* '30년 전력수요 분산에 의한 최대전력 10% 감소 목표

○ 신성장동력 창출

- 세계 스마트그리드 시장이 급격히 성장할 것으로 전망됨에 따라 반도체, IT의 뒤를 잇는 신성장동력으로 육성 필요

  * '09년 미국 스마트그리드 시장규모는 약 214억 달러(연평균 14.9% 성장 예상), 세계시장 규모는 약 693억 달러(연평균 19.9% 성장 예상)

  * '07~'30년간 전세계 전력분야 투자비용 예상 : 13.6조 달러 (IEA/ WEO 2008)

- 스마트그리드는 전력과 중전은 물론, 통신·가전·건설·자동차·에너지 등 산업 전반과 연계되어 큰 파급효과 기대

  * '08년 우리나라 중전기 분야의 세계 시장 점유율은 약 2.3% 수준, 전력산업에 IT산업의 경쟁력을 결합시켜 글로벌 경쟁력 확보 가능

○ 무정전·고품질 전력서비스 제공

- 고장요인을 사전에 감지·제거하여 무정전·고품질 전력망 운영

  * 우리나라의 전력품질은 선진국 수준이나 반도체·석유화학산업은 전력품질에 민감('07.8월 삼성전자 400억원 피해/ '08.5월 여수공단 123억원 피해)

○ 스마트그리드 기대효과

구 분	내 용
일자리 창출	2030년까지 연평균 5만개의 신규 일자리 창출
온실가스 감축	2030년까지 총 2억3천만톤의 온실가스 감축 효과
에너지 수입 절감	2030년까지 총 47조원의 에너지 수입 절감
수출 증대 기여	2030년까지 총 49조원의 수출 증대 기여
내수 창출 기여	2030년까지 총 74조원의 내수 창출 기여
발전소 건설 회피	2030년까지 총 3조2천억원의 신규 발전소 건설 회피

■ 국가 스마트그리드 로드맵

○ 추진 경과

- 국가 단위의 스마트그리드 구축계획 보고('09.2월, 제1차 녹색위)
- 130여명 전문가 참여를 바탕으로 국가로드맵 초안 작성('09.6~'09.10)
- 2차례에 걸친 스마트그리드 국가로드맵 공청회 개최('09.11~'09.12)
- 스마트그리드 국가로드맵 확정('10.1월, 차관주재 총괄위원회)

○ 비전·목표

- '스마트그리드를 통한 저탄소 녹색성장 기반 조성'을 비전으로 설정하고, 2030년까지 국가 단위의 스마트그리드 구축
- 한정된 투자재원을 고려하여 시범도시, 광역시도, 전국단위 확산 등 "先거점조성, 後전국확산" 전략에 따라 단계적으로 추진

< 스마트그리드 국가로드맵 비전 및 목표 >

비전	스마트그리드 구축을 통한 저탄소 녹색성장 기반 조성		
단계별 목표	시범도시 구축 1단계 (2012년)	광역단위 구축 2단계 (2020년)	국가단위 구축완료 3단계 (2030년)

5대 추진 분야	지능형 전력망	지능형 소비자	지능형 운 송	지능형 신재생	지능형 서비스
	◦개방형 전력 플랫폼 구축 ◦고장예측 및 자동복구 구축	◦지능형 계량 인프라 구축 ◦에너지관리 자동화 구축	◦전국단위 충전 인프라 구축 ◦V2G 및 ICT 서비스시스템	◦대규모 신재생발전단지 조성 ◦에너지자급 가정 및 빌딩 구현	◦다양한 요금제 개발 ◦지능형 전력거래시스템 구축

■ 제주 스마트그리드 실증단지 구축사업

○ 스마트그리드 기술과 New Biz모델의 통합실증

○ 추진경과

- 스마트그리드 실증단지 부지신정(제주도 구좌읍)('09.6)
- 스마트그리드 실증단지 구축사업 참여기업 공모 및 협약체결('09.12)
- 스마트그리드 실증단지 인프라 구축 완료 및 통합운영센터와의 연계를 통한 스마트그리드 기술 실증과 New Biz 모델 개발을 위한 운영 개시('11.6)

〈제주 스마트그리드 실증단지 구축사업 개요〉

◇ (목적) 세계 최대·최첨단 스마트그리드 실증단지를 조기에 구축, 관련기술의 상용화 및 수출산업화 촉진

◇ (지역) 제주도 구좌읍(제주 동북부 소재)일대 약 6천호 대상

◇ (기간) (기본단계) '09.12~'11.5월, 인프라 구축
(확장단계) '11.6~'13.5월, 통합운영

◇ (구성) 총 5개 분야에 12개 컨소시엄(171社) 참여

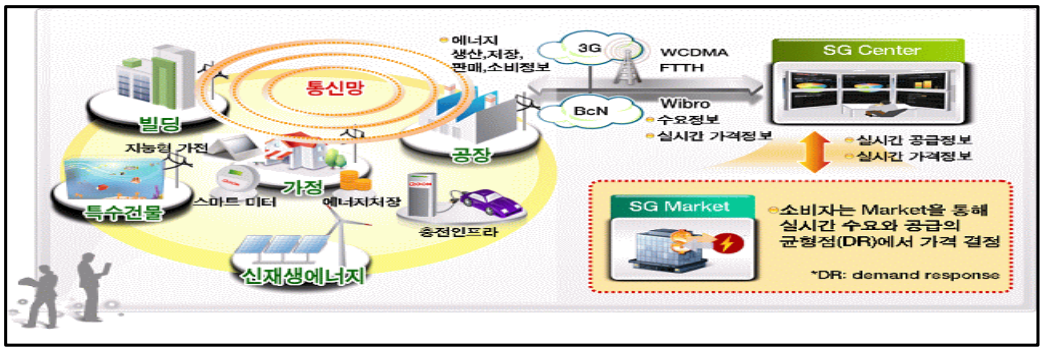
* 스마트 전력망, 스마트 전력시장, 스마트 소비자, 스마트 운송, 스마트 신재생에너지

◇ (예산) 정부 685억원, 민간 1,710억원, 총 2,395억원 투자

○ 실증분야별 사업 내용

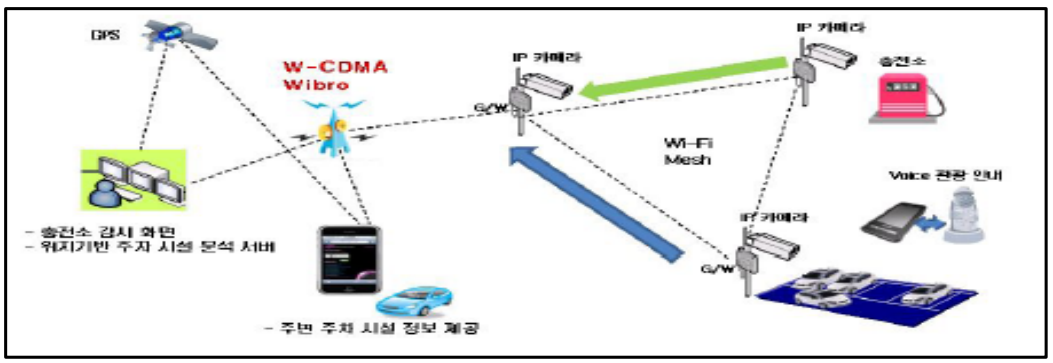
- (지능형 소비자) 스마트계량기를 통해 가정과 빌딩의 전력소비를 최적화하고, 소비자가 생산·저장한 전력을 전력사에 역판매하는 모델 구현

<Smart Place 구축 개념도>



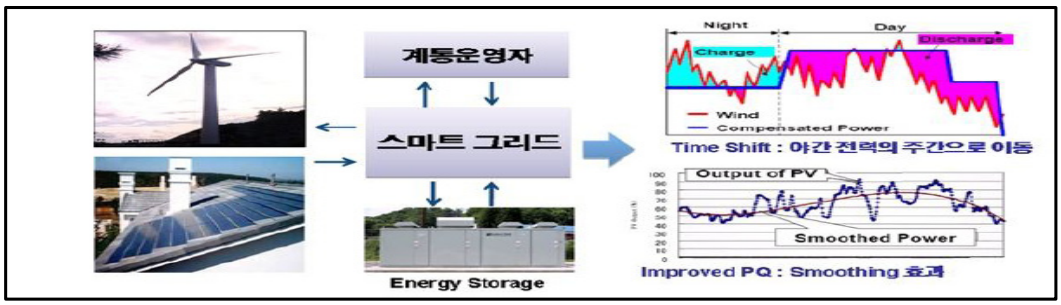
- (지능형 운송) 전기차 충전 인프라와 부가 서비스 모델을 구현하고 충전이 전력망에 미치는 영향을 최소화하는 시스템 구축

<Smart Transport 구축 개념도>



- (지능형 신재생에너지) 풍력·태양광 등 전력생산이 불규칙한 신재생발전원의 안정적 전력망 연계 기술 실증

<Smart Renewable 구축 개념도>



- (지능형 전력망) 스마트그리드 구현의 기반이 되는 첨단화된 미래형 전력망 구축

  * 양방향 전력전송, 고장의 조기발견·자동복구가 가능하며, 각종 첨단 가전기기와 통신하면서 전력수요를 제어하는 수준까지 지능화

  * 또한, 2005년부터 개발해 온 전력IT 10대과제를 스마트그리드에 채택할 수 있도록 기술개발성과를 실증

- (Smart Electricity Service) 스마트그리드 환경에 최적화된 New 전력시장 모델을 실증하고, 새로운 스마트그리드 자원을 활용한 계통운영 기술 실증 및 전력계통의 안정 운영방안 수립

■ 국내외 동향

<해외 동향>

○ 【미국】 에너지 자립 및 노후 전력망의 현대화를 통한 경기부양

- '03년에 「Grid 2030」 국가비전을 발표하고, '07년 "에너지 독립 및 안보법(EISA)" 제정을 통해 스마트그리드 지원체계 마련

  * 설비투자 시 20%의 연방보조금 지급

  * 국가 정책 목표로 스마트그리드 개발 요구, NIST로 하여금 스마트그리드 표준 개발을 주도 명령

- '09년부터 「경제회복 및 재투자 법」에 따라 전력망 현대화에 45억 달러 투자

  * 50년 이상된 전력망으로 에너지 효율이 낮은 상황 ('06년, 송배전 손실률 6.2%)

  * DOE 경기부양예산에서 34억 달러를 100개 스마트그리드투자사업(SGIG)에 지원 발표('09. 10, 총사업비 81억 7,000만 달러), 기간은 (지원사업별) 3년 기준으로 2015년에 종료

* 향후 5년 내에 4,000만 대 스마트미터 보급, 2030년까지 전력수요 4% 감축, 2020년까지 신재생에너지 20% 보급 목표

- SGDP(Smart Grid Demonstration Programs, 미국 에너지부(DOE) 주관)

* (목적) : 비용 효과적인 스마트그리드 기술, 시스템 구성 방법 등 제시(미래 스마트그리드 기술을 독창적으로 적용)

* (주요내용)지역별 특징을 살린 스마트그리드 실증 및 에너지 저장 관련 실증(32개 도시)

- 스마트그리드 인력양성 프로그램(미국 에너지부(DOE) 주관)

* (목적)54개 프로그램은 유틸리티, 전력 제조업 분야 인재양성 추진(전문가 3만명 양성) 및 ARRA 기금 약 100백만 달러를 지역사회, 대학, 산업체 지원

- 미국 EISA 2007에 기반을 둔 스마트그리드 태스크 포스 구성

* 미국 DOE 주관, FERC, DOC(Department of Commerce) 산하 NIST, EPA, DOD, DHS 등 다양한 정부기관 참여

* 최소한의 정부부처 간 협력 강조, 다양한 이해관계 부처와의 조율 권고

○ 【EU】 신재생에너지 보급 확대 및 회원국 간 전력거래 활성화

- '06년에 「Smart Grids Vision & Strategy」 발표, '07년에 스마트그리드 전략적 5대 연구분야 선정, '08년에 스마트그리드 전략적 6대 우선 구현분야 선정

- '08.12월, EU 회원국은 '09년 대비 '20년까지 신재생 20% 확대, 온실가스 20% 감축을 골자로 하는 「Climate and Energy Package 20-20-20」에 합의

- 이태리, 프랑스, 독일, 네덜란드, 스페인, 영국 등 각국별로 다양한 실증 및 보급사업 추진

- 영국은 다양한 신재생에너지원 개발에 주력하기 위해 상이한 전력원 간의 통합 운영을 위해 스마트그리드 구축 추진
  * DECC는 2020년까지 모든 가정에 스마트 미터기 보급 계획 발표('09.5)
  * 풍력발전소와 지상 송전망을 연결하기 위한 150억 파운드 규모의 신규 송전망 건설 계획 발표('09.6)
  * Ofgem은 에너지 사용자로부터 향후 5년간 5억 파운드의 기금을 조성하여 4개의 스마트그리드 시티 건설 발표('09.08)
- 프랑스는 분산되고 불안정한 에너지 공급원을 효율적으로 통합하기 위해 스마트그리드 시스템 구축 추진
  * 2012~2016년 총 4조 유로 예산 투입 및 프랑스 전역에 3,500만대 스마트 미터 보급 계획
  * 에너지 환경공단인 ADME는 스마트그리드 사업 추진을 위한 로드맵 작성과 스마트 미터기 보급 및 제로 에너지 빌딩, 전기자동차 기술 관련 연구 사업 지원
- 독일은 화석연료로부터 독립을 통한 에너지 확보를 국가적 과제로 추진
  * 전력업계는 2012년까지 약 100여 개의 연구개발프로젝트에 총 20억 유로에 이르는 대대적인 투자계획 발표
  * 신재생에너지 업계에서는 2012년까지 총 400억 유로를 투자해 신재생에너지 개발 추진
- 이탈리아는 2020년까지 전체 전력소비 20%를 신재생에너지원으로 사용하는 것을 목표로 기존 전력망에 새로운 관리 시스템 필요성 인식
  * 원격 검침에 필요한 스마트미터 보급 및 배전 자동화
  * 스마트그리드 기술을 홈 분야에 적용한 TELEGESTORE에 25억 유로 투자

○ 【일본】 태양광 발전의 계통 연계를 위한 마이크로그리드 확산

- 스마트그리드와 유사한 TIPS *사업 추진

  * TIPS : Triple I(Intelligent, interactive, Integrated) Power System

- 신재생원 중 태양광의 대량보급에 주력

  * 태양광 발전량 목표 : '20년까지 34GW, '30년까지 100GW

- 태양광 발전 등 신재생에너지의 대량 유입에 대비한 전력망 확립
- 전국 10개 섬에 마이크로그리드 실증단지 구축 사업시작('09.08)
- '09년 기술개발 로드맵 수립 착수, 향후 10년간 200억엔 규모의 기술개발 진행 중
- 민간기업 중심으로 스마트그리드 분야 표준화를 추진 중이며, 태양광 발전 확대를 위한 실증사업을 전국 10개 섬에서 추진

○ 【중국】 안전하고 경제적이며 친환경적인 차세대 전력망 구축

- 중국국가전망공사는 스마트그리드 종합추진계획 발표('09.05)
- 스마트그리드 건설은 3단계로 진행, 총 4조 위엔 이상 투자 예상
- 핵심기술 및 설비의 광범위한 응용 등 2조 위엔 투자('15년)
- 전체 전력망 지능화 완성에 1조 7,000억 위엔 투자('20년)
- 국가발전개혁위원회 재생에너지연구소는 태양광, 풍력 등 신재생에너지 분야 3조위안(약 555조원) 투자하는 신에너지진흥계획을 추진 예정

<국내 동향>

○ 【추진체계 구축】 스마트그리드 사업추진을 위한 체계 구축

- 한국 스마트그리드 협회(KSGA) 설립('09.5)

  * 정부-기업의 의사소통 창구 및 이종산업간 의견조율을 통해 스마트그리드 산업 진흥기반 조성

- 한국 스마트그리드 사업단(KSGI) 설립('09.8)

  * 스마트그리드 추진을 본격화하기 위해 기존 전력IT사업단을 확대 개편하여 스마트그리드 사업의 총괄관리 및 체계적 정책지원 체계 구축

○ 【국제협력】 국제적 스마트그리드 협력주도로 SG 선도국 위상 확보

- MEF 스마트그리드 선도국 지정('09.7)

  * 국제 스마트그리드 기술로드맵 수립을 주도하여 코페하겐 기후변화 회의에서 확정발표('09.12)

- 한미(지경부-DOE) 에너지분야(SG포함) 협력의향서(SOI) 체결('09.6)

  * 세계 최대 시장진출의 교두보 확보 및 스마트그리드 산업의 국제경쟁력 향상 기반 강화

- 지경부-일리노이주 스마트그리드 협력을 위한 MOU 체결('09.1)

  * 미국내 비즈니스 모델 공동실증 및 공동기술개발 협력 추진

○ 지능형전력망 촉진법 제정('11.4.)

- (입법 필요성) 전력·IT 융합 인프라의 안정적인 구축 및 융합산업의 체계적 육성·촉진을 위한 법·제도적 기반 마련

  * 현행 전기사업법은 전기의 공급에 필요한 발전·송배전·판매 분야만을 규정

- (핵심골자) 국가계획 수립, 투자비용 지원, 거점지구 조성, 정보수집·제공·활용, 전력망 안정성 및 상호운용성 확보, 전담기관

* (국가계획 수립) 스마트그리드의 차질 없는 구축을 위해 범부처적인 기본계획(5년)을 수립하고, 시행계획을 통한 연차별 점검

○ 스마트그리드 거점지구 구축(예정)

- (추진배경) 스마트그리드 조기 시장창출 및 신전력 인프라(전기차·신재생·AMI) 대량보급을 위한 주요 거점지구 구축

  * 실증단지가 개발된 기술과 비즈니스모델의 실증(Proof of Concept) 차원이라면 거점지구는 시장창출(Market Creation) 차원의 구축

- 제주 실증단지에서 개발 중인 비즈니스 모델의 실제 상용화를 위한 거점지구 컨텐츠 설계

◇ 한국형 거점지구의 정의·구성요소
◇ 해외 Smart City 등 유사사례 및 국내 유사구축 사례(U-City 등) 분석
◇ 거점지구 구축시 재원조달방안(정부 보조금, 한전 투자예산 확보 등)
◇ 공업·상업·주거지역 등 분야별 거점지구 구축방안
◇ 포스콘의 Smart Industry, 산단공의 Smart Industrial Complex, 한전의 전자식 전력량계 보급계획 등 기존 계획과의 정합성 확보방안

○ 한·일리노이 스마트그리드 협력사업

- (추진배경) 美 일리노이주와 스마트그리드 포괄적 협력관계를 구축하여 미국시장 진출 교두보 확보

- (추진경위) 지식경제부와 미국 일리노이주 정부간 『스마트그리드 협력에 관한 양해각서(MOU)」 체결('10.1.20)

  * '10. 7월 지경부장관 시카고시 방문시 공동 기술개발, 인력양성 등에 대해 기관별 총 6개 협력 MOU 체결

- 기관별 협력 MOU를 구체화하는 한국전기硏, 국가보안기술 硏, 기초전력硏의 3개 공동 프로젝트 착수('10.12)

- 일리노이 스마트빌딩사업(사업단, KT, LG전자) 착수('11.5)

■ 전력거래소 역할

○ 정부의 스마트그리드 정책의 싱크탱크 역할 수행

- 스마트그리드 로드맵 수립에 적극 참여

  * 로드맵 위원회 산하 5대 실무분과 중 국제협력, 비전·신비즈니스 분과 간사기관 역할 수행

분과명	간사기관	기 능
비전 · 신비즈니스 분과	전력거래소	비전 · 목표 · 신비즈니스 도출
법 · 제도분과	에경연	법 · 제도적 지원체계 설계
기술개발분과	한전(에기평)	기술개발 지원체계 구축
국제협력분과	전력거래소	국제협력체계 구축
시장창출분과	한전(전력IT사업단)	단계적 · 체계적 보급방안 마련

- 정부의 스마트그리드 특별법 제정 및 시범도시 구축 지원

○ 스마트그리드의 기반이 되는 전력시장 제도 개선

- 현행 전일시장 외에 실시간 시장 추가

  * 가격결정시간대 세분화 및 송전제약을 반영한 지역별 가격신호 제공

  * 수요 자원의 보조서비스 시장(예비력 등) 참여 확대

○ 스마트그리드 환경 하에서의 계통안정성 및 보안강화

- 분산형 EMS 및 마이크로 그리드 운영기술 개발 및 테스트

- 신재생전원(풍력, 태양광)의 증가에 대비한 안정적 계통운영기술 확보

- V2G(Vehicle to Grid), H2G(Home to Grid), B2G(Building to Grid)에 대비한 계통운영기술 확보

- 계통운영 관련 사이버 보안 역량 강화

○ 소비자의 역할 증대에 따른 종합 파워 포탈 개발 및 운영

- AMI, DR 등으로 인해 폭발적인 증가가 예상되는 소비자의 시장 참여를 관리/운영할 수 있는 포탈 개발 및 운영

- 컨슈머 파워 포탈을 통해 소비자의 전력소비 관련 종합 정보서비스 제공

○ 해외 거래소와의 전략적 협력을 통한 기술교류 및 신사업기회 창출

- 미국 PJM과의 스마트그리드 양해각서 체결('09.6)

  * 스마트그리드 운영기술 정보교류 및 공동연구개발

- VLPGO 및 APEx등 국제무대에서의 공조체제 강화

  * '10년 VLPGO 운영위원회 및 스마트그리드 워크숍 개최('10.4)

○ 제주 스마트그리드 실증단지 구축사업 주도적 참여

- 제주 실증단지의 기반인프라인 新전력시장 설계·운영하고 실증단지의 기술적·상업적 종합관제센터인 TOC(통합운영센터) 구축

  * 실증단지 5대 사업분야 중 "Smart Electricity Service"분야에 정책지정 주관기관으로 참여

- 제주 스마트그리드 실증단지 구축사업 협약체결 ('09.12월)

- 사업기간 : 총 42개월

(인프라 구축 : '09.12~'11.5, 통합운영: '11.6~'13.5)

- 소요예산 : 80억원(정부출연금 : 30억, KPX부담금 : 현금-32억/현물-18억)

- 연구목표 및 내용

목표	통합운영센터(TOC) 구축	통합운영센터 운영
내용	◦1일전·실시간 전력시장 설계 ◦실증단지 전력시장운영규칙 개발 ◦TOC 시장·계통운영시스템 구축 ◦실증단지 전력계통 설계(보호·제어, 연계시험·기준개발, 신재생출력예측)	◦실증단지 전력시장 운영 및 성과분석 - 입찰/발전계획/가격결정/정산/정보공개 ◦실증단지 전력계통 운영 및 영향분석 - 수요측자원 감시/제어/성능시험 - 보호협조 검토 및 기준설정

- TOC 시스템 개요

◦ 제주 실증단지의 다양한 수요·공급자원을 통합 감시·제어하고, 실시간·양방향 전력거래 환경을 컨소시엄에 제공하는 핵심 인프라 전산설비

◦ 주요기능

- 1일전·실시간 최적화발전계획
- 입찰·계량·정산·정보공개, 자료연계/변환, 시장통계/분석
- SCADA, AGC/ED, 상태추정, 계통해석

- 실증사업 추진경과

  * Smart Electricity Service 분야 정책지정 주관기관 선정 ('09.10)

  * TOC 시장·계통운영시스템 기술규격서 개발완료 ('10.4)

  * 실증단지 적용 전력시장운영규칙 초안 개발완료 ('10.5)

  * TOC Interim 시스템 구축 및 1단계 모의운영 ('10.7)

  * TOC Full-Scale 시스템 가설치 및 통합시험 수행 ('10.8~'10.9)

  * TOC Full-Scale 시스템 이설(천안지사→실증단지)완료 ('10.10)

  * Korea Smart Grid Week 기간에 TOC 공식 오픈 ('10.11)

  * 실증단지 시장 및 계통운영시스템 구축 완료 및 본격적인 시장운영 개시('11.6)

■ 추진 로드맵

연도	추 진 내 용
'09년 ~ '12년	· KPX 자체 스마트그리드 로드맵 수립완료 · 수요자원시장 활성화 · 스마트그리드 교육· 홍보 및 국제협력 강화 · 수급계획과 스마트그리드의 연계 · 스마트그리드 시범도시 전력시장운영방안 수립 · 실시간 전력거래 체계 구축
'13년 ~ '20년	· 차세대 전력거래시스템 및 EMS 구축 · 스마트그리드 환경하 新전력계통 운영방안 수립 · 소비자 전력정보 포털 구축 · 소비자의 자유로운 전력시장 참여기반 확립 · 에너지·배출권·RPS 등의 통합운영 및 가스 등 타 에너지분야로 확대 · 전력 파생상품시장 개설 및 운영
'21년 ~ '30년	· 모든 형태의 전력거래 통합구현 · 다양한 전력기반 비즈니스 기회제공 및 인큐베이션 · 전력시장·전력계통 설계·운영 기술의 국제화

2. 전력수요자원시장 운영

■ 전력수요자원시장 개요

시장경쟁원리(전기소비자의 입찰)에 기반한 부하감축을 통해 전력생산비용 절감 및 전력공급 신뢰도 향상을 위한 선진형 수요관리 제도

◇ 수요자원시장은 첨부부하 감축을 통한 전력생산비 절감 및 발전공급설비 부족시 부하감축을 통해 전력계통 운영의 신뢰도 향상이 궁극적 목적

○ 수요자원시장은 설비투자비 절감 및 전력공급 신뢰성 향상

◇ '08년도 시범사업 성공 및 '09년도 이후 수요자원시장 확대추진

○ '08년도 수요자원시장을 통해 실질적 부하감축(하계 19만kW) 달성

○ '09년도 수요자원시장 활성화(하계 35만kW) 및 통합 거래시스템 구축

○ '10년도 수요자원시장 확대를 통해 51.3만kW 부하감축 시행

■ 추진배경 및 필요성

○ 정부는 2017년까지 IT기반 실시간/양방향 수요관리 전면시행 추진

- '08년 지원금입찰제에 의한 수요관리사업(수요자원시장) 시범시행
- '09~'10년 : 부하관리사업 전면개선 및 기관별 기능조정 추진
  * 비효율적인 기본 부하관리사업(하계보수 및 자율절전) 폐지 및 선도계약 형태의 선도시장과 입찰제 형태의 현물시장 도입 추진
- '11~'17년 : 실시간/양방향 수요관리리 단계적 시행

○ 2000년이후 북미 및 유럽 등 선진국가에서 수요반응제도 적극적 도입

- 미국(PJM, NYISO 등): 도매 및 소매경쟁 활성화를 통한 적극적 수요관리

- 유럽(영국, 스웨덴 등): 전력산업 자율화를 통한 자발적 수요관리 유도

○ 저탄소, 효율적 전기에너지 소비유도와 수요관리의 효율성 향상을 위해 선진형 수요관리제도인 수요자원시장 확대 필요

- 발전 및 송변전 설비 대체 효과 발생
  ⇒ 전력생산 원가절감으로 인한 전기요금 인하 달성

- 발전설비 부족 및 대용량 설비 고장시 실질적 부하감축
  ⇒ 전력계통 신뢰성, 전력공급 안정성 및 전기품질 향상

■ 국내외 현황

<해외 동향> : 도매시장, 소매요금을 통한 강력한 수요관리 인센티브 제공

◇ 경쟁을 도입한 선진국에서는 소비자 요금과 수요자원의 도매시장 참여허용 등으로 강한 부하관리 인센티브 제공

* 기금지원은 수급안정 및 기반구축에 한정하여 지원

○ 북미(펜실베니아, 뉴욕, 뉴잉글랜드 등): 수요반응 활발 제공

- 실시간요금제(Real-Time Pricing), 첨두요금제 (Critical Peak Pricing) 등의 선진적 요금체계 도입을 통하여 자발적 부하관리 인센티브 제공

- 도매시장 : 가격입찰시장으로 수요자원 시장참여 적극적 유도

○ 유럽(영국, 스웨덴, 노르웨이, 핀란드, 덴마크 등)

- EU 정책에 따라 전력산업의 지속적 자율화 추진과 도매 및 소매 시장의 수요자원 참여허용을 통해 강력한 부하관리 인센티브 제공

〈수요관리(수요반응) 해외 사례〉

구 분	계통운영자 주도 (거래소, ISO)	판매사업자 주도 (소매사업자)	비 고
목 적	▫ 전력공급 안정성 확보 (예비력 및 전기품질 확보)	▫ 전력구매비용 절감 (위험관리측면)	
활용도구	▫ 전력시장 (설비, 에너지 및 전기품질시장)	▫ 소비자 요금제도	
수요반응 프로그램	▫ 직접 부하제어 및 감축 (미국 New England ISO) ▫ 차단가능 부하 (Curtailable Load) ▫ 비상시 프로그램 (Emergency Load shedding) ▫ 수요측 입찰제 (Demand-side Bidding)	▫ 계시별 가격제 (Time of Use Pricing) ▫ 실시간 가격제 (Real-time Pricing) ▫ 신뢰도기반 가격제 ▫ 첨두피크 가격제 (Critical Peak Pricing)	출처 : IEA Report 『Demand Response in Electricity Market』
선진사례	미국 : PJM, NYISO, NEISO Cal-ISO 등 유럽 : 영국 NGC 등	미국 : Georgia Power 유럽 : 프랑스 EDF	

<국내 동향>

○ 소비자요금 및 도매시장 : 자발적 부하관리 인센티브를 제공하지 못함

- 소비자요금은 전력의 지리적, 시간대별 가치를 정확히 반영하지 못한 종별요금체계로 자발적 부하관리 인센티브 낮음
  * 가스발전 연료비 보다 낮은 전기요금은 자발적 수요관리 인센티브를 제공하지 못함
- 현 도매전력시장은 변동비반영발전시장으로 수요자원의 시장 참여 불가능

〈 도매시장 구조 및 수요자원 참여여부, '09. 5 기준〉

구 분	용량가격 (설비예비력 확보)	에너지시장	보 조 서비스시장
수요자원	참여불가	참여 불가	참여불가
기준가격	가스터빈 고 정 비 (7.17원/kWh)	시간대별 한계비용 (최대 LNG발전기 변동비)	고정단가

○ 기존 수요관리제도 및 문제점

- 수요관리제도 : 현금지원제도와 기기보급제도 구분

구 분	수요관리프로그램	비 고
현금지원	▫ 수요자원시장(수요입찰 수요조정제) ▫ 하계 휴가및 보수 지원제도(한전시행) ▫ 자율절전 지원제도 등(한전시행)	
기기보급	▫ 축냉기기,에어콘,DLC,효율향상 등(한전시행)	

- 부하관리 경직성, 사업중심 부하관리, IT설비의 중복투자 등 전반적인 수요관리의 효율성이 지속적으로 저하

〈현 수요관리의 개선필요 사항〉

분 야	주요내용	문제점	결 과
부하관리 경 직 성	· 하계이전 기간 결정 · 계통운영과 미 연계	· 정확한 기상정보 등 미 반영	· 부하관리기간 피크 미발생
사업중심 부하관리	· 획일적 단가 및 시기	· 소비자별 특성 미 반영	· 감축효과 저하 (달성률:5~60%)
IT설비 중복투자	· 기관별 시스템 구축 · 별도 계량설비 구축	· 중복투자 가능성 존재	· 투자비 증가

■ 전력거래소 역할

○ 선진형 부하관리제도 및 수요자원거래메커니즘 개발

- 수요자원시장운영규칙 개발('08. 7월)
- 하계 수요자원시장 운영결과 도출된 문제점 개선('08. 10월)
- 부하관리제도 개선 수립('09. 3월)

○ 수요관리 효과 증진을 위한 전력수요자원시장 확대

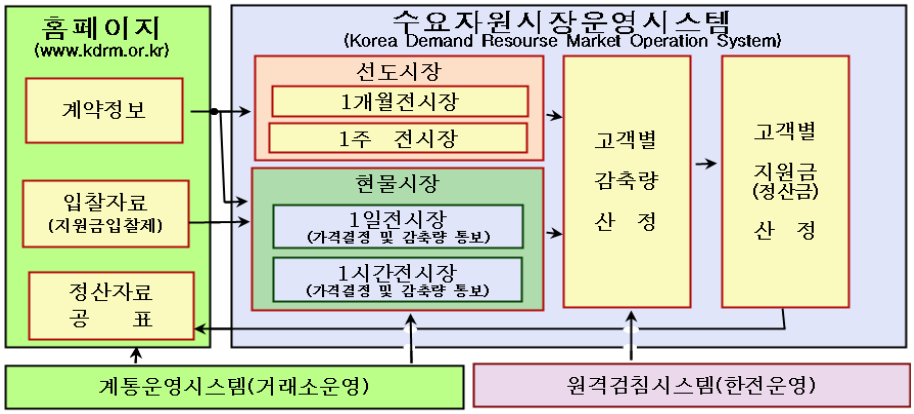
- '08년 수요자원시장 개설 및 부하감축 시행(하계 19만kW 달성)
- '09년 수요자원시장 확대로 36.4만kW 부하감축 달성
- '10년 수요자원시장 확대로 51.3만kW 부하감축 달성

○ 수요관리 효과 증진을 위해 수요관리와 계통운영업무의 실시간연계

계통운영업무		수요자원시장업무
⊙ 하계수급대책(1월)	⇨	⊙ 연간 부하관리 계획
⊙ 하계수급대책 확정(6월)	⇨	⊙ 1개월전시장 감축 통보
⊙ 주간수급계획(1주전)	⇨	⊙ 1주전시장 감축 통보
⊙ 운영발전계획(하루전)	⇨	⊙ 1일전시장 개설
⊙ 실시간급전계획	⇨	⊙ 1시간전시장 개설

○ 수요자원거래를 위한 통합 수요자원거래시스템 개발 및 구축

- 고객편익 증진을 위해 전용 홈페이지 개설(www.kdrm.or.kr)
- 중복투자 방지를 위한 통합 수요자원거래시스템 구축



■ 추진 로드맵

○ 중장기 수요관리사업 추진방향

- 중·단기적으로 기금을 활용, 수요자원의 활용기반 구축하고, 장기적으로 수혜자가 비용을 부담

  * 수혜자가 불명확하거나, 사업자별로는 경제성 없으나 국가적으로 경제성이 있는 사업은 지속적으로 기금활용

〈수요관리비용 부담 및 시행 주체〉

구 분	비 용 분 담	사업주체
► 수급안정 및 전기품질 유지 (전력공급 신뢰도 측면, 신뢰도 DR)	도매전력시장 (도매시장구매자)	계통운영자
► 판매원가 절감 및 위험관리 (전기요금 인하 측면, 경제성 DR)	소비자요금 반영 (최종 소비자)	전기사업자

○ 중장기 수요관리 로드맵

2008 전력수요자원시장 기반구축 및 시범사업	▪ 전력수요자원거래메커니즘 개발('08. 6) ▪ 전력수요자원거래시스템 구축('08.5~10) ▪ 전력수요자원시장 개설 및 부하감축(19만kW) 시행
⇩	
2009 전력수요자원시장 활 성 화	▪ 수요자원시장 확대('08년 19만kW→ '09년 35만kW) ▪ 고객편의 증진을 위한 통합 거래시스템 구축 ▪ 전력수요자원거래메커니즘 완성 ▪ 실시간전력계통과 연계한 부하감축 시행
⇩	
2010~11 실시간/양방향 수요관리 체계구축	▪ 수요자원시장 확대('08년 19만kW →50만kW) ▪ 수요자원 전력시장 및 계통운영과 연계방안 수립 ▪ IT기반 실시간, 양방향 수요자원거래시스템 완성 ▪ 소비자선택형(DR) 가격기반 수요관리제도 시범도입
⇩	
2012년 이후 시장친화/친환경 수요관리체계 구축	▪ IT기반 실시간/양방향 수요관리 전면 시행 ▪ 수요자원시장 활성화(최대수요의 5% 자원확보) ▪ 수요자원 도매시장 및 계통운영업무 연계 ▪ 수요관리 민간시장 활성화 ▪ 수요관리 기후변화연계 사업화 기반구축

KPX
Knowledge Power 2011

주요 전력통계

전력시장 운영 / 전력계통 운영
제5차 전력수급기본계획
전기 판매 / 해외 전력통계



KPX KNOWLEDGE POWER 2011

주요 전력통계 ›› Ⅰ. 전력시장 운영

Ⅱ. 전력계통 운영

Ⅲ. 제5차 전력수급기본계획

Ⅳ. 전기 판매

Ⅴ. 해외 전력통계

1-1. 회원사 현황

('10. 12. 31 현재)

구 분				회원사수	발전설비용량 [MW]		
					시장 참여	시장 미참여	계
정회원	판매사업자			1	0	0	0
	발전사업자	일반사업자		14	69,814	3,726	73,540
		신재생에너지	풍력	11	308	0	308
			태양광	297	327	0	327
			바이오/매립가스	13	83.2	0	83
			소수력	18	42	0	42
			폐기물	10	43	0	43
			연료전지	7	862	0	862
			조력	1	1	0	1
			소계	357	1,666	0	1,666
		소계		372	71,480	3,726	75,206
	집단에너지사업자			18	2,645	0	2,645
	구역전기사업자			10	647	129	776
	사업자계			400	74,772	3,855	78,627
	자가용발전설비설치자			20	2,589	0	2,589
	소계 (정회원)			420	77,361	3,855	81,216
준회원	발전사업자(PPA)			0	0	0	0
	건설중인 사업자			2	0	0	2
	소계 (준회원)			2	0	0	2
총 계				422	77,361	3,855	81,216

1-2. 연도별 회원사 및 설비용량

구 분	회 원 사			설비용량[1] (MW)	
	정회원	준회원	계		증가율(%)
2001	13	6	19	47,959	-
2002	25	8	33	51,467	7.31
2003	44	5	49	56,925	10.60
2004	51	5	56	58,943	3.55
2005	59	6	65	61,554	4.43
2006	69	5	74	65,357	6.18
2007	97	7	104	68,443	4.72
2008	295	7	302	71,256	4.11
2009	406	5	411	73,335	2.92
2010	420	2	422	77,361	5.49

1) 전력시장 참여 설비용량

1-3. 연도별 거래량 및 거래금액

구 분	거래량(백만kWh)	증가율(%)	거래금액(억원)	증가율(%)
2001[1)]	199,027	-	95,276	-
2002	281,871	41.62	133,049	39.65
2003	299,509	6.26	145,741	9.54
2004	318,045	6.19	156,568	7.43
2005	338,861	6.54	172,809	10.37
2006	354,869	4.72	189,245	9.51
2007	374,384	5.50	211,572	11.80
2008	392,323	4.79	267,999	26.67
2009	405,692	3.41	269,116	0.42
2010	440,855	8.67	322,228	19.74

1) 2001. 4. 2 이후 수치임

1-4. 연료원별 거래량 및 거래금액

(단위 : GWh, 억원)

연도별 / 발전원별	2006년		2007년		2008년		2009년		2010년	
	거래량	거래금액	거래량	거래금액	거래량	거래금액	거래량	거래금액	거래량	거래금액
수력	2,964	2,501	3,395	3,204	3,007	4,039	2,762	3,017	3,287	4,449
양수	1,741	2,381	1,398	2,284	2,480	4,880	2,814	4,212	2,774	5,621
LNG	57,251	58,938	65,858	69,100	65,155	93,644	57,555	74,542	85,165	109,063
중유	15,130	17,385	16,301	18,989	8,965	17,430	12,869	18,949	11,841	21,860
국내탄	5,184	2,830	5,501	3,596	6,326	7,436	7,298	7,963	7,649	8,417
석탄	129,296	49,689	143,612	58,774	160,402	82,051	178,839	107,713	183,359	111,469
원자력	142,114	54,190	136,599	53,827	144,254	56,291	141,123	50,181	141,894	56,207
기타	1,189	1,331	1,719	1,800	1,732	2,228	2,430	2,540	4,886	5,142
합계	354,869	189,245	374,384	211,572	392,323	267,999	405,691	269,116	440,855	322,228

〈참고〉 2010년 세부 거래내역

구 분	설비용량 (MW)	거 래 량 (백만kWh)	정산금액 (백만원)	정산단가 (원/kWh)
수력[1]	1,624	3,287	444,918	134.44
양수	3,900	2,774	562,147	202.61
LNG	20,471	85,165	10,906,329	128.06
유류[2]	5,805	11,841	2,185,969	184.60
무연탄	1,125	7,649	841,654	110.04
유연탄	23,675	183,359	11,146,957	60.79
원자력	17,716	141,894	5,620,703	36.61
기타[3]	1,762	4,886	514,192	105.43
합계	76,078	440,855	32,222,869	73.09

1) 소수력 포함
2) 경유, 중유
3) 매립가스, 바이오가스, 풍력, 태양광 등

1-5. 연도별 한계가격 및 정산단가

구 분	한계가격(원/kWh) SMP[1)]	정산단가(원/kWh)
2001	48.81	47.87
2002	47.32	47.20
2003	50.48	48.66
2004	55.78	49.23
2005	61.97	51.00
2006	79.07	53.33
2007	83.75	56.52
2008	122.58	68.31
2009	105.04	66.34
2010	117.77	73.09

1) SMP : System Marginal Price (계통한계가격)

Ⅰ. 전력시장 운영

주요 전력통계 ›› Ⅱ. 전력계통 운영

Ⅲ. 제5차 전력수급기본계획

Ⅳ. 전기 판매

Ⅴ. 해외 전력통계

2-1. 연도별 전력수급 실적

(단위 : MW)

연도	월일	시간	설비용량[1]	공급능력	최대수요[2]	예비전력	예비율[3](%)
1990	8.13(월)	15:00	21,008 (21,021)	18,680	17,252 (14.6)	1,428	8.3 (21.8)
1995	8.18(금)	15:00	31,793 (32,184)	31,968	29,878 (11.9)	2,090	7.0 (6.4)
2000	8.18(금)	12:00	47,876 (48,451)	46,078	41,007 (10.0)	5,071	12.4 (16.8)
2001	7.26(목)	15:00	49,632 (50,859)	48,699	43,125 (5.2)	5,574	12.9 (15.1)
2002	8.29(목)	15:00	52,799 (53,801)	52,113	45,773 (6.1)	6,340	13.9 (15.3)
2003	8.22(금)	12:00	56,081 (56,053)	55,488	47,385 (3.5)	8,103	17.1 (18.4)
2004	7.29(목)	15:00	59,129 (59,961)	57,528	51,264 (8.2)	6,264	12.2 (15.3)
2005	8.17(수)	12:00	61,737 (62,258)	60,818	54,631 (6.6)	6,187	11.3 (13.0)
2006	8.16(수)	12:00	64,778 (65,514)	65,183	58,994 (8.0)	6,189	10.5 (9.8)
2007	8.21(화)	15:00	67,196 (68,268)	66,778	62,285 (5.6)	4,493	7.2 (7.9)
2008	7.15(화)	15:00	70,353 (72,491)	68,519	62,794 (0.8)	5,725	9.1 (12.0)
2009	12.18(금)	18:00	73,310 (73,470)	72,071	66,797 (6.4)	5,274	7.9 (7.2)
2010	12.15(수)	18:00	76,078 (76,078)	75,747	71,308 (6.3)	4,439	6.2 (6.7)

1) 설비용량 ( )내는 연말기준 설비용량
2) 최대수요 ( )내는 전년대비 증가율

2-2. 최대전력 발생 현황

(단위 : 만kW)

년도	월일〈요일〉	시간	설비용량	공급능력	최대수요	예비전력	예비율,%
1993	12.16 <목>	19:00	2,715.4 (2,765.4)	2,440.5	2,211.2 (8.2)	229.3	10.4 (22.8)
1994	7.22 <금>	15:00	2,877.2 (2,875.0)	2,743.1	2,669.6 (20.7)	73.5	2.8 (7.8)
1995	8.18 <금>	15:00	3,179.3 (3,228.4)	3,196.8	2,987.8 (11.9)	209.0	7.0 (6.4)
1996	8.13 <화>	15:00	3,572.2 (3,571.5)	3,429.5	3,228.2 (8.0)	201.3	6.2 (10.7)
1997	8.20 <수>	12:00	4,053.4 (4,104.2)	3,845.2	3,585.1 (11.1)	260.1	7.3 (13.1)
1998	9.10 <목>	15:00	4,326.1 (4,340.6)	3,792.8	3,299.6 (-8.0)	493.2	14.9 (31.1)
1999	8.17 <화>	17:00	4,442.7 (4,697.8)	4,341.8	3,729.3 (13.0)	612.5	16.4 (16.1)
2000	8.18 <금>	12:00	4,787.6 (4,845.1)	4,607.8	4,100.7 (10.0)	507.1	12.4 (16.8)
2001	7.26 <목>	15:00	4,963.2 (5,085.9)	4,869.9	4,312.5 (5.2)	557.4	12.9 (15.1)
2002	8.29<목>	15:00	5,279.9 (5,380.1)	5,211.3	4,577.3 (6.1)	634.0	13.9 (15.3)
2003	8.22<금>	12:00	5,608.1 (5,605.3)	5,548.8	4,738.5 (3.5)	810.3	17.1 (18.4)
2004	7.29<목>	15:00	5,912.9 (5,966.1)	5,752.8	5,126.4 (8.2)	626.4	13.8 (15.4)
2005	8.17<수>	12:00	6,173.7 (6,240.2)	6,081.8	5,463.1 (6.6)	618.7	11.3 (13.01)
2006	8.16<수>	12:00	6,477.8 (6,551.4)	6,518.3	5,899.4 (8.0)	618.9	10.5 (9.8)
2007	8.21<화>	15:00	6,719.6 (6,826.8)	6,677.8	6,228.5 (5.6)	449.3	7.2 (7.9)
2008	7.15<화>	15:00	7,035.3 (7,249.1)	6,851.9	6,279.4 (0.8)	572.5	9.1 (12.0)
2009	12.18<금>	18:00	7,331.0 (7,347.0)	7,207.1	6,679.7 (6.4)	527.4	7.9 (7.2)
2010	12.15<수>	18:00	7,607.8 (7,607.8)	7,574.7	7,130.8 (6.3)	443.9	6.2 (6.7)

※ 1. 설비용량의 ( )내는 연말기준 설비용량
2. 최대수요의 ( )내는 전년대비 증가율(%)
3. 예비율의 ( )내는 설비예비율임

3) 예비율은 공급예비율이며, ( )내는 설비예비율임

2-3. 최대전력 기록 경신실적

■ 육지계통 발전설비용량 및 최대전력

주 요 기 록	발 전 설 비		최 대 전 력	
	돌파일시	발전설비	돌파일시	최대전력
500만㎾ 돌파	'77. 7. 22	512만㎾ (여수T/P#2)	'78.11.22	504만㎾
1,000만㎾ 돌파	'82.12. 31	1,030만㎾ (월성N/P#1)	'87. 6.18	1,004만㎾
2,000만㎾ 돌파	'89. 3. 15	2,004만㎾ (합천H/P#1,2)	'92. 7.23	2,011만㎾
3,000만㎾ 돌파	'95. 3. 31	3,005만㎾ (영광N/P#3)	'96. 7.18	3,149만㎾
4,000만㎾ 돌파	'97. 8. 1	4,008만㎾ (태안T/P#4)	'00. 7. 4	4,033만㎾
5,000만㎾ 돌파	'01. 9. 28	5,007만㎾ (산청P/P#1)	'04. 7. 23	5,017만㎾
6,000만㎾ 돌파	'05. 4. 22	6,099만㎾ (울진N/P#6)	'07. 8. 17	6,060만㎾
7,000만㎾ 돌파	'08. 6. 17	7,035만㎾ (보령T/P#7)	'10. 12. 15	7,130.8만㎾

※ ( )안은 각각의 발전설비용량 돌파시점의 신설 발전기

■ 제주계통 최대전력

(단위 : 만kW)

연 도	일 자	최대전력	평균전력	비 고
'03	8.06(21시)	43.09	35.70	3회 경신
'04	8.02(21시)	46.27	38.54	6회 경신
'05	8.17(21시)	47.87	40.37	5회 경신
'06	8.09(21시)	51.46	43.06	4회 경신
'07	8.03(14시)	55.15	46.82	4회 경신
'08	7.31(21시)	55.27	46.42	1회 경신
'09	7.20(15시)	57.77	48.98	2회 경신
'10	8.02(21시)	62.45	50.21	2회 경신

2-4. 발전설비 현황

■ 에너지원별 설비용량[1)]

(단위 : MW)

원 별	2009. 12	구성비(%)	2010. 12	구성비(%)
수 력	5,515 (194)	7.5	5,524 (200)	7.3
무 연 탄	1,125 (6)	1.5	1,125 (6)	1.5
유 연 탄	23,552 (56)	32.1	23,675 (57)	31.1
석 유	5,842 (211)	8.0	5,805 (211)	7.6
L N G	18,585 (144)	25.3	20,471 (155)	26.9
원 자 력	17,716 (20)	24.1	17,716 (20)	23.3
기 타[2)]	1,135(1,944)	1.5	1,762 (2,429)	2.3
계	73,470 (2,575)	100.0	76,078 (3,078)	100.0

■ 회사별 설비용량

(단위 : MW)

회 사 별	2009. 12	구성비(%)	2010. 12	구성비(%)
남동발전	8,965 (37)	12.2	8,975 (40)	11.8
중부발전	9,399 (57)	12.8	9,399 (57)	12.4
서부발전	8,885 (41)	12.1	9,604 (44)	12.6
남부발전	8,779 (63)	11.9	9,638 (75)	12.7
동서발전	9,504 (40)	12.9	9,510 (42)	12.5
수력원자력	18,256 (50)	24.8	18,256 (50)	24.0
한국전력	172 (169)	0.2	176 (169)	0.2
기 타	9,510 (2,118)	12.9	10,520 (2,601)	13.8
계	73,470 (2,575)	100.0	76,078 (3,078)	100.0

1) ( )은 발전기수
2) 2007년도에는 집단에너지 포함

〈참고〉 회사별 발전설비 세부내역[1)]

(기준 : 2010. 12월, 단위 : MW)

구 분	수 력	석 탄	석 유	가 스	원자력	기타[2)]	계
남 동	608	6,905	529	922	-	11	8,975 (11.8)
중 부	1,009	4,400	285	3,700	-	5	9,399 (12.4)
서 부	1,202	4,000	1,400	2,999	-	3	9,604 (12.6)
남 부	400	4,000	745	4,448	-	45	9,638 (12.7)
동 서	706	4,900	1,800	2,100	-	4	9,510 (12.5)
한수원	537	-	-	-	17,716	3	18,256 (24.0)
한 전	-	-	176	-	-	-	176 (0.2)
자회사 및 한전 계	4,462	24,205	4,935	14,169	17,716	71	65,558 (86.2)
수자원공사	1,018	-	-	-	-	-	1,018 (1.3)
포스코파워	-	-	-	1,800	-	271	2,071 (2.7)
GSEPS	-	-	-	1,034	-	2	1,036 (1.4)
K파워	-	-	-	989	-	-	989 (1.3)
GS파워	-	-	-	900	-	5	905 (1.2)
기 타	44	595	871	1,580	-	1,411	4,501 (5.9)
총 계	5,524	24,800	5,806	20,472	17,716	1,760	76,078 (100.0)

1) 자가용 발전설비 제외분임. ( )는 점유율(%)임.
2) 기타 : 풍력, 태양광, 매립가스 등

2-5. 에너지원별 발전설비

(단위 : MW)

원 별	2009. 12	구성비(%)	2010. 12	구성비(%)
일반수력	1,530 (42)	2.1	1,530 (42)	2.0
양 수	3,900 (14)	5.3	3,900 (14)	5.1
소 수 력	85 (138)	0.1	94 (144)	0.1
수력 (소계)	5,515 (194)	7.5	5,524 (200)	7.3
무 연 탄	1,125 (6)	1.5	1,125 (6)	1.5
유 연 탄	23,552 (56)	32.1	23,675 (57)	31.1
석탄 (소계)	24,677 (62)	33.6	24,800 (63)	32.6
석 유	5,842 (211)	8.0	5,805 (211)	7.6
L N G	18,585 (144)	25.3	20,471 (155)	26.9
원 자 력	17,716 (20)	24.1	17,716 (20)	23.3
태 양 광	415 (1,670)	0.6	509 (2,119)	0.7
풍 력	346 (209)	0.5	377 (227)	0.5
기 타	374 (65)	0.5	876 (83)	1.2
소 계	1,135 (1,944)	1.5	1,762 (2,429)	2.3
계	73,470 (2,575)	100.0	76,078 (3,078)	100.0

2-6. 발전실적 현황[1)]

(단위 : 백만kWh)

원 별	2009. 1~12	구성비(%)	2010. 1~12	구성비(%)
일반수력	2,596	0.6	3,337	0.7
양 수	2,828	0.7	2,790	0.6
소 수 력	217	0.1	345	0.1
수력 (소계)	5,641	1.3	6,472	1.4
무 연 탄	7,978	1.8	4,613	1.0
유 연 탄	185,825	42.9	189,156	39.9
석탄 (소계)	193,803	44.7	193,769	40.8
석 유[2)]	18,494	4.3	25,356	5.3
L N G	65,248	15.0	96,483	20.3
원 자 력	147,771	34.1	148,596	31.3
기 타[3)]	2,647	0.6	3,984	0.8
계[4)]	433,604	100.0	474,660	100.0

1) 자료원 : 한국전력 2011년 제219호 전력통계
2) 석유 : 집단에너지 포함
3) 기타 : 매립가스, 풍력, 태양광 등
4) 자가용 발전업체에서 한전에 판매한 전력량 포함

2-7. 에너지원별 발전량[1)]

(단위 : 백만kWh, %)

연 도	수력	석탄	석유[2)]	가스	원자력	기타[3)]	계[4)]
2000	5,610 (2.1)	97,538 (36.6)	26,142 (9.8)	28,146 (10.6)	108,964 (40.9)	- (-)	266,400 (100.0)
2001	4,151 (1.5)	110,332 (38.7)	28,155 (9.9)	30,453 (10.7)	112,133 (39.3)	- (-)	285,224 (100.0)
2002	5,311 (1.7)	118,021 (38.5)	25,095 (8.2)	38,943 (12.7)	119,103 (38.9)	- (-)	306,474 (100.0)
2003	6,887 (2.1)	120,276 (37.3)	26,526 (8.2)	39,091 (12.1)	129,672 (40.2)	- (-)	322,452 (100.0)
2004	5,861 (1.7)	127,158 (37.2)	22,065 (6.4)	55,999 (16.4)	130,715 (38.2)	350 (0.1)	342,148 (100.0)
2005	5,189 (1.4)	133,658 (36.7)	20,491 (5.6)	58,118 (15.9)	146,779 (40.3)	404 (0.1)	364,639 (100.0)
2006	5,219 (1.4)	139,205 (36.5)	19,195 (5.0)	68,302 (17.9)	148,749 (39.0)	511 (0.1)	381,181 (100.0)
2007	5,042 (1.3)	154,674 (38.4)	21,215 (5.3)	78,427 (19.5)	142,937 (35.5)	829 (0.2)	403,125 (100.0)
2008	5,563 (1.3)	173,508 (41.1)	15,426 (3.7)	75,809 (17.9)	150,958 (35.7)	1,092 (0.3)	422,355 (100.0)
2009	5,641 (1.3)	193,803 (44.7)	18,494 (4.3)	65,248 (15.0)	147,771 (34.1)	2,647 (0.6)	433,604 (100.0)
2010	6,472 (1.4)	193,769 (40.8)	25,356 (5.3)	96,483 (20.3)	148,596 (31.3)	3,984 (0.8)	474,660 (100.0)

1) 자료원 : 한국전력 2011년 제219호 전력통계
2) 석유 : 집단에너지 포함
3) 기타 : 매립가스, 풍력, 태양광 등
4) 자가용 발전업체에서 한전에 판매한 전력량 포함

2-8. 송전설비 현황

(단위 : c-km[1])

구분 \ 연도			2008	2009	2010
회선길이	교류 765 kV	가 공	755	755	835
	교류 345 kV	가 공	8,089	8,314	8,326
		지 중	221	238	254
		계	8,310	8,552	8,580
	교류 154 kV	가 공	17,933	18,040	18,249
		지 중	2,365	2,429	2,528
		계	20,298	20,469	20,777
	교류 66 kV	가 공	332	247	252
		지 중	3	3	1
		계	335	250	253
	직류 180 kV	가 공	30	29	29
		지 중	9	9	9
		수 중	193	193	193
		계	232	231	231
	합 계		29,930	30,257	30,676
지지물 (기)		교류 765 kV	748	748	902
		교류 345 kV	10,881	11,157	11,189
		교류 154 kV	26,687	26,744	27,109
		교류 66 kV	1,349	998	994
		직류 180 kV	617	617	617
		합 계	40,282	40,264	40,811

1) 회선길이(c-km) : circuit-km

2-9. 변전설비 현황

구 분 \ 연 도		2008	2009	2010
변전소, 스위치야드 (개소)	765 kV	5	6	6
	345 kV	83	86	88
	154 kV	594	613	628
	66 kV	5	4	9
	180 kV(DC)	6	6	-
	계	693	715	731
변압기 용량 (MVA)	765 kV	23,114	24,114	27,115
	345 kV	98,885	104,595	108,096
	154 kV	114,808	118,643	120,683
	66 kV	359	354	423
	180 kV(DC)	134	79	-
	계	237,300	247,785	256,318
변압기 대수 (BANK)	765 kV	12	13	14
	345 kV	198	210	217
	154 kV	1,939	2,003	2,036
	66 kV	20	20	28
	180 kV(DC)	12	9	-
	계	2,181	2,255	2,295

2-10. 배전설비 현황

구분 \ 연도		2008	2009	2010
회 선 수 (개)		8,148	8,544	8,840
선로길이 (c-km)	고 압	200,165	204,078	207,028
	저 압	209,850	216,181	221,231
	계	410,015	420,259	428,259
전선길이 (km)	고 압	671,777	687,892	700,476
	저 압	473,765	490,610	504,457
	계	1,145,542	1,178,502	1,204,933
지 지 물 (기)	콘크리트주	7,777,110	7,924,738	8,035,471
	강관주	273,815	292,064	305,723
	목 주	362	328	319
	철 주	359	353	318
	철 탑	1,283	1,275	1,245
	계	8,052,929	8,218,758	8,343,076
변 압 기	수량(대)	1,917,237	1,961,059	1,989,925
	용량(MVA)	96,866	99,630	101,692

2-11. 전기품질 유지관리 현황

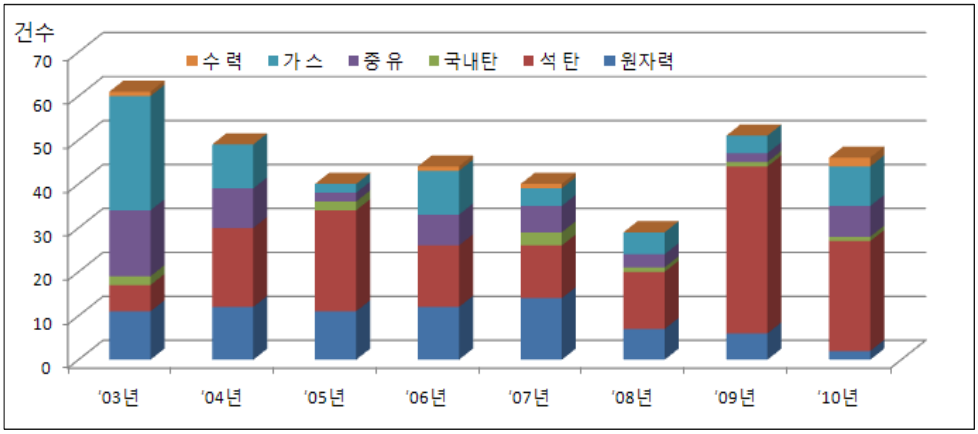
연 도	정전시간[1] (분/호)	전압유지율 (%)		주파수유지율 (%)	
		계통[2]	배전[3]	60±0.1Hz[4]	60±0.2Hz[5]
2001	19.86	99.84	99.86	99.41	99.99
2002	19.69	99.88	99.85	99.45	99.99
2003	19.73	99.94	99.86	99.70	99.99
2004	18.85	99.96	99.87	99.74	99.99
2005	18.57	99.96	99.88	99.70	99.99
2006	18.37	99.99	99.91	99.79	99.99
2007	17.19	99.99	99.9	99.87	99.99
2008	16.08	99.98	99.9	99.92	99.99
2009	15.59	99.99	99.9	99.94	99.99
2010	15.15	99.99	99.9	99.96	100.0

1) 5분 이상 정전 기준
2) 160±4kV(중부하), 157±4kV(부하변동), 156±4kV(경부하)(산자부고시 제2003-36호 제6조)
3) 110±6V, 220±12V, 380±38V이내 (전기사업법 시행규칙 제18조)
4) 한국전력거래소 내부기준
5) 전기사업법 시행규칙 제18조

2-12. 설비별 고장 현황

■ 발전설비 원별 고장건수

('10. 12월말기준)



구 분		'03년	'04년	'05년	'06년	'07년	'08년	'09년	'10년
합 계		61	49	40	44	41	29	51	45
	원자력	11	12	11	12	14	7	6	2
	석 탄	6	18	23	14	12	13	38	26
	국내탄	2	0	2	0	3	1	1	1
	중 유	15	9	2	7	6	3	2	7
	가 스	26	10	2	10	4	5	4	7
	수 력	1	0	0	1	1	0	0	2

※ 6개발전사 불시고장만 포함

■ 송변전설비 고장건수

('10. 12월말기준)

구 분		송전선로			변전설비						합계
					모선			M.TR			
		765kV	345kV	154kV	765kV	345kV	154kV	765kV	345kV	154kV	
누계	'08년	0	7	69	0	6	2	2	14	56	156
	'09년	0	12	122	0	4	6	0	16	82	242
	'10년	0	22	97	0	3	11	3	20	82	238

※ 본 통계수치는 再閉路(reclosing) 성공건을 제외한 고장건수임.

2-13. 수요예측 오차율 실적

■ 개요

○ 시간대별 계획수요와 실적수요와의 차를 측정, 일별 오차율을 연간 누계하여 관리함으로써, 계통운영의 효율성을 평가

○ 산식 = $\left|\frac{\text{실적수요} - \text{계획수요}}{\text{실적수요}}\right| \times 100$

- 실적수요 : 전력계통운영상 실현되는 시간대별 평균전력수요
- 계획수요 : 운영발전계획을 위하여 사전에 예측하는 시간대별 평균전력수요

■ 실적 및 해외기관 비교

○ 해외 계통운영기관에 비해 매우 낮은 오차율 유지

구 분	한국전력거래소	미국 PJM	일본 큐슈전력
2010년	1.33%	-	-
2009년	1.24%	-	-
2008년	1.30%	-	-
2007년	1.33%	-	-
2006년	1.39%	2.43%	-
2005년	1.39%	2.60%	2.18%

○ 오차율 감소를 위한 노력

- 연·월간 수요예측 오차율 목표 수립 및 실적분석 보고
- 과다한 오차 발생원인 분석 및 대책 적용
- 하계휴가 및 경부하 기간에 대한 수요예측 정확도 향상

KPX KNOWLEDGE POWER 2011

Ⅰ. 전력시장 운영

Ⅱ. 전력계통 운영

주요 전력통계 ›› Ⅲ. 제5차 전력수급기본계획

Ⅳ. 전기 판매

Ⅴ. 해외 전력통계

3-1. 전력수요 전망(기준 수요)

연 도	전력소비량		최 대 전 력					
			기준수요		수요관리 효 과 (㎿)	목표수요		
	GWh	증가율 (%)	㎿	부하율 (%)		㎿	증가율 (%)	부하율 (%)
2009 (실적)	394,475	2.4	66,797	74.1	(6,531)	66,797	6.4	74.1
2010	425,412	7.8	70,457	74.6	571(7,102)	69,886	4.6	74.9
2011	443,786	4.3	73,713	74.4	1,093(7,624)	72,620	3.9	75.2
2012	462,091	4.1	76,161	75.1	1,747(8,278)	74,414	2.5	76.1
2013	482,400	4.4	79,784	74.8	3,577(10,108)	76,207	2.4	76.6
2014	502,613	4.2	83,360	74.6	5,343(11,874)	78,017	2.4	76.9
2015	520,842	3.6	86,754	74.3	6,745(13,276)	80,009	2.6	76.8
2016	536,092	2.9	89,629	74.0	7,641(14,172)	81,988	2.5	76.4
2017	550,527	2.7	92,281	73.9	8,368(14,899)	83,913	2.3	76.1
2018	567,175	3.0	95,075	73.8	9,265(15,796)	85,810	2.3	75.5
2019	582,461	2.7	97,405	74.0	9,798(16,329)	87,607	2.1	75.0
2020	598,221	2.7	99,653	74.3	10,428(16,959)	89,225	1.8	74.3
2021	612,289	2.4	101,640	74.5	10,927(17,458)	90,713	1.7	73.6
2022	626,427	2.3	103,644	74.8	11,533(18,064)	92,111	1.5	73.1
2023	640,297	2.2	105,614	75.0	12,016(18,547)	93,598	1.6	72.4
2024	653,541	2.1	107,437	75.3	12,399(18,930)	95,038	1.5	71.8
'10~'24	-	3.1	-		-		2.2	-

* 1. 수요관리 효과는 '10년말 이후 순증 누계, ( )내는 수요관리량 누계 목표량
2. 전력소비량은 수요관리후, 2009년 모든 수치와 2010년 최대전력은 실적 수치

3-2. 에너지원별 전원구성 전망

(단위 : MW, %)

연도	원자력	유연탄	무연탄	LNG	석유	양수	신재생	집단	계
2009	17,716	23,080	1,125	17,850	5,368	3,900	1,891	1,255	72,185
	24.54%	31.97%	1.56%	24.73%	7.44%	5.40%	2.62%	1.74%	100.00%
2010	18,716	23,080	1,125	19,422	5,372	3,900	2,127	1,674	75,416
	24.82%	30.60%	1.49%	25.75%	7.12%	5.17%	2.82%	2.22%	100.00%
2011	19,716	23,080	1,125	20,122	5,384	4,700	2,531	2,299	78,957
	24.97%	29.23%	1.42%	25.48%	6.82%	5.95%	3.21%	2.91%	100.00%
2012	20,716	23,080	1,125	21,405	5,154	4,700	2,906	2,627	81,713
	25.35%	28.25%	1.38%	26.20%	6.31%	5.75%	3.56%	3.21%	100.00%
2013	23,116	23,080	1,125	22,205	4,700	4,700	3,384	3,635	85,945
	26.90%	26.85%	1.31%	25.84%	5.47%	5.47%	3.94%	4.23%	100.00%
2014	24,516	24,820	1,125	23,967	4,108	4,700	3,575	4,058	90,869
	26.98%	27.31%	1.24%	26.38%	4.52%	5.17%	3.93%	4.47%	100.00%
2015	24,516	29,820	1,125	23,517	4,108	4,700	4,183	4,314	96,283
	25.46%	30.97%	1.17%	24.42%	4.27%	4.88%	4.34%	4.48%	100.00%
2016	25,916	30,820	1,125	23,517	4,108	4,700	4,320	4,331	98,837
	26.22%	31.18%	1.14%	23.79%	4.16%	4.76%	4.37%	4.38%	100.00%
2017	27,316	30,820	1,125	23,517	4,108	4,700	5,394	4,331	101,311
	26.96%	30.42%	1.11%	23.21%	4.05%	4.64%	5.32%	4.27%	100.00%
2018	27,316	30,820	1,125	23,517	4,108	4,700	5,651	4,331	101,568
	26.89%	30.34%	1.11%	23.15%	4.04%	4.63%	5.56%	4.26%	100.00%
2019	28,716	30,820	1,125	23,517	4,108	4,700	6,265	4,846	104,097
	27.59%	29.61%	1.08%	22.59%	3.95%	4.52%	6.02%	4.66%	100.00%
2020	31,516	30,820	1,125	23,517	4,108	4,700	6,653	4,846	107,285
	29.38%	28.73%	1.05%	21.92%	3.83%	4.38%	6.20%	4.52%	100.00%
2021	32,916	30,320	1,125	23,517	4,108	4,700	7,038	4,846	108,570
	30.32%	27.93%	1.04%	21.66%	3.78%	4.33%	6.48%	4.46%	100.00%
2022	34,416	30,320	1,125	23,517	4,108	4,700	7,425	4,846	110,457
	31.16%	27.45%	1.02%	21.29%	3.72%	4.26%	6.72%	4.39%	100.00%
2023	35,916	30,320	1,125	23,517	4,108	4,700	7,762	4,846	112,294
	31.98%	27.00%	1.00%	20.94%	3.66%	4.19%	6.91%	4.32%	100.00%
2024	35,916	30,320	1,125	23,517	4,108	4,700	8,061	4,846	112,593
	31.90%	26.93%	1.00%	20.89%	3.65%	4.17%	7.16%	4.30%	100.00%

3-3. 에너지원별 발전량 전망

(단위 : GWh, %)

연도	원자력	석 탄	LNG	유 류	양 수	신재생	계
2010	144,856	193,476	100,690	14,693	2,084	5,949	461,747
	31.4%	41.9%	21.8%	3.2%	0.5%	1.3%	100%
2011	157,008	196,332	98,038	19,334	1,399	8,629	480,740
	32.7%	40.8%	20.4%	4%	0.3%	1.8%	100%
2012	169,077	193,723	105,272	16,875	1,607	11,123	497,676
	34%	38.9%	21.2%	3.4%	0.3%	2.2%	100%
2013	181,299	193,265	107,656	13,717	1,474	15,452	512,863
	35.4%	37.7%	21%	2.7%	0.3%	3%	100%
2014	192,754	197,356	107,805	9,840	1,372	17,635	526,761
	36.6%	37.5%	20.5%	1.9%	0.3%	3.3%	100%
2015	201,089	220,886	89,891	6,795	2,551	20,009	541,221
	37.2%	40.8%	16.6%	1.3%	0.5%	3.7%	100%
2016	207,890	239,900	75,436	3,699	4,014	23,205	554,144
	37.5%	43.3%	13.6%	0.7%	0.7%	4.2%	100%
2017	218,692	235,716	74,232	3,501	4,812	28,026	564,979
	38.7%	41.7%	13.1%	0.6%	0.9%	5%	100%
2018	223,917	234,438	74,742	3,405	4,843	32,407	573,752
	39%	40.9%	13%	0.6%	0.8%	5.6%	100%
2019	235,557	228,597	73,586	3,210	5,244	36,081	582,275
	40.5%	39.3%	12.6%	0.6%	0.9%	6.2%	100%
2020	259,378	217,454	62,081	3,039	6,256	40,648	588,856
	44%	36.9%	10.5%	0.5%	1.1%	6.9%	100%
2021	270,078	208,832	61,113	2,926	6,413	44,272	593,634
	45.5%	35.2%	10.3%	0.5%	1.1%	7.5%	100%
2022	282,314	196,553	62,170	2,915	7,125	47,892	598,968
	47.1%	32.8%	10.4%	0.5%	1.2%	8%	100%
2023	294,402	186,524	61,149	2,891	8,416	51,533	604,915
	48.7%	30.8%	10.1%	0.5%	1.4%	8.5%	100%
2024	295,399	188,411	59,201	2,912	8,202	54,467	608,591
	48.5%	31%	9.7%	0.5%	1.3%	8.9%	100%

3-4. 발전소 건설계획

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 [%]	발 전 설 비		설비 용량 [MW]
		하계	연말	BAU 수요	목표 수요		O 착공 후 설비 O 폐지설비 O 도서, 집단 신재생	O 착공 전 설비	
2009		72,257	72,185		66,797	8.2	기존설비		
2010		73,247	75,416	70,457	69,886	4.0~4.8			
	4						송도열병합 (인천종합에너지)		187.3
	5						군산복합#1		718.4
	5						인천공항에너지 변경(중앙)		71.1
	6						익산 제2산단열병합		3.2
	6						소수력		1.4
	6						풍력		0.6
	6						태양에너지		24.5
	6						바이오		0.4
	6						폐기물		2.2
	6						연료전지		1.2
	10						영월복합 #1		853
	11						성남판교열병합		146.1
	11						대구집단(우드칩)		3.0
	12						신고리#1 (한수원)		1,000
	12						도서내연 (소청도 등)		5.5
	12						폐지-도서내연		-1.6
	12						신정3지구		2.6
	12						신내지구		5.3
	12						소수력		0.3
	12						풍력		27.9
	12						태양에너지		18.8
	12						바이오(RPS 4)		2.8
	12						부생가스 (광양부생#1, 제철화력#3~4)		135.9
	12						연료전지		20.8
2011		77,408	78,957	73,713	72,620	5.0~6.6			
	1						대전서남부열병합		48.3
	1						군장국가산업단지		55.1
	2						파주열병합		515
	2						포스코복합#5 (포스코파워)		575

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 [%]	발 전 설 비		설비 용량 [MW]
		하계	연말	BAU 수요	목표 수요		O 착공 후 설비 O 폐지설비 O 도서, 집단 신재생	O 착공 전 설비	
	6						포스코복합#6 (포스코 파워)		575
	6						수력 (청평수력증설)		60
	6						소수력		0.5
	6						풍력		21.9
	6						해양에너지 (시화호조력)		75
	6						태양에너지		8.2
	6						부생가스 (4월:광양부생#2)		56.4
	6						연료전지		1.4
	9						폐지-보령복합#4		-450
	9						예천양수#1(남동)		400
	11						평택소사벌지구 열병합		7
	12						신고리#2(한수원)		1,000
	12						예천양수#2(남동)		400
	12						도서내연 (울릉도 등)		14.3
	12						폐지-도서내연		-2.3
	12						소수력		25.2
	12						풍력		97.2
	12						태양에너지		15.8
	12						바이오(RPS 4)		4.0
	12						폐기물		1.3
	12						연료전지		36.6
2012		79,839	81,713	76,161	74,414	4.8~7.3			
	1						폐지-남제주내연 #1-4 (남부)		-40
	1						폐지-여수화력#1 (남동)		-200
	3						신월성#1(한수원)		1,000
	6						여수집단에너지		21.3
	6						소수력		0.5
	6						풍력		95.8
	6						폐기물 (광주전남혁신도시)		4.0
	6						태양에너지		0.5
	10						남양주별내열병합		85.5
	10						수원광교열병합		144.8
	10						양산사송지구열병합		47.1
	10						원주열병합		27.7
	12							인천복합#3 (중부)	450
	12							오성복합 (SK E&S)	833

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 [%]	발 전 설 비		설비 용량 [MW]
		하계	연말	BAU 수요	목표 수요		O 착공 후 설비 O 폐지설비 O 도서, 집단 신재생	O 착공 전 설비	
	12						도서내연 (백령도 등)		18.4
	12						폐지-도서내연		-7.5
	12						태양에너지 (RPS 299.5)		54.7
	12						바이오(RPS)		1.6
	12						연료전지		20
	12						부생가스 (포항부생#1)		59.6
							지열(RPS)		0.2
	12						풍력		138.5
2013		82,750	85,945	79,784	76,207	3.7~8.6			
	1						폐지-영남화력#1,2 (남부)		-400
	1						폐지-제주화력GT #3 (중부)		-55
	1						신월성#2(한수원)		1,000
	1						김천산업단지		24.7
	5						대구테크노폴리스 일반산단		56
	5						양주열병합		244.5
	6						풍력		34.2
	6						태양에너지		0.6
	6						바이오		11.9
	6						폐기물		1.5
	6						부생가스 (포항부생#2-3)		119.2
	9						신고리#3(한수원)		1,400
	9						화성향남2지구 열병합		100.4
	10						폐지-보령복합#3		-450
	11						행복도시열병합		515
	12							포천복합#1 (포천파워)	750
	12							부곡복합#3 (GS EPS)	500
	12						도서내연 (자월도)		1.6
	12						폐지-도서내연		-0.7
	12						강동지구		16
	12						아산탕정지구		52
	12						풍력		53.7
	12						소수력		0.8
	12						태양에너지(RPS)		55.6
	12						바이오(RPS 6)		81.9
	12						폐기물		7.9
	12						연료전지(RPS)		30.5
	12						부생가스 (제철화력#5~6)		79.5
	12							안동복합(남부)	400

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 [%]	발 전 설 비		설비 용량 [MW]
		하계	연말	BAU 수요	목표 수요		O 착공 후 설비 O 폐지설비 O 도서, 집단 신재생	O 착공 전 설비	
2014		88,858	90,869	83,360	78,017	6.6~13.9			
	1						폐지-울산화력 #1-3(동서)		-600
	3							안산복합#1(포스코건설)	750
	5							장흥복합 (SK E&S)	800
	6							문산복합 (SK건설)	800
	6							영흥화력#5(남동)	870
	6						풍력		28.8
	6						해양에너지 (율돌목조력)		14.9
	7						오산복합화력		121.1
	8						폐지-포스코복합#1(포스코파워)		-450
	9						신고리#4(한수원)		1,400
	9							포천복합#2 (포천파워)	750
	10							춘천복합 (포스코건설)	500
	11						시흥장현목감지구 열병합		16.7
	12							영흥화력#6(남동)	870
	12						폐지-서울 화력 #4,5(중부)		-387.5
	12						도서내연 (울릉도 등)		13.8
	12						폐지-도서내연		-6.0
	12						위례에너지		280.0
	12						경남,진주혁신지구 열병합		5.3
	12						풍력		23.4
	12						태양에너지(RPS)		59.4
	12						바이오(RPS)		2.4
	12						폐기물(RPS)		9.9
	12						연료전지(RPS)		50
	12						소수력		2.3
	12							서울복합#1,2 (중부)	1,000
	12							동두천복합#1,2 (삼성물산)	1,500

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 [%]	발 전 설 비		설비 용량 [MW]
		하계	연말	BAU 수요	목표 수요		O 착공 후 설비 O 폐지설비 O 도서, 집단 신재생	O 착공 전 설비	
	12							동해민자#1 (STX)	500
2015		92,465	96,283	86,754	80,009	6.6~15.6			
	1						폐지-포스코복합#2(포스코파워)		-450
	2							포스코복합#7 (포스코파워)	600
	4							동해민자#2 (STX)	500
	5						안성뉴타운지구		45.8
	6							동부그린#1,2	1,000
	8							포스코복합#8 (포스코파워)	600
	9						대구혁신도시열병합		200
	11							여수#1(남동)	350
	12							당진화력#9 (동서)	1,000
	12							삼척#1,2(남부)	2,000
	12						영종 EP 발전소(운북)		9.7
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력		23.4
	12						해양에너지 (가로림조력)		153.6
	12						태양에너지 (RPS-347.8)		64.3
	12						바이오(RPS)		2.4
	12						폐기물(RPS)		10.3
	12						연료전지(RPS)		50
	12						IGCC(태안)		300
2016		98,697	98,837	89,629	81,988	10.1~20.4			
	6							당진화력#10(동서)	1,000
	6							신보령#1(중부)	1,000
	6							태안#9(서부)	1,000
	6							신울진#1(한수원)	1,400
	6						태양에너지		12.9
	6						바이오		0.3
	12						석문국가산업단지		17.1
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력		23.4
	12						바이오(RPS)		2.4
	12						폐기물(RPS)		10.7
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		0.9
	12						태양에너지 (RPS-170.39)		30.8

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 [%]	발 전 설 비		설비 용량 [MW]
		하계	연말	BAU 수요	목표 수요		O 착공 후 설비 O 폐지설비 O 도서, 집단 신재생	O 착공 전 설비	
	12							태안#10(서부)	1,000
2017		100,626	101,311	92,281	83,913	9.0~19.9			
	6							신울진#2(한수원)	1,400
	6							신보령#2(중부)	1,000
	6						해양에너지 (인천만조력)		389.8
	12						해양에너지 (강화조력, 완도조류)		263.7
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		8.5
	12						바이오(RPS)		2.4
	12						폐기물(RPS)		11.1
	12						연료전지(RPS)		50
	12						IGCC(영남)		300
	12						태양에너지(RPS-24 4.43)		44.4
2018		101,311	101,568	95,075	85,810	6.6~18.1			
	6						태양에너지		0.1
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		147.8
	12						태양에너지(RPS)		40.8
	12						바이오(RPS)		2.4
	12						폐기물(RPS)		11.5
	12						연료전지(RPS)		50
	12							신고리#5(한수원)	1,400
2019		102,968	104,097	97,405	87,607	5.7~17.5			
	11						행복도시열병합		515
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		197
	12						태양에너지(RPS)		43.7
	12						바이오(RPS)		4.0
	12						폐기물(RPS)		11.9
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		2.7
	12						IGCC(군장)		300
	12							신고리#6(한수원)	1,400
2020		106,897	107,285	99,653	89,225	7.3~19.8			
	6							신울진#3(한수원)	1,400
	12						소수력(RPS)		4.7

연도	월	기준계획용량		최대수요		설비 예비율 [%]	발 전 설 비		설비 용량 [MW]
		하계	연말	BAU 수요	목표 수요		O 착공 후 설비 O 폐지설비 O 도서, 집단 신재생	O 착공 전 설비	
	12						풍력(RPS)		270.9
	12						태양에너지(RPS)		42.9
	12						바이오(RPS)		4.0
	12						폐기물(RPS)		12.4
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		2.7
2021		108,185	108,570	101,640	90,713	6.4~19.3			
	1						폐지-호남화력 #1,2(동서)		-500
	6							신울진#4(한수원)	1,400
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		270.9
	12						태양에너지(RPS)		38.1
	12						바이오(RPS)		4.0
	12						폐기물(RPS)		12.7
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		4.5
2022		110,070	110,457	103,644	92,111	6.2~19.5			
	6							신고리#7(한수원)	1,500
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		270.9
	12						태양에너지(RPS)		40.4
	12						바이오(RPS)		4.0
	12						폐기물(RPS)		13.1
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		4.5
2023		111,957	112,294	105,614	93,598	6.0~19.6			
	6							신고리#8(한수원)	1,500
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		216.7
	12						태양에너지(RPS)		42.9
	12						바이오(RPS)		4.0
	12						폐기물(RPS)		13.4
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		5.4
2024		112,294	112,593	107,437	95,038	4.5~18.2			
	12						소수력(RPS)		4.7
	12						풍력(RPS)		173.4
	12						태양에너지(RPS)		45.8
	12						바이오(RPS)		4.0
	12						폐기물(RPS)		13.7
	12						연료전지(RPS)		50
	12						지열(RPS)		7.2

* 1. 설비예비율은 당해년도 6월말 기준 설비용량 적용 산정
  2. 분산형 전원(신재생 등 비중앙 발전기)은 피크기여 용량 적용
  3. 착공 전 설비의 예상 준공지연율
  - 착공 후 설비 및 폐지설비는 지연율 0% 적용

년 도	착공전 설비 예상지연율 [%]			년 도	착공전 설비 예상지연율 [%]		
	원자력	석 탄	복 합		원자력	석 탄	복 합
2010	-	-	-	2018	53	5	27
2011	-	-	-	2019	29	0	22
2012	-	-	-	2020	7	0	22
2013	-	-	-	2021	0	0	19
2014	-	9	52	2022	0	0	19
2015	-	9	41	2023	0	0	19
2016	50	9	28	2024	0	0	19
2017	59	13	29				

※ 년도는 하계피크기여 기준
※ 신보령#1,2는 정책과제(실증사업) 설비로서 향후 추진실적 등을 고려하여 적기준공 가능성 검토

3-5. 발전소 폐지계획

(단위 : MW)

구 분	LNG 복합	기 력			내연력		폐 지 용 량
		유연탄	중 유	LNG	중 유	경 유	
2010						도서(2.15) 덕적도, 소청도 외연도,홍도	2.15 (11기)
2011	보령복합 #4 (450)					도서(0.9) 대청도	450.9 (3기)
2012			여수화력 #1 (200)		남제주내연 #1~4 (40)	도서(6.5) 백령도,어청도 삽시도,가거도	246.5 (17기)
2013	보령복합 #3 (450)		영남화력 #1,2 (400)			도서(0.65) 자월도 제주화력 G/T#3(55)	905.65 (6기)
2014	포스코 파워#1 (450)		울산화력 #1~3 (600)	서울화력 #4,5 (388)		도서(3.8) 승봉도,위도 울릉도	1,441.8 (14기)
2015	포스코 파워#2 (450)						450 (1기)
2021		호남화력 #1,2 (500)					500 (2기)
합계 ('10~'24)	1,800 (4기)	500 (2기)	1,200 (6기)	388 (2기)	40 (4기)	69 (36기)	3,997 (54기)

3-6. 송변전설비 계획

■ 송전설비

구분	구 간	긍장 (c-km)	준공 년도	필 요 성
765㎸	신안성-신가평	79	2010	○ 수도권 배후계통(남부-동부)연계
	북경남-신고리	180	2012	○ 신고리 원자력 계통연결
	강원-북경기	260	2019	○ 영동지역 발전량 융통
	강원-신울진	260	2019	○ 영동지역 발전량 융통
345㎸	서안성 분기	11	2010	○ 안성, 송탄지역 전력공급
	신가평-신포천	130	2011	○ 수도권 북부지역 계통보강
	신포천-신덕은	104	2011	○ 수도권 북부지역 계통보강
	신충주 분기	87	2011	○ 충북지역 계통보강
	군산-새만금	56	2012	○ 군산지역 계통보강
	북경남 제1분기	68	2012	○ 신고리원전 1,2호기 계통연결
	북경남 제2분기	172	2012	○ 신고리원전 3,4호기 계통연결
	신김해-신녹산	40	2012	○ 부산 녹산공단지역 계통보강
	선산 분기	86	2013	○ 구미지역 계통보강
	동울산 분기	48	2013	○ 울산지역 전력공급
	신울산-신온산	21	2013	○ 울산지역 계통보강
	신양산-동부산	20	2013	○ 부산 동부지역 전력공급
	신덕은-포스코	108	2015	○ 인천지역 계통보강
	세종 분기	40	2015	○ 세종신도시 전력공급 계통연계
	신부평#2-영서	32	2016	○ 수도권 서부지역 계통보강
	가정-신부평#2	23	2016	○ 수도권 서부지역 계통보강
	북경기-신의정부	50	2019	○ 765kV 배후계통 연계
	북경기-신포천	10	2019	○ 765kV 배후계통 연계
직류 송전	#2HVDC	100	2011	○ 제주지역 전력공급
	충남-경기남부	7	2016	○ 충남-수도권 융통전력 증대
	#3HVDC	100	2016	○ 육지-제주간 계통연계
	해상풍력 HVDC	70	2018	○ 서해안 대규모 해상풍력 계통연계

* 추후 한전의 계통검토 결과에 따라 설비계획이 변경될 수 있음(2010년 12월말 기준)

■ 변전설비

구분	변전소명	위 치	준공년도	필 요 성
765㎸	신고리	부산 기장군	2010	○ 신고리 원자력 발전량 융통
	북경남	경남 창녕군	2012	○ 신고리 원자력 발전량 융통 ○ 고령, 대구 남부지역 전력공급
	신울진	경북 울진군	2014	○ 신울진 원자력 발전량 융통
	강원개폐소	강원 평창군	2016	○ 신가평-신울진선로 운영 효율화
	북경기	경기도 북부	2019	○ 영동지역 발전량 융통
345㎸	서안성	경기 안성시	2010	○ 안성, 송탄지역 전력공급
	신김포	경기 김포시	2011	○ 김포지역 전력공급
	신포천	경기 포천시	2011	○ 수도권 북부지역 전력공급
	신충주	충북 충주시	2011	○ 음성, 증평, 풍동지역 전력공급
	신성남#2	경기 성남시	2012	○ 성남, 용인지역 전력공급
	새만금	전북 군산시	2012	○ 군산지역 전력공급
	신녹산	부산 강서구	2012	○ 부산 남부지역 전력공급
	신의정부	경기 의정부시	2013	○ 의정부 변전소 이전
	동울산	울산 북구	2013	○ 울산지역 전력공급
	동부산	부산 남구	2013	○ 부산 동부지역 전력공급
	창 원	경남 창원시	2013	○ 마산, 창원지역 전력공급
	동서울#2	경기 하남시	2015	○ 서울 남동부지역 전력공급
	서서울#2	경기 군포시	2015	○ 경기 서남부지역 전력공급
	세 종	충남 연기군	2015	○ 세종신도시 전력공급
	신부평#2	경기 부천시	2016	○ 경기 부천, 서울 강서지역 전력공급
	서평택	경기 평택시	2018	○ 경기 남부공단지역 전력공급
FACTS	TCSC	수도권 남동부	2012	○ 수도권 융통선로 송전용량 증대
	BTB	수도권 서부	2014	○ 수도권 고장전류 저감

Ⅰ. 전력시장 운영

Ⅱ. 전력계통 운영

Ⅲ. 제5차 전력수급기본계획

주요 전력통계 ›› Ⅳ. 전기 판매

Ⅴ. 해외 전력통계

4-1. 종별 판매현황(2010년)

구 분	고객호수 (호)	판매량 (백만kWh)	구성비 (%)	판매수입 (억원)	구성비 (%)	판매단가 (원/kWh)	지수[6] (%)
주택용	12,904,238	63,200	14.6	75,748	20.3	119.85	139.2
일반용	2,632,860	97,410	22.4	96,371	25.8	98.93	114.9
교육용	34,376	7,453	1.7	6,501	1.7	87.23	101.3
산업용	348,096	232,672	53.6	178,307	47.7	76.63	89.0
농사용	1,260,276	10,654	2.5	4,532	1.2	42.54	49.4
가로등	1,117,657	3,081	0.7	2,500	0.7	81.13	94.2
심야전력	931,947	19,690	4.5	9,942	2.7	50.49	58.6
계	**19,229,450**	**434,160**	**100.0**	**373,901**	**100.0**	**86.12**	**100.0**

6) 평균판매단가 대비 계약종별 판매단가 상대비율

4-2. 연도별 판매전력량

(단위 : 백만kWh, %)

연도별	주택용[7]	일반용	교육용	산업용	농사용	가로등	합계
2000	44,968 (18.8)	47,700 (19.9)	2,285 (1.0)	137,372 (57.3)	5,451 (2.3)	1,759 (0.7)	239,535 (100)
2001	52,289 (20.3)	52,622 (20.4)	2,640 (1.0)	142,160 (55.2)	6,142 (2.4)	1,878 (0.7)	257,731 (100)
2002	58,469 (21.0)	57,428 (20.6)	2,954 (1.1)	151,196 (54.3)	6,328 (2.3)	2,076 (0.7)	278,451 (100)
2003	62,432 (21.3)	61,626 (21.0)	3,351 (1.1)	157,845 (53.8)	6,147 (2.1)	2,197 (0.7)	293,599 (100)
2004	65,490 (21.0)	67,476 (21.6)	3,774 (1.2)	166,223 (53.3)	6,766 (2.2)	2,367 (0.8)	312,096 (100)
2005	69,555 (20.9)	73,716 (22.2)	4,309 (1.3)	174,945 (52.6)	7,318 (2.2)	2,570 (0.8)	332,413 (100)
2006	72,730 (20.9)	77,809 (22.3)	4,790 (1.4)	183,067 (52.5)	7,636 (2.2)	2,687 (0.8)	348,719 (100)
2007	75,148 (20.4)	82,208 (22.3)	5,304 (1.4)	194,936 (52.9)	8,215 (2.2)	2,794 (0.8)	368,605 (100)
2008	77,269 (20.1)	86,827 (22.5)	5,783 (1.5)	203,475 (52.8)	8,869 (2.3)	2,847 (0.7)	385,070 (100)
2009	78,548 (19.9)	89,619 (22.7)	6,465 (1.6)	207,216 (52.5)	9,671 (2.5)	2,954 (0.7)	394,475 (100)
2010	82,890 (19.1)	97,410 (22.4)	7,453 (1.7)	232,672 (53.6)	10,654 (2.5)	3,081 (0.7)	434,160 (100)

7) 주택용 : 심야전력 포함

4-3. 연도별 전기판매단가[1)]

(단위 : 원/kWh)

연도별	주택용[2)]	일반용	교육용	산업용	농사용	가로등	합계
2000	94.72	106.04	90.16	58.30	43.04	65.92	74.65
2001	91.57	107.99	92.74	61.56	43.51	68.14	77.06
2002	87.01	102.66	89.26	59.02	42.37	64.98	73.88
2003	88.00	100.59	90.24	60.30	43.45	65.75	74.68
2004	90.94	96.85	89.05	60.23	41.95	65.33	74.58
2005	91.07	95.24	89.00	60.25	41.67	65.65	74.46
2006	93.70	97.91	77.48	61.92	42.96	68.61	76.43
2007	94.78	97.68	77.20	64.56	42.45	71.47	77.85
2008	97.58	95.30	78.58	66.24	42.38	72.50	78.76
2009	98.07	98.50	83.56	73.69	42.13	76.65	83.59
2010	103.38	98.93	87.23	76.63	42.54	81.13	86.12

1) 자료원: 한국전력통계(한전)
2) 주택용 : 심야전력 포함

4-4. 전기요금 국제비교

(단위 : USD/kWh)

구 분	한 국	영 국	미 국
산업용 (지수)	0.0578 (100)	0.1350 (234)	0.0684 (118)
주택용 (지수)	0.0769 (100)	0.2060 (268)	0.1155 (150)

주) 1. ( )는 한국대비 요금수준임

2. 자료출처 : [Key World Energy Statistics 2010] (IEA)

Ⅰ. 전력시장 운영

Ⅱ. 전력계통 운영

Ⅲ. 제5차 전력수급기본계획

Ⅳ. 전기 판매

주요 전력통계 ›› # Ⅴ. 해외 전력통계

5-1. 주요국가 발전설비(2008년)[1)]

(단위 : 백만kW)

순위	국가[2)]	수력	화력	원자력	기타	계
1	미국	99	881	106	26	1,112
2	중국	173	603	9	8	793
3	일본	48	179	48	3	278
4	러시아	48	155	23	0	226
5	인도*	36	128	4	0	168
6	캐나다	74	35	13	4	126
7	프랑스	25	25	63	5	118
8	독일*	10	84	21	0	115
9	브라질*	77	21	2	0	100
10	이태리	21	73	-	5	99
11	스페인	39	50	7	0	96
12	영국	4	66	11	3	84
13	한국	6	54	18	0	78
14	멕시코*	11	37	1	1	50

1) 자료원 : 해외전기사업통계 (일본 해외전력조사회, 2010)
2) * : 2007년도 기준

5-2. 주요국가 발전전력량(2008년)[1)]

(단위 : 십억kWh)

순위	국가[2)]	수력	화력	원자력	기타	계
1	미국	242	3,009	806	53	4,110
2	중국	566	2,803	69	13	3,451
3	일본	84	799	258	5	1,146
4	러시아	167	710	163	0	1,040
5	인도*	121	676	17	0	814
6	캐나다	374	150	91	4	619
7	독일*	25	411	141	0	577
8	프랑스	68	53	418	10	549
9	한국	6	290	151	0	447
10	브라질	354	43	14	1	412
11	영국	9	308	52	20	389
12	이태리	47	269	0	3	319
13	스페인	62	197	59	0	318
14	호주*	12	247	0	6	265
15	멕시코*	27	212	10	8	257

1) 자료원 : 일본 해외전기사업통계 2010
2) * : 2007년 기준

5-3. 주요국가 판매전력량(2008년)[1)]

순 위	국 가	판매전력량 (십억kWh)	국 가	1인당 소비전력량 (kWh/인)
1	미 국	3,722	노르웨이*	23,841
2	중 국*	3,438	캐나다	16,673
3	러시아*	898	스웨덴	14,484
4	일 본	889	미 국*	12,775
5	인 도*	578	호 주	9,554
6	독 일	516	한 국	8,883
7	캐나다	501	프랑스	7,402
8	프랑스*	448	일 본	7,006
9	브라질	428	독 일	6,602
10	한 국	385	러시아	6,436
11	영 국	328	스페인	5,872
12	이태리	299	영 국	5,710

1) 자료원 : 일본 해외전기사업통계 2010

2) * : 2007년 기준

5-4. 주요국가 열효율/송배전손실률(2008년)[1)]

순 위	국 가	열효율(%)	국 가	송배전손실률(%)
1	이태리	44.5	한 국	4.0
2	프랑스*	42.2	일 본	5.1
3	일 본	41.3	독 일*	5.8
4	한 국	40.8	이태리	6.0
5	독 일*	40.6	캐나다	6.2
6	스페인*	40.6	프랑스	6.8
7	러시아	36.6	중 국	6.8
8	영 국	36.0	미 국	6.8
9	호 주	33.9	스웨덴	7.3
10	중 국	33.5	스페인	7.7
11	미 국*	34.1	영 국	8.0
12	캐나다	30.8	러시아	10.7

1) 자료원 : 해외전기사업통계 (일본 해외전력조사회, 2010)

2) * : 2007년 기준

KPX Knowledge Power 2011

발행일 : 2011년 6월 30일
발행인 : 한국전력거래소 이사장 염명천
서울특별시 강남구 삼성동 영동대로 411
문 의 : 기획관리처 차장 위성철
02-3456-6562 / scwee@kpx.or.kr