






A. 발전부문의 경쟁 도입(1)

기존 한전의 발전 부문을 수 개(6개)의 회사로 분리

- ◆ 전력 공급의 안정성과 한전의 대외 신뢰도 유지를 감안하여 일단 자회사 형태로 분리
- ◆ 자회사의 수는 규모의 경제와 담합 방지 등을 감안하여 경쟁이 가능하도록 6개로 함
- ◆ 자회사 구성방법은 발전원 및 지역 배분, 발전설비 수명 등을 종합적으로 고려
- ◆ 원자력 부문은 발전형태의 특성 및 안전문제 등을 감안하여 별도의 자회사로 구성




한국의 전력 시장

- A. 발전 부문의 경쟁 도입
- B. CBP 시장
- C. 주요 시장제도 변천내용
- D. 도매전력시장 (Two Way Bidding Pool: TWBP)
- E. 전력시장의 향후 과제




A. 발전부문의 경쟁 도입(2)

향후 전력수급 안정과 한전의 대외부채 현황을 고려하여 자회사에 대한 단계적인 민영화 추진

- ◆ 분할된 자회사 중 1개 자회사(화력 2개 단지를 포함하여 구성)를 2003년부터 민영화하고 한전의 대외부채 상황을 고려하여 나머지 자회사도 단계적 민영화

기존의 민자 발전업체(한화 에너지, LG에너지, 현대 에너지, 포스 에너지, 대구 전력 등)에 대하여는 각 업체의 선택에 따라 한전과 기 체결한 전력수급계획(Power Purchase Agreements)에 따라 전력을 공급하거나 입찰 시장에 참여하여 자유경쟁 입찰 방식으로 공급도 가능하도록 허용

B.3 전력계통 운영 역할 분담		
구 분	송변전 설비	발전 설비
전력거래소 (KPX)	- 휴전 승인 - 감시 및 제어	- 정비계획 승인 - 자동발전제어
한 전 (KEPCO)	- 건설 및 유지보수 - 개폐기, 조상기 조작	-
발전회사 (Genco)	- 급전지시에 의한 발전기 개폐기 조작	- 건설 및 유지보수 - 발전기 기동정지 및 출력조절

9



11

B.4 거래가격의 결정

❖ 거래가격 = 한계가격(MP) + 용량가격(CP)

❖ 한계가격 (Marginal Price)

- 시간대별로 수요를 충족하기 위해 운전되는 발전기의 변동비 가운데 가장 높은 값 (한계비용의 원리)
- 계통 한계 가격(SMP)과 기저한계가격 (BLMP)로 구성
- 구성요소: 기동비용, 무부하비용, 증분비용
- 한계가격발표: 거래전일 15:00

❖ 용량가격 (CP: Capacity Payment)

- 한계설비의 투자비 및 고정운전유지비 반영
- 해당 시간대에 가용용량을 신고한 모든 발전기에 지급

10

B.5 발전기의 비용특성

❖ 기동비용

- 정지중인 발전기의 기동에 소요되는 비용
- 기동연료비, 전력비, 용수비 등으로 구성

❖ 증분 연료 비용

- 발전기의 운전점에서 단위출력증가시의 추가 소요되는 연료비 (원/kWh)
- 발전기의 연료비곡선 운전점에서의 기울기로 표시

❖ 무부하 비용

- 발전기가 무부하 운전시의 시간당 소요비용 (원/h)
- 시장운영규칙: 증분연료비곡선과 종속의 교차점

12

PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

변동비의 의미

❖ 각 발전기의 거래시간별 변동비
 = 운전비용단가 + 기동비용단가
 = (증분비용단가+무부하단가)+ 기동비용단가

13

PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

발전가격 결정 모형

❖ 발전가격

$$GP_{i,t} = \frac{SUP_{i,x}}{\sum_{t=x}^{t=y} P_{i,t}} + 2a_i \times (P_{i,t} / TPD) + b_i + \frac{\sum_{t=x}^{t=y} \{(c_i - a_i \times (P_{i,t} / TPD)^2) \times TPD\}}{\sum_{t=x}^{t=y} P_{i,t}}$$

$GP_{i,t}$ = 발전가격 $P_{i,t}$ = 가격결정발전계획 발전량[kWh]
 a_i = 발전기의2차 증분가격계수 TPD = 거래기간(1시간)
 b_i = 발전기의1차 증분가격계수 $SUP_{i,t}$ = 발전기 기동비용
 c_i = 발전기가격상수 i = i 번 발전기
 y = 연속운전종료한 거래시간 x = 연속운전시작한 거래시간
 t = time

15

PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

발전기 변동비 특성곡선

❖ 발전가격 = Start up cost + 증분비용 + 무부하 비용

- Start up cost = 발전기 기동비용
- 증분비용 = $\frac{d}{dP}$ (발전기 변동비 특성 곡선식)

$$2aP + b = \frac{d}{dP} (aP^2 + bP + c)$$
- 무부하비용 = 증분비용 곡선의 y 절편

14

PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

한계가격 결정

❖ 한계가격 계산에서 제외되는 발전기 결정

- 각 발전기의 가격결정 표시기 초기상태는 1
 - NPSI = 1 (Non Price Setting Indicator)
- 증감발제약에 걸릴 경우
 - NPSI = 0

❖ 유효발전가격(SP)

- 한계가격 결정을 위한 발전기의 자격여부를 고려하여 계산

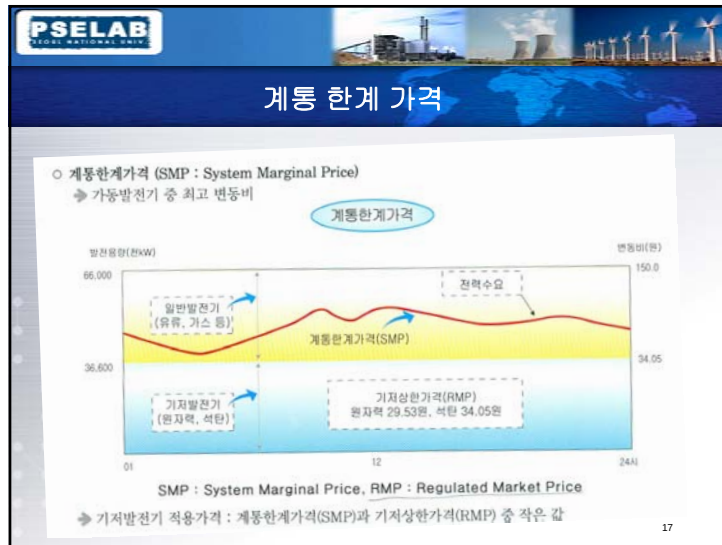
$$SP_{i,t} = GP_{i,t} \times NPSI_{i,t}$$

❖ 한계가격 결정

- 거래시간 각 발전기의 유효 발전가격 중 최대가격으로 결정

$$SMP_t = \text{Max}(SP_{i,t})$$

16



PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

안정화 방안: 발전기별 구분 정산

- ❖ 발전기의 구분
 - 기저 발전기: 원자력, 석탄, 국내탄 발전기
 - 일반 발전기: 기저발전기를 제외한 발전기
- ❖ 정산 방식
 - 기저 발전기: 기저한계가격 (BLMP) + 기저 발전기 용량가격
 - 일반 발전기: 계통한계가격 (SMP) + 용량가격

19

PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

SMP 적용 방식의 문제점

- ❖ 연료비 등 외생변수의 지나친 영향력 발생
 - 유류 및 LNG: SMP 결정의 대부분을 점유
 - 유류/LNG 가격상승 또는 하락율이 SMP의 상승 또는 하락율과 거의 동일 (CBP시장의 Risk 과다)
- ❖ 회계적 발전단가 대비 발전가격 상승
 - 기저설비에 과다 초과 수익 발생

➡ 안정화 방안 대두

18

PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

기저한계가격(BLMP)

- ❖ 발전가격 계산
 - 계통한계가격결정과 동일
- ❖ 기저한계가격 계산에서 제외되는 발전기 결정
 - 계통한계가격결정과 동일
- ❖ 기저한계가격 결정
 - 기저발전기(국내탄발전기 제외)의 유효발전가격 중 최대가격과 계통한계가격 중에서 작은 값으로 결정
$$BLMP_t = \text{Min}\{SMP_t, \text{Max}(SP_{j,t})\}$$
 - 단, j는 원자력 및 석탄발전기(국내탄발전기 제외)

20

기준용량가격(CP)결정

- 발전비용평가위원회에서 기준용량가격 결정
- 용량요금
 - 기저와 일반에 대한 한계설비의 고정비를 근거로 산정
 - 일반발전기(기저발전기를 제외한 모든 발전기)
 - 일반 : 450MW급 복합발전기의 GT(Gas Turbine) 고정비 기준
 - 기저발전기(원자력, 석탄(유연탄), 무연탄발전기)
 - 기저 : 500MW급 신규 석탄발전기의 고정비 기준
- 초기의 용량요금
 - 기저 : 21.49 원/kWh
(기저설비 건설투자비 자본비용 14.47 원/kWh + 운전 유지비용 7.02 원/kWh)
 - 일반 : 7.17 원/kWh
(피크설비 건설투자비 자본비용 4.20 원/kWh + 운전 유지비용 2.97 원/kWh)

구분	기저 발전기 (원자력)	기저 발전기(석탄)	일반 발전기
초기 용량 요금	21.49 원/kwh	21.49 원/kwh	7.17 원/kWh
'06년 6월~12월	18.65 원/kwh	14.22 원/kwh	7.17 원/kwh

21

발전 입찰 양식

발 전 입 찰 서 양식

- 거래일 날짜 : 2000년 07월 12일
- 발전회사 : 한국남동발전 (주)
- 발전기명(식별번호) : 삼전포 #1.(6071)
- 기술적 특성

발전기 기술적 특성		변경사유	발전기 기술적 특성		변경사유
기동 소요시간	3 시간		감발율	4.4 MW/분	
최대 발전용량	540 MW		최소 운전시간	9 시간	
최소 발전용량	300 MW		최소 정지시간	4 시간	
중발율	2.4 MW/분				
- 공급가능용량

거래시간	공급가능용량
20000711 1801	540 MW
- 제약 운전여부

거래시간	공급가능용량	제약사유

23

B.6 비제약 급전 계획 (Unconstrained Schedule)

- 누가 비제약 급전계획을 수립하는가?
 - System Operator
- 어떤 정보가 고려되는가?
 - Cost & Availability of each Genset
 - Technical data of Each Genset
- 어떤 항목이 결정되는가?
 - Hourly System Marginal Price
 - Hourly Generation of each Genset

22

발전기 기술 특성

계통병해

연료차단

기 동

정 화

계통병입

1

2

3

4

기동소요 시간 : 급전지시 받은 후 계통병입까지 소요되는 시간

기동조건

- 열간(Hot) : 통상 정지 후 6~12시간 이내
- 난간(Warm) : 통상 정지 후 12시간~6일
- 냉간(Cold) : 통상 정지 후 일주일 이상

기동조건에 따른 기동비용 크기 : Hot Start < Warm Start < Cold Start

24

PSELAB
KOREA NATIONAL UNIV.

최대발전용량(Maximum Generating Capacity)
-주변압기 고압측을 기준으로 발전기에서 최대로 발전할 수 있는 용량

최소발전용량 (Minimum Generation)
-발전기가 안전한 운전을 유지하기 위하여 발전해야 할 최소용량

증발율(Ramp Up Rate)
-발전기가 출력을 증가시킬 수 있는 능력

감발율 (Ramp Down Rate)
-발전기가 출력을 감소시킬 수 있는 능력

최소운전 시간(Minimum Up Time)
-발전기가 병입 이후 병해될 수 있기 까지의 최소시간간격

최소정지 시간(Minimum Down Time)
-발전기가 병해 이후 병입될 수 있기 까지의 최소시간간격

25

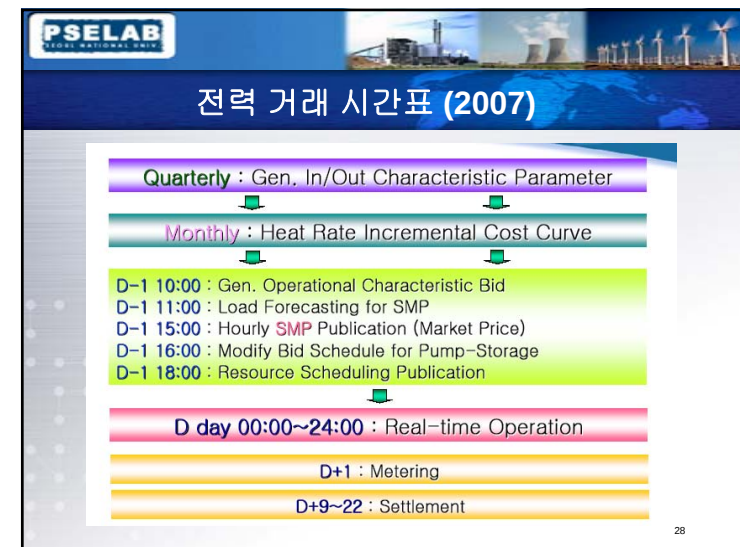


PSELAB
KOREA NATIONAL UNIV.

B.7 제약 급전 계획 (Constrained Schedule)

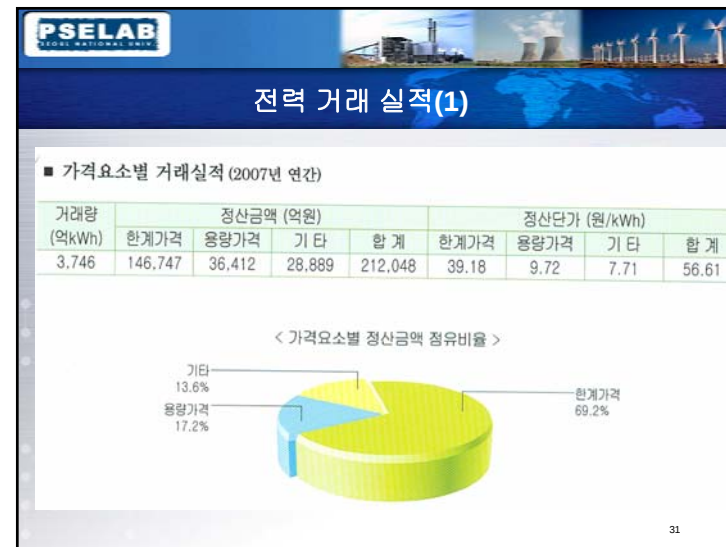
- ❖ 누가 제약 급전계획을 수립하는가?
 - System Operator
- ❖ 어떤 정보가 고려되는가?
 - Cost & Availability of each Genset
 - Technical data of Each Genset
 - 송전 제약
 - 연료 제약 (LNG, 무연탄, 열병합 발전 등)
- ❖ 무엇이 결정되는가?
 - Practical Hourly Generation of each Gensets

26

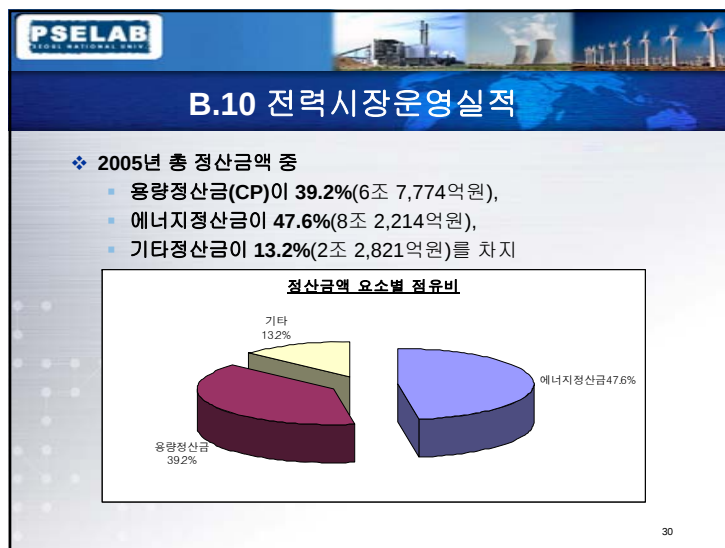


B.9 Payment to Gensets		
UNCON CONST	On	Off
On	SMP + CP	Bid + CP
Off	SMP-Bid+CP	CP

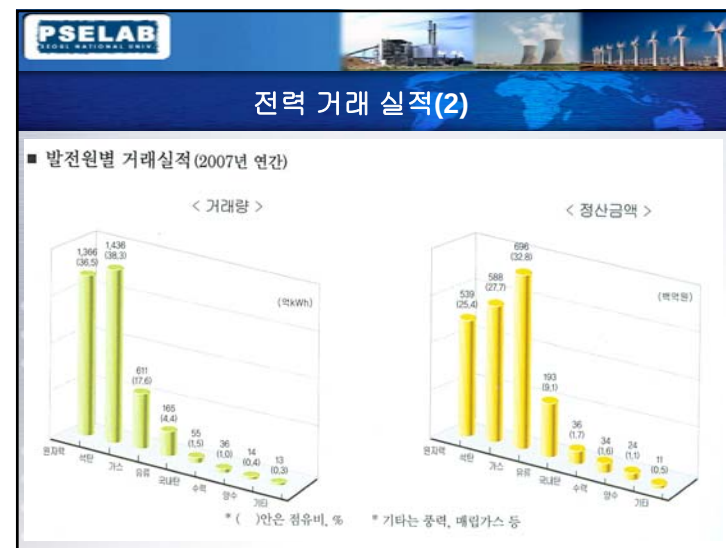
29



31



30

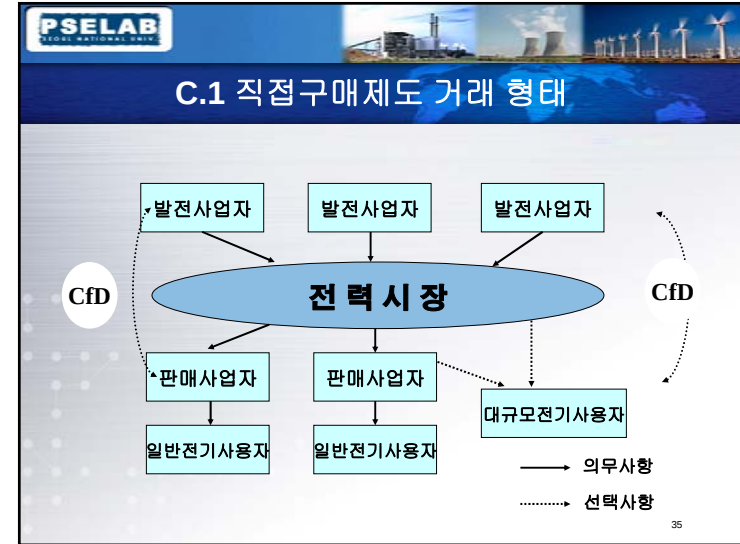


PSELAB
PSEOUL NATIONAL UNIV.

C. 주요 시장제도 변천내용

1. 직접구매제도 도입
2. 구역전기사업제도 도입
3. 용량가격(CP) 조정
4. 계통운영보조서비스(A/S)
5. 용량가격(CP) 시간대별 조정
6. 전력시장 감시위원회
7. 독립사업부제 도입

33



PSELAB
PSEOUL NATIONAL UNIV.

C.1 직접구매제도 도입

도입배경

전력 판매부문의 경쟁 도입

직접구매가 허용된 대수용가는 전력거래시장에서 직접구매가 가능하여, 한전이 독점하고 있는 전력 판매부분에 경쟁적요소로 작용

이를 위해 전기사업법 및 동법 시행령은 수전설비 용량 5만kVA이상인 대규모 수용가에 대하여 직접 구매를 '03. 1. 1부터 실시하도록 규정

34

PSELAB
PSEOUL NATIONAL UNIV.

C.1 직접구매제도 현황

직접구매자가 현재 전력시장을 통한 직접 구매 시 발생하는 전체적인 구입가격수준은 판매사업자(한전)로부터 구입하는 경우보다 높은 실정임

▶ **최종 구매가격 비교** ('05년 평균, 일반용 전기요금)

구 분	직접구매(전력시장 구입시)	판매사업자(한전)
구매가격	84.37 원/kWh [중부하 88.5, 최대부하 92.8]	82.76 원/kWh [전기요금 일반용]

36

PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

C.2 구역전기사업제도 도입

도입배경

1. 수도권전원 개발 및 발전소 입지난의 해소로 안정적 전력수급 확보
2. 송전선로 건설비용, 송전손실저감과 에너지 이용효율 향상
3. 새로운 형태의 전기사업자의 시장 진입으로 인한 경쟁의 활성화

37

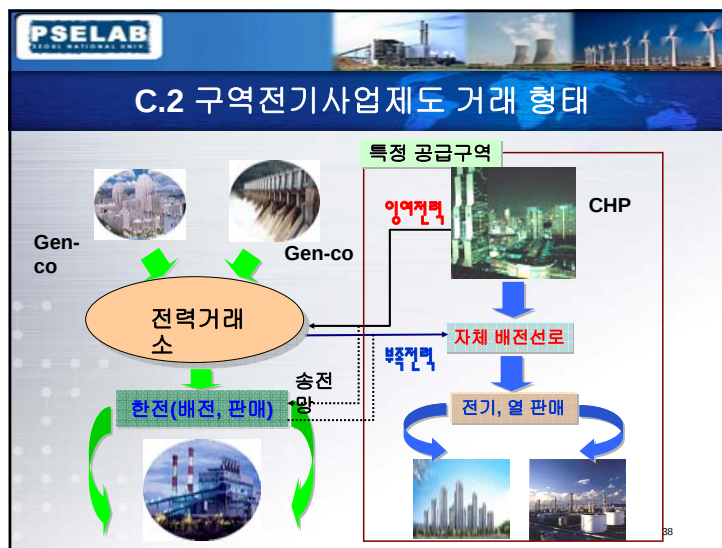
PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

C.2 구역전기사업제도 현황

시장과 보완공급약관과의 차이점

- 부족전력에 대해 시장에서 구매할 경우 구역전기사업자의 발전능력의 부족분에 한하여 가능한 반면,
- 한전(보완공급약관)에서 구매할 경우 구역전기사업자의 발전능력과 관계없이 구매 가능하여
- 한전과 거래시가 더 유리함 현재 전력시장에서 거래하는 구역전기사업자는 없음

39



PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

C.3 용량가격(CP) 조정

도입 배경

1. 석탄가격의 지속적인 상승으로 석탄발전기의 변동비가 기저한계가격(BLMP)을 결정하는 발전기의 한계가격을 초과하는 경우 발생
2. 석탄발전기 변동비 보상을 위한 전력시장운영규칙 개정
 - 규칙개정 승인일 : 2004. 9. 22
 - 주요내용 : 석탄발전기 초과 변동비 보상 및 원자력발전기 반사이익 환수
3. 석탄가격의 상승에 따른 석탄 초과변동비 분담을 위해 원자력발전기에 기준용량가격 보정계수(α_n)를 조정하여 적용('04년 9월 ~ '06년 5월)
4. 급격한 유가상승 등에 따른 한전의 전력구입비 증가로 인해 발생하고 있는 '06년도 한전과 발전회사간 재무 불균형 완화하고자 2006년 6월~12월 까지 기준용량가격 보정계수 조정

40

PSELAB

POSTECH NATIONAL UNIV.

C.4 계통운영보조서비스(A/S)

필요성 및 목적

- 전력계통의 안정성 및 신뢰성을 유지
- 전기품질(주파수 및 전압) 유지
- 전력거래 원활

41

PSELAB

POSTECH NATIONAL UNIV.

C.4 계통운영보조서비스(A/S)

추진 경위

- '01.12 : 시장운영규칙에 계통운영보조서비스의 정산기준 신설
(정산항목 : 주파수조정, 예비력, 자체기동서비스)
- '01.12 : '01년도 9차 발전비용평가위원회에서 항목별 정산단가 결정
- '03.8월 : A/S 정산단가 결정시 적용된 정산금액 한도(387억원) 초과에 따라 세부 단가 조정
- '06.10월 : A/S 기여도를 고려하여 주파수조정서비스를 G/F 와 AGC로 세분화 하고 정산금액도 전년도 실적 기준으로 적용

43

PSELAB

POSTECH NATIONAL UNIV.

계통 운영 보조 서비스

○ 계통운영보조서비스(AS : Ancillary Service) 비용

전력계통의 안정성과 전기품질(주파수 등) 유지를 위해 지급

< 부하변동의 제어분담 >

A : 20분 이상 장주기의 부하변동
(피크발생 등)
→ 예비력서비스로 제어분담

B : 10~20분 정도의 완만한 부하변동
(공장 가동 · 정지 등) → AGC로 제어분담

C : 2~3분 이내 단주기의 부하변동
(전기료, 전철 등)
→ Governor Free로 제어분담

D : 20초 이내의 순시 부하변동
→ 부하특성에 의한 자기제어

PSELAB

POSTECH NATIONAL UNIV.

C.5 시간대별 용량가격계수

- ❖ 시간대별로 기준용량가격을 차등 적용하기 위해 설정한 계수
- ❖ 최대부하시간대의 용량가격계수는 크게 하고, 경부하 시간대는 작게하여 발전설비 가동이 최대부하 시간대에 많이 되도록 유도
- ❖ 피크기간과 일반기간에 따라 용량에 대한 가치를 차등 적용
 - 일반기간 : 2~6월, 9~12월
 - 피크기간 : 1, 7, 8월

최대부하(5시간)		중간부하(9시간)		경부하(10시간)	
일반기간	피크기간	일반기간	피크기간	일반기간	피크기간
1.405717	1.799043	1.198367	1.624343	0.459335	0.473779

44

11




C.6 전력시장감시위원회

설립목적
공정한 전력거래와 경쟁적 전력시장 조성

설립근거 : 전력시장운영규칙 제6.2.1조
전력시장 감시업무를 법과 규칙에 따라 공정하고 효율적으로 수행하기 위해 전기위원회 소속 하에 전력시장감시위원회를 둠
전력시장감시위원회 발족 : '02년 11월 26일

전력시장감시위원회 임무
법 21조의 규정에 의한 금지행위 및 기타 전력시장에서의 불공정행위에 대한 감시 및 규제

45




C.8 제 1차 전력제도개선

- ❖ 2007.1.1 개정의 주요 내용
 - 기저 상한 가격제의 도입
 - 한계송전손실계수의 도입
 - 용량가격 지급 기준 개선
- ❖ 기저 상한 가격제의 도입
 - 기존의 가격체제
 - 기저발전기 : BLMP + 기저용량가격
 - 일반발전기 : SMP + 용량가격
 - 신규 가격체제
 - 단일 SMP 와 단일 용량가격으로 통일 (용량가격은 피크의 GT의 고정비로 지급)
 - 기저 발전기의 경우, SMP와 기저상한 가격 중에 낮은 가격으로 지급

47




C.7 독립 사업부제 도입

- ❖ 도입 목적
 - 내부 경쟁을 통해 경영효율의 향상
- ❖ 추진 경위
 - '06년 9월 25일
 - 15개 지사 총 고객호수 100만 이상인 서울, 남서울, 인천, 경기, 충남, 전남, 대구, 경남, 부산, 등 9개 지사를 독립사업부로 분리
 - 100만 이하 경기북부, 강원, 강릉, 충북, 전북, 경북, 제주, 등은 지사로 남겨둠
- ❖ 도입 내용
 - 사업부의 자율경영체제 구축
 - 한전 본사의 권한을 사업부로 위양
 - 조직, 예산부문은 사업부 운영의 필수 권한으로 함
 - 독립사업부에 독립회계시스템과 성과평가시스템을 도입

46




- ❖ 기저 상한 가격의 의미
 - 기저 발전기가 받을 수 있는 가격의 상한을 제한
 - 기저발전기가 단일 SMP와 CP로 지급받으나 기존의 BLMP 가격 체제와 정산 가격에는 큰 변화가 없음

	BLMP	BCP
2006.7	19.33원/kWh	18.65원/kWh

정산가격 = BLMP + BCP

	SMP	기저상한가격	CP
2007.7	76.07원/kWh	32.20원/kWh	7.46원/kWh

정산가격 = min(기저상한가격, SMP) + CP

48

PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

한계 송전 손실 계수의 도입

- 어느송전 접속점에서의 단위부하증가에 대한 기준 모선에서의 전력 변화량 비율
- 송전 손실이 많은 발전기에 패널티를 제공
- 송전 손실이 적은 발전기가 경제 급전 순위에서 우위

한계 송전 손실 계수의 계산

- 발전가격 * 1/(한계송전손실계수) = 새로운 발전가격

49

PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

용량가격 지급기준 개선

지역별용량가격계수(신설)

- 예비율에 따라 용량가격에 차등을 두기 위한
- 예비율이 충분한 지역의 용량가격 : 낮은 평가
- 예비율이 부족한 지역의 용량가격 : 높은 평가

수도권, 비수도권, 제주 3개 지역으로 분할

적정예비율 확보 및 신규 발전 시설의 증설 유도

51

PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

한계송전손실계수 = (기준모선 발전량 변화)/(부하 모선의 부하 변화)

Case 1 :전력의 유입지역
(지역 발전량 < 지역 부하량)

기준모선 → 부하모선

서울 → 부하

- 부하가 1MW 증가 시, 기준 모선 발전량도 증가
- 따라서 한계송전손실계수 > 1

Case 2 :전력의 유출지역
(지역 발전량 > 지역 부하량)

기준모선 ← 부하모선

울진 → 부하

- 부하가 1MW 증가 시, 기준 모선 발전량은 감소
- 따라서 한계송전손실계수 < 1

50

PSELAB
PSEI NATIONAL UNIV

A 지역의 예비율

기준용량가격보다 높게 보상

기준이 되는 설비예비율

부족

B 지역의 예비율

기준용량가격보다 낮게 보상

기준이 되는 설비예비율

초과

지역별용량가격계수를 고려한 용량가격 = 기준 용량가격 * 지역별용량가격계수

52

