

2008 국정감사 자료집

발전분할의 문제점과 대안

- 구조개편, 선진화 모두 접어야 산다 -

2008. 10.

지식경제위원회
국회의원 최철국

“이제 구조개편을 포기해야 할 때다”

1달여 전에 정부가 한전에 8,250억원을 보조해 주자는 내용의 추가경정예산안을 제출했다. 올해 유류, LNG, 유연탄 등 발전연료 가격이 너무 많이 올라서 전기요금 인상 요인이 15%나 되는데, 요금을 올리지 못했으니까 한전에 보조를 해 주어야 한다는 것이었다. “한전의 경영악화는 일시적인 현상일 뿐이다. 외국인 지분 25%를 포함하여 민간 지분이 49%나 되는 상장회사에 법을 어겨가면서까지 혈세를 지원해 주어서는 안 된다.”며 예산안 통과에 반대했지만, 결국에는 한나라당의 숫자에 밀려서 한전 보조 예산안은 20%가 삭감된 6,680억원으로 통과되었다. 어처구니가 없는 일이었다.

연간 전기요금 수입이 30조원이 넘는 공기업이 일시적인 경영악화를 감내하지 못하고 국민에게 부담을 전가시키다니 도저히 묵과할 수 없는 일이었다. 이 때부터 한전이 도대체 왜 이 지경이 되었을까 연구하기 시작했다. 2001년 발전회사 분할 이후의 상황을 전반적으로 검토했다. 그 결과 현재 한전의 경영악화는 모두 구조개편 탓이라는 결론을 얻기에 이르렀다. 구조개편 추진비용만 해도 8천억원이 넘었고, 발전연료 분리구매에 따른 손실액도 연간 3~4천억원에 달했다. 6개 발전회사의 임원 등 고위직 증가에 따른 인건비 추가 지출액도 해마다 100억원 이상 발생하고 있다. 전산시스템 분리 운영에 따른 비용, 건설분야의 비효율적인 운영, 해외사업 추진 체계의 불합리성, 전력거래제도의 문제 등 구조개편의 폐해는 이루 말할 수가 없을 정도로 광범위하고 심각했다.

이 폐해는 모두가 국민 부담이다. 구조개편을 하지 않았다면 한전이 지금처럼 연료비 좀 올랐다고 엄살을 떨지는 않았을 것이다. 늦었다고 생각하는 때가 가장 빠른 때라는 말이 있다. 우리는 지난 7년간 발전 분할 체제를 유지하느라 너무 값비싼 대가를 치루었다. 이제 냉정하게 구조개편의 공과를 분석하여 대한민국의 전력산업을 제자리로 돌려놓아야 한다. 본 자료집을 계기로 우리 전력산업의 현황과 미래에 대한 공론화가 이루어져서 전력산업구조개편촉진법안 시한이 만료되는 내년 말까지 새로운 대안이 도출되기를 기대한다.

민회의 전당에서 국회의원 최 철 국

목 차

I. 구조개편 추진 경과	1
1. 문민정부의 공기업 개혁정책	2
2. 국민의 정부 전력산업구조 개편	4
3. 참여정부의 구조개편 중단, 재검토	8
4. MB정부의 공기업 선진화 정책	10
II. 구조개편에 따른 국민부담	11
1. 구조개편 추진 비용 - 8,144억원 (전기요금의 2.7%)	12
2. 과도한 인건비 상승 - 전력거래소 1인당 인건비 7,971만원	18
3. 발전회사 본사 조직 40% 증가	21
4. 연료 개별구매로 천문학적 손실 - 구매 연5억불, 용선료 연6,000억원, 체선료 연100억원	22
III. 구조개편의 문제점과 대안	29
1. 자기밥그릇만 챙긴 정부 - 전기위원회 폐지	30
2. 전력거래로 한전 경영 악화 - 전력시장 폐쇄, 경제급전원리 필요	33
3. 전력거래소가 비효율과 낭비 초래 - 전력거래소 폐지	39
4. 건설부문 비효율 심화 - 발전소 건설 전문회사 설립	42
5. 정보화시스템 독자 개발	44
6. 사업자에게 불로소득 주는 구역전기사업제도 - 구역전기 사업제도 폐지	46

7. 예방정비의 비효율 심화	49
8. 전력수급 안정성 흔들 - 국가가 강제성 있는 수급계획 수립	52
9. 해외사업의 비효율성 - 한전 중심으로 해외사업 통합 운영	54
10. 강제적 신재생에너지 사업 - 0.1% 전기를 얻기 위해 7,500억원 투자	57
IV. 구조개편 성과 평가	59
V. MB정부 전력그룹사 선진화 방안의 문제	65
1. 한전 선진화 방안의 문제점	66
2. 한국전력기술(KOPEC) 선진화 방안의 문제점	68
3. 한전KPS 선진화 방안의 문제점	70
V. 해외 구조개편 동향과 교훈	73
1. 각국의 구조개편 동기와 현황	74
2. 해외 시장자유화의 시사점	82
VI. 결론 - 전력산업 발전방안	87

1. 구조개편 추진 경과

1. 문민정부의 공기업 개혁정책
2. 국민의 정부 전력산업구조 개편
3. 참여정부의 민영화 재검토
4. MB정부의 공기업 선진화 정책

1. 문민정부의 공기업 개혁정책 (1993 ~ 1997년)

□ 경영진단 실시 【경제기획원 주관】

○ '93.10월 “공기업 경영쇄신방안 마련” 대통령 지시에 의거 『공기업 특별 민영화 및 기능조정방안』 확정 ('93.12, 경제기획원)

- 5대 경영진단 대상기관 : 한전, 포철, 한국통신, 도로공사, 조폐공사

※ 민영화 대상기관 : 국민은행 등 10개 기관

○ 경영진단용역 시행 ('94. 7월 ~ '96. 6월, 한국산업경제연구원 등)

<경영진단 결과>

한전의 민영화는 단계적으로 추진하되, 민영화 추진의 기본전제로서 전력산업 구조개편 필요성 제시

○ 경영진단 평가보고서 채택 ('96. 7월)

- 재경원의 경영진단 실시지침에 의거 산업경제연구원의 경영진단보고서를 통산부 한전경영진단반이 검토□평가

<평가보고서 내용>

■ 공기업의 효율성 개선노력이 한계에 부딪칠 수밖에 없기 때문에 민영화를 추진해야 한다는 주장은 민영화의 효과를 무조건 긍정적으로 본 주장이라고 생각됨

■ 전력산업에 적용되는 일반적 요소에 우리나라의 특수여건을 감안, 현 시점에서 가장 적합한 구조개편 유형을 선정해야 함

□ 전력산업 진입 규제완화방안 추진

○ 전력산업구조개편위원회 구성, 운영 ('97. 6 ~ '98.12)

○ 민자발전 확대 (단기과제)

- 목적 : 발전부문의 민간참여 확대 및 일반전기사업자인 한전의 투자재원 조달부담 완화

- 제3차 장기전력수급계획('95.12)에 민자발전물량 대폭 확대 반영

- ▶ '03년 이후 50만kW급 석탄화력의 50%를 민자건설
- ▶ '01년 이후 LNG복합의 50%를 민자건설
- ▶ '05년 이후 양수발전의 50%를 민자건설

- 추진현황

제1차('95.11), 제2차 민자발전사업기본계획('97.5)에 의거

LG에너지(LNG, 현 GS EPS), 현대에너지(LNG, 현 메이야 울촌), 대구전력(LNG, 계획무산) 등이 민자발전 사업허가를 받음

○ 전력사업구조개편 방안 수립 (중기과제)

- 외국 전력산업구조 및 구조개편 사례 검토와 구조개편의 일반적 모델에 대한 '원론적'인 수준의 검토

2. 국민의 정부 전력산업구조개편 (1998 ~ 2002년)

□ 추진배경

- 정부는 '97년 IMF 외환위기를 계기로 외국인 투자촉진 및 공기업 경영혁신 차원에서 공기업 민영화와 구조조정 추진
- 1990년 영국을 필두로 세계 각국이 전력산업에 경쟁을 도입하는 구조개편 본격화 및 국제기구를 중심으로 구조개편 노력 촉진
- 부채비율 급등, 수요증가 전망 등으로 인해 향후 한전의 투자재원 조달 곤란 우려 제기

□ 전력산업구조개편 기본계획 확정 ('99. 1월)

- '98.11.16. 서울교육문화회관에서 정부주관으로 공청회 개최
 - * 당시 IMF 외환위기 특수상황 하에서 파행으로 끝난 1회의 형식적 공청회 외에 추가적인 논의 없이 정부계획 확정
- 추진 목적

- 전력산업에 경쟁을 도입, 전력공급의 효율성 제고
- 장기적으로 값싸고 안정적인 전력공급의 지속적 보장
- 전력사용에 있어 소비자의 선택권 확대를 통한 편익 증진

○ 개요 : 10여년에 걸쳐 점진적□단계적 추진

【 과거 : 독점체제 】

한전이 발전, 송전, 배전 및 판매를 통합한
공기업체제로 운영

▣ 총발전설비 4,845만kW
-'99.1 기본계획 발표 기준

▣

【 제1단계 : 발전경쟁단계 (1999.10월~2002) 】

발전부문을 분리하여 발전사업자간 경쟁
송전, 배전 및 판매는 한전이 계속 전담
대수용가들은 자신에 유리한 전력거래방식
선택 가능 (발전사업자와의 직거래 등)

▣ 6개 발전회사로 분할
(화력5, 원자력1)
▣ 전력거래소, 전기위원회
설립
▣ 화력발전회사의 단계적
민영화 개시

▣

【 제2단계 : 도매경쟁단계 (2003~2009) 】

배전부문을 분리하여 경쟁체제 도입
- 각 배전회사는 지역독점권 유지
송전망(한전유지)을 개방하여 자유로운 이용
전력직거래 범위 확대

▣ 각 지역별 독점권을 가
진 수개의 배전회사 경쟁

▣

【 제3단계 : 소매(완전)경쟁단계 (2009 이후) 】

소비자를 대상으로 판매회사간 경쟁
모든 소비자는 공급자 선택권을 가짐
소비자조합, 전문판매업체 등 새로운 형태
의 전력사업체 등장

▣ 각 배전회사의 지역
독점권 해제

□ **전력산업 구조개편 관련 법률안 국회 통과 ('00. 12월)**

- '99.12월 : 구조개편 관련 법안 국회(산자위) 상정 (심의보류)
- '00.12월 : 구조개편 관련 법안 국회 본회의 의결 및 공포
- 구조개편 관련 법안의 주요내용

- **전력산업구조개편 촉진에 관한 법률 제정**

☞ **한전 발전부문을 자회사로 분할하기 위한 법적 근거 마련**

- 상법의 분할방식에 의거 한전 분할(한전이 자회사 지분 100% 소유)
- 주주총회 개최 등 분할절차의 간소화
- 전기사업 관련 각종 인허가의 포괄적 승계
- 국민주택채권과 도시철도채권 매입의무 면제 등 세세공과금 지원
- 발전자회사로 이적하는 직원에 대한 고용계약 승계

- **전기사업법 개정**

☞ **전기사업자간 경쟁도입 및 전력시장 운영에 대한 근거 마련**

- 전기사업을 발전□송전□배전 및 전기판매사업으로 구분
- 전력수급기본계획의 수립 등 수급안정을 위한 제도적 장치 마련
- 전력산업의 경쟁을 촉진하기 위한 전력시장 운영
- 전력산업 관련 중요사항 심의와 분쟁 재정을 위한 전기위원회 설치
- 대체에너지 개발, 수요관리, 도서□벽지 전력공급, 전원개발, 기술개발 등 공익사업 수행을 위한 「전력산업기반기금」 설치

□ 발전회사, 전력거래소 및 전기위원회 설립 ('01. 4월)

- 6개 발전회사 설립
 - 발전분할 기본방향

항 목	기 본 방 향
설립 방식	▣ 물적 분할 방식
분할 개수	▣ 화력 5개사, 원자력 1개사
건설중인 발전소	▣ 각 발전회사에 배분
수력□양수발전소	▣ 수력 : 전체 수력발전소를 원자력자회사에 배분 ▣ 양수 : 각 화력자회사에 배분

- 발전회사 Grouping시 고려요소

경쟁적 측면 : 공정경쟁이 가능한 규모로 설비분할
 기업성 측면 : 기업의 수익가치가 균형되게 배분
 기술적 측면 : 안정적 계통운영이 가능하도록 배분

- 발전경쟁체제하에 적용될 원가반영시장(CBP : Cost Based Pool) 도입

- 모든 전력은 원칙적으로 전력거래소를 통해서만 거래되는 의무적 전력 시장(Mandatory Pool) 도입

- 전력시장운영 및 전력계통운영기관으로 전력거래소 설립

- 전력산업 관련 규제업무를 담당할 산자부 전기위원회 설립

3. 참여정부의 민영화 재검토 (2003 ~ 2007년)

□ 네트워크산업 민영화정책 재검토 및 배전분할 중단

- 노무현 대통령의 직접 지시로 네트워크산업 민영화계획 재검토
- 제58차 노사정위 공공특위 배전분할 관련 안건 의제로 채택 ('03. 3)
- 제60차 노사정위 공공특위 공동연구단 구성 결의 ('03. 8)

- 구성: 노·정 각 1인, 노·정 추천 전문가 각 2인, 중립인사 2인
- 내용: 배전분할의 타당성 연구, 배전분할 쟁점 연구 등

- 공동연구단 연구활동 시행 ('03. 9 ~ '04. 5)
 - 산자부, 전력노조 및 한전 입장 청취, 전문가 초청 토론 등
 - 해외 9개국 32개 기관(미국 EPRI 등) 및 국내 현장방문

- 공동연구단 제69차 공공특위에 최종결론 보고 ('04. 5. 31)

■ 배전분할 추진 중단

- 요금상승 및 공급불안정이 우려되는데 반해, 기대편익은 불확실
- 외국과 고립된 우리나라의 특수성으로 인한 전력대란의 가능성
- 현행 한전 체제가 저렴한 가격으로 전력을 안정적으로 공급

■ 독립사업부제 도입

- 한전의 배전사업부문에 내부경쟁 및 경영효율성을 구현

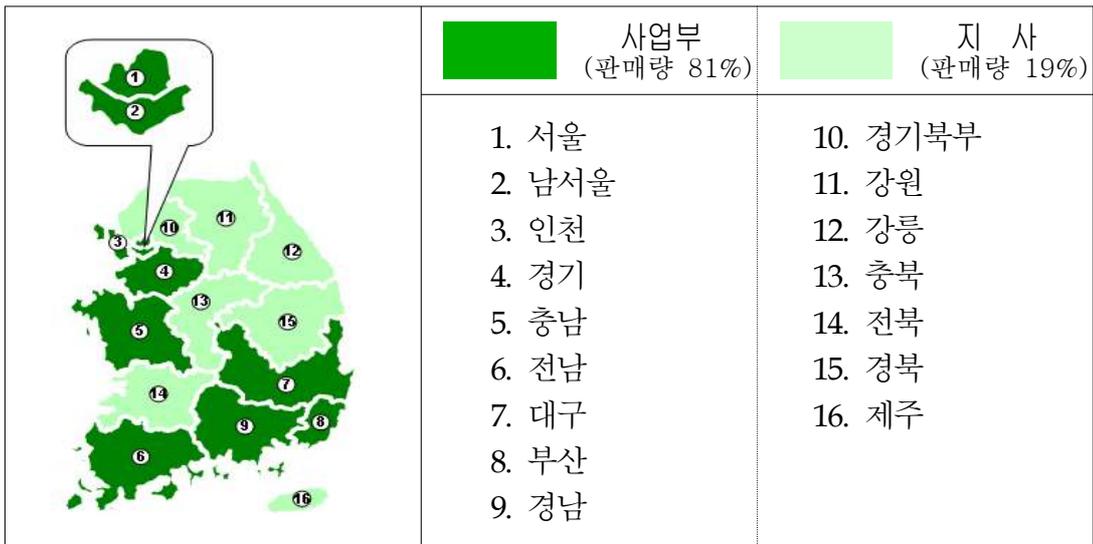
- 제70차 공공특위 “배전분할 중단 및 사업부제 도입” 권고 ('04. 6. 17)
- 노사정 본위원회 공공특위 결의 권고안 의결('04. 6. 30) 및 정부 수용

□ 독립사업부제 추진

- 정부 “독립사업부제 도입 등 추진방향 송부” (‘04. 8)
- 독립사업부제 자문용역 착수 (‘05. 1~’06. 6)
- 독립사업부 발족(‘06. 9.25) 및 운영 개시

<목표 : 사업부간 상호경쟁을 통한 경영효율 극대화>

- 책임과 권한의 사업부 위양을 통한 책임경영체제 구축
- 기능별 회계분리 및 내부거래를 통한 독립회계시스템 실시
- 핵심성과지수 개발을 통한 철저한 성과평가시스템 구비



- 9개 독립사업부 및 7개 지사체제 도입

고객호수 100만 이상으로 독자적 경쟁규모를 갖춘 지사는 우선 사업부로 전환

□고객호수 300만(전사 17%)인 서울은 남□북으로 분리

고객호수 100만 미만의 소규모 7개 지사는 현행 지사체제 유지

- 09년 상반기 성과분석을 통해 사업부 확대 등 한전의 경영 효율성 제고방안 검토 예정

4. MB정부의 공기업 선진화 정책 (2008년 ~)

□ 전기·가스·수도·건강보험은 민영화 대상에서 제외

(’08. 6.19 대통령 대국민담화 및 특별기자회견, 7.22 재정부 보도자료)

○ 향후 공기업 민영화 대신 ‘공기업 선진화’ 추진

* 공기업 선진화는 민영화, 경영개선, 통폐합 등을 포괄하는 개념

○ 공기업 선진화의 일환으로 모든 공공기관에 대한 경영효율화를 지속적으로 추진

○ 기관별 선진화 실행계획은 각 부처별로 공론화 과정을 거쳐 추진하되, 사전에 기획재정부와 협의

- 공기업 선진화의 체계적인 추진을 위해 기획재정부 공공기관운영위원회 산하에 「공기업선진화추진특별위원회」를 설치, 운영

□ 전력그룹사 선진화 방안 (08.10월 발표)

○ 한전 : 경영효율화, 사내 회사 형태의 10~14개 독립사업부제 실시 발전소 경영효율화, 요금체계 개편으로 소비자선택권 제고

○ 한국전력기술 : 2012년까지 지분 40% 수준 매각

○ 한전 KPS : 2012년까지 20% 수준 지분매각

II. 구조개편에 따른 국민부담

1. 구조개편 추진 비용
2. 과도한 인건비 상승
3. 발전회사 본사 조직 40% 증가
4. 연료 개별구매로 천문학적 손실

1. 구조개편 추진 비용

- 8,144억원 (전기요금의 2.7%)

○ 구조개편 때문에 발생한 비용이 현재까지 총 8,143억원임

- 구조개편 관련 국내외 34건의 연구용역비로 334억원을 지출했고
- 구조개편에 반대하는 한전 직원들 위로비로 총 736억원을 썼고
- 발전회사 파업에 대비한다고 군인과 퇴직자 교육훈련비로 65억원을 지출했고
- 전력거래에 따른 계량기 설치비용이 60억원이었고
- 전력거래소 설립에 1,278억원, 6개 발전회사 설립에 52억원이 소요됐고
- 전력거래시장 구축에 43억원이 들었고
- 해마다 전력거래 수수료로 600억원 가량, 총 4,000억원이 넘는 돈을 썼음

○ 구조개편 추진비용은 지난 9월 한전이 연료비 상승비 보전 명목으로 정부로부터 보조받은 6,680억원보다도 1,500억원이나 많은 액수임

○ 전력거래제도를 계속 유지하면 앞으로도 매년 거래비용만 700억원 이상이 소요됨

○ 이러한 사태를 초래한 책임은 전력산업의 특성(저장불가, 경쟁불가, 대체불가 등), 우리나라의 특수성(전력계통이 연계된 나라가 없음. 규모의 경제 등)을 고려하지 않고, 허구적인 시장경쟁 논리에 사로잡혀 발전 분할을 하고 전력거래제도를 만든 정부에 있음

○ 구조개편을 추진하지 않았다면 이런 비용은 지출되지 않았을 것임 수직통합 일관체제를 계속 유지했다면 한전이 지금처럼 일시적인 연료비 상승에 흔들리지는 않았을 것이고, 해외사업에서도 큰 성과를 내서 세계 초일류 전력회사가 되었을 것임

○ 지금이라도 전력거래 제도를 폐지하고 과거처럼 한전의 수직통합일관체제로 운영하여 비효율과 낭비를 제거해야 함

< 전력산업 구조개편 추진 비용 (08.10. 기준) >

건 명	세 부 내 역	금 액 (백만원)
구조개편 관련 용역비	국내외 기관에 총 34건의 연구용역, 자문	33,406
산업은행 지급보증비용	발전회사 분할시 한전부채에 대한 연대채무 문제 발생. 산업은행 지급보증으로 해소	3,740
계량설비(배전부문)	전력거래 모의운영용 계량장치(03.5~12)	8,300
계량설비(발전부문)	발전기별 계량기 설치	52,300
발전회사 설립비용	설립등기 등록세, 교육세 등 51.96억원 법률자문 등 각종 수수료 6,100만원	5,257
전력거래소 설립 비용	한전 50%(639억원), 발전6사 50%(639억원)	127,800
특별성과급, 인센티브	- 발전회사 전직자에게 특별성과급 300만원 지급 - 한전 직원들에게는 인센티브 100% 지급 (01.4)	73,570
임원 29명 순증	- 발전6사+전력거래소 임원 29명 07년 평균 연봉1.9억 8년 평균 1.7억원으로 계산	39,440
홍보비	신문광고비(7억 9,900만원), 홍보용 책자(8,200만원), 잡지광고(600만원)	890
해외사례 조사비 등	산업자원부 출장 8건, 한전 출장 8건	100
대체인력 양성 사업비	발전회사 파업에 대비하여 매년 軍人과 한전 퇴직자(전사모) 대상 발전소 운영 교육 실시 □軍人 연400명, 전사모 553명 : 연 10억원	6,491
전문인력양성비용	전력시장 거래요원 양성	100
전력거래체계 구축 관련 자문용역비 등	총 8건의 시스템 개발 및 자문, 용역	930
CBP시장 구축비용	IT시스템 도입비 20.9억원 기술자문용역비 147만불 등	4,304
양방향입찰시장 시스템 구축비	MOS구축비 - 시장기반, 시장응용 등 6개 주요시스템 및 부대설비	47,401
전력거래비용	전력거래수수료 (MW당 70원→04.1월 87원)	406,691
사업자 연회비, 등록비	전력거래소에 납부하는 한전, 발전회사 등 사업자의 등록비, 연회비 (규모에 따라 차등)	3,654
계		814,374

< 구조개편 관련 용역비 집행 현황 >

(단위 : 백만원, US\$)

기 간	추진 내용	금 액				용역기관
		발 전	배 전	공 통	계	
'98. 8 '99. 8	전력시장 경쟁도입을 위한 기초연구			131	131	서울대 경제연구소
'98. 9 '98.11	전력산업 구조개편 추진 방안 수립관련 자문			378 (\$315,000)	378 (\$315,000)	ABN AMRO &Rothschild
'99. 9 '99.12	전력산업의 매각방식에 대한 이해당사자들의 반응분석 및 대응방안연구			48	48	기초전력공학 공동연구소
'99.10.8	구조개편 관련 워크숍			37	37	한국에너지 연구회
'99. 7 '00. 2	전력산업 구조개편 주간자문(금융, 회계)	2,388 (\$1,940,455)			2,388 (\$1,940,455)	Andersen Consulting
'99. 7 '00. 2	전력산업 구조개편 법률자문	2,010 (\$1,656,837)			2,010 (\$1,656,837)	Freehills 태평양 법무법인
'99.11 '00. 7	전력산업 민영화 연구 용역	204			204	에너지경제 연구원
'99. 6 '01. 1	전력산업 구조개편 기술자문			4,748 (\$3,956,614)	4,748 (\$3,956,614)	KEMA
'00. 2 '00. 3	전력산업 구조개편 홍보기획 자문용역			28	28	다솔커뮤니 케이션
'00. 5 '00. 8	전력산업구조개편 연구발표회			49	49	한국산업 조직학회
'00. 5 '00.11	전력산업구조개편에 따른 고용관계 변화분석 및 대응방안 연구			80	80	산업연구원
'00. 5 '01. 5	배전부문 분할방안에 관한 연구		118		118	에너지경제 연구원
'00. 6 '00.11	전력산업구조개편 위한 홍보 및 여론분석 연구			85	85	에너지경제 연구원
'00. 7 '00. 9	발전회사 재무구조 수립을 위한 부채평가 및 배분 자문용역	28			28	국민은행
'01. 4 '01. 7	발전회사 경영평가 지표 개발	171			171	PwC
'01. 6 '01. 7	발전회사 재무구조 확정을 위한 부채평가 및 배분 자문용역	14			14	국민은행
'02. 2	전력시장에서의 발전가	2,426			2,426	Freehills

'03. 1	~ 격 안정화 및 위험분담 을 위한 전략수립	(\$2,021,698)			(\$2,021,698)	컨소시엄
'02. 8 '02.11	미국의 전력산업 구조 개편과 한국에 대한 교훈		30 (\$25,000)		30 (\$25,000)	텔라웨어대
'02. 9 '03. 1	사업부제 실행을 위한 자문용역		369		369	KPMG/ 삼정컨소시엄
'03.12 '04. 2	발전회사 경영성과 평 가 체계 개선 자문용역	144			144	IBM BCS
'02. 7 매각완 료시	발전회사 민영화 관련 금융자문	1,060 (\$900,000)			1,060 (\$900,000)	JP Morgan/ UBS 대우증권
'02. 8 '03.12	발전회사 민영화 관련 국내 법률자문	222			222	법무법인 태평양
'02. 8 '03.12	발전회사 민영화 관련 국외 법률자문	820 (\$695,769)			820 (\$695,769)	Skadden Arps
'02. 6 '03.12	발전회사 민영화 관련 회계자문	278			278	안진회계법인
'02. 9 '03.12	발전회사 민영화 관련 기술자문	310 (\$262,940)			310 (\$262,940)	Sargent&Lundy
'02. 4 '03. 7	양키□글로벌□유로본 드연대책임과 디폴트 해소를 위한 자문용역	10,355			10,355	Lehman Brothers&CSFB 컨소시엄
'02. 4 '04. 2	사무라이본드 연대 책임과 디폴트 해소를 위한 금융자문용역	2,354			2,354	Daiwa SMBC
'02. 8 '04. 2	사무라이본드 일본 채 권 관리회사와 용역	333			333	Mizuho
'02. 4 '05. 7	전력채 연대책임 해소 를 위한 금융자문용역	720			720	현대증권&산업 은행 컨소시엄
'02. 5 '03. 7	양키/ 유로본드 연대 책임과 디폴트 해소를 위한 해외법률자문용역	1,058			1,058	Skadden Arps
'02. 5 '05. 7	전력채 연대책임과 디폴트 해소를 위한 국내 법률자문용역	690			690	법무법인 태평양
'02. 5 '04. 2	사무라이본드 연대책임 과 디폴트 해소 용역	98			98	Tokyo Aoyama
'03. 9 '04. 5	합리적인 전력망산업 개 혁방안연구(공동연구단)		362		362	노사정 공동연구단
'05. 1 '06. 6	경영효율성 제고를 위 한 독립사업부제 설계 자문 용역		1,260		1,260	Accenture 한영회계법인
계		25,683	2,139	5,584	33,406	

< 한전 전력거래실 구조개편 관련비용 >

(단위 : 백만원, US\$)

기간	추진내용	금 액			
		발 전	배 전	공 통	계
'01.3 '01.6	전력거래지원시스템 (1단계)	53			53
'02.10 '02.12	전력거래지원시스템 (2단계)	62			62
'02.3 '02.9	배전입찰 수요예측 시스템 개발			47	47
'02.3 '02.6	송전망 이용요금 분담 방안 연구			19	19
'01.7 '01.10	도매경쟁시장 설계 주요사항 검토자문			22	22
'02.5 '02.8	A/S 비용분담 검토 자문			14	14
'02.10 '03.2	도매경쟁시장 개설 대비 전력거래체계 구축관련 자문용역		600		600
'02.7 '03.4	전력산업구조개편 대비 PPA관리방안 연구용역			113	113
소계		115	600	215	930

< 노조 파업대비 발전소 운전인력 양성 사업비 >

(백만원)	軍전력기술 양성사업	발전퇴직자 인력양성사업	계
2003년	300	721	1,021
2004년	500	500	1,000
2005년	500	490	990
2006년	700	500	1,200
2007년	700	500	1,200
2008년	580	500	1,080
계	3,280	3,211	6,491

※ 전력산업기반기금

< 전력거래소 연도별 전력거래 수수료 수입내역 >

연 도	수수료 수입(원)	비 고
2001년	23,356,996,676	MW당 70원
2002년	39,462,296,181	"
2003년	41,931,454,149	"
2004년	50,364,904,964	MW당 86원
2005년	58,284,595,657	"
2006년	61,036,952,880	"
2007년	64,754,684,291	"
2008년 (예상)	67,500,000,000	"
계	406,691,884,798	

< 연회비, 등록비 납부현황 >

연 도	등록비	연회비	합 계
2001년	3,800,000	371,000,000	374,800,000
2002년	2,800,000	459,404,658	462,204,658
2003년	3,600,000	281,785,206	285,385,206
2004년	1,400,000	463,059,718	464,459,718
2005년	2,200,000	474,283,681	476,483,681
2006년	1,800,000	484,736,977	486,536,977
2007년	6,200,000	515,876,389	522,076,389
2008년	37,500,000	545,390,540	582,890,540
계	59,300,000	3,595,537,169	3,654,837,169

※전력시장에 참여하는 모든 사업자가 시설용량에 따라 납부

2. 과도한 인건비 상승

- 전력거래소 1인당 인건비 7,971만원

□ 한전 : 07년도 1인당 인건비 6,134만원

연도	현원(명)	인건비		
		총액(억원)	상승률(%)	1인당(만원)
2001년	18,912	8,332	-	4,406
2002년	19,049	8,242	-1.1	4,327
2003년	19,371	9,061	9.9	4,677
2004년	20,209	9,606	6.0	4,753
2005년	20,362	10,808	12.5	5,308
2006년	20,396	11,336	4.9	5,558
2007년	21,012	12,890	13.7	6,134
2008년8월	21,127	8,424		

□ 발전회사 : 07년도 1인당 인건비 6,407만원

연도	현원	인건비		
		총액	상승률(%)	1인당(만원)
2001년4월이후	12,384	397,981	-	-
2002년	12,412	568,275	42.8	4,578
2003년	13,099	650,270	14.4	4,964
2004년	13,325	728,363	12.0	5,466
2005년	14,333	856,642	17.6	5,976
2006년	14,822	909,471	6.2	6,136
2007년	14,998	961,047	5.7	6,407
2008년8월	15,482	585,860	-	

□ 전력거래소 : 07년도 1인당 인건비 7,971만원

연도	현원	인건비		
		총액(억원)	상승률(%)	1인당(만원)
2001년	244	87	-	-
2002년	263	153	75.8	5,847
2003년	274	174	13.5	6,369
2004년	274	189	8.3	6,898
2005년	284	205	8.5	7,222
2006년	297	220	7.6	7,431
2007년	314	236	7.3	7,541
2008.8	306	243	3.0	7,971

※ 1) 인건비 : 결산서 기준 급여 및 임금, 체수당, 잡급의 합계금액임

★ '01년은 4월~12월 8개월 인건비. '02년 인건비 상승률은 이런 점 감안해야 또한 발전회사와 거래소는 구조개편 당시 노사합의에 따라 '02년도 기본급을 "정부가이드라인 + 15% 인상"했음

□ 문제점

○ 정부 임금인상 가이드 라인을 9배나 초과한 임금상승

단위 : %	임금인상 가이드 라인	한전	발전회사	전력거래소
2002년	6.0	-1.1		
2003년	5.0	9.9	14.4	13.5
2004년	3.0	6.0	12.0	8.3
2005년	2.0	12.5	17.6	8.5
2006년	2.0	4.9	6.2	7.6
2007년	2.0	13.7	5.7	7.3
2008년	3.0			

※ 인건비 상승률 : 인원 증가를 반영하지 않은 총액상의 인상률임

- 정부경영평가시 인건비 인상률은 인센티브를 제외한 총 인건비로 평가함

○ 전력거래소, 발전회사 고임금의 비밀은 '노사 이면합의'

- 전력거래소와 발전회사는 '01년도 구조개편 당시 전적(轉籍:한전에서 발전회사 또는 전력거래소 직원으로 소속이 바뀌는 것)에 반대하였음
- 한전 노조와 경영진이 12차례의 노사실무협의회와 7차례의 노사 본협의회 끝에 01.3.20 "기본급 15% 추가 인상 +특별성과급 300만원 지급"에 합의
- 그래서 '02년도 발전회사와 전력거래소 직원의 기본급 인상률은 정부 가이드 라인 6%에 15%를 더한 21%가 되어 인건비가 급상승한 것임
- 특히 전력거래소는 '02년에 한전, 발전회사와 다른 고유의 임금체계를 만든다는 구실로 실질 임금을 평균 4.1% 추가로 인상했음. 인센티브 지급율도 한전, 발전회사와 연동하지 않고 이사장이 독자적으로 결정하는 구조임
- 전력거래소 임금은 '07년도 100대 민간기업의 평균연봉 5,500만원 보다 50%나 많음

□ 개선 방안

- 한전과 독립적으로 임금체계를 운영하며, 동종업계 평균 임금 보다 무려 1,500만원이나 더 많은 임금을 받는 전력거래소는 상당기간 임금을 동결시켜야 함

3. 발전회사 본사 조직·인력 40% 증가

□ 현황 및 문제점

- 발전6사 설립으로 26명의 임원(사장, 감사, 본부장)이 새로 생김
- 01~08년간 26명의 임원에 대한 인건비로 약 35억원 지출
- 발전회사들은 각기 독립회사로 기능하기 위해 구색을 갖춘 본사 조직을 꾸리게 됨
- 기획예산팀, 정보통신팀, 계약팀, 연료팀, 신재생에너지팀, 전력거래팀, 해외사업팀 등 신설
- 조직은 '01년 4월 대비 '08.10 현재 총 19처실 47팀 증가
- 인력은 '01년 4월 대비 '08.10 현재 총 635명 증가 (정원)

<발전회사 본사 조직 및 인력 증가 현황>

구분		남동	중부	서부	남부	동서	한수원	합계
'01.4월	조직	6처실23팀	6처실23팀	6처실23팀	5처실24팀	5처실24팀	10처실44팀	38처실161팀
	인력	179	157	175	179	160	490	1,340
'08.10월	조직	9처실23팀	8처실32팀	10처실33팀	7처실28팀	9처실31팀	14처실61팀	57처실208팀
	인력	216	244	262	209	225	819	1,975
증가	조직	3처실0팀	2처실9팀	4처실10팀	2처실4팀	4처실7팀	4처실17팀	19처실47팀
	인력	37	87	87	30	65	329	635

※ 한수원의 경우 방폐장사업 조직(2처6팀) 및 인력(121명)은 제외한 것임

□ 개선방안

- 현재의 전력산업 운영시스템 하에서는 각 사별 현 조직 축소가 매우 힘들
- 분할 폐해를 복구하고 전력산업의 효율성을 높이기 위해서는 연료구매, 전산시스템, 건설부문, 해외사업 등 부문의 부문별 통합 내지는 별도조직 신설 등의 방법으로 발전사의 증가 조직과 인력을 축소해야 할 것임
- 축소된 조직, 인력은 수요관리, 중소기업 지원, 에너지복지사업 등 분야로 재배치

4. 연료 개별구매로 천문학적 손실

- 구매 연5억불, 용선료 연6,000억원, 체선료 연100억원

□ 발전연료 구매의 중요성

- 전기 판매단가 중 발전부문이 78%, 이 중 연료비가 73%를 차지
- 전력산업 전체의 효율성이 경제적인 연료구매에 좌우
- 구조개편(발전분할)의 성과도 연료구매의 경제성에 좌우됨

□ 분할 이후의 문제점

- 발전분할로 인해 유연탄 구매력이 크게 저하
- 발전회사간 경쟁이 국제시장 가격을 상승시키는 부작용 발생
- 전문인력과 네트워크 분산으로 연료구매 전문성 약화

□ 개별구매로 인한 구입단가 상승

- 07년 인니탄 개별구매로 인한 손실액 3.86억\$

- 발전5사는 '01~'03 3년은 중국탄 일부를 제외하고는 대부분 개별구매
- '04년도 국회 산업자원위원회에서 최철국위원이 국정감사 자료집과 질의를 통해 “발전회사별 분리구매로 인한 과당경쟁과 구매력 약화로 국부 유출이 되고 있으므로 발전5사의 통합구매를 시행할 것”을 강력하게 권고했음
- 이에 대한 정부 협의 결과, 협상력과 수급안정 제고를 위해 공동협상팀을 수시로 구성하여 가격협상을 추진하기로 했음
- 2004년부터 인도네시아탄, 호주탄에 대해서도 공동구매를 실시하여 개별구매 대비 톤당 7~10\$ 정도 저렴하게 구입했음
그러나 2006년 이후 공동구매 비중이 크게 줄어들고 있으며, 또한 물량 교환 비중도 점차 줄어들고 있음

<공동구매 물량 및 교환물량(SWAP)>

구분 (만톤)	'04년	'05년	'06년	'07년
도입물량	4,656	4,766	5,065	5,528
공동구매	1,070 (23.0%)	1,486 (31.2%)	1,045 (20.6%)	310 (5.6%)
물량교환	67 (1.4%)	94 (2.0%)	83 (1.6%)	60 (1.1%)

<개별구매와 공동구매 물량 비교>

구분		'04	'05	'06	'07
인니탄	개별구매	1,321	1,498	2,024	2,485
	공동구매	270 (20.4%)	230 (15.4%)	300 (14.8%)	310 (12.5%)
중국탄	개별구매	1,211	1,033	859	917
	공동구매	800 (66.1%)	800 (77.4%)	615 (71.6%)	-
호주탄	개별구매	1,689	1,927	1,744	1,514
	공동구매	-	456 (23.7%)	130 (7.5%)	-

< 유연탄 구매방식별 단가 비교 (단위 : US\$/톤) >

구분		'02년	'04년	'05년	'06년	'07년
호주탄	개별구매(A)	30.68	50.19	58.69	55.53	59.95
	공동구매(B)	-	-	51.50	45.95	-
	차이(A-B)	-	-	7.19	9.58	-
인니탄	개별구매(A)	28.20	46.86	53.48	51.45	60.31
	공동구매(B)	-	42.50	45.75	41.15	44.76
	차이(A-B)	-	4.36	7.73	10.3	15.55

- 2005년의 경우 호주탄은 공동구매 단가가 개별구매 단가보다 7.19\$/톤 저렴하기 때문에 개별구매 물량 1,927만톤을 모두 공동구매로 구매했다고 가정하면 1.39억\$을 절감할 수 있었고, 인니탄은 공동구매가 개별구매보다 톤당 7.73\$ 저렴하므로 개별구매 물량 1,498만톤을 공동구매 단가로 구매했다면 1.56억\$을 절감할 수 있었음. '05년 한 해에만 호주, 인니탄 개별구매로 3억불 가량 추가 부담했음
- '06년은 호주탄 개별구매로 인한 손실액 1.67억\$, 인니탄은 2.08억\$에 달하여 개별구매로 인한 국부 유출액이 총 3.75억\$에 달함
- '07년은 호주탄 공동구매 물량이 없고, 인니탄만 공동구매했는데 개별구매와의 단가 차이가 톤당 15.55\$로 벌어져서 인니탄 개별구매 물량 2,485만톤에서만 3.86억\$의 손실을 봤음. 호주탄은 1,514만톤 전량을 개별구매했는데, 이로 인해 톤당 10\$의 손실을 봤다고 가정하면 여기서도 1.5억\$ 정도의 손실이 발생했을 것으로 추정됨

□ 수송 : 전용선 감소로 수송단가 대폭 상승

- 통합한전 시절에는 국내 수입물량 전체를 단일 구매했기 때문에 전용선을 중심으로 수송선박을 운영할 수 있었고, 용선은 그 때 그 때 필요에 따라 단기용선을 일부 사용했음
- 분할 이후 전용선 비중이 64%에서 30%로 절반으로 줄고, 대신에 장기용선 비중이 대폭(3→55%) 증가했음. 수송단가가 저렴한 전용선이 감소하고 용선이 증가하여 수송단가가 대폭 상승했음

<연도별 유연탄 수송형태 변화>

구분(%)	2001년	2002년	2003년	2004년	2005년	2006년	2007년
전용선	62	64	47	35	31	33	30
장기용선	0	3	10	42	58	57	55
단기용선	38	33	43	23	11	11	15

- 분할 이후 발전회사들이 수송선을 개별적으로 운영해서 초래된 결과임. 개별 회사는 연중 도입 물량이 작기 때문에 전용선을 운영하기 어렵기 때문임
- 전용선 비율 감소, 용선비율 대폭 증가에 따라 연도별 수송단가가 '02년 4.35\$/톤에서 '04년 7.93\$/톤, '06년 8.20\$/톤, '07년 10.09\$/톤으로 해마다 크게 상승, '07년 수송단가는 '02년의 2.5배나 되었음

<연도별 수송단가 현황(단위 : USD/톤)>

'02	'03	'04	'05	'06	'07
4.35	5.40	7.93	7.54	8.20	10.09

- 이에 따라 발전회사들의 용선료 지급액도 크게 증가했음
'02년 용선료 지급액은 총 1,775억원이었으나 '07년에는 5,129억원으로 증가했고, '08년에는 9월까지 지급액만 해도 6,259억원에 달하여 연중으로는 8천억원을 넘을 것으로 예상됨

< 연도별 용선료 지급 현황 >

(백만원)	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008(1~9)
남동	44,542	54,072	88,285	108,864	93,688	130,545	177,865
서부	27,498	36,012	70,565	67,366	71,312	113,956	133,956
중부	34,826	40,387	91,523	65,401	60,359	88,296	104,401
남부	41,986	45,139	74,357	66,876	62,002	70,237	67,987
동서	28,684	36,679	57,693	56,824	78,141	109,942	141,736
계	177,536	212,289	382,423	365,502	365,502	512,976	625,945

- 국내 발전회사간의 유연탄 수송선박 공동협상이 필요함
* 남동발전 '07년에 “유연탄 수송선박 공동협상(남동/동서) 추진으로 6만톤 급 1척 공동 계약 연장하여 수송운임 66억원 절감

남동발전은 07.10. 일본 J-POWER사와 14만톤급 1척, 8만톤급 1척 등 2척 장기 수송선박 공동운영으로 수급안정성 제고. 수송운임 49억원 절감

□ 발전회사 개별구매로 체선(滯船)료 급증

- 분할 전에는 국내 모든 발전소와 저탄장을 한전이 단일 운영하였기에 하역항 사정에 따라 탄력적으로 석탄 수송선 입항을 조정할 수 있어서 체선이 많지 않았고, 체선료 지급액도 얼마 안 났음
- 그러나 구조개편 이후 발전회사들이 보령, 태안, 서천, 하동, 삼천포, 영흥 등의 발전소와 저탄장을 별개로 운영하여 항구사정이나 하역부문 사정으로 인한 체선이 급증하고 있음. 02년 대비 체선일수는 3배 이상 증가했고, 체선료 지급액은 10배 가까이 증가했음.

< 체선료 지급현황 >

(단위 : 백만원)		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008 (1~9)
남동	체선료	54	512	2,163	2,006	5,768	2,617	3,175
	체선일수	6	17	82	100	358	105	142
서부	체선료	531	240	552	198	240	183	1,402
	체선일수	48	16	37	17	17	11	43
중부	체선료	58	130	404	197	547	1,016	3,184
	체선일수	6.3	8.1	33.5	23.0	54.0	55.0	103.7
남부	체선료	342	112	242	406	995	899	858
	체선일수	38.0	11.0	23.3	46.0	71.6	55.9	57.1
동서	체선료	251	986	1,491	2,112	1,456	1,839	1,358
	체선일수	26	48	78	240	153	75	40
계	체선료	1,236	1,980	4,852	4,919	9,006	6,554	9,977
	체선일수	124.3	100.1	253.8	426	653.6	301.9	385.8

□ 공동협상, 공동구매가 되지 않는 이유

- 연료 도입 결과가 인센티브를 결정하는 각 발전회사 평가에 아주 중요한 지표이기 때문에 발전회사들이 수시로 공동협상팀을 구성하기가 쉽지 않을뿐더러 별도의 법인들이 수시로 유연탄을 빌려 주고 받기도 어려운 구조임
- 각 발전소별 사용하는 탄질이 다르기 때문에 공동협상팀을 구성하여 구매할 수 있는 대상이 많지 않다는 문제도 있음. 즉 5개 발전사가 공동으로 보유하고 있는 계약만이 공동협상 대상이 되기 때문임

□ 개선방안 : 발전연료 통합구매 전담조직 운영

< 통합구매의 당위성 >

21세기 초에 세계 유연탄 시장은 4대 메이저 회사(X-Trata;Glenco, BHP Biliton, Rio-Tinto, Anglo)가 소규모 회사들을 통폐합하여 세계시장을 좌지우지 하며 공급자 우위 시장으로 변했음

우리나라는 세계 2위의 유연탄 수입국가로서 통합한전 시절에는 막강한 구매력을 가지고 Major 공급자 이상의 시장 주도권을 행사하며 항상 일본보다 저렴하게 유연탄을 구매했음.

그러나 발전 분할로 화력5사가 개별구매에 나서게 되어 구매력이 현저하게 약화되었음. 구매물량이 가격에 미치는 영향은 상상이상으로 큼. 지난 7년간 남동발전의 구입단가가 항상 제일 낮았는데, 이는 전적으로 다른 발전사보다 물량이 많은 데 기인하는 것임. 다른 4사가 남동발전의 가격으로만 구입한다고 가정해도 유연탄 구입비용을 연간 500억원 이상을 절감할 수 있기 때문에, 만약에 5사가 통합구매를 한다면 연간 1,000억원 정도는 쉽게 절감할 수 있을 것으로 보임.

개별 발전회사의 조직으로는 유연탄 공급 부족, 가격급등에 대비한 해외자원 개발 및 광산운영사업 추진이 미진할 수밖에 없고 전량 현금구매 형태로 연료를 도입함으로써 국제시장 수요변동에 대안 없이 노출될 수밖에 없음

통합구매의 이점은 석탄 운반전용선을 공동배선하고 운영함으로써 수송시장의 지배력을 높여서 운임을 싸게 할 수 있고, 외상거래도 가능하고, 각 발전소의 재고를 슬기롭게 조정하여 상호 호환도 원활하게 할 수 있을 것이고, 발전소 사정에 의한 '체선(滯船)'을 줄여서 체선료도 절약할 수 있게 됨

○ [1안] 한전에 연료처 조직 신설 (발전회사와 인력교류)

- 조직 신설하되 개발, 수송을 함께 수행하게 하여 시너지 효과를 내도록 해야 함
- 단 발전회사에서 가장 중요한 부문인 연료구매 기능이 빠져나간다면 발전회사가 별개로 존재할 이유가 없어지므로 한전 연료처 설치의 재통합의 전단계로 인식하고 추진해야 함

○ [2안] "연료구매 전문회사" 설립

- 발전회사가 공동 출자하여 설립할 수도 있고, 한전이 투자하는 형식으로 연료구매 전문회사를 설립할 수도 있음
 - ※ 일본은 별개의 민간회사들임에도 연료구매 전문회사(Japan Coal Development Co.) 운영
- 그러나 별도법인은 통솔 문제, 책임 한계, 제3자 개입 가능성 등의 문제도 내포하고 있음

○ [3안] 발전회사간 2개의 구매컨소시엄 구성

- 연료구매에서 규모의 경제를 실현하기 위해선 연간 구매량이 2,500만톤 정도는 되어야 함
- 따라서 Core 발전소가 서로 인접한 중부(보령), 서부(태안), 동서(당진)가 한 개의 컨소시엄을 구성하고, 남동(삼천포, 영흥)과 남부(하동)가 또 하나의 컨소시엄을 구성하여 서로 경쟁하게 하는 것도 한 방법임

III. 구조개편의 문제점과 대안

1. 자기 밥그릇만 챙긴 정부
2. 전력거래로 한전 경영 악화
3. 전력거래소가 비효율과 낭비 초래
4. 건설부문 비효율 심화
5. 정보화시스템의 독자 개발의 폐해
6. 구역전기사업제도의 문제점
7. 예방정비의 비효율 심화
8. 전력수급 안정성 흔들
9. 해외사업의 비효율성
10. 강제적 신재생에너지 사업

1. 자기 밥그릇만 챙긴 정부

- 전기위원회 폐지

□ 현황 및 문제점

○ 정부의 비정상적 통제에 따른 효율 저하

- 정부는 구조개편과 동시에 산업자원부 내에 전기위원회(사무국 1국 5과, 현재는 1국 4과)를 설치하고, 신설된 발전회사와 전력거래소를 직접 관리
- 이로 인해 한전은 에너지자원정책관 소속의 전력산업과, 화력5사는 전기위원회 사무국, 한수원은 기후변화에너지정책관 소속의 원자력산업과, 전력거래소는 전기위원회 사무국이 각각 관리하는 기형적인 시스템이 되어 대한민국 전력산업의 효율성이 저하되었음

※ 중부발전 사장은 지식경제부 몫 : 전 사장 2명이 모두 케너텍 비리에 연루
전력거래소도 지식경제부 몫 : 현 이사장은 전기위원회 사무국장 출신

- '01년 8월에 [발전회사 관리지침]을 하달하여 한전의 발전회사에 대한 사전 업무조정기능을 제약

※ 발전회사 관리지침('01.8 산업자원부)

- 한전의 발전회사에 대한 관리는 경영계약에 의한 사후평가를 원칙
- 발전회사 경영계약운영규정, 예산지침, 인력조정 및 감사실시에 대해서 산업자원부 장관과 사전협의

○ 발전회사의 독립경영에 따른 비효율 발생

- 발전연료 개별구매에 따른 구매력 저하
- 건설인력 및 정비자재 개별운영에 따른 효율성 하락

- 정보화시스템 별도 개발 및 운영에 따른 낭비
- 신재생에너지 중복 투자
- 해외사업개발 과당 경쟁, 사업 중복
- 단기 경영성과에 치중 (설비유지 보수 등)
- 원전 등 신규 발전소 부지 확보 능력 저하

□ 개선방안

○ 전기위원회 폐지

- 전기위원회는 발전분할 뿐 아니라 배전분할, 발전회사 민영화까지 고려하여 설치한 것임
- 그러나 참여정부 시절인 2003년에 사실상 배전분할, 민영화가 중단되었고, 이명박 정부도 발전 민영화는 추진하지 않겠다고 선언하였기에 존재 이유 없음
- 위원회는 경쟁시장의 규제 기능이 주목적인 조직이나 현 발전경쟁시장의 경우 경제급전 원리에 따라 자동적으로 이뤄지는 것이기에 ‘위원회’ 형태로 존재할 이유는 없음
- 따라서 전기위원회는 폐지하되 전력산업과, 원자력산업과 등을 합쳐서 “전력산업국”으로 재편하든지, 아니면 국가에너지위원회의 사무국으로 전환하여 전력산업을 포함한 에너지산업 전반의 기본계획을 수립, 평가하는 기관으로 기능 변경

○ 지식경제부의 [발전회사 관리지침] 폐지 또는 합리적 개정

- 모회사인 한전에 예산□조직을 포함한 포괄적인 업무조정 기능 부여
- 관리지침을 개선할 경우 “예산편성, 인력조정, 신규사업 등에 대한 합리적인 범위내에서 한전의 사전조정 관리 권한” 인정하는 방향으로 개정

○ 전력그룹사 사장단 회의를 “그룹사 전략결정 기구”로 격상

- 현재는 사장단 회의가 경영현안에 대한 정보교류, 협의 기능에 머무르고 있음

- 주요 신규사업, 유사사업, 공동사업 추진시 사장단 회의를 통한 사전협의 제도화 필요

○ 한전(KEPCO) 브랜드 활용을 위한 발전회사 사명(社名) 변경 추진

- 현행 발전회사명은 방위명을 사용하고 있어 기업이미지가 모호하고 한전의 브랜드 가치를 활용할 수 없음. 대다수 국민이 발전회사명만 보고서는 한전의 발전부문 회사라는 생각을 가지지 못함. 지방의 전기회사 정도로 인식
- 발전회사명에 '한전'(KEPCO)를 포함하여 한전과 연계성을 강화하고, 해외 사업 추진의 동력을 확보해야 함
 - ※한국00발전(현재) → 한전00발전(개정)

2. 전력거래로 한전 경영 악화

- 전력시장 폐쇄, 경제급전원리로 운영

□ 전력거래시장(CBP) 설계 원칙

- 전력거래가격을 분할 전 발전단가(48원/kWh) 수준으로 유지하고, 전력시장에 참여하는 모든 발전기가 적정 수익(투자수익률 7%대)을 내도록 한다는 두 가지 원칙 하에 일반발전기(유류, LNG, LNG복합, 수력)에 적용되는 SMP와 기저발전기(원자력, 유연탄 발전기)에 적용되는 BLMP(기저한계가격) 등 2종의 가격을 정하고 부하별 구분정산방식을 도입함

* SMP(계통한계가격) : 특정시간 가동발전기중 가장 비싼 발전기의 가격을 모든 발전기에 적용

- 한전과 발전회사간 수익불균형은 수익조정계수로 완화시킴

□ 발전분리로 인해 요금인상 요인이 추가 발생

- 현행 시장가격 구조상 발전부문 원가는 계통한계비용(SMP)에 의한 가격 결정방식 도입과 계통운영에 의한 제약비용(Uplift) 발생으로 분할이전 보다 추가로 보상받는 구조

- 고비용 발전기가 계통한계가격을 결정하는 비율이 높음

< 시장운영 실적 (2007년) >

구분	기저발전기			일반발전기		
	원자력	석탄	국내탄	LNG복합	유류	LNG
구입단가 (원/kWh)	39.43	40.93	65.37	104.00	117.04	128.32
구입량 (백만kWh)	136,599	143,630	5,501	62,359	16,493	3,710
	76%			22% (*기타 수력 등 2%)		
SMP 결정 비율(%)	0.0	4.5	5.5	70.5	19.5	
	10%			90%		

▣ 기저가 총 발전량의 76%를 점유하는 반면, **SMP 결정에는 값비싼 LNG 및 유류가 90%를 결정**하는 전원구성으로 발전가격이 높게 형성

○ **계약비용(Uplift)**은 거래전일 고려하지 않은 여러 계약요인(송전계약 등) 등을 반영하여 실시간 급전지시를 하는 과정에서 **발전부문에 추가 보상하는 비용**

- '07년 전체 발전부문 정산비용(21.2조원)의 14%(2.9조원) 차지

분할 이전	분할 이후
▣ 연료비 (에너지비용)	▣ 계통한계가격 (에너지비용)
▣ 운전유지비(인건비 등)	- 연료비, 인건비 등
▣ 투자비 (자본비용)	▣ 용량가격 (자본비용)
-	▣ Uplift (보조서비스, 계약요금)

○ 이런 사유로 과거에 비해 발전부문에 추가 수익이 발생했고, 이로 인해 한전과 발전6사간에 영업이익률 차이가 크게 발생하였음.

<한전과 발전6사 영업이익률 추이(01~06)>

구분	2001	2002	2003	2004	2005	2006
한전	9.9%	8.9%	8.1%	8.4%	5.3%	4.6%
발전회사	19.1	21.7	21.9	14.7	14.2	10.8
차이	9.2	12.8	13.8	6.3	8.9	6.2

○ 반면에 전기요금은 미미하게 상승하여 한전의 재무상황이 악화되었고, 급기야 08년 9월에 추경을 편성하여 한전에 국민혈세를 6,680억원이나 보조해 주게 되었음

▣ 한전과 발전회사간 수익불균형 해소를 위해 **CBP 제도 개선(06.12)**

○ 연료비 상승에 따른 유연탄 발전기의 변동비 상승으로 BLMP 수준 초과 발생

- BLMP와 기저CP는 폐지하고, 단일 SMP 및 CP(7.61원) 적용
 - 원자력과 석탄발전기의 정산가격은 Price Cap에 의해서 제한
 - Price Cap 시행 (07.1~08.4) 원자력 : 32.20원, 석탄 : 32.68원
- 한전과 발전회사간 수익불균형은 Price Cap을 통해 완화
- 화력회사와 한전의 영업이익률 차이는 많이 줄어들었으나, 원자력의 Cap이 너무 높아서 한수원은 한전보다 3배나 높은 영업이익률 시현

<07년도 한전과 발전회사 영업이익률 비교(%)>

	한전	한수원	남동	중부	서부	남부	동서
영업이익률	5.4	18.43	7.9	6.63	8.6	9.0	3.6

□ 발전회사간 수익 균형을 위해 CBP 제도 2차 개정(08.5)

- 최근 유연탄발전기의 변동비가 급등한 반면에 정산금은 기저상한가격으로 제한되고 있어 발전회사의 손실이 발생
 - 석탄발전기는 Price Cap으로 손실 발생
 - 일반발전기는 SMP 상승으로 과도한 마진 발생
 ⇒ 석탄발전기 보유율이 높은 발전회사는 거래단가가 낮아져 수익성 악화
- 연료가격 인상에 따른 연동성이 확보되지 않아, 기존 SMP 제도를 폐지하고, 기저 및 일반발전기를 포함한 개별 발전기에 대하여 변동비와 일정한 수익을 지급하는 계통한계가격 보정계수 도입
- 변경 내용 : 기저 SMP 폐지 및 발전원별 수익보정계수 도입

- 기저와 일반으로 이원화된 가격결정체계를 SMP로 단일화
 - 기저발전기의 가격상한제 폐지 및 SMP 적용
- 거래가격 결정은 단일화하되, 발전원별 정산체계로 변경
 - 발전원별 정산금액은 마진(SMP-변동비)에 보정계수를 도입하여 제한
- 보정계수는 발전원별 적정 투자수익율을 반영하여 산정(분기단위)

○ 개선 효과

- SMP 급등에 의한 LNG복합발전기의 과도한 초과수익 억제
- 발전회사간 수익불균형 완화를 통한 회사별 재무건전성 확보

○ 문제점

- 부문간 고통분담 없이 원가인상분을 모두 한전(판매)에 전가
규제요금제에서, 한전의 영업이익 적자구조 고착화 가능
 - ☞ SMP 상승 구조하에서, 한전의 적자가 심화되는 구조임
- 민간발전사(IPP)의 과도한 반사이익 억제(회수)방안이 없음
IPP의 반사이익 확대로 한전의 영업이익 적자 심화
 - ☞ 정부가 한전 적자분을 국고에서 지원토록 결정한 것은 수자원공사, 케이파워 등 IPP의 반사이익을 국고에서 지원하는 것과 동일

당초 전력시장 도입 취지와 달리 현실적으로는 시장가격 안정 및 수익 균형, 시장참여자간 이해 차이 등 제약요인에 따라 시장원리가 작동할 수 없음

- 현재는 사실상 과거의 발전원별 원가규제 방식으로 회귀
- 시장참여자(회사) 이해에 따라 가격결정원리 차별 적용

현행 전력거래제도는 시장 본연의 기능은 없고, 한전과 발전회사간의 수익을 배분하는 역할만 수행하고 있음

<참고> 제주발전기가 전력거래 가격 올려

□ 현황

- 제주도 전력은 중부발전(제주화력)과 남부발전(남제주화력)이 담당하고 모자라는 전기는 육지에서 해저케이블로 공급하고 있음.
- 즉 제주발전기는 육지 계통과 분리되어 있고, 제주에서 생산한 전기가 육지로 송전되는 경우는 없음.
- 제주발전기가 육지계통과 무관한 자급자족용 임에도 불구하고, 정부가 제주발전기도 전력시장 참여자로 인정하여 육지 SMP 결정에 영향을 미치는 기현상이 발생하고 있음
- '07년도 제주 발전기가 SMP를 결정한 비율은 10.8%이며, '07년도 전력거래실적을 대상으로 전력거래분석시스템인 "P-Pool"을 활용하여 계산한 결과 이로 인한 전력거래증가액은 829억원임.
즉 제주발전기를 계통에서 제외하면 한전의 구입전력비가 829억원 감소하게 됨.

□ 개선방안

- SMP 결정시 제주발전기 제외

< 2007년도 제주지역 발전기 SMP 결정 빈도 >

발전회사명	발전기명	연료원	합 계	비율(%)
한국남부발전(주)	남제주#3	중유	23	0.262557
한국남부발전(주)	남제주#4	중유	15	0.171233
한국중부발전(주)	제주화력#2	중유	94	1.073059
한국중부발전(주)	제주화력#3	중유	60	0.684932
한국남부발전(주)	남제주내연#1	중유	25	0.285388
한국남부발전(주)	남제주내연#2	중유	14	0.159817
한국중부발전(주)	제주내연#1	중유	716	8.173516
총 계			947	10.8105

- 제주발전기는 전력거래에서 제외되므로 **제주발전소와 전력거래소 제주 지사는 한전으로 통합**
 - 단 해저연계선이 있어야 공급 가능한 수요(15만kW)는 현재와 같이 육지 계통에 포함하여 운영
 - 제주발전기 용량이 작기 때문에 중부발전, 남부발전에 미치는 영향은 미미할 것임

□ 기대효과

- **통합운영을 통해 광역정전 사전예방, 고장 신속복구 가능**
 - '06년 4월 해저 케이블 고장이 제주 전역의 광역정전사태로 확산된 것은 해저케이블을 운영하는 한전과 제주지역 계통을 운영하는 전력거래소제주 지사간에 손발이 맞지 않았던 것이 큰 원인이었음
 - 이처럼 별도 법인일 경우에는 발전소 출력정보가 경영□영업상의 비밀로 비공개 대상이지만 통합시에는 실시간 확인 가능하기 때문에 사전예방과 신속복구가 가능함

- **육지계통의 SMP 하락에 따른 한전의 구입전력비 감소, 전기요금 상승 요인 감소**

3. 전력거래소가 비효율과 낭비 초래

- 전력거래소 폐지

□ 전력거래소 운영 현황

○ 01.4.2 발전분할과 동시에 전력거래소 설립

○ 전력거래소는 전력시장 운영(MO) 및 계통운영(SO) 담당
- 한전 : 송전망 소유자(TO), 154kV이하 계통운영 수행

※ 전력거래소의 MO 기능은 다수의 사업자가 실질적인 가격경쟁을 한다는 전제하에 부여한 것이고, SO기능은 배전분할과 도소매 경쟁을 전제로 한 것임

○ 한전, 발전6사 모두 본사에 “전력거래팀” 운영

□ 전력거래소 일반현황

○ 출자 : 한전과 발전 6사가 각 50% 출자(각 639억원)

○ 인원(정원, '08.1월 현재)

※현원 313명 (설립시 233명)

구 분	임원(상임)	직 원	별정직	합 계
정원(명)	3	307	19	329

- 설립 당시('01.4월 245명) 대비 84명(34%) 증가

□ 문제점

○ 전력시장 운영으로 1년에 700억원 낭비,
'01~'08년간 총 4,103억원 낭비 ⇒ 전기요금 상승 요인

- 현 전력시장은 경제급전원리에 따라 변동비 순서대로 발전기를 가동하는 시스템이므로 사실상 경쟁은 없음. 경쟁이 없으므로 '시장 운영'이라는 말 자체가 성립되기 곤란
- 무늬만 경쟁체제를 만들어 놓고 전력거래소는 복잡한 거래제도, 정산제도 운영에 필요한 돈을 한전과 발전사업자들로부터 거액의 거래수수료(단가 86원/MWh, 모든 시장 참여자가 납부)를 징수하고 있음

※ 거래수수료는 '07년에 648억원이었고 '08년에는 675억원 예상

01~08년간 수수료 총액 4,067억원

연회비는 '08년도 5.45억원, 01~08 총액 36억원

등록비는 '08년도 3,750만원, 01~08 총액 5,900만원

○ 한전 구입량의 97%가 자회사 물량

- 현 전력시장 거래량의 97.1%는 한전과 발전회사간 거래임
- 한전은 전력구입량의 97%를 전력시장에서 구입하고, 3%는 민간사업자와 PPA(Power Purchase Agreement : 전력수급계약)로 직접 구입
- 따라서 별도의 전력시장을 운영할 이유가 전혀 없음

○ 송전설비 소유자와 운영자가 달라 효율성 저하

- 실시간 확인이 곤란하여 긴급시 체계적 대응 대처 약화
- 분리운영으로 정보교환 제약
- 분리운영으로 책임한계 우선 고려 불가피

○ 고장시 긴급지령은 전력거래소가 담당하나, 실제 고장복구는 한전이 수행하는 시스템으로 신속복구 지연

※ '06년 4월 제주지역 정전시 통합대응 미숙으로 복구완료에 2시간 34분 소요

○ 전력거래소는 송전설비 투자에 대한 재원부담 등 책임이 없어 안정성 위주 계통운영으로 추가부담 유발 유인 존재

- ※ 시장운영에 있어서도, 거래전일 결정하는 예측수요를 당일의 실제수요보다 과다하게 예측하는 경향이 있음. '06년의 경우 과다예측이 76%나 되었음. 이로 인해 불필요한 발전대기가 많이 발생하고 유지보수 애로 등의 부작용을 야기하고 있음

□ 개선방향 : 전력거래소 폐지

- 경쟁 없는 돈 먹는 하마, 전력거래제도□전력시장 폐지하고
경제급전시스템으로 전환해야

- 전력거래소의 계통운영(SO) 기능을 한전으로 일원화

- ※ 다수 전력회사의 계통을 위탁운영하는 미국, 호주 등은 MO와 SO가 통합운영되고 있으나, 우리나라처럼 단일 전력회사가 계통을 소유하고 있는 유럽 국가들은 TO가 SO기능을 보유

□ 개선효과

- 설비투자예 책임있는 기관이 SO 수행으로 투자효율 극대화
- 설비고장 발생시 상호 유기적 협조로 신속대응 가능
- 계통계획□유지보수□운영절차 간소화 및 운영비용 절감

4. 건설부문 비효율 심화

- 발전소 건설 전문회사 설립

□ 건설정원 및 프로젝트 현황

구분	남동	중부	서부	남부	동서	계
정원(명)	434	366	186	193	72	1,251
건설 호기	4	4	1	4	0	13
중 MW	2,540	1,548	718	1,854	0	6,660
건설 호기	4	14	5	4	3	30
계획 MW	3,480	7,974	3,520	3,900	2,700	21,574

(*정원 : '08년 정원 / 프로젝트 : 제3차, 4차 전력수급기본계획)

□ 문제점

- 회사간 건설시기 □ 물량 차이에 따라 잉여 또는 부족인력 발생
 - 분할전 : 사업별 매트릭스제 인력운영으로 프로젝트별 배치
 - 분할후 : 회사별 인력배치로 건설시기에 따라 과부족 인력 발생
- ※ 동서발전의 경우 현재 건설 중 프로젝트가 없음에도(당진 화력본부내 5MW소수력 건설 중이나 신재생에너지는 전담부서가 있음) 정원보다도 7명이나 많은 79명의 건설인력 유지
- 건설경험 및 기술교류 차단으로 발전회사 건설기술 경쟁력 약화
 - 발전사간 인력교류 애로, 건설 공백시 건설인력의 경상 전환 등

□ 개선방안 : 화력발전소 건설 전문회사 별도 설립

- 발전소 건설부문을 아웃소싱을 주어 발전소 건설전문회사를 만든다면 현재 각 회사별로 건설부문의 남고 모자라는 인원이 효율적으로 배치되어 지금보다 더 좋은 발전소를 건설할 수 있을 것임
- 영흥에 향후 8기를 추가 건설할 수 있는 남동발전, 당진화력 #9,10호기 건설예정인 동서발전 외의 다른 발전회사들은 현재 건설 중인 발전소 외에는 더 이상 부지 확보가 어려워 추가로 발전소를 지을 수 있는 여유가

부족함. 그러면 향후 수년 내에 건설, 토목 인력들에 대한 과부족 현상이 발생하여 어떤 회사는 인력이 부족하여 충원해야 하고 어떤 회사는 인력이 남아서 걱정인 상황이 예상됨

- 이러한 문제의 해결 대안으로 발전소 건설 전문회사를 설립할 경우 현재 각 회사가 안고 있는 건설인력 불균형이 자동 해소될 것이며, 이에 더하여 대북송전문제와 더불어 북한에 발전소를 지어주어야 하는 일이 발생했을 때 설계, 감리, 시공을 비롯한 발전소건설 기술자의 파견 등 모든 문제가 신속하고 원활하게 해결될 것임
- 해외 발전사업 진출을 위해서도 발전소 건설 전문회사를 설립하는 것이 유리함

< 현재 건설 중인 발전소 현황 >

사업명	용량(MW)	건설 공기	발전회사
영흥화력 #3,4	1,740	'04.3~8.12	남동
예천양수 #1,2	800	'03.9~11.12	남동
보령 #7,8	1,000	'05.3~8.12	중부
인천복합 #2	509	'07.4~9.6	중부
제주내연 #2	40	'08.4~9.6	중부
군산복합	718	'07.6~10.5	서부
하동 #7,8	1,000	'05.5~9.3	남부
영월 복합	853	'08.5~10.11	남부
신고리원전 #1,2	2,000	'05.01~11.12	한수원
신월성원전 #1,2	2,000	'05.10~13.01	한수원
신고리원전 #3,4	2,800	'07.9~14.9	한수원

< 건설 계획 중인 발전소 현황 >

사업명	용량(MW)	건설 공기	발전회사
영흥화력 #3,4	1,740	'04.5~08.6/'09.3	남동
영흥화력 #5,6	1,740	'10.3~14.6/'14.12	남동
서울복합 #1,2	1,000	'08.10~11.9	중부
인천복합 #3	700	'10.08~12.12	중부
태안CCT	300	'10.6~12.11	서부
당진화력 #9,10	2,000	'10.5~14.12/'15.12	동서
신울진원전 #1,2	2,800	'09.8~15.12/'16.12	한수원

5. 정보화시스템 독자 개발, 운영의 문제

□ 현황 및 문제점

<발전회사별 전산시스템 구축현황>

(개발비/운영비, 단위:백만원)

	남동발전	중부발전	서부발전	남부발전	동서발전	한수원
KMS (지식관리시스템)				100/ 17		
RFID (구매자재관리시스템)		35/ 4	270/무상 기간	570/ 86		173/ 8
EP (포털시스템)				130/ 13		
BSC (성과관리시스템)		ERP포함/ 230	400/ 40	180/ 20	200/ 20	520/ 23
ERP (전사적자원관리)		13,300/ 570				29,700/ 1,070
SRM (연료관리시스템)						
PMS (정비관리시스템)			120/ 140		2,800/ 무상기간	
기타	1억5천	2,100/ 2,200				
DB/ 서버	Oracle Unix	SQL/Oracle Window/ Linux	Oracle Linux/ Unix	Oracle Linux/ Window	SQL2000 Window	Oracle Window

- 발전회사별 목적사업, 업무프로세스, 제도□규정 등이 유사함에도 회사별 정보시스템을 별도 개발□운영
- 동일□ 유사 모듈을 사용하고 개발 프로그램도 유사하나, 각사별 정보공유가 이뤄지지 않음

□ 개선방안

- 발전회사 공통업무 관련 시스템의 공동개발 추진
- 회사별 기존□개발 정보화시스템의 통합□연계 운영
 - 회사별 유사 정보화사업 추진시 사전 벤치마킹 강화

※ 공동개발 대상 정보화 시스템

ERP(자원관리시스템), BSC(성과관리시스템), RFID(자재관리시스템), PMS
(정비관리시스템), SRM(연료관리시스템)

□ 개선 효과

- 사전 정보교류 강화로 시스템 중복투자 예방 및 신규 개발비용 최소화
- 공동개발 추진에 따른 시스템 구축기간 단축 및 투입인력□개발 비용 절감
- 발전회사간 공통정보에 대한 교류 강화 및 자원활용 극대화

6. 구역전기사업제도의 문제

□ 구역전기사업 도입 목적

정부는 '04.7.1부터 “발전설비를 대도시에 분산 설치함으로써 송전비용을 절감”하고, “열병합발전설비 보급 확대”를 위해 구역전기사업 제도를 도입했음

□ 구역전기사업 허가기준

- 허가구역 전력수요의 60% 이상 공급능력을 구비해야 하고,
- 발전설비 용량상한은 사업자 유형에 따라 아래와 같음

구 분		공급능력	발전설비 용량
구역전기사업자(전기사업법)		공급구역 전력수요의 60%이상	3만5천kW 이하
의제사업자(1) (집단에너지사업법)	지역냉□난방사업(2)		15만kW 이하
	산업단지집단에너지사업		25만kW 이하

〈주〉 (1) 집단에너지사업자가 구역내에 직관하는 경우 구역전기사업자로 의제

(2) 지역냉□난방사업은 주거 및 상업지역에서 시행되는 에너지사업

□ 구역전기사업 제도의 문제점

- 사업자가 공급구역내 전력수요의 60%에 해당하는 설비만 갖추고도 사업할 수 있도록 하여 발전설비 분산설치 효과가 미흡하고,
- 사업자가 구역내 수요에 맞추어 자체 발전기를 가동할 의무가 없기에 한전전력을 수전받아 구역내에 재판매하는 방식으로 이익을 얻고 있음
- 한전 전기의 재판매는 사업자에게는 불로소득을 안겨주고, 소비자에게도 누진제에 따른 이익(전체 소비전력의 일정부분만 한전 전기를 사용하므로

누진제의 낮은 단계 전력요금을 적용받음)을 누리게 하는 매우 불합리한 제도임

- 사업자측의 재판매 이익을 줄이기 위해 '08년 1월부터 보완요금을 평균 23.8% 인상했지만 사업자의 불로소득을 원천적으로 없애는 조치는 아님
- 특히 정책목적이 '분산형 전원' 구축임에도 불구하고, 구역전기사업자의 공급중단시 한전이 공급책임을 지도록 하고 있어, 한전이 이에 대비한 발전과 송배전 시설을 의무적으로 확보할 수밖에 없어 오히려 중복투자로 인한 국가적 낭비가 되고, 한전의 수익구조를 왜곡시키는 요인이 되고 있음

□ 운영상 문제점

- 제도 시행 이후 신규 허가를 받아 구역전기사업을 하고 있는 지역은 서울 사당지구, 대구 가락 지구와 죽곡 지구 등 3곳임.
대구 가락지구(14%), 죽곡지구(18%)는 재판매율이 10%대여서 큰 문제가 없지만, 사당지구는 재판매율이 80% 정도에 달하여 문제가 심각함.

<사당지구 구역전기사업의 문제점>

▮ 현황

- 사업자/수용규모 : (주)케너텍, 아파트 4개 단지 3,560호
- 발전용량 : 2,001kW (계약전력 8,700kW)

▮ 운전내용 분석

- 사당지구 사업자는 자체 설비 유지에 필요한 최소한의 발전만 하고, 구역 내 필요 전기의 대부분을 한전으로부터 수전받아 단순 재판매
- 단순재판매율 : 2006년 64%, 2007년 84%, 2008년(1~8월) 77%

- 2007년의 경우 한전의 **보완전력 공급단가는 60.49원/kWh**으로 2007년 남서울본부 아파트 평균판매단가 133.57원/kWh보다 **73원/kWh 저렴하게 공급됨**

보완전력요금	보완전력 단가	남서울APT 판매단가	전국APT 판매단가
868,088천원	60.49원	133.57원	115.73원

- 이를 통해 한전은 사당지구에서 07년에 약 8억원 손해
 ※보완전력량(14,351천kWh) × 단가차이(133.57 - 77.74원) = 8억원

▮ 대책

(1안) 구역전기사업제도 보완

- 일본은 구역전기사업자가 ①공급구역내 전력수요에 대하여 100%공급능력을 갖추어야 하고, ②발생 수요에 대하여 발전기를 가동하여 100%공급해야 하는 책임을 부여하고 있음
- 제도 도입 취지가 특정 구역내 전기를 100% 자급자족하자는 것이므로 일본처럼 ‘공급능력 100%’, ‘수요 100% 자체발전 공급’으로 바꾸어야 함

(2안) 구역전기사업제도 폐지

- 분산형 전원은 전력계통이 원활하게 들어갈 수 없는 섬이나 산간벽지에 자급자족형으로 설치하는 것이므로 대도시 지역에 ‘분산형 전원’을 보급할 목적으로 도입한 구역전기 사업제도는 폐지하고,
- 현행 구역전기 사업자의 설비는 한전이 인수하는 것이 바람직함

7. 예방정비의 비효율 심화

□ 예방정비의 개념

- 발전설비에 대한 예방정비(계획정비)는 발전설비의 성능유지를 위해 정기적으로 각종기기의 고장을 예방하고, 설비의 신뢰도 및 성능향상으로 안정적인 전력의 생산을 목적으로 시행하는 정기적인 점검 및 정비를 말함
- 정비주기 및 정비기간은 각 발전회사의 발전기 정비기준에 의해 결정되며 일반적으로 전기사업법에 의한 법정 전기설비검사와 병행하여 시행함

□ 통합한전 시의 예방정비

- 과거 전력산업의 수직통합체제 하에서의 예방정비계획은 한전에 의해 수립되고 운영되어 왔으므로 자원의 효율적인 활용, 신뢰도 증진, 비용감소, 운영성의 편리함이란 측면에서 매우 효과적이었음
- 수직통합체제하에서는 한전이 발전, 송전, 배전설비 모두를 소유하고 제어했으므로 계통에 관한 모든 정보를 알 수 있었고 이를 토대로 모든 설비의 예방정비 시기 및 시간을 전력설비의 종합효율성 향상 목적에 맞도록 조정할 수 있었음

□ 발전분할 후의 예방정비

- 발전부문의 분할이후 발전기 예방정비를 실질적으로 계획하고 실행하는 주체는 발전사업자들이므로 각 발전사업자들은 자신들의 이익극대화를 목표로 예방정비계획을 수립하게 됨.

예를 들면, 전력가격이 비싼 시간대보다는 저렴한 시간대에 예방정비를 시행하게 되고, 수요량이 많은 17,9월에 계획정비가 이루어지게 되면 그만큼 수익이 줄어들게 되므로 수요량이 많은 기간을 피해서 예방정비가 이루어짐.

2006년과 2007년의 월별 최대전력량 및 평균 예방정비량 추세를 살펴보면 서로 상반되는 추세를 보이고 있음. 즉 전력수요량이 가장 많은 12월~1월, 7월~9월 사이의 예방정비량이 가장 낮은 것으로 나타남.

<월별 최대전력량 및 예방정비량(06년~07년)>

	2006년 예방정비량(만kw/일)						2007년 예방정비량(만kw/일)					
	평균	복합	석탄	원자력	중유	기타	평균	복합	석탄	원자력	중유	기타
1월	163	17	6	88	0	52	265	57	8	131	39	30
2월	252	33	47	89	1	82	460	55	114	148	68	75
3월	688	48	205	327	28	80	608	84	197	101	86	140
4월	759	90	311	246	39	73	769	100	273	170	100	126
5월	699	124	300	168	48	59	915	168	304	265	111	67
6월	559	185	230	93	37	14	552	48	146	280	68	10
7월	253	92	112	32	17	0	266	5	0	221	27	13
8월	12	6	2	0	4	0	67	5	0	62	0	0
9월	417	101	129	87	46	54	470	99	108	182	47	34
10월	458	154	110	42	85	67	770	115	238	280	52	85
11월	562	97	208	140	36	80	462	113	85	115	73	76
12월	294	24	98	127	1	44	322	29	80	165	9	39

□ 문제점 및 대책

- 과거의 수직통합체제의 경우 전체적인 전력수급계획을 감안하여 가장 경제적이면서 최적화된 예방정비계획을 수립할 수 있었으나, 발전분할 이후 경쟁체제하에서 발전회사들은 과거 수직통합체제의 최적화된 예방정비계획 수립 개념에서 탈피하여 자사의 이익을 극대화하기 위한 예방정비계획을 수립하게 됨.
- 이로 인해 발전기 예방정비계획은 전력수급의 안정성, 계통안전도 및 신뢰도뿐만 아니라 미래 전력시장의 시장가격에 큰 영향을 미칠 수 있고 전력시장의 불안정성을 초래할 가능성이 있으며 이러한 비효율적인 예방정비계획 및 운영에 따른 위험을 줄이기 위해서는 발전사업자와 계통운용자 사이의 유기적 체계가 필수적임.

- 효율적인 예방정기를 위한 전문인력의 확보 및 기술 이전 역시 과거 수직통합체제 하에서는 설비고장에 대한 유기적 협조나 전문인력의 확보가 용이했으므로 신속한 대응, 계통계획, 유지보수, 운영절차 간소화 등을 통한 운영비용 절감 및 효율성 제고가 가능했음.
- 반면 발전부문 분할 이후 기술인력 운영이 효율적으로 이루어지지 못하고 있으며 전문인력의 분산으로 인해 기술이전이 원활하게 이루어지지 못하고 있음.
아울러 비상시 OH계획 변경이 필요할 경우에 분할 전 통합체제사에서는 발전소 별로 합리적인 조정이 가능하였으나, 분할 이후 개별회사 입장이 우선시됨으로써 전력산업 전체적인 측면에서는 비효율적인 부분이 발생하고 있음.

예를 들면, 일부 발전소(원자력 또는 동일유형 타 발전소)의 정비자재 부족으로 OH시기조정이 필요할 때 사업자간 협조조정이 어려운 경우가 발생하며, 재고교환 등이 불가능하여 고가의 긴급자재 조달에 따른 비효율이 발생하고 있음. 이러한 문제점을 해결하기 위해서는 발전사업자간의 기술 이전 및 신기술 전파, 전문인력 운영에 관한 유기적인 협조체계 구축이 필요함.

8. 전력수급 안정성 저해

- 국가가 강제성 있는 수급계획 수립

□ 현황

<구조개편에 따른 전원계획의 변화>

장기전력수급계획 (이전)	전력수급기본계획 (현재)
한전 중심의 설비계획 - 독점체제, 공익성 중시	사업자 중심의 설비계획 - 경쟁체제, 수익성 중시
강제성을 가진 집행계획	사업자의 자율적 계획
전국 단일 계획	지역별 수급기본계획
한전이 기본계획 실무 전담 (정부 기본계획 수립 및 확정)	전력거래소가 계획수립 실무기능 전담 (정부 기본계획 수립 및 확정)

□ 문제점

- 사업자의 자율적 계획에 의존할 경우 사업자는 투자비 회수의 불확실을 회피하기 위해 건설기간이 짧고, 투자위험이 적은 가스화력 선호하게 되어 “적정 전원계획”을 확보할 수 없게 됨
 - 제주도의 전력수요를 고려하지 않고 ‘06년에 중부발전과 남부발전이 함께 제주도 가스발전소 건설 의향을 제출했던 것이 좋은 예임
 - ※ 미국, ‘95~’06년간 증가된 발전설비의 99%가 원가가 비싼 가스화력
 - ※ 영국, ‘95~’06년간 가스는 106% 증가한 반면, 기타는 오히려 12% 감소
 - ※ 한국, 민간사업자가 건설하는 발전기는 가스, 신재생에너지 발전기임
- 구속력이 없는 자율적 계획으로 전환됨에 따라 실제 건설을 담보하지 못해 장기적인 공급안정성을 보장하지 못함
 - 발전6사는 계획대로 건설하지만, 민간사업자의 실적율은 36%에 불과(계획 4,097/실적 1,489MW)

- 발전회사 민영화, 배전분할 등의 전력산업구조개편이 중단된 상황이므로 강제성이 없는 자율적 계획은 불필요하며, 전력거래소는 절차만 복잡하게 만들
- 계통기능의 이원화(거래소/한전)으로 수급계획에 계통운영이 효과적으로 반영되지 못함
 - 과거 통합한전시절은 판매계획→발전계획→연료구매계획→수급계획→발전소건설계획 등이 유기적으로 연결되어 전력산업이 톱니바퀴처럼 돌아갔음

□ 개선방향

- 현재의 실효성 없는 자율적인 전력수급기본계획을 국가가 총괄하는 구속력있는 전력수급계획으로 전환
 - 발전연료의 대부분을 수입하고, 전력유통이 불가능한 상황에서 공급과 가격의 안정성을 확보할 수 있는 유일한 방법임
- 수급계획 실무기능을 한전으로 전환하여 수립절차 단순화
 - 사업자의 의향에 대한 외부평가를 강화하여 투명성 제고
- 발전소 건설, 계통운영 및 환경을 동시에 종합적으로 고려한 전원계획 추진
- 원자력을 제외한 발전소를 민간이 희망할 경우 우선 건설하도록 정부가 정책적으로 보장

□ 기대 효과

- 국가 차원의 비용최소화 전원계획 유지로 해외 에너지 리스크를 흡수하여 전력가격 안정 확보
- 적정 예비율을 유지하여 인접국과 계통이 단절된 국내 여건 하에서 중장기 전력수급안정 보장
- 수립절차의 단순화를 통해 국가 차원의 최적 전원구성 확보 용이
- 계통건설의 경제성 제고 및 전원계획의 체계적 관리 용이

9. 비효율적인 해외 사업

- 한전 중심으로 해외사업 통합운영

□ 문제점

○ IMF 직후 한전이 보유하던 탄광, 우라늄광 등을 매각하여 장기 안정적인 연료 확보 여건 악화

- 현재는 장기 안정적인 에너지 확보를 위해 과거보다 값비싼 비용을 지불하고 해외자원개발 사업 추진

구 분	2000년 이전	현 재
유연탄	호주 베이스워터 등 3개	호주 코카투 광산 호주 몰라벤 광산
우라늄	캐나다 시가레이크 등 2개 미국 크로우뷰트	캐나다 크리이스트 캐나다 워터베리레이크
원 유		나이지리아 석유광구 탐사
계	3개국 6개 사업	3개국 5개 사업

□ 해외사업 추진현황

○ 한전

- 해마다 해외사업 조직을 확대하여 '02년 1처 3팀이 현재 3처 11팀으로 팽창했음. 그리고 한 해도 거르지 않고 조직 변경. 이는 한전의 해외사업이 아직도 제자리를 찾지 못하고 있다는 반증임

□ 02년 : 해외사업처 - 3팀 / 03년 : 6팀 / 04년 : 5팀

□ 05년 : 해외사업처 - 5팀, 해외전략사업실 - 3팀(자원개발팀 신설)

□ 06년 : 해외사업처 - 6팀, 해외전략사업실- 3팀, 신규사업처- 1팀

□ 07년 : 아주사업처 - 4팀, 구미사업처 - 4팀, 원자력사업처 - 1팀

□ 08년 : 아주사업처 - 4팀, 구미사업처 - 5팀, 원자력사업처 - 2팀

- 운영사업 21개, 진행사업 9건, 개발사업 65건 등 총 95개 사업 추진 중
- 과거부터 진행해 온 발전설비 운영사업, 발전소 건설 및 정비사업 등은 나름대로 성과가 있으나
- 자원개발 분야의 성과는 미미함. 현재 2건의 유연탄 사업에 참여 중이나 이것은 발전회사가 성취한 것이고 한전이 단독으로 발굴한 것은 아님. 1개의 석유 광구, 2개의 우라늄 광구에 대한 탐사사업을 진행하고 있을 뿐임

○ 발전회사 : 6개 발전회사에 111명 운영

- 평균 2건의 운영사업과 7건 정도의 개발사업 추진 중

구분	한수원	남동	중부	서부	남부	동서	계
운영사업(건)	3	1	2	2	2	2	12
개발사업(건)	11	4	6	8	9	6	44

- 일반적으로 자원개발사업은 구매자가 기 구축한 네트워크를 통해 이뤄지는 것이므로 발전회사의 자원개발사업이 한전의 그것보다 훨씬 성과있게 진행되고 있음

□ 문제점

- 과거 한전은 메이저 발주자로서 전원개발계획에 따른 주기적 발주, 적기의 대금지급 등으로 세계적인 EPC 업체가 덤핑을 해서라도 계약하고자 했음
 - ※ EPC(Engineering, Procurement & Construction)
 - : 알스툼(프), 지멘스(독), 미쓰비시(일), 두산중공업(한) 등
- 그러나 발전 분할 이후 한전이 국내 발전소를 건설, 소유할 수 없기 때문에 EPC 비용이 5% 이상 증가하여 수주에 어려움을 겪고 있음
- 자본, 브랜드 파워, 기술인력, 네트워크가 여러 개 회사로 분산되어 전반적으로 대한민국의 해외사업 경쟁력이 약화
 - 한전은 자원개발 경험이 전문인 사람들로 자원개발팀을 구성하고 있기

때문에 자원개발 성과가 미미한 것임

- 반면에 발전회사는 브랜드 파워가 미약하고 기술력, 자본력이 분산되어 과거와 같은 큰 성과는 없음

- 분산된 해외사업 추진으로 사업수주를 위한 과열경쟁, 인력과 조직 중복, 해외사업정보 공유 미흡 등 부작용도 일부 발생

□ 개선방안 : 한전 중심으로 해외사업 통합 운영

- 해외사업은 한전 브랜드로 추진하는 것이 바람직하므로 발전회사의 해외 사업을 한전에 흡수시켜 한전 내부 해외사업 조직으로 편재
 - 발전부문 전문인력은 발전회사 직원이 한전 파견형식으로 근무
- 입찰~계약~운영 등 전과정을 한전 통합조직에서 운영
- 단, 자원개발 부문은 구매와 함께 있어야 더욱 효율적이므로 별도의 유연 탐구매 전문회사, 또는 한전 연료처, 또는 발전회사간 연료구매 컨소시엄 내에 둘 필요가 있음

□ 개선효과

- 한전의 브랜드 파워와 발전회사의 전문기술, 인력, 네트워크가 통합되어 시너지 효과를 내도록 을 통합한 경쟁력 강화로 사업효율성 및 수주능력 증대
 - 과거 한전처럼 규모의 경제, 범위의 경제를 이루게 되어 “가격 경쟁력→사업 수주에 의한 수익 창출→재투자로 인한 규모 증가 →가격 경쟁력 제고”의 선순환 구조 실현 가능
- 패키지 방식의 해외사업 진출이 원활해져 안정적□경제적으로 자원 확보 가능

10. 강제적 신재생에너지 사업

- 0.1% 전기를 얻기 위해 7,500억원 투자

□ 전력그룹사 신재생에너지 사업 현황

- 정부는 05.7월에 한전, 발전6사 사장들을 산업자원부로 불러 각각 신재생에너지 보급 목표를 부여하고 RPA(신재생에너지 보급 협약)를 체결했음
- '08년까지 총 9,457억원을 투자해 풍력 116.2MW, 태양광 10.3MW 등을 건설하기로 했음
- 이에 따라 전력그룹사들은 회사별로 신재생에너지 전담조직을 설치하고 정부와 협약한 용량을 달성하기 위해 많은 투자를 하고 있음

<전력그룹사 신재생에너지 전담 조직>

(08.10.현재)

한전	남동	중부	서부	남부	동서	한수원	계
19	6	10	8	6	6	17	72(명)

<신재생에너지 사업 현황>

(08.10 현재)

	사업건수	사업비(억원)
한전	-15개 사업장에 자가용 설비 설치 -연구개발 30건	44 711
남동	-영흥, 삼천포 해양수력, 밀양풍력 등 14건	1,292
중부	-덕천 풍력 등 21건	398
서부	-가로림 조력 등 8건	1,780
남부	-태백풍력 등 9건	2,131
동서	-동해 태양광 등 7건	1,313
한수원	-영광솔라파크 등 7건	581
계		7,539

□ 문제점

- 한전과 발전회사가 현재 진행하고 있는 신재생에너지 사업에서 생산되는 전기량은 연간 전력생산량의 0.1%에도 미치지 못함. 있어도 그만 없어도 그만임.
- 정부가 공기업에게 이렇게 경제성 없는 사업에 7,500억원이 넘는 막대한 예산을 투입하도록 한 이유를 납득하기 어려움
 - 더욱이 사업용 설비에서 생산된 전기는 국민의 혈세인 전력산업기반기금에서 비싸게 사주어야 함. 현재 추진중이거나 검토중인 사업이 모두 완공될 경우 발전차액지원비가 연 500억원 이상 필요함
- 값싸고 질 좋은 전기 공급의무를 가지고 있는 한전이 비싸고 질 나쁜 전기를 생산하고자 이처럼 엄청난 예산을 투입할 이유는 전혀 없음
- 그리고 각 사별 신재생에너지 추진 조직을 별도로 운영하는데 따르는 낭비도 심각함

□ 개선방안

- 전력그룹사의 신재생에너지 추진 조직을 통폐합하여 조직과 인력을 슬림화하고, 현재 검토중인 모든 사업을 경제성과 공익성 기준으로 재검토하여 중복투자, 낭비투자를 막아야 함

IV. 구조개편 성과 평가

구조개편 성과분석 결과

“발전분할 성과 없음”

<구조개편 성과 평가>

서울대학교 공학연구소와 호워스 충정컨설팅은 구조개편 전후 6년간 (95~07)을 비교분석하여 [발전분할 이후의 성과분석](발주처 : 한전, 용역기간: 07.10~08.3) 자료를 내놓았음.

용역자료의 결론은 “발전부문 종합적인 측면에서 볼 때 가장 핵심프로세스인 발전운영의 효율성 저하로 전반적으로 발전분할의 성과는 없는 것”이었음

□ 분석결과 종합

구 분	순수 효율성지수	효율성 변화속도	분 석	시 사 점
발전운영	△2.02%	△3.98%	발전운영 프로세스가 전반적으로 악화	연료구매 제도 및 체계 개선 필요
연료구매	+2.59%	△1.92%	연료별 효율성 지수는 상승했으나, 효율성 변화속도가 하락하여 효율성도 점점 악화	안정적인 경제성을 갖춘 연료확보를 위한 연료구매제도 및 체계개선 필요
설비운영	△2.34	△3.69	설비운영 프로세스 효율성 향상 성과 없음	분할이후의 연료구매체계가 국제연료시장 변화에 대응하는데 한계
발전기획	+2.84	+0.63	발전기획의 효율성은 다소 상승했으나 외적요인에 기인	감가상각비 및 금융비용 같은 외부요인에 의한 성과
유지보수	+3.45	+0.93	효율성 다소 향상으로 발전분할 성과 있음	정비자재 재고 유통운영 애로 다발, 발전사간의 전문지식 및 현장 노하우 등 정보 단절
성과분석 종합결론	△1.68%	△3.70%	가장 핵심프로세스인 발전운영의 효율성 저하로 전반적으로 발전분할의 성과는 없음 - 종합적으로 발전핵심부문의 효율성은 1.7% 하락, 효율성 변화속도는 3.7% 저하 - 건설기간, 건설단가는 분할 전 대비 단축 및 저감 - 장기 전력공급의 안정성에 위협 노출	

□ 분야별 분석 결과

- **[발전운영] 프로세스**의 분할 후 순수효율성지수는 분할 전보다 2.02%하락했고, 효율성변화속도 역시 3.98%하락하여 효율성변화속도의 악화 정도가 심화되고 있음.

※ 발전운영 프로세스 : 전력수요에 맞춰 발전기의 적정공급량을 결정하고, 이를 효율적으로 제공할 수 있는 연료 구입 및 발전설비의 운전 및 관리하는 프로세스

- 기저부하 발전기(원자력, 유연탄)는 1.79% 하락 악화되고, 중간부하설비(석유, 무연탄)는 악화의 정도가 심화되었고, 첨두부하 발전기(LNG, 복합, 수력, 양수)는 악화 정도 둔화
- 원인 ① 분할로 개별구매비중 증가 ② 연료구매전문성과 숙련도를 갖춘 전문인력 분산 ③ 국제연료시장 변화에 적극 대응할 수 있는 조직 역량 약화
- 대책 : 연료구매 제도 및 체계 개선 필요

- **[연료구매] 프로세스**는 발전분할 이후 연료별 효율성지수는 상승했으나, 효율성 변화속도가 1.92%하락하여 효율성도 점점 악화되어져 가고 있음.

- 유연탄의 경우 효율성이 負(-)의 방향으로 악화되고 있음.
이는 전용선 비율의 감소로 인한 수송단가 증가, 발전회사 개별구매로 인한 가격협상력 감소, 유연탄 Swapping 감소로 단기 Spot 구매에 의한 구매단가 증가 등의 원인이 큼
- LNG의 경우, 효율성은 소폭 감소하였지만 효율성 변화속도는 큰 폭으로 감소함
이는 국제연료가격 상승 및 국내 구매경로상의 제도적 요인으로 인한 비효율적 요인 큼
- 전용선 비율이 감소하면서 수송단가가 증가하고 있음
- 대책 : 안정적인 경제성을 갖춘 연료 확보를 위한 연료구매 제도 및 체계 개선 필요

- **[설비운영]** Process는 효율성 및 변화속도 악화로 분할 성과 없음
 - 분할 이후 효율성지수는 2.34%, 효율성 변화지수는 3.69%하락
 - 설비별 효율성 : 중간과 첨두의 효율성이 크게 저하됨
 - 연료별 효율성 : 유류, LNG, 수력은 효율성 크게 감소
유연탄은 효율성 변화속도 크게 하락

- **[발전기획]** 분야는 분할이후 효율성 지수 2.84%, 효율성 변화속도 0.63% 미미하게 상승했으나 감가상각비 감소 및 금융비용의 저하와 같은 외적요인에 의한 것으로 발전분할의 성과로 판단하기 어려움

- **[발전유지보수]**는 발전분할 이후, 효율성 향상되어 성과 있음
 - 분할초기의 OH(계획예방정비)공기 단축, 원가절감 및 개선활동 등으로 효율성 및 변화지수의 향상 요인
 - 그러나, OH계획운영 및 전문 인력운영 면에서 각 발전사의 운영수익 측면 중요시로 전력산업 전체 측면의 비효율적 부분 발생
 - 유지보수체계의 비효율 해소를 위한 발전사업자간, 한전과 발전사업자간의 정보 및 자재재고 등의 유기적 협조 체계 필요

- **[발전투자계획]**은 발전기 가치가 대부분 높아지는 방향으로 투자가 이루어졌으나 분할 이후의 기저발전기 건설은 대부분 분할 전에 계획된 것으로 투자의 효율성을 판단하기에는 기간이 짧은 한계점이 있음.
 - 건설계획 이행이 사업자 자율로 추진되어 투자이행의 불확실성 증가
 - 중기적으로는 적정 설비예비율에 못 미치는 (2010년) 설비예비율 예상
 - 결국, 분할 이후 각 발전기의 가치측면은 상승, 공급의 안정성은 악화
 - 향후 전력공급의 안정성을 확보하기 위해 제도적 장치 마련 필요

□ 개선방향

◎ 국제연료시장변화 적극대응체계 운영

시 사 점	개 선 방 향
국제연료시장 공급자 대형화로 협상력 저하초래 구매전문성과 조직역량 분산	국가에너지자원 확보를 추진할 수 있는 통합연료구매 전담조직 설치 해외자원개발 적극 추진할 수 있는 통합조직 운영필요

◎ 한전-발전사간, 발전회사간 유기적협조체제 구축

시 사 점	개 선 방 향
회사간 경제성 위주경영으로 전력산업 전체효율 저하 분할전의 시너지효과 제고필요	한전-발전사간, 발전회사간 유기적 협조체제 구축 기술□인력교류 및 재고융통 확대

◎ 발전가격제도인 CBP제도 개선

시 사 점	개 선 방 향
현행 발전가격제도는 효율성 제고 유인책으로 한계	최종 소비자인 국민에게 저렴한 전기를 공급할 수 있는 가격체계

◎ 안정적 전원구성 유인방안 강구 필요

시 사 점	개 선 방 향
단기성과 위주경영으로 적정전원 구성 및 신규부지 확보 곤란	기저중심 전원구성과 부지확보 유인할 수 있는 제도개선 필요

■ 구조개편, 선진화 모두 접어야 산다

V. MB정부 전력그룹사 선진화 방안의 문제

1. 한전 선진화 방안의 문제점
2. 한국전력기술 선진화 방안의 문제점
3. 한전KPS 선진화 방안의 문제점

1. 한전 선진화 방안의 문제점

□ 선진화 방안의 내용

- 경영효율화 : 유지보수 민간위탁 확대, 자회사 업무이관, 잉여인력 감축 및 배전운영인력 효율화
- 내부경쟁 강화 : 배전□판매의 7사업본부 9지사를 사내회사 형태의 10~14개 독립사업부로 개편하여 내부경쟁 강화
- 발전사 경영효율화 : 처□실 통폐합을 통한 발전사 본사 조직 및 발전사업소 공통지원인력 슬림화
 - 발전사별로 연료의 개별구매와 공동구매의 전략적 운용
 - 발전자회사간 발전경쟁 강화 방안 강구
- 소비자선택권 제고 : 소비자의 소비패턴과 선호를 반영할 수 있는 요금체계를 도입하여 소비자 만족도 제고
 - 시간대별 요금제 등을 통해 피크타임 수요를 분산하고 에너지 절약과 요금절감 유도

□ 문제점

- 좋은 일자리 줄이고, 중소기업에 고통주는 경영효율화
 - 예산절감 목적으로 전력그룹사는 '08년에 1,063명 신규채용 계획 취소 (한전 419명, 남동 51명, 남부 48명, 동서 45명, 서부 73명, 중부 122명, 한수원 202명, KPS 40명, KDN 54명, 원전연료 9명)
 - 계약단가 조정, 수선사업 물량 축소 등으로 중소기업 피해
 - 외부용역 사업물량 축소, 예방정비 축소로 협력사 피해
 - 경상경비 절감 외의 사업비 절감 방식 재검토 해야 함

○ 배전사업부제 성급한 결론은 위험

- 07~08 2년 동안 배전 사업부제를 실시하고 난 후 09년 상반기에 정밀평가 검토를 통해 사업방향을 결정하기로 되어 있던 것을
- 갑자기 사내회사 형태의 10~14개 독립사업부로 개편하겠다고 발표한 것은 너무 성급하고 위험한 추진방식임
- '사내회사 형태', '10~14개 사업부'에 대한 진지한 논의가 있어야 함

○ '개별구매와 공동구매의 전략적 운용'이 아닌 '통합구매' 필요

- 개별구매와 공동구매의 전략적 운용은 개념은 그럴듯하지만 내용은 전혀 없는 것으로 현재의 비효율적인 연료구매 시스템을 손대지 않겠다는 의미임
- 국익을 위해서는 반드시 '통합구매'를 해야 함

○ '발전자회사간 발전경쟁 강화 방안 강구'는 공허한 개념

- 현재의 전력거래제도와 발전회사 운영시스템 하에서는 '아무리 강구해도' 의미있는 방안을 찾을 수 없음
- 한전으로의 재통합, 연료구매 전문회사 설립, 발전소 건설 전문회사 설립, 전력거래소 폐지 같은 근본적인 혁신방안을 제시해야 함

□ 전력그룹사 혁신방안

- 발전 분할, 전력거래라는 구조적인 결함을 손대지 않은 채 어떤 조치를 추진해도 의미있는 성과를 기대하기는 힘들
- [전력산업 구조개편 기본계획] 폐기를 선언하고
- 현 상태에서 어떤 시스템이 대한민국의 여건에 가장 부합하는 것인지 공론화를 통해 전력산업 재편 방안을 마련해야 함

2. 한국전력기술(KOPEC) 선진화 방안의 문제점

□ 선진화 방안

- 2012년까지 지분 40% 수준 매각
 - '09년 중 상장 또는 전략적 제휴 등을 통해 20% 수준 매각
 - '12년까지 20% 추가 매각
 - 민간 경영참여를 통한 핵심기술 조기 확보 및 경영투명성 제고
- 나머지 지분은 핵심 □ 원천기술 확보 및 원전사업 해외진출 여건 등을 고려하여 매각 추진

□ 일반 현황

- 발전소 설계 전문회사
- 재무현황(07년 결산) : 매출 3,307억원, 당기순이익 176억원, 부채비율 64%
- 인원 : 1,899명
- 지분구조 : 한전 98%, 원자력연구원 2%

□ KOPEC 지분매각의 문제점

- KOPEC 지분매각할 이유 전혀 없음
 - KOPEC은 원전과 대형 화력발전소 설계의 독보적 존재
 - KOPEC은 부채비율 64%, 당기순이익 176억원의 우량기업
 - 매출액 대비 10% 이상 R&D에 지속 투자하여 계속 진화중인 회사
- 지분매각 목적(핵심기술 조기 확보, 경영투명성 제고) 타당성 없음
 - 지식경제부 주관 Nu-Tech 2015 이행하여 APR+(1,500MW급 한국 고유 노형) 원천기술 확보 중이어서 '2015년까지 선진 4위권 수준의 원자력 핵심 □ 원천 기술 확보 유력
 - 이제 겨우 원전 설계 원천기술을 확보해 가는 과정에서 외국인 등에게 지분 매각을 하여 경영참여 시킬 경우 원천기술 유출 우려가 있음.

기 자립된 기술, 확보중인 기술을 보존하기 위해서는 지분매각 절대 안 됨

- KOPEC은 모회사인 한전, 주무부처인 지식경제부, 관리부처인 기획재정부, 그리고 감사원으로부터 정기, 수시 감사를 받는 공기업임. 어떤 사기업 보다도 경영투명성이 높음

○ 지분 40% 매각은 민영화, 사적독점 우려

- 경쟁상대가 없는 분야의 공기업을 민영화시키는 것은 매우 위험한 정책임
- 특히 ‘전략적 제휴’ 방식으로 관련 업체에 지분을 넘길 경우 반드시 사적독점의 폐해가 발생할 것임
- 07년 영업이익율은 5.3%인데, 민영화될 경우 독점사업이기에 설계 가격의 대폭 상승을 통한 영업이익 확대 추진으로 결국 발전원가 상승 부담이 가중될 것임

□ KOPEC 혁신방안

- 원자력설계 부문은 세계적 수준이나 핵심원천기술이 부족상태(선진국의 80~90%)이므로 핵심원천기술 확보에 역량 집중
- 화력 설계부문은 민간부문 기술능력이 부족한 500MW 이상 대형 화력사업에 핵심역량을 집중하고, 민간기업도 수행가능한 100MW이하 중소형 화력□수력사업은 민간이양
- 배전탈황설비 및 탈질설비 기술 개발□ 건설 사업 등 환경 사업에도 투자 및 기술고도화 지속적으로 추진

3. 한전KPS 선진화방안의 문제점

□ 선진화 방안

- 2012년까지 20% 수준 지분매각(민간지분 : 20%→40%)
 - '10년 중 10% 수준 우선 매각 후, '12년까지 10% 추가 매각
 - 발전정비시장 경쟁 확보 지속 추진
- 나머지 지분은 국내 발전정비업체간 유효경쟁여건을 감안하여 매각 추진

□ 일반 현황

- 발전소, 송변전설비 정비 (정비시장 약 70% 점유)
- 재무현황(07년 결산) : 매출 6,814억원, 당기순이익 638억원
- 인원 : 4,356명
- 지분구조 : 한전 80%, 일반투자자 16%(외국인 3%), 우리사주조합 4%

□ 지분매각의 문제점

- 지분 매각 이유 전혀 없음
 - 한전 KPS는 07년 638억원, 08년 650억원(예상) 당기순이익을 내는 알짜배기 회사
 - 해외수주액이 '05년 140억원, '06년 183억원에서 '07년 929억원, '08년은 8월 현재 1,392억원에 달할 정도로 급성장하고 있는 회사
- 지분 매각과 경쟁은 전혀 관련 없음
 - 정부는 KPS 지분매각 목적을 “발전정비시장 경쟁 확대”라고 했음
 - 그러나 KPS 지분 매각과 경쟁은 상관관계가 전혀 없음
 - 경쟁은 민간 정비업체의 기술수준이 KPS 수준으로 올라와야 가능한 것임
 - 현재 민간업체들의 정비 기술은 KPS의 50% 수준에 불과하기 때문에 경쟁을 위해 필요한 것은 민간업체의 기술능력 향상이지 KPS의 지분 매각은 아님

○ 지분 20% 추가 매각은 민영화 수순

- 지분매각은 민간에 주식을 파는 것이므로 민영화 과정임
- 매각 대상 주식 20%는 경영에 상당한 영향력을 행사할 수 있는 지분임. 이사 선임을 통한 경영참여로 KPS의 경영정보와 핵심기술이 민간(외국인)이 될 수도 있음)에 그대로 노출되게 됨

○ 민간 경영참여시 인력증원 곤란

- 한전KPS는 지속적인 구조조정과 신규인력 채용 부진으로 정규직원의 평균 연령이 42세에 달할 정도로 노령화 현상이 심화되고 있음
- 신증설 발전설비의 안정성 확보를 위해서는 한전KPS의 정비인력이 합리적으로 증원돼야 하나 단기 이익 추구가 속성인 민간의 경영참여시 인력증원 곤란

○ 경쟁 확대는 원천기술 확보 후

- 경쟁을 통해 정비 품질을 높이고 KPS의 기술개발을 촉진하기를 원한다면 전력그룹사의 정비 물량을 국제 입찰에 붙이는 방식으로 해결하면 됨
- 세계적인 정비회사들과 불꽃튀는 경쟁을 통해 KPS의 정비기술도 향상될 것이고, 민간정비업체의 기술수준도 가파르게 향상될 것임
- 단, 대외개방은 한전KPS가 완전한 대외경쟁력을 확보한 이후에 추진

□ 한전KPS 혁신 방안 : 지분매각 보다는 내실을 다져 세계로 진출

- 예방정비, 신증설 설비 등 핵심주력분야는 지속적으로 수행하되, 비핵심분야는 민간 정비업체에 단계적으로 이관
- 경상 단순정비 보조분야는 외주를 확대하여 중소기업 육성
- 신규인력 적기 충원으로 청년실업 해소
 - '16년까지 원전 8기를 포함하여 신규 발전설비가 1,500만kW 가량 준공될 예정임

- 첨단기술이 필요한 신증설 설비의 초기 안정성 확보를 위해서는 ‘한전 KPS전담 정비“를 수행할 필요가 있음
- 한전KPS는 이에 필요한 인력을 미리 선발하여 충분한 교육□훈련을 시켜야 함
- 민간 정비업체는 기술 수준도 안 되고 미리 인력을 선발하여 교육훈련시키기도 어려움
- 한전KPS의 적극적인 인력충원은 고학력자에게 좋은 일자리를 제공하여 청년 실업 해소에 큰 기여를 하게 됨

○ 기술개발

- 선진국 대비 취약한 분야인 가스터빈 분야 원천기술을 확보한다면 연 1억 3천만불이 넘는 외화유출을 막을 수 있음
- 최근 연구개발 투자를 확대하고 있어 조만간 주요 핵심기술 확보 가능
- 해외진출 확대를 위해 글로벌 인재양성에 필요한 교육시설을 확충해야 함

○ 해외사업 확대

- 중국, 인도, 베트남, 필리핀, 인도네시아 등 아시아 신흥 개도국을 중심으로 발전정비 시장이 폭발적으로 성장하고 있음
- 한전 KPS의 우수한 기술력과 숙련된 노하우는 해외사업 진출에 매우 유리
- ‘08년 해외사업 수주액은 2억불에 달할 것으로 전망됨
- 전력그룹사 공동진출이 체계화된다면 ‘15년 10억불 수주도 가능함
- 해외 마케팅에 전력을 다해야 함

VI. 해외 구조개편 동향과 교훈

1. 각국의 구조개편 동기와 현황
2. 해외시장 자유화의 시사점

1. 각국의 구조개편 동기와 현황

① 영국

□ 구조개편 동기

- 국영 전력국(CEGB)의 적자 지속에 따른 정부 재정부담 경감
 - 국영기업 분할매각을 통한 정부 재정 건전화
 - * 영국의 원자력부문은 채산성이 없는 골치 덩어리
- 강력한 힘을 가진 국영기업 노동조합의 영향력 약화
- 북해산 가스를 활용한 민간부문의 신규진입 여력 충분

□ 현황 및 성과

- 시장지배력 문제 및 요금인하 효과 미약으로 '01. 4월에 POOL에서 NETA(지금의 BETTA¹⁾) 체제로 전환
 - 현재 전체 전력거래의 95% 내외가 자발적 쌍무계약으로 거래
- '88년~'95년까지 발전회사 이윤은 민영화 이전보다 3배 증가
 - 주택용 실질가격은 1990~2002년 사이 25% 감소하였으나, '04년 이후 60% 정도 상승, 산업용의 경우도 비슷함

□ 민영화 및 소유구조

- 외국 종합에너지기업이 영국의 발전 및 판매사업을 사실상 지배
 - 9대 발전회사 중 4개사(전체설비의 37%)를 외국기업이 소유 (EDF, RWE, E.ON, Iberdrola)
 - 배전 및 판매는 각각 14개사 중 9, 10개사를 외국기업이 인수
- 12개 판매회사가 발전사업을 수행하는 5개 회사에 의해 인수
 - 민영화 되었던 British Energy(원자력)는 재국유화

1) BETTA(British Electricity Trading and Transmission Arrangements) : 스코틀랜드까지 확장된 시장

②

미 국

□ 구조개편 동기

○ 州間 계통연계와 전력거래를 통해 전기요금이 비싼 州의 요금수준 인하를 목적으로 추진

- '95년 당시 뉴욕, 캘리포니아는 미국 평균 전기요금의 1.5배

□ 현황 및 성과

○ 전력시장 자유화 도입 이후 요금인상 등으로 소매경쟁 도입 등 구조개편 후퇴 경향

- '00년 캘리포니아 전력위기 이후 구조개편 법률 통과 주가 전무

- '07년 버지니아주는 전력시장 자유화 법안 폐기

- '07년 몬태나주는 부분자유화 고객을 제외하고 자유화 확대 연기

- 일리노이주 전력회사는 규제완화 이후 전기요금 상승에 대한 보상으로 10억불 환불

○ 구조개편시 설정한 상한가격(Price Cap) 기한 만료('04년부터 '11년까지) 및 연료가격 상승으로 미국전역에 요금 인상 러시

※ 미국 전역의 전력가격 상승으로 연방차원(FERC)에서 대책수립 착수

□ 민영화 및 소유구조

대규모 민영전력회사(IOU)들이 전력산업을 주도함에 따라 구조개편이 민영화를 수반하지는 않으며, 기업간 대규모 M&A 활발

○ '05년 에너지법(Energy Policy Act 2005) 제정으로 과거 전력 회사간 인수합병을 억제하던 공익지주회사법(PUHCA) 폐기

* 동일지역(州) 이외 전력회사간 합병을 불가능하게 하였던 규제 제거

* 비공익사업자(석유회사, 투자금융회사 등)의 발전회사 지분제한 철폐

○ 전력회사의 비용절감, 시너지 효과 증대 및 규모의 경제 도모 차원에서 전력회사에 대한 인수합병 활발

③

호 주

□ 구조개편 여건 및 동기

- '90년대 이전에는 주별 독립성이 강해서 각 주의 전력청이 발□송전 또는 발□송□배전을 독점적으로 운영
- NSW주는 설비과잉으로 인해, 빅토리아주는 주정부의 부채 과잉으로 경영 상황이 좋지 않았음
 - '80년대 호주 전체 예비율은 40%~70% 수준
- 주간 공급과 수요의 불균형으로 연계 송전선로 건설 필요성 대두
 - ※ 대부분의 州에서 기능별 수직분할 형태로 구조개편을 추진했으나, 매각을 통해 민영화한 것은 주정부 부채 해소가 필요했던 빅토리아주가 유일함

□ 현황 및 성과 (빅토리아주)

- '93년 주 전력공단(SECV)을 발전, 송전, 배전 세 부문으로 분할
 - '94년 발전회사 GenVic을 5개 회사로 분할
 - 배전/판매부문은 지역별 5대 배전회사, 3대 판매회사로 재편
- 농촌 담당 배전회사의 경영수지 악화로 주정부 차원에서 SPP(Special Power Payment) 제도를 통해 전기요금 보조(A\$118백만)
 - 농촌요금이 도시나 他 州보다 높아 요금인상 곤란
 - '03년부터는 SPP를 대신하여 NTR(Network Tariff Rebate)제도를 도입하여 도시와 농촌지역의 요금격차 해소

□ 민영화 및 소유구조

- '95년 민영화 착수, '99년까지 주정부 발□송□배전자산 매각 완료
 - 5개 발전, 1개 송전, 5개 배전회사를 민간(외국인 포함)에 매각
 - 약 220억A\$의 매각수입을 올려 주정부 부채 상환에 사용
- 현재 5대 발전회사 중 4개, 송전 및 5개 배전회사 모두 외국 소유
- 3대 판매회사(1개사 외국소유)는 가스판매 겸업, 발전사업 진출

④ 캐나다

□ 구조개편 여건 및 동기

- 대부분의 주가 규제완화에 대해 신중한 자세를 취함
 - 에너지 가격이 전반적으로 낮고, 각 주가 광활하며 주간 전력시스템이 상호 분리되어 있음
- 앨버트 주와 온타리오 주에서는 규제완화 적극 추진
 - 앨버트(Alberta)주는 '90년대 중반 갑작스런 인구유입과 경제 활황으로 민간의 신규발전설비 투자 필요성 증대
 - 온타리오(Ontario)주는 요금인하 및 설비투자 활성화를 위해 독점 온타리오 하이드로사의 구조개편 필요성 제기

□ 현황 및 성과

- 앨버트주는 TransAlta 등 3개 수직독점 전력회사 체제(총 전력의 98% 공급)에서 '95년 이후 기능 분리 및 도매소매 시장 개설
 - 발전 및 판매부문 다수 분리, 송배전망 독점 지속
- '99년 수직 독점 공기업인 Ontario Hydro를 기능별(발전, 송/배전, 계통/시장운영, 안전, 부채관리)로 분할하여 전력시장을 도입
 - 시장가격 폭등(3 → 8.7cents/kWh)으로 소비자요금이 2~3배 상승하여 주정부 재정에서 인상분을 보전
 - 설비투자가 적절히 이루어지지 않고 있어 당초 주정부의 구조개편 정책은 실패
 - 현재 일부 대규모 고객에 국한된 도매전력시장이 운영되고 있으나, 대부분의 고객에게는 전통적 규제요금 적용

□ 민영화 및 소유구조

- 앨버트주에서는 기존 시영회사가 대부분 민영화됨
- 온타리오주는 민영화 추진 유보로 공기업 체제 유지

⑤

프랑스

□ 구조개편 여건 및 동기

- '65년 대부분의 전력회사들을 국유화하여 발□송□배전, 판매가 결합된 수직통합 프랑스전력공사(EDF) 설립
- 단일 전력시장 건설을 위한 EU차원의 압력과 함께 EDF의 열악한 재무상황도 구조개편을 촉진하는 요인으로 작용
 - '00년 전력자유화법에 따라 발□송□배전 회계분리 운영
 - '01년 전력거래기관 Powernext(자발적 시장) 개설
 - '05년 송전부문을 자회사(RTE)로 법적 분리

□ 현황 및 성과

- 유럽 단일 전력시장 건설을 위한 시장자유화에는 협조
- 수평분할형 구조개편은 지양하고, TPA(제3자 접속)를 도입하여 국내 및 유럽에서 경쟁을 단계적으로 확대하는 방식을 지지
 - 기존 EDF를 수평분할시 유럽시장내 프랑스 입지 약화 우려
(EDF의 유럽시장 점유율 20% 수준)
 - * 공공서비스와 에너지 안보, 국가 대표기업(National Champion) 육성을 중시
- '07년 가정용 포함한 모든 고객에 소매경쟁 개방
- '00년 시장자유화 당시는 시장가격이 규제가격보다 상당히 낮았으나, '06년에는 시장가격이 규제가격의 2배 수준

□ 민영화 및 소유구조

- EDF를 주식회사화 하는 법률('04년)에 따라 정부는 최대 30%까지 지분매각 가능
 - '05년 11월 정부지분 13.7% 매각
- 범위의 경제를 고려, 법인 분리한 RTE의 소유권을 100% 유지

⑥ 노드풀

□ 구조개편 여건 및 동기

- 수력이 98%인 노르웨이와 원자력, 화력이 많은 인접국가간전원구성 특성이 계통연계를 통한 국가간 전력거래를 추진
 - 주간피크시 : 노르웨이 수력 → 스웨덴, 덴마크
 - 야간피크시 : 스웨덴 화력 → 노르웨이
 - * 노르웨이 수력 98%, 스웨덴 원자력 30%, 핀란드, 덴마크 화력 70% 내외
- 노르딕 국가의 계통연계를 통하여 전기요금의 국가간 격차를 해소하고, 국가별 특정시간대의 전력 과부족 문제를 해소

□ 현황 및 성과

- 국가 단위의 강력한 전력회사 필요성으로 인해 기존 전력 회사를 분할하는 방식의 구조개편을 추진하지는 않음
- 발전과 판매사업자는 약 85%를 쌍무계약으로 거래하고, Nordpool을 통한 거래는 실제수요와의 차이 등 10% 정도에 불과
- 성공적이라 평가받고 있는 노르웨이의 경우에도 '91년 이후 매년 5%의 수요성장과 꾸준한 가격인상에도 불구하고 신규설비 증설이 거의 뒤따르지 못하는 문제 발생
 - '92년~'00년간 전력소비량은 23.8% 증가하였으나, 설비용량은 2% 증가에 그쳐 향후 전력수급 문제가 현안으로 대두 전망

□ 민영화 및 소유구조

- 유럽에서 가장 시장 지향적이라는 노르웨이 전력회사의 소유구조는 시장개설 이후에도 대부분 공공소유로 남아있음
- 총 340개의 전력회사 중 250여개(73.5%)는 완전 또는 부분적으로 市 소유이며, 나머지 26.5% 만이 민간에 의해 운영

⑦ 일본, 대만

□ 일본

- 우리나라와 여건이 유사한 일본은 기존의 수직통합체제를 유지하면서 경쟁도입을 확대하는 방향으로 전력산업 체제 운영
- 지역별 민간전력회사(일반전기사업자)에 의한 발□송□배전 수직통합체제를 유지한 채 발전과 판매부문의 경쟁을 확대

'95년 전기사업법을 개정, 기존 전력회사의 수직통합을 용인하면서 발전/판매부문의 신규진입과 송배전부문 접속 개방(Open Access)을 통해 경쟁을 도입하는 단계적 자유화 추진

- 비용편익분석(경제산업성 위탁조사) 결과 50kW 이하 저압 전력(주택용 등)에 대한 자유화 보류 ('07.6.)

현재의 부분자유화를 유지한 채 2010년부터 경쟁정책을 강화하는 방안이 가장 높은 정책효과를 나타냄

- 타 전기사업자를 선택하는 고객은 2%에 그치고 있으며, 기존 전력회사의 요금인하 대응 등으로 기존계약에 대해 만족

□ 대만

- 수직통합 전력회사인 대만전력공사 체제로 운영되고 있으며, '90년대 이후 민자발전 진입을 촉진하여 현재 IPP가 약 30% 차지
- 수직통합 구도를 유지하면서 발전과 소비자간 직거래를 허용하는 일본식 경쟁확대 법률(안)이 장기간 의회 계류중
 - 수직통합체제를 유지하는 한편 민자발전을 장려하며, 발전과 소비자간 직거래를 허용하는 방안임

○ 대만전력공사의 지분은 정부가 약 98% 소유

※ 기타 칠레, 브라질 등 라틴아메리카 국가는 재정위기를 전력부문의 자산을 통해 타개하고 국영기업의 비효율성 개선 등을 목적으로 구조개편 추진

- ▮ 구조개편 또는 시장자유화를 추진한 국가는 명확하고 가시적인 정책목적 달성을 위하여 단행
- ▮ 대외에너지 수입 의존도, 고립된 계통, 적정 전원구성을 통한 전력가격 안정화 등 경제적, 지정학적 특성이 우리나라와 유사한 일본 및 대만은 기존의 수직통합 구조를 유지

2. 해외시장 자유화의 시사점

□ 전력시장 자유화 국가의 전력가격 대폭 상승으로 소비자 불만 고조

○ 영국은 '03년 이후 1차 에너지 가격 상승, 고원가 천연가스 발전소 건설 편중 등에 따라 '07년까지 소매요금의 가파른 상승세 지속

- 과거 Pool 체제하에서 연료비 등 발전회사의 제반비용이 감소하였음에도 불구하고 도매전력가격은 낮아지지 않았음

- 신규가스복합화력의 건설로 건설단가가 약 40% 하락 ('92~ '98년)
- 신규가스복합화력 효율이 약 10%이상 증가 ('90~ '98년)
- 북해가스전 개발로 가스현물가격이 50% 정도 하락 ('94~ '98년)
- 비화석연료 보조금 조기 폐지 등

- '01.3월 도입된 NETA를 검토하기 시작한 '99년부터 실질 도매가격이 대폭 하락하였으나, '02년부터 급등 추세로 반전

당시 소매요금은 도매가격 하락분 만큼 인하되지 않음

☞ 영국 규제당국은 도매가격이 하락하지 않는 이유가 발전회사의 '시장지배력' 행사에 있다고 보고 '01.3월 강제적 시장(POOL)에서 쌍무계약 위주의 자발적 시장(NEEA)으로 변경하였음

- 최근 소매요금의 가파른 상승에 따라 Ofgem(규제기관)은 사업자 담합 여부에 대한 조사 개시('08.3월)

'90년 대비 '04년까지 14년간 소비자요금이 12.7% 인상에 그쳤으나, '04년 대비 '06년말에는 51.7%로 급등

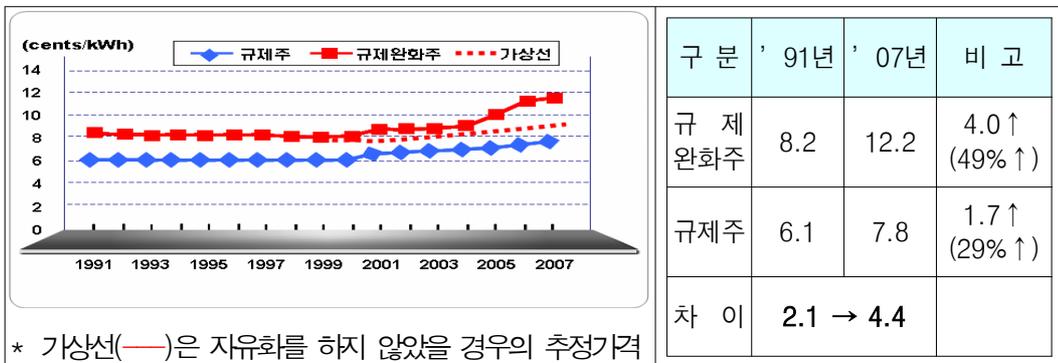
'07년 도매가격(66% ↑), 소매요금 동반 상승('08년 NPower社 12.7% ↑)

☞ '98년까지는 발전회사가, '99~'02년까지는 판매회사가 큰 이익을 실현했으나 이익의 대부분은 배당 등 주주이익으로 귀결

○ 미국은 '06년도에만 최종 소비자요금이 전국 평균 9.3% 상승 (8.14 → 8.90 ¢/kWh)하여 '80년 이래 가장 높은 인상률을 기록함

☞ '07년 미국 38개 주요 소비자단체가 전력회사의 시장지배력 행사와 관련한 조사를 FERC(연방에너지규제위원회)에 청원

- 시장자유화 이후 규제주와 자유화주 간 요금격차가 오히려 확대 : 2.1 ¢/kWh('91년) → 4.4 ¢/kWh('07년)



※ 요금상승 및 차이 확대 원인

- 계통한계가격(SMP) 방식하에서 연료원간 가격격차가 확대되어 도매가격의 상승을 초래
 - ☞ SMP에 큰 영향을 미치는 연료가격이 '95년에는 석탄대비 천연가스가 1 : 1.5 수준이었으나, '06년에는 1 : 4로 대폭 확대
- 연료비가 비싼 가스발전 비중 증가 및 가스가격 급등으로 도매가격 대폭 상승
 - '95년 ~ '06년까지 증가된 발전설비 216,752MW 중 99%가 천연가스 발전소
- '90년대 말 규제완화시 설정한 Price Cap기간 대거 만료

○ **노드풀**은 최근 투자 저하 및 에너지 과소비 등으로 소매요금 급등

- 환경규제와 수익성 추구에 따른 투자 저조, 생활에너지의 높은 전력 의존도, 1차에너지 가격 상승 등이 겹쳐 전력가격 급등

(단위 : A\$/MWh)

연 도	'99	'00	'01	'02	'03	'04	'05	'06
도매가격	22	20	40	47	64	49	48	81

* '03년 가뭄에 인한 공급부족으로 가격 급등[출처 : State of the Energy Market 2007(AER)]

- 소매요금도 스웨덴, 핀란드, 덴마크는 각각 13.8%, 5.4%, 6.3%, 수력 의존도가 큰 노르웨이는 28.0%나 상승 ('05년 대비 '06년)

○ 독일은 '00년 대비 '07년 전력요금이 50%나 상승함으로써 시장 자유화에 따른 부작용이라는 인식 확산

□ 시장의 가격신호에 의한 적정 전원구성 불가능

○ 구조개편 추진론자들은 전력시장을 자유화하면 가격신호에 의해 경제적 전원구성이 이루어진다고 주장하나,

○ 시장 자유화로 인해 정부로부터 더 이상 투자보수율을 보장받지 못함에 따라 투자리스크를 사업자가 부담하게 되어

- 상대적으로 건설기간이 짧고 투자위험이 적은 가스발전소를 집중적으로 건설

(미국) : '95년 이후 '06년까지 증가된 발전설비 216,752MW 중 99%(213,812MW)가 천연가스 발전소임

▮ 규제주에서는 석탄과 가스발전의 비중이 비교적 균형있게 유지되고 있음

(영국) : '96~'06년간 가스화력은 106% 증가한데 반해, 기타 전원은 오히려 12%나 감소

연료의 대부분을 수입에 의존하는 우리나라는 **요금을 안정적으로 유지하기 위해 적정 전원구성 및 예비율 유지가 중요**

□ 시장에 의해 대형화, 수직재결합 진전

- 獨, 佛 등은 EU 시장자유화 흐름 속에서도 자국기업의 대형화 지원
 - 프랑스는 이탈리아 Enel이 SUEZ를 인수하려 하자, 자국기업 보호 및 국가대표기업 육성 차원에서 민영 SUEZ를 국영 GDF와 합병('07.9)

☞ 수직통합형 EDF(佛), RWE□E.ON(獨) 등이 유럽의 지배적 Utility로 성장

- 영국은 **M&A를 통해 발전/배전/판매회사간 수직재결합**을 하고 있음
 - 수직재결합 회사가 발전의 51%, 송전 3개 지역 중 2개 지역, 배전 14개 지역 중 9개 지역, 판매의 99%를 점유

□ 시장자유화에서 규제로 회귀(Reregulation)

- 미국은 전기요금이 급등한 주를 중심으로 규제로 선회

< 미국 주별 규제완화 동향 >

2000년		현 재
법률시행 또는 규칙통과 : 24개주	□	소매경쟁 완전 자유화 : 12개주 (및 D.C)
입법조사 중 : 16개주		소매경쟁 폐지 연기, 부분자유화 등 : 12개주
법률, 규칙 지연 : 2개주		소매경쟁 계획 없음 : 26개주
계획 없음 : 8개주		

☞ 뉴욕타임즈 '미국 전력산업 자유화 10년 평가' 기획기사(6회,'06.10~'07.1)에서 미국 내 전력산업 구조개편의 부작용 지적

- 전력산업 구조개편은 다른 네트워크산업(통신, 항공, 운송)과 달리 가격인하 효과를 가져오지 못했으며, 고전적 경제모델 적용이 불합리
- 구조개편 이후 발전소에 투자한 민간투자자들은 막대한 이익을 얻은 반면 일반 소비자들은 그 비용을 부담
- 전력거래 시스템에서 전력시장 참여자들의 의도적인 가격조작 발생

○ 영국을 제외하고 시장을 자유화된 대부분의 국가에 있어서 가격차이로 인한 공급자 변경률은 낮게 나타남

○ 프랑스는 '07년 시장가격이 규제가격을 대폭 상회하자, 시장가격 적용고객의 규제요금 복귀를 허용하는 법안 통과 (NERA)

☞ 고객 선택권 보장의 취지에도 불구하고 현실적으로는 가격급등에 따른 정책리스크가 적지 않음을 시사

□ 매각차익을 노린 투기성 자본 유입이 심화되어 발전자산 가격 및 전력가격 상승 초래

○ 골드만삭스 등 4개 거대 투자자본이 텍사스 발전소를 '04년 9억\$에 매입
□ '05년 58억\$에 매각

- 저평가된 발전자산을 헐값 매입 후 도매전력가격 상승으로 발전자산 가치 증가시 매각하여 투자차익 실현

○ 발전자산 가격 상승으로 발전원가 중 자본비용 증가를 초래

☞ 향후 대형화된 중동 산유국과 러시아, 중국 등 국부펀드의 영향력 확대 전망

Ⅶ. 결론

- 전력산업 발전방향

<전력산업 발전방향>

1. 국내 전력산업 정책 결정시 고려 요인

- 국내 전력정책의 핵심목표를 전력수급의 안정성을 확보할 수 있고, 전력가격도 저렴한 수준을 유지하는 데에 둔다면,
 - 첫째, 기존 정부 주도의 전력수급계획의 틀을 유지할 필요가 있으며,
 - ※ 전력수급기본계획 : 장단기 평균전력공급 비용이 최소가 되도록 연료원별 구성비를 최적화하고 설비의 신규건설□폐지 용량을 정부가 관리함
 - ※ 이 경우 발전사업에 대한 진입□퇴출 자유화는 제약을 받게 됨
 - 둘째, 도매발전 경쟁을 위해 한전 발전자회사를 민영화하고 계통한계가격을 적용할 경우 도매가격의 큰 폭 상승이 불가피하며
 - ※ 민영 발전회사의 시장지배력 행사가 보다 용이해짐
 - 셋째, 민영 발전회사는 공급예비력이 적어질수록 높은 시장 가격을 보상받게 됨으로써 가급적 신규투자를 축소할 유인이 발생하여 수급불안을 야기할 우려가 있으며,
 - 넷째, 판매분할을 통한 소매경쟁 도입시 국내 도시□농촌간 전기요금 격차 발생이 불가피할 뿐만 아니라
 - ※ 농촌지역의 판매비용이 도시지역보다 훨씬 많음
 - ※ 소매경쟁 도입을 위해서는 궁극적으로 사회적 합의 선행 필요
 - 다섯째, 발전□판매회사의 이익이 소비자에게 환원되는 것이 아니라 주주 이익 증대에 활용(英□美 사례)될 것이라는 점 등을 고려할 필요가 있음

<대안 1> 분할된 발전회사의 한전 재통합

전력수급 및 가격안정, 발전분할의 문제점 해소, 대외 경쟁력 강화 등을 종합 고려할 때, 수직통합체제가 최선임

- 한전에 발전, 계통운영 등을 통합하여 일관사업체제 구축
 - 안정적 사업기반 확보로 장단기 수급안정, 가격안정 달성
 - 한전의 브랜드 파워와 발전회사의 전문기술, 인력을 통합한 경쟁력을 발판으로 해외시장 개척이 용이
 - 자원개발과 연계한 패키지 방식의 해외사업 진출 등을 통해 안정적□ 경제적 자원 확보 가능
 - 국내 연관사업과 동반 해외시장 진출로 국내산업 발전 견인
 - 현재보다 경제적인 연료□자재구매, 투자자금 조달, 입지확보 및 원전 비중 확대 등을 효과적으로 달성 가능
 - 통합한전은 석유공사나 광업진흥공사 보다 해외자원개발에 더 유리함
 - '범위의 경제' 회복으로 투자 및 운영의 상호 조율이 가능하여 비용절감 가능
 - 사회적 약자 지원, 보편적 서비스 이행 및 국제 환경규제 대응 등 공익적 정책 구현이 용이
 - 향후 동북아 계통 연계의 주도적 추진을 가능케 하는 국가대표 전력회사 육성이 가능
 - ※ 해외에서 한전과 경쟁하고 있는 세계 Top Utility사들은
 - 수직통합 형태로 사업을 영위하고 있으며
 - 지속적인 M&A로 규모의 경제, 범위의 경제를 추진

<대안 2> 화력 5개사 통합, 한전□한수원은 현행 유지

- 발전 분할 이후 발생한 문제점의 대부분은 화력부문을 5개 회사로 쪼개서 운영하고 있는 데 기인함

- 화력 5사를 통합하면 다음과 같은 이점으로 전력산업의 효율성 향상, 발전원가 절감으로 전기요금 인하요인 발생
 - 본사 관리조직, 고위직 대폭 축소로 인건비 절약
 - 통합 연료구매의 시너지 효과로 연료비 절감
 - 저탄장 운영 효율화로 용선비용, 체선비용 등 절감
 - 건설인력 운영 효율화
 - 정비 자재, 부품 운용 효율화
 - 신재생에너지 조직 운영 효율화
 - 발전소 운영 효율화
 - 서인천 발전소는 한 사이트 내에 있으면서 2개 회사로 분리
 - 여수의 경우는 한 아파트 블럭 안에 남동발전과 동서발전으로 나뉘어 있음

- 한수원은 성격이 다르고 규모의 경제를 실현하고 있으므로 지금처럼 별도 회사로 운영

- 단, 화력5사를 통합하더라도 현체제의 비능률과 낭비의 원천이 전력거래제도이므로 전력거래소를 폐지하여 전력거래 제도를 없애고 경제급전 시스템으로 전환하고, 계통운영 기능은 한전이 담당하도록 해야 함

<대안 3> 현 체제를 유지한 채 기능 통합

수직통합체제가 최선이나, 과거시스템으로의 복귀 부담(정부 부담이 제일 클 것임)을 감안하여 현 발전분할 체제의 문제점을 개선하고 '통합'의 장점을 살릴 수 있도록 기능별 통합, 분야별 통합조직 운영이 현실적인 대안으로 가능

- 통합 연료구매조직 설치
 - 1안 : 한전에 연료처 신설
 - 2안 : 한전 투자 또는 발전회사 공동출자로 유연탄 구매 전문회사 설립
- 발전소건설 전문회사 설립
- 화력5사간 전산시스템 공동 개발, 운영
- 예방정비 시스템 혁신
- 정부가 강제성 있는 전원계획 수립
- 전력거래소 폐지
 - 거래소의 전력계통 운영 업무는 한전으로 이관하고,
 - 전력거래제도는 폐지하여 경제급전시스템(EMS)으로 운영
 - 전력거래 비용 연간 700억원 절감 가능
- 전기위원회 폐지, 정부 조직 개편
 - 발전회사 민영화, 배전분할, 양방향 입찰시장 등 발전 분할 후 단계가 중단되었기에 '규제기관'으로 출범한 전기위원회가 '할 일이 없음'
 - 전기위원회를 폐지하고 전력산업과, 원자력산업과 등과 합쳐서 전력국을 설치하든지
 - 아니면 전기위원회를 대통령 직속기구인 국가에너지위원회 사무국으로 전환하여 전력 및 에너지정책 전반을 관장하게 함

○ 제주지역 전력사업 통합

- 제주도는 육지 계통에 전형 영향을 미치지 않으므로
- 제주도내 모든 전력 관련 사업을 한전이 통합관리

○ 해외사업 조직 정비

○ 구역전기 사업제도 폐지 또는 보완

- 현행 구역전기 사업제도는 '분산형 전원' 보급 확대라는 정책목적을 달성하기도 어렵고, 사업자에게는 불로소득을 구역내 소비자에게는 누진제도의 이익을 향유하게 하는 매우 불합리한 제도임
- 따라서 구역전기 사업제도를 폐지하든가
- 허가기준은 '수요량 대비 공급능력 100%', 운영기준은 '수요량 100% 자체 발전으로 공급'으로 변경하여 시행해야 함

○ 신재생에너지 사업 조정

- 각 사별 신재생에너지 사업을 통합관리하여 중복과 낭비 제거