

---

# 장기전원구성정책 논의과정



대통령 자문 지속가능발전위원회  
Presidential Commission on  
Sustainable Development  
Republic of Korea

---

## ‘장기전원구성정책 논의과정’을 발간하며

에너지정책은 경제성장, 환경보전, 사회통합을 균형있게 추구하는 지속가능발전위원회의 활동 목표를 가장 명확하게 드러낼 수 있는 핵심정책과제라고 할 수 있다. 소득수준이 올라감에 따라 다양한 1차 에너지원 중에서 전력이 차지하는 비중이 높아지는 것이 선진국의 일반적인 경향이며, 우리나라도 ‘04년 현재 1차 에너지원 중에서 전력이 차지하는 비중이 16%나 되어 전력정책에 대한 지속가능성 차원의 집중적 검토가 필요한 시점이라고 하겠다.

지속가능위에서는 ‘04년 6월 24일 제48차 국정과제보고회의에서 “지속가능한 에너지정책: 전력정책을 중심으로”라는 제목으로 대통령님께 보고를 드렸다. 이 자리에서 ① ‘15년 기준 전력수요관리 목표를 7GW에서 2.5GW추가, ② ‘11년에 신·재생에너지로 총 전력의 7%(2GW) 공급, ③ 사회적 합의에 의한 에너지공론화 시스템 구축 필요성 등이 결정되었으며, 지속가능발전위원회와 산업자원부가 협의하여 전력수요관리, 신·재생에너지의 보급가능성 등을 종합적으로 검토하여 ‘적정 전원구성’에 대한 전문가간 합의내용을 보고하라는 대통령의 지시가 있었다.

지속가능성의 관점에서 볼 때 ‘적정 전원구성’ 문제의 핵심은, 현재의 발전량 기준으로 40% 이상을 차지하는 원자력 발전과 미래지향적 에너지원인 가스 및 신·재생에너지 발전의 비중을 장기적으로 어떻게 조절하느냐 하는 문제이다. 원자력발전은 이해당사자들이 다양하고 복잡하며, 안전성 문제로 시민단체나 지역 주민들로부터의 저항에 직면하는 등 입장이 첨예하게 대립하고 있어서 그동안 적절한 해법을 찾기가 매우 어려운 과제였다.

지속가능발전위원회는 에너지·산업전문위원회의 추천을 받아 ‘04년 8월부터 해당분야의 전문가, 시민단체 활동가 등 8명(팀장, 김종달 경북대 교수)으로 구성된 ‘장기전원구성정책 연구소위원회’를 구성하여 ‘05년 4월까지 약 8개월간 연구활동을 수행하였다. 총 18회에 걸친 회의를 통해 논의를 진행시켰으며, 에너지·산업전문위원회에 두 차례 보고를 하였고, 산업자원부, 전력거래소, 한국수력원자력, 시민단체 담당자들과 계속 협의를 하면서 정책형성과정에 투명성을 기하기 위한 정책공론화에 심혈을 기울였다. 또한 연구의 책임성을 높이기 위해 연구 자체를 환경부와 정책기획위원회의 용역사업으로 수행하도록 하였으며, 연구 수행 결과를 바탕으로 보고 자료를 만들도록 하였다.

그럼에도 불구하고 전원구성정책에 대한 이해당사자간 입장이 워낙 다르고, 전력산업구조 개편이 현재 중단되어있는 등 장기전원구성정책을 둘러싼 정책여건이 불투명하여 전문가간 합의도출이 매우 어려웠다. ‘05년 4월 이후 지속가능발전위원회 실무팀과 산업자원부 담당자들이 여러 차례 실무 접촉을 통해 이견을 좁히고 대통령 서면보고를 준비하고 있으나, ‘05년 12월 6일 현재 합의점을 찾지 못하고 있는바, 현재까지의 경과를 자료집으로 묶어 4기 지속가능위에서 향후 정책 협의 과정에 참고할 수 있도록 하려 한다. 자료 편집은 보고 준비 과정에서 초기의 내용이

어떻게 수정되었는지를 분명히 나타나고, 상충되는 입장들이 드러날 수 있도록 배열하고자 하였다. 보고하는 과정에 수고하신 장기전원구성정책 연구소위원회 위원님들, 지속가능발전위원회 에너지산업팀 실무자들에게 심심한 감사의 인사를 드린다.

2005. 12. 8.

대통령자문 지속가능발전위원회  
위원장 고철환

## 차 례

‘장기전원구성정책’ 논의 경과 .....	1
「다기준 의사결정 방법을 이용한 전원계획평가」 (환경부 용역보고서) .....	3
「장기전원구성 정책연구」 (대통령자문 정책기획위원회 용역보고서) .....	53
장기전원구성정책 슬라이드(‘05.3.14) .....	167
장기전원구성정책 개조식 보고서 초안(‘05.7.28) .....	187
장기전원구성정책 요약보고서 초안(‘05.8.12) .....	211
산업자원부 검토의견서(‘05. 8. 25) .....	215
장기전원구성정책 요약보고서 2차 수정안(‘05.10.20) .....	224
산업자원부 2차 검토의견서(‘05.11.9) .....	228
장기전원구성정책 요약보고서 3차 수정안(‘05.12.5) .....	234

## 1. '장기전원구성정책' 논의경과

### 1) 전체개요

- . 목적: 지속가능한 전력정책 수립에 필요한 최적전원구성방안 도출
- . 연구팀: 김종달(경북대학교 교수, 팀장)외 7명

### 2) 논의 내용 및 연구결과

- . 원전 사후처리충당금제도의 문제점 및 방폐물 저장시설 포화시점 검토
  - .. 사기업인 한수원이 원전사후처리충당금을 관리하는 것은 문제이며, 기금화하여 국가관리로 하는 것이 타당
  - .. 원전사후처리충당금 산정을 각계 전문가로 구성된 산정위원회에서 담당
  - .. 방사성폐기물저장시설의 포화시점은 보수적으로 산정해도 2017년까지 문제없음
- . 전력산업에서 LNG 발전의 위상 검토
  - .. 가스 및 전력가격과의 관계, 에너지원간 교차보조 문제 해결 필요(교차보조문제 해결은 추후 과제)
- . 장기전원구성 시나리오작성 방법론 검토
  - .. 수요관리나 열병합 등 불확실성 요소 많아서 시나리오 구성하여 적정 전원 구성방식 제시
  - .. 다기준 결정모델을 이용하여 시나리오 작성(원전 축소시 추가비용 종합적 검토)
- . 공급안정성, 경제성, 환경성, 사회적 수용성, 분산성, 산업경제효과를 기준으로 최적 전원구성방식 제시(적정 원전기수 제시시도)
- . 타 연구팀의 연구성과를 종합하여 최종 보고

### 3) 논의경과

- . 회의개최
  - .. '04년 8월13일부터 ' 05년 4월 1일에 걸쳐 총 18회 회의
- . 간담회
  - .. 관련부처인 산업자원부, 전력거래소, 한국수력원자력과 총 3차례 간담회 개최
  - .. 부처간 협의가 '05년 12월6일 현재 계속 진행중이며, 12월 중 서면보고 추진

최종보고서

# 다기준 의사결정 방법을 이용한 전원계획평가

2005. 2

연구총괄기관  
경북대 에너지환경경제연구소

환 경 부

## 제 출 문

### 환경부 장관 귀하

본 보고서를 “다기준 의사결정 방법을 이용한 전원 계획 평가” 용역의 최종보고서로 제출합니다.

2005년 2월  
지속가능발전위원회

#### ■ 연구책임자

김종달 경북대학교 경제통상학부 교수

#### ■ 연구참여자

김채복 경북대학교 경영학부 교수

박종배 건국대학교 전기공학과 교수

## 차 례

1. 연구의 배경 및 필요성 .....	7
1.1. 배경 .....	7
1.2. 연구의 필요성 .....	8
2. 연구의 목적 .....	10
3. 주요국 전원구성 정책 결정 .....	10
3.1. 일반적인 현황 .....	10
3.2. 정책결정기준 및 대안선정 .....	15
3.3. 분석방법 .....	24
3.4. 분석결과 .....	30
4. 우리나라 전원구성 정책 결정 .....	33
4.1. 일반적인 현황 .....	33
4.2. 대안선정 및 정책결정기준 .....	34
4.3. 연구방법 .....	38
<참고문헌> .....	41
<부록> 설문지 .....	45

## 1. 연구의 배경 및 필요성

### 1.1. 배경

한국경제는 1997년말 외환위기를 맞아 동년 12월 3일 IMF 관리체제에 돌입하였고 1998년에 심각한 불황국면을 맞이하여 GDP가 6.7% 감소하였다. 그러나 1999년 및 2000년에는 반도체, 컴퓨터, 통신기기 등 IT산업의 급격한 성장 등으로 GDP의 실질 성장률이 경상가격 성장률을 상회하는 10.9% 및 9.3%의 괄목할 성장을 이루었으나, 2003년은 2002년에 비해 3.1% 성장하는데 그쳤다.

또한 이러한 전반적인 경제성장과 함께 에너지소비도 상당히 증가하였는데, 2003년의 1차 에너지 소비량은 215,245천 TOE로 전년대비 2.9%가 증가하였고 에너지 해외의존도는 전년대비 0.43%가 낮아졌으나 여전히 96.86%로 대다수 에너지를 해외에 의존하고 있는 실정이다. 원자력 에너지를 준국산에너지로 보더라도 에너지해외의존도는 81.8%에 이른다.

이와 같이 GDP가 2003년에 3.1% 성장함에 따라 2003년의 발전량은 3,224억 kWh로 전년대비 5.2% 증가하였고, 최대전력은 2003년 8월 22일 4,739만kWh로 2002년에 비해서 3.5% 증가하였다. 2003년의 원자력 발전 동향을 보면 우리나라 원자력 발전은 2003년 말 현재 총 18기가 가동 중에 있으며, 울진 5, 6호기 등이 추가로 건설 중에 있고, 현재 94.8%의 실적공정률을 보이고 있다. 여기에 추가로 신고리 원자력 1,2,3,4호기와 신월성원자력 1,2호기가 현대 계획대로 추진되고 있다. 이러한 계획대로라면, 2030년까지 월성 4기, 울진 4기, 고리 8기의 원자력 발전이 건설될 것이고 울진지역은 총 10기의 원전, 1천 1백10만 kW로 동일부지내 세계 최대 호기 및 최대 용량이 될 것이며, 경주 지역의 경우도 4기가 더 들어서서 677.9만 kW가 되어 세계 3위에 이르게 될 것으로 전망된다(김종달, 1999).

2002년 8월 17일 산업자원부는 이러한 원자력 발전의 지속적 건설 계획을 반영하는 “1차 전력수급기본계획 (2002~2015년)” 을 수립하여 확정·공고하였다. 이 계획에 따르면 2003년부터 오는 2015년까지 원자력은 신규로 KSNP 원전 100만 kWx6), APR원전(140만kWx4) 등 1,160만kW(10기)를 건설하여 가동에 들어가는 것으로 되어 있다. 이렇게 되면 2015년에는 우리나라는 총 27기 2,663.7 만 kW의 원전을 보유하게 되며 2,012kWh가 전망되므로 전체 설비용량의 34.6% 전체 발전량의 46.1%를 원자력이 담당할 것으로 전망된다. 다음 <표 1>은 우리나라 발전설비의 건설규모를 나타낸다.

<표 1 : 발전설비 건설규모>

구 분	제 5차계획 (2000. 1. 13) (2003~2015)	제 1차 전력수급기본계획(2002. 8) (2003~2015)
원자력	1,160(10기)	1,160(10기)
석탄(유연탄)	800(13기)	840(15기)
석 유	515(12기)	15(2기)
LNG	582(15기)	682(15기)
양 수	240(8기)	190(6기)
수력/기타	6(10기)	12(13기)
합계	3,303(68기)	2,899(61기)

자료 : 산업자원부, 제 1차 전력수급기본계획(2002. 8. 17)

## 1.2. 연구의 필요성

19세기 이후 물질적으로 풍요를 가져다 준 산업문명은 환경파괴라는 심각한 문제에 부딪혀 경제성장과 환경보전을 동시에 달성하려는 지속가능한 발전(Sustainable Development)이란 새로운 형태의 이상을 추구하기에 이르렀다. 1992년 6월에 채택된 “리우선언”이 이러한 흐름의 큰 변화를 국제적으로 확인시켜준 계기가 되었다.

1970년대 세계적인 관심은 석유의존도를 낮추는 데 있었다면 1980년대는 국제환경문제에 대한 인식이 크게 대두된 시기였다. 1990년대에 이르러 세계 에너지/환경 이슈는 이러한 인식 차원에서 더 나아가 경제성장과 환경문제의 딜레마를 동시에 해결해주는 ‘지속가능한 발전’이라는 이념하에 이를 구체적으로 실천하는 방향으로 크게 전환하고 있으며, 그 중에서도 에너지 문제가 그 중심에 있다. 특히 기후변화협약과 같은 지구환경규제로 이러한 지속가능한 에너지를 위한 경쟁이 선진국을 중심으로 심해지고 있다. 21세기에 들어서면서 이러한 경쟁이 본격적으로 시작되고 있다. 지속가능한 에너지로의 전환은 삶의 질을 높일 뿐만 아니라 환경효율성(Eco-efficiency)의 제고를 통해 기업이나 국가 경쟁력도 높여 주어 궁극적으로 지속가능한 발전이 가능해지기 때문이다. 이러한 차원에서 에너지를 둘러싼 국내적, 국외적, 사회적 상황 등을 검토해 보면 다음과 같다.

우선, 국내적으로 급속한 산업화시기에 확립된 원자력에너지와 화석연료에 여전히 높은 의존도를 보이고 있으며, 그 결과 연간 5%대의 높은 전력 수요 증가율을 보이고 있으며 세계에서 가장 에너지 사용이 급속히 증가한 나라로 지목 받고 있

다. 이에 따라 환경도 급속히 악화되는 결과를 가져왔고, 최근에는 원전을 둘러싼 사회적 수용성 문제가 주요 쟁점이 되고 있다. 에너지와 자원을 효율적으로 사용하지 못하고 환경을 악화시키는 이런 고비용-저효율 산업구조가 최근 우리나라 경제 위기의 근본 원인으로 지적되기도 한다.

국외적으로는 고갈되어 가는 화석연료의 우선적 확보를 위한 각 국의 에너지 쟁탈전이 일어나고 있고, 이를 둘러싼 정정(政情) 불안을 낳고 있다. 무엇보다 화석연료의 고갈을 더욱 가속화 시키는 것은 중국과 인도와 같은 개도국의 급속한 경제성장이다. 이로 인해 향후 에너지 자원의 가격을 더욱 증가할 것으로 전망되며, 동시에 기후변화협약 등 국제 환경문제가 전면적으로 대두될 것이고, 지역적으로 편재된 에너지 자원을 둘러싼 국제적 분쟁은 더욱 가속화 될 것으로 전망된다.

사회적으로 보면, 지방자치화와 민주화가 더욱 진행되면서, 환경문제가 심해지는 동시에 국민들의 생활수준이 향상되어 깨끗하고 안전한 환경과 에너지에 대한 욕구가 증가되고 있다. 이에 따라 친환경적 신재생에너지에 대한 요구가 증가하고 있고, 에너지 절약 및 실천 운동이 범국민 운동으로 확대될 전망이다. 이에 반해 안전에 대한 홍보나 입지지역에 대한 경제적 지원을 약속해도 중앙집중적인 대규모 발전원인 원자력 발전, 화력발전 및 폐기물 처리장의 입지 확보는 더욱 어려워지고 있는 현실이다.

이러한 국내적, 국제적, 사회적 여건속에서, 우리나라의 에너지 확보를 위한 노력을 살펴보면 전력 소비량은 2002년 2,784kWh에서 연평균 4.0% 증가를 가정하면 2010년 3,553억 kWh로 전망되며, 최대전력은 2002년 4,577kW에서 2010년 6,062만kW로 전망된다. 이에 대해 발전업자들의 건설의향 조사결과, 2010년까지 건설 중인 1,962만kW와 향후 건설계획 892 만kW 등 총 2,854만kW가 추가로 건설될 전망이다. 예정대로 건설이 추진될 경우, 발전설비 용량은 2001년 5,086만 kW에서 2010년 7,902만kW로 확충되어 전력수급이 안정될 것으로 전망되며, 전력설비 예비율은 14~25% 수준을 유지할 전망이다. 이 중 2010년까지 8기(영광5,6, 울진5,6, 신고리1,2 신월성 1,2 신고리 3,4)의 한국표준형 원전 및 신형경수로(APR-1400) 원전 건설을 추진하고, 설계수명이 도래되는 원전의 수명연장을 적극 검토하는 원전의 지속적 확충을 추진하는 것이 포함되어 있다.

이러한 정부계획에서 볼 때, 향후에도 우리나라는 원자력 중심의 중앙 집중적 공급시스템을 그대로 유지할 것으로 전망된다. 그러나 이러한 공급위주의 에너지 정책은 환경오염의 심화, 투자 외환조달의 어려움 그리고 에너지 시설의 입지난 등으로 많은 장애요인을 가지고 있다. 과거에는 에너지 공급시설을 부지런히 많이 건설하는 국가가 선진국이 되었으나, 이제는 수요를 잘 관리하고 새로운 신재생에너지를 개발하는 국가가 선진국으로 대두되고 있다. 무엇보다, 지속가능한 발전의 근본적 토대로서 지속가능한 에너지 (특히, 전력) 시스템의 구축이 중요해 지고 있다. 이런 맥락에서 석탄, 석유, 원자력 위주의 전원구성에서 벗어나, 제도, 정책을 재평가하고 에너지와 환경의 연관성을 분석하며 기존 공급위주의 정책에서 절약, 효율

성 제고, 신재생 에너지의 개발, 보급하는 장기전원구성이 이루어 져야한다.

본 연구는 정부의 장기전원구성 정책을 평가하기 위해서는 다양하게 고려되는 평가요소들과 상충되는 목적 하에 지속가능발전과 에너지 수급을 원활히 할 수 있는 대안을 선택하기위한 정량적이고 객관적인 의사결정기법을 도입하고, 이를 이용하여 종합적 차원에서 정부의 전원구성계획에 기여하고자 한다. 물론 다른 환경정책의 평가에도 활용될 것으로 기대된다.

## 2. 연구의 목적

본 연구는 상기와 같은 배경과 필요성에 의해 다음과 같은 목적을 가지고 수행하고자 한다.

첫째, 선행연구 및 설문조사 등을 통하여 지속가능한 발전을 위한 대안선정

둘째, 우리나라 전원구성 정책 결정을 위한 환경조사 및 대안선정, 정책결정 기준 및 연구방법을 제시

셋째, 지속가능한 발전을 위한 전원 구성 정책 대안 평가 및 분석

넷째, 세계 주요 국가별 전원구성 정책결정의 활용 사례를 분석하여 한국에 적합한 전원구성 정책대안을 도출하고, 도출된 대안의 평가를 위한 계량적인 모형의 구축

이와 같은 목적 하에 지속가능한 발전을 위한 우리나라 전원구성에 대한 정책을 결정하는데 있어 계량적이고 구체적인 방법으로 접근, 합리적인 의사결정을 내리는데 기여하고자 한다.

## 3. 주요국 전원 구성 정책 결정

### 3.1. 일반적인 현황

오늘날 세계 주요국의 전원 구성 정책은 우리나라의 경우와 마찬가지로 원자력, 화력발전, 수력발전, 신재생 에너지등을 어떻게 적절히 사용하여 전력수급을 원활히 하는가에 대한 논의로 꾸준히 연구되어오고 있다. 이들의 연구들을 살펴보기에 앞서서 세계 주요국의 에너지 정책을 실행하는 현 상황에 대해 알아볼 필요성이 있다.

프랑스는 현재 원자력발전소 59기 운전 중이고 전체 전력에서 원자력이 차지하는 전력비율이 76.8%이다. 이는 1973년 석유위기 후 에너지 대외의존도 감소를 목표로 한 석유 대체에너지를 개발하기 위해 개발의 중심을 원자력에 두게 되었다. 이는 결과적으로 에너지 자급율 변화(1973년25.3%에서 1999년 50%로 :발전전력량은 75%)를 시켰으며, 현재 발전 전력량의 15% 수출 중이다. 내용을 살펴보면 원자로형 (가압경수로)의 일원화를 통해서 경제성을 확립하였고, 28기의 원자로에 혼합핵연료를 사용 중이다. 좌익, 우익 정권 공히 지구 온난화 등의 환경문제에 대

비한 원자력 개발 유지하고 있다. 앞으로의 정책으로는 유럽형 차세대 원자로 (EPR) 개발 및 수출, 노후 원전 대체와 11기 원자력발전소 폐지조치 수립 중이다. 좌익 정권은 고속증식로 계획을 폐지하고 재처리에 대해서는 재검토를 요구하고 있고, 2006년에는 법에 의한 고준위 폐기물 처리방안조사(1991-2005)결과에 따라 후속방향 결정예정이다.

미국의 에너지 정책을 살펴보면, 원자력발전소는 현재 104기 운전중이고 전체 전력에서 원자력이 차지하는 전력비율은 22.5%다. 시대별로 정책의 변화를 살펴보면 고준위 방사성 폐기물 처분정책발표(1981), 방사성폐기물 정책법(1983) 국가에너지 정책법(1992) 에너지, 환경정책 (1993), 국가에너지 정책(2001)에 이르기까지 정책의 변화가 있어왔다. 현재 원자력발전의 확대를 주축으로 한 포괄적 정책, 설비 이용을 향상, 운전허가 연장을 위해 원자력 2010계획추진 하고 있다.

일본의 에너지 정책을 살펴보면, 원자력 발전소는 현재 53기 운전 중이고 전체 전력에서 원자력이 차지하는 전력비율은 30%이다. 일본 종합에너지 조사회 1998년도 보고서에 의하면 에너지 정책목표를 에너지의 안정공급, 에너지 비용저감을 통한 경제성장, 지구환경보전을 동시에 달성하는데 두었다. 이를 위해 원자력 발전소를 중추적인 전원으로 하며 2010년까지 20기 정도의 증설이 필요로 한다. 원자력정책의 최우선을 핵연료 주기기술의 완성에 두고 농축 공장 (2000년, 1050tSWU/y) 재처리공장(2006년, 800tU/y)을 건립할 예정이다. 재처리에서 생산하는 플루토늄은 경수로와 고속증식로에 연료로 사용하고 이를 위한 법제적인 장치로 고준위폐기물 처분기술개발 및 지원 조직 구성법을 2002년 통과 하였다.

캐나다의 에너지 정책을 살펴보면, 현재 원자력 발전소 14기 운전중이고 전체 전력에서 원자력이 차지하는 전력비율은 18%다. 1995~1998사이에 자발적으로 가동 중단하였던 브루스와 피커링 원전을 전력 수요 해소를 위해 2003년에는 재가동 시작하였고 2004년에는 온타리오주 전기보존 및 공급 대책위원회 보고서를 통해 전력생산의 23%를 차지하는 석탄발전소를 2007년까지 폐쇄하고 첫째 절전, 둘째 수력과 재생에너지, 셋째로 원자력 또는 가스발전으로 대체할 것을 권고하였다. 현재 에너지 정책을 효과적으로 실행하기 위해서 사용후 핵연료 처분관련 법안 통과와 폐기물관리기구설립하고 관리방안 개발 및 기금적립을 하고 있다.

독일은 원자력 발전소를 19기 운전중이고 전체 전력에서 원자력이 차지하는 비율은 30%다. 2002년 총선에서 사회민주당, 녹색당 승리하여 연합협정서에 재생-공평-지속가능성을 , 원자력발전을 단계적으로 폐지할 것을 기록하였다. 이를 위한 제도적인 장치로 개정원자력법 시행(2002)하였다. 그 내용을 살펴보면 원자력발전소의 운전기간을 송전개시부터 32년으로 제한, 2000년 이후의 발전 전력량을 19기 합하여 2조 6,233억kWh로 제한, 발전소가 발전량 양도 가능하도록 하였고 사용후 핵연료 직접처분에 대비한 중간저장시설 설치하고 신규 원자력발전소 건설 금지하는 것을 기록하였다.

벨기에는 원자력 발전소 7기 운전중이고 전체 전력에서 원자력이 차지하는 비율

은 60%다. 2003년 자유당-사회당-녹색당 연합정권이 탈원자력법 통과시켰다. 그 내용을 살펴보면 원자력발전소 운전기간 40년으로 제한 (2025년까지 모든 원전 폐쇄)하고 예외조항으로 전력공급력 확보에 지장이 생기는 사태가 발생하면 조기 폐쇄하지 않는다는 것을 기록하였다.

스위스는 원자력 발전소 5기 운전중이고 전체 전력에서 원자력이 차지하는 비율이 40%다. 1990년 국민투표에서 10년간 신규 원자력 발전소 건설중지를 지지하였고 2003년 국민투표 결과 원전 운전 지속할 것, 신규발전소 건설 동결을 해제하기로 결정하였다.

네덜란드는 원자력 발전소 1기 운전중이다. 1973년에 운전기간을 30년으로 설정한 발전소를 2013년까지 운영할 수 있게 2002년에 원자력 발전소 조기 폐쇄에 대한 소송을 기각하였다

스웨덴은 원자력 발전소 11기 운전중이고 전체전력에서 원자력이 차지하는 비율은 46%다. 1980년 국민투표에서 2010년까지 원자력발전소 폐지기로 하였으나 점진적으로 제한하는 독일식으로 변경되었다. 2002년 에너지 정책법안에 따라 단계적으로 원전을 폐지하되 기한을 정하지는 않고 지속적인 탈 원자력정책에 대해 원자력 업계와 합의를 모색하였다.

주요국의 원자력과 관련한 동향에 대해서는 아래 <표 2>에 나타나 있다.

<표 2> 주요국의 동향

	OECD 국가	비 OECD국가
원전을 도입하지 않기로 한 국가	호주, 오스트리아, 덴마크, 터키, 노르웨이, 뉴질랜드, 아일랜드, 그리스, 폴란드	
원전폐지국가	이탈리아, 네덜란드(예정)	
원전축소국가 (단계적 폐쇄)	독일, 영국, 스웨덴, 벨기에	
원전유지국가 (수명연장 포함)	프랑스, 캐나다, 스페인, 스위스, 멕시코, 핀란드	리투아니아, 불가리아, 남아공, 헝가리, 슬로베니아, 파키스탄, 아르메니아
원전 추가 건설국가	한국, 미국, 일본, 슬로바키아	러시아, 대만, 중국, 브라질, 우크라이나, 인도, 체코, 아르헨티나, 루마니아, 이란

### 3.1.1 영국

영국은 원자력발전소 31기 운전중이며, 이들이 차지하는 전력의 비율 26.6%이다. 그러나, 환경문제가 사회적으로 대두하면서 민간 원자력발전사업자의 경영위기를 맞고 있다. 이는 고비용 재처리 계약, 높은 재산세, 기후변화세, 방사성폐기물 발생량 과다, 초고가 폐쇄비용 때문이며, 이로 인하여 원자력 발전의 경제성 유지가 어려움에 처해 있다. 2002년에 원자력관련 채무관리기관을 설립하여 과거 원자력 개발프로그램 추진에 의해 발생한 채무관리, 원자력시설의 폐로와 제염계획 추진 등의 업무를 수행하고 있다. 참고로 원자력 채무의 85%는 마그녹스형 원자로와 각종 활동에 수반한 폐기물이며, 2002년의 보고서에 의하면 BNFL사가 400억파운드, BE사가 74억 파운드의 채무를 지고 있다. 이에 영국 왕립협회는 이산화탄소 배출인가제도 도입과 신규 원자력발전소 건설을 도모하는 한편 대체 에너지 개발을 촉구하고 있다.

### 3.1.2 그리스

그리스의 Milos섬에는 향후 25년간 사용할 수 있는 지열이(120MW) 있으며, 이에 대한 개발 계획이 정해져 있지 않다. 국립전기회사인 PPC는 이 섬에 지하연결통로를 건설하는 것과 지역 내 산업체가 소용할 전기를 공급하는 두 가지 대안에 대한 의사결정을 수행하고자 하며 특히 저렴하게 지역민에게 전기를 공급하고자 한다. 또한 원자력 발전소 도입은 검토하지 않기로 결정하고 국가 원유가의 가격을 고려하여 개발된 대안에 대한 가중치를 구하고자 한다.

### 3.1.3 핀란드

현재 원자력 발전소 4기 운전 중에 있으며 이들이 차지하는 전체 전력의 비율은 약 25%정도이다. 2002년에 의회에서는 신규 원전 건설계획 승인하였으며, 2003년에 신규 노형으로 유럽형 경수로(EPR) 채택하였다. 중화학공업이 많고 북유럽에 위치하여 에너지 소비가 높음이며 국가 차원에서 에너지와 관련된 정책들을 계획하여 수행하고 있다.

### 3.1.4 미국

현재 원자력 발전소 104기 운전 중이며 이들이 차지하는 전력비율은 약 23%이다. 저황함유 연료로의 교체와 집진기 설치가 SO<sub>2</sub> 규제 준수 수준으로 배출량을 감소시키기 위한 가장 매력적인 대안으로 선정되었다. 또한 천연가스로의 연료 교체는 SO<sub>2</sub> 규제 준수 수준 이하로 배출량을 낮춰줄 뿐만 아니라, 다른 배출물질들(CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>) 까지 감소시키는 추정을 이끌어내었다. 수요측면 전략의 경우, 배출량에 명확한 영향을 미치지 못하는 것으로 생각하고 있다.

환경 규제와 오염물질의 허용환경 수준은 시간에 따라 변화하고 있으므로 현재의 규제 배출물질만을 표적으로 하는 규제준수 전략은 미래의 변화하게 될 규제와 관

련해 차선의 투자 전략으로 생각하고 있다. 이는 현 규제에 대해 가장 비용 저렴한 준수전략이 미래의 다른 배출물질 규제에 대해서는 어떠한 기여도 하지 못할 수 있기 때문으로 사료되며 이는 지켜야 할 목표가 본질적으로 불확실함에 기인한다.

미래 규제의 불확실성이란 관점에서 비추어 볼 때, 유연하면서도 변화하는 여러 가지 규정에 쉽게 적용할 수 있는 전략을 가지는 것이 여러모로 혜택이 있다는 정책을 고수하고 있지만 미국의 전력산업은 여전히 퇴행적인 타산적 테스트를 적용하고 있으며 환경규제의 변화 때마다 준수 표적을 바꾸는 반동적, 차선적 전략을 사용하고 있다. 따라서 환경적 규제보다는 비용기반, 수익기반, 기술적 환경표준의 근거를 특징으로 하는 경제적 규제에 더 초점을 맞추어 전력수요에 대한 계획을 수립하고 있다.

이러한 경제적 규제의 장점은 단기적인 연구 결과물의 이용이 용이하다는 점이며 단점은 비용 최소화를 목적으로 하는 기관들에 대해서 부적절한 인센티브를 제공하므로 외부의 사회적 비용과 혜택에 대해서는 전혀 고려하지 못하고 있다는 점이다. 따라서, 이러한 경제적 규제 접근법의 취약성을 해결할 실마리는 시장 지향적 경제 규제 접근방법이다. 이는 시장에 근거하여 가격 상한 폭을 지정하고 환경적 규제에 대한 기술적 대안을 선택하며, 생산능력 추가를 위해 경쟁 입찰 시행, 다른 공급자 모색, 인센티브 수행 등을 특징으로 한다. 이 방법의 장점은 비용 최소화 노력을 독려하며, 균형잡힌 위험 할당, 관리비용의 경감을 들 수 있으나 단점으로는 경쟁적 시장 개발에 대한 회의론과 내부거래 그리고 market power에 대한 걱정, 잠재적으로 기대되지 않았던 결과 발생 등을 들 수 있다. 따라서 시장 지향적 접근 방법으로 현재의 준수활동과 관련한 미래의 환경적 위험에 관해 좀더 충실히 고려하도록 기관들을 독려하고 있다.

### 3.1.5 중국

중국은 과거 15년 동안 석탄과 전기에 대한 수요가 증가하고 있는 추세이다. 따라서 공급자 측면에서 전력구성을 최적화를 하기로 의사 결정의 방향을 정하고 향후 계획을 수립하고자 한다. 중국은 에너지의 생산과 수송에 있어 시스템을 효율적으로 개량하여 2000년도에는 과거보다 7% 낮은 비용과 1억 2천만 톤이 적은 석탄으로 에너지 서비스에 대한 수요에 대처할 수 있을 것으로 추정하고 있다. 또 하나에 대안으로 조금 더 환경에 대해 생각해 현재와 같은 비용에 석탄을 275만 톤 사용하여 수요에 대처할 수 있는 시나리오를 구성하여 이에 대한 연구도 수행하고 있다.

중국 정부는 CTS(Coal Transport Study)의 개념을 확장해 World Bank와 Chinese State Planning Commission(SPC)과 같이 연구를 수행하고 있으며, CTS의 목적은 석탄과 전기에 부족분을 공급하는데 있다. 참고로 CTS Model은 1994년에 INFORMS의 Franz Edelman Award for Management Science Achievement를 수상하였다.

SPC는 새로운 운송 시스템엔 석탄의 energy/weight 비율 개량, 전기의 장거리 전송 시 화력 대체 수단으로 수력과 화력을 같이 쓰는 방안을 포함하고 있으며 부적절한 수송 능력이 전력 부족의 가장 직접적인 원인이라는 분석 결과를 발표하였다. 비능률적 사용으로 대기 오염에도 많은 영향을 미친 원인으로 분석되었으며 따라서 에너지와 에너지 공급 계획이 함께 관리되어야 한다는 전략을 제시하였다. 중국의 이러한 계획은 미래에 세계적인 에너지의 최적화와 환경 파괴의 최소화를 추구하는 것이 과제로 대두될 것으로 사료된다.

### 3.1.6 인도

인도는 정부 예산의 약 30%를 에너지와 관련하여 집행하고 있으며, 에너지와 경제는 밀접한 관계가 있으므로 중점적으로 관리되어야 한다고 생각하여 정부 차원에서 계획을 수립하고 있다. 현재 원자력발전소 14기 운전 중이며 이들이 차지하는 전력비율은 약 4%로 미미한 실정이다. 현재 원자력발전소 7기 건설 중이며 향후 원자력발전소 2기 건설을 계획 중에 있다.

### 3.1.7 한국

에너지 부존자원이 빈약한 에너지 자원 절대빈국이며 이에 따른 에너지 자립도는 매우 낮은 반면 에너지 소비대국으로 에너지 수입이 경제 산업에 미치는 영향이 실로 막대하다. 특히 지난 20년 동안 지속된 경제·사회발전은 더 많은 에너지 소비를 가져오게 했는데, 이는 경제 규모의 팽창, 인구의 증가, 핵가족화 추세에 따른 가구의 증가, 국민규모의 팽창, 인구의 증가, 핵가족화 추세에 따른 가구의 증가, 국민소득 향상에 따른 자동차 증가 등에 따른 현상이다. 이와 함께 전기 및 가스 등 고급 에너지 사용의 선호도가 크게 증대되어 전기에너지 사용 또한 급속한 신장을 보이고 있다.

이러한 일련의 상황은 향후에도 지속될 전망이다. 이를 극복할 수 있는 미래 사회의 에너지 수급환경에 대처하기 위한 대책들이 에너지 기술의 이용을 중심으로 활발하게 논의되고 있다. 따라서 에너지 문제에 대한 해결책으로서 에너지 기술의 효과적 개발과 함께 버려지고 있는 에너지에 대한 활용도를 높일 수 있는 방안이 시급한 과제로 부각되고 있다.

## 3.2 정책결정 기준 및 대안선정

### 3.2.1 영국

전원 공급에 대한 의사결정을 수행하기 위하여 아래의 14개 평가기준을 도출하여 이에 따르는 각각에 대한 순위를 부여하고 최상의 상황과 최악의 상황 등급을 고려하여 각 평가기준에 따른 내용을 아래 5가지 가능 시나리오와 연계하여 여러기준과 일어날 상황에 맞는 합리적인 결정을 내릴 수 있도록 하였다. <표 3> 영국에서 이용한 평가 기준과 상한치, 하한치, 가중치를 나타내고 있다.

<표 3> 평가기준 (영국)

평가 기준	내 용	최상	최악	등급
공 급 안 정 성	공급의 안정성을 나타냄	0	50	100
경 쟁 성	2010년의 세계 연료가격과 영국의 연료가격의 비율	0.33	3	90
고 용 창 출	2010년까지 에너지 정책으로 통해 얻어지는 고용	500	-1500	70
핵 폐 기 물	2010년까지 핵폐기물 발생 증감비율(%)	-20	20	60
비 용	총 공급비용 / 년 (10억£)	25	100	60
온 실 효 과	2010년까지 CO2 발생 증감비율 2010(%)	-20	20	50
저 에 너 지 비 용	2010년까지 에너지가격의 증감비율(%)	-50	50	50
균 형	2010년에 가장 많은 부분을 담당하는 연료비율	20	90	40
보 호	2010년까지 에너지 수요 증가율(%)	-75	50	40
다 양 성	2010년에 에너지의 10%이상을 차지하는 연료의 수	5	1	40
산 성 비	2010년까지 SO2 발생 증감비율(%)	-70	20	40
방 사 능	2010년까지 사람당 방사능의 증감비율(%)	-20	10	40
분 산	2010년 에너지 공급자의 수	50	4	30
자 본 소 요	최대 에너지 투자(총투자대비 비율%)	8	20	30

<표 3>에서 제시한 14가지의 평가 기준에 의거하여 다음의 5가지 시나리오를 개발하고 이에 대한 의사결정을 수행하였다. <표 4>에는 개발된 각 시나리오에 대한 상세한 내용이 나타나 있다.

<표 4> 개발된 대안 (영국)

가능 시나리오	내 용
1	정부 정책이 에너지에 있어 시장경제체제를 따르는 형태이며, 미래 에너지 공급에 대한 고려는 하지 않음
2	영국의 에너지 수요를 충족시키는데 있어 핵발전을 다른 대안들보다 강조한 형태이며, Sizewell B의 YU 시나리오를 따름
3	영국의 에너지 수요를 충족시키는데 있어 석탄 혼합물과 핵연료 공급 등을 섞어서 절충하여 사용하는 형태이며, Sizewell B의 BL 시나리오를 따름
4	화석연료공급을 영국에너지 수요를 맞게 하도록 에너지 보호에 강조점을 준 형태이며, Leache 등의 IIED Low case임
5	새로운 에너지 기술개발을 통해 효율적으로 에너지 공급에 중점을 둔 형태이며, Olivier 등의 지구자원 연구 기술 시나리오임

### 3.2.2 그리스

그리스에서는 Milos섬에서의 전력 수급에 대한 의사결정을 수행하기 위하여 <표 5>과 같이 9개의 평가 기준을 개발하였으며, 이를 기초로 개발된 시나리오를 평가하였다. 아래의 9가지 정치, 경제, 기술, 사회적 요인들을 국가적, 지역적, 거시적, 미시적으로 검토하여 다양한 고려사항들을 추출하였다. 속성들간의 상충되는 면들(지역발전-국가발전, 산업개발-관광산업의 개발)을 상호 고려하여 분석하였다.

<표 5> 평가기준 (그리스)

경제적	미시 경제적		1. 생산과 산업투자 모두를 고려한 현재의 가치의 총합 , 선형 계획법을 이용한 전자적 계산을 이용
	거시 경제적	국가	2. 발전소에 대한 전력생산과 투자가 국가적으로 직간접적인 부가가치 창출
			3. 전력요금으로 비용을 상쇄
		지역	4. Milos' 여행 (정성적)
			5. 직간접적인 지역 부가가치 증대
기술적			6. 전력시스템의 의존성(정량적) 7. 지열발전을 통한 국가적 노하우 축적(정성적)
사회적	국가		8. 에너지수급의 독립
정치적	지역		9. Milos' 주민의 반응 (정성적)

또한 이 경우에는 여러 가지 불확실성에 대한 요인들이 존재하는데 이는 다속성 분석 ELECERE-3 랭킹기법으로 불확실한 요소를 통한 상황들을 먼저 추출하였으며, 이는 <표 6>에 나타나 있다.

<표 6> 불확실 요소 (그리스)

불 확 실 요소	가 능 한 값
유가의 변동	유지
	높아짐
규모의 가격의 변동	높음
	보통
	낮음
지열발전의 잔존 년한	12년
	25년

그리스에서는 다음의 6가지 시나리오를 개발하여 이를 평가기준을 기초로 분석하였다. <표 7>는 개발된 6가지 시나리오의 내용과 예상 확률이 나타나 있다.

<표 7> 개발된 대안 (그리스)

시나리오	내 용	바람직하지 않는 정도
1	유가의 상승 규소의 가격 높음 지열발전 12년 유지	0.25
2	유가의 상승 규소의 가격 높음 지열발전 25년 유지	0.05
3	유가의 유지 규소의 가격 보통 지열발전 12년 유지	0.20
4	유가의 유지 규소의 가격 보통 지열발전 25년 유지	0.05
5	유가의 유지 규소의 가격 낮음 지열발전 12년 유지	0.30
6	유가의 유지 규소의 가격 낮음 지열발전 25년 유지	0.15

### 3.2.3 핀란드

핀란드에서 사용된 평가기준은 3개의 계층으로 구성된 총 9개의 기준이다. 이는 <표 8>에 나타나 있으며, 에너지 정책에 관한 연구를 아래 3개 계층으로 나누어서 수행하였으며 AHP를 통해 의사결정을 하였다.

<표 8> 평가 기준 (핀란드)

사회적 전반의 이익	국가 경제	값싼 에너지
		외국과의 무역
		자본재
	안정, 환경, 건강	국가자원
		불가피한 오염
		사고에 대한 위험
	정치적 요소	독립성
		집중화
		정치적 협동성

이상의 평가기준에 따른 대안을 선정하기 위하여 <표 9>의 3가지 시나리오를 개발하였다. 개발된 대형발전소를 건설하지 않음, 화력발전소 건설, 핵발전소 건설의 3가지의 대안을 위 3개 계층의 대하여 분석하였다.

<표 9> 개발된 대안 (핀란드)

시나리오	내용
1	대형발전소를 건설하지 않음
2	화력발전소 건설
3	핵발전소 건설

### 3.2.4 미국

위험관리 문제를 설명하기 위해, Pennsylvania-New Jersey-Maryland(PJM) 전력 네트워크의 운영을 산업표준 생산 비용/ 생산능력 확장계획 모델을 사용하여 1990년부터 2000년까지의 기간동안 시물레이션 하여 나타내었다. (PJM의 전력 믹스는 42%의 화력발전, 35%의 원자력 발전, 8%의 oil과 gas, 3%의 수력발전, 7%의 순 구매, 5%의 non-utility 발전으로 구성)

PJM 지역의 배출량 감소를 위한 여러 가지 전략들 간의 비용 비교분석을 수행하였다. 고려되어진 대안들은 집진기 설치, 저황함유 연료로의 교체, 석탄에서 천연가스로의 교체, 수요측면 관리전략 그리고 environmental dispatch였다. 대안 연구에서는 전력 시스템에 미치는 비용뿐만 아니라 배출량에 미치는 영향도 함께 고려하였다.

비용 계산을 위해 연 4%의 인플레이션을 감안하였다. 각 전력단위들로부터의 오염물질 배출량은 사용한 연료의 형태, 연료의 배출함유량, 대기 중에 방출되어진 배출량의 비율 등으로부터 계산되어졌다. 또한 재무적 계산을 단순화하기 위해 자본 비용에 대한 고정비용을 균일화하였으며 공장의 고정운영과 고정유지비 역시 균일화하였다.

한 편 캘리포니아 주에서도 전력 수급에 대한 계획을 수립하였으며, 이 때 사용되어진 이익과 관련한 6가지의 평가 기준은 <표 10>에 나타나 있다.

<표 10> 평가기준 (미국)

평가 기준	내용
1	용량
2	에너지
3	개시 유연성
4	가격 다양성
5	프로젝트 실현성
6	환경 영향성

위에서 제시된 평가 기준을 기초로 검토할 수 있도록 제시된 대안은 8가지이며 이는 <표 11>에 나타나 있다.

<표 11> 개발된 대안 (미국)

대안	내용
1	용량 가격 변화
2	에너지 가격 변화
3	위치 변경
4	통제 가능성 선택 변화
5	개시 유연성 제공
6	프로젝트 개발 진척
7	프로젝트 실패 안전성 제공
8	기술/연료 선택

### 3.2.5 중국

중국 경제는 1994년 덩샤오핑 개혁 프로그램에 의해서 1998년까지 매년 평균 GNP에 10%에 성장을 하였다. 1994년 석탄 생산이 1,200 만톤으로 세계에서 가장 많았으며 이는 1979년에 두 배이다. 1950년부터 석탄에 대한 비중이 95%아래이지만 상업적 에너지의 75%가 석탄으로부터 생산되고 있다. 산업계와 가정에서 에너지의 70~80%를 사용하고 있으며, 중국의 대기 오염은 심각한 수준이다. 중국은 세계 이산화탄소 배출량의 11%를 차지하고 있으며, 에너지 이용은 매우 비능률적이지만 점차 개선되어지고 있다. 중국 경제가 경공업 중심이 되어감에 따라 이산화탄소 배출량이 감소하고 있다.

1980년부터 1992년까지 철강과 시멘트가 각각 톤당 21%, 10% 정도 에너지 소비에 있어 개선되었는데 이는 경공업과 서비스 산업쪽으로 중국 경제의 축이 옮겨감으로 인해 생긴 결과이다. 석탄은 철도 시스템을 이용하여 약 43%가 운송되어지며, 석탄 생산은 북중국에서 주로 이루어지고 있다. 에너지 공급 사이드를 위한 전략으로 화물 수송 시스템을 묶음으로써 에너지 사용 효율을 증가 시키려 전략을 구사하고 있으며 CTS-C Model은 복잡한 상호작용 해결을 위한 최소비용 계획도구로서 개발되었다.

전력 수급의 의사결정을 위한 평가 기준으로는 에너지 보존을 고려한 경우와 고려하지 않은 각각의 경우에 대하여 <표 12>에 나타나 있는 것과 같이 6가지의 평가기준을 이용하였다.

<표 12> 평가기준 (중국)

평가 기준	내용
1	석탄 생산
2	전기 생산
3	에너지 부족
4	병목 부분
5	비용
6	투자

위에서 제시된 6가지의 기준에 따라 평가할 대안은 에너지 보존을 고려한 경우와 고려하지 않은 각각의 경우에 대하여 <표 13>에 나타나 있는 것과 같이 5가지의 대안을 제시하였다.

<표 13> 개발된 대안 (중국)

대안	내용
1	에너지 보존
2	석탄 세척
3	열 용량
4	수소 용량
5	전이

### 3.2.6 인도

인도 정부는 에너지정책을 결정함에 있어서 사용할 평가 기준을 3개 층위로 나누어 제시하였으며, 목표계획법을 이용하여 의사결정을 하였기 때문에 각 기준이 목표가 되어서 제시되었다. <표 14>은 사용되어진 평가기준을 계층별로 나타낸 것이다.

<표 14> 평가 기준 (인도)

평가기준	계층 1	계층 2
각 목적의 가중치 산정을 위한 평가 기준	경제적	라이프사이클 비용
		시스템 효율성
		석유제품
		고용
		지역 자원

		장기간 이용가능성
		목제연료 생산
환경적		이산화탄소
		질소산화물
		황산화물
소비자		이용편의성
		안정성

위에서 제시된 평가 기준을 이용하여 다음의 3가지 시나리오를 개발하였다. 제시된 3가지 시나리오는 <표 15>에 나타나 있으며 최적의 시나리오를 결정하기 위하여 각 평가기준에 대한 가중치를 추출하였는데 이는 <표 18>에 나타나 있다.

<표 15> 개발된 대안 (인도)

대 안	내 용
1	천연 가스 미확보 경우
2	태양 PV 미확보 경우
3	고가격의 축전 전기

### 3.2.7.1 한국 (수급계획처 전력계획팀)

평가기준 - 다속성 평가를 위해 속성별 가중치를 <표 16>과 같이 설정함

<표 16> 다속성 평가기준

구 분	가 중 치		비 고
총비용 (경제성)	600	경제성 (600)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 경제성을 대표하는 총비용의 가중치를 가장 높게 (600) 부여</li> <li>- 환경성의 기준인 CO2 배출량의 가중치를 비교적 높게(200) 부여</li> <li>- 나머지 항목은 모두 균등(100)하게 부여</li> </ul>
CO2 (환경성)	200	기타 (400)	
연료량 (연료수급)	100		
LOLP (신뢰성)	100		

최적화 전산모형에 의한 시나리오별 후보대안 도출결과, 총 5개 후보대안이 도출됨

<표 17> 개발된 대안

대안 번호	건설대수			비고
	G 45	C 80	N 140	
1	0	6	0	
2	0	4	1	
3	0	2	2	
4	2	1	2	
5	5	0	2	

### 3.2.7.2 한국 (자원·환경경제연구)

그러나 가능한 대안을 모두 고려하는 것은 기술적으로 불가능하므로 본 연구에서는 각 요기술들의 특성분석을 통해 현실적으로 실현 불가능하거나 경제성이 없다고 판단되는 기술들을 제거하여 선정하였다.

<표 18> 평가 기준 (한국)

Goal	1단계		2단계		
	요인	가중치	세부요인	가중치	순위
에너지 시스템 최종 대안선정	경제성	0.421	투자비규모	0.767	1
			공급원가	0.233	2
	기술성	0.245	신뢰도	0.348	3
			안전도	0.249	6
			기술성숙도	0.244	8
			보수용이성	0.179	10
	환경성	0.208	CO2 배출량	0.322	4
			SOx 배출량	0.281	5
			NOx 배출량	0.231	9
			TSP 배출량	0.166	12
	과급효과	0.125	에너지 수급 기여도	0.268	13
			과학적 공헌도	0.278	11
			타산업응용가능성	0.454	7

<표 18>에 나타난 바와 같은 기준을 토대로 폐열 공급처 및 열수요처의 조건을 감안하여 분석 가능한 5개의 시스템 대안을 선정하였으며 이를 HOS(Heat - Supply Optimization System)라 하였다

대안의 선정 및 평가는 폐열 활용기술 체계도에 따른 13가지 폐열회수 기술, 2가지의 열수송 기술, 3가지의 열공급 이용기술의 조합에 의한 가능한 시스템 대안은 117가지이다. 이 중에서 폐열회수, 열수송, 열공급의 기준에 따라 5가지의 대안(HOS<sub>1</sub>, HOS<sub>2</sub>, HOS<sub>3</sub>, HOS<sub>4</sub>, HOS<sub>5</sub>)을 개발하였다. 참고로 HOS는 Heat Supply Optimization System을 의미한다.

### 3.3 분석 방법

분석방법으로는 다목적 결정에 관한 분석방법이 사용되었으며 아래에 다요소 의사결정방법에서 구간척도를 위한 구간변환과정에 관한 설명을 나타내었다.

#### . 정성적 요소의 정량화

정성적인 요소를 구간척도로 변환하는 가장 보편적인 방법은 양극법(bipolar method)이다. 설문지의 예를 들면 7개의 점을 갖는 척도를 구성한 후 7번째 점을 실제적으로 얻을 수 있는 최대값으로, 첫 번째 점을 최소값으로 표시한다. 중간점은(4번째 점) 변환의 기준이 되어 이를 중심으로 바람직한 값과 바람직하지 못한 값에 기준을 지정하게 된다.

#### . 표준화

요소 값의 표준화는 서로 다른 측정 단위를 갖는 요소 값간의 비교를 위하여 필요하며, 다른 요소들의 평가치를 비교할 필요가 있는 방법에서 표준화를 수행한다. 요소 값을 표준화하는 방법에는 벡터 표준화(vector normalization)가 있으며, 이 방법은 각 열 벡터(column vector)를 자신의 norm으로 나눔으로써 얻어진다. 즉, 표준화된 의사결정 행렬의 원소  $r_{ij}$ 는 아래와 같다.

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}}$$

표준화된 의사 결정 행렬에서 모든 열 벡터는 크기가 1이 되며, 모든 요소가 무차원 단위(non-dimensional unit)로 표현됨으로써 요소간의 비교를 가능하게 하나 크기를 가지는 측정 단위를 제공하지 못한다.

선형 변환(linear scale transformation)은 각 요소별로 요소 값을 해당 요소의 요소 값 중 최대치로 나누는 것이다. 요소 값이 높을수록 높은 선호도를 갖는 요소에서(이익 요소)  $x_j^* = \max x_{ij}$ 라 할 때, 변환된 요소치는  $r_{ij} = \frac{x_{ij}}{x_j^*}$ 이다 ( $0 \leq r_{ij} \leq 1$ ). 그러나, 요소 값이 높을수록 낮은 선호도를 갖는 요소에서는(비용 요소)  $r_{ij}$

$= 1 - \frac{x_{ij}}{x_{j^*}}$ 가 된다. 만약 이윤요소와 비용요소가 같이 존재하는 의사결정 행렬에서는 다음과 같이 변환하면 된다.

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\max_i x_{ij}} \quad \text{where, } 0 \leq r_{ij} \leq 1 \quad (\text{이익요소})$$

$$r_{ij} = 1 - \frac{x_{ij}}{\max_i x_{ij}} \quad \text{where, } 0 \leq r_{ij} \leq 1 \quad (\text{비용요소})$$

각 요소 값에 대한 표준화를 수행한 후에는 각 요소별 가중치를 산출할 수 있다. 다기준 의사결정 문제를 해결하기 위해서는 요소의 상대적 중요도에 관한 정보가 필요로 한다. 각 요소의 상대적 중요도는 일반적으로 합이 1인 가중치(weight)들로 나타나며, n개의 요소가 있는 경우에는 다음과 같이 벡터 형태로 표현될 수 있다.

$$W^T = (w_1, w_2, w_3, \dots, w_n) \quad \text{where, } w_i \geq 0 \quad \text{and} \quad \sum_{i=1}^n w_i = 1$$

. 가중치 계산법

가중치를 산출하는 여러 가지 방법 중 고유벡터(eigenvector) 방법과 엔트로피법 두 가지는 다음과 같다.

. 고유벡터 방법

의사 결정자에게 쌍대 비교(pairwise comparison)를 통해서 두 요소 사이의 상대적 중요도를 ( $a_{ij} = W_i/W_j$ ) 알아내는 절차를 수행하게 되는데, 요소의 수가 n이라면 비교횟수는  $nC_2 = n(n-1)/2$ 이다. Satty(1980)는 이러한 쌍대 비교 행렬로부터 고유 벡터를 이용하여 요소들의 중요도를 산출하였으며, 일반적으로 쌍대 비교 행렬 A는 다음과 같이 나타낸다.

$$\begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} w_1/w_1 & w_1/w_2 & \dots & w_1/w_n \\ w_2/w_1 & w_2/w_2 & \dots & w_2/w_n \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ w_n/w_1 & w_n/w_2 & \dots & w_n/w_n \end{pmatrix}$$

위 행렬에서 알 수 있듯이 쌍대 비교 행렬 A는  $a_{ij} = 1/a_{ji}$ , and  $a_{ij} = a_{ik} \cdot a_{kj}$  성질을 갖는 행렬이다. 가중치 벡터를  $W = (w_1, w_2, \dots, w_n)^T$ 라 하면  $AW = nW$ ,  $\rightarrow (A - nI)W = 0$  가 성립하며 일치성(consistency)이 만족되는 경우만 trivial solution을 가진다. 그러나, 일반적으로 쌍대 비교치  $a_{ij}$ 는 의사 결정자가 주관적으로 부여하기 때문에 불일치성이 존재한다. A'를 의사 결정자가 부여한 쌍대 비교 행렬(pairwise comparison matrix)이라면 요소들의 가중치 벡터 W는  $A'W = \lambda \max W$ 의 식을 만족하게 되며 이 때  $\lambda \max$ 는 고유값 중 가장 큰 값을 의미한다.

. 엔트로피 방법

의사 결정 행렬이 주어져 있을 때에는 엔트로피법이 가중치를 구하기 위해서 많이 사용되어 지는데, 엔트로피는 이산 확률 분포  $p_i$ 로 나타내어지는 불확실성의 양에 대한 척도가 되며, 된다. Shannon에 의해 소개된 불확실성에 대한 척도는

$$S(p_{1,r}, \dots, p_{n,r}) = -k \sum_{j=1}^{n_r} p_j \log p_j \quad \text{where, } k \geq 0 \text{ 가 된다. } m \text{개의 대안과 } n \text{개의}$$

요소(기준)를 갖는 의사 결정 행렬  $D$ 가 주어졌을 때, 대안  $I$ 의 요소  $j$ 에 대한 평가치  $p_{ij}$ 는 모든  $i, j$ 에 대해 다음과 같이 정의된다.

$$P_{ij,r} = \frac{x_{ij,r}}{\sum_{i=1}^{m_r} x_{ij,r}}$$

또한 요소  $j$ 에서 평가치에 대한 엔트로피  $E_j$ 는 모든  $j$ 에 대해

$$E_{j,r} = -k \sum_{i=1}^{m_r} P_{ij,r} \log P_{ij,r}, \quad \text{where } k = 1/\log m \text{ and } 0 \leq E_{j,r} \leq 1 \text{ 로 정의된다.}$$

이 때, 요소  $j$ 에서의 평가에 의해 제공되는 정보의 다양함의 정도(degree of diversification)  $d_j$ 는 모든  $j$ 에 대해  $d_{j,r} = 1 - E_j$  로 정의된다. 만약 의사 결정자가 미리 주관적인 가중치  $s_j$ 를 가지고 있다면 구하고자 하는 가중치  $W_j^*$ 는 모든  $j$ 에 대해

$$W_{j,r}^* = \frac{s_j w_{j,r}}{\sum_{i=1}^{n_r} s_i w_{i,r}} \quad \text{단, } w_{j,r} = \frac{d_{j,r}}{\sum_{i=1}^{n_r} d_{i,r}} \text{ j 이다.}$$

. 다요소 의사결정 방법

다요소 의사 결정 문제를 해결하는 방법은 요소에 관한 정보의 처리 과정에 따라 무보정 모형(noncompensatory model)과 보정 모형(compensatory model)으로 분류될 수 있다. 무보정 모형은 상쇄 효과(trade off)를 허용하지 않으며, 한 요소에서의 요소 값의 감소가 다른 요소에서의 요소 값의 증가로 인해서 상쇄될 수 없다는 것이다. 즉, 각 요소는 독립적으로 작용하기 때문에 같은 요소의 평가 값들끼리만 비교가 가능한 것이다. 이 경우에 속하는 방법에는 최대 최소화법(maximin), 최대 최대법(maximax), conjunctive method, disjunctive method, Lexicographic method 등이 있다.

보정 모형은 무보정 모형과 달리 요소간의 상쇄 효과를 허용한다. 한 요소에서의 요소 값의 증가(감소)는 다른 요소의 요소 값이 감소(증가)함으로써 상쇄될 수 있다. 보정 모형에 해당하는 방법들로는 단순 가중치법, AHP 방법 등이 있다.

(1) Conjunctive Method

Conjunctive 방법에서는 어떤 대안이 선택될 수 있기 위해서는 모든 요소에서 주어진 기준치를 넘어야 된다. 즉, 모든 요소에서 기준치를 초과하는 대안들만이 선택의 대상이 된다. 이 방법에서는 의사 결정자가 각 요소에 대해 받아들일 수 있는 최소 요소 값을 제시하여야 한다. 일반적으로 의사 결정자가 최소 요소 값을 점점 증가시키면서 하나의 대안을 선택하거나 다른 방법을 사용하기 위해 몇 개의 대안만을 선별할 수 있다.  $z_j^0$ 와  $z_k^0$ 를 j요소와 k요소에 대한 각각의 기준치라 할 때 모든 이익 요소 j와 모든 비용 요소 k에 대해서 다음의 식이 만족되면 대안  $A_i$ 는 만족스런(선택될 수 있는) 대안이 된다. 따라서 conjunctive 방법은 대안의 선택보다는 선별에 적합한 방법이다.

이익 요소:  $x_{ij} \geq x_j^0 \quad j$  where,  $x_j^0$  denotes threshold value

비용 요소:  $x_{ik} \leq x_k^0 \quad k$  where,  $x_k^0$  denotes threshold value

(2) Disjunctive Method

Disjunctive 방법은 각 대안은 가장 좋은 요소치를 갖는 요소에 의해서만 평가된다. 이익 요소 j와 비용 k에서의 기준치를  $z_j^0, z_k^0$  라 할 때, 어떤 한 개의 이익 요소 j에 대해서라도  $x_{ij} \geq z_j^0$ 를 만족하거나 임의의 비용 요소 k에 대해서  $x_{ik} \leq z_k^0$ 를 만족하면 대안  $A_i$ 는 선택 가능한 대안이 된다. conjunctive 방법은 모든 요소에서 최소한의 만족에 필요한 평가를 받은 대안들을 선별해 내는 반면에 disjunctive 방법은 한 요소에서라도 만족할 만한 높은 평가를 받은 대안들을 선별한다.

(3) Lexicographic Method

의사 결정 상황에 따라서는 한 요소가 특별히 중요할 수 있다. 예를 들어서, 의사 결정자가 경제성을 가장 중요하게 생각한다면 우선 비용에 의해서 대안들을 비교하게 될 것이다. 이와 같은 상황에서는 먼저 가장 중요한 요소에 대한 평가치를 비교하여 가장 좋은 대안을 선택하게 되면 만약 가장 좋은 대안이 복수이면 그 다음 중요한 요소에 대한 사회적 수용성의 평가치를 비교하여 하나의 대안이 선택되거나, 모든 요소가 고려되었을 때까지 이 과정을 반복한다. 따라서, 이 방법은 의사 결정자가 요소의 중요도 순서를 제시하여야 한다. 요소들을 중요한 순서로  $X_1, X_2, \dots$ 와 같이 표시하면 가장 중요한 요소  $X_1, X_2, \dots$ 에 의해 선택될 대안(들)은 다음과 같다.

$$A^1 = \{A_i \mid \max_{i,r} \tilde{x}_{i1}\} \sim i_j$$

$$A^2 = \{A_i \mid \max_{i,r} \tilde{x}_{i2}\} \sim i_j \quad \dots\dots\dots$$

$$A^n = \{A_i \mid \max_{i,r} \tilde{x}_{in}\} \sim i_j$$

(4) 단순 가중치법(simple additive weighting method : SAW)

단순 가중치법(SAW)은 가장 널리 사용되고 있는 MADM기법이다. SAW법에서는 의사 결정자가 각 요소의 상대적 중요도를 나타내는 가중치를 제시하여야 하며 요소 값 간의 비교가 가능해야 사용할 수 있으므로, 요소 변환과 요소 값을 표준화하여야 한다. 각 대안에 대한 총 점수는 각 요소의 표준화된 요소 값에 요소의 가중치를 곱해 모든 요소에 대한 합을 구하면 된다. 이렇게 각 대안에 대한 총점수가 구해지면 의사 결정자는 큰 점수를 갖는 대안을 선택하면 된다. 의사 결정자가 각 요소의 가중치를  $W = (w_1, \dots, w_n)$ 으로 주었다고 했을 때 가장 선호도가 높은 대안  $A^*$ 은 다음과 같다.

$$A^* = \{A_i \mid \max_i (\sum_{j=1}^n w_j x_{ij}) / \sum_{j=1}^n w_j\} \quad \text{where, } \sum_{j=1}^n w_j = 1$$

(5) 계층 가중치법(Hierarchical Additive Weighting Method : HAW)

계층 가중치법(HAW)는 비용적인 요소와 이득의 요소가 같이 존재할 때 적용할 수 있는 방법이다. 가중치의 값은 엔트로피 방법 등으로 계산할 수 있으며 이득의 요소와 비용적인 요소는 각각 다음의 방법으로 계산될 수 있다.

$$k_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sum_{i=1}^n x_{ij}} \quad \text{단, } j=1, 2, \dots, n \quad (\text{이득요소})$$

$$k_{ij} = \frac{\frac{1}{x_{ij}}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{x_{ij}}} \quad \text{단, } j=1, 2, \dots, n \quad (\text{비용요소})$$

이와 같이 전환된 요소 값이 계산되어지면, 가장 선호도가 높은 대안  $A^*$ 은 다음과 같다.

$$A^* = \{A_i \mid \max_i (\sum_{j=1}^n w_j k_{ij}) / \sum_{j=1}^n w_j\} \quad \text{where, } \sum_{j=1}^n w_j = 1$$

(6) 계층 분석 과정(Analytic Hierarchy Process: AHP)

계층 분석 과정은 MADM 문제에서 요소들 사이에 형성된 계층 구조를 이용하는 방법으로 다요소 의사 결정 등에 많이 이용되고 있다. AHP 기법은 Satty에 의해서 제안된 방법으로 다요소 의사 결정 문제의 요소들 사이에 최상위 계층에 의사 결정의 최종 목표, 중간 계층에는 의사 결정의 요소들, 최하위 계층에 대안을 배치한 계층 구조를 형성한다. 각 계층별로 계층 내의 요소들간의 상위 계층의 한 요소에 대한 중요도(importance weight)를 계산하고 이들을 종합하여 대안간의 우선순위를 구한 중요도로 기초로 결정하게 된다. 의사 결정의 최종 목표인 우선순위를 구하기

위해서는 의사 결정자로부터 쌍대 비교 값을 얻어야 하며, 다음과 같은 구간척도를 이용한다.

<표 19> 두 요소의 쌍대 비교 척도

중요정도	수치
A와 B가 동등(equally important)	1
A가 B보다 약간 중요(weakly more important)	3
A가 B보다 중요(strongly important)	5
A가 B보다 매우 중요(very strongly more important)	7
A가 B보다 절대적으로 중요(absolutely more important)	9

(2, 4, 6, 8은 왼쪽에 표현된 중요 정도의 중간 개념으로 사용)

구한 쌍대 비교 행렬을 이용하여 각 행렬별로 요소들간의 상대적 중요도를 구한다. 이 때는 고유 벡터 방법을 사용하는 것이 일반적이며, 가장 큰 고유치  $\lambda_{max}$ 에 대응하는 고유 벡터 WT를 고유 벡터 방법으로 계산한다. 이 때 얻어진 값이 각 요소에 대한 대안들간의 중요도를 나타낸다.

AHP 방법은 정성적인 요소와 정량적인 요소를 동시에 포함하는 대부분의 다요소 의사 결정 문제에 많이 응용되고 있다. 의사 결정을 위하여 필요한 정보가 다른 방법들에 비하여 비교적 쉽게 얻어질 수 있기 때문이다.

각 나라별로 다양한 다목적 의사 결정에 관한 분석 방법이 사용되었으며, 필요에 따라 두 가지 이상의 분석방법을 이용한 나라도 있다. <표 20>에는 각 나라들이 사용한 분석 방법이 제시되어져 있다.

<표 20> 국가별 전원구성 의사결정에 사용된 분석 방법

국가	분석 방법
영국	연구조사방법
그리스	의사결정나무, 자체 개발 알고리즘
핀란드	IDA, AHP
미국	의사결정나무
중국	네트워크 방법, 선형 계획법
인도	목표 계획법, AHP
한국	AHP, 가중치 기준 순위 평가법

### 3.4 분석 결과

#### 3.4.1 영국

개발된 5가지의 시나리오를 14개의 평가 기준별로 점수를 계산하여 얻은 결과가 <표 21>에 제시되어져 있다. 이를 종합해 보면 3번째 시나리오가 가중치의 합이 45.9로 가장 좋음을 알 수 있으며 이는 영국의 에너지 수요를 충족시키는데 있어 석탄 혼합물과 핵연료 공급 등을 섞어서 절충하여 사용하는 형태이며, Sizewell B의 BL 시나리오를 따른 대안이다.

<표 21> 연구결과 (영국)

속 성	점 수					순위에 의해 가중치가 부여된 점수				
	가능 시나리오					가능 시나리오				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
공 급 안 정 성	5	7	8	4	1	5	7	8	4	1
경 쟁 성	6	7	7	5	2	5.40	6.30	6.30	4.50	1.80
고 용 창 출	6	9	9	2	2	4.20	6.30	6.30	1.40	1.40
핵 폐 기 물	5	2	3	8	10	3	1.20	1.80	4.80	6
비 용	5	7	8	5	3	3	4.20	4.80	3	1.80
온 실 효 과	6	8	7	9	10	3	4	3.50	4.50	5
저 에 너 지 비 용	6	7	7	5	2	3	3.50	3.50	2.50	1
균 형	5	6	6	5	6	2	2.40	2.40	2	2.40
보 호	5	5	6	8	8	2	2	2.40	3.20	3.20
다 양 성	3	5	4	2	3	1.20	2	1.60	0.80	1.20
산 성 비	3	5	4	4	4	1.20	2	1.60	1.60	1.60
방 사 능	5	3	4	8	10	2	1.20	1.60	3.20	4
분 산	5	4	4	8	10	1.50	1.20	1.20	2.40	3
자 본 소 요	5	2	3	7	3	1.50	0.60	0.90	2.10	0.90

#### 3.4.2 그리스

분석 결과 6가지의 시나리오를 국가 성장 및 지역 성장, 산업 발전 및 관광업 개발로 나누어 7가지의 집행방법을 제시하였다. 각 내용이 서로 상충될 수 있기에 이에 대한 조율이 필요하며, 의사 결정자가 보다 현실적이며 협상 가능한 결과를 얻을 수 있는 연구가 요구된다.

### 3.4.3 핀란드

3가지 대안인 대형발전소를 건설하지 않음, 화력발전소 건설, 핵발전소 건설 중 대형발전소를 건설하지 않는 대안이 소수의 화력발전소 건설을 포함하는 조건하에 선택되었다.

### 3.4.4. 미국

Lotus를 이용한 분석방법에 대한 개략적인 절차만 제시하고 상세한 분석결과는 제시하지 않았다.

### 3.4.5 중국

환경적인 요인과 관련된 비용과의 상쇄효과에 대한 효율적인 집합(efficient set)에 대한 도표만 제시한 후 민감도 분석을 수행하였다. 그러나, 상세한 분석결과는 제시하지 않았다.

### 3.4.6 인도

AHP를 이용하여 <표 22>과 같이 가중치를 산정하였다. 이를 통해 구해진 가중치를 각 대안들에 대해 목표 계획법을 이용하여 의사결정을 수행하였으며, 대안 1인 천연 가스 미확보 경우는 요리에 필요한 연료를 공급할 시 좋은 것으로 분석되었으며, 대안 2인 태양 PV 미확보 경우는 축전 전기를 이용하여 가정용 가전제품에 필요한 전기를 공급하는 것이 좋은 것으로 분석되었고, 대안 3인 고가격의 축전 전기는 조명에 이용하는 것이 바람직하지 않다는 결과가 도출되었다.

또한 요리를 위해서는 천연가스, 땀감, 태양열을 이용한 에너지 자원이 좋은 것으로 수력 펌프의 경우는 생물학적 가스와 땀감을 이용한 전기발전이 추천되었다. 그리고 조명을 위해서는 태양 PV, 땀감, 생물학적 가스, 디젤, 축전 전기가 좋은 것으로 제시되어 졌으며, 가정용 제품의 경우에는 태양 PV, 땀감, 생물학적 가스, 디젤을 이용한 전기를 이용하는 것이 장려되었다.

<표 22> 평가 기준에 대한 가중치 부여

평가 기준	가중치
라이프사이클 비용	0.1949
시스템 효율성	0.2402
석유제품	0.2286
고용	0.1772
지역 자원	0.2503
장기간 이용가능성	0.2490
목재연료 생산	0.2403
이산화탄소	0.3797
질소산화물	0.3797
황산화물	0.3797
이용 편의성	0.0665
안정성	0.3699

### 3.4.7.1 한국 (수급계획처 전력계획팀)

후보안을 MOST 모형을 활용해서 분석한 결과 총 5개 대안중에서 3번 대안이 가장 우수한 것으로 평가되었다. 3번 대안은 CO2 배출량이 0.108으로서, 기준치인 0.11 C-kg/kWh를 만족하는 대안 중에서 가장 경제적인 대안이다.

<표 23> 연구결과 (MOST 모형 활용)

구 분	3 번 대 안	2 번 대 안	4 번 대 안
총 비 용	3위	2위	4위
연 료 량	3위	4위	2위
C O 2	3위	4위	2위
신 퇴 도	5위	3위	4위
중 합 득 점	919점	909점	862점

### 3.4.7.2 한국 (자원·환경경제연구)

AHP를 중점적으로 분석 고찰하여 열공급시스템 최종 대안 선정에 위한 평가모형을 정립하도록 하였다. 열공급시스템 대안 선정 평가의 분석을 위해 폐열의 발생 성장 및 특성을 고려한 기술을 선정하여 시스템 대안을 구성하였다. 이렇게 구성된 대안으로 최종 대안 선정에 위한 AHP를 적용하였으며, 이의 적용을 위해 전문가 설문평가 조사서를 구성하여 설문평가를 실시하고 이를 토대로 대안들의 우선순위를 제시하였다.

최종적으로 AHP에 의해 도출된 속성별 가중치에 따른 우선순위를 설정하여 제시하였으며 그에 따른 열공급시스템 대안 선정평가 모형에 대한 AHP 적용기법 체계를 정립하도록 하였다. 이러한 과정을 보다 효율적으로 수행하기 위해 AHP 전용 분석 프로그램인 Expert Choice 2000을 사용하여 전체적인 분석에 있어서 MS Excel등을 활용하였다. 최종 분석 결과는 <표 24>에 나타나 있다.

<표 24> 대안들의 분석 결과

계층1 (Weight)	계층 2 (Weight)	HOS <sub>1</sub>	HOS <sub>2</sub>	HOS <sub>3</sub>	HOS <sub>4</sub>	HOS <sub>5</sub>
경제성 (0.421)	공급원가(0.09809)	0.08484	0.08618	0.01206	0.09809	0.01408
	투자비규모(0.03291)	0.32120	0.03143	0.13020	0.32291	0.13156
	sub-total	0.40604	0.40112	0.14226	0.42100	0.14564
기술성 (0.245)	안전도(0.09016)	0.07814	0.09016	0.08415	0.08655	0.09016
	신뢰도(0.00568)	0.00568	0.00531	0.00493	0.00531	0.00493
	기술성숙도(0.05439)	0.05439	0.05076	0.04714	0.03989	0.03626
	보수용이성(0.04361)	0.04361	0.04361	0.03780	0.03489	0.03780
	sub-total	0.18182	0.18984	0.17401	0.16663	0.16914
환경성 (0.208)	emission of CO2 (0.06698)	0.06698	0.06698	0.06698	0.06698	0.06698
	emission of SOx (0.05845)	0.04455	0.04688	0.04905	0.05799	0.05845

	emission of NOx (0.04805)	0.04435	0.04559	0.04066	0.04805	0.04435
	emission of TSP (0.03453)	0.02590	0.02590	0.02878	0.03165	0.03453
	sub-total	0.17439	0.17795	0.18546	0.20344	0.20801
과급효과 (0.125)	과학적공헌도(0.03350)	0.02501	0.02710	0.03335	0.03335	0.03335
	타산업응용가능성(0.03475)	0.03227	0.03227	0.02979	0.03227	0.03475
	에너지수급기여도(0.05675)	0.04162	0.05297	0.05297	0.05675	0.05297
	sub-total	0.09890	0.11233	0.11610	0.12237	0.12107
Total		0.88370	0.90355	0.61821	0.91081	0.63305
Rank		3	2	5	1	4

#### 4. 우리나라 전원구성 정책 결정

##### 4.1. 일반적인 현황

한국 정부는 환경친화적 에너지시스템 구축을 고려하고 있는데 저탄소형 에너지 소비시스템 구축을 위하여 2010년까지 석유의존도를 45% 이하로 감축하는 한편 대체에너지 등 환경 친화적인 에너지공급을 확대하고자 노력하고 있다. 또한 기후 변화협약에 적극적으로 대응하기 위하여 우리나라 경제상황과 특수성에 부합되는 온실가스 감축방안을 마련하여, 지구온난화를 완화하려는 국제 공동 노력에 동참하고자 노력하고 있다. 시장기능을 활용한 에너지 절약 및 온실가스 배출 감축을 위하여 온실가스 배출권거래제 도입 및 선진국과 개도국간 국제협력사업인 청정개발 체제(CDM) 사업 등을 활용하고 있다.

에너지 효율정책 추진 시스템을 강화하기 위한 방편으로 경제·사회적 에너지이용 효율을 높이기 위해서는 가격기능을 통한 에너지소비의 합리화와 함께 철저한 성과 분석에 근거한 에너지 효율 프로그램의 효과성을 제고자 노력하고 있다. 또한 안정적인 에너지공급기반을 지속적으로 구축함으로써 에너지의 안정적인 공급원 확보하고 석유공급원의 다변화를 위해 국내 대륙붕개발사업 및 해외석유개발사업을 지속적으로 추진하며, 중동 산유국과 자원외교 강화를 통해, 시베리아 등 국내외 가스전 개발 추진, PNG에 대한 우선 구매 등 가스도입선 다변화방안을 마련하여 공급의 안정성 제고할 필요가 있다. 이를 위해서는 여러 가지 전략이 필요한데 에너지 공급기반의 지속 확충, 천연가스 공급설비의 적기 확충, 冬高夏低형의 천연가스 계절간 수요패턴과 LNG 도입의 경직성으로 인해 예상되는 계절간 천연가스 수급 불균형 조절을 위해 천연가스 저장시설 지속 확충, 전력공급설비의 적기 확충, 발전소 건설을 유도하기 위한 용량시장제도 도입 검토 및 전력산업 진입규제를 지속적인 완화, 2010년까지 8기의 한국표준형원전 및 신형경수로APR-1400 원전 1기의 건설을 완료, 에너지위기에 대한 대응 능력 향상, 에너지 비축시설의 지속 확충과 유가완충준비금 적정규모 적립을 통해 사전 위기대응 능력 강화 등이 고려 대상이다.

## 4.2. 대안선정 및 정책결정기준

정책계획평가를 하기위해 대안을 선정하기 위해서는 대안 중에 하나인 원자력에 관한 고려를 할 필요성이 있다. 원자력발전소 건립과 이를 대체할 대안들에 관하여 다루기 위해서 원자력에 관한 발전방향을 제시한 내용을 살펴볼 필요가 있다. 원전을 통해서 전력 안보 기반을 구축할 수 있고, 원전사업의 국가 전략 수출산업으로 육성할 수 있는 순기능과, 원전 사업의 국가전략 산업으로 육성하기 위해 핵심기술 확보를 통한 R&D 지원을 강화하고, 또 원전에 대한 국민의 우려를 줄이기 위한 노력들(방사성 폐기물 관리대책을 강화, 발전소 주변지역 지원사업제도를 개선, 원전에 대한 국민의 공감대를 확산)이 필요하다.

원전을 통해 전력 안보 기반을 구축하기 위해서는 전력공급능력 확보를 위해 저발전을 담당하는 원자력분야를 전력안보 핵심기관으로 육성하는 방안을 검토해야 하고, 전력산업구조 개편에 따른 발전회사 분리, 한전 자회사 민영화 추진 등으로 기존 자회사간의 유기적 협조체제가 약화될 가능성이 높으므로 원전설계, 연료가공, 발전소 유지보수 등 원전 관련 기관간 전략적 제휴·통합을 통해 시너지 효과 증대를 도모해야 한다. 또한 비상시 안전가동 및 생산성 향상을 위해 한수원의 운영조직을 개선하고 발전소 주제어실 직원을 간부화하고 안전전담 독립체제를 구축하여 비상시 대응체제를 강화하고, 발전소 운전원의 사기 진작을 위한 다양한 인센티브 제도를 개발하는 등의 조직의 개선도 필요하다. 이를 위해 한수원의 4개 발전본부 간 책임경영체제 정착 및 경영혁신 정보화사업 도입을 통해 생산성 증대를 도모하여야 한다.

원전사업의 국가 전략 수출산업으로의 육성하기 위해서는 정부내 「원전산업 해외진출 추진위원회」를 구성하고 핵심기술 확보를 위한 기술개발을 지원하는 등 원자력 산업의 국제경쟁력 제고 및 해외진출 확대를 위한 정책적 지원을 강화하여야 한다. 이를 위해 산자부를 중심으로 관련부처(과기부, 외통부), 사업자(산수원, 한전기술, 기기제작 및 시공업체)로 「원전산업 해외진출 추진위원회」를 구성, 운영하고 분야별로 세부 실무작업반을 가동한다. 또한 컨소시엄 또는 공동으로 해외지사 설립을 통한 공동진출을 촉진한다. 즉 원전 산업체의 공동 해외진출을 위한 기업간 정보교류 및 기술공유 등을 통하여 수주 가능성을 제고하고 상호 이익 극대화를 도모하는 것이다. 또한 오늘날 높아진 국가 위상을 활용한 적극적인 국제협력을 추진하는 것 또한 필요하다. 원전건설을 추진중이거나 관심이 높은 국가의 주요인사를 초청하여 국내 원전산업의 경쟁력을 홍보하는 「국제 원자력산업Fair(가칭)」의 개최를 추진하는 것 또한 필요하다. 또 APEC 회원국의 원전관련 기술자 및 정책 결정자를 초청하여 훈련하고 우리나라 원전 산업의 우수성을 홍보하는 「원자력발전 기술인력 훈련 프로그램」의 운영을 추진하고 베트남의 원전도입을 위한 장기 정책 수립 및 국산화 방안 연구를 한·베간 협력사업으로 수행하고, 루마니아 원전 건설 재개를 위한 타당성 조사를 공동으로 수행하는 등 기 추진 중인 협력사업의 확대추진을 도모한다.

핵심기술 확보를 통한 R&D 지원 강화하기 위해서 2010년까지 선진국 수준의 기술능력(선진국대비 기술수준 (2010) 95%)을 확보토록 R&D 지원을 강화하고 정부지원 규모 또한 이를 실현하기 위해 (2002) 270억원 => (2005년 이후) 500억원 수준으로 증대되어야 한다. 또 원전산업의 수출산업화를 위해 분야별 핵심 기술 개발 추진하여야 한다. 이를 실행하기 위해서 설계코드 국산화 기술, 가동원전 출력증강 기술 등 현재 추진중인 과제를 성공적으로 완료하고 원전설계·기기·운영 등 분야별 핵심기술개발과제 선정하여 연구개발을 추진한다. 산업계의 원자력 전문 연구소를 육성하고 과제발굴 방식을 개선하는 등 효율적인 연구개발지원체제를 구축한다. 기초·기반 및 미래연구에 주력하는 과기부 원자력 연구소에 대응하는 산업계의 원자력 분야 전문연구소를 육성한다. 중장기적인 공익성·대형 선도기술은 Top-Down 방식, 산업적 용도가 높은 기술은 기술수요조사(Bottom-Up)를 통해 발굴하고 Top-Down 과제 발굴시 과기부와 유기적 협조를 강화한다. 중장기 전략안보를 위한 원전의 지속 확충할 계획인데 이는 2010년까지 8기의 한국표준형 원전 및 신형경수로(APR-1400) 원전건설을 추진하고, 설계 수명이 도래되는 원전의 수명연장을 적극 검토하는 등 원전의 지속적 확충을 추진한다. 발전설비 공급의 경쟁체제를 구축하여 원전산업의 경쟁력을 제고하고WTO 정부조달협상 진행상황, 한국표준형 및 신형 경수로 1400의 경쟁력 등을 종합적으로 고려하여 원전노형 개방시기를 검토한다. 정부부처간 사전 조정능력 강화로 환경영향평가 등 각종 인·허가 지원을 강화하고 원전건설사업 관련 인·허가 절차 간소화를 추진하여 규제제도·민원 등으로 인한 신규원전 건설의 지연요인 예방노력을 강화한다

방사성 폐기물 관리대책을 강화하기 위해서 「방사성폐기물 부지선정기획단」을 구성하여 조속한 부지선정을 위해 다각적인 추진방안을 강구하고 한수원을 중심으로 민간기업을 포함하여 구성, 후보부지를 대상으로 적극적인 홍보 및 설득을 전개한다. 또 “사업자 주도방식”과 병행하여 유치에 관심있는 지역을 대상으로 “자율유치”도 병행추진한다. 방사성 폐기물의 발생량을 저감하고 처분의 안정성을 제고하기 위해 유리화 연구를 성공적으로 수행하고 관련 기술적용을 확대하고 2005년부터 울진원전 (5·6호기)에 유리화 상용기술의 시범적용을 추진한다.

발전소주변지역 지원사업제도를 개선하기 위해서 주민 수용성 제고를 위한 지원제도 개선을 추진하고 실질적으로 주민복지를 증대시키는 사업을 신설하거나, 지역내 경제활성화를 위해 전기요금보조사업을 확대하는 등 지원사업내용의 개선을 추진하며 지역심의위원회 지역별, 직능별 다양화를 통해 지자체 및 주민 요구사업을 적극 반영하고, 사업자가 자율적으로 추진할 수 있는 사업 범위를 확대한다. 또 발전부문의 경쟁체제에 대비 원자력분야 지원사업의 중립적 운영을 통해 원자력분야의 지원사업중 경쟁에 편입시킬 수 있는 사업은 사업자가 부담토록하여 경쟁관계를 왜곡시키지 않는 방향으로 지원사업을 운영하고, 공공성이 적은 사업, 기업유치지원사업, 기타 부대사업 등은 단계별로 축소한다 (2003~2008년) 발전소 주변지역 지원사업의 평가체제를 구축하여 평가결과의 환류를 통한 지원사업의 효율성 극대

화를 도모한다(2003~2004). 평가지표에 따라 사업 시행자와 중앙심의회가 2단계로 평가하여 우수지역 및 사업을 발굴, 차년도 사업계획에 적극 반영한다

원전에 대한 국민 공감대 확산하기 위해 정부, 원자력 문화재단, 홍보전문기관, 원전관련 전문가, 원전 사업자 등으로 홍보협의회를 구성하여 홍보의 효율성을 제고한다. 일반국민, 원전주변지역주민, 여론형성그룹, 비판형성그룹 등 Target Group 별로 차별화된 홍보전략을 구현하고, 초·중·고교 교과과정에 원자력 내용을 반영하는 등 차세대를 위한 교육프로그램 개발 보급한다.

본 연구에서는 우리나라의 장기전원 계획을 수립하기 위하여 먼저 선진국에서 이용한 속성을 우리나라 상황을 고려하여 필요에 따라 재구성하였다. 영국에서의 사례와 같이 많은 속성을 나열한 후 다시 그 중에서 일부를 추출하는 방법보다는 문헌연구를 통하여 얻어진 많은 정책평가기준을 전문가 토의를 거쳐 크게 그룹화한 후 각 그룹에 세부적인 평가기준을 나열하고 이에 대한 검증을 거쳐 재구성된 정책 평가기준과 각 기준에 대한 정의는 <표 25>에 나타나 있다.

<표 25> 평가 기준

평 가 기 준		정 의
1. 공급안정성	연료 수급 안정성	발전연료의 공급 및 가격 안정성(매장량, 지역편중성 등)
	건설 유연성	발전설비 건설계획 및 건설공기의 유연성
	부하 추종성	발전설비 출력조절의 용이성(최소출력, ramp rate 등)
	전원구성의 다양성	에너지원별 전원의 구성비 문제(부하추종성과 관련 있음)
2. 경제성	총공급비용	건설 중 이자가 포함된 준공시점 기준 총건설비 및 발전소의 운전유지비와 연료비를 합한 비용
	사회적비용	오염물질의 배출에 따른 사회적 비용, 원전의 사후처리비 등
3. 환경성	SO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub> , SO <sub>3</sub> 등 황산화물
	NO <sub>x</sub>	질소산화물
	CO <sub>2</sub>	발전으로 배출되는 이산화탄소
	방사성 폐기물	원자력발전으로 인한 사용 후 연료 및 고·중·저준위 폐기물
4. 사회적 수용성	주민 안전성	발전소의 가동 중 또는 사고발생시 지역주민에 미치는 영향
	근로자 안전성	발전소의 건설, 가동 또는 사고 발생시 원전근로자에 미치는 영향
	국가 안보성	발전소의 건설, 가동 또는 신고 발생시, 국가 안보에 미치는 영향
	참여성	지역주민이나 일반 국민이 발전소 건설, 가동 등에 참여할 수 있는 정도
5. 분산성	시스템 효율성	발전소 입지의 편중에 따른 전력계통(시스템)의 효율성
	지역 제한성	발전소 입지의 편중에 따른 문제 (환경문제, 임해, 온배수의 확산 등)
6. 산업경제 효과	기술 자립도	발전소 건설 및 운영 국내기술의 자립도
	해외 수출	발전소 건설 및 운영 국내기술의 해외 수출 가능성
	타 산업 영향	발전소 건설 및 운영이 타 산업에 미치는 영향
	고용	발전소 건설 및 운영이 고용에 미치는 영향
	유지보수기술	발전소 유지보수기술의 자립도

시나리오 설정을 위한 전제 및 방법은 다음과 같은 원칙에 입각하여 선택하고자 한다.

- ① 산업자원부의 제2차전력수급기본계획(안)의 적정성 여부 및 다른 대안들과의 체계적인 비교를 통한 적정 전원 구성안 도출한다.
- ② 산업자원부의 제2차전력수급기본계획(안)을 기준(안)으로 현재 사회적으로 이 슈화되어 있는 원자력설비 신규건설설비(8기)의 일부 혹은 전체의 변화를 기준으로 시나리오를 구성, 평가하여 적정 전원구성안을 도출한다.
- ③ 시나리오 설정 및 분석을 위한 입력전제의 하나인 수요예측값(연간 최대수요 및 연간 판매량)은 제2차 전력수급기본계획(안)에 주어진 값을 사용한다. 수요예측에 대한 검토논의는 현실적인 시간제약 및 미래불확실성에 대한 논의의 한계 등으로 본 연구에서는 모든 시나리오에서 동일한 값, 즉, 제2차 전력수급기본계획(안)의 값을 사용하기로 한다.
- ④ 수요관리량에 대해서도 수요예측과 마찬가지로 제2차 장기전력수급기본계획(안)의 기본값을 모든 시나리오에서 사용하기로 함. 잠재량의 크기에 비해 기 기효율개선 프로그램이 미흡하나, 안정적으로 정부안을 그대로 수용한다.
- ⑤ 전원구성의 다양한 영향을 체계적으로 분석할 수 있는 다기준 의사결정 (Multi-criteria Decision Making, MCDM) 방법론을 도입하여, 다원적 차원에서 전원구성 방안들을 평가한다.

시나리오의 설정은 다음과 같다.

- . 시나리오 1(기준안) : 현재 정부의 장기전력수급계획(안)대로 신규원전 8기 모두 건설
- . 시나리오 2 : 신규원전 2기를 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력 (2800KW)은 가스(LNG 복합 및 소형열병합)가 90%, 신 재생에너지원(풍력 60%, 태양광 40%)이 10% 담당한다.
- . 시나리오 3 : 신규원전 2기를 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력 (2800KW)은 가스(LNG 복합 및 소형열병합)가 80%, 신 재생에너지원(풍력 60%, 태양광 40%)이 20% 담당한다.
- . 시나리오 4 : 신규원전 2기를 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력 (2800KW)은 가스(LNG 복합 및 소형열병합)가 70%, 신 재생에너지원(풍력 60%, 태양광 40%)이 30% 담당한다.
- . 시나리오 5 : 신규원전 4기를 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력 (5600KW)은 가스(LNG 복합 및 소형열병합)가 90%, 신 재생에너지원(풍력 60%, 태양광 40%)이 10% 담당한다.

- . 시나리오 6 : 신규원전 4기를 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력(5600KW)은 가스(LNG 복합 및 소형열병합)가 80%, 신재생에너지원(풍력 60%, 태양광 40%)이 20% 담당한다.
- . 시나리오 7 : 신규원전 4기를 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력(5600KW)은 가스(LNG 복합 및 소형열병합)가 70%, 신재생에너지원(풍력 60%, 태양광 40%)이 30% 담당한다.
- . 시나리오 8 : 신규원전 6기를 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력(7600KW)은 가스(LNG 복합 및 소형열병합)가 90%, 신재생에너지원(풍력 60%, 태양광 40%)이 10% 담당한다.
- . 시나리오 9 : 신규원전 6기를 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력(7600KW)은 가스(LNG 복합 및 소형열병합)가 80%, 신재생에너지원(풍력 60%, 태양광 40%)이 20% 담당한다.
- . 시나리오 10 : 신규원전 6기를 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력(7600KW)은 가스(LNG 복합 및 소형열병합)가 70%, 신재생에너지원(풍력 60%, 태양광 40%)이 30% 담당한다.
- . 시나리오 11 : 신규원전 8기를 모두 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력(9600KW)은 가스(LNG 복합 및 소형열병합)가 90%, 신재생에너지원(풍력 60%, 태양광 40%)이 10% 담당한다.
- . 시나리오 12 : 신규원전 8기를 모두 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력(9600KW)은 가스(LNG 복합 및 소형열병합)가 80%, 신재생에너지원(풍력 60%, 태양광 40%)이 20% 담당한다.
- . 시나리오 13 : 신규원전 8기를 모두 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력(9600KW)은 가스(LNG 복합 및 소형열병합)가 70%, 신재생에너지원(풍력 60%, 태양광 40%)이 30% 담당한다.

결론적으로 총 13개의 시나리오를 기준으로 다기준 의사결정방법을 사용하여 최적의 대안을 도출하고, 이 안을 기준으로 최종 정책안을 제안한다.

#### 4.3. 연구방법

장기전원 공급을 위한 정책을 결정하기 위해서는 정책평가기준, 시나리오 도출, 정책결정 분석방법 선정, 정책결정 절차를 개발하여야 한다. 이 중에서 먼저 정책에 대한 평가기준이 선정되어야 한다. 정책에 대한 평가기준을 선정하는 방법에는 전문가 회의, 설문 등의 방법이 있으나, 본 연구에서는 먼저 문헌 연구를 통한 세계 선진국의 사례를 조사한 후 사례에 나와 있는 평가기준에 대하여 전문가의 토의와 브레인스토밍 과정을 거친 후 전문가 집단의 설문답안을 통해 타당성을 확보하는

방법을 수행하고자 한다.

선진국에서의 장기전원 구성에 대한 사례를 분석하면, 이들이 전원구성을 위하여 사용한 ① 정책평가기준 ② 시나리오 ③ 정책결정 분석방법 ④ 정책결정 절차를 알 수 있으며 이를 벤치마킹하여 우리나라에 적합한 장기전원 계획을 수립하는 것이 합리적인 방법이다. 문헌에 나타난 선진국 사례를 분석하면 이들은 장기 전원 구성을 위하여 정책평가기준을 선정할 때 각 나라의 특성에 맞는 다양한 기준을 선정하고 있으며, 정책결정 분석을 할 때는 계량적인 방법을 이용한 것이 특징이다. 특히 영국, 미국, 캐나다, 그리스, 핀란드, 인도, 중국 등의 국가에서 다기준 의사결정(MCDM: Multi-Criteria Decision Making) 방법을 이용하여 장기전원 구성을 해결하였다. 이들이 의사결정을 수행하기 위하여 도출한 속성은(attribute) 매우 다양하며, 또한 설정한 시나리오도 그 나라의 특성과 환경에 적합하게 결정되었다.

정책평가기준이 결정된 후 본 연구의 분석 방법에 대한 절차는 다음과 같다. 5개의 시나리오에 대한 각 속성을 기준으로 평가하는 방법으로 장기전원 구성계획을 위한 다기준 의사결정방법을 이용한다. 필요한 입력 자료는 계산과 설문을 통하여 얻어지며, 입력 자료에 대한 수집 후 몇 개의 다기준 의사결정 모델을 선별하며, 각 속성간 가중치를 도출한 후 시나리오별 우선 순위를 결정하여 우리 나라 장기전원 구성에 대한 계획을 결정하고자 한다. 먼저 본 연구에서 사용될 다기준 의사결정에 대한 방법은 다음과 같다.

다기준 의사결정은 다 수의 상충하는 기준이 존재할 때의 상황에서의 의사결정을 의미한다. 다기준 의사결정은 개인의 의사결정, 정부의 정책결정에 자주 이용되는데, 본 연구에서 구한 6가지의 대분류 속성과 25개의 소분류 속성이 모두 기준이 되어 전원구성에 대한 의사결정을 하는 것이 하나의 예가 될 수 있다. 다기준 의사결정 문제에서는 어떻게 의사 결정자가 서로 상충되는 기준들을 조화롭게 절충하느냐가 중요하다. 예를 들면, 공급 안정성도 좋으면서 경제성도 있는 시나리오를 추구하는 것이 이상적이나 이는 기준이 서로 상충하기 때문에 현실적으로 불가능하다. 이와 같이 상충하는 기준들간의 절충이 다기준 의사결정의 핵심이다. 따라서 복잡한 다기준 의사결정 문제에서 최적의 의사결정을 내리기 위해서는 여러 가지 분석이 필요하며 다음과 같이 다기준 의사결정(MCDM)은 다목적 의사결정(Multi-objective Decision Making: MODM)과 다요소 의사결정(Multi-attribute Decision Making : MADM)으로 분류된다.

MADM과 MODM의 특성을 간단하게 비교해 보면, MODM은 주어진 제약식들을 만족하는 대안들 중에서 최적화하고자하는 목적들을 가장 만족하는 대안을 찾는 것으로 최적 대안을 찾는 접근 방법이다. 그러나 MADM은 대안들 중에서 몇 개의 요소들을 종합적으로 고려하여 하나의 대안이나 선호도가 같은 몇 개의 대안을 선택하는 접근 방법이다. 본 연구에서는 다요소 의사결정 방법을 사용한다.

다요소 의사결정에서 대안은 정량적(quantitative)인 요소와 정성적(qualitative)인 요소에 의해 평가되어진다. 예를 들면 사회적 수용성은 정성적인 요소이다. 정량

적인 요소와 정성적인 요소, 두 종류의 요소들에 의해 평가되는 대안을 비교하는 것과 각 요소의 평가 단위가 서로 다를 때 어떻게 처리하기 위해서는 서로 다른 측정단위를 갖는 요소 평가치의 표준화(normalization)이 필요하다.

정량적인 자료를 측정하기 위하여 이용되는 척도는 서수척도, 구간척도, 비율척도가 있다. 서수척도는 단순히 평가 대상의 순서만 표시하고 서열간의 상대적인 차이는 나타내지 않는다. 구간척도는 평가치를 나타내기 위한 균등한 구간들을 설정하고 임의의 원점으로부터의 차이나 거리가 평가치를 나타낸다. 비율척도는 구간척도와 비슷하나 원점이 미리 정해져 있다.

정성적인 요소를 비율척도로 평가한다는 것은 거의 불가능하므로 대부분의 다요소 의사 결정 방법에서는 서수척도나 구간척도를 이용한다. 본 연구에서는 구간 척도가 사용되어지므로 구간 변환 과정을 중심으로 활용한다.

## <참 고 문 헌>

- 김종달, “원자력발전의 지속 불가능성,” 한국 원자력문화재단, *원자력발전과 지역 사회에 관한 울산시민 토론회*, 1999, pp. 23-36.
- Alvarez, R, Beyea, J., Janberg, K., Kang, J., Lyman, E., Macfarlane, A., Thompson, G. & Hippel, F., 2003, "Reducing the Hazards from Stored Spent Fuel Power-reactor Fuel in the United States", *Science & Global Security*, vol. 11, No.1, 11: 1-51.
- Bernardo, J.J & J. M. Blim, 1977, "A Programming Model of Consumer Choice among Multi-Attributed Brands," *J. of Consumer Research*, Vol. 4, NO. 2, 111-118.
- BP, 2004, *Statistical Review of World Energy*, June 2004.
- Byrne, John, et al., 1996, "Evaluating the economics of photovoltaics in a demand-side management role," *Energy Policy*, Vol.24, No.2, 77-185.
- Carpros. P and S. Papahhanassiou and JE. Samoulidis., 1988, "Multicriteria Analysis of Energy Supply Decisions in an Uncertain Future," *OMEGA International Journal of Management Science*, Vol. 16, No.2, 107-115.
- Choi, H., Ko, W., & Yang M., Korea Atomic Energy Research Institute, 2001, "Evaluation of DUPIC Fuel Cycle Cost Based on Conceptual Design Studies," *ICONE-9*, France.
- Chu, A. T., R. E. Kalaba, & K. Spingarn, 1979, " A Comparison of two Methods for Determining the Weights of Belonging to fuzzy sets", *J. of Opt. Theory and Appl.* , Vol. 27, NO. 4, 531-538.
- East-West Center, 2004, “Background Paper for the APEC Workshop on LNG Best Practices : An Overview of APEC LNG Markets and Their Evolving Contract Structure” .
- EIA/DOE, 2004, *Annual Energy Outlook 2004*, Jan. 2004.
- Elliott, David, 1997, *Energy, Society and Environment*, New York, NY: Routledge.
- ExxonMobil, 2004, “Global Gas Deregulation : An ExxonMobil Gas Marketing Perspective.” 2004. 8.
- Fukuda, K., Danker, W., Lee, J.S., Bonne, A., and Crijns, M.J., 2003, "IAEA Overview of global spent fuel storage," IAEA-CN-102/60, Department of Nuclear Energy, IAEA, Vienna, Austria.
- Georgopoulou, E., D.Lalas, L. Papagiannakis., 1997, "A Multicriteria

- Decision Aid approach for energy planning problems; The case of renewable energy option," *European Journal of Operational Research*, Vol. 103. 38–54.
- Her Majesty's Government(HMG), 1995, "The Prospects for Nuclear Power in the UK: Conclusions of the Government's Nuclear Review," May, Cm2860, HMSO, United Kingdom.
- Hwang, C. L. & K. S. Yoon, 1981, *Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems ( Multiple Attribute Decision Making )*, Springer – Verlag Berlin Heidelberg N. Y.
- IEA, 2002, *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand* (한국가스공사 구조 개편실 역, 『천연가스 수요와 공급의 유연성』).
- International Energy Agency(OECD), 2001, *Nuclear Power in OECD*, Paris.
- JISEEF, 2000, *Toward a Sustainable Energy and Environmental Strategy For South Korea*.
- Jones, M., C. Hope, and R. Hughes, 1990, "A Multiattribute Value Model for the Study of UK Energy Policy," *Journal of the Operational Research Society*, Vol. 41(10), 919–929.
- Kenney, R. & H. Raiffa, 1976, *Decisions with Multiple objectives*, Wiley, New York.
- Korea Advanced Energy Research Institute, 1984, "Republic of Korea/United States Joint Study on Spent Fuel Management(KAERI/RR-411-1/83)," February 1984, Seoul.
- Kornbluth, J. S. H., 1977, " A procedure for Multiple Objectives", in *Multiple Criteria Problem Solving Proceedings*, Buffalo, N. Y. ( U. S. A. ).
- Kraft, M. E., 2000, "Policy Design and the Acceptability of Environmental Risks: Nuclear Waste Disposal in Canada and the United States," *Policy Studies Journal*. volume: 28. Issue:1. March 22.
- Lovins, Amory B., 1977, *Soft Energy Paths: Toward a durable Peace*, New York, NY: Harper Colophon Books.
- Mackerron, G., 1996/1997, "Nuclear Power Under Review", in J Srrey ed., *The British Electricity Experiment: Privatisation – The Record, The Issues, The Lessons*, 155–153. London: Earthscan Publications Ltd, 1996, reprinted 1997.
- Mackerron, G., 1991, "Decommissioning costs and British Nuclear Policy," *The Energy Journal*. vol. 12, 13–28.
- Mackerron, G. & Sadnicki, M., 2001, "Sustainability and Nuclear Liabilities",

- The International Energy Experience*, 327–343, London: Earthscan Publication Ltd.
- Melosi, Martin, 1992, "Energy Transition in the nineteenth century economy," George Daniels and Mark Rose(eds.), *Energy and Transport: Historical Perspectives on Policy Issues*, Beverly Hills, Calif.: Sage Publications.
- Nuclear Energy Agency and International Atomic Energy Agency, 2002, *Uranium 2001: Resources, Production, and Demand*, Paris, France.
- Pekelman, D. and S. K. Sen, 1974, "Mathematical Programming Models for the Determination of Attribute Weights," *Mgt. Sci.*, Vol. 20, 1217–1229.
- Raimo, P.H., 1988, "Computer Assisted Energy Policy Analysis in the Parliament of Finland," *Interfaces*, Vol. 18, July–August, 12–23.
- Ramanathan. R and L.S.. Ganesh., 1995, "Energy Resource Allocation Incorporating Qualitative and Quantitative Criteria: An Integrated Model Using Goal Programming and AHP," *Socio–Economic Planning Science*, Vol. 29, No. 3, 197–218.
- Roy, B., 1973, "How outranking relation helps multiple criteria decision making", in *Selected proceedings of a Seminar on Multi–Criteria Decision making*, The University of South Carolina Press, Columbia, 179–201.
- Roy, B. and J. C. Hugonnard, 1982, "Ranking of Suburban Line Extension Projects on the Paris Metro System by a Multicriteria method," *Transp. Res. A*, Vol. 16A, NO. 4, 301–312.
- Satty, T. L., 1980, *The Analytic Hierarchy Process*, McGraw – Hill.
- Satty, T. L., 1977, "A Scaling Method for priorities in Hierarchical Structures," *J. of Mathematical Psychology*, Vol. 15, No. 3, 234–281.
- Shannon, C. E. & W. Weaver, 1947, "The Mathematical Theory of Communication", The Univ. of Illinois Press.
- Smeloff, Ed and Peter Asmus, 1997, *Reinventing Electric Utilities*, Washington, D.C.: Island Press.
- Solymosi, T. & T. Dombi, 1986, "A method for determining the weights of criteria : the centralized weights," *European J. of Operations Research*, Vol. 26, 35–41.
- Srinivasan V. & A. D. Shocker, 1973, "Linear Programming Techniques for Multi–dimensional Analysis of Preferences," *Psychometrika*, Vol. 38, No. 3, 337–369.

- Staschus, k., et al., 1991, "A multi-attribute evaluation framework for electric resource acquisition in California," *Electrical Power & Energy Systems*, Vol.13, No. 2, 73-80.
- The Economist, 2000, "The Electric revolution," August 5th, 17-18.
- The Economist, 2000, "The Dawn of Micropower," August 5th, 77-81.
- The Energy Review, 2002, "A Performance and Innovation Unit Report," <http://www.number-10.gov.uk/su/energy/20.html#gen16>
- UNFCCC, 2001, "Review of the Implementation of Commitments and of Other Provisions of the Convention, 8:21-22, 31-33," Bonn, July 24, 2001.
- Vincke, P.(1986), "Analysis of Multicriteria decision aids in Europe," *European J. of Operations Research*, Vol. 25, 160-168.
- Xie Zhijun and Michael Kuby., 1997, "Supply-side-demand-side optimization and cost-environment tradeoffs for China' coal and electricity system," *Energy Policy*, Vol. 25, No. 2, 313-326.
- Yoon, K. S., 1980, "Systems Selection by Multiple Attribute Decision Making," Ph. D. Dissertation, Kansas Univ.

<부 록>

설 문 지

아래는 장기 전력 공급정책 결정을 수립하기 위한 설문입니다. 사회각계에 계신 전문가 분들의 의견을 수렴하여 정책을 결정하는데 주요한 참고사항을 만들고자 합니다.

아래의 표에서 언급된 평가기준과 시나리오들은 우리나라의 장기전력공급 정책을 위하여 수립된 것들입니다. 각 항목에 대하여 응답자께서 설문을 성실히 수행해 주시면, 향후 정책을 결정함에 있어 각계의 의견을 반영하여 합리적인 결정을 도출할 수 있을 것입니다.

설문시간은 10분정도 소요될 것으로 예상되며 설문에 끝까지 성의 있게 응답해 주시면 감사하겠습니다.

지속가능발전위원회

1. 설문지 작성자의 소속 단체를 답해 주십시오 ( )
- ① 대학 ② 연구소 ③ 정부기관 ④ 시민단체 ⑤ 기업체 ⑥ 기타( )

기초 조사를 통하여 얻어진 설문에 사용될 평가기준에 대한 설명은 아래와 같습니다.

평 가 기 준		정 의
1. 공급안정성	연료 수급 안정성	발전연료의 공급 및 가격 안정성(매장량, 지역편중성 등)
	건설 유연성	발전설비 건설계획 및 건설공기의 유연성
	부하 추종성	발전설비 출력조절의 용이성(최소출력, ramp rate 등)
	전원구성의 다양성	에너지원별 전원의 구성비 문제(부하추종성과 관련 있음)
2. 경제성	총공급비용	건설 중 이자가 포함된 준공시점 기준 총건설비 및 발전소의 운전유지비와 연료비를 합한 비용
	사회적비용	오염물질의 배출에 따른 사회적 비용, 원전의 사후처리비 등
3. 환경성	SO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub> , SO <sub>3</sub> 등 황산화물
	NO <sub>x</sub>	질소산화물
	CO <sub>2</sub>	발전으로 배출되는 이산화탄소
	방사성 폐기물	원자력발전으로 인한 사용 후 연료 및 고·중·저준위 폐기물

4. 사회적 수용성	주민 안전성	발전소의 가동 중 또는 사고발생시 지역주민에 미치는 영향
	근로자 안전성	발전소의 건설, 가동 또는 사고 발생시 원전근로자에 미치는 영향
	국가 안보성	발전소의 건설, 가동 또는 신고 발생시, 국가 안보에 미치는 영향
	참여성	지역주민이나 일반 국민이 발전소 건설, 가동 등에 참여할 수 있는 정도
5. 분산성	시스템 효율성	발전소 입지의 편중에 따른 전력계통(시스템)의 효율성
	지역 제한성	발전소 입지의 편중에 따른 문제 (환경문제, 침해, 온배수의 확산 등)
6. 산업경제 효과	기술 자립도	발전소 건설 및 운영 국내기술의 자립도
	해외 수출	발전소 건설 및 운영 국내기술의 해외 수출 가능성
	타 산업 영향	발전소 건설 및 운영이 타 산업에 미치는 영향
	고용	발전소 건설 및 운영이 고용에 미치는 영향
	유지보수기술	발전소 유지보수기술의 자립도

2. 설문지 작성방법 : 아래 표는 두 가지 평가기준에 대한 상대적인 중요도를 계량적으로 표현하기 위하여 사용됩니다. 상대적인 중요도는

1~7 또는  $\frac{1}{1}$ ~ $\frac{1}{7}$ 까지 주실 수 있습니다.

<설문 작성 예>

두 평가기준 A, B에 대한 쌍대 비교 척도

중요 정도	수치
A와 B가 동등 (equally important)	1
A가 B보다 동등, 약간 중요한 중간	2
A가 B보다 약간 중요 (weakly more important)	3
A가 B보다 동등, 중요한 중간	4
A가 B보다 중요 (strongly important)	5
A가 B보다 중요, 매우 중요한 중간	6
A가 B보다 매우 중요 (very strongly more important)	7

<예시> 만약 공급안정성 평가기준이 경제성 평가기준에 비하여 중요(strongly important)하다고 생각되시면 빈칸에 숫자 1/5를 기입하시면 됩니다.

	공급안정성	경제성
공급안정성	X	X
경제성	1/5	X

만약 환경성 평가기준이 경제성 평가기준에 비하여 약간 중요(weakly more important)하다고 생각되시면 빈칸에 숫자 3을 기입하시면 됩니다.

	경제성	환경성
경제성	X	X
환경성	3	X

위에서 예시된 바와 같이 각 평가기준에 대하여 본인이 생각하시는 상대적인 중요도를 아래 표의 빈칸에 1~7,  $\frac{1}{1}$ ~ $\frac{1}{7}$ 을 기입하여 주시기 바랍니다. 참고로 기입하여야 할 빈 칸은 15개입니다.

<평가기준 상대적인 중요도>

	공급안정성	경제성	환경성	사회적수용성	분산성	산업경제효과
공급안정성	X	X	X	X	X	X
경제성		X	X	X	X	X
환경성			X	X	X	X
사회적수용성				X	X	X
분산성					X	X
산업경제효과						X

3. 장기 전력 공급정책 결정을 위한 시나리오 평가를 위하여 설문지를 작성하는 방법은 아래와 같습니다.

<설문작성의 예>

아래와 같이 각 시나리오에 대하여 6가지 기준의 평가를 1~5까지 점수를 기입해 주십시오.

평가기준	공급안정성	경제성	환경성	사회적수용성	분산성	산업경제효과
시나리오 평점	4	3	5	2	1	3

기입하시는 숫자의 의미는 아래 표와 같습니다.

매우 나쁨	나쁨	보통	좋음	매우 좋음
1	2	3	4	5

시나리오에 대한 개략적인 설명은 다음 표에 나타나 있으며 각 시나리오의 원자력 발전소운영계획은 아래 표와 같습니다.

. 시나리오 1 : 신규원전 8기 모두 건설

대 체 생 산	가스 90% 신재생 10%	가스 80% 신재생 20%	가스 70% 신재생 30%
2기 취소 (신울진 1400MWx2기)	시나리오 2	시나리오 3	시나리오 4
4기 취소 (신울진 1400MWx2기) (신고리 1400MWx2기)	시나리오 5	시나리오 6	시나리오 7
6기 취소 (신울진 1400MWx2기) (신고리 1400MWx2기) (신월성 1000MWx2기)	시나리오 8	시나리오 9	시나리오 10
8기 취소	시나리오 11	시나리오 12	시나리오 13

(\* 신재생 에너지는 각각 풍력 60%, 태양력 40% 비율로 대체 생산됨)

<신규원전 8기 모두 건설>

구분	신고리#1	신고리#2	신월성#1	신월성#2	신고리#3	신고리#4	신울진#1	신울진#2
발전량	1000M W	1000M W	1000M W	1000M W	1400M W	1400M W	1400M W	1400M W

<2기 취소>

구분	신고리#1	신고리#2	신월성#1	신월성#2	신고리#3	신고리#4	신울진#1	신울진#2
발전량	1000M W	1000M W	1000M W	1000M W	1400M W	1400M W	1400M W	1400M W

<4기 취소>

구분	신고리#1	신고리#2	신월성#1	신월성#2	<del>신고리#3</del>	<del>신고리#4</del>	<del>신울진#1</del>	<del>신울진#2</del>
발전량	1000M W	1000M W	1000M W	1000M W	<del>1400M W</del>	<del>1400M W</del>	<del>1400M W</del>	<del>1400M W</del>

<6기 취소>

구분	신고리#1	신고리#2	<del>신월성#1</del>	<del>신월성#2</del>	<del>신고리#3</del>	<del>신고리#4</del>	<del>신울진#1</del>	<del>신울진#2</del>
발전량	1000M W	1000M W	<del>1000M W</del>	<del>1000M W</del>	<del>1400M W</del>	<del>1400M W</del>	<del>1400M W</del>	<del>1400M W</del>

<8기 모두 취소>

구분	<del>신고리#1</del>	<del>신고리#2</del>	<del>신월성#1</del>	<del>신월성#2</del>	<del>신고리#3</del>	<del>신고리#4</del>	<del>신울진#1</del>	<del>신울진#2</del>
발전량	<del>1000M W</del>	<del>1000M W</del>	<del>1000M W</del>	<del>1000M W</del>	<del>1400M W</del>	<del>1400M W</del>	<del>1400M W</del>	<del>1400M W</del>

다음의 설문에 대하여 위에서 제시한 방법에 따라 1~5사이의 값을 아래 표의 빈 칸에 각각 표시하여 주십시오. 참고로 78개의 빈칸을 채워 주셔야 합니다.

평가기준	공급안정성	경제성	환경성	사회적수용성	분산성	산업경계효과
시나리오 1						
신규원전8기 모두건설						

평가기준	공급안정성	경제성	환경성	사회적수용성	분산성	산업경계효과
시나리오 2						
신규원전 2기 취소 후, 부족전력 2800MW는 가스로 부족분의 90%와 신재생 에너지로 부족분의 10%를 대체생산						
시나리오 3						
신규원전 2기 취소 후, 부족전력 2800MW는 가스로 부족분의 80%와 신재생 에너지로 부족분의 20%를 대체생산						
시나리오 4						
신규원전 2기 취소 후, 부족전력 2800MW는 가스로 부족분의 70%와 신재생 에너지로 부족분의 30%를 대체생산						

평가기준	공급안정성	경제성	환경성	사회적수용성	분산성	산업경계효과
시나리오 5						
신규원전 4기 취소 후, 부족전력 5600MW는 가스로 부족분의 90%와 신재생 에너지로 부족분의 10%를 대체생산						
시나리오 6						
신규원전 4기 취소 후, 부족전력 5600MW는 가스로 부족분의 80%와 신재생 에너지로 부족분의 20%를 대체생산						
시나리오 7						
신규원전 4기 취소 후, 부족전력 5600MW는 가스로 부족분의 70%와 신재생 에너지로 부족분의 30%를 대체생산						

평가기준	공급안정성	경제성	환경성	사회적수용성	분산성	산업경체효과
시나리오 8						
신규원전 6기 취소 후, 부족전력 7600MW는 가스로 부족분의 90%와 신재생 에너지로 부족분의 10%를 대체생산						
시나리오 9						
신규원전 6기 취소 후, 부족전력 7600MW는 가스로 부족분의 80%와 신재생 에너지로 부족분의 20%를 대체생산						
시나리오 10						
신규원전 6기 취소 후, 부족전력 7600MW는 가스로 부족분의 70%와 신재생 에너지로 부족분의 30%를 대체생산						

평가기준	공급안정성	경제성	환경성	사회적수용성	분산성	산업경체효과
시나리오 11						
신규원전 8기 모두 취소 후, 부족전력 9600MW는 가스로 부족분의 90%와 신재생 에너지로 부족분의 10%를 대체생산						
시나리오 12						
신규원전 8기 모두 취소 후, 부족전력 9600MW는 가스로 부족분의 80%와 신재생 에너지로 부족분의 20%를 대체생산						
시나리오 13						
신규원전 8기 모두 취소 후, 부족전력 9600MW는 가스로 부족분의 70%와 신재생 에너지로 부족분의 30%를 대체생산						

최종보고서

# 장기전원구성 정책연구

2004. 12

연구기관  
경북대학교 에너지환경경제연구소

대통령자문 정책기획위원회

## 제 출 문

### 정책기획위원회 귀하

「장기 전원구성 정책연구 용역사업」에 대한 최종보고서를 다음과 같이 제출합니다.

2004. 12

책임연구위원: 김종달(경북대학교 경제통상학부 교수)  
연구위원: 강정민(서울대학교 기초전력연구원 연구위원)  
김채복(경북대학교 경영학부 부교수)  
노동석(에너지경제연구원 연구위원)  
박종배(건국대학교 전기공학과 조교수)  
석광훈(녹색연합 정책위원)  
조영탁(한밭대학교 경제학과 교수)  
간 사: 이상헌(지속가능발전위원회 에너지산업팀장)

## 차 례

제1장 서론 .....	57
1. 연구 배경과 필요성 .....	57
2. 연구의 주요 과제 .....	58
3. 연구범위 및 방법 .....	59
제2장 전력수급기본계획 검토 .....	60
1. 서론 .....	60
2. 제2차 전력수급기본계획 .....	61
3. 쟁점사항의 검토 .....	65
4. 결론 .....	73
제3장 발전용 석탄, 석유 정책방향 .....	74
1. 석탄 .....	74
2. 발전용 석유 .....	86
제4장 원자력 정책과제와 방향 .....	88
1. 신규원전 건설현황과 쟁점 .....	88
2. 원자력과 공급안정성 .....	89
3. 원전의 경제성 .....	90
4. 원자력의 환경성 .....	95
5. 선진국의 원자력 평가사례: 영국의 경험 .....	98
6. 원전사후처리사업의 도덕적 해이와 체제개혁방안 .....	101
7. 지속가능한 방사성폐기물 정책대안 .....	107
제5장 발전용 LNG 정책방향 .....	112
1. LNG 발전의 현황과 위상 .....	112
2. LNG 발전의 여건과 전망 .....	115
3. 장기전원구성과 LNG 발전의 재검토 .....	121
4. LNG 발전 정책제안 .....	125
제6장 전력수요관리 및 신재생에너지 정책방향 .....	126
1. 개요 .....	126
2. 전력수요관리의 추진 정책과 개선 방향 .....	127
3. 신재생에너지의 추진 정책과 개선 방향 .....	137
제7장 장기 전원구성 정책제안 .....	146
1. 시나리오 설정의 전제 및 방법론 .....	146
2. 시나리오의 설정 .....	146
3. 전원구성 정책평가기준 결정 .....	147
4. 전원구성 정책평가 방법 .....	151
5. 전원구성 시나리오 평가 .....	152
6. 전원구성 정책제안 .....	152
<참고문헌> .....	153
<첨부 1> 다요소 의사결정방법 .....	159
<첨부 2> 설문지 .....	164

## 제 1 장 서 론

### 1. 연구 배경 및 필요성

전력소비는 1990년에서 2002년의 기간 동안 우리나라 일차에너지 소비 증가율(연평균 6.9%) 보다 더 높은(연평균 9.4%) 증가세를 보여주고 있다(산업자원부 2004). 경제성장과 더불어 국민생활수준 향상으로 인하여 고급에너지<sup>1)</sup>인 전력에 대한 수요가 상대적으로 높아졌기 때문이다. 이러한 전력소비의 급격한 증가를 전제로 하여 정부의 전력정책이 수립되었으며, 안정적 공급을 확보해 줄 수 있는 발전형태인 원자력과 석탄 중심의 중앙집중적인 대형 발전설비가 계속 건설되었다.

산업자원부의 장기 전원계획에 따라 발전소는 건립되며, 이런 발전체계에 기반하여 각 발전소의 가동율이 건설비와는 구분된 발전단가에 의해 전력거래소에 의해 결정되어 전력공급, 즉 경제급전이 이루어진다. 초기투자비의 비중이 매우 높고, 운전비가 낮은 원자력과 석탄은 일단 건설이 되면 우선적 가동이 확보되어 경제성이 높은 것으로 여겨졌다. 석탄은 환경성이 매우 나쁜 것으로 평가하여 증설이 제한되고 있는 반면, 원전은 환경성까지도 우수한 것으로 평가하여 지속적인 건설을 추진하고 있다(백광현, 2004).

그러나 원자력 발전은 초기투자비의 지속적 증가와 사회적 비용의 증가로 경제성 하락과 동시에 투자재원 부족문제를 심화시키고 있다. 원전 운전과정에서 배출되는 방사성 폐기물은 환경문제를 심화시키고 있으며, 궁극적으로 발전소의 입지나 방사성 폐기물 처리장의 부지 선정 등을 둘러싸고 사회적 갈등을 증폭시키는 원인이 되고 있다. 경제사회가 발전하고 민주화가 진행 될수록 원자력발전과 방사성폐기물 처리를 둘러싼 문제가 심화될 것이 예상되어 전력구성체계의 개혁에 대한 요구가 증대되고 있다(김종달 2004, 박재묵 외, 2004, 참여연대 2004). 기존 장기 전원계획에 대한 검토가 필요하며, 또한 여기에 바탕을 두고 추진하는 원자력발전소의 확대건설에 대한 종합적인 검토가 필요한 상황이다.

지속가능한 전력체계는 다양하게 정의될 수 있으나 본 연구팀이 연구와 설문조사 결과를 통하여 합의한 개념을 요약하며, 환경적으로 지속가능하고, 사회적으로 공평하며 민주적이고, 경제적으로 효율적이며 안정적으로 공급이 가능한 전력공급체계를 의미한다. 따라서 장기 전원구성 정책에서는 넓은 의미의 경제적 효율성 및 공급안정성 뿐만 아니라 환경성, 사회적 수용가능성, 분산성 등도 동시에 고려되어야 함을 의미한다. 현재와 같은 중앙집중적이고 대형 발전 설비 위주의 전원으로 구성된 전력체계의 변화를 필요로 할 것임을 예상할 수 있다.

따라서 현재의 장기 전력수급 기본계획을 검토하는 동시에, 다양한 환경적, 사회적, 경제적 평가기준을 마련하여 이를 활용하여 평가하여 적정한 전원 구성안을 제시하는 것이 본 연구의 주된 목표이다. 특히, 전체 발전량의 40.2%를 담당하는 원자력 발전의 공급 비중 조정, 즉 신규 원자력 발전소 건설의 취소 및 LNG, 소형 열병합 발전 및 신재생에너지 등의 대체 발전 설비의 확충의 적정성을 검토한다. 이러한 작업이 단순한 정책적 목표만이 아닌 실질적인 지속가능한 전력체계, 나아가 지속가능한 사회로의 나아가는데 관건이 될 것으로 보기 때문이다.

1) 에너지질(energy quality)이란 동일한 열량을 얻기 위해 필요한 연료간의 상대적인 경제적 유용성을 나타내는 지표이다. 전기는 사용하기 편리하고 깨끗하지만 동일하게 유용한 열량을 얻기위해 석유보다 4배의 에너지를 소비해야 하는 비싼연료이다.

## 2. 연구의 주요 과제

본 연구의 목적은 현재의 장기 전력수급계획의 적정성을 검토하고 다른 대안들과의 체계적인 비교를 통하여 최적 전원구성 시나리오를 구성하여, 공급안정성, 경제성, 환경성, 사회적 수용성, 분산성 등 다양한 변수들을 고려한 시나리오별 비교를 통해 최적 전원 구성안을 평가하여 장기 전원정책 마련을 위한 기초자료를 제안하는데 있다.

장기 전력수급계획에서 주요 전원이 되는 원자력, 석탄, 석유, 가스, 수요관리 및 신재생에너지 등을 각각 검토하되, 경제성, 공급안정성, 환경성, 사회적 수용가능성, 유연성, 기술성 등의 다양한 기준에서 분석하여 개선방안을 모색한다. 이들을 체계적으로 분석할 수 있는 다기준 의사결정(Multi-criteria Decision Making, MCDM) 방법론을 도입하여, 다원적 차원에서 전원구성 방안들을 평가한다. 또한, 현재 전력구성에서 큰 비중을 차지하고 있는 원자력발전과 그에 따른 방사성 폐기물 관리 정책을 검토하여 지속가능성과 민주성을 반영한 원전 및 방사성 폐기물 관리 정책 개혁 방향을 제시한다.

본 보고서는 서론(제1장), 전력수급기본계획 검토(제2장), 발전용 석탄, 석유 정책방향(제3장), 원자력발전 정책과제와 방향(제4장), 발전용 LNG 정책방향(제5장) 전력 수요관리 및 신재생에너지 정책방향(제6장), 장기 전원구성 정책제안(제7장)으로 구성되어 있다.

1장에서는 본 연구와 관련된 연구배경 및 필요성을 살펴보고, 다음으로 연구의 주요과제, 연구범위 및 방법을 제시한다.

2장에서는 장기전원 구성정책의 보다 나은 개선방향을 제시하기 위해 2차 전력수급기본계획을 검토하며, 전원구성 정책의 평가를 위한 기준을 결정한다.

3장에서는 국가에너지 발전정책과 관련하여 석탄 및 석유 발전정책을 살펴본다. 특히, 발전용 유연탄 발전을 중심으로 평가한다.

4장에서는 원자력과 관련된 다양한 문제점을 살펴보고, 이를 종합적으로 고려하여 근본적인 정책 방향을 제시하고자 한다. 이와 관련된 내용으로 신규 원전 건설현황, 원전폐로 정책현황, 방사성 폐기물 처리 정책방향, 원전사후처리충당금 제도 개선방향, 그리고 원전 정책에 대한 종합 평가를 포함한다.

5장에서는 발전용 가스를 중심으로 현황분석과 수요와 가격 전망을 기반으로 정책제안을 한다. 가스는 원자력 발전을 줄일 경우 많은 부분을 담당할 수 있는 대체에너지로서의 가능성도 분석한다.

6장에서는 국가에너지 발전정책과 관련하여 전력 수요관리 및 신재생에너지 현황, 잠재량 및 관련 정책 등을 살펴본다. 특히 이들 개별적 정책과 전력수급계획과의 연계에 관해서 검토하며, 기존 발전원의 대체에너지로서의 역할을 모색한다.

7장에서는 장기전원구성에 대한 시나리오를 구성, 분석하여, 최종 우선순위를 도출하여 이를 기반으로 장기전원 구성정책을 종합평가한다. 이와 관련된 내용으로 시나리오 구성, 시나리오별 분석, 시나리오별 종합, 시나리오별 우선순위 도출 등을 포함한다.

마지막으로 앞에서 제시된 연구결과를 기반으로 구체적인 정책방안들을 종합평가하여 장기전원구성정책과 관련된 최종안을 제안한다. 이를 위해 장기전원 구성안을 마련하고, 전원구성 정책의 개선과제를 제시하며, 최종적으로 이를 종합평가하고자 한다.

### 3. 연구범위 및 방법

본 연구의 범위는 크게 시간적 범위와 공간적 범위로 구분된다. 공간적으로는 한국 전역을 원칙으로 하되 필요시 인접 국가까지 고려한다. 시간적으로 2005년에서 2017년(12년)으로 기본적으로 사안에 따라 확대한다.

본 연구에 이용된 방법론은 크게 실제 사례분석을 위한 문헌 및 사례 조사 그리고 의사결정 방법론으로 구분된다. 주요 발전소 및 전력정책, 연구 담당부서를 현지 답사하여 확인과 의견교환 작업을 그쳤으며, 수시로 연구진과 공동세미나를 초청하여 개최하였다. 이를 통해 구체적이고 현실적인 자료들(예, 월별 최대 최소전력량(1990-2003), 정책 시나리오 관련 비용과 편익, 해외전원 구성 및 에너지원별 정책 등)을 수집하여 이를 토대로 장기 전원구성 정책 제안을 하도록 하였다. 연구진도 장기 전원구성에 직접 참여하는 전문가, 분야별 전문가, 시민단체 대표 등으로 구성하여 균형 있고, 신뢰할 수 있는 연구가 되도록 노력하였다.

또한, 다기준 의사결정 방법론을 이용하여 시나리오별 장기전원구성을 비교분석하였다. 최근 들어, 장기전력수급계획을 포함한 정부의 에너지환경 정책분야에서 환경적, 사회적 비용까지 고려한 비용편익분석과 같은 확장된 단기준 의사결정법이 시도되어왔으나, 단순히 화폐액으로 환산할 수 없는 질적 요소를 평가하는데 있어 여전히 한계점을 지닌다. 이에 반해, 다기준 의사결정법은 대안의 평가를 위해 화폐단위로 평가가 가능한 요소뿐만 아니라 불가능한 요소를 모두 고려할 수 있다는 점에서, 대안들의 우선순위를 종합적으로 평가, 결정하는 데 이용되도록 하였다.

## 제 2 장 전력수급기본계획 검토

### 1. 서론

1960년대 이후 지금까지 정부는 경제성장을 위해서 지속적인 전력공급이 중요하다는 생각에서 매 2년마다 전력수급계획을 마련하고 이에 따라 발전소를 건설해 왔다. 2004년 12월 발표된 계획은 「제2차 전력수급기본계획(안) 2004-2017년」<sup>2)</sup>이며, 계획목표년도는 2017년이다. 원자력 10기 1,160만kW 등 총 139기 4,495만kW의 발전설비 건설을 계획하고 있다(산업자원부, 2004).

대형발전의 경우 발전소 건설, 부하의 조정, 운영 및 투자비 등에서 비탄력성이 구조적으로 내재되어 있다. 기술의 변화와 전력수요에서의 변화가 불확실한 미래에는, 아무리 과학적인 모델을 사용한다 해도 예측의 불확실성은 항상 존재하며, 그것도 사회경제 자체가 급속하게 등락하는 우리나라와 같은 사회에서는 더욱 그런 현상이 심할 것이다. 따라서 전력수요가 증가할 것이니 대형 발전소 (정부든 민자든)를 많이 지어 공급의 안전성을 도모해야 하는 '70년대 논리는 구조와 발상에서 변화가 필요하다.

대형발전소 건설공기는 지점조사에서 발전소 준공까지 짧게는 약 8년 (LNG 복합화력의 경우)에서 길게는 약 13년(원자력)이 소요되고 1기당 건설공사비도 각각 5,000억원에서 2조원에 이르기까지 방대하게 소요된다. 그러므로 일단 착공된 발전소를 그때 가서 구기술, 비경제성이란 이유로 중단하거나 연기한다는 것은 국민경제에 미치는 영향이 너무나 크기 때문에 어렵다. 또한, 원자력 발전소는 계속적으로 가동해야 하는 구조를 가지고 있으므로 기저부하로 활용되는데, 기저부하가 커지면 피크가 아닌 때에 잉여전력이 많아지므로 양수발전소나 빙축열 등을 추구하게 된다. 이런 구조 하에서는 위의 방안들이 한수원 입장에서는 경제적이지만 사회 전체적으로는 에너지 낭비적이거나 환경 파괴적이어서 오히려 사회경제성이 다른 방안에 비해 떨어지는 경우가 많다.

그러므로 문제의 올바른 해결은 여름철만 되면 전력부족사태가 우려된다고 국민에게 알리면서 전력수급계획에서 원자력, 화력발전소 건설계획수치를 늘이거나 발전소를 건설하는 방향 보다 탄력적인 적정 전원구성을 유지하는 것이 중요하다. 부하추종을 용이하게 할 수 있는 가스발전 시스템이나 전기기기의 효율성을 높이는 데 기반 한 수요관리와 신재생에너지가 대표적으로 탄력적인 시스템이다. 특히 후자에 대한 구체적인 투자계획과 시스템은 기존 발전소 건설 대안과 동일하게 취급되어야 한다. 즉, 예측의 정확성이나 발전소의 끊임없는 건설에서 해법을 찾으려 하지 말고 시스템의 유연성에 찾아야 한다.

나아가, 전력시스템은 전력정책이 단순히 경제적인 관점에 입각한 일차원적인 문제

2) 이하 제2차 계획(안)으로 줄여서 사용함.

가 아니라 환경과 사회적 형평성, 안정성 등이 관련되는 다양한 차원의 복잡한 문제이다. 그러므로 이러한 기본적 틀에 입각하여 장기 전력계획의 기본방향 및 세부 내용이 수립되어야 하며, 경제적 관점뿐만 아니라 지금까지 등한시 되어 온 환경적 관점과 사회적 관점을 고려한 선택의 문제로 접근하는 것이 중요하다.

## 2. 제2차 전력수급기본계획

### 1) 계획수립 방법 및 절차

10년 이상 미래의 GNP, 산업구조 및 제조업 구성비, 인국, 가구수, 주택보급율, 가전기기보급율, 물가 등 전력수요에 영향을 미치는 제반요인을 예측하고 예측된 수요에 전기사용기기의 효율향상, 기술개발, 가스, 지역냉난방 등 전력대체 냉방설비의 보급율, 전기요금 구조개선 효과 등의 부하관리효과를 반영하여 최대수요를 산출하고 여기에 발전소고장 등 비상시에 대한 예비공급능력을 더하여 신규 전원설비건설계획을 수립하고 있다.

전력기본계획은 전기사업법에 따라 2년마다 계획을 수립하되 계획기간을 10년 이상으로 하고 계획수립의 객관성을 인정받기 위하여 관련 전문가들로 구성된 전력정책심의위원회의 심의를 거치도록 되어있다. 현재 전력수급기본계획은 전기사업법에 의한 전력정책심의회에서 실무안에 대해 심의토록 되어 있으며, 전력정책심의회 산하에 실무그룹으로서, 분과별 실무소위원회를 구성하여 실무 작업을 수행하고 있다. 제2차 전력수급기본계획은 계획기간이 13년(2004~2017)으로 이러한 과정을 거쳐 논의 중에 있다.

또한, 현재 전력산업 구조개편과 함께, 수요예측 및 발전설비계획은 전력거래소에서 수행하고 있고, 수요관리 및 송변전설비계획은 한전에서 수행하고 있으며, 분산된 각 발전자회사에서는 이와 관련된 기초자료를 제공하는 형태로 수급계획이 추진되고 있는 상황이다. 또한 전력수급계획은, 수요예측, 수요관리, 발전설비계획, 송변전설비계획을 그 주요 내용으로 하고 있으며, 각 분야는 상호 분야에 영향을 미치는 매우 긴밀한 관계에 있다.

### 2) 제 2차 전력수급기본계획 주요내용

#### (1) 전력 수요 전망

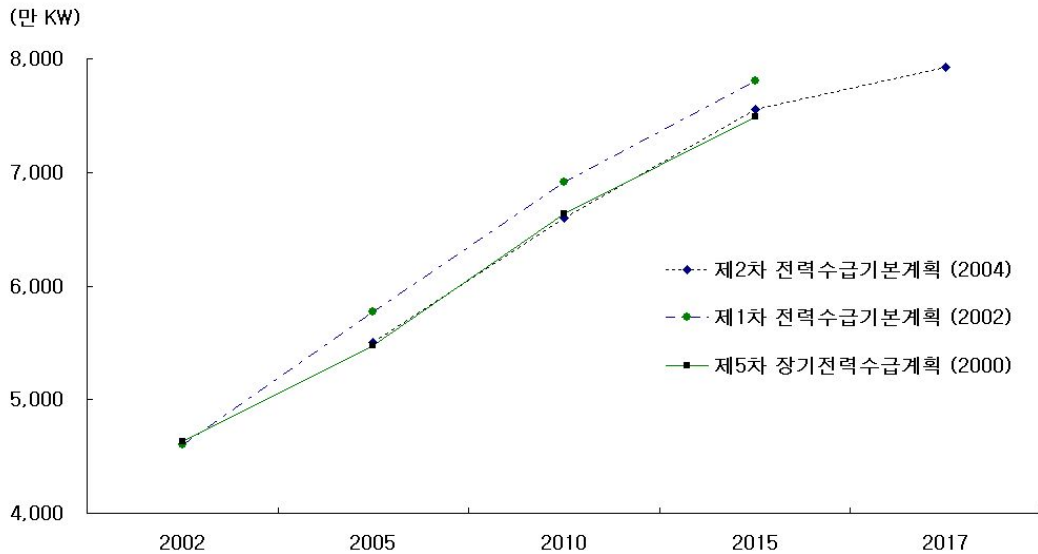
2차 전력수급기본계획에서 예측된 전력수요전망은 다음과 같은 주요 전제를 기반으로 하고 있다. 경제성장률은 한국개발연구원(KDI)의 잠재성장률 기준안을 활용하였고, 산업구조변화는 산업연구원(KIET)의 중장기 전망(안)을 활용하였으며, 기타 예측전제는 다양한 변수와 관련된 기관의 자료 및 중장기 계획 등을 반영하였다.

<표 2-1> 판매전력량 및 최대수요 전망

구분	제5차 장기전력 수급계획 (2000년)		제1차 전력수급 기본계획(2002년)		제2차 전력수급 기본계획(2004년)		
	판매전력량 (억 kWh)	최대수요 (만kW)	판매전력량 (억kWh)	최대수요 (만kW)	판매전력량 (억kWh)	최대수요 (만kW)	
2002	2,546	4,634	2,719	4,605	-	-	
2005	2,947	5,475	3,140	5,771	3,292	5,502	
2010	3,431	6,632	3,609	6,916	3,801	6,603	
2015	3,818	7,494	3,981	7,805	4,073	7,555	
2017	-	-	-	-	4,287	7,927	
연 평	'02~'05	5.0	5.7	4.9	7.8	-	-
균 중	'06~'10	3.1	3.9	2.8	3.7	2.9	3.7
가율	'11~'15	2.2	2.5	2.0	2.4	1.4	2.7
(%)	'16~'17	-	-	-	-	2.6	2.4

자료: 산업자원부, 2000, 2002, 2004.

<그림 2-1> 최대전력 수요 전망



이러한 기본전제를 기반으로 전력수요를 전망해 본 결과, 경제성장률, 광공업성장률, 주택보급률은 1차 계획보다 다소 하향 조정된 수치를 기준으로 하고 있기 때문에 최대 전력수요 전망은 2002년도의 전망치보다 줄어들었다 (표 2-1 참조). 2015년 기준 최대수요 7,555만kW이고 2002년 전망치는 7,805만kW였다. 연평균증가율은 3.1%에 해당된다. 판매전력량은 2005년 3,292억kWh에서 2017년 4,287억kWh로 연평균 2.2% 증가할 것으로 전망되며, 용도별 증가율을 보면 주택용 1.7%, 상업용, 3.0%, 산업용 2.0% 증가할 것으로 전망된다 (산업자원부, 2004).

(2) 수요 관리

현재 수요관리 목표량 설정 및 평가는 한전에서 수행하고, 설정된 목표량을 수요에 즉 결과에 반영하여 절감된 수요 예측치를 기준으로 수요관리 효과를 감안한 전력수급기본계획을 수립하고 있다. 「제2차 계획(안)」에서 수요관리 효과를 제외한 수요전망은 2017년 기준 6,873 만kW(최대수요), 2015년은 6,660 만kW이다. 2015년 수치는 1차 전력계획에서 제시한 6,062만kW보다 598 만kW 증가하였다. 2017년까지의 수요관리 효과는 9,900 MW로 최대수요의 14.5%에 해당한다. 수요관리 부문 중에서 효율향상부문이 2004년 22.5%에서 2017년 33.9%로 점차 강화될 전망이다. 그러나 2005년 기준으로 보면 1,458 MW인데 이 수치는 1차 수급계획의 2,577 MW보다 크게 줄어든 수치이고, 수요관리에 대한 투자 금액 또한 1차 수급계획보다 362억원 감소된 것으로 나타났다 (산업자원부, 2004).

<표 2-2> 수요 관리 계획

(단위: MW, %)

구분	제5차 계획(2000)	제1차 계획(2002)			제2차 계획(안) (2004)		
	합계	부하관리	효율향상	합계	부하관리	효율향상	합계
2004	-	1,563	364	1,927	553	161	714
2005	1,820	2,004	573	2,577	1,088	370	1,458
2010	4,170	3,572	1,693	5,265	3,169	1,587	4,756
2015	5,880	5,101	1,938	7,039	5,518	2,802	8,320
2017	-	-	-	-	6,546	3,354	9,900

자료: 산업자원부, 2000, 2002, 2004.

2017년까지 총 2조 8,104억원을 투입하는 것으로 계획되어 있는데 어느 곳에 투자될 것인지는 명확하지 않다. <표 2-3>에서와 같이 현재 수행중인 수요관리 프로그램을 보면 전력부하관리사업, 부하관리 요금지원사업, 전력 효율향상 사업, 홍보 및 평가사업, 수요관리 용자사업 등으로 나누어지지만, 부하관리 요금지원사업은 크게 부하관리 사업에 포함된다. 각 사업에 포함된 구체적인 내용을 보면 아래와 같다.

<표 2-3> 수요관리 프로그램 개요

전력부하관리 사업	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 축냉기기</li> <li>■ 직접부하제어</li> <li>■ 원격제어 에어컨</li> </ul>
부하관리 요금지원사업	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 휴가 보수기간조정</li> <li>■ 자율절전</li> <li>■ 부하이전</li> <li>■ 비상절전</li> </ul>
전력 효율향상 사업	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 고효율조명기기</li> <li>■ 고효율 자동판매기</li> <li>■ 고효율 인버터</li> <li>■ 전기소비 진단</li> <li>■ 고효율 전동기</li> </ul>
홍보 및 평가사업	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 수요관리 홍보</li> <li>■ 수요관리평가시스템 구축사업</li> <li>■ 수요관리 조사분석사업</li> </ul>
수요관리 용자사업	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 전력수요관리기기 설치</li> <li>■ 개체에 대한 소요자금 장기저리 용자지원</li> </ul>

자료 : 에너지 절약 T/F 팀, 2004.

<표 2-4> 연도별, 방안별 수요관리 효과 (2004년 계획)

(단위: MW, %)

구분	2005	2010	2015	2017
자율절전	64	243	398	458
휴가보수	134	385	601	675
직접부하제어	483	786	951	1,004
축냉설비	119	526	949	1,118
원격에어컨	14	171	443	529
고효율 조명기기	149	490	932	1,138
인버터	134	735	1,225	1,398
가스냉방	204	857	1,861	2,401
합계	1,458	4,756	8,320	9,900

산업자원부, 2004.

### (3) 장기 전력설비 계획

발전설비의 경우 과거에는 전기사업 전용 설비만으로 구성되어 왔으나, 최근에는 집단에너지사업 설비, 구역전기사업설비, 신재생에너지 등 대체에너지설비 등 다양한 설비가 시장에 진입하고 있다. 이러한 상황은 제1차 전력수급계획 이후에 나타나는 현상이지만, 전력시장 경쟁체제 도입이 당연히 이러한 설비들의 확대보급과 연결되는 것은 아니다. 그러므로, 이러한 측면의 자원이 시장에서 상당부분을 차지하게 하려면 세심한 정책적 고려가 요청된다.

「제2차 계획(안)」은 이를 반영하여 제1차 계획대비 원자력, 석탄, 석유, 수력의 비중을 약 0.2%에서 3.7%를 감소시키는 반면, LNG 설비 및 집단/신재생에너지 설비를 6.8% 증가시키는 내용을 담고 있다. 그러나 전반적인 추세를 보면, 여전히 최종적인 발전원별 설비구성은 원자력과 석탄 구성비가 주종을 이룰 것이다. 특히 예비율이 높아질 수록 이들의 발전담당비중은 더욱 점증할 것으로 예상된다.

<표 2-5> 발전원별 전원구성 (2004년 계획)

(단위: 만 kW, %)

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

자료: 산업자원부, 2004.

<표 2-6> 발전원별 전원구성(2000년 계획치)

(단위: 만 kW, %)

구 분	2000	2005	2010	2015
원자력	1372 (28.0)	1,772 (28.8)	2,253 (30.2)	2,605 (33.0)
석탄	1,403 (28.6)	1,817 (29.5)	2,056 (27.6)	2,122 (26.8)
LNG	1,329 (27.1)	1,646 (26.7)	1,839 (24.6)	1,885 (23.8)
석유	486 (9.9)	486 (7.9)	681 (9.1)	600 (7.6)
수력	315 (6.4)	440 (7.1)	632 (8.5)	694 (8.8)
합계	4,905 (100)	6,161 (100)	7,461 (100)	7,906 (100)

자료: 산업자원부, 한국전력공사, 2000.

### 3. 쟁점사항의 검토

「제2차 계획(안)」은 구조개편의 지연과 지속가능성에 대한 사회적 요구증대 및 원자력을 둘러싼 사회적 갈등 등 불확실성이 증대된 여건 하에서 작성되었다. 하지만 이전 계획에 비하여 계획수립과정에서 사회적 공론화 과정이 반영된 것은 일단 긍정적인 변화로 보인다. 또한 계획의 기본 방향에 있어서 전력정책의 장기적인 방향을 지속가능한 전력시스템의 구축에 둔 것 역시 바람직하다. 특히 공급위주의 전력정책에서 벗어나서 수요관리체제의 강화를 강조하고, 이를 위해 부하관리만이 아닌 효율향상 등 새로운 수요관리방법을 도입한 것은 주목할 만하다. 나아가 환경친화적인 전력시스템을 위해 신재생에너지의 보급과 열병합 발전 등 집단에너지사업의 도입한 것도 새로운 요인으로 볼 수 있다.

그러나 계획의 수립 방법과 절차 그리고 「제2차 계획(안)」의 기본 방향과 정책과제의 실현을 둘러싸고 몇 가지 쟁점이 존재하며, 이와 관련하여 정책상 보완이 필요할 것으로 판단된다.

#### 1) 계획 수립 : 방법 및 절차

「제2차 계획(안)」작성은, 총 5개 실무소위(수요관리, 수요예측, 발전설비, 계통계획, 총괄정책)를 구성하여 작업하였으나, 최근 사회적 쟁점이 되고 있는 방폐장, 원전 문제, 신재생/분산형에너지와 관련한 소규모 자원관리, 기후변화협약과 관련한 환경대응 등 정부가 정책적으로 추진해야 하는 분야를 검토하기 위한 실무소위원회 구성이 미흡한 측면이 있고, 에너지정책 공론화 차원에서 실무소위원 구성이 일부 교수 및 연구소, 기업체 전문가로 구성되어 일반 시민 및 사회단체 등의 참여가 여전히 미흡한 측면이 있다. 향후 계획수립과정에서는 이러한 정책적 평가 및 시민참여가 요구되는 분야를 보다 확대 개편하여 보다 많은 민간전문가가 참여할 수 있도록 조치할 필요가 있다.

또한, 현재 전력산업 구조개편과 함께, 수요예측 및 발전설비계획은 전력거래소에서 수행하고 있고, 수요관리 및 송변전 설비계획은 한전에서 수행하고 있으며, 분산된 각 발전자회사에서는 이와 관련된 기초자료를 제공하는 형태로 수급계획이 추진되고 있다. 그러나 전력수급계획은 최근 에너지정책공론화 및 지속가능한 전력공급체계의 구축이라는 시대적 요구에 의해 정책적인 고려가 매우 정교하게 요구되고 있는 것이 현실이다. 이에 따라, 수요관리 목표량 설정에서부터 발전설비자원 관리 및 신기술전원에 대한 투자 등 전원믹스에 이르기까지 정부가 정책적으로 관리해야 할 사안이 증대될 것으로 전망되고 있다.

따라서, 지속가능성을 담보하기 위해서는 이해당사자의 직접적인 참여를 줄이고 보다 중립적인 기획이 가능할 수 있는 전문화된 실무체제 정립이 필요하며, 또한 현재와 같이 각 전력사별로 나뉘어져 있는 전력수급계획 수립 기능에 대한 유기적인 협조체제의 강구가 필요하다. 향후 보다 전문화되고 중립적인 조직을 통하여 정부의 계획수립을 지원할 수 있는 방안마련이 필요할 것으로 판단된다.

### 2) 수요예측 정확성과 시스템의 탄력성

10년 이상 미래의 전력수요를 정확하게 예측하여 발전소를 비롯한 전원설비 건설계획을 적절하게 수립한다는 것은 매우 어려운 일이다. 미래 GNP, 산업구조 및 제조업구성비, 인국, 가구수, 주택보급율, 가전기기보급율, 물가 등 전력수요에 영향을 미치는 제반 사회경제적 요인을 예측하는 것은 한계가 있을 수 밖에 없음을 인정해야 한다. 10년 이상의 전력수요를 정확히 예측하여 전원개발계획을 수립하지 않으면 10년 후에는 전력부족 또는 전력과잉 상태를 야기하게 된다.

따라서, 수요예측의 불확실성과 구조적으로 내재되어 있는 발전소 건설과 변경의 비탄력성에 대처할 수 있는 방안으로서 구조를 탄력적인 것으로 바꾸는 방법과 발전소를 최대한 많이 짓는 방법 등을 생각해 볼 수 있다. "양질의 전기를 값싸고 안정적으로 공급"해야 하는 한전은 후자를 가장 안전한 방법으로 여기고 그런 노력을 실제 기울이고 있는 상황이다. 「제2차 계획(안)」은 대형 발전소, 그 중에서도 원자력발전소를 최대한 많이 지으려 하는 노력으로 이해된다.

### 3) 부하관리와 효율향상

전반적으로 수요관리 사업목표가 1차 수급계획에 대비하여 대폭 상향조정된 것은 고유가 등 국내외 에너지 수급상황에서 적절한 조치라 할 수 있다. 특히 단기적 위기 관리 수단인 부하관리보다 장기적 에너지절약효과를 가져오는 효율향상의 비중을 점차 확대하겠다는 정책방향은 바람직하다. 이에 대해 일부에서는 현재 계획된 수요관리목표의 실현에 불확실성이 높다는 점을 우려하기도 한다. 기존의 수요관리의 실적 자료에 기초한 '예측(forecasting)'에 비추어 볼 때 현재 설정된 수요관리가 다소 불확실하게 보일 수 있다. 하지만 지금까지 전력의 수요관리가 전력판매량의 축소를 우려한 한전 측의 부하관리중심으로만 운영되었다는 점, 그리고 앞으로 전 국가적 차원에서 에너지문제가 공론화된 가능성이 매우 높기 때문에 향후 수요관리의 틀과 방

식 자체가 이전과 달라질 가능성이 크다는 점에 유의할 필요가 있다. 이처럼 수요관리를 둘러싼 전반적인 제도적 틀과 방식이 바뀌는 상황에서는 ‘forecasting’에 기초한 현실에 대한 정확한 점검도 중요하지만 이에 못지않게 ‘backcasting’에 기초한 정책적 혁신 역시 중요하다.<sup>3)</sup>

이러한 차원에서 원자력 발전의 추가적 건설이 없이 혁신적 수요관리 정책만으로도 전력공급에 문제가 없다는 최근의 연구결과는 아주 시사적이다. 미국 델라웨어대학교 에너지환경정책센터, 경북대학교 에너지환경경제연구소, 서울대학교 환경계획연구소, 환경운동연합 시민환경연구소 등이 참여하여 2년간 종합적으로 연구하여 발표한 연구보고서에 따르면, 비용효과적 에너지 효율 향상만으로도 2020년까지 에너지 소비와 이산화탄소 배출량을 정부 전망안의 2/3 수준에서 안정시킬 수 있으며, 원자력 발전의 추가적 건설 없이도 장기 에너지 수급에 전혀 영향을 받지 않는 것으로 전망하고 있다(존번 외, 2004).

구체적인 에너지 절감 잠재력을 보면, 완전실행 시나리오의 경우 에너지 소비량의 29% 정도를 감축할 수 있고, 보다 현실적인 65%의 실행시나리오의 경우 19%를 감축할 수 있을 것으로 전망하고 있다. 완전실행 시나리오에 의하면 2020년까지 정부가 건설할 총 17기의 원전에서 공급될 전력량(30.3 MTOE)보다 많은 양(33.6 MTOE)을 절감할 수 있다. 65% 실행시나리오에 의하면 2020년까지의 전력절감량은 21.8 MTOE이며, 이 경우 LNG 발전소 가동율을 28.8%에서 38.8%로 올린다면 원자력 발전의 추가증설 없이도 안정적인 전력공급을 받을 수 있는 것으로 나타났다(존번 외, 2004). 재생에너지도입을 시나리오에 포함시키면 훨씬 더 많은 양의 에너지가 원자력에 의하지 않고도 공급될 수 있다.

<표 2-7> 에너지 효율성 향상에 의한 원자력 발전소 건설 중단

에너지 선택	완전실행 시나리오	65 % 실행 시나리오
신규 원자력발전소용량	30.3 MTOE (121.2 TWh)	30.3 MTOE (121.2 TWh)
에너지 효율성 향상	33.6 MTOE (149.5 TWh)	21.8 MTOE (97.2 TWh)
증가된 LNG 가동률	불필요	8.5 MTOE (24.0 TWh) 공급 28.8% ⇒ 38.8%

그러나, 위 연구결과가 확인한 막대한 에너지 효율향상 잠재력과 이에 따른 환경적, 경제적 편익을 실현하기 위해서는 에너지 가격의 현실화, 인센티브 등을 통한 환경비용의 내부화, 에너지 효율향상 투자에 관한 세제 혜택 및 에너지 효율 산업의 활성화

3) forecasting이 과거추세에 기초한 미래 예측의 과정, 즉 과거에서 미래를 투사하는 방식(과거 및 현재 → 미래의 방향)이라면 backcasting은 미래 목표설정에 의해 거꾸로 현실의 변화를 지향하는 방식(미래 → 현재)이라고 할 수 있다. forecasting이 ‘추세의존적 사고와 전략’이라면 backcasting은 ‘목표달성적 사고와 전략’이라고 할 수 있다. 현재 전력문제와 같이 제도적 틀의 변화를 추구하는 시기에는 forecasting의 관점도 고려해야겠지만 backcasting의 관점이 매우 중요하다. 현재 한국의 전력정책에서 중요한 것은 ‘추세 의존적 예측’이 아니라 ‘정책적 혁신’이기 때문이다.

등 에너지 정책의 체계적, 근본적인 전환이 필요하다. 이상의 사례는 몇가지 전체하에 나온 결과이기는 하지만 적정 전원구성에서 수요관리가 발휘할 수 있는 효과를 단적으로 보여준다.

따라서 향후 수요관리정책의 잠재력을 극대화하기 위해서는 수요관리의 목표설정과 정책 추진과정에서 다음과 같은 보완책이 필요하다. 우선, 본 계획에서 제시된 수요관리 목표량의 산정결과를 살펴보면, 합리적인 기준에 의거하여 목표량이 설정되기보다 투자비 예산범위 내에서 수요관리 목표량이 설정된 것이 아닌가 이해된다. 수요관리 목표량의 설정은, 향후 전력공급설비의 규모에 직접적인 영향을 미치는 요소로서, 공급자원과 동등한 차원에서 보다 합리적 과정을 거쳐 평가될 필요가 있다.

따라서 수요관리 목표량 산정시 국가 전체적으로 절감 가능한 잠재량을 먼저 설정할 필요가 있으며, 이러한 잠재량을 바탕으로 에너지이용합리화법상의 관련 효율화 사업을 포함하면서 현실적으로 실행가능한 계획량(목표량)을 후속적으로 산정하여 시행을 함으로써, 수요관리목표량의 현실화 및 효과분석 및 정책적 목표 평가가 가능할 수 있도록 기반을 확충할 필요가 있다.

한편 수요관리의 내용에 있어서 장기적으로 수요관리에서 효율향상 프로그램의 비중이 점진적으로 증가하기는 하지만, 2017년을 기준으로 34%에 불과하고, 또한 1차 수급계획에 대비하여 2010년까지 효율향상에 대한 투자계획은 오히려 감소하였다. 따라서 계획의 전반기부터 효율향상 프로그램에 대한 투자를 확대할 필요가 있고, 나아가 부하관리 수단에 대한 투자지원을 장기적 에너지 효율개선을 가져다주는 효율향상 부문으로 전환할 필요가 있다.

또한 소비자의 자발적인 효율향상 노력을 통하여 에너지절감을 유도할 수 있는 추가적인 요금정책의 개발이 요구된다. 소비자의 자발적인 효율향상을 유도하기 위해서는 경제적인 인센티브에 근거한 요금제도가 가장 확실한 방법이나 현 수요관리제도에서 요금과 관련되는 부분은 최대전력을 억제하는 부하관리 영역에만 치중되어 있는 실정이다. 따라서 효율향상을 통한 에너지 절감을 목표로 하는 요금정책의 개발이 필요하다. 특히 현재 기금에서 운영중인 부하관리사업은 상당부분이 사업자에 의하여 운영되어야 하는 시장적 기능이므로 이 부분에 대한 사업자에게로의 사업이관 (전력 기금중 해당 사업비 포함) 가능성을 적극적으로 검토할 필요가 있다.

#### 4) 신재생에너지와 소형열병합

정부의 신재생에너지 보급목표는 1996년에 1차에너지 기준으로 1.0%의 보급목표를 수립하였으나, 기후변화 대응 및 에너지 이용합리화의 공익적 차원에서 2006년에는 3%, 2011년에는 5.0%(전력을 기준으로 2010년 총발전량의 7%)로 보급목표를 크게 확대 조정하였다.<sup>4)</sup> 「제2차 계획(안)」에서도 이를 반영하여 1차 계획대비 422

4) 정부는 2003년 12월 신재생에너지의 보다 구체적인 보급 확대를 위해 '제2차 신재생에너지 기술개발 보급 기본계획'을 수립하였고, 2004년 이를 구체적으로 실행하기 위한 연차별 실행계획인 '신재생에너지 기술개발 및 이용보급 실행계획'을 마련하여, 수소·연료전지, 태양광, 풍력 분야 등을 중점적으로 개발하여 신재생에너지를 확대 보급할 계획을 수립하였음.

만kW의 설비를 증대시킬 계획이다 (산업자원부, 2004). 원칙상 전력수급기본계획에는 전력수급에 대한 다양한 자원에 대한 기 설정된 정책목표가 형평성 있게 반영되어야 한다. 하지만 2차 신규건설 의향에 정부정책 중 소형열병합과 청정 석탄발전기술(CCT) 및 오리멸전은 포함하였으나, 신재생에너지는 사업자 계획만 포함하고 정책 목표 용량은 반영하지 않고 있다. 또한 신재생에너지 증대와 관련하여 산업자원부의 공급목표가 매우 야심찬 계획임에도 불구하고, 적절한 재원조달 방안이 제시되고 있지 않아 실효성이 부족한 것으로 판단된다. 따라서 이에 대해 전력산업 기반기금의 구조조정 등 구체적인 재원확보 방안이 제시될 필요가 있다. 특히 이 과정에서 기술력과 산업경쟁력 확보를 동시에 지향하여야 하며 보다 실질적인 목표를 설정하여 수급기본계획에 반영할 필요가 있다.

기본적으로 전기사업전용의 발전사업자에 의해 추진되는 사업은, 사업자 자율적 판단에 맡기는 것이 바람직할 것이나, 집단에너지사업설비/구역전기사업설비/신재생에너지설비 등 소규모·분산형 공급자원에 대해서는 시장에서의 적절한 역할 확립을 위하여 정부의 정책적 지원이 요구될 것이다. 특히 신재생에너지 보급의 경우 사업자의 자발적인 참여보다는 정부의 정책의지에 좌우되는 경향이 크므로 어느 정도 부정확성을 감안하더라도 향후 조정될 수 있다는 가정 하에 정부정책 의지를 나타내는 수치를 수급계획에 반영할 필요가 있다. 따라서, 향후 계획부터는 이러한 소규모·분산형 자원에 대해 수급계획에 반영하는 과정, 수급자원으로서의 적절한 평가방법, 반영규모 등에 대해 심도 있는 검토가 요구되며, 정부는 동 자원에 대해 분명하고 현실가능한 미래 정책비전을 구체적으로 제시할 필요가 있다.

한편 이번 수급계획에서 반영된 소형열병합 역시 지원체계나 추진주체에서 몇 가지 보완할 점이 있다. 하지만 소형열병합은 유럽에서 신뢰도가 인정되어 상용화되고 있는 발전방식<sup>5)</sup>이며, 정부의 정책적 지원과 제도적 기반만 구축되면 ESCO업체나 도시가스업자들의 시장진출과 확대 등 시장 진입유인은 충분히 존재하기 때문에 신재생에너지보다는 실현가능성이 높다고 판단된다.

##### 5) 설비예비율과 발전원간 불균형

전력설비계획을 수립하는데 주요 전제가 된 변수로 공급지장확률(Loss of Load Probability: LOLP), 설비예비율 및 할인율이 있다. 설비예비율과 LOLP은 1차 계획과 동일한 15-17%, 0.5일/년을 사용하였다.<sup>6)</sup> 이를 기준으로 현재 시안의 설비예비율을 평가해 보면, 기준발전설비계획에 의한 이상적인 설비 예비율보다 매우 높다. 이처럼 2차 계획수립과 관련하여 높은 설비예비율이 나타나게 된 배경에 대해 다음과 같은 이유가 거론되고 있다. 우선 높은 설비예비율이 발전사간의 경쟁을 유도하여 발전사의 효율성을 제고할 수 있기 때문에 설비과잉은 발전사의 자율에 맡겨야 한다는

5) 열병합발전의 비중은 EU의 경우 2001년 현재 전력생산총량의 9%이며, 2010년 18%를 목표로 하고 있고(덴마크, 네덜란드, 핀란드에서 특히 활발함), 미국은 2000년 현재 7%로 2010년 20%를 목표로 하고 있다.

6) LOLP의 조정은 선진국의 경우 규제위원회 등에 의해 법적인 통계를 받고 있으나, 우리의 경우 한전이 연구소의 연구결과에 의거하여 조정하고 있다.

입장이다(전력거래소, 2004). 설비과잉에 의한 시장경쟁의 효율성은 자본의 진입과 전용이 손쉬운 시장상황에서는 가능하지만 전력설비와 같이 한번 건설되면 장기간 지속되고 다른 분야로 전용이 불가능한 상황에서는 경쟁으로 인한 효율성보다 설비과잉으로 인한 사회적 비용이 더 클 가능성이 높다. 더구나 현재 발전 자회사들의 설비계획의 불확실성을 우려하는 정부는 원전증설을 도모하고, 발전자회사들은 CBP시장 하에서 고정비용적 성격의 CP제도로 인해 설비증설에 돌입하게 되면 현재 시장제도적인 틀 하에서 설비과잉이 발생할 가능성을 배제할 수 없다<sup>7)</sup>.

더구나 전력과 같은 공공성이 강한 분야 그리고 장기적으로 지속가능한 전력시스템의 구축이 목적이라면 전술한 바와 같이 설비의 종류와 규모를 단순히 시장원리나 사업자의 자율적 판단에게만 맡겨서는 곤란하다. 물론 전력산업에서도 시장원리의 효율성을 활용하고 시장에 정통한 사업자들의 효과적이고 자율적인 판단을 존중해야 한다. 하지만 정책의 목표설정과 그 목표를 달성하기 위한 효율성은 구별해야 한다. 지속가능한 전력정책을 위한 적절한 제도적 장치가 구비된 상황에서도 시장원리를 활용하여 그 목표를 보다 적은 비용으로 효과적으로 달성할 수 있다. 하지만 그러한 제도적 가이드라인이 없는 상태에서 시장원리는 기존의 시스템을 더욱 강화시킬 가능성이 높다.<sup>8)</sup> 「제2차 계획(안)」에서도 지속가능한 전력시스템을 위한 시장의 역할과 정부의 역할을 적절히 정립한다고 하지만 적어도 지속가능한 전력정책에 매우 중요한 장기전원설비문제에 대한 정부의 입장은 다소 애매하다.

한편 「제2차 계획(안)」의 설비예비율이 그리 과도한 것이 아니라는 입장도 있다(제2차 계획시안의 입장). 무엇보다 발전자회사들의 분리 등 전력산업의 개편으로 이전과 같이 단일한 조직에 의한 장기전원구성이 아니라 발전회사들의 의향에 기초한 것이라는 점 그리고 수요나 공급 면에서 불확실한 자원이 등장했기 때문에 공급신뢰도를 만족하기 위해 설비예비율의 증가가 필요하다는 것이 그 이유이다. 우선 발전자회사의 분리로 인해 과거에 비해 불확실성이 높아진 것은 사실이다. 하지만 아직 발전시장에서 IPP들의 비중이 작고 또 5개 발전 자회사 등 역시 한전의 자회사로 되어 있어 통제할 수 없을 정도의 불확실성이라고 보기 어렵다.<sup>9)</sup>

과잉설비의 가능성을 시사하는 설비예비율과 관련하여 2차 계획이 안고 있는 또 하

7) 실제 제2차 계획시안보다 사업자 의향조사에서 제1차 때보다 건설의향이 증가하는 것으로 나타나고 있다. 여기에는 여러 가지 요인이 작용하겠지만 이러한 설비증설 경쟁이 작용했을 가능성이 높다. 더구나 현재 중단되어 있는 배전부문에 경쟁이 도입된다면, 이에 대비하여 전력회사들의 몸집불리기는 가속화될 가능성도 있다. 서구의 전력시장에서 경쟁도입이후에 발전회사들 간의 통합이나 합병을 통해 몸집 키우기가 전개된 상황은 이와 관련하여 지극히 시사적이다.

8) 시장은 순수한 진공상태에서 작동하는 것이 아니라 항상 주어진 환경적, 사회적 제도 틀 위에서 작동한다. 따라서 시장은 항상 효율적인 것이 아니라 그것을 배태하고 있는 제도적 틀의 성격에 따라 달라진다. 전력산업의 효율성이 나라마다 다르고 정책도 서로 차이가 나는 이유도 바로 여기에 있다. 에너지 산업에 시장원리만 도입한다고 무조건 효율성이 달성되는 것은 아니라는 점은 에너지산업의 효율성문제와 관련하여 특히 유의해야 한다.

9) 현재 담보상태인 발전 자회사의 민영화가 설령 이루어진다고 하더라도 현재 계획된 설비에 대한 투자계약을 전제로 하는 계약을 통해 불확실성을 줄일 수 있다. 하지만 과연 전력과 같은 공공성이 강하고 지속가능성을 제고해야 할 에너지분야를 민영화된 기업과 시장기능에만 맡기는 것이 정당한 것인가는 신중하게 생각할 필요가 있다.

나의 문제점은 발전원의 설비비중과 발전량 비중간의 괴리현상이다. 현재 시안에서 제시하는 주요 전원설비 비중은 계획의 말기에 대략 원자력 : 석탄 : LNG = 30% : 25% : 26% 로 나타나 외형상 전원별의 균형을 갖추고 있는 것으로 보인다. 하지만 예상 발전량 비중은 원자력 : 석탄 : LNG = 47% : 38% : 9% 로 지극히 불균형한 상태이다.

이러한 전망은 송전제약을 고려하지 않은 비제약조건을 전제로 한 것이지만 765kv의 송전망 보강 등을 감안해 볼 때 이러한 전망이 현실화될 가능성이 높다.<sup>10)</sup> 따라서 2015년경에는 원자력의 설비비중은 30%를 넘어서고 발전량 비중도 50%에 근접할 것으로 전망된다. 그 결과 발전량을 기준으로 원자력과 석탄을 합하여 2015-17년경에는 현재의 78%를 상회하여 85%에 육박하게 된다. 외형상 장기전원의 설비구성에서는 원자력과 석탄 그리고 복합LNG가 균형을 갖춘 것처럼 보이지만 실제 예상발전량 구성에서는 현격한 차이가 발생하는 것이다. 특히 복합LNG의 경우 상당한 설비비중을 지니고 있음에도 불구하고 발전량에서 비중이 극도로 위축되어 복합LNG설비의 이용효율문제를 발생시킬 가능성이 높다. 특히 원전이나 석탄에 비해 환경성이나 사회성이 우수한 복합LNG의 위상이 축소되는 반면 원자력과 유연탄의 입지는 더욱 강화됨으로써 지속가능한 전력시스템으로의 전환이 아니라 오히려 원자력 석탄 중심의 기존 경로에 더욱 고착화될 가능성이 높다.

<표 2-8> 에너지원별 발전설비 비중과 발전량 비중 추이

(단위 : %)

	원자력		석탄		천연가스		석유		수력	
	설비	발전량	설비	발전량	설비	발전량	설비	발전량	설비	발전량
'87	30.1	43.7	19.5	28.1	13.4	0.5	25.4	21.5	11.7	6.2
'90	36.2	49.1	17.6	18.6	12.1	8.9	22.9	17.5	11.1	5.9
'95	26.8	36.3	24.3	26.4	20.3	11.5	19.0	22.7	9.6	3.0
'00	28.3	40.9	29.0	36.6	26.2	10.6	10.0	9.8	6.5	2.1
'01	27.0	39.3	30.5	38.7	25.3	10.7	9.6	9.9	7.6	1.5
'02	29.2	38.9	29.6	38.5	25.3	12.7	8.7	7.9	7.2	1.7
'03	28.0	40.2	28.4	37.3	25.9	12.1	8.3	8.2	6.9	2.1
'10	23.8	35.2	30.9	46.6	26.1	11.0	6.3	2.4	8.0	2.1
'15	30.9	46.9	25.7	38.6	26.8	8.4	2.7	1.8	7.3	2.1
'17	30.3	46.7	25.3	38.0	26.3	8.6	3.8	1.8	7.1	2.0

주 : 2010-17년의 발전량 비중전망치는 송전망제약이 없는 비제약조건 하의 비중임.

자료 : 산업자원부, 「자원·에너지 주요통계」 및 「제2차 전력수급기본계획(안)」

10) 경인지역과 영남지역의 경우, 전기의 최대수요는 70% 이상을 차지하나 발전설비는 50%미만이어서 다른 지역과의 의존도가 매우 높다. 특히 수도권의 경우 전력수요의 40%를 수도권 이외 지역에서 송전을 받는다. 하지만 기저설비의 대다수가 영동, 중부 및 호남권에 위치하고 있어 전력의 최대수요처인 수도권으로의 송전(즉 북상조류)이 불가피하다. 이 과정에서 송전망 제약으로 인해 기저설비라고 하더라도 수도권으로의 송전에 제약이 발생하는 경우가 발생하는데, 이 경우 변동비는 기저설비보다 높지만 지리적 위치상 송전망의 제약을 받지 않는 수도권 지역 내의 LNG발전소가 먼저 가동되는 상황이 발생한다. 따라서 향후 765kv의 송전설비 보강이 이루어지면 수도권의 LNG발전소가 지닌 위치상의 이점도 사라져 복합LNG의 불안한 전망은 현실화될 가능성이 높다.

이렇게 설비구성과 발전량비중간의 차이가 발생하는 이유는 무엇보다 전원구성에서 경제성에 지나친 가중치를 두기 때문이며, 실제 급전에서 원가반영 발전(Cost Based Pool, CBP) 시장 하에서 변동비에 기초한 급전(경제급전의 원칙)을 하기 때문이다. 더구나 수요관리의 측면에서 기저설비의 이용율을 높이기 위해 심야전력제도와 같은 부하관리제도가 지속된 까닭에 부하지속곡선의 왜곡이 발생하여 전원구성상 원전 등의 기저설비의 입지가 지속적으로 강화되었기 때문이다.<sup>11)</sup>

정부가 현재 표방하는 대로 지속가능한 전력시스템을 구축하려고 하고 이를 위해 정부의 적절한 역할을 찾고자 한다면(대한민국 정부, 2002 및 산업자원부, 2004), 전원설비의 구성방향에 대해서만은 사업자의 자율적인 판단에 맡기거나 전력시장에 맡길 것이 아니라 정책적인 가이드라인을 명확히 제시할 필요가 있다. 시장경쟁을 통한 효율성은 그러한 정책적 기반설정 위에서 시장의 자율성이 보장되도록 해야 한다. 그렇지 않고 현재 상태에서 사업자의 자율과 시장에 맡긴다면 원자력과 석탄중심의 전력시스템 개선은 쉽지가 않다. 이를 위해서는 정부는 우선, 수요자원에서 원전 등 기저부하에 유리하게 작용하고 있는 부하관리 제도를 축소하거나 개선하고, 동시에 공급자원에서 원자력과 석탄의 설비비중을 낮출 필요가 있다. 나아가 엄청난 설비투자비가 들고 환경문제와 사회적 갈등을 유발하는 원자력이나 유연탄발전 등 기저설비의 증설은 지속가능한 전원체계 구성이 되지 못하는 방향이다.

#### 6) 원자력발전의 문제 : 사회적 공론화의 필요성

「제2차 계획(안)」은 원자력발전과 관련하여 추후 사회적 논의과정을 거쳐 원전 계획을 수정할 것을 제시함으로써 과거 전력계획보다 유연한 입장을 보여주고 있다. 이는 원자력정책에 대한 공론화와 합의 도출시 적의조정방안은 전향적 조치로서 환경 및 사회적갈등을 근본적으로 해결하는 중요한 계기를 마련해 줄 것이다. 그러나 과거의 막대한 투자가 소요된 대형국책사업에서 볼 수 있듯이, 현재의 전망대로 단 기간내 막대한 재원이 투자된 이후에는 합의도출이 이루어진다면 사업계획을 조정하기 어려울 것이다. 따라서 신규원전 건설투자는 현 상태에서 중지하고 빠른 시일내에 원자력 정책에 대한 공론화와 합의 도출 이후 지속여부를 결정해야 할 것이다.

또한 최근의 대규모 원전단지가 계획되면서 765kV 초고압 가공선로를 현재 662 km에서 2017년까지 1,343 km로 확대 증설할 계획을 세우고 있다. 그러나 765kV 초고압 송변전설비는 미국 등 국토가 넓은 선진국에서도 최근야 도입되기 시작하였는데, 좁은 국토, 분산형 체제로의 전환, 원전건설의 축소가가능성, 국토균형발전 등을 우리의 여건을 고려하여 대규모 수송설비의 증설의 필요성 및 타당성에 대한 면밀한 재검토가 이루어 져야 할 것이다. 따라서 765kV 설비 역시 투자계획을 유보하고 사회적 합의를 이룬 뒤에 결정해야 할 것이다.

11) 그 결과 우리나라의 부하율은 외국에 비해 10%이상 높게 나타난다.

#### 4. 결론

「제2차 계획(안)」은 구조개편 이후 2번째로 수립된 계획안으로서, 사업자의 건설 의향과 정부의 정책적 고려를 통합하려 노력한 안이며, 그 만큼 현재 전력시장 여건이 시시각각으로 변화하는 상황에 있다는 것을 보여준다. 비탄력적인 대형발전소 중심의 전력체계를 갖고 정형화된 장기 전력수급계획의 틀을 정립하는데 제약점이 많음을 알 수 있다.

21세기 신경제장기구상(산업자원부, 에너지경제연구원, 2001) 중 에너지, 자원부문의 발전방향은 다음과 같은 사항을 언급하고 있다. 전기 수요관리방안은 소비 단계가 에너지 이용효율 제고를 통해 소비자의 효용감소 없이 대규모의 소비절약효과를 가져오며, 공급측 대안보다 훨씬 경제적으로 신규 에너지 설비의 증설을 대체할 수 있다는 점에서 환경, 입지, 투자 재원부족 문제를 동시에 극복할 수 있는 최선의 방법이다. 따라서, 점증한 전력수요를 충족시키기 위해서는 가장 비용 효과적인 설비투자(공급측 방안)과 에너지 효율 투자(수요관리 방안)의 결합점을 찾는 통합자원계획의 실시가 제도화가 이루어져야 한다는 문제는 선언이 아니라 실행이다.

정부의 제2차 신재생에너지개발 기본계획(산업자원부, 2003)에서 2012년 기준 총 발전량의 7%를 신재생에너지에서 공급할 것으로 목표하고 있다. 연도별, 발전원별 구체적인 계획을 발표하였다.

지금도 2000년, 2002년과 마찬가지로 장기 목표로 언급만 되고 실행은 뒤로 미루어지면 결국 구호에만 그치고 만다. 이것의 실천을 위해서도 장기 전력수급계획에 구체적으로 전면적으로 반영되고 내실화되는 방식으로 나아가야 한다.

주민참여가 제고되고 지방자치화가 진행되면 될 수록, 환경문제가 심해질수록 장기 전력수급계획이 기본 정책과 어떻게 연계가 되어있는지 그리고 다양한 다른 방안들이 어떻게 구체적으로 반영되어 있는지 등 투명하게 제시해야 하는 상황이 올 것이다.

이런 차원에서 2차 전원계획(안)도 대형 발전원인 원자력, 석탄 발전중심에서 벗어나지 못하고 있으며, 수요관리와 소규모 분산형 신재생에너지, 부하추종이 유용한 가스발전 부문에 대한 계획이 미비한 것으로 평가된다.

### 제 3 장 발전용 석탄, 석유 정책방향

#### 1. 석탄

##### 1) 무연탄 발전

‘03년말 국내에서 가동중인 무연탄발전소는 영동, 동해, 서천발전소등 총 6기 1,191MW이다.<sup>12)</sup> 석탄산업지원 정책의 결과로 ’03년도의 무연탄발전소 평균이용율은 66.7%로서 비교적 높은 편이다.<sup>13)</sup> 무연탄 발전량은 6,237GWh로 전년도 대비 11.2%의 증가를 보였다. 열효율은 33.5%로서 유연탄의 평균 열효율 38.6%에 비해 매우 낮다.

<표 3-1> 무연탄발전소 현황

발전소명	용량 (MW)	발전량 (GWh)	이용률 (%)	효율 (%)
영동	325	1,626	63.8	33.9
동해	400	2,217	70.3	36.7
군산	66	390	74.7	30.4
서천	400	1,995	64.2	33.7
계·평균	1,191	6,237	66.7	34.5

주 : '03년 실적기준

자료: 한국전력공사, 한국전력통계, 2004

무연탄은 국내 유일의 부존 에너지자원으로서 과거 삼림보전, 외화절약 등 국내경제에 기여한 바가 크지만 부존상태가 나쁘고, 채탄층의 심부화(深部化)로 채탄비 증가, 안전사고 위험증대, 작업조건 악화 등으로 급속한 사양화의 길을 걷고 있다. 정부에서는 폐광에 따른 대책비 지원, 생산감축 지원, 탄가 안정지원 등 국내 무연탄에 막대한 금액의 지원을 하고 있으나 타에너지원에 비해 경쟁력을 갖지 못하고 있다.<sup>14)</sup> 이에 따라 발전부문 무연탄 소비량 역시 장기적으로 감소가 예상되고 있다.

구체적으로 전력수급기본계획 상 2009년 영월 3호기 무연탄발전소(200MW)의 준공이 예정되고는 있으나 2017년까지 무연탄 발전설비용량은 현재의 1,125MW에서 800MW로 감소될 예정이고, 발전용 무연탄 소요량도 270만톤에서 2017년 200만톤 수준으로 점차적인 감소가 예상되고 있다.

12) 군산발전소는 2004년 1월 폐지되었음

13) 무연탄 발전소의 이용률이 높은 것은 발전소 도착 무연탄 가격에 정부보조(탄가 안정지원)가 기반영되어 LNG 등에 비해 변동비가 낮고, 일정물량을 발전부문에서 소비하고 있기 때문이며, 대체전원이라 할 수 있는 유연탄 발전에 비해서는 발전원가가 매우 높은 것이 현실이다.

14) '04년에도 동원광업소가 폐광을 검토하고 있다.

## 2) 유연탄 발전

### (1) 유연탄 현황

유연탄은 국내에 부존하지 않으므로 발전용 유연탄은 전량 외국으로부터 수입되고 있다. 주 수입국가는 중국, 호주, 인도네시아, 러시아 등이다. 석탄은 석유, 천연가스에 비해 매장량이 풍부하며, 지역별로도 고르게 분포하고 있다. 석탄의 확인매장량은 9,845억톤(m/t)으로 가채년수(R/P<sup>15</sup>) ratio)는 200년 이상이다. 매장량 분포는 유럽/유라시아의 매장량이 3,554억톤으로 가장 많고 아시아/태평양 지역도 2,925억톤이 매장되어 있다.

〈표 3-2〉 에너지원별 매장량 및 가채년수

	석유		천연가스		석탄	
	매장량 (10억bbl)	가채년수 (년)	매장량 (tcm)	가채년수 (년)	매장량 (10억톤)	가채년수 (년)
북미	49.9	10.3	7.15	9.4	257.8	240
중남미	98.6	42.0	7.08	68.8	21.8	404
유럽/유라시아	97.5	17.0	61.04	58.9	355.4	306
중동	685.6	92.0	56.06	100년이상	57.1	247
아프리카	77.4	27.3	11.84	88.9		
아시아/태평양	38.7	13.7	12.61	41.8	292.5	126
전세계	1,047.7	40.6	155.78	60.7	984.5	204

자료 : BP statistical review of world energy, 2003

지리적 여건상 국제 유연탄 시장은 북미, 유럽, 아시아 등 3개 시장으로 대별된다. 북미 시장은 최근 생산 및 소비가 증가하는 양상을 보이고 있으나 증가세는 매우 미미하다. 석탄생산량의 극히 일부를 수출하고 있다. 특히 1990년대 중반이후 국제 석탄가격의 하락으로 수출이 급격히 감소하고 반면 수입은 꾸준히 증가하는 추이를 보이고 있다. 수출 대상 지역은 유럽 중심이며, 아시아지역으로의 수출도 꾸준하다. 북미 지역은 생산여력이 커서 일종의 Swing producer 역할을 수행하고 있다고 할 수 있으나, 다른 한편으로는 공급비용이 높아 한계 공급자의 역할을 담당한다고 할 수 있다.

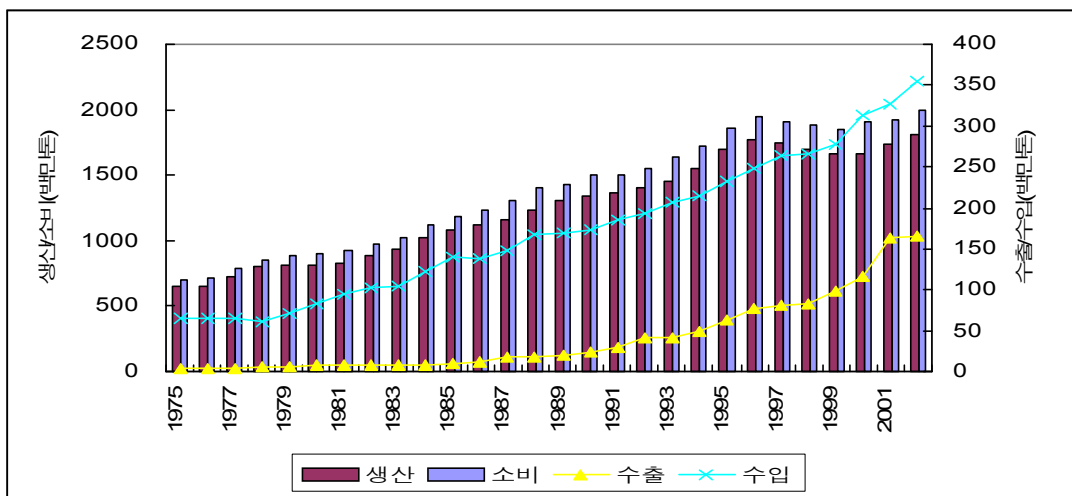
유럽시장 시장은 석탄 생산 및 소비가 1980년대 중반이후 꾸준히 감소하고 있으며, 수입은 증가하는 추이를 보이고 있다. 이는 영국, 독일, 프랑스 등 유럽 국가의 석탄산업 합리화사업 추진에 따른 현상으로서 생산감소가 소비감소를 유도하고, 생산감소의 일부가 수입증가의 형태로 나타나고 있기 때문이다. 역내국가간 교역이 활발하고 수입의존도가 상대적으로 높은 시장이다. 따라서 Rotterdam에 일찍부터 현물시장이 형성되는 등 석탄거래가 활발하다.

수입은 동유럽(폴란드, 러시아 등), 남아공, 콜롬비아, 북미 등 다양한 지역으로부터 이루어지고 있으며, 호주, 인도네시아 등 아시아-태평양지역에서도 일부 이루어지고 있다.

15) R/P : reserve/production

아시아시장은 생산 및 소비가 지속적으로 증가하는 현상을 보이는 유일한 지역이다. 1990년대 하반기에는 생산 및 소비가 동반 감소하는 경향을 보이나 이것은 주로 중국의 석탄산업 정비에 기인한 것이었다. 아시아 시장은 일본이 수입을 주도하던 시장으로 근래에 한국 및 대만의 수입확대로 세계 최대의 수입시장으로 부상하고 있다. 유연탄의 거래는 장기계약 위주로 거래가 이루어져 왔으나 근래에 단기 및 현물의 비중이 확대되는 추세이다. 아시아시장으로의 수출은 호주가 중심적인 역할을 담당하며, 중국, 인도네시아, 남아공, 북미, 러시아 등에서도 수출이 이루어지고 있다. 특히 중국의 수출신장이 괄목할만하다.

<그림 3-1> 아시아의 석탄시장 추이

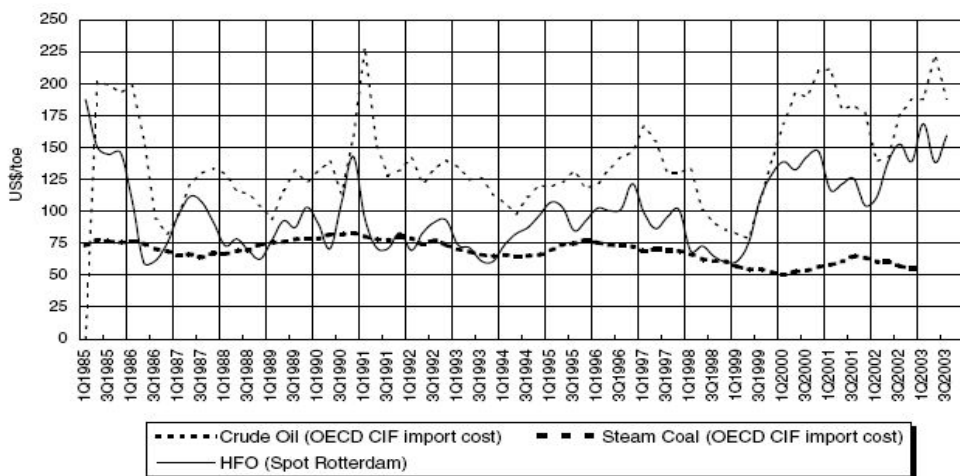


자료 : OECD/IEA, Coal Information, 2003

(2) 국제 석탄가격

국제 석탄가격은 석유가격에 비해 매우 안정적이다.

<그림 3-2> 석유 및 석탄의 국제가격 추이

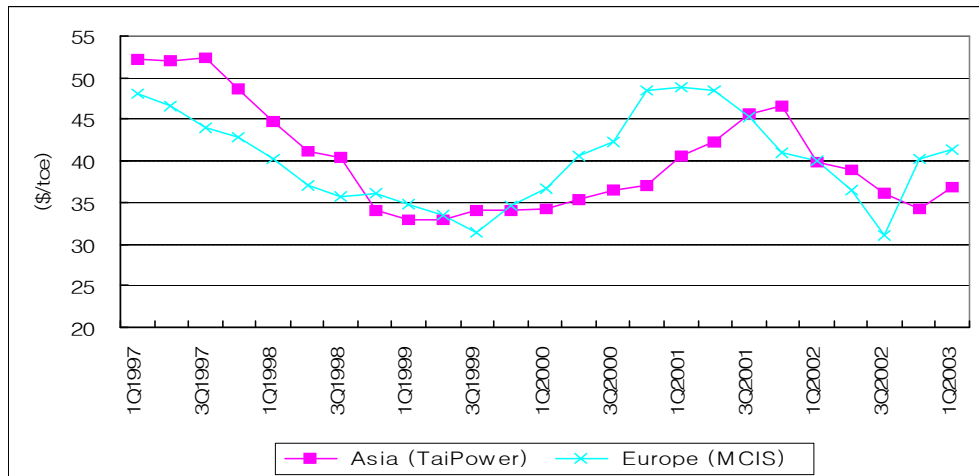


자료 : OECD/IEA, Energy prices and taxes, 3rd Quarter 2003, p. xlvii

장기적인 관점에서 볼 때 석탄가격은 기복을 보이기는 하지만 하락하는 추세를 보여 왔다. 이것은 각국의 환경규제 강화, 온실가스 배출 억제 움직임 등으로 석탄수요 증가가 극히 미미한데 따른 현상이다.

유럽시장은 아시아시장과 지역여건상 분리되어 있기는 하지만 양 시장의 석탄가격은 상호 밀접하게 연관되어 있다. 남아공, 호주, 미국 등이 유럽시장과 아시아시장의 석탄가격 차이가 일정수준 이상일 경우 석탄 수출대상 지역을 전환할 수 있기 때문이다.

<그림 3-3> 유럽가격과 아시아가격의 관계

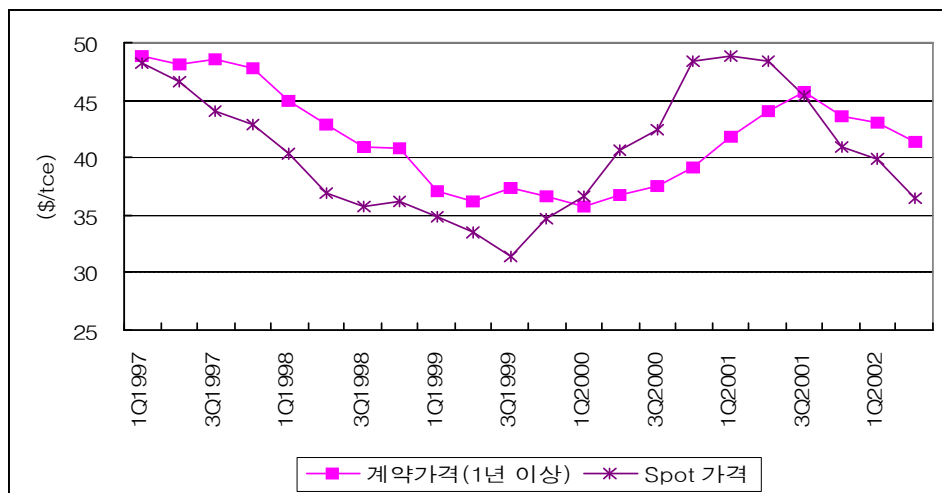


주 : 현물가격 기준임

자료 : OECD/IEA, Energy prices and taxes, 3rd Quarter 2003, p. xvii

장기계약가격과 현물가격의 관계는 현물가격이 선도하고 계약가격이 추종하는 형태를 취하고 있어 매우 유사하다.

<그림 3-4> 계약가격과 Spot 가격의 관계(EU)

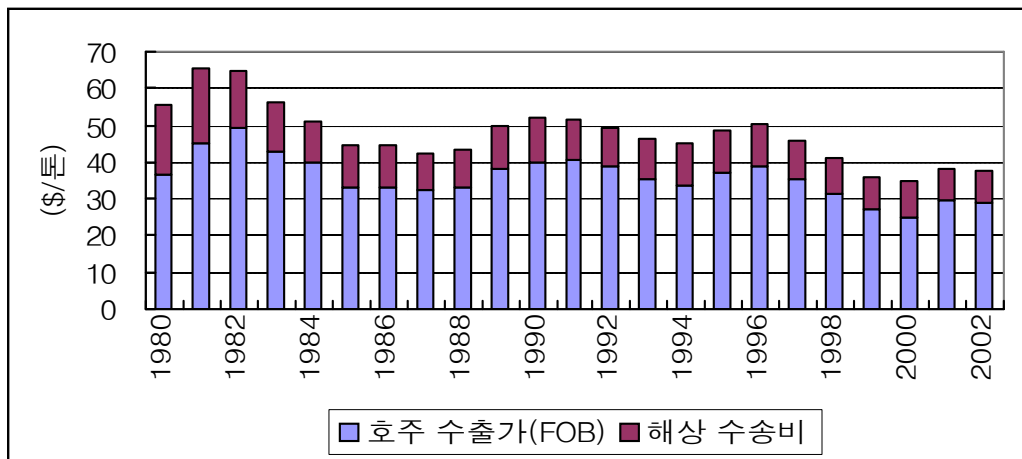


주 : 계약가격은 비 EU지역에서의 수입가격임/ Spot 가격은 유럽의 MCIS 기준임.

자료 : OECD/IEA, Energy prices and taxes, 3rd Quarter 2003, p. I.67 및 I.71

수입가격에서 해상수송비가 접하는 비중이 높으며, 해상수송비의 변화폭도 상당히 크다. 일본이 호주에서 수입하는 가격에서 해상수송비 점유율은 25% 수준(1980년 이후 21~35%)에 달하며, 미국을 수입할 때에는 21% 수준(12~27%)이다. 해상수송비의 변화폭은 최대/최소의 비가 1980~2002년 기간중 미국~일본의 경우 3.4, 호주~일본의 경우 2.5에 달해 수출가격의 변화폭 1.6(미국) 및 2.0(호주)에 비해 크게 높다.

<그림 3-5> 일본의 호주탄 수입가격 구성 추이



자료 : OECD/IEA, Energy prices and taxes, 3rd Quarter 2003

### (3) 유연탄 발전

2003년말 기준 국내 유연탄발전소는 호남, 삼천포 보령, 태안, 하동, 당진 등 6개 발전소에 총 28기, 14,740MW의 설비가 가동 중이다. 유연탄 발전은 기저부하 내지 중간부하를 담당하는 전원으로서 높은 발전효율(39.2%)과 이용률(89.0%)을 기록하고 있으며, 2003년도 발전량은 114,878GWh(발전단 기준)로서 국내 총발전량의 35.6%를 점하고 있다.

80년대 초반 삼천포 화력발전소를 최초 호기로 국내에서 가동을 시작한 유연탄 발전은 낮은 발전원가에 힘입어 기저전원으로서 원자력과 경쟁하면서 대폭적인 발전용량의 증가가 있었으며, 현재에도 다수의 발전소가 건설 중에 있다.

<표 3-3> 유연탄발전소 현황

발전소명	용량 (MW)	발전량 (GWh)	이용률 (%)	효율 (%)
호남	500	3,157	78.5	35.4
삼천포	3,240	23,374	86.0	38.2
당진	2,000	15,495	92.5	39.8
태안	3,000	22,358	88.9	39.7
보령	3,000	22,236	88.6	39.3
하동	3,000	23,275	92.3	39.7
계·평균	14,740	109,823	89.0	39.2

주: 발전량은 송전단 기준임

최근 유연탄의 국제 현물가격 수준이 2003년 이전에 비해 두배로 상승하였지만, 유연탄 발전의 경쟁력은 여전히 유지되고 있다. 전력수급기본계획 작성을 위한 사업자 의향조사에서도 유연탄발전은 여전히 고수익이 예상되는 전원으로서 선호의 대상이 되고 있다.<sup>16)</sup>

#### (4) 중장기 시장 전망

2003년 중반부터 석탄가격의 급등현상을 보이고 있다. 이러한 가격급등은 유럽시장에서 시작하여 아시아시장 등 전세계로 확산되었다. 가격상승의 이유는 수급상황의 악화과 해상 수송비의 급등에 주로 기인하고 있다.

우선 수급상황이 악화된 원인을 보면, 원자력발전의 유지보수에 따른 석탄수요의 증가와(예, 독일의 RWE가 1,225MW의 원전을 2003년 4월부터 가동정지<sup>17)</sup>), 유럽 지역의 가뭄 및 폭서로 인한 수력발전의 감소와 전력수요의 증가로 석탄 의존도의 증가를 들 수 있다. 또한 유럽 전역을 휩쓴 폭서로 인해 원자력발전이 정지되었고<sup>18)</sup>, 폭서 및 가뭄은 강물의 수량감소 및 온도상승을 유발하여 냉각수의 배출을 곤란하게 하였다. 물론 여타 발전설비도 영향을 받기는 하였으나 원자력보다는 미미하였으며, 증가한 전력수요를 감당하기 위하여 석탄 등 여타 발전의 증가를 초래하였다.

또한 수송비의 급등이 석탄 가격의 상승을 가져왔는데, 여기에는 중국의 제철시설 확장으로 인한 철광석 수송수요 증가<sup>19)</sup>, 유럽지역의 곡물생산 감소로 곡물거래 규모 증가<sup>20)</sup> 등을 들 수 있다. 또한 해상운임의 저하로 인한 신규 건화물선 건조의 부진해짐에 따라, 조선업계는 1989년 Exxon Valdez 사고 이후 유조선에 대한 국제적 규제 강화에 따라 유조선의 이중 선복화 사업으로 지탱하여 왔다. 이로 인해 건화물선 선복량은 1998년 이후 그 증가세가 크게 둔화되었다. 특히 장거리 석탄수송에 많이 이용되는 8~14만 DWT급 선박의 선복량은 꾸준한 감소세를 보이고 있다.

이러한 요인들로 인해 유럽지역에서 석탄가격이 상승하기 시작하였으며, 유럽의 가격상승은 호주, 인도네시아 등에서 유럽으로의 수출을 확대시키면서 아시아지역에서도 파급되었다. 또한 중국의 여러 탄광에서 안전사고가 발생하고, 이에 대처하기 위해 중국정부가 2003년 8월 대규모 사고가 발생한 Shanxi지역의 1,800개 이상 탄광에 대해 안전점검을 위해 조업을 중지시켰는데 이러한 조업중지 조치는 공급압박 및 심리적 압박으로 작용하여 아시아시장에서의 석탄가격 상승을 더욱 부채질하였다.<sup>21)</sup>

16) 제2차 전력수급기본계획 안에 나타난 2004~2017년 기간중 신규 유연탄발전소는 14기(500MW급 10기, 800MW급 4기)이며, 2017년 설비비중 25.3%, 발전량 비중 36.9%이 예상되어 주요전원으로서의 역할이 지속될 것으로 예상하고 있다. 또한 발전용 유연탄의 사용 규모도 현재의 4,500만톤에서 5,900만톤 수준으로 증가할 것으로 전망하고 있다.

17) *International coal report*(21 July 2003), p.2

18) *International coal report*(18 August 2003), p.2

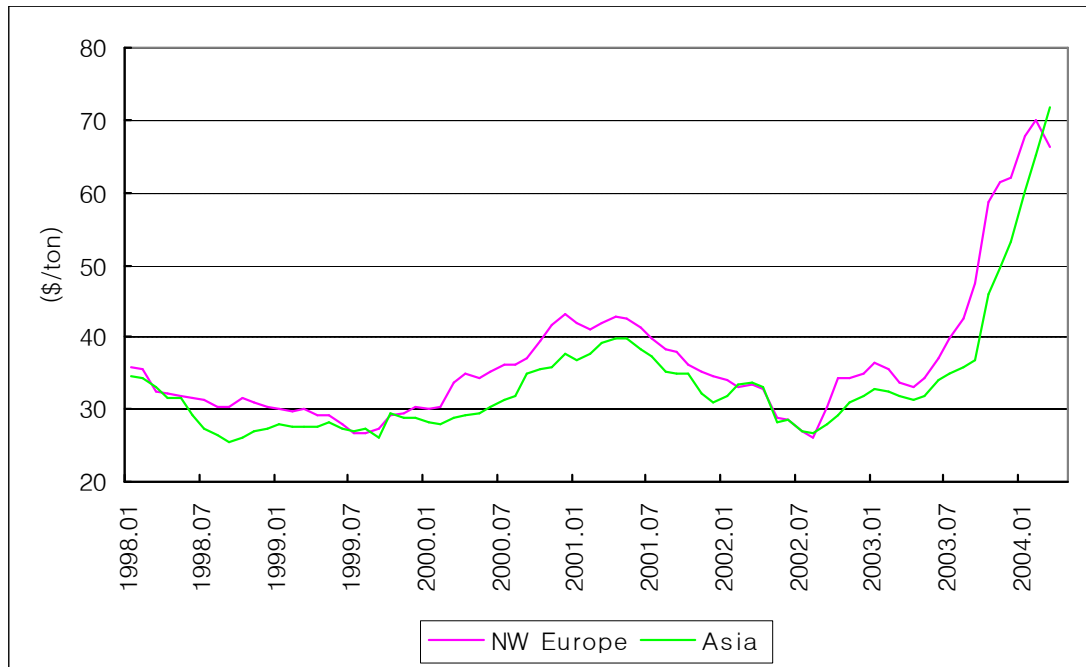
19) 중국의 철광석 수입은 2000년의 70백만톤에서 2005년에는 182백만톤으로 확대될 전망이다(*International coal report*, 20, October 2003, p.3).

20) 파중 및 성장에 부적합한 날씨와 곡식이 익는 여름기간중의 가뭄 및 기록적인 폭서로 곡물작황이 좋지 않아 프랑스, 러시아, 우크라이나 등의 수출이 크게 감소하였고, 이 결과 곡물 수입국은 원거리에서의 수입확대가 불가피하였다.

21) 이 조치는 중국내의 석탄부족 심화로 3개월 후인 2003년 11월에 해제되었다.

기타 달러화 가치의 하락, 미국 및 유럽의 경기회복, 중국/인도 등의 경제발전에 의한 석탄수요 증가 등도 중요한 요인으로 꼽히고 있다.

<그림 3-614> 연료탄의 현물가격 추이(Marker Price 기준)



자료 : ICR coal statistics monthly, April 2004, p2

#### (5) 중단기 시장전망

2003년 하절기 이후 석탄가격 압박요인중 상당부분은 기후가 평년수준을 회복할 경우 해소될 전망이다. 즉 유럽지역의 발전용 석탄수요 증가분이 해소될 것이며, 수송 압박 요인중 하나인 곡물수송 수요도 감소할 것이다.

그러나 중국의 철광석 및 곡물 수입수요 증가로 인한 수송압박은 당분간 지속될 전망이다. 전력난으로 인한 중국내 석탄수급 압박도 계속될 것으로 예상된다. 수송압박은 과거의 전례에 비추어 그 해소에 1.0~1.5년(최대 2년)이 걸리므로 2004년도 하반기 또는 늦어도 2005년 상반기에는 해소의 기미를 보일 것으로 예상된다.

한편 중국내 전력난은 2006년 이후에나 해소될 전망이다. 그 이후에도 석탄수요가 확대될 전망이어서 중국의 석탄 순수출이 확대되기는 어려운 것으로 예상되며, 특히 중국이 2004년도 수출량을 80백만톤(원료탄 포함)으로 제한할 움직임이 있어 이러한 전망들을 종합할 때 유럽 석탄시장의 안정화가 먼저 시작된 후에 아시아지역의 시장도 안정화의 길로 점차 접어들 전망이다.<sup>22)</sup>

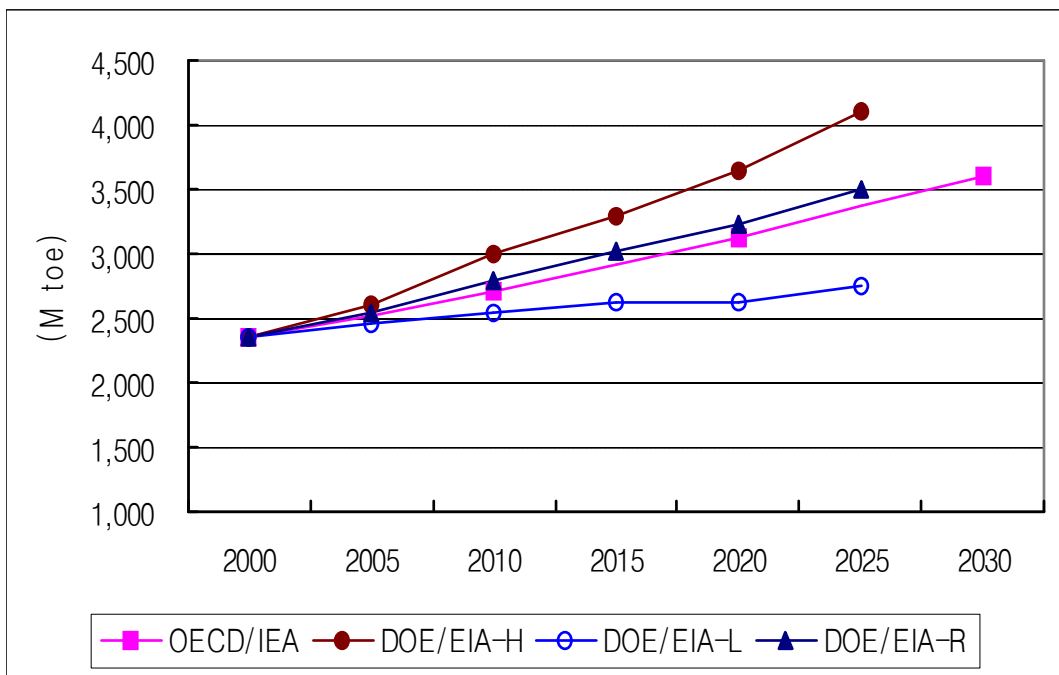
22) 최근(2004. 9) 일본에서 개최된 “제16회 JAPAC(The Japanese Committee for Pacific Coal Flow) 국제 심포지움”에서 호주의 유력한 유연탄 공급회사인 Barlow Jonker Pty Ltd.(BJ)의 시장분석가는 2005년 초 다시 유연탄 가격이 하락세를 유지할 것이며 2008년 경부터 \$30/톤 초반의 가격대가 지속될 것으로 예상한 바 있다.

(6) 장기 시장전망

세계 석탄수요는 비교적 완만하게 증가할 전망이다. 미국 DOE/EIA 전망에 의하면 2000~2025년 기간중 연평균 0.6~2.2%(기준안 1.6%)의 석탄수요 증가율을 예측하고 있으며, IEA도 DOE/EIA의 기준안과 유사한 연평균 1.4% 증가를 전망하고 있다.

이러한 석탄수요 전망은 DOE/EIA의 1차 에너지 총 수요전망 1.2~2.6%/년(기준안 1.9%/년)보다 상당히 낮은 수준이며, IEA의 경우도 1차 에너지 수요가 연평균 1.7%씩 증가할 것으로 전망하고 있어 같은 양상을 보이고 있다.

<그림 3-7> 세계 석탄수요 전망

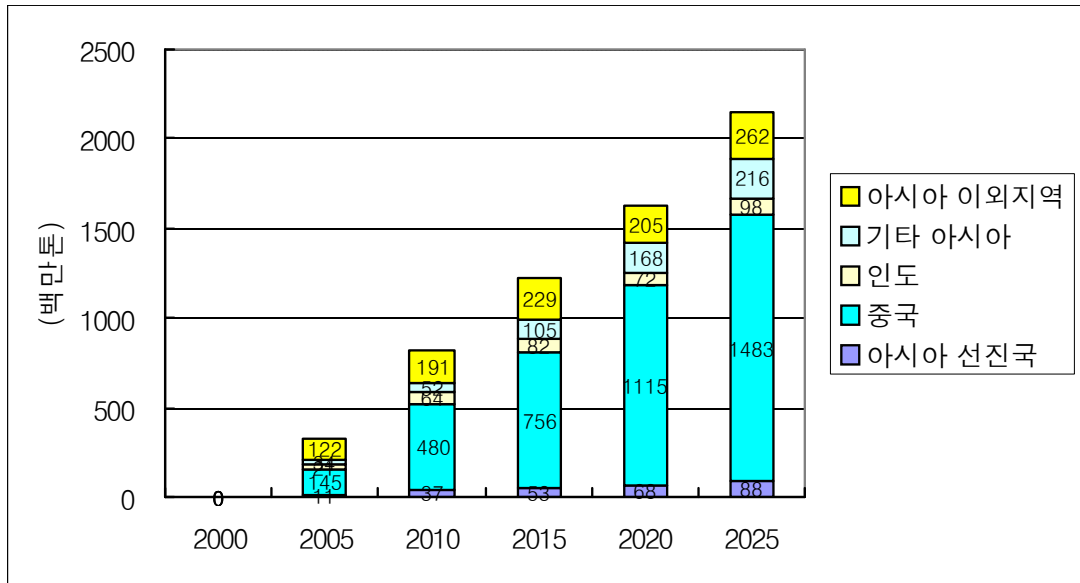


자료 : OECD/IEA, Coal information, 2003

DOE/EIA, International energy outlook, 2003

그러나 지역별 석탄수요는 상당한 차이가 있을 것으로 예상하고 있는데, 특히 아시아지역의 석탄수요는 타 지역에 비해 빠르게 증가할 것으로 예측하고 있다. 아시아지역의 석탄수요 증가기여율은 2005년 63%, 2010년 77%, 2015년 81%, 2020년 87% 등으로 점차적으로 증가할 것으로 예측되고 있다. 아시아지역 석탄수요의 증가는 주로 중국이 주도한다. 중국의 석탄수요 증가기여율은 2005년 44%(2000년 대비 1.5억톤 증가), 2010년 58%(4.8억톤), 2015년 62%(7.6억톤), 2020년 69%(11.2억톤) 등에 달한다.

<그림 3-8> 지역별 석탄수요 증가규모 전망

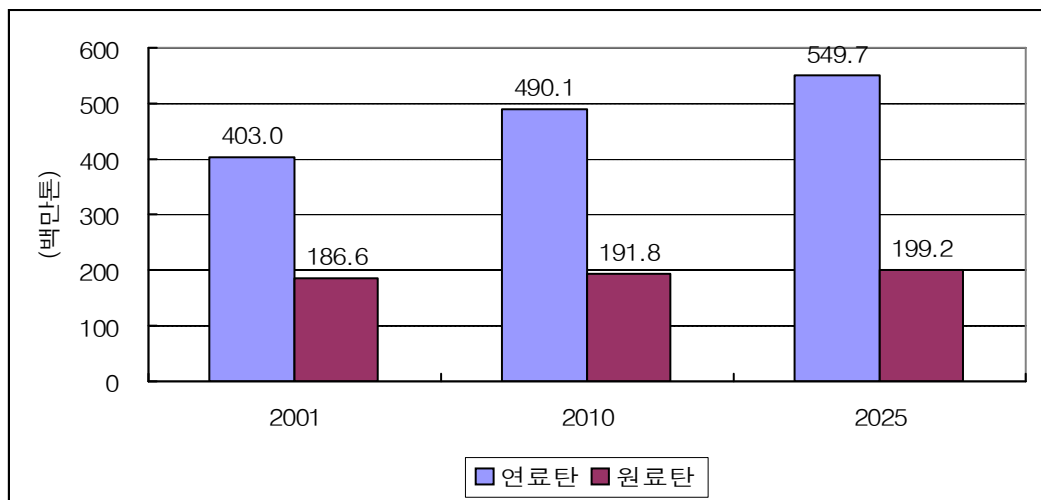


주 : 기준안의 경우로, 아시아 선진국은 일본, 호주, 뉴질랜드를 포함하며, 중동지역은 아시아 이외지역으로 분류됨.

자료 : DOE/EIA, International energy outlook, 2003

반면 아시아 이외 지역의 석탄수요 증가는 미미하여 2010년 1.9억톤, 2015년 2.3억톤, 2020년 2.1억톤 수준에 지나지 않을 전망이다. 서유럽의 석탄수요 감소가 향후에도 지속될 전망이며, 구소련 및 동구에서의 석탄수요도 2005년 이후 감소가 예상되는데 반해, 아프리카, 남미, 중동 등에서의 석탄수요는 증가수준이 미미할 것이기 때문이다.

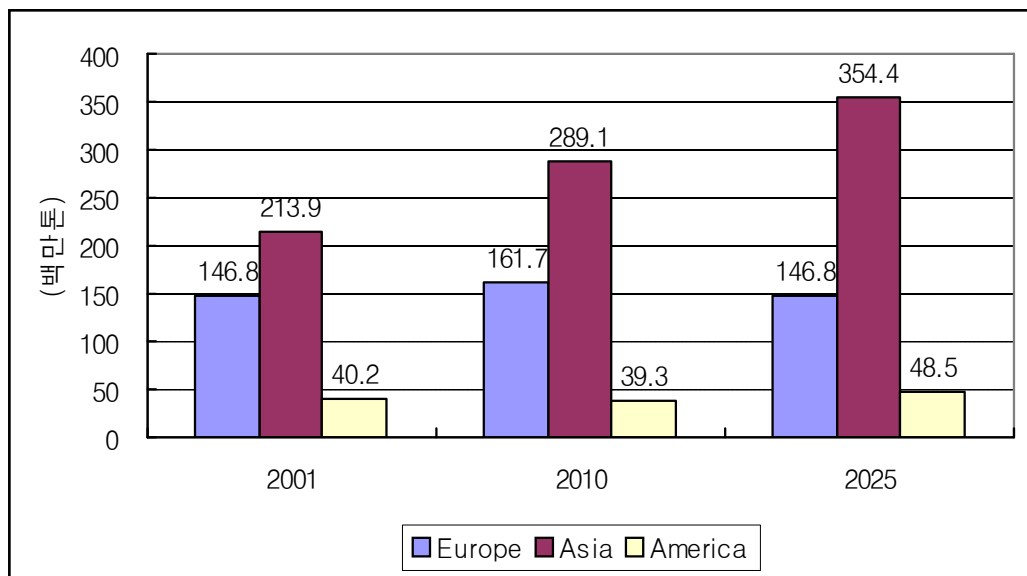
<그림 3-9> 석탄 종류별 무역규모 전망



자료 : DOE/EIA, International energy outlook, 2003, p89

석탄의 교역에 있어서도 아시아지역은 수입이 크게 증가할 전망이다, 유럽 및 미주는 정도의 차이는 있지만 감소 또는 다소의 증가후 감소하는 추세를 보일 전망이어서 경제상태를 보일 것으로 예상된다. 아시아지역의 석탄수입이 2001년 3.3억톤에서 2010년 4.0억톤, 2025년 4.8억톤 등으로 꾸준히 확대될 전망이며, 반면 유럽지역은 현재의 2억톤 수준에서 다소의 증가세를 보이다가 장기적으로는 감소할 것으로 보인다.

<그림 3-10> 지역별 연료탄 수입 전망



주 : 유럽은 중동 및 아프리카 포함

자료 : DOE/EIA, International energy outlook, 2003, p89

세계의 석탄수출 공급능력은 2002년 현재 7.0억톤 수준으로 평가되고 있고, 현재 시설확장중인 공급능력을 추가하면 8.0억톤 수준에 달할 것으로 예상되어, 장기적인 교역규모에 비하여 충분한 수준으로 평가된다. 따라서 장기적인 견지에서 석탄수출 물량의 제약 가능성은 높지 않을 것이지만, 세계경제의 회복과 함께 개도국(특히 중국 및 인도)의 경제성장이 가속화될 경우 석탄공급 물량의 확보난 가능성을 배제할 수는 없다.

미국 DOE/EIA의 장기 석탄가격 전망에 의하면, 석탄가격은 불변가격 기준으로 지속적 하락이 예상되고 있다. 이러한 가격하락은 수출가격뿐만이 아니라 탄광 인도가격 및 발전소 인도가격에서도 공히 나타날 것으로 EIA는 예측하고 있는데 그 이유는 수요증가세의 둔화와 탄광의 생산성 향상, 경쟁에 의한 원가절감 등에 기인하는 것이다.

〈표 3-4〉 미국의 석탄가격 전망(2002US\$/MT)

	2001	2002	2010	2015	2020	2025	연평균증가율(%)
탄광도 가격	19.61	19.73	18.61	18.16	17.99	18.27	-0.34
발전소도 가격	27.70	28.62	27.19	26.83	26.47	26.80	-0.29
수출가격	41.22	44.58	40.20	38.86	37.62	35.65	-0.97

주 : Reference case로 평균가격 기준임.

자료 : DOE/EIA, Annual energy outlook, January 2004

종합적으로 세계적인 유연탄 수급 및 가격 전망을 살펴 볼 때 국내 발전용 유연탄의 소요량이 2017년까지 추가적으로 약 1,500만톤 정도가 증가한 6,000만톤 수준이 될 것으로 예상하고 있으나 최근의 가격 급등세가 1~2년내에 하향, 조정된 이후에는 물량·가격측면에서 큰 문제가 없을 것으로 보는 것이 일반적인 예측이다.

#### (7) 유연탄발전 종합분석

무연탄발전 및 중유발전은 본연구에서 원자력의 대체전원으로 고려치 않으므로 별도의 기술을 생략하고 유연탄 발전에 대해 분석하기로 한다.

##### (가) 연료수급의 안정성

전세계적인 석탄의 매장량 및 가채년수는 9,845억톤, 204년(BP 자료, 2003)이고, 매장분포가 편중되어 있지 않으며, 각국의 환경규제 강화, 온실가스 배출억제 움직임 등으로 수요증가가 미미하여 연료수급의 안정성이 높은 것으로 판단된다.

장기적인 관점에서 석탄가격은 80년대 중반이후 하향 안정세를 유지하고 있으나 최근 2003년 이후 유가 상승과 중국의 탄광사고 등의 영향으로 가파를 상승세를 보이고 있다.

최근의 연료탄 가격은 발전소 도착가격 기준으로 US\$60/톤 수준으로, 제2차 전력수급기본계획의 입력자료의 기준가격 US\$30/톤의 약 2배로 상승하였다. 석탄가격에 대해 전문가 사이에 의견이 분분하지만 아시아 시장의 석탄가격은 대체적으로 2004년말을 정점으로(JAPAC : the Japanese Committee for Pacific Coal Flow) 또는 2005년 초반을 정점으로(BJ : Barlow Jonker Pty Ltd<sup>23</sup>) 점차 하락하여 2008년부터는 US\$ 30~35 수준에서 안정될 것으로 전망하고 있다

##### (나) 경제성

유연탄발전은 기저 내지 중간부하용 전원으로서 경제성이 매우 높다. 제2차 전력수급기본계획의 입력을 기준할 경우 기저부하용 전원으로서 원자력과 대등한 경쟁력을 가지고 있으며, 중간부하용 전원으로서는 타전원(중유, LNG 복합 등)에 비해 경제성이 뛰어나다. 기후변화협약의 발효(2005년 2월)와 온실가스배출에 대한 규제 강화 등이 내부비용화 할 경우(예. 탄소세 부과, 탄소세 부과 내지 국제 온실가스 배출권

23) 호주의 석탄관련 유력한 consulting firm

거래 예상가격은 CO2 톤당 US\$6 ~ 36 수준<sup>24)</sup>에도 기저부하용 전원으로서는 원자력에 대한 경쟁력은 상실될 가능성이 있으나 중간부하용 전원으로서의 경쟁력은 유지된다.

(다) 환경성

유연탄 발전은 주요 발전원 중 환경측면에서 가장 불리한 것으로 평가된다. 발전용으로 사용되는 화석연료 중 단위열량당 온실가스배출이 가장 높고, 연료에 포함된 황 함유량에 따라 아황산가스의 배출로 인한 대기오염문제가 발생한다. 1999년 이후 국내 유연탄발전소에는 대부분 배연탈황설비(FGD :flue gas desulphurization)를 설치하여 황산화물의 배출이 급격히 감소하였으나, 경쟁발전원인 유연탄 또는 LNG 복합은 황산화물 배출이 「0」 이므로 탈황설비의 부착에도 불구하고 상대적인 환경성을 떨어진다.

(라) 사회적 수용성과 입지성

유연탄발전소의 입지는 항만조건, 회사장<sup>25)</sup>의 확보 측면에서 적합한 입지가 많지 않은 상황이다. 유연탄 발전소 주변 지역주민의 반대가 심한 편이지만, 원자력발전에 비하면 낮은 편임. 상대적으로 LNG 복합발전은 지역주민의 반대가 아주 낮다(전혀 없는 것은 아님).

(마) 유연성

건설공기가 44 ~ 52개월로서 원자력(64 ~ 68개월)에 비해서는 짧고, LNG (30개월)에 비해서는 긴 편이다. 여기에서의 건설공기는 엔지니어링 기간을 제한 실공사기간이다. 따라서 계획수립의 유연성면에서는 중간정도이다.

(바) 부하추종성

전원의 기동상태는 cold 상태, warm 상태, hot 상태 등 3개의 상태로 구분한다. 아래 표는 상태별 기동시간을 정리한 것이다. 부하추종면에서 유연탄은 LNG복합과 원자력의 사이이나, 표 2-7에서 보듯이 원자력의 경직성에 비하면, 출력변화가 탄력적이라 할 수 있다.

<표 3-5> 상태별 기동시간

		cold 상태에서 전출력까지	warm 상태에서 전출력까지	hot 상태에서 전출력까지
LNG 복합	가스터빈	0:22 ~ 1:00		
	스팀터빈	3:25 ~ 7:15	1:54 ~ 4:13	1:18 ~ 2:45
유연탄		10:30 ~ 32:30	5:25 ~ 14:00	2:18 ~ 8:30
원자력(경수로)		158:00 ~ 339:00	91:00 ~ 150:00	76:00 ~ 123:00

주 : 3:25는 3시간 25분을 의미

자료 : 전력거래소, 발전설비현황, 2003

24) International Emission Trading-From Concept to Reality(OECD/IEA, 2001)의 자료를 인용한 것으로 평가관에 따라 \$6~36/톤-CO2(평균 \$24)임.

25) 최근 유연탄발전으로 발생하는 회분(재)의 재활용기술의 발달로 회사장은 거의 불필요함

## 2. 발전용 석유

### 1) 중유발전

2003년말 기준 국내 중유발전소는 영남, 울산, 여수, 평택, 남제주, 제주 등 6개 발전소에 총 19기, 4,280MW의 설비가 가동 중이다. 중유 발전은 중간부하를 담당하고 있어 비교적 낮은 이용률(44.5%)을 기록하고 있고, 최근 건설된 설비가 없어 효율도 낮은 편(37.6%)이다. 중유발전소 중 영남화력발전소는 발전연료를 전환하여 2003년부터 오리멸전을 사용하고 있으므로 엄밀한 의미에서 중유발전소라 하기 어렵다.<sup>26)</sup>

중유발전은 2차 석유과동('79년) 전까지는 국내 발전설비의 70.3%('79년), 발전량의 79.7%('82년)를 점하는 주력 전원이었다. 그러나 1차 석유과동('73년) 이후 시행된 탈석유 전원정책의 시행으로 건설 중이던 원자력, 유연탄발전소가 대거 준공되면서 발전비중이 급속히 하락하기 시작했다.

'80년대 전후에 건설된 원자력, 유연탄 주요 발전소들은 고리원자력 1호기('78년), 월성원자력 1호기('82년), 삼천포화력 1호기, 보령화력 1호기('83년), 삼천포화력 2호기, 보령화력 2호기('84년) 등으로서 3,386MW의 발전설비가 준공되었고 이후에서 원자력과 유연탄발전소는 지속적으로 건설되었으며, 건설중에 있다. 중유발전소는 울산 6호기('81년)의 준공 이후 신규 건설된 발전소가 없다.

중유발전소 중에 인천과 평택화력발전소의 경우는 최초 발전연료로서 중유를 사용하였으나 LNG의 도입이 시작되면서 LNG로의 연료전환이 되었다. 이 발전소 중 인천화력발전소는 환경규제(연료규제)로 인해 현재 LNG를 연료로 사용하고 있고, 평택화력발전소는 LNG를 연료로 사용하는 발전소들이 많이 준공되어 다시 연료를 전환하여 현재 중유를 연료로 사용하고 있다.

<표 2-8> 중유발전소 현황

발전소명	용량(MW)	발전량(GWh)	이용률(%)	효율(%)
영남	400	1,663	51.3	35.7
울산	1,800	6,146	42.2	38.4
여수	500	1,033	24.8	36.0
평택	1,400	5,798	48.9	38.1
남제주	20	74	46.2	28.5
제주	160	984	74.8	37.3
계·평균	4,280	15,679	44.5	37.6

주: 발전량은 송전단 기준임

26) 경유발전소는 도서지역 전력공급을 위한 소규모 가스터빈 발전소외에 군산, 영월, 울산 등 복합발전의 형태의 발전소들이 있었으나 폐지(군산, 영월) 내지는 발전설비의 이전 등으로 현재 경유를 사용하는 복합발전소는 한림(105MW)만이 있을 뿐임. 도서지역 전력공급을 위한 소규모 가스터빈 발전소들은 많이 있으나 용량이 매우 적어 본 검토보고서에서 언급을 생략함

이러한 과정을 거치면서 전체 설비용량 대비 중유발전소의 비중은 7.6%로, 발전비중은 7.3%로 대폭 감소되었다.<sup>27)</sup> 적으로 된 으며, 이후에도 삼도 초반 을은 80년대 초반 삼천포 화력발전소를 최초 호기로 국내에서 가동을 시작한 유연탄 발전은 낮은 발전원가에 힘입어 기저전원으로서 원자력과 경쟁하면서 대폭적인 발전용량의 증가가 있었으며, 현재에도 다수의 발전소가 건설 중에 있다.

## 2) 중유수급

중유는 원유를 도입하여 정제과정을 거쳐 생산되는 석유제품의 하나이다. 2003년도 국내 석유제품 생산 총계는 841,038천Bbl이고 이중 발전연료로 사용하는 B-C유 생산량은 198,615천Bbl(생산 총계의 23.6%)이다. B-C유 생산량 중 국내소비가 111,361천Bbl(B-C유 생산량의 56%)이므로 생산된 B-C유의 약 절반 수준이 국내에서 소비되지 않는다. 이는 B-C유의 대량으로 소비부문인 산업부문의 에너지 소비가 최근 중유에서 가스로의 대체가 활발하고, 발전부문의 중유소비도 지속적으로 감소하고 있기 때문이다.

이와 같은 에너지 소비의 대체현상은 환경규제의 강화, 특히 황산화물 배출규제의 강화에 의해 황함유량이 적은 중유의 사용이 불가피해지고, 저황중유는 고�황중유와 달리 LNG 가격과의 격차가 상대적으로 적어 대체가 활발한 것이다. 발전부문에 있어서 최근 고유가의 지속은 일시적으로 저황중유를 사용하는 중유발전소의 연료비가 LNG를 사용하는 발전소의 연료비를 초과하는 역전현상도 발생하고 있다. 이것은 중유발전의 열효율이 LNG 발전의 열효율에 비해 상당히 낮기 때문에 발생하는 현상이기도 하다

앞에서 살펴본 바와같이 중유발전소의 연료인 B-C유의 공급은 지장이 없다. 원유의 정제 이후 생산된 중유는 국내에서 전부 소비하지 못하고 일부를 수출하고 있고, 산업용 및 발전용의 소비도 점차 감소하고 있기 때문이다. 또한 휘발유, 경유 등 경질유의 소비는 지속적으로 증가하고 있기 때문에 원유의 도입량은 계속 증가하고 있기 때문에 발전용 중유의 수급은 향후에도 문제가 없을 것으로 판단된다.

## 3) 중유발전 전망

전력수급 계획에서 신규 중유발전소의 건설은 계획되지 않고 있다. 중유발전의 경제적, 기술적 특성은 유연탄발전과 LNG발전의 중간적인 위치에 있는 것으로 볼 수 있다. 발전사업자 측면에서는 수익성이 높은 유연탄 발전이나 타사업과의 연계가 가능한 LNG 발전은 비교적 선호하는 경향이 있으나 중유발전소는 선택 대상이 되지 않고 있다.<sup>28)</sup> 또한 1,2차 석유파동을 거치면서 국제적으로도 석유발전소의 증설은 억제되고 있는 상황이다.

전력수급계획의 기준계획에서 향후 국내의 주요 후보 전원설비로서 중유발전은 제외되고 있으며, 발전사업자들의 신규설비 건설 의향조사 결과에서도 신규 중유발전소를 건설할 의향이 있는 발전사업자는 발견되지 않고 있다.<sup>29)</sup>

27) 중유발전량 중 무연탄발전소에서 혼소(무연탄과 중유)되어 생산된 전력량 포함함.

28) 원유의 정제 후 생산되는 중유는 국내의 자원으로 인식되어야 하고, 이를 활용하는 측면에서 신규 중유발전소를 고려해야 한다는 주장이 일부 있음.

29) 제주 등 특정한 지역은 제외함.

## 제4장 원자력 정책과제와 방향

### 1. 신규원전 건설현황과 쟁점

산업자원부의 제2차 장기전력수급계획(안)에 따르면 2015년까지 총 8기의 신규원전이 준공될 예정이다. 이 계획대로라면 원전의 비중은 2017년까지 발전설비 면에서 30.3%에 이르게 되어 발전원중 가장 많은 용량을 갖게 되며, 발전량 면에서 절반에 가까운 46.7%까지 이르게 된다.

<표 4-1> 전원구성에서 원자력의 비중 전망

년도	설비용량(만kW)		원전비중 (%)	발전량전망(GWh)		원전비중 (%)
	원자력	전체 설비용량		원자력	전체 발전량	
2003	1,572	5,605	28.0	129,658	322,438	40.2
2005	1,772	6,241	28.4	140,493	359,747	39.1
2010	1,872	7,863	23.8	144,742	411,766	35.2
2015	2,664	8,634	30.9	209,841	447,029	46.9
2017	2,664	8,804	30.3	213,559	456,920	46.7

자료: 산업자원부, 제2차 전력수급기본계획(안), 2004.12.

<표 4-2> 신규원전 건설현황

발전소명	설비용량 (만kW)	공사비 (억원)	공사비 집행실적 (억원)			공정률 (%)				준공 시기
			사업 공사비	선투 자비	합계	설계	구매	시공	종합	
신고리 1호기	100	4조 9,100	7,999	340	8,339	76.9%	54.1%	5.7%	25.6%	2010.6
신고리 2호기	100									2011.6
신월성 1호기	100	4조 7,200	4,458		4,458	66.0%	35.3%	4.1%	18.5%	2010.9
신월성 2호기	100									2011.9
신고리 3호기	140	5조 7,300	1,663	2,330	3,993	42.0%	4.0%	0%	5.0%	2011.12
신고리 4호기	140									2012.12
신규원전1호기	140	-	-	231	231	-	-	-	-	2014.6
신규원전2호기	140									2015.6
합 계	9,600	15조 3,600	1조 4,120	2,670	1조 6,790				16.3%	

자료: 한국전력거래소, 제6차 발전설비계획 실무소위원회 회의자료, 2004.7.20  
 한국수력원자력(주), 지속가능발전위원회 요청자료 검토, 2004.11

## 2. 원자력과 공급안정성

### 1) 연료수급

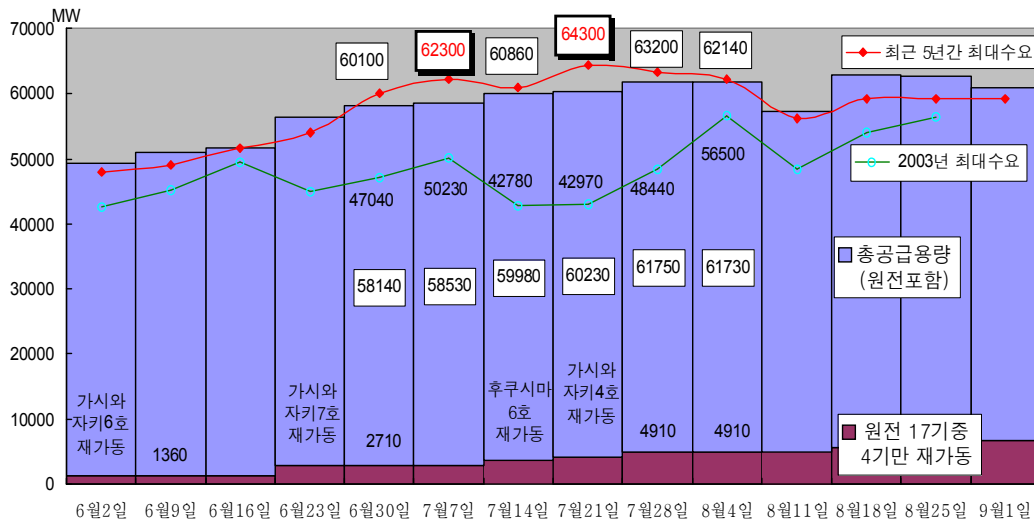
국제 우라늄 가격은 안정되어 있으며 주요 공급국이 선진국으로 공급불안 요인이 상대적으로 낮은 편이다. 국제 우라늄 공급능력 역시 우라늄 가격에 따라 33년 (\$40/kgU)~172년 (80\$/kgU) 정도로 안정된 편이다(NEA & IAEA, 2002). 원자력의 경우 연료비가 전체 발전단가 중 차지하는 비중이 약 10~15% 수준이며, 연료비 중 우라늄 단가가 차지하는 비중은 약 30%에 머무른다. 이처럼 발전단가에서 우라늄 가격이 차지하는 비중은 5% 이하로서 우라늄 가격 상승이 발전단가에 미치는 영향은 제한적이다. 예를 들어, 현재 우라늄 가격인 40\$/kgU에서 80\$/kgU으로 두 배 오를 경우 발전단가는 약 1% 정도만 증가하게 된다.

### 2) 고장·정지

원자력은 연료확보 측면에서 화석연료 대비 수급안정성이 높은 편인 반면 원전설비의 안전성 문제와 관련하여 사고·고장 및 규제에 따른 가동중단시 계통 전체에 미치는 파급효과가 큰 편이다. 지난 2003년 일본 도쿄전력의 원전 17기 중단과 2004년 8월 칸사이(關西)전력의 원전 3기 중단사태가 그 대표적인 예이다. 특히 안전규제상의 문제로 인해 원전가동을 중단시킨 도쿄전력의 경우 냉방수요가 높은 하계(7월~8월)기간에도 총 17기중 13기를 중단시켜야 하는 위기를 맞았으나 예년과 다른 극저온 현상의 발생과 신속한 LNG 물량확보와 대체 화력발전 가동으로 전력대란을 모면한 바 있다(도쿄전력 2003년 주주총회보고서).

<그림 3-1> 은 도쿄지역의 예년 하계 최대수요와 지난 2003년 하계 최대수요를 비교하고 있으며, 만약 2003년에도 예년의 최대수요가 발생했을 경우 도쿄전력이 보유하고 있는 발전설비로는 최소 1개월(6월30일~7월28일) 전력공급이 불가능했음을 보여주고 있다. 물론 도쿄전력은 비상시 수급대책을 마련하고 있었으나 이를 감안하더라도 7월 첫째주와 셋째주의 경우 예년의 기온이었다면 전력대란을 피할 수 없는 상황이었다.

<그림 4-1> 도쿄전력의 원전가동중단과 2003년 하계 전력수급상황



참조: 도쿄전력 2003년 주주총회 보고서

반면 국내 원전은 대부분 비교적 최근 건설된 설비들이기 때문에 그동안 이와 같은 대규모 가동중단 사태는 없었다. 그러나 지난 2004년 2월 영광원전의 방사능누출사건으로 인해 영광 5,6호기를 수개월간 정지시키고 이 용량만큼을 LNG 화력으로 대체한 바 있으므로 국내에서도 향후 유사한 사태에 대한 대비가 필요하다. 이와 같은 점을 종합해볼 때 원자력은 연료수급차원에서 화석연료 대비 우수한 공급안정성을 유지하고 있으나 안전규제 및 고장 등으로 인한 동종모델 또는 동일 사업자 보유 원전들에 대한 불시정지시 전력계통에 미치는 영향이 크다는 점에서 장단점을 동시에 안고 있다.

### 3) 부하추종성 및 건설 유연성

원전은 출력 증감 유연성이 약하여 부하추종성이 약하므로 기저부하로만 이용된다. 원전은 건설공기가 발전원중 가장 긴 약 10년에 이르는데 반해 착공시점에 투자자본의 60%를 소진하므로 건설기간중 수급여건이 변화하더라도 건설여부는 물론 건설속도의 조정도 어려울 정도로 경직적인 편이다. 국내에서도 이미 지난 1980년대 전력 수요가 예상보다 50%수준에 머문 상황에서도 기 착공된 원전을 계획대로 준공함에 따라 설비에비율이 최대 82%까지 이르렀으며, 이 같은 설비과잉으로 인해 당시 국가적인 재무손실은 약 6조5천억원에 이른다(송광의 1999, 에너지경제연구원). 따라서 가동중 원전 및 건설중 원전의 수급조절기능은 거의 없으며, 그만큼 투자자의 투자위험부담이 높은 편이다.

## 3. 원전의 경제성

신규원전의 경제성 평가는 건설에 투자되는 자본비용, 폐로 및 폐기물 관리처분을 포함한 운전비용, 연료비용을 주요한 기준으로 진행된다. 원전은 화석연료 전원과 비교할 때 초기자본비용이 매우 높고, 공기가 긴 반면, 연료비가 매우 저렴한 편이다. 그러나 최근 방사성폐기물관리처분 등 원전사후처리비용의 산정수준이 논란의 대상이 되고 있으므로 이에 대한 면밀한 검토가 필요하다. 이와 함께 원전의 경제성은 이용율, 할인율, 환율, 투자비 차입율, 탄소세 등의 기술·경제적 여건에 따라 경쟁 전원들과의 경쟁력이 변화한다.

본 보고서는 원전의 수명기간동안 발생하는 모든 비용을 고려하되 매년 다르게 발생할 수 있는 발전비용을 할인율을 통해 현재화시켜, 이를 수명기간 전체에 걸친 하나의 대표적 수치인 연금화 비용으로 제시할 것이다. 본 보고서의 참고기준은

이와 같은 평준화 또는 균등화 발전원가는 미래의 투자대상 발전소로서 다른 경쟁 전원인 유연탄, LNG화력 등과 상대적 경제성을 수량화시켜 비교·평가하는데 적합한 기준이 될 수 있을 것이다.

### 1) 이용율

기저설비인 원자력(1,000MW)의 경제성은 경쟁전원인 유연탄화력(500MW)과 이용율 88~89% 수준에서 교차한다. 즉 이용율 88%수준까지 유연탄이 경제적이고 이

용율 89%이상에서는 원자력의 발전비용이 낮아지게 된다(노동석, 에너지경제연구원, 2000). 지난 4년간 국내 원자력의 이용율은 90% 이상의 높은 실적을 보이고 있으나, 이는 지난 1999년 이후 비정상적으로 성장한 심야전력수요에 기인한 것으로 보인다. 즉 IMF와 같은 경제위기나 과잉 심야부하가 미래에도 반복되지 않는 한 원전의 이용율은 지난 1990년대 중반 평균인 87.5% 수준일 것으로 전제하였다.

지난 2003년 심야전력(갑,을) 총소비량은 15,927GWh로 국내 전력판매량의 5.4%를 차지하고 있다. 원가이하의 낮은 전기요금과 난방용 석유가격의 변동이 맞물려 지난 1999년 이후 급속히 증가한 심야전력으로 인해 원자력의 이용율은 지난 1990년대 중반 87.5%를 훨씬 상회하는 92~94%대에 이르게 되었다. 또한 심야전력으로 인해 국내 전체 부하율 역시 78%에 이를 정도로 성장했다. 이와 같은 현상은 단기적으로 기저발전설비의 경제성을 높이는 역할을 하고 있으나, 자원배분의 왜곡을 불러일으켜 정부차원에서 신규 심야전력수요에 대한 억제정책을 추진하고 있어 향후에도 이와 같은 현상이 지속되기는 어려울 것으로 보인다.

<표 4-3> 국내 원전가동 및 심야전력소비현황

(단위 : GWh)

	1996년	1997년	1998년	1999년	2000년	2001년	2002년	2003년
총 발전량	205,494	224,445	215,300	239,325	266,400	285,224	306,474	322,112
원전발전량	73,900	77,000	89,600	103,000	108,900	112,100	119,100	129,600
심야전력량	1,310	1,539	1,800	3,128	6,615	11,747	15,017	15,927
총발전량중 심야 비중	0.6%	0.7%	0.8%	1.3%	2.5%	4.1%	4.9%	4.9%
원전이용율	87.5%	87.6%	90.2%	88.2%	90.4%	93.2%	92.7%	94.2%
평균전력	23,394	25,622	24,578	27,320	30,411	32,560	34,986	36,770
최대전력	32,282	35,851	32,996	37,293	41,007	43,125	45,742	47,385
부하율	72.5%	71.5%	74.5%	73.3%	74.2%	75.5%	76.5%	77.6%
심야기여율	0.3%	0.5%	0.6%	1.0%	1.8%	3.1%	3.7%	3.8%

출처: 2003년 발전설비현황, 한국전력거래소(2003.5.), 산업자원부 전기위원회(2004)

## 2) 발전비용중 원전사후처리비용 기준단가 산정방식

원전사후처리비용을 사용후연료의 처분과 원자로의 해체철거가 원전의 수명이 종료된 이후에 발생한다고 가정할 경우 비용이 원전수명기간동안 할인되는 것으로 볼 수 있다. 이렇게 될 경우 원전사후처리비용이 원전의 발전비용에서 차지하는 비중은

매우 미미한 수준이 될 것이다. 그러나 이와 같은 가정은 1) 사용후연료 처분 및 폐로 R&D, 사용후연료 중간저장 2) 전력시장개방, 정치적 선택, 사고에 의한 원전의 조기폐쇄 등으로 인해 원전운영 기간중 비용이 발생하는 상황에 적합하지 않다. 실제로 사용후연료 처분 및 폐로 관련 R&D나 사용후연료 중간저장에 소요되는 예산은 적지 않으며, 선진국의 전력산업구조개편과 적녹연정의 등장으로 가동중 원전의 조기폐로 가능성 또한 증대되고 있다.

따라서 본고서는 원전의 발전비용을 산정할 때 원전사후처리비용은 원전운영기간에도 비용이 발생한다는 전제하에 고정적으로 지출되는 비용으로 계산한다. 연도별 발전량이 계획기간 전체에 변화가 없다고 가정하고, 원전사후처리비용을 건설에 필요한 자본비용이 아닌 매년 기금적립형태의 고정적 운전유지비에 포함시키면 다음과 같은 균등화 원가 산식을 전제할 수 있다. 다만 기타 원전의 일반 운전유지비와 비교대상 전원인 유연탄발전의 운전유지비 등은 선행 연구결과인 에너지경제연구원의 “원자력발전 경쟁력분석 연구(2001)”에서 참조했음을 밝힌다. 기타 조건은 제2차전력수급기본계획의 전제를 똑같이 적용하였다.

- . 계획발전설비의 평준화 발전원가(Levelized Generation Cost) 산식
  - .. 평준화발전원가= [단위건설비(원/kW)×연금화계수CRF+연간운전유지비] / [8760×이용율×(1-소내소비율)] + [(열소비율×연료가격)/(1-소내소비율)]
  - .. 연금화계수 = [할인율(1+할인율)가동년수] / [(1+할인율)가동년수 - 1]
  - .. 소내소비율 : 4.7% (제2차전력수급계획 기준)
  - .. 할인율 : 7% (제2차전력수급계획 기준)
  - .. 환율 : 1,200원 / US\$ 1 (제2차전력수급계획 기준)
  - .. 가동수명: 40년 (제2차전력수급계획 기준)
- . 원전사후처리비용 적용단가
  - .. 사용후핵연료 관리 및 처분비
    - ... 중간저장 : \$90~\$210/kgHM
    - ... 최종처분 : \$700/kgHM
    - ... 합계 : \$790 ~ \$920/kgHM (948천원 ~ 1,104천원/kgHM)
    - ... 현행 : 중간저장 및 최종처분  
(참고: KAERI, 2001, Science & Global Security, 2003)
  - .. 폐로(원전해체철거)비용
    - ... \$3억 ~ \$5억/호기 (3,600억원 ~ 6,000억원/호기)  
(참고: Nuclear Power in OECD, OECD IEA, 2001)
  - .. 중저준위방사성폐기물 처분비
    - ... 총 원전사후처리비용의 0.5%수준이므로 산정 생략

<표 4-4> 원전의 운전유지비에서 사후처리비용이 차지하는 비중

(단위: 원/kW·월)

	신규 1,000MW	신규 1,400MW	산식
사용후핵연료비용			
현행기준	1,227.9	1,227.9	747,960원×연발생량/용량/12개월
재산정(하한)	1,556	1,556	948천원×연발생량/용량/12개월
재산정(상한)	1,812	1,812	1,104천원×연발생량/용량/12개월
차액	328~584원	좌동	
원전해체철거비용			
현행기준	465	332	2,233.5억원/480개월/용량
하한	750	536	3,600억원/480개월/용량
상한	1,250	893	6,000억원/480개월/용량
차액	285~785원	204~561원	

※ 현행기준: 전기사업법 시행규칙 제50조 별표 16

사용후핵연료 처분비 : 542천원/kgHM × 물가상승율( '92~ '02) = 747,960원/kgHM

원전폐로비 : 1,618.5억원/호기 × 물가상승율( '92~ '02) = 2,233.5억원

사용후연료 연간발생량: 경수로 1,000MW 19,700kgHM,

경수로 1,400MW 27,580kgHM

<표 4-5> 원자력 발전 운전유지비 산정결과

(단위: 원/kW·월)

	현행기준(예경연2001)		재산정 1000MW		재산정 1400MW		
	1000MW	1400MW	하한	상한	하한	상한	
인건비	935.14	667.96	935.14		667.96		
수선유지비	1690.27	1428.54	1690.27		1428.54		
순경비	331.15	279.87	331.15		279.87		
본사일반관리비	1824.54	1542.02	1824.54		1542.02		
원전 사후 처리	사용후연료	1387.76	1172.87	1,556	1,812	1,556	1,812
	해체철거	453.91	383.63	750	1,250	536	893
	방폐물	33.35	28.19	0	0	0	0
	소계	1875.03	1584.69	3,380.54	1,812	3,098.02	1,812
월간운전유지비	5,268	4,330	7,087.1	7,843.1	6,010.39	6,623.39	

참조: 에너지경제연구원 2001, 한국전력거래소 2003

이 표에 제시된 운전유지비(원전사후처리비용 제외)는 원자력발전 경쟁력 분석연구(에너지경제연구원, 2001), 186-187쪽에서 제시한 비용을 그대로 준용하였다. 이 연구에서 원전과 유연탄발전의 운전유지비 적용기준은 각각 1990~00년, 1996~00년 기간의 실적을 바탕으로 제시되었다. 물론 그 이후 인건비 등 물가상승율이 반영되어야 하지만 2000~03년간동안 생산자물가지수 성장율은 1.4%에 머물기 때문에 본 연구에서는 이 연구에서 사용된 절대액수를 그대로 준용한다.

<표 4-6> 원전사후처리비용 재산정 결과 반영시 평균화발전비용 비교

	원자력				유연탄	
	1,000		1,400		500	800
용량(MW)	1,000		1,400		500	800
건설기간(월)	64		68		44	52
건설단가(천원/kw)	1797		1453		1183	1015
기준수명(년)	40		40		30	30
운전유지비(원/kw월)	7087.1	7,843.1	6,010.4	6,623.4	4240	3430
운전유지비(원/kw연)	12	12	12	12	12	12
	85,045.2	94,117.2	72,124.8	79,480.8	50,880	41,160
연료비(원/kWh)	5.58		5.69		14.06	13.27
소내소비율(%)	4.7		4.2		4.4	4.2

참조: 한국전력거래소 2003

<표 4-7> 원전의 평균화 발전단가

		원전 1000	유연탄 500	원전 1400	유연탄 800
평 준 화 비 용	건설비	18.45	13.01	14.84	11.14
	운전유지비	11.64-12.8	6.94	9.82-0.82	5.61
	연료비	5.86	14.71	5.94	13.85
	계	35.95-37.19	34.66	30.6-31.61	30.6

참조: 에너지경제연구원 2001, 한국전력거래소 2003

원전사후처리비용의 단가는 1,000MW의 경우 3.8원 ~ 5원/kWh, 1,400MW의 경우 3.4원~4.4원/kWh인 것으로 나타났다. 원전사후처리비용이 전체 발전단가에서 차지하는 비중은 1,000MW의 경우 10.6%~13.4%, 1,400MW의 경우 11.1%~13.9% 수준인 것으로 나타났다.

### 3) 타기관 연구결과와의 비교

최근 원자력연구소가 자체적으로 검토한 원전사후처리비용 재산정결과를 기준으로 발전원별 경제성 평가를 한 결과 역시 본 보고서와 유사한 수준인 것으로 보인다. 원자력 1,000MW의 발전비용은 본 보고서와 마찬가지로 유연탄 500MW 보다 약간 높은 것으로 나타났다. 원전사후처리비용이 원전 발전단가에서 차지하는 비중도 11.2%로서 본 보고서에서 제시된 원전사후처리비용의 비중과 유사한 수준이다.

<표 4-8> 원자력연구소의 발전원별 평균화 발전단가

(단위: 원/kWh)

	용량 (MWe)	건설비	운전유지비	연료비	계
원자력	1000	20.06	10.64	4.61	35.30
	1400	16.13	8.94	4.80	29.87
석탄화력	500	13.94	6.75	14.06	34.75
	800	11.94	5.45	13.27	30.65
국내탄	200	22.34	8.67	36.94	67.96
석유	500	10.48	4.87	50.96	66.30
LNG 복합화력	450	6.62	5.60	56.20	68.41

자료: 한국원자력연구소, 2004. 11 (2002년도 자료 근거 계산된 결과이며 원자력의 경우는 원전사후처리충당금 (3.96원/kWh 가정) 포함)

원자력연구소의 경제성 평가에서 현재 발전원별 평균화 발전단가는 석탄화력이 가장 낮은 것으로 평가되었으며, 원자력 1000 MWe는 석탄화력 500 MWe와 원자력 1400 MWe는 석탄화력 800 MWe와 평균화 발전단가는 비슷한 것으로 검토되었다.

#### 4. 원자력의 환경성

현재 전력거래소의 환경성 기준은 단순히 이산화탄소 배출량만을 고려하고 있으나, 이는 엄밀한 의미에서 환경적 고려라기보다는 장차 기후변화협약 체결로 국내 의무감축량 할당시 또 다른 경제성 고려로 볼 수 있다. 이 같이 탄소배출량만의 고려는 보다 엄밀한 평가를 거쳐 경제성 기준에 반영하거나, 화석연료수급지수 기준에 반영해야 할 사항으로서 오히려 발전원간의 객관적 환경성 비교에 왜곡을 일으키게 된다.

<표 4-9> 발전원별 대기오염배출물질 비교>

연료유형	탄소 (MtC/Q)	방사성물질 (kBq/kWh)	질소산화물	이산화황	분진
			pounds/MWh		
석탄	25	41	5.5	8.8	4.4
천연가스	15	9.3	3.3	0.66	0.4
원자력	0.01	2,500	0.07	0.13	0.18
수력	0	5	0	0	0
석유	20	28	4.4	20	1.5
바이오매스	0	25	0	0	2.2
신재생	0	0	0	0	0

출처: Kaarsberg 1999, Northeast-Midwest Institute

※ MtC: 백만탄소톤, Q: 1015BTU, kBq: 천베크렐, pound ≒ 454g,

표에서 보듯이 원자력의 경우 화석연료에 비해 발전량당 두~세자리수 이상의 기체 방사성물질을 배출하며, 고준위 및 중저준위 방사성폐기물의 관리·처분문제를 안고 있음에도 불구하고 기존 전력수급계획에는 가장 친환경적인 전원으로 평가되고 있다. 따라서 기존의 전력수급계획 수립과정에서 적용되는 환경성 기준은 발전원별 환경성 평가에 많은 왜곡을 줄 수 있으며, 방사성폐기물의 배출문제를 포함하여 종합적으로 평가되어야 할 것이다. 특히 원전의 대형사고위험과 방사성폐기물 문제는 확률이 낮다고 하더라도 사고결과의 크기와 가역성(reversibility) 측면에서 적절한 평가가 필요하다.

탄소와 방사성폐기물 이외에 질소산화물, 이산화황, 분진 등의 대기배출물질은 (교통·수송부문보다 비교적 낮은 편이고 통제하기도 용이하지만) 석탄 및 석유발전이 비교적 높은 편이고 신재생, 원자력, 천연가스발전이 비교적 낮은 편이다.

### 1) 원자력과 탄소세

원자력은 이산화탄소를 배출하지 않는 에너지원으로서 지구온난화에 대한 대안으로 국내외에서 많이 거론되어 왔다. 그러나 국제사회에서 원자력은 지구온난화 방지 대책이 될 수 없다는 문제제기 또한 적지 않으며, 기후변화협약에서 앞선 정책을 추진하는 국가들 역시 원자력이 온난화 방지대책으로 채택되고 있지 않은 실정이다.

지난 2001년 독일 본(Bonn)에서 열린 제6차 국제기후변화당사국총회는 원전을 기후변화방지를 위한 선후진국간의 협력방안인 청정개발체제(CDM)와 선진국간 협력방안인 공동이행(JI) 지원대상 에너지원에서 제외시킨 바 있다. 총 186개국이 참여한 본(Bonn) 회의는 인도와 일본의 반대에도 불구하고 교토의정서의 이행체제인 청정개발체제와 공동이행에서 원자력에 대해 탄소배출권을 줄 수 없다고 합의하였다. 이는 원자력을 통한 이산화탄소 감축량이 배출권거래에 사용될 수 없다는 것을 의미한다(UNFCCC, 2001)

지난 2001년 전력부문에 기후변화 관련 환경세를 세계 최초로 도입한 영국정부는 원전에 대해서도 화력발전과 마찬가지로 포괄적 에너지세로서 0.43펜스/kWh의 기후변화세(Climate Change Levy)를 부과하고 있다. 지난 2002년 이후 도산위기로 인해 영국정부로부터 두 차례에 걸쳐 20억파운드(약 4조5천억원) 규모의 구제를 받은 바 있는 원전사업자 브리티시 에너지(British Energy)사는 영국정부에게 원전에 대한 기후변화세 부과를 면제해줄 것을 요청했으나 거부당하였다. 영국정부는 기후변화세를 전반적인 에너지효율 개선을 위한 정책도구로 고려하고 있으며, 더욱이 원전이 방사성폐기물과 관련하여 결국 또 다른 환경문제를 안고 있다는 판단을 하고 있기 때문이다.

영국 통상산업부(DTI)는 지난 2002년 10월, 11월 의회에서 보수당으로부터 원전에 대한 기후변화세 면제를 요청받은 뒤 두 차례에 걸쳐 원전에 대한 기후변화세를 면제하지 않겠다는 입장을 밝혔다. 다음은 통상산업부 Hewitt 장관의 의회발언이다.

“기후변화세와 관련하여 우리 정부는 지난 2001년 4월 이 세제를 도입할 때 분명하게 정책목표를 밝혔다. 이 세제는 단순한 탄소세가 아니며 산업 및 상업용 소비자들에게 에너지효율을 개선하도록 분명한 인센티브를 주기위해 설계된 것이다. 물론 우리정부는 기후변화세를 포함하여 정책여건 전반에서 개선이 필요한지 여부에 대해 2003년 발표될 에너지백서(Energy White Paper)를 통해 검토결과를 제출할 것이다. 이미 밝혔듯이 우리정부는 기후변화세 관련 정책을 단순히 여건이 악화된 특정기업(브리티시 에너지)의 구제를 위해, 그 기업이 얼마나 심각한 여건에 있는지와 상관없이, 바꿀 계획이 없다.” (House of Common, Deb 28 November 2002 c492)

이처럼 영국정부는 기후변화세를 추진하면서도 정책목표는 단순한 탄소배출량 저감이 아니라 에너지소비부문의 전반적인 효율개선과 재생가능한 에너지에 대한 지원에 두고 있다. 이후 2003년 발표된 영국정부의 에너지백서에 기후변화와 원자력에 대한 입장을 통해 다시 한번 확인되고 있다.

“원자력은 현재 중요한 비탄소(carbon-free) 전원이다. 그러나 현재의 원자력은 경제성 문제로 인해 신규 비탄소 발전 대안이 되기 어려우며, 더욱이 해결되지 않은 핵폐기물문제를 안고 있다. 핵폐기물 문제는 기존에 발생한 폐기물은 물론 향후에도 지속적으로 발생할 폐기물 모두에 해당된다. 본 에너지백서는 따라서 신규원전의 건설을 제안하지 않는다.” (The Energy White Paper, Our Energy Future – Creating Low Carbon Economy, 12:19–28, 2003, UK DTI)

## 2) 원자력과 방사성폐기물

국내의 방사성폐기물은 고준위폐기물인 사용후핵연료와 중저준위 폐기물로 분류 및 관리된다. 국내 상황에서 고준위방사성폐기물은 원전에서 발생하는 사용후핵연료를 의미하며 경수로 원전 1기에서 연평균 20~30톤 정도 발생한다. 사용후핵연료에 함유된 플루토늄이 99% 정도 소멸하는 기간은 약 1만년, 가장 긴 방사성핵종들까지 소멸하려면 10만년 정도가 필요하다. 이에 따라 미국 환경청(EPA)은 사용후핵연료의 영구처분시 규제기준으로 최소 1만년 이상 생물권으로부터 안전하게 격리시킬 것을 요구하고 있다.

사용후핵연료를 1만년이상 안전하게 격리해야 한다는 규제기준은 세계 각국에서 보편적으로 받아들여지고 있으나, 이 기준을 공학적으로 실제 충족시키는 것은 매우 어렵다. 더욱이 기존의 위험평가방법들은 이 같이 장기간의 공학적 안전을 검증할 수 있는 도구를 제공해주지 않는다. 따라서 방사성폐기물의 적절한 저장 및 처분을 위한 연구들은 불가피하게 방사능누출 및 오염 위험에 대한 불확실성을 안고 있을 수밖에 없다. 이 같은 기술적 불확실성과 낮은 사회적 수용성으로 인해 어느 국가도 아직 영구처분을 시행한 경험이 없다.

중저준위 폐기물은 사용후핵연료보다 상대적으로 관리·처분하기 용이한 편이다. 선진국에서 저준위폐기물 처분장을 운영사례도 있으나 저준위에도 플루토늄 등의 방사성핵종이 포함되어 있고, 주요 방사성핵종들이 소멸하기까지 약 300년 정도 기간이

필요하다. 선진국들의 운영경험에서도 지하수 방사능오염사례가 발생했던 만큼 신중한 접근이 요구된다.

방사성폐기물 관리·처분에서의 불확실성은 윤리적 정치적 문제를 야기하며, 지속가능성의 측면에서 세대간 형평성, 소수자 공동체들에 대한 차별, 위험부담자와 편익수혜자간 형평성 문제 등을 일으키게 된다(Stevenson et al., 1991; Kraft, 2000). 1만년 이상의 장수명 방사성 폐기물은 그 관리 및 처분과정에 장기적 환경영향에 대한 우려를 일으킨다. 따라서 방사성폐기물의 관리·처분 정책개발은 해당국가와 사회가 과연 지속가능한 사회로 이행할 수 있는 능력을 갖추고 있느냐를 시험할 수 있는 계기이기도 하다.

## 5. 선진국의 원자력 평가사례: 영국의 경험

영국은 한국과 마찬가지로 지난 1980년대까지 원자력산업을 국가독점체제로 유지하다가 지난 1990년대 말 민영화를 추진하였다는 측면에서 영국의 경험은 전력산업 구조개편을 추진중인 국내 실정에 중요한 교훈을 줄 수 있다. 또한 영국은 인구규모, 전력설비 용량, 사실상 고립된 전력계통여건의 측면에서 국내상황과 유사한 편이다. 더욱이 영국은 기후변화협약 관련 정책들은 OECD 선진국들중에서도 가장 적극적인 편으로 장차 기후변화관련 국제압력을 받게 될 한국에서 원자력 정책을 결정하는데 많은 참조가 될 수 있을 것이다.

### 1) 영국의 원자력정책 개요

영국은 지난 1950년대 핵무기 개발의 부산물로 상업용 가스냉각 원자로기술을 획득하였고 그 결과 세계최초 상업용 원자력발전소인 칼더홀(Calder Hall)을 건설하였다. 1950~60년대까지만 하더라도 이 원자력발전소들은 기대치에 가까운 경제성을 보여주었고, 이에 고무된 영국정부는 개량형 가스냉각로(AGRs)까지 개발하였다. 그러나 가동기간이 늘면서 다양한 안전문제가 드러나자 가스냉각로의 추가적인 건설은 지연되었다. 이후 영국중앙전력공사(CEGB)는 1973년 기존의 대규모 AGR 건설계획을 포기하는 대신 총 18기의 경수로 건설계획을 정부에 제출하였다. 그러나 1978년까지 실제로 건설허가를 받은 원자로는 1기의 경수로와 2기의 개량형 가스냉각로였다.

이후 총선이 있던 1979년 핵산업계의 강력한 후원자인 대처정부가 들어서면서 중앙전력공사는 1980년대에 매년 1기씩 총 10기의 경수로를 건설하겠다는 야심찬 계획을 발표하였다. 그 첫 번째 사업이 바로 영국 최초의 경수로인 사이즈웰B의 건설이었으나 예상과 달리 이 사업에 대한 청문회 기간이 늘어나면서 1987년에 이르러서야 최종허가를 받았다. 뒤이어 두번째 경수로인 힝클리 포인트C는 비교적 신속하게(1989년) 건설허가를 받았으나, 영국 전력산업의 민영화가 추진되면서 원전의 발전 단가가 개방된 전력시장에서 경쟁하기에 불가능하다는 검토가 잇따르자 건설계획은 자동적으로 폐기되었다.

우여곡절 끝에 1994년 사이즈웰 B 경수로가 완공되었고 민영화를 위해 분할된 발전회사 Nuclear Electric사가 이를 운영하였다. 그러나 1990년대 초반 영국 발전산업의 민영화가 시작되었을 때, 원자력의 경제성에 대한 민간금융전문가들의 분석은 매우 부정적이었고 결국 어떤 원자로도 민간부문에 매각되지 않았다. 런던의 은행가들이 그동안 정부가 공식적으로 발표해온 원자력발전소의 발전단가가 핵폐기물처리, 폐로, 사고 및 재해보험 등의 비용을 검토해본 결과 터무니없이 낮게 책정되어 있었다는 사실이 밝혀졌기 때문이다. 결국 영국정부는 아무도 사가지 않는 원자력발전 분야의 채산성을 맞추어주기 위해 노후한 원자력발전소들은 국영업체인 브리티시 핵연료공사(BNFL)에게 맡기고, 1980년대 이후 건설된 최신 발전소들만 모아서 민간에 매각하기로 결정하였고 그 결과 브리티시 에너지(BE)사가 탄생하였다.

더욱이 영국정부는 매년 화석연료 화력발전소들로부터 일종의 화석연료세(Fossil Fuel Levy)를 걷어 그 후 7년동안 NE사(이후 BE사로 변화)가 민영화될 때까지 지원해왔다. 애초 기후변화방지를 위한 세금으로 책정된 이 FFL 적립금의 99%는 원자력발전소로 갔고, 오직 1%만이 재생에너지로 지원되었다. 1990/91년에 지원된 액수만 무려 11억7천5백만파운드(약 2조2천억원)에 이른다. 이 같은 민영화의 과정은 그동안 영국정부에서 경제성있는 에너지원이라고 여겨지던 원자력발전이 얼마나 부실했는지를 반증해주고 있다. 영국의 전력시장에서 민영화이후 원전건설 발주가 사실상 중단되었으며, 그 이후 가격이 싸고 환경부하가 적은 가스터빈발전소들만이 지속적으로 확대되고 있다.

이러한 경험을 바탕으로 1995년 영국정부는 원자력에 대한 재검토보고서(HMG 1995)를 발표하였다. 이 보고서는 다음과 같은 기존 정부정책목표상 원자력의 역할들에 대한 폐기를 천명하고 있다.

- 에너지원의 다원화: “에너지수급 다원화의 측면에서 신규 원자력발전소를 건설을 지지할만한 어떠한 공공예산이나 그에 상응하는 지원을 할 근거는 없다” (p. 38)
- 산업정책적인 측면: “만약 정부가 신규 원전의 건설을 보장하기 위한 조치를 취한다면 이는 전력 및 발전설비 시장에 대한 심각한 간섭효과를 일으킬 것이다. 이 보고서의 분석결과는 그 같은 정부개입이 광범위한 산업파급효과 측면에서 정당화될 수 없음을 분명히 보여주고 있다. ... 정부가 경기부양과 고용효과를 창출한다는 근거로 신규원전 건설을 지원하는 것은 소비자와 납세자를 위한 최선의 이익이 될 수 없다.” (p. 47)
- 기후변화의 측면: “신규 원전 건설을 통해 탄소배출량을 추가적으로 감축하는 것은 높은 비용으로 인해 현실적인 대안이 될 수 없다. ... 정부는 탄소배출량 저감정책의 배경에서 신규원전 건설이 필요하다는 견해를 지지할 근거가 없다는 점을 밝힌다.(p. 29-30)”

이와 비슷한 시점인 지난 1997년 영국왕립환경위원회(RCEP) 역시 과학계와 국민여론을 충족시킬 수 있는 핵폐기물과 폐로를 안전한 처분방법이 개발될 때까지 신규

원전 건설은 중단되어야 한다고 권고하였다. 이처럼 지난 1990년대는 영국 정부가 핵산업이 안고 있는 위험과 경제적 부담에 대해서 전면적으로 재인식하는 계기가 되었다.

## 2) 영국 원자력산업의 현주소

지난 2002년 8월 두 번의 주가폭락을 겪은 영국의 민영 원자력발전 사업자인 브리티시 에너지(British Energy, BE)사는 현재 사실상 파산상태에 있다. 이 같은 주가폭락은 같은 달 BE사의 Torness 1호기 원자력발전소가 고장으로 인해 장기간 가동을 중단한다는 것과 2002년 BE사의 예상발전량이 67.5TWh에서 63TWh로 하향조정된다는 내용이 런던주식시장에 발표되면서 일어났다.

BE의 주가는 지난 1999년 700p(10.47달러)에서 불과 3년만에 54p(88센트)로 극적인 급락현상을 보여주었다. 이 같은 주가폭락으로 BE사는 2003년 채권자들에게 당장 갚아야 할 액수만 1억1천만파운드(약 2천2백억원)인데, 신용도 악화로 금융시장에서 현금조달이 어려워진 상태다. 영국정부는 전력산업계나 심지어는 그린피스로부터도 무원칙한 개입을 중단하라는 항의를 받았음에도 불구하고 2002년말 긴급 구제비용으로 6억5천만 파운드(약 1조3천억원)를 이 기업에 융자해주었다.

BE사가 파산하게 된 보다 근본적인 이유는 원자력발전소의 발전단가가 영국의 개방된 도매전력시장에서 경쟁하기에는 너무 비싸다는 것이다. BE사가 이윤을 남기기 위해서는 메가와트아워(MWh)당 21파운드(31.5달러)를 받아야 하는데, 지금까지 단지 16파운드 정도를 받아왔다. 사실 BE사는 지난 6년전 민영화당시 MWh당 27파운드 정도로 판매할 수 있을 것이라고 기대하고 있었다.

BE사는 이러한 손실을 보충하기 위해 영국정부에게 재생에너지에 지원되는 기후변화방지세제(Climax Change Levy) 감면혜택을 지원해달라고 요청하였다. 원자력발전이 민영화될 때까지 지속되었던 영국정부의 화석연료세(FFL)는 BE사의 창설이후 중단되었고, 그 이후 BE사 역시 kWh당 5펜스씩 기후변화세(CCL)를 납부해오고 있던 것이다. 영국정부는 기후변화세를 포괄적인 환경세로 인식에서 이 같은 BE사의 감면혜택 요구를 거절했을 뿐만 아니라, BE사의 원자력발전소들이 다른 종류의 발전소들과 똑같은 규모의 세금(예를 들어 지방세 등)을 지불해야 한다고 지시했다. 그러나 사실은 이 같은 세액지출을 모아도 1억파운드 정도인데 비해서, BE사가 2002년 세금을 공제하기 전 손실액수만 4억9천만 파운드에 이른다.

결국 영국의 발전산업 민영화는 국영체제하에서 원자력발전과 같은 특정 기술체제의 숨겨져 있던 비용들이 얼마나 막대한 것이었는가를 증명해준 사례로서, 핵산업계가 저항을 통해 정부의 천문학적인 재정지원을 받았다 할지라도 극복될 수 없음을 보여준 것이다. 실제로 영국의 주요 매체는 이 같은 BE사의 몰락이 전력산업구조개혁의 실패라기보다는 성공이라고 평가하고 있다. 즉 과거에 국영체제하에서는 불분명했던 BE사의 숨겨진 비용이 결국 전면적으로 폭로된 셈이고, 그 만큼 정부의 왜곡된 투자로 인해 이후에 발생할 납세자들의 부담을 절약한 것으로 여기는 것이다.

<표 4-10> 영국정부의 발전원별 경제성평가

(단위: p/kWh)

기술	2020년 예상비용	평가신뢰도	2050년 예상추세
대형 열병합	2 이하	고	제한된 감소
가스복합	2.0~2.3	고	제한된 감소
소형 열병합	2.5~3.5	중	지속적 감소
석탄가스화(IGCC)	3.0~3.5	중	감소
원자력(AP1000)	3.0~4.0	중	감소
화석연료(탄소회수)	3.0~4.5	중	불확실
태양광	10.0~16.0	고	지속적 감소
풍력(해안)	2.0~3.0	중	감소

출처: The Energy Review, 2002, Performance & Innovation Unit

이와 같은 여건속에서 영국정부는 지난 2002년 에너지 검토보고서(The Energy Review)에서 원자력의 경쟁력이 가스복합화력이나 열병합발전보다 낮다는 평가를 하였다. 영국정부는 영국의 BNFL-웨스팅하우스사가 계획하고 있는 AP 1000 원전이 아직 세계적으로 검증되지 않았고, 신뢰성과 경제성 측면에서 가스복합화력(CCGT)보다 열위에 있다는 평가를 하였다(PIU, 2002). 이 검토보고서에 이어 제출된 에너지백서(Energy White Paper, 2003) 역시 이 검토결과를 그대로 수용하고 있으며, 기후변화나 전력수급안정성과 관련해서 신규원전보다는 고효율의 화석연료 발전, 소비효율 개선, 재생가능한 에너지원이 더 경쟁력이 있다는 평가를 하였다.

## 6. 원전사후처리사업의 도덕적 해이와 체제개혁방안

### 1) 방사성폐기물사업과 도덕적 해이

사용후핵연료 중간저장정책의 핵심요소인 기술의 선택과 부지조성방식의 선택은 국가방사성폐기물 정책의 지속가능성을 결정하기 때문에 투명하고 민주적으로 이루어져야 한다. 그러나 과거 권위주의 정권하에서 현재에 이르기까지 이 같은 정책은 과학적 합리성, 경제적 타당성이 투명하게 검증되지 않은 채 일방적으로 추진되어왔다. 이렇게 되면서 방사성폐기물 정책은 주변 이해당사자들의 도덕적 해이와 소수관료의 기호에 따라 왜곡될 수밖에 없었다.

방사성폐기물사업을 둘러싸고 가장 영향력이 큰 이해당사자는 원자력사업자인 한국수력원자력과 이로부터 R&D예산을 의존하고 있는 원자력 학계이며 의사결정권은 산업자원부와 과학기술부의 원자력 부서에 있다. 이들은 그동안 원자력위원회라는 틀

안에서 공기업, 전문가, 정부라는 위상에서 독점적으로 방사성폐기물사업을 결정해왔다. 그러나 방사성폐기물사업이 사회전반에 미치는 영향을 고려해볼 때 이들이 갖는 이해관계와 위상은 협소하며 그동안 배제되어온 이해당사자의 참여와 객관적 위치의 규제기관으로부터 검증이 필요하다.

공기업체제의 원전사업자는 원전의 경영실적과 관련하여 방사성폐기물과 관련한 모든 비용을 가능한 한 미래로 미루려는 경향성을 갖는다(Mackerron & Sadnicki, 2001). 이러한 경향성은 국민들이 전기요금을 통해 지불한 준조세성격의 방사성폐기물 관리·처분예산을 원전건설과 같은 경영적 목적으로 전용하는 관행에서도 드러난다. 사용후핵연료 저장정책에서는 소내저장을 택할 경우 초기투자비가 높은 건식저장으로 전환해야 하므로 단기적 경영실적 악화가 불가피하다. 따라서 한수원은 저장기술의 선택을 유보한 채 소외부지만 확보하면서 비용을 미래로 전가하게 된다.

원전사업자가 원전사후처리비용을 관리할 경우 경영적 목적으로 인해 비용의 산정과 관리에서 왜곡이 일어날 수 있다. 국내 원전사후처리충당금 단가 산정기준(전기사업법 시행규칙 제50조 관련)의 근거는 박약(한수원 자체 기준)하므로 재검토가 필요하다. 특히 원전사후처리비용의 약 70%를 차지하는 사용후핵연료 관리 및 처분비용에 대한 한수원의 산정기준은 지난 1983년 원자력연구소가 미국과 공동으로 수행한 비용추정결과를 지난 1992년 물가상승을 보정 이후 현재까지 지속적으로 물가상승을만을 적용하여 적립하고 있어 이에 대한 엄격한 재산정이 필요하다(KAERI, 1984).

<표 4-11> 원전사후처리비용 산정기준 : 전기사업법 시행규칙 제50조 별표 16

당해 연도 원자력발전소 철거비 (단위: 백만원)	$[(161,850\text{백만원}/\text{호기} \times \text{물가상승률}) - \text{기적립액}]/\text{잔여가동기간}$
당해 연도 중저준위 방사성폐기물 처분비 충당금 (단위: 원)	$[(652,000\text{원}/\text{드럼} \times \text{물가상승률} \times \text{가동기간에 상발생량(드럼)} - \text{기적립액}]/\text{잔여가동기간}$
당해 연도 사용후핵연료 처분비 충당금 (단위: 원)	$542,100\text{원}/\text{kgU} \times \text{누계발생량(kgU)} \times \text{물가상승률} - \text{기적립액}$

[비고: 물가상승률은 매년 12월 31일의 한국은행 생산자 물가지수를 적용하되, 그 기 준일은 1992년 12월 31일. 원전 가동기간은 25년. 가동기간 예상누계 발생량 = 전년도 누계 발생량 + (당해연도 발생량 x 잔여가동기간) 중수로 사용후핵연료의 누계 발생량은 실 발생량의 25퍼센트 적용.]

한국의 원자력 학계는 지난 박정희 군사정권하에서 “핵연료의 자주개발과 핵무기 개발 잠재력 확보” 라는 안보적 성격의 임무를 수행하도록 집중적으로 육성되었다(Byrne & Kim, 1996). 물론 이 같은 야망은 그 후 미국의 견제로 좌절되었으나, 최근 IAEA에 의해 밝혀진 핵물질실험 파문에서도 알 수 있듯이 국내 원자력계는 기술 수준과 무관하게 재처리 관련 R&D 등 모험주의적 관행을 지속해왔다. 지난 20년간 원자력계 일부인사들이 원자력위원회를 통해 관철해온 사용후핵연료의 집중형 소외 저장 방침은 그동안 재처리 관련 R&D예산과 조직을 확대하려던 이해관계의 표현이라고 볼 수 있다. 이처럼 개발독재시대의 관성을 유지하고 있는 일부 원자력계의 영향력행사는 국민안전과 직결된 방사성폐기물사업을 심각하게 왜곡할 수 있다.

<표 4-12> 사용후핵연료 저장시설 부지조성방식과 이해당사자별 득실

이해당사자	소내저장 (원전부지별)	소외저장 (중앙집중형)
한수원	건설용기 등 초기투자비 큼, 단기 경영성 악화	수송·부지조성 등 미래비용 큼, 현재 경영진에게는 유리
원자력계	최종처분까지 안정적인 처분 연구개발 기간 확보	사용후핵연료 및 시설 집중화로 재처리관련 연구개발예산 증대
정 부	주민수용성 악화로 신규원전건설 정책에 불리	주민수용성 개선으로 신규원전건설정 책에 유리
지역주민	폐기물 지속보관으로 심리적 부담 지속(원전지역)	폐기물시설 신규유치로 심리적 부담 증대, 저항격화(소외저장지역)

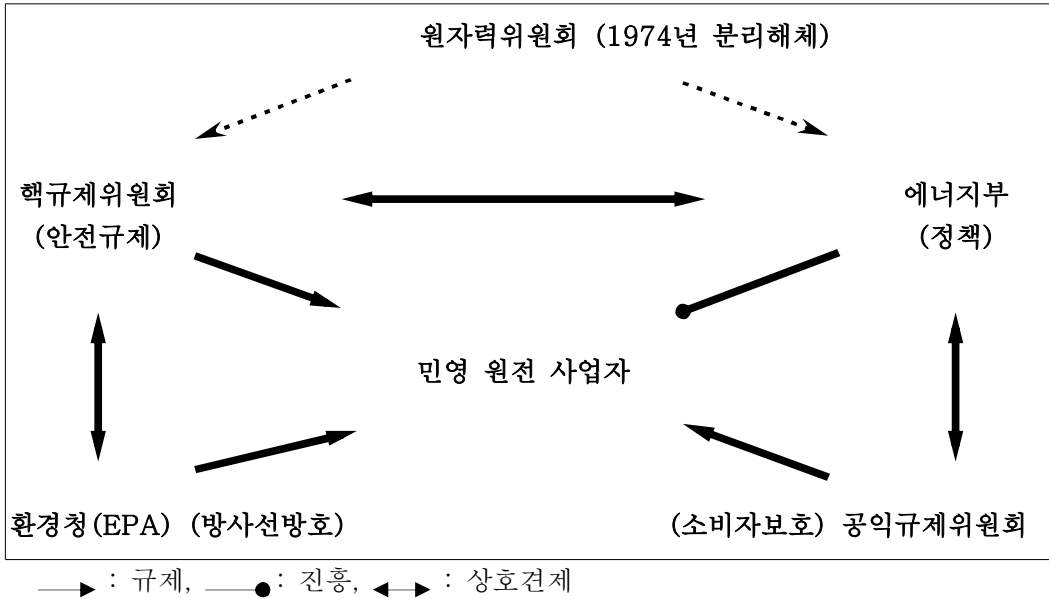
그러나 현재의 정부당국은 전문성 부족으로 이 같은 도덕적 해이를 적절히 규명하고 규제할 수 있는 위치에 있지 못하다. 더욱이 정부당국 스스로 - 과기부는 한수원에게서 원자력연구기금을 받고 있고, 산업자원부는 신규원전을 위해 주민수용성을 높여야하는 입장으로 인해 - 방사성폐기물사업을 공정하게 규율할 수 있는 위치에 있지 못하다. 일례로 원자력 안전규제자인 과기부가 한수원의 방폐물사업을 감시해야할 위치에 있음에도 불구하고, 원자력기금의 지원으로 진행하고 있는 양성자가속기사업으로 방폐장 유치지역에 보상한다는 방침을 내놓는 것은 전형적 규제포획(regulatory capture)에 해당한다. 결과적으로 현재의 방사성폐기물사업 추진체계에서는 원자력업계와 일부 학계의 이해관계만 관철될 뿐 오히려 공익의 훼손과 무의미한 국가행정력 소진을 초래할 수 있다.

## 2) 정부의 기형적인 원자력행정체제

한국의 원자력산업은 여타의 발전설비와 달리 냉전체제부터 군사안보의 측면이 강조되었고 그만큼 정부의 차별적 보호와 지원을 받아왔다. 담당부처인 산업자원부나 과학기술부의 영역을 넘어 총리가 위원장이며, 4개부처 장관이 당연직위원으로 참여하는 원자력위원회의 존재 자체는 그만큼 원자력의 특수한 지위를 단적으로 보여주고 있다. 이처럼 특이한 원자력정책결정구조는 원자력산업에 대한 정부규제가 독립성과 투명성을 갖추기 어렵게 만들고 있다.

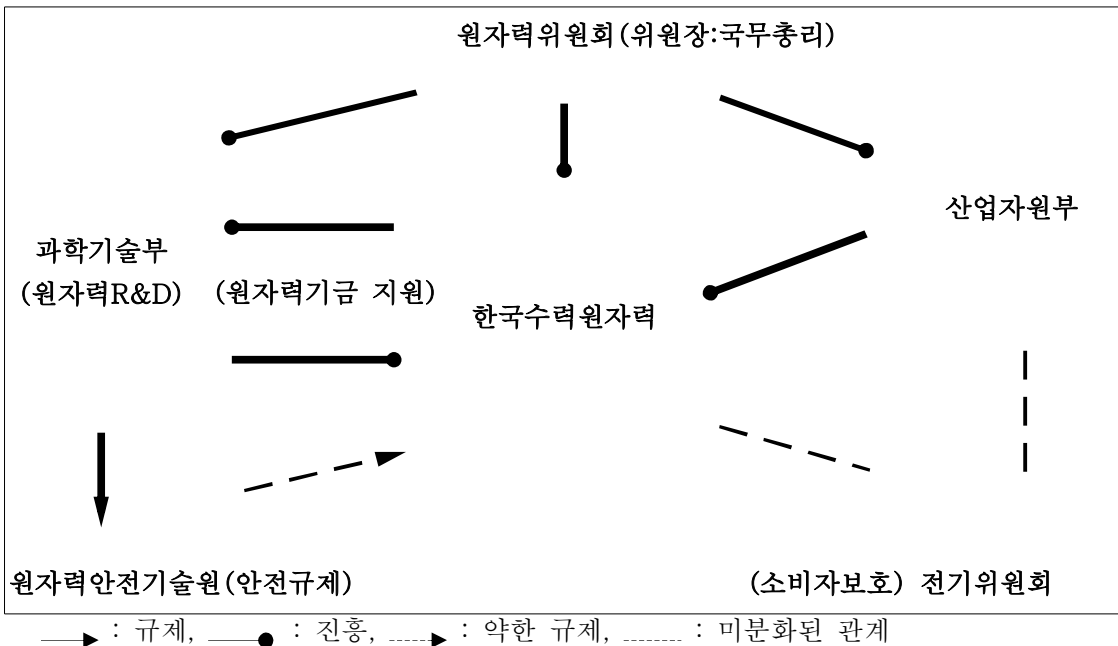
원자력산업과 관련한 경제적 측면의 정책과 규제는 산자부가, 원자력기술 R&D와 안전규제는 과기부가 맡고 있다. 그러나 두 부처 모두 정책추진부처이자 규제자라는 혼돈스러운 지위와 전문성 부족으로 경제성과 안전성 각각의 측면에서 적절한 규제를 하지 못하고 있는 상황이다. 이는 과거 원자력의 초기개발과정에 국가자원을 집중적으로 동원하기 위해 설정한 정책결정구조를 이미 원자력이 한전의 주력전원으로 성장한 상황에서도 개선시키지 않은 채 온존해왔기 때문인 것으로 보인다.

<표 4-13> 미국 원자력정책 결정구조와 규제체제



선진국 사례를 볼 때, 미국 역시 지난 1950년대 원자력을 집중육성하기 위해 조직된 원자력위원회(AEC)가 안전규제기능까지 맡은 바 있다. 그러나 미국 의회는 원자력위원회의 이중적 지위로 인한 규제왜곡 문제를 해소하기 위해 지난 1974년 이를 원자력개발부처인 에너지부(DOE)와 안전규제기관인 핵규제위원회(NRC)로 분리해 체시켰다. 또한 미국은 에너지부외에 공익규제위원회(PUC)를 통하여 원전사업자로부터 전기소비자의 경제적 권익을 보호하는 기능을 명확히 구분하고 있다.

<표 4-14> 한국의 원자력정책 결정구조와 규제체제



반면 한국의 경우 과기부와 산자부 각각의 지위가 혼돈스러운 상황에서 원자력개발 초기단계의 촉진기구인 원자력위원회까지 상존하고 있어 원자력 개발행정의 권능이 규제행정을 압도하고 있는 상황이다. 원자력위원회는 최근의 부안 핵폐기장 사태는 물론 지난 18년간 정부 핵폐기물 정책의 혼란을 가져온 최종 책임자임에도 불구하고 단 한차례도 정책실패에 대한 적절한 책임추궁이나 정책 타당성 검토조차 받지 않아 왔다.

### 3) 국가 방사성폐기물 관리사업체제의 개혁

노무현 정부 출범이후 많은 정책에서 “참여와 합의”가 강조되고 방사성폐기물 정책과 관련하여서도 지난 2004년 상반기 이른바 “에너지 민관포럼”이 구성된바 있다. 비록 중도에 무산되었다 하더라도 이 같이 합의에 입각한 정책추진 원칙은 과거의 일방주의적 정책추진방식에 비해 진일보한 것으로 보인다. 그러나 방사성폐기물 정책을 추진하는 기관의 투명성과 독립성을 확보하지 않고서는 합의의 기본 전제인 상호신뢰가 이루어지기 어려울 것이다.

우선 방사성폐기물 사업을 원자력사업자와 관련부처로부터 분리하여 별도의 국가 방폐물관리기구를 통해 운영하도록 체제를 개편해야 한다. 상기한대로 기존체제에서는 원전사업자의 도덕적 해이와 기존 주무부처의 규제포획과 위상혼재로 인해 국민안전과 직결된 방폐물 관리사업을 왜곡할 위험이 크다. 이러한 문제로 미국, 영국, 일본 등은 방사성폐기물사업을 원전사업자나 원전정책 부처로부터 분리하여 보다 중립적인 국가기구를 구성하여 운영하게끔 하고 있다.

또한 방사성폐기물 관리법의 제정이 시급하다. 그동안 원자력법과 전기사업법에서 모호하게 규정하고 있는 방폐물 관리사업을 방사성폐기물 관리법 제정을 통해 기존의 원전경영으로 인해 왜곡될 수 있는 여지를 차단하고 보다 체계적으로 관리할 수 있는 제도적 여건을 마련해야 한다. 현 원자력법은 사용후핵연료 처분의 경우 산자부장관과 과기부장관이 협의하여 정책을 결정하도록 되어있어 책임소재가 불명확하다. 방사성폐기물 관리기구의 독립성, 전문성 확보와 사용후 핵연료의 장기적인 국가대책 수립 관련 법체계 정비 시급하다.

<표 4-15> 정부 방사성폐기물 관리체제와 혁신 대안

조직	과학기술부	'96	산업자원부, 한국수력원자력	'05	국가방폐물관리위원회
R&D	원자력연구소	→	한수원 환경기술원	→	국가방폐물전담기구
예산	사후처리 기금		사후처리 충당금		사후처리기금으로 환수
제도	원자력법, 전기사업법			방폐물관리법	

#### 4) 원전사후처리충당금의 기금화

원전사후처리비용을 사용후연료의 처분과 원자로의 해체철거가 원전의 수명이 종료된 이후에 발생한다고 가정할 경우 비용이 원전수명기간동안 할인되는 것으로 볼 수 있다. 이렇게 될 경우 원전사후처리비용이 원전의 발전비용에서 차지하는 비중은 매우 미미한 수준이 될 것이다. 그러나 이와 같은 가정은 1) 사용후연료 처분 및 폐로 R&D, 사용후연료 중간저장 2) 전력시장개방, 정부정책, 사고에 의한 원전의 조기폐로 등의 이유로 사용후연료의 최종처분이나 원전 수명종료 단계 이전에 비용이 발생하는 상황에서 적합하지 않다. 실제로 사후처리 R&D나 사용후연료 중간저장에 소요되는 예산은 적지 않으며, 선진국의 전력산업구조개편과 적녹연정의 등장으로 가동중 원전의 조기폐로 가능성 또한 증대되고 있다.

전력시장이 개방이 진척됨에 따라 전기사업 규제자는 총괄원가주의 하에서 모든 비용을 소비자의 전기요금에 전가하는 방식을 더 이상 지속할 수 없기 때문에 사전에 원전사후처리비용에 대한 엄격한 재산정과 기금화를 추진해야 할 것이다. 시장경쟁의 도입에 따라 사후처리예산이 충분히 적립되지 않은 상황에서 원전폐쇄의 가능성이 높아지고 있으며, 이 때 미확보된 예산을 어떻게 지불할 것인가에 대한 문제가 제기되기 때문이다. 이처럼 파산한 기업의 적립되지 않은 사후처리비용을 지불하는 문제는 원자력뿐만 아니라 다른 산업에서도 발생하지만, 원전사후처리비용은 규모면에서 어떤 산업보다 큰 편이다(IEA, 2001).

전력시장개방이 미치는 효과는 원전사후처리예산을 충분히 확보하지 않은 원전사업자들을 시장에 노출시킨다는 점이다. 영국의 경우 지난 1980년대 중앙전력공사(CEGB) 소유의 원전을 민영화하는 과정에서 민간사업자들에 의해 원전사후처리비용에 대한 재산정 작업이 진행되었고 산정결과 과거 국영체제하에서의 산정수준보다 기관에 따라 3~10배 정도 더 큰 것으로 드러났다(Mackerron, 1991). 결국 영국정부는 지난 1991~96년 기간동안 화석연료세(Fossil Fuel Levy) 명목으로 전기소비자들에게 연평균 약 20억파운드(약 4조원)의 원전사후처리예산을 거두어 충당한 후에야 브리티시 에너지사에 원전을 매각할 수 있었다(Mackerron, 1997).

이러한 경험으로 인해 영국정부는 지난 1997년부터 원전사업자들에게 사후처리비용을 기업내 회계(internal unsegregated route)로 적립해오던 기존의 관행을 중단하고 별도의 외부 기금(external segregated fund)으로 적립하도록 정책을 전환하였다. 기존의 기업내 회계 적립방식은 원전사업자가 사후처리예산을 원전건설 등 경영목적으로 전용할 수 있는 반면 기금으로 조성할 경우 외부의 신용기관이 관리하게 된다(Mackerron & Sadnicki, 2001). 사후처리예산을 기금화할 경우 사후처리비용에 대한 산정기능 역시 기존 원전사업자에서 외부기관으로 이전되면서 투명성이 개선될 수 있다.

현재 국내 사용후핵연료의 관리 및 처분에 대한 연구개발 기능은 원자력연구소에게 부여되어있으나, 이에 대한 예산지원출처이던 원전사후처리기금이 지난 1997년 이후

한국수력원자력(당시 한전)의 원전사후처리충당금으로 전환되면서 연구개발에 대한 지원은 사실상 중단된 상태이다. 물론 원전사후처리기금이 한전에게 이관되면서 반대급부로 원자력연구개발기금(1.2원/kWh)이 신설되었으나, 이 기금은 대부분 일반 원자력 R&D에 투자되고 있으므로 원전사후처리사업과 무관하다. 반면 한수원이 관리하고 있는 원전사후처리충당금중 지출된 예산 대부분은 중저준위 방사성폐기물의 처분을 담당하고 있는 한수원 산하 원자력환경기술원에 투자되고 있는 실정이다.

이처럼 장기적인 방사성폐기물 안전 관리 및 처분을 보장하기 위해 관련 예산을 원전사업자의 편의에 맞춘 원전사후처리충당금이 아닌 기금화가 시급하다. 또한 사용후 핵연료 및 중저준위 방사성폐기물의 관리·처분 관련 전담 연구기관을 설립하고 관련 연구개발에 예산을 배정해야 한다. 사용후 핵연료 및 중저준위 방사성폐기물의 안전 관리 및 처분 관련하여 독립성과 전문성 확보를 위해 전담 연구기관의 설립도 필요하다. 관련 연구개발을 위해 기금의 일부를 배정하여 정부원전정책이나 원전사업자의 이해관계로부터 자유롭고 안정적인 연구기반을 마련해야 할 것이다.

이처럼 정부 방사성폐기물 관리체제의 혁신을 통해 신뢰성을 회복한 이후 사용후 핵연료의 중간저장 및 처분정책에 대한 국민적 합의가 필요하다. 국민적 합의는 현재 정부가 추진중인 중앙집중형 중간저장부지 선정과 같은 임의적 방침에 대한 찬반이 아니라, ①저장기술의 결정, ②저장부지 조성방식의 결정, ③최종처분까지의 국가정책일정 결정 등을 포괄하는 종합적 합의여야 한다.

## 7. 지속가능한 방사성폐기물 정책대안

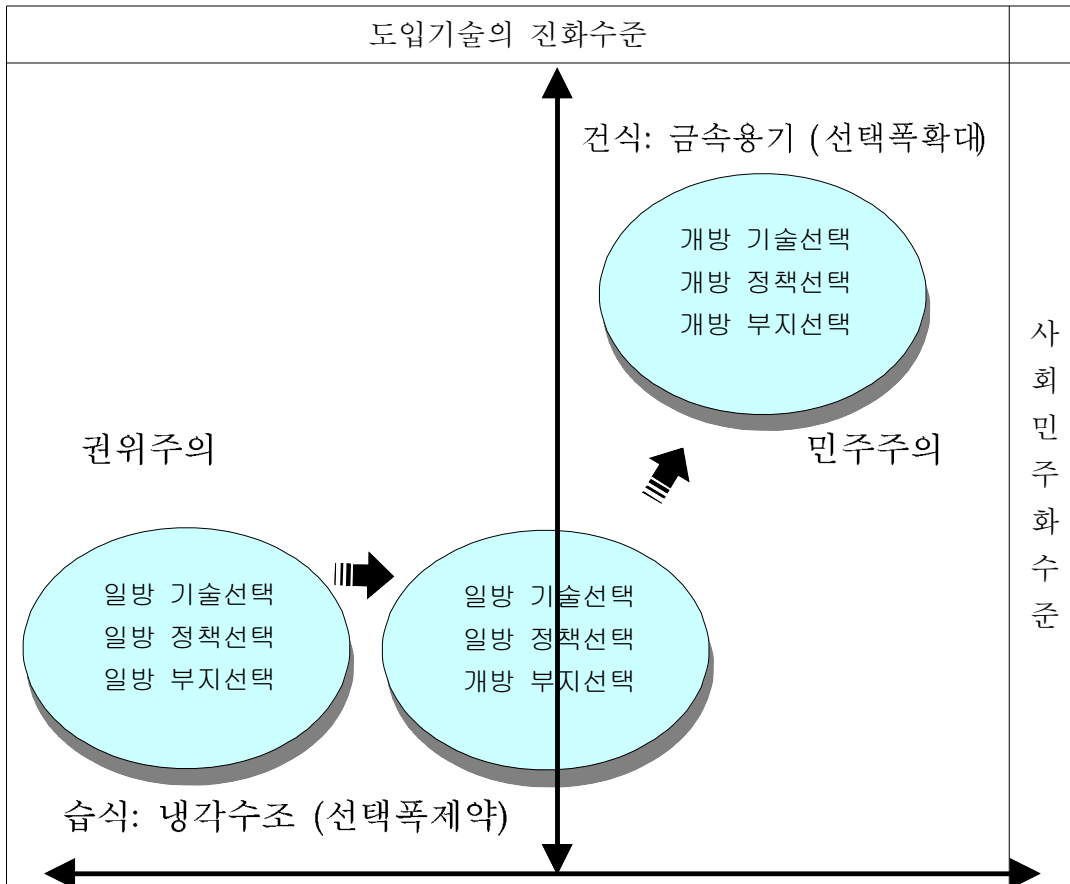
### 1) 사용후핵연료 중간저장 정책대안

지난 18년간 정부가 6회나 부지선정을 시도하면서 추진한 정책은 기존 고리, 월성, 영광, 울진 등 4개 원전 부지외에 별도 부지를 조성하여 중앙집중형으로 저장하는 소외저장이다. 그러나 이미 민주화와 지방자치가 진척된 상황에서 과거 군사정권에서나 건설이 가능했던 4개 원전부지 외에 새로운 부지를 확보하여 폐기물시설이나 신규 원전을 건설한다는 것은 매우 비현실적이다.<sup>30)</sup>

중앙집중형 저장방식의 보다 근본적인 문제점은 핵폐기물수송의 안전 및 경제성에 있다. 원전에서 지속적으로 발생하는 사용후핵연료를 매년 10여회 중앙집중 시설로 항만수송을 해야 하는데, 이 과정에서 해상사고위험이 크다. 지금까지 국내에 원전 20기가 건설되는 동안 지난 1992년 영광 4호기 원자로설비를 수송하던 선박이 영광 원전 방파제에 충돌침몰하는 사고발생한 바 있다. 더욱이 당시 사고로 침몰한 원자로 설비를 인양하는 작업이 악천후로 인해 무려 6일이나 소요되었다.

30) 신규원전 역시 신규부지가 없어 기존 4개 원전부지를 확장하는 방식으로 건설되고 있다.

<그림 4-2> 기술·사회의 진화에 따른 방사성폐기물정책 원칙의 변화>



폐기물 수송으로 인한 저장비용 증대문제 역시 심각하다. 한수원(주)이 지난 2002년 서울대, 과학기술원 등에 의뢰한 사용후핵연료관리비용 비교연구에서 소외저장은 소내저장에 비해 약 40% 비싸다는 결과가 제출되었다. 이 같은 비용상승의 원인은 각 원전부지에서 중앙집중형 중간저장시설로의 수송에서 비롯된 것이고 보다 정밀한 연구를 할 경우 이보다 더 상승할 것이다(이건재 외, 2003). 이와 유사하게 2003년 일본전기사업연합회가 발표한 사용후핵연료 중앙집중형 저장방식에 대한 비용조사결과는 수송비용이 저장시설의 건설·운영비 10조1천억 원과 같은 수준인 9조5천억 원이다(朝日新聞 2004.5.21).

더욱이 중앙집중형 저장시설은 20~30년 후 다시 영구처분장을 확보하여 이동해야 하는데 관련 부지를 이중으로 선정하여 불필요한 사회적 갈등과 국가 행정력 소진을 추가하게 된다. 결국 장기적인 관점에서 볼 때 중앙집중형은 안전성이 개선되지 않은 채 동에서 서로, 또는 서에서 동으로 불필요한 수송횟수만 늘릴 뿐이다.

사용후핵연료 저장기술의 발전과 사회민주화의 진전으로 인해 지난 20년 전 결정된 방침은 새로이 개선되어야 한다. 특히 금속용기를 활용하는 건식저장기술은 과거 습식저장기술의 제약으로 갖지 못했던 정책자유도를 높여주었고, 그만큼 민주화가 진전된 사회의 요구에 적응할 수 있게 되었다. 따라서 무분별한 사용후핵연료의 이동보

다는 건식저장기술을 통해 기존 원전부지내 저장용량을 확보함으로써 사용후핵연료의 장기적인 처분정책을 신중하게 결정해야 할 것이다. 사용후핵연료의 경우 2002년 12월 현재 원전에서 발생한 사용후핵연료 저장관리 현황에 대한 한수원 발표는 다음과 같다(자료: 원자력산업, 2003. 5).

<표 4-15> 사용후 핵연료 저장관리 현황

	시설용량 (tHM)	누적량 (tHM)	예상포화 연도
고리 (4개호기)	1,737	1,288	2008
영광 (6개호기)	1,696	895	2008
울진 (4개호기)	1,563	710	2007
월성 (4개호기)	4,807	3,089	2006

2002년 8월 국가 중장기 전력수급 계획에 근거하여 2015년까지 도입되는 원전에서 발생하는 사용후핵연료 누적량을 계산하여 아래 표에 나타냈다. 사용후핵연료 발생량 계산에 있어서 원전 수명의 경우 기존의 1000MW급 경수로는 40년, 1,400MW급 신형경수로는 60년, 중수로(CANDU) 원전은 30년으로 가정하였으며 수명연장에 대해서는 고려하지 않았다. 경수로의 평균연소도는 44,000-55,000 MWd/tHM, 중수로의 평균연소도는 7,200 MWd/tHM로 가정하여 계산하였다.

<표 4-16> 원자력발전의 평균 연소도

(단위: tHM)

연도	고리(PWR)	영광(PWR)	울진(PWR)	신월성(PWR)	월성(CANDU)
2002	1,288	866	656	0	2,978
2010	1,896	1,735	1,495	52	6,904
2020	3,274	2,748	2,509	708	9,212
2030	4,448	3,747	3,573	1,532	12,051
2040	5,272	4,393	4,322	2,357	14,323
2050	6,158	4,575	4,590	3,277	14,323
2060	6,639	4,575	4,590	3,758	14,323
2070	7,199	4,575	4,590	4,239	14,323
2080	7,302	4,575	4,590	4,613	14,323

또한 원전별 사용후핵연료 현 저장조 저장용량 및 저장용량 증가분은 다음과 같다.

<표 4-17> 원전별 사용후 핵연료 저장조 저장용량 및 증가분

부지	원자로(호기)	저장조 저장용량 (tHM)*	밀집저장에 의한 저장용량 증가(tHM) (연도)
고리	고리1호기	164	□
	고리2호기	313	□
	고리3호기	249	189(1993), 450(2002)
	고리4호기	249	171(1996), 422(2005)
	신고리1호기	219	188(2008)
	신고리2호기	219	188(2009)
	신고리3호기	189	188(2010)
	신고리4호기	189	188(2011)
영광	영광1호기	249	171(1997), 422(2005)
	영광2호기	249	171(1997)
	영광3호기	209	163(2005)
	영광4호기	209	163(2005)
	영광5호기	219	167(2012)
	영광6호기	219	167(2012)
울진	울진1호기	133	271(1995)
	울진2호기	133	178(1990), -8(1995)
	울진3호기	209	163(2008)
	울진4호기	209	163(2008)
	울진5호기	219	188(2009)
	울진6호기	219	188(2009)
신월성	신월성1호기	219	188(2009)
	신월성2호기	219	188(2010)
	신월성3호기	189	188(2014)
	신월성4호기	189	188(2015)
월성**	월성1호기	741	612(1990), 816(1998), 612(2002), -102(2004), -102(2005), -102(2006), 1890(2006), 890(2012)
	월성2호기	727	
	월성3호기	727	
	월성4호기	727	

[비고: \* 저장조 용량은 비상시를 대비 1 노심분 을 제외한 값

\*\* 월성의 경우, 저장용량 증가는 사일로 의 확장을 의미]

상기의 사용후핵연료 발생량과 원전별 저장용량을 고려할 때, 원전부지별 예상포화 연도는 최소한 2016년 이상이다. 사용후핵연료 저장용량이 2016년 이후 포화될 경우, 건식저장시설 도입으로 이후 상당기간 원전부지 내에서 저장 가능할 것으로 예측 된다.

2) 정부 중저준위 방사성폐기물 정책의 대안

최근 정부는 “중저준위폐기물 분리 우선 확보방안” 을 추진하고 있으나 이 같은 방안은 방사성폐기물 관리정책의 진전없이 불필요한 사회분쟁만 야기하게 된다. 중저준위와 사용후핵연료를 분리하여, 중저준위 폐기장만을 우선 추진하자는 구상은 지난 1991년 안면도 사태이후부터 제기되어 왔다. 두 가지 종류의 폐기물을 그 유형에 맞게 분리하여 관리처분정책을 수립해야 하지만, 현재의 제안은 정책의 타당성 검토없이 편의주의로 팽배해 있어 정책실패의 악순환을 불러올 가능성이 크다.

이 같은 논리는 원전지역의 주민수용성 및 원자력에 대한 사회 수용성을 높여 신규 원전 건설을 용이하게 하겠다는 발상 때문이다. 또한 방사성폐기물정책에 대한 종합적 로드맵 없이 무언가 당장 성과부터 내고보자는 편의주의이다. 그러나 지난 18년의 경험을 볼 때 이처럼 “중저준위 폐기장은 쉽게 지을 수 있지 않겠느냐” 같은 발상은 비현실적이며, 폐기물 정책의 핵심인 사용후핵연료 관리정책만 더욱 어렵게 만들게 된다. 더욱이 의도와 달리 부지선정과정에서 막대한 사회갈등을 일으키게 되어 결국 신규원전에 대한 사회 수용성만 더욱 악화될 가능성이 높다.

중저준위 방사성폐기물은 2002년 12월 현재 원전에서 발생한 중저준위 방사성폐기물 저장관리 현황에 대한 한수원 발표는 다음과 같다.

<표 4-18> 한수원의 중저준위 방사성폐기물 저장현황

(드럼 용량: 200L)

	시설용량 (드럼)	누적량 (드럼)	예상포화 연도
고리 (4개호기)	50,250	37,712	2014
영광 (6개호기)	23,300	10,602	2011
울진 (4개호기)	17,400	12,030	2008
월성 (4개호기)	9,000	4,596	2009
총계	99,000	59,940	

자료: 원자력산업, 2003. 5

현재 국내 중저준위폐기물은 60만-100만평 규모의 기존 원전 부지내 600평 규모의 임시저장고(1-2개)에 저장되어 있으며, 향후 2~4개 저장고(원전부지면적의 0.5% 소요)를 추가하면 원전수명이 종료될 때까지 충분히 저장이 가능하다. 더욱이 미국의 경험에서 보았듯이 성급한 폐기장추진은 저준위 방사성폐기물이라 할지라도 환경위험을 증대시킨다. 따라서 무의미한 사회갈등만 일으키기보다 원전사업자가 자율적으로 운영하고 있는 발전소내 중저준위 폐기물 저장고에 대한 안전규제조항을 도입하여 주민신뢰를 확보하고, 사용후핵연료의 관리 및 처분정책에 대한 국가적 차원의 검토 및 결정에 따라 중저준위 폐기장 부지를 결정해야할 것이다.

## 제 5 장 발전용 LNG 정책방향

### 1. LNG 발전의 현황과 위상

우리나라 전력공급에서 발전원별 구성을 보면 LNG발전의 설비비중은 26% 이나 발전량 비중은 그 절반에 해당하는 10-12%에 불과하다.<sup>31)</sup> 반면에 원자력과 석탄의 경우 설비비중은 56%이지만, 발전량 비중으로는 78%를 차지하고 있다. 이처럼 원자력과 석탄의 발전량 비중이 설비비중보다 높은 것은 원자력과 석탄발전이 기저부하인데다가, IMF 경제위기 이후에 경제급전의 원칙이 강화되어 기저설비의 가동률이 제고되었기 때문이다. 반면 높은 변동비(연료비)로 인해 주로 첨두부하로서 이용되는 LNG 발전은 전력산업의 구조개편과 변동비반영시장(Cost-Based Pool, 이하 CBP)의 출범에 따른 발전사(Swing Consumer)의 스윙기능중단, 첨두부하시장에서 중유와 단가 경쟁 등으로 인해 그 위치가 불안정하게 되었다.

그러나 현재 논의되고 있는 「제2차 계획(안)」에 의하면 LNG발전의 입지는 앞으로 더욱 좁아질 가능성이 높다. 첨두부하에 해당하는 LNG발전의 장기적 전망은 전원의 설비에비율에 의해 영향을 많이 받기 때문이다. 현재 「제2차 계획(안)」에 의하면 설비에비율은 2008년 이후 급격히 상승하여 2014년경에 34.7%에 달하였다가 그 이후로도 30%내외 수준을 유지하는 것으로 되어 있다.

<표 5-1> 에너지원별 발전설비 비중과 발전량 비중 추이

(단위 : %)

	원자력		석탄		천연가스		석유		수력	
	설비	발전량	설비	발전량	설비	발전량	설비	발전량	설비	발전량
'87	30.1	43.7	19.5	28.1	13.4	0.5	25.4	21.5	11.7	6.2
'90	36.2	49.1	17.6	18.6	12.1	8.9	22.9	17.5	11.1	5.9
'95	26.8	36.3	24.3	26.4	20.3	11.5	19.0	22.7	9.6	3.0
'00	28.3	40.9	29.0	36.6	26.2	10.6	10.0	9.8	6.5	2.1
'01	27.0	39.3	30.5	38.7	25.3	10.7	9.6	9.9	7.6	1.5
'02	29.2	38.9	29.6	38.5	25.3	12.7	8.7	7.9	7.2	1.7
'03	28.0	40.2	28.4	37.3	25.9	12.1	8.3	8.2	6.9	2.1
'10	23.8	35.2	30.9	46.6	26.1	11.0	6.3	2.4	8.0	2.1
'15	30.9	46.9	25.7	38.6	26.8	8.4	2.7	1.8	7.3	2.1
'17	30.3	46.7	25.3	38.0	26.3	8.6	3.8	1.8	7.1	2.0

주 : 2010-17년의 발전량 비중전망치는 송전망계약이 없는 비계약조건 하의 비중임.

자료 : 산업자원부, 『자원·에너지 주요통계』 및 「제2차 전력수급기본계획(안)」

31) LNG를 이용한 발전은 규모나 형태가 다양하다. 우리나라의 경우 대규모LNG발전은 주로 복합화력(C/C)중심이며, 소규모는 자가용 소형열병합, 집단에너지 등의 형태가 있다. 이하에서 별다른 설명이 없는 한 LNG 발전은 주로 복합화력을 의미한다.

더구나 발전상 제약조건이 없는 상황에서 변동비 중심의 급전방식이 지속될 경우 LNG발전의 입지는 더욱 약화될 수밖에 없다. 외형상 제2차 계획에서 LNG발전의 설비비중은 25% 내외를 그대로 유지하지만 발전량 비중은 2012-14년에 7%로 하락한다. 이러한 전망은 송전제약을 고려하지 않은 비제약조건을 전제로 한 것이지만 765kv의 송전망 보강 등을 감안해 볼 때 이러한 전망이 현실화될 가능성이 높다. 현 상태라면 지속가능한 전력정책의 기본방향과 달리 기존의 원전과 석탄발전의 비중이 더욱 높아져 원자력과 석탄에의 ‘잠김현상’ (Lock-in)이 발생할 가능성이 높다.<sup>32)</sup>

따라서 원자력이나 석탄의 입지를 더 강화하지 않고 전력수급의 안정성도 도모하면서 장기적으로 지속가능한 전력시스템을 구축하는 것이 지속가능한 전력정책의 핵심 과제이다. 이런 측면에서 수요관리의 본격화와 신·재생에너지의 비중확대는 지속가능한 전력정책이 장기적이고 지향해야 할 방향이다. 그러나 부하관리 위주의 수요관리, 낮은 전력가격으로 인한 방만한 전력소비패턴, 소득증가에 따른 고급에너지로서 전력수요의 자연적 증가, 그리고 여전히 한국경제에 남아 있는 전력다소비 산업의 존재 등으로 인해 전력수요의 증가가 당분간 불가피하다는 점이다.<sup>33)</sup> 「제2차 계획(안)」에서도 제시하고 있는 바와 같이 수요관리 프로그램의 활성화에 기초하더라도 최대 전력 및 전력판매량 증가율의 둔화는 서서히 나타날 것으로 예상된다. <표 4-2>에서 알 수 있는 바와 같이 2015년경에 비로소 증가율이 1%대로 떨어져 2010년대 중반 이후부터 우리나라 전기수요가 안정적인 추세로 들어갈 것으로 예상된다.<sup>34)</sup> 즉 전력수요는 향후 10년(최소) -15년(최대)이 고비가 될 가능성이 많다.

<표 5-2> 전력수요의 평균증가율(기준수요안 기준)

(단위 : %)

기간	판매전력량	수요관리전	수요관리후
2004-05	5.4	7.8	5.7
2006-10	2.7	3.7	2.8
2011-15	1.7	2.7	1.9
2016-17	1.1	2.4	1.6
2004-10	3.5	4.9	3.6
2011-17	1.5	2.6	1.8

자료 : 산업자원부, 「제2차 계획(안)」

32) 원자력으로서의 ‘잠김현상’이 발생한 대표적인 예가 프랑스이다. 프랑스의 경우 매년 “프랑스 전력에서 원자력의 비중이 장점이냐 단점이냐”라는 서베이 조사를 시행하는데 그 질문에 대한 응답이 1994년에는 장점 52% 단점 28% 무응답 19% 이던 것이 2002년에는 단점 44% 장점 42% 무응답 14%로 바뀌고 있다(Ministère de L’Economie des Finances et de L’Industrie, 2002). 더구나 프랑스의 EDF은 현재 전력 과잉으로 전력수출에 골몰하고 있으며, EU의 RES지령(2010년 까지 전력생산의 22%를 재생에너지로 하는 내용)을 달성하는 것 역시 수력만으로는 쉽지 않을 것으로 예상된다. 현재 상태라면 한국의 경우는 ‘프랑스형의 경로’에 점점 가까워질 가능성이 있다.

33) 이 점이 바로 우리나라의 전력수요추세와 선진국의 수요추세(수요의 급격한 증가국면을 넘어섰거나 전기생산의 과잉문제)를 다르게 만드는 요인이며, 우리나라의 전력시스템 전환에 있어서 고려해야 할 하나의 제약조건이다. 우리나라 전력시스템에서 LNG발전의 위상을 재검토해야할 이유도 이와 무관하지 않다.

34) 이창호(2003)는 「1차 계획」의 자료에 입각하여 전력수요를 예측하면서 2020년경에 전력수요가 포화상태에 들어 갈 것으로 예측하고 있다. 그러나 향후 본격화될 수요관리의 성과를 감안한다면 그 시기는 이보다 앞당겨질 가능성이 많고, 2010년대 중반을 넘어서면서 전력수요가 안정될 가능성이 높다.

불과 10-15년 동안의 수요상황에 비추어볼 때 건설에만 10년이 소요되고 폐기물의 장기지속성과 발전소 및 폐기장문제 등으로 사회적 갈등을 증폭시키는 원전을 증설하는 것은 바람직하지 않다. 또 신·재생에너지의 경우 장기적인 비중확대로 나가는 것은 맞지만, 현실적으로 이제 막 출발을 선언한 상황이기 때문에 관련설비의 산업화 및 표준화 그리고 시장형성을 통해 경제성을 개선하고 보급을 활성화하는 데에는 다소 시간이 걸릴 것으로 예상된다. 따라서 지속가능한 전력시스템을 구축하기 위해서는 이 과도기적 공백을 메워줄 브릿지가 필요한데 이에 가장 적합한 것이 LNG발전이라고 할 수 있다.

<표 5-3> 발전연료원별 환경성

	발 전 용		
	천연가스	B-C유	유연탄
분진	0.048	0.564	1.515
SO <sub>2</sub>	0.010	5.758	8.636
NO <sub>x</sub>	2.339	3.939	6.061
CO <sub>2</sub>	637	875	1,059

자료 : 한국가스공사(2000) p.44 쪽에서 재작성.

특히 LNG발전은 전술한 지속가능한 전력시스템의 세 가지 측면에서 보았을 때 발원원으로서 과도기에 부합하는 특징을 지니고 있다(조영탁, 2004).

첫째, 환경성의 측면에서 LNG 발전 역시 화석연료이기는 하지만 석탄이나 중유보다 청정연료로서 대기오염이나 온실가스 발생량이 적다(<표 4-3> 참고). 또한 방사능 폐기물처럼 장기간에 걸쳐 환경에 잠재적 부담으로 작용하지 않는다.

둘째, LNG발전은 기술적으로 대규모 발전과 소규모 발전 양쪽이 다 가능한데, 복합화력(C/C)의 경우 대규모 발전시설이지만 원전이나 석탄발전보다 사회적 수용성이 매우 높다. 또한 소규모 열병합이나 집단에너지 형태의 경우 입지선정이나 송전망 문제를 둘러싼 지역간 불평등과 갈등의 소지가 거의 없다. 전력 소비지와 생산지간의 분리가 발생하지 않고 분권화된 형태가 되기 때문에 사회적 형평성 또한 매우 높다. 장기간 지속되는 방사능 폐기물을 배출하지 않는다는 점에서 미래세대에 대한 사회윤리적 부담도 적다.

셋째, 경제성의 측면에서 볼 때 LNG 발전은 현재의 제도적 틀 하에서는 원자력과 유연탄 보다 경제성이 떨어진다. 하지만 신·재생에너지보다는 경제성이 우수하고 다양한 형태로 상용화가 가능하다. 따라서 약간의 정책이나 제도적 여건만 변화시키면 경제적인 추가부담을 최소화하면서 신재생에너지의 비중확대로 이르기까지 원전 및 석탄의 비중확대와 고착화를 방지하는 과도기적 역할을 수행할 수 있다.<sup>35)</sup>

35) 최근 유럽이나 미국 공히 미래의 에너지‘매체’로 수소와 이를 이용한 연료전지를 주목하고 있는데, 장기적으로 천연가스는 이러한 수소경제의 탄생과 활성화에 기여할 수 있다는 장점도 있다. 천연가스는 에너지의 성상(기체적 성질과 다량의 수소포함)이나 인프라(수송이나 저장의 산업기술이나 설비적 특성)의 측면에서 수소연료와 친화성이 매우 높아 수소경제로의 진입이나 전환을 용이하게 하기 때문이다. 특히 발전과 관련하여 최근 활발히 연구되고 있는 MCFC(용융탄산염 연료전지)의 수소연료는 현재로서는 천연가스 개질에 의한 방식이 가장 유력하고 경제성이 가장 좋다.

<표 5-4> 화석연료의 매장량 분포

	북미	중남미	유럽 및 유라시아	중동	아프리카	아시아 태평양	합계 (%)
석유	5.5	8.9	9.2	63.3	8.9	4.2	100
천연가스	4.2	4.1	35.4	40.8	7.8	7.7	100
석탄	26.2	2.2	36.1	0.2	5.6	29.7	100

자료 : BP, Statistical Review of World Energy, June 2004.

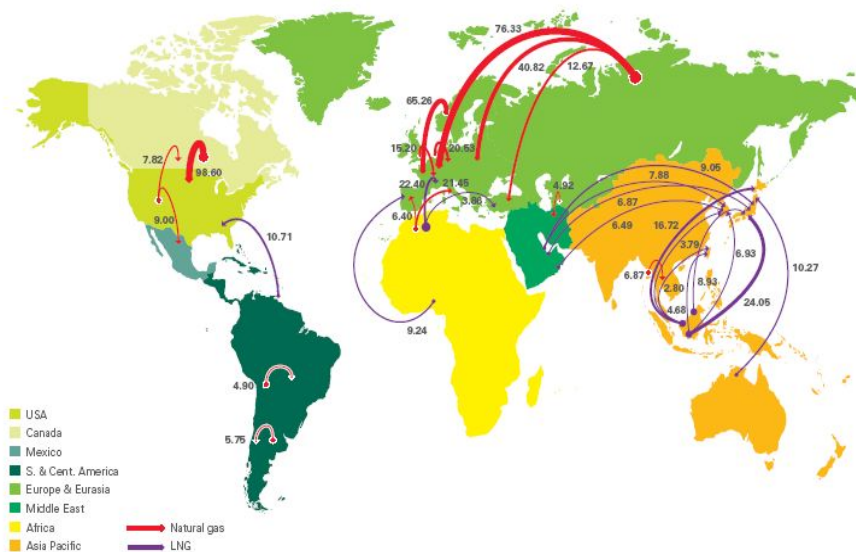
이상의 세 가지 차원에서 볼 때 LNG발전은 지속가능한 전력시스템의 구축의 브릿지 역할을 하면서 동시에 지속가능한 에너지를 둘러싸고 서로 충돌하고 있는 세 가지 차원(환경성, 사회성, 경제성)을 최대한 근접시켜 줄 수 있는 가능성을 내포하고 있다. 하지만 그 가능성의 실현 여부는 이론적으로 판단할 문제가 아니라 LNG의 수급 전망을 포함하여 한국의 현실 여건에서 비추어 판단해야 할 문제이다. 이하에서는 이러한 관점에서 LNG발전을 둘러싼 한국의 현실여건과 전망을 살펴보기로 한다.

## 2. LNG 발전의 여건과 전망

### 1) 국제LNG시장의 변화: Buyer's Market의 활용

천연가스는 매장량이 약 1,100억톤 수준으로 가채년수는 약 60년으로 예상하고 있다. <표 5-4>에서 알 수 있는 바와 같이 천연가스의 분포는 크게 유럽 및 유라시아 그리고 중동으로 대별된다.

<그림 5-1> 천연가스의 무역형태와 경로



자료 : BP Statistical Review of World Energy, June 2004.

천연가스는 PNG와 LNG로 거래가 이루어지는데 대서양연안 지역국가들은 주로 PNG형태로 무역을 하며 세계 무역량의 약 74%를 차지한다. 반면 우리나라를 비롯한 일본, 대만 등 아시아-태평양연안지역은 주로 LNG 형태로 거래를 하며 세계 무역량의 약 26%를 차지한다(그 중에서 대부분이 일본, 한국, 대만의 도입량이다). 우리나라는 <그림 5-1>에서 알 수 있는 바와 같이 주로 중동과 동남아시아로부터 수입하고 있다.

전통적으로 LNG는 가스전 개발에서부터 수송선 건조에 이르기까지 수십억불(4조-6조)의 대규모 자금이 투자되기 때문에 개발단계부터 생산설비와 수송선 건조 그리고 수요자와의 계약이 동시에 진행되는 프로젝트 파이낸싱(Project Financing) 방식으로 진행된다. 이로 인해 가스전의 생산자와 투자자의 위험을 해소해 주기 위해 정해진 가격공식(석유가격과의 연동)하에서 20-25년의 장기로 연중균등인수(Even off Take)와 하역지 제한조건(Destination Clause)으로 계약이 이루어지며, 계약된 물량인수의 이행여부나 수송선 사용의 여부와 관계없이 대가를 지불하는 TOP(Take or Pay) 및 SOP(Ship or Pay)가 수반된다. 이는 초기개발 비용의 부담을 판매자가 아닌 구매자가 부담하는 형태라고 할 수 있다(Seller's Market).

하지만 기술개발에 따른 개발투자비용의 감소와 아울러 1990년대 후반 아-태지역의 경제위기로 인한 공급초과, 에너지시장에서의 경쟁여건의 조성 등으로 수요자에게 유리한 시장여건이 형성되고 있으며, 이전의 경직적인 계약조건을 완화시킨 계약(석유연동비율의 감소 혹은 상하한제 적용, 연중균등인수조건의 완화, 하역지 제한조건 완화, FOB 유형의 증가, 재협상 옵션의 삽입)들이 등장하고 있다(Buyer's Market).

이러한 상황을 반영하여 최근 국제 LNG 시장은 Buyer's Market의 기초를 유지하고 있어 이전보다 LNG 구매자에게 유리하게 작용하고 있다. 이러한 상황변화는 그동안 발전시장에서 불리한 위치를 점하고 있던 LNG의 가격경쟁력을 호전시킬 수 있는 요인으로 작용한다. 물론 이러한 상황이 언제까지 지속될 수 있는지는 쉽게 예단할 수 없는 문제이다. 왜냐하면 천연가스는 향후 세계 수요가 빠르게 증가할 것으로 예상되며, 특히 LNG수요는 2003-2010년 사이에 최대 2배가량 증가할 것으로 예상하고 있다(ExxonMobil, 2004).<sup>36)</sup> 이처럼 세계 LNG 수요가 확대되는 이유는 주로 PNG를 이용하던 미국과 유럽 지역에서 역내 천연가스생산이 감소되자 PNG에 대해 LNG의 경쟁력이 제고되었기 때문이다(Gas-to-Gas Competition).

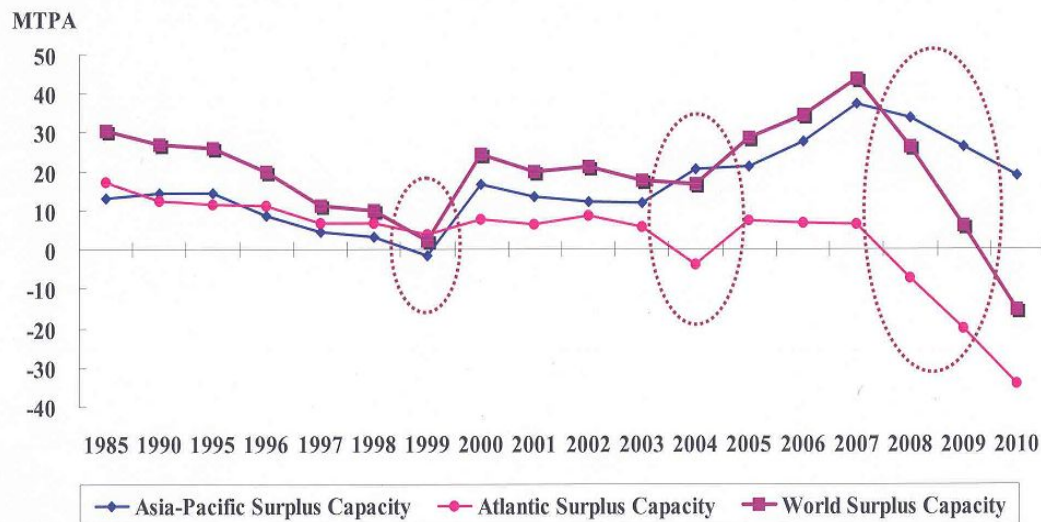
따라서 한국, 일본, 대만 등 아-태 시장이 중심이 되었던 국제 LNG시장에서 미국의 LNG수요증가(태평양연안지역)가 상당히 큰 영향력을 발휘할 것으로 예상된다(East-West Center, 2004). 또 석유나 석탄의 경우와 마찬가지로 아-태시장의 LNG시장에서 중국 역시 변수로 작용할 가능성이 있다. 하지만 미국의 태평양연안(캘리포니아 지역)은 새로운 하역설비가 2006-8년에 착수하여 2010년 이후에

36) PNG와 LNG를 포함해서 천연가스에 대한 수요예측은 예측기관마다 다르다. 예컨대 EIA의 AEO2004는 2002년-2025년에 연평균 1.4%로 예상하고 있는 반면, 예측기간은 좀 다르지만 ExxonMobil(2004)은 2000-2020년까지 2.6%(석유는 1.7%, 석탄은 1.5%)로 예상하고 있으며, 특히 LNG는 2003-2020년에 연평균 7%로 예측하고 있다.

(EIA/DOE, Annual Energy Outlook 2004, p. 41) 완성될 예정이다.

중국의 경우 천연가스 수요증가율이 높다고 하더라도 천연가스의 물량자체(중국 에너지소비의 3%에 불과한데다가 2010년 아시아 LNG 예상수요에서 중국의 비중은 6%내외에 불과)가 적으며, 향후 수요도 LNG에 집중되는 것이 아니라 서기동수사업이나 이르쿠츠크의 사업 등 PNG와 병행될 가능성이 높다.

<그림 5-2> LNG 잉여공급능력의 추이



자료 : 한국가스공사, 「세계 LNG시장 동향과 전망」(2004년 11월 지속위 제출자료).

<표 5-5> 아시아-태평양지역 LNG 수요전망

(단위: 100 만톤)

	2001년 <sup>1)</sup>	2010(추정) <sup>2)</sup>							2001-2010년간성장률(%)
		Total Fina Elf(고(저))		Wood Mackenzie	Cedigaz(고(저))		OGJ <sup>3)</sup>	도쿄가스	
일본	54.0	66	60	69.1	66	62	60.9	60-68	1.2-2.8
한국	15.9	25	21	21.6	23	20	25.7	21-26	2.6-5.6
대만	4.6	13	11	10.4	13	10	10.8	10-13	9.0-12.2
소계	74.5	104	92	101.1	102	92	97.4	91-107	2.2-4.1
인도	0	12	8	12	17	12	18	5-10	-
중국	0	16	9	8	6	3	5	5-10	-
기타	0	3	0	0	3	0	-	0-2	-
합계	74.5	135	109	121.1	128	107	120.4	101-129	3.4-6.8

주 : 1) Cedigaz (2002), 2) TotalFinaElf (2001.3), WoodMackenzie(2001.7), Cedigaz(2001.11), TokyoGas(2003.2), 3) Oil & Gas Journal.

자료 : 鈴木健雄, 森川哲男. 2003. 「アジア太平洋地域の天然ガス事情とLNG需給動向(2002年度)」. 『IEEJ』. 8月(안전회계법인(2004)에서 재인용).

또 중국의 경우 올림픽개최에 대비한 대기환경개선 목적으로 일부 도시지역에 도시가스보급을 추진하고 있으나 광범위한 지역에 걸친 배관망 건설까지는 상당 시간이 걸릴 것으로 보여 LNG부문에서는 당분간 석탄이나 석유에 비해 중국의 수급압박이 상대적으로 작을 것으로 보인다.

한편 공급의 경우 LNG 프로젝트 파이낸싱의 비용감소와 수송선 건조비용감소, 에너지시장에서의 경쟁여건으로 인해 잠재적인 공급프로젝트들이 존재하고 있어 당분간 수급여건이 비교적 좋을 것으로 전망된다. 이는 구체적인 전망치와 분석 자료에서도 드러나는데, 우선 <그림 5-2>에서 알 수 있는 바와 같이 세계 LNG의 공급능력의 확대에 힘입어 2010년대 말까지 LNG의 세계수급전망이 좋을 것으로 전망되고 있다. 수송거리에 따른 비용 역시 무시할 수 없다는 점을 고려해 볼 때 아-태지역의 상황은 더욱 유리하다.

<표 5-6> 아-태지역 LNG 공급 전망

(단위 : 백만톤)

현재 상황	Operating Project	Under Construction	Under Consideration
총량	91.6	25.8	49.7

주 : Under Construction/Consideration 중 유럽이나 미국시장을 대상으로 하는 중동지역의 프로젝트는 제외하고 아-태지역(동남아시아, 호주, 브루나이, 사할린 등의 지역만 고려)

자료 : 안전회계법인, 2004

이는 구체적인 수치로도 확인할 수 있는데, <표 5-5> 및 <표 5-6>에 따르면, 2010년에 아-태지역의 수요가 대략 1억 1600만톤 내외(최소 1억-최대 1억 3500만톤)인 반면, 공급은 개발고려를 제외하고 현재 건설 중인 물량만 계산하더라도 약 1억 1700만톤 수준에 달하고 있어 2010년까지는 아-태 지역의 예상수요량을 충분히 감당할 것으로 예상된다.

물론 수급여건이 좋다고 LNG의 가격이 무조건 저렴하게 되는 것은 아니다. 전술한 바와 같이 아-태지역의 LNG 가격은 석유가격에 직접 연동되어 있기 때문이다. 따라서 LNG 도입가격전망에서 가장 중요한 것은 석유연동비율을 포함해서 장기계약을 어떻게 조건으로 체결하는가가 중요하다.<sup>37)</sup>

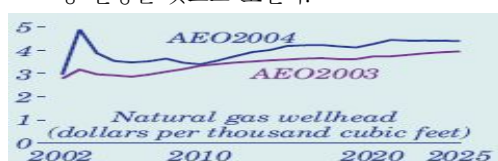
37) 일부에서는 LNG 단기 현물거래의 활성화와 에너지시장의 경쟁여건의 구성에 따라 아-태지역 LNG가 계약에서 시장중심으로 갈 것으로 예측하고 있다. 하지만 당분간 아-태지역의 LNG거래는 시장거래가 아닌 계약거래가 지속될 가능성이 높다고 판단된다. 그리고 현재 나타나는 단기현물거래는 시장거래가 아닌 장기계약거래의 보충거래라는 성격이 매우 강하다. 아-태 지역에서 LNG시장성립을 시기상조로 판단하는 이유는 유럽이나 미국지역과 달리 다수의 국가나 지역을 포괄하는 배관망 연계나 여분의 저장 및 공급시설 등의 인프라가 갖추어져 있지 않기 때문이며, 무엇보다 자원시장성립의 기본이라고 할 수 있는 선물시장 등이 존재하지 않기 때문이다(홍장표, 2004, 참고). 따라서 LNG 가격에 대한 예상은 시장가격에 대한 예상보다 석유가격의 연동비율 등을 포함하여 장기계약을 어떤 형태로 체결하는가가 더 중요한 변수라고 생각된다. 그리고 계약이 아닌 시장가격자체에 대한 전망을 보더라도 AEO2004의 예측치에 의하면 2010년까지는 가격이 하

최근 Buyer's Market의 기조 하에서 체결된 국제 LNG계약들을 보면 석유연동비율이 대폭 감소하거나(이전 80%에서 30%수준) 가격에서 상하한제가 적용된 계약 형태들이 나타나고 있다.<sup>38)</sup> 따라서 지속가능한 전력시스템의 구축을 위해 LNG발전을 효과적으로 활용하기 위해서는 2010년대 말까지로 예상되는 Buyer's Market 상황을 잘 활용할 필요가 있다. 즉 LNG수급에서 한국가스공사가 지니고 있는 계약 중 2010년경까지 끝나는 3개의 계약물량(Arun III 230만톤, MLNG III 200만톤, NWS 50만톤)과 경제성장에 따른 신규수요의 자연증가분을 최대한 유리한 계약조건으로 도입하여 발전용으로 활용하는 방안이 바람직하다. 이 때 유의할 점은 최대한 낮은 가격으로 가격변동의 리스크를 줄이는 방식(석유연동비율의 축소나 최대가격의 설정)으로 도입계약을 체결하는 것이다. 이러한 방식으로 20-25년에 걸친 장기계약을 통해 안정적인 가격으로 물량을 확보하면 LNG발전의 연료안정성과 가격경쟁력은 이전보다 훨씬 제고 될 수 있을 것이다.<sup>39)</sup>

## 2) 국내 가스산업의 변화 : 가스요금체계의 개선과 직도입문제

이러한 국제적 요인 이외에 LNG발전에 유리한 국내적인 요인 역시 존재한다. 그동안 발전용 LNG를 공급해온 한국가스공사는 공기업의 총괄원가주의원칙에 기초하여, 천연가스공급에 따른 총괄원가를 산정한 다음, 이를 기초로 용도별 요금체계를 산정하는 2단계방식을 취해 왔다. 크게 원료비와 공급비용으로 구성되는 도매요금계산에서 원료비산정은 평균원료비(동절기용 도입으로 인한 도입단가상승이나 향차조정비용 등 수급조절비용을 포함하여 평균원료비를 산정)를 적용함으로써 발전사와 같은 연중균등수요자에게 불리하게 작용하였다(한국가스공사, 2004c).

향 안정될 것으로 보인다.



주 : AEO2003은 2003년, AEO2004년은 2004년 예측치  
 자료 : EIA/DOE, Annual Energy Outlook 2004

- 38) 중국의 광둥 계약과 한국의 POSCO/SK의 계약이 대표적인데, LNG계약특성상 새로운 조건의 계약이 등장하면 별다른 상황변화가 없는 한, 그 계약은 그 다음에 국제거래에서 이루어지는 계약의 기준으로 작용한다. 따라서 현재 한국가스공사와 발전사가 경합을 벌이고 있는 600만톤의 신규계약도 광둥계약이나 POSCO/SK의 계약조건에서 크게 벗어나지 않을 것으로 예상된다.
- 39) 현재 논란이 되고 있는 동시베리아지역의 가스도입도 수급안정성에 영향을 주는 또 다른 요인이다. 최근 대련-평택 PNG노선이 불투명하게 되면서 도입노선과 경로 그리고 형태를 둘러싼 변수가 많아졌다. 하지만 러시아 가스의 도입은 경제적 타당성차원을 넘어 에너지의 시큐리티 나아가 에너지 외교의 차원에서 우리가 사활을 걸어야 할 문제이다. 특히 러시아 가스의 도입은 미국 영향력 하에 있는 중동에 대한 의존도를 줄이고 도입지역을 다변화한다는 의의도 지닌다. 러시아로서도 동시베리아가스는 유럽시장보다 주로 아-태시장을 주된 시장으로 할 가능성이 높고, 정치외교적으로도 러시아는 에너지를 매개로 세계무대에 복귀한다는 전략(푸친의 노선과 유코스사건)이기 때문에 동북아지역의 천연가스 시장을 무시하기 어려울 것이다. 따라서 러시아 가스자원은 우리나라 천연가스의 장기적인 물량안정성에도 크게 도움이 되며, 전력 및 에너지시스템의 전환에도 중요한 변수가 될 것으로 보인다.

<표 5-7> 국가간 용도별 가스요금의 상대가격 비교

	한국	일본	미국	영국	독일
가 정 용	100	100	100	100	100
산 업 용	79	35	53	36	50
발 전 용	76	n.a	54	36	41

자료: 한국가스공사(2004c),

이로 인해 국내 발전용 LNG의 상대가격은 다른 나라에 비해 불리하게 되어 있다 (<표 5-7> 참고). 여기에는 각국의 가스산업 구조 등 여러 다른 요인들이 복합적으로 작용하고 있지만, TDR이 높은 국내 가정용 도시가스를 위해 발전용 등 연중균등 수요자들이 교차보조한 것도 그 원인으로 작용하였다.

이러한 교차보조에 대한 불만은 최근 국제 LNG 도입가격의 하락추세와 맞물려 POSCO/SK를 비롯한 일부 대량수요자들로 하여금 직도입에 나서게 만들었고, 발전사 역시 2006년 11월 한국가스공사와의 구매계약 종료를 앞두고 직도입의 움직임을 보이고 있다. 이러한 발전사의 직도입 문제는 LNG발전의 가격경쟁력과 관련하여 중요한 요인 중 하나이다. 하지만 한국가스공사의 도입에 기초한 발전용 LNG 공급체계가 지속되든지 아니면 발전사의 직도입이 이루어지든지 간에 발전용 LNG가격은 하락할 가능성이 매우 높다. 한국가스공사로서는 발전사의 직도입 불만을 해소하기 위해 유리한 조건의 신규계약물량과 가스요금체계의 수정을 통해 발전용 LNG가격을 낮추어 줄 수밖에 없으며, 만약 발전사가 직도입한다면 유리한 도입계약만큼 그대로 발전용 LNG 연료가격이 하락하기 때문이다.

따라서 이상의 국내외적인 요인을 감안해 볼 때 향후 발전용 LNG가격은 약 20-30%의 하락이 예상된다. 이를 한국가스공사나 발전사 모두 최근의 POSCO/SK의 계약과 유사한 조건으로 도입을 한다는 전제하에서 두 가지의 경우로 나누어 살펴보면 다음과 같다.<sup>40)</sup>

(경우1) 한국가스공사에 의한 공급 : 한국가스공사가 신규계약물량을 활용하면서 도시가스용에 대한 교차보조를 일시에(A) 혹은 서서히(B) 해소할 경우, 대략 2010년경에 2004년 대비 15-20% 하락하고 2015년 경에는 대략 30% 정도 하락하는 것으로 나타난다. 이 경우 도시가스가격 특히 가정용에 충격을 주지 않는 방식(B)을 택한다면 평균 20%의 하락을 예상할 수 있다(<표 5-8> 참고).

40) 현재 한국가스공사의 기존계약에 의한 평균도입가격은 \$4.52/mmbtu (227원/m<sup>3</sup> : 유가 25\$ 및 환율 1,200원 기준)인 반면, 최근에 도입계약을 체결한 POSCO/SK는 이보다 27%정도 낮은 \$3.31/mmbtu(166원/m<sup>3</sup> : 유가 25\$ 및 환율 1,200원 기준)이다.

<표 5-8> 발전용 가스요금체제의 수정시나리오

(원/m<sup>3</sup>)

	2004-06	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
A	227	180	175	175	171	166	164	159	154	148
B	227	216	205	204	194	183	180	173	165	152

주: A는 한국가스공사가 신규계약물량의 도입과 동시에 교차보조를 일시에 해소하는 상황(가정용의 가격은 상승). B는 신규계약물량의 도입시점부터 교차보조를 서서히 해소하는 경우(가정용의 가격은 2004-6년과 동일하게 유지)

자료 : 안전회계법인, 2004.

(경우2) 발전사의 직도입 : 2007년부터 곧바로 약 30%의 가격하락 효과가 예상된다.<sup>41)</sup>

이상에서 알 수 있듯이 국제적 요인과 국내적 요인으로 인해 그동안 높은 변동비 부담을 안고 있던 LNG 발전의 여건이 이전보다 호전될 가능성이 높다. 발전용 LNG 가격의 20-30% 하락이 CBP시장제도 하에서 기저부하와의 가격경쟁력을 당장에 역전시키지는 못한다 하더라도 장기전원구성에서 중요한 변수임에는 틀림이 없다. 따라서 이러한 변화를 토대로 장기전원구성에서 LNG발전의 위상을 재검토할 필요가 있다고 생각된다.

### 3. 장기전원구성과 LNG 발전의 재검토

전술한 바와 같이 발전용 LNG가격의 하락이 예상되기 때문에 LNG발전의 경제성이 이전보다는 많이 호전될 것으로 보인다. 하지만 원전폐기물의 사후처리비용의 추가 그리고 최근의 유연탄 도입가격의 상승을 감안하더라도 LNG발전이 변동비중심의 급전에서 여전히 불리할 것으로 예상된다.<sup>42)</sup> 다만 그 격차는 상당히 줄어들 가능성이

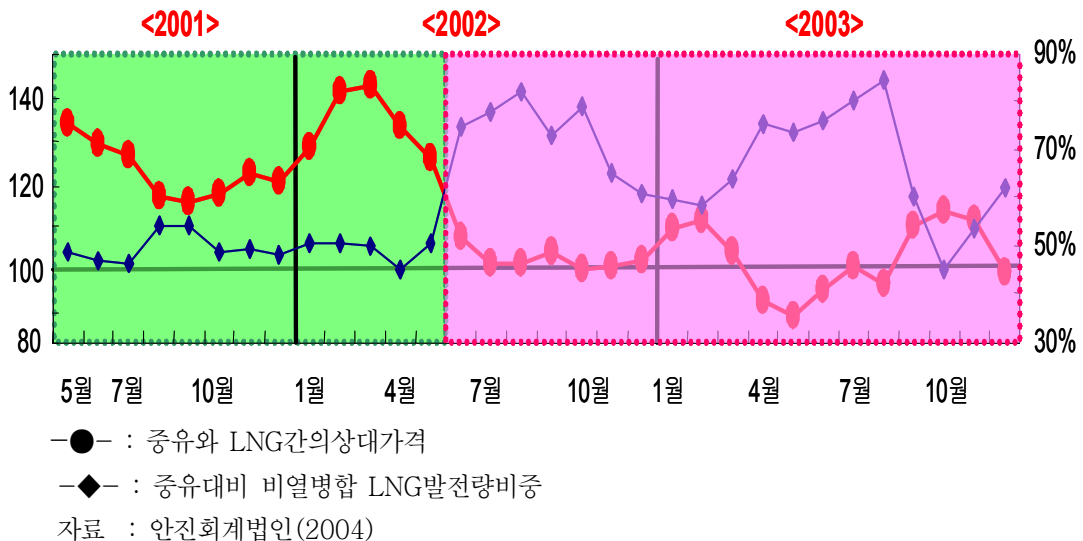
41) 이 경우 발전용이 이탈함으로 인해 TDR조절(교차보조 요인의 축소, 저장시설 확충)로 인해 도시가스용은 2015년까지 총 2,610억원 인상 요인이 발생한다.(한국가스공사 제출자료)

42) 사실 발전원별 경제성을 비교할 경우, 현재 기저부하를 담당하고 있는 원자력과 석탄발전의 원가에 대해서는 새로운 관점이 필요하다. 현재 원자력과 석탄발전에 통용되고 있는 가격체계가 환경성과 사회성을 제대로 반영하고 있지 않기 때문이다. 원자력발전의 경우, 흔히 거론되고 있는 폐로비용과 사후폐기물처리비용 등이 문제가 되고 있으며, 이에 더하여 불안상황과 같은 사회적 소요에 따른 비용도 반영할 필요가 있을 것이다. 하지만 무엇보다 결정적인 것은 현재 원전의 발전비용에는 미래세대에 대한 고려가 거의 반영되어 있지 않다(일종의 세대간 외부성문제). 원자력 폐기물이 수만 년에 걸쳐 지속된다는 점을 감안할 때, 미래세대가 느끼는 부담이나 비용은 상당한 금액일 것이다. 하지만 할인율 수준에 따라 차이는 나겠지만 현재가치법에 의하면 대략 30-40년 뒤부터 수 만년에 걸쳐 미래세대가 느끼는 부담이나 비용은 현재가치화하면 현재 세대에겐 거의 0에 가까운 수치가 되어 현재세의 의사결정에 별로 반영되지 않는다. 이는 단지 원자력발전의 비용계산상 기법 문제가 아니라 경제학의 CBA분석의 이론적 한계, 즉 동일한 주체하의 상이한 시점간의 비교 논리(시간선호율)를 주체가 상이한 세대간에 적용함으로써 야기하는 미래세대에 대한 경시라고 할 수 있다(조영탁, 1997 및 2003 참고). 이를 적절히 반영하는 방식이 고안될 필요가 있는데, 미래세대를 위한 보험 구입을 통해 그 비용을 반영시키는 것도 하나의 대안이다. 물론 천연가스나 석탄도 기후변화를 유발한다는 점에서 미래세대에 대한 부담을 반영하지 않고 있다. 하지만 이는 조만간 탄소세형태로 반영될 가능성이 높

많다. 이를 감안하면서 장기전원구성에서 LNG발전과 관련하여 다음과 같은 두 가지 전략을 병행할 필요가 있다.

첫째, CBP시장에서의 LNG발전의 위상제고이다. 현재 주어진 CBP시장여건 하에서 발전연료원으로서 LNG의 가격경쟁력이 통할 수 있는 시장은 침두부하 중심의 일반시장이다. 하지만 최근 중유가격의 상승으로 LNG의 가격경쟁력이 개선되어 이미 유리한 여건이 형성되고 있다(<그림 5-3> 참고).<sup>43)</sup> 더구나 향후 발전용 LNG의 가격하락이 예상되고, 중유에 대해서는 환경오염방지 차원에서 세금이 지속적으로 인상되는 상황이기 때문에 앞으로 중유에 비해 발전용 천연가스의 경쟁력은 더욱 제고될 가능성이 높다.<sup>44)</sup>

<그림 5-3> 중유대비 비열병합 LNG의 상대가격과 발전량 추이



다. 나아가 무엇보다 원전폐기물과 화석연료 폐기물간의 가장 큰 차이는 전자의 경우 지속기간이 긴데다가, 일단 폐기물이 발생하면 이산화탄소와 달리(이산화탄소의 흡수나 저감기술) 불확실성이 높은 심층처분방식(수 만년 동안에 걸친 지층변동의 불확실성)이외에는 기술적, 제도적으로 대응할 수 있는 방법이 없다는 점이다. 한편 석탄 발전단가의 외부성은 이론적으로 논란도 적고 외국에서는 실제 광범위하게 활용되고 있는데, 석탄이 야기하는 오염물질과 이로 인한 보건비용(외부성의 고려)을 감안한 발전단가 산정가 바로 그것이다. 우리나라의 경우도 석탄발전의 외부성을 감안하고, 천연가스 가격이 어느 정도만 하락한다면 효율적인 LNG발전설비의 경우 석탄발전과 유사한 경쟁력이 가질 수 있을 것으로 추측된다.

43) <그림 5-3>에서 중유 대비 비열병합 LNG만 고려한 것은 열병합 LNG의 경우 열 제약에 따른 급전이어서 연료가격의 경쟁력을 정확히 반영한 발전이라고 볼 수 없기 때문이다.

44) 다만 한 가지 변수는 최근 발전용 중유의 대체연료로 등장한 오리밀전이다. 오리밀전은 베네수엘라 오리노코 강 지역에서 생산되는 천연역청을 액상화한 것으로 중유와 성상이 유사하나 발열량은 떨어진다. 하지만 가격이 중유보다 싸기 때문에 중유에 비해 30% 정도의 비용절감이 가능하여 중유 대체연료로 인식되고 있다. 현재 남부발전의 영남화력이 중유를 대신하여 오리밀전을 사용하고 있다(중유와 오리밀전의 겸용방식). 그러나 오리밀전은 연소시 다량의 바나듐(환경호르몬)과 많은 황산화물(대기오염) 등이 배출되어 문제가 많다(fuel from hell). 그리고 베네수엘라 지역에 국한되어 생산되는 연료인데다가 한 회사(Bitor社)가 이를 독점하고 있어, 수급안정성에도 문제가 있다. 오리밀전의 가격경쟁력은 중유나 천연가스와 달리 세금, 부과금, 비축의무 등의 부담이 없기 때문인데, 최근 석유사업법의 개정을 통해 오리밀전이 석유대체연료로 되어 향후 부과금, 세금, 비축의무 등이 부과되기 때문에 가격경쟁력은 현재보다 떨어질 것으로 보인다.

이에 더하여 세수의 안정성에 부담이 되지 않는 범위 내에서 발전용 LNG에 특소세 40원/kg(32.31원/m<sup>3</sup>)의 면제나 일부 감면을 해주게 되면 CBP시장에서 LNG의 위상은 한층 더 제고될 것이다.<sup>45)</sup> 이 과정을 통해 첨두부하시장에서 빠른 시일 내에 중유를 LNG로 대체하는 것이 중유가 환경에 주는 영향을 고려할 때 환경의 관점에서도 바람직하며, 이를 위해서라도 최대전력의 수요관리는 필수적이다.<sup>46)</sup>

하지만 LNG의 20-30%의 가격하락만으로는 현재 CBP 시장에서 원자력이나 석탄과의 비용차이가 남아 있을 가능성이 높기 때문에 과도기적 브릿지로서 LNG발전의 위상을 제고하기 위해서는 가격변수가 아닌 다른 방식의 정책적 지원이 필요하다. 이를 위해서는 특히 장기전원구성에서 원전 등의 기저설비의 증설억제가 필요하다. 또 장기전원에서 원전 등의 비중의 증대에 유리하게 작용하는 부하관리제도도 개선하여 부하지속곡선을 교정할 필요가 있다.

더구나 현재 「제2차 계획(안)」에서 전원설비의 과잉과 기저설비의 발전비중확대현상이 나타날 가능성이 있기 때문에 지속가능한 전력시스템을 구축하고 원전 문제를 둘러싼 극심한 사회적 갈등을 해소하기 위해서 원전 등의 기저설비의 증설을 억제하는 것이 바람직하다.<sup>47)</sup> 만약 수요관리나 새로운 공급자원의 보급이 예상대로 진행되지 않아 공급안정성에 문제가 발생할 것이 예상된다면 LNG발전의 건설유연성이 매우 뛰어나기 때문에 전력의 공급안정성에는 별다른 장애가 없을 것으로 보인다. 물론 이 경우 기저설비보다 경제적인 추가부담은 불가피하다. 하지만 발전용 LNG의 가격하락을 고려해 볼 때 그 부담은 이전보다 많이 감소할 것으로 보인다. 나아가 발전비용의 차원을 넘어서 사회 전체적으로 보았을 때 원전 등 기저설비를 LNG발전으로 대체함으로써 사회적 수용성과 환경성 그리고 미래세대에 대한 책임의식이 강화되는 사회적 편익이 발생한다는 측면도 동시에 고려되어야 할 것이다.<sup>48)</sup>

둘째, CBP시장에서의 LNG위상제고와 아울러 병행할 수 있는 정책이 바로 「제2차 계획(안)」에서 도입하고 있는 소형열병합이나 집단에너지 등 분산형 발전설비의 활성화이다. 앞의 방법이 CBP 발전시장에서 기저설비의 억제와 LNG의 가격경쟁력에 기초한 방안이라면, 두 번째의 방안은 CBP시장의 외부에서 전력을 생산하는 일종의 우회방안이다. 이는 LNG가격이 하락한다고 하더라도 CBP시장 하에서 여전히 남아 있는 LNG의 경쟁력 부담을 LNG발전의 방식 자체를 변화시켜 대응하는 방식이다. 「제2차 계획(안)」에 처음 도입된 소형열병합은 이런 측면에서 의의가 있다고 할 수 있다. 특히 소형열병합의 경우 우리나라 가스산업이 안고 있는 TDR문제의 개선에 따른

45) 현재 전력산업기반기금 중에서 상당수의 금액이 전원개발특별지원 및 융자금(2005년의 경우 총 3,700억), 무연탄 발전사업지원(2005년의 경우 1,700억)이라는 명목으로 사실상 원자력 및 석탄발전에 지원되고 있는데, 이 액수를 천연가스발전의 확대에 활용하는 방안도 검토할 필요가 있다. 사실 무연탄 발전사업지원은 사양산업의 합리화 차원으로 전력산업기반기금의 취지에 맞지 않기 때문에 이를 다른 자금에서 지원하고, 전력산업기반기금은 미래 지향적인 전력시스템의 구축에 사용하는 것이 바람직하다.

46) 최대전력이 너무 올라가면 중유가 가동될 가능성이 높기 때문이다. 그리고 중유발전의 비중축소가 발전사에 게 크게 손해가 되는 것은 아니다. 현재 CBP시장에서 변동비와 용량가격이 분리되어 있기 때문에 입찰에 참여하면 실제 가동이 되지 않더라도 설비고정비에 해당하는 용량가격(CP)은 받게 된다.

47) 기저설비의 증설은 억제하지 않고 수요관리만 한다면 전력생산에서 원자력과 석탄의 상대적 비중만 증가하고 LNG의 상대적 비중은 줄어 들 수밖에 없다. 「제2차 계획(안)」은 그 가능성을 보여주고 있다.

48) 이와 관련한 보다 구체적인 분석과 대안은 본 보고서 4장 참고.

시너지효과(<표 5-9> 참고), 분산형 전원에 대한 사회적 학습효과, CO<sub>2</sub>의 감축효과 등 시장이 제대로 반영하지 못하고 있는 장점도 있다.<sup>49)</sup>

<표 5-9> 소형열병합용의 계절별 수요패턴

구 분	동 절 기	하 절 기	기타월
지 역 난 방 용	67.8%	6.3%	25.9%
소 형 열 병 합 용	23.6%	47.1%	29.3%

자료 : 남궁운(2004)에서 재인용.

물론 초기의 과도한 투자비(겨울철의 열부하로 인한 보조보일러 설치), 에너지효율(여름철의 잉여 열의 처리), NO<sub>x</sub>의 문제 그리고 한전과의 갈등 문제 등 몇 가지 문제점은 있다. 하지만 어느 발전원이든지 처음부터 아무런 문제없이 자연발생적인 경제성과 효율성을 타고나는 경우는 없기 때문에 초창기 시장형성과정에의 정부의 지원과 개입은 불가피하다. 이를 위해 현재의 정책적 지원제도(에너지이용합리화자금에 의한 지원제도) 등을 더욱 확대할 필요가 있다.

또한 열병합의 본격화를 위해서는 지역난방과 같이 처리되어 있는 열병합관련사업을 분리하여 별도의 관리 및 요금체계를 전국단위로 정비할 필요가 있다. 최적시스템 구성여부와 아울러 가스요금과 전기요금간의 상대가격이 열병합의 경제성에 영향을 미치는데, 2000년 이후로 도시가스요금이 전기요금에 비해 상승률이 높아짐에 따라 최근에 오면서 열병합의 경제적 이점이 축소되는 경향이 있다.<sup>50)</sup> 따라서 열병합용의 LNG가격에 대한 지원책이 필요하며, 특히 하절기에는 냉방용에 버금가는 파격적인 우대조치가 필요하다. 동시에 발전용과 마찬가지로 특소세의 경감 그리고 초기 투자비 지원 등 소형열병합발전에 대한 지원을 확대할 필요가 있다.

한편 이러한 제도적 지원과 아울러 중요한 것은 열병합 발전설비의 국산화를 통해 외화 절약과 산업연관효과를 도모하는 것이다. 특히 열병합시스템의 국내 산업화는 지속적인 국내시장형성에 매우 중요하다. 현재 열병합시스템 구축에서 설비의 해외의존도가 33%이며(한국가스공사, 2004b) 국내에 30kw, 200kw급 가스엔진 시스템의 개발실적은 일부 있으나, 1,000kw급에 대해서는 패키지화 및 표준화가 필요한 실정이다(박화춘, 2004).

49) 소형열병합발전은 전력의 하고동저와 가스의 동고하저간의 보완관계를 형성함으로써 우리나라 전력과 가스 에너지간의 계절별 불균형을 시정하고 전력의 입장에서는 대규모 전력설비증설의 억제, 가스의 입장에서는 저장설비의 축소와 TDR개선에 따른 이득을 얻는 시너지효과를 얻을 수 있다. 또한 소형열병합발전이 대규모 중앙집중형이 아니라 소비지에 근접하여 설치되는 지역분권형이기 때문에 대규모 발전소의 건립을 둘러싼 갈등을 해소할 수 있고, 송전선로건설 절감과 송전 및 열손실 감소라는 추가적인 경제적 이득도 존재한다. 하지만 무엇보다 중요한 것은 기존의 중앙집중식 에너지체계에 길들여진 제도와 인식을 변화시키는 사회적 학습의 효과도 수반한다는 점이다. 전력시스템의 분권화에 가장 큰 장애요인중의 하나가 중앙집중형에 익숙한 제도와 인식이라는 점에서 이러한 학습효과는 매우 소중한 실험이다.

50) 열병합용 천연가스의 상대가격(전기요금대비)과 설비의 최적시스템 구성여부가 열병합발전의 경제성을 좌우한다. 특히 초기단계에서 중요한 것은 설치지역의 수요여건(전기와 열 수요패턴)에 맞는 적절한 용량구성이 다. 사업 시행에 있어서 전기부하와 열 부하를 고려한 최적 시스템의 구성이 되지 않을 경우 초기 투자비로 인해 부작용이 초래할 가능성이 많아 정책적 추진에 주의를 요한다. 적절한 설치후보지역은 일단 연중 무휴로 안정적인 전기부하와 열부하(급탕, 난방, 냉방)가 필요한 곳이나 전기부하와 열부하의 시간별 패턴이 유사한 곳이 유리하다. 에너지관리공단 수요관리처(2003) 참고.

#### 4. LNG 발전정책 제안

이상의 분석에 입각해 볼 때 지속가능한 전력시스템의 구축을 위해서는 현재 LNG 발전정책을 재검토하고 보완책을 마련할 필요가 있다. LNG발전의 위상제고는 장기적으로 지속가능한 전력시스템의 전환에도 중요한 기여를 할 것으로 생각된다. 이를 위해서는 다음과 같은 정책이 필요하다.

우선, 장기전원구성에서 LNG의 역할, 특히 복합화력의 비중과 가동율을 제고하여야 한다. 향후 예상되는 발전용 LNG의 가격경쟁력 향상은 이런 측면에서 매우 긍정적이다. 하지만 이를 현실화시키기 위해서는 몇 가지의 정책적 조치가 필요하다.

첫째, 장기전원구성에서 원전의 증설억제가 필요하다. CBP시장에서 LNG의 역할은 원전 등의 기저설비비중에 영향을 받기 때문이다. 동시에 원전중심의 전원구성에 유리하게 작용하고 있는 부하관리제도의 개선이 필요하다.

둘째, 전력시장에서 발전용 LNG의 가격경쟁력을 제고하기 위해 2010년까지로 예상되는 국제 LNG시장의 유리한 여건을 최대한 활용할 필요가 있다. 이와 관련하여 현재 도입예정으로 되어 있는 600만톤의 LNG도입계약은 그 첫 출발이라는 점에서 매우 중요하다. 특히 향후 고유가 시대가 지속될 가능성이 높은 만큼 석유가격의 연동비율 축소와 최고상한제의 설정 등 최대한 유리한 조건을 확보할 필요가 있다.

셋째, 한국가스공사에 의해 발전용 LNG공급이 지속될 경우 가스요금체계의 개선이 필요하다. 특히 발전용 LNG에 부담이 되어 왔던 교차보조문제를 도시가스용에 큰 충격을 주지 않는 방식으로 해소하여 발전용 LNG의 가격경쟁력을 높여야 할 것이다.

넷째, 세수의 안정성을 해치지 않는 범위 내에서 발전용에 한해 특소세를 면제하거나 감면하여 발전용 LNG의 가격경쟁력을 높이는 방안도 고려할 필요가 있다.

한편 대규모 복합LNG발전의 위상제고와 아울러 전력시스템의 형평성과 분권화를 위해 「제2차 계획(안)」에서 도입한 소형열병합 혹은 집단에너지 형태를 지속적으로 추진할 필요가 있다. 이를 위해서는 다음과 같은 정책적 지원이 필요하다.

첫째, 초기투자비에 대한 부담을 경감시킬 수 있는 정책적 지원확대가 필요하며, 특히 현재 한국가스공사를 통해 지원되고 있는 설치지원금이나 설계장려금의 확대가 필요하다.

둘째, 가격과 관련하여 현재 지역난방과 같이 처리되어 있는 소형열병합부문을 분리하여 별도의 관리 및 요금체제로 하여 전국단위로 정비할 필요가 있다. 특히 LNG 수요가 급감하는 하절기에는 현재 냉방용에 버금가는 형태의 파격적인 요금지원제도를 마련해야 한다. 동시에 대규모 발전용과 마찬가지로 소형 열병합용 LNG에 대해서도 특소세의 면제나 감면을 고려할 필요가 있다.

셋째, 소형열병합의 경제성을 좌우하는 최적시스템의 구성이 가능하도록 설계시스템 프로그램과 설치 등의 표준화가 필요하며, 동시에 열병합시스템의 국산화에 대한 지원책이 마련될 필요가 있다.

## 제 6 장 전력 수요관리 및 신재생에너지 정책방향

### 1. 개요

최근 전 세계의 에너지 및 전력산업 주변 환경은 과거와는 매우 다른 양태를 보이고 있다. 1차에너지 측면에서는 유가의 급등, 러시아의 교토의정서 비준, 중국의 에너지사용량 급증에 따른 세계 에너지 시장에서의 영향 등이 주요 이슈로 떠오르고 있고, 전력에너지 측면에서는 전력산업의 규제완화에 따른 전력시장의 도입이 관련 산업의 패러다임을 변화시키고 있다.

한편 국내의 경우, 2001년 4월부터 제1단계 전력산업구조개편의 실시에 따라 발전 부문의 경쟁이 도입되었으며 이에 따라 전력에너지가 비용기반 발전경쟁시장(CBP: Cost-Based Pool)에서 거래되기 시작하였다. 또한, 2004년 개정된 전기사업법에 의하여 구역전기사업자는 소형열병합 등의 분산형 자원을 기반으로 전력판매를 직접 할 수 있으며, 이는 판매독점을 가지고 있는 한국전력공사와 경쟁 관계에 놓여 있다. 뿐만 아니라, 원자력발전의 경우 방사성 폐기물 처분장을 중심으로 사회적 이슈화가 되었으며 사회 구성원간의 사회적 갈등을 야기하고 있는 실정이다.

현재의 전력수급정책을 잠시 살펴보면, 제1단계 전력산업구조개편의 추진에 따라 기존의 정부 중심의 전력수급계획(당시는 장기전력수급계획이라고 하였음)으로부터 시장 참여자 중심의 전력수급기본계획으로 변화하였다. 즉, 현재 전력수급에서의 전통적인 공급측 자원(원자력, 석탄, 석유, 가스 등)은 시장 참여자들의 의사결정에 기반을 두어 자원공급계획이 수립되고 있다.

이러한 전력수급정책 하에서 전력수요관리의 경우, 완전경쟁시장이 구현되지 못한 현재로서는 과거와 거의 동일한 정책으로 구현되고 있다. 즉, 정부는 전력수요관리 프로그램들을 일종의 공적자원으로 간주하여 이를 추진하고 있으며 이에 필요한 재원을 전력산업기반기금으로 충당하고 있다. 이러한 전력수요관리의 목표량은 산업자원부 내의 『전력수요관리소위원회』에서 경제성, 기술적 잠재량, 경제적 잠재량 등을 기초로 하여 정책적으로 결정하고 이를 기반으로 전력수급기본계획에 반영되고 있다. 또한, 현재의 전력수요관리 추진체계는 정부가 관련 정책을 수립하며, 한국전력공사 전력연구원의 전력기반조성사업실이 전담기관의 역할을 수행하고 있으며, 이를 실행하는 주관기관으로 한국전력공사와 에너지관리공단 등이 있다. 공적자원으로 대표되는 전력수요관리 프로그램의 보다 적극적인 추진을 위하여 현재의 추진체계에 대한 재검토, 연구개발의 활성화, 홍보, 신규 프로그램의 적극적인 개발, 요금체계의 개편, 소비자의 의식 전환 등이 뒤따라야 한다.

태양광, 풍력, 연료전지 등으로 대표되는 신재생에너지원의 경우 전력수요관리와 마찬가지로 공적인 자원으로 인식되고 있으며 관리되고 있다. 정부는 신재생에너지의 보급 촉진을 위하여 연구개발, 용자사업, 차액보전 등을 적극적으로 실시하고 있으며, 2003년 12월 “제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용보급기본계획”을 발표한 바

있다. 이에 따르면 2011년의 경우 1차에너지 기준으로 5%를 확보함과 동시에 전력을 기준으로 총 발전량의 7%의 확보를 목표로 하고 있다. 현재 이러한 기본계획을 충족시키기 위해서는 2011년까지 9조원에 이르는 재원조달, 국내 기술의 개발, 보수지원 시스템 구축, 경제성 확보, 시장 지원책 개선 등과 같은 요건을 만족시켜야 할 것이다. 또한, 신재생에너지의 추진정책, 전력수급정책(즉, 전력수급기본계획), 전력시장 정책, 투자자 사이의 공조도 필요할 것이다. 예를 들면, 현재 정부의 “제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용보급기본계획” 과 전력수급기본계획 사이에는 상당 수준의 괴리가 존재한다. 이러한 목표가 구체적으로 전력수급 계획에서 반영되어 투자되어야 실현될 수 있도록 해야 하는 실정이다.

본 장에서는 수요관리와 신재생에너지원에 대한 현재의 추진 정책, 주요 특징 등을 살펴보고 이의 개선 방향에 대하여 언급하고자 한다.

## 2. 전력수요관리의 추진 정책과 개선 방향

### 1) 전력수요관리 추진 실적 및 체계

우리나라의 전력수요관리는 1974년 주택용·일반용 요금누진제로부터 시작되었으며 1990년대에 이르러 공급측 자원과 수요측 자원을 동시에 고려하는 통합자원계획(IRP: Integrated Resources Planning)의 관점에서 체계적으로 추진되었다. 지금까지 도입된 전력수요관리 프로그램의 연혁은 아래의 표와 같고, 여기서 보는 바와 같이 상당 수준의 프로그램들은 그 구현이 상대적으로 쉬운 가격 기반 정책과 부하관리에 집중되어 있음을 알 수 있다.

<표 6-1> 전력수요관리 프로그램 도입 연혁

프로그램 종류		도입 시기
수요관리 요금제도	주택용, 일반용 요금 누진제도	'74.12
	계절별, 시간대별 차등요금제도	'74.12
	기본요금 피크연동제도	'78. 1
	하계 휴가·보수기간 조정제도	'85. 7
	심야전력 요금제도	'85.11
	자율절전 지원제도	'95. 5
	직접부하제어제도	'01. 5
	비상절전제도 실시	'02.12
수요관리 기기보급	축열식 난방 온수기 보급제도	'86. 1
	축냉식 냉방설비 보급제도	'91. 3
	고효율 조명기기 보급지원제도	'94. 1
	고효율 자동판매기 보급지원제도	'97. 5
	원격제어에어컨 보급지원제도	'99. 7
	고효율 인버터 보급지원제도	'01. 3

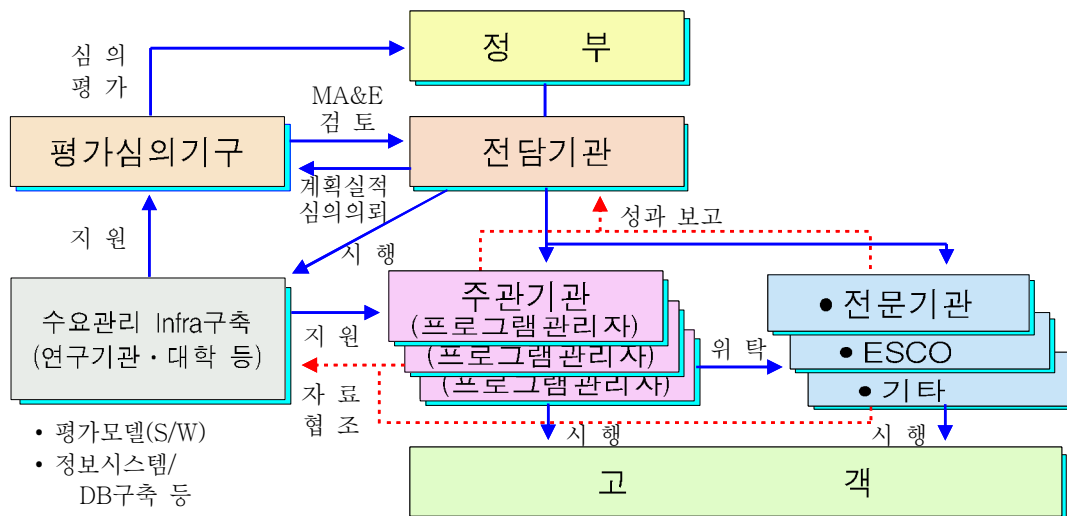
자료: 한국전력공사.

2001년의 전력산업구조개편 이전의 경우, 전력수요관리의 재원은 1995년에 제정된 에너지이용합리화법에 의거하여 한국전력공사가 부담하고 있었다. 즉, 한국전력공사는 에너지공급사의 일환으로 판매수입금의 일부를 의무적으로 수요관리에 투자하여야 하였다. 이러한 상황에서는 전력에너지의 판매자로 하여금 전력수요관리를 추진케 함으로서 전력판매량의 감소를 가져오는 효율향상 프로그램보다는 발전설비의 건설을 지연할 수 있는 부하관리에 집중케 하였으며, 부하관리 프로그램도 그 구현이 상대적으로 쉬운 인센티브 지급 방식 등에 의존하였다. 또한, 전력수요관리 프로그램의 성과계량(M&V: Measurement and Verification)도 연간에너지 절감량, 오염물 감소량 등 보다는 투자비 및 첨두부하 감축량에 집중되었다.

2001년 이후의 전력수요관리는 그 이전과는 달리 그 재원이 최종 소비자들이 전기요금의 일환으로 부담하는 전력산업기반기금으로부터 충당되고 있다. 또한, 전력수요관리의 추진체계도 과거 정부-한국전력공사-에너지관리공단(일부 위탁)의 단순 구조로부터 정부-전담기관-주관기관(한국전력공사, 에너지관리공단)으로 변화하였으며, 기사전 및 사후 평가 등이 과거에 비하여 상당 수준 강화되고 있는 실정이다. 하지만 가장 큰 변화는 전력수요관리의 추진 주체인 주관기관이 한국전력공사와 에너지관리공단으로 공식적으로 선정되고 부하관리의 일부와 효율향상의 일부 프로그램이 상호 경쟁체제를 기반으로 진행되고 있다는 것이다. 하지만, 현재에도 전력수요관리 사업의 전담기관이 한전의 내부 조직으로 있다는 것, 현재 개발 중에 있기는 하지만 각 수요관리 프로그램의 사전 및 사후 평가시스템이 완전히 구축되어 있지 않다는 것, 신규 프로그램의 진입이 용이하지 않다는 것 등과 같은 문제점은 여전히 상존하고 있다.

한편 전력수요관리의 정책 목표량의 결정은 전력수급기본계획 실무소위원회의 하인인 수요관리실무소위원회에서 과거의 추진 실적, 주관기관의 보급 예상량, 국가의 정책 목표량, 경제성, 기술 잠재량 등의 요인을 고려하여 결정하고 있다.

<그림 6-1> 현재의 수요관리 추진체계



자료: 산업자원부. 2002. 제1차 장기전력수급기본계획.

아래의 자료는 1991년부터 2003년까지의 전력수요관리 추진 실적을 정리한 것이다. 첨두부하의 억제 측면에서 살펴보면 1991년 315MW에서 2003년에는 3,872MW로 약 12배의 성장을 하였다. 또한, 수요관리량의 연간 첨두부하에 대한 비중을 살펴보면, 1993년 2.3%에서 2002년 7.0%로 상당 수준 성장한 것이 사실이다. 그러나 현재까지의 실적이 보여주는 바와 같이 부하관리에 상당히 집중되어 있음을 알 수 있다.

<표 6-2> 효율향상과 부하관리의 비중 (단위 : MW, %)

사업명	1993	1995	1997	2000	2002
부하관리 (가스냉방 포함)	528 (100.0)	1,192 (98.8)	2,124 (96.3)	2,642 (91.1)	3,023 (87.3)
효율향상	0	15 (1.2)	82 (3.7)	258 (8.9)	437 (12.7)
합 계	528	1,207	2,206	2,900	3,460

<표 6-3> 전력수요관리 추진 실적

(단위 : MW)

구 분	휴가보수	자율절전	축냉설비	조명기기	자판기	인버터	원격에어컨	가스냉방	전동기	합계
1991	당년	183		6				126		315
	누계	183		6				126		315
1992	당년	316		3				49		368
	누계	316		9				175		500
1993	당년	280		9				55		344
	누계	280		18				230		528
1994	당년	487		11	3			57		558
	누계	487		29	3			287		806
1995	당년	653	140	14	12			69		888
	누계	653	140	43	15			356		1,207
1996	당년	839	388	15	29			74		1,345
	누계	839	388	58	44			430		1,759
1997	당년	835	698	17	38			86		1,674
	누계	835	698	75	82			516		2,206
1998	당년	594	993	25	50			38		1,701
	누계	594	993	100	132			554		2,373
1999	당년	694	987	15	61			81		1,837
	누계	694	987	115	193			635		2,624
2000	당년	1,069	698	24	62	1	2	101		1,957
	누계	1,069	698	139	255	1	2	736		2,900
2001	당년	1,091	849	44	81	1	1	88		2,158
	누계	1,091	849	183	336	2	4	824		3,290
2002	당년	1,091	784	47	94	1	5	84	1	2,110
	누계	1,091	784	230	430	3	6	908	1	3,460
2003	당년	1,128	942	38	66	1	6	96	2	2,287
	누계	1,128	942	268	496	4	12	1,004	3	3,872

주) 1. 휴가보수 및 자율절전은 당년실적이 최대수요 누계절감 실적임

2. 2003년 실적은 전망치임

출처: 제2차 전력수급기본계획 수요관리실무소위원회 최종보고서(2004)

아래의 자료는 1997년부터 2002년까지의 수요관리 투자비 실적을 나타낸다. 1997년 총투자비가 264억원에서 2002년 640억원으로 증가하였다. 여기서 주의할 점은 2000년까지는 한전의 판매수입금의 일부로부터 재원이 마련되었으며, 2001년 이후는 전력산업기반기금으로부터 재원이 마련되고 있다는 것이다.

<표 6-4> 전력수요관리 투자비 실적

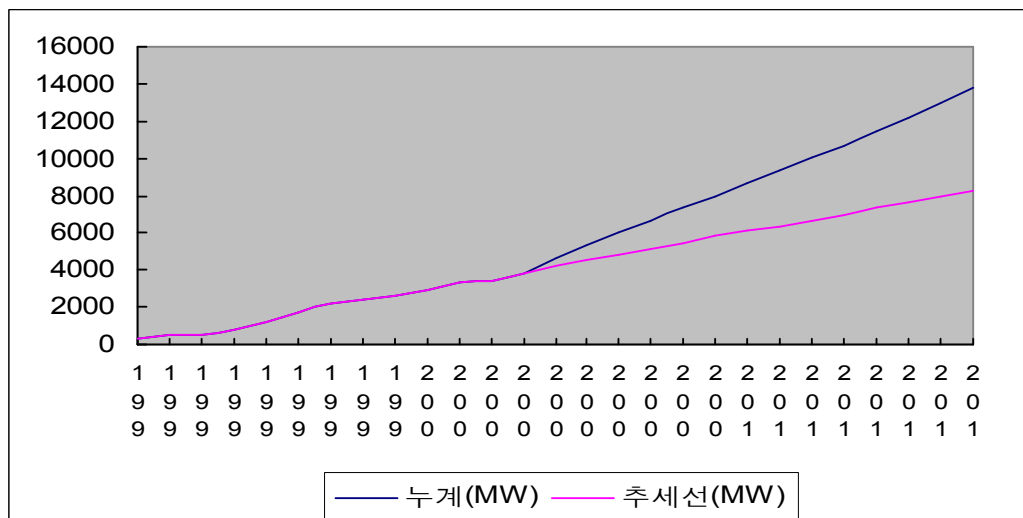
(단위 : 백만원)

구 분	' 97	' 98	' 99	2000	2001	2002
하계휴가보수	6,155	5,066	6,025	14,994	17,234	17,345
자 율 절 전	5,641	8,136	8,092	7,142	9,706	10,202
부 하 이 전	446	341	491	518	746	557
직접부하제어	-	-	-	-	513	1,417
축 냉 설 비	1,603	3,070	3,562	8,019	16,095	17,429
고효율조명기기	6,128	7,110	9,980	11,238	11,645	10,998
축 열 기 기	6,435	15,655	25,296	59,486	24,496	-
고효율자판기	-	-	14	163	315	392
원격제어에어컨	-	-	-	987	1,595	3,528
인 버 터	-	-	-	-	250	2,100
합 계	26,408	39,378	53,460	102,547	82,595	63,968

2) 전력수요관리 추진 계획 및 전망

현재 수립중인 제2차 전력수급기본계획에서의 전력수요관리의 추진 전망은 과거의 실적과는 달리 상당히 공격적인 것으로 나타났다. 아래의 그림은 수요관리 누계용량(MW)을 기준으로 1991년부터 2003년까지의 실적데이터로부터 향후 추세를 추정 한 것과 현재의 정부 계획안을 비교한 것이다.

<그림 6-2> 전력수요관리 목표량 및 추세선 비교



출처: 제2차 전력수급기본계획 수요관리실무소위원회 최종보고서(2004)

제2차 전력수급기본계획에서의 수요관리 추진 물량을 살펴보면 2004년부터 2017년까지 추가로 확보되는 물량은 9,900MW으로 용량을 기준으로 하여 볼 때 이는 1,000MW급 원자력발전소의 약 10기에 해당한다. 여기에서 요금제도의 개선에 의한 수요관리 효과, 에너지 진단 등과 같이 계량화되고 있지 않은 수요관리 프로그램에 의한 물량, 시장 자율적으로 추진되고 있는 수요관리 프로그램(예를 들면, 1W 절전 운동 등)의 물량을 합할 경우에는 그 규모가 9,900MW를 훨씬 상회할 것으로 추정된다.

<표 6-5> 제2차 전력수급기본계획 전력수요관리 추진 계획

(단위 : MW)

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

출처: 산업자원부(2004), 제2차 전력수급기본계획 공청회 자료.

제2차 전력수급기본계획에서의 부하관리와 효율향상의 비중을 살펴보면 다음과 같이 요약된다.

<표 6-6> 제2차 전력수급기본계획에서의 효율향상과 부하관리의 비중

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

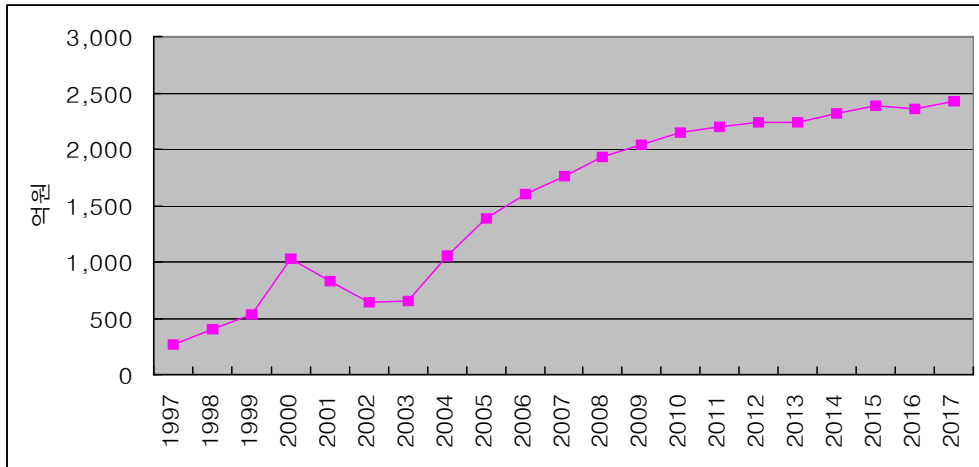
출처: 산업자원부(2004), 제2차 전력수급기본계획 공청회 자료.

여기서 보는 바와 같이, 장기적으로 효율향상의 프로그램의 비중이 점진적으로 증가하기는 하지만 2017년을 기준으로 34%에 불과하다는 것을 알 수 있다. 즉, 기후변화협약이나 환경적인 측면에서 연중 첨두부하시간대에 한정되어 운영되는 부하관리보다는 연중 상당 기간을 대상으로 운용되고 에너지를 감소시킬 수 있는 효율향상 프로그램이 보다 바람직한데도 불구하고 현실은 그렇지 못함을 알 수 있다. 이러한 이유는 다음과 같은 원인으로부터 발생하는 것으로 추정된다.

- 전통적으로 우리나라의 경우, 효율향상보다는 부하관리를 선호하였다. 이는 과거 한국전력공사가 수직독점형(발전, 송전, 배전, 판매 통합) 기업 형태이었던 때부터 거슬러 올라가는데 당시에는 전기판매 수입금의 감소를 가져오는 효율향상보다는 부하관리에 보다 많은 매력을 가질 수밖에 없었기 때문이다. 따라서, 기존의 수요관리 프로그램들은 부하관리를 중심으로 적극적으로 개발된 것이 사실이다.
- 과거 독점적 기업 환경에서의 한국전력공사는 공급의무를 지고 있었다. 따라서, 하계 첨두부하시간대에서의 전력공급을 원활하게 하기 위해서는 잉여의 발전자원(즉, 발전예비력)을 확보함과 동시에 이에 상응하는 부하관리 자원을 선호하였고, 이를 통하여 공급의무를 상대적으로 저비용으로 충족할 수 있었다.
- 발전경쟁시장이 운용되고 있는 현재에도 수요독점을 가지고 있는 한국전력공사의 입장에서는 시장구입가격 관리 기능을 가지고 있는 부하관리를 효율향상보다 선호할 수밖에 없다.

일반적으로 수요관리 프로그램의 경우, 일단 시작이 되면 많은 이해 당사자들이 생기기 때문에 인하여 그 관성이 매우 큰 특징을 가지고 있다. 이에 따라 기존의 부하관리 중심의 수요관리 정책이 1단계 전력산업구조개편 이후에도 지속되고 있는 실정이며 그 결과 효율향상의 비중이 급격하게 높아지지 않고 있다. 다음으로 제2차 전력수급기본계획 기간 동안의 연간 투자비 계획을 과거의 실적과 더불어 살펴보기로 한다. 다음의 그림 및 표에서 보는 바와 같이 제2차 전력수급기본계획 기간 동안의 연도별 투자비는 2003년을 기점으로 점진적으로 증가하고 2017년까지 총 2조8,104억원을 투자할 전망이다.

<그림 6-3> 전력수요관리 투자비 실적 및 전망



출처: 제2차 전력수급기본계획 수요관리실무소위원회 최종보고서(2004)

<표 6-7> 제2차 전력수급기본계획의 전력수요관리 투자비 전망

(단위 : 억원)

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

출처: 산업자원부(2004), 제2차 전력수급기본계획 공청회 자료.

### 3) 전력수요관리 자원의 특징

여기에서는 전력 수요관리 자원의 특징을 공급안정성, 경제성, 환경성, 사회적 수용성, 분산성, 산업경제효과 등의 차원에서 기술한다. 여기서는 전력 수요관리 자원에 대한 이러한 속성별 특성에 기반을 둔 전력수요관리 자원의 적정 구성비를 구하는 것에는 관심을 두지 않는다. 즉, 전력수요관리 자원은 철저한 공적인 자원으로 인정하여 최소한의 경제성을 만족하고(예를 들면, 편익/비용 비율이 1.0 이상 등), 기술적으로 가용한 자원은 최대한 활용한다는 전제를 사용하고 있다.

전력 수요관리의 효과적 추진을 위한 정책적인 개선점 등을 중심으로 검토하면 다음과 같다.

#### (1) 공급안정성

공급측 자원과는 달리 수요측 자원은 공급안정성 측면에서는 상당히 자유스럽다. 즉, 외국의 수요관리 기술을 도입하여 사용하지 않는 한 공급안정성에는 큰 문제가 없다. 현재 시행하고 있거나 시행할 예정인 거의 대부분의 수요관리 프로그램은 국내 기술에 기반을 두고 있으므로 공급안정성의 관점에서는 큰 문제가 없을 것으로 판단된다. 따라서, 연료수급 안정성은 고려할 필요가 없고 건설 유연성은 설치 공사로 인하여 길어야 2개월-3개월 정도이므로 유연성이 가장 높은 자원의 하나이다. 부하의 추종성은 빠른 경우에는 실시간(예를 들면: mS)에서부터 전일예고 직접부하제어 프로그램 등과 같이 길어야 1일-2일 정도이므로 기술적으로 상당히 우월한 자원이다. 다만, 가용성 측면에서는 공급측 자원과는 달리 상당히 낮을 수가 있다. 이는 수요측 자원은 발전측 자원과는 반대로 가동중인 상태에서만 수요관리 자원으로 이용이 가능하므로 가용성이 공급측 자원과 비교하여 뒤떨어지는 것은 사실이다. 또한, 단기 설비예비율 확보의 측면에서도 효율향상이나 부하관리 모두 부하자원이 가용한 경우에는 공급측 자원의 대체의 개념으로 매우 우수한 특징을 가지고 있다.

#### (2) 경제성

일반적으로 수요관리 프로그램은 기본적으로 편익/비용 계수가 1.0 이상인 자원을 대상으로 하고 있기 때문에 발전측 자원보다는 경제적 우위에 있다. 다만, 현재 수요관리 프로그램의 경제성을 계산할 때 편익 부분은 전력설비자원의 회피비용의 개념(즉, 회피설비비용, 회피에너지비용, 회피송배전비용, 회피손실비용 등)을 적용하고 있으므로 편익이 과대 혹은 과소 계상되는 경우도 종종 있다. 수요관리 자원의 경우, 사회적 비용을 감소시키는 요소 가운데 환경비용 등은 수요관리 자원의 경제성 평가에는 적용하고 있지 않고 있다. 따라서, 이러한 외부 비용이 내재화될 경우에는 그 경제성이 효율향상 프로그램을 중심으로 높아질 것이다. 아래의 자료는 2003년도 실시한 수요관리 프로그램들의 경제성을 요약한 것이다.

<표 6-8> 수요관리 프로그램의 경제성(2003년)

프로그램명	비용(백만원)	편익(백만원)	B/C
부하관료요금제도	32,242	428,642	13.3
축냉식 냉방설비	67,485	14,761	4.6
직접부하제어	12,277	86,230	7.0

출처: 산업자원부(2003), 전력기금운용평가.

### (3) 환경성

전력수요관리 프로그램은 오염물(CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, 분진 등)을 발생시키지 않을 뿐만 아니라 발전소에서 생성되는 총에너지량을 감소시키므로 결과적으로 오염물을 흡수하는 역할을 수행한다. 다만, 효율향상의 경우, 연중 상당기간 동안 발전소의 전력에너지 생성을 방지하므로 상당히 환경친화적인 자원임에 틀림없다. 그러나 부하관리의 경우는 연중 에너지감소량은 극히 미미하므로 오염물의 감소량에 기여하는 것은 미미하다. 하지만, 효율향상이든지 부하관리가든지 간에 신규 발전소 및 송배전전력설비의 건설을 지연하거나 감소시키므로 이러한 측면에서의 환경친화적인 자원임에 틀림없다.

### (4) 사회적 수용성

환경성과 마찬가지로 사회적 수용성의 경우도 수요관리 자원은 기존의 전통적인 발전자원과 신재생에너지원보다도 매우 높다. 이러한 근본적인 원인은 별도의 자원 확보 공간 등이 필요 없고 최종 전기소비자에게 직접 관련 설비를 설치하면 되기 때문이다. 다만, 직접부하제어 등과 같이 자원의 제어권이 외부(예를 들면, 한전, 에너지관리공단, 전력거래소 등)에 주어지는 경우에는 소비자 개인의 전력에너지 사용이 제한될 수 있으므로 각 소비자의 수용성이 낮을 수 있다. 하지만, 이러한 프로그램의 참여가 자발적인 점과 소비자의 잉여가 충분한 경우에 한정되어 참여하고 있다는 점에서 큰 문제가 없는 것으로 알려져 있다.

### (5) 분산성

환경성, 사회적 수용성 등과 마찬가지로 분산성의 경우도 수요관리 자원이 그 효과가 가장 높다. 이는 앞에서 언급한 바와 같이 개별 소비자 단위로 수요관리 자원이 공급되기 때문이다. 다만, 분산성의 궁극적인 목적은 에너지의 지역별 자급자족에 그 목표를 두고 있으므로 수요집중 지역에 보급되는 프로그램이 기타 지역의 프로그램보다 분산성이 더욱 높게 된다. 이러한 현상은 발전자원의 측면에서는 동일하지만 송배전설비의 측면에서는 수요집중 지역의 수요관리 프로그램이 송배전설비의 건설을 지연 혹은 취소할 수 있을 뿐만 아니라 송배전손실을 감소시키기 때문이다.

#### (6) 산업경제 효과

수요관리 자원의 확대에 따른 산업경제효과는 긍정적인 측면과 부정적인 측면을 동시에 가지고 있는 것이 사실이다. 긍정적인 측면의 경우는 새로운 기술의 확보(고효율전력기기, 부하관리 및 제어 기술 등), 새로운 산업의 태동(ESCO, 부하관리사업자 등) 및 고용 촉진 등이 있다. 부정적인 측면은 발전자원 및 송배전설비의 건설 등을 취소하거나 지연하므로 관련 산업의 위축 등을 가져올 수 있다는 것이다. 현재로서는 수요관리 자원의 산업경제에 대한 순 효과가 양인지 혹은 음인지는 알려져 있지 않지만, 전세계의 시장이 성장한다는 측면에서는 긍정적으로 평가하여도 무방할 것으로 판단된다.

#### 4) 제2차 전력수급기본계획과 전력수요관리의 발전 방향

여기에서는 제2차 전력수급기본계획에서의 수요관리의 정책에 대한 진단 및 발전 방향에 대하여 언급하고자 한다. 2005년부터 2017년을 대상으로 하는 제2차 전력수급기본계획에서는 순증가분을 기준으로 총 9,900MW의 수요관리의 추진을 목표로 하고 있다. 또한, 투자비는 총 2조 8천억원을 투입할 예정이다. 매우 높은 수요관리목표량은 아니지만 정책적으로 제시한 수요관리량을 어떻게 현실적으로 구현하느냐와 수요관리 프로그램의 질을 어떻게 높이느냐가 에 중점을 두고 내실 있는 정책을 추진하는 것이 추가 개발 못지않게 중요할 것으로 본다. 아래의 자료는 보다 효율적인 전력수요관리를 추진하기 위한 정책 방향을 요약한 것이다.

- 전력수요관리 추진체계의 개선 : 현재의 수요관리 추진체계는 한국전력공사 전력연구원 산하의 전력기반조성사업실이 수요관리의 전담기관의 기능을 수행하고 한국전력공사와 에너지관리공단이 주관기관의 역할을 수행하고 있다. 보다 객관적이고 적극적인 전력수요관리의 추진을 위해서는 전담기관의 한국전력공사로부터의 독립이 필요함과 동시에 정책기능을 수행할 수 있는 전문가의 확보가 필요하다. 또한, 현재 한국전력공사와 에너지관리공단이 각기 효율향상과 부하관리를 추진하는 체계에서 부하관리 기능과 효율향상의 기능을 기준으로 각 주관기관의 역할을 분리하든지 아니면 상호 보완적인 경쟁체제를 구축하여야 할 것이다. 또한, 전력수요관리의 평가를 위한 독립적인 상설화 조직도 필요하다.
- 전력수요관리의 목표의 개선 : 현재의 수요관리 목표는 암묵적으로 부하율의 평준화로 되어 있다. 이는 기존의 부하관리에 집중하였을 때의 개념이 구조개편 이후에도 상속되고 있는 것을 반영한다. 따라서, 전력수요관리의 축을 부하관리로부터 효율향상으로 이전하기 위해서는 기후변화협약 등과 같은 새로운 패러다임을 구축하여야 한다.
- 요금제도의 개선 : 현재 우리나라의 수요관리(효율향상 및 부하관리)의 확대 보급에 가장 큰 장애는 요금제도 및 저요금정책에 있다. 따라서, 산업용수용가에 대한 교차보조 제거, 실시간요금제도의 실시, 현실적인 수준의 가격 시그널 제공 등으로 인하여 상당 수준의 신규 자원을 확보할 수 있을 것이며 소비자의 참여

를 극대화할 수 있을 것이다.

- 부하관리의 발전방향 : 현재의 부하관리 프로그램은 모두 기반기금의 지원을 받고 있고, 그 자원의 관리도 한국전력공사와 에너지관리공단이 담당하고 있다. 하지만 이러한 현재의 제도는 부하관리의 진화를 막고 있다. 즉, 전력시장으로의 이양이 필요한 부하관리의 프로그램의 경우는 과감하게 시장에 이월하고 시장참여자들이 전력시장에서 수익을 창출하도록 하여야 한다. 그렇지 않은 부하관리 프로그램은 공적자원으로 간주하여 현재와 같은 기금의 지원을 지속시킬 필요성이 있다.
- 효율향상의 발전 방향 : 효율향상 프로그램이 적극적으로 추진되기 위해서는 신규프로그램의 적극적인 개발 및 적극적인 인센티브의 지급이 되어야 한다. 이와 더불어, 비용효과를 계량하는 방법론도 개선되어야 할 것이다. 즉, 현재의 비용효과 측정 방법은 회피설비비용에 집중되어 있다. 하지만 보다 정확한 비용효과를 측정하기 위해서는 자원의 가용율 개념의 도입, 에너지 절감량의 고려 및 환경외부비용의 내재화 등이 포함되어야 할 것이다.

### 3. 신재생에너지의 추진 정책과 개선 방향

#### 1) 신재생에너지 추진 체계 및 지원 제도

현재 우리나라의 신재생에너지 추진 체계는 “대체에너지 개발 및 이용·보급촉진법”에 기반을 두고 있는데, 여기에서는 주로 신재생에너지발전사업의 보급 확대를 위한 신재생에너지이용 의무화, 차액지원제도 및 시범보급사업 등의 기반구축 및 관련 제도개선에 관한 내용을 포함하고 있다. 이외는 별도로 “전기사업법”에서는 주로 신재생에너지 발전사업의 인·허가 및 전력의 거래, 전기안전과 관련된 사항에 대하여 규정하고 있다. 전기사업법에 따르면, 발전사업자가 3천kW이상인 경우는 산업자원부장관, 3천kW이하인 경우는 시도지사의 허가를 명시하고 있으며, 3천kW이하인 발전사업자가 허가 신청 시에는 사업계획서, 송전관계일람도 및 발전원가명세서, 전기설비운영목적의 기술인력 확보계획, 소수력의 경우 하천법 제 33조의 허가서 사본을 제출하도록 되어 있다.

<표 6-9> 신재생에너지 개발 및 이용·보급촉진법 주요 내용

주요 항목	주요 내용
기본계획수립 ( 법 ) 제4조	-산자부장관은 신재생에너지의 기술개발 및 이용·보급 촉진을 위한 기본계획을 수립해야함. -기본계획에는 총 전력생산량 중에서 신재생에너지발전량이 차지하는 비율의 목표를 설정해야 함
실행계획수립 ( 법 ) 제5조	-산자부장관은 기본계획에서 정한 목표를 달성하기 위하여 매 년도 신재생에너지발전에 의한 전기공급의 실행계획을 수립·시행해야 함

신재생에너지이용 의무화 ( 법 ) 제11조 ( 령 ) 제16조	-산자부장관은 신재생에너지의 이용·보급을 촉진하기 위하여 국가 기관·지방자치단체·정부투자기관 등에 대하여 신축하 는 건축물에 대하여 신재생에너지를 의무적으로 이용하게 할 수 있음
차액지원제도 ( 법 ) 제11조의 6	-산자부장관은 신재생에너지발전에 의하여 공급되는 전기의 발 전원 별로 기준가격을 고시해야 함 -산자부장관은 전기의 거래가격이 기준가격보다 낮은 경우에 는 당 해 전기를 공급한 신재생에너지발전사업자에 대하여 기준 가격과 전 력거래가격과의 차액을 전력산업기반기금에서 우선 지원함
시범보급사업 ( 법 ) 제13조	-산자부장관은 기술 개발된 신재생에너지의 이용·보급을 촉진 하기 위하여 필요하다고 인정할 경우에는 시범보급사업·시 범단지조성사 업 등 시범사업을 할 수 있음

현재 신재생에너지 자원은 앞에서 언급한 수요관리 자원과 마찬가지로 정책상 공적 자원의 개념이 적용되고 있다. 하지만 이러한 두 공적 자원 사이의 가장 큰 차이점은 경제성이다. 즉, 수요관리 자원은 기술의 진보, 에너지 가격의 상승 등으로 인하여 전통적인 공급측 자원보다는 경제성이 높지만, 신재생에너지 자원은 전통적인 자원에 비하여 경제성이 떨어진다는 것이다. 이러한 차이점으로부터 두 공적 자원의 추진체계, 지원제도, 보급속도 등이 매우 상이하게 된다.

우리나라의 신재생에너지 관련 지원 제도는 크게 기술개발, 성능평가센터 지정 운영, 실증연구단지 조성 운영, 신재생에너지 설비 인증제도, 시범마을 조성, 시범 보급 사업, 태양광주택 보급제도, 공공기관 신재생에너지이용 의무화, 지역에너지 지원, 용자지원, 신재생발전 차액보전, 세제 지원 등으로 요약된다. 이러한 신재생에너지 보급과 관련된 재원은 거의 대부분 에너지특별회계로부터 충당되고 있으며, 신재생발전 차액보전과 일부의 기술개발 등에 대해서는 전력산업기반기금으로부터 충당되고 있다.

산업자원부는 신재생에너지의 보급 촉진을 위하여 2003년 12월에 “제2차 신·재생 에너지 기술개발 및 이용·보급 기본계획(2003~2012)”을 수립하여 발표한바 있다. 여기에서는 신재생에너지의 보급 촉진의 필요성을 다음과 같이 언급하고 있다.

- 기후변화협약(교토의정서)에 의거, 우리나라는 2차 공약기간중(2013~2017) 온실가스 감축의무부담이 가시화될 전망으로 2002년말 현재 온실가스 배출량 세계 10위인 우리나라가 감축의무 부담 시는 산업·경제활동에 미치는 영향이 매우 크다.
- 신·재생에너지는 에너지의 해외 의존도를 낮추고 에너지수급 불안정에 대비하여 에너지 안보를 확보할 수 있는 에너지원이며, 황화물(SOx), 질산화물(NOx), 미세먼지 등 환경오염물질의 배출이 없다.
- 태양광, 풍력 등의 신·재생에너지산업은 세계적으로 연평균 20~30%급신장하여 IT, BT 산업 등과 함께 21C 첨단 신산업으로 급부상하고 있으며, 우리나라의 경우 적극적인 기술개발을 통해 2011년까지 기술선진국으로 도약이 가능하며,

기술개발 완료된 국산 제품의 보급 프로그램 추진으로 획기적인 생산비용 저감을 달성할 수 있다.

또한, 상기 기본계획에서는 다음과 같은 목표를 설정하고 있다.

□ 보급 목표

- 신·재생에너지 보급목표는 2010년 OECD 평균 전망치를 감안하여 2006년 1차 에너지 소비량의 3%, 2011년 5%로 설정함.
- 풍력, 태양광등 재생 가능한 에너지의 비중을 확대하고, 폐기물 에너지의 편중을 완화토록 함.

□ 발전량 목표

- 총 전력생산중 신·재생에너지 발전량이 차지하는 비율의 목표는 OECD 전망치를 감안하여, 2006년까지 2.4%, 2011년까지 7.0%로 설정함.
- 풍력, 태양광, 소수력 등 재생에너지는 지속확대하고 연료전지, IGCC 등 신에너지를 새롭게 도입 추진함.

□ 기술개발 목표

- 현재 선진국대비 50~70% 기술수준을 2011년까지 70~90%까지 육성함.
- 수소·연료전지, 풍력, 태양광 등 3대 분야를 전략적으로 집중 지원하여 2011년까지 연료전지와 태양광 부문을 세계3위 수준까지 끌어올리고, 세계시장의 10~20%를 차지하는 수출전략 산업화를 추진함.

상기 목표에서 보는 바와 같이 기본계획은 신재생에너지원의 목표량 확보에 많은 무게를 두고 있다. 이러한 전향적인 신재생에너지 보급 정책도 중요하지만 현실적으로 우리나라가 어느 정도 원천 기술을 확보할 수 있으며 현재의 기술수준은 어느 정도인가에 대한 면밀한 분석도 필요하다. 이에 기초하여 초반기에는 강력한 기술개발에 비중을 두고 점진적으로 보급량의 확보 및 재원의 확보가 뒤따라야 보다 현실적이며 실용적인 결과를 도출할 수 있을 것이다.

2) 신재생에너지 보급 현황 및 계획

아래의 표에서 보는 바와 같이, 2002년을 기준으로 신재생에너지의 공급량은 2,922[천TOE]로서 이는 우리나라 전체 1차에너지 공급량의 약 1.4%를 차지하고 있고 현재로서는 그 수준이 미미한 것이 사실이다.

<표 6-10> 신재생에너지 1차에너지 기준 공급실적

(단위: 천TOE)

구 분	1990	1995	2002	연평균증가율(%) (1990~2002)
1차에너지 공급	93,192	150,437	209,111	7.6
신·재생에너지 공급	336	909	2,922	22.5
공급비중	0.4%	0.6%	1.4%	-

출처: 산업자원부(2003). 제2차 신재생에너지기술개발 및 이용·보급 기본계획

또한, 2002년을 기준으로 신재생에너지원별의 공급비중을 살펴보면 폐기물의 소각열 이용이 거의 대부분인 93.5%를 차지하고 있고, 이를 제외한 신재생에너지원은 6.5%에 불과하다. 신·재생에너지중 열과 전력의 비중을 살펴보면 열이 98.1%이고 전력은 극히 낮은 수준에 머물러 있다.

<표 6-11> 신재생에너지원별 공급비중(2002년)

(단위: %)

구분	폐기물	바이오	태양열	소수력	태양광	풍력	계
공급비중	93.5	4.0	1.2	1.0	0.2	0.1	100

\*출처: 산업자원부(2003). 제2차신재생에너지기술개발 및 이용·보급 기본계획

이러한 우리나라의 신재생에너지 보급수준은 주요 해외 선진국에 비하여 상당히 낮은 수준이다. 1998년을 기준으로 할 때, 우리나라가 1% 수준인데 반해 일본은 2%, 미국은 4%, 뉴질랜드는 18% 수준에 이르고 있다.

<표 6-12> 주요 국별 신재생에너지의 비중(1998년)

미국	일본	호주	오스트리아	이태리	프랑스	뉴질랜드	한국
4.1	2.1	5.2	11.1	2.6	4.2	18.1	1.01

\* 수력발전 별도

\* 자료: Energy Balances of OECD countries, IEA, 19997-1998. 에너지경제연구원(김진오), 21세기에 대비한 신재생에너지개발 및 이용·보급 활성화 대책. 2000.

<표 6-13> 신재생에너지 공급 목표

(단위: 천TOE)

분 야	2003년		2006년		2011년(%)	
	공급량	비중(%)	공급량	비중(%)	공급량	비중(%)
태양열	41.4	0.93	101.5	1.45	318.1	2.39
바이오	197.0	4.43	495.0	7.07	1,050.0	7.87
폐기물	3,080.0	69.20	5,050.0	72.13	7,540.0	56.54
태양광	2.7	0.06	21.9	0.31	341.2	2.56
풍력	13.1	0.29	125.9	1.80	1,311.4	9.83
소수력	50.0	1.12	111.0	1.59	446.0	3.34
연료전지	-	-	0.4	0.01	147.1	1.10
지열	0.8	0.02	12.1	0.17	160.8	1.21
해양	-	-	0.7	0.01	431.5	3.24
수소	-	-	-	-	1.3	0.01
석탄이용	-	-	-	-	374.6	2.81
소계	3,385	76.05	5,919	84.54	12,122	90.90

수 력	1,066	23.95	1,082	15.45	1,213	9.10
합 계	4,451	100	7,001	100	13,335	100
총에너지소비	215,825		237,589		269,323	
신재생에너지 비중(%)	2.06		3.0		5.0	

\*2003년 이후에는 신·재생에너지에 대수력을 포함

\*출처: 산업자원부(2003). 제2차신재생에너지기술개발 및 이용·보급 기본계획

한편 우리나라의 신재생에너지 보급계획은 앞에서 언급한 바와 같이 1차에너지 기준으로 2011년에는 5% 수준의 확보를 목표로 하고 있다. 이는 이전의 기본계획이 2010년에 3% 수준이었다는 측면을 고려하면 약 2% 수준을 상승시킨 것이다. 또한, 신재생에너지의 비중은 2003년 현재 폐기물과 수력이 각각 69%와 24%를 차지하고 있지만, 2011년에는 이들의 비중이 각기 56%와 9%로 낮아지고 기타 신재생에너지원의 비중이 점진적으로 높아지고 있다.

한편 전력량의 측면에서 살펴보면, 2003년 현재 대수력을 제외한 경우에는 0.3%를 차지하고 있고, 대수력을 포함할 경우에는 1.8% 수준이다. 기본계획에 따르면 2011년에 대수력을 제외할 경우에는 5.6% 수준으로 이를 포함할 경우에는 7% 수준이 될 것이라고 전망하고 있다. 이는 제1차 에너지기본계획 및 우리의 기술 수준 및 경제 수준 등을 고려할 때 상당히 높은 수준임을 알 수 있다.

<표 6-14> 총 전력생산중 신·재생에너지 공급비중

(단위 : GWh)

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

\*출처: 산업자원부(2003). 제2차신재생에너지기술개발 및 이용·보급 기본계획

한편 상기 목표량을 열에너지와 발전량을 생산하기 위한 설비용량으로 변환하면 아래의 표와 같이 요약된다. 발전설비를 기준으로 보면, 상기 기본계획을 만족시키기 위하여 총 2011년까지 총 6,300MW 정도의 발전설비가 건설되어야 함을 알 수 있다.

그러나 사업자계획을 기준으로 하고 있는 제2차 장기전력수급계획에서의 신재생에너지원의 투자규모를 살펴보면 2012년까지 약 880MW 수준으로(여기서 정부정책에 의하여 추진되고 있는 300MW의 태안 CCT를 제외할 경우에는 580MW 정도임) 정부의 신재생에너지 보급 정책 규모인 6,277MW의 약 14% 수준에 불과하다.

<표 6-15> 신재생에너지원 연차별 설비 필요 규모

(단위 : MW)

구분	발전원	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	합계
전 력	풍력	17	40	55	105	120	200	300	300	550	550	2,237
	연료전지	-	0.1	0.1	0.6	1.6	5	20	150	160	180	517
	태양광	1	5	14	35	50	75	110	230	450	330	1,300
	IGCC	-	-	-	-	10	-	-	260	280	250	800
	LFG (메탄가스 포함)	14	15	15	15	15	8	8	8	8	8	114
	소수력	8	10	10	40	60	60	70	70	80	90	498
	해양에너지	-	-	-	1	-	240	-	90	480	-	811
소 계		40	70	94	197	257	588	508	1,108	2,008	1,408	6,277
열	폐기물(천toe)	3,080	3,850	4,350	5,050	56,30	6,150	6,870	7,110	7,540	8,930	58,560
	바이오(천toe)	200	340	440	500	740	770	800	830	1,050	1,050	6,720
	지열(천RT)	3	7	15	24	45	75	115	160	210	260	914
	태양열(천대)	40	150	180	240	270	310	360	480	550	640	3,220
	수소(연료전지 자동차 포함)	-	-	-	10	10	100	100	1,000	1,000	1,000	3,220

또한, 2012년의 설비규모는 대수력을 포함할 경우에는 총설비용량의 3% 수준이며, 대수력을 제외할 경우에는 1.2%에 불과하다. 아래의 자료는 제2차 전력수급기본계획에서의 신재생에너지 신규 건설 의향을 종합한 것이다.

<표 6-16> 제2차 전력수급기본계획에서의 신재생에너지 건설계획

(단위 : MW)

구 분	소수력	풍 력	매립가스	부생가스	조 력	CCT	태양광	소계	누 계
2003 (기존)	45.679	14.055	26.46	42.8	-	-	-	128.994	128.994
2004	용담1.8 성남0.34 천상0.25 한석0.114 안흥0.03	환경6.0 양산8.0	부산바이오2.1 청주1.0 여수0.923				신태양0.04 정우탑0.45	21.047	150.041
2005	탐진0.80 대곡0.30 하동0.825 담양1.275	영덕40.0 강원98.0 제주30.0	수도권 50.0				영덕1.5 한백솔라등 11개업체 (16.9)	239.6	389.641
2006	광동0.23 달방0.20 대청0.80 운문0.70 설진1.4 홍주3.0 주암0.80	환경14.0 성산20.0 양양 3.0						44.13	433.771
2007		태백20.0						20.0	453.771
2008									
2009	화북0.40				시화호 254			254.4	708.171
2010									
2011									
2012						태안300		300	1008.17 1
신규계	13.264	239.0	54.023	0	254	300	18.89	879.177	
총누계	58.943	253.055	80.483	42.8	254	300	18.89	1008.171	

이러한 정부의 신재생에너지원의 보급정책과 시장참여자의 의향사이의 괴리는 신재생에너지원이 현재의 기술 수준에서는 경제성이 없고 비록 정부가 에너지의 의무구입 및 차액보존을 하고 있지만 그 고정비의 회수가 기존의 전통적 자원에 비하여 상당히 길어진다는 것이다. 아래의 자료는 신재생에너지원의 발전원가와 기존의 공급측전원의 발전원가를 비교한 것이다. 여기서 볼 수 있는 바와 같이 대부분의 신재생에너지원의 발전원가는 화석연료원 설비와 비교하여 적게는 2배에서 많게는 8배 정도로 높은 수준이다. 여기서 풍력 및 태양열/태양광의 경우 각 국별 기후에 따라서 발전원가 수준이 달라질 수 있음을 유의하여야 한다.

<표 6-17> 공급측 자원과 신재생에너지원의 발전원가 비교

구 분	석 유	유연탄	원자력	태양열	태양광	풍 력	폐기물
투자비(\$/kW)	980	1,200	1,900	3,000	7,000	900 ~ 1,400	1,700 ~ 2,000
발전단가 (¢/kWh)	6 ~ 7	4 ~ 5	4	20 ~ 25	30	5 ~ 10	7 ~ 15

주 : 신재생에너지원은 IEA자료, 화석연료는 97한전자료

출처: 에너지경제연구원(김진오), 21세기에 대비한 신재생에너지개발 및 이용보급 활성화 대책. 2000.

둘째, 신재생에너지 발전원의 건설 및 계통연계에 대한 규제 절차가 많고 복잡하다는 것이다. 아래의 표는 전기사업법에 기반을 둔 발전사업자의 사업 절차를 요약한 것이고 신재생에너지원도 동일한 규제 절차를 밟고 있다. 따라서, 소규모의 사업을 기반으로 하는 신재생에너지원의 경우 상대적으로 그 규제의 정도가 상대적으로 더 높을 수 있다.

<표 6-18> 전기사업법에 의한 발전사업인·허가 절차

사업수행 단계	사업수행 구분	사업수행 근거법 조항	시행 주체	대상 주체
1	사업계획수립	발전사업자 자체 사업 및 경영 계획	발전사업자	
2	전기부문의외의 사업허가	하천법33조(소수력)	건교부장관	발전사업자
3	사업허가신청접수	전기사업법시행규칙 제4조	발전사업자	산자부장관 시도지사
4	사업허가심의	전기사업법 제7조 2항	전기위원회	
5	사업허가	전기사업법 제7조 1항	산업자원부 시도지사	발전사업자
6	전기설비 시설계획 신고	전기사업법 제 26조	발전사업자	산자부장관
7	전기사업용전기설비/자가용전기설비 공사계획인가 신청, 또는 신고	전기사업법 제61조 전기사업법 제62조	발전사업자 자가용전기설비설치자	산자부장관 시도지사
8	공사계획인가	전기사업법 제61조 전기사업법 제62조	산자부장관 시도지사	발전사업자 자가용전기설비설치자
9	전기설비 설치	전기사업법 제9조	발전사업자	
10	사용전검사	전기사업법 제63조	산자부장관 시도지사	
11	상업운전개시	전기사업법 제61조	발전사업자	
12	사업개시신고	전기사업법 제9조 4항	발전사업자	산자부장관
13	전력거래소 회원등록	한국전력거래소정관	발전사업자 자가용전기설비설치자	전력거래소 이사장
14	전력의 거래	전기사업법 제 31조	발전사업자 자가용전기설비설치자	전기판매 사업자

### 3) 신재생에너지 정책 방향 제언

앞에서 살펴본 바와 같이 정부의 신재생에너지보급 기본계획과 사업자의 계획사이에는 상당 수준의 괴리가 발생하고 있다. 이는 곧 신재생에너지정책과 전력정책사이의 괴리로 판단하여도 무방할 것이다. 따라서, 현시점에서 최우선적으로 고려되어야 할 것이 우리나라의 에너지정책, 신재생에너지정책, 전력정책, 기술개발정책 사이의 공고한 협력이 되는 메커니즘을 구축하여야 한다. 이는 곧 에너지특별회계와 전력산업기반기금으로 이원화되어 있는 재원 및 기술개발체제를 통합적으로 고려하여야 함도 의미하고 있다.

또한, 전력수급기본계획에서의 신재생에너지원의 규모를 어떻게 해석하여야 하는 것도 매우 중요하다. 이는 곧 기존의 전통적 발전자원의 계획과는 달리 신재생에너지원은 그 특성상 투자계획이 장기 미래에 대하여 수립될 수 없기 때문이다. 현재의 제2차 전력수급기본계획에 따르면 2010년 이후의 신재생에너지원의 신규 건설물량은 나타나고 있지 않다(단, 서부발전(주)가 2012년에 건설예정인 CCT 발전설비제외). 비록 전력수급기본계획이 사업자 중심의 계획이기는 하지만 전력수요와 신재생에너지원 등과 같은 공적인 자원에 대해서는 사업자계획이 없더라도 어느 정도 수준의 자원을 전력수급기본계획에서 반영하는 것이 필요하다. 이는 발전회사들에게 시장 정보 및 신호를 제공함과 동시에 전통적인 발전자원의 상대적 감소를 가져올 수 있기 때문이다.

신재생에너지원의 정책 추진을 여러 가지 관점에서 바라볼 수가 있지만 최우선적으로 고려되어야 할 점은 기술개발이다. 즉, 신재생에너지 관련 핵심기술의 국산화에 당분간은 모든 역량을 쏟아서 단기적으로는 해외기술의 진입 방지를 하고, 장기적으로는 세계시장에서의 시장 점유율을 높여야만 궁극적으로 신재생에너지원의 비중을 극대화할 수 있을 것이다.

이와 더불어 신재생에너지의 활성화를 가져오기 위해서는 다음과 같은 제도 및 환경의 개선이 필요하다.

첫째, 신재생에너지 관련 재원의 확보 및 통합화이다. 현재 신재생에너지원의 재원은 에너지특별회계 및 전력산업기반기금으로부터 충당되고 있지만, 신재생에너지원에 대한 지원의 비중은 상대적으로 낮고 기술개발 등이 이원화되어 있다. 따라서, 지원 비중을 높임과 동시에 기술개발 등을 일원화하여 보다 체계적으로 추진할 필요성이 있다.

둘째, 발전회사 및 판매회사(한전) 등을 대상으로 총발전량 및 총판매량의 일정 비율을 신재생에너지원으로 공급 및 판매하도록 의무화하는 RPS 제도 등을 도입할 필요성이 있다.

셋째, 전력시장에서의 구입전력단가를 현실적인 수준까지 높게 설정할 필요성이 있다. 현재의 구입전력단가는 대략 15년 정도의 자본회수를 기준으로 하고 있으므로 민간의 자본이 현실적으로 투하되기 힘들다. 따라서, 프로젝트 파이낸싱이 가능한 적정 자본회수 기간을 설정하여 이를 충족시킬 수 있는 수준까지 구입전력단가를 높혀 민간자본의 적극적인 투자를 유도하여야 할 것이다.

## 제 7 장 장기 전원구성 정책제안

### 1. 시나리오 설정의 전제 및 방법론

- 산업자원부의 제2차전력수급기본계획(안)의 적정성<sup>51)</sup> 여부 및 다른 대안들과의 체계적인 비교를 통한 적정 전원 구성안 도출한다.
- 산업자원부의 제2차전력수급기본계획(안)을 기준(안)으로 현재 사회적으로 이슈화되어 있는 원자력설비 신규건설설비(8기)의 일부 혹은 전체의 변화를 기준으로 시나리오를 구성, 평가하여 적정 전원구성안을 도출한다.
- 시나리오 설정 및 분석을 위한 입력전제의 하나인 수요예측값(연간 최대수요 및 연간 판매량)은 제2차 전력수급기본계획(안)에 주어진 값을 사용한다. 수요예측에 대한 검토논의는 현실적인 시간제약 및 미래불확실성에 대한 논의의 한계 등으로 본 연구에서는 모든 시나리오에서 동일한 값, 즉, 제2차 전력수급기본계획(안)의 값을 사용하기로 한다.
- 수요관리량에 대해서도 수요예측과 마찬가지로 제2차 장기전력수급기본계획(안)의 기본값을 모든 시나리오에서 사용하기로 함. 잠재량의 크기에 비해 기기 효율개선 프로그램이 미흡하나, 안정적으로 정부안을 그대로 수용한다.
- 전원구성의 다양한 영향을 체계적으로 분석할 수 있는 다기준 의사결정(Multi-criteria Decision Making, MCDM) 방법론을 도입하여, 다원적 차원에서 전원구성 방안들을 평가한다.

### 2. 시나리오의 설정

- 시나리오 1\_1(기준안) : 현재 정부의 장기전력수급계획(안)대로 신규원전 8기 모두 건설
- 1) 예비율 고정기준
- 시나리오 1\_2 : 신규원전 2기를 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력은 가스(LNG복합 및 소형열병합), 신재생에너지원으로 대체
  - 시나리오 1\_3 : 신규원전 4기를 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력은 가스(LNG복합 및 소형열병합), 신재생에너지원으로 대체
  - 시나리오 1\_4 : 신규원전 6기를 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력은 가스(LNG복합 및 소형열병합), 신재생에너지원으로 대체
  - 시나리오 1\_5 : 신규원전 8기를 모두 취소하고, 예비율을 감안해 부족한 전력은 가스(LNG복합 및 소형열병합), 신재생에너지원으로 대체

51) 이러한 적정성은 크게 2가지 측면이 있음. 하나는 자원 규모의 적정성과 다른 하나는 자원 구성, 즉, 소위말하는 자원믹스의 적정성이 있음. 본 연구에서는 자원 규모의 적정성은 논의에서 배제하기로 하고, 자원 믹스의 적정성에 초점을 맞추는 것으로 함. 이러한 이유는 아래에서 상세하게 언급되어 있음.

## 2) LOLP 고정기준

- 시나리오 2\_6 : 신규원전 2기를 취소하고, 가스(LNG복합 및 소형열병합), 신재생에너지원으로 대체
- 시나리오 2\_7 : 신규원전 4기를 취소하고, 가스(LNG복합 및 소형열병합), 신재생에너지원으로 대체
- 시나리오 2\_8 : 신규원전 6기를 취소하고, 가스(LNG복합 및 소형열병합), 신재생에너지원으로 대체
- 시나리오 2\_9 : 신규원전 8기를 모두 취소하고, 가스(LNG복합 및 소형열병합), 신재생에너지원으로 대체

결론적으로 총 9개의 시나리오를 기준으로 MCDM을 사용하여 최적의 대안을 도출하고, 이 안을 기준으로 최종 정책안을 제안한다.

### 3. 전원구성 정책평가기준 결정

장기전원 수급을 위한 정책을 결정하기 위해서는 정책평가기준, 시나리오 도출, 정책결정 분석방법 선정, 정책결정 절차를 개발하여야 한다. 이 중에서 먼저 정책에 대한 평가기준이 선정되어야 한다. 정책에 대한 평가기준을 선정하는 방법에는 전문가 회의, 설문 등의 방법이 있으나, 본 연구에서는 먼저 문헌 연구를 통한 세계 선진국의 사례를 조사한 후 사례에 나와 있는 평가기준에 대하여 전문가의 토의와 브레인스토밍 과정을 거친 후 전문가 집단의 설문답안을 통해 타당성을 확보하는 방법을 수행하고자 한다.

선진국에서의 장기전원 구성에 대한 사례를 분석하면, 이들이 전원구성을 위하여 사용한 ① 정책평가기준 ② 시나리오 ③ 정책결정 분석방법 ④ 정책결정 절차를 알 수 있으며 이를 벤치마킹하여 우리나라에 적합한 장기전원 계획을 수립하는 것이 합리적인 방법이다. 문헌에 나타난 선진국 사례를 분석하면 이들은 장기 전원 구성을 위하여 정책평가기준을 선정할 때 각 나라의 특성에 맞는 다양한 기준을 선정하고 있으며, 정책결정 분석을 할 때는 계량적인 방법을 이용한 것이 특징이다. 특히 영국, 미국, 캐나다, 그리스, 핀란드, 인도, 중국 등의 국가에서 다기준 의사결정(MCDM: Multi-Criteria Decision Making) 방법을 이용하여 장기전원 구성을 해결하였다. 이들이 의사결정을 수행하기 위하여 도출한 속성은(attribute) 매우 다양하며, 또한 설정한 시나리오도 그 나라의 특성과 환경에 적합하게 결정되었다. 먼저 세계 각국이 이용한 정책평가기준을 살펴보면 다음과 같다.

#### [영국]

공급 안전성, 경쟁력, 고용, 핵 폐기물, 비용, 온실 효과, 저에너지 가격, 균형, 보존, 다양성, 산성비, 방사능, 분산화, 자본 요구, 연결성, 통제된 고갈, 협동성, 생태학적 분열, 효율성, 수출 잠재력, 정보 자유도, 연료 빈곤성, 미래 부담, 거시적 관점, 건강

효과, 국제적 관점, 국제적 위치, 지역 계획, 장기적 관점, 산업 유지도, 시장 효율성, 국가 안전성, 비확산성, 정책 안정성, 이윤, 실제 가격, 공공 안전성, 작업자 안전성, 사회적 수용성, 테러 취약성

**[그리스]**

- ① 경제적 기준 : 미시 경제적 기준, 거시 경제적 기준(국가적, 지역적)
- ② 기술적 기준
- ③ 사회정치적 기준

**[핀란드]**

- ① 국가 경제 : 저비용 전기, 국제 무역, 자본
- ② 건강, 안전, 환경 : 자연 자원, 오염, 장기위험 사고
- ③ 정치적 요소 : 독립성, 집중화, 정치적 협조

**[캐나다]**

- ① 신뢰성
- ② 비용
- ③ 운영 유연성
- ④ 환경 영향성

**[인도]**

비용, 시스템 효율성, 석유 제품, 고용, 지역적 자원, 장기간 가용성, 목재연료 제품, 탄소 산화물, 황화 산화물, 질소 산화물, 편리성, 안전성

**[중국]**

- ① 에너지 절약 : 에너지 절약, 석탄 연료, 열 용량, 수소 용량, 전이성
- ② 경제적 성과 : 석탄 제품, 전기 제품, 부족, 병목, 비용, 투자

**[한국(폐열활용)]**

- ① 경제성 : 투자비 규모, 공급원가
- ② 기술성 : 신뢰도, 안전도, 기술성숙도, 보수용이성
- ③ 환경성 : CO<sub>2</sub> 배출량, SO<sub>x</sub> 배출량, NO<sub>x</sub> 배출량, TSP 배출량
- ④ 과급 효과 : 에너지 수급 기여도, 과학적 공헌도, 타산업 응용 가능성

**[한국(2차 발전설비 기준계획)]**

- ① 경제성: 총 비용
- ② 환경성: CO<sub>2</sub>
- ③ 연료수급 지수: 화석 연료량(TOE)
- ④ 신뢰도 지수: LOLP

본 연구에서는 우리나라의 장기전원 계획을 수립하기 위하여 먼저 선진국에서 이용한 속성을 우리나라 상황을 고려하여 필요에 따라 재구성하였다. 영국에서의 사례와 같이 많은 속성을 나열한 후 다시 그 중에서 일부를 추출하는 방법보다는 문헌연구를 통하여 얻어진 많은 정책평가기준을 전문가 토의를 거쳐 크게 그룹화한 후 각 그룹에 세부적인 평가기준을 나열하고 이에 대한 검증을 거쳐 재구성된 정책평가기준은 다음과 같다.

- ① 공급안정성 : 연료 수급 안정성, 건설 유연성, 부하 추종성, 설비 예비율(단기), 전원구성의 다양성
- ② 경제성 : 건설비, 운전유지비, 사회적비용, 할인율
- ③ 환경성 : SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, 방사성 폐기물, 분진
- ④ 사회적 수용성 : 주민 안전성, 근로자 안전성, 국가 안보성, 참여성
- ⑤ 분산성 : 시스템 효율성, 지역 제한성
- ⑥ 산업경제효과 : 기술 자립도, 해외 수출, 타 산업 영향, 고용, 유지보수기술

재구성되어진 속성의 타당성을 확보하기 위하여 대학, 에너지 관련 연구소, 정부기관, 시민단체 등의 기관의 에너지 정책관련 전문가에게 속성에 대한 정의와 함께 중요도에 대하여 설문지를 시행하였다. 총 6개의 속성에 대한 대분류와(1. 공급안정성, 2. 경제성, 3. 환경성, 4. 사회적 수용성, 5. 분산성, 6. 산업경제효과) 각 대분류 아래 3-5개 정도의 소분류의(총 25개의 소분류 속성) 속성을 정의한 후 이를 분석하여 설문지를 작성하였다. 설문은 7점 척도를(1점: 매우 중요하지 않음, 4점: 보통, 7점: 매우 중요함) 기준으로 각 속성에 대한 중요도의 의견을 질문하였으며, 보통인 4점을 기준으로 설정하여 보통 이상의 중요도를 가지는 속성에 대하여만 속성으로 선택하여 타당성을 확보하고자 하였다. 설문에 답하는 전문가들에게 명확한 의미를 전달하고자 각 속성에 대한 명확한 정의를 설문지에 제시하였다. 배포된 설문지는 부록에 첨부하였다.

전문가 70명에 대한 설문결과가 취합되었으며, 설문 결과 전문가 집단으로부터 25개의 소분류 속성과 6개의 대분류 속성이 장기전원 계획에 영향을 미치는 속성이라고(결정기준은 평균 4.0 이상) 전문가들이 답하였다. 빈도분석에 의하면 중요도 평가에서 “방사성폐기물” 속성이 5.81로 가장 높은 평가를 받았으며, “건설 유연성” 속성이 4.06으로 가장 낮은 평가를 받았다. 표 1은 설문 결과를 분석, 정리한 것이다. 향후 설문조사를 통하여 결정된 속성에 기초하여 도출될 시나리오를 비교, 분석할 것이다.

표 1의 내용을 보면 대학의 전문가는 설문 결과가 대부분이 전체 평균에 가까운 경향을 보이고 있다. 연료수급 안정성 속성에는 높은 관심을 보였으며, 건설 유연성과 참여성에 대한 속성에는 낮은 관심을 보였다. 연구소에 근무하는 전문가는 건설비와 운전 유지비에 비교적 높은 관심을 나타내었으나 분진과 고용의 속성은 비교적 낮은 관심을 보였다. 정부 기관에 종사하는 전문가는 전반적인 속성에 대하여 상대적으로 타 기관에 비하여 비교적 낮은 관심을 보였다. 특히 건설 유연성, 부하 추종성, 할인율, 근로자 안전성, 시스템 효율성, 기술 자립도, 타산업 영향, 유지보수기술 등의 속성에 대하여 비교적 낮은 관심을 보였다.

시민단체에 속한 전문가는 특이한 답변 양상을 보였는데 이는 시민단체의 활동과 영향이 있는 것으로 사료된다. 예를 들면 연료수급 안정성, 운전 유지비, 해외 수출 속성에 대해서는 부정적인 반응을 보였지만 건설 유연성, 부하 추종성, 전원 구성의 다양성, 사회적 비용, 방사성 폐기물, 분진, 주민 안전성, 근로자 안전성, 국가 안보성, 참여성, 시스템 효율성, 지역 제한성 등에는 타 기관의 전문가와 비교할 때 높은 관심

을 보였다. 이는 공급 안정성과 사회적 수용성을 중요시하는 시각을 보여준다. 성과 특이한 점은 환경성 속성에 대하여는 비교적 각 기관의 전문가 사이에 이견이 없었다.

<표 7-1> 정책평가기준에 대한 설문 결과

정책평가기준 설문결과	대학 평균	대학 S.D.	연구소 평균	연구소 S.D.	정부기 관평균	정부기 관S.D.	시민 단체 평균	시민단 체S.D.	기타 평균	기타 S.D.	전체 평균	전체 S.D.	
공급 안정성	연료수급 안정성	5.91	1.29	5.70	1.27	5.24	1.11	4.75	1.48	5.5	0.5	5.57	1.32
	건설 유연성	3.94	1.23	4.40	0.92	3.65	0.84	5.00	1.41	4	1	4.06	1.19
	부하 추종성	4.45	0.89	4.40	1.02	4.24	0.64	5.75	0.66	4	0	4.53	0.94
	설비에비율 (단기)	5.03	1.29	5.40	0.66	5.18	1.42	5.38	0.99	6.5	0.5	5.20	1.24
	전원구성의 다양성	5.12	1.09	4.80	0.87	5.12	1.49	6.38	0.70	5	1	5.21	1.22
경제성	건설비	4.97	0.94	6.20	0.98	4.17	0.96	5.25	1.56	6	1	5.14	1.15
	운전유지비	5.36	1.01	5.80	1.08	4.82	1.25	4.75	1.09	5.5	0.5	5.23	1.14
	사회적비용	5.97	1.27	5.70	1.42	5.00	1.46	6.38	0.99	4.5	0.5	5.70	1.39
	할인율	4.79	1.17	4.90	1.22	4.29	0.89	4.75	0.97	5	0	4.69	1.10
환경성	SO <sub>x</sub>	5.30	1.24	5.30	0.90	5.18	1.20	5.50	1.00	5	0	5.29	1.15
	NO <sub>x</sub>	5.21	1.07	5.10	0.83	5.65	1.03	5.50	0.87	4.5	0.5	5.31	1.02
	CO <sub>2</sub>	5.12	1.32	5.70	0.90	4.82	1.34	5.88	0.93	6	1	5.24	1.28
	방사성폐기물	5.91	1.62	6.00	1.41	5.24	1.80	6.63	0.48	6	0	5.84	1.58
	분진	4.91	1.33	4.50	1.12	4.76	0.81	5.50	0.87	3.5	0.5	4.84	1.18
사회적 수용성	주민 안전성	5.88	1.39	5.10	1.37	5.53	1.29	6.75	0.43	7	0	5.81	1.36
	근로자안전성	5.30	1.51	5.00	1.48	4.29	1.18	6.38	0.86	5.5	0.5	5.14	1.48
	국가 안보성	4.70	1.24	5.00	1.26	5.06	1.30	6.25	1.09	6	0	5.04	1.32
	참여성	4.36	1.45	4.40	1.62	5.06	1.11	6.13	1.05	3.5	0.5	4.71	1.47
분산성	시스템효율성	5.18	1.34	5.10	1.04	4.59	0.97	5.63	0.99	6	1	5.10	1.22
	지역 제한성	4.94	1.15	4.90	0.83	5.12	1.18	6.00	0.71	5.5	0.5	5.11	1.12
산업 경제 효과	기술 자립도	5.12	1.15	5.40	0.92	4.82	0.71	5.13	1.05	5.5	1.5	5.10	1.04
	해외 수출	4.64	1.27	4.80	1.54	4.65	0.90	3.75	1.71	3.5	0.5	4.53	1.33
	타 산업영향	4.73	1.26	4.60	1.36	4.47	0.98	5.25	0.97	5	1	4.71	1.20
	고용	4.52	1.37	4.10	1.04	4.82	0.86	5.00	1.00	4	1	4.57	1.20
	유지보수기술	4.85	1.28	4.60	1.28	4.41	0.91	5.13	1.05	3.5	0.5	4.70	1.20
합계	33부		10부		17부		8부		2부		70부		

#### 4. 전원구성 정책평가 방법

정책평가기준이 결정된 후 본 연구의 분석 방법에 대한 절차는 다음과 같다. 5개의 시나리오에 대한 각 속성을 기준으로 평가하는 방법으로 장기전원 구성계획을 위한 다기준 의사결정방법을 이용한다. 필요한 입력 자료는 계산과 설문을 통하여 얻어지며, 입력 자료에 대한 수집 후 몇 개의 다기준 의사결정 모델을 선별하며, 각 속성간 가중치를 도출한 후 시나리오별 우선 순위를 결정하여 우리 나라 장기전원 구성에 대한 계획을 결정하고자 한다. 먼저 본 연구에서 사용될 다기준 의사결정에 대한 방법은 다음과 같다.

다기준 의사결정은 다 수의 상충하는 기준이 존재할 때의 상황에서의 의사결정을 의미한다. 다기준 의사결정은 개인의 의사결정, 정부의 정책결정에 자주 이용되는데, 본 연구에서 구한 6가지의 대분류 속성과 25개의 소분류 속성이 모두 기준이 되어 전원구성에 대한 의사결정을 하는 것이 하나의 예가 될 수 있다. 다기준 의사결정 문제에서는 어떻게 의사 결정자가 서로 상충되는 기준들을 조화롭게 절충하느냐가 중요하다. 예를 들면, 공급 안정성도 좋으면서 경제성도 있는 시나리오를 추구하는 것이 이상적이거나 이는 기준이 서로 상충하기 때문에 현실적으로 불가능하다. 이와 같이 상충하는 기준들간의 절충이 다기준 의사결정의 핵심이다. 따라서 복잡한 다기준 의사결정 문제에서 최적의 의사결정을 내리기 위해서는 여러 가지 분석이 필요하며 다음과 같이 다기준 의사결정 (MCDM)은 다목적 의사결정 (Multi-objective Decision Making: MODM)과 다요소 의사 결정(Multi-attribute Decision Making : MADM)으로 분류된다.

MADM과 MODM의 특성을 간단하게 비교해 보면, MODM은 주어진 제약식들을 만족하는 대안들 중에서 최적화하고자하는 목적들을 가장 만족하는 대안을 찾는 것으로 최적 대안을 찾는 접근 방법이다. 그러나 MADM은 대안들 중에서 몇 개의 요소들을 종합적으로 고려하여 하나의 대안이나 선호도가 같은 몇 개의 대안을 선택 하는 접근 방법이다. 본 연구에서는 다요소 의사결정 방법을 사용한다. <표 7-2>는 MODM과 MADM의 특성을 비교한 표이다.

<표 7-2> MODM과 MADM의 특징

	MADM	MODM
기준	요소	목적
제약식	비활동적(요소에 내포)	활동적
대안	유한개	무한개
용도	선택 / 평가	설계

다요소 의사결정에서 대안은 정량적(quantitative)인 요소와 정성적(qualitative)인 요소에 의해 평가되어진다. 예를 들면 사회적 수용성은 정성적인 요소이다. 정량적인

요소와 정성적인 요소, 두 종류의 요소들에 의해 평가되는 대안을 비교하는 것과 각 요소의 평가 단위가 서로 다를 때 어떻게 처리하기 위해서는 서로 다른 측정단위를 갖는 요소 평가치의 표준화(normalization)이 필요하다.

정량적인 자료를 측정하기 위하여 이용되는 척도는 서수척도, 구간척도, 비율척도가 있다. 서수척도는 단순히 평가 대상의 순서만 표시하고 서열간의 상대적인 차이는 나타내지 않는다. 구간척도는 평가치를 나타내기 위한 균등한 구간들을 설정하고 임의의 원점으로부터 차이나 거리가 평가치를 나타낸다. 비율척도는 구간척도와 비슷하나 원점이 미리 정해져 있다.

정성적인 요소를 비율척도로 평가한다는 것은 거의 불가능하므로 대부분의 다요소 의사 결정 방법에서는 서수척도나 구간척도를 이용한다. 본 연구에서는 구간 척도가 사용되어지므로 구간 변환 과정을 중심으로 활용한다. 과정에 대한 설명은 부록에 첨부한다.

## 5. 전원구성 시나리오 평가

부처간 협의와 최종분석을 통해 추가로 제출할 것임.

## 6. 전원구성 정책제안

## <참고문헌>

- 김종달, 2004, 「원자력발전 정책의 비판적 고찰」, 한국환경정책학회, 『환경정책』, 제12권 제1호, 183-206.
- 김종달, 2000a, 「에너지체제 전환정책」, 김상중·임강원 외 『새천년의 환경과 국토: 공생과 균형의 패러다임』, 나남출판사, 145-182.
- 김종달, 2000b, 「에너지전환정책을 통한 CO2 저감 전략」, 국회환경경제연구회·환경연합 에너지대안센터, 『경제위기와 기후변화 극복을 위한 에너지신경제 구축전략』, 29-64.
- 김종달, 1998, 「에너지 전환의 정치경제」, 한국환경정책학회, 『환경정책』, 제6권 제2호, 42-55.
- 남궁윤, 2004, 「소형열병합용 천연가스수요동향 및 시장변화예상」, 『계간 가스산업』, 제3권 제1호.
- 노동석, 2000, 『국내 원자력발전소 폐로에 따른 정비방안 연구』, 에너지경제연구원.
- 대한민국정부, 2002, 『제2차 국가에너지기본계획 2002-2011』, 대한민국정부.
- 박재묵 외, 2004, 『우리 눈으로 보는 환경사회학』, 창비.
- 박창원, 2003, 『가스산업구조개편의 경제적 영향분석』, 에너지경제연구원.
- 박화춘, 2004, 「소형열병합발전 국내외 기술개발 동향 및 추진방향」, 소형열병합발전 보급활성화 Work-shop 자료.
- 백광현, 2004, 「바람직한 전력정책 방향」, 『원자력 중심의 전력정책, 어떻게 할 것인가』, 국민대학교, 13-36.
- 산업자원부, 2004a, 「지속가능한 발전위원회 에너지산업전문위원회 “지속가능한 에너지정책방향” 검토의견」(2004년 4월).
- 산업자원부·에너지관리공단, 2004b, 「소형열병합발전 보급활성화 기본방향」, 소형열병합발전 보급활성화 Work-shop 자료.
- 산업자원부, 2004c, 『제2차 전력수급기본계획(안) :2004-2017』(2004년 12월).
- 산업자원부, 2004d, 『2003 산업자원백서』, 산업자원부.
- 산업자원부 자원정책실, 2004e, 『자원·에너지 주요통계』, 산업자원부 홈페이지.
- 산업자원부, 2003, 『제2차 신재생에너지 기술 개발 및 이용·보급 기본계획』.
- 산업자원부, 2002, 『제1차 전력수급기본계획 :2002-2015』.
- 산업자원부·에너지경제연구원, 2003, 『지역에너지통계연보』.
- 산업자원부·에너지경제연구원, 2002, 『제2차 국가에너지기본계획』.
- 산업자원부·에너지경제연구원, 2002, 『2010 에너지정책방향과 발전전략』.
- 산업자원부·에너지경제연구원, 2001, 『21세기 에너지부문의 여건변화 및 중장기 정책연구』.

- 산업자원부·한국전력공사, 2000, 『제 5차 장기전력수급계획』.
- 산업자원부·한국전력공사, 1998, 『제 4차 장기전력수급계획』.
- 송광의, 1999, 『전기요금체제의 개선방안에 관한 연구』, 에너지경제연구원.
- 안진회계법인, 2004, 「자가소비용 LNG 직도입이 가스산업에 미치는 영향분석 및 정책제언」, 한국가스공사 용역보고서.
- 에너지경제연구원, 2001, 『원자력발전 경쟁력분석 연구(최종보고서)』, 2001.8. 한국수력원자력(주) 경영기획처.
- 에너지관리공단 수요관리처, 2003, 「소형가스열병합발전 시스템」, 에너지관리공단 홈페이지.
- 에너지관리공단, 2004, <http://www.kemco.or.kr/>
- 이건재, 황일순, 황주호, 강정민, 이창민, 이재민, 박병기, 황기하, 김성일, 이상철, 신상화, 배진형, 2003, 「사용후연료 중장기 저장관리방안 검토에 관한 연구」, 한국수력원자력(주), 제16대 국회 산업자원위원회 정기국정감사 제출 문서.
- 이영구, 2003, 『해외 LNG시장 여건변화에 따른 도입경쟁력 확보방안연구』, 에너지경제연구원.
- 이창호, 2003, 「중장기전력수급 전망 및 대책」, 2003. 6.
- 조영탁, 2004, 「생태경제학의 방법론과 비전」, 『사회경제평론』, 제22호, 한울.
- 조영탁, 2004, 「에너지체제의 전환문제와 천연가스산업」, 『21세기 한국의 가스산업 구조개편에 대한 바람직한 정책대안연구』, 전국교수공공부문연구회·한국가스공사 노동조합(2004년 9월).
- 조영탁, 2003, 「생태경제학 산책: 방법론, 비전, 지속가능성」, 한국사회경제학회 2003년 겨울학술대회 발표문.
- 조영탁, 2002a, 「생태경제학: 비전의 모색과 그 의미」, 『사회경제평론』, 제18호, 한울.
- 조영탁, 2002b, 「환경거시경제이론의 소개와 그 평가」, 『한밭대학교 논문집』, 제19권.
- 조영탁, 1997, 「제도주의 환경이론의 소개와 검토: 신고전과 환경이론과 비교를 중심으로」, 『대전산업대학교 논문집』, 제14권.
- 존번·왕영두·김종달·이희성·김정욱, 2004, 『에너지혁명』, 매일경제신문사.
- 참여연대, 2004, 『원자력 중심의 전력정책, 어떻게 할 것인가』, 국민대학교.
- 한국가스공사, 2004a, 「세계 LNG시장 동향과 전망」(2004년 11월 지속위 제출료).
- 한국가스공사, 2004b, 「소형열병합발전 및 가스냉방 답변자료」(2004년 11월 지속위 제출자료).
- 한국가스공사, 2004c, 『가스산업 및 한국가스공사 개요』, 한국가스공사.
- 한국가스공사, 2000, 『환경문제를 고려한 천연가스의 경제성 평가 및 보급활성화방안연구』, 한국가스공사.

- 한국가스공사 구조개편실, 2002, 『가스산업구조개편 관련자료집 I/II』, 한국가스공사.
- 한국수력원자력, 2004, 「지속가능발전위원회 요청자료 검토」(2004년 11월 지속위 제출자료).
- 한국전력거래소, 2003, 『2003년 발전설비 현황』 .
- 한국전력거래소 전력계획처, 2004a, 「제6차 발전설비계획 실무소위원회 회의자료」(2004년 7월).
- 한국전력거래소 전력계획팀, 2004b, 「바람직한 전력정책 방향」(2004년 10월).
- 한국전력공사, 2004, <http://www.kepco.co.kr/>.
- 한국환경정책평가연구원, 2004, 『수요관리에 기반한 지속가능한 에너지정책연구』, 환경부.
- 홍장표, 2004, 「가스산업 구조개편의 문제점과 수급안정화방안」, 『21세기 한국의 가스산업구조개편에 대한 바람직한 정책대안연구』, 전국교수공공부문연구회·한국가스공사 노동조합(2004년 9월).
- Alvarez, R, Beyea, J., Janberg, K., Kang, J., Lyman, E., Macfarlane, A., Thompson, G. & Hippel, F., 2003, "Reducing the Hazards from Stored Spent Fuel Power-reactor Fuel in the United States", *Science & Global Security*, vol. 11, No.1, 11: 1-51.
- Bernardo, J.J & J. M. Blim, 1977, "A Programming Model of Consumer Choice among Multi-Attributed Brands," *J. of Consumer Research*, Vol. 4, NO. 2, 111-118.
- BP, 2004, *Statistical Review of World Energy*, June 2004.
- Byrne, John, et al., 1996, "Evaluating the economics of photovoltaics in a demand-side management role," *Energy Policy*, Vol.24, No.2, 77-185.
- Carros. P and S. Papahhanassiou and JE. Samoulidis., 1988, "Multicriteria Analysis of Energy Supply Decisions in an Uncertain Future," *OMEGA International Journal of Management Science*, Vol. 16, No.2, 107-115.
- Choi, H., Ko, W., & Yang M., Korea Atomic Energy Research Institute, 2001, "Evaluation of DUPIC Fuel Cycle Cost Based on Conceptual Design Studies," *ICONE-9*, France.
- Chu, A. T., R. E. Kalaba, & K. Spingarn, 1979, " A Comparison of two Methods for Determining the Weights of Belonging to fuzzy sets", *J. of Opt. Theory and Appl.* , Vol. 27, NO. 4, 531-538.
- East-West Center, 2004, "Background Paper for the APEC Workshop on LNG Best Practices : An Overview of APEC LNG Markets and Their Evolving Contract Structure" .

- EIA/DOE, 2004, *Annual Energy Outlook 2004*, Jan. 2004.
- Elliott, David, 1997, *Energy, Society and Environment*, New York, NY: Routledge.
- ExxonMobil, 2004, "Global Gas Deregulation : An ExxonMobil Gas Marketing Perspective." 2004. 8.
- Fukuda, K., Danker, W., Lee, J.S., Bonne, A., and Crijns, M.J., 2003, "IAEA Overview of global spent fuel storage," IAEA-CN-102/60, Department of Nuclear Energy, IAEA, Vienna, Austria.
- Georgopoulou, E., D.Lalas, L. Papagiannakis., 1997, "A Multicriteria Decision Aid approach for energy planning problems; The case of renewable energy option," *European Journal of Operational Research*, Vol. 103. 38-54.
- Her Majesty's Government(HMG), 1995, "The Prospects for Nuclear Power in the UK: Conclusions of the Government's Nuclear Review," May, Cm2860, HMSO, United Kingdom.
- Hwang, C. L. & K. S. Yoon, 1981, *Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems ( Multiple Attribute Decision Making )*, Springer - Verlag Berlin Heidelberg N. Y.
- IEA, 2002, *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand* (한국가스공사 구조 개편실 역, 『천연가스 수요와 공급의 유연성』).
- International Energy Agency(OECD), 2001, *Nuclear Power in OECD*, Paris.
- JISEEF, 2000, *Toward a Sustainable Energy and Environmental Strategy For South Korea*.
- Jones, M., C. Hope, and R. Hughes, 1990, "A Multiattribute Value Model for the Study of UK Energy Policy," *Journal of the Operational Research Society*, Vol. 41(10), 919-929.
- Kenney, R. & H. Raiffa, 1976, *Decisions with Multiple objectives*, Wiley, New York.
- Korea Advanced Energy Research Institute, 1984, "Republic of Korea/United States Joint Study on Spent Fuel Management(KAERI/RR-411-1/83)," February 1984, Seoul.
- Kornbluth, J. S. H., 1977, " A procedure for Multiple Objectives", in *Multiple Criteria Problem Solving Proceedings*, Buffalo, N. Y. ( U. S. A. ).
- Kraft, M. E., 2000, "Policy Design and the Acceptability of Environmental Risks: Nuclear Waste Disposal in Canada and the United States," *Policy Studies Journal*. volume: 28. Issue:1. March 22.

- Lovins, Amory B., 1977, *Soft Energy Paths: Toward a durable Peace*, New York, NY: Harper Colophon Books.
- Mackerron, G., 1996/1997, "Nuclear Power Under Review", in J Srrey ed., *The British Electricity Experiment: Privatisation – The Record, The Issues, The Lessons*, 155–153. London: Earthscan Publications Ltd, 1996, reprinted 1997.
- Mackerron, G., 1991, "Decommissioning costs and British Nuclear Policy," *The Energy Journal*. vol. 12, 13–28.
- Mackerron, G. & Sadnicki, M., 2001, "Sustainability and Nuclear Liabilities", *The International Energy Experience*, 327–343, London: Earthscan Publication Ltd.
- Melosi, Martin, 1992, "Energy Transition in the nineteenth century economy," George Daniels and Mark Rose(eds.), *Energy and Transport: Historical Perspectives on Policy Issues*, Beverly Hills, Calif.: Sage Publications.
- Nuclear Energy Agency and International Atomic Energy Agency, 2002, *Uranium 2001: Resources, Production, and Demand*, Paris, France.
- Pekelman, D. and S. K. Sen, 1974, "Mathematical Programming Models for the Determination of Attribute Weights," *Mgt. Sci.*, Vol. 20, 1217–1229.
- Raimo, P.H., 1988, "Computer Assisted Energy Policy Analysis in the Parliament of Finland," *Interfaces*, Vol. 18, July–August, 12–23.
- Ramanathan. R and L.S.. Ganesh., 1995, "Energy Resource Allocation Incorporating Qualitative and Quantitative Criteria: An Integrated Model Using Goal Programming and AHP," *Socio–Economic Planning Science*, Vol. 29, No. 3, 197–218.
- Roy, B., 1973, "How outranking relation helps multiple criteria decision making", in *Selected proceedings of a Seminar on Multi–Criteria Decision making*, The University of South Carolina Press, Columbia, 179–201.
- Roy, B. and J. C. Hugonnard, 1982, "Ranking of Suburban Line Extension Projects on the Paris Metro System by a Multicriteria method," *Transp. Res. A*, Vol. 16A, NO. 4, 301–312.
- Satty, T. L., 1980, *The Analytic Hierarchy Process*, McGraw – Hill.
- Satty, T. L., 1977, "A Scaling Method for priorities in Hierarchical Structures," *J. of Mathematical Psychology*, Vol. 15, No. 3, 234–281.

- Shannon, C. E. & W. Weaver, 1947, "The Mathematical Theory of Communication", The Univ. of Illinois Press.
- Smeloff, Ed and Peter Asmus, 1997, *Reinventing Electric Utilities*, Washington, D.C.: Island Press.
- Solymosi, T. & T. Dombi, 1986, "A method for determining the weights of criteria : the centralized weights," *European J. of Operations Research*, Vol. 26, 35–41.
- Srinivasan V. & A. D. Shocker, 1973, "Linear Programming Techniques for Multi-dimensional Analysis of Preferences," *Psychometrika*, Vol. 38, No. 3, 337–369.
- Staschus, k., et al., 1991, "A multi-attribute evaluation framework for electric resource acquisition in California," *Electrical Power & Energy Systems*, Vol.13, No. 2, 73–80.
- The Economist, 2000, "The Electric revolution," August 5th, 17–18.
- The Economist, 2000, "The Dawn of Micropower," August 5th, 77–81.
- The Energy Review, 2002, "A Performance and Innovation Unit Report," <http://www.number-10.gov.uk/su/energy/20.html#gen16>
- UNFCCC, 2001, "Review of the Implementation of Commitments and of Other Provisions of the Convention, 8:21–22, 31–33," Bonn, July 24, 2001.
- Vincke, P.(1986), "Analysis of Multicriteria decision aids in Europe," *European J. of Operations Research*, Vol. 25, 160–168.
- Xie Zhijun and Michael Kuby., 1997, "Supply-side-demand-side optimization and cost-environment tradeoffs for China' coal and electricity system," *Energy Policy*, Vol. 25, No. 2, 313–326.
- Yoon, K. S., 1980, "Systems Selection by Multiple Attribute Decision Making," Ph. D. Dissertation, Kansas Univ.

## <첨부 1> 다요소 의사결정방법(구간척도를 위한 구간 변환과정)

### 1. 정성적 요소의 정량화

정성적인 요소를 구간척도로 변환하는 가장 보편적인 방법은 양극법(bipolar method)이다. 설문지의 예를 들면 7개의 점을 갖는 척도를 구성한 후 7번째 점을 실제적으로 얻을 수 있는 최대값으로, 첫 번째 점을 최소값으로 표시한다. 중간점은(4 번째 점) 변환의 기준이 되어 이를 중심으로 바람직한 값과 바람직하지 못한 값에 기준을 지정하게 된다.

### 2. 표준화

요소 값의 표준화는 서로 다른 측정 단위를 갖는 요소 값간의 비교를 위하여 필요하며, 다른 요소들의 평가치를 비교할 필요가 있는 방법에서 표준화를 수행한다. 요소 값을 표준화하는 방법에는 벡터 표준화(vector normalization)가 있으며, 이 방법은 각 열 벡터(column vector)를 자신의 norm으로 나눔으로써 얻어진다. 즉, 표준화된 의사결정 행렬의 원소  $r_{ij}$ 는 아래와 같다.

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}}$$

표준화된 의사 결정 행렬에서 모든 열 벡터는 크기가 1이 되며, 모든 요소가 무차원 단위(non-dimensional unit)로 표현됨으로써 요소간의 비교를 가능하게 하나 크기를 가지는 측정 단위를 제공하지 못한다.

선형 변환(linear scale transformation)은 각 요소별로 요소 값을 해당 요소의 요소 값 중 최대치로 나누는 것이다. 요소 값이 높을수록 높은 선호도를 갖는 요소에서(이익 요소)  $x_{ij}^* = \max x_{ij}$ 라 할 때, 변환된 요소치는  $r_{ij} = \frac{x_{ij}}{x_{ij}^*}$ 이다 ( $0 \leq r_{ij} \leq 1$ ). 그러나, 요소 값이 높을수록 낮은 선호도를 갖는 요소에서는(비용 요소)  $r_{ij} = 1 - \frac{x_{ij}}{x_{ij}^*}$ 가 된다. 만약 이윤요소와 비용요소가 같이 존재하는 의사결정 행렬에서는 다음과 같이 변환하면 된다.

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\max_i x_{ij}} \quad \text{where, } 0 \leq r_{ij} \leq 1 \quad (\text{이익요소})$$

$$r_{ij} = 1 - \frac{x_{ij}}{\max_i x_{ij}} \quad \text{where, } 0 \leq r_{ij} \leq 1 \quad (\text{비용요소})$$

각 요소 값에 대한 표준화를 수행한 후에는 각 요소별 가중치를 산출할 수 있다. 다 기준 의사결정 문제를 해결하기 위해서는 요소의 상대적 중요도에 관한 정보를 필요로 한다. 각 요소의 상대적 중요도는 일반적으로 합이 1인 가중치(weight)들로 나타나며, n개의 요소가 있는 경우에는 다음과 같이 벡터 형태로 표현될 수 있다.

$$W^T = (w_1, w_2, w_3, \dots, w_n) \text{ where, } w_i \geq 0 \text{ and } \sum_{i=1}^n w_i = 1$$

### 3. 가중치 계산법

가중치를 산출하는 여러 가지 방법 중 고유벡터(eigenvector) 방법과 엔트로피법 두 가지는 다음과 같다.

#### (1) 고유벡터 방법

의사 결정자에게 쌍대 비교(pairwise comparison)를 통해서 두 요소 사이의 상대적 중요도를( $a_{ij} = W_i/W_j$ ) 알아내는 절차를 수행하게 되는데, 요소의 수가 n이라면 비교횟수는  $nC_2 = n(n-1)/2$ 이다. Satty(1980)는 이러한 쌍대 비교 행렬로부터 고유 벡터를 이용하여 요소들의 중요도를 산출하였으며, 일반적으로 쌍대 비교 행렬 A는 다음과 같이 나타낸다.

$$\begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} w_1/w_1 & w_1/w_2 & \dots & w_1/w_n \\ w_2/w_1 & w_2/w_2 & \dots & w_2/w_n \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ w_n/w_1 & w_n/w_2 & \dots & w_n/w_n \end{pmatrix}$$

위 행렬에서 알 수 있듯이 쌍대 비교 행렬 A는  $a_{ij} = 1/a_{ji}$ , and  $a_{ij} = a_{ik} \cdot a_{kj}$  성질을 갖는 행렬이다. 가중치 벡터를  $W = (w_1, w_2, \dots, w_n)^T$ 라 하면  $AW = nW$ ,  $\rightarrow (A - nI)W = 0$  가 성립하며 일치성(consistency)이 만족되는 경우만 trivial solution을 가진다. 그러나, 일반적으로 쌍대 비교치  $a_{ij}$ 는 의사 결정자가 주관적으로 부여하기 때문에 불일치성이 존재한다. A'를 의사 결정자가 부여한 쌍대 비교 행렬(pairwise comparison matrix)이라면 요소들의 가중치 벡터 W는  $A'W = \lambda_{max} W$ 의 식을 만족하게 되며 이 때  $\lambda_{max}$ 는 고유값 중 가장 큰 값을 의미한다.

#### (2) 엔트로피 방법

의사 결정 행렬이 주어져 있을 때에는 엔트로피법이 가중치를 구하기 위해서 많이 사용되어 지는데, 엔트로피는 이산 확률 분포  $p_i$ 로 나타내어지는 불확실성의 양에 대한 척도가 되며, 된다. Shannon에 의해 소개된 불확실성에 대한 척도는

$S(p_{1,r}, \dots, p_n) = -k \sum_{j=1}^{n_r} p_j \log p_j$  where,  $k \geq 0$  가 된다.  $m$ 개의 대안과  $n$ 개의

요소(기준)를 갖는 의사 결정 행렬  $D$ 가 주어졌을 때, 대안  $I$ 의 요소  $j$ 에 대한 평가치  $p_{ij}$ 는 모든  $i, j$ 에 대해 다음과 같이 정의된다.

$$P_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sum_{i=1}^{m_r} x_{ij}}$$

또한 요소  $j$ 에서 평가치에 대한 엔트로피  $E_j$ 는 모든  $j$ 에 대해

$E_j = -k \sum_{i=1}^{m_r} P_{ij} \log P_{ij}$ , where  $k = 1/\log m$  and  $0 \leq E_j \leq 1$  로 정의된다. 이

때, 요소  $j$ 에서의 평가에 의해 제공되는 정보의 다양함의 정도(degree of diversification)  $d_j$ 는 모든  $j$ 에 대해  $d_j = 1 - E_j$  로 정의된다. 만약 의사 결정자가 미리 주관적인 가중치  $s_j$ 를 가지고 있다면 구하고자 하는 가중치  $W_j^*$ 는 모든  $j$ 에 대해

$$W_j^* = \frac{s_j w_j}{\sum_{i=1}^{n_r} s_i w_i} \quad \text{단, } w_j = \frac{d_j}{\sum_{i=1}^{n_r} d_i} \quad j \text{ 이다.}$$

#### 4. 다요소 의사결정 방법

다요소 의사 결정 문제를 해결하는 방법은 요소에 관한 정보의 처리 과정에 따라 무보정 모형(noncompensatory model)과 보정 모형(compensatory model)으로 분류될 수 있다. 무보정 모형은 상쇄 효과(trade off)를 허용하지 않으며, 한 요소에서의 요소 값의 감소가 다른 요소에서의 요소 값의 증가로 인해서 상쇄될 수 없다는 것이다. 즉, 각 요소는 독립적으로 작용하기 때문에 같은 요소의 평가 값들끼리만 비교가 가능한 것이다. 이 경우에 속하는 방법에는 최대 최소법(maximin), 최대 최대법(maximax), conjunctive method, disjunctive method, Lexicographic method 등이 있다.

보정 모형은 무보정 모형과 달리 요소간의 상쇄 효과를 허용한다. 한 요소에서의 요소 값의 증가(감소)는 다른 요소의 요소 값이 감소(증가)함으로써 상쇄될 수 있다. 보정 모형에 해당하는 방법들로는 단순 가중치법, AHP 방법 등이 있다.

(1) Conjunctive Method

Conjunctive 방법에서는 어떤 대안이 선택될 수 있기 위해서는 모든 요소에서 주어진 기준치를 넘어야 된다. 즉, 모든 요소에서 기준치를 초과하는 대안들만이 선택의 대상이 된다. 이 방법에서는 의사 결정자가 각 요소에 대해 받아들일 수 있는 최소 요소 값을 제시하여야 한다. 일반적으로 의사 결정자가 최소 요소 값을 점점 증가시키면서 하나의 대안을 선택하거나 다른 방법을 사용하기 위해 몇 개의 대안만을 선별할 수 있다.  $z_j^0$ 와  $z_k^0$ 를 j요소와 k요소에 대한 각각의 기준치라 할 때 모든 이익 요소 j와 모든 비용 요소 k에 대해서 다음의 식이 만족되면 대안  $A_i$ 는 만족스런(선택될 수 있는) 대안이 된다. 따라서 conjunctive 방법은 대안의 선택보다는 선별에 적합한 방법이다.

이익 요소:  $x_{ij} \geq x_{j_r}^0 \quad j$  where,  $x_{j_r}^0$  denotes threshold value

비용 요소:  $x_{ik} \leq x_{k_r}^0 \quad k$  where,  $x_{k_r}^0$  denotes threshold value

(2) Disjunctive Method

Disjunctive 방법은 각 대안은 가장 좋은 요소치를 갖는 요소에 의해서만 평가된다. 이익 요소 j와 비용 k에서의 기준치를  $z_j^0$ ,  $z_k^0$ 라 할 때, 어떤 한 개의 이익 요소 j에 대해서라도  $z_{ij} \geq z_j^0$ 를 만족하거나 임의의 비용 요소 k에 대해서  $z_{ik} \leq z_k^0$ 를 만족하면 대안  $A_i$ 는 선택 가능한 대안이 된다. conjunctive 방법은 모든 요소에서 최소한의 만족에 필요한 평가를 받은 대안들을 선별해 내는 반면에 disjunctive 방법은 한 요소에서라도 만족할 만한 높은 평가를 받은 대안들을 선별한다.

(3) Lexicographic Method

의사 결정 상황에 따라서는 한 요소가 특별히 중요할 수 있다. 예를 들어서, 의사 결정자가 경제성을 가장 중요하게 생각한다면 우선 비용에 의해서 대안들을 비교하게 될 것이다. 이와 같은 상황에서는 먼저 가장 중요한 요소에 대한 평가치를 비교하여 가장 좋은 대안을 선택하게 되면 만약 가장 좋은 대안이 복수이면 그 다음 중요한 요소에 대한 사회적 수용성의 평가치를 비교하여 하나의 대안이 선택되거나, 모든 요소가 고려되었을 때까지 이 과정을 반복한다. 따라서, 이 방법은 의사 결정자가 요소의 중요도 순서를 제시하여야 한다. 요소들을 중요한 순서로  $X_1, X_2, \dots$ 와 같이 표시하면 가장 중요한 요소  $X_1, X_2, \dots$ 에 의해 선택될 대안(들)은 다음과 같다.

$$A^1_r = \{A_i \mid \max_{i_r} \tilde{x}_{i1}\} \sim i,$$

$$A^2_r = \{A_i \mid \max_{i_r} \tilde{x}_{i2}\} \sim i, \dots\dots\dots$$

$$A^n_r = \{A_i \mid \max_{i_r} \tilde{x}_{in}\} \sim i,$$

(4) 단순 가중치법(simple additive weighting method : SAW)

단순 가중치법(SAW)은 가장 널리 사용되고 있는 MADM기법이다. SAW법에서는 의사 결정자가 각 요소의 상대적 중요도를 나타내는 가중치를 제시하여야 하며 요소 값간의 비교가 가능해야 사용할 수 있으므로, 요소 변환과 요소 값을 표준화하여야 한다. 각 대안에 대한 총 점수는 각 요소의 표준화된 요소 값에 요소의 가중치를 곱해 모든 요소에 대한 합을 구하면 된다. 이렇게 각 대안에 대한 총점수가 구해지면 의사 결정자는 큰 점수를 갖는 대안을 선택하면 된다. 의사 결정자가 각 요소의 가중치를  $W = (w_1, \dots, w_n)$ 으로 주었다고 했을 때 가장 선호도가 높은 대안  $A^*$ 은 다음과 같다.

$$A^* = \{A_i \mid \max_i (\sum_{j=1}^{n_r} w_j x_{ij}) / \sum_{j=1}^{n_r} w_j\} \text{ where, } \sum_{j=1}^{n_r} w_j = 1$$

(5) 계층 분석 과정(Analytic Hierarchy Process: AHP)

계층 분석 과정은 MADM 문제에서 요소들 사이에 형성된 계층 구조를 이용하는 방법으로 다요소 의사 결정 등에 많이 이용되고 있다. AHP 기법은 Satty에 의해서 제안된 방법으로 다요소 의사 결정 문제의 요소들 사이에 최상위 계층에 의사 결정의 최종 목표, 중간 계층에는 의사 결정의 요소들, 최하위 계층에 대안을 배치한 계층 구조를 형성한다. 각 계층별로 계층 내의 요소들간의 상위 계층의 한 요소에 대한 중요도(importance weight)를 계산하고 이들을 종합하여 대안간의 우선순위를 구한 중요도로 기초로 결정하게 된다. 의사 결정의 최종 목표인 우선순위를 구하기 위해서는 의사 결정자로부터 쌍대 비교 값을 얻어야 하며, 다음과 같은 구간척도를 이용한다.

<표 3> 두 요소의 쌍대 비교 척도

중요정도	수치
A와 B가 동등(equally important)	1
A가 B보다 약간 중요(weakly more important)	3
A가 B보다 중요(strongly important)	5
A가 B보다 매우 중요(very strongly more important)	7
A가 B보다 절대적으로 중요(absolutely more important)	9

(2, 4, 6, 8은 왼쪽에 표현된 중요 정도의 중간 개념으로 사용)

구한 쌍대 비교 행렬을 이용하여 각 행렬별로 요소들간의 상대적 중요도를 구한다. 이 때는 고유 벡터 방법을 사용하는 것이 일반적이며, 가장 큰 고유치  $\lambda_{max}$ 에 대응하는 고유 벡터 WT를 고유 벡터 방법으로 계산한다. 이 때 얻어진 값이 각 요소에 대한 대안들간의 중요도를 나타낸다.

AHP 방법은 정성적인 요소와 정량적인 요소를 동시에 포함하는 대부분의 다요소 의사 결정 문제에 많이 응용되고 있다. 의사 결정을 위하여 필요한 정보가 다른 방법들에 비하여 비교적 쉽게 얻어질 수 있기 때문이다.

<첨부 2> 설 문 지

아래는 장기 전력 공급정책 결정을 수립하기 위한 설문입니다. 사회각계에 계신 전문가 분들의 의견을 수렴하여 정책을 결정하는데 주요한 참고사항을 만들고자 합니다.

아래의 표에서 언급된 평가기준들은 국외(미국, 캐나다, 프랑스, 핀란드, 그리스, 인도 등)에서 장기 전력 공급정책 결정시 사용하였던 기준들입니다. 각 항목에 대하여 응답자께서 설문을 성실히 수행해 주시면, 향후 정책을 결정함에 있어 각계의 의견을 반영하여 합리적인 결정을 도출할 수 있을 것입니다.

설문시간은 5분정도 소요될 것으로 예상되며 설문에 끝까지 성의 있게 응답해 주시면 감사하겠습니다.

**지속가능발전위원회**

1. 설문지 작성자의 소속 단체를 답해 주십시오 ( )
  - ① 대학 ② 연구소 ③ 정부기관 ④ 시민단체 ⑤ 기업체 ⑥ 기타( )
2. 에너지 정책 수립 시 다음의 평가기준에 대한 중요도를 답해 주십시오 (새로운 평가기준을 제시하고자 하면 기타 부분에 평가기준을 적으시고 답해 주십시오)

평 가 기 준		정 의	매우 나쁨			보통			매우 좋음
			①	②	③	④	⑤	⑥	⑦
1. 공급안정성	연료 수급 안정성	발전연료의 공급 및 가격 안정성(매장량, 지역편중성 등)							
	건설 유연성	발전설비 건설계획 및 건설공기의 유연성							
	부하 추종성	발전설비 출력조절의 용이성 (최소출력, ramp rate 등)							
	설비 예비율 (단기)	대체자원으로 치환하는 개념 (수요예측, 발전기 사고 등의 불확실성에 대비하기 위한 발전설비 예비력)							
	전원구성의 다양성	에너지원별 전원의 구성비 문제(부하추종성과 관련 있음)							
	기 타 ( )								

2. 경제성	건설비	건설 중 이자가 포함된 준공시점 기준 총건설비							
	운전유지비	발전소의 운전유지비와 연료비를 합한 비용							
	사회적비용	오염물질의 배출에 따른 사회적 비용, 원전의 사후처리비 등							
	할인율	경제성 평가의 주요 지표 (현재가치화 계수)							
	기 타 ( )								
3. 환경성	SO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub> , SO <sub>3</sub> 등 황산화물							
	NO <sub>x</sub>	질소산화물							
	CO <sub>2</sub>	발전으로 배출되는 이산화탄소							
	방사성 폐기물	원자력발전으로 인한 사용 후 연료 및 고·중·저준위 폐기물							
	분진	발전으로 인해 배출되는 먼지							
	기 타 ( )								
4. 사회적 수용성	주민 안전성	발전소의 가동 중 또는 사고발생시 지역주민에 미치는 영향							
	근로자 안전성	발전소의 건설, 가동 또는 사고 발생시 원전근로자에 미치는 영향							
	국가 안보성	발전소의 건설, 가동 또는 신고 발생시, 국가 안보에 미치는 영향							
	참여성	지역주민이나 일반 국민이 발전소 건설, 가동 등에 참여할 수 있는 정도							
	기 타 ( )								

5. 분 산 성	시스템 효율성	발전소 입지의 편중에 따른 전력계통(시스템)의 효율성							
	지역 제한성	발전소 입지의 편중에 따른 문제 (환경문제, 임해, 온배수의 확산 등)							
	기 타 ( )								
6. 산업경제 효 과	기술 자립도	발전소 건설 및 운영 국내기술의 자립도							
	해외 수출	발전소 건설 및 운영 국내기술의 해외 수출 가능성							
	타 산업 영향	발전소 건설 및 운영이 타 산업에 미치는 영향							
	고용	발전소 건설 및 운영이 고용에 미치는 영향							
	유지보수기술	발전소 유지보수기술의 자립도							
	기 타 ( )								

## 장기전원구성정책 개조식 보고서 초안

### 1. 제안배경

#### 1) 지속가능한 에너지정책 보고 및 지시사항

##### 지속가능한 에너지정책 보고

###### ○ 제48차 국정과제 보고회의('04.6.24)시 지속위 주요보고사항

- 원전의 비중이 지나치게 높은 현 시설계획의 축소조정 검토 필요(발전량 기준 40%가 적정)
- 전력수요관리사업 목표를 현재 7 GW에서 2.5 GW (2015년 기준) 추가 설정
- 총전력의 7%를 공급하는 신재생전력 공급목표 설정 : 2011년 2GW
- 협의에 의한 에너지정책 공론화 시스템 구축 필요

##### VIP 지시사항

###### ○ 원전비중(발전량 40%)에 대한 재검토

- ⇒ 전력수요관리, 신·재생에너지의 가능성을 종합적으로 검토 후 보고
- 수요관리 목표는 2015년 10% 절감목표 그대로 추진, 신·재생에너지는 산자부에서 예산을 확보하되 예산처가 협조하여 적극 투자
- 사회적 협의에 의한 에너지정책 공론화 방안 검토

#### 2) 지시사항 추진경과

##### 연구팀 구성

- 전력전문가, 시민단체 활동가, 학계 전문가 등 7명으로 구성
- 8개월(04.8 ~ 05.3)간 20차 회의 개최

##### 관련기관 및 부처 협의

- (주)한국수력원자력과 협의(04.11.12)
  - 원전사후처리충당금을 신규원전건설비로 활용하는 문제의 개선방안 논의
  - 원전취소시 추가 비용규모의 적정성
- 한국가스공사와 협의(04.11.19)
  - 소형열병합발전 보급 가능성
  - 발전용가스 가격의 향후 전망 및 LNG 직도입시 추가비용 문제
- 전력거래소에 시나리오 평가 의뢰(05.1.10)
  - 원전대체 시나리오에 대한 경제성, 환경성 평가 의뢰
- 산자부 간담회(05.3.11, 05.3.18)
  - 지속위 시나리오 전제에 대한 쟁점사항 토론
    - 전력산업구조개편 이후 전력정책에서 정부 역할 범위
    - 지속위 시나리오들의 이행가능성 여부
    - LNG 가격의 향후 변동 전망

## 2. 장기전원구성정책수립 현황 및 문제점

### 1) 장기전원구성정책수립 현황

#### (1) 장기전원구성정책수립 여건

##### □ 전력산업구조개편

- 1999년 전력산업구조개편 기본계획 발표
  - 발전, 송전, 배전의 수직적 독점구조를 해체하고 시장논리에 의한 계획 수립 추진
- 2000년 12월에 전력산업구조개편 관련법 국회통과, 2001년 4월에 발전자회사 분리 및 변동비반영시장(Cost-Based Pool, CBP)시장 설립
- 양방향입찰시장(Two Way Bidding Pool, TWBP)에 의한 도매경쟁은 2003년에 시작하기로 하였으나 2005년 현재 실행 지연
- 구조개편의 과도기로 불완전한 민영화 상태
  - ※ CBP시장: 운전가능하다고 선언한 발전기중에서 사전평가된 각 발전소의 변동비(연료비)를 기준으로 가격이 낮은 발전기부터 급전을 실시하는 전력시장
  - ※ TWBP시장: 발전부문(공급)과 배전부문(수요) 양방향에서 판매 및 구입가를 입찰하는 양방향 입찰제도
- 전력산업구조개편 이후 실행계획인 ‘장기전력수급계획’은 참고자료 형태의 ‘전력수급기본계획’으로 성격 변화

<표 1> 전력수급계획의 역사적 변화

전원개발계획	전력수급계획	전력수급기본계획
1962-1990년	1990년-2000년	2001년-현재
공급측 위주의 발전소 건설계획	공급측과 수요측을 함께 고려한 계획 수립	발전부문 경쟁체제 도입과 더불어 시장논리에 의한 계획수립
5년마다 계획수립	2년마다 계획수립	2년마다 계획수립
정부 주도의 설비계획-독점체제, 공익성 중시	한전중심의 설비계획-독점체제, 공익성 중시	발전사업자 중심의 설비계획-경쟁체제, 수익성 중시
전력수급안정 최우선 추진	전력수급안정 최우선 추진	전력수급안정과 수익성의 조화 추진

#### (2) 장기전원구성정책수립 원칙

##### □ 전원구성정책수립 원칙

- 발전설비계획
  - 발전설비 확충에 있어서 지속가능한 개발이 이루어지도록 시장기능과 정부 역할 정립

- 사업자 건설의향 토대로 기본계획 수립하되 자원의 최적 배분 측면을 고려하여 적정 설비규모 수준 유도
- 송변전 설비계획
  - 적정 공급신뢰도 확보
  - 공급신뢰도와 경제성 추구의 조화
  - 전력계통 안정도 특성 개선
- 전력수급기본계획의 수립근거
  - 산업자원부 장관은 전력수급안정을 위하여 전력수급기본계획을 수립 공고함. (전기사업법 제25조)
  - 매2년 단위로 수립·시행
- 전력수급기본계획 수립 실무소위원회 구성
  - 수요예측, 설비계획, 계통계획, 수요관리, 총괄정책등 5개 실무위원회
  - 학계, 연구소전문가 및 산자부, 전력거래소, 한전 등 10인 내외로 구성 (시행령 제27조)
- 전력수급기본계획 확정 절차
  - 시안작성
  - 공청회 개최
  - 전력정책심의위원회 심의 (시행령 제27~33조)
- (3) 장기전원구성정책수립 절차
  - 수요관리 전 수요예측
    - 수요예측과 수요관리, 설비계획 수립을 위한 분야별 검토가 동시에 예측 내지 추정되고, 후에 통합되어 설비계획 수립시 입력자료로 사용
    - 수요예측모형을 결정하고, 수요예측의 주요전제인 국민소득, 전기가격, 주택보급율, 가전기기보급율, 지하철/전철계획, 자가발전 신설계획 등의 자료 수집
  - 수요관리 후 수요예측치 결정
    - 연도별 수요관리 목표량이 부하관리, 효율개선 등 각 수요관리 수단별로 설정되면 수요관리전 수요예측치에 반영(차감)하여 새로운 수요예측치인 수요관리후 수요예측치 결정
  - 최종설비 계획의 확정
    - 구조개편 이후의 기본계획은 두 가지 형태의 안을 수립하고 조정한 후 확정됨
      - 구조개편 이전의 수급계획과 동일한 방식에 의해 ‘기준 발전설비계획(안)’ 수립
      - 발전사업자의 ‘발전설비계획 의향’을 조사하고 이의 타당성을 고려하여 ‘사업자 계획’ 수립
      - 사업자 계획은 조정과정을 거쳐 ‘최종설비 계획(안)’ 으로 확정

<그림 1> 최종설비계획의 결정과정



- 기준계획의 작성을 위한 전산 프로그램 운영
  - 주요입력 전제로 환율, 할인율, 공급신뢰도, 환경목표(CO<sub>2</sub> 배출), 미래 불확실성 등 검토
  - 발전소별 경제적, 기술적 특성자료로서 건설비, 연료비, 운전유지비, 고장정지율, 연간보수일수, 효율, 발전원별 기준수명 등 조사
  - 설비계획 시나리오(약 50개 정도) 작성
  - 작성된 다수의 시나리오를 대상으로 전산 프로그램(WASP, MOST, POWRSYM 등) 운용을 통해 최적해를 도출하고 전문가들이 참여한 정책조정 과정을 통하여 기준계획 확정
    - ※ WASP는 발전소의 최적 건설계획도출 시뮬레이션 모형, MOST는 다수의 대안 중 최적안을 선택하는 의사결정모형, POWRSYM는 발전계획수립과 연료소요량 추정을 위한 시뮬레이션 모형임
- 사업자 계획 결정을 위해서 전력거래소는 발전자회사, 민간발전회사, 발전사업에 참여하고자 하는 법인들로부터 기존발전소의 폐지계획, 건설중 발전소의 준공계획, 신규발전소 건설계획 등 ‘발전설비계획 의향조사’ 시행
  - 신규발전소 건설계획은 각 프로젝트의 상황에 따라 등급이 부여되고, 등급부여시 주요 고려요소로서 계통연계에 대한 검토 결과 포함
  - 발전소가 건설 중이거나 건설준비단계에 있을 경우 각각 A, B 등급으로 구분되고 계획 중인 사업이 C등급으로 구분됨
  - 최종적인 발전설비계획은 사업자가 제출한 발전소 건설계획을 기준으로 공급신뢰도(예비율)의 과대/과소를 검토하여, 과대시 정보공개를 통한 사업자의 자율조정을 유도하고 과소시 기준계획 수준의 설비가 건설될 수 있도록 대책을 마련하여 발표

## 2) 장기전원구성정책수립의 문제점

### (1) 장기전원구성정책수립 여건의 문제점

#### □ 전력산업구조개편 과도기의 장기 지속

- 과도기에 설계된 단기한계비용에 기초한 발전경쟁시장 지속으로 전원설비계획 조정 미흡
  - 한국수력원자력을 포함한 6개 발전자회사의 민영화 지연(공기업체제)으로 공기업인 발전자회사 중심의 기저발전설비의 확대
  - 기존의 관성대로 공급안정적 전력수급체계의 추구하고 원전건설에서 불거진

- 기저설비 확충에 따른 사회적 갈등이 향후 쟁점으로 남을 가능성 높음
- LNG중심의 민간발전시설 시장진입에 한계
  - 원자력이 수요관리나 환경친화적 자원의 진입장벽 요소로 작용
- 전원믹스의 왜곡화 가능성 높음

(2) 장기전원구성정책수립 원칙의 문제점

□ 공급안정성 위주의 전원구성정책수립

- 건설기간이 길고 중앙집중형인 원전과 석탄발전 중심의 전력공급체제로 유연성과 분산성 미흡
  - 2017년 기준, 시설용량으로 보면 원자력: 유연탄: LNG 비중이 30.3: 24.4: 26.3으로 외형적 균형 유지하였으나, 발전용량을 보면 원자력: 유연탄: LNG 비중은 46.7: 37.0: 8.6로 극심한 불균형
    - ※ 발전용 LNG 수요의 불확실성은 2012년 35%에 육박하는 설비예비율에 기인하고 있으나, 전력수요의 증가수준을 훨씬 상회하는 기저설비의 증가율에 의해 불확실성이 가중되고 있음
  - CO2배출이 석탄의 1/4이며, 가격 경쟁력도 향상되고 있는(참고 3) LNG 발전이 도입될 가능성 낮아짐
  - 원전, 석탄발전시설은 건설기간이 길어서 급격한 수요변화에 대한 대응능력이 떨어지며, 단일망에 의한 중앙통제적 네트워크에서는 일부지점의 교란요인이 전체망으로 파급(cascading failure)되는 단점이 있음
    - ※ 수요관리체제의 도입에도 불구하고 전원설비계획의 조정이 미흡하여 기저설비 확충 등에 의한 설비예비율(2017년 예상설비예비율 28.1%)이 적정설비예비율(15-17%)보다 높음

□ 경제성 이외의 변수에 대한 고려 부족

- 지속가능한 전력수급 시스템이 되기 위해서는 경제성 뿐만 아니라 환경성, 사회성을 모두 고려해야 하나, 발전사업자들은 경제성을 우선적으로 고려함
  - 교토의정서 발효로 에너지의 친환경성 문제가 중요한 주제로 등장
  - 시장에서 개별주체들의 합리적 선택이 항상 친환경적 에너지시스템으로 귀결된다는 보장 없음
  - 시장기구가 지닌 비용효율성과 경쟁유발효과는 사회적 선택을 실현하는 과정에서 발휘되어야 함
- 발전소 입지, 방사성폐기물장 입지, 대규모 송전설비건설 문제로 사회적 갈등 유발
  - 송변전설비 계획과 발전사업자 의향조사 등을 종합적으로 고려하여 최종설비계획을 수립하는 과정에서, 예상되는 사회적 갈등에 대한 고려 미흡
    - ※ 2017년에 765kV급 초고압 송전선로 비중이 현재 2%에서 4%(변전소는 603개중 3개에서 857개중 8개로 증가)로 늘어날 경우, 건설과정에서 산림훼손이나 선하지 보상 등을 둘러싸고 시민단체 및 주민들과의 갈등 예상됨

현재 추세로 진행될 경우 원전과 석탄 중심으로 고착화되어 지속가능한 전력시스템 구축에 장애  
 ⇒ 2017년 원전과 석탄 발전량 비중이 최고 85%에 도달

(3) 장기전원구성정책수립 절차의 문제점

- 전력수급기본계획 수립절차상 조정의 어려움
  - 정부정책과 사업자 건설의향의 상충가능성
    - 신재생에너지와 분산형 전원은 기후변화협약 등에 대처하기 위해 확대되어야 하나, 시장에서 경제성이 확보되지 않아 사업자 건설의향에 반영될 수 없으므로 정책적으로 추진되어야 할 과제임
    - 수요관리 등 공적자원의 보급과 수익을 고려하는 발전사업의자의 의향간의 쉼차를 조정하기 위한 절차 미흡
- 의사결정구조의 비개방성
  - 계획수립과정에 시민단체 및 이해당사자의 참여 미흡
    - 5개 실무위원회 구성 및 운영과정에 시민단체 및 이해당사자 참여 미흡
    - 최적화 전산모형 입력자료 검토 과정이나 기준계획 시나리오 검토과정에서 전문가 위주의 검토만 이루어지고 있으며, 시민단체 활동가나 시민단체 추천 전문가 및 다양한 이해당사자들의 모니터링 활동 미흡

3. 장기전원구성정책수립 개선을 위한 검토

1) 검토시 고려 여건

(1) 신·재생에너지의 보급 확대

- 신·재생에너지의 중요성
  - 기후변화협약에 의한 교토의정서 발효로 2차 공약기간(2013~2017)중 온실가스 감축의무부담 가시화 예상
    - \* 우리나라는 2002년말 현재 온실가스 배출량 세계10위로서 감축의무 부담시 산업·경제활동에 부정적 영향 우려
  - 신·재생에너지는 환경비용을 최소화할 수 있는 청정에너지원으로서 관심 고조
    - 황화물(SOx), 질산화물(NOx), 미세먼지 등 환경오염물질 배출이 없는 청정에너지원
    - 수소·연료전지, 태양전지 등 신에너지기술에 기반한 에너지시장은 IT, BT를 넘어서는 거대 산업으로 급부상
- 신·재생에너지의 현실적 여건
  - 1987년부터 개발이 시작되었으나, 1990년대 저유가시대를 거치면서 관심과 투자 감소로 개발 저조
    - 2004년을 “신·재생에너지 元年” 으로 삼아 본격적인 개발·보급사업 추진

<표 2> 신·재생에너지 공급비중

(단위 : GWh)

분 야	2003	2006	2011
신·재생에너지 발전량(A)	5,143	7,836	25,354
총 발전량 전망(B)	288,591	321,184	362,922
총 발전량중 비중(A/B)	1.8%	2.4%	7.0%

자료 : 산업자원부, 제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용보급 기본계획, 2003.12

<표 3> 신·재생에너지 발전원별 주요 공급계획

분 야	사 업 명	비 고
○태양광	·주택 10만가구 등 총 1,300MW 보급 (총17만개소)	기술중심의 분산형 전원
○풍력	·대관령, 영덕 등 183MW	풍황여건이 양호한 지역
○소수력	·총 543MW 건설	일반하천, 농업용 저수지 등
○가스화복합발전 (IGCC)	·전남 여수등 IGCC 750MW	석유화학단지 지역
○매립지가스 (LFG)발전	·수도권 매립지 등 105MW	도시지역
○연료전지	·주택 1만가구 등 370MW 보급 (총 12,300개소)	기술중심의 분산형 전원
○해양	·시화호 조력 등 822MW 건설	해수여건이 양호한 남서해안

자료 : 산업자원부, 제2차 신재생에너지 기술개발 및 이용보급 기본계획, 2003.12

(2) LNG발전의 새로운 역할

□ LNG발전의 역할 제고

- LNG발전은 전원구성에서 경제성, 환경성, 사회성을 최대한 조화시킬 수 있는 발전원으로 국내외 여건을 감안해 볼 때 앞으로 점진적인 확대가 필요한 전원
- 신·재생에너지가 본격적인 시장진입에 이르기까지 기존의 원전이나 석탄발전으로 잠김현상(Lock-in)을 방지하면서 지속가능한 전력시스템으로 넘어갈 수 있는 가교역할 수행(Bridge to Sustainable Energy Regime) 가능

□ LNG발전의 국내외 여건

- 국제적 수급 여건상 최소 2010년대초까지 수입국에 유리한 상황 (buyer's market) 예상

- 장기계약시 천연가스 가격의 석유가격 연동비율, 상하한제의 적용 등 기존 계약 대비 40% 정도 저렴
- 세계 LNG수급여건을 전망한 자료에 의하면 적어도 2010년, 길게는 2010년대 중반까지 LNG 수급여건은 좋을 것으로 전망 (<표 6>, <표 7> 참조)
  - ※ 달러 약세의 장기간 지속예상(미국의 무역적자와 재정적자)으로 LNG 경제성에 상대적으로 유리하게 작용
- 국내 가스산업 개편과 관련하여 발전용 LNG 가격의 교차보조문제, 그리고 LNG발전에 불리하게 작용하는 특소세문제가 해소될 경우 LNG의 경제성은 현저히 개선
  - 2010년 전후까지 도입되는 저렴한 장기계약물량(약 800만톤 예상)을 이용하면 도시가스 요금에 충격을 주지 않고 발전용의 교차보조문제 해결 가능
  - 특소세 문제까지 해결될 경우 원전의 본격투입시기인 2010년대 초반에 약 30%정도의 가격하락이 가능
    - ※ 불안정한 침두부하인 LNG발전을 중간부하수준으로 안정시키면 국가전체의 가스수급조절에도 유리하며, 러시아 동시베리아 가스전과의 연관성도 높아짐

## 2) 검토 원칙과 방법

### (1) 검토 원칙

- 지속가능한 전력 수급 시스템의 지향
  - 장기전원구성 평가기준에서 경제성과 환경성을 균형있게 고려
  - 원자력 및 석탄발전을 중심으로 하는 공급안정성 위주의 전력수급체계 탈피
  - 수요관리 및 신재생에너지 보급등의 정책적 요소들을 적극 반영한 설비계획 기준 제안
- 기존의 전력수급기본계획 수립절차상 기준계획수립단계에 해당하는 부분에서 대안적 접근 시도
  - 원전을 대체하기 위해 필요한 발전원을 LNG와 신재생에너지에 국한하여 시나리오 구성
  - 구성된 시나리오의 경제성 및 환경성 등의 평가를 전력거래소에 의뢰
  - 평가결과를 다양한 평가속성을 활용하여 재평가 후, 최적 시나리오를 바탕으로 대안적 기준계획을 제안
- 제2차 전력수급기본계획과의 비교
  - 시나리오 구성방식, 평가속성, 평가방법 등을 제2차 전력수급기본계획과 비교하면 아래와 같이 정리할 수 있음
  - 구성방식 비교

제2차 전력수급기본계획	지속위 검토
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 신고리4호기(2013년)까지의 원전건설을 확정 후 나머지 기간만 대상으로 시나리오 구성</li> <li>- 전제조건으로서 CO<sub>2</sub> 제약유무, 할인율(5%, 7%, 9%), 전력수요의 상하한을 적용하여 시나리오 구성</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 2014년까지 원전계획을 확정하지 않고 신규 원전8기(2010~2017년)를 대상으로 시나리오 작성</li> <li>- 전제조건은 제2차 전력수급기본계획을 기본으로 동일하게 적용하고, 가스발전 연료비, 원전사후처리비 등을 달리 적용하여 시나리오 구성</li> </ul>

○ 평가속성 비교

제2차 전력수급기본계획	지속위 검토
<ul style="list-style-type: none"> <li>- 신뢰성 (LOLP)</li> <li>- 연료수급 (연료량)</li> <li>- 경제성 (총비용)</li> <li>- 환경성 (CO<sub>2</sub>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 공급안정성 (LOLP, 연료공급등)</li> <li>- 경제성 (총공급비용, 사회적비용)</li> <li>- 환경성 (CO<sub>2</sub>, NOx, SOx, 방폐물)</li> <li>- 사회적 수용성</li> <li>- 분산성</li> <li>- 산업경제효과</li> </ul>

○ 평가방법 비교

제2차 전력수급기본계획	지속위 검토
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 속성 및 속성간 가중치 부여 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 소위원회 위원들의(15명) 합의, 결정</li> <li>- 연구원 및 교수, 발전사업자, 정부</li> </ul> </li> <li>○ 우선순위결정방법 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 가중치 고려한 속성값의 단순합산법</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 다양한 그룹의 의견을 반영하여 계량적으로 결정(100명 참여) <ul style="list-style-type: none"> <li>- 연구원 및 교수, 시민단체, 정부</li> </ul> </li> <li>○ 우선순위결정방법 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 가중치 고려한 속성값의 행렬계산법</li> </ul> </li> </ul>

(2) 검토방법

□ 시나리오의 설정

- 기준 시나리오 (A0) : 제2차 전력수급기본계획 시설계획
    - 원전 8기 모두 건설
  - 시나리오 (A1 ~ A12)
  - 건설 계획중인 원전 8기를 2기씩 축소하고, LNG와 신·재생에너지로 대체
    - 대체 순서는 준공시점이 늦은 순서대로 함
    - 원전 대체시 대체전원은 등가의 전력량으로 대체됨을 가정 (LNG복합은 설비용량, 신·재생에너지는 발전량 기준)
- ※ 원전 1,000MW 대체시 LNG복합 90%, 신·재생에너지 10% 대체 시나리오  
⇒ LNG복합 900MW와 신·재생에너지 333MW (풍력기준, 원전 100MW에 해당)

□ 분석 시나리오

<표 4> 대안적 접근에 의한 분석 시나리오

	가스 90% 신재생 10%	가스 80% 신재생 20%	가스 70% 신재생 30%
원전 8기 건설 (기준안)	기준안		
원전 2기 대체 (신울진 1400MWx2기)	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3
원전 4기 대체 (신울진 1400MWx2기) (신고리 1400MWx2기)	시나리오 4	시나리오 5	시나리오 6
원전 6기 대체 (신울진 1400MWx2기) (신고리 1400MWx2기) (신월성 1000MWx2기)	시나리오 7	시나리오 8	시나리오 9
원전 8기 대체	시나리오 10	시나리오 11	시나리오 12

□ 시나리오 분석 전제

○ 제2차 전력수급기본계획과 동일한 값 적용

- 할인율
- 예비율
- 석유, 석탄 발전량
- 경제성변수 (공급신뢰도, 설비수명, 건설비, 연료비 등)
- 기술변수 (고장율, 보수율, 발전효율 등)

□ 경제성분석은 발전비용 및 발전원가에 미치는 영향 분석

○ 경제성(2004년 기준 순현재가치 및 연도별 현금흐름 값), 환경성(NOx, SOx, CO<sub>2</sub>, 방사성 폐기물)을 분석하여 제2차 전력수급기본계획과 비교

□ LNG 연료가격은 제2차 전력수급기본계획의 기준값 대비 30% 하락 가정

□ 신·재생에너지 비중 : 태양광 및 태양열 40%, 풍력 60%

□ 원전관련 고려사항

○ 원전 기준 이용율 : 87.5% (1990~1999년 평균치)

○ 원전 사후처리비용

- 사용후 핵연료 중간저장 및 처분비용 : 1,020천원/kgU(원자력연구소 추정  
연간발생량 : 경수로 1,000MW 19.7톤, 1,400MW 27.6톤)
- 중저준위 방폐물 처분비용 : 300만원/드럼 (한수원)
- 원전해체 철거비 : 3,840억원/호기 (OECD/NEA 2003)
- ※ 사후처리비용은 투자비가 아닌 운전유지비로 포함

<표 5> 시나리오 평가기준

평가기준		정의
공급 안정성	연료수급 안정성	발전연료의 공급 및 가격 안정성 (매장량, 지역편중성 등)
	건설 유연성	발전설비 건설계획 및 건설공기의 유연성
	부하추종성	발전설비 출력조절의 용이성 (최소출력, ramp rate 등)
	전원구성의 다양성	에너지원별 전원의 구성비 문제(부하추종성과 관련 있음)
경제성	총공급비용	건설 중 이자가 포함된 준공시점 기준 총건설비 및 발전소의 운전유지비와 연료비를 합한 비용
	사회적비용	오염물질의 배출에 따른 사회적 비용, 원전의 사후처리비 등
환경성	SOx	SO <sub>2</sub> , SO <sub>3</sub> 등 황산화물
	NOx	질소산화물
	CO <sub>2</sub>	발전으로 배출되는 이산화탄소
	방사성 폐기물	원자력발전으로 인한 사용 후 연료 및 중·저준위 폐기물
사회적 수용성	주민 안정성	발전으로 배출되는 이산화탄소
	근로자 안정성	원자력발전으로 인한 사용 후 연료 및 중·저준위 폐기물
	국가 안보성	발전소의 가동 중 또는 사고발생시 지역주민에 미치는 영향
	참여성	발전소의 건설, 가동 또는 사고 발생시 원전근로자에 미치는 영향
분산성	시스템효율성	발전소입지의 편중에 따른 전력계통(시스템)의 효율성
	지역 제한성	발전소 입지의 편중에 따른 문제 (환경문제, 침해, 온배수의 확산 등)
산업경제 효과	기술 자립도	발전소 건설 및 운영 국내기술의 자립도
	해외 수출	발전소 건설 및 운영 국내기술의 해외 수출 가능성
	타 산업영향	발전소 건설 및 운영이 타 산업에 미치는 영향
	고용	발전소 건설 및 운영이 고용에 미치는 영향
	유지보수기술	발전소 유지보수기술의 자립도

3) 검토결과

□ 시나리오별 경제성 분석

<표 6> 시나리오별 추가비용

시나리오		추가비용 증가(억원)	전기요금영향 (2017년, 원/kWh)
원전 2기 대체	시나리오 1	11,925	2.6
	시나리오 2	18,199	4.0
	시나리오 3	24,473	5.4
원전 4기 대체	시나리오 4	23,850	5.2
	시나리오 5	36,398	8.0
	시나리오 6	48,945	10.7
원전 6기 대체	시나리오 7	32,368	7.1
	시나리오 8	49,397	10.8
	시나리오 9	66,426	14.5
원전 8기 대체	시나리오10	40,886	8.9
	시나리오11	62,396	13.7
	시나리오12	83,906	18.4

- 연간 추가비용 계산: 원전 취소 기수별로 대체발전의 비중에 따라 시나리오별 평가
- 한수원의 전력판매단가를 발전원가로 간주하여 계산의 기본으로 이용(<참고 2>)
  - 원자력 40원/kWh, LNG 복합 65.6원/kWh, 풍력 107원/kWh, 태양광 714 원/kWh(구입단가).
  - LNG의 경우 판매단가 80원/kWh, 변동비 60%, 건설비40% 비중(평균이용을 25% 기준)을 이용하여 변동비(연료비)의 30%하락을 감안하여 도출한 값, [80원/kWh x 60%(1- 30%) + 80원/kWh x 40% = 65.6원/kWh]
- 전기요금 인상요인(원/kWh): 발생된 추가비용을 2017년도 발전량으로 나누어 계산

□ 분석결과 미도출 및 한계점

- 엄밀한 분석을 위해서는 전원구성의 변화를 입력자료로 하여 급전모형을 운영한 후 비용을 추정하여야 하지만, 객관적인 자료(전력거래소 자료) 제공을 받지 못하였음
- 이러한 원인으로 시나리오를 분석한 결과도 객관적인 분석의 근거로 활용하기 어려우며, 장기전원구성정책 결정에 참고할 수 있는 유의미한 결과가 도출되지 않았음
- 본 검토에서 반영하고자 했던, 원전 사후처리비 및 이산화탄소, 방사성폐기물 및 SOx, NOx 등의 영향분석 등도 비용증가 및 발전원가에 반영되어 있지 않음

#### 4. 장기전원구성정책수립개선을 위한 제안사항

##### 1) 지시사항 이행여부

- 걱정 전원믹스(원전비중)에 대한 전문가 합의 미도출
  - 시나리오 분석 과정에서 객관적으로 공인된 자료 및 계산 결과를 활용하지 못하여 연구팀의 분석결과에 대한 전문가 합의 도출을 할 수 없음
  - 공인된 자료 획득이 어려운 이유
    - 현재 전력산업구조개편 과정의 과도기에 처해있기 때문에 정부가 전원구성 정책변화에 따르는 불확실성 등 위험요소를 부담하기 어렵다는 점이 가장 큰 원인
    - 정부가 수직독점 체제와 동일한 정도로 전력수급의 책임을 지는 것은 아니지만, 소매경쟁체제처럼 완전히 시장의 자율적 기능에 전력수급기능을 맡길 수도 없는 애매한 상황
    - 이러한 상황에서 정부는 기존의 전원구성정책 변경을 요구하는 대안적 접근 방식에 대해 보수적 입장을 견지하게 되어 공인된 자료 제출에 따른 부담을 회피하고자 함
  - 지시사항은 이행하지 못함

##### 2) 제안사항

###### (1) 장기전원정책수립 여건의 개선 방안

- 단기적으로 전력수급에서 정부와 발전사업자의 역할 구분
  - 양방향입찰시장이 도입되기 전까지 전력수급은 정부가 일방적으로 계획해서 공급하는 방식과 시장의 의향을 반영하는 방식이 혼재되어 상충될 가능성이 있으므로 단기적으로 적절한 역할 구분이 필요함
    - 원자력발전은 (주)한국수력원자력을 통해 국가에 의해서 관리되며, 다른 발전원은 발전자회사에서 추진하고 있어서 장기적으로 설비투자 과잉이 되거나 전원공급의 안정성에서 문제가 발생할 소지가 있음
    - 2차 전력수급기본계획에 의하면 원전과 석탄의 발전량 비중이 현재 78% 수준을 넘어 2015-2017년에는 85%에 근접함(2017년 예상 발전설비용량 8,804만 kW, 예상 설비에비율 28.1%, 걱정 설비에비율 15%-17%)
    - 정부가 수행해야 할 역할(정책목표설정과 시장설계)과 그 시장에서 이루어지는 사업자의 자율적 활동(시장경쟁)은 구분되어야 함
    - 제2차 전력수급기본계획에서 “발전사업자 자율적으로 전기사업을 추진할 수 있도록 하되 기본계획에 부합되게 추진될 수 있도록 제도적인 시장 규칙 등 개발추진” (34쪽)이라고 적시한 것은 발전사업자의 자율이 어디까지나 정부의 정책적 조정이라는 제도적 장치 위에서 존중되어야 함을 의미하는 것임
    - 경제성, 환경성, 사회적 수용성 등 다양한 기준을 고려한 전원구성 가이드라

인 작성이 필요함

※ 원전은 전력시스템 상 비중이 크므로 명확한 가이드라인 필요

□ 원전의 경제성 왜곡과 관련된 지원체계의 개선

○ 국내 원전 경제성 평가의 문제

- 국내 전력시장은 경쟁 체제가 아니며, 경제성의 평가지표인 해외 금융기관들의 투자가 신규전원에 대한 투자(Project Financing)가 아닌 공기업인 한국수력원자력에 대한 투자 (Company Financing)로 이루어짐
- 즉, 개별 발전소의 경제성 평가에 의한 투자가 아니라 한국수력원자력의 소유주 즉 국가에 대한 신용평가에 의해 투자가 이루어짐
- 이에 따라 경쟁적 전력시장에서 개별 전원의 경쟁력을 좌우하는 재무비용이 계산되지 않고 있음
- 원전사후처리기금 등 공공예산이 한국수력원자력의 내부회계에 잡혀져 있어 적절한 재무비용평가가 더욱 어려움
- 전력산업구조개편이 중단된 이후 정상적인 전력시장을 기준으로 한 평가가 어려우므로 엄밀한 경제성 평가를 위해 객관적인 해외 금융기관 등의 자문 필요

<표 7> 금융기관의 원자력 경제성 평가사례

(단위: \$/MWh, 2003년가격)

	가스(CCGT)	석탄	원자력
중국	33~45	37~38	49
일본	36~47	39	105*
서유럽	29~32	38~40	56
미국	30~36	38~39	51

출처: Smith & Hove, 도이체방크 (2003), 발전소 이용율 75%, 할인율 8%

※ 일본의 높은 원전비용은 핵재처리 비용 등이 포함되었기 때문

- 원전사후처리충당금(5조 6천억원)을 신규원전 건설에 사용하지 않고 방폐물관리 처분 및 폐로 비용으로 확보하도록 함
- 전력산업기반기금(1조 2천억원/년)에서 신규원전당 특별지원금으로 건설비의 1%(약 200억원 내외)를 입지지역의 공공사업 명목으로 사용하는 문제 개선 필요

※ 지속가능한 전력시스템인 분산형 전원의 입지에는 이러한 지원이 없음

(2) 장기전원구성정책수립 원칙의 개선 방안

□ 지속가능한 전원구성정책 수립을 위해 고려해야 할 사항

- 신재생에너지와 전력수요관리는 IT산업과 연계될 때 차세대 우리나라 산업성장 동력으로 기능할 가능성 있음

- 전원구성문제를 이해당사자간의 문제로 파악하는 것에서 벗어나 국가경제를 선도할 산업으로 이해해야 함
- 에너지(전력)산업은 국내 인프라문제일 뿐만 아니라 국제산업문제임
- 차세대에너지(전력)기술 혁신을 통해서 이러한 변화 가능
- 분산형 전원시스템의 적극적 확대
  - 분산형 전원시스템은 다양한 에너지원의 이용, 송배전상의 변화, 발전의 지역적 제한의 완화, 시스템의 운영 및 공급 안정성, 전력 질의 제고와 다양성에 변화를 초래할 가능성 많음
  - 전력기술 변화를 통해 분산형 전원 네트워크의 안정성과 경제성을 확보하는 것이 지속가능한 전력수급시스템 구축에 부합
- 국가차원의 에너지산업/전력산업의 비전을 구체화하기 위해서는 제3차 전력수급기본계획 수립 과정에서 다음과 같은 사항들이 고려되어야 함
  - 지속가능성(환경성, 기후변화협약 등)
  - 시장성 혹은 경제성(비용)
  - 사회적 수용성(국민 및 지역의 합의를 통한 갈등 예방)
  - 투자 활성화(설비공급안정성)
  - 에너지 안보(발전원별 공급안정성 및 가격변동성)
  - 관련 산업 발전(산업의 육성 및 고용창출효과)

(3) 장기전원구성정책수립 절차의 개선 방안

□ 정책수립 주체의 다양화를 통한 지속가능한 발전 도모

- 현재는 산업자원부에서 1차 정책개발 및 이행을 담당하고 있으며, 심의 역시 산업자원부가 주관하는 전력정책심의회에서 이루어지는 구조를 개선할 필요
  - 전력정책심의회는 위원장(위원중 선출) 포함 30인 이내로 구성(당연직: 관계부처 국장급 6인, 위촉직: 전기사업자 4인, 시민단체 추천 4인, 전문가 12인)
  - 정책개발이 보다 공개적이고 투명하게 이루어지기 위해서는 심의는 다른 기관에서 수행하는 것이 바람직
  - 정책안의 심의 및 대안 검토를 현재 국회에 계류중인 에너지기본법에 의해 설립되는 국가에너지위원회에서 수행하도록 함
  - 국가에너지위원회에 전력산업정책을 심의하는 전문위원회를 설치하여 심의 및 대안검토 기능 수행토록 함
- 계획수립 초기과정에서부터 시민과 이해당사자의 참여 보장
  - 현재 전력정책수립과정에서 시민 및 이해당사자의 참여는 수립과정의 말단(설명회 및 공청회 등)에서 이루어짐
  - 공정하고 투명한 전력산업정책이 수립되기 위해서는 최적 전산화 모형에 의한 발전기준계획 수립과 같은 초기 정책수립과정에서도 시민 및 이해당사자의 참여와 모니터링이 이루어져야 함

- 전기사업법 시행령 개정을 통해 시민 참여를 법적으로 보장
- 원전건설과 운영을 둘러싼 의사결정구조의 개선
  - 계획수립과정에 시민 참여 활성화
    - 원전건설 부지 선정 및 운영 계획 수립 과정에 시민 및 주민들의 참여를 공식적으로 보장
    - 투명한 공론화 과정으로 방사성폐기물관리를 둘러싼 사회갈등 최소화
      - 합의회의, 공론조사 등 다양한 공론화기법의 활용
    - 장기적 관리원칙 제시로 미래세대에 부담 전가 방지
      - 원전운영에서 발생하는 방사성폐기물 등에 대한 장기적 관리원칙 제시
      - 관리원칙 수립과정에 시민 모니터링 시스템 도입
      - 관리원칙 제시를 위한 국가차원의 R&D 추진
- 제3의 중립적이고 객관적인 기관을 통한 원전의 적정 수준 검토 필요
  - 1970년 오일쇼크이후 원전이 기존 석유자원의 대체를 위한 포트폴리오로서의 역할을 분담하였지만, 에너지환경 변화에 따라 원전의 적정 수준을 재검토해야할 필요
    - 중립적인 전문가로 이루어진 검토 단위를 조직하여 1년간 공론화를 통해 원전의 적정 수준 결정하여 3차 전력수급기본계획에 반영
    - 전문가 중에는 반드시 재정 전문가를 포함시키도록 하여 포괄적인 원전 경제성 평가가 가능하도록 함
    - 검토 기간 중 사회적 갈등요소(765kV 초고압송전망 건설 등)가 많은 1400MW급 원전 4개(신고리 3,4기, 신규원전 2기) 건설 추진 과정 유보

<참고 1> 제2차 전력수급기본계획의 주요내용

- 공급중심의 전력정책에서 수요관리체제 강화 강조
  - '04 ~ '17년 전력수요관리목표량 : 9,900 MW ( '03년까지 실적 : 3,872MW)
  - 효율 향상부문을 점차 강화 : 22.5%( '04) → 33.9%( '17)
- 신재생에너지의 보급과 열병합 등 집단 에너지 사업 도입
  - LNG설비 1.4%p, 집단/대체에너지 설비 6.8%p 증가
    - ※ '03년부터 집단에너지설비가 발전설비 용량에 포함됨
- 에너지원별 전원 구성(시설용량기준)
  - 원자력: 유연탄: LNG = 30.3: 24.4: 26.3 (2017년)

<표 1> 에너지원별 전원구성(시설용량)

(단위 : MW, %)

	원자력	유연탄	LNG	기 타	계
2004	15,176 (27.1)	14,740 (26.3)	14,518 (25.9)	11,619 (20.7)	56,053 (100)
2010	18,176 (23.1)	22,940 (29.2)	20,552 (26.1)	16,960 (21.6)	78,628 (100)
2017	26,637 (30.3)	21,440 (24.4)	23,131 (26.3)	16,830 (19.1)	88,038 (100)

- 에너지원별 발전량 구성
  - 원자력: 유연탄: LNG = 46.7: 37.0: 8.6 (2017년)

<표 2> 에너지원별 발전량

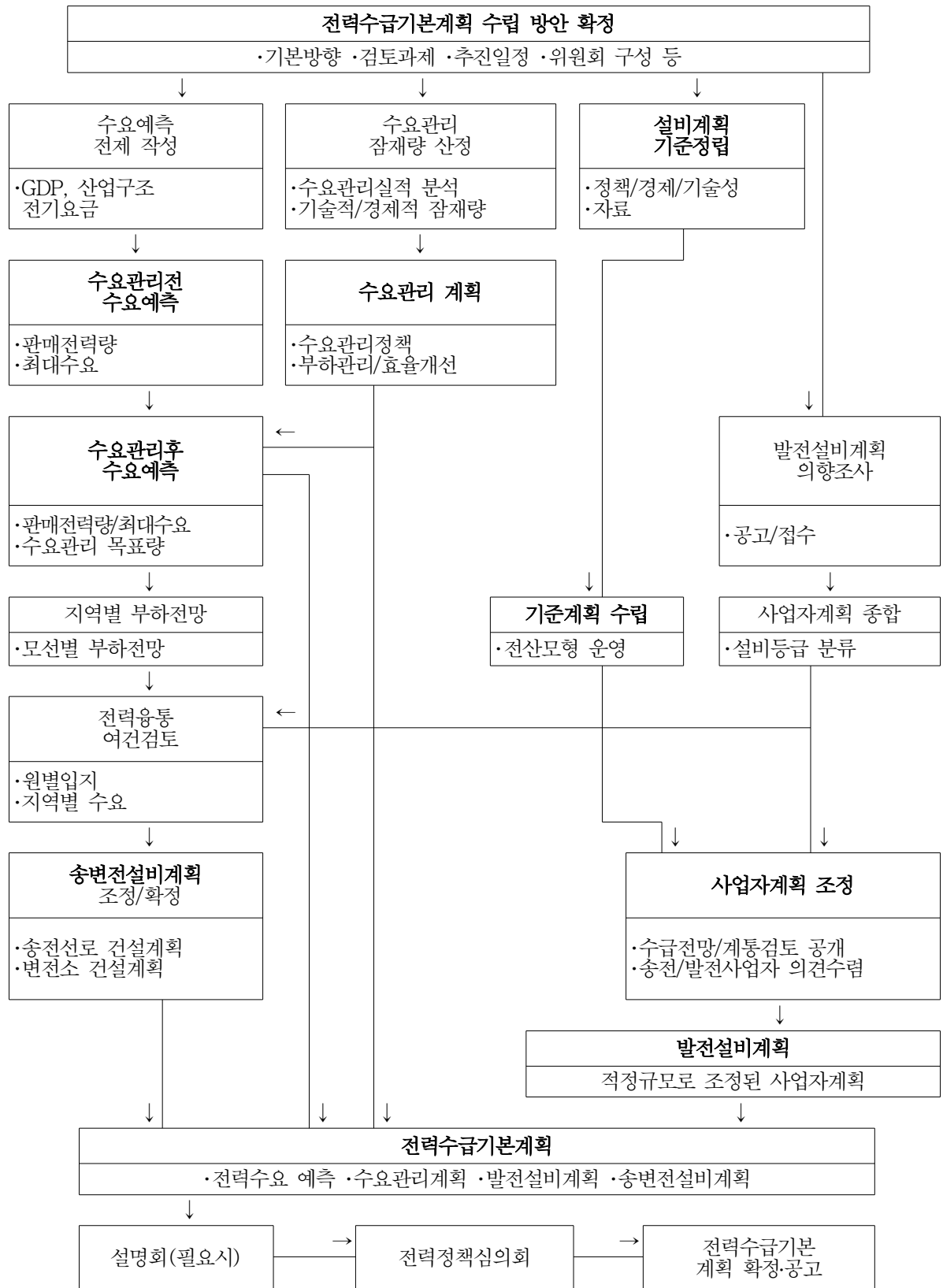
(단위 : GWh, %)

	원자력	유연탄	LNG	기 타	계
2004	131,964 (38.6)	125,334 (36.6)	51,998 (15.2)	32,685 (9.6)	341,981 (100)
2010	144,742 (35.2)	184,804 (44.9)	45,275 (11.0)	36,945 (9.0)	411,766 (100)
2017	213,559 (46.7)	168,856 (37.0)	39,180 (8.6)	35,325 (7.7)	456,920 (100)

- 원자력정책의 공론화 언급

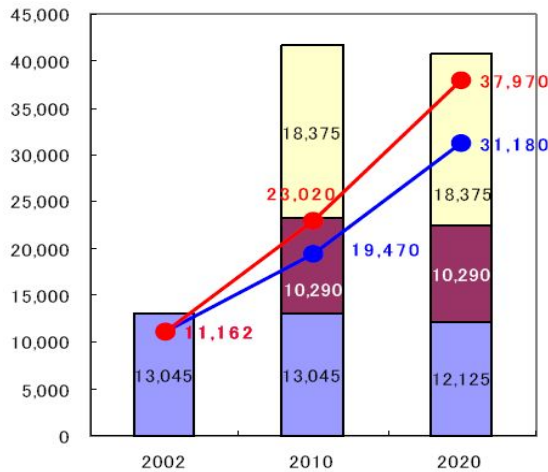
- 원자력발전설비 건설방향
  - 원자력 발전을 통한 안정적인 전력공급을 위하여 원전수거물관리시설을 국민 수용도, 포화시점, 안전성 등을 고려하면서 적기 건설 추진
- ※ 원자력정책에 대한 공론화 등 논의구조에서 합의도출시 적의 조정  
(제2차 전력수급기본계획(안), 2004.12. 38쪽에서 인용)

<참고 2> 전력수급기본계획 수립절차도

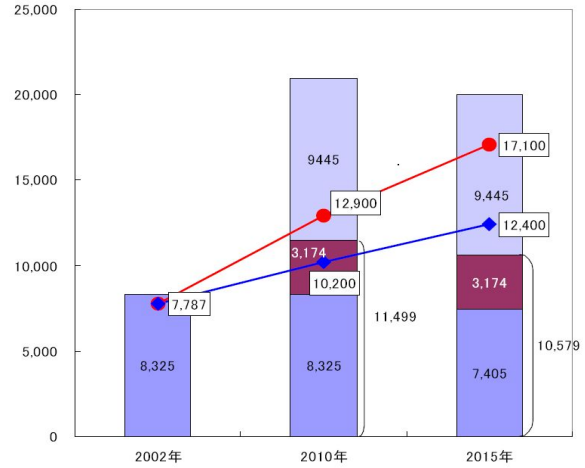


<참고 3> LNG 수급 전망 및 발전용 LNG도입원료비 전망

<표 1> 세계 LNG 수급전망  
(만톤)



<표 2> 아-태지역 LNG 수급전망  
(만톤)



범례 : 상단 = 사업검토중인 프로젝트 / 중간 = 수급계약 체결 프로젝트 / 하단 = 기존 프로젝트  
빨간선 = 고수요의 경우 / 파란선 = 저수요의 경우

자료 : 일본에너지경제연구소, 『IEEJ』 2004년, 7월 및 10월호

<표 3> 발전용 LNG 도입원료비 전망

(A)유가 25불 및 환율 1,200원 기준

(원/m<sup>3</sup>)

	04-6	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
신규도입량 (천톤)		3,000	4,500	4,500	6,000	8,500	9,500	12,500	16,000	20,000	20,000	20,000
A	225	179	176	176	173	169	168	165	161	156	155	155
B	225	216	208	208	202	194	189	183	186	174	170	170
C	225	219	216	216	213	209	207	204	200	196	194	194

(B)유가 35불 및 환율 1,000원 기준

(원/m<sup>3</sup>)

	04-6	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
신규도입량 (천톤)		3,000	4,500	4,500	6,000	8,500	9,500	12,500	16,000	20,000	20,000	20,000
A	239	193	189	189	186	181	180	176	171	166	164	164
B	239	229	220	220	213	203	199	191	191	178	173	173
C	239	232	229	229	225	220	219	215	211	205	203	203

A: 신규계약물량의 도입과 동시에 교차보조를 일시에 해소(가정용의 가격은 상승)

B: 신규계약물량의 도입시점부터 교차보조를 서서히 해소(가정용의 가격은 2004-6년과 동일)

C: 교차보조의 해소없이 신규도입에 의한 평균단가인하만 고려.

자료 : 한국가스공사(2004)

<참고 4> 시나리오 평가방법 및 주요 자료

□ 시나리오 평가방법

가중치 부여법	주요 내용
고유벡터법	행렬의 고유값을 이용하여 계산
엔트로피법	불확실한 정보의 다양성 정도로 변환하여 계산
시나리오 평가방법	주요 내용
단순가중치법	각 대안의 총 점수를 구하고, 가중치를 고려하여 계산
계층가중치법	비용과 편익을 동시에 고려하여 계산
일치성 방법	비용의 정도에 따른 순위, 편익의 정도에 따른 순위를 동시에 고려하여 계산

□ 원전대체시 대체되어야 할 발전량

<표 1> 원전 대체 발전량 (단위:GWh)

시나리오		대체발전량	LNG	신재생
원전 2기 대체	시나리오 1	22,075.2	19,867.7	2,207.5
	시나리오 2	22,075.2	17,660.2	4,415.0
	시나리오 3	22,075.2	15,452.6	6,622.6
원전 4기 대체	시나리오 4	44,150.4	39,735.4	4,415.0
	시나리오 5	44,150.4	35,320.3	8,830.1
	시나리오 6	44,150.4	30,905.3	13,245.1
원전 6기 대체	시나리오 7	59,918.4	53,926.6	5,991.8
	시나리오 8	59,918.4	47,934.7	11,983.7
	시나리오 9	59,918.4	41,942.9	17,975.5
원전 8기 대체	시나리오10	75,686.4	68,117.8	7,568.6
	시나리오11	75,686.4	60,549.1	15,137.3
	시나리오12	75,686.4	52,980.5	22,705.9

- 제2차 전력수급기본계획의 전원구성 및 발전량 자료를 이용하여 전원별 평균 이용률을 계산
- 평균이용률 계산결과 원자력발전의 2004~2017년 기간중 평균 예상 이용률은 90.7%로 나타나, 원전 대체시 대체되는 원전이 발전할 발전량을 동 이용률을 적용하여 계산

<표 2> 발전원가: 전력판매단가 추이(원/kWh)

	원자력	유연탄	중유	LNG 복합
2001	39.65	41.39	73.06	85.05
2002	39.55	42.23	70.50	74.07
2003	39.75	42.16	75.05	81.52
평균('01-'03)	39.65	41.97	72.87	80.21
2004.8월말	40.27	41.28	81.24	77.61

한국수력원자력(주), “지속가능발전위원회 요청자료 검토,” 2004. 11.

<표 3> LNG 발전이용율에 따른 변동비 구성

이용율 비용	30%	35%	40%	50%	60%	70%	80%
변동비	60%	63%	67%	72%	75%	77%	80%
건설비	40%	37%	33%	28%	25%	23%	20%

- 다기준 의사결정방법(MCDM) 평가  
 ○ 각 기준별 가중치(Eigenvector 방법)

기준	공급안정성	경제성	환경성	사회적수용성	분산성	산업경제효과
가중치	0.106	0.133	0.115	0.160	0.278	0.208

- 구해진 가중치를 기초로 하여 첫째, 설문지를 통하여 얻은 자료 둘째, 설문지를 통하여 얻은 자료 중 경제성에 대한 자료는 계산 값으로 대체한 수정 자료 두 가지에 대하여 각각 계층가중치법(HAW)을 이용하여 기준과 12개의 대안 시나리오 분석

<참고 5> 계층가중치법(Hierarchical Additive Weighting Method)

- 비용적인 요소와 이득의 요소가 같이 존재할 때 적용할 수 있는 방법  
 ○ 가중치의 값은 엔트로피 방법 등으로 계산할 수 있으며 이득의 요소와 비용적인 요소는 각각 다음의 방법으로 계산될 수 있음

$$k_{ijr} = \frac{x_{ijr}}{\sum_{i=1}^{nr} x_{ijr}} \quad \text{단, } j=1, 2, \dots, n \quad (\text{이득요소})$$

$$k_{ijr} = \frac{\frac{1}{x_{ijr}}}{\sum_{i=1}^{nr} \frac{1}{x_{ijr}}} \quad \text{단, } j=1, 2, \dots, n \quad (\text{비용요소})$$

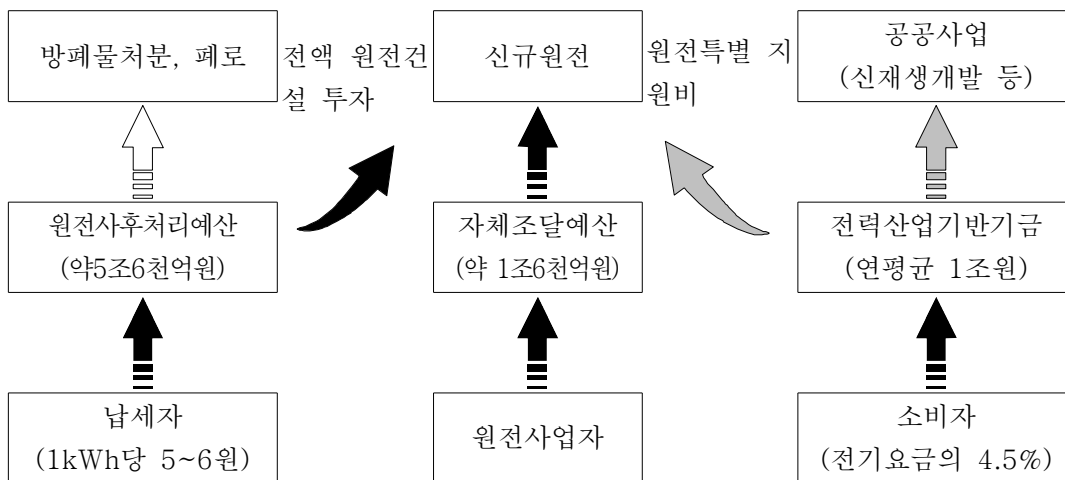
이와 같이 전환된 요소 값이 계산되어지면, 가장 선호도가 높은 대안 A\*은 다음과 같음

$$A^* = \{A_i | \max_i (\sum_{j=1}^{n_r} w_j k_{ij} / \sum_{j=1}^{n_r} w_j)\} \text{ where, } \sum_{j=1}^{n_r} w_j = 1$$

### <참고 6> 객관적 자료 획득 추진 경과

- 장기전원구성정책연구팀에서 설정한 전원구성 시나리오의 경제성, 환경성 평가 전력거래소 의뢰( '05.1.10)
  - 시나리오 평가와 더불어 발전원별 연료비, 운전유지비, 건설비 자료 제공 요망
  - 전력거래소 및 한수원에서 기업 기밀이라는 이유로 자료 제출 거부
- 분석작업에 사용된 시나리오 가정에 대해 산자부 문제제기( '05.2.28)
  - 가스가격 30% 하락은 일시적인 현상이라는 주장
  - 현재 기술개발 수준에서 신재생에너지로 원전을 단순히 대체한다고 가정하는 것은 곤란하다고 주장
- 2차에 걸쳐 산자부와 간담회 개최( '05.3.11, '05.3.18)하였으나 시나리오 분석을 위한 전제에 대해 이견을 좁히지 못함
  - 객관적이고 공인된 분석 방법을 활용하지 못한 것이 시나리오 분석 결과 도출에 결정적인 제약조건으로 작용함

### <참고 7> 국내 원전사후처리예산 및 기타기금 관리현황



<참고 8>

□ 원전사후처리기금 관리정책 국가간 비교

예산의 성격	국가	예산의 용도 및 운영
원전사업자 내부회계	프랑스	원전건설 등 원전사업자 경영 목적으로 전용
	한국	상동
정부 기금  (Segregated Fund, Nuclear Waste Fund)	미국	고준위폐기물 처분비: 재무부 감독, 에너지부 운영 ※ 폐로비용 : 핵규제위원회 감독, 원전사업자 운영
	캐나다	사외 신용기관에 적립, 전담기관(NWMO) 운영
	영국	민영원전은 사외 독립기관이 관리 국영원전은 재무부 감독, 전담기관(NDA) 운영
	일본	고준위폐기물처분비 정부감독, 전담기관(NUMO) 운영 ※폐로비용 : 원전사업자 관리
	스위스	원전사업자 및 관련기업에 기금투자 금지
	스페인	경제부(MECO) 감독, 전담기관(ENRESA) 운영
	스웨덴	안전규제기구(SKI) 감독, 전담기관(SKB) 운영
	핀란드	원전사업자에게 75%까지 시장이자율로 대출가능

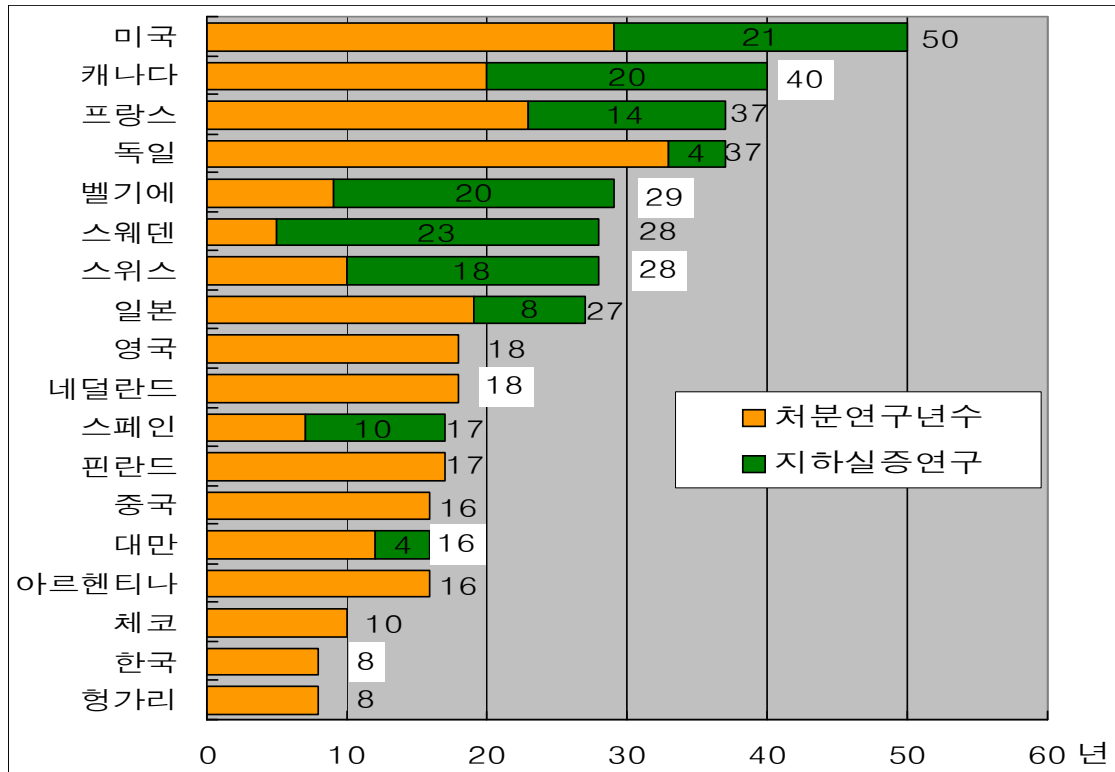
출처: OECD NEA, 2003. ※ 원전사후처리비의 약 70%는 고준위폐기물 처분비, 약 30%는 폐로비, 0.5% 이하 중저준위 폐기물 처분비로 구성됨

□ 국내 원전 사업비 집행현황

준공년도	발전소명	용량 (만kW)	건설비 (집행실적)	사업추진현황
2009. 12	신고리#1(한수원)	100	49,134억원 (6,674억원)	실시계획 승인
2010. 10	신고리#2(한수원)	100		
2010. 9	신월성#1(한수원)	100	47,170억원 (3,294억원)	환경영향평가 추진중
2011. 7	신월성#2(한수원)	100		
2011. 6	신고리#3(한수원)	140	57,331억원 (2,435억원)	인허가 추진중, 설계/제작은선착공
2012. 4	신고리#4(한수원)	140		
2014. 6	신규원전#1(한수원)	140	-	계획단계
2015. 6	신규원전#2(한수원)	140		
총 계	960만KW		(12,403억원)	

※ ( )내는 '04.3월 현재 기집행금입, 신고리 #3,4는 사업전 설계비용(2,340억원) 포함

<참고 9> 각국의 고준위폐기물처분 연구개발 현황



출처: 원자력연구소 2004

※ □ 국가는 중저준위 폐기물 처분장이 없는 국가들임

## 장기전원구성정책 요약보고서 초안

### 1. 검토배경 및 추진경과

#### □ 검토배경

- 제48차 국정과제 보고회의(지속가능한 에너지정책-전력정책을 중심으로, '04.6.24)시 지속위 주요보고사항
  - 원전의 비율이 지나치게 높은 시설계획의 축소조정 검토 필요성 제기(원전발전비율은 40%가 적정)
  - 전력 수요관리사업 목표를 현재 7 GW에서 2.5 GW(2015년 기준) 추가 설정
  - 신·재생전력은 총전력의 7%를 공급하는 목표 설정(2011년 2GW)
  - 사회적 협의에 의한 에너지정책 공론화 시스템 구축 필요
- 대통령님께서 원전비율(발전량의 40%)에 대해 전력수요관리, 신·재생에너지의 가능성을 종합적으로 검토 후 전문가들이 합의한 내용을 보고토록 지시

#### □ 추진경과

- 지속가능발전위원회에 '장기전원구성정책연구팀(전문가·시민단체 7명)'을 구성·운영('04.8 ~ '05.4)
  - 연구팀의 정책제안('04.11)에 대해 산자부 등 관련부처(2회)와 한국수력원자력주식회사, 한국가스공사 등과 협의(2회)
  - 계획된 원전8기 취소시 추가 비용규모, LNG 가격의 향후 변동 전망, 전력산업구조개편 시작 이후 전력정책에서 정부와 발전사업자의 역할 구분 등을 협의

### 2. 현황

#### □ 「전력수급기본계획」의 근거

- 전기사업법 제25조 및 동법시행령 제15조에 근거하여 산업자원부 장관은 「전력수급기본계획」을 수립 공고하며, 매 2년 단위로 수립·시행
  - 전력수급의 장기전망과 기본방향, 전력수요관리, 전력설비시설계획 등을 포함

#### □ 「전력수급기본계획」의 확정 절차

- 「전력수급기본계획」은 시안작성, 공청회 개최, 전력정책심의위원회(전기사업법상 장관자문위원회) 심의를 거쳐 확정
  - 산업자원부는 시안작성을 위하여 각 분야별로 학계, 연구소전문가 및 산자부, 전력거래소, 한전 등 10인 내외로 실무소위원회 구성(수요예측, 수요관리, 발

전설비, 계통계획, 총괄정책 등 5개 실무소외에 총 63인이 참여)

- 실무소위원회에서 최적화 전산모형을 이용하여 ‘기준발전설비계획(안)’을 수립하고, 발전사업자의 설비 건설 의향을 조사하여 ‘사업자 계획’을 수립
- ‘기준발전설비계획(안)’과 ‘사업자계획’의 차이 분석 후 조정하여 최종설비계획 확정

### 3. 문제점

- 전력산업구조개편 과도기로 정부와 발전사업자의 역할구분 모호
  - 특히 최근 전력산업구조개편 일정의 조정 및 민영화 지연으로 정부와 공기업인 발전자회사 간의 역할 정립이 미흡
  - 전력수급안정에 대해 정부가 모든 책임을 지기 어려우며, 시장기능은 아직 활성화되지 않은 상태
- 경제성 이외의 변수에 대한 고려 부족
  - 기후변화협약에 대응하기 위해 필요한 신·재생에너지 및 소규모 가스터빈, LNG 복합 등의 (분산형) 전원은 경제성 부족, 기존사업자의 진입장벽, 시장제도의 불확실성 등으로 인하여, 사업자 건설의향에 반영되기 어려움
  - 기존사업자(공기업)가 기저부하 중심의 공격적인 물량건설을 추진함으로써 민간기업(주로 LNG 복합화력)의 시장진입에 장벽으로 작용
  - 최종설비계획을 수립하는 과정에서, 발전소 입지, 방사성폐기물장 입지, 대규모 송전설비건설 문제 등에 대한 고려 미흡
  - 교토의정서 발효로 지속가능한 에너지의 개발 문제가 중요한 과제로 등장하나, 전력시장의 개별 주체들의 합리적 선택이 항상 지속가능한 에너지시스템으로 귀결된다는 보장 없음
- 원자력발전의 경제성 왜곡
  - 원전에 대한 해외금융기관의 투자가 개별발전소의 경제성 평가에 의해 이루어지지 않고 국가 신용평가에 기초하여 이루어짐
  - 원전사후처리기금 등 공공예산이 한국수력원자력사 내부회계인 충당금으로 잡혀있어 적절한 재무비용평가가 어려움
  - 경제성 평가에서 송전비용, 사회적 수용성, 미래세대를 위한 보험비용 등은 고려되지 않음
- 장기전원구성정책 수립과정에서 이해당사자 참여 미흡
  - 전력수급기본계획수립을 위한 실무소위원회 구성시, 계획수립을 담당하는 담당기관(정부 또는 전력거래소)의 의견이 대부분 반영되어 위원회가 구성됨으로써 다양한 의견 반영 미흡
  - 실무위원회 운영 및 기준계획검토 단계의 참여에 대한 법규정 없음

- 원전, 석탄 중심 전력체계로는 지속가능한 전력시스템 구축에 장애
  - 공기가 길고 중앙집중형인 원전위주 전력공급체계는 급격한 수요변화에 대응하는 능력이 떨어지며, 2003년 도쿄전력의 17기 원전중단사태처럼 불시정지시 수급안정에 악영향이 큼
    - 2017년 기준, 시설용량 비율은 30.3(원자력): 24.4(유연탄): 26.3(LNG)으로 외형적 균형을 유지하였으나, 발전량 비율은 46.7(원자력): 37.0(유연탄): 8.6(LNG)로 극심한 불균형
    - 동일여건의 일본상황(2003년 현재 25.7%, 24%, 27.9%)(경산성 2005)과 비교해볼 때도 불균형이며 에너지다원화 정책에 맞지 않음
    - 일본은 애초 2010년까지 12기 원전 건설을 계획했으나 국민저항, 전력시장 경쟁도입, 수요증가율 저감으로 이를 4기 건설로 수정함 (일본 장기전력수급 전망 2004)

#### 4. 적정원전비율 검토

- 검토방법
  - 원전구성 비율에 대한 시나리오 설정
    - 제2차 전력수급기본계획 시설계획( '04, 원전8기 건설)이 기준 시나리오
    - 원전 8기를 2기씩 축소할 때, 이를 LNG와 신·재생에너지로 대체(LNG:신·재생 비율 각각 90:10, 80:20, 70:30)하는 시나리오 12개 설정
  - 시나리오 평가기준 및 평가방법
    - 공급안정성, 경제성, 환경성, 사회적 수용성, 분산성(발전소입지편중 문제 등), 산업경제효과 등 다양한 시나리오 평가기준 채택
    - 각 기준별로 가중치를 설정한 후 계층가중치법을 이용하여 12개 시나리오 평가
- 검토결과
  - 전원구성비율(원전: LNG: 신·재생) 변화를 입력자료로 하고 급전모형을 이용하여 비용을 추정하여야 하나, 관련기관과의 원활한 업무협조 미흡으로 적정원전비율을 도출하지 못함
    - LNG 발전의 경제성, 신·재생에너지의 원전 대체가능성 등 시나리오의 적정성 여부에 대한 이견이 큼
    - 따라서, 적정 원전비율에 대한 전문가 합의를 도출하라는 대통령의 지시사항을 이행하지 못함

#### 5. 장기전원구성정책수립 개선을 위한 제안

- 정부와 발전사업자의 역할 구분
  - 전력수급안정에 있어 시장기능과 정부가 수행해야 할 역할(정책목표설정과 시

- 장설계)은 구분되어야 함
- 시장실패가 예상되는 분야(신·재생에너지, 원자력정책, 기술개발, 수요관리 등)에는 정부정책 및 시장에 대한 가이드라인 및 규제정책이 필요함
  - 원전사후처리충당금(약 6조원)을 방폐물 관리 처분 및 폐로 비용으로 적기에 확보하도록 기금으로 전환해야 함
    - 방폐물 처분 및 폐로는 향후 10~30년에 걸쳐 발생하지만 사전에 연구개발을 위해 적기 지출되도록 국가기금으로 운영되어야 함
  - 장기전원구성정책 수립과정에 다양한 이해당사자 참여 필요
    - 전력정책개발은 산업자원부가 수행하고, 심의는 다른 기관에서 수행하는 것이 바람직(‘에너지기본법’에 의한 ‘국가에너지위원회’ 등)
    - 발전기준계획 수립 과정과 같은 초기 정책수립과정에 시민 및 이해당사자 참여와 모니터링이 가능하도록 전기사업법 시행령 개정
      - 원전건설 부지 선정 및 운영 계획 수립 과정에 시민 및 주민들의 참여를 공식적으로 보장
  - 제3의 중립적이고 객관적인 기관을 통한 원전의 적정 수준 검토 필요
    - 원전 경제성에 대한 객관적인 경제성 평가 수행
      - 중립적인 전문가로 이루어진 검토 단위를 조직하여 1년간 공론화를 통해 원전의 적정 수준 결정하여 3차 전력수급기본계획(‘06.12)에 반영
      - 전문가 중에는 반드시 재정 전문가를 포함시키도록 하여 포괄적인 원전 경제성 평가가 가능하도록 함
      - 검토 기간 중 사회적 갈등요소(765kV 초고압송전망 건설 등)가 많은 1400MW급 원전 4개(신고리 3,4기, 신규원전 2기 등 이후 추진사업) 건설 추진 과정 유보

**산업자원부 검토의견서 : 지속위 장기전원구성정책수립관련 제안**

**1. 경제성 이외의 변수에 대한 고려 부족(p.3)**

지속위 의견	산자부 의견
○ 기존사업자(공기업)가 기저부하 중심의 공격적인 물량건설을 추진함으로써 민간기업(주로 LNG복합화력)의 시장진입에 장벽으로 작용	기존사업자는 대규모 설비투자가 필요한 기저설비 위주로 건설하고, 민간기업은 상대적으로 초기투자부담이 작은 첨두설 설비(LNG복합화력) 위주로 건설

**< 사유 >**

- 발전원은 그 특징에 따라 안정적인 부하를 담당하는 기저발전원과 수요변화에 대응하는 첨두발전원으로 구분
    - \* 기저설비는 원자력, 석탄 등으로 고정비가 높고 변동비가 낮아 주로 기저측 부하를 담당하고 있으며, 첨두설비는 가스 등 고정비가 낮고 변동비가 높아 첨두부하 위주로 담당하고 있음
    - \* 최저부하는 기저설비로, 최저부하가 넘는 부분은 수요가 등락, 변동됨에 따라 첨두설비를 On-Off 하여 부하변동에 대응
  - 따라서 기저발전과 첨두발전은 고정비·변동비 비율, 수요변화 대응성 등 그 전원별 고유한 특징으로 인해,
    - 어느 한쪽이 다른 한쪽을 일방적으로 대체할 수 있는 성격은 아니며, 수요패턴에 따라 전력시장에서 각기 고유한 역할을 담당하고 있음
    - 이에 따라, 실질적으로도 시장이 분리되어 있다고 보는 것이 타당하며, 시장가격도 기저발전가격과 일반발전가격으로 분리 책정되고 있음
    - \* 변동비 가격 : 기저한계가격-19원/kwh, 계통한계가격-57원/kwh 내외
  - 이러한 전원별 고유 특성을 무시하고 일방적으로 첨두발전기 비율을 높이게 되면 발전단가가 크게 상승하여, 이는 결국 전체 전력소비자에게 많은 부담을 초래하며, 국가적으로도 자원관리의 비효율성을 초래하게 됨
    - 기저성 설비를 줄이면 변동비가 높은 첨두설비를 기저설비처럼 사용해야 하는데 이 경우 발전체계의 효율성을 크게 저하
- ⇒ 발전소 신규 또는 증설투자는 정부지시나 계획이 아니라 각 발전사가 전력시장신호에 따른 수익성 전망을 바탕으로 최적의 발전원을 선택하는 것이며,
- 실질적으로 시장이 분리되어 있기 때문에, 기저발전 설비투자가 LNG발전설비 등 첨두 발전설비의 건설을 저해한다고 보는 것은 무리가 있음
  - 향후 기후변화 협약에 따른 탄소배출 비용을 고려할 때, 원전의 필요성은 더욱 증가될 전망

※ 참고로, 발전원별 전원구성은 경제성을 토대로 하되, 계통운영성(기동정지 특성), 환경성(탄소배출 원단위 목표 0.11kgC/kWh 유지), 송전망 운영 및 에너지 안보를 위한 전원다변화를 종합고려하고 있으며, 이 밖에 입지확보, 환경규제, 연료조달, 기타 건설불확실성 등이 종합 감안되고 있음

## 2. 원자력발전의 경제성 왜곡 (p.3)

지속위 의견	산자부 의견
<input type="checkbox"/> 원자력발전의 경제성 왜곡 <input type="checkbox"/> 원전에 대한 해외금융기관의 투자가 개별발전소의 경제성 평가에 의해 이루어지지 않고 국가 신용평가에 기초하여 이루어짐 <input type="checkbox"/> 원전사후처리기금 등 공공예산이 한국수력원자력사 내부회계인 충당금으로 잡혀있어 적절한 재무비용평가가 어려움 <input type="checkbox"/> 경제성 평가에서 송전비용, 사회적 수용성, 미래세대를 위한 보험비용 등은 고려되지 않음	<b>&lt;삭 제&gt;</b>

### <사 유>

- 해외금융기관의 투자는 기업의 경영실적, 재무상태, 사업전망 등 종합적인 신용평가를 토대로 이루어지므로 “국가 신용평가에 기초” 한다는 것은 부적절함
- 원전사후처리 충당금은 회계적으로 비용으로 처리되어 재무평가에 반영되고 있으며, 매년 “주식회사의외부감사에 관한법률”에 의해 외부기관의 회계감사를 통해 회계처리의 건전성을 감사받고 있음
- 원전의 경제성 평가에 원자력손해배상보험, 원전사후처리비용 등 예측가능한 모든 비용이 반영되고 있음

## 3. 장기전원구성정책 수립과정에서 이해당사자 참여 미흡(p.3)

지속위 의견	산자부 의견
<input type="checkbox"/> 장기전원구성정책 수립과정에서 이해당사자 참여 미흡 <input type="checkbox"/> 전력수급기본계획을 위한 실무소위원회 구성시 담당기관(정부 또는 전력거래소)의 의견이 대부분 반영되어 위원회가 구성됨으로써 다양한 의견 반영 미흡	<input type="checkbox"/> 장기전원구성정책 수립과정에서 시민단체가 참여하여 상당한 영향력을 발휘하고 있음 <input type="checkbox"/> 전력수급기본계획 수립시 협의대상으로 참여해 왔으나, 실무소위 구성 등 초기단계 부터 보다 적극적 참여 필요 <input type="checkbox"/> 다수의 소비자를 대변할 수 있는 메카니즘 도입 필요

< 사 유 >

- 전력수급기본계획 수립을 위한 실무 소위원회 수립시 전문적인 식견이 필요함에 따라 주로 전문성을 고려하여 소위원회를 구성
  - 이와 별도로, 수급계획 수립과정에서 시민단체 및 지속위와 여러 차례 협의하였으며, 수급계획 시안에 대해 일반인을 대상으로 공청회를 실시하였음. 완성된 제2차계획 시안에 대해서도 지속위 검토를 거친 후 최종안을 공고한 바 있음
    - \* '04.2. ~ '04.6. 지속위 및 시민단체와 14차례 협의
  - 또한 전문가, 소비자단체, 시민사회단체 등 각계 대표로 구성된 전력정책심의회에서 「전력수급기본계획」의 심의를 받고 있음
- 이러한 협의과정을 거쳐 시민단체의 요구를 전향적으로 반영(제1차계획 대비 수요관리량 260만kW 대폭 확대, 소형열병합 260만kW 신규반영)한 기본계획에 대해 '다양한 의견 반영 미흡'이라는 표현은 적절하지 않음

4. 원전 및 석탄 중심 전력체계로는 지속가능한 전력시스템 구축 장애(p.4)

지속위 의견	산자부 의견
<input type="checkbox"/> 원전 및 석탄 중심 전력체계로는 지속가능한 전력시스템 구축에 장애	<input type="checkbox"/> 원전 및 석탄과 같은 기저부하설비를 통해 안정적이고 저렴한 기저 전력의 공급이 가능함에 따라 신재생에너지 보급에 보다 많은 자원투입이 가능  ○ 이를 통해, 상호 보완적이고 지속가능한 전력시스템 구축이 가능

< 사 유 >

- 원전, 석탄의 기저설비와 LNG, 신재생에너지 등 첨두설비가 적절히 조화되어야 지속 가능한 전력시스템 구축 가능
- 신재생에너지는 현단계에서 타 발전원과 직접적인 경쟁이 불가능하여 전력기금 등을 이용하여 신재생 발전차액, 연구개발, 보급사업 등을 지원하고 있음
  - \* 전력기금의 신재생에너지 지원계획( '05~' 09) : 1조2,606억원
- 이러한 대폭적인 지원이 가능한 것은 현재의 각 발전원간의 특성을 고려한 발전원의 적절한 조화를 통해 저렴하고 안정적인 전력공급체계를 기반으로 하고 있기 때문임
- ⇒ 따라서, 현재의 발전원간 적절한 조화는 신재생에너지 등을 확대할 수 있는 기반이 되어, 결과적으로 지속가능한 발전을 가능케 하고 있음

- 한편, 최근 발효된 기후변화협약을 고려할 경우, 지속가능한 시스템 구축을 위해서는 탄소배출 문제를 적극 고려할 필요성이 대두되고 있음
  - 국가별로는 원전 및 수력 설비를 많이 보유할수록 전력부문 탄소배출 수준이 낮은 경향을 나타내고 있음
  - 프랑스의 경우, 원전 비율이 높아 원단위탄소배출량이 세계에서 가장 낮은 수준이고, 미국의 경우 원전 비중이 낮아 탄소배출이 높은 수준을 나타내고 있음

<국가별 전원구성 및 원단위탄소배출량(2001년 기준)>

구분	전원 구성비(%)						탄소배출량 (kgC/kWh)
	원자력	석탄	가스	석유	수력	기타	
일본	20	11	26	22	20	1	104
미국	16	41	24	2	14	3	157
프랑스	60	2	1	15	21	1	20
한국	27	30	25	10	8	0	122

\* 1. 출처 : IEA 통계자료(2003 Edition)

2. 전원별 원단위탄소배출량(kgC/kWh) : 석탄화력 0.2143, LNG복합 0.1057, 원자력 0(무시가능)

- 아울러, 약 25년간 신규원전 발주가 없었던 미국의 경우, 최근 발표한 2005년 에너지정책법에 따르면, 신규원전 건설촉진을 위해 세금감면 혜택 등의 정책을 발표하였으며,
  - 일본의 경우도, CO2 저감을 위한 현실적 대안으로 원전발전량 비중( '99년 34.5% → ' 10년 42% 수준)을 높이기로 정책을 표명한 바 있음

#### 5. 원전위주 전력공급 체계 문제점 지적(p.4)

지속위 의견	산자부 의견
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 공기가 길고 중앙집중형인 원전위주 전력공급 체계는 급격한 수요변화에 대응하는 능력이 떨어지며,</li> <li>- 2017년 기준, 시설용량 비율은 30.3(원자력): 24.4(유연탄): 26.3(LNG)으로 외형적 균형을 유지하였으나, 발전량 비율은 46.7(원자력): 37.0(유연탄): 8.6(LNG)로 극심한 불균형</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 공기가 긴 원전은 수요변동에 영향이 없는 범위에서 건설되고 있고,</li> <li>- 급격한 수요변동시에는 건설공기가 짧은 LNG복합 설비로 대응</li> <li>- 기저성 설비와 첨두성 설비의 특성상 2017년 기준 시설용량과 발전량 비율의 차이 시현은 당연</li> <li>→ 기저설비는 지속가동, 첨두설비는 수요변화에 맞추어 발전소의 일시적 가동과 증단을 반복하기 때문</li> </ul>

< 사 유 >

- 원전은 기저부하 특성을 감안하여 계획시부터 원전설비용량을 최소부하 이하로 설정하기 때문에 수요변화에 대응 가능
- 시설용량과 발전량 비율의 불균형은 당연히 각 발전원이 가지고 있는 기저·첨두 발전의 특징에서 기인함
  - 원전은 고정비가 높고, 변동비가 작아 기저설비로 활용되므로, 이용율(발전비율)이 당연히 높을 수밖에 없으며,
  - 설비비율과 발전량 비율의 차이는 ‘불균형’ 이 아니라, 오히려 전원의 특성을 고려한 ‘한정된 자원의 효율적 사용’ 임

6. 적정원전비율 검토(p.4, 5)

지속위 의견	산자부 의견
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 전원구성비율(원전: LNG: 신재생) 변화를 입력자료로 하고 급전모형을 이용하여 비용을 추정하여야 하나, 관련기관과의 원활한 업무협조 미흡으로 적정원전비율을 도출하지 못함</li> <li>- LNG 발전의 경제성, 신재생에너지의 원전 대체가능성 등 시나리오의 적정성 여부에 대한 이견이 큼</li> <li>- 적정원전비율에 대한 전문가 합의를 도출하라는 대통령님의 지시사항을 이행하지 못함</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 전원구성비율(원전: LNG: 신재생) 변화를 입력자료로 하고 급전모형을 이용하여 비용을 추정을 시도하였으나, LNG, 신재생에너지 비용추정의 어려움 및 시나리오의 비현실성 등으로 실효를 거두지 못함</li> <li>- ‘05.9 이후 개시될 제3차 전력수급기본계획 추진과정에서 적정 원전비율 도출 등 정책대안을 적극 모색할 예정</li> </ul>

< 사 유 >

- 지속위의 시나리오 분석 요청( ‘05.1.10)에 대해 산자부 및 거래소는 시나리오 내용을 검토하여, 시나리오에 대한 불합리한 가정과 타당성에 대한 검토의견(①원전을 취소하고 LNG 및 신재생으로 대체, ②가스가격 30% 인하 전제조건, ③신재생 에너지로 대체투입 등)을 제시하였음( ‘05.1.26)
- 이에 대해 지속위와 실무협의( ‘05.3.18)를 통하여 동 시나리오 및 전제조건에 대한 문제를 설명하고, 거래소의 객관적 분석모형(WASP)을 이용한 분석가능범위를 제시함
  - 최근 석탄가격 급상승, 국제정세 불안에 따른 고유가, 기후변화협약으로 가스 수요의 증가 가능성을 감안, 가스 및 신재생 단가 추정이 곤란하고, 이는 거래소 모형과는 관련 없는 지극히 자의적인 분석이므로 원전의 대규모 대체 시나리오 분석은 무의미
  - 이에 따라 지속위는 당초 시나리오를 수정, 원전 2기 취소시 전원구성 도출 및 이에 따른 경제성·환경성 분석을 요청

- 회의결과에 따라, 거래소의 모델 분석결과를 통보( '05.5.2)
  - 원전 2기 축소시 석탄, LNG 등 대체전원의 발전량, 경제성 및 환경성 분석
  - ⇒ 이러한 협의과정을 언급하지 않고, 단지 원활한 업무협조 미흡으로 적정원전 비율을 도출하지 못했다는 것은 사실과 다르며
  - 더욱이 동건관련 지속위와 산자부, 거래소가 수차례에 걸친 논리적 토론을 거쳐 합리적 범위내에서는 상당한 협조를 제공했음에도 불구하고 산자부, 거래소 등이 지속위의 「대통령지시사항」 이행을 방해한 것 같은 인상을 주는 표현을 쓰는 것은 더욱 부적절

**<지속위 시나리오 타당성 검토의견>**

<p><b>① 원전을 취소하고 LNG 및 신재생으로 대체</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 전력산업 구조개편에 따라 정부가 특정전원을 정책적으로 선택하는 것은 곤란함</li> <li>- 원전건설계획이 취소되더라도, 모형 시뮬레이션 결과는 가격 경쟁력이 높은 석탄발전소로 대체될 가능성이 높음</li> <li>* 발전원별 발전원가 : 원자력 36, 석탄 41, LNG 74(원/kWh)</li> </ul> <p><b>② 가스가격 30% 인하 전제조건</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 신규계약한 물량에 대해서는 35% 인하된 것이 사실이나, 기존 장기 계약물량 고려시 공급가격은 9~10% 수준만 인하</li> <li>- 추후 막대한 양의 가스수요 증가시 국제시장의 가스가격 상승 가능성</li> </ul> <p><b>③ 신재생 에너지로 대체투입</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 현 기술수준에서 신재생에너지는 이용률이 매우 낮고, 입지 면적도 원전에 비해 과다 소요됨</li> <li>* 이용률 감안 원자력 대비 입지면적 : 풍력 약30배, 태양광 약 120배</li> <li>- 현재 운영중인 최적의 신재생발전소를 기준으로 산정한 구입가격이 kWh 당 풍력 108원, 태양광 716원이나,</li> <li>· 확대보급시 상대적으로 열악한 입지환경에 따라 가격 상승 전망 → 신재생 에너지 증가에 따른 비용 추정 불가</li> </ul>
--

**7. 수립과정에서 다양한 이해당사자 참여 필요(p.5)**

지속위 의견	산자부 의견
<p>①전력정책 개발은 산업자원부가 수행하고, 심의는 다른 기관에서 수행하는 것이 바람직( '에너지기본법' 에 의한 '국가에너지위원회' 등)</p> <p>②발전기준계획 수립과정과 같은 초기 정책 수립과정에 시민 및 이해당사자 참여와 모니터링이 가능하도록 전기사업법 시행령 개정</p>	<p>①삭제</p> <p>②전력수급기본계획 수립을 위한 실무소위원회 구성시 시민 참여와 모니터링이 가능(법령개정 불필요)</p>

## < 사 유 >

- ① 전력수급기본계획 등 전력정책에 대한 심의는 현재 전기사업법 시행령 제15조에 근거하여 「전력정책심의회」에서 수행하고 있음
  - 「전력정책심의회」는 산업계, 학계, 시민단체, 소비자 대표, 정부 등 다양한 분야에서 참여하는 별도의 독립된 위원회이므로, 현재도 전력정책 개발은 산자부가 수행하고 심의는 산자부가 아닌 다른 기관(「전력정책심의회」)에서 수행하고 있음
  - 「에너지기본법」에 의한 「국가에너지위원회」 운영시 전력정책심의회에 부가해서 에너지 위원회에서도 동사안을 논의할 수 있다는 것은 당연한 것이므로, 이를 별도로 언급할 필요는 없음
- ② 발전기준계획은 객관적인 수치를 전산모형(WSAP)에 입력하여, 정책적 고려를 배제하고, 단순히 기계적으로 도출된 결과이므로 이 과정에 시민 및 이해당사자가 참여한다는 것이 큰 의미는 없으며, 오히려 객관적이고 과학적인 기준계획 도출과정을 저해할 우려
  - 다만, 정부의 정책적 고려가 필요한 사업자 의향조사, 신재생 에너지, 수요관리 등과 관련하여 시민단체 등이 참여하는 것은 바람직하다고 판단됨
    - 다만, 소위원회 구성은 전기사업법에 별도 근거규정을 두고있지 않은 만큼 시민단체 등의 참여를 법령에 반영할 필요성은 크지 않음
  - ※ 참고로, 경쟁시장에서 전력수급계획은 시장참여자의 건설의향 등을 반영한 전망보고 성격으로서, 경쟁적 전원(원전, 석탄, 가스 등)의 시장진입은 시장 자율 기능에 맡기는 것이 바람직

## < 영국의 전력수급계획 >

- 영국의 경우, 전력수급계획은 송전회사(NGC)에서 SYS보고서(Seven Year Statement) 형태로 매년 수립하여 정부 및 관련기관에 제출.
- NGC가 송전면허규정 제10장에 따라 계획을 수립 및 심의하고, 계획수립에 필요한 각종자료는 발전사업자, 송전사업자, 배전사업자로부터 의향을 접수함
- 계획내용은 향후 7년간 부하전망, 공급능력 및 설비예비율 분석, 송전선로 분석내용으로 구성되며, 결과는 정부에 보고하고 일반에게는 정보로서 공개.
- 정부는 정부의 에너지정책(낮은 시장가격 유지, 공급안정성과 다양성 유지, 발전사업자의 향후 바람직한 방향 제시, 분산형 전원 추진목표) 등을 고려하여 발전사업 면허 및 신규설비 사업허가.

8. 원전사후처리 총당금을 기금으로 전환 (p.5)

지속위 의견	산자부 의견
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 원전사후처리 총당금을 방폐물 관리 처분 및 폐로 비용으로 적기에 확보할 수 있도록 기금으로 전환해야 함</li> <li>- 방폐물 처분 및 폐로는 향후 10~30년에 걸쳐 발생하는 문제이지만 사전 연구개발을 위해 적기 지출되므로 국가기금으로 운영되어야 함</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 원전사후처리 총당금의 국가기금화 등 장기운용방안에 대한 검토 필요</li> <li>- 중저준위 방폐장 부지선정 이후 사용후 연료 처분방법 등 방폐물에 대한 장기 종합대책 수립과 연계하여 검토</li> <li>* 방폐물 처분 및 폐로 기술개발은 이미 수행하고 있음</li> </ul>

<사 유>

- 원전사후처리 비용을 사내충당제도로 운영(현행)한다 해서 처리비용을 적기에 확보할 수 없는 것은 아님
  - 사내 고정부채로 엄격히 관리되고 있어 처리비용이 필요한 시점에 예산에 반영하여 지출 가능
  - \* '03년 환경단체에서 원전사후처리 총당금을 본래목적에 사용하지 않고 건설 자금에 투입됐다고 검찰에 고발하였으나 무혐의 처분
- 방폐물 처분 및 폐로관련 기술개발은 전력산업기반기금 및 원전사후처리 총당금을 활용 기 수행중에 있음
  - \* '01~ '04년간 전력산업기반기금 4개 과제 450억원, 원전사후처리 총당금 6개 과제 15억원 수행 (과기부와 한수원에서 수행)
- 따라서 원전사후처리 비용의 원전사업자 사내충당제도와 국가기금화는 각기 장단점이 있으므로 장기운용방안에 대한 면밀한 검토 필요
  - 중저준위 방폐장 부지선정 이후 사용후 연료 처분방법 등 방폐물에 대한 종합대책 수립과 연계하여 검토하는 것이 바람직함
  - \* 금년도 하반기 정책용역 추진 예정

9. 제3의 중립적이고 객관적인 기관을 통한 원전의 적정수준 검토필요 (p.6)

지속위 의견	산자부 의견
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 원전 경제성에 대한 객관적인 경제성 평가 수행</li> <li>- 중립적인 전문가로 이루어진 검토 단위를 조직하여 1년간 공론화를 통해 원전의 적정 수준 결정하여 제3차 전력수급기본계획( '06.12)에 반영</li> <li>- 전문가 중에는 반드시 재정 전문가를 포함시키도록 하여 포괄적인 원전 경제성 평가가 가능하도록 함</li> <li>- 검토 기간중 사회적 갈등요소가 많은 1,400MW급 원전 4개(신고리 3,4, 신규원전 2 기 등 2012년 이후 계획사업A) 건설 추진 과정 유보</li> </ul>	<p>&lt;삭 제&gt;</p>

### <사 유>

- '01. 4월 전력산업 구조개편 이후 전력수급기본계획은 전력시장의 경쟁체제를 반영하여 전기사업자의 자율적인 발전소 건설의향을 토대로 수립하고 있음
- 또한 전력수급기본계획 수립시 전원MIX는 경제성, 환경성, 수급안정성 등을 종합적으로 고려하여 가이드 라인을 제시하고 있음
- 따라서 원자력만 분리하여 적정수준과 경제성을 평가하는 것은 바람직하지 않으며, 향후 전력수급 기본계획 수립시 타 전원과 함께 충분한 논의와 평가를 실시하는 것이 바람직함
  - 적정수준과 경제성은 타 전원과의 상대적 비교우위를 평가하는 것이므로 원전만 별도분리 검토는 무의미

**장기전원구성정책 요약보고서 2차 수정안**

**1. 검토배경 및 추진경과**

□ 검토배경

- 제48차 국정과제 보고회의(지속가능한 에너지정책-전력정책을 중심으로, '04.6.24)시 지속위 주요보고사항
  - 다소 높은 수준인 원전비율을 적정수준으로 축소할 것을 건의
    - ⇒ 적정 원전발전비율로 40% 제시
  - 전력 수요관리목표를 현재 7GW에서 2.5 GW(2015년 기준) 추가
  - 신·재생전력은 총전력의 7%를 공급하는 목표 설정(2011년 2GW)
  - 사회적 협의에 의한 에너지정책 공론화 시스템 구축 필요
- 대통령님께서 전력수요관리, 신·재생에너지의 가능성을 종합적으로 검토 후 적정 원전비율에 대한 전문가간 합의내용을 보고토록 지시

□ 추진경과

- 지속가능발전위원회에 '장기전원구성정책연구팀(전문가·시민단체 7명)'을 구성·운영('04.8 ~ '05.4)
- 연구팀의 정책제안('04.11)에 대해 산자부 등 관련부처(2회)와 한국수력원자력주식회사, 한국가스공사 등과 협의(2회)

**2. 적정원전비율의 검토**

□ 시도된 검토방법

- 원전대체 시나리오 12개 설정 및 분석
  - 제2차 전력수급기본계획 시설계획('04, 원전8기 건설)이 기준 시나리오
  - 원전 8기를 2기씩 축소할 때, 이를 LNG와 신·재생에너지로 대체

<표 1> 대안적 접근에 의한 분석 시나리오

	가스 90% 신재생 10%	가스 80% 신재생 20%	가스 70% 신재생 30%
원전 8기 건설 (기준안)	기준안		
원전 2기 대체 (신울진 1400MWx2기)	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3
원전 4기 대체 (신울진 1400MWx2기) (신고리 1400MWx2기)	시나리오 4	시나리오 5	시나리오 6
원전 6기 대체 (신울진 1400MWx2기) (신고리 1400MWx2기) (신월성 1000MWx2기)	시나리오 7	시나리오 8	시나리오 9
원전 8기 완전 대체	시나리오 10	시나리오 11	시나리오 12

○ 시나리오 평가방법 및 평가결과

- 공급안정성, 경제성, 환경성, 사회적 수용성, 분산성(발전소입지편중 문제 등), 산업경제효과 등 다양한 시나리오 평가기준 채택
- 시나리오별 추가비용 추정
  - : 시나리오1(1.2조/년) ~ 시나리오12(8.4조/년)
- 각 기준별로 가중치를 설정한 후 계층가중치법을 이용하여 12개 시나리오 평가

<표 2> 시나리오별 추가비용 및 계산 결과

시나리오		추가비용 증가(억원/년)	전기요금영향 (2017년, 원/kWh)	계층가중치법 결과 (점수/순위)
기준안		0	0.0	0.0783(3)
원전 2기 대체	시나리오 1	11,925	2.6	0.0752(12)
	시나리오 2	18,199	4.0	0.0759(11)
	시나리오 3	24,473	5.4	0.0769(6)
원전 4기 대체	시나리오 4	23,850	5.2	0.0763(8)
	시나리오 5	36,398	8.0	0.0763(8)
	시나리오 6	48,945	10.7	0.0766(7)
원전 6기 대체	시나리오 7	32,368	7.1	0.0790(1)
	시나리오 8	49,397	10.8	0.0777(5)
	시나리오 9	66,426	14.5	0.0762(10)
원전 8기 대체	시나리오10	40,886	8.9	0.0788(2)
	시나리오11	62,396	13.7	0.0778(4)
	시나리오12	83,906	18.4	0.0751(13)

\* 계산 전제: 한수원의 전력판매단가를 발전원가로 간주하여 계산의 기본으로 이용. 원자력 40[원/kWh], LNG복합 65.6[원/kWh], 풍력 107[원/kWh], 태양광 714[원/kWh] 적용.

□ 검토결과

- 시나리오 연구의 외적 제약조건으로서 전력, 가스를 포함한 산업구조개편과정의 불확실성 문제가 애로로 작용
  - 이는 공정경쟁 여건에 기초한 발전원별 경제성 평가의 불확실성으로 작용
  - 동시에 전력수급의 총체적인 관점에서 원전문제를 접근하는 데에 제약요인으로 작용
- 시나리오 연구의 내적 관점의 문제로서 ‘계층가중치법’에 의한 우선순위 분석 결과에 대해서 합의를 도출하기 어려웠음
  - 요소별 가중치 결정, 요소간 독립성 평가에 이견이 존재
  - 상기 요인에 의하여 민감하게 우선 순위가 변동함
  - 결론적으로 이러한 접근법에 근거한 원전의 적정비율에 대한 전문가간의 합의 노력은 결론을 얻지 못한 상태임

### 3. 개선방향과 제안

#### □ 전력수급 기본계획 성격의 재규정

- 원전의 적정비율은 전력수급 기본계획 전체와 맞물려 있기 때문에 불확실성을 줄이기 위해서는 전력수급기본계획의 성격을 명확히 정립하는 것이 필요함.
  - 전력수급안정 및 적정전원구성에 있어 정부 역할(정책목표설정과 시장설계)과 시장 기능은 명확히 규정해야 하나, 현재 전력산업 구조개편 문제로 인해 양자간의 혼선이 발생하여 적정 원전비중의 결정에도 불확실성으로 작용.
  - 시장기능에 있어서도 전원의 경제성만이 아니라 전력의 환경성과 사회성을 반영할 수 있도록 하는 제도적 메카니즘 논의가 필요
- 전력수급기본계획의 수립에서 새로운 자원(수요관리, 소형열병합, 신재생에너지)과 전통적인 자원(원전 등)간의 이분법적 구조에 대한 재검토가 필요.
  - 현재 새로운 자원이 전원구성 규칙의 재조정과 엄밀한 검토 없이 단순 삽입되어 있음.

#### □ 장기전원구성정책 수립과정에 다양한 이해당사자 참여 필요

- 전력정책개발은 산업자원부가 수행하고, 심의는 다른 기관에서 수행하는 것이 바람직(‘에너지기본법’에 의한 ‘국가에너지위원회’ 등)
- 발전기준계획 수립 과정과 같은 초기 정책수립과정에 지속가능위의 사전 검토 및 시민, 이해당사자 참여와 모니터링이 가능한 절차 마련
- 지속가능위 주도로 원전의 적정비중에 대한 지속적인 사회적 공론화 추진
  - 분야별 전문가(환경, 사회, 경제, 기술 등)를 포함하는 ‘원전정책포럼(가칭)’을 구성 운영

#### □ 제3의 중립적이고 객관적인 기관을 통한 원전의 적정 수준 검토 필요

- 원전의 경제성 및 적정수준에 대한 평가 수행
  - 원전에 대한 사회적 공론화의 기초 작업으로서 발전원별 공정경쟁 여건에 기초한 원전의 경제성과 적정수준에 대한 평가가 필요
  - 원전에 대해 이해중립적인 각계 전문가를 중심으로 1년간 연구를 수행하고, 적정비율에 대한 합의를 도출하여 3차 전력수급기본계획(‘06.12)에 반영토록 노력
- 검토 기간 중 사회적 갈등요소(765kV 초고압송전망 건설 등)가 많은 1400MW급 원전의 추진여부는 사회적 합의에 입각하여 결정
  - 필요시 4개(신고리 3,4호기, 신규원전 2기 등 이후 추진사업) 건설 추진을 일시 유보함을 검토

#### □ 원전사후처리충당금 제도의 개선

- 원전사후처리충당금(약 6조원)을 방폐물 관리 처분 및 폐로 비용으로 적기에 확보하도록 기금으로 전환해야 함
  - 방폐물 처분 및 폐로는 향후 10~30년에 걸쳐 발생하지만 사전에 연구개발을 위해 적기 지출되도록 국가기금으로 운영되어야 함

## <참고자료> 원전적정비율 결정을 위한 여건변화 등 고려요소

- 복잡성과 불확실성의 요인에 대한 이해
  - 원전의 경제성은 전력산업의 형태(소유형태, 경쟁여부 등) 등의 여건에 따라 크게 변동
  - 현재 다른 연료(석유, 우라늄, 석탄 등)의 가격변동성이 증가하여 연료가격부분에서의 불확실성도 크게 증대
  - 현재 정부의 계획(전력수급기본계획)의 성격이 모호하여 원간 공정경쟁과 투자계획의 불확실성이 증대
  - 원자력발전문제는 향후 안정성과 환경성간의 개념적 충돌 예상
    - 원자력은 기후변화협약에 의하여 유리한 입지를 제공받게 되나, 안전성 측면에서는 지속적인 문제제기
  - 원자력의 적정 비율은 국가적인 적정 에너지MIX 차원에서 보다 전략적이고 거시적으로 취급되어야 함
    - 에너지의 확보는 경제성, 환경성 뿐 아니라 국가전략적 요소도 함께 고려되어야 함
    - 석유자주율, LNG도입확대, 신재생보급비율 등의 다른 연료에 대한 정책과 맞물려서 원전의 적정비율문제가 정해져야 함
- 대북전력협력 문제라는 새로운 요소의 등장
  - 대북전력송전은 남한의 전력시스템의 전반적인 변화를 요구할 지도 모르는 큰 사안임
    - 어떤 입지에서 송전할 것인가는 어떤 발전원 구성변화를 필요로 하는가와 밀접히 연계되어 있음
    - 이 경우 현재의 전력수급기본계획 자체에 대한 근본적인 수정이 요구될 수 있음

**산업자원부 2차 검토의견서 : 지속위 장기전원구성정책수립관련 제안**

(정식협의 전단계의 사전협의 자료)

1. 시나리오별 추가비용 및 계산결과(p.3)

지속위 의견	산자부 의견
<p>○ 원전 8기를 LNG, 신재생에너지로 대체시의 추가비용 산정</p> <p>&lt;표2&gt; 시나리오별 추가비용 및 계산결과</p>	<p>&lt;1안&gt;</p> <p>○ 원전 특성을 고려한 최소부하 및 탄소배출량 등을 감안, <b>사회적 비용최소화</b> 기준으로 거래소 전산모형을 통해 도출된 원전의 적정설비 비율은 약 33% 수준임(제2차 전력수급기본계획 기준)</p> <p>- 향후 3차 수급계획 수립시 수요전망, 부하특성, 탄소배출량, 경제성 등을 감안하여 적정 원전비율 도출 계획</p> <p>&lt;2안&gt;</p> <p>○ 원전 8기를 LNG, 신재생으로 대체시의 추가비용 산정</p> <p>&lt;표2&gt; 시나리오별 추가비용 및 계산결과 : 산정단가 수정 필요</p> <p><input type="checkbox"/> 검토결과</p> <p>① 현재의 전력시장 메커니즘(CBP 시장)에서는 변동비가 낮은 발전기가 순서대로 발전에 투입되도록 되어있어 원전 대신 LNG등 특정 전원을 강제로 투입하는 것은 불가하며, 이를 강제적으로 조정시 현 시장질서를 왜곡시킬뿐 아니라 막대한 추가비용이 발생하게 되므로 시나리오별 비용계산결과의 타당성에는 기본적인 한계가 있음</p> <p>- 즉, CBP시장의 현행 시장규칙이 준수된다면 시나리오(원전 대신 신재생+가스) 자체가 구현되기 어려운 측면이 있음</p> <p>② 특히, 시나리오 5~12까지는 신재생에너지 규모가 지나치게 커져 현실적으로 이행되기 불가능한 수준의 규모임</p> <p>- 정부가 의욕적으로 제시한 「제2차 신재생에너지 보급 기본계획」( '03.12) 대로 이행되더라도, 시나리오 5~12는 신재생에너지 보급목표를 초과하는 수준이며, 현재는 상기 보급목표를 달성하는 것도 엄청난 노력과 자원투입이 요구되는 상황임을 감안 필요</p> <p>③ 신재생에너지 대폭 확대시 상대적으로 열악한 입지환경에까지 입지를 확보해야 하므로 기준가격의 대폭 상승이 예상(정확한 비용추정은 곤란)되는 점도 추가적 비용요소로 감안 필요</p> <p>④ LNG발전의 CO2 배출을 고려할때 동 시나리오는 현 전원 계획에 비해 기후변화협약 대응에 매우 불리하다는 점도 감안 필요</p> <p>* 원단위 탄소배출량(kgC/kWh) : LNG복합 0.1057, 원자력 0</p>

<사 유>

- ① 현 전력시장운영체제인 변동비반영시장(CBP:Cost-Based Pool)에서는 중앙급 전시스템(EMS)이 변동비가 저렴한 순서대로 발전기에 급전을 지시하여, 동 순서대로 발전기가 가동되고 있음
  - 따라서 원전이 취소될 경우 원전 다음으로 변동비가 높은 석탄발전기가 이를 대체할 가능성이 높음
  - 이에 따라, 정부가 원전을 LNG등의 특정전원으로 대체하는 것은 현재의 전력시장 메커니즘(CBP 시장)에서는 가능하지 않으며, 인위적으로 석탄발전을 중단시키고 가스나 신재생에너지를 투입하는 형태가 되어 현행 시장질서를 무너뜨리는 것임
- ② 시나리오상의 신재생에너지 규모는 이행이 불가능한 수준임
  - 정부가 의욕적으로 제시한 「제2차 신재생에너지 보급 기본계획」\*( '03.12)에 따라 계획대로 신재생에너지가 보급되더라도, 시나리오 3, 5~12는 실현이 불가능
  - \* 개발목표량('12년 기준) : 풍력 2,237MW, 태양광 1,300MW
  - 또한, 신재생에너지 이용율 감안시(풍력 30%, 태양광 15% ; 원자력: 90%) 시나리오 1, 2, 4에 대한 이행가능성도 불투명한 수준임
- ③ 현 지속위의 산정단가는 그 근거가 불분명함 → '04년 발전시장 정산단가 적용이 타당함
  - \* '04년도 정산단가 : 원자력 39.5, LNG복합 76.9, 풍력 107, 태양광 716(원/kWh)
  - \* 지속위 산정단가 : 원자력 40, LNG복합 65.6, 풍력 107, 태양광 714(원/kWh)
  - 또한, 신재생에너지 구입 기준가격은 향후 태양력, 풍력 확대보급시 상대적으로 열악한 입지환경에 따라 기준가격 대폭 상승 전망 → 신재생에너지 증가에 따른 비용 추정 극히 어려움
- ④ 기후변화협약과 관련하여 LNG발전은 CO<sub>2</sub> 다량방출로 인해 원전에 비해 기후변화협약 대응에 절대적으로 불리
  - 국가별로는 원전 및 수력 설비를 많이 보유할수록 전력부문 탄소배출 수준이 낮은 경향을 나타내고 있음

<국가별 전원구성 및 원단위탄소배출량(2001년 기준)>

구분	전원 구성비(%)						탄소배출량 (kgC/kWh)
	원자력	석탄	가스	석유	수력	기타	
일본	20	11	26	22	20	1	104
미국	16	41	24	2	14	3	157
프랑스	60	2	1	15	21	1	20
한국	27	30	25	10	8	0	122

\* 1. 출처 : IEA 통계자료(2003 Edition)  
 2. 전원별 원단위탄소 배출량(kgC/kWh) : 석탄화력 0.2143, LNG복합 0.1057, 원자력 0(무시가능)

2. 전력수급 기본계획 성격 재규정(p.4)

지속위 의견	산자부 의견
<p>□ 전력수급 기본계획 성격의 재규정</p> <p>○ 원전의 적정비율은 전력수급 기본계획 전체와 맞물려 있기 때문에 불확실성을 줄이기 위해서는 전력수급기본계획의 성격을 명확히 정립하는 것이 필요함</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 전력수급안정 및 적정전원구성에 있어 정부 역할(정책목표설정과 시장설계)과 시장 기능은 명확히 규정해야 하나, 현재 전력산업 구조개편 문제로 인해 양자간의 혼선이 발생하여 적정 원전비중의 결정에도 불확실성으로 작용</li> <li>- 시장기능에 있어서도 전원의 경제성만이 아니라 전력의 환경성과 사회성을 반영할 수 있도록 하는 제도적 메카니즘 논의가 필요</li> </ul> <p>○ 전력수급기본계획의 수립에서 새로운 자원(수요관리, 소형열병합, 신재생에너지)과 전통적인 자원(원전 등)간의 이분법적 구조에 대한 재검토가 필요</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 현재 새로운 자원이 전원구성 규칙의 재조정과 엄밀한 검토 없이 단순 삽입되어 있음.</li> </ul>	<p>□ 전력수급 기본계획 성격의 재규정</p> <p>○ 원전의 적정비율은 전력수급기본계획상의 전체 전원구성비와 연계되어 있기 때문에 원전문제를 개별적으로 다루기보다는 <b>전력수급기본계획의 틀속에서 전체와 부분의 관계 속에서 접근할 필요</b></p> <p>○ 현재 산업자원부는 <b>구조개편 과도기의 상황을 감안하여 전력수급안정을 위해 시장기능과 정부 정책수행 역할의 적절한 조화</b>를 검토 중이며 지속위에서도 이러한 접근방법에 대해 기본적으로 공감</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 시장원리 작동이 제한적인 과도기적인 전력시장 여건으로 인해 사업자 의향에 따른 「<b>사업자계획</b>」이 <b>사회적 효율성을 보장</b>하는 데는 <b>일정한 한계</b>가 있을 수 있으므로,</li> <li>- 사회적 효율성을 기준으로 도출된 「<b>기준계획</b>」을 <b>보다 강조</b>하는 접근이 필요하며, <b>사업자 계획은 기준계획의 이행가능성을 나타내는 보완적 계획으로 제시할 예정</b></li> </ul> <p>○ 또한, 수립된 기본계획의 「<b>결과치</b>」에 대한 <b>논쟁보다는 계획 수립과정에서의 투입되는 「가정」에 대한 충분한 논의</b>를 통한 합의 필요</p> <p>○ 전력수급기본계획에서 원전, LNG 등의 <b>전통적 자원과 새로운 자원</b>(소형열병합, 신재생에너지 등)간의 <b>적절한 조화 필요</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 원전, 석탄, LNG 등의 <b>전통적 자원을 이용하여 전력시장 경쟁체제하에서 안정적이고, 저비용의 전력공급체계를 확보</b>하고,</li> <li>- 그 기초 위에서 지속가능한 발전을 위한 수요관리 및 신재생 등의 <b>신규 자원을 정책적 의지와 이행가능성을 감안하여 적극적으로</b> 과감하게 반영</li> </ul>

〈사 유〉

- 구조개편 이행기에 안정적 전력수급을 도모하기 위해 발전사업자의 자율적 의향과 정부 정책적 목표의 조화가 필요
  - 구조개편 지연과 시장원리 작동이 제한적인 과도기적 상태가 지속됨에 따라, 사업자 의향에 따른 사업자계획이 사회적으로 효율성있는 계획이라고 보기 어려움
  - 따라서, 정부는 전력수급기본계획을 발전사업자의 의향만을 기초로 전력공급 계획을 전망하기보다는, 사회적 효율성 기준에 따라 도출된 「기준계획」을 보다 강조하는 접근 필요
  - 또한 계획수립 단계에서부터 지속위 등이 참여하여 전력수급기본계획의 결과치에 대한 논쟁보다는 수립과정에서 투입되는 가정에 대한 충분한 논의를 통해 합의해나갈 계획임
- 시장기능에 있어 전력의 환경성과 사회성을 반영하도록 하자는 의견에 대해서는,
  - 현 수급기본계획에서도 기준계획 수립과정에서 사회적인 효율성과 환경성(CO2 배출)을 고려하여 수립하고 있음
  - 다만, 시장기능에 사회성을 반영한다는 것이 구체적으로 무엇을 의미하는지 불분명함
- 현 수급기본계획은 전통적 자원(원자력, 석탄, LNG 등)에 대해서는 전력시장 경쟁체제를 반영하여 발전사업자의 의향을 기초로 수립하고 있으며,
  - 공익성에 따른 사회적 필요에 의한 정책전원(신재생, 소형열병합, 수요관리 등)에 대해서는 이행가능성, 지속위·시민단체 협의결과 등을 종합적으로 고려한 목표량을 설정하여 수급기본계획에 반영하고 있음
  - \* 전통적 자원은 상호 경쟁에 의해 적정 수준이 시장에서 결정될 수 있으나, 정책전원은 비경쟁적 특성에 따라 사회적 합의에 의한 목표량을 반영
- 따라서 전통적 자원과 정책전원간의 이분법적 구조는 전력시장에 참여한 발전사업자들의 자율적 의향과 사회적 필요에 의한 정부정책을 적절히 조화하여 지속가능한 전력시스템을 구축하기 위한 것임
  - 다만, 그 과정에서 수요관리, 신재생 등의 정책전원은 정책적 의지와 이행가능성을 함께 감안하여 적극적이고, 합리적인 수준으로 기본계획에 반영 필요

3. 장기전원구성정책 수립과정에 다양한 이해당사자 참여 필요(p.5)

지속위 의견	산자부 의견
○ 발전기준계획 수립과정과 같은 초기 정책수립과정에 지속가능위의 사전 검토 및 시민, 이해당사자 참여와 모니터링이 가능한 절차 마련	○ 계획수립을 위한 실무소위원회에 분야별 전문가와 더불어 지속위, 시민단체 등 참여 필요

<사 유>

- 전력수급기본계획 수립과정의 초기단계부터 지속가능위, 시민단체 등의 의견을 수렴하여 적절히 반영하기 위해
  - 수급기본계획을 수립을 위한 6개 실무소위원회(총괄, 발전, 계통, 수요예측, 수요관리, 신재생)에 지속위측 추천 위원이 참여하여 수립과정에서부터 쟁점 사항에 대해 협의해 나갈수 있도록 할 계획임

지속위 의견	산자부 의견
○ 지속가능위 주도로 원전의 적정 비중에 대한 지속적인 사회적 공론화 추진 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 분야별 전문가(환경, 사회, 경제, 기술 등)를 포함하는 ‘원전정책포럼(가칭)’을 구성 운영</li> </ul>	○ 산자부, 지속위 등이 상호 협조하여 원전의 적정비중에 대해 지속적인 사회적 공론화 추진 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 향후 설치될 국가에너지위원회 등을 적극 활용</li> </ul>

<사 유>

- 원전에 대한 사회적 공론화 추진은 정책부서인 산업자원부와 지속가능발전위원회 등 유관기관이 함께 협조해서 추진하는 것이 바람직함
  - 아울러, 공론화 논의기구는 에너지기본법에 의해 향후 설치될 국가에너지위원회 등을 적극 활용할 수 있을 것임

4. 제3의 중립적이고 객관적인 기관을 통한 원전의 적정수준 검토필요 (p.5)

지속위 의견	산자부 의견
○ 원전의 경제성 및 적정수준에 대한 평가 수행 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 원전에 대한 사회적 공론화의 기초 작업으로서 발전원별 공정경쟁 여건에 기초한 원전의 경제성과 적정수준에 대한 평가가 필요</li> <li>- 원전에 대해 이해중립적인 각계 전문가를 중심으로 1년간 연구를 수행하고, 적정비율에 대한 합의를 도출하여 3차 전력수급기본계획( '06.12)에 반영토록 노력</li> </ul> ○ 검토 기간 중 사회적 갈등요소(765kV 초고압 송전망 건설 등)가 많은 1400MW급 원전의 추진여부는 사회적 합의에 입각하여 결정 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 필요시(신고리 3,4, 신규원전 2 기 등 이후 계획사업) 건설 추진을 일시 유보함을 검토</li> </ul>	○ 원전의 경제성 및 적정수준에 대한 평가 수행 <ul style="list-style-type: none"> <li>- 국가에너지위원회 등 공론화 기구의 논의를 거쳐 원전에 대한 사회적 공론화의 기초 작업으로서, 발전원별 공정경쟁 여건에 기초한 원전의 경제성과 적정수준에 대한 평가 검토</li> </ul>

<사 유>

- 원전의 적정수준에 대한 평가를 위해 금년 제정될 「에너지기본법」 상의 국가 에너지위원회 등의 공론화 기구의 논의 후,
  - 발전원별 공정경쟁 여건에 기초한 원전의 경제성과 적정수준에 대한 평가작업 수행 예정

5. 원전사후처리충당금 제도의 개선(p.5)

지속위 의견	산자부 의견
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 원전사후처리충당금(약 6조원)을 방폐물 관리 처분 및 폐로 비용으로 적기에 확보하도록 기금으로 전환해야 함</li> <li>- 방폐물 처분 및 폐로는 향후 10~30년에 걸쳐 발생하지만 사전에 연구개발을 위해 적기 지출되도록 국가기금으로 운영되어야 함</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ 원전사후처리 충당금의 국가기금화 등 장기운용방안에 대한 검토 필요</li> <li>- 중저준위 방폐장 부지선정 이후 사용후 연료 처분방법 등 방폐물에 대한 장기 종합대책 수립과 연계하여 검토</li> <li>* 방폐물 처분 및 폐로 기술개발은 이미 원전 충당금으로 수행하고 있음</li> </ul>

<사 유>

- 원전사후처리 비용을 사내충당제도로 운영(현행)해도 처리비용을 적기에 확보할 수 있음
  - 사내 고정부채로 엄격히 관리되고 있어 처리비용이 필요한 시점에 예산에 반영하여 지출 가능
  - \* '03년 환경단체에서 원전사후처리 충당금을 본래목적에 사용하지 않고 건설 자금을 투입했다며 검찰에 고발하였으나 무혐의 처분
- 방폐물 처분 및 폐로관련 기술개발은 전력산업기반기금 및 원전사후처리 충당금을 활용 기 수행중에 있음
  - \* '01~' 04년간 전력산업기반기금 4개 과제 450억원, 원전사후처리 충당금 6개 과제 15억원 수행 (과기부와 한수원에서 수행)
- 따라서 원전사후처리 비용의 원전사업자 사내충당제도와 국가기금화는 각기 장단점이 있으므로 장기운용방안에 대한 면밀한 검토 필요
  - 중저준위 방폐장 부지선정 이후 사용후 연료 처분방법 등 방폐물에 대한 종합 대책 수립과 연계하여 검토하는 것이 바람직하며, 이를 위해 정책용역 발주
  - 검토과정에 지속가능위, 시민·환경단체 등의 전문가도 참여토록 할 계획임
  - \* 정책용역 발주현황
    - 과제명 : 원전사후처리충당금 중장기 관리방안에 관한 연구
    - 과제비 : 5천만원
    - 연구기간 : '05.11 ~' 06.10(1년간)

### 장기전원구성정책 요약보고서 3차 수정안

#### 1. 검토배경 및 추진경과

##### □ 검토배경

- 제48차 국정과제 보고회의(지속가능한 에너지정책-전력정책을 중심으로, '04.6.24)시 지속위 주요보고사항
  - 다소 높은 수준인 원전비율을 적정수준으로 축소할 것을 건의
    - ⇒ 적정 원전발전비율로 40% 제시
  - 전력 수요관리목표를 현재 7GW에서 2.5 GW(2015년 기준) 추가
  - 신·재생전력은 총전력의 7%를 공급하는 목표 설정(2011년 2GW)
  - 사회적 협의에 의한 에너지정책 공론화 시스템 구축 필요
- 대통령님께서 전력수요관리, 신·재생에너지의 가능성을 종합적으로 검토 후 적정 원전비율에 대한 전문가간 합의내용을 보고토록 지시

##### □ 추진경과

- 지속가능발전위원회에 '장기전원구성정책연구팀(전문가·시민단체 7명)'을 구성·운영( '04.8~' 05.4)
- 연구팀의 정책제안( '04.11)에 대해 산자부 등 관련부처(2회)와 한국수력원자력주식회사, 한국가스공사 등과 협의(2회)

#### 2. 적정원전비율의 검토

##### □ 시도된 검토방법

- 원전대체 시나리오 12개 설정 및 분석
  - 제2차 전력수급기본계획 시설계획( '04, 원전8기 건설)이 기준 시나리오
  - 원전 8기를 2기씩 축소할 때, 이를 LNG와 신·재생에너지로 대체

<표 1> 대안적 접근에 의한 분석 시나리오

	가스 90% 신재생 10%	가스 80% 신재생 20%	가스 70% 신재생 30%
원전 8기 건설 (기준안)	기준안		
원전 2기 대체 (신울진 1400MWx2기)	시나리오 1	시나리오 2	시나리오 3
원전 4기 대체 (신울진 1400MWx2기) (신고리 1400MWx2기)	시나리오 4	시나리오 5	시나리오 6
원전 6기 대체 (신울진 1400MWx2기) (신고리 1400MWx2기) (신월성 1000MWx2기)	시나리오 7	시나리오 8	시나리오 9
원전 8기 완전 대체	시나리오 10	시나리오 11	시나리오 12

- 시나리오 평가방법 및 평가결과
  - 공급안정성, 경제성, 환경성, 사회적 수용성, 분산성(발전소입지편중 문제 등), 산업경제효과 등 다양한 시나리오 평가기준 채택
  - 시나리오별 추가비용 추정
    - : 시나리오1(1.2조/년) ~ 시나리오12(8.4조/년)
    - : 제3차 전력수급기본계획 수립시 산자부와 추가비용 재추정 추진
  - 각 기준별로 가중치를 설정한 후 계층가중치법을 이용하여 12개 시나리오 평가 (참고자료 1)

□ 검토결과

- 전력, 가스를 포함한 산업구조개편과정의 불확실성으로 인하여 충실한 시나리오 분석에는 한계가 있었음
  - 국제연료가격(우라늄, 석탄, LNG 등)의 급변 및 전력산업구조개편 전·후의 발전원별 경제성에 대한 차이 발생 가능성 상존
  - 전력수급의 관점에서 원전문제를 접근하기 위해서는 전력산업구조의 개편 방향에 대한 구체적인 설정이 필요하지만 이 부분에 대해서 현재로서는 파악하기에 한계가 있었음
- 시나리오 분석 방법론으로 적용한 ‘계층가중치법’에 의한 우선순위 분석 결과에 대해서 합의를 도출하기 어려웠음
  - 요소별 가중치 결정, 요소간 독립성 평가에 이견이 존재
  - 상기 요인에 의하여 시나리오의 우선 순위가 민감하게 변동함
  - 결론적으로 이러한 접근법에 근거한 원전의 적정비율에 대한 전문가간의 합의 노력은 결론을 얻지 못한 상태임

3. 개선방향과 제안

□ 적정원전비중과 국가에너지 전략

- 원전의 적정비율 결정은 전력수급보다 상위의 개념인 ‘국가에너지전략’ 차원에서 결정되어야 함
- 원전의 적정비율은 전력수급계획 뿐만 아니라 에너지세제, 기후변화협약 대응 정책, 신·재생에너지보급정책, 천연가스수급계획, 기술개발정책 등과도 유기적으로 연계되어 있으므로 이를 총괄하는 차원에서 결정되어야 하며, 각 정책들 간 목표상의 불일치 문제도 개선되어야 함
- 원자력, 석유, 석탄, 가스, 신재생, 수요관리 자원들에 대한 장단기 역할 부여 및 각 정책에의 명확한 반영체제 구축 필요
- 지속위, 국가에너지위원회(향후 설립), 산자부 등이 지속적으로 ‘국가에너지 전략’ 수립의 차원에서 검토해야함
- 지속가능위 주도로 원전의 적정비중에 대한 지속적인 사회적 공론화 추진

- 분야별 전문가(환경, 사회, 경제, 기술 등)를 포함하는 ‘원전정책연구회(가칭)’을 구성 운영
- 국가에너지위원회(향후 설립), 산자부 등과 협의체 구성

□ 전력수급 기본계획 성격의 재규정

- 원전의 적정비율은 전력수급기본계획과 **상당수준** 맞물려 있기 때문에 불확실성을 줄이기 위해서는 전력수급기본계획의 성격을 명확히 정립하는 것이 필요함.
  - 전력수급안정 및 적정전원구성에 있어 정부 역할(정책목표설정과 시장설계)과 시장 기능은 명확히 규정해야 하나, 현재 전력산업 구조개편 문제로 인해 양자간의 혼선이 발생하여 적정 원전비중의 결정에도 불확실성으로 작용
  - 시장기능에 있어서도 전원의 경제성만이 아니라 전력의 환경성과 사회성을 반영할 수 있도록 하는 제도적 메카니즘 논의가 필요
- 전력수급기본계획의 수립에서 **정책적** 자원(수요관리, 소형열병합, 신재생에너지)과 전통적인 자원(원전, 석탄, LNG 등)간의 **역할 정의 및 정책적 자원의 적정 수준에 대한 검토 필요**

□ 장기전원구성정책 수립과정에 다양한 이해당사자 참여 필요

- **전력정책개발은 산업자원부가** 수행하고, 심의는 **다른 기관에서** 수행하는 것이 바람직(‘에너지기본법’에 의한 ‘국가에너지위원회’ 등)
- 발전기준계획 수립 과정과 같은 **초기 정책수립과정에 지속가능위의 사전 검토 및 시민, 이해당사자 참여와 모니터링이** 가능한 절차 마련

□ 제3의 중립적이고 객관적인 기관을 통한 원전의 적정 수준 검토 필요

- 원전의 **경제성 및 적정수준에 대한 평가** 수행
  - 원전에 대한 사회적 공론화의 기초 작업으로서 발전원별 공정경쟁 여건에 기초한 원전의 경제성과 적정수준에 대한 평가가 필요
  - 원전에 대해 이해중립적인 각계 전문가를 중심으로 1년간 연구를 수행하고, 적정 비율에 대한 합의를 도출하여 3차 전력수급기본계획(‘06.12)에 반영토록 노력
- 검토 기간 중 사회적 갈등요소가 많은 1400MW급 원전(예컨대, 765kV 초고압송전망 건설 등)의 추진여부는 사회적 합의에 입각하여 결정
  - 필요시 4개(신고리 3,4호기, 신규원전 2기 등 이후 추진사업) **건설 추진을 일시 유보함을 검토**

□ 원전사후처리충당금 제도의 개선

- 원전사후처리충당금(약 6조원)의 **국가기금화 등 장기운용방안 확립 필요**
  - 방폐물 처분 및 폐로는 향후 10~30년에 걸쳐 발생하지만 사전에 **연구개발을 적기에 적극적으로 지원하기 위하여 충당금 제도보다는 국가기금으로** 운영되어야 함
  - 중저준위 방폐장 부지선정 이후 사용후 핵연료 처분방법 등 방폐물에 대한 **장기정책 수립과 연계 검토 필요**

<참고자료 1> 시나리오별 추가비용 및 계산 결과

시나리오		추가비용 증가(억원/년)	전기요금영향 (2017년, 원/kWh)	계층가중치법 결과 (점수/순위)
기준안		0	0.0	0.0783(3)
원전 2기 대체	시나리오 1	11,925	2.6	0.0752(12)
	시나리오 2	18,199	4.0	0.0759(11)
	시나리오 3	24,473	5.4	0.0769(6)
원전 4기 대체	시나리오 4	23,850	5.2	0.0763(8)
	시나리오 5	36,398	8.0	0.0763(8)
	시나리오 6	48,945	10.7	0.0766(7)
원전 6기 대체	시나리오 7	32,368	7.1	0.0790(1)
	시나리오 8	49,397	10.8	0.0777(5)
	시나리오 9	66,426	14.5	0.0762(10)
원전 8기 대체	시나리오10	40,886	8.9	0.0788(2)
	시나리오11	62,396	13.7	0.0778(4)
	시나리오12	83,906	18.4	0.0751(13)

- 전력판매단가를 발전원가로 간주하여 계산의 기본으로 이용. 원자력 40[원/kWh], LNG복합 65.6[원/kWh], 풍력 107[원/kWh], 태양광 714[원/kWh] 적용
- 시나리오 평가시 사용한 경제성 입력자료 및 전제조건은 자료 입수의 한계성으로 인하여 약간의 오차가 있을 수 있음. 따라서, 추가비용의 산정, 전기요금에의 영향 평가, 신재생에너지의 추가적인 부대비용 고려 등은 제3차 전력수급기본계획 수립시 산자부와 협의하여 재추정 예정임

## <참고자료 2> 원전적정비율 결정을 위한 여건변화 등 고려요소

- 복잡성과 불확실성의 요인에 대한 이해
  - 원전의 경제성은 전력산업의 형태(소유형태, 경쟁여부 등) 등의 여건에 따라 크게 변동
  - 현재 연료(석유, 우라늄, 석탄 등)의 가격변동성이 증가하여 연료가격부분에서의 불확실성도 크게 증대
  - 현재 정부의 계획(전력수급기본계획)의 성격이 모호하여 원간 공정경쟁과 투자계획의 불확실성이 증대
  - 원자력발전문제는 향후 안정성과 환경성간의 개념적 충돌 예상
    - 원자력은 기후변화협약에 의하여 유리한 입지를 제공받게 되나, 안전성 측면에서는 지속적인 문제제기
  - 원자력의 적정 비율은 국가적인 적정 에너지 구성(MIX) 차원에서 보다 전략적이고 거시적으로 취급되어야 함
    - 에너지의 확보는 경제성, 환경성 뿐 아니라 국가전략적 요소도 함께 고려되어야 함
    - 석유자주율, LNG도입확대, 신재생보급비율 등의 다른 연료에 대한 정책과 맞물려서 원전의 적정비율문제가 정해져야 함
  
- 대북전력협력 문제라는 새로운 요소의 등장
  - 대북전력송전은 남한의 전력산업의 전반적인 변화를 요구하는 중대한 사안임
    - 어떤 입지에서 송전할 것인가는 어떤 발전원 구성변화를 필요로 하는가와 밀접히 연계되어 있음
    - 이 경우 현재의 전력수급기본계획 자체에 대한 근본적인 수정이 요구될 수 있음