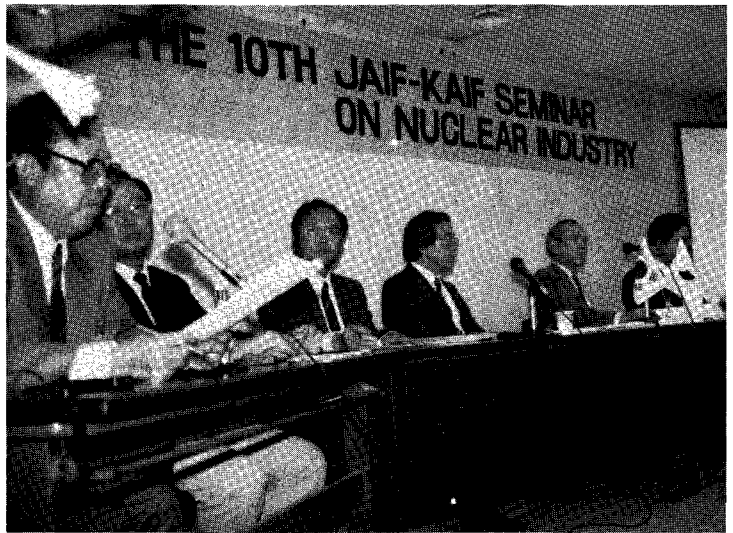


韓日 原子力産業세미나 盛了

＝ 四國 · 九州지방 産業視察 ＝

“ 韓國原産과 日本原産이 공동개최하는 第10回 韓日原子力産業세미나가 「原子力發電 開發과 Public Acceptance」를 기조테마로 10월17일과 18일 이틀간에 걸쳐 日本 동경에서 兩國의 학자, 기술자 등 다수가 참석한 가운데 열렸다. ”



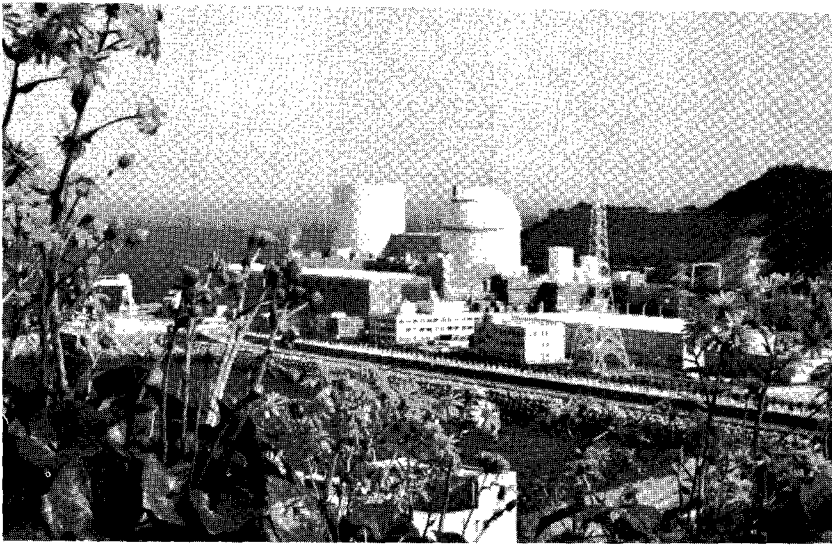
10월 17일부터 18일까지 이틀간에 걸쳐 일본 동경에서 열린 제10회 韓日原子力産業세미나가 兩國의 學者, 기술자 등 다수의 참석하에 성대히 치루어졌다.

『原子力發電 開發과 Public Acceptance』를 기조테마로 한 이번 세미나는 그동안 연례행사로 개최해 온 同 세미나의 10주년 행사라는 점에서 앞으로의 방향모색과 位相定立에 관심이 모아졌으며, 특히 反原電活動이 일고 있는 時點에서 「原電에 대한 國民理解」를 主題로 다룸으로서 열기있는 모임이 되었다.

이번 세미나에 韓國代表團(단장: 金善昶)은 모두 23명이 참석했는데 延世大學의 李漢周교

수와 原産 金積玉홍보부장이 國民弘報 및 次世代教育에 대한 주제발표를 했고, 원자력발전소의 운영관리분과에서는 韓電의 洪周甫발전소장과 張敬植부장, 姜鎬原부장 등이 나서 실무경험을 토대로 한 강연을 담당했다.

이틀째 열린 「使用後核燃料管理 및 輸送現況」을 다룬 제3분과에서는 수송선박과 차량 등 새로운 수송장비와 容器가 선을 보여 많은 관심을 끌었는데, 한국측에서는 한국에너지연구소의 朴賢洙, 魯聖基박사가 주제발표를 담당했다. 이날 오후에 열린 제4분과에서는 「原子力發電所 機資材 및 構造物에 관한 기술기준」을 다루었는데 한국측은 韓國電力技術(株)의 金南河

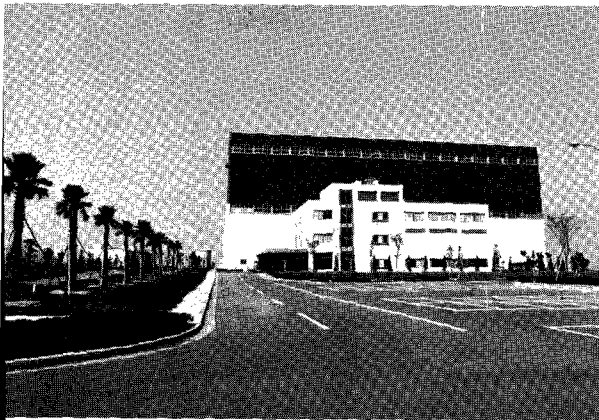


◀伊方原子力發電所 전경.

차장과 韓國重工業(株)의 梁重吉부장이 主題發表를 하였다.

이틀간의 세미나를 마친 대표단 일행은 TADOTSU(多度津)에 있는 原子力工學試驗센터 TADOTSU工學試驗所를 방문하여 가네야마(金山隆)소장의 안내로 耐震試驗설비와 테스트장면을 견학했다. 이 시설은 세계적으로도 드문 설비로서 원전의 安全確保를 위한 일본의 노력이 얼마나 큰 것인가를 실감할 수 있었다.

21일에는 야하다하마(八幡浜) 근교에 위치한 四國電力의 伊方原子力發電所를 찾아 운전 중인 1,2호기(각 566MW)와 건설공사가 진행되고 있는 3호기(890MW)의 현장을 둘러 보았다.



▲多度津工學試驗所 전경.

특히 伊方發電所는 근처에 헬기 추락사고가 있었고, 최근에는 負荷追從試驗을 둘러싸고 주민들의 강력한 反原電運動이 있었던 곳으로서 그 경위와 수습대책에 많은 관심과 질문이 있었다.

후쿠오카(福岡)에 도착한 일행은 10월 23일 커국을 앞두고 九州電力의 에너지館을 방문했다. 일요일인데도 일행을 따듯이 맞이해주는 이곳 근무자에게 우선 호감이 갔다. 都心地에 위치한 탓인지 어린 학생들의 단체관람이 이어지고 있었으며, 韓國代表團 일행은 間伸부관장의 안내로 내부 시설물을 둘러 보았다.

이곳은 주로 어린이나 일반시민이 쉽게 이해할 수 있도록 에너지의 역사에서부터 電氣가 만들어져 가정에 공급되는 경로와 그것이 생활에 미치는 영향이 설명되어 있었으며 각종 발전소의 모형이 실제 조작되고 실험될 수 있도록 설비되어 많은 어린이들의 호기심을 자극하고 있었다.

특히 미래의 생활관과 산업 로봇의 등장 등으로 전기의 중요성을 직접 피부로 느끼기에 족한 것이었다.

이곳을 관람한 일행들은 우리나라도 빠른 시일 안에 이러한 시설을 대도시에 설치하여 학생교육 및 대국민홍보에 활용해야 한다는 의견을 같이했다.

韓國의 原子力發電 現況과 未來課題

李 昇 九 (科學技術處 原子爐課長)

1. 韓國의 原子力發電 歷史

한국에 있어서 원자력 개발사업이 시작된지는 30년이 되었으며, 올해는 고리 원전 1호기가 최초로 상업운전을 개시한지 만 10년이 되는 해이다.

韓國의 원자력 개발사업을 소개하는 데에 있어서 시대적으로 정확히 구분하여 설명하기는 쉽지 않지만 1960년대는 기초연구를 통한 원자력 태동기로서 원전도입준비기라고 할 수 있으며, '70년대 초부터 '80년대 중반까지는 원자력 발전소 운영의 기술도입기라 할 수 있다. 근래에는 원전 11·12호기가 국내주도로 건설하기에 이르렀으며 이들 원전의 건설은 원자력산업에 있어서 기술자립 기반을 제공하게 될 것이다.

'60년대에 축적한 기술능력과 인력기반은 원자력발전소 운영에 기여하여 왔으며 '70년대에 국제적으로는 석유파동의 여파로 각국이 에너지원의 다원화정책을 채택하는 상황에서 한국에서는 경제의 고도성장정책으로 급증하는 전력수요를 충족하기 위해 원자력발전을 중심으로 한 전원개발계획을 수립하였다.

그러나 국내 기술 및 자본면에서는 원자력발

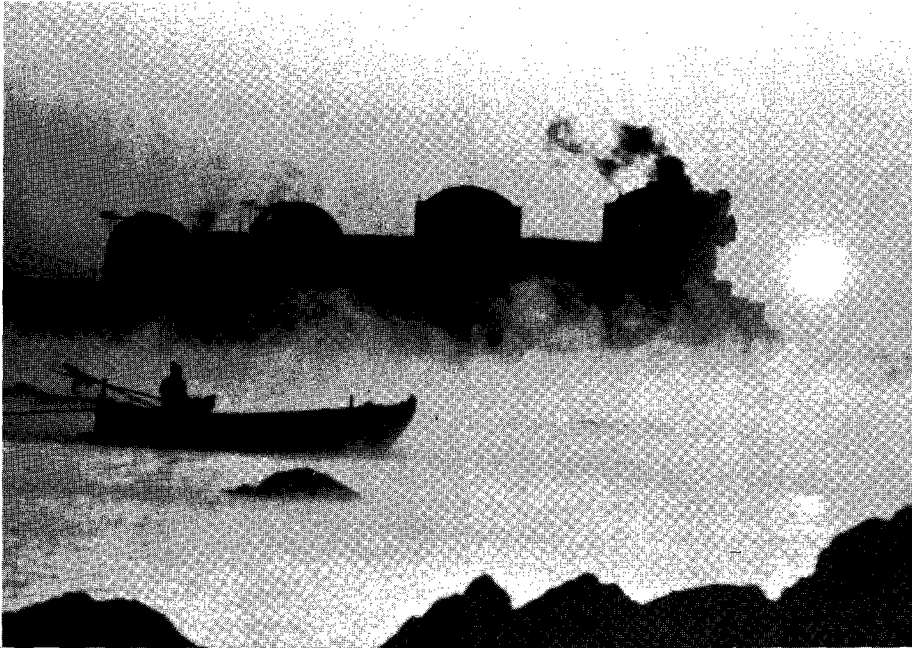
전소 건설을 뒷받침하기에는 미흡한 수준이었기 때문에 외국의 자본, 기술에 전적으로 의존하지 않을 수 없었다. 이러한 상황에서 도입되는 원전은 가격, 기술습득의 유리성, 도입로형의 안전성 등을 평가하여 결정하였으며, 도입로형은 외국에서 실증되고 다년간 운전경험이 있고 안전성이 입증된 로형으로 국한하였다.

원전 건설형태에서 원전 1·2·3호기는 Turn-key방식으로 외국주도하에 원전 건설과 성능보증이 이루어졌으며, 5~10호기는 Component Approach식으로 국내업체는 외국의 품질보증하에 하청형식으로 참여하였다.

'70년대 매년 1기 정도의 원전발주가 이루어진데 반해 '80년대에는 에너지수급정책의 변화로 원전 11·12호기 발주시까지 신규의 원전발주가 지연되어 왔다. 이러한 변화는 정부의 에너지절약시책과 원전 건설비 증가, 석유, 석탄 등 타화력발전소 건설의 증가 때문이었다. 이러한 여건은 원전 13·14호기의 건설계획을 불투명하게 하고 있는 실정이다.

2. 韓國의 原子力事業 現況

현재 한국의 가동중인 원자력발전시설은 8기



▲古里原子力 1, 2, 3, 4號機 전경

자립화계획과 관련하여 원전 11·12호기의 건설은 국내업체 주도방식으로 외국업체는 하청으로 참여토록 하였으며, 관련업체간 업무를 분담하여 수행함으로써 기축적된 기술과 경험을 최대한 활용할 수 있을 것이다.

특히, 한국에너지연구소(KAERI)가 NSSS 및 핵연료설계분야에 가담하여 관련기술의 국내수용을 적극화하도록 하였으며, 이와 같은 분담된 업무수행체제로서 기자재 설계 및 제작 분야는 9·10호기 기준 약 40%의 국산화율을 11·12호기에서는 75% 수준으로 제고할 예정이다.

정부에서도 기술자립화계획을 효과적으로 수행하면서 한편으로 안전성을 확보할 수 있도록 기술기준을 우리 실정에 맞게 준용하고 이를 더욱 발전시킴으로써 품질보증 및 안전성 향상을 위한 체계적인 지원을 하는 한편 산업계로 하여금 기술자립과 국산화 목표를 달성할 수 있도록 모든 지원을 하고 있다.

로서, 전체 발전시설의 1/3을 점유하고 있으며, 전력공급면에서는 '87년도에 국내 총 전력의 50% 이상을 원자력이 차지한데 이어 원전 9·10호기의 추가 가동에 힘입어 금년도 말에는 56%, '89년도에는 60% 이상의 전력을 원자력으로 공급할 예정으로 있으며, 그 이후 원자력 11·12호기가 가동되는 '96년도 이후에는 국내 총 전력중 48%를 원자력으로 공급하게 될 것이다.

현재 한국에서는 원자력발전소의 건설기술 자립계획이 착실히 추진되는 것과 병행하여 원자력발전소의 운영, 보수능력의 향상과 원전산업 관련정책의 재정립이 대두되고 있다.

가. 建設技術 自立化

1970년대 원자력발전소 건설운영과 관련하여 국내의 산업은 상당한 기술과 경험을 축적함으로써 '90년대 중반에는 상용원전과 관련한 기술의 대부분을 자립화할 계획이다. 이러한

핵연료분야에서 한국은 '87년에 CANDU형 핵연료를 국산화하였으며 '90년부터는 PWR형 핵연료를 국산화할 예정으로 있다.

나. 安全性 問題

운전중인 원전의 안전성, 신뢰성 향상은 가장 집중적인 노력을 기울여야 할 과제이므로 정부는 원자력발전소의 안전성 향상을 위한 모든 노력을 기울여 왔다. 이는 최근에 들어 원전의 안전성에 대한 사회적 관심도 증가에 대비하는 측면도 있지만 우리의 원전 운전경험이 충분하지 못하다는 관점에서 강조되는 과제이다.

원전의 설비이용률은 '87년도 79%로서 우수한 편이고 원전 운영의 안전성을 나타내는 지표인 불시정지 횟수도 호기당 년평균 6회 수준에서 '87년 3.7회 수준으로 감축되었다. 설비이용률 향상과 불시정지 횟수의 감축은 운전·보수요원의 자질 향상, 국내외의 사고·고장정보의 적극적인 활용과 국내업체가 생산공급하는 기기와 부품에 대한 꾸준한 개선과 보완을 필요로 한다.

다. 放射性廢棄物 管理

방사성폐기물은 수백년간 국가의 엄격한 관리가 요구되고 있기 때문에 정부에서는 원자력법을 개정하여 한국에너지연구소가 방사성폐기물사업을 전담토록 한 바 있어 정부가 구체적인 계획의 수립에서 부터 사업추진의 모든 단계에 개입하고 있다.

3. 原子力産業에 있어서의 未來課題

현재 한국은 장기적인 관점에서 국내도입이 필연시되고 선진국에서 개발중인 개량형경수로, 고속중식로에 대한 대비도 시작해야 할 단계에 있다.

이 밖에 정치·사회적 여건의 변화와 관련한

원자력계의 보다 능동적인 대응이 필요한 시점에 있다.

그동안 한국 정부는 원자력계의 저력 축적에 모든 노력을 경주하여 왔으며, 앞으로는 정치·사회적인 여건도 원자력사업의 추진에 많은 영향을 줄 것으로 예견된다. 이러한 관점에서 한국에서도 이미 많은 나라에서 익숙한 반핵그룹이 원전 건설과 원자력 선호정책에 어떤 영향을 줄 것이다.

따라서 일반국민들의 원전 안전성에 대한 관심도 증가에 따른 정부의 보다 신뢰성 있는 안전성 확보 체제의 구축이 필요하다. 이와 관련하여 정부에서는 한국에너지연구소내에 있는 원자력안전센터를 독립기관으로 분리시켜 안전규제기술 전담기관으로 육성할 계획으로 있으며, 인·허가제도에 공청기능의 추가 문제를 신중히 검토해 나갈 예정으로 있다.

4. 結 論

한국의 경제·사회가 높은 성장을 이루어 왔고, 또한 계속적으로 발전될 것이 예견되고 있는 바, 이에 따라 원자력산업도 상당한 진전이 있을 것으로 기대되며 아울러 해결하여야 할 과제들이 산적해 있는 것도 사실이다.

이러한 과제들은 각 국가간에 다소의 차이는 있지만 국제적인 경험의 교환과 협력은 과제의 해결과 진전에 아주 큰 도움을 줄 것이다. 특히, 한·일 양국은 사회적 여건과 관련 법령, 제도에 공통요소가 많아 원자력분야에 있어서 협력의 필요성을 느끼고 있으며, 현재 한국이 당면한 많은 과제가 일본이 이미 경험했거나 공통적으로 당면하고 있는 과제로서 두 나라 간의 협력을 통하여 해결할 수 있을 것이다.

이러한 의미에서 한·일 원자력산업세미나는 양국간 경험의 교환과 이해 증진에 크게 기여할 것으로 기대한다.

韓國의 95萬kW級 原電의 運轉經驗과 向後對策

洪 周 甫 (韓電 古里原子力本部 第2發電所長)

I. 序 論

韓國의 원전 운전현황은 7기의 PWR과 1기의 CANDU爐를 운전하고 있으며, 1기의 PWR을 건설중이며, 2기를 설계중에 있다.

원자력의 총 시설용량은 현재 6,666MW로 총 시설용량의 약 35%를 차지하고 있으며, 1987년(작년)에는 총 전력생산의 53%를 차지하였다.

95만kW급 원전의 현황에 대해서는 총 11기 중 8기가 95만kW급 원전이고, 후속원전 부터는 95만kW급 원전으로 표준화를 추진하고 있다. 따라서 당분간 95만kW급 PWR형의 원전이 한국의 중추적 원전이 될 것이다.

본 논문에서는 한국의 대표적 원전인 95만kW급 원전의 안전성 및 이용률 향상을 위하여 95만kW급 원전의 현황과 운전경험을 소개하고, 이를 바탕으로 발전소운영 개선방안을 제시하고자 한다.

II. 韓國에서의 95萬kW級 原電의 運轉經驗

1. 95萬kW級 原電의 現況

韓國의 95만kW급 원전 8기는 고리 3·4호기와 영광 1·2호기는 Westinghouse공급의 원자

로이며, 울진 1·2호기는 Framatome공급의 원자로이고, 영광 3·4호기는 Combustion Engineering 공급의 원자로로 이루어져 있다.

韓國電力公社는 또한 고리 3·4호기의 건설에서 부터 턴키방식에서 논턴키방식으로 계약방식을 변경하여 원자력기술 및 설비의 국산화를 추진하고 있다. 설비의 국산화률은 고리 3·4호기 경우 29%에서 울진 1·2호기에서는 42%가 되었으며, 영광 3·4호기에서는 79%를 목표로 하고 있다.

또한 KNU(Korea Nuclear Unit)-13·14호기 및 이후의 발전소 부터는 표준화를 도모하고 있는데, 이는 영광 3·4호기를 참조발전소로 하여 설계를 추진할 예정이다.

2. 運轉實績

95만kW급 원전의 운전실적은 운전중인 5기의 95만kW급 원전의 총 운전경험은 9原子爐·年이며, 총 설비용량은 4,750MWe이다.

1987년도 운전실적은 95만kW급 원전의 전력생산량은 총 전력생산량 73.991GWh의 33%를 차지하였으며, 이는 원자력전력 생산량의 3분의 2를 차지한다.

이용률 현황을 살펴보면 1986년 71.7%에서

1987년에는 74%로 증가하였는데, 이는 정기보수기간의 단축과 불시정지의 감소에 기인한 것이다.

한국의 95만kW급 원전의 평균이용률을 외국의 경우와 비교해 보면 미국의 평균이용률 보다는 높으며 일본의 경우와는 거의 비슷한 것을 나타나고 있다. 그러나 프랑스 900MW급 원전의 평균이용률인 약 80% 보다는 아직 낮은 실정이다.

그러나 현재 고리 3호기에서는 1987년 12월 정기보수 이후 일회의 불시정지도 없이 304일 연속운전을 기록하는 등 이용률 면에서의 개선이 기대되고 있다.

정기보수에 의한 평균정지기간은 1986년 78일에서 1987년에는 70일로 감소하였는데, 1986년에 정지기간이 긴 것은 핵연료 손상에 의한 노심 재설계, Refueling Machine의 잦은 고장 및 터빈 Blade 손상 등의 원인 때문이었다.

정기보수에 의한 정지기간이 이용률의 저하에 주요 요인임을 감안하여 이의 단축방안의 강구가 필요한데 이를 위하여 종합적인 공정관리의 개선, 장주기 핵연료의 채택 등이 필요한 것으로 생각된다.

또한 한전에서는 95만kW급 원전의 정기보수에 의한 정지기간을 50일까지로 줄이는 것을 목표로 노력하고 있다.

이용률 저하의 기타 요소로는 국내 전력수급의 조절을 위한 출력감발, 설비고장 및 조정을 위한 보수시의 출력감발 및 노심말기 Coast Down 운전 등을 예로 들 수 있다.

3. 放射線被曝管理 및 放射性廢棄物管理

방사선피폭관리에 대해서는 방사선피폭을 줄이기 위하여 방사선작업 전에 계통의 세척 및 제염을 수행하고, 원격조정장비를 개발하였고, 방사선작업절차서 및 기술의 개선과 방사선방호교육 및 작업관리를 강화하였다.

예로 고리 3·4호기의 방사선피폭경험을 살

펴보면 전 피폭량의 87%가 정기보수시에 발생하였으며, 정기보수시의 피폭중 34%가 S/G 관련작업 수행중에 발생하였다.

방사성폐기물관리에 대해서는 방사성폐기물의 감소를 위하여 잡고체폐기물을 Drumming 할 때 Anti-Spring-Back Plate를 삽입하여 드럼수를 줄였으며, 액체폐기물처리계통의 성능을 개선시켰고, 원자로출력 변화시 BTRS를 사용하여 폐기물량을 감소시켰다.

4. 水質管理

일차계통 수질관리의 목적은 기기의 수명연장 및 수질내의 방사능 준위를 가능한한 최소화 하는데 있다.

이러한 관점에서 고리 3·4호기에서는 Crud 농도의 감소를 위하여 고pH운전을 실시하였다.

고pH운전은 수질내의 Lithium농도를 상향조정하여 pH를 높게 유지하는데, 이의 결과를 보면 고리 3호기에서 고pH운전을 적용 이전인 2주기의 경우 보다 3주기의 경우에 Co-58은 3.7배 감소하였고, Co-60은 6.4배 감소하였다.

따라서 이 고pH운전방법은 좀더 기술적 개발을 거쳐 다른 호기에도 확대 적용할 계획으로 있다.

고리 3·4호기에서는 핵연료교체기간에 S/G Eddy Current Test를 수행하고 있는데, 이 결과에 의하면 결함발생 튜브의 대부분은 Anti Vibration Bar 부분에 집중되고 있다. 또한 S/G Sludge Pile은 주로 S/G Hot Leg Side의 중심부분에 집중되고 있는데, 이의 구성성분은 대부분이 Fe_3O_4 로 나타나고 있다.

또한 S/G Sludge Pile의 감소를 위하여 Blow Down Rate를 증가 운전하였는데, 이에 따라 수질의 상태가 개선되는 것으로 관찰되었다.

이제까지 95만kW급 원전의 운전경험에 대하여 알아보았는데, 발전소 운영개선 방안에 대해서는 원자력의 안전성과 경제성 향상을 위하여 운전의 신뢰성 향상, 발전소 종사자의 자

질향상, 기술지원의 강화 및 방사성폐기물 관리 및 수질개선 등의 항목으로 대책을 제시하고자 한다.

또한 원자력발전소의 안전성과 경제성 확보는 에너지자원의 고갈문제와 영구 방사성폐기물 처리문제와 함께 Public Acceptance를 위한 가장 중요한 해결과제라고 생각한다.

Ⅲ. 原子力發電所 運營改善을 위한 向後對策

원자력발전소 운영개선을 위한 향후대책으로 운전 신뢰성 향상 방안을 검토해 보면 첫째로 운전원 교육의 강화가 필요하다. 운전원 교육은 Simulator를 통한 교육의 강화, 원자로 동특성 및 계통 운전원리에 대한 친숙화, 비상 및 비정상 상황에 대한 교육의 강화, 기타 운전경험의 효과적인 반영 등이 필요하다.

또한 운전 신뢰성 향상을 위하여 원자력의 복잡성과 방대한 지식의 필요성 등 일 개인의 한계극복을 위한 운전지원 전산화계통의 개발이 요구된다.

이는 운전지원계통, 자동진단계통, Man-Machine Interface의 향상 등을 통하여 개선될 수 있는데, 이는 비정상 상황의 감지 및 진단, 문제해결을 위한 최적 경로의 가이드 및 정확한 판단과 오조작 및 오인을 방지할 수 있어 운전 신뢰성을 향상시킬 수 있다.

원자력발전소의 운영에는 여러 요소가 작용하겠지만 종사자의 능력 및 마음가짐은 어느 요소 못지 않게 중요하다고 생각된다.

기술적 능력의 향상을 위해서는 한전의 연수원, 각 발전소에서의 현장교육 및 국내의 위탁교육을 통하여 달성할 수 있다고 생각되며, 정신적 측면에 대하여는 특히 전통윤리관의 고취와 동양적 정신문화 반영에 주안을 두어야 한다. 이러한 관점에서 한전은 발전소 운전원에게 선(禪)을 통한 정신수양의 기회를 부여함으로써 생활의 활력과 자기 개발의 마음가짐을

갖게 하는 계기로 삼고 있다.

기술지원의 향상은 첫째로, 핵연료 및 노심 관리기술의 향상이 필요한데 이는 장주기 핵연료의 사용, 핵연료 건전성 유지를 위한 기술 향상, 부하추종운전기술의 개발 및 노심 운전지원 계통의 개발 등을 예로 들 수 있다.

그리고 Tech. Spec. 및 설정치 개선이 필요한데 Surveillance테스트 주기에 대한 재검토, AOT에의 확장, LCO의 완화 및 안전 여유의 재평가 등이 필요하다.

방사성폐기물관리는 방사성폐기물 근원의 최소화를 위하여 핵연료 건전성 유지 및 일차 계통의 누설의 최소화에 노력하고, 방사성폐기물량의 최소화를 위하여 폐기물 처리기술의 개선 및 폐기물 처리계통의 개선이 필요하며, 또한 장기적인 폐기물저장기술에 대한 연구가 수반되어야 할 것으로 생각된다.

수질관리는 1차계통 방사능 준위 저감화를 위한 고평산수처리기술의 확립, S/G건전성 유지기술의 개선, 수질관리 전산화 및 Data Banks의 구축이 필요한 것으로 생각된다.

Ⅳ. 結 論

본 논문에서는 한국의 전력계통에서의 원자력의 중요성 및 특히 가장 대표적인 발전소 노형인 95만kW급 원전의 운전경험에 대하여 검토하였다. 운전경험에 의하면 운전 초기 보다 이용률은 많이 상승하고 정지률이 매우 개선된 것으로 나타나고 있다.

또한 원자력 안전성 및 경제성 향상을 위하여 발전소 운영개선대책으로 운전기술의 향상, 발전소 종사자의 자질향상, 기술지원의 강화 및 방사성폐기물 및 수질관리 개선방안을 제시하였다. 결론적으로 앞의 향후대책에 대하여 최선의 노력과 지원을 계속한다면 원자력의 안전성 확보 및 경제성 향상과 나아가서는 Public Acceptance의 획득에 기여할 것이라 생각한다.

韓國의 使用後核燃料 管理計劃

朴 賢 洙 (韓國에너지(研) 使用後核燃料管理部長)

徐 引 錫 (韓國에너지(研) 放射性廢棄物管理本部長)

朴 祥 基 (韓國電力公社 原子力發電處長)

1. 序 論

현재 한국에는 8기의 가압경수로와 1기의 가압중수로가 건설중이거나 가동중에 있으며 1990년대 중반에는 900MWe급의 가압경수로 2기가 추가 건설될 예정이다. 현재 총 발전용량은 약 7.6GWe에 이르고 있으며 1987년부터 전력수요량의 50% 이상이 원자력발전에 의해 충당되고 있다.

원자력발전소로부터 발생하는 사용후핵연료는 현재 각 발전소의 소내저장조에 저장되고 있다. 9기의 원자력발전소에 있는 사용후핵연료 저장조의 총 저장용량은 약 2,730MTU인데, 1980년부터 현재까지 약 810MTU정도의 사용후핵연료가 방출되었다. 기존 가압경수로형 사용후핵연료의 소내저장조는 고리 2호기의 저장조를 제외하고는 1990년대 중반 이내에 전 비상노심분의 저장용량을 상실하게 될 것이다.

1986년 5월에 개정된 원자력법에 의하면 사용후핵연료의 관리는 정부가 책임져야 한다고 규정하고 있다. 1988년 7월 27일 개최된 원자력위원회에서는 사용후핵연료 소외저장시설을 1997년 말까지 건설한다는 방침을 확정하였으

며, 한국에너지연구소로 하여금 소외저장시설의 건설 및 운영책임을 맡도록 하고 있다. 그러나 소외저장시설로 운반하기 전에 기존의 소내저장용량을 초과하는 사용후핵연료의 관리는 한국전력공사에 책임이 있다.

따라서 이러한 문제를 해결하기 위하여 현재 가능한 방법들을 고려하여 기존 소내저장용량 초과분에 대한 해결방안을 예비적으로 분석하였으며, 또한 소외저장시설과 관련 연구개발활동에 초점을 맞추어 전반적인 사용후핵연료 관리계획에 대하여 기술하였다.

2. 使用後核燃料 發生量과 貯藏計劃

최초의 상업용 원자로인 고리 1호기가 1978년 가동에 들어간 이래 한국의 원자력계획은 10년 내에 급속히 증가되었다. 현재 8기가 가동중에 있으며 3기가 건설중에 있다. 1988년 전체 전력생산량중 원자력이 차지하는 비율은 56.3%에 이를 것이다. 이러한 계획에 따른 한국의 사용후핵연료 발생량이 그림1에 도시되어 있다. 소외저장시설이 완공되는 1997년 말까지는 약 3,500MTU의 사용후핵연료가 누적될 것이며,

2000년 까지는 약 4,600MTU에 이를 것이다. 그리고 상기 11기의 원자력발전소 수명기간동안 누적되는 총 사용후핵연료는 약 11,500MTU에 이를 것이다.

그러므로 우리가 당면한 심각한 문제는 각 원자력발전소의 사용후핵연료 저장용량이 곧 한계치에 도달한다는 것이다. 사용후핵연료 발생량, 현재까지 누적된 사용후핵연료량과 각 원자력발전소의 소내저장용량이 표1에 나타나 있다. 표에 나타난 바와 같이 고리 1호기와 월성 1호기의 저장용량 확장이 시급한 문제이다. 다른 발전소 대부분도 1990년대 후반에는 저장조가 충만될 것으로 예상된다.

사용후핵연료의 재순환 혹은 영구처분 등 장기관리에 대한 국가정책이 결정되지 않은 상태에서 시행할 수 있는 가장 좋은 방법은 그때까지 안전하게 저장하는 것이다(그림2 참조). 따라서 한국 원자력위원회는 1997년 말까지 소외 저장시설을 건설하고, 소외저장시설로 운반하기 전의 기존 소내저장용량 초과분은 전력회사가 해결한다는 방침을 확정하였다.

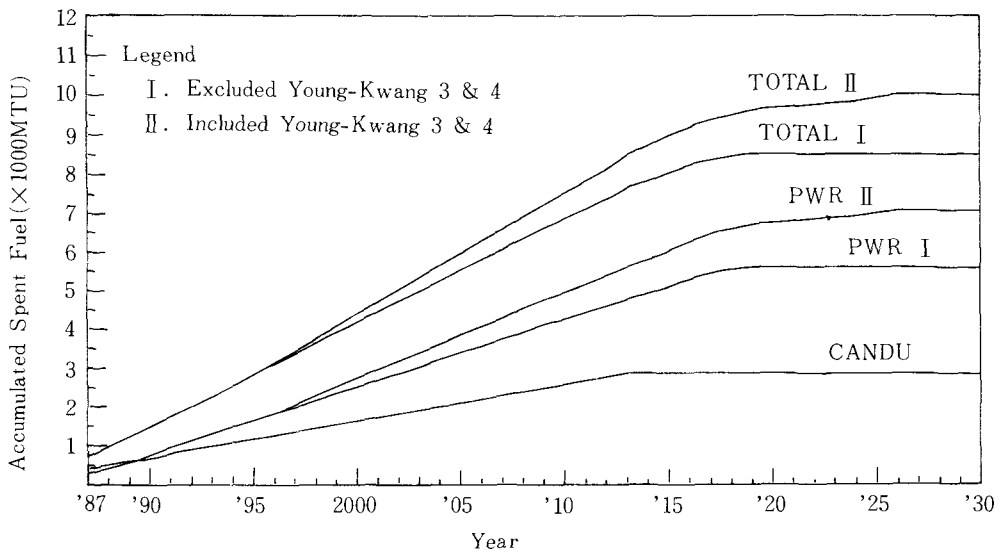
3. 使用後核燃料 所內貯藏槽 擴張方案

1. 使用後核燃料의 초과량과 확장방안

표1에서 보는 바와 같이 현재 운전중이거나 건설중에 있는 발전소중 고리 1호기와 3호기, 울진 1·2호기 및 월성 1호기는 소외저장조가 운영되기 전에 전 비상노심분의 저장용량 상실이 예상되고 있다. 1997년 말경에 이르면 고리와 울진발전소에서 초과되는 사용후핵연료는 각각 약 260집합체 정도이고, 월성발전소에서는 약 28,000다발 정도가 될 것이다. 이 초과되는 사용후핵연료들은 소외저장시설이 건설·운영될 때까지 소내저장조의 용량확장에 의해 임시로 각 발전소내에 저장되어야 할 것이다.

각 가압경수로형 발전소에서 초과로 누적되고 있는 사용후핵연료를 관리할 수 있는 해결책을 모색하기 위하여 다음과 같은 저장방안들을 분석하였다.

첫번째 방안은 기존 소내저장조의 여유공간에 보통라를 추가로 설치하는 것이고(경우 1), 두번째 방안은 기존랙을 증성자흡수물질을 사



〈그림 1〉 使用後核燃料 발생량 추이

〈丑 1〉PWR使用後核燃料 所內貯藏 現況

NPP	AR pool capacity (Assemblies)	Accumulated amount up to June of 1988	Year of losing FCR	Excess capacity except FCR up to the end of 1997	Commercial operation date
Kori - 1 *	562	322	1991	217(265)	April, 1978
2	920	172	2003	0 (0)	July, 1983
3	746	108	1997	39 (91)	Oct., 1985
4	746	108	1998	0 (35)	June, 1986
Subtotal	2,974	704		256(391)	
Youngkwang - 1	746	52	1998	0 (35)	Aug., 1986
2	746	52	1999	0 (0)	June, 1987
Subtotal	1,492	104	-	0 (35)	
Uljin - 1	472	-	1995	153(205)	Sep., 1988
2	472	-	1996	101(153)	Sep., 1989
Subtotal	944	-	-	254(358)	
Total (PWR)	5,410	808	-	510(784)	
Wolsung - 1	48,336	23,654	1992	27,950(32,942)	1983

* Long-cycle fuel loading(Kori-1: July in 1989 planned, Kori-2: Nov. in 1987)
 () Excess spent fuel assemblies except FCR up to the end of 1998

용하여 재배치하는 것이다(경우 2). 그리고 세 번째 방안은 동일 부지내에 있는 다른 발전소의 저장조로 이송하는 것이다. 가압중수로형인 월성발전소의 경우는 몇가지 소외저장시설(IS-FSI) 건설방안과 신규 저장조 설치방안이 검토중에 있다.

2. 技術性 評價

가. 古里原子力發電所

현재 고리에 있는 고리 3·4호기의 소내저장조에는 약 420개 정도의 랙이 추가로 설치될 수 있는 여유공간이 있으므로, 새로운 랙을 추가로 설치할 경우 고리 1호기의 초과량을 고리 3·4호기로 이송할 수 있을 것이다 고리 3·4호기의 저장용량이 956집합체로 증가되어도 기존의 냉각 및 정화설비용량은 충분할 것으로 생각된다.

한편, 고리 1호기의 저장랙을 부분적으로 재배치하고 동시에 고리 3호기 저장조의 여유공간에 새로운 랙을 추가로 설치한다면, 고리 부지 내에서 발생하는 사용후핵연료의 초과량은 충분히 수용될 수 있을 것이다. 그러나 열부하

가 증가되기 때문에 고리 1호기에는 냉각설비가 추가되어야 하고, 랙의 재배치는 1990년 3/4분기까지는 완료되어야 한다. 또한 고리 1호기의 저장조에는 현재 저장용량의 75% 이상이 사용후핵연료로 채워져 있기 때문에 안전성 측면에서는 상기 확장방식 보다 어려움이 예상된다.

그리고 고리발전소내의 저장조건 사용후핵연료의 이송방안을 택할 경우 1년분을 추가로 더 저장하기 위해서는 고리 3 또는 4호기의 저장조 공간에 보통랙(5×6) 13모듈 외에 중성자흡수물질을 사용한 랙(7×9) 한 모듈을 설치해야 할 것이다.

나. 蔚珍原子力發電所

울진 1·2호기의 저장조에는 새로운 랙을 설치하기 위한 여유공간이 없기 때문에(표2 참조) 울진 1·2호기의 기존랙을 중성자흡수물질을 사용한 랙에 의해 부분적으로 교체한다면 냉각, 정화 및 건물환기계통의 변경이 없이도 1997년 말까지 누적되는 사용후핵연료를 저장할 수 있을 것으로 예상된다. 그러나 이러한 교체작업은 울진 2호기만의 부분적인 랙 재배치 작업

보다도 훨씬 복잡할 것으로 보이며, 관련계통도 심도있게 검토되어야 할 것이다.

한편으로 울진 2호기의 저장랙을 중성자흡수 물질을 사용한 랙으로 교체하면, 울진 1호기의 초과분을 2호기로 이송할 수 있게 된다. 이 방안을 적용하는 데에는 관련계통의 변경이 필요 없을 것으로 보이나, 역시 세밀한 검토가 요구된다.

다. 月城原子力發電所

월성 1호기의 저장조에서 현재 사용하고 있는 트레이의 높이를 낮추어 기존 소내저장용량을 확장하여도 약 2년간의 방출량 만이 추가 저장될 수 있다(표2 참조). 이는 월성 1호기가 국내 유일의 가압중수로이기 때문에 누적된 사용후핵연료를 저장하기 위해 1997년 말까지는 소외저장시설의 건설이나 신규 저장조 추가설치가 필요함을 의미한다. 따라서 월성 1호기의 저장용량 확장을 위한 몇가지 방안을 분석하고 있으며, 그 결과는 금년 말까지는 도출될 것이다.

3. 經濟性 評價

고리발전소의 경우 고리 1호기의 초과된 사용후핵연료를 고리 3·4호기로 옮기는데 소요되는 비용과 고리 3·4호기의 저장조에 새로운 랙을 추가로 설치하는데 소요되는 비용의 합은 Boraflex를 사용하여 고리 1호기의 저장랙을 부분적으로 재배치하는데 필요한 비용보다 약 6%정도 낮다(표3 참조). 이 결과는 소내저장조간 이송하는 방안이 냉각설비를 추가해야 하는 고리 1호기의 랙 재배치 방안보다 비교적 경제적임을 암시해 준다.

울진발전소의 경우 울진 1·2호기의 저장랙을 Boraflex를 사용하여 부분적으로 재배치하는데 소요되는 비용은 울진 2호기 저장랙의 부분재배치에 필요한 비용과 1호기로 부터 2호기로 이송하는데 드는 비용의 합과 거의 일치하는 경향을 나타내고 있다.

따라서 표3에서 보여주는 바와 같이 각 확장 방안별 단가는 거의 대동소이하지만 고리발전소에서는 저장조간의 이송방안과 보통랙을 추

〈表 2〉 1997年末까지 PWR使用後核燃料 초과분에 대한 소내저장방안의 기술적 타당성

NPPs	Case 1	Case 2	Case 3
Kori-1	No space	Partial reracking (817 Ass.)	Transshipment to Kori-3 & 4 without reracking
2	—————No problem—————		
3	210 Ass. (956 Ass.)	(Normal rack installation, 806 Ass.)	
4	210 Ass. (836 Ass.) (Partial reracking of Kori-1, no need)	No need	
Youngkwang-1, 2	210 Ass. 210 Ass.	—————Not required—————	
Uljin-1	No space	Partial reracking of Uljin-1 and 2 (1,211 Ass.) or	Transshipment from Uljin-1 to Uljin-2 (in partial reracking of only Uljin-2)
2		Partial reracking of only Uljin-2 (1,211 Ass.)	
Wolsung-1	~ 2 yrs extension	—————Not possible—————	

* () : Total expanded capacity

〈表 3〉 PWR使用後核燃料 所內貯藏容量 擴張에 대한 경제성 비교

Kori site	Uljin site	Unit Price Ratio	
		1997	1998
<ul style="list-style-type: none"> • Normal rack installation in Kori-3, 4pools • Transshipment from Kori-1 to Kori-3, 4 	<ul style="list-style-type: none"> • Whole reracking of Uljin-2racks with poison • Transshipment from Uljin-1 to Uljin-2 	1.000	0.982
	<ul style="list-style-type: none"> • Partial reracking of Uljin 1,2racks 	1.123	0.992
<ul style="list-style-type: none"> • Partial reracking of Kori-1 • Partial reracking installation in Kori-3 pool 	<ul style="list-style-type: none"> • Whole reracking of Uljin-2 • Transshipment from Uljin-1 to Uljin-2 	1.005	0.992
	<ul style="list-style-type: none"> • Partial reracking of Uljin-1,2 racks 	1.125	1.002

*Normal rack installation cost at Youngkwang-1pool space, which is required for the storage of the excess fuels up to the end of 1998.

*In Installation cost of the additional cooling system for the expansion of the storage capacity by the partial at Kori-1 in not included.

가로 설치하는 방안을 병행 채택하는 것이, 그리고 울진발전소에서는 한 호기의 저장량만 부분적으로 재배치하는 것이 경제적인 것으로 나타났다. 그리고 소내저장 용량의 확장량이 많으면 많을 수록 보다 경제적인 것으로 나타났다.

4. 使用後核燃料 管理計劃

1. 所外貯藏施設의 建設計劃

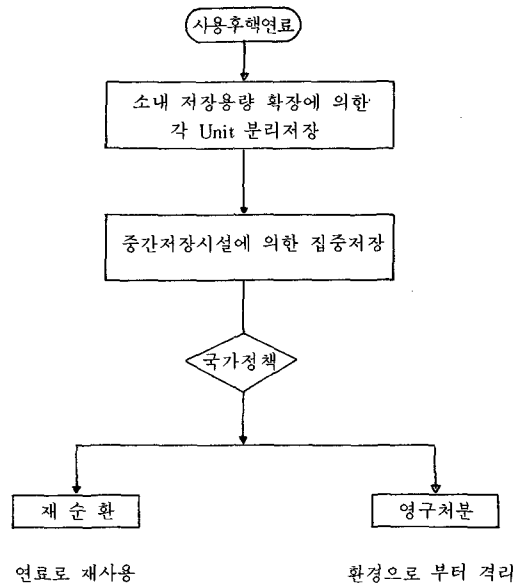
소내저장용량의 확장방안은 각 발전소의 수명기간에 이르기까지 모든 사용후핵연료를 수용하기 위한 최종적인 해결책이 아니므로 다른 대책이 소내저장용량 확장과 병행해서 추진되어야만 한다. 앞에서 언급한 바와 같이 중간저장시설 건설이 두번째 단계의 해결책으로 계획 중에 있다. 이 시설은 모든 발전소로 부터 넘친 사용후핵연료를 모아 집중저장의 장소로서 활용하고 재순환과 영구처분 사이에 선택할 시간적 여유를 줄 것이다.

한국에너지연구소(KAERI)에서 제안한 중간저장시설의 건설계획이 그림3에 나타나 있다. 그림에 나타난 바와 같이 1997년 완성을 목표로 1993년에 착공될 것이다. 저장방식(습식, 건식)과 이 시설의 용량이 아직 결정되지는 않았으나 1989년말 정확한 장소가 선정되기 전까지 1988-1989년 사이에 원자력위원회에서 결정되어야만 한다. 습식과 여러 형태 건식저장방식의 장·단점에 초점을 맞춰 KAERI에서 수행하는 타당성 연구의 결과는 중요한 정책결정을 하는데 참고자료로 사용될 수 있을 것이다. 다른 한편으로 한국의 상황에 적합한 저장형태가 최종 결정을 위해서 원자력위원회에 추천될 수도 있을 것이다.

2. 使用後核燃料 輸送

우리는 조사후시험의 목적으로 고리 1호기로부터 KAERI-대덕단지로 사용후핵연료를 이송한 경험을 가지고 있다. 단 하나의 PWR집합체를 수용할 수 있는 수송용기를 사용하여 육상수송 방식으로 수행하였다.

원자력발전소와 소외저장시설 사이의 수송



〈그림 2〉 사용후핵연료관리 장기개념

〈表 4〉 使用後核燃料 輸送에 대한 조건

Site	Unit No.	Max. lifting capacity (ton)	Distance to railway (km)	Harbor capacity (ton)
Kori	1	90	2	3500
	2	125	2	3500
	3, 4	125	2	2500
Wolsung	1	100	30	3000
Yongkwang	1, 2	118	60	2000
Uljin	1, 2	116	50	2000

경로는 철도, 육상, 해상수송의 세가지 경로가 있다. 철도수송을 하는데 있어서 주요문제는 발전소와 철도망 사이의 거리이다(표4 참조).

표에 나타난 바와 같이 철도수송계통을 선택한다면 이동경로로서 철로 접속이 요구되기 때문에 엄청난 투자비를 필요로 할 것이다. 육상수송에 있어서 수송차량의 하중이 총 40Ton으로 제한되어 있어서 단지 작은 수송용기만이 허용될 것이며, 따라서 빈번한 수송작업과 많은 수의 용기를 필요로 할 것이다.

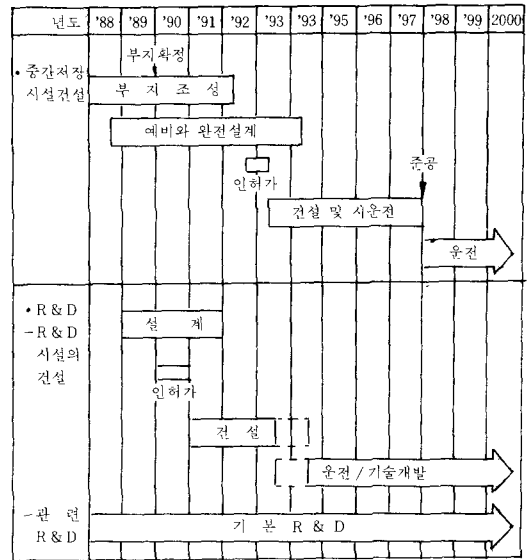
해상수송의 경우 몇개의 장점을 가진다. 첫째, 모든 발전소가 해안에 위치해 있으며, 둘째 모든 발전소의 기존 물양장을 약간의 변경만으로 사용할 수 있다는 것이다. 그러나 이 수송역시 특별히 설계된 수송선박이 요구되기 때문에 많은 투자를 요구한다.

적당한 수송계통방법도 중간저장시설의 건설과 더불어 확립되어야 할 것이다.

3. 研究開發活動

지난 몇년동안 사용후핵연료 관리와 관련한 KAERI의 연구개발 활동은 다음과 같다.

KAERI-Asea Atom / Swed Power는 한국의 중간저장을 위해서 1986년도에 타당성 연구를 수행했는데, 여기서는 스웨덴의 CLAB시설이 경제성과 기술성 평가를 위한 참고모델로 사용되었다. 또한 건식 Bunker저장시설에 대한 개념연구가 1986-1987년동안 KWU와 공동으로 수행되었다. 이러한 연구결과를 기초로 하여 KAERI는 경제적 장점, 기술적 접근, 사회



〈그림 3〉 사용후핵연료관리 년차계획

환경적 영향과 같은 여러 상황을 토대로 습식과 여러 건식저장에 대한 비교연구를 수행하였다.

새로운 R&D시설의 건설이 Rod consolidation, 사용후핵연료 조작, 원격보수와 건식저장실증과 같은 저장과 관련한 R&D가 KAERI에서 계획중에 있다. 이같은 연구는 중간저장시설의 성공적 건설과 운전에 기여할 것이며, 이 시설의 건설은 1990년 중반까지로 계획되고 있다(그림3 참조).

5. 結 論

소외저장시설이 운영될 때까지 초과·누적되는 사용후핵연료를 저장관리하기 위하여 기술적, 경제적으로 타당한 방안은 고리 3·4호기의 저장소 공간에 보통랙을 설치하고 고리 1호기의 초과분을 고리 3·4호기의 저장조로 이송하는 방안으로 생각된다.

국내 최초의 소외저장시설이 1997년 말까지 건설될 것이며, 사용후핵연료의 장기 건전성, Rod consolidation, 원격조작 및 보수 등과 같은 관련 연구개발 활동이 소외저장시설에 초점을 맞추어 진행될 것이다.

600MWe級 PWR과 CANDU型 原子力發電所의 比較

張敬植 (韓電 月城原子力發電所 核燃料部長)

1. 序 言

1983년 4월 22일 한전은 월성원자력 1호기의 상업운전 개시로 PWR형 원전과 CANDU형 원전을 모두 소유하는 유일한 전력회사가 되었다.

표1에서 보는 바와 같이 캐나다원자력공사가 개발한 CANDU형 원전들(500MWe급 이상)은 그 이용률이 거의 항상 세계 랭킹의 상위 순위를 다수 점하여 왔으며, 이로 인하여 많은 사람들의 관심의 대상이 되었다.

많은 사람들이 CANDU형 원전과 PWR형 원전을 비교 검토하였으나, 이러한 비교는 동일한 체제 아래서 유사한 조직과 관리방법에 따라 운영되는 경우의 비교일 경우 훨씬 더 객관적일 수 있으며 따라서 한전의 운영경험 비교야말로 세계적으로 유일한 경우이다.

이에 월성 1호기 상업운전 이래의 운영경험을 한전의 고리 2호기(PWR, 600MWe급)의 경험과 비교 검토하여 본다.

고리 2호기는 1983년 7월 25일 준공된 PWR-600MWe급 원전으로 미국의 WH가 설계·건설한 발전소이며, 준공 이후 운전실적은 세계

PWR원전의 평균이용률을 상회하고 있다.

표2는 월성 1호기와 고리 2호기의 대비표이다.

2. 運轉實績比較

그림 1,2는 상업운전 이래 1987년 말까지의 월성 1호기와 고리 2호기 이용률 및 가동률 비교표이다.

그림에서 보는 바와 같이 운전 초기를 제외하면 월성 1호기의 운전실적이 고리 2호기 보다 약간 양호함을 볼 수 있다.

특히, 월성 1호기는 1985년도 이용률이 94.4%로서 세계 5위를 달성한 바 있다. 기간중 월성 1호기는 이용률과 가동률 차이가 고리 2호기 보다 적음을 볼 수 있는데, 이는 월성 1호기의 가동중 출력감발이 더 적었음을 의미하며 계통 기여도가 그만큼 더 컸다고 할 수 있다.

운전 초기에는 월성 1호기의 증기발생기 불량으로 인하여 주증기중의 습분함량이 설계치를 초과함으로써 출력제한을 받은 것이 저조한 실적의 주원인이 되었으나, 이는 1984년 3월부터의 연차보수작업시에 증기발생기 습분분리

〈표 1〉 세계 원전 이용률 비교

순위	1987년도			수명기간 (-88. 3. 31)		
	발전소명	노형	이용률	발전소명	노형	이용률
1	IKATA-1	PWR	99.92	PICKERING-7	CANDU	90.3
2	KASHIWAZAKIKARIWA-1	BWR	99.56	BRUCE-7	CANDU	89.0
3	HAMAOKA-2	BWR	98.64	PICKERING-8	CANDU	88.2
4	PICKERING-7	PHWR	96.83	POINT LEPREAU	CANDU	87.9
5	TIHANGE-1	PWR	95.99	PHILIPPSBURG-2	PWR	87.8
6	BRUCE-6	PHWR	95.91	BRUCE-3	CANDU	86.8
7	PRAIRIE ISLAND-2	PWR	95.44	GROHNDE A-1	PWR	85.7
8	OHI-1	PWR	95.15	BRUCE-5	CANDU	85.1
9	HUNTERSTON A-1	GCR	94.59	BRUCE-6	CANDU	84.9
10	KORI-1	PWR	94.01	TIHANGE-3	PWR	84.8

자료 : 미국 NUCLEONICS WEEK ('88. 2. 4)

자료 : NUCLEAR ENGINEERING INTERNATIONAL

기의 2차 개조공사를 완료함으로써 해소되었다.

CANDU형 원전의 운전중 핵연료 교체방식의 장점을 살릴 수 있도록 장기보수계획을 수립하고 법적 규제가 바뀔 수 있다면 이용률을 보다 더 높일 수 있을 것으로 기대한다.

실제로 월성 1호기의 이용률이 캐나다의 PT. LEPREAU 원전과 비교하여 떨어지고 있으며, 이의 주원인중에는 발전소 정기검사에 대한 양국의 규제 차이가 크게 영향을 미치고 있다고 본다.

1984년 부터 1987년 까지의 연도별 연료비 및 발전단가는 그림 3,4와 같으며 월성 1호기가 고리 2호기 보다 월등히 싼 것을 알 수 있다.

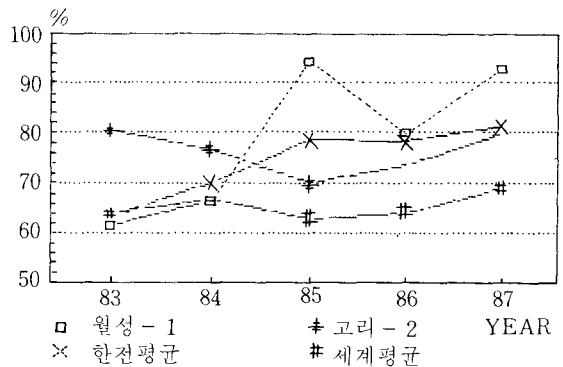
3. 設備 및 運營經驗 比較

가. 原子爐系統

원자로계통은 월성 1호기와 고리 2호기가 모두 같은 2-Loop형이나 월성 1호기는 CANDU의 특성상 완전히 격리, 독립된 2개의 Loop로 구성되어 있어 유사시에 보다 안전할 것으로 판단된다. 또한 저온·저압의 감속재계통이 냉각재계통과 완전 분리되어 있고 모든 원자로 제어 및 정지설비가 이 감속재계통을 관통하여 설치되므로 PWR과 달리 재질이나 계통설계에

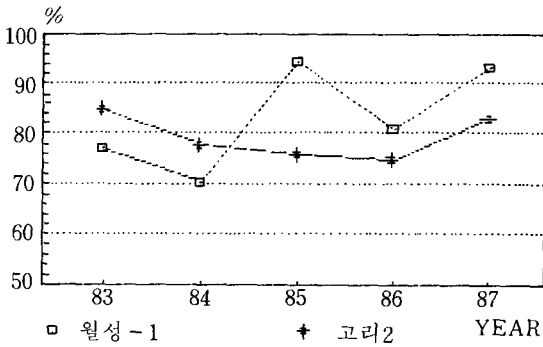
〈표 2〉 월성 1호기와 고리 2호기 비교

항 목	월성# 1	고리# 2
형 식	CANDU	PWR
공 급 회 사	AECL	WH
준 공 일 자	83. 4. 22	83. 7. 25
공 칭 출 력	678.7MW	650MW
건 설 방 식	턴 키	턴 키
냉각재압력	98Bar	163Bar
냉각재온도	310°C	324°C
주증기압력	45.48Bar	82.66Bar
주증기온도	258°C	315°C
터 빈 수	1HP 3LP	1HP 2LP



년 도	월성-1	고리-2	한전평균	세계평균
1983	61.90	80.40	66.59	64.19
1984	66.80	76.90	70.10	67.00
1985	94.40	70.10	78.69	62.70
1986	79.69	73.69	78.10	64.00
1987	92.87	79.73	81.50	69.01

〈그림 1〉 연도별 이용률



호기	1983	1984	1985	1986	1987
월성-1	77.0	70.6	94.5	80.8	92.43
고리-2	84.7	78.0	75.8	74.8	82.77

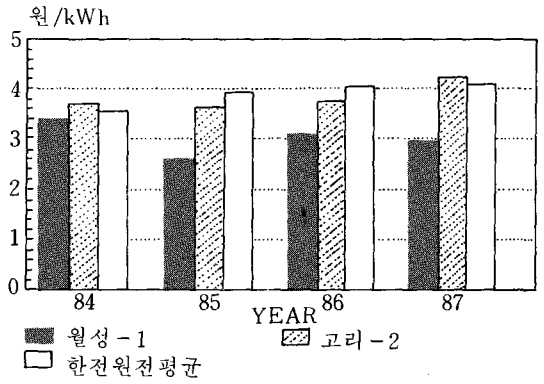
〈그림 2〉 연도별 가동률

미치는 영향이 적으며 설비 신뢰도가 높고 설비의 보수유지가 용이하다.

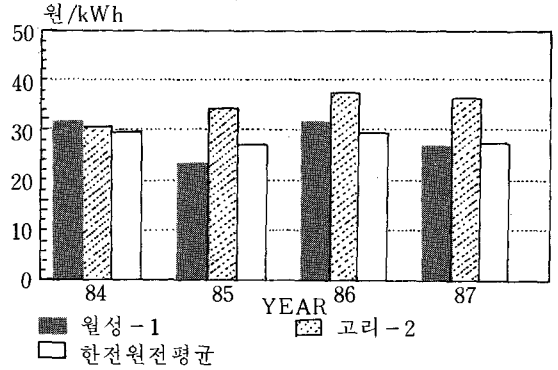
2개의 System으로 구성된 원자로 정지계통은 더욱 원자로의 안전성을 높혀 주며 따라서 비상노심냉각계통은 심각한 냉각재 상실사고의 경우를 제외하고는 작동 필요성이 없다. 다만 PWR 보다 계통이 복잡하며 값비싼 중수를 사용하는 관계로 누수에 보다 많은 신경을 쓰게 되며, 중수의 계속 사용을 위한 정화설비 및 승급설비 등의 추가 설비가 필요한 것이 단점이다.

원자로계통중 가장 문제거리로 대두되는 증기발생기의 경우 월성 1호기는 지금까지의 ECT 결과 상업운전 이후 발생된 결함이 없는 것으로 나타나고 있으며, 슬러지도 생성되지 않고 있는 것으로 나타났다. 이러한 결과는 월성 1호기와 고리 2호기의 급수의 화학처리방식에 의한 차이도 있으나 기기설계상의 차이에서 오는 영향도 있을 것이다. 표3은 월성 1호기와 고리 2호기의 증기발생기 대비표이다.

월성 1호기와 동일한 CANDU 600형 원전인 캐나다의 PT. LEPREAU 원전의 경우는 튜브손상으로 인한 Plugging의 보고도 있으며 슬러지도 생성되어 세척작업을 시행한 것으로 알려



〈그림 3〉 연도별 연료단가



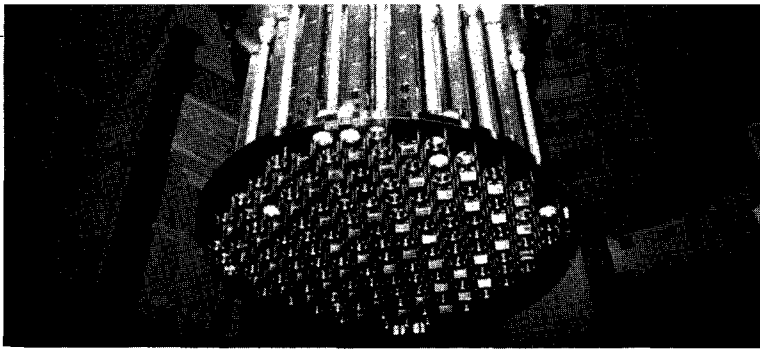
〈그림 4〉 연도별 발전단가

지고 있어 월성 1호기의 경우는 특이하다고 볼 수 있다. 이러한 좋은 결과에도 불구하고 월성 1호기의 증기발생기는 해수유입으로 인한 급수 오염시 Blowdown량이 매우 적어서 수질개선에 상당한 시간이 소요되는 단점이 있다.

또한 '88년 8월 캐나다 브루스원전 2호기의 압력관 사고로 동일재질을 사용한 CANDU-600 원전의 수명기간중 압력관의 신뢰도 및 건전성을 현재로서는 확신할 수 없다는 단점이 있다. 따라서 압력관들에 대한 체계적이고 지속적인 상태 추적을 하고 있으며 Hydrogen Blister 형성 예방 기술확보를 위한 노력을 기울이고 있다.

〈표 3〉 증기발생기 대비표

항목	수량 (대)	최대습분 (W/O)	튜브수 (개)	튜브공칭 직경 (cm)	튜브재질
월성 1호기	4	0.25	3558	1.59	인코넬 800
고리 2호기	2	0.25	5624	1.74	인코넬 600



나. 爐心管理

1년에 한번씩 발전소를 정지하고 전체연료의 1/3 정도를 교체해야 하는 PWR과 달리 CANDU형 원전은 매일 운전중 핵연료 교체작업을 함으로써 발전소 가동률이 향상된다.

또한 BOL/EOL과 같은 개념이 필요없게 되어 계통급전사정과 관계없이 EOL에 이르면 여러가지 제약을 받게 되는 PWR과 달리 급전사정에 따라 정기보수기간의 조정이 원활하고 일일부하추중운전에도 제한을 받지 않게 된다.

항시 최적의 연소도에 이른 상태에서 연료교체가 이루어 짐으로써 연료경제성을 극대화 할 수 있다. 다만 매일 연료교체에 따른 지속적인 노심관리가 요구되며, 별도의 핵연료취급계통의 보수유지에 추가비용이 소요된다.

다. 運轉편이성

CANDU형 원전은 현재까지는 세계적으로 유일한 전계통 컴퓨터 자동제어형식을 취하고 있다.

2대의 대형 디지털컴퓨터에 의한 자동제어 방식은

○운전원에게 충분한 다중정보를 신속히 제공하며,

○가능한 운전원의 판단에 의한 제어를 극소화하여 오조작을 방지하고 강제 운전의 가능성을 배제하여 궁극적으로 원자로의 안전성을 높이고,

○불필요하게 강력한 제어행위로 인한 비상정지 횟수를 최소화함으로써 궁극적으로 각 계통에 미치는 충격을 감소시키며,

○정교한 제어로직 구성 및 변경이 손쉽게 제어계통 Tune-Up이 간단하여 계통 제어능력이 우수하다.

일례로 저출력에서의 증기발생기 수위제어에 있어 CANDU에서는 PWR과 달리 수위설정치가 출력변화에 따른 가변식이며/수위조절인자에는 증기발생기내의 급속팽창을 고려한 Swell 값이 Feed Forward로 추가로 사용되므로 보다 정밀한 수위제어를 하며, 따라서 PWR에서와 같은 저출력에서의 증기발생기 수위제어 Error에 의한 불시정지를 걱정하지 않는다.

CANDU형 원전에서는 로심의 고유 잉여반응도 값이 아주 낮아 원자로 과도상태 발생시 Xe-135의 축적으로 원자로의 Poison-out 가능성이 매우 높아, 이를 억제하기 위한 대책이 여러가지로 설계에 반영되어 있다.

즉, 일반적으로 계통탈락을 수반하는 과도현상 발생의 경우에도 발전기 모터링 허용, 소내 부하 만을 감당하는 단독운전 등의 방법으로 원자로를 운전상태로 유지할 수 있어 신속하게 계통병입을 시킬 수 있는 등 자율적인 안전성이 탁월하다.

현재 월성 1호기의 터빈가바나드룸은 8%로서 고리 2호기의 64%에 비하여 월등히 작은 값을 갖고 있고, 원자로의 반응도 제어가 신속하여 급전계통의 주파수 변동에 보다 신속히 대처할 수 있다.

그러나 이러한 이점에 비하여 컴퓨터에 대한 운전원의 의존도가 높아 속응력이 떨어질 우려가 있으며 따라서 시뮬레이터의 도입이 시급한 형편이나 단일호기인 관계로 경제성이 없어 카

나다에 의존하고 있어서 충분한 인력의 교육이 따르지 못하고 있다.

라. 補修용이성

CANDU형 원전의 특성은 PWR형 원전에 비하여 상대적으로 저온·저압의 운전환경과 다수주기 채택으로 기기가 소형이며 주방사선원이 삼중수소로서 방사선준위가 낮아 기기접근이 크게 제한을 받지 않으므로 보수성이 뛰어나다.

또한 원자로심내의 결합연료를 탐지하는 설비가 있어 결합으로 의심이 되는 연료는 즉시 제거시킴으로써 원자로냉각계통의 방사화 및 오염도를 낮게 유지할 수 있는 장점이 있다.

일례로서 증기발생기 ECT를 위한 수실내 방사선 조건 탐사결과를 보면 고리 2호기의 경우 최대 8 R이나 월성 1호기의 경우 최대 2R 으로서 상대적으로 매우 낮음을 볼 수 있다.

이러한 작업환경은 기기순시 및 정기에방점검의 기회를 확대시켜 주며 이상시 즉각적으로 보다 완벽한 보수를 가능케 하므로 결과적으로 기기의 가용도를 높여준다.

마. 放射線管理

정기보수기간중 작업종사자의 피폭은 CANDU 원전이 PWR원전에 비하여 적다.

정기보수공사기간을 제외한 나머지 정상운전기간중의 작업자 피폭선량분포 역시 정기보수공사기간중의 분포와 거의 같은 값을 보인다.

대체로 PWR원전의 방사선원은 감마선원인데 비하여 CANDU원전에서는 중수를 사용하는 관계로 투과력이 약한 베타선원인 삼중수소이다.

따라서 PWR원전에서는 피폭제한을 위하여 작업시간 제한 및 차폐가 중요하게 되며, CANDU 원전에서는 주로 호흡기를 통한 삼중수소의 흡입예방이 가장 큰 문제로 대두된다.

방사선 방출은 기체의 경우 고리 2호기가 설

계치의 0.5%에 불과한데 비하여 월성 1호기는 3.3% 상당량이다.

바. 其 他

현재 한전에서는 시행하지 않고 있으나 캐나다의 G-II 및 아르헨티나의 코르도바원전에서는 제어봉을 이용하여 Co-60을 생산하고 있다. 또한 현재 구상중인 것으로 알려진 경수로의 사용후핵연료를 재처리·가공하여 CANDU연료로 사용하는 Tandem Cycle이 실용화 된다면 이는 고방사성폐기물의 감축 효과와 더불어 자원의 재활용이라는 일석이조의 효용이 있을 것이다. 이외에도 감속재로 부터 삼중수소를 추출·생산하는 것도 생각해 볼 문제라고 본다.

CANDU원전의 핵연료는 직경 10cm, 길이 50cm 정도의 원주형 다발형태로서 PWR원전 핵연료에 비하여 가공이 훨씬 쉬우며, 특히 농축이 필요없으므로 연료화보를 위한 해외의존도를 크게 줄일 수 있다.

월성 1호기는 이미 금년부터는 전량 한국에너지연구소에서 생산하는 연료를 사용하고 있으며, 지난 6월 우라늄변환공장이 준공됨으로써 원광을 제외하고는 완전 자립을 이루었다.

4. 結 言

이상에서 살펴본 바와 같이 CANDU-600운전은 수명기간동안 압력관의 건전성에 대해서 유의할 필요가 있으나 우수한 이용률, PWR원전과 충분히 비견될 수 있는 안전성, 기기국산화 용이, 노심관리기술의 자립 및 핵연료 공급의 자립 등 수많은 장점이 있어 매우 매력있는 발전소이다.

또한 핵연료의 Tandem Cycle이 실용화된다면 기왕에 많은 PWR원전을 보유하고 있는 한국과 같은 국가에서는 더욱 필요해 질 것으로 전망된다.