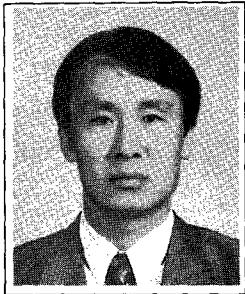
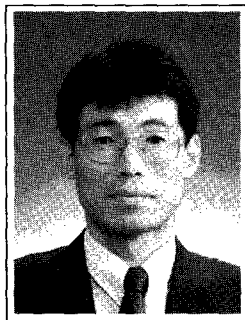


차세대 원전의 경제성 평가



강 용 철
한전 전력연구원
신형원전개발팀 책임연구원



하 각 현
한전 전력연구원
신형원전개발팀 선임연구원

한 전은 92년부터 G-7 과제의 하나로 열출력 4,000MWt 개량형 원전인 차세대 원전(Korean Next Generation Reactor, KNGR)을 개발하고 있다.

기존 원전에 비해 보다 개선된 안전성과 경제성을 갖는 차세대 원전 설계를 개발하기 위해 국내의 운전중인 원전 설계와 해외 개발중인 ALWR(Advanced Light Water Reactor)의 설계 내용을 참조하여 한국 실정에 맞는 노형을 선정하고, 최상위 발전소 설계 요건 및 개념 설계를 94년 12월에 개발 완료하였다.

또한 95년부터 99년 2월까지 차세대 원전의 안정성을 입증하고 인허가 시현성을 확보하기 위한 기본 설계를 완료하였다.

차세대 원전 기본 설계를 개발하기 까지 설계 개발과 병행되게 안전성·경제성·건설성·가동성 등에 대한 주기적인 종합 평가를 수행하였다.

경제성 평가 목적은 차세대 원전 비용, 경쟁력 정도를 예측하고, 평가 결과를 설계에 반영함으로써 경쟁력

이 향상된 설계를 개발하는 데 있다. 차세대 원전 경제성 평가의 경우 개념 설계 단계에서 1회, 기본 설계 단계에서 3회의 경제성 평가가 수행되었다.

이에 차세대 원전 기본 설계까지의 경제성 평가들을 기준으로 그 주요 평가 내용과 경제성 평가를 위한 기술 개발 내용에 대한 소개를 하고자 한다.

개 요

1. 차세대 원전 개발 현황

차세대 원전은 1,000MWe급 한국형 표준 원전 개발에서 축적된 기술 및 경험을 바탕으로 전기 출력 용량을 1,400MWe급으로 격상한 개량형 경수로로서, 99년 2월 기본 설계를 완료하고 현재 표준 설계 인허가 획득과 함께 보다 더 경제성이 제고된 표준 설계를 개발하기 위한 설계 단계에 있다.

당초 III 단계에서 상세 설계를 추진할 예정이었으나, 장기 전원 공급

계획 변경 및 IMF 체제에 따라 당초 계획을 표준 설계 단계 사업으로 축소 조정하였다.

2. 설계 단계별 비용 결정률 및 비용 절감 기회

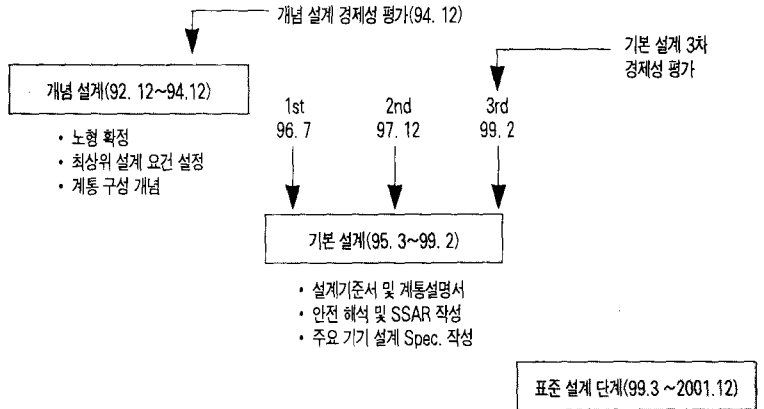
신규 발전소를 개발하기 위해서는 신규 발전소 필요성에 따른 성능 및 기본적 요건들이 결정된 다음 이들 요건을 만족시킬 수 있는 개념·기본·상세 설계를 거쳐 제작/건설/운전을 하게 되는 일련의 과정을 거치게 된다.

성능 및 기본적 요건(이하 사업자 요건)들은 규제 조항, 사용자들의 요구, 기호 및 편리성에서 도출되며, 이 사업자 요건에 맞추어 신규 발전소를 개발하기 위해서는 기술적 측면과 비용적 측면을 고려해야 한다.

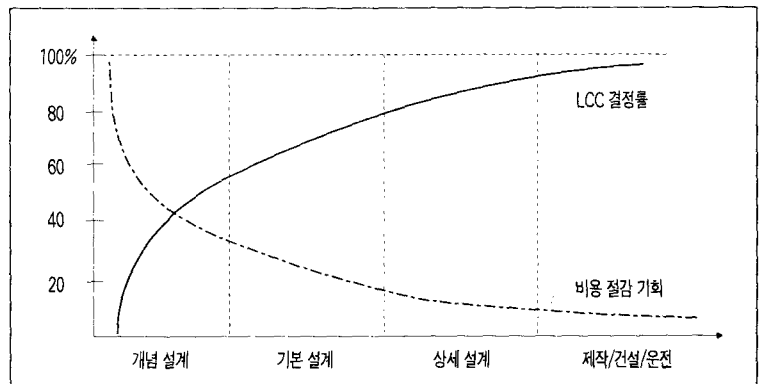
발전소 사업자 요건들이 결정되면 기술적 조사를 통한 발전소 건물, 기기 배치 및 계통 구성 개념 등에 대한 발전소 개념 설계를 수행한다.

개념 설계 후 발전소 성능 보장, 안전성 및 인허가 확보를 위한 기본 설계를 수행하게 되며, 기본 설계를 마치면 개발된 외형 형태를 구매와 제작하기에 충분할 만큼의 크기를 정의하는 설계 과정인 상세 설계를 수행하게 된다.

<그림 2>에서와 같이 발전소 설계가 진척될수록 전체적인 비용 규모는 점점 결정되어가고, 반면에 비용 절감 기회는 줄어들어감을 알 수 있다.



<그림 1> 차세대 원전 설계 개발 현황



주 : LCC:Life Cycle Cost

<그림 2> 설계 단계별 비용 결정률/비용 절감 기회

차세대 원전 설계 개발은 현재 기본 설계를 개발한 상태이며, 그에 따른 차세대 발전소 전체 비용은 어느 정도 결정되어 있어, 절감 가능성은 초기 개념 설계 단계보다 많이 줄어들었다고 볼 수 있다.

그러나 국내 금융 위기의 영향으로 당초 계획과는 달리 차세대 원전 상세 설계 개발이 미루어지고, 설계 최적화 및 표준 설계 인가를 추진하는 표준 설계 단계가 약 3년 동안 수립되어 기본 설계 전체에 대한 전반적



인 설계 최적화 검토가 진행중인 바, 비용 측면에서는 비용 절감 기회가 증대되었다고 볼 수 있겠다.

3. 경제성 향상을 위한 차세대 원전 설계 특성

기저 부하에서 타발전원 대비 경제성을 확보하기 위해 차세대 원전 설계 기본 요건에서 여러 가지의 요건 및 설계 지침을 수립, 이들을 설계에 반영하는 작업을 진행하여 왔다.

구체적으로는 설비 용량 증대에 따른 규모의 경제성 확보, 표준 설계 개발, 설계 단순화, 발전소 설비의 가동성 제고, 설계 수명의 연장, 신시공법 채택을 통한 시공성 향상, 발전소 배치 설계 최적화 등이 경제성 향상을 위한 차세대 원전 설계 특성이라 할 수 있겠다.

여기에 설계 최적화 업무가 추진되고 있는 3단계 표준 설계가 완성되면 현재보다 훨씬 더 경제성이 제고된 차세대 원전이 개발되리라 전망된다.

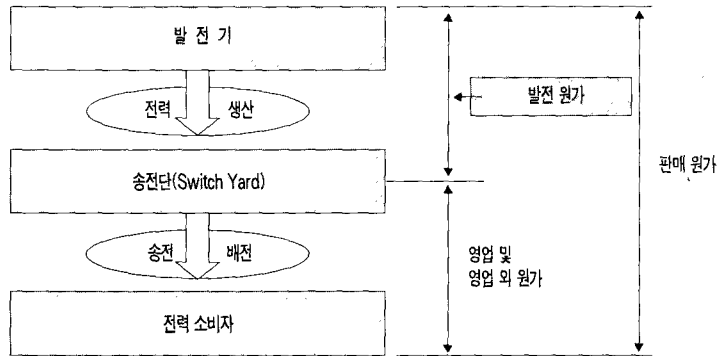
4. 경제성 평가 방법

설계중인 발전소에 대한 경제성 평가는 미국 EPRI에서 사용하고 있는 Revenue Requirement Methodology를 사용하여 발전 원가를 산정하고 경제성을 평가하였다.

Revenue Requirement Methodology는 발전소를 건설하여 운전 후 최종 폐지시까지 예상되는 모든 소요 비용을 전력 사용자로부터 회수해야 할 최소한의

〈표 1〉 차세대 원전 설계 특성

항 목	차세대 원전	기존 PWR	비 고
노심 열출력(MWth)	4,000	2,825	규모의 경제성
보증 전기 출력(MWe)	1,455	1,055	(건설 단가 약 15% 절감)
설계 수명(년)	60	40	약 400GWh 전력 생산량 증가
설계 형태	표준 설계	주문 설계 (Custom Design)	표준 설계에 대한 인허가 및 설계 변경 불필요
설계 단순화	공동 매트	개별 매트	Sump, Sump Pump 수 감소
	비안전 등급화	안전 등급	CVCS, AAC
	판형 열교환기	관류형	CCW, TBCCW
	신기술 채택		다중 신호 케이블 사용
	신형 주 제어실 채택		한국적 인간 공학 요소 반영
이용률 제고 설계	기타 단순화		<ul style="list-style-type: none"> • S/G 취출수 계통 단순화 • TBOCW 펌프 제거 • Non-1E D/G 제거 등
	RX Vessel 상부 구조물		Integrated Head Assembly 채택
시공성 향상 설계	장주기 설계	12~18	18~24개월 원전 연료 교체 주기
	신시공법 채택		Over-the Top, Modular, Deck Plate 공법 등



〈그림 3〉 발전 원가 개념

수입액으로 정하여 발전 원가를 산정하는 방법이다.

발전 원가는 송배전을 제외한 전력

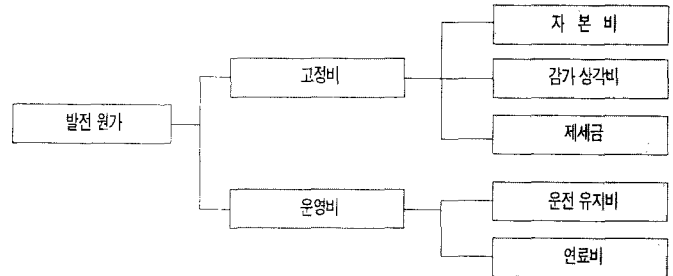
생산 제조 원가를 말하며, 경제성 평가시의 발전 원가는 발전소의 수명 기간 동안에 걸쳐 일정하게 평균화시

킨 균등화 발전 원가(Levelized Generating Cost)로써 투자 대상 발전소의 경제성을 비교 평가하는 데 사용된다.

발전 원가는 크게 고정비와 운영비의 두 요소로 구성되어 있다.

고정비는 발전소 건설에 투자되는 비용에 기인하는 것이며, 운영비(Expenses)는 설비를 운전하고, 보수하는 데 소요되는 비용에 기인한다.

고정비는 자본비·감가 상각비·제세금 등으로 구성되며, 운영비는 운전 유지비·연료비로 구성된다.



(그림 4) 발전 원가 구성

차세대 원전 경제성 평가

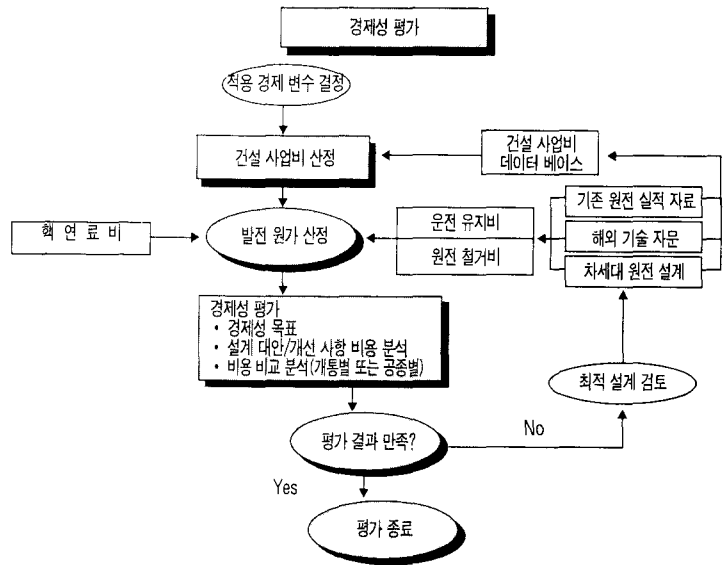
1. 평가 개요

차세대 원전 설계 개발 경제성 평가 흐름은 (그림 5)에서 보는 바와 같이 차세대 원전 경제성 평가 가격 기준일 및 설계 기준일을 정하고, 주요 통계 자료·설계 자료를 이용하여 평가 적용 변수를 결정한다.

차세대 원전의 건설비는 설계 물량을 산정하고 미설계된 부분에 대한 물량은 기존 원전 공사 실적 또는 설계 자료를 통하여 추정한다.

구매비·시공비·기타 간접비는 기존 원전 공사 실적 및 계약 자료를 활용하여 차세대 원전의 비용들을 계산하였으며, NSSS 기자재 비용은 미국 ABB-CE사의 견적 가격을 사용하였다.

운전 유지비는 10년 이상 운전 실



(그림 5) 경제성 평가 흐름도

적이 있는 국내 950MWe PWR 운전 유지비 실적 자료를 이용하여 산정하였으며, 원전 연료비는 차세대 원전 노심 설계를 기준으로 18개월 주기 기준 연료 교체 방식에 따른 재장전 모델을 수립하여 노심 주기별 연소도를 계산하고, 이를 원전 연료비 전산 코드인 FUELCOST-IV에

입력 자료로 넣어 차세대 원전 원전 연료 주기비를 산정하였다.

2. 건설비

가. 건설비 산정 계정

건설비(Capital Cost)는 발전소를 건설하여 상업 운전하는 시점까지 소요되는 모든 자본적 지출을 말한다.

건설비는 설비에 비용을 직접 부과할 수 있는가 없는가에 따라 직접비와 간접비로 크게 구분되며, 물리적 측면에서 전력 생산 설비, 부지 특성 관련 설비 및 기타 부대 비용 등으로 구분할 수 있다.

직접 건설비는 대상 발전소의 형태·설비 용량 등 기술적 특성에 따라 크게 달라지며, 동일 형태, 동일 용량의 발전소일지라도 해당 발전소 건설 사업의 부지 조건 및 사업 여건에 따라 가변성이 많고, 간접비는 일반적으로 직접비에 비해하지만 사업 특성, 건설 계약 방식 등에 따라 크게 변화한다.

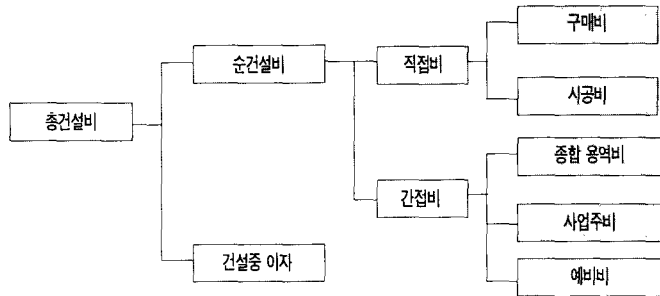
직접비는 구매비(재료비)와 시공비(노무비)로 구분되며, 간접비는 기술 용역비·사업주비·예비비·부지 매입비 등으로 구성된다.

순건설비는 보통 Overnight Cost라고 하는데 여기에는 직접비와 간접비가 포함되며, 여기에 물가 상승분과 건설 기간 중 지급하는 이자를 합한 것을 총건설비라 한다.

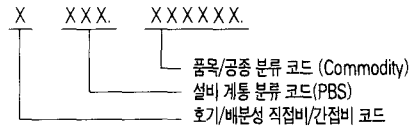
한전의 발전소 건설 현장에서 운영하는 건설비 체계와 EPRI·IAEA·OECD 등 해외 기관에서 운영하는 건설비 체계상의 큰 차이점은 다음과 같다.

① 한전의 경우 직접비를 기자재 구매비와 시공비로 분리하여 운영하나, 해외의 경우 어떤 기자재의 구매비와 시공비를 통합하여 운영함.

② 한전의 경우 기자재를 품종별로



(그림 6) 건설비 구성



(그림 7) KNGR 건설비 산정 계정 기본 구조

구매와 시공비를 구분 관리하나, 해외의 경우 계통별·건물별로 그에 소요되는 기자재 구매비와 시공비를 통합 관리함.

이에 차세대 원전에서는 건설비 관련 자료를 체계적으로 집계·분류 및 요약할 수 있도록 구조적인 분류 기준을 제공하여 건설비를 효과적으로 산정하고 갱신·국내 운용중인 발전소 건설비 운영 체계와 해외 건설비 분류 체계를 동시에 만족시킬 수 있는 차세대 원전 고유의 건설비 산정 계정을 개발하였다.

차세대 원전 건설비 산정 계정 (CCCOA : Capital Cost Code Of Accounts)에서 건설비 분류 코드는 가능한 한 레벨화(Level)하여 구성하고, 차세대 원전의 기술적 자료 및 건

설비 자료를 지속적으로 추적할 수 있도록 차세대 원전 설비 계통 분류 체계를 준용하는 체제로 개발되었으며, 차세대 원전 건설비 산정 계정의 기본 구조는 (그림 7)과 같다.

여기서 호기(Unit)/배분성 직접비/간접비 코드는 (표 2)와 같이 분류되고, 배분성 직접비는 한전 건설비 분류 계정 시공비 중 간접 노무비·기술 관리비·품질 관리비·경비·일반 관리비·계약자 이윤을 말한다.

다음으로 설비 계통 분류 코드는 설계와의 원활한 정보 호환을 위해 차세대 원전 설비 계통 분류 체계 (PBS : Physical Breakdown Structure) 기준을 그대로 적용하였다(표 3).

품목/공종 분류 코드는 한전의 표

(표 2) 호기/배분성 직접비/간접비 코드

코 드	적 요
0	부지 내 전자기 공통
1	1(호)기
2	2(호)기
9	공용 설비
D	배분성 직접비(Distributable Direct Costs)
M	간접비(Indirect Costs)
N	초기 핵연료비(Initial Nuclear Fuel Costs)

(표 3) 설비 계통 분류 코드(PBS)

코 드	적 요
2XX	Site-Yard Facilities & Misc. Buildings
3XX	Main Structures
4XX	Nuclear island Systems
5XX	Turbine island Systems
6XX	Support Systems
7XX	MMI Systems
8XX	Electrical Systems
DXX	배분성 직접비
MXX	간접비

(표 4) 품목/공종 분류 코드(Commodity)

구 분	코 드	적 요
직접비	0XXXXX	Civil and Architectural Work
	1XXXXX	Concrete Work
	2XXXXX	Steel Work
	3XXXXX	NSSS Equipment
	4XXXXX	Turbine Generator & Other Mechanical Equipment
	5XXXXX	Piping
	6XXXXX	I & C
	7XXXXX	Electrical Equipment
	8XXXXX	Electrical Bulk Material
9XXXXX	Distributable Direct Costs	
간접비	M1XXX	A/E Services
	M2XXX	Other Engineering Services
	M6XXX	Owner Costs
	M7XXX	Contingency
	M9XXX	Interest During Construction

준 건설비 산정 계정(CCCOA)에서 적용된 품목/공종 분류 체계를 중심으로 차세대 원전의 설계 특성을 고려하여 개발하였다(표 4).

한전 건설비 산정 계정에서 분리되어 있는 구매비와 시공비 데이터는 구매비와 시공비가 통합된 차세대 원전 산정 계정으로 변환이 가능하게 되고, 차세대 원자로 기술 개발 3단계인 표준 설계 단계에서 개발 예정인 차세대 원전 건설비 전산 시스템 개발 기초 자료가 되는 건설비 DB는 <그림 8>과 같이 구성된다.

다. 건설비 산정 방법

차세대 원전 건설비는 기본 설계 기간 중 수립된 1,000MW급 경수로 건설비 경험 자료를 최신 자료로 갱신하고, 이 데이터를 기준으로 차세대 원전 설계내용을 반영하여 산정하였다.

건설비 산정 절차를 개략적으로 기술하면 다음과 같으며 그 흐름도는 <그림 9>와 같다.

① 참조 자료인 표준 원전 보조 기기 및 주설비 공사는 영광 원자력 3·4·5·6호기 및 울진 원자력 3·4호기의 항목별 상세 내역(물량·단가·공량 등) 중 가장 최신 자료를 적용하며, 원자로 설비 구매비는 미국 ABB-CE사의 견적가를 사용하고, 터빈 발전기 구매비는 울진 5·6호기 계약 금액에 물가 및 용량을 보정하여 산정한다. 다만, 부지 특성 관련 설비(냉각수 계통 구조물·부대 건물

등)는 96년 신규 표준 원전 1·2호기 타당성 검토 결과를 활용한다.

② 표준 원전 건설비 자료는 한전 표준 건설비 산정 계정(CCCOA)을 기초로 개발된 차세대 원전 건설비 산정 계정에 따라 분류한다.

③ 차세대 원전 설계 물량은 설계 기준일인 98년 9월 현재 생산된 도면을 기준으로 산정(Take-off)하되, 산정 불가능한 품목/공종은 표준 원전 대비 용량 보정 계수(Cost Scaling Factor) 혹은 차세대 원전의 기술적 특성을 고려한 특정 비율을 개발하여 적용한다.

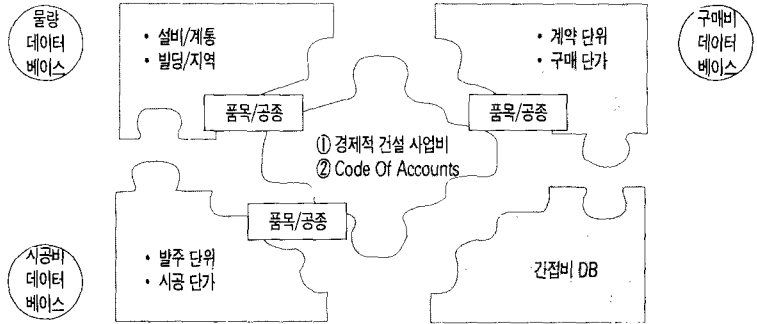
④ 용량 보정 계수(Cost Scaling Factor)는 기기(Equipment) 구매 단가 및 시공 공량(Man-hour)까지 확장하여, 차세대 원전 구매 및 시공비 산정에 적용한다.

$$\text{KNGR 기기 가격(시공 공량)} = \text{KSNP 기기 가격(시공 공량)} \times \text{용량 보정 계수}$$

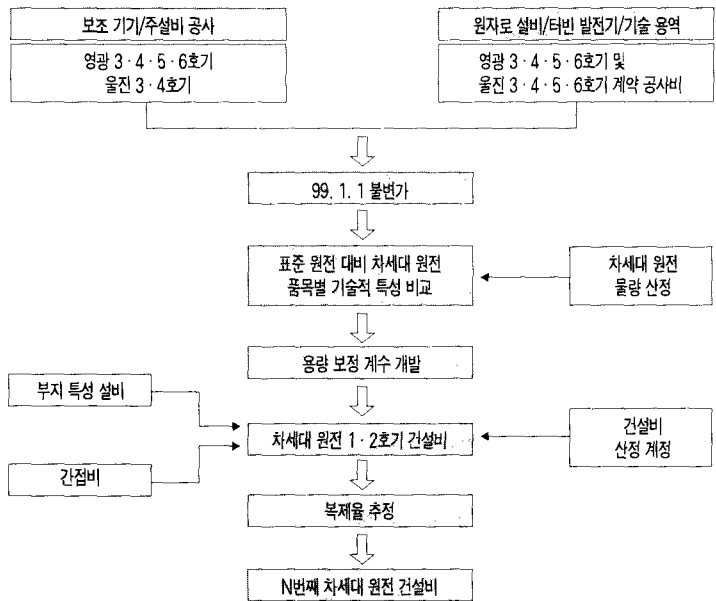
※ 용량 보정 계수 = (물량 보정 계수) × 비용 보정 지수

- 물량 보정 계수(T.F) : 표준 원전 대비 차세대 원전 용량 및 기술 규격 차이 (예 : 펌프 - 마력, 변압기 - MVA 등)
- 비용 보정 지수(Cost Factor) : 기기별 물량 증감에 따른 비용 증감 계수로서 외국 자문사 제공 자료 및 일반 지수를 적용

⑤ ①~④항의 결과물을 조합하여



(그림 8) 건설비 DB



(그림 9) 건설비 산정 절차 흐름도

차세대 원전 건설비 산정 계정별 건설비를 산정한다.

3. 운영비 산정

차세대 원전 운영 비용의 구성은 <그림 10>에서 보는 바와 같이 크게 운전

유지비· 원전 연료비로 구성된다.

운전 유지비는 인건비·수선 유지비·경비·본사 공통 및 일반 관리비·원전 총당금·원자력연구개발 기금(1.2원/kWh)으로 구성되며, 그 중 인건비는 발전소 현장에 상주 근무

무하여 발전소 운전·보수 및 행정 업무 등에 종사하고 있는 발전소 종사자들의 급여·제수당 등의 인건비를 말한다.

수선 유지비는 정규적인 보수 작업에 소요되는 비자산성 자재 비용인 보수 자재비와 발전소 운전 보수에 소요되는 물품 비용 및 장비 비용 등으로 구분되고, 경비는 보험료·인허가 비용·관리 및 지원 등에 소요되는 기타 경비적 비용을 말한다.

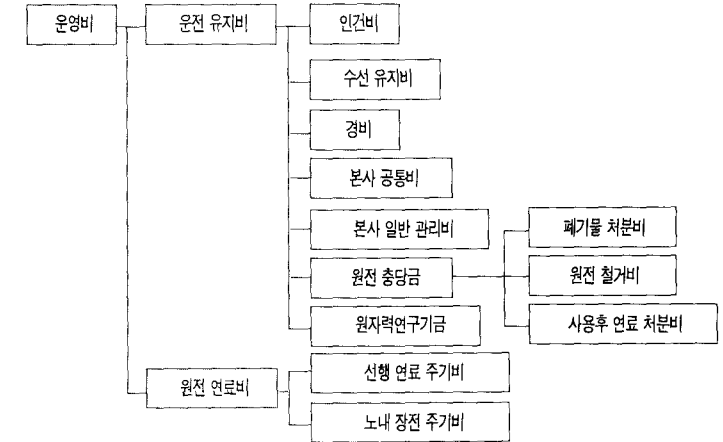
본사 공통비 및 일반 관리비는 본사에서 발생하는 인건비·수선 유지비·경비·공무비·사무비·통신비 등으로 구성되며, 원전 총당금은 폐기물 처분비·원전 철거비·사용후 원전 연료비로 구성된다.

원전 연료비에는 선행 및 노심 주기비로 구성된다.

가. 운전 유지비

인건비는 차세대 원전 운영 인력에 한전 사규 보수 규정을 적용하여 산정하였으며, 수선 유지비·경비·본사 공통비·본사 일반 관리비는 국내 운전중인 950MW급 PWR인 영광 1·2호기와 울진 1·2호기의 87~98년까지의 실적을 물가 지수를 이용하여 99.1.1 가격으로 환산하여 평균치를 구한 후 이 평균치에 용량 보정 계수를 적용하여 차세대 원전 비용을 계산하였다.

원전 총당금(원전 폐기물 처분비·원전 철거비·사용후 원전 연료 처분비)은 정부 투자 기관 회계 규정을 적



(그림 10) 운영비의 구성

용하여 산정하였으며, 원자력연구개발기금은 원자력법 제9조 2항에 의거 단위 전력 생산량(kWh)당 1.2원을 운전 유지비에 포함시켰다.

나. 원전 연료비

원전 연료 주기는 우리나라 원광으로 채광되어 정광·변환·농축 및 성형 가공이 완료되어 원자로에서 연소된 후 꺼내어져 재처리 공정을 거쳐 최종 영구 폐기되는 원전 연료의 일생을 말한다.

원전 연료 주기는 채광에서 성형 가공이 완료되는 시점까지의 선행 원전 연료 주기(the front-end of the fuel cycle), 원자로에 장입되어 연소된 후 부지 내에 임시 저장되는 시점까지의 노내 장전 주기, 그리고 사용후 원전 연료를 부지 내로부터 이송·재처리하여 원전 분열 폐기물과 연소되지 않은 우라늄 및 플루토늄을 분리하여 재사용하거나 재처리없이

그대로 영구 처분하는 후행 원전 연료 주기(the back-end of the fuel cycle)로 분류할 수 있다.

국내의 경우 재처리없이 사용후 원전 연료를 처분하며, 그 처분비를 원전 총당금 규정에 의거 매년 적립하고 있어 편의상 운전 유지비에 포함시켰다.

차세대 원전 선행 및 노심 주기비는 미국 NUS사가 개발한 FUELCOST-IV 전산 코드를 사용하여 산정하였다.

원전 연료 주기는 지불된 직접비와 직접비에 대한 이자인 간접비로 구성되어 있다.

발전소 경제 수명 기간 동안 전기를 생산하기 위해 투입된 원전 연료에 관련된 모든 비용을 계산하여 상업 운전년도 가격으로 현가화한 다음 경제 수명 기간 동안 매년 균등하게 발생하는 것으로 가정하여 원전 연료 주기비를 계산하였다.

차세대 원전 원전 연료 주기비 계산에 사용된 입력 자료는 <표 5>와 같다. 연료 장전 주기는 18개월을 기준으로 하였다.

4. 발전 원가 산정

가. 발전 원가 산정 기준

차세대 원전 기본 설계 최종 경제성 평가시의 발전 원가 산정 기준을 요약하면 <표 6>과 같다.

나. 발전 원가 산정 결과

이용률에 따른 발전원별 발전 원가를 비교해보면, 할인율 8%, 경제 수명 40년, 환율 1225.9원/달러 기준으로 평가시 차세대 원전 1·2호기는 이용률 68% 이상에서 석탄 화력 800MWe급대비 경쟁력 우위가 있는 것으로 분석되어, 기저 부하에서 충분한 경쟁력이 가질 것으로 분석되었다.

차세대 원전 N-th호기(5·6호기)의 경우 반복 건설에 따른 학습 효과에 따라 비용이 절감되어 차세대 원전 1·2호기보다 6%~7% 정도 경쟁력이 개선되는 것으로 평가되었다.

다. 경제 변수 변동에 따른 영향 분석
발전 원가를 구성하는 각각의 비용 항목은 시간의 변동에 따라 여러 가지 경제 변수, 즉 물가·노임·금리·환율 등의 영향을 받으며, 한국의 금융 위기에 따른 발전소 경쟁력에 파급되는 효과는 다음과 같이 분석된다.

① 금융 위기 도래 이후 환율 상승에 따른 원자재 가격의 상승으로 물

<표 5> 차세대 원전 원전 연료 주기비 입력 자료

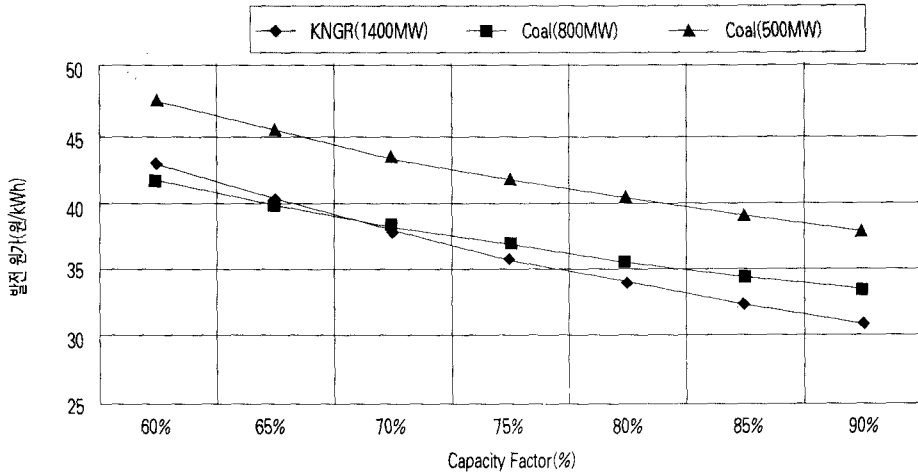
구분	차세대 원전	비고
가격 기준일	1999. 1	
용량(MWe, gross)	1,455	
노심 열출력(MWth)	3,983	
이자율/할인율	8%	
적용 환율(원/\$)	1225.9	
우려금 가격	정광(\$/bU308)	12
	변환(\$/kgU)	5.7
	농축(\$/kgU)	110
	가공(\$/kgU)	270
핵연료 교체		
• 핵연료 집합체수	241	
• Batch수	3	
• 평형 주기당 교체 핵연료 집합체수	92	
• 교체 주기(개월)	18	

<표 6> 차세대 원전 발전 원가 산정 기준

경제 변수	적용 기준
가격 기준일	1999. 1. 1
경제 수명 기간	40년
감가 상각법	정액법, 잔존 가치 0%
할인율	8%
차입률	100%
적용 환율	1225.9 Won / \$ ('98.12.31 전신환 매도율 기준)
소내 소비율	4.68%
건설 방식	2호기 동일 부지 동시 건설
N-th호기	3번째 건설되는 발전소(차세대 원전 5·6호기에 해당)
연료비	우려금 구입가 : 정광: 12, 변환: 5.7, 농축: 110, 가공: 270
건설 이자 계산 기간 (착공 ~ 상업 운전)	<ul style="list-style-type: none"> ○ 차세대 원전 1·2 호기 : 63개월 ○ 차세대 원전 N-th호기 : 57개월 ○ 석탄화력 500MWe급 : 44개월 ○ 석탄화력 800MWe급 : 52개월
설비 용량	차세대 원전 : 1,455 MWe × 2기
반복 건설 절감률	EPRI URD 절감률 적용

가가 98년 상반기에는 IMF 직전인 97년 10월 대비 약 15%까지 상승하

였다가 98년 하반기에는 환율의 하락 안정에 힘입어 물가가 상반기때보다



〈그림 11〉 이용률별 발전 원가

약 4% 정도 하락하였다.

물가 상승에 따른 발전원별 상대적 경쟁력에 있어서는 건설 기자재 총금액이 많은 원자력이 석탄 화력 대비 불리한 것으로 분석된다.

② 건설 분야 노임은 98년도 말의 노임 수준이 96년도 수준으로 하락하여 발전소 건설을 위한 노무비가 96년도 수준으로 환원되었음을 알 수 있다. 노임 하락은 노무비 규모가 큰 원자력이 석탄 화력 대비 유리한 것으로 분석된다.

③ 은행 여신 금리는 98년 말에 안정되어 금융 위기 이전 수준으로 환원되었다. 금리 상승시 원자력의 화력 대비 상대적 경제성은 불리하게 작용되는 것으로 분석된다.

④ 환율 상승은 모든 발전원의 비용을 증가시키는 요인으로 작용한다. 다만 달러 기준 수입 석탄 및 우라

늄 가격이 일정하다는 가정하에서 보면, 수입되는 연료 비용이 발전 원가에서 차지하는 비중이 낮은 원전이 석탄 화력 대비 상대적 경쟁력이 개선되는 것으로 분석되었다.

평가 종합

차세대 원전 1·2호기의 기본 설계를 기준으로 한 경제성 평가 결과, 차세대 원전 1·2호기는 이용률 68% 이상에서 석탄 화력 800MWe 급에 경쟁력 우위로 예측되어, 기저 부하에서 차세대 원전이 경제성을 보유하고 있는 것으로 분석된다.

표준 설계 효과가 극대화되는 차세대 원전 N-th호기는 차세대 원전 1·2호기 대비 6%~7% 정도 경쟁력이 좀 더 개선되는 것으로 평가되어 대용량 석탄 화력 대비 충분한 경

쟁력 우위를 확보할 수 있을 것으로 분석된다.

결론적으로 차세대 원전은 용량 증대에 따른 규모의 경제성에 의해 석탄 화력 발전원 대비 경쟁력 우위를 확보하고 있다고 분석되며, 98년 12월 이후 발전소 경제성에 가장 큰 영향을 미치는 금리·물가·노임이 안정되었고, 환경 보전을 위해 탄소세 도입 등을 검토하는 것은 원전의 경제성에 긍정적인 영향을 미치리라 분석된다.

차세대 원전의 설계외적 조건이 경쟁력 제고 방향으로 흐르고, 차세대 원자로 기술 개발 3단계인 표준 설계 단계에서 건물 및 설비 설계 최적화를 통한 꾸준한 비용 절감 효과를 거둔다면, 타기저 부하 발전원 대비 확실한 경제성 우위 확보는 물론, 해외 신형 원전에 비해서도 충분한 경쟁력을 갖출 수 있을 것으로 판단된다. ☞