

확률기법을 이용한 원전 수명관리 기기비용 산출

Probabilistic Prediction of Equipment Cost of Nuclear Plant Lifetime Management

송택호, 정일석

한국전력공사 전력 연구원
대전시 유성구 문지동 103-16

요 약

원전수명관리의 연구목적은 원전의 노화관련 문제 해결과 경제적 원전 운영인데, 1단계 연구에서는 연장운전의 타당성을 기술적, 경제적 측면에서 개괄적으로 평가하였으며, 2단계 연구에서는 기기별 상세 수명평가, 노화관리 방안 수립, 노화관리 경제성 평가 등을 연구하고 있다. 연장운전의 타당성에 대한 개괄적 경제성 평가에서 2000년 기준 현가화된 비용으로 순이익은 10년 연장운전의 경우 약 1600 억원 정도로 평가 되었으며, 연장운전 투자비 계산에 포함되는 기기개보수 비용 계산에서 미국 전력회사와 국내 현장 엔지니어가 제시한 데이터 중 보수적인 것을 적용하여 1100 억원을 산출하였다. 그러나, 산출한 기기비용의 타당성을 증명함에 있어서 객관성이 부족한 면이 있었다. 본 논문에서는 최근에 발간된 IAEA/EPRI 통계 자료를 이용하여 수명관리 개보수비용을 확률론적 측면에서 재산정 하고 1단계 선행 연구 결과와 비교하여 보았다. IAEA/EPRI 통계자료를 이용하여 원전의 기기 개보수 비용을 산출한 결과 기기개보수 공사 비용은 2000년 현가로 약 700억원으로 나타났으며, 보수적으로는 약 1200억원으로 각각 나타났고, 이로써 1단계에서 계산한 기기비용 금액의 객관적 타당성을 확인하여 주었다.

Abstract

To cope with aging management and to operate NPP economically and safely, feasibility study had been done in Phase I, detailed life evaluation and establishing aging management program being carried out in Phase II. In the feasibility study, it was found that net saving of 10-year life extension was 160 billion won (2000 present worth), with the equipment cost calculated with US electric company and Site-Personnel suggested data. In this paper, IAEA/EPRI data was used in statistic and probabilistic calculation of equipment cost. The result was turned out to be as similar one as the previous PLiM phase I study results.

1. 서론

원전수명관리(PLiM, Plant Lifetime Management)는 수명연장기간을 포함한 원전 전체 수명 기간동안 안전하고 경제적인 전원확보 업무를 의미하는데, 경제적 측면에서 이익을 남기어야 한다. 노화관련 문제 해결 및 경제적 원전 운영을 연구목적으로 둔 원전수명관리 1단계 연구를 전력

연구원에서 1993년 11월부터 3년간 수행하였으며, 1998년 7월 2단계 연구를 착수하여 현재까지 계속 연구를 수행하고 있다.

PLIM 1단계 경제성 평가에서는 배타적인 두 대안의 경제성을 비교하는 것이므로 이에 가장 적합한 현재가치액을 기준으로 하였다. 1단계에서는 원전을 인허가 수명 종료(2009년) 이후 연장 운전하는 경우와 그렇지 않은 경우 두 대안의 투자비용 및 이득을 현재가치(Present Value)로 환산하여 비교함으로써 연장운전의 경제성을 평가하였다. 원전 연장운전에 대한 경제성 평가는 Westinghouse의 수명연장 경제성 평가 프로그램인 WECON을 기본 모델로 하여 국내 실정에 적합하게 개발한 PLIMEE(plant lifetime economic evaluation) 프로그램을 사용하여 분석하였다. 1단계 연구 경제성 평가에서 2000년 기준 현가화된 비용으로 순이익은 10년 연장운전의 경우 약 1600억원 정도로 평가 되었으며, 연장운전 투자비 계산에 포함되는 기기개보수 비용은 미국 전력 회사인 WEPCO가 제시한 데이터와 고리원자력본부의 현장 엔지니어가 제시한 데이터 중 보수적인 것을 선택적으로 적용하여 산출하였다.

그러나, 산출한 기기비용의 타당성을 증명함에 있어서 객관성이 부족한 면이 있었다. 본 논문에서는 최근에 발간된 IAEA/EPRI 통계 자료를 이용하여 수명관리 개보수비용을 확률론적 측면에서 재산정 하고 1단계 선행 연구 결과와 비교하여 보았다

이 논문에서는 최근에 발간된 IAEA/EPRI 통계 자료를 이용하여 수명관리 개보수비용을 확률론적 측면에서 재산정 하고 1단계 연구 결과와 비교하여 보았다.

표 1. Major LWR Refurbishments^[1]

PWR 주요정비사례	EFPH	소요금액(\$)	PWR 주요정비사례	EFPH	소요금액(\$)
RCP Shaft 교체 case 1	4084.2	6,000,000	터빈개보수 4	0	196,851
RCP Shaft 교체 case 2	4417.0	3,820,000	터빈개보수 5	135.4	1,152,127
RCP Shaft 교체 case 3	0	2,730,000	터빈개보수 6	65.8	8,000,000
RCP Shaft 교체 case 4	2701.5	6,000,000	터빈개보수 7	160.2	1,487,853
Feedwater Nozzle repair 1	360.0	304,000	터빈개보수 8	392.2	20,000,000
Feedwater Nozzle repair 2	0	2,580,000	터빈개보수 9	207.3	2,580,000
Feedwater Nozzle repair 3	743.7	1,000,000	터빈개보수 10	0	1,000,000
Feedwater Nozzle repair 4	66.8	1,300,000	터빈개보수 11	177.7	23,000,000
Reactor Internal 개보수 1	0	2,000,000	D/G 2개 추가	3387.5	103,000,000
Condenser Tube/Header 교체 1	0	7,550,000	D/G Upgrade	0	3,540,000
Condenser Tube/Header 교체 2	2352	15,000,000	main transformer개보수 1	325.5	67,000
Condenser Tube/Header 교체 3	1165.7	7,800,000	main transformer개보수 2	281.1	7,700,000
Condenser Tube/Header 교체 4	0	14,500,000	main transformer개보수 3	0	3,100,000
Condenser Tube/Header 교체 5	0	28,300,000	main transformer개보수 4	184.4	3,040,000
Control Room 개보수 1	1268.2	517,000	Service Water System 개보수 1	0	182,403
Control Room 개보수 2	102.4	14,300,000	Service Water System 개보수 2	11	1,480,883
발전기교체	0	10,340,000	Service Water System 개보수 3	0	107,029
발전기교체	0	10,120,000	Service Water System 개보수 4	662.8	3,490,486
터빈개보수 1	682.2	1,380,000	Service Water System 개보수 5	752.8	60,000,000
터빈개보수 2	668.6	46,500,000	Service Water System 개보수 6	0	1,750,929
터빈개보수 3	223.7	3,900,000	Service Water System 개보수 7	0	487,691

2. 경제성 평가에서 기기비용의 중요도

2.1. 공사기간

O/H 기간을 결정하는 것은 가장 시간이 오래 걸리는 공사이데 이 공사 이외의 공사는 그 공사 기간중에 같이 실시하면 되므로 O/H 기간에 변화를 미치지 못한다. O/H로 인한 발전소정지기간은 이용율의 변화를 가져오고 경제성에 영향을 미친다. 그런데 과연 얼마만큼 영향을 미치는가를 실제 공사비용과 비교하는 민감도 분석을 수행하였으며 그 기본자료는 표 1과 같다. 여기서 말하는 공사란 10년을 계속운전하는데 수반되는 공사를 의미한다. 10년 계속운전을 위하여 특정한 개보수 공사 시행을 가정할 경우, 경제성의 손실이 없는 발전소 정지기간(O/H기간(59일) 제외)을 공사금액별로 보면 그림 1과 같다. 이 결과를 얻는에는 전력연구원이 원전수명관리 경제성 평가를 위해 개발한 PLiMEE 전산코드를 사용하였다.

그림 1에서 C로 표기된 것은 Capacity를 D로 표시된 것은 Discount Rate를 의미한다. 여기에 표기된 금액은 모두 장부상의 금액(booked cost)이다.

이 그림에서 얻을 수 있는 결론은 계속운전 투자비가 4000억원 이상일 경우 경제적으로 타당한 공사기간은 1년 미만이며, 반대로 투자비가 4000억원 미만일 경우 1년 이상 공사를 하여도 손실이 발생치 않는다. 표 2에 나타내었듯이 실제공사기간은 대부분의 경우에서 1년 미만이므로 공사 기간은 큰 문제가 되지 않는다는 것을 알 수 있다. 이를 좀 더 자세히 나타내기 위해 그림 2를 만들었다. 이 그림 2에서 볼 수 있는 것은, 조건이 달라진다 할지라도 공사기간은 전체 순이익에서 약 400억원 정도의 영향을 미치며, 이 금액은 투자비의 10% 정도 되는 금액이다.

표 2. 발전소 평균 정지기간 통계표^[2]

EVENT	기간(주)	EVENT	기간(주)
Normal Refueling	8.5	Replace Closed Cooling Water Heat Exchanger	3.0
Sid-Cycle Planned Outage	4.5	Replace RCS Piping	44.6
shutdown/startup time	1.0	Replace Major pipe in the Turbine building	10.0
Reactor vessel on/off	3.0	Replace major pipe in Auxiliary building	6.0
Fuel shuffling	1.0	Install External Vessel neutron monitors	1.0
ISI	2.0	Relocate reactor vessel surveillance specimen	0.0
Containment Integrated Leak Rate Test	0.6	Inspect reactor coolant system welds	3.0
Retube Condenser	12.5	Inspect reactor internals	1.0
Replace Feedwater Heater	6.0	Repair/replace reactor vessel upper internals	3.5
Replace/repair moisture separator reheaters	7.0	Repair/replace reactor vessel lower internals	3.5
Rewedge/replace generator stator	10.0	Replace Pressurizer surge nozzle	2.0
Rewind/replace generator rotor	8.0	Replace RCS Cast Elbows	19.0
Replace High Pressure casing	16.0	Repair/replace RCS Branch nozzles	4.0
Refurbish radwaste system	0.0	SG Steam side refurbishment	14.0
Repair/Modify Spent fuel pool racks	0.0	Replace SG	37.3
Repair/replace CVCS/Rad-Waste CleanUp Sys	6.0	Replace Calbes in Containment	12.0
Replace fuel transfer tube expansion joint	1.0	Containment hot pipe penetration replacement	6.0
*Replace CANDU Fuel Channels	52~104	*Control Room HVAC	10~400

2.2. 이용율

공사기간이 400억원 정도의 차이를 가져오는 반면에 표 3에서 이용율은 10%만 변화해도 투자한도액은 약 1000억원의 변화가 생긴다.

표 3. 이용율에 대한 투자한도액 변화(할인율 8.5%, PLEX 정지기간 1년)

이용율(%)	57	67	77	87	97
금액(억원)	4100	5200	6000	7150	8150

1단계 평가시 사용한 이용율은 67.8%이며, PWR 평균값은 약 77%이다. 이용율이 경제성에 크게 영향을 미치고 있으므로 연장운전시 이용율을 70% 이상 유지하는 것이 바람직하다. Calvert

Cliffs 발전소는 1995년에 Power Uprating 타당성 연구를 수행하였는데, 수행 비용은 위탁비로 약 40만불 정도 소요되었으며 출력 증가량 2.5%, 5%, 10%에 따른 비용을 다음 표 4와 같이 계산하였다. 10% 출력향상에 호기당 30M\$(약 300억원)의 지출비용을 염두에 두고 있다. 본 연구에서 10% 출력향상에 1000억원의 순이익을 얻는다고 주장했는데 CCNPP가 지출하고자 하는 비용 300억원과 비교할 때 어느정도 값의 신뢰도에 타당성을 보여줄 수 있다. .

표 4. CCNPP Power Uprating 비용^[3]

항 목	2.5%		5%		10%	
	1호기	2호기	1호기	2호기	1호기	2호기
ABB CENO NSSS Reload Type Analysis	3.6					
ABB CENO NSSS Non-Reload Type Analysis	4.0					
ABB CENO NSSS Plant Modification	5.61	5.11	0.06	0.06	0.06	0.06
ABB CENO NSSS Fuel Engineering Analysis	0.13	0.13	0.13	0.13		
ABB CENO NSSS Licensing Support	0.9		0.5		0.5	
BGE NSSS Analysis	2.8					
Turbine			5.0	5.2		
Generator					5.0	5.0
BOP Analysis	2.4		4.5		0.3	
BOP Modification	1.0	1.0	1.0	1.5	0.95	0.95
BGE Other	1.6		0.5		0.4	
NRC Review Fee	2.5					
Estimate from previous Upgrading			24.5	6.2	36.2	13.1
Total Estimate	24.5	6.2	36.2	13.1	43.4	19.1
Estimate, \$/kw	1182.7	300.7	873.0	316.4	523.4	230.6
Total Estimate, \$M, Both Units	30.8		49.4		62.6	
Total Estimate, \$/kw, Both Units	741.7		594.7		377.0	
Playback Years(Based on \$1.04M/yr/%)	5.9		4.7		3.0	

2.3. 할인율

현재 한전에서 쓰는 표준 할인율은 8.0 혹은 8.5% 를 쓰고 있으며^[4] 7.6%이하, 9%이상의 할인율은 현경제 추세에서 발생가능성이 희박하다. 이런상황에서 변화하는 금액은 최고 700억원 정도이다.

표 5 할인율별 기기개보수 공사 투자 한도금액 (년장운전시의 이용율 67%, PLEX 정지기간 1년)

할인율(%)	7.5	8.0	8.5	9.0
금액(억원)	4850	5000	5200	5350

2.4. 입력변수 비교 종합

분석 결과를 종합하면 공사기간을 1년 미만으로, 할인율 변화폭을 1.5% 미만으로, 이용율 변화폭을 10% 미만으로 가정하였을 경우 이들 변수 변화에 의해 달라지는 결과량은 대략 1000억원 미만으로 나타나고 있다. 반면에 1단계 경제성 평가결과 계속운전을 위한 기기 개보수 공사금액은 1000억원 이상으로 나타났고, 이로써 기기개보수 공사비용이 년장운전의 경제성 평가 결과를 주도적으로 결정한다는 것을 확인할 수 있다.

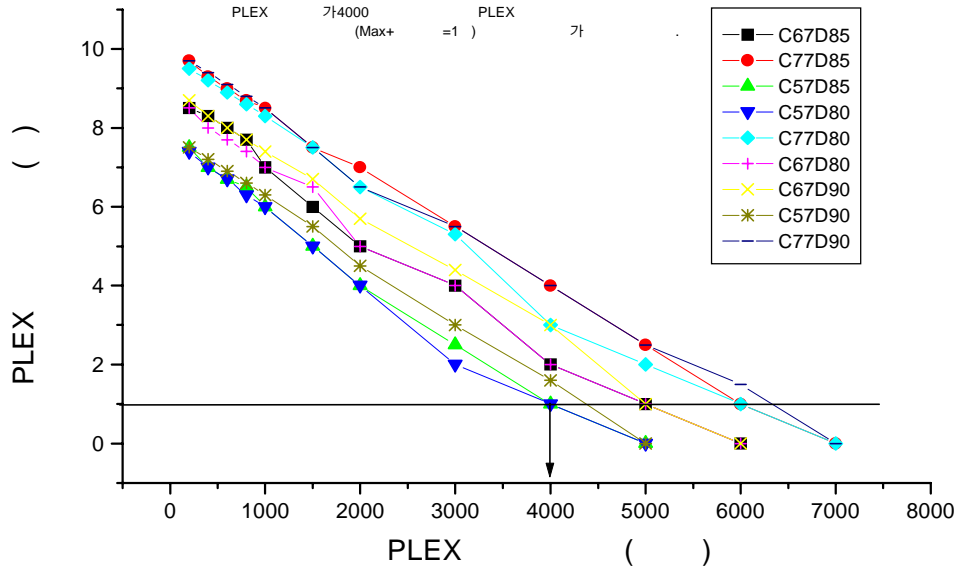


그림 1. 민감도 분석 결과(I)

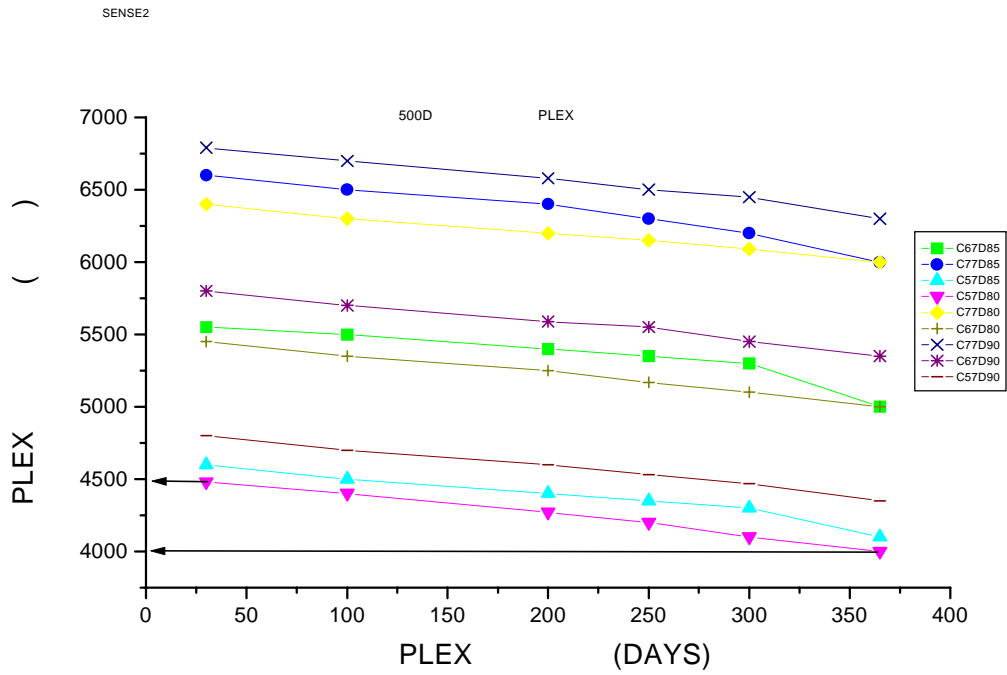


그림 2. 민감도 분석 결과(II)

3. 확률론적 기기개보수 공사 비용 산출

78년부터 2000년까지 원전의 주요기기 개보수 비용은 표 6과 같다. 표 6에서 볼 수 있듯이, 지금까지 원전은 약 2200억원의 비용을 지출하였으며 최대공사비용으로 나타난 것은 1998년의 증기발생기 교체공사이며, 1988년도 가격으로 약 830억원이 소요되었다. 최대공사기간으로 나타난 것은 1988년의 급수가열기, 복수기 튜브 교체 공사이며 179일이 소요되었다.

표 6. 원전 주요기기 개보수내역 및 공사비, 공사기간

		O/H	O/H	O/H	O/H 가	booked cost	99 가 ()	
4	81	81-01-30	81-05-10	101	42	316	14	
5	82	82-04-17	82-06-29	74	15	480	19	(TMI)
7	84	84-07-08	84-10-05	90	31	300	10	Baffle joint
7	84	84-07-08	84-10-05	90	0	1,054	36	
8	85	85-08-14	85-11-01	80	21	2,700	85	
10	88	88-01-15	88-07-11	179	120	13,500	331	가
13	92	91-12-31	92-03-13	74	15	1,130	20	
15	94	94-07-15	94-09-13	61	2	2,834	43	TMI
15	94	94-07-15	94-09-13	61	0	1,949	29	
15	94	94-07-15	94-09-13	61	0	1,515	23	
15	94	94-07-15	94-09-13	61	0	766	12	
16	96	96-01-14	96-03-31	78	0	1,250	16	가 가
16	96	96-01-14	96-03-31	78	0	2,300	29	I
17	97	97-03-30	97-06-08	71	6	925	11	1
17	97	97-03-30	97-06-08	71	0	2,159	25	
17	97	97-03-30	97-06-08	71	6	15,600	184	1,2,3,4,
18	98	98-06-19	98-09-12	86	27	83,000	901	1
18	98	98-06-19	98-09-12	86	0	2,140	23	RTD
18	98	98-06-19	98-09-12	86	0	1,687	18	1
18	98	98-06-19	98-09-12	86	0	5,335	58	1
19	99	99-09-05	99-10-27	53	0	30,000	300	() Upgrade
19	99	99-09-05	99-10-27	53	0	5,000	50	II
							2,236	

본 연구에서 다른 확률론적 개보수비용은 다음 산출식에 의해 산출되었다.

$$\text{확률론적 기기개보수공사 COST} = \sum_{i=1}^n P_i \times C_i$$

$P_i = i$ 기기의 개보수 확률 (EPRI, IAEA 자료에서 추정)

$C_i = i$ 기기의 개보수 비용 (EPRI, IAEA 자료에서 추정)

그런데, 원전 확률론적 기기개보수 공사 비용 산출에서 과거에 이미 교체한 기기(표 6)의 교체 확률은 0으로 산정하였으며, I&C Upgrade, Condenser Tube 교체, 증기발생기 교체 등이 이에 해당한다. 할인율은 8.5%를, 환율은 1122원/\$를 적용하였다.

표 7~8에 나타난 미국원전의 공사비와 공사 확률은 EPRI 자료^[1]를 참조하였으며 기타국가는 IAEA 자료^[5]를 참조하였다. 조사원전은 PWR을 대상으로 하고 Westinghouse를 비롯하여 Combustion Engineering, B&W 등의 모든 type의 reactor를 모두 확률 및 비용 계산을 위한 자료 조사 대상으로 포함시켰다.

IAEA 자료에서 미국을 제외한 대부분 국가의 주요기기 교체비용과 교체확률값을 제시하고 있는데 PWR 이외에 CANDU, VVER, GCR등을 포함하고 있어서 PWR 자료만을 간추려 사용하였다. 그결과 벨기에 7기, 프랑스 28기, 스페인 9기, 네델란드 1기가 조사대상원전이 되었다.

표 7. PWR 원전 보유국의 주요기기 교체 비용(1997년 현가, M\$)

/	1992M\$						1
RCP Shaft	1.00	1.50					
Reactor Internals	2.00	3.01					0.76
RPV Anning	6.00	9.02					
CRDMs	0.95	1.43					
I&C Upgrade							22.75
Process Computer			27.00		15.00	3.90	
Control Room Modification	14.30	21.50					
Turbine	37.75	56.76	45.00	42.00		14.00	13.96
Reracking of spent fuel pool						10.50	
SG Feed Water Nozzle	0.37	0.56					
Condenser Tubes	14.64	22.01	20.00	12.00	15.00	19.00	25.10
PZR heaters	0.40	0.60					
RPV Head				6.00			
Generator	9.17	13.79		7.30		7.30	
Service Water System	8.94	13.44					
Main Transformer	6.76	10.16					
Steam Generator			100.00	100.00		140.00	68.18
Diesel Generator Addition	120.00	180.44					
Diesel Generator Upgrade	3.50	5.26					

표 8. 기기개보수 공사 확률

/						
RCP Shaft	0.21					
Reactor Internals	0.65					
RPV Anning						
CRDMs	0.06					
I&C Upgrade						
Process Computer			0.29		1.00	0.11
Control Room Modification	0.26					
Turbine	0.53	0.43				0.11
Reracking of spent fuel pool						0.89
SG Feed Water Nozzle	0.50					
Condenser Tube	0.38	0.43	0.21		1.00	0.22
PZR heaters	0.09					
RPV Head				0.68		
Generator	0.29			0.18		0.22
Service Water System	0.24					
Main Transformer	0.12					
Steam Generator			0.57	0.21		0.44
Diesel Generator Addition	0.03					
Diesel Generator Upgrade	0.06					
EPRI, 가 IAEA						

표 7~8에 나타난 미국원전은 CCNPP를 포함한 34개이며 이들 조사 대상 원전들은 모두 1978년 이전에 상업운전을 개시한 원전들이다. 미국원전의 경우 주요기기당 교체 횟수를 총 조사대상 원전수로 나누어 해당 기기의 교체 확률값을 계산하여 적용 하였으며, 기타국가는 IAEA 자료에서 이미 계산되어 표시된 확률값을 그대로 적용 하였다.

표 9. 원전 개보수 금액 예측

	1	1		COST	COST
/	()	()		()	
RCP Shaft	0.21	0.21		4.53	4.53
Reactor Internals	0.65	0.65		11.04	21.51
RPV Annling	0.00	0.00	PTS O.K	0.00	0.00
CRDMs	0.06	0.06		1.23	1.23
I&C Upgrade	0.00	0.00		0.00	0.00
Process Computer	0.47	1.00		102.09	386.94
Control Room Modification	0.26	0.26		80.12	80.12
Turbine	0.36	0.53		109.89	333.63
Reracking of spent fuel pool	0.89	0.89		133.76	133.76
SG Feed Water Nozzle	0.00	0.00		0.00	0.00
Condenser Tube	0.00	0.00		0.00	0.00
PZR heaters	0.00	0.00		0.00	0.00
RPV Head	0.68	0.68		58.35	58.35
Generator	0.23	0.29		31.23	57.31
Service Water System	0.24	0.24		46.21	46.21
Main Transformer	0.12	0.12		17.48	17.48
Steam Generator	0.00	0.00		0.00	0.00
Diesel Generator Addition	0.03	0.03		77.58	77.58
Diesel Generator Upgrade	0.06	0.06		4.53	4.53
SUM				678.02	1223.16
EPRI, 가 IAEA					

표 9에서 "고리 1(평균)"이라고 표시된 것은 각국에서 계산된 교체확률의 평균값을 의미하며, "고리 1(보수치)"라고 표시된 것은 각국에서 계산된 교체확률중 최고값을 의미한다. 또한 "COST(평균)"이라고 표시된 것은 평균교체확률과 평균교체비용을 곱하여 계산된 것을 의미하며, "COST(보수적)"이라고 표시된 것은 최고 교체확률과 최고 교체비용을 곱하여 계산된 값을 의미한다.

표 9에서 1984년 원전은 원자로 baffle joint 유로 변경에 약 10억원을 지출하였으므로, 원자로 내부구조물 기기개보수 공사 Cost 계산에서 10억원을 감산하여 적용하였다.

표 9에 나타내었듯이, 계속운전을 위해 확률론적으로 예상되는 원전의 기기 개보수 비용을 IAEA/EPRI 통계자료를 이용하여 산출한 결과 기기개보수 공사 비용은 2000년 현가로 약 700억원으로 나타났으며, 보수적으로는 약 1200억원으로 각각 나타났다. 수명관리 1단계 연구과정에서 산출된 1000억원(1996년 현가)과 비교하면 유사한 금액이다. 1단계 연구에서는 미국전력회사 WEPCO에서 제시한 데이터와 현장 엔지니어들이 제시한 데이터를 비교하여 이 중 가장 보수적인 것을 적용하여 산출하였으며, 그 결과 기기개보수 공사 비용으로 1100억원을 계산한 바 있으나, 산출한 기기비용의 타당성을 증명함에 있어서 객관성이 부족한 면이 있었다.

4. 결론

본 논문에서는 최근에 발간된 IAEA/EPRI 통계 자료를 이용하여 수명관리 개보수비용을 확률론적 측면에서 재산정 하고 1단계 연구 결과와 비교하여 보았다. IAEA/EPRI 통계자료를 이용하여 원전의 기기 개보수 비용을 산출한 결과 기기개보수 공사 비용은 2000년 현가로 약 700억원으로 나타났으며, 보수적으로는 약 1200억원으로 각각 나타났으며, 이로써 1단계에서 계산한 기기비용 금액의 객관적 타당성을 증명할 수 있었다.

참고문헌

1. EPRI TR-104326, Nuclear Plant Life Cycle Management Economics, 1995
2. EPRI NP-6205-CCML, plant 60 : A Life Cycle Management Tool, 1989
3. EPRI TR-104732, Calvert Cliffs Nuclear Power Plant Plant Lifetime Management Study, 1995
4. 한전 전력경제처, 전력경제론, 1998.
5. IAEA/OECD/NEA, Refurbishment costs of nuclear power plants, Paris, France, 1999