

고리 1호기 수명관리 경제성 평가

Economic Evaluation of Plant Lifetime Management for Kori Unit 1

송택호, 장창희, 박준현, 정일석

한국전력공사 전력연구원
대전시 유성구 문지동 103-16

요약

고리 1호기 연장운전 타당성을 기술적, 경제적, 인허가 측면에서 평가하기 위한 원전수명관리 1단계 연구를 1996년에 완료하였다. 이 1단계 연구를 통하여 수명연장의 경제성을 평가하는 전산프로그램 PLiMEE(Plant Lifetime Economic Evaluation)를 개발하였다. 이 논문에는 PLiMEE의 작성에 사용된 방법, PLiMEE를 사용한 경제성 평가 내용, 최근의 EPRI 경제성 평가 연구 성과물 검토내용, 원전수명관리 2단계 경제성 평가 연구 계획을 기술하였다.

Abstract

The phase 1 program of Plant Lifetime Management(PLiM) study had been done in 1996 to evaluate technical, economic and regulatory feasibility of extended operation beyond its design life. PLiMEE was developed to assess the economic benefit of nuclear plant life extension. In this paper the methodology of the PLiMEE and analysis results by it are presented with a review of recent EPRI products of nuclear asset management and future plan on a economic evaluation.

1. 서론

원전수명관리(PLiM, Plant Lifetime Management)는 수명연장을 포함한 원전 전체 수명 기간 동안 안전하고 경제적으로 발전소를 운전하기 위한 종합적인 기술이며, 크게 기술적 측면, 인허가 측면, 경제성 측면으로 나눌 수 있다. 기술적 측면에서 원전 설비의 건전성을 유지시켜야 하며, 인허가 측면에서 전체 수명기간에 대해 각종 규제 요건들을 만족시켜야 하고, 경제성 측면에서 수명연장을 위해 투자한 비용에 대해 이득이 있어야 한다. 한전 전력연구원은 1996년에 고리 1호기 수명연장 타당성을 평가하였으며 현재는 2단계 상세 수명 평가 연구를 수행하고 있다.

경제성 평가 방법으로는 발전원가 비교법과 수명관리 대안 비교법이 있다. 발전 원가는 한 회계기간 동안 총 비용을 총 발전량으로 나눈 값이며 발전원가의 정의, 구성 요소 및 산출 방법은 참고문헌[1]에 제시되어 있다. 미국과 같은 경우 전력회사가 시장경쟁 체제에 있으므로 원전 경제성 평가에서 절대적으로 발전원가 비교법을 사용한다[2,3]. 그러나 한국의 경우 전력시장이 시장경쟁체제가 아니며 발전소가 정지할 경우 발전소가 담당하던 부하 추종을 위해 전력을 다른 전력회사에서 사올 수 없으므로 발전소가 정지하면 반드시 미리 확보해둔 예비전원이 투입된다. 이런

관점에서 1단계 수명관리 경제성 평가 연구에서는 수명관리 대안 사이의 비용 비교법을 사용하였다.

원전수명관리 1단계 경제성 평가에서는 연장운전을 실시할 경우 발전소에 추가 투입되어야 하는 비용과 연장운전으로 발생하는 이득을 비교하였다. 이를 위하여 몇 가지 대안의 비용과 이득 차이를 비교함으로써 투자에 대한 경제성을 평가하였다. 1단계 경제성 평가 초기에는 WECON을 사용하였다. WECON은 Westinghouse사가 1990년대 초반에 개발한 것이며 일본의 Mihama 원전에서 이를 사용하였다. 그런데, 1단계 경제성 평가 연구를 수행하는 과정에서 아래와 같이 WECON의 6가지 문제점을 발견하였다.

- ① 수명연장 대상발전소의 해체비용은 프로그램 내에서 계산이 되지만 대체전원의 해체비용은 별도의 수계산을 통하여 계산하여야만 한다.
- ② 이 코드는 동일한 발전용량을 가지는 대체전원이 연속적으로 무한히 건설되는 것을 가정하여 건설비를 계산하나, 연료비 및 운전유지비 성분 계산에서는 기존발전소의 수명연장 이후 2 개의 대체전원만을 고려한다.
- ③ WECON에서는 대체전원의 건설기간이 년단위 (정수)로 입력되게 구성되어 있다. 그러나 실제로 공사의 전원계획처에서 장기전원계획 수립시 사용하는 발전소의 건설기간은 월단위로 주어진다.
- ④ 프로그램 설명서 및 입력화면에서는 대체전원의 연료비를 천원/kWh로 입력하게 되어 있으나 실제 프로그램 내에서는 연료비가 순수발전단가로 취급되어 입력된 값을 열효율로 나누어 준다. 따라서 연료비를 입력할 때 일반적으로 주어지는 연료비 원가(천원/kWh)를 입력하면 열효율 40%시에 결과로 나타나는 연료비용은 약 2.5 배 과다 계산된다.
- ⑤ WECON의 입력화면에서는 가변운전유지비를 천원/kW-yr로 입력하게 되어 있으나 설명서 및 프로그램 내부에서는 천원/kWh 로 취급이 되어 분석 에러를 유발하였다.
- ⑥ 이 코드의 기본적인 가정 중 하나는 기존의 수명연장 대상 발전소와 추후에 건설되는 대체 발전소가 성능 면에서 동일하다는 것이다. 그러나, 새로 건설되는 발전소는 그 동안의 기술적 진보와 운전 경험의 축적으로 그 성능이 향상될 수 있다.

전력연구원에서는 이러한 WECON의 문제점들을 해결하고 국내실정에 적합하게 입력변수를 수정, 보완하여 새로운 경제성 분석 프로그램 PLiMEE(Plant Lifetime Management Economic Evaluation)를 개발하였다.

본 논문에서는 전력연구원에서 개발한 전산코드 PLiMEE의 개발내용과 전산코드 사용결과를 수록하였다. 또한 EPRI에서 지금까지 개발한 원전수명관리 경제성 평가 프로그램을 검토하였으며 1단계 연구 결과와 EPRI 전산프로그램 검토 내용을 바탕으로 2단계 연구에서의 경제성 평가 방향을 제시해 보았다.

2. PLiMEE 개요

PLiMEE에서는 두 가지의 대안을 평가 한다. 첫번째 대안인 PLEX(Plant Life Extension)에서는 기존 원전을 개보수하여 연장운전을 시행하고 신규 대체전원의 건설을 지연시키는 것으로 가정한다. 두번째 대안은 NOPLEX로 이는 기존 원전을 개보수하지 않고 인허가 수명 종료시 운전을 정지하고 동일한 송전단 전력을 공급하는 대체전원을 투입하는 것이다. PLiMEE에서는 신규 발전소가 운전종료 시점에 도달하기 전에 차기 대체전원의 건설 및 상업운전이 시작되어 발전에 중단이 없으며, 동일한 송전단 전력을 무한히 유지하기 위해 연속적으로 무한 대체전원이 건설, 운영된다고 가정한다. PLiMEE에서는 두 대안에 대한 각 비용 현가를 산출하고 비용 합계를 구하며 수명연장을 위한 투자비용 대비 이득비를 구하며 연장운전으로 인한 순이득 발생값을 제시한다. PLiMEE에서는 WECON에서 발생한 6가지 문제를 해결했을 뿐만 아니라, 연장운전을 위한 투자비용을 확률론 적으로 보다 세밀하게 구하며, 연장운전 이후 발전소의 성능증가를 반영해 줄

수 있다.

PLiMEE는 Visual Basic 프로그램 언어로 작성되었으며, IBM-PC 호환기종, Microsoft Windows 95환경 하에서 운용되며 PLiMEE SETUP Program을 실행시킴으로써 설치가 된다. 설치를 위해서는 약 20MegaByte의 HDD 용량이 필요하다. PLiMEE에 입력되는 입력변수는 표 1에 나타내었듯이 기준년도 등 총 34개이며 출력변수는 건설비용등 10가지 이다.

Ç ¥1. PLiMEE À Á Á Á Á ö					
À Á Á Á Á ö	À Á Á Á Á ö	± Ñ £	À Á Á Á Á ö	À Á Á Á Á ö	± Ñ £
± Á Á á	³ á	YREF	À Á Á Á Á ö	³ á	YCRP
½ Á Á Á Á Á ö	%	DR	À Á Á Á Á ö	³ á	YORP
¹ Á Á Á Á Á ö	%	ER	À Á Á Á Á ö	%	TERP
À Á Á Á Á ö	Á Á Á Á Á ö	CORP	À Á Á Á Á ö	%	CFRP
K-1 Á Á Á Á Á ö	MW	RK1	À Á Á Á Á ö	Á Á Á Á Á ö	DRP
K-1 ¼ Á Á Á Á Á ö	%	SPK1	À Á Á Á Á ö	Á Á Á Á Á ö	FRP
K-1 Á Á Á Á Á ö	³ á	YRK1	À Á Á Á Á ö	Á Á Á Á Á ö	OMP
K-1 Á Á Á Á Á ö	%	CF	À Á Á Á Á ö	Á Á Á Á Á ö	OMRP
¿ Á Á Á Á Á ö	À Á Á Á Á ö	DOH	PLEX Á Á Á Á Á ö	%	AFCRPLEX
K-1 Á Á Á Á Á ö	Á Á Á Á Á ö	DK1	PLEX Á Á Á Á Á ö	%	DPR
K-1 ¿ Á Á Á Á Á ö	Á Á Á Á Á ö	FK1	PLEX Á Á Á Á Á ö	%	DCF
K-1 Á Á Á Á Á ö	Á Á Á Á Á ö	OMK1	PLEX ½ Á Á Á Á Á ö	³ á	YSPLEX
K-1 Á Á Á Á Á ö	Á Á Á Á Á ö	OMWK1	PLEX ½ Á Á Á Á Á ö	³ á	YPLEX
¿ Á Á Á Á Á ö	%	AFCR	¿ Á Á Á Á Á ö	À Á Á Á Á ö	DPL
À Á Á Á Á ö	MW	RRP	PLEX ± Á Á Á Á Á ö	Á Á Á Á Á ö	FSPLEX
À Á Á Á Á ö	%	SPRP	PLEX ¼ Á Á Á Á Á ö	¼ ¿ Á Á ö	EQPLEX
À Á Á Á Á ö	Á Á Á Á Á ö	CRP	PLEX ¿ Á Á Á Á Á ö	³ á	YEXT
À Á Á Á Á ö					
Construction	PLEX	NO PLEX	Power Uprating, Imp CF	PLEX	NO PLEX
Decommissioning	PLEX	NO PLEX	PLEX ± Á Á Á Á Á ö	PLEX	NO PLEX
PLEX Equipment	PLEX	NO PLEX	À Á Á Á Á ö	PLEX	NO PLEX
¿ Á Á Á Á ö	PLEX	NO PLEX	PLEX Net Saving		
O&M Á Á ö	PLEX	NO PLEX	BC Ratio		

PLiMEE 입력화면은 경제성 평가 일반자료 입력화면, 평가대상원전에 관한 입력자료 입력화면, 원전수명연장 관련 입력자료 입력화면, 대체전원 관련 입력자료 입력화면으로 나누어져 있으며 대체전원은 원전이 될 수도 있고 화전이 될 수도 있다. 이들 입력화면에서 입력변수의 정의를 모를 경우 모르는 입력변수 Command 단추를 클릭하면 그림 1과 같이 설명문을 볼 수 있다. 34개의 입력변수를 모두 입력하면, 그림 2와 같이 결과화면이 떠오른다.

3. 알고리즘

출력변수들을 계산할 때는 물가 상승률, 할인률, 고정비용 및 현가 개념을 나타내는 현금 흐름의 시간적 요소들이 고려되며, 모든 입력 변수들은 기준년의 값으로 주어진다. 출력결과중 건설비 계산과정을 소개하면 아래와 같다.

사용자가 입력하는 건설비는 과거로부터 오늘까지 발전소 1개를 지었을 때 오늘까지 발생한 비용의 총합(overnight cost)을 발전소 출력으로 나눈 값(천원/kWh)이다. PLiMEE 경제성 평가에서 고려하는 발전소 건설은 미래에 이루어 지므로 계산 프로그램에서는 입력된 발전소 건설비를 미래의 발전소 건설 종료시점까지 다음식에 의해 물가상승 시킨다.

$$C1 = CRP \times (1 + ER/100)^{(YRK1 - YREF)}$$

앞의 수식 및 이어지는 모든 수식에 사용된 Notation은 앞의 표 2에 설명되어 있다. C1을 건설기간으로 나누어 건설기간 동안의 균등가 C2를 구한다.

$$C2 = C1 / YCRP$$

건설기간동안 매년 발생한 건설비 균등가 C2를 모두 더하고 이를 건설종료 시점의 현가로 나타내면,

$$C3 = C2 \times \left(\frac{(1 + DR/100)/(1 + ER/100)^{YCRP} - 1}{(DR/100 - ER/100)/(1 + ER/100)} \right)$$

이 되고, 이 값에 연간고정비율을 곱하여 연간자본비용 C4를 구한다.

$$C4 = C3 * AF CR / 100$$

이 자본 비용을 다음과 같이 기준년도로 현가화 하면 첫번째 대체전원의 건설비 C5가 계산된다.

$$C5 = C4 \times \frac{\left((1 + DR/100)^{YORP} - 1 \right) / (DR/100 \times (1 + DR/100)^{YORP})}{(1 + DR/100)^{(YRK1 - YREF)}}$$

두번째 대체전원의 건설비 계산은 첫번째 대체전원의 건설비 계산과 계산알고리즘이 동일하지만 할인율과 물가상승을 Term 지수항에 변화가 있다. 즉,

$$\begin{aligned} Ratio = R = C5 / C5' &= \frac{(1 + ER/100)^{(YRK1 - YREF)} / (1 + DR/100)^{(YRK1 - YREF)}}{(1 + ER/100)^{(YRK1 - YREF + YORP)} / (1 + DR/100)^{(YRK1 - YREF + YORP)}} \\ &= (1 + ER/100)^{YORP} / (1 + DR/100)^{YORP} \end{aligned}$$

가 되므로, 건설비 총합은

$$S = C5 + C5' + C5'' + \dots = C5 + RC5 + R^2 C5 + \dots = \frac{C5}{1 - R}$$

가 된다. 여기서 계산된 값은 천원/kWh 의 단위를 갖는다. S에다 대체전원의 총출력(MW)값을 곱하고 100으로 나누어 주면 억원단위의 건설비를 얻게 된다. 기타 연료비, 운전유지비, 해체비용, PLEX 대체전력비, PLEX 설비비용, 성능향상비용은 이와 유사한 절차를 통하여 계산된다.

4. 1단계 경제성 평가

1단계 경제성평가에 사용된 연장운전 시나리오는 총 6가지 이었으며, 경제성 평가 결과를 표 2 요약하였다. 표 2에서 제 1 안이란 수명연장 투자비 산출시 기기 개보수비용만을 고려한 경우이며, 제 2 안이란 기기개보수 비용, backfitting 비용, 인허가 비용을 모두 고려한 경우이다. 표 2에서 10년 및 20년 연장운전하는 것은 이득비용비가 2 이상으로 경제성이 있는 것으로 나타났다. 분석 대상이 된 6가지 시나리오 중 10년 연장운전에 보수적 투자비용(2안)을 가정한 경우, 2009년 기준 현가화된 비용으로 연장운전 투자비가 약 2300억원, 이득이 약 5600억원으로서, 이득비용비는 2.4이며 순이득은 약 3300억원 정도로 평가 되었다.

표 2 1단계 경제성 평가 결과

° í 1È £ á	ˆ Ñ ¼ * % Ì	PLEX Á À Ú ñ			¼ 0À ð æ		Á ÑÀ ð æ		À ð æ° ð e Ì	
		'96 Ç ß	Á À Ú ñ	'09 Ç ß	'96 Ç ß	'09 Ç ß	'96 Ç ß	'09 Ç ß		
10° á¿ À ð ù	¿ À ù	1	501	1039	1446	1423	4114	1924	5560	3.84
		2	794	1648	2294	1129	3266	1923	5560	2.42
20° á¿ À ð ù	¿ À ù	1	965	1979	2788	1851	5350	2816	8138	2.92
		2	1262	2588	3646	1554	4492	2816	8138	2.23
30° á¿ À ð ù	¿ À ù	1	1431	2918	4133	1780	5144	3211	9277	2.24
		2	1730	3528	4996	1481	4282	3211	9278	1.86

5. 2단계 경제성 평가

1989년부터 1998년까지 10년간 EPRI에서 작성한 경제성 평가 전산프로그램을 아래 표 3에 요약하였다[2-7]. 이 표에 나타내었듯이 EPRI 연구의 특징은 기기 개보수 교체 비용과 운전정지 기간의 정확한 산출, 전력경제 시장의 변동성에 연구의 초점을 두고 있다는 것이며, 최근에는 발전소 자산 가치 평가에 보다 중심을 두고 있다. 미국 전력시장은 open market 이기 때문에 미국 전력회사에서는 시장 변동성과 이웃 전력회사와의 경쟁력을 중요시 여긴다. 한전의 경우 지금까지 한국내 시장 점유면에서 독점이었고 따라서 미국식 경제성 평가 연구를 따라갈 필요가 없었다. 그러나 최근에 급변하는 국내 경제 상황과 한전의 민영화 방침은 원전 경제성 평가시 발전원가와 시장변동성을 고려해야할 필요성을 제시하고 있다.

표 3. EPRI 경제성 평가 프로그램

전산코드명	전산 코드 기능 요약	참고문헌
PLAN60	- Annual Cost & Capacity Factor Profile 도식 - Event 별 Cost 비교 검토 가능	2
VTESTER	- Decision-making tool for RPV embrittlement and selecting mitigation measures	3
LCMECON	- 발전원가 계산 - 미국내 원전에서 시행한 각종 개보수 비용 소개	4
LCCMS	- PLiM 경제성 평가 목적과 일치 하지 않음 - Event별 혹은 노화관리 방안별 경제성 평가시 참고 가능	5
PLEBE	- 보수 프로그램의 두가지 대안을 서로 비교 - 성공할 확률, 프로젝트의 유보시행 등 신개념 도입	6
NAM	- 전력시장의 불확실성을 계산프로그램에 반영. - 인허가 기관으로부터 수명연장 인허가를 받을 확률 - 세금관련변수 도입 effective tax rate 반영	7

PLiM I 단계에서는 현장 담당자가 제시한 기기 교체 확률 및 교체 비용값, 미국 전력회사 WEPCO 자료, 1단계 개략적 수명평가 결과, 관련 engineering 비용, Backfitting 비용, 인허가신청 검토 비용, 수명관리연구비용을 합산하여 수명연장 기기 개보수 비용을 산출하였다. 그런데, 표 4에서 볼 수 있듯이, 기기 개보수 비용은 발전소별로 서로 다르다[3]. 그 원인으로는 공사계획, 공사 범위, 재료비, 기술 의존도 등이라고 볼 수 있다. 이 표 4에서 EFPH 손실치란 교체로 인하여 손해본 Effective Full Power Hour를 의미한다. 실시하는 개보수 작업이 critical path가 아니면 EFPH 손실치는 0이 된다.

이외의 개보수 종류 및 발전소 정지기간을 표 5에 나타내었다[1]. 여러종류의 개보수를 실시할 경우 공사기간과 비용 절감을 위해서는 적절한 공사전략 수립이 필수적이다. 다시말하면, 발전소 정지기간을 최소화 하는 것이 원전 경제성 측면에서 절대적으로 필요하다. 표 5에 나타내었듯이

정상 핵연료 교체 기간이 약 8.5주 이므로 개보수 기간이 8.5주 보다 큰 것은 원전 경제성에 치명적이다. 만일 RCS Piping을 교체한다면 RCS Piping 교체기간이 40주 이상이므로 이 교체기간에 다른 개보수 공사도 동시에 시행하는 것이 경제적으로 합당하다.

2단계 연구결과 3단계에서 시행할 기기 개보수, 감시 시스템 설치 계획이 확정될 것이며, 이 내용에 따라 기기 개보수 비용은 재산정 될 것이다. 2단계 경제성 평가 연구에서는 2단계 기기 수명 평가 결과를 바탕으로 기기 개보수 비용, 교체 비용, 노화관리 수행 비용을 최종적으로 산출해 주어야만 하고, 3단계 원전수명관리 시행에 feedback 시킬 최적의 개보수 계획, 노화관리 수행계획을 도출시켜 주어야만 한다. 이를 위해서, 교체 또는 개보수에 비용이 많이 소요되는 개별 기기에 대해서 @Risk와 같은 의사결정 도구를 이용하여 가장 적절한 검사/정비, 개보수 또는 교체 시기, 교체 방법을 결정할 계획이다. @Risk는 확률론적 의사결정 도구이며, 개별기기의 노화 정도, 운전 및 정비 DB, 현장 엔지니어의 경험과 예측을 바탕으로한 교체/정비 시기 및 비용, 설비 신뢰도, 운전중 설비 고장으로 인한 부가적 비용 등을 입력변수로 입력받아, 수명연장기간동안 선택할 수 있는 노화관리 방안중에서 가장 경제적인 대안을 도출한다. 이와 같이 찾아진 개별 기기의 최적 노화관리 방안 및 예상비용이 발전소 전체 노화관리 방안 및 예상비용에 통합되어 수명관리 2단계 경제성 평가가 이루어질 계획이다.

6. 결론

고리 1호기 원전수명관리 경제성 평가를 위해 전산코드 PLiMEE를 개발하였다. PLiMEE 전산코드를 사용하여 원전수명관리 1단계 연구에서 개괄적 경제성 평가를 수행한 결과, 10년간 수명을 연장하는 경우 2009년 기준 현재화된 비용으로 연장운전 투자비가 약 2300억원, 이득이 약 5600억원으로서, 이득비용비는 2.4이며 순이득은 약 3300억원 정도로 평가 되었다. 2단계 연구에서는 @Risk와 같은 확률론적 의사결정 도구를 이용하여 수명연장기간동안 선택할 수 있는 노화관리 방안중에서 가장 경제적인 대안을 도출하고 발전소 전체 노화관리 방안 및 예상비용을 산출할 계획이다.

참고문헌

1. 한국전력공사, 전력경제론 제 4 권 전력설비투자이론, 1995
2. EPRI NP-6205-CCML, plant 60 : A Life Cycle Management Tool, 1989
3. EPRI TR-104326, Nuclear Plant Life Cycle Management Economics, 1995
4. EPRI TR-101162, Long-Term Capital Planning Considering Nuclear Plant Life-Cycle Management, 1992.
5. EPRI TR-100465, VTESTER Analysis Manual, 1993
6. EPRI TR-106421, Preliminary Engineering Business Estimate(PEBE), 1996
7. EPRI TR-106842, Valuation and Management of Nuclear Assets, 1997

표 4. 기기 개보수 사례 및 비용

공사부분	원전명	작업 연도 (Age)	EFPH 손실치	공사비 (M\$)	공사부분	원전명	작업연도 (Age)	EFPH 손실치	공사비 (M\$)
RCP Shaft	Palo Verde 1	1987(2)	1136.2	1.00	Feed Water Nozzle	Calvert Cliff 1	1992(17)	0.0	0.37
	Maine Yankee	1988(6)	0.0			Cook 1	1992(17)	25.8	
	Crystal Rvr 3	1989(13)	2701.5			Salem 2	1992(11)	759.1	
	Palisades	1984(13)	1480.0			Sequoyah 1	1992(11)	743.7	
	San Onofre2	1991(9)	688.5			Sequoyah 2	1992(10)	66.8	
Reactor Internals	Farley 1	1984(7)	672.0	4.00	Condenser Tube	Maine Yankee	1985(12)	0.0	7.50
	Prairie Is. 2	1976(1)	72.0			Millstone 2	1986(11)	2352	150
	Point Beach 1	1984(13)	0.0			Nine Mile P 1	1986(17)	1165.7	7.80
	Farley 1	1992(15)	0.0			Palisades	1990(19)	0.0	14.50
	San Onofre 2	1987(16)	222.2			Peach Bottom 2	1991(19)	0.0	28.30
RPV Anning	Yankee Rowe	계획중	504.0	6.00	PZR heaters	Davis Besse	1988(10)	135.4	0.40
CRDMs	Palisades	1993	8.0	0.10	RPV Head	Bugey-3	1991	no data	89.00
Control Room Modification	Prairie Is. 2	1989(14)	0.0	0.80	Generator	Salem 2	1984(3)	3649.6	9.17
	Quad-Cities 1	1990(17)	1268.2			Oconee 2	1988(7)	0.0	
	Braidwood 2	1991(3)	0.0			Turkey Point 3	1988(15)	1276.0	
	Surry 2	1991(18)	0.0			Crystal River 3	1990(13)	0.0	
	Prairie Is. 1	1992(18)	42.5			Maine Yankee	1992(19)	0.0	
Turbine	North Anna 1	1986(8)	682.2	1.40	Service Water System	Grand Gulf 1	1986(1)	0.0	0.18
	Indian Point 3	1990(14)	668.6	46.50		Brunswick 1	1988(11)	11.0	1.50
	McGuire 2	1987(13)	223.7	3.90		Brunswick 2	1988(13)	0.0	0.10
	Arkansas 1	1988(13)	0.0	0.19		Salem 2	1990(19)	662.8	3.50
	Arkansas 2	1988(8)	135.4	1.15		River Bend	1992(6)	752.8	60.00
	Maine Yankee	1988(15)	65.8	8.00		Grnad Gulf 1	1986(18)	0.0	1.70
	Diablo Canyon	1989(4)	160.2	1.48		Davis-Besse	1988(10)	0.0	0.40
	Braidwood 2	1990(2)	207.3	2.58		Salem 1	1989(12)	0.0	4.10
	Kewanunee	1991(17)	0.0	1.00		Oconee 1	1987(14)	325.5	0.06
	Fort Calhoun	1992(18)	0.0	1.35		Salem 2	1987(6)	281.1	7.70
	LaSalle 2	1992(8)	392.2	20.00		Maine Yankee	1990(17)	0.0	3.10
	Washington 2	1992(7)	177.7	23.00		Susquehanna 2	1991(6)	184.4	3.04
							Main Transformer		

표 5. 발전소 평균 정지기간 통계표

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

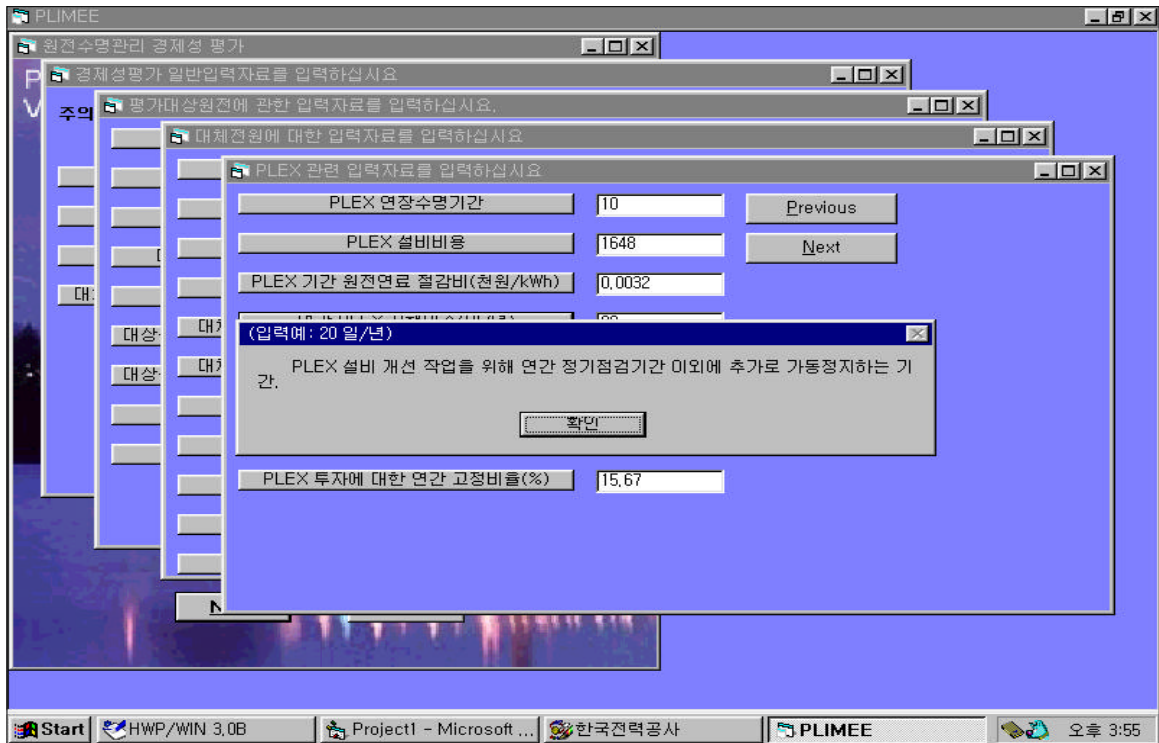


그림 1. PLIMEE 입력화면

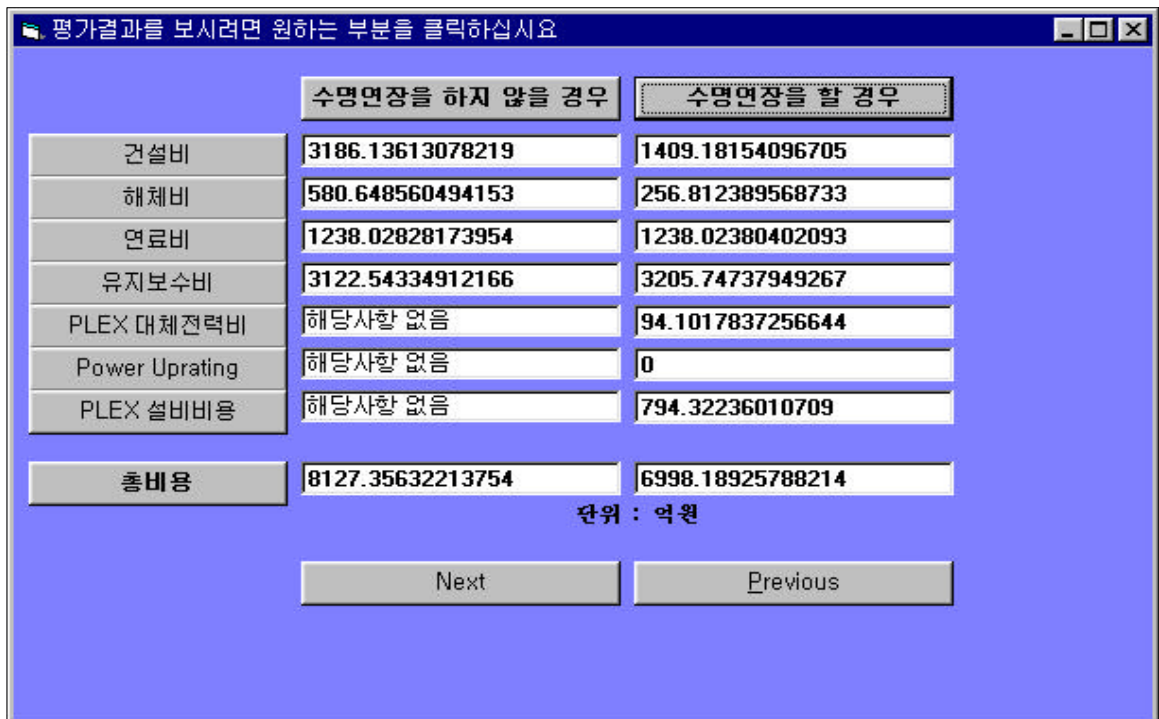


그림 2. PLIMEE 출력화면

