

### 송전망확충의 경제성평가를 위한 전산모형 이용방안

문승필\*, 최영철\*, 장병훈\*, 김수열\*, 윤종수\*, 이원교\*, 박종배\*\*  
 한전전력연구원\*, 건국대학교\*\*

## Benefit/Cost Analysis with Power Market Simulation Software on The Transmission System Expansion

S.P.Moon\*, Y.C.Choi\*, B.H.Jang\*, S.Y.Kim\*, J.S.Yoon\*, W.K.Lee\*, J.B.Park\*\*  
 KEPRI\*, Konkuk Univ\*\*.

**Abstract** - As the electric power market environments are being changed, suitable data for expansions should be subjected to stockholders. And the public responses are requested for transmission system expansion. The necessity of transmission system expansion can be easily assessed via the benefit/cost evaluations. Because the benefit/cost evaluation of the transmission system expansions required variety elements, which can be depended on electric power market simulation software. On this paper, a method is illustrated using the PPOOL developed by PPC and PSS/E developed by PTL.

### 1. 서 론

전력시장의 환경변화에 따라 송변전설비 투자의 필요성에 대한 객관적인 자료를 이해관계자들에게 제시하고 사회적 공감대를 형성할 필요성이 높아지고 있다. 설비 투자의 필요성은 경제성평가를 통한 자료를 제시하는 것이 효과적인 방안으로 알려져 있다. 송전망 확충의 경제성평가를 위해서는 전력시장의 변화와 다양한 요소들을 감안해야한다. 그리고 송전망 확충에 따라 사회적인 편익은 다양한 형태로 나타나게 된다. 본 연구에서는 특정지역의 공급신뢰도 향상을 위해 송전망을 확충할 경우 사회적으로 얻을 수 있는 편익 즉, 송전계통혼잡 저감에 따른 발전비용 절감효과를 전력시장 전산모형을 통하여 분석하고 건설비와 비교하여 경제성을 평가하는 방법을 보인다. 송변전 설비의 경제성을 평가하기 위해서는 전력시장의 다양한 요소들을 감안해야한다. 따라서, 일반적으로 이용되고 있는 전력계통해석 프로그램만으로는 적절한 경제성평가가 어려우므로 전력시장 모의 전산모형을 이용하는 방안이 필요하다. 우리나라 전력계통의 경우 송전혼잡이 주로 발생하는 선로들과 특정 지역이 존재한다. 송전혼잡이 주로 발생하는 지역을 대상으로 신규 송전선로를 건설할 경우 어느 정도의 편익(총 발전비용의 감소)이 발생하는지를 계획대상 기간동안 살펴보고 신규 송전선로의 건설·유지비용과 비교하여 경제성을 평가하였다. 현재 상용화된 전력시장 전산모형들이 많이 발표되고 이용되고 있다. 본 연구에서는 미국 PPC사에서 개발한 PPOOL을 이용하여 전력시장을 모의 하였다.

### 2. 본 론

미래 장기간을 대상으로 특정 프로젝트의 경제성을 평가하기 위해서는 많은 정보와 관련 데이터를 필요로 하게 되고 많은 절차를 거치게 된다. 특히 신규 송전선로의 경제성 평가를 위해서는 계통해석 및 총용통전력을 특정 프로그램을 통하여 수행한 후 장기 경제성평가 모델과 결합해야한다. 따라서 특정 송전망 구성에 대한 총가용능력이 계산된 이후에는 이를 기준으로 발전기 예방정비계획, 주간 기동정지계획, 최적경제급전 등을 수행하면 서 시간대별 에너지 공급비용인 기동비용, 연료비용, 변동비용 등이 계산된다. 최적경제급전은 하나의 독립된 모듈로서 수행되는 것이 아니라 발전기 예방정비계획 및 기동정지계획에 종속적으로 결정된다. 만약, 이를 고려하지 못할 경우에는 실제의 급전상황과 상이한 형태의 급전이 이루어져 총에너지 공급비용의 왜곡이 발생한다.

그림1은 일반적인 발전공급비용을 계산하는 절차이다. 시장가경제 산알고리즘 및 송전망제약을 고려한 알고리즘이 최적경제급전에 해당한다.

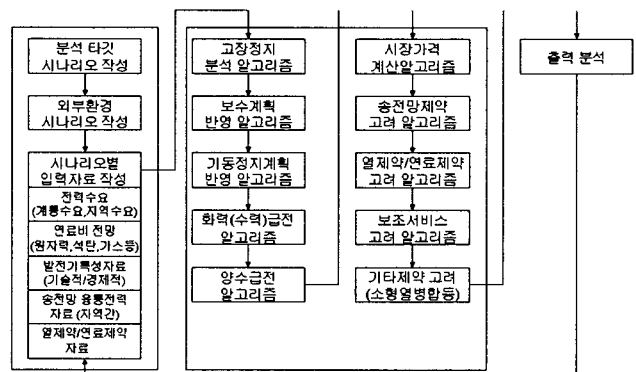
#### 2.1 전산모형 소개

##### 가. 개요

PPOOL 시스템은 송전망을 바탕으로 장기 전력시장 예측 분석하는 시스템으로 시간대별 발전량을 시뮬레이션하며, 규제 완화된 CBP(Cost Base Pool) 및 TWBP(Two Way Bidding Pool) 전력시

장에서 발전회사들의 발전자원의 최적운영 계획수립, 입찰전략 수립, 전력판매 수입예측 등의 기능을 제공한다. 시스템은 한국 전력시장의 정확한 예측분석을 위하여 송전계약, 국내탄, 열병합, 수력에너지 등의 특수계약과 발전기의 예방정비계획, 불시정지, 최소 기동/정지 시간, 순동 예비력, 송전손실 등의 운전 제약 요건을 반영하고 있으며, 한글 데이터 사용 및 한글 사용자 인터페이스를 지원하고 있다.

또한, 사용자의 전력시장 예측 결과의 원활한 분석을 위하여 연간, 월간, 회사별, 연료별, 발전설비별 예측 발전기 운영계획, 운전비용, 수익, 시장가격 등의 다양한 보고서를 제공하고 있으며, 시뮬레이션 결과를 사용자가 편리하게 사용하기 위한 그래프, 엑셀 파일로의 변환, 서버연계 등의 기능을 제공하고 있다.



〈그림 1〉 일반적인 발전공급비용 계산절차

##### 나. 적용범위

- 발전회사의 발전량 시뮬레이션
- 입찰가격 및 전략 수립
- 연료 예산편성 및 소요량 분석
- 이익과 손실 분석
- 정비계획 평가
- 노드/계통한계가격 산출
- 배기가스 배출량 분석

##### 다. 특징

- 송전망은 노드(Nodes)와 링크(Links)로 표현
- 송전조류(Network flow) 및 배전 요소(Distribution factor) 알고리즘 사용
- 각 부하중심지(Load Center)에서 시간대별 부하 또는 시간대별 수요 입찰 그래프 표시
- 연대기 순으로 시간대 시뮬레이션
- 발전기의 증분(Incremental) 입찰가 사용
  - ▶ 호기별
  - ▶ 그룹별
  - ▶ 발전기 증분비용에 %를 더하는 방법
- 발전기 정비 일정 반영
- 운전계약 요소를 반영한 모델링
  - ▶ 발전기 기동정지계획(Unit Commitment)
  - ▶ 발전기 최소기동/정지시간(Unit Minimum Up/Down Time)
  - ▶ 순동 예비력(Spinning reserve) 배분
- 발전기의 불시고장정지를 표현하기 위해 몬테카를로 기법에 의해 무작위로 생성된 고장정지 시나리오 사용
- 시간대별 노드/계통한계가격 계산
- 상호계약 모델링(Bilateral Contract)

- SOx, NOx, CO2, ROG 등 오염물질 계산
- 발전회사 생산비, 연료비, 수익 계산

## 2.2 혼잡비용 계산절차

송전혼잡비용을 산정 절차는 다음과 같다.

### A. 데이터 입력 :

발전기, 비용, 급전계획, 용량 및 자기제약 데이터를 읽는다. 앞에서 설명한 것처럼 운영발전계획은 발전단 기준으로 작성되어 있으므로 가격결정계획이나 정산자료와 비교할 수 있도록 송전단으로 환산하여 처리한다. 이때 파일이름에 나타나 있는 날짜가 데이터 종류별로 서로 다르므로 주의하여야 처리한다.

### B. 발전기 우선순위 작성 :

정확한 송전혼잡비용을 산정하기 위해서는 날짜별로 급전계획을 다시 작성해야 하지만 이를 간단히 하기 위하여 연료비용을 기준으로 각 발전기의 우선순위를 작성하여 단순하게 처리한다. 이를 위하여 각 발전기의 최대출력에서 발전단가를 구하고 이를 sorting하여 우선순위를 만든다. 이때 송전혼잡 처리를 위하여 지역별 우선순위를 따로 작성한다.

### C. 제약 산정 :

데이터가 입력되면 운영발전계획과 가격결정계획의 차이를 구하여 각 발전기에 대하여 시간별 제약량을 구한다. 이 값이 0보다 크면 제약발전(CON)을 나타내고 0보다 작으면 제약비발전(COFF) 상황을 나타낸다. 이때 수력 및 양수발전기와 같이 처리되지 않은 발전기의 영향을 나타내기 위하여 분석하지 않는 발전기의 제약량을 시간별로 모두 더하여 이를 분석의 제약량에 별도로 저장한다. 예를 들어, 심야에 이 값이 0보다 작았다면 양수발전기의 pumping으로 인하여 가격결정계획에 비하여 운영발전계획의 발전량이 전체적으로 많아져야 되므로 다른 발전기들이 출력을 높여야 했음을 나타낸다.

### D. 수요예측 오차의 보정 :

가격결정계획과 운영발전계획에서 적용하는 수요예측 값이 다르기 때문에 위에서 산정한 제약량에는 수요예측 오차가 포함되게 된다. 예를 들어, 아무런 제약이 없었다고 하더라도 운영발전계획의 수요가 가격결정계획의 수요보다 많았다면 어떤 발전기는 CON되었을 것이기 때문에 전체발전기의 제약량을 합하면 0보다 크게 된다. 이러한 내용을 뒷부분에서 판단할 수 있도록 운영발전계획의 전체 발전량과 가격결정계획의 전체 발전량의 차이를 구하여 이를 분석의 제약량에 더한다.

### E. 예비력 보정 :

단계 C에서 산정한 발전기별 제약량 데이터에서 송전혼잡과 관련이 없는 부분을 보정하기 위한 첫 번째 절차로 예비력 부분을 보정한다. 각 발전기별로 제약비발전(COFF)이 발생한 시간별로 가격결정계획이 입찰용량의 95%를 초과하였는지 검사한다. 검사결과 이를 초과된 부분에서 발생한 COFF는 모두 예비력을 확보하기 위한 것이라고 가정한다. 따라서 해당 부분만큼을 제약량에서 삭제하고 이를 분석의 제약량에서 뺀다. 삭제된 부분을 분석의 제약량에서 빼는 이유는 수요예측오차나 다른 요인으로 인하여 전체적으로 CON된 부분은 발전기의 예비력 확보로 COFF된 만큼 서로 상쇄되기 때문이다.

### F. 자기제약의 보정 :

발전기별 제약량 데이터에 대한 두 번째 작업은 열공급이나 연료제약으로 인하여 선언된 자기제약을 보정하는 것이다. 발전기별 제약량 중에서 자기제약 부분은 송전혼잡과 무관하게 CON된 것이므로 이를 삭제한다. 예비력 보정과 마찬가지로 자기제약 때문에 COFF된 발전기가 있을 것이므로 이러한 내용을 반영하기 위하여 분석의 제약량에서 삭제된 제약량을 뺀다.

### G. 송전 혼잡이 아닌 제약량 삭제(1) :

분석에서 제외된 발전기의 제약량, 수요예측 오차, 예비력, 자기제약 등으로 인하여 누락된 분석의 제약량을 기준으로 발전기별 제약량을 조정한다. 만일 어느 시간에 (수요가 증가하거나 예비력 확보로 인하여) 이 값이 0보다 컸다면 여기에 대처하기 위하여 다른 발전기가 CON되었을 것이다. 따라서 이부분 만큼은 송전혼잡과 관계없이 발생할 수 있는 것이므로 제약량에서 삭제한다. 이를 위하여 비싼 발전기 순으로 CON된 발전기에 한하여 분석의 제약량을 상쇄시킬 수 있을 때까지 차례로 제약량을 삭제한다. 이때 제주도에는 발전기는 삭제과정에서 제외된다. 반대의 경우에는 COFF 발전기를 기준으로 싼 발전기부터 제약량을 삭제한다.

발전기를 삭제하는 순서에 따라 혼잡비용의 규모가 달라질 수 있다. 따라서 보다 객관적인 비용을 산정하기 위해서는 순서를 바꾸어 산정한 다음 두 값을 평균하는 것도 생각할 수 있다.

### H. 북상조류와 HVDC 제약의 삭제 :

북상조류와 HVDC 선로에서 발생한 제약은 경인지역과 제주지역에 있는 발전기는 CON되고 나머지 발전기가 COFF되는 특성이 있다. 이러한 특성에 맞지 않은 발전기의 제약량은 모두 삭제한다. 즉, 경인지역이나 제주지역 발전기 중에서 발생한 COFF는 모두 송전제약과 관계가 없으므로 삭제하고 남부지역 발전기의 CON도 모두 삭제한다. 끝으로 송전제약의 경우 CON과 COFF 양이 정확히 일치해야 하므로 CON과 COFF을 비교하여 초과되는 부분을 삭제한다. 이때 CON이 초과될 경우 비싼 발전기부터 삭제하고 반대의 경우에는 싼 발전기부터 삭제한다.

### I. 혼잡비용의 계산

단계 H까지 계산이 되면 각 발전기별로 남아 있는 제약량은 모두 송전혼잡에 의한 것이라고 가정한다. 따라서 경인지역 발전기의 CON을 모두 합하면 북상조류로 인하여 발생한 제약량이 산정되고 제주지역발전기의 CON을 모두 합하면 HVDC 선로의 제약량이 산정된다. 송전혼잡비용은 각 발전기별로 제약비용을 더하여 구할 수 있다. 발전기별 제약비용은 가격결정계획과 단계 H에서 결정된 제약량을 더한 송전혼잡에 의한 발전기 출력의 차이로부터 구한다. 즉 송전혼잡에 의한 출력량에 해당되는 연료비용과 가격결정계획에 따른 연료비용의 차이로 발전기별 제약비용을 산출한다.

## 2.3 사례연구

우리나라 계통에서 송전혼잡을 발생시키는 대표적인 지역에 송전선로를 건설할 경우 송전선로 건설 전·후의 송전혼잡비용 감소 정도와 건설비를 비교하여 경제성을 평가한 결과 표 1과 같은 결과를 얻었다. 표 1에서 보인 결과는 전산모형을 이용한 결과이고 전산모형을 이용하지 않고 전력계통해석 프로그램을 이용하여 각 부하수준별 snap-shot을 통한 발전비용 감소결과와 비교할 때 각 투자대안에 대해 금액상의 차액은 다소 발생하였으나 투자순위는 거의 일치한다.

〈표 1〉 투자대안별 경제성 평가 결과

연도	교류연계				HVDC 2000MW			HVDC 3000MW		
	대안1	대안2	대안3	대안4	대안5	대안6	대안7	대안8	대안9	대안10
총투자비(억)	2441	2819	884	1350	4916	5480	4178	6495	7140	5652
혼잡손실감소액(억)	1578	775	2405	3401	1789	921	2433	1789	945	2433
투자비영감(억/년)	183	211	66	101	369	411	313	487	536	424
혼잡손실감소액(억/년)	118	58	180	255	134	69	183	134	71	182
순현재가치(억)	863	-2044	1521	2051	3127	-4559	-1745	-4706	-6195	-3219
B/C비율	0.6	0.3	2.7	2.5	0.4	0.2	0.6	0.3	0.1	0.4
IRR	-	-	27.3%	23.5%	-	-	-	-	-	-
투자우선순위	3	5	2	1	6	8	4	9	10	7

## 3. 결 론

변화하는 전력시장에서 신규 송전선로건설에 따른 경제성을 평가하기 위해서는 다양한 요소를 고려해야 한다. 그러므로 기존의 전력계통해석 프로그램을 각 부하수준별로 해석하고 신규송전선로 투입 전후의 발전량과 발전비용을 단순히 비교하는 방법에서 전력시장의 메카니즘과 계통의 다양성을 고려할 수 있는 전산모형의 사용이 바람직할 것으로 사료된다. 본 연구에서는 이에 따른 기본적인 안을 보였다.

### [참 고 문 헌]

- [1] 박종배, 김지호, 황성욱, 김발호, "DSM 프로그램의 비용효과 분석 I", 2000년도 대한전기학회 추계부문학술대회 논문집, p.46-48, 2002
- [2] 황성욱, 김발호, 김정훈, 박종배, "DSM 프로그램의 비용효과 분석 II", 2000년도 대한전기학회 추계부문학술대회 논문집, p. 190-192, 2000
- [3] 최영철, 장병훈, 윤중수, 김수열, 문승필, 이원교, "수도권 공급신뢰도향상을 위한 충남-수도권간 계통연계방안", 한전전력연구원 연구보고서, 2006