

발전기 출력특성을 고려한 최적전원구성 연구

(A Study of Optimal Fuel-Mix Considering Power Generation Operation)

정영범* · 김길신 · 박창호 · 윤용범

(Young-Beom Jung · Kil-Sin Kim · Chang-Ho Park · Yong-Beom Yoon)

Abstract

Though Korea has introduced CBP(Cost Based pool) power trading system since 2001, long-term Generation system planning has been executed by government for Cost minimization every 2 years. Until currently the model which is used for Generation system planning and best-mix only considers cost minimization and total yearly or quarterly electricity demand every year. In a view point of one day power supply operation, technical characteristics, like the ramp up/down rate of total generation system, minimum up/down time and GFRQ(Governor Free Response Quantity), are very important. this paper analyzes Optimal Fuel-Mix for 2022 Korea generation system satisfying these constraints of each fuel type and considering pump storage plants, construction cost and CO₂ emission charge Using MILP(Mixed Integer Linear Programming) method. Also the sensitivity analysis which follows in future power industry environmental change accomplished.

Key Words : Optimal Fuel-Mix, Daily Operation, Variable Cost, Fixed Cost, Ramp-up/down Rate, Unit Commitment, Economic Dispatch

1. 서 론

최근 전력원가 절감의 필요성이 대두되고 있는 가운데 전력원가의 80[%] 이상을 발전원가가 차지하고 있는 상황에서 2008년의 경우 LNG 전원의 발전량 비중은 19[%]에 비해 연료비 비중은 50[%]나 되는 것으로 드러나 판매회사와 발전사간 적정전원구성에 대한 관

심이 고조되고 있다.

송전·배전·판매회사인 한전의 경우 비용최소화 측면에서 LNG전원의 축소 및 기저전원(석탄, 원자력)의 확대를 주장하는 반면 발전사에서는 수요변동에 대응하기위해서 기동·정지가 빠른 LNG전원(대부분 복합방식)의 필요성을 주장하고 있다.

앞으로 설명될 동태적 최적전원계획 모형인 WASP[1]과 정태적 방법인 Screening Curve 기법[2]이 적정전원구성 산출에 자주 이용되는데 공통적으로 LDC(Load Duration Curve)수요모형을 사용하지만 전력수요 변동특성은 발전원별 비용최적 이용율을 결정하는 수준에서만 사용된다.

* 주저자 : 전력연구원 송배전연구소
Tel : 042-865-5955, Fax : 042-865-5944
E-mail : ybjung7@kepco.co.kr
접수일자 : 2011년 6월 28일
1차심사 : 2011년 7월 2일, 2차심사 : 2011년 8월 8일
심사완료 : 2011년 8월 29일

발전계통 운영은 송전 등 다양한 제약을 반영하여 전력수요변동을 추종할 수 있도록 발전기들을 운용하는 일련의 과정이라 할 수 있는데 만일 건설계획의 결과인 전원구성원들의 기술 특성에 따라 발전계통 운영이 불가능하다면 안정적 전력공급을 보장할 수 없을 것이다. 이때 전원구성이 적절하다고 할 수는 없을 것이다.

예를 들어 미래의 특정년도의 전원구성이 연료비는 비싸지만 기동정지가 빠른 LNG복합 및 유류 비율이 매우 작을 경우 3시간 동안만 지속되는 일일 전력수요의 피크부분을 충족시키기는 어려울 것이다. 석탄으로 인해 부하변동을 어느 정도는 추종할 수는 있겠지만 최소운전시간이 3시간 이내인 LNG GAS터빈 및 복합이 존재하여야만 3시간 동안만 지속되는 일일 전력수요의 피크부분에 대한 발전기 기동정지 문제가 해결되기 때문이다.

향후 발전기 건설계획을 공표하는 전력수급기본계획 수립 시 사용되는 동태적 최적전원계획 모형인 WASP은 설비예비율로 결정되는 신뢰도 기준만 사용하고 있어 안정적 전력공급에 대한 한 가지 고려만 하고 있는 실정이다. 물론 발전기 건설의향을 바탕으로 WASP을 이용한 결과를 다시 송전선로 건설비용, 부지확보 정도, 건설 적기 이행률 등을 평가하여 전력수급기본계획을 수립하므로 수급계획의 건설계획 및 전원구성 결과 자체는 적정하다 할 수 있다. 하지만 이러한 제반여건을 무시하고 WASP을 통해 전원구성을 산출할 경우 원자력 비율이 매우 높아 안정적 전력공급이 가능한 적정전원구성을 산출하기는 어려운 실정이다.

이에 따라 본 논문에서는 총 비용(건설여부에 따른 고정비, 출력량과 관련된 연료비, 환경비용)을 최소화시키면서도 일일 부하변동에 따라 안정적 계통운영이 가능한 최적전원구성을 산출하기 위해 최적전원 문제를 정식화 하고 문제의 비선형적 특성에 적합한 최적화 도구를 선정하여 분석 결과를 제시하였다.

2. 최적 전원구성과 계통운영

전원구성은 비용측면 뿐만 아니라 안정적 계통운영

측면에서도 매우 중요하다. 전력계통은 실시간으로 전력수요와 공급이 균형을 이루어야 한다. 전력수요 변동은 십수분 이상의 장주기 변동과 그 이하 단주기, 미소변동분이 섞여 있는데 십수분 이내의 변동 성분(급격한 부하변동 및 고장에 의한)은 예측이 어려워 계통운영을 하기 위해서는 응답시간별 계통운영 예비력을 보유하고 있어야 한다. 표 1에서 발전원별로 특성이 구별되고 있는 것을 알 수 있는데 GFRQ (Governor Free Response Quantity)는 그림 1에서 변동주기가 2~3분 이내일 경우에 발전기별로 출력응답량을 설명 하는 것으로 계통운영 예비력 보유 기준으로 사용될 수 있다.

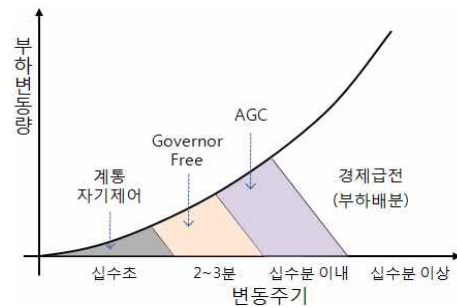


그림 1. 실시간 주파수 조정 특성

Fig. 1. Characteristics of frequency regulation

표 1. 발전원별 운전 특성('09 평균)

Table 1. Operation characteristics of generation tech

발전원	원자력	석탄	LNG	
			GT	CC
최소출력 수준	90[%]	50[%]	30[%]	
증감발출(MW/분)	-	10	22	
GFRQ(MW)	-	16	14	
최소 (hot mode)	운전시간	8~22h	6~10h	1h 4h
	정지시간	8~12h	12h	1h 3h

또한 수요변동에 따라 전력공급이 원활이 이루어지기 위해서는 전력수요 최대증가/감소 속도(MW/분)와 발전기들의 증·감발출(MW/분)과의 관계도 고려되어야 한다. 만약 연료비가 가장 싼 원자력 및 석탄의 비중이 매우 높다면 비용은 최소화 되지만 전력수요

변동에 응동이 불가능하기 때문에 현실적인 최적구성이 될 수 없다. 따라서 기술적으로 안정적 전력공급이 가능한 최적 전원구성 수립을 위해서는 발전기 응답 속도, GFRQ 그리고 일일 급전운영 시 최소 운전·정지시간 등이 고려되어야 한다.

비용최소화를 이루는 최적전원구성을 산출하는 방법은 정태적방법과 동태적방법이 있는데 정태적방법은 보통 한 개 년도를 최적화 하므로 이전년도와 전원구성변화(신설 및 폐지 등)를 감안할 필요가 없는 반면 동태적 방법은 이를 특정 계획기간 동안 고려하여 최적 건설계획을 산출하는 방법으로 정태적 방법은 Screening Curve method가 있고 동태적 방법은 다양한 기법을 이용한 컴퓨터 전산모형을 사용할 수 있다. 본 논문에서는 현재 우리나라 전력수급기본계획에 사용되고 있는 WASP를 동태적 방법의 예로 들어서 두 가지 방법을 표 2에서 비교·분석하였다.

Screening Curve 기법의 경우 그림 2와 같이 발전원별 이용율에 따른 '변동비+고정비' 그래프와 LDC (Load Duration Curve)[2-3]를 이용해 발전원별 최적 발전용량을 결정하는 방식이다. 그림 2는 2008년 기준 발전원 변동비와 고정비(건설비+연간운전유지비)를 적용 시 기존 LNG와 신규 석탄, 원자력 발전기술의 경제적 이용율과 이때 LDC를 이용하여 최적 용량이 결정되는 것을 방법을 보여주고 있다.

이 방식은 정태적 접근방법으로 미래 한 개 목표 년도의 연간 전력수요 패턴과 발전기 이용율만 고려하였기 때문에 결과는 이상적이나 기술적으로 현실적인 문제를 고려하지 못하는 문제점이 있다. 반면에 컴퓨터 전산모형을 이용할 경우 유지보수(계획예방정비) 및 FOR(Forced Outage Rate)[3]을 고려하여 발전기별 발전량 예측이 보다 정밀해지고 연도별 건설용량 등의 동태적 특성이 더욱 현실적으로 반영될 수 있다.

Screening Curve method보다는 동태적 특성을 잘 반영하였지만 전산모형 이용방법 또한 문제점을 가지고 있다. 현재 장기 수급계획을 위한 컴퓨터 전산모형들은 일일 급전운영에 대한 기술적 제약이 고려되지 않는다는 것이다.

장기 수급계획에서 원하는 결과가 년도별 건설계획이 아닌 미래(10년 이상) 최적 전원구성일 경우 현재

고려되고 있는 FOR, 유지보수 계획, 연도별 건설 대수 등의 고려는 큰 의미가 없다. 실무적 관점에 보았을 때 오히려 경제적 최적화 결과인 전원구성의 가장 큰 제약조건은 일일 수요변화 패턴을 추종하기 위한 급전운영 시 야기될 수 있는 문제점이라 할 수 있다.

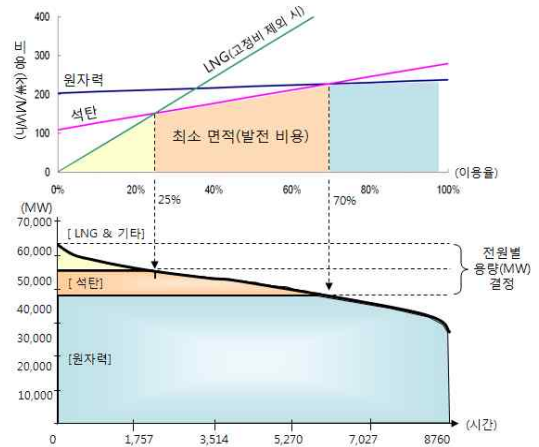


그림 2. Screening Curve Method 개념
Fig. 2. Screening Curve Method

표 2. 최적전원구성 산출방법 비교
Table 2. Comparison of best mix calculation methods

구분	정태적	동태적
목적함수	Cost(Variable+Fixed+O&M+기타)	
접근방식	Screening Curve	Computer model(WASP)
대상기간	1개 년도	계획 기간(10년 이상)
장점	이상적 결과	연도별 건설 등 제약 반영
단점	기술적 특성 반영곤란	이상적이지도 않고 세부제약 고려도 어려움

3. 최적 전원구성 문제의 정식화

3.1 문제의 특성

본 논문에서 정식화할 최적화 문제는 서론에 언급되었듯이 총 비용을 최소화 시키면서도 상정된 부하변동에서도 안정적 계통운영이 가능하도록 관련된 기술적 제약 조건을 동시에 만족시켜야 되는 문제이다.

앞서 설명된 Screening Curve법 에서는 발전계통 운영에 대한 고려가 없어 전원별 한 개의 발전기로 구분하여 그것의 최적 이용을 범위가 결정되면 LDC 가로축이 결정되고 가로축에 부합하는 LDC의 세로축에 따라 전원별 용량이 결정되는 형태였다.

하지만 컴퓨터 전산모형을 이용하는 방식에서는 계통운영에 관한 내용이 아니더라도 현실적 비용 분석, 전력공급신뢰도 수준 등을 고려할 목적으로 발전기 단위 추가 투입(건설) 대수, 범위를 입력할 수 있도록 설계되어 있고 최적화 결과에 따라 건설 후보 발전기 별 추가 투입여부를 결정하게 된다.

WASP의 경우 연도별 전원별 건설후보에 따른 전원구성의 모든 경우에 대해 CO₂ 배출량, 전력공급지장확률등의 제약조건을 만족시키지 못하는 경우는 제외시키고 나머지에 대해 전력공급비용을 계산하여 최적의 경로를 찾아가는 방식으로 연도별 최적건설안을 산출하게 되는데 이 개념을 그림 3에서 보여주고 있다.

이러한 동적계획법(DP)[3] WASP과 같이 연도별 건설계획 산출 시 사용할 수도 있지만 하루 전 또는 실시간 발전계획 단계에서 기동정지를 결정하는 문제에서도 사용할 수 있다. 연도를 시간 개념으로 바꾸고 신규발전기 후보를 대상으로 하던 방식에서 기존 발전기를 대상으로 하는 방식으로 변경하면 된다.

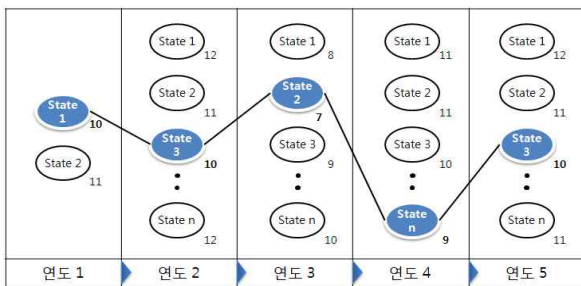


그림 3. WASP의 동적계획법(DP)
Fig. 3. Dynamic programming of WASP

2009년 까지 우리나라 발전계획 시 사용했던 기본해법은 LR(Lagrange Relaxation) 기법으로 시간별 System λ를 기준으로 SUDP(Single Unit Dynamic Programming)를 이용하여 Unit Commitment를 결정

한 후 여러가지 조합으로 스택을(발전가격에 따라) 쌓아가면서 최적의 발전계획을 수립하는 방식이다. 이는 기본적으로 기동정지와 경제급전을 별도로 푸는 방식이기 때문에 정확성 부족 및 발전량 과다·부족 등의 현실적 문제 점을 내포하고 있다.[4]

최근 2010년부터 MILP(Mixed integer Linear programming) 기법을 사용한 발전계획 프로그램이 실용화되고 있다[5]. MILP기법은 Integer Programming 의 한 종류로 어떤 변수들은 정수지만 다른 변수들은 연속적이고 문제는 선형일 경우 사용한다. 이 방식은 발전기 기동정지 문제를 선형계획법의 2진 변수로 포함시켜 발전량과 동시에 풀기 때문에 다른 발전기와 의 관계를 고려하여 효율적인 발전계획을 산출할 수 있는 장점을 가지고 있다.

본 연구에서는 이러한 발전계획의 최적화 기법을 전원구성 산출문제로 확장 적용하였다. 시간별 기동정지를 연간 투입여부(UC_g) 문제로 취급하여 다음 절에 설명될 안정적 계통운영이 가능하도록 하는 기술적 조건을 충족시키면서 ‘고정비 + 환경부담 + 연료비’가 최소화되는 적원구성을 산출하기 위한 최적화 문제를 정식화 하였다.

그림 4에서 투입이 결정된 발전설비에 대해 발전량이 결정되는 개념적 관계를 보여주고 있다. 실제로 MILP기법 특성상 UC_g와 발전량 P_{g,t}는 동시에 결정된다[4].



그림 4. 투입여부와 발전량의 개념적 관계
Fig. 4. Determining scheme of UC_g & P_{g,t} in the process of optimization

본 논문에서는 혼합정수계획법 전용 S/W 도구로 CPLEX(IBM) 및 그 최적화 라이브러리를 다루기 위한 OPL(IBM)을 사용하였다. 여기서 MILP기법을 풀기 위해 'branch and bound'방식을 사용한다.

3.2 목적함수

최적 전원구성의 목적은 기본적으로 모든발전설비의 총 비용(변동비+고정비+CO₂ 배출 비용) 최소화로 설정하였다. 목적함수로 표현하면 다음 식 (1)과 같다.

$$\text{Minimize } \sum_t \sum_g \{ (a_g + b_g) \cdot P_{g,t} + c_g \cdot UC_g \cdot Cap_g \} \times 1,000 \quad (1)$$

여기서 첨자 t는 시간구간을 g는 발전기 인덱스를 나타낸다. P_{g,t}는 발전기별 시간별 출력(MWh), a_g는 발전기별 변동비(Variable Cost)로 단위발전출력 당 연료비용(원/kWh)이고, b_g는 CO₂ 배출 환경비용(원/kWh)으로 a,b는 출력과 비례한다.

c_g는 발전기별 단위 용량당 연간 고정비용(원/kW-년)으로 건설비 연금화 금액과 연간 운전유지비의 합이다. 발전기별 투입여부(신규설비의 경우 건설/비건설을 의미)인 UC_g는 1이거나 0인 이진 변수인데 UC_g가 1일 때 발전기별 정격용량 Cap_g과 c_g를 곱해진 고정비가 목적함수에 포함된다. 기존설비의 고정비용은 좌초비용으로 처리하여 기존발전설비의 고정비용은 '0'으로 설정하였다.

목적함수에서 발전량 P_{g,t}의 단위는 [MWh]이고 비용 계수인 a,b의 단위는 [kWh]이기 때문에 총 비용을 원단위로 설정하기 위해 목적함수에 1,000을 곱하였다.

다음에 설명될 제약조건들을 만족시키면서 목적함수가 최소화 되었을 때 결정되는 변수 UC_g와 P_{g,t}는 중요한 의미를 갖는다. MILP기법 특성상 기동정지와 발전량을 동시에 결정하기 때문에 UC_g와 P_{g,t}는 동시에 결정되지만 개념적으로 볼 때 UC_g가 '1'이어서 1년 동안 투입이 결정된(신규후보설비의 경우 UC_g가 건설/비건설에 대한 내용) 발전기들의 시간구간별 발전량(P_{g,t})에 상응하는 발전비용을 기준으로 최적화가 이루어

진다고 볼 수 있는데 결국 최적화 결과인 UC_g의 값이 '1'인 발전기들의 용량을 전원별로 구분하면 최적전원 구성을 알 수 있게 된다.

3.3 제약조건

3.3.1 전력수급

총 대상기간은 미래 특정 한 개 년도(8760시간)로 하였는데 최적화 수렴을 원활하게 하기 위해 그림 5와 같이 LDC로 연간 수요를 취급하였고, 부하수준별로 50 구간으로 나누었다.(50 구간의 면적 합계와 LDC 총 면적과 차이는 총 면적의 0.7[%](2009) 수준)

이때 각 구간별 수요량 P_{T-T'}(MWh)은 식 (2)와 같이 N번째 부하수준 L_{#N}(MW)과 시간구간(T-T')과의 곱이고,

$$P_{T-T'} = L_{\#N} \times (T - T') \quad (2)$$

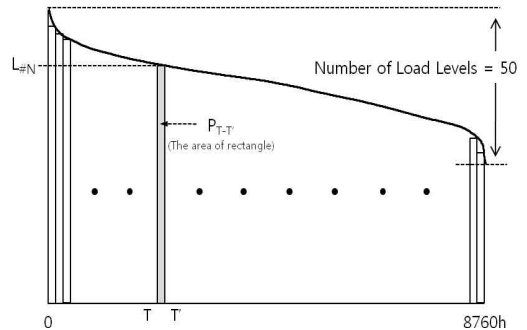


그림 5. LDC 이용 연간 전력수요 모델
Fig. 5. Annual electricity demand model using LDC

때 구간별 발전기별 발전량(P_g)의 총 합은 P_{T-T'}를 만족시키도록 하였다. 양수발전(P_{gen})과 양수펌핑(P_{pump})을 고려하여 정리하면 다음 식 (3)과 같다.

$$\sum_t \sum_g (P_{g,t} + P_{gen,t}) \geq P_{T-T'} + P_{pump,t} \quad (3)$$

3.3.2 양수 발전.펌핑 특징

기본적으로 양수 발전 및 펌핑 최대값에 대한 제약과 양수발전기별 종합양수효율(PS_{eff}) 관계를 식 (4)와 같이 제약으로 포함 시켰다.

$$0 \leq P_{gen} \leq P_{max}, 0 \leq P_{pump} \leq P_{max} \quad (4)$$

$$\sum_t P_{gen} = \sum_t P_{pump} \times PS_{eff}$$

또한 현재 양수발전설비 최대 이용율을 설계조건(8시간 양수, 6시간 발전기준)과 실제 조사결과를 감안하여 22.7[%]로 제약하였다.

$$\sum_g P_{gen} / (P_{gen} \times 8760h) \leq 0.227 \quad (5)$$

3.3.3 일반발전기 출력용량

일반 화력발전기 및 수력발전기 출력 상·하한을 식(6)과 같이 고려하였다.

$$P_{min} \leq P_g \leq P_{max} \quad (6)$$

3.3.4 발전기 응답특성

수요변동에 따라 전력공급이 원활이 이루어지기 위해서는 전력수요 최대증가/감소 속도(MW/분)와 발전기들의 증·감발율(MW/분)과의 관계도 고려되어야 한다.

그림 6의 ⑤는 전력수요 변화속도(MW/분)의 개념을 보여주고 있는데 분 단위 부하변화량 최대값 보다 기동되어 있는 모든 발전설비의 출력 증발율(MW/분)의 합이 작을 경우 계통운전이 어려울 것이다. 따라서 본 논문에서는 다음 식(7)과 같이 발전기 총 증발율의 합이 년 최대 부하 증가속도보다 크고, 총 감발율의 합이 년 최대 부하 감소속도보다 크도록 설정하였다.

$$\sum_g \text{Ramp Up rate}(g) \geq \text{최대부하증가율(MW/min)} \quad (7)$$

$$\sum_g \text{Ramp Down rate}(g) \geq \text{최대부하감소율(MW/min)}$$

전력수요 실 데이터는 전력거래소에서 최소 5분 단위로 기록되고 있어 5분 단위 변화량을 5로 나누어 1분 단위 평균 변화량을 년 최대 부하 증가/감소 속도를 산출하는데 적용하였다. 최대 증가 속도는 201.2[MW/분]이고, 최대 감소 속도는 139[MW/분]으로 향후 변동을 감안하여 모두 300[MW/분]으로 설정하였다.

식(1)을 최소화 시키는 UC_g가 '1'이어서 1년 동안

투입이 결정된 발전기들의 총 증발율의 합의 만약 300[MW/분] 미만 일 경우 이 제약조건에 위배되므로 다른 해를 찾게 된다. 마찬가지로 총 감발율의 합의 300[MW/분] 미만 일 경우 이 제약조건에 위배되므로 다른 해를 찾게 된다. 표 6 발전원별 운전 특성을 보면 LNG전원의 증/감발율이 가장 높아 이 제약조건은 LNG설비용량 수준에 영향을 받는다는 것을 알 수 있다.

3.3.5 발전기 주파수 응답특성

계통의 순간 주파수 변화 시 발전기별 출력 응답량으로 이를 구별하기 위해 GFRQ(Governor free Response Quantity : 주파수응답량)를 사용하는데 이는 발전설비 순간탈락 등의 고장 시 발전설비가 주파수 변동에 응답(출력상승)하는 능력으로서 다음 식(8)과 같이 현재 최대단위기 용량보다 발전기 총 GFRQ합이 크게 되도록 설정하였다.

$$\sum_g \text{GFRQ}_g > \text{최대단위기 용량} \quad (8)$$

여기서 최대단위기용량은 향후 원자력설비 건설계획을 고려하여 1,400[MW]로 설정하였다.

이 제약조건 또한 식(1)을 최소화 시키는 UC_g가 '1'인 발전기들의 총 GFRQ 합의 만약 1,400[MW] 미만 일 경우 이 제약조건에 위배되므로 다른 해를 찾게 된다. 표 6 발전원별 운전 특성을 보면 석탄 전원의 GFRQ가 가장 높지만 LNG전원과의 차이가 작아 이 제약조건은 원자력 용량 수준에만 반대 영향을 받는다는 것을 알 수 있다. 즉 다음의 제약조건 3.3.6과 함께 원자력이 일정수준이상 높아지는 것을 반대하는 방향으로 작용할 것이다.

3.3.6 발전기의 일일 기동정지

그림 6에서 석탄 위쪽의 부하곡선을 보면 운전 중인 발전설비들의 출력증가로 모두 감당하기에는 부족하여 표 1에서처럼 최소 운전시간이 1~4이내인 발전기들의 하루이내 기동·정지가 수반되어야 한다. 이러한 조건을 최적화 문제에 제약조건으로 고려하기 위해서 기저설비 최대용량의 제약을 사용하였다. 이는

기저 발전설비(원자력, 유연탄, 무연탄)는 일일 기동정지가 어려우므로 기저설비가 운전중 최대로 감발하였을 경우 총 용량의 합이 일 최소 수요보다 같거나 작아야 된다는 관계를 다음 식 (9)와 같이 적용하여 기술하였다.

$$\Sigma_g' \text{ 최소용량(기저설비)} \leq \text{일 최소 전력수요 (MW)} \quad (9)$$

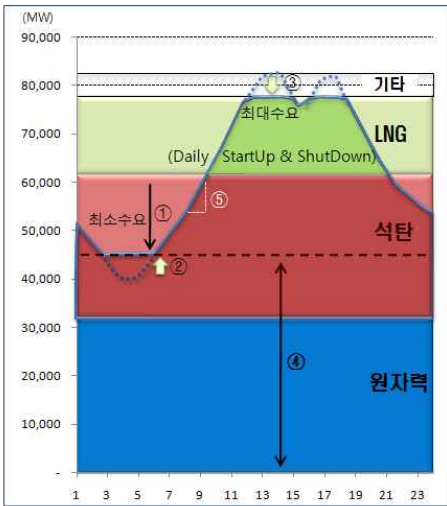


그림 6. 일일 부하패턴(약조건) 및 급전운영 형태
Fig. 6. Daily demand and supply operation

3.3.7 전력공급 신뢰도

국내에서는 발전설비 투자계획 시 전력공급 신뢰도 기준으로 LOLP(Loss of Load Probability) 0.5일/년을 사용하고 있다. 전력공급지장확률인 LOLP는 설비투자 규모가 증가함에 따라 감소하지만 특정규모 이상부터는 그 개선효과(LOLP 감소) 또한 감소하는 특성을 가지고 있다(그림 7의 (a)). 또한 그림 7의 (b)에서 나타난 것처럼 전력수요 규모가 증가함에 따라 LOLP 0.5일/년을 만족시키는 설비규모도 감소하는 특징이 있다(평균 단위기 용량 크기변화가 적을 경우).

WASP의 MERSIM[1] 모듈을 이용한 계산결과 2009년 수요(표 3 참고) 및 설비특성 적용 시 예비율 10[%] 수준에서 LOLP 0.5일/년을 충족시켜 향후 설비증가 시 이 기준(LOLP)을 만족시키는 설비규모(예비율)는 설비예비율 10[%] 이하일 것으로 보인다. 본 논문에서는 이를 고려하여 산출결과가 설비예비율

15[%] 충족시키도록 하였다.

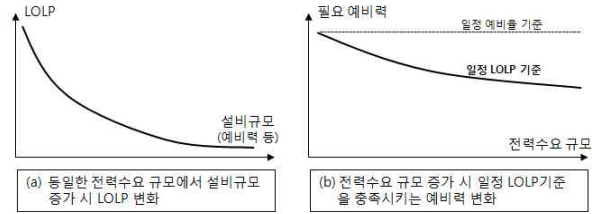


그림 7. 전력공급지장확률(LOLP)과 설비규모 관계(6)
Fig. 7. Relationship between LOLP and generation capacity

4. 적용사례

4.1 입력데이터

4.1.1 전력수요

제4차 전력수급기본계획[7]상의 2022년 전력수요 및 최근 경제전망을 고려하여 표 3과 설정하였고 부하 패턴은 2009년이 유지된다고 가정하였다.

표 3. 2022년 전력수요 전제
Table 3. Electric demand condition in 2022

최대전력	총 발전량	부하율
86,210[MW]	511,725[GWh]	75[%]

4.1.2 발전원별 고정비 및 연료비

IEA(International Energy Agency)연료비 예측자료를 포함한 국내와 관련자료를 참조하여 표 4와 같이 가정하였다.

표 4. 발전원별 고정비 및 연료비 전망
Table 4. Out-look of variable and fixed cost

구분	원자력	석탄	유류	LNG
고정비 (원/kW-년)	287,770	117,885	신규 건설 미고려	91,125
변동비 (원/kWh)	3.21	38.47	142.97	122.64

4.1.3 CO₂ 배출비용

EU에서의 CO₂ 거래가격(11.4현재 톤당 27천원) 및 우리나라의 향후 배출권거래제도 도입을 고려하여 톤당 41,388원으로 가정하였다. 이와 같은 경우 전원별 CO₂ 배출계수가 상이함으로 인하여 변동비에 미치는 영향이 상이하게 되며 본 논문에서는 표 5와 같이 가정하였다.

표 5. CO₂ 배출비용(원/kWh) 적용 값
Table 5. CO₂ emission charge(won/kWh)

CO ₂ 배출비용	석탄	유류	LNG
41,388/ton	10.45	8.93	5.23

4.1.4 전원별 출력증감발을 및 주파수 응답특성

우리나라에서 운용중인 발전원별 운전특성 데이터를 평균 분석하여 표 6과 같이 적용하였다. 발전출력증감발을(MW/분)은 LNG가 가장우수하고 주파수 변동에 응답하는 GFRQ(MW)는 석탄이 가장 우수하였으나 LNG와 차이는 적었다.

원자력의 경우 기술적으로 평균 10[%]이내 출력변동이 가능하지만 안전상 기동정지 및 부하추종을 하지 않고 있어 변화량이 없는 것으로 입력하였다.

표 6. 출력증·감발을 및 주파수응답 특성 비교
Table 6. Operation characteristic comparison

구 분	원자력	석탄	유류	LNG
증감·발을(MW/분)	응동	10	3.3	22
주파수응답량(MW)	불가	16	8	14

4.2 적용결과 및 민감도 분석

4.2.1 적용결과

앞에서 설명되었던 제약조건들(식 2~8)을 만족시키면서 목적함수 식 (1)이 최소화 되었을 때 결정되는 변수 UC_g에 따른 발전기별 용량을 전원에 따라 구분하면 다음 표 7과 같이 최적화 모델을 통해 산출된 적정전원구성 기본 결과를 알 수 있다.

총 설비용량은 제4차 전력수급기본계획 전망과 동일함을 전제로 산출된 결과이다. 전력공급 안정성을

고려하였음에도 불구하고 LNG, 유류의 최적 구성비율은 2009년 구성비율 실적 보다 감소하고 원자력이 증가하는 경향을 보였다.

표 7. 2022 최적전원구성 도출결과(기본)
Table 7. Optimal fuel-mix for 2022

구 분	원자력	석탄	LNG	유류 /기타	계 (MW)
2009	24[%] (17,716)	33[%] (24,205)	25[%] (18,585)	18[%] (12,965)	100[%] (73,470)
2022 (최적)	35[%] (35,093)	33[%] (32,836)	17[%] (17,588)	15[%] (15,373)	100[%] (100,891)
↑(증가)	↑11[%] (↑17,377)	0[%] (↑8,631)	↓8[%] (↓997)	↓3[%] (↑2,408)	0[%] (↑27,421)

표 8. Screening Curve 기법에 의한 결과
Table 8. Best mix by screening curve method

구 분	원자력	석탄	LNG	유류 /기타	계 (MW)
2022 (정태적)	36[%] (36,321)	37[%] (37,330)	12[%] (12,106)	15[%] (15,134)	100[%] (100,891)

표 8은 정태적 방법인 Screening Curve 방식을 사용할 경우 적정전원구성 산출결과 인데 기존 원자력, 석탄설비를 고정한 결과로 그림 2보다는 조금 더 현실적인 전원구성을 보여주고 있다.

LNG 구성은 정태적 방법인 Screening Curve 방식을 사용할 경우 12[%] 수준인데 비해 발전기 출력특성이 반영되면서 LNG 최적구성은 5[%] 수준 증가 하였으며 2009년 실적인 25[%]보다는 낮은 값을 보여주고 있다. 이는 건설에서 발생하는 현실적 제약이 없을 경우 원자력을 증가시키고 일정 수준 LNG 비율을 감소시켜도 발전계통 운영이 가능하지만 기존의 정태적 방법(Screening Curve)의 이상적(경제적 측면) 결과와는 차이가 있음을 나타내고 있다.

4.2.2 민감도 분석

(1) 연료비 변동

연료비 불확실을 고려하여 표 4에 나타난 LNG의 연

료비가(126.5[Won/kWh])가 -10[%], +20[%] 변화하였을 경우 최적전원구성 변화를 모의하였다. 그 결과를 그림 8에서 보여주고 있는데 LNG 연료비가 20[%] 수준 상승하였을 경우 결과에 거의 변화가 없었으나, 10[%] 하락하였을 경우 LNG와 원자력의 구성비가 각각 1[%] 정도 상승였다.

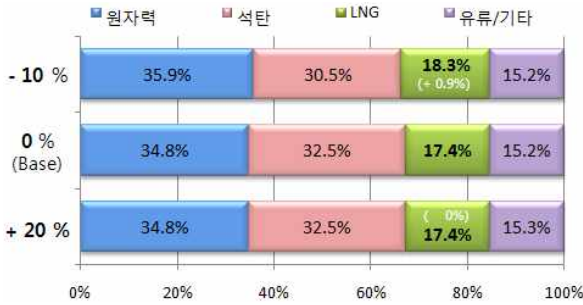


그림 8. LNG 연료비 변화에 따른 결과 변화
Fig. 8. Optimal fuel-mix change followed by LNG fuel cost change

(2) CO₂ 배출비용

CO₂ 배출비용은 배출권 거래가격에서 유도 되었으므로 거래가격 30[€/ton] 전제에 불확실성이 존재한다. 연료비 전망 또한 마찬가지이다. 따라서 본 연구에서는 분석결과인 최적전원구성이 발전가격에 민감한 것으로 추정되어 발전원별 발전가격에 영향을 주는 배출권 거래가격 및 연료비 변화에 대해 민감도 분석을 수행하였다. 먼저 표 9에서 거래가격 변화 시 발전원별 CO₂ 배출비용의 변화를 보여주고 있고 이에 따른 최적전원구성 변화를 그림 9에서 보여주고 있다.

표 9. 거래가격에 따른 CO₂ 배출비용(원/kWh) 적용 값
Table 9. CO₂ emission charge(won/kWh) by market price

거래가격 (€/ton)	석탄	유류	LNG
10 (Low)	3.48	2.98	1.74
30 (Base)	10.45	8.93	5.23
50 (High)	13.94	11.99	6.97

그림 9에서 CO₂ 배출비용 상승에 따라 CO₂배출량

이 상대적으로 많은 석탄의 구성비가 감소하고 원자력, LNG가 증가하는 것을 알 수 있는데, 50[€/ton]까지 거래가격을 증가시켜본 결과 CO₂배출량이 상대적으로 적은 LNG 구성비가 예상처럼 크게 증가하지는 않았다.



그림 9. CO₂ 배출비용에 따른 최적전원구성 변화
Fig. 9. Optimal fuel-mix change according to CO₂ market price

5. 결 론

본 연구에서는 발전기 응답특성을 고려한 최적전원구성 산출 모델을 개발하고 결과를 산출하여 분석하였다. 기존의 최적화 전산모형(WASP)의 경우 제반여건을 감안한 건설의향을 무시하고 건설계획을 산정할 경우 기저설비 발전비율이 매우 높은 비현실적 전원구성이 산출되는 문제점이 있는데, 본 논문의 분석방법을 사용할 경우 쉽고 빠르게 안정적 전력공급이 가능한 최적전원구성을 구할 수 있을 것으로 생각된다.

물론 송전선로건설계획에 따른 지역별 발전량 제약 고려 시 결과는 달라질 수 있다. 하지만 최적화 수렴 가능성을 고려할 때 송전망 제약은 대략적인 지역간 용통전력 정도로 전압안정도 등의 정밀한 분석은 최적화에 포함시킬 수 없을 것으로 예상된다. 따라서 송전제약을 고려한 보다 정밀한 발전설비 건설안이 필요할 경우 본 논문의 분석결과에 따른 전원별 추가용량에 대해 건설의향을 분류하여 발전소 위치에 따른 선로용량(미래)을 고려한 용통전력 및 안정도 분석을 통해 현실적 건설안을 수립하는 것이 타당할 것으로 사료된다.

References

- [1] IAEA(International Atomic Energy Agency), 2004, Wien Automatic System Planning(WASP) Package Version IV User's Manual , Computer Manual Series No. 16.
- [2] Steven Stoft, 2002, Power System Economics : Designing Market for Electricity, IEEE Press, A John Wiley & Sons, INC., Publication, p44.
- [3] Allen J. Wood, 1996, Power Generation Operation, and Control, A John Wiley & Sons, INC., Publication, p73.
- [4] 한국전력거래소, 광운대학교, 2006, 발전계획 프로그램 개선/대체를 위한 사전조사 연구 , KPX 최종보고서, p23.
- [5] 한국전력공사 경영연구소, 2010, 전력시장모의 시스템 구축 , KEPCO MRI 최종보고서.
- [6] 전력경제처 투자분석부, 1997, 예비력 이야기(전력사업의 계획과 운용에 있어서의 예비력), 한국전력공사, p21.
- [7] 지식경제부, 2008, 제4차 전력수급기본계획(2008~2022), KPX 2008. 12.
- [8] 류현수, 조강욱 외 2명, 2008, 전력수급기본계획 수립을 위한 발송전 전력설비의 최적구성 방안 분석, 대한전기학회 전력기술위원회 추계학술대회 논문집(2008. 11).
- [9] 지식경제부, 2010, 스마트그리드 국가로드맵 2010. 1.

◇ 저자소개 ◇



정영범 (鄭永範)

1974년 6월 2일생. 2001년 고려대학교 전기전자전파 공학과 졸업. 2003년 동대학원 전기공학과 졸업(석사). 2004~2010년 전력연구원 및 한전 경영연구소 근무. 2011년~현재 전력연구원 송배전연구소 근무 중. 최적전원계획, 전력거래, 고장검출 등 연구.



김길신 (金吉信)

1972년 3월 1일생. 1993년 한양대학교 전기공학과 졸업. 1998년 동대학원 전기공학과 졸업(석사). 1998~2010년 한국전력공사 및 경영연구소 근무. 2011년~현재 전력연구원 송배전연구소 근무 중. 배전기기 신뢰성평가, 전기품질해석 등 연구.



박창호 (朴昌浩)

1956년 10월 24일생. 1976년 한국전력공사 입사. 1981년 연세대학교 대학원 졸업(석사). 2005년 숭실대학교 대학원 전기공학과 졸업(박사). 1993년~현재 전력연구원 송배전연구소 배전운영분야 책임연구원. 배전설비투자계획 등 연구.



윤용범 (尹用範)

1958년 9월 28일생. 1984년 부산대학교 전기공학과 졸업. 1986년 서울 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1995년 동대학원 졸업(박사). 1986~2007년 한전전력연구원. 2008년~현재 한전 경영연구소 수석연구원. 전력계통, 전력경제 분야 연구.