

# 연료 공급 및 저장 제약 하에서의 Long-Term Profit-Based Unit Commitment Problem 최적화를 위한 Explicit Column Generation 알고리즘

이경식<sup>a</sup>, 송상화<sup>b</sup>

Email : [globaloptima@hufs.ac.kr](mailto:globaloptima@hufs.ac.kr), [songsh@incheon.ac.kr](mailto:songsh@incheon.ac.kr)

<sup>a</sup> 한국의국어대학교 산업정보시스템공학부

<sup>b</sup> (Corresponding Author) 인천대학교 동북아물류대학원

## Abstract

한국전력산업의 탈규제화의 영향으로 각 개별 발전회사들은 자사의 이익을 최대화하기 위한 발전계획 수립에 큰 관심을 가지게 되었다. 발전계획은 주어진 연료계약 하에 발전수익과 유지보수비용을 고려하여 시간대별 발전기의 기동, 정지 및 발전출력을 결정하는 문제로서 Profit-Based Unit Commitment (PBUC) 문제로 알려져 있다. PBUC 문제는 문제 자체의 복잡성과 비선형 제약식의 특성으로 인하여 과거 연구는 대부분 비선형 제약식 처리를 위한 Lagrangian Relaxation (LR) 기반 휴리스틱 접근법에 초점이 맞추어져 왔다. 하지만, 실제 현업 적용에 있어 계산시간이 많이 소요되고 알고리즘의 구현에 많은 기간이 소요되어 실용성은 낮은 것으로 보고되었다. 특히 연료도입 및 저장제약을 고려하기 위한 1년 단위 장기 발전계획 수립은 문제의 범위가 더욱 넓어짐으로 인하여 복잡성이 매우 크게 증가하고, 이에 따라 기존 접근법에 한계가 있어 왔다. 이에 본 연구에서는 국내 가스발전소의 사례를 중심으로 발전패턴 개념의 도입 및 다양한 발전패턴 생성을 통한 Explicit Column Generation 기반 최적화 접근법을 제안한다. 발전패턴은 Column Generation 접근법의 각 Column에 해당하는 각 주별 발전기 기동정지계획을 의미한다. 즉, 미리 유효한 발전패턴의 Pool을 최대한 확보한

후 Explicit Column Generation Formulation을 통하여 주별 최적의 발전패턴을 찾아내는 알고리즘으로 구성이 된다. 본 알고리즘은 실제 가스발전소의 장기 발전계획 수립과정에 적용되어 효과적으로 운용되고 있으며 연간 수십억원의 추가적인 이익을 실현할 것으로 분석되었다. 본 알고리즘을 확장 적용할 경우 PBUC 문제 해결을 위한 새로운 해법으로도 그 효용성이 클 것으로 예상된다.

## 2006 추계 경영과학회 경쟁부분 (응용분야)

**Key area:** 산업체응용사례(수리계획 및 최적화)

**Key words:** Explicit Column Generation, Profit-Based Unit Commitment, Electricity Industry

## 1. 개요

한국 전력시장은 탈규제의 영향으로 정부가 발전 및 배전 기능을 모두 보유하고 전체 전력시장의 운영을 담당하던 독점적 운영 형태에서 벗어나 발전 및 배전 기능을 민영화하고 한국전력거래소 (KPX; Korea Power eXchange) 라는 독립된 기관을 통해 전력이 "거래"되는 자유 경쟁 시장 체계로 재편되었다. 이에 국내 전력시장은 전력의 생산을 담당하는 발전회사 (GENCO; Generating Company), 생산된 전력을 소비자에게 보내는 배전회사 (DISCO; Distributing Company), 그리고 발전회사와 배전회사를 연결하여 각 GENCO의 발전량 및

발전가격을 결정하는 전력거래소 (IMO; Independent Market Operator)로 분리되어 각각의 시장참여자들이 각자의 이익을 최대화하기 위한 의사결정에 집중하게 되었다. 기존의 전력공급 체계는 Security Constrained Unit Commitment (SCUC) Problem으로서, 전체 국가전력 수요를 효과적으로 만족시키기 위하여 개별 발전기가 어떤 패턴으로 발전을 하는 것이 가장 경제적인지에 대한 최적화 문제를 해결하는 것을 목적으로 하였으나, 자유화된 경쟁체제 하에서 개별 발전회사들은 전력수요 만족이라는 제약 보다는 개별회사의 이익 최대화라는 목적함수를 더 우선시하게 되었다. 이를 Profit Based Unit Commitment (PBUC) Problem으로 부르며 최근 많은 연구가 활발히 이루어지고 있다. SCUC 및 PBUC에 대한 기존 연구는 [13]를 참고하기 바란다.

일반적으로 PBUC 문제의 제약은 발전기 최대/최소 출력 제한, 출력 증발/감발 (Ramping Up and Down) 제한, 최소 정지/기동 시간 등의 발전기 운영특성과 연료를 외부에서 조달하는 경우 연료 저장 용량, 연료 도입 계획 등의 제약사항이 고려된다. 이러한 제약 증 발전출력/연료사용량 사이의 관계식이나 최소 정지/기동 시간 등은 비선형 함수로 표현된다. PBUC의 목적함수인 이익(Profit)은 시장가격(Electricity Market Price)에 따라 발생하는 매출액(Revenue)에서 연료사용에 따른 연료비용(Fuel Cost) 및 발전기 유지보수 비용 (Operations & Maintenance Cost)을 차감하여 계산된다. 특히 유지보수 비용은 비선형 함수로서 선형화가 어려운 것으로 알려져 이에 대한 수학적 접근이 어려웠다. 이와 같이 PBUC 문제는 다양한 비선형 제약식과 비선형 목적함수를 가지는 비선형최적화(Non-Linear Optimization) 문제이다. 이에 대한 기존의

연구들은 크게 Priority Ordering, Lagrangian Relaxation, Linear and Mixed Integer Programming, Search Heuristics 등의 방법을 활용하였다 [3,4,7,8,10,13,15]. 기존에는 제약식 및 목적함수의 비선형성에 기인하여 많은 연구가 Lagrangian Relaxation (LR) 및 Search Heuristics에 집중되어 왔다. 하지만, LR 및 Search 기반 접근법은 최적해를 구하기 위한 수렴성(Convergence Behavior)에 문제가 있어 해를 구하기 위한 시간이 많이 걸리고, 구현이 까다로운 단점이 있었다 [1,2,11]. 또한, 제약식 추가/변경이 발생할 경우 알고리즘을 처음부터 새로이 개발해야 하는 문제점도 존재하여 현실적인 사용에 많은 제약이 따라왔다. 이러한 문제점을 해결하기 위하여 최근 복잡한 비선형제약 및 비선형 목적함수들을 선형화(Linearization)하여 혼합정수계획법(Mixed Integer Programming; MIP)으로 접근하는 방식이 관심을 끌고 있다 [1,2,6,11,12,15]. MIP 접근법의 경우 수리적 모형(Mathematical Formulation)이 매우 견고(Robust)하여 제약조건의 추가/삭제 및 모델 유지보수가 용이하고, 상용 MIP Solver의 급속한 발전으로 현실적인 크기(practical size)의 문제 해결에 걸리는 시간이 크게 단축되었다는 장점이 있다. 또한, LR 혹은 Search Heuristic 기반 알고리즘을 프로그램으로 변환하는데 걸리는 개발 소요시간에 비해 MIP 기반 프로그램 개발은 수리적 모형이 주어질 경우 매우 빠른 시간안에 이루어질 수 있다. 이러한 장점에 기인하여 MIP 기반 발전기 기동정지계획에 대한 연구가 활발해지고 있는 추세이다. 그러나, MIP 기반 접근법에 대한 문제점은 우선 비선형 제약식 및 비선형 목적함수를 선형 제약식으로 모형화하는 데 있어서의 복잡도, 문제 사이즈가 증가함에 따라

계산시간(Computation Time)이 급격히 증가하는 문제 등이 지적되어 왔다 [15]. 더욱이 기존의 LR, Search, MIP 접근법 모두 발전기 운영패턴에 대한 현업 운영(Operations) 부서의 다양한 제약을 모두 고려하는데 한계가 있어 실제 최적해를 활용함에 있어 현실적이지 못하다는 단점이 꾸준히 제기되어 왔다. 즉, 최적해로 나온 결과를 실제 GENCO 운영에 활용하기에는 현실적이지 못하다는 문제점이다.

이에 따라 본 연구에서는 “발전패턴(운영패턴)”의 개념을 도입하여 보다 현실적이고 대규모 계획 (Large Scale Planning) 수립에 적절한 알고리즘을 개발하고자 한다. 제안된 알고리즘은 발전기별 후보 운영패턴의 생성 및 주문제 (Master Problem)을 통해 최적 운영패턴을 선택하는 Explicit Column Generation Framework으로 구성된다.

본 논문의 Contribution은 다음과 같다. 첫째, “발전패턴”의 도입을 통하여 복잡한 발전기 운용과 관련한 각종 기술적 제약들이 발전패턴으로 함축(encapsulation)되어 도출된 최적해가 현장에서 무리 없이 사용될 수 있었다는 점이다. 둘째, 장기 계획과 같이 대규모 계획 수립에 적합한 Explicit Column Generation 알고리즘의 도입을 통하여 장기계획에 대해서도 계획의

투명성(Transparency)을 보장하며 빠른 시간안에 효과적인 해를 찾을 수 있는 틀을 제시하였다. 셋째, Explicit Column Generation의 특성상 구현(Implementation) 부담이 적어 빠른 시간 안에 프로그램으로 개발이 용이하고, 제약사항 추가/변경이 용이한 특징이 있다. 마지막으로 실제 국내전력회사에 적용되어 연간 수십억원 이상의 추가적인 이익을 실현할 것으로 분석되었다.

## 2. 문제의 설명

### 2.1 발전가격의 변화와 최적 발전전략 수립

국내 전력시장은 GENCO들이 미리 결정된 발전비용에 기반하여 매일 발전량을 입찰하고, 입찰결과를 바탕으로 한국전력거래소에서 수요에 맞춰 비용이 가장 낮은 발전기부터 급전지시를 내리는 형태로 운영되고 있다 [16]. 정산은 급전지시된 출력에 시간대별 전력가격 (SMP; System Marginal Price) 및 운영대기에 따른 고정비용 (CP; Capacity Payment)를 곱하여 이루어진다. 시간대별 전력가격 SMP는 급전지시된 발전기 중 가장 가격이 높은 발전기의 발전비용에 의해 결정되며, 그림 1은 2005년 1월말의 시간대별 전력가격 1주 분량을 표현하고 있다.

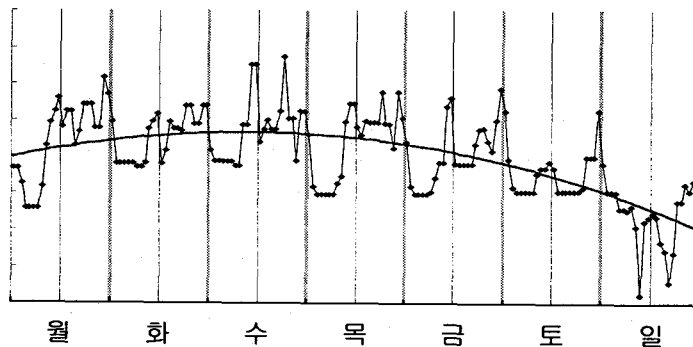


그림 1. 전력가격의 시간대별 변동 추이 사례 (2005년 한국전력거래소 자료 활용 [16])

전력가격은 시간대별로 큰 변화를 보이는데 일반적으로 주중에 가격이 높고 주말에 가격이 낮아지는 형태를 띄고, 새벽/아침 시간대보다는 오후/저녁 시간대에 더 높은 가격을 보인다. 추세를 그려보면 그림 1에서와 같이 월요일부터 높아지다 주말로 다가갈수록 가격이 낮아지는 형태를 보여준다. 따라서, 전력가격이 높은 시간대에 발전기를 기동하고 가격이 낮은 시간대에 발전기를 정지하는 운영전략이 가스발전소의 기본 발전전략이다. 그러나, 발전기의 기동/정지 특성상 잦은 출력의 변화 및 기동/정지는 발전기의 유지보수 및 효율에 부정적인 영향을 미치게 된다. 따라서, 하루 내에 가격 변동이 일부 존재하더라도 출력을 민감하게 증/감할 하는 것은 오히려 발전기 운영에 문제를 유발할 수 있다. 즉, 전반적으로 가격이 높은 시간대에 지속적으로 최대출력으로 발전을 하고 가격이 낮아지는 추세가 있는 경우 발전기를 정지시키는 것이 발전기 효율과 발전에 따른 이익을 고려할 때 효율적인 발전전략이 된다. 만약 발전기 효율 등에 의해 발전비용이 매우 낮은 GENCO는 발전기 기동에 따른 변동비용을 상쇄하는 이익을 기대할 수

있으므로 정확한 전력가격 예측을 통해 이익이 예상될 경우 항상 최고출력으로 발전을 하는 것이 좋은 전략이 될 수도 있다. 발전가격보다 발전비용이 낮은 GENCO의 경우엔 가능한 발전을 지속하는 것이 발전효율이나 이익 측면 모두에서 이득이 되는 것이다.

이제 주별 전력가격 평균의 연간 변화에 대해 살펴보자. 그림 2는 2005년 한국전력거래소의 공식 전력가격 SMP를 주별로 표시하고 있다. On Peak SMP는 9시~24시 사이의 가격 평균, Off Peak SMP는 0시~9시까지의 가격평균이다. 그림에서 알 수 있듯이 전력가격의 평균은 봄/가을에 낮고 겨울에 높은 형태를 띄고 있다. 여름의 경우엔 On Peak SMP는 높은 편이지만 Off Peak SMP는 매우 낮아지게 되어 전체적인 평균은 겨울이 가장 높고 봄/가을을 거쳐 여름에 낮은 편이다. 예상되는 바와 같이 2월과 9월에는 각각 설과 추석 연휴로 인하여 1주내 가격이 전체적으로 매우 낮은 형태를 띄고 있다. 이와 같이 전력가격은 장기적인 측면에서 바라볼 때 계절에 매우 종속되고, 단기적인 측면에서도 그림1과 같이 큰 변동을 보인다.

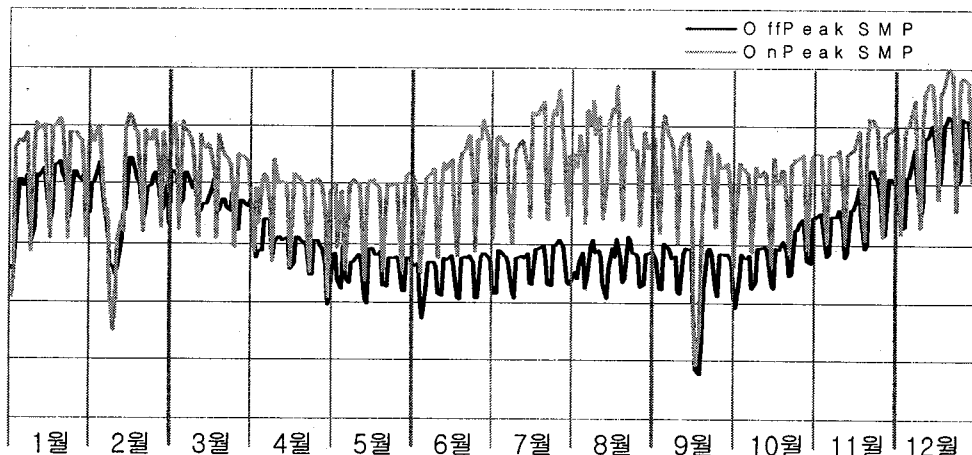


그림 2. 주간전력가격의 연간 변동에 대한 예제 (2005년 한국전력거래소 자료 활용 [16])

따라서, 단기적인 측면이나 장기적인 측면에서 바라볼 때 GENCO의 PBUC 문제는 발전가격이 높은 시기에 발전을 지속하고 가격이 낮은 시기에 발전을 정지하는 형태가 되지만 발전에 필요한 연료를 외부에서 조달하고 있는 전력산업의 특성을 고려한다면 추가적인 고려가 필요하다. 일반적으로 가스발전소들은 연료를 해외에서 수입하는 형태를 띠고 있으며 이는 장기계약에 의해 매년 가용한 전체 연료량이 제약된다. 즉, 항상 이익이 발생한다 하더라도 시간대별 이익이 달라지므로 연간 이익을 최대화하는 발전계획의 수립은 좀더 복잡한 문제가 된다. 예를 들어, 연간 연료 도입량이 한정되어 있더라도, 여름에 연료 도입량을 줄여 발전을 최소화하고 겨울에 연료도입량을 늘려 발전을 최대화하는 것이 좋은 전략이 될 수 있다. 이 경우 겨울에 도입량이 증가함에 따라 연료 저장탱크의 용량제약을 충분히 고려해야 한다. 또한, 연료도입시기 및 도입량이 미리 결정되어 균등하게 도입될 경우에는 여름에 발전량을 줄여 연료를 재고로 유지하여 겨울에 이 이월된 연료재고를 활용하여 발전량을 늘리는 것도 하나의 대안이 된다. 그림 3은 이러한 연료 도입과 연료 저장 능력, 연료 재고의 이월을 통한 이익의 “분배”를 보여주고 있다.

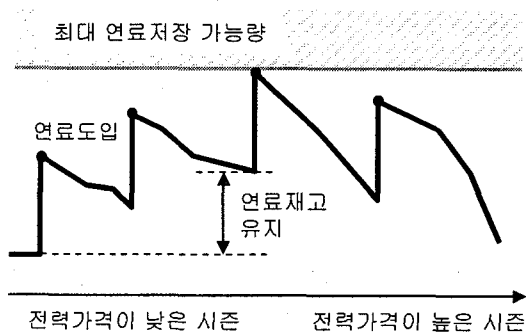


그림 3. 연료 도입 및 저장 예제.

즉, 최적의 발전계획은 발전기 운영특성을 고려하여 일관성있는 발전을 유지하되 연료도입시기를 조절하여 이익이 클 것으로 예상되는 기간에 연료도입량을 늘려 이 기간 동안의 전력 생산량을 최대화하거나 연료도입시기에 제약이 있을 경우 (예: 균등할 도입 등) 전력가격이 낮은 시점에 최대한 연료를 재고로 이월하여 전력가격이 높은 시기에 발전량을 최대화하는 것이 가장 효과적인 연간 발전전략이 되는 것이다.

## 2.2 발전기 운영 특성 제약 및 PBUC 문제의 목적함수

발전기 운영제약은 발전기 최대/최소 출력 제한, 단위시간당 출력 증발/감발 (Ramping Up and Down) 제한, 최소 정지/기동 시간 등이 있다. 발전기 최대 최소 출력 제한은 발전기별로 기동시 필요한 최소의 출력과 최대의 출력이 있으며 이는 발전기 효율과 연관된다. 발전기의 효율은 적은 연료로 더 많은 전력을 생산하는 것을 의미하며 그림 4와 같이 발전 출력별로 소모되는 연료량은 2차 함수의 형태를 가지게 되며 이 그래프를 Heat Curve라고 하여 발전기의 효율을 설명한다.

$$Heat(t) = a + b \cdot Power(t) + c \cdot Power(t)^2 \quad (1)$$

기본적인 발전기의 최소/최대 출력 제약은 선형 제약으로 간단히 표현이 가능하지만, 연료사용에 대한 제약식은 비선형 특성에 의해 복잡한 구간선형근사 (Piecewise Linear Approximation) 가 필요한 것으로 알려져 있다 [1,2,15].

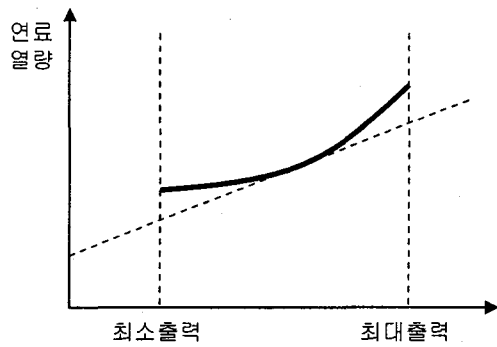


그림 4. Heat Curve 예제. 발전 출력별 소모되는 연료열량은 비선형함수이다.

발전기 최소/최대 출력 제약 외에 발전기별로 기동시 가동되어야 하는 최소 발전시간 제약과 정지시 필요한 최소 휴지시간 제약식, 그리고 단위시간당 출력 조정 (증/감발) 에 대한 제약식들은 정수변수 (Integer Variable)를 통하여 모델링이 가능하다. 이외에도 여러 설비/기술적, 정책적, 노하우 기반 제약식들이 다수 존재하여 이들을 모두 하나의 수학적 모형으로 표현하는 것은 매우 복잡한 작업으로 인식되고 있다.

발전계획에서 고려되는 발전이익은 전력판매에 따른 매출액에서 운영비용을 차감하여 계산이 가능한데, 일반적으로 고려되는 운영비용은 변동비용으로서 연료비용과 유지보수비용으로 구분된다. 연료비용은 사용된 연료량에 비례하여 발생하는 변동비용으로서 그림 4의 Heat Curve를 통하여 출력별 연료소모량을 바탕으로 계산이 가능하다. 유지보수 비용은 발전기의 기동횟수와 가동시간에 대한 비율에 의해 결정된다. 즉, 동일한 가동시간을 가지게 될 경우에는 기동횟수 (발전기를 기동/정지한 횟수)가 적을수록 유지보수비용이 낮아지게 되고 기동횟수가 동일한 경우에는 가동시간이

길어질수록 유지보수 비용이 증가하게 된다. 그러나, 유지보수 비용은 유지보수비율 (유지보수비율 = 가동시간/가동횟수) 에 대해 구간선형함수(Piecewise Linear Function)이 되어 선형화가 매우 어려운 것으로 인식되어 왔다. 이에 대해 최근의 연구에서 정수계획법을 활용한 정확한 모형화 방법이 제시되었다 [15].

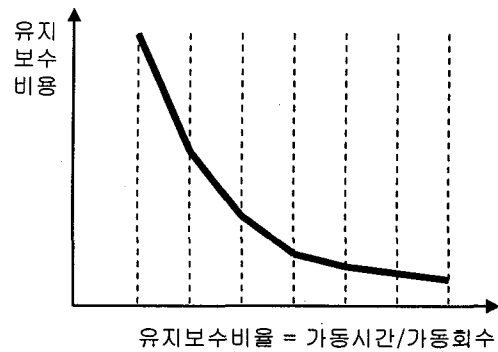


그림 5. 유지보수 비용함수 예제.

### 3. 접근 방법

본 연구에서 다루고자 하는 전력발전계획 문제는 발전기 운영특성 및 시장가격을 고려한 연간 전력생산계획과 연간 연료도입 스케줄, 그리고 각 주별 발전량 및 연료사용량 할당 등을 종합적으로 고려한 장기 (Long Term) 전력생산계획이다. 연간 계획 수립의 경우 문제의 크기가 매우 커져 기존의 LR, Search Heuristics은 물론 최근 각광을 받고 있는 MIP 기반의 접근법으로도 효과적으로 해를 도출하기 어려운 특징이 있다. 이에 따라 본 연구에서는 발전패턴 기반의 Explicit Column Generation 알고리즘을 도입하여 효과적으로 문제를 해결하고자 한다.

#### 3.1 발전패턴(Power Generation Pattern)의 정의

본 연구에서 발전패턴을 도입하고자 하는

이유는, 기존의 방법론에서 발전기의 운용에 관련한 제약식들을 모두 하나의 수리적 모형에서 처리하고자 할 때 발생하는 복잡도로 인하여 최적해 도출에 시간이 많이 걸리고 최종적으로 도출된 최적해가 실제 발전기 운용시 운영이 가능하지 않은 문제를 해결하기 위함이다. 현업 운영(Operations) 부서와의 협의를 통하여 발전패턴 내에 다양한 제약사항을 “함축 Encapsulation”함으로써 기존 방법론의 문제점을 보완하는 것이 목표인 것이다.

발전기(UNIT)  $i \in U$ 에 대한 발전패턴의 집합  $M(i)$  이 주어지게 되면 기본적으로 각 발전패턴  $k \in M(i)$  은 발전기의 운영특성을 만족한다. 앞에서 설명된 발전기 최대/최소 출력 제한인  $PW_i^{max} / PW_i^{min}$ , 단위시간당 출력 증발/감발 (Ramping Up and Down) 제한  $RU_i / RD_i$ , 최소 기동/정지 시간 제약  $UT_i^{min} / DT_i^{min}$  등을 모두 만족하는 것이다. 또한 발전비용의 경우에도 시간대별 출력이 결정되므로 2차원 함수로 표현되는 Heat Curve에 의해 발전기별 발전패턴별 연료소모량이 정확히 계산된다. 따라서, PBUC 문제는 주어진 다양한 발전패턴을 언제 어떻게 활용하는 것이 가장 이익을 최대화하는가라는 문제로 귀결된다.

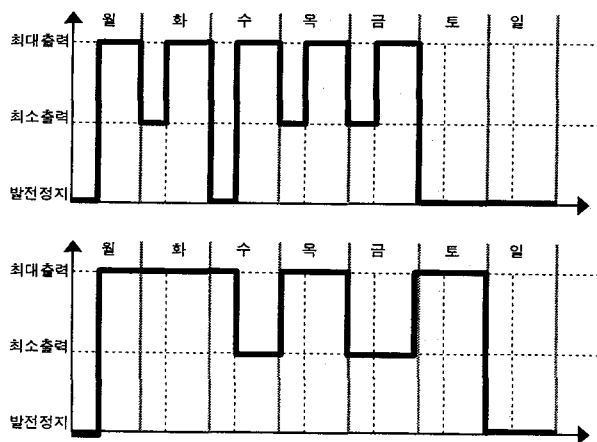


그림 6. 주간 발전패턴 예제.

발전패턴 (Power Generation Pattern) 은 그림 6에서와 같이 각 단위기간별 발전기의 기동/정지 및 각 시간대에서의 출력의 패턴으로 정의된다. 본 연구에서는 주별 발전패턴을 사용하였다. 그림 6의 경우 상단의 패턴이 하단의 패턴보다 기동 횟수가 1회 더 많은 반면 주간 연료소모량이 작은 특성이 있다. 또한 두 패턴 모두 월요일 오전에 발전기를 기동하여 주말에 가동을 정지하는 형태를 가지고 있으며 발전기 운용특성을 모두 만족하고 있다.

기본적으로 각 주별 발전패턴의 선택은 연간 연료도입량 제약에 의해 선택시 상관관계가 생긴다. 하지만, 이에 덧붙여 몇 가지 고려사항이 추가적으로 존재하게 된다. 그림 7은 발전패턴을 단위기간별 시작-종료 형태에 따라 분류한 발전패턴 분류표이다. 시작-종료시의 발전출력을 “정지”, “최소출력”, “최대출력”의 3가지로 분류할 경우 그림7과 같이 기본적으로 9가지의 발전패턴 분류가 가능하다. 여기서 단위기간별 시작-종료 이외의 기간, 즉, 주별 발전패턴의 경우 주중의 패턴 변화에 대해서는 고려하지 않는다. 따라서, 그림 6의 발전패턴들은 단위기간인 각 주 (Week) 시작시 발전정지상태에서 기동을 시작하고 단위기간 종료시 (일요일) 발전을 정지하게 되므로 모두 그림 7 왼쪽 하단의 발전패턴이 된다. 각각의 패턴을 표현하기 위하여, 최대출력을 A (mAx), 최소출력을 I (mIn), 그리고 발전정지를 E (End)로 표현하면 각각의 발전패턴은 AI 패턴, AE 패턴, EI 패턴 등의 그림 7과 같은 9가지 패턴을 모두 표현 가능하다.

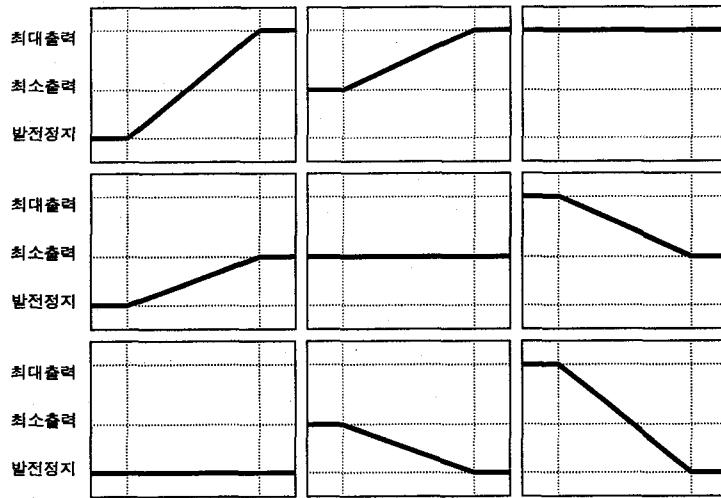
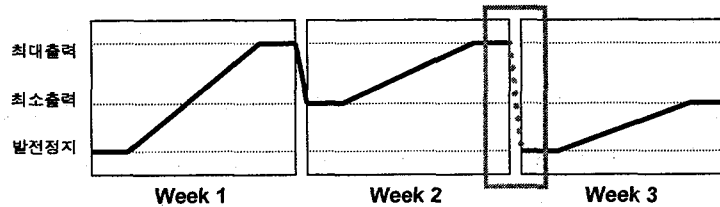


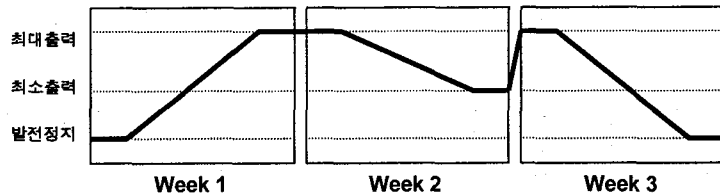
그림 7. 발전패턴의 시작-종료시 출력에 따른 분류.

이때 문제가 되는 것은 발전기의 최소 기동/정지 시간 제약과 발전기의 출력 증/감발 제약이다. 예를 들어 그림 8(a)는 연속된 3주의 발전 패턴을 보여주고 있으며 Week1에서는 EA 패턴, Week2에서는 IA 패턴, 그리고 Week3에서는 EI 패턴이 선택되어 있다. IA패턴과 EI패턴이 연속될 경우, Week2와 3사이에 최대출력에서 바로 기동을 정지하는

패턴이 연속되는 문제가 생긴다. 이것은 발전기가 최대 출력으로 운전되다 급격히 정지해야 하는 상황이 되는 것으로 실제 발전기 운영이 어려운 형태이다. 이에 반하여 그림 8의 (b)는 Feasible Pattern들을 보여주고 있다. EA패턴 → AI패턴 → IE 패턴으로의 변화는 발전기의 증/감발 기준에 적합한 형태이다.



(a) An infeasible case : A breakage between Week2 and 3



(b) A feasible case

그림 8. 발전패턴의 주별 선택시 시작-종료 출력패턴이 연속적으로 연결되어야 한다.



또한, 유지보수 비용  $COST_{OM}$ 은 연간 유지보수비율에 의해 결정이 되므로 각 주별 발전패턴의 선택 결과가 최종적으로 유지보수비율 결정에 사용된다. 따라서, 각 주별 발전패턴의 선택시 다른 주의 발전패턴이 어떻게 결정되는가에 따라 유지보수비용  $COST_{OM}(x_{ikt})$  이 달라지고, 전체연료소모량도 달라지게 되는 것이다. 따라서, 다양한 발전패턴 생성 후 최적의 패턴을 선택할 경우에 시작-종료 패턴의 연속성에 대한 제약, 전체 유지보수 비용에 대한 고려 그리고 전체 연료소모량 및 연료도입시기 조절을 고려한 최적 패턴 선택이 필요하다.

### 3.3 발전패턴기반 Explicit Column Generation 알고리즘

각 발전 UNIT  $i$ 에 대해 운용가능한 발전패턴  $k$ 가 모두 주어진 경우 주어진 PBUC 문제는 어떤 패턴을 언제 사용할 것인가로 모델링되고, 아래 CGMASTER와 같이 수리적 모형으로 모형화 가능하다.

#### Formulation CGMASTER

Maximize

$$\sum_{i \in U} \sum_{k \in M(i)} \sum_{t \in T} PROFIT_{ikt} \cdot x_{ikt} - COST_{OM}(x_{ikt}) \quad (2)$$

Subject to

$$\sum_{k \in M(i)} x_{ikt} \leq 1 \quad (3)$$

$$u_t = \sum_{i \in U} \sum_{k \in M(i)} FU_{ikt} \cdot x_{ikt} \quad (4)$$

$$r_{t-1} + y_t = u_t + r_t \quad (5)$$

$$r_{t-1} + y_t \leq TANK^{max} \quad (6)$$

$$CARGO^{min} \cdot z_t \leq y_t \leq CARGO^{max} \cdot z_t \quad (7)$$

$$FUEL^{min} \leq \sum_{t \in T} y_t \leq FUEL^{max} \quad (8)$$

$$\sum_{k \in MEO(i) \cup MIO(i)} x_{ikt} \leq \sum_{k \in MOE(i)} x_{ikt-1} \quad (9)$$

$$\sum_{k \in MAO(i) \cup MIO(i)} x_{ikt} \leq \sum_{k \in MOA(i)} x_{ikt-1} \quad (10)$$

$$x_{ikt}, z_t \in B, u_t, y_t, r_t \in R^+$$

결정변수  $x_{ikt}$ 는 발전패턴 선택여부에 대한 이진변수(Binary Variable)이고,  $z_t$ 는  $t$  시점에서 연료도입 여부,  $FU_{ikt}$ 는 발전패턴  $k$ 에 의한  $t$  시점에서의 연료소모량,  $u_t$ 는  $t$  시점의 전체 연료소모량,  $y_t$ 는 연료도입 시점별 연료도입량으로서 배의 사이즈에 따라  $CARGO^{min} / CARGO^{max}$ 가 존재한다. 연간 연료도입량 제한  $FUEL^{min} / FUEL^{max}$ 도 고려되었다. 목적함수 (2)는 각 발전패턴의 PROFIT  $PROFIT_{ikt}$ 에서 유지보수비용  $COST_{OM}$ 을 차감하여 연간이익으로 계산한다.  $COST_{OM}$ 은 발전패턴의 선택여부에 따라 그림5와 같이 유지보수비율에 대한 비선형함수로 계산된다. 제약식 (3)은 각 주별 각 발전기별 최대 하나의 발전패턴이 선택됨을 의미한다. 제약식 (4)에서 (6)은 연료도입과 저장에 관한 제약식으로 재고 균형 제약식(Balancing Equation)과 용량 제약식이 사용되었다. 제약식 (7)은 1회 연료도입시 CARGO 사이즈 제약이며 제약식 (8)은 연간 연료도입량 상/하한을 의미한다. 제약식 (9)와 (10)은 발전패턴의 연속에 대한 논리적 제약식이다. 모형에서  $MAO(i)$ 는 Max 출력으로,  $MIO(i)$ 는 Min 출력으로,  $MEO(i)$ 는 정지된 상태에서 시작되는 발전패턴을 의미하고,  $MOA(i)$ ,  $MOI(i)$ ,  $MOE(i)$ 는 종료시 발전패턴의 종류별 집합이다. 따라서, 제약식 (9)는 Week t-1에서 E로 끝나는 발전패턴이 선택될 경우 Week t에서 선택가능한 발전패턴은 E 혹은 I로 시작하는 발전패턴임을 의미한다.

모든 발전패턴이 주어진 경우 CGMASTER에서 최적의 패턴을 선택하면 그것이 이익을 최대화하는 패턴이 된다. 하지만, 현실적으로 생성가능한 발전패턴의 수는 매우 많으며 이에 따라 일반적인 Column Generation Framework에서는 수정단체법(Revised Simplex Method)를 적용하여 Dual Price를 최대화하는 발전패턴을 필요할 때 생성하게 되며, 이때 최적의 패턴을 선택하기 위해 생성되어야 하는 후보 발전패턴의 수는 그렇게 많지 않다는 것이 알려져 있다. 이와 같이 효율적인 후보발전패턴을 생성하는 문제를 Pricing Problem으로 부른다. 하지만, 본 연구에서는 후보발전패턴을 미리 생성하는 방식을 선택하였다. 그 이유는 발전패턴 생성을 위한 Pricing Problem의 복잡성 뿐만 아니라 실제 현업 기술부서와의 인터뷰 결과 발전패턴 생성시 앞에서 서술된 다양한 발전기 특성 뿐만 아니라 다양한 정책적 발전기 운용특성 및 노하우를 반영한 발전패턴의 생성이 더욱 중요한 이슈이고, 또한 실제 운영시 사용가능한 발전패턴은 한정적이라는 것을 발견하였다. 이에 따라 본 연구에서는 다양한 발전패턴을 GENCO의 운영 부서와의 협업(Collaboration)을 통하여 미리 생성하고 이를 CGMASTER에 INPUT DATA로 활용하여 문제의 복잡성을 줄이고 보다 의미있는 결과를 도출하는 방식을 채택하였다. 이를 Explicit Column Generation Framework이라고 한다.

### 3.4 유지보수비용 함수의 근사

앞서 제시한 CGMASTER의 목적함수는 아직 선형함수가 아니다.  $COST_{OM}(x_{ikt})$ 는 그림 9와 같이 유지보수비율 (가동시간/ 가동횟수 =  $FH/FS$ ) 에 구간선형함수(Piecewise Linear Function)가 된다.

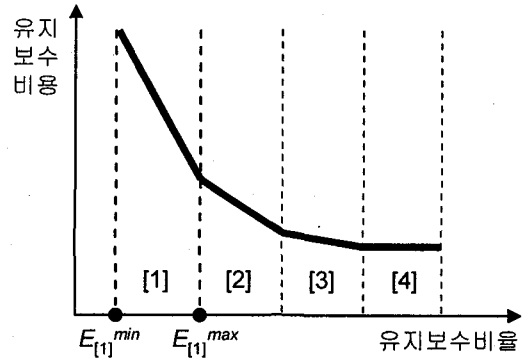


그림 9. 유지보수비용 구간선형함수 예제.

그림에서 만약 연간유지보수비용이 어느 특정 구간  $[j]$ 에 속한다고 하면 이는 다음과 같이 표현가능하다.

$$\sum_{k \in M(i), t \in T} FH_{ikt} \cdot x_{ikt} / \sum_{k \in M(i), t \in T} FS_{ikt} \cdot x_{ikt} \geq E_{[j]}^{min} \quad (11)$$

$$\sum_{k \in M(i), t \in T} FH_{ikt} \cdot x_{ikt} / \sum_{k \in M(i), t \in T} FS_{ikt} \cdot x_{ikt} \leq E_{[j]}^{max} \quad (12)$$

이 식을  $x$ 에 대해 전개하면 다음의 식을 얻을 수 있다.

$$\sum_{k \in M(i), t \in T} FH_{ikt} \cdot x_{ikt} \leq \sum_{k \in M(i), t \in T} E_{[j]}^{max} \cdot FS_{ikt} \cdot x_{ikt} \quad (13)$$

$$\sum_{k \in M(i), t \in T} FH_{ikt} \cdot x_{ikt} \geq \sum_{k \in M(i), t \in T} E_{[j]}^{min} \cdot FS_{ikt} \cdot x_{ikt} \quad (14)$$

그리고, 이때 목적함수  $COST_{OM}$ 은 다음과 같이 각 구간별 평균값으로 근사 가능하다.

$$COST_{OM}(x_{ikt}) = COST_{OM}((E_{[j]}^{min} + E_{[j]}^{max})/2) = COST_{OM}^{[j]} \quad (15)$$

따라서, 연간유지보수비율이 구간  $[j]$ 에 속한다고 할 때, CGMASTER는 다음과 같이 CGMASTER(j)로 모델링된다.

#### Formulation CGMASTER(j)

Maximize

$$\sum_{i \in U} \sum_{k \in M(i)} \sum_{t \in T} PROFIT_{ikt} \cdot x_{ikt} - COST_{OM}^{[j]} \quad (16)$$

Subject to

$$\sum_{k \in M(i)} x_{ikt} \leq 1 \quad (3)$$

$$u_t = \sum_{i \in U} \sum_{k \in M(i)} FU_{ikt} \cdot x_{ikt} \quad (4)$$

$$r_{t-1} + y_t = u_t + r_t \quad (5)$$

$$r_{t-1} + y_t \leq TANK^{max} \quad (6)$$

$$CARGO^{min} \cdot z_t \leq y_t \leq CARGO^{max} \cdot z_t \quad (7)$$

$$FUEL^{min} \leq \sum_{t \in T} y_t \leq FUEL^{max} \quad (8)$$

$$\sum_{k \in MEo(i) \cup Mlo(i)} x_{ikt} \leq \sum_{k \in MoE(i)} x_{ikt-1} \quad (9)$$

$$\sum_{k \in MAo(i) \cup Mlo(i)} x_{ikt} \leq \sum_{k \in MoA(i)} x_{ikt-1} \quad (10)$$

$$\sum_{k \in M(i), t \in T} FH_{ikt} \cdot x_{ikt} \leq \sum_{k \in M(i), t \in T} E_{[j]}^{max} \cdot FS_{ikt} \cdot x_{ikt} \quad (13)$$

$$\sum_{k \in M(i), t \in T} FH_{ikt} \cdot x_{ikt} \geq \sum_{k \in M(i), t \in T} E_{[j]}^{min} \cdot FS_{ikt} \cdot x_{ikt} \quad (14)$$

$$x_{ikt}, z_t \in B, u_t, y_t, r_t \in R^+$$

따라서, 각각의 구간에 대해 **CGMASTER(j)**에 대한 해를 구하여 비교함으로써 최적의 해를 도출할 수 있다. 실제 국내 전력회사 운영부서와의 인터뷰 결과 일반적으로 연간 유지보수비율에 대한 일정한 목표값(Target)이 존재하므로 **CGMASTER(j)**를 풀어야 하는 구간의 범위를 어느 정도 확인할 수 있고, 실제 데이터로 경향(Trend)을 확인한 결과 **CGMASTER(j)**의 목적함수는 유지보수비율이 증가함에 따라 증가하다 어느 시점에서 다시 감소하는 추세를 보여주었다. 즉, 이 변곡점에서 최적해를 구할 수 있는 것이다. 각각의 **CGMASTER(j)**는 상용 MIP Solver를 사용하여 Branch-and-Bound를 적용하며, Branching 과정에서 추가적인 Column을 생성하지는 않는다.

#### 4. 사례 연구(Case Study)를 통한 해법의 성능 실험

제안된 모델은 국내 전력회사에 실제 적용되어 그 유효성에 대한 검증이 이루어졌다. 제안된 Explicit Column Generation 모델은 512 MB의 메모리와 Pentium CoreDuo processor를 가진 IBM PC에서 상용 MIP Solver인 Xpress-MP (version 2006A)를 이용하여 구현되었다. Xpress-MP는 MOSEL Language를 통하여 MIP 모델을 손쉽게 구현할 수 있도록 설계되어 있으며 제안된 모델은 약 1주 이내의 기간에 구현될 수 있었다.

본 실험에서 고려된 국내 전력회사는 N개의 발전기를 보유 중이며 계획 수립 기간은 1년으로서 연간 LNG 도입량 및 LNG 운송선박(CARGO)별 운송량정보는 미리 주어졌다. 발전패턴의 경우 E-E 패턴부터 A-E 패턴까지 총 6종의 패턴이 운영 부서로부터 도출되었다. 연간 SMP 예측치는 별도의 SMP 예측시스템으로부터 주어지며 MAPE (Mean Absolute Percentage Error) 3% 이내의 상당히 정확한 SMP 예측치를 활용하여 2007년 SMP 및 CP를 예측하였다. 최적화 엔진 도입 이전 연간 전력생산계획 수립은 SMP의 연간 변동 패턴에 맞춰 여름에 발전량을 줄이고 겨울에 발전량을 늘리는 형태로 수작업을 통해 구성되었다. 이를 위하여 High-Production Profile(HPP)과 Low Production Profile(LPP)의 2가지 발전패턴을 만들어 여름에는 LPP 위주의 발전, 겨울엔 HPP 위주, 그리고 봄/가을에는 LPP와 HPP를 적절히 활용하는 방식을 취하였다. 이러한 방식으로 연간전력을 생산하는 방식을 “Default Mode”라고 한다. 이 Default Mode는 Explicit Column Generation에 의한 “Optimized Mode”와 비교되었다.

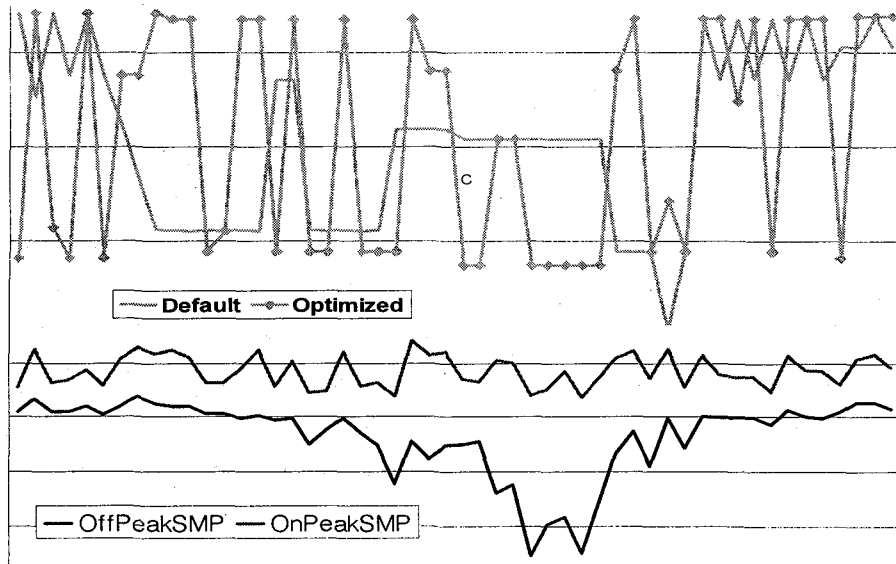


그림 10. 사례 분석 결과 예시

Default Mode와 관련하여 현업에서 가지고 있던 문제는 연간 전체이익을 고려하지 못하고 계획자의 노하우에 의존하여 LPP와 HPP를 활용하게 되어 계획 수립 시간이 오래 걸리고, 계획 결과의 정도에 대한 확신이 부족하다는 것이었다. 특히 SMP가 변화하는 시점에 언제부터 LPP와 HPP를 혼합할 것인지에 대한 결정은 매우 어려운 결정이었다. 그림 10과 표1은 Default Mode와 Optimized Mode를 비교한 결과를 보여주고 있다.

그림10의 상단에는 Default Mode와 Optimized Mode의 연료소요량을 보여주고 있고 하단의 그래프는 연간 SMP의 변화를 보여주고 있다. Default Mode와 Optimized Mode 모두 겨울에 생산을 늘리고 여름에 생산을 줄이는 방식이지만 Optimized Mode가 SMP의 변화에 좀더 민감하게 반응하고 있음을 알 수 있다. 정량적 비교결과는 표1에 나와 있다. 기업운영상의 이유로 연간매출과 연간이익의 절대값은 원래 수치를 정규화(Normalize)하여 변형된 값을 사용하였음을 밝혀둔다. 연간

전력계획 최적화에 소요된 시간은 490초였고 비교결과 연간매출은 2.55% 증가하고 연간이익은 5.44% 증가하는 것으로 나타났다. 연간이익 5% 증가는 실제로 대략 연간 100억원 수준의 추가적인 이익을 의미한다. 또한 연료의 “효율”을 사용된 연료 대비 연간이익으로 계산해볼 때, Default Mode의 연간 연료효율은 연간이익을 사용된 연료량 99.9284%로 나눈 후 Scaling을 위하여 10,000을 곱해보면 24.19, Optimized Mode는 25.48이 된다. 즉, 연료 효율 역시 Optimized Mode에서 크게 개선되어, 사용된 연료가 동일할 경우 연간 이익이 더욱 증가함을 알 수 있다.

표 1. 비교 결과

	Default	Optimized	Ratio
연간매출	50,210,895	51,492,440	2.55%
연간이익	24,168,793	25,483,575	5.44%
잔존연료	0.0716%	0.0003%	0.0713%
연료효율	24.19	25.48.	5.33%
Time	490 초		

이제 유지보수비율 구간별 연간이익의 변화에 대해 살펴보고자 한다. 그림11은 이 변화에 대한 그래프를 보여주고 있다. 본 연구에서 사용된 알고리즘은 주어진 유지보수비율 구간의 하한/상한을 활용하여 최대값을 가지는 구간을 선택하는 방식을 사용하였다. 예상된 바와 같이 유지보수비율의 구간이 증가함에 따라 연간이익도 증가하다가 어느 구간을 넘어서면 감소하는 형태를 보여주고 있다.

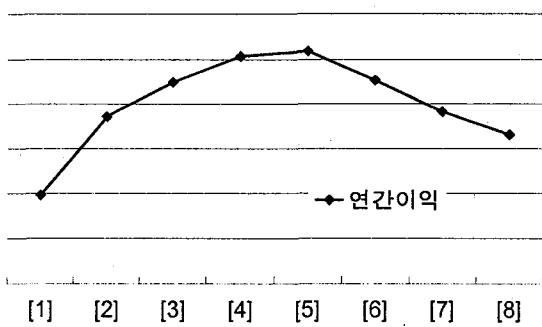


그림 11. 유지보수비율 구간별 연간이익의 변화

표2는 각 구간에서의 CGMASTER의 특성을 함께 보여주고 있다. 구간[5]에서 가장 이익이 큰 것으로 나타났으며, 이것이 표1에서 Optimized Mode로 표시되었다. 특이한 점은 표1에서 Optimized Mode를 풀기 위해 소요된 시간이 490초로 표시되었는데 이것은 각 구간별 CGMASTER 계산시간의 합계로 계산되었다. 각 구간[j]별 CGMASTER(j)에 대해 Xpress-MP에서 수행 종료 기준은 0.01% 내의 해를 찾아내거나 계산시간이 100초를 넘을 경우 해 찾기를 중단하도록 구현되어 있다. 표2를 보면 최적 구간으로 갈수록 해를 찾는데 걸리는 시간이 단축되고 Duality Gap 역시 향상됨을 알 수 있다. 이것은 유지보수비율이 상/하한 쪽으로 움직일수록 해공간(Solution

space)이 매우 제약되고, 이에 따라 최적해를 찾는 것이 어려워져 계산시간이 증가하고 Duality Gap 역시 증가함을 의미한다. 실제 구현시에는 각 구간별 상한값(Upper bound)를 활용하여 만약 각 구간의 LP Relaxation에 의한 상한값(Upper bound)가 현재의 최적해보다 낮은 경우 그 구간에 대해서는 Branch-and-Bound를 적용하지 않고 Skip할 수 있다. 실제 알고리즘이 구간 [6], [7], [8]에 대해 최적해를 찾는 동안 100초 동안 Branch-and-Bound를 할 필요없이 LP Relaxation의 결과로 바로 그 구간에 대해 더 이상 해를 찾을 필요가 없음을 확인할 수 있었고, 이에 따라 300초 정도의 시간은 실제로는 필요 없는 시간이었음을 알 수 있다.

표 2. 유지보수비율 구간별 연간이익 및 CGMASTER(j)의 특성

구간	연간이익	시간	Gap
[1]	25419444	100	0.06%
[2]	25454330	18	0.00%
[3]	25469636	52	0.00%
[4]	25481401	10	0.00%
[5]	25483575	10	0.00%
[6]	25470685	100	0.01%
[7]	25456349	100	0.03%
[8]	25446229	100	0.02%

## 5. 결론

본 연구에서는 연간전력도입계획을 고려한 연간전력생산계획에 대한 Explicit Column Generation 알고리즘을 제안하였다. 과거에는 간단한 우선순위에 기반한 해법이나 비선형 제약식 및 목적식 해결을 위하여 Lagrangian Relaxation에 기반한 Heuristic, 복잡한 선형근사(Linear Approximation)기법을 활용한

MIP 기반 해법들이 제안되었으나 본 연구를 통하여 이러한 복잡한 비선형 제약식 및 목적식이 발전패턴의 정의를 통하여 효과적으로 다루어질 수 있음이 증명되었다. 국내 전력회사에 적용되어 연간 수십억원 이상의 추가적인 이익을 확보할 수 있었고, 실제 운영에서 큰 효과가 있음을 알 수 있었다. 본 알고리즘을 확장 적용할 경우 PBUC 문제 해결을 위한 새로운 해법으로도 그 유효성이 매우 클 것으로 예상된다. 즉, 기존의 접근법과 완전히 새로운 Column Generation 접근법의 도입을 통하여 보다 실제적이고 효율적인 접근법의 개발이 가능할 것으로 예상되며, 대규모 문제의 해법으로 사용될 경우 효율적인 방법론이 될 것으로 판단된다.

Explicit Column Generation 기반 해법의 가장 큰 장점은 현업 운영부서에서 관련한 발전패턴의 정의를 통하여 최적화 결과가 실제 적용에 있어 무리 없이 적용이 가능하다는 점이다. 또한, 최적화 결과에 대한 투명성(Transparency)의 제고, 손쉬운 구현과 확장성 역시 큰 장점으로 판단된다. 하지만, Explicit Column Generation의 특성상 Pricing Problem을 통해 효과적인 발전패턴을 찾아가는 형태가 아니라 현업 운영부서와의 협의를 통하여 미리 효과적인 발전패턴을 생성하여 발전패턴 Pool에 저장한 후 최적의 발전패턴을 선택하게 되므로 발전패턴 도출과정에서 긴밀한 협업이 필요하다.

#### References

- [1] Arroyo JM and Conejo AJ (2000), "Optimal Response of a Thermal Unit to an Electricity Spot Market," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 15, No 3, 1098-1104
- [2] Arroyo JM and Conejo AJ (2002), "Optimal Response of a Power Generator to Energy, AGC, and Reserve Pool-Based Markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 17, No 2, 404-410
- [3] Dang C and Li M (2006), "A floating-point genetic algorithm for solving the unit commitment problem," *European Journal of Operational Research*, In Press
- [4] Garcia-Gonzalez J, Parrilla E and Mateo A (2006), "Risk-averse profit-based optimal scheduling of a hydro-chain in the day-ahead electricity market," *European Journal of Operational Research*, In Press
- [5] Hong JS et al (2004), "A Study on Predicting Generator Composition Ratio after Electricity Industry Restructuring," *IE Interfaces*, Vol 17, No 3, 269-281
- [6] Kim SH (1984), "Application of Management Science in Electricity Industry," *Applications of Management Science* 1, 17-25
- [7] Ko YJ et al (2002) "Generator Maintenance Scheduling for Bidding Strategies in Competitive Electricity Market," *Journal of The Korea Society of Energy Engineering* 11(1), 59~66
- [8] Padhy NP (2004), "Unit Commitment - A Bibliographical Survey," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 19, No 2, 1196-1205
- [9] Park CH (2002), "A Study on Fuel Distribution for Generator's Efficiency and Cost Saving," *Joint Conference of KIIE/KORMS Spring 2002*
- [10] Park JH, Baek YS (2003), "Development of application for unit commitment using the database," *Journal of The Korea Society of Energy Engineering* 12(4), 274-280
- [11] Takriti S and Birge JR (2000), "Using Integer

- Programming to Refine Lagrangian-Based Unit Commitment Solutions,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol 15, No 1, 151-156
- [12] Torre S et al (2002), “Price Maker Self-Scheduling in a Pool-based Electricity Market: A Mixed Integer LP Approach,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol 17, No 4, 1037-1042
- [13] Yamin HY (2004), “Review on methods of generation scheduling in electronic power systems,” Electric Power Systems Research, Vol 69, 227-248
- [14] Yang MH and RIM SG(2002), “Short-term Forecasting of Monthly Maximum Electricity Load based on Winters Multiplicative Seasonal Model,” *Journal of the Korean Institute of Industrial Engineers*, Vol 28, No 1, 63-75\
- [15] Song SH and Lee SK (2006), “A Mixed Integer Linear Programming Approach for the Profit Based Unit Commitment Problem under Non-Linear Fuel Consumption Constraint and Maintenance Cost”, Working Paper
- [16] Korea Power Exchange Homepage, <http://www.kpx.or.kr>