



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학석사 학위논문

한국계통에서 SMP 변동폭을 완화
하기 위한 계통 운영자의 예방정비
계획 수립 방법 연구

A Study of System Operator's Generator
Maintenance Scheduling for Smoothing the
Large Fluctuation in SMP's in Korea

2016 년 2 월

서울대학교 대학원

전기.정보 공학부

장 지 원

한국계통에서 SMP 변동폭을 완화 하기 위한 계통 운영자의 예방정비 계획 수립 방법 연구

A Study of system operator's generator
maintenance scheduling for smoothing the large
fluctuation in SMP's in Korea

지도 교수 윤 용 태
이 논문을 공학석사 학위논문으로 제출함
2016 년 2 월

서울대학교 대학원
전기.정보 공학부
장 지 원

장지원의 공학석사 학위논문을 인준함
2016 년 2 월

위 원 장 _____ 박 중 근 (인)

부위원장 _____ 윤 용 태 (인)

위 원 _____ 문 승 일 (인)

초 록

현재 국내에서 수립되고 있는 발전소의 예방정비계획은 발전사업자가 제출한 계획에서 일정 공급 예비율을 확보하면 통과시키는 방향으로 신뢰도만을 고려하고 있다. 하지만 9.15 정전 사태 이후에 우리나라는 높은 예비율을 확보하고 있고 이에 따라 계통의 안정적인 운영이 가능한 상황이다. 그러나 SMP 변동폭이 크다면 에너지 수요의 왜곡 가능성이 존재하고 이는 안정적인 계통 운영을 목적으로 하는 계통 운영자의 목표에 위배되는 내용이다.

따라서 예방정비계획 수립 시 SMP의 변동폭을 줄이기 위한 방법들이 필요한데 기존에 연구되어 왔던 방법으로는 발전기를 출력하는데 드는 비용인 발전비용을 최소화하여 최적의 예방정비계획을 구하는 방법이 있다. 이를 통해 계통의 안정적인 운영을 위한 신뢰도를 고려하고 경제적 이득까지 얻고자 하였다.

그러나 전력을 구매하는 비용인 구매비용을 최소화하는 방법에 대해서는 연구가 진행되지 않았다. 비록 현재 전력 산업의 구조 때문에 고려되지 않은 방법 중 하나이지만 현재의 SMP 변동폭을 낮출 수 있을 가능성이 존재한다. 따라서 기존의 발전비용 최소화를 통한 최적화 방법과 비교하여 SMP 변동폭을 얼마만큼 완화시키고 더 나아가 발전비용과 구매비용에 어떠한 영향을 미치며 예방정비계획이 어떻게 변화하는지 살펴볼 필요가 있다.

본 연구에서는 일정 공급 예비율을 확보한 상태에서 발전비용 최소화과 구매비용 최소화를 각각 목적함수로 하는 두 가지의 최적화 방법을 제시할 것이다. 이 두 가지 방법에 따른 SMP

변동폭의 완화 정도를 살펴보고 발전비용과 구매비용을 비교한다.
이 때의 예방정비계획은 월별, 계절별, 발전원별로 어떻게
변화하는지 살펴볼 것이고 수요가 다른 상황에서는 어떤 변화가
존재하는지 확인할 것이다.

주요어 : Maintenance Scheduling, Generating Cost, Purchasing Cost,
Reliability and Economics, Fluctuation, SMP

학 번 : 2014-21641

목 차

제 1 장 서 론	1
제 1 절 연구의 배경 및 연구 내용.....	1
제 2 절 논문의 구성 및 개요	5
제 2 장 비용 최소화를 통한 경제성 고려.....	6
제 1 절 현재 예방정비계획 최적화 모델링	6
1. 현재 예방정비계획의 문제점	
2. 예방정비계획 최적화 모델링 가정	
제 2 절 발전비용 최소화.....	11
1. 발전비용 최소화를 위한 정식화	
2. 시뮬레이션 결과	
제 3 절 구매비용 최소화.....	17
1. 구매비용 최소화를 위한 정식화	
2. 시뮬레이션 결과	
제 3 장 발전비용 최소화와 구매비용 최소화 간의 비교.....	23
제 1 절 비용	23
1. 월별 SMP 변화	
2. 발전비용과 구매비용 간의 비교	
제 2 절 예방정비	27
1. 월별, 계절별 예방정비 계획량	
2. 발전원별 예방정비 계획량	
제 3 절 연간 비교.....	35
1. 비용	
2. 예방정비계획	

제 4 장 결 론	40
참고문헌	42
Abstract	44

표 목차

[표 2-1] 발전비용 최소화 목적함수의 변수 설명.....	11
[표 2-2] 발전비용 최소화 제약조건의 변수 설명.....	13
[표 2-3] 발전비용 최소화를 통한 월별 SMP.....	14
[표 2-4] 구매비용 최소화 목적함수의 변수 설명.....	17
[표 2-5] 구매비용 최소화 제약조건의 변수 설명.....	18
[표 2-6] 구매비용 최소화를 통한 월별 SMP.....	19
[표 3-1] 두 최적화 방법에 따른 월별 SMP.....	24
[표 3-2] 모의 계통에서의 최적화 방법에 따른 비용 비교	25
[표 3-3] 실 계통에서의 최적화 방법에 따른 비용 비교	26
[표 3-4] 연간 최적화 방법에 따른 비용 변화 비교.....	36

그림 목차

[그림 2-1] 연간 발전기 정지계획 조정 절차도.....	8
[그림 2-2] 발전비용 최소화를 통한 연간 예방정비계획	15
[그림 2-3] 구매비용 최소화를 통한 연간 예방정비계획	21
[그림 3-1] 모의 계통의 발전기 특성	25
[그림 3-2] 모의 계통에서의 최적화 방법에 따른 예방정비계획 일정	28
[그림 3-3] 최적화 방법에 따른 월별 예방정비계획량.....	29
[그림 3-4] 실제 계통 내의 최적화 방법에 따른 연간 예방정비계획	30
[그림 3-5] 최적화 방법에 따른 계절별 예방정비계획량	31
[그림 3-6] 발전비용 최소화에 따른 발전원별 예방정비계획량	32
[그림 3-7] 구매비용 최소화에 따른 발전원별 예방정비계획량	33
[그림 3-8] 발전비용 최소화에 따른 계절별 예방정비계획량 ...	34
[그림 3-9] 구매비용 최소화에 따른 계절별 예방정비계획량 ...	34
[그림 3-10] 2013년과 2014년 월별 수요 변화량 비교.....	35
[그림 3-11] 2014년 최적화 방법에 따른 연간 예방정비계획량	37
[그림 3-12] 2014년 발전비용 최소화에 따른 발전원별 예방정비계획량	38
[그림 3-13] 2014년 구매비용 최소화에 따른 발전원별 예방정비계획	38

제 1 장 서 론

제 1 절 연구의 배경 및 연구 내용

우리나라 전력 산업은 과거 수직 독점체제로 한전 단일 기업이 운영하는 형태였으나 발전 부분을 발전사업자로 분리하고 시장에서 전력을 거래하는 시스템을 도입하여 운영하고 있다. 이에 따라 단일 발전사업자에 의한 통합자원 개념으로 수립된 전력수급계획이 시장 구조 변화와 발전사업자의 분할 등 다원화 시장을 반영한 전력수급계획으로 변화하였고 발전기 예방정비계획 운영 방법 또한 변화하였다. 단일 기업으로 운영되었을 시기의 발전기 예방정비계획은 한전에서 발전기의 상태, 계통 운영상의 비용 등을 통합 고려하여 수립하였다. 하지만 발전회사가 자회사로 분리되고 시장개념이 도입되어 전력거래소가 계통운동을 담당하게 됨에 따라 예방정비계획 또한 전력거래소에서 수립하게 되었고 발전사업자와 한전, 전력거래소 세 집단이 추구하는 목표와 운영방법을 모두 고려하게 되었다.

그러나 분리된 세 집단은 추구하는 목표와 운영방법이 각각 다르기 때문에 원하는 예방정비계획 일정 또한 다를 수 밖에 없다. 한전은 계통한계가격에 따른 구매비용을 최소화하여 더 적은 가격에 많은 전력량을 확보하는 것을 목표로 하고 반대로 발전사업자는 전력판매를 통해서 수익을 최대화하려고 할 것이다. 또한 전력거래소는 일정 수준의 공급 예비율을 유지해서 계통에 안정적으로 전력을 공급하는 것을 목표로 한다. 이런 상황에서 예방정비계획은 이들의 목표에 직접적인 영향을 미치는데 예방정비계획에 따라 발전비용, 계통 한계 가격, 공급 예비율이 달라지기 때문이다. 따라서 예방정비계획을 수립할 때 이러한 이익들을 잘 반영하여 수립하는 것이 중요하다.

예방정비계획을 수립할 때 다른 목적을 갖는 한전과 발전사업자의

의견을 반영하는 것이 이상적으로 보이지만 시장구조에서는 시장 가격을 통해 발전량과 거래량이 결정되므로 예방정비계획은 발전사업자의 권한이다. 따라서 정보 비대칭적인 상황이 발생하게 되고 계통한계가격의 변동이 클 가능성 또한 존재한다. 이럴 경우 SMP의 변동에 따라 수요가 쏠릴 가능성이 존재하고 예측한 에너지 수요에 대한 왜곡의 가능성도 존재한다. 수요의 왜곡이 발생하게 되면 계통 운영자의 운영 목적인 안정적인 계통 운영이 불가능하게 된다. 계통 운영자가 각 날짜의 수요를 예측하여 이에 맞는 예비율을 확보하고 신뢰도를 충족시키기 어려워지기 때문이다. 따라서 이러한 면에서 현재 예방정비계획은 문제점이 존재하고 SMP의 변동폭을 줄이기 위한 방법들이 필요하다. SMP에 따라 한전과 발전사업자의 두 이익이 달라지기 때문에 SMP 변동폭을 줄이기 위한 방법으로 이들의 이익을 대변하는 비용을 이용하여 경제적인 측면에서 수립 방법을 제시할 수 있다.

전력거래소에서 예방정비계획을 수립할 때 최적화 방법을 통해서 최적의 예방정비계획을 찾고 이를 실행시키기 위해서 본 연구에서는 예방정비계획 시에 통합구조 형태처럼 전력거래소가 직접 최적의 예방정비계획을 구하고 이를 발전사업자에게 통보한다는 가정을 한다. 본 연구는 여러 최적화 방법에 따라 예방정비계획이 어떻게 변화하고 SMP변동이 얼마나 완화되는지, 비용이 얼마나 달라지는지를 보기 위한 것이므로 이를 쉽게 하기 위해 예방정비계획 시에 위와 같이 가정하였다.

일반적으로 예방정비계획 수립 시 경제성을 고려하는 방법으로는 발전비용 최소화를 목적함수로 하는 최적화 방법이 있다. 수직 독점체제에서 시장 구조로 변화하면서 최종 예방정비계획의 수립은 전력거래소에서 하지만 예방정비계획을 제시하는 것은 발전사업자의 권한이 되었다. 발전사업자가 전력판매를 통해서 최대의 수익을 내려면 발전하는데 드는 비용인 발전비용이 적을수록 유리하게 되고 그렇기 때문에 예방정비계획에서 경제성을 고려할 때 일반적으로 하는 최적화 방법이 발전비용 최소화를 통한 최적화 방법이다. 이 외에도 전력을

구매하는 비용인 구매비용을 최소화하는 방법이 있다. 이는 계통 한계 가격에 따른 구매비용을 최소화하여 더 적은 가격에 많은 전력량을 확보하려는 한전의 이익이 반영된 부분이라고 할 수 있다.

Pandzic [3]는 발전사업자의 이익 최대화와 social welfare를 최대화하여 예방정비계획을 수립하였다. 이 때 발전사업자의 이익 최대화는 발전사업자가 받는 정산금액을 최대화하는 것으로 구성하였다. 하지만 계통 신뢰도 유지를 위한 예비율 확보는 고려하지 않았고 경제성을 고려하는 요소 중 하나인 구매비용 최소화도 고려하지 않았다.

Jahromi [4]는 발전기 노화에 따라 증가하는 사고율을 고려하여 발전비용을 최소화하는 예방정비계획을 제안하였다. 발전비용을 측정할 때 단순히 발전기의 발전비용의 합만을 사용한 것이 아니라 사고율을 고려하여 확률론적으로 비용을 측정하였다는 점에서 경제성을 고려한 예방정비계획이라 할 수 있겠으나 예비율과 같은 계통 신뢰도 측면을 고려하지 않았고 경제성의 다른 고려요소인 구매비용 측면을 제외한 발전비용만을 고려하였다.

Chen [5]은 신뢰도와 경제성 모두를 고려하여 최적화 방법을 통해 예방정비계획을 수립하였다. 예비율을 최대화하는 것을 목적함수로 구성하여 신뢰도를 고려하였고 발전기의 발전비용의 합을 최소화하여 경제성을 고려하였다. 두 개의 목적함수를 가중치를 두어 하나의 목적함수로 통합하였고 이를 통해 최적의 예방정비계획을 수립하였다. 하지만 이 역시도 경제성을 고려하는 다른 요소 중에 하나인 구매비용 최소화는 고려하지 않았다.

본 연구에서는 예방정비계획 수립 시에 SMP 변동폭을 완화하기 위해 SMP 변화에 따라 변화하는 두 가지 비용, 발전비용과 구매비용을 최소화하는 방법을 통해 SMP가 얼마나 완화되는지를 확인한다. 또한 각각의 방법에 대해서 비용적으로 어떠한 차이를 보이는지를 비교하고 그 때의 예방정비계획이 월별, 계절별로 어떻게 변화하는 지를 살펴볼 것이다. 또한 연간 변하는 수요에 대하여 어떻게 예방정비계획이 달라지고 이에 따른 비용도 변화하는지 확인할 것이다. 기본적으로

발전기 최대, 최소 출력제한과 출력량과 수요량이 일치하는지
수급균형을 제약조건으로 하고 정해진 예방정비기간 동안 발전기를 계속
결 수 없다는 조건 또한 제약조건으로 둘 것이다.

따라서 예방정비계획 수립 시에 SMP 변동폭을 완화시키는
방법으로 구매비용 최소화를 목적함수로 하는 최적화 과정과 발전비용
최소화를 목적함수로 하는 두 최적화 방법을 통해 예방정비계획을
구하는 방법을 제시하고 두 방법들이 비용적으로 어떻게 혹은,
일정적으로 다른지를 비교하려 한다. 이를 통해 각 최적화 방법별
특징들을 제시할 것이다.

제 2 절 논문의 구성 및 개요

본 논문에서는 예방정비계획 수립 시 SMP 변동을 완화하기 위한 방법으로 발전비용 최소화 방법, 구매비용 최소화 방법을 각각 제시하려고 한다. 이 두 가지 방법을 비교하고 각 방법 별 특징들을 분석할 것이다.

제 2 장에서는 현재 예방정비계획의 문제점에 대해서 살펴보고 SMP 변동폭을 완화하기 위한 최적화 모델링을 가정할 것이다. 발전비용 최소화와 구매비용 최소화 두 가지 방법을 위한 정식화 과정을 보여주고 각각의 최적화 방법에 따른 시물레이션 결과를 제시할 것이다.

제 3 장에서는 두 가지로 나누어 시행한 시물레이션 결과를 SMP와 비용측면, 예방정비일정측면, 마지막으로 연간 수요 변화에 따라 변화하는 내용 세 가지로 나누어 비교하고 분석할 것이다.

제 4 장에서는 위에서 논의한 사항들을 정리하며 추후에 필요한 연구들을 언급할 것이다.

제 2 장 비용 최소화를 통한 경제성 고려

제 1 절 예방정비 최적화 모델링

현재 시행하고 있는 예방정비계획은 발전사업자가 예방정비계획을 전력 거래소에 제출하고 전력 거래소는 계통의 안정적인 운영을 최우선으로 하여 일정 공급예비율을 확보하면 발전사업자가 제출한 예방정비계획을 수용하게 된다. 따라서 전력 거래소에서 최적화 방법을 통해 최적의 예방정비계획을 정한다고 할 수 없고 발전사업자가 제출한 예방정비계획을 대부분 수용한다고 할 수 있다. 그러나 이러한 정보 비대칭적인 상황에서 SMP 변동폭이 커질 가능성이 존재하고 SMP 변동폭이 커질 경우 수요 또한 변동폭이 커질 수 있다. SMP가 클 때 예측 수요값에 비해 수요가 더 많이 감소할 수 있고 반대로 SMP가 작을 때 예측 수요값에 비해 수요가 더 많이 증가할 수 있다. 즉, 전력 수요량의 왜곡 가능성이 존재하는 것이다. 이는 전력 수요량을 정확하게 예측하여 일정 예비율을 선정하고 안정적으로 전력을 공급해야 하는 계통 운영자의 운영 목적에 위배되는 것이다. 따라서 이러한 SMP 변동폭을 완화시키기 위한 예방정비계획 수립 방법 조정이 필요하다. 이 때 SMP 변화에 따라 한전과 발전 사업자 두 유틸리티의 이익이 변화하는데 이 두 유틸리티의 이익을 반영하는 비용을 이용하여 예방정비계획을 수립할 수 있다. 구매비용 최소화를 통한 예방정비계획 수립 방법과 발전비용 최소화를 통한 예방정비계획 수립 방법 두 가지로 나눌 수 있을 것이다.

본 절에서는 이러한 최적화 방법을 통해 예방정비계획을 수립할 수 있게 하기 위해 전력 거래소에서 최적의 예방정비일정을 구하고 그것을 발전사업자에게 통보하는 구조로 가정한다. 그 때 신뢰도 확보를 위하여 일정 공급 예비율 확보를 제약조건으로 두고 발전을 할 때 생기는

비용인 발전비용을 최소화하는 방법과 계통 한계 가격에 따라 판매사업자가 전력을 구입해야 하는 비용인 구매비용을 최소화하는 방법으로 나누어 최적의 예방정비계획 일정을 도출할 것이다. 이 때 시뮬레이션 계통은 발전기 10대로 구성된 임의의 계통과 약 200대 가량의 발전기로 구성된 한국계통으로 나누어 확인할 것이다.

2.1.1 현재 예방정비계획의 문제점

현재 예방정비계획은 그림 2.1과 같이 시행된다. 발전사업자가 1)발전설비 신, 증설 및 폐지 계획, 시운전 계획 2)발전기별 계획 예방정비 일정, 희망일자, 조정가능 기간 3)간입정비 및 기타 발전기 정지를 수반하는 모든 정지일정 4)발전기의 가능출력이 정격출력보다 적은 일별 가능 출력 5)기타 발전기별 특기사항을 전력거래소에 제출한다. 반대로 판매사업자인 한전은 연간 구입전력 계획과 연간 수요관리 목표량을 전력거래소에 제출하게 된다. 전력거래소는 수요에 영향을 미치는 기상, 사회적 요인들을 고려하여 연간 수요를 예측하고 이것과 제출받은 정보를 바탕으로 전력수급전망을 수립하여 계통 운영 시에 필요한 일정 공급예비율을 만족하면 예방정비계획을 수립하게 된다. 연중 적정 수준의 예비력이 확보되면 일정을 확정하게 되지만 충분하지 않으면 예방정비일정 조정기간을 통해 예방정비 일정을 조정한다.

그러나 이렇게 확정된 예방정비계획에 따라 SMP, 공급예비율 등 많은 부분이 달라지기 때문에 발전기 예방정비계획을 수립할 때 신중하게 해야 한다. 특히 SMP의 변화는 많은 것들에 영향을 준다. SMP의 변동 폭에 따라 에너지 수요의 왜곡 가능성이 존재하고 이로 인해 계통 운영자의 안정적인 계통 운영이 어렵게 될 수 있으므로 이러한 변동폭을 완화시키는 방향으로 최적화된 예방정비계획 수립이 필요하다.

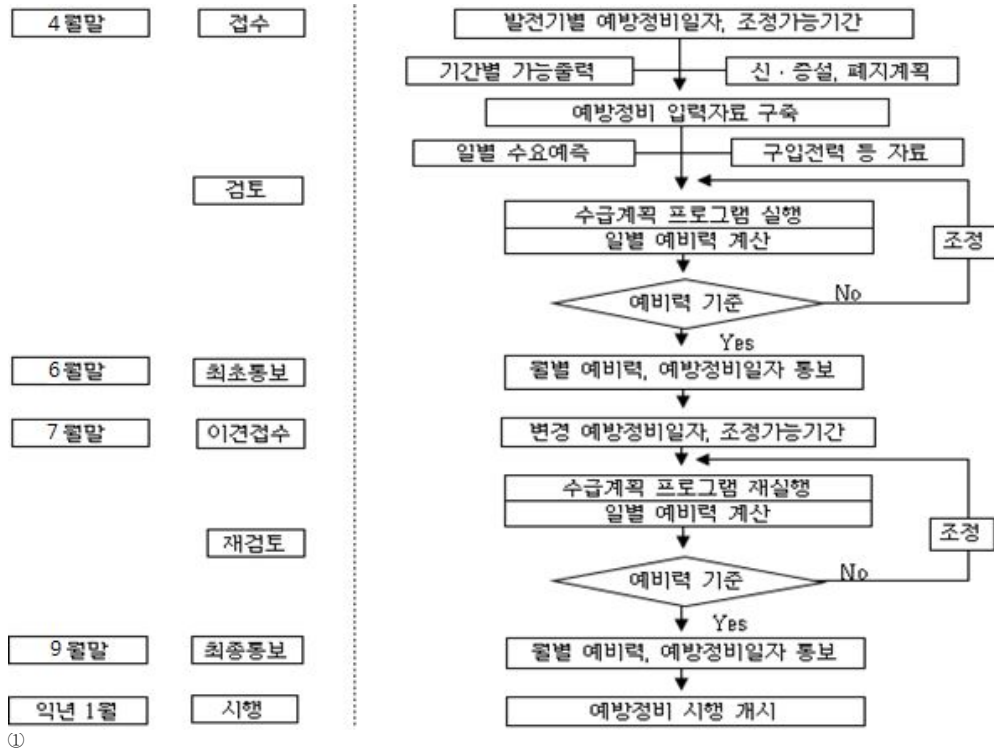


그림 2 - 1 연간 발전기 정지계획 조정 절차도

예방정비계획 수립 시에 SMP 변동폭을 완화시키는 방법으로 발전기의 출력을 내는데 드는 비용인 발전비용을 최소화시키는 방법과 전력을 구매하는데 드는 비용인 구매비용을 최소화 시키는 방법을 생각할 수 있다.

발전비용 최소화의 경우 발전기의 출력을 내는데 드는 비용 중에 인건비나 유지보수비용과 같은 고정비용은 반영하지 않고 발전기에 사용되는 연료비용만을 고려하여 발전기들의 연료비용의 합을 최소화 시키는 방향으로 최적화를 진행하였다.

하루동안 투입되는 발전기가 결정되는 방법은 그 날의 수급 균형을 맞추기 위해서 가격이 저렴한 발전기 순서로 기동이 결정되며 각 발전기의 출력제한을 고려하게 된다. 이 때 각 날짜별로 투입되는 발전기 조합 가운데 비용이 가장 큰 발전기를 한계 발전기라고 부르고 이 한계 발전기가 더 비싼 발전기 일수록 단위 출력량을 더 내는데 드는

① 전력 시장 운영 규칙

비용인 증분비용이 증가하기 때문에 계통 한계 가격(SMP)도 증가하게 된다. 이에 따라 한전이 전력을 구매하는 비용인 구매비용도 계통 한계 가격에 따라 결정되는데 계통 한계 가격이 높을수록 한전이 부담해야 하는 비용도 커지기 때문에 이 비용을 최소화하는 방법을 사용하였다. 이 때 다른 조정계수나 상수 등은 고려하지 않고 비용함수를 미분한 값인 증분비용만을 이용하였고 이를 최소화시키는 방향으로 최적화를 하였다.

2.1.2 예방정비계획 최적화 모델링 가정

현재 예방정비계획은 발전사업자가 제출한 예방정비계획 내에서 계통의 안정적인 운영이라는 측면에서 약간의 수정을 하는 정도이지만 본 연구에서 제시할 방법은 최적화 과정을 통해 최적의 예방정비계획을 수립하고 그 결과를 분석하는 것이므로 본래의 방법으로 진행하기엔 다소 무리가 있다. 따라서 통합 구조처럼 전력 거래소가 발전기의 최대 출력량, 최소 출력량과 같은 출력량에 대한 정보와 비용함수 계수 등 발전기의 정보를 모두 알고 있고 원래대로 전력 거래소에서 연간 부하량을 계통 정보에 따라 예측하여 수요량을 알고 있다고 가정하고 예측한 연간 수요량에 따라 발전량을 맞추고 비용 최소화를 통해 최적화된 예방정비계획을 발전사업자에게 알려주는 구조로 설정한다.

대신 발전사업자는 발전기마다 연간 예방정비를 진행할 기간을 알려주고 본 연구에서는 1년에 30일로 통일한다. 이 값은 한국 계통에 투입된 발전기의 연간 예방정비기간 평균이 약 30일 인 것을 감안하여 정한 값이다. 정해진 기간 동안 연속으로 발전기를 기동하지 않고 예방정비를 시행하며 전력 거래소는 각 발전기마다 이 기간을 언제 배치할지를 결정하여 발전사업자에게 알려주고 예방정비계획을 수립하게 된다.

이 때 SMP 변동폭을 완화시키는 방법은 비용 최소화는 발전비용 최소화와 구매비용 최소화로 나누고 따로 최적화를 진행한다. 발전비용 중에서 오로지 발전하는데 사용되는 연료비용인 에너지 생산비용만을 고려하였고 인건비나 유지 보수비와 같은 다른 비용적인 측면과 노화에 따른 증가하는 사고율 같은 확률적인 측면[4]은 고려하지 않았다. 구매비용은 당일의 계통 한계 가격에 당일의 수요량을 곱하여 계산할 수 있는데 이때 계통 한계 가격은 다른 조정계수나 상수 등은 고려하지 않았고 발전기의 연료비용함수를 미분한 값인 증분비용만으로 계통 한계 가격을 표현하여 이를 수요량과 곱한 값을 구매비용으로 가정하고 최소화 하였다.

다음 절에서는 각각의 최적화 과정을 수식화하고 모의 계통과 한국 계통 두 가지로 나누어 시뮬레이션하고 그 결과값을 제시할 것이다.

제 2 절 발전비용 최소화

2.2.1 발전비용 최소화를 위한 정식화

경제성을 고려하는 방법 중에 하나인 발전비용 최소화를 목적함수로 하는 최적화 방법은 앞 절에서 언급한 대로 유지보수 비용은 생략하고 에너지 생산비용만을 고려하였다. 따라서 각 발전기마다 갖고 있는 비용함수를 모두 더하여 그 합이 최소화하도록 목적함수를 구성하였고 그 식은 (2.1)과 같다.

$$\text{minimize Cost} = \sum_d \left(\sum_i (a_i u_i(d) + b_i P_i(d) + c_i P_i^2(d)) \right) \quad (2.1)$$

표 2 - 1 발전비용 최소화 목적함수의 변수 설명

a_i	발전기 비용 함수 상수
b_i	발전기 비용 함수 1차 계수
c_i	발전기 비용 함수 2차 계수
$P_i(d)$	날짜 d일에 i번째 발전기의 발전량
$u_i(d)$	날짜 d일에 i번째 발전기의 on/off

위 목적함수에 따른 제약조건은 크게 수급균형과 발전기 출력 제한, 공급 예비율 확보, 연간 예방정비 일수 제약으로 나뉜다. 수급 균형 제약조건인 경우 각 날짜마다 발전기의 출력량의 합과 수요량이 같아야 한다는 조건이고 발전기 출력 제한은 각 발전기마다 출력할 수 있는 최소 출력량과 최대 출력량이 있고 이 사이에서 출력해야 한다는 내용이다. 본 연구에서는 예방정비계획 수립 시 일정 공급 예비율을 유지하기 위해 제약조건에 두어서 신뢰도를 확보하였다. 공급 예비율은 예방정비를 시행하는 발전기를 제외한 나머지 출력 가능한 발전기와 당일의 수요량과의 비율로 본 연구에서는 10%로 고정하였다. 즉, 예방정비를 시행하는 발전기를 제외한 나머지 발전기의 최대 출력량이 당일 부하량의 110% 이상을 확보해야 한다는 뜻이다. 마지막으로 연간 예방정비 일수에 관한 제약조건은 각 발전기마다 연간 30일동안 쉬지 않고 한번에 예방정비를 해야한다는 조건으로 예방정비의 on(예방정비 시행시 0)/off(예방정비를 하지 않을 시 1)를 담당하는 변수가 30일 연속으로 0 값을 갖도록 하는 조건이다.

이를 정리하면 다음과 같다.

수급균형

$$L(d) = P_i(d) \times u_i(d) \quad (2.2)$$

발전기 출력 제한

$$P_i^{down}(d) \leq P_i(d) \leq P_i^{up}(d) \quad (2.3)$$

공급 예비율(10%) 확보

$$L(d) \leq 0.9 \times \sum_i (P_i^{up}(d) \times M_i(d)) \quad (2.4)$$

연간 예방정비 일수(30일) 제약

$$\sum_d (1 - M_i(d)) = 30 \quad (2.5)$$

$$\sum_{n=1}^{T-30} ((1 - M_i(n)) \times (1 - M_i(n+1)) \times \dots \times (1 - M_i(n+29))) = 0 \quad (2.6)$$

표 2 - 2 발전비용 최소화 제약조건의 변수 설정

$L(d)$	날짜 d일에 수요량
$P_i(d)$	날짜 d일에 i번째 발전기의 발전량
$u_i(d)$	날짜 d일에 i번째 발전기의 on/off
$M_i(d)$	날짜 d일에 예방정비에 의한 i번째 발전기의 on/off
$P_i^{down}(d)$	날짜 d일에 i번째 발전기의 최소 출력량
$P_i^{up}(d)$	날짜 d일에 i번째 발전기의 최대 출력량

2.2.2 시뮬레이션 결과

식 (2.1)을 목적함수로 하고 식(2.2), (2.3), (2.4), (2.5), (2.6)을 제약함수로 하여 발전비용을 최소화하는 최적화를 진행한 결과이다. 국내에 존재하는 화력, 원자력, 복합 발전기 256대를 기준으로 같은 발전단지 내에 있는 발전기를 하나로 축소시켜 시뮬레이션을 진행하였고 연간 수요는 전력거래소에서 발표한 수요예측 값으로 계산하였다. 연간 변화하는 수요량에 따라 시뮬레이션 결과값을 비교는 뒷 절에서 하고 이

절에서는 2013년 수요 데이터를 바탕으로 비용과 예방정비일정을 확인하였다.

발전비용은 41224000000원, 구매비용은 48516900000원으로 나왔고 각 월별 계통 한계 가격(SMP)은 아래 표와 같다.

표 2 - 3 발전비용 최소화를 통한 월별 SMP

월	SMP
1월	2.25496
2월	2.28557
3월	2.29771
4월	2.16379
5월	2.31031
6월	2.24772
7월	2.23942
8월	2.20669
9월	2.23018
10월	2.24712
11월	2.26459
12월	2.28609

비교적 월별 편차가 크지 않고 전월에 고르게 SMP가 분포되었고 수요가 가장 적은 달인 5월에 가장 높은 SMP 값을 기록하는 것을 알 수 있었다. 아무래도 예방정비일정이 많은 월에 SMP가 높게 기록하는 것을 알 수 있었는데 4월에 SMP가 적게 나오는 것은 다소 의외의

기록이라고 할 수 있다. 예방정비를 많이 하더라도 그만큼 수요가 적기 때문에 예방정비를 제외한 나머지 여유 출력량이 크기 때문에 나타난 결과일 것이다.

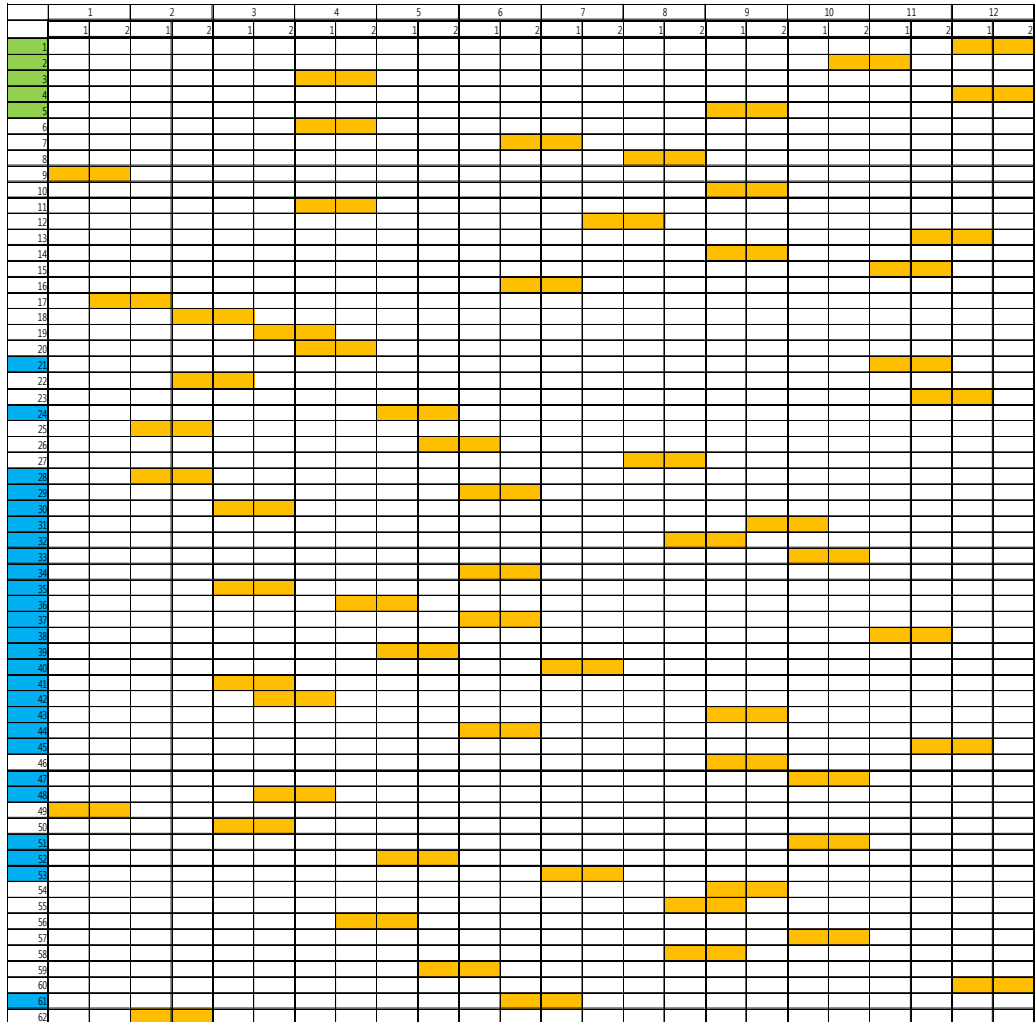


그림 2 - 2 발전비용 최소화를 통한 연간 예방정비계획

그림 2-3이 최적화 시뮬레이션을 통해 구한 연간 예방정비계획이다. 가독성을 높이기 위해 일을 보름 단위로 끊어서 표에

표시하였고 세로축은 발전기를 의미한다. 초록색으로 색칠되어 있는 1~5번 발전기는 원자력 발전기이고 파란색으로 색칠되어 있는 발전기는 복합 발전기를 의미한다. 색칠되어 있지 않은 나머지 발전기는 화력 발전기를 의미하며 각 발전기마다 예방정비계획을 시행하는 일에 노란색으로 표시하였다.

월 별로는 9월에 제일 많이 예방정비가 계획되었고 보통 여름과 겨울보다는 봄과 가을에 많이 시행되었다. 그러나 계절별로 예방정비를 시행하는 발전기의 대수가 큰 차이를 보이지는 않았고 비교적 고르게 예방정비계획이 구성되었다.

발전원 별로는 가격이 가장 비싼 복합 발전원의 편차가 월별로 가장 컸고 이는 SMP에 직접적인 영향을 주었다. 봄 가을에는 수요가 적기 때문에 복합 발전기의 예방정비계획량이 많았고 반대로 여름 겨울에는 수요가 많기 때문에 더 많은 발전기가 출력을 내야하고 따라서 가장 비싼 발전기인 복합 발전기까지 켜야하므로 특히 겨울에 복합 발전기의 예방정비량이 감소하였다.

제 3 절 구매비용 최소화

2.3.1 구매비용 최소화를 위한 정식화

경제성을 고려하는 방법 중에 하나인 구매비용 최소화를 목적함수로 하는 최적화 방법은 발전기의 출력에 따라 한전이 정산해야 하는 비용의 합을 최소화 하는 방향으로 예방정비계획을 수립한다고 가정하였다. 이 구매비용은 계통 한계 가격에 각 일의 부하량을 곱하여 계산하였고 이때의 계통 한계 가격은 다른 요소들은 고려하지 않고 오로지 발전기의 발전비용을 미분한 값인 증분비용만을 고려하여 계산하였다. 각 일마다 구매비용을 모두 더하여 연간 구매비용을 계산하였고 그 값을 최소화하도록 목적함수를 구성하였으며 그 식은 (2.7)과 같다.

$$\text{minimize Cost} = \sum_d (L(d) \times \max_i(b_i \times u_i + 2c_i P_i(d))) \quad (2.7)$$

표 2 - 4 구매비용 최소화 목적함수의 변수 설명

b_i	발전기 비용 함수 1차 계수
c_i	발전기 비용 함수 2차 계수
$P_i(d)$	날짜 d일에 i번째 발전기의 발전량
$u_i(d)$	날짜 d일에 i번째 발전기의 on/off

$L(d)$	날짜 d일에 수요량
--------	------------

위 목적함수에 따른 제약조건은 발전비용을 최소화 했을 때와 동일하게 수급균형과 발전기 출력 제한, 공급 예비율 확보, 연간 예방정비 일수 제약으로 나뉜다.

이를 정리하면 다음과 같다.

수급균형

$$L(d) = P_i(d) \times u_i(d) \quad (2.8)$$

발전기 출력 제한

$$P_i^{down}(d) \leq P_i(d) \leq P_i^{up}(d) \quad (2.9)$$

공급 예비율(10%) 확보

$$L(d) \leq 0.9 \times \sum_i (P_i^{up}(d) \times M_i(d)) \quad (2.10)$$

연간 예방정비 일수(30일) 제약

$$\sum_d (1 - M_i(d)) = 30 \quad (2.11)$$

$$\sum_{n=1}^{T-30} ((1 - M_i(n)) \times (1 - M_i(n+1)) \times \dots \times (1 - M_i(n+29))) \quad (2.12)$$

표 2 - 5 구매비용 최소화 제약조건의 변수 설정

$L(d)$	날짜 d일에 수요량
--------	------------

$P_i(d)$	날짜 d일에 i번째 발전기의 발전량
$u_i(d)$	날짜 d일에 i번째 발전기의 on/off
$M_i(d)$	날짜 d일에 예방정비에 의한 i번째 발전기의 on/off
$P_i^{down}(d)$	날짜 d일에 i번째 발전기의 최소 출력량
$P_i^{up}(d)$	날짜 d일에 i번째 발전기의 최대 출력량

2.3.2 시뮬레이션 결과

식 (2.7)을 목적함수로 하고 식(2.8), (2.9), (2.10), (2.11), (2.12)을 제약함수로 하여 구매비용을 최소화하는 최적화를 진행할 결과이다. 이 역시도 앞 절에 발전비용을 최소화할 때 했던 같은 계통 정보를 사용하였고 2013년 수요 데이터를 사용하였다.

발전비용은 41824950000원, 구매비용은 47038000000원으로 나왔고 각 월별 계통 한계 가격(SMP)는 아래 표와 같다.

표 2 - 6 발전비용 최소화를 통한 월별 SMP

월	SMP
1월	2.12212
2월	2.17805

3월	2.25496
4월	2.15543
5월	2.34471
6월	2.03391
7월	2.22006
8월	2.10962
9월	2.13114
10월	2.18901
11월	2.27304
12월	2.20992

비교적 월별 편차가 비교적 크고 봄 가을에 SMP가 높고 여름 겨울에 SMP가 낮은 것을 알 수 있었다. 이 역시도 수요가 가장 적은 달인 5월에 가장 높은 SMP 값을 기록하였고 다른 월의 SMP에 비해 매우 높다는 것을 알 수 있었다. 월마다 편차가 조금 있지만 가장 낮은 SMP를 기록하고 있는 1월 6월 8월 모두 여름, 겨울에 집중되어 있는 것을 알 수 있다.

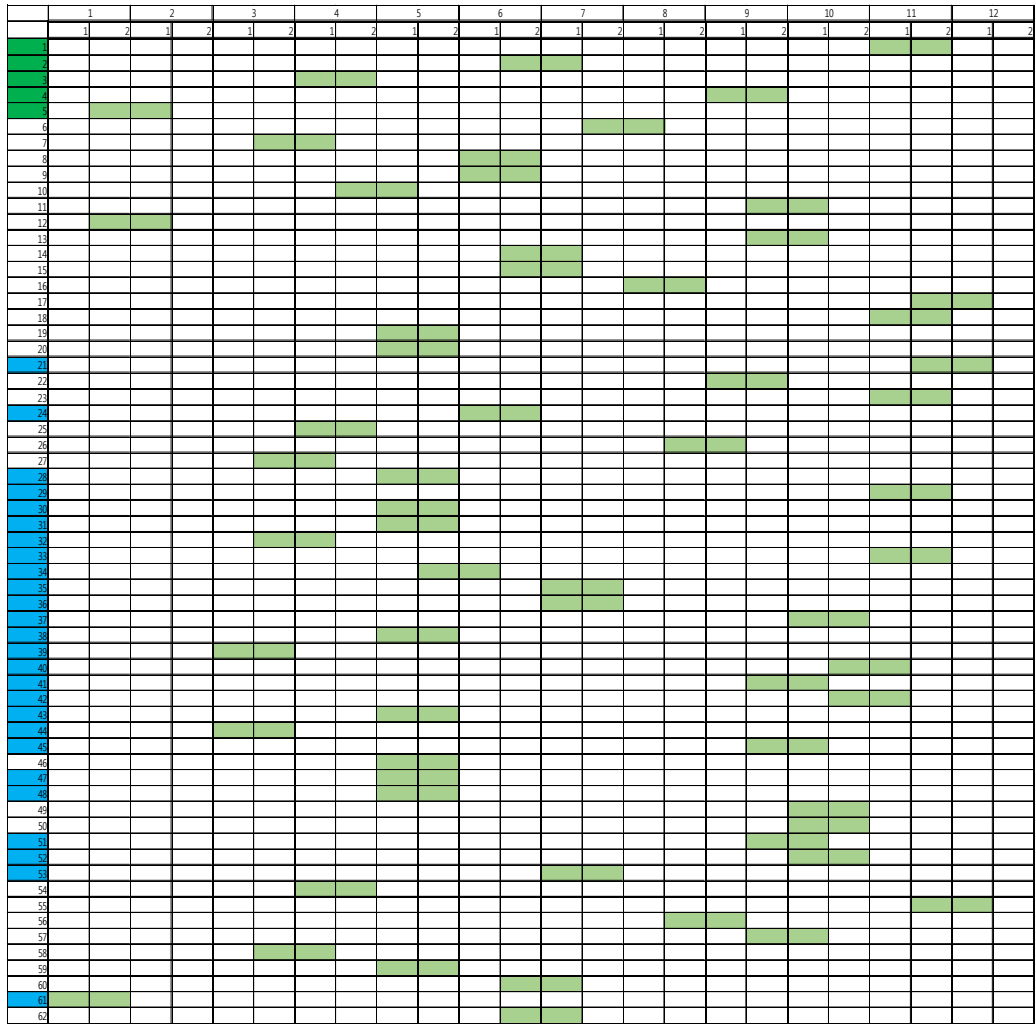


그림 2 - 3 구매비용 최소화를 통한 연간 예방정비계획

그림 2-4는 최적화 시뮬레이션을 통해 구한 연간 예방정비계획이다. 이 역시도 위 절에서 보인 것과 똑같이 가독성을 높이기 위해 일을 보름 단위로 끊어서 표에 표시하였고 세로축은 발전기를 의미한다. 초록색으로 색칠되어 있는 1~5번 발전기는 원자력 발전기이고 파란색으로 색칠되어 있는 발전기는 복합 발전기를 의미하며 색칠되어 있지 않은 나머지 발전기는 화력 발전기를 의미한다. 다만 발전비용 최소화와 구별하기 위하여 각 발전기마다 예방정비계획을 시행하는 일을 연두색으로 표시하였다.

월 별로는 5월에 제일 많이 예방정비가 계획되었고 보통 여름과 겨울보다는 봄과 가을에 많이 시행되었으며 특히 봄에 집중되어 있는 것을 알 수 있었다. 봄과 겨울간의 차이는 약 5배로 큰 차이를 보였고 여름엔 6월에 예방정비계획이 다소 많이 잡힌 결과 겨울만큼 큰 차이를 보이지는 않았다.

발전원 별로는 가격이 가장 비싼 복합 발전원의 편차가 월별로 가장 컸고 이는 역시 SMP에 직접적인 영향을 주어 여름과 겨울에 예방정비일정이 적게 편성되었다. 또 다른 특징은 화력의 예방정비계획량이 겨울에 급격하게 감소하는 것을 알 수 있었는데 월별 SMP가 크게 차이 나는 것을 통해 미루어 짐작해 볼 수 있는 부분이었다.

제 3 장 발전비용 최소화와 구매비용 최소화 간의 비교

제 1 절 비용

앞 절에서 살펴본 것처럼 예방정비계획을 어떻게 구성하는지에 따라 비용이 크게 달라진다. 이러한 비용의 차이는 한전이나 발전사업자의 이익과 직결되기 때문에 예방정비계획 수립 시에 고려해야 한다. 본 연구에서 제시하는 경제성을 고려하는 방법으로 발전비용을 최소화하는 방법과 구매비용을 최소화하는 방법을 통해 발전비용과 구매비용이 어떻게 달라지는지 확인할 것이다.

우선 발전기 10대가 있는 모의 계통에서 비용의 차이와 경향성을 살펴보고 이러한 경향성이 실제 계통에서도 반복되는 경향성인지 살펴볼 것이다. 실제 계통이라 함은 앞에서 사용되었던 한국 계통을 의미하고 앞 절에서 정식화하여 시뮬레이션 한 결과 값을 비교한다.

3.1.1 월별 SMP 변화

표 3-1을 보면 월별 SMP변화를 알 수 있다. 발전비용 최소화의 경우 5월에 2.31031로 가장 높은 SMP를 기록하였고 4월에 2.16379로 가장 낮은 SMP를 기록하였다. 구매비용 최소화의 경우 5월에 2.34471로 가장 높은 SMP를 6월에 2.03391로 가장 낮은 SMP를 기록하였다. 편차는 0.3108로 발전비용 최소화의 0.14652의 경우보다 큰 것을 알 수 있었다. 실제 계통에서 사용되는 증분비용으로 SMP를 나타낸 것과 비교하면 확실하게 SMP가 경감되었다는 것을 알

수 있다. 실제로는 최대 2.31306이고 최소는 1.66142로 편차가 0.651635로 발전비용 최소화 보다는 약 5배, 구매비용 최소화 보다는 약 2배 정도로 SMP 변동폭이 크게 감소한 것을 알 수 있다.

표 3 - 1 두 최적화 방법에 따른 월별 SMP

월	SMP(발전비용 최소화)	SMP(구매비용 최소화)	SMP(실제)
1월	2.25496	2.12212	2.31306
2월	2.28557	2.17805	2.26594
3월	2.29771	2.25496	2.09762
4월	2.16379	2.15543	1.82848
5월	2.31031	2.34471	1.66142
6월	2.24772	2.03391	1.689576
7월	2.23942	2.22006	1.99109
8월	2.20669	2.10962	2.25482
9월	2.23018	2.13114	1.99128
10월	2.24712	2.18901	1.69341
11월	2.26459	2.27304	1.80503
12월	2.28609	2.20992	2.14236

3.1.2 발전비용과 구매비용 간의 비교

우선 그림 3-1와 같은 특성을 갖고 있는 발전기 10대에 30일로 구성된 모의 계통에 대하여 발전비용 최소화를 시행하였을 경우와 구매비용 최소화를 시행하였을 경우를 비교하면 표 3-1과 같다.

G_i	P_i^{max} (MW)	P_i^{min} (MW)	a_i (\$)	b_i (\$/MWh)	c_i (\$/MWh ²)
G_1	455	150	1000	16.19	0.00048
G_2	455	150	970	17.26	0.00031
G_3	130	20	700	16.60	0.002
G_4	130	20	680	16.50	0.00211
G_5	162	25	450	19.70	0.00398
G_6	80	20	370	22.26	0.00712
G_7	85	25	480	27.74	0.00079
G_8	55	10	660	25.92	0.00413
G_9	55	10	665	27.27	0.00222
G_{10}	55	10	670	27.79	0.00173

그림 3 - 1 모의 계통의 발전기 특성

표 3 - 2 모의 계통에서의 최적화 방법에 따른 비용 비교

	발전비용	구매비용
발전비용 최소화	458110	563660
구매비용 최소화	472658	509170
차액	14548	54490

여기서 알 수 있는 경향성은 우선 두 최적화 방법은 선형적인 관계가 존재하지 않는다는 것이다. 즉, 발전비용 최소화를 하는 것이 구매비용 최소화를 의미하지 않고 비용적으로 차이를 보인다는 것이다. 두 방법에 따른 비용 차이를 보면 발전비용에 비해 구매비용에서 크게 난다. 즉, 최적화 방법에 따라 구매비용이 큰 폭으로 변화하고 다시

말하면, 예방정비계획에 따라 발전비용보다는 구매비용이 영향을 더 많이 받는다. 그렇기 때문에 발전비용을 최소화 하는 것이 유리한 발전사업자 입장에서 두 방법간의 발전비용 차이가 크지 않으므로 보상이나 다른 방법들을 통해 최적화를 통한 예방정비계획 수립에 참여할 유인이 존재한다는 것을 알 수 있다.

이러한 경향성은 실 계통에서도 존재한다. 표 3-2를 보면 여전히 두 방법에 사이에 선형성이 존재하지 않고 구매비용에서 비용 차이가 크게 나는 것을 알 수 있었다. 비용의 차액이 발전비용에 비해 구매비용이 2배 이상 크다는 것을 알 수 있고 그만큼의 전체 비용 절감이 가능하다는 것을 알 수 있다.

표 3 - 3 실 계통에서의 최적화 방법에 따른 비용 비교

	발전비용(만원)	구매비용(만원)
발전비용 최소화	4,122,400	4,851,690
구매비용 최소화	4,182,495	4,703,800
차액	60,095	147,890

제 2 절 예방정비

최적화 방법을 통해 예방정비계획을 수립할 경우 각 방법에 따라 어떻게 예방정비계획 일정이 다르고 어떠한 경향성을 보이는지 이 절에서 살펴볼 것이다. 하나는 발전사업자가 출력을 내는데 드는 비용인 발전비용을, 다른 하나는 한전이 전력을 구입하는데 드는 비용인 구매비용을 최소화하였기 때문에 같은 비용이라 하더라도 경향성이나 구조가 다를 것이다. 이 둘이 어떠한 관계가 있고 월별 혹은 계절별로, 발전원 별로 어떻게 구성되는지 살펴 볼 것이다.

앞 절에서 한 것처럼 발전기 10대가 있는 모의 계통에서 두 최적화 방법에 따른 경향성을 살펴보고 이러한 경향성이 실제 계통에서도 반복되는 경향성인지 살펴볼 것이다.

3.2.1 월별 예방정비 계획량

발전기 10대의 모의 계통에 대하여 발전비용 최소화를 시행하였을 경우와 구매비용 최소화를 시행하였을 경우를 비교하면 그림 3-2와 같다. 가로축은 날짜를 의미하고 가로축에 빨간색으로 표시되어 있는 날짜가 부하량이 많은 날을 의미한다. 각 발전기 10대마다 발전비용 최소화를 했을 경우와 구매비용을 최소화 했을 경우를 나눠서 언제 예방정비일정이 구성되었는지 표시하였다.

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1	발전(1,2)																														
	구매(1,2)																														
2	발전(2,3)																														
	구매(3,4)																														
3	발전(29,30)																														
	구매(29,30)																														
4	발전(4,5)																														
	구매(1,2)																														
5	발전(4,5)																														
	구매(11,12)																														
6	발전(21,22)																														
	구매(6,7)																														
7	발전(23,24)																														
	구매(17,18)																														
8	발전(21,22)																														
	구매(26,27)																														
9	발전(5,6)																														
	구매(4,5)																														
10	발전(26,27)																														
	구매(10,11)																														

그림 3 - 2 모의 계통에서의 최적화 방법에 따른 예방정비계획 일정

이 표를 분석해보면 발전비용 최소화를 했을 경우가 구매비용 최소화를 했을 경우 보다 수요에 관계없이 고르게 구성된다는 것이다. 즉, 발전비용 최소화를 했을 경우가 수요량이 많은 날에 조금 더 예방정비를 시행하는 경향이 있고 반대로 구매비용 최소화를 했을 경우가 수요량이 적은 날에 비싼 발전기를 예방정비를 시행하려는 경향이 있다는 것이다. 물론 비용적으로 보면 비싼 발전기를 최대한 가동시키지 않는 것이 이익이고 수요가 많은 날에 최대한 저렴한 발전기로 수요를 충당하려고 할 것이지만 최적화 방법에 따라 차이가 존재한다.

이러한 경향성은 실제 계통에서도 존재한다. 그림 3-4을 보면 가로축은 보름 단위로 끊어서 12월까지 날짜를 표시한 것이고 세로축은 발전기를 의미한다. 연두색으로 칠해져 있는 1,2,3,4,5번 발전기는 각각 월성, 울진, 영광, 고리, 신고리 원자력 발전기로 원자력을 의미하고 파란색으로 칠해져 있는 발전기는 복합 발전기, 나머지는 화력 발전기로 구성되어 있으며 각 발전기마다 노란색은 발전비용 최소화는 노란색으로,

구매비용 최소화는 녹색으로 예방정비일정이 언제인지 표시하였다.

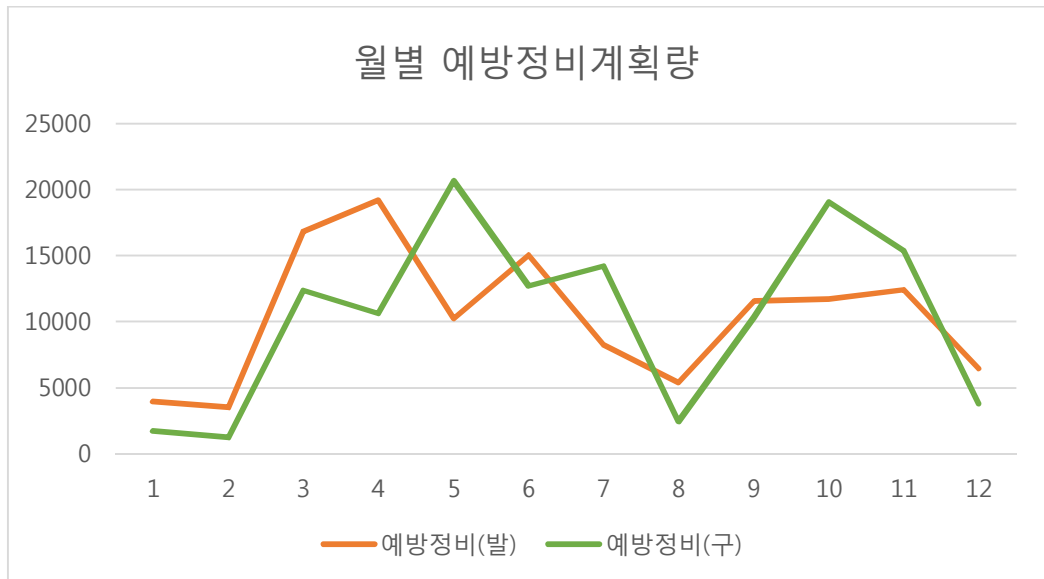


그림 3 - 3 최적화 방법에 따른 월별 예방정비계획량

월별로 예방정비계획량을 살펴보면 그림 3-3와 같다. 모의 계통에서 보였던 경향성을 보이는데 발전비용 최소화가 구매비용 최소화보다 월별 격차가 적고 비교적 고르게 분포되어 있다는 것을 알 수 있다. 특히 수요가 많은 2월, 8월과 수요가 적은 5월, 10월과의 예방정비계획량의 차이를 보면 좀더 명확하게 알 수 있다. 이는 발전비용 최소화보다 구매비용 최소화가 수요나 월별로 더 민감하게 반응한다는 것을 알 수 있다. 구매비용은 당일에 제일 비싼 발전기의 증분비용을 반영하는 계통 한계 가격을 통해 구했기 때문에 수요에 더 민감하게 반응하였다. 반대로 발전비용은 수요량에 맞춰 쉰 발전기부터 채워나가는 구조라고 생각해 보았을 때 전체 발전 설비량과 수요량과의 차이가 일정 수준 이상 존재한다면 예방정비계획이 고르게 분포될 수 있고 이것이 반영된 결과이다.

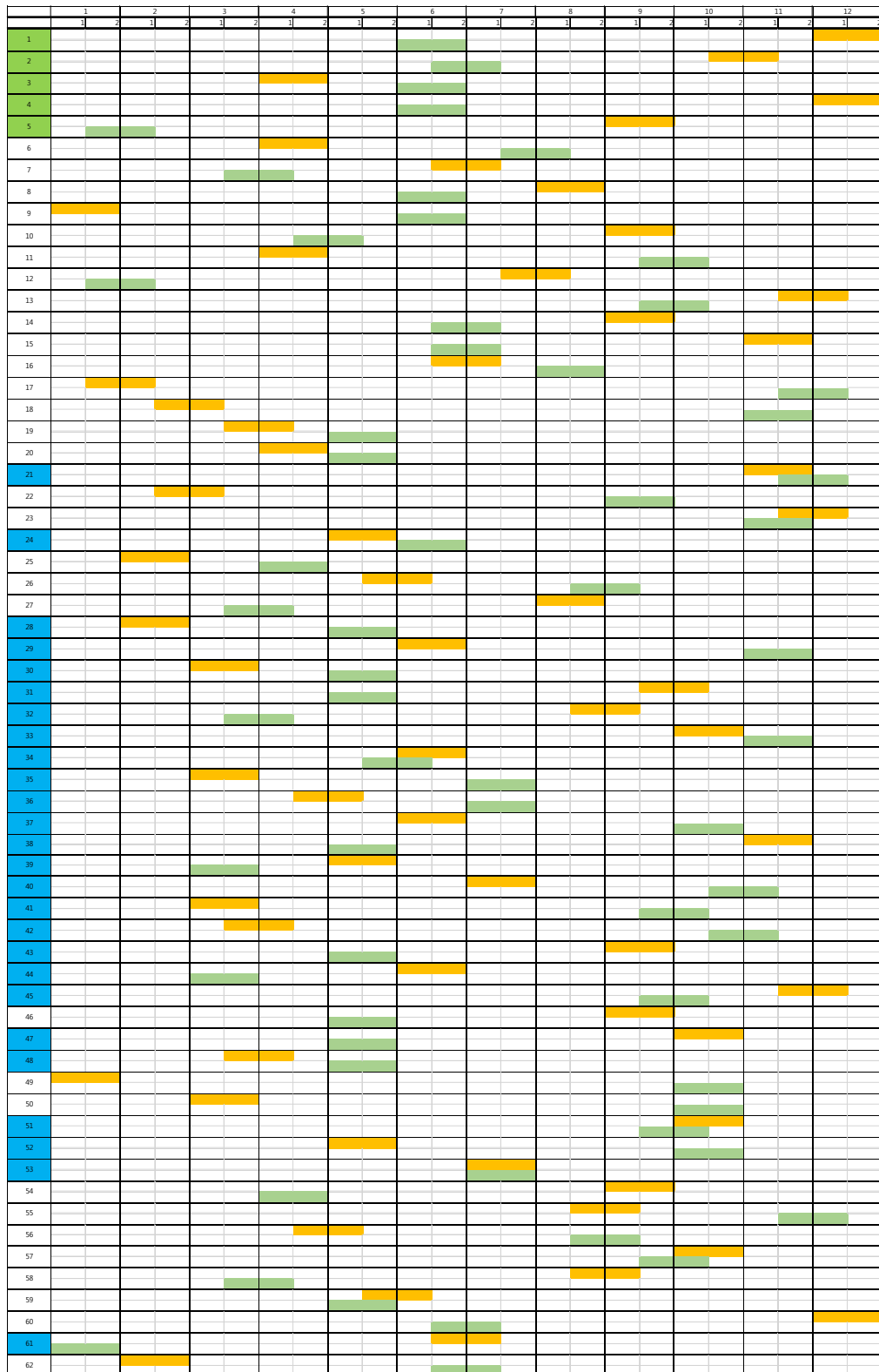


그림 3 - 4 실제 계통내의 최적화 방법에 따른 연간 예방정비계획

계절별로 데이터를 집중시키면 그림 3-5와 같다. 봄은 3월에서 5월까지, 여름은 6월부터 8월까지, 가을은 9월에서 11월, 겨울은 12월에서 2월까지라고 하고 예방정비계획량을 합한 것이다.

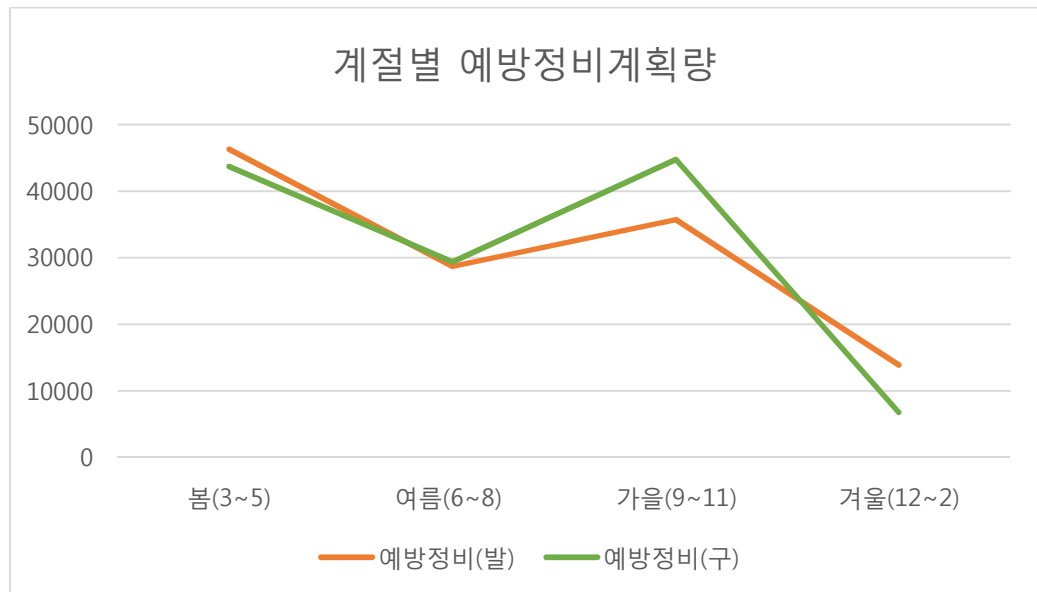


그림 3 - 5 최적화 방법에 따른 계절별 예방정비계획량

계절별로 살펴보면 조금 더 명확하게 알 수 있다. 봄, 여름철은 두 방법간의 계획량에 있어서 차이가 거의 없지만 가을과 겨울을 비교하면 극명하게 차이가 난다. 수요가 가장 높은 겨울에 더 적은 예방정비를 하고 그만큼 가을에 예방정비를 함으로써 봄, 가을과 여름, 겨울의 차이를 더 크게 하는 것이다.

3.2.2 발전원별 예방정비 계획량

여기서 사용된 발전원은 원자력, 화력, 복합 발전이고 실제 존재하는 발전기의 특성과 크기를 고려하였다. 각각 방법에 따른 발전원별 예방정비 계획량은 그림 3-6, 3-7과 같다.

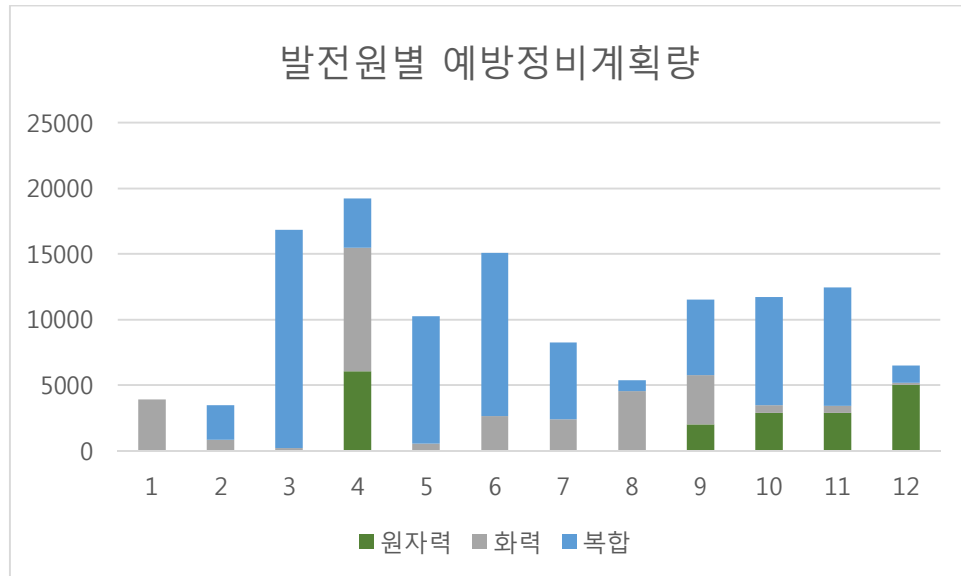


그림 3 - 6 발전비용 최소화에 따른 발전원별 예방정비계획량

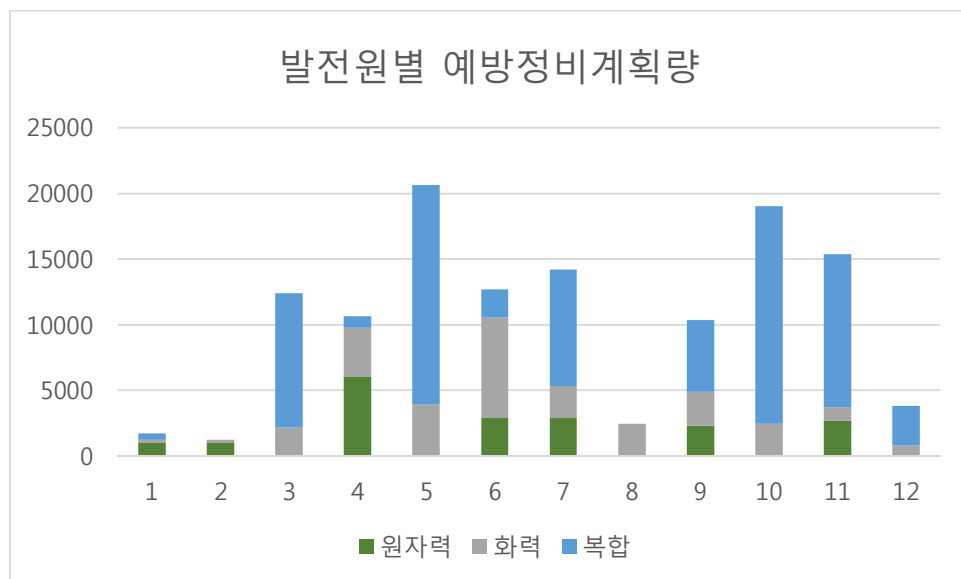


그림 3 - 7 구매비용 최소화에 따른 발전원별 예방정비계획량

원자력 발전기의 예방정비는 발전기의 특성상 발전사업자가 제출한 대로 해야 하기 때문에 제외하고 우선 화력의 구성에 대해 살펴보면 두 가지 최적화 방법에 대해 일치하는 경향성을 보였다. 화력 발전기의 경우 전 월에 걸쳐 고르게 분포되어 있는 것을 알 수 있는데 물론 편차가 있지만 복합만큼 크지 않았다.

반대로 복합 발전기의 경우 월별로 편차가 컸는데 구매비용 최적화의 경우가 발전비용 최적화 경우에 비해 더 큰 것을 알 수 있었다. 당일 한계 가격으로 동일하게 가격을 책정하기 때문에 이러한 편차가 크게 나타난 것이다.

계절별로 합쳐보면 그림 3-8과 3-9에서 볼 수 있듯이 봄의 경우에는 발전원별 비율이 두 방법간에 거의 일정하고 여름에는 구매비용 최소화의 경우 복합에 비해 화력의 비율이 높아진 것을 알 수 있다. 가을에는 늘어난 예방정비량만큼 복합의 비율이 상승하였고 겨울에는 봄처럼 비율이 일정한 것을 알 수 있다. 발전비용 최소화의 경우와 비교하여 구매비용 최소화를 할 경우 여름철에 화력의 예방정비량의 비율이 증가하고 겨울에 감소하며 반대로 말하면 복합의 비율이 여름철엔 감소하고 가을에 증가하는 것을 알 수 있다.

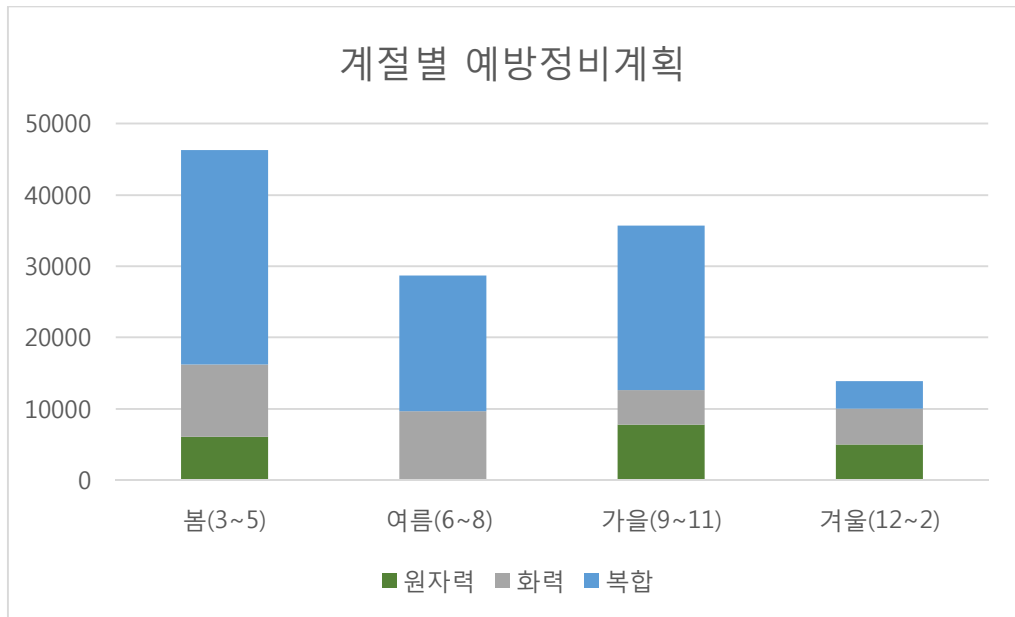


그림 3 - 8 발전비용 최소화에 따른 계절별 예방정비계획량

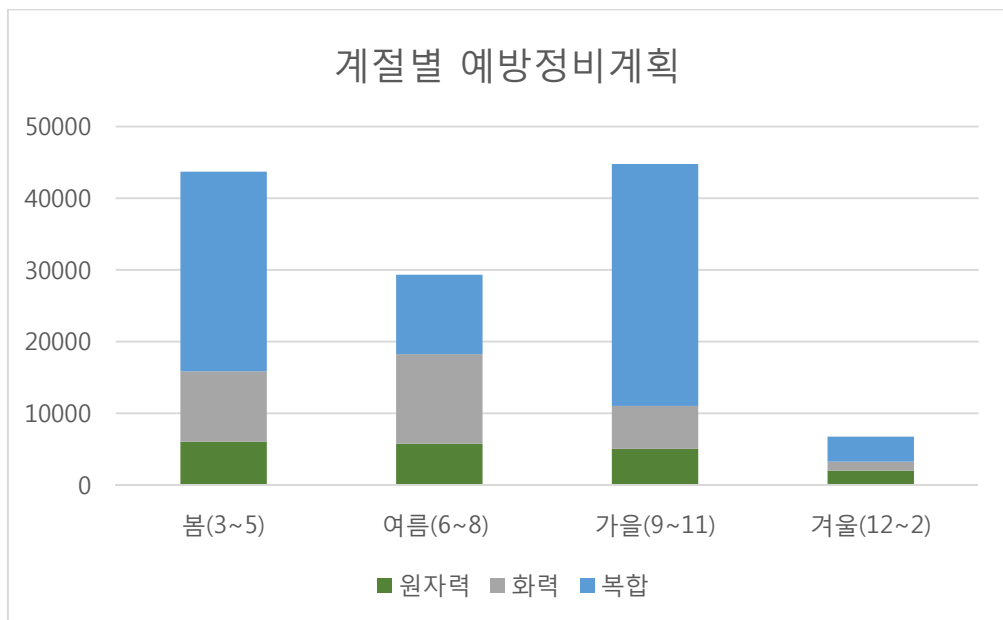


그림 3 - 9 구매비용 최소화에 따른 계절별 예방정비계획량

제 3 절 연 간 비 교

윗 절에서 사용한 수요 데이터는 2013년 기준 데이터였다. 2013년에 비해 2014년의 수요는 그림 3-10과 같이 변화하였고 전체 수요량의 합은 소폭 상승하였다.

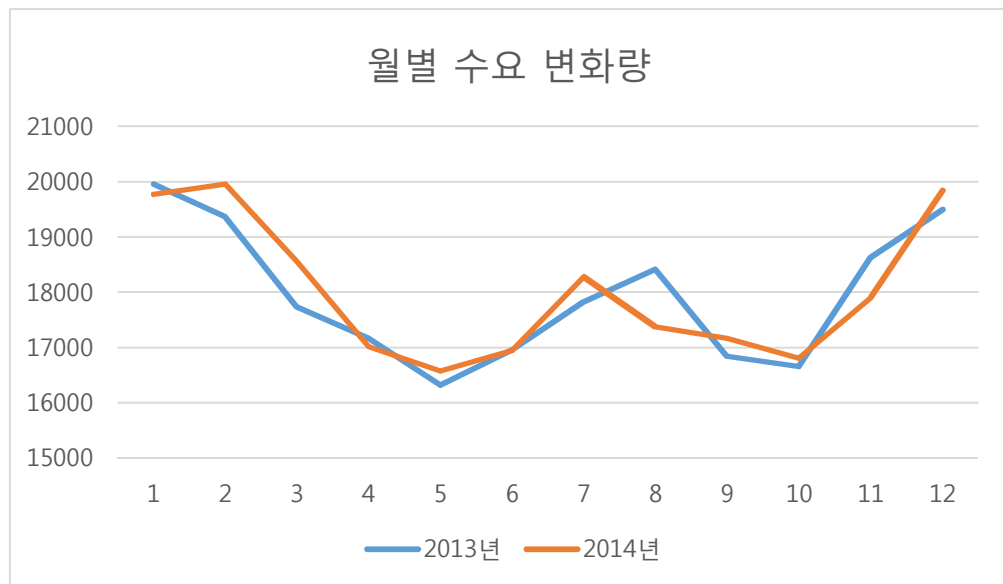


그림 3 - 10 2013년과 2014년 월별 수요 변화량 비교

수요량이 많은 8월에 2013년에 비해 2014년의 수요량이 감소하였고 봄철엔 2013년의 수요량이 가을철엔 2014년의 수요량이 더 적었다. 겨울은 비슷한 수치를 기록하였다.

수요량에 따라 두 최적화 방법에 따른 비용과 예방정비일정이 어떻게 변화하였는지 뒷 절에서 살펴볼 것이다.

3.3.1 비용

연간 평균 수요가 소폭 상승하였기 때문에 비용 또한 증가하였다. 표 3-3을 보면 수요가 증가하면서 최적화를 진행했을 경우 발전비용의 차액은 증가하는 반면 구매비용의 차액은 오히려 소폭 감소하는 경향을 보였다. 이는 수요가 증가했다는 사실 이외에 월별 수요의 분포에 영향을 받은 것이라고 할 수 있다. 2013년에 비해 2014년은 월별 편차가 크지 않기 때문에 수요량에 더 민감하게 반응하는 구매비용의 특성상 최적화를 하여도 감액된 양이 크지 않았다고 볼 수 있다.

표 3 - 4 연간 최적화 방법에 따른 비용 변화 비교

	2013년(만원)		2014년(만원)	
	발전비용	구매비용	발전비용	구매비용
발전비용 최소화	4122400	4851690	4144400	4872244
구매비용 최소화	4182495	4703800	4243997	4734250
차액	60095	147890	99597	137994

3.3.2 예방정비일정

2014년 최적화 방법에 따른 연간 예방정비일정은 그림 3-11과 같다.

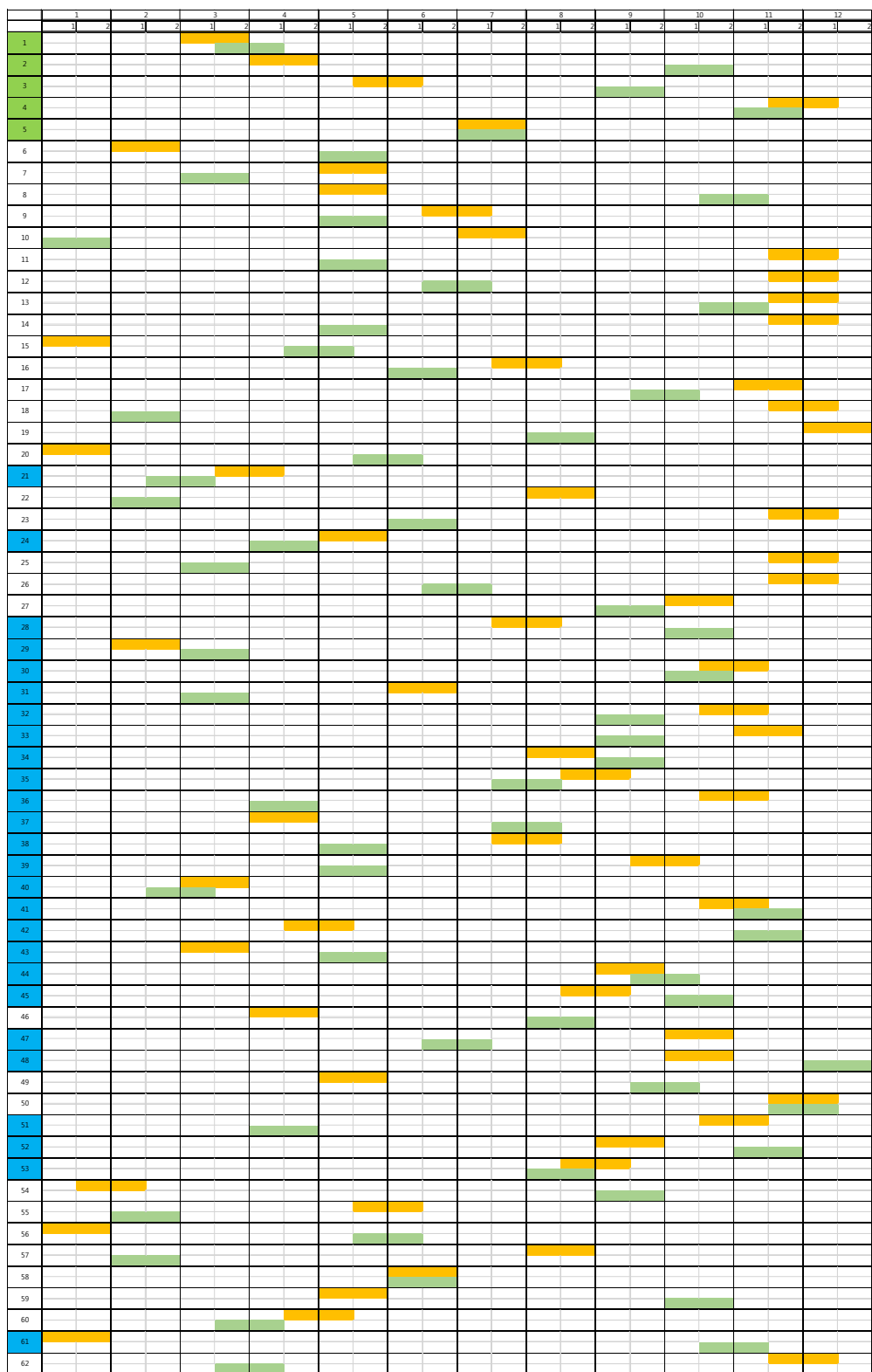


그림 3 - 11 2014년 최적화 방법에 따른 연간 예방정비계획량

2014년에서도 2013년과 비슷한 경향성을 보였는데 최적화 방법에 따른 월별 예방정비계획량을 보면 그림 3-12, 3-13과 같다.

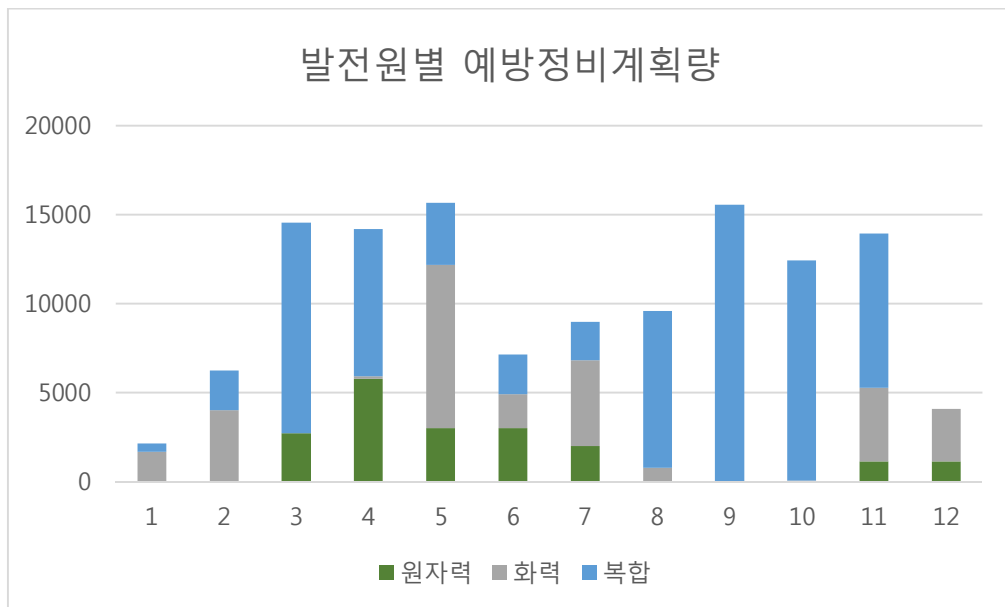


그림 3 - 12 2014년 발전비용 최소화에 따른 발전원별 예방정비계획량

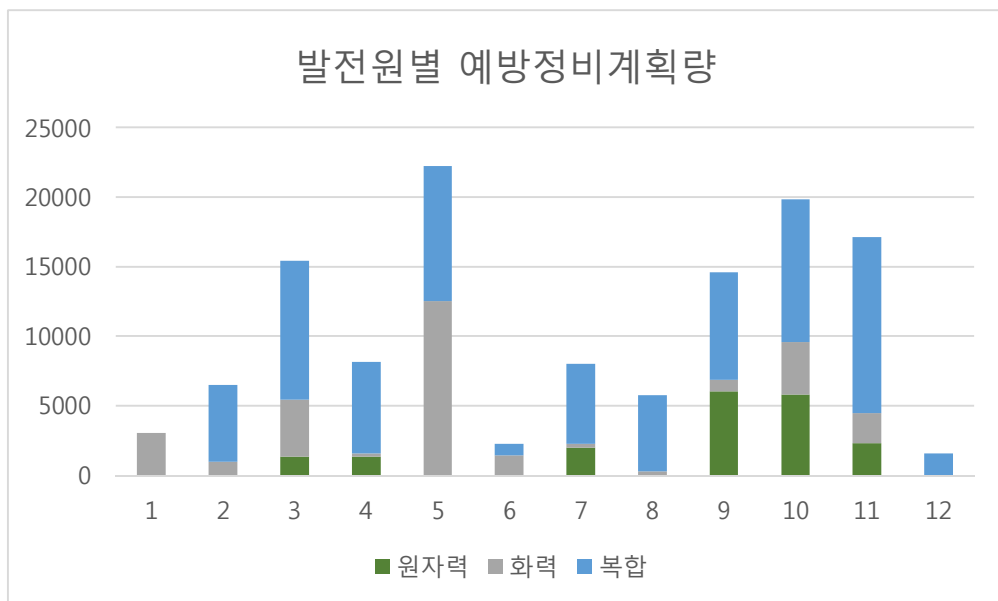


그림 3 - 13 2014년 구매비용 최소화에 따른 발전원별 예방정비계획량

2014년에서도 발전비용 최소화의 경우에 구매비용 최소화의 경우보다 월간 예방정비계획량이 좀더 고르게 계획되어 있다는 것을 알 수 있고 발전원별 구성을 보면 화력은 구성이 비슷하지만 복합은 조금 다른데 발전비용 최소화의 경우 편차가 더 크다는 것을 알 수 있다. 2013년 발전원 구성과는 다른 부분인데 수요가 조금 더 고르게 분포되어 있는 2014년의 특성이 반영된 부분이라고 할 수 있다.

제 4 장 결 론

현재 국내에서 시행하고 있는 발전기의 예방정비는 신뢰도만을 고려하여 발전사업자가 제출한 예방정비계획에서 일정 공급 예비율을 충족하면 받아들이는 구조로 진행되고 있다.

하지만 이러한 시장 구조는 정보 비대칭성으로 인해 SMP 변동이 커질 가능성이 존재한다. 이 때문에 극단적으로 양극화 된 SMP에 따라 수요가 크게 변동할 가능성도 존재하고 에너지 수요 왜곡이 생길 수 있다. 이것은 계통 운영자가 목적으로 하는 안정적인 계통 운영을 하지 못한다는 것과 동일하다. 따라서 이러한 SMP 변동폭을 완화시키기 위한 예방정비계획 수립 방법의 조정이 필요하다.

본 연구에서는 SMP 변동폭을 완화시킬 예방정비계획 수립 방법을 두 가지 제시한다. 첫 번째는 기존의 발전사업자가 발전기의 출력을 내는데 드는 비용인 발전비용을 최소화하는 방법이고 다른 하나는 그 출력량을 구입하는데 드는 비용인 구매비용을 최소화하는 방법이다. 일정 공급예비율을 확보한 상황에서 발전비용 최소화와 구매비용 최소화라는 두 가지 최적화 방법을 통하여 예방정비계획을 제시하였다.

우선 실제 계통의 SMP 변동폭에 비해 큰 폭으로 감소한 것을 알 수 있었다. 특히 발전비용 최소화의 경우 더 큰 폭으로 SMP 변동폭이 감소하였고 구매비용 최소화 방법도 2배이상 감소하였다. 또한 모의 계통과 실제 계통에서 확인한 것처럼 구매비용 최소화의 경우 발전비용 최소화의 경우보다 수요에 더 민감하게 반응하는 것을 알 수 있었다. 즉, 전 월에 걸쳐 예방정비계획량이 발전비용의 경우 구매비용 최소화의 경우보다 더 고르게 나타나는 것을 알 수 있었다. 또한 발전원별로 예방정비계획을 나누게 되면 가장 비싼 복합 발전기가 월별 편차가 다른 발전원에 비해 컸고 특히 구매비용 최소화의 경우에 편차가 더 큰

경향을 보였다. 마지막으로 비용적인 측면에서는 두 최적화 방법에 따라 발전비용보다는 구매비용에서 그 절감 효과가 컸다. 본 연구는 SMP 변동폭을 완화시키기 위한 방법으로 두 최적화 방법을 제시하였고 이에 따른 비용, 일정, 발전원별 구성을 비교했기 때문에 이후 발전기의 예방정비계획 수립 방법을 조정할 때 밑거름이 될 수 있을 것이다.

하지만 현재 전력 산업의 구조를 정확하게 반영하지 못하고 최적화 방법에 따른 비교를 위해 통합구조로 가정한 것은 한계로 남는다. 또한 발전비용을 산출할 때 보수 비용이나 인건비와 같은 유지 보수 비용은 고려하지 않고 오로지 발전기 연료비용만을 사용했다는 점과 구매비용 산출 시 발전기의 증분 비용만을 고려하여 계통 한계 가격으로 결정하였다는 점에서 추후 연구가 더 진행되어야 할 부분이라고 생각한다.

참고 문헌

- [1] Miguel Carrion, “A Computationally Efficient Mixed–Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem” , IEEE Transaction on power system, vol.21, No.3, August 2006
- [2] Wang LingFeng, “Unit Commitment Considering generator outages through a mixed integer particle swarm optimization algorithm” , IEEE region 5 conference, April 2006
- [3] Amir Abiri Jahromi, “Optimized Midterm Preventive Maintenance Outage Scheduling of Thermal Generating Units” , IEEE Transaction on power system, vol.27, No.3 August 2012
- [4] Hrvoje Pandzic, “An EPEC Approach to the Yearly Maintenance Scheduling of Generating Units, IEEE Transaction on power systems, vol.28, No.2, May 2013
- [5] Kaliyamoorthy suresh, “Coordination Mechanism of Maintenance Scheduling Using Modified PSO in a Restructured Power Market” IEEE Symposium on Computational Intelligence in Scheduling(SCIS), April 2013
- [6] X.D.Chen, Multi Objective Optimization of Generation Maintenance Scheduling” , IEEE PES General Meeting, July 2014
- [7] Allen J. Wood, “Power Generation, operation, and control”, Wiley, 2014
- [8] Bergen, “Power system analysis”, 2006
- [9] P. Kundur, “Power system stability and control”, 1994
- [10] Keshav P. Dahal, “Generator maintenance scheduling in power system using metaheuristic based hybrid approaches”, Electric Power system research volume 77 issue 7, May 2007
- [11] B. Kralj & N. Rajakovic, “Multiobjective programming in power system optimization: new approach to generator maintenance

scheduling”, International journal of electrical power & energy system volume 16 issue 4, August 1994

[12] Jayabalan, “Cost optimization of maintenance scheduling for a system with assured reliability”, IEEE transactions on reliability volume 41 issue 1, March 1992

[13] J.W Jang, “A study of optimal scheduling for generator maintenance considering economics”, 대한전기학회 하계학술대회, June 2015

Abstract

A Study of System Operator's Generator Maintenance Scheduling for Smoothing the Large Fluctuation in SMP's in Korea

Ji won Jang

Electrical and Computer Engineering

The Graduate School

Seoul National University

Generator maintenance in Korea is scheduled through considering reliability, which is retained if supply reserve exceed the value. But, after 9.15 blackout, Korea retains a high supply reserve and can operate the power system stably. But, if the fluctuation in SMP's is large, there is possibility of energy demand distortion. As a result, system operator can't operate the system stably.

So, the methods to smooth the large fluctuation in SMP's is needed. And there is a method to minimize generating cost. Through this method, operating stably is possible and it can get economic profit.

However, there isn't a method to minimize purchasing cost. Even though, this method isn't considered because of current power system, it can smooth the fluctuation in SMP's. So, comparing with existing method in smoothing the fluctuation in SMP's and generator maintenance scheduling is needed.

In this study, two optimization method that one have purpose

function to minimize generating cost and another have purpose function to minimize purchasing cost is suggested. According to these methods, the research show how much these method can smooth the fluctuation in SMP's. Also, there are comparison with purchasing cost and generating cost and we can confirm generator maintenance monthly, through the season, type of generator and lastly change of demand.

Keywords : Maintenance Scheduling, Generating Cost, Purchasing Cost, Reliability and Economics, Fluctuation, SMP

Student Number : 2014-21641