

가스 열병합발전 최적 시뮬레이션 분석을 통한 집단에너지 사업자에 미치는 8차 전력 수급계획의 영향 분석

김영국 · 오광민 · 김래현^{*,†}

서울과학기술대학교 신에너지공학과
01811 서울특별시 노원구 공릉로 232
*서울과학기술대학교 화공생명공학과
01811 서울특별시 노원구 공릉로 232

(2018년 7월 17일 접수, 2018년 8월 9일 수정본 접수, 2018년 8월 31일 채택)

Analysis of the Impact of the 8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand on the District Heating Business Through Optimal Simulation of Gas CHP

Young Kuk Kim, Kwang Min Oh and Lae Hyun Kim^{*,†}

Department of New Energy Engineering, Seoul National University of Science & Technology, 232 Gongneung-ro, Nowon-gu, Seoul, 01811, Korea

*Department of Chemical & Biomolecular Engineering, Seoul National University of Science & Technology,
232 Gongneung-ro, Nowon-gu, Seoul, 01811, Korea

(Received 17 July 2018; Received in revised form 9 August 2018; accepted 31 August 2018)

요 약

신 기후체제 출범에 따른 기후변화의 효율적 대응을 위해 정부는 분산형 전원의 확대를 모색하고 있다. 이 중 가스 열병합발전(CHP)을 중심으로 하는 집단에너지 시스템이 가장 현실적인 대안으로써 받아들여지고 있다. 한편 최근 발표된 8차 전력수급 기본계획을 통해 정부는 기저 발전 중심에서 친환경 발전 위주로 에너지 패러다임의 변화를 공표하였다. 본 연구에서는 이러한 에너지 패러다임의 변화가 CHP의 열 생산 패턴을 변화시켜 집단에너지 공헌이익에 미칠 수 있는 정량적인 손익 효과를 분석하는 연구를 수행하였다. 이를 위해 먼저 상용화된 전력시장 종합분석 프로그램을 활용하여 7,8차 수급계획별 전력시장 장기 시뮬레이션을 수행하였다. 또한 현재 수도권에서 830 MW급 CHP를 운영 중인 사업자의 실적을 활용하여 CHP 운전 Mode별로 전력생산량과 열 생산량을 산정할 수 있는 CHP 운영모델을 구성하였다. 이를 바탕으로 상용화된 집단에너지 최적운영 프로그램을 통해 CHP의 Life-Cycle 동안의 최대의 운영수익을 실현할 수 있는 운전 최적화를 수행하였다. 그 결과 정부의 에너지 패러다임의 변화는 CHP의 급전지시량을 증가시키고 이로 인해 열 생산원가가 하락하여 사업자의 공헌이익이 30년 동안 909억 증가함을 확인할 수 있었다.

Abstract – To respond effectively to climate change following the launch of the new climate system, the government is seeking to expand the use of distributed power resources. Among them, the district heating system centered on Combined Heat and Power (CHP) is accepted as the most realistic alternative. On the other hand, the government recently announced the change of energy paradigm focusing on eco-friendly power generation from the base power generation through 8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand(BPE). In this study, we analyzed the quantitative effects of profit and loss on the CHP operating business by changing patterns of the heat production, caused by the change of energy paradigm. To do this, the power market long-term simulation was carried out according to the 7th and 8th BPE respectively, using the commercialized power market integrated analysis program. In addition, the CHP operating model is organized to calculate the power and heat production level for each CHP operation mode by utilizing the operating performance of 830MW class CHP in Seoul metropolitan area. Based on this, the operation optimization is performed for realizing the maximum operating profit and loss during the life-cycle of CHP through the commercialized integrated energy optimization program. As a result, it can be seen that the change of the energy paradigm of the

[†]To whom correspondence should be addressed.

E-mail: lhkim@snut.ac.kr

^{*}이 논문은 서울과학기술대학교 김래현 교수님의 정년을 기념하여 투고되었습니다.

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

government increased the level of the ordered power supply by Korean Power Exchange(KPX), decreased the cost of the heat production, and increased the operating contribution margin by 90.9 billion won for the 30 years.

Key words: Energy optimization, Combined heat and power, Distributed power resources, Long-term electricity supply and demand

1. 서 론

최근 신규 발전설비 및 송전망 건설에 대한 주민의 반대로 인해 신규입지 확보가 어려운 가운데, 신 기후체제 출범에 대응하기 위해서는 탄소배출이 높은 에너지 분야에서 친환경 연료전환, 분산형 발전, 에너지 효율화 등의 노력이 필요하다. 이러한 에너지 분야에서의 현실적 대안으로 가스 열병합발전(CHP; Combined Heat & Power System)이 대표적이지만, CHP는 현행 변동비 반영 전력시장(CBP; Cost-Based Pool) 특성에 따라 최초 진입시점 이후로 신규 고효율 발전기 진입으로 급전지시량이 점차적으로 감소하는데 반해, 열 수요는 공급지역의 수요개발 기간에 걸쳐 단계적으로 증가하는 특징을 가지고 있어, 사업기간 동안 급전지시량과 열 수요의 기간 불일치 발생이 불가피하다. 이로 인해 현재 집단에너지 사업자들은 열 수요가 포화에 이르는 사업 중반 이후에는 변동비 대비 최소 5% 수준의 손실이 불가피 한 열 제약발전을 하거나, '18년 7월 기준으로 발전용 가스요금 대비 약 19% 높은 연료비가 소요되는 보조열원(PLB; Peak Load Boiler)을 통해 열 공급하고 있는 실정이다. 한편, 2017년 12월 29일 정부는 기저발전 축소, LNG 및 신재생 등 친환경 전원 확대보급 등 전력수급의 패러다임의 변화를 목표로 하는 8차 전력수급 기본계획을 공표하였다.[1] 이러한 전력수급의 패러다임 변화는 앞에서 언급한 집단에너지 사업의 기간 불일치 문제를 다소 완화시킬 수 있으며 이에 따른 집단에너지 사업자의 미치는 정량적인 영향에 대해 분석할 필요가 있다.

기존의 집단에너지 사업에 대한 연구는 크게 2가지로 나누어 진행되어 왔다. 첫째로는 주로 주어진 전력시장 환경에서의 열병합발전의 경제성 분석과 편익산정에 관한 연구이다. 경제성 분석의 경

우 열 수요량 및 설비용량 수준을 차등 화할 경우의 사업 경제성에 대한 시나리오 분석연구가 수행되었고[2], 열병합 발전의 편익을 추정하는 연구로는 온배수 저감 편익 추정연구[3,6], 온실가스 배출 감소에 따른 환경편익 추정연구[4,6], 송전망 건설 회피편익 추정연구[5,6], 발전설비 건설 회피편익 추정연구[6] 등이 수행되어 왔다. 둘째로는 CHP 최적운전 Model을 구성하는 연구가 진행되어 왔다. 신재생에너지 등 타 전원 및 열원과 연계한 Microgrid 하 CHP 최적운전 Model을 구성하는 연구[7-10], 요금제도 개선에 따른 CHP 최적운전 Model 개선에 관한 연구[13]등이 있다.

본 연구는 최근 발표된 8차 전력수급기본계획을 바탕으로 기존 연구에서 깊게 다뤄지지 않았지만 실제 열병합발전 운영 경제성 분석에 큰 영향을 미칠 수 있는 전력수급의 변화가 집단에너지 사업에 미치는 영향을 정량적으로 분석하는 것을 목적으로 한다. 이를 위해 수도권에서 운영 중인 열병합발전 설비를 대상으로 하였으며 객관적인 분석을 위해 현재 상용화된 최적화 프로그램인 전력시장 종합분석 프로그램 및 CHP 최적화 운영시스템 프로그램을 사용하였다.

2. 연구방법

2-1. 연구 절차

본 연구는 7차 대비 변화한 8차 전력수급기본계획이 개별 집단에너지사업자에 미치는 영향을 검토하기 위해서 5단계에 걸쳐 분석을 수행하였다(Fig. 1). 먼저 7차 수급계획과 8차 수급계획을 비교분석 하였다. 비교분석 내용에는 전력수요와 전력 공급, 이에 따

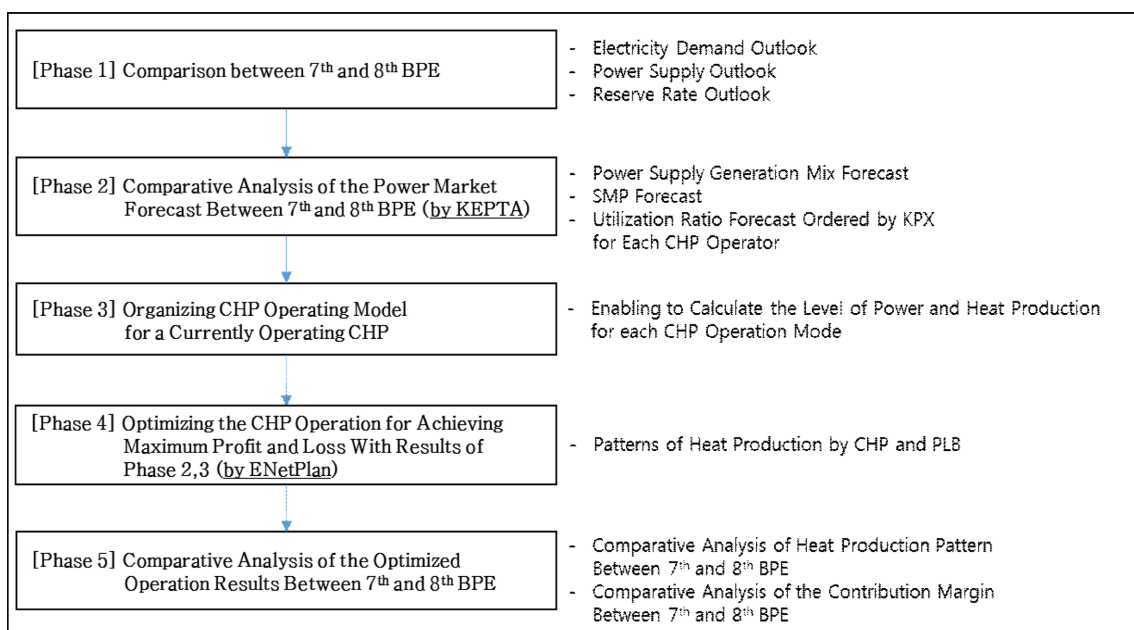


Fig. 1. Study Procedure.

른 예비율 변화를 분석하였다. 이를 바탕으로 상용화된 전력시장 종합분석 프로그램 KEPTA를 사용하여 7,8차 수급계획별 발전원별 발전량, 전력시장 도매가격인 SMP를 추정하였고, 현재 운영 중인 집단에너지 회사 2곳을 설정하여 각 회사의 7,8차 수급계획별 연도별 급전지시 이용률을 추정하여 비교분석 하였다. 이와 같은 급전지시 이용률 변화로 인하여 집단에너지 사업자의 열 생산 패턴이 변화하게 되는데, 이를 구체적으로 분석하기 위해 수도권에서 830 MW급 집단에너지 사업을 운영 중인 사업자의 운영 실적을 바탕으로 CHP 운전모형을 구성하였다. 전력시장 전망과 CHP 운전모형을 바탕으로 상용화된 집단에너지 최적운영 프로그램 ENetPlan을 사용하여 집단에너지 최적운영 시뮬레이션을 수행하였으며 이를 통해 전력수급 변화에 따른 사업자의 열 생산패턴 변화를 도출 후, 열 생산패턴 변화에 따른 손익 변화를 정량적으로 분석하였다.

2-2. 전력시장 종합분석 프로그램

전력시장 종합분석 프로그램인 KEPTA는 사용자가 입력변수를 변화시키면서 전력시장의 장기전망을 가능하게 하는 종합분석 프로그램으로, MILP (Mixed Integer Linear Programming) 방식의 최적화 솔루션이다. 주요 입력 자료는 크게 전력수요 전망, 연료가격 전망, 발전기별 설비 특성, 진입 계획, 진출 계획, 정비 계획 등이 포함된다. 이러한 입력치를 바탕으로 시간대별 전력 수요, 공급 분석을 통해 도매 전력가격인 시간대별 SMP, 발전기별 급전지시량, 전력 정산결과 등을 도출할 수 있다(Fig. 2). 이 프로그램은 현재 전력거래소, 발전공기업, 주요 민간발전사에서 다양한 시장 상황별 전력시장 분석을 위해 활용하고 있으며, 이 프로그램의 알고리즘 및 상세 내역은 본 연구에 포함하지 않았으며 [14] 문서를 통해 확인할 수 있다.

2-3. CHP 최적화 운영 프로그램

본 연구에서 사용한 CHP 운영 최적화 프로그램인 ENetPlan은

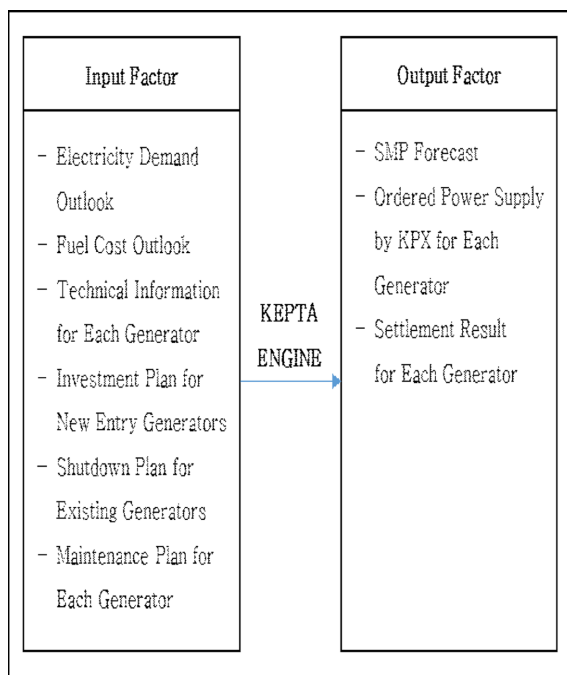


Fig. 2. KEPTA System Structure.

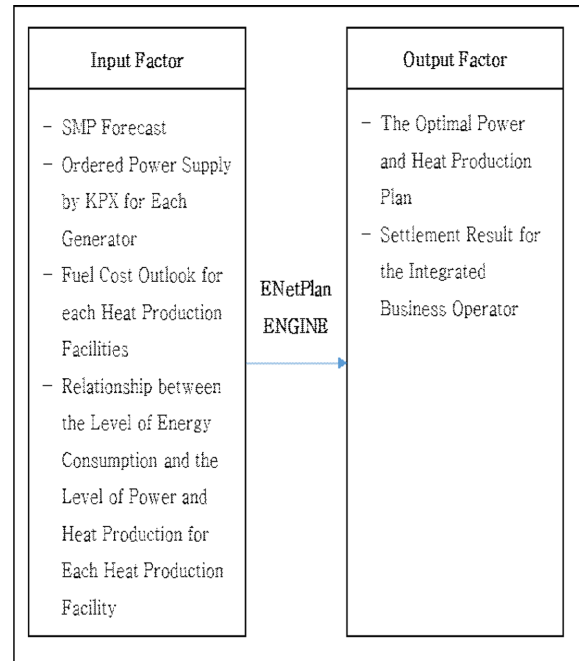


Fig. 3. ENetPlan System Structure.

주어진 전력시장 환경 하에서 열병합 발전기가 최대 이익을 달성하기 위한 에너지 생산계획을 수립하는 프로그램이다. 이러한 에너지 네트워크 최적화 프로그램은 해외에서 개발된 Code 베이스 프로그램이 있지만 유지보수 문제, 고 비용 등으로 사용이 쉽지 않은 단점이 있다. 따라서 서울과학기술대학교 산학협력단에서 주관하고 한국 지역난방공사 및 지역난방기술이 참여한 광역에너지네트워크 연구단에서 지역난방 열병합 발전시설에서 에너지 생산계획의 최적화를 할 수 있는 ENetPlan을 개발하였다. 주요 입력 자료는 전력 도매가격인 시간대별 SMP 예측치, 발전기 급전지시량 예측치, 열원설비별 연료가격 예측치, 열원설비별 에너지 투입에 따른 전력 및 열 생산량 관계 등이며 결과물은 열원 설비별 에너지 생산계획 및 그에 따른 정산 결과이다(Fig. 3, Fig. 4). ENetPlan은 MILP 엔진을 기반으로 Drag and Drop 형태의 사용이 손쉬운 프로그램으로 ENetPlan 분석결과와 실제 열병합발전소의 열 생산패턴을 비교하여 프로그램 분석결과와 효과성을 입증하는 다양한 연구를 통해 그 유효성이 입증되었다.[15],[16] 이 프로그램의 알고리즘 및 상세 내역 또한 본 연구에 포함하지 않았으며 [17] 문서를 통해 확인할 수 있다.

3. 전력시장 장기 시뮬레이션 결과 및 고찰

3-1. 7,8차 전력수급 기본계획 비교분석

3-1-1. 전력 목표수요 및 최대전력

정부는 8차 수급계획에서 현재 높아지는 예비력 수준 및 정제하는 전력 수요 등을 감안하여 현실적인 수요 전망을 발표하였다. 지난 7차 전력수급기본계획의 수요 전망은 6차 계획 대비 그 정확도가 개선되었으나, 여전히 수요 실적이 예상치를 하회하여 과다한 수요 전망이라는 비판을 받아왔다(Table 1). 이에 8차 전력수급기본계획에서는 전력수요 예측의 정확성을 높이는 한편, 에너지효율 향상, 에너지관리시스템 보급, 수요자원 시장 확대 등을 통한 기존 수요

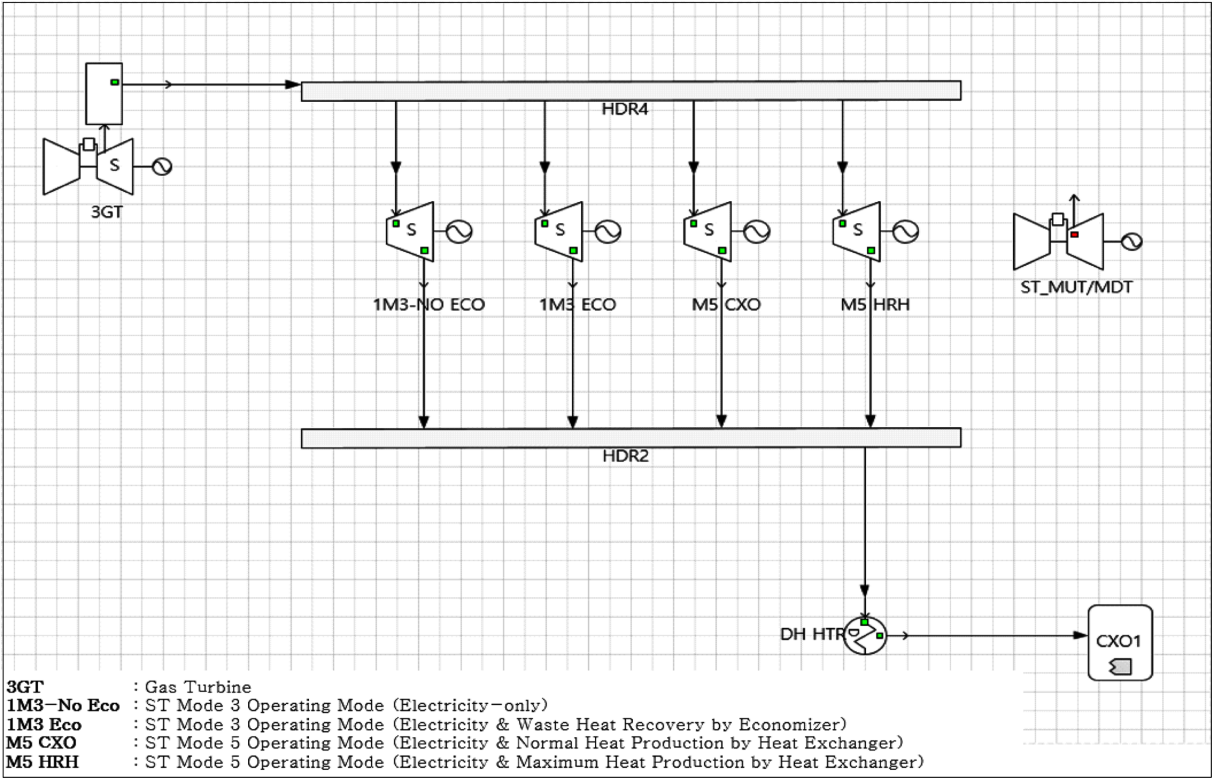


Fig. 4. E.NetPlan's Visual Modeling Configuration Screen.

Table 1. Comparison of Power Demand Outlook and Performance by the 7th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (BPE)

	2016	2017
	Outlook 510 TWh	Outlook 533 TWh
7 th BPE's Outlook vs Performance	vs Performance 497 TWh (Δ2.5%)	vs Performance 506 TWh (Δ5.1%)

관리 대책의 내실화 등을 고려하여 7차 수급계획 대비 현실적인 수요 목표를 제시하였다. 구체적으로는 전력수요량 기준으로는 연평균 52,451 GWh 낮은 수준이며, 피크수요 기준으로는 7.9GW 낮은 수준이다(Table 2).

3-1-2. 발전설비 계획

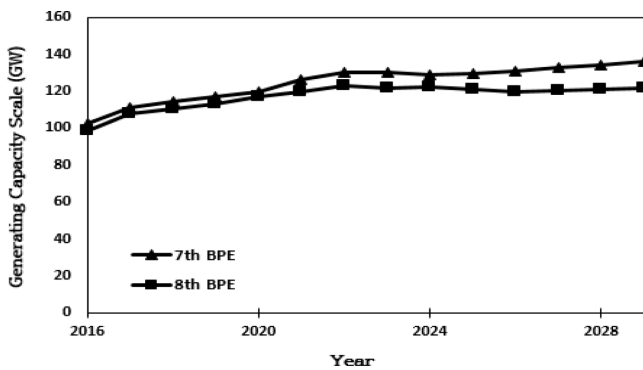
정부는 8차 수급계획에서 원전, 석탄 등의 기저발전 중심에서

Table 2. Comparison of Electricity Demand Outlook Between 7th and 8th BPE

Year	Targeted Demand Outlook (GWh)			Peak Demand Outlook (MW)		
	7 th BPE	8 th BPE	Diff	7 th BPE	8 th BPE	Diff
2014	477,592	-		80,154	-	
2015	489,595	-		82,478	-	
2016	509,754	497,039	-12,715	84,612	85,183	+571
2017	532,622	506,981	-25,641	88,206	85,206	-3,000
2018	555,280	519,069	-36,211	91,795	87,155	-4,640
2019	574,506	530,358	-44,148	94,840	88,538	-6,302
2020	588,352	540,054	-48,298	97,261	90,342	-6,919
2021	600,063	548,898	-51,165	99,792	92,104	-7,688
2022	609,822	556,088	-53,734	101,849	93,314	-8,535
2023	617,956	561,700	-56,256	103,694	94,525	-9,169
2024	625,095	566,228	-58,867	105,200	95,672	-9,528
2025	631,653	569,824	-61,829	106,644	96,670	-9,974
2026	637,953	572,800	-65,153	107,974	97,568	-10,406
2027	644,021	575,229	-68,792	109,284	98,404	-10,880
2028	650,159	577,029	-73,130	110,605	99,131	-11,474
2029	656,883	578,515	-78,368	111,929	99,839	-12,090
2030	-	579,547		-	100,498	
2031	-	580,443		-	101,065	
Average	2.1% ('14~'29)	1.0% ('16~'31)	-52,451	2.3% ('15~'29)	1.3% ('17~'31)	-7,860

Table 3. Power Supply Mix Outlook of the 8th BPE

Year	Nuclear	Coal	LNG	Renewables	Others
2017	22.5%	36.9%	37.4%	11.3%	8.9%
2022	27.5%	42.0%	42.0%	23.3%	7.6%
2030	20.4%	39.9%	47.5%	58.5%	7.4%

Fig. 5. Comparison of Generating Capacity Scale Outlook Between 7th and 8th BPE.

LNG, CHP, 신재생 위주의 에너지 공급 패러다임의 변화를 공표하였다. 지난 7차 계획에서는 '11년 9월 순환발전 경험으로 안정적인 전력수급을 최우선 과제로 추진한 원별 전원구성을 계획하였으나, 8차 계획에서는 안전·환경을 중시하는 정책 변화 등을 반영하여 원전·석탄 발전용량을 감축하고 LNG와 재생에너지 확대를 반영한 설비계획을 제시하였다(Table 3). 또한 8차 전력수급기본계획에서는 전력수요를 현실적으로 전망함에 따라 설비용량 조정 또한 필연적으로 수반되었다. 전력 수요에 적정 예비율 22%를 고려한 설비용량을 유지하기 위해 노후 원자력 및 석탄발전을 폐지하고 미 착공된 신규 원전의 건설을 중지하여 현재 과잉설비 논란이 일고 있는 발전분야에서 장기적인 설비용량의 안정화를 추구하였다(Fig. 5).

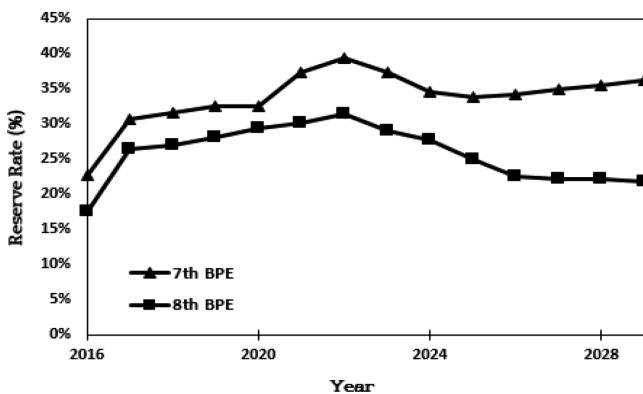
Fig. 6. Comparison of Reserve Rate Outlook Between 7th and 8th BPE in terms of the Power Demand of 8th Basic Plan.

Table 4. Basic Assumptions for Long-term Simulation of Electricity Market

Classification	7 th BPE	8 th BPE
Electricity Demand Outlook	8 th BPE Outlook	
Fuel Cost Outlook	Fuel Cost at Dec 2017	
Investment Plan for New Entry Generators	7 th BPE	8 th BPE
Shutdown Plan for Existing Generators	7 th BPE	8 th BPE
Maintenance Plan for Each Generator	Nuclear(60 days/year), Coal(40 days/year), LNG(20 days/year)	

3-1-3. 전력 예비율 변화

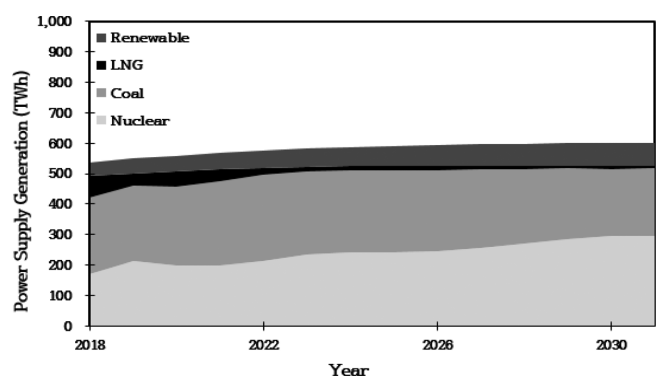
전력 예비율 측면에서 7,8차 수급계획을 비교해보면 다음과 같은 결론을 얻을 수 있다. 7차 계획의 전력수요가 다소 높게 산정됨을 감안하여 8차에서 제시한 전력수요를 기준으로 7차 계획의 설비 예비율을 재 산정하면, '16년 23% 수준에서 '29년 36% 수준으로 점진적으로 설비 예비율이 크게 높아지는 반면, 8차 계획의 설비 예비율은 '16년 18%에서 '29년 22%로 안정적인 수준을 유지하는 것으로 분석되었다(Fig. 6). 이는 7차 계획의 설비용량이 8차 계획 대비 상당량 높게 형성되었음을 뒷받침 한다.

3-2. 전력시장 종합분석 프로그램(KEPTA)을 활용한 7,8차 수급계획의 전력시장 전망 비교분석

전력시장 종합분석프로그램(KEPTA)을 이용하여 7,8차 수급계획 간 전력시장 장기 분석하기 위해 Table 4에 제시된 가정을 사용하여 장기 시뮬레이션을 수행하였다. 연료가격은 향후 유가예측이 어려운 점을 고려하여 2017년 12월 가격을 불변가격으로 적용하였고, 정비일정은 전력시장 분석에서 통상적으로 사용하는 정비기간을 사용하여 분석하였다.

3-2-1. 7,8차간 전원별 발전량 Mix 비교분석

먼저 7,8차 간 전원별 발전량 Mix를 분석한 결과, 7차의 경우 원자력, 석탄 등 기저발전기의 발전량 비중이 점차 확대되는 반면, LNG는 '20년 초반 이후 전체 발전량의 약 1% 수준까지 하락하는 것으로 나타났다(Fig. 7). 하지만 친환경 전원 확대를 공표한 8차에서는 LNG 발전량이 약 12% 수준까지 상승할 것으로 분석 되었다

Fig. 7. Power Supply Generation Mix Forecast of the 7th BPE.

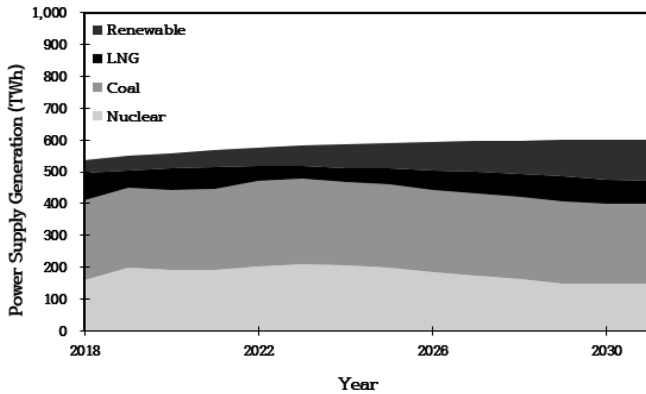


Fig. 8. Power Supply Generation Mix Forecast of the 8th BPE.

(Fig. 8). 다만, 8차 수급계획에서 '30년 LNG 발전량 비중을 14.5%로 공고하였으며 본 연구에서 도출한 12%와의 차이는 장기 시뮬레이션 수행 시 발전기별 정비일정에 대한 가정 등의 차이에 기인한 것으로 판단되나, 그 차이가 본 연구에 유의미한 수준의 차이를 가져오지 않을 것으로 예상되어 발전량 Mix 변화는 본 연구 분석 결과를 사용하였다.

3-2-2. 7,8차간 전력도매가격(SMP) 비교분석

7차 대비 8차 수급계획에서는 기저발전 대비 변동비가 높은 친환경 전원 위주의 전력공급으로 에너지 패러다임이 바뀌었기 때문에 SMP의 상승은 불가피한 것으로 분석되었다. 본 연구에서는 연료가격이 2017년 12월 이후로 동일하다는 불변가격 가정을 사용하였기 때문에 연도별 SMP의 변화는 전력수급의 영향만으로 설명될 수 있다. 앞에서 분석한 바와 같이 8차 수급계획의 설비 예비율은 낮게 유지되고 있으며 이로 인해 SMP를 결정하는 발전기가 보다 높은 변동비를 보유한 발전기 위주로 결정되어 SMP가 7차 수급계획 대비 높게 나타나게 된다(Fig. 9).

3-2-3. 7,8차간 現 운영 중인 CHP의 예상 급전지시 이용률 변화 비교분석

앞서 살펴본 바와 같이 7차 계획 대비 8차 계획에서 LNG 발전량이 상당부분 증가한 효과가 개별 사업자별 미치는 영향을 비교분석하였다. '17년 말 기준 수도권에 소재한 집단에너지사업자로서 전체 발전기 중 급전순위 99위와 112위에 해당하는 두 집단에너지사

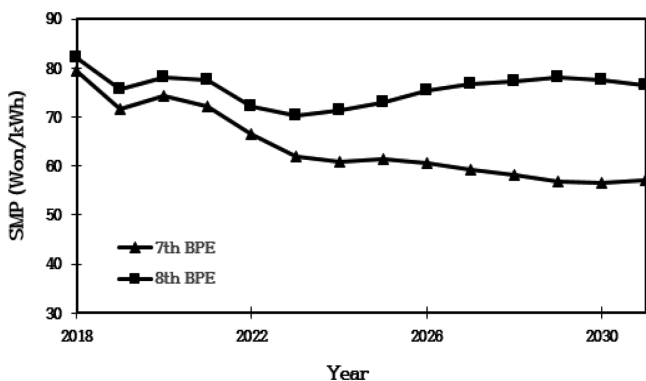


Fig. 9. Comparison of SMP Forecast Between 7th and 8th BPE.

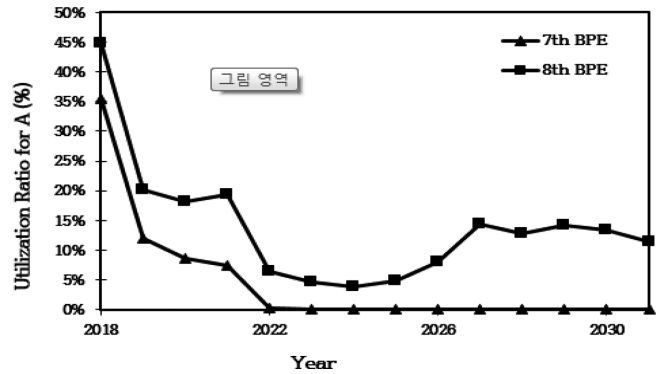


Fig. 10. Utilization Ratio Forecast of Operator A(J-Class).

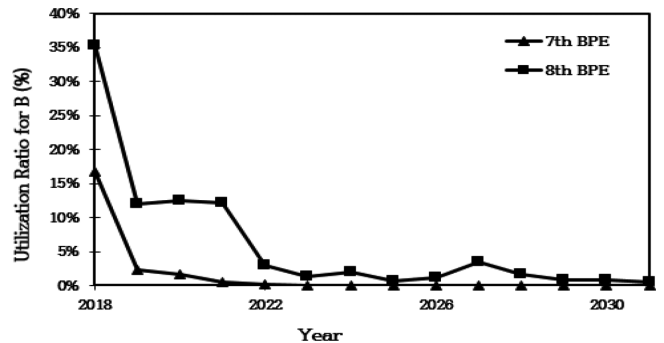


Fig. 11. Utilization Ratio Forecast of Operator B(F-Class).

업자의 이용률 변화를 분석한 결과, A사업자는 LNG 발전기 중 발전 효율이 가장 우수한 J-Class 설비를 보유한 급전순위 99위에 해당하는 사업자로, 7차 계획에서는 '22년 이후 급전지시량이 0에 수렴할 것으로 분석되었으나, 8차 계획에서는 '24년 까지 이용률이 4% 수준으로 하락한 이후 점진적으로 상승하여 '31년에는 약 11% 수준을 유지할 것으로 분석되었다(Fig. 10). 한편, B사업자는 F-Class 설비를 보유한 급전순위 112위에 해당하는 LNG 발전기 가운데 중상위권에 위치한 사업자로, 7차 계획에서는 A사업자와 같이 '22년 이후 급전지시량이 0에 수렴할 것으로 분석되었으나, 8차 계획에서는 '27년 3.3%, '31년 0.4%로 아주 미미한 수준이나마 이용률 상승이 전망되었다(Fig. 11). 따라서 전력수급 개선을 통한 집단에너지사업자의 급전지시 이용률 상승효과는 각 발전기의 급전순위에 따라 상이하게 나타날 것으로 분석되었다.

4. 집단에너지 최적운영 시뮬레이션 결과 및 고찰

4-1. CHP 운전 Model 구성

앞에서 분석한 바와 같이 급전순위에 따른 LNG 발전기별 전력수급 개선효과가 상이함에 따라 상대적으로 개선효과가 적은 B사업자(F-Class)를 대상으로 전력수급 개선에 따른 공헌이익(연료비만을 고려) 개선효과를 CHP 최적화 운영 프로그램인 ENetPlan을 이용하여 정량적으로 분석하였다. 집단에너지 최적운영 프로그램인 ENetPlan을 통한 운전 최적화를 수행하기 위해 B발전기의 열 생산 Mode별 입력에너지인 연료투입에 따른 출력에너지인 열 생산량 및 전력생산량 data를 입력하였다(Table 5). B발전기의 경우 전력생산 중심인 Mode 3과 전력과 열을 동시에 생산하는 Mode 5 운전이 가능하며 Mode 3 운전의 경우는 전력생산 100%인 Mode와 배기

Table 5. Operator B's CHP Operating Mode Specific

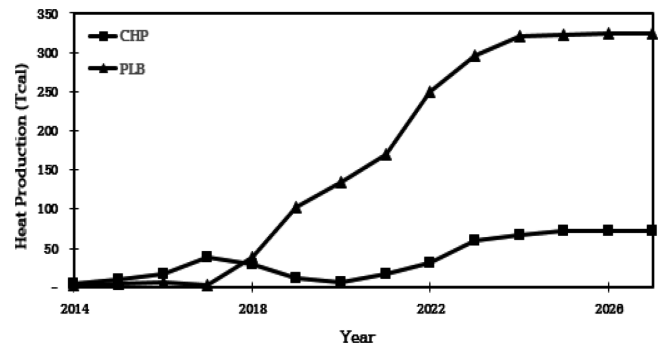
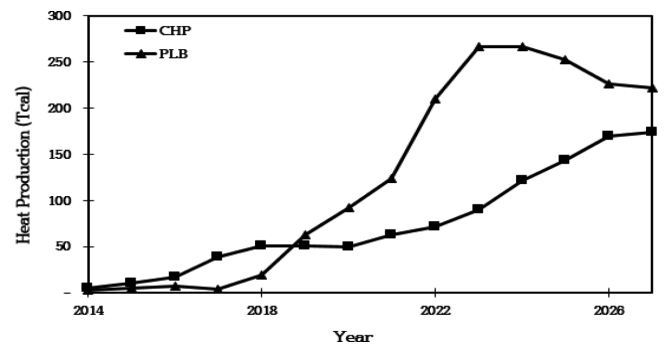
CHP Operating Mode (100% Load)	CHP Electricity Production	Fuel Injection	3 Gas Turbine Electricity Production	Steam Turbine Electricity Production	Heat Production	Heat Rate (Heat Capa. / Elec. Capa.)
Mode 3	832MW	1,241Gcal	549MW	283MW	-	-
Mode 3(Eco)	826MW	1,241Gcal	549MW	277MW	33.3Gcal/h	4.69%
Mode 5(XO)	764MW	1,241Gcal	549MW	215MW	302.7Gcal/h	46.07%
Mode 5(HRH)	731MW	1,241Gcal	549MW	182MW	333Gcal/h	52.97%

가스 폐열을 Economizer로 회수하여 일부 열 생산이 가능한 Mode로 구분할 수 있다. Mode 5 운전의 경우는 전력 생산량과 열 생산량 Mix에 따라 열 생산량이 상대적으로 적은 XO Valve 조작에 따른 열 생산 Mode와 열 생산량이 상대적으로 많은 Hot ReHeater를 이용한 열 생산 Mode로 구분할 수 있다.

4-2. 7,8차간 B 발전기의 CHP 최적운전 결과 비교분석

앞에서 도출한 전력시장 장기 예측결과와 CHP 운전 Model을 바탕으로 CHP 운영 최적화 프로그램인 ENetPlan을 이용하여 집단에너지시스템 최적운영 분석을 수행하였다. 일반적으로 전력수급 상황 개선으로 인해 급전지시 발전량이 증가하게 되면 상대적으로 저렴한 급전지시 열 생산량 규모가 증가하여 CHP의 열 생산원가가 PLB 대비 낮아지는 효과를 가져온다. 따라서, 사업자는 CHP 열 생산량을 증가시키고, 증가한 CHP 열 생산량만큼 PLB의 열 생산량을 감소시키는 방향으로 대응함으로써 운영손익의 개선을 가져올 수 있다.

ENnetPlan을 이용한 7차 대비 8차 수급계획에 따른 CHP 최적 운영 시뮬레이션 결과는 해당 효과를 정량적으로 도출하였다. 급전지시량 증가로 인해 CHP 열 생산량이 증가하고, 보조열원의 열 생산량은 감소하였는데, 열 수요가 포화에 이르는 '27년 기준으로 7차 계획에서는 CHP 열 생산량이 72천Gcal (18%), 보조열원 열 생산량이 324천Gcal (82%)이지만(Fig. 12), 8차 계획에서는 CHP 열 생산량이 7차 계획대비 102천Gcal 증가한 174Gcal (44%), 보조열원 열 생산량은 7차 계획대비 102천Gcal 감소한 222천Gcal (56%)로 예상되었다(Fig. 13). 이러한 열 생산 패턴 변화로 인해 B사업자의 운영손익은 개선 될 수 있다.

**Fig. 12. Heat Production Pattern Forecast of Operator B by the 7th BPE.****Fig. 13. Heat Production Pattern Forecast of Operator B by the 8th BPE.**

4-3. 7,8차간 CHP 최적운전 결과에 따른 손익 효과 비교분석

앞에서 분석한 바와 같이 전력수급 상황 개선으로 인해 B사업자의 열 생산 패턴이 변화 할 경우 손익효과를 분석하기 위해 Table 6의 가정을 사용하였다. Table 6의 가정은 2014 ~ 2017년 기간 동안은 실적치를 사용하였으며, 2018년 이후는 열 수요의 경우 연도별 사

Table 6. Key Assumption for Economic Analysis

Year	SMP (7th BPE)	SMP (8th BPE)	CHP Fuel Cost	PLB Fuel Cost	Heat Supply Household	Residential Heating Cost
	Won/kWh	Won/kWh	Kwon/Gcal	Kwon/Gcal	# of Household	Kwon/Gcal
2014	141.78	141.78	81	98	3	92
2015	101.60	101.60	61	81	3	92
2016	76.91	76.91	45	68	6	74
2017	81.39	81.39	49	68	9	73
2018	79.39	82.07	53	63	13	71
2019	71.56	75.78	53	63	19	71
2020	74.37	78.04	53	63	19	71
2021	72.08	77.45	53	63	30	71
2022	66.43	72.07	53	63	43	71
2023	62.05	70.28	53	63	46	71
2024	60.89	71.35	53	63	47	71
2025	61.35	72.93	53	63	47	71
2026	60.57	75.37	53	63	47	71
After 2027	59.18	76.66	53	63	47	71

Table 7. Comparison of Profit and Loss of Operator B for the life-cycle of the District Heating Business

Classification		7 th BPE	8 th BPE	Diff
Generation	(GWh)	18,618	29,143	+10,525
Heat Production	(Tcal)	9,155	9,155	-
- by CHP	(Tcal)	1,670	3,845	+2,175
- by PLB	(Tcal)	7,485	5,310	-2,175
Electricity Charge	(Mwon)	+2,074,233	+3,075,120	+1,000,887
Hear Charge	(Mwon)	+649,330	+649,330	-
CHP Fuel Cost	(Mwon)	-2,080,738	-3,151,018	-45,873
PLB Fuel Cost	(Mwon)	-551,720	-391,456	+160,265
Contribution Margin	(Mwon)	+91,105	+181,977	+90,872

업자의 합리적 예측치를, 연료가격은 향후 유가, 환율 등 인플레이션에 따른 명목 가격의 변화를 합리적으로 예측하기 쉽지 않은 점과 직관적으로 손익 개선효과를 도출하기 위해 2017년 12월 가격을 불변가격으로 활용하였다. SMP는 불변 연료가격을 이용하여 전력시장 종합분석프로그램(KEPTA)에서 도출한 값을 활용하였다. 이와 같은 시장 조건에서 7차에서 8차로 수급계획이 변화 할 경우 앞서 언급한 바와 같이 급전지시량 증가로 CHP의 경제성이 PLB 대비 우수한 구간이 늘어나게 되어 사업자는 CHP 열 생산량을 증가시키게 되고 PLB 열 생산량은 줄이게 되며, 이로 인해 사업자의 공헌이익은 사업기간(30년) 합산 약 909억원 증가할 것으로 분석되었다(Table 7). 따라서 8차 수급계획에 따른 전력수급 상황 개선이 집단에너지 사업의 구조적인 문제로 인한 경영상의 어려움을 겪고 있는 사업자의 실적 제고에도 다소 도움이 될 것으로 판단된다.

5. 결 론

본 연구에서는 분산형 전원으로서는 핵심적인 역할을 담당하고 있는 CHP를 대상으로 최근 발표된 8차 수급계획의 영향에 대해서 분석하였다. 정량적인 분석을 위해 상용화된 전력시장 종합분석프로그램(KEPTA)와 집단에너지 최적운영 프로그램(ENetPlan)을 사용하여 분석하였다. 7차 수급계획 대비 8차 수급계획의 주요한 특징은 기저발 전원인 원자력과 석탄발전량이 감소하고 신재생과 첨두부하인 LNG 발전량이 늘어나는 것이다. 이로 인해 가스 열병합발전 사업자의 경우 급전지시량이 늘어나고 이로 인해 열 생산패턴이 CHP 열 생산량을 증가시키는 방향으로 변화하여 열 생산원가가 감소하고 이에 따라 공헌이익의 개선이 가능하다. 본 연구를 통해 분석된 30년 사업기간 동안 공헌이익 개선효과는 909억원 수준임을 확인할 수 있었다.

References

- Ministry of Trade, Industry, and Energy "The 8th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand", (2017).
- Korea District Heating and Cooling Association "A Report for Improving and Supporting the Power Market for Energizing the Integrated Energy Business", (2015).
- Min, S. H., Choi, H. Y. and Yoo, S. H., "Estimation of the Benefits from Integrated Energy-based CHP's Reducing Thermal Discharge : A Comparison with Coal-fired Generation," *J. Energy Engineering*, **24**(4), 223-231(2015).
- Shin, K. A., Dong, J. I., Kang, J. S., Im, Y. H. and Kim, D. H., "Effects of District Energy Supply by Combined Heat and Power Plant on Greenhouse Gas Emission Mitigation," *J. Climate Change Research*, **8**(3), 213-220(2017).
- Kim, H. J., Choi, H. Y. and Yoo, S. H., "Measuring the Benefits from Integrated Energy Business-based Combined Heat and Power Plant as a Decentralized Generation Source with a Focus on Avoiding the Damages Caused by Large-scale Transmission Facilities," *J. Energy Engineering*, **24**(3), 67-73(2015).
- Kim, Y. H., Lee, P. H., Kim, Y. G., Jo, H. M. and Woo, S. M., "A Study on Calculation of Combined Heat and Power on Standpoint of Nation and Independent Power Producers," *The Transactions of The Korean Institute of Electrical Engineers*, **60**(5), 905-912(2011).
- Lee, J. H. and Lee, B. H., "Optimal Microgrid Operation Considering Fuel Cell and Combined Heat and Power Generation", *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, **62**(5), 596-603(2013).
- Aghaei, J. and Alizadeh, M., "Multi-objective Self-scheduling of CHP (combined heat and power)-based Microgrids Considering Demand Response Programs and ESSs (energy storage systems)," *Energy*, **55**, 1044-1054(2013).
- Motevasel, M., Seifi, A. R. and Niknam, T., "Multi-objective Energy Management of CHP(combined heat and power)-based Micro-grid," *Energy*, **51**, 123-136(2013).
- Cho, H., Luck, R., Eksioğlu, S. D. and Chamra, L. M., "Cost-optimized Real-time Operation of CHP Systems," *Energy and Buildings* **41**, 445-451(2009).
- Abdollahi, E., Wang, H., Rinne, S. and Lahdelma, R., "Optimization of Energy Production of a CHP Plant with Heat Storage," *IEEE Green Energy and Systems Conference (IGESC)* (2014).
- Fang, T. and Lahdelma, R., "Optimization of Combined Heat and Power Production with Heat Storage Based on Sliding Time Window Method," *Applied Energy*, **162**, 723-732(2016).
- Lund, H. and Andersen, A. N., "Optimal Designs of Small CHP Plants in a Market with Fluctuating Electricity Prices," *Energy Conversion and Management*, **46**, 893-904(2005).
- Pitec, "Korea Electric Power Trading Analyzer User Manual," (2015).
- Lee, M. K., "Process and Operating Simulation of District Heat Power Plant System by DH-SEM2," *Master's Thesis of Seoul National University of Science & Technology* (2015).
- Sim, M. S., "Operating Optimization and Simulation Using DH-SEM2 in CES," *Master's Thesis of Seoul National University of Science & Technology* (2015).
- Infotrol., "ENetPlan User Manual", (2016).