



# 재생에너지 출력제어 환경에서 CHP-HP-TES 통합 운영의 유연성 및 경제성 분석

하승권<sup>1)</sup> · 김진수<sup>2)\*</sup>

## Flexibility and Economic Analysis of CHP-HP-TES Integrated Operation under Renewable Energy Curtailment

Seungkwon Ha<sup>1)</sup> · Jinsoo Kim<sup>2)\*</sup>

Received 12 February 2026 Revised 9 March 2026 Accepted 9 March 2026 Published online 19 March 2026

**ABSTRACT** With the rapid expansion of renewable energy in Korea, the curtailment caused by grid limitations has become a challenge, and the heating sector remains heavily dependent on fossil fuels. This study proposes a sector-coupling strategy involving combined heat and power (CHP), heat pump (HP), and thermal energy storage (TES) technologies as a practical way to address these issues, and quantifies the flexibility and fuel-cost savings associated with this strategy. A mixed-integer linear programming model with two-stage lexicographic optimization was developed with 540 scenarios, considering various HP capacities, renewable capacities, grid-hosting ratios, and LNG prices. HP technology is limited to consuming only surplus renewable electricity, ensuring that the system operates solely on internally available renewable electricity. The results show that adopting an HP at 10 MW reduces curtailment by up to 96.3% and fuel costs by 42.7% at an LNG price of 75,000 KRW/Gcal. HP-TES integration decouples CHP from thermal demand, with a correlation of between 0.772 and 0.430, thereby expanding the flexibility range from 6.73 to 8.07 MW. Furthermore, 63% of HP energy absorption at 10 MW is enabled solely by TES, confirming TES's role as a prerequisite for large-scale HP operation, rather than as an auxiliary component. Payback periods of 0.78–1.43 years indicate the economic viability of HP across all capacities.

**Key words** Sector coupling(섹터커플링), Power-to-Heat(전력-열 변환), Heat pump(히트펌프), Combined heat and power(열병합발전), Thermal energy storage(축열조), Renewable energy curtailment(재생에너지 출력제어)

### Nomenclature

$p_{chp}$  : CHP electric output, MW

$h_{chp}$  : CHP thermal output, Gcal/h

$u_{chp}$  : CHP on/off binary variable

$p_{hp}$  : heat pump electric consumption, MW

$p_{exp}$  : grid export power, MW

$p_{cur}$  : curtailed renewable power, MW

$h_{plb}$  : peak load boiler thermal output, Gcal/h

$h_{ch,dis}$  : TES charge/discharge rate, Gcal/h

$d_h$  : heat demand, Gcal/h

$cop$  : coefficient of performance

1) Master student, Department of Earth Resources and Environmental Engineering, Hanyang University

2) Professor, Department of Earth Resources and Environmental Engineering, Hanyang University

\*Corresponding author: [jinsookim@hanyang.ac.kr](mailto:jinsookim@hanyang.ac.kr)

Tel: +82-2-2220-2241

Fax: +82-2-2220-4479

- $hp_{cap}$  : heat pump capacity, MW
- $re_{cap}$  : renewable energy capacity, MW
- $re_{prof}$  : normalized solar PV generation profile (p.u.)
- $lng_{price}$  : LNG price, KRW/Gcal
- $\eta_{plb}$  : PLB thermal efficiency
- $\eta_{ch,dis}$  : TES charging/discharging efficiency
- $curt_{base}$  : curtailed energy without HP
- $curt_{hp}$  : curtailed energy with HP
- $\alpha$  : CHP heat-to-power ratio
- $\beta$  : electricity-to-heat conversion factor, Gcal/MWh

## 1. 서론

전 세계적으로 기후 위기에 대응하기 위한 탄소 중립 목표를 설정함에 따라, 한국 정부 역시 2050 탄소 중립 달성과 2030 국가 온실가스 감축 목표 이행을 위한 에너지 전환 정책을 추진하고 있다. 이러한 정책 기조 아래 전력 부문에서는 태양광과 풍력을 중심으로 재생에너지 설비가 확충되고 있다.

변동성 재생에너지의 급격한 확대는 전력 계통의 수급 불일치 문제를 구조적으로 심화시키고 있다. 재생에너지 발전량이 수요 및 송전 제약을 초과함에 따라 출력제어 발생이 불가피해졌으며, 이러한 현상은 과거 제주 지역에 국한되었으나 최근 전국 단위의 계통 운영 현안으로 부상하고 있다. 실제로 육지 계통의 출력제어량은 2023년 0.3 GWh에서 2024년 13.2 GWh, 2025년 상반기에는 164 GWh로 급증하며 전년 전체 대비 약 12배에 달하는 증가세를 기록하였다.<sup>[1]</sup> 출력제어의 상시화는 재생에너지 자원의 활용 효율을 저해할 뿐만 아니라, 에너지 사업자의 수익성 및 시스템 운영 효율성 측면에서도 심각한 제약 요인으로 작용한다. 특히 이현규 등<sup>[2]</sup>은 재생에너지 출력제어가 발전 사업의 수익성과 직접 전력거래 시장에 미치는 영향을 정량적으로 분석하여 이러한 경제적 리스크를 규명한 바 있다.

한편 최종 에너지 소비에서 높은 비중을 차지하는 열 부문의 탈탄소화는 전력 부문에 비해 상대적으로 더딘 진전을 보이고 있다. 국내 지역난방 시스템 및 산업 공정용 열 공급은 화석연료에 대한 의존도가 여전히 높으며, 대용량 열 수

요를 안정적으로 충족해야 하는 특성상 기존 인프라를 배제한 전면적인 전기화를 추진할 경우 막대한 전력망 투자 비용과 에너지 공급의 불확실성을 초래할 우려가 있다.

이러한 전력 부문의 잉여 전력 문제와 열 부문의 탈탄소화 지연을 동시에 해결하기 위한 현실적 대안으로 양 부문을 유연하게 연계하는 섹터커플링 전략이 주목받고 있다. 전우영 등<sup>[3]</sup>은 그린수소 기반 섹터커플링을 통해 제주 계통에서 출력제어를 크게 완화할 수 있음을 보인 바 있다. 특히 재생에너지 잉여 전력을 열에너지로 전환하는 전력-열 연계(Power-to-Heat, P2H) 기술은 계통 유연성 확보와 열 부문 탈탄소화를 동시에 추진할 수 있는 수단으로 평가된다. 본 연구에서는 그 구현 설비로 히트펌프(Heat Pump, HP)를 채택하며, HP를 활용한 운영은 열의 전기화와 함께 화석연료 기반 열 생산의 일부를 무탄소 전력으로 대체하는 경로를 제공한다.

하지만 HP 단독 운전만으로는 재생에너지의 변동성에 대응하는 데 구조적 한계가 존재한다. 잉여 전력 발생 구간에서 HP는 출력제어를 흡수하는 유효한 수단이 되지만, 전력 가용성이 낮은 시점에는 운영 자체가 제약되어 열 공급과 전력 수지 간의 시간적 불일치가 확대될 수 있다. 축열조(Thermal Energy Storage, TES)는 잉여 전력으로 생산된 열을 저장함으로써 이러한 시간적 불균형을 완화하지만, 전력 부족 구간에서의 공급 문제까지 해결하기는 어렵다.

이에 본 연구는 전력과 열을 동시에 생산하는 열병합발전(Combined Heat and Power, CHP)의 유연한 운전 특성을 함께 활용하여, 잉여 전력 발생 시 HP와 TES가 출력제어를 흡수하고 전력 공급이 제한되는 시점에는 CHP가 전력 수지를 보완하면서 열 공급을 유지하는 CHP-HP-TES 연계 운영을 대안적 전환 경로로 제시한다. 이러한 연계 운영은 열 부문 탈탄소화를 위한 우회적 수단에 그치지 않고, 재생에너지 기반 전기화가 기술적·경제적 제약 하에서 안정적으로 작동하기 위한 효과적인 수단이다.

그동안 관련 분야의 분석은 크게 두 가지 흐름으로 전개되어 왔다. 우선 설비 조합의 경제성 및 효율 최적화 측면에서 공동현<sup>[4]</sup>과 Li *et al.*<sup>[5]</sup>은 CHP와 HP의 결합이 에너지 효율 및 비용 측면에서 유리함을 제시하였으나, 재생에너지 변동성이나 출력제어 문제를 분석 범위에 포함하지 않았다. 이와 더불어 Fambri *et al.*<sup>[6]</sup>과 Desguers *et al.*<sup>[7]</sup>은

재생에너지 잉여 전력을 HP로 흡수하는 P2H 관점에서 출력제어된 에너지를 열 네트워크로 통합하여 활용할 가능성을 제시하였으나, 기존 CHP 인프라와의 통합 운영 체계에 대해서는 충분히 다루지 않았다. 이처럼 기존 논의는 설비 통합 연구와 재생에너지 연계 연구가 상호 분리되어 진행되어 왔으며, 두 설비가 결합하여 재생에너지 변동성에 대응하는 통합 시스템에 대한 분석은 미흡한 실정이다. 또한 진태영 등<sup>[8]</sup>의 분석과 같은 국가 단위의 거시적 접근은 개별 설비가 직면하는 송전망 수용 한계나 TES 운영 제약 등 물리적 변수를 구체화하는 데 한계가 있다.

본 연구는 이러한 간극을 해소하기 위해 CHP, HP, TES 및 재생에너지로 구성된 통합 시스템을 대상으로 혼합정수 선형계획법(Mixed-Integer Linear Programming, MILP) 기반 최적화 모델을 구축하고, HP 용량, 재생에너지 용량, 계통 수용률, LNG 가격 등 4개 차원의 변수 조합을 반영한 540개 시나리오 분석을 수행한다. 특히 HP의 전력 소비를 재생에너지 잉여 전력으로 제한함으로써, 별도의 전력시장 참여 없이 기존 집단에너지 인프라에서 즉시 적용 가능한 섹터커플링 경로를 제시한다. 이를 통해 출력제어 해소, 연료비 절감, CHP 운전 유연성 확보, 그리고 TES 역할 전환 효과를 정량적으로 규명하고자 한다.

## 2. 선행연구 검토

### 2.1 관련 연구 동향

CHP-HP 통합 시스템의 최적화에 관한 연구는 에너지 효율 극대화와 운영 비용 최소화를 중심으로 전개되어 왔다. 공동현<sup>[4]</sup>은 소형 CHP와 HP 결합 시스템의 경제성을 분석하였고, Li *et al.*<sup>[5]</sup>은 유전자 알고리즘 기반 다목적 최적화를 통해 1차 에너지 절감, CO<sub>2</sub> 저감, 비용 절감을 동시에 고려한 최적 설계를 제시하였다. 한편 P2H 및 재생에너지 연계 측면에서 Fambri *et al.*<sup>[6]</sup>은 HP 기반 P2H가 배전망과 지역난방망이 결합된 도시 환경에서 변동성 재생에너지의 과잉 발전을 흡수하는 유연성 자원으로 기능함을 보였으며, Desguers *et al.*<sup>[7]</sup>은 출력제어된 풍력 에너지의 활용을 위해 수요 반응과 열 저장을 결합하는 설계를 최적화하였다.

지역난방 인프라의 전력 계통 유연성 기여에 대해서는 Kiviluoma and Meibom<sup>[9]</sup>이 풍력 비중이 높은 시나리오에서 전기보일러, HP, CHP 및 열 저장의 조합이 전력가격 변동에 대응하여 시스템 통합 비용을 낮출 수 있음을 논의하였다. 다만 이 연구는 전력가격 신호에 기반한 경제적 유연성 분석에 초점을 두었으며, 송전 제약이나 재생에너지 출력제어를 명시적으로 모델링하지 않아 물리적 잉여 전력의 직접 해소 효과는 다루지 못하였다. Gao *et al.*<sup>[10]</sup>은 CHP-TES 조합의 하루 전 시장 및 보조서비스 시장 동시 참여 가치를 정량화하였다. Bernath *et al.*<sup>[11]</sup>은 유럽의 높은 재생 시나리오에서 섹터커플링이 재생에너지의 시장 가치에 미치는 영향을 분석하였으나, 이 역시 거시적 시장 분석에 머물러 개별 설비 수준의 송전 제약과 출력제어 문제를 반영하지 못하였다.

국내에서는 진우영 등<sup>[3]</sup>이 제주 계통의 그린수소 기반 섹터커플링을 통해 출력제어를 약 80% 저감하고 투자 수익성을 확보할 수 있음을 보였으며, 김우현 등<sup>[12]</sup>은 해수 기반 흐름전지의 장주기 저장 성능을 실험적으로 평가하여 출력제어 완화를 위한 대안적 저장 경로의 가능성을 제시하였다.

그러나 기존 연구는 CHP-HP 효율 최적화, P2H 기반 출력제어 흡수, CHP-TES 시장 참여 등 개별 측면에서 유의미한 성과를 제시하였으나, CHP-HP-TES를 하나의 통합 시스템으로 구성하여 출력제어 해소와 CHP 운전 유연성 확보를 동시에 분석한 연구는 아직 부족한 실정이다.

### 2.2 기존 연구와의 차별성

본 연구는 개별 설비나 단일 효과 분석을 넘어 CHP, HP, TES 및 재생에너지로 구성된 통합 시스템을 대상으로 MILP 기반 최적화를 수행함으로써 자원 간 상호 보완성과 시너지 효과를 분석한다. 또한 다차원 변수 조합을 포괄하는 540개 시나리오 시뮬레이션을 통해 불확실성 하에서의 경제성 구간과 이익 포화 임계점을 도출하였다. 나아가 HP의 가동 전원을 재생에너지 잉여전력으로 국한함으로써, 현행 전력 시장 제도 하에서 기존 집단에너지 인프라를 활용해 도달할 수 있는 섹터커플링의 실무적 잠재량을 가늠해 보고자 한다.

### 3. 연구 방법론

#### 3.1 복합 에너지 시스템 모델링

본 연구의 대상 시스템은 지역난방 공급을 담당하는 CHP와 첨두부하보일러인 PLB, 재생에너지 잉여전력을 열로 변환하는 HP, 그리고 열 저장을 통해 열원 간 시간적 유연성을 부여하는 TES로 구성된다. 시스템 운영 최적화에는 MILP를 적용하였으며, CHP의 기동 및 정지 상태를 이진 변수로 처리하여 지역난방 열수요에 따른 정격의 60% 수준인 최소운전 제약을 반영하였다.<sup>[13]</sup> 이를 통해 CHP가 저부하 영역에서 비현실적으로 운전되는 것을 방지하고 실제 운전 패턴에 근접한 결과를 도출한다.

입력 데이터는 다음과 같이 구성하였다. 태양광 발전 프로파일은 한국전력거래소(KPX)의 2024년 광주전남 지역 태양광 발전 데이터를 본 연구의 재생에너지 용량에 맞게 정규화하여 사용하였다. 열수요 데이터는 한국지역난방공사 광주전남지사의 2019년 10월부터 2020년 9월까지의 열 공급 데이터를 활용하였으며, TES 용량 및 운영 정보, PLB 및 CHP 제원 역시 동 지사의 자료를 사용하였다. SMP는 KPX의 2019년 10월~2020년 9월 데이터를 적용하였다.

핵심 열원인 CHP는 최대 열출력 45 Gcal/h, 전기출력 22 MW<sup>[14]</sup>으로, 열 출력에 따라 전기 출력의 허용 범위가 결정되는 특성을 가진다.  $p_{chp}^{max}$ 와  $p_{chp}^{min}$ 은 각각  $h_{chp}$  값이 0 일 때의 전기출력 상한 및 하한 절편값이다. PLB는 CHP와

TES의 용량을 초과하는 열수요를 감당하는 백업 설비이다. HP는 재생에너지 잉여 전력만을 소비하여 열을 생산하며, 성능계수(COP)는 3.0을 적용하였다. TES는 355 Gcal 용량을 가지며, 연간 시뮬레이션에서 저장 수준의 연속성을 확보하기 위해 초기 및 최종 SOC를 모두 177.5 Gcal로 설정한다. 주요 설비 사양은 Table 1과 같다.

#### 3.2 최적화 모델 정식화

시스템 운영 최적화는 1년(8,760시간) 기간에 대해 수행된다. 본 연구는 2단계 사전순 최적화 방식을 채택하였다. 1단계에서 전체 운영 비용을 최소화한 뒤, 2단계에서는 동일한 비용 수준을 유지하는 범위 내에서 재생에너지 출력 제어를 최소화한다. 이러한 구조는 비용 최소화만을 목적으로 할 때 발생할 수 있는 다수의 최적해 중, 출력제어를 가장 효과적으로 억제하는 운전 패턴을 선택하기 위함이다.

##### 3.2.1 결정변수

각 시간  $t$ 에서의 주요 결정변수는 다음과 같다. 설비 가동 상태를 결정하는 이진변수  $u_{chp}(t)$ 와 더불어 CHP의 전기 출력  $p_{chp}(t)$  및 열 출력  $h_{chp}(t)$ , HP의 전력 소비량  $p_{hp}(t)$ , TES의 충방열량  $h_{ch}(t)$ ,  $h_{dis}(t)$  및 열 저장량  $SOC(t)$ , 그리고 계통 수출량  $p_{exp}(t)$ , 출력제어량  $p_{cur}(t)$  등이 포함된다.

##### 3.2.2 목적함수 (2단계 최적화)

본 모델은 2단계 최적화 방식을 따른다. 식 (1)은 1단계에서 최소화하는 총 목적함수  $Z$ 를 나타낸다. 목적함수는 CHP 연료비  $C_{CHP}$ , 보일러 연료비  $C_{PLB}$ , 계통전력 수출수의  $R_{exp}$ 에 더해 열 수요 미충족에 대한 패널티  $P_{unmet}$ 으로 구성되며, 이를 최소화함으로써 제약조건 하 시스템의 에너지 비용을 최소화하는 운전 해를 도출한다. 각 비용 구성항의 정의는 식 (2a)-(2d)에 제시한다.

$$\min Z_{stage1} = C_{CHP} + C_{PLB} - R_{exp} + P_{unmet} \quad (1)$$

$$C_{CHP} = \sum f_{CHP}(p_{chp}(t), h_{chp}(t)) \times LNG_{price} \quad (2a)$$

$$C_{PLB} = \sum h_{plb}(t) / \eta_{plb} \times LNG_{price} \quad (2b)$$

$$R_{exp} = \sum p_{exp}(t) \times SMP(t) \quad (2c)$$

$$P_{unmet} = \sum \max(0, D_h(t) - h_{supply}(t)) \times M \quad (2d)$$

Table 1. Equipment specifications

Equipment	Parameter	Value	Unit
CHP	$p_{chp,0}^{max}$	22.0	MW
	$h_{chp}^{max}$	45.0	Gcal/h
	$p_{chp,0}^{min}$	13.2	MW
	$\alpha$	0.0756	Gcal/MWh
	$\eta_{total}$	86.00	%
PLB	$h_{plb}^{max}$	117	Gcal/h
	$\eta_{plb}$	83.29	%
HP	$hp_{cap}$	0-10	MW
	COP	3	-
TES	$SOC^{max}$	355	Gcal
	$h_{tes}^{max}$	85	Gcal/h
Grid	grid	30-80	%

여기서, 식 (2c)의 수출수의 항  $R_{exp}$ 는 CHP가 전력과 열을 동시에 생산할 때 발생하는 전력 판매 수익을 반영한다. 이 항이 없을 경우 최적화는 CHP 대신 PLB만으로 열을 공급하는 해를 선호하게 되므로,  $R_{exp}$ 의 차감을 통해 CHP의 열 전기 동시 생산 구조를 현실적으로 반영한다. 다만 본 연구의 연료비 절감 분석에서는  $R_{exp}$ 를 제외한 순수 연료비 ( $C_{CHP} + C_{PLB}$ )를 기준으로 평가한다.

2단계에서는 1단계 최적 비용  $Z$ 를 유지하는 범위 내에서 출력제어를 최소화하는 문제를 구성하며, 이는 식 (3)에 나타난다.

$$\min \Sigma p_{cur}(t) \quad (3)$$

### 3.2.3 제약조건

#### 1) CHP 운전가능영역

$$\begin{aligned} \underline{p}_{chp}(h_{chp}(t)) \cdot u_{chp}(t) &\leq p_{chp}(t) \leq \overline{p}_{chp}(h_{chp}(t)) \cdot u_{chp}(t) \\ 0 \leq h(t) &\leq h_{chp}^{max} \cdot u_{chp}(t), u_{chp}(t) \in \{0, 1\} \end{aligned} \quad (4)$$

#### 2) 전력균형

$$p_{chp}(t) + RE_{cap} \times re_{prof}(t) = p_{hp}(t) + p_{exp}(t) + p_{cur}(t) \quad (5)$$

식 (4)는 CHP의 가동 여부와 열출력에 의존한 전기출력 운전가능영역을 나타낸다. CHP는 열전비  $\alpha$ 에 기반한 운전 특성을 가지며,  $\underline{p}_{chp}(h(t))$ 와  $\overline{p}_{chp}(h(t))$ 는 각각 주어진 열출력에서 허용되는 전기 출력의 하한과 상한을 의미한다. 식 (5)는 이러한 CHP 출력과 재생에너지 발전량  $RE_{cap} \times re_{prof}$ 이 발전량 가운데 계통으로 송출되는 전력  $p_{exp}(t)$ , 계통 수용 한계를 초과하여 출력 제어되는  $p_{cur}(t)$ , HP 가동에 사용되는  $p_{hp}(t)$ 로 배분되며,  $p_{hp}(t)$ 는 재생에너지 발전분으로 제한하였다.

#### 3) 열균형

$$\begin{aligned} h_{chp}(t) + \beta \cdot COP \times p_{hp}(t) + h_{plb}(t) \\ - h_{ch}(t) + h_{dis}(t) = D_h(t) \end{aligned} \quad (6)$$

좌변은 CHP 열출력, HP 열생산, PLB 열출력, TES 순방열의 합으로 열수요인  $D_h(t)$ 를 충족한다.  $\beta$ 는 HP 전력 소비량을 열생산량 단위로 환산하기 위한 변환계수(Gcal/MWh)이다.

#### 4) TES 동역학 및 물리 제약

$$SOC(t) = SOC(t-1) + h_{ch}(t) \times \eta_{ch} - h_{dis}(t) / \eta_{dis} \quad (7)$$

식 (7)은 TES의 시간별 열 저장량 SOC의 변화를 나타내는 동역학 제약으로, 현 시점의 SOC는 직전 시점의 SOC에 순 충방열량과 충방열 효율  $\eta_{ch, dis}$ 을 반영하여 결정된다. 충열 효율은 0.95, 방열 효율은 1로 설정하였으며, 총 충방열 효율이 0.95인 조건에서 비용 최소화 최적화를 수행하므로 불필요한 충방열 순환은 최적해에서 배제되어 동일 시점의 충열과 방열은 발생하지 않는다.

### 3.3 시나리오 설정

시나리오 변수는 HP 용량, RE 용량, 계통 수용률, LNG 가격의 4개 차원으로 구성하였으며, 각 변수의 범위는 Table 2에 정리하였다.

HP 용량은 0에서 10 MW까지 2 MW 간격으로 설정하였다. 사전 시뮬레이션에서 25 MW까지 확장하였으나, 10 MW 이후로는 CHP 및 TES의 물리적 한계로 인해 추가 효과가 미미하여 분석 범위에서 제외하였다. 재생에너지 용량은 CHP 정격 용량의 1배에서 3배까지로 설정하여 기존 발전 부지 및 열망 내 연결 가능한 규모를 반영하였다. 계통 수용률  $grid$ 는 CHP 및 재생에너지 설비 용량 대비 송전 허용 비율로 정의하였으며, 0.3에서 0.8까지의 범위를 설정하였다. 하한 0.3은 극도의 송전망 제약 상황을, 상한 0.8은 0.9 이상에서 출력제어 자체가 감소하여 HP 효과의 차별성이

Table 2. Scenario parameters

Variable	Range	Unit
$hp_{cap}$	0-10	MW
$re_{cap}$	22-66	MW
$grid$	0.3-0.8	-
$LNG_{price}$	50,000-100,000	KRW/Gcal

미미해지는 점을 고려한 것이다. LNG 가격은 코로나19 영향으로 연료비가 비교적 낮았던 분석 기간인 2019년 10월부터 2020년 9월까지의 평균 가격인 약 50.4천원/Gcal를 감안하여 50천원/Gcal를 기준 시나리오로 설정하였다. 또한 분석 기간 이후 2022년 에너지 가격 급등기에 약 132천원/Gcal까지 상승한 사례를 감안하여 75천원 및 100천원/Gcal를 고연료비 시나리오로 추가하였다.

이러한 4차원 변수 조합으로 총 540개의 시나리오를 구성하여 설비 용량 및 시장 환경 변화가 시스템 유연성과 경제성에 미치는 영향을 종합 분석하였다.

### 4. 분석 결과

본 장에서는 540개 시나리오 시뮬레이션 결과를 바탕으로, CHP-HP-TES 통합 시스템의 출력제어 해소 효과(4.1절)와 HP-CHP 통합 운영의 성과 평가(4.2절)를 분석한다. 4.2절에서는 연료비 절감 및 투자 타당성(4.2.1), CHP 운전 유연성 확보(4.2.2), TES 역할 전환(4.2.3)을 순차적으로 다룬다.

#### 4.1 출력제어 해소 효과

HP 도입 전후 출력제어 감소율을 식 (8)에 정의하였다.

$$\Delta C = (Curt_{base} - Curt_{HP}) / Curt_{base} \times 100 \quad [\%] \quad (8)$$

여기서,  $Curt_{base}$  는 HP 미도입 시 연간 출력제어량,  $Curt_{HP}$

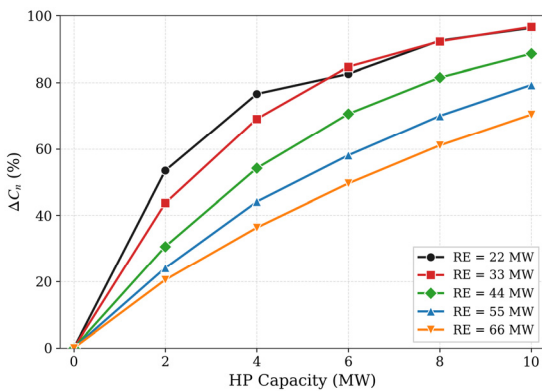


Fig. 1. Curtailment reduction rate by HP and RE capacity

는 HP 도입 시 연간 출력제어량이다. Fig. 1은 HP 용량과 재생에너지 용량 조합에 따른 출력제어량 변화  $\Delta C$ 를 나타낸다.

분석 결과, 모든 조건에서 HP 용량 증가에 따라 출력제어가 크게 감소하였다. 재생에너지 발전 용량 22 MW에서는 HP 4 MW만으로 기존 출력제어의 76.6%가 해소되며, HP 10 MW 시 96.3%로 사실상 전량 흡수에 근접한다. 재생에너지 발전 용량 66 MW에서는 HP 8 MW 도입 시 기존 출력제어의 78.2%가 감소하였으며, 이는 계통 수용률을 0.5에서 0.6으로 확대한 경우와 동등한 효과이다. 이는 송전망 확충이 어려운 여건에서 HP가 유효한 대안이 될 수 있음을 시사한다.

### 4.2 경제성 분석

#### 4.2.1 연료비 절감 및 투자 타당성

HP 도입이 시스템 운영비에 미치는 영향을 분석하였다. Table 3은 HP 용량별 연료비, 절감률, CHP 및 PLB 열출력 감소율, 투자액, 투자회수기간을 종합한 결과이다. 투자회수기간은 단위 용량당 CAPEX 865,000원/kW,<sup>[15]</sup> 연간 OPEX를 CAPEX의 2%로 설정하여 산출하였다.

HP 10MW 도입 시 연료비는 145.5억원에서 83.4억원으로 42.7% 절감된다. CHP 열출력은 45.9%, PLB 열량은 65.8% 감소하여 HP가 열효율이 낮은 PLB를 우선적으로 대체하는 것으로 나타났다. 투자회수기간은 0.78~1.43년으로 모든 HP 용량에서 높은 경제적 타당성이 나타났다. HP 용량이 증가할수록 절감률의 한계증가분은 체감되는 반면 CAPEX는 선형적으로 증가하므로 투자 효율 역시 체

Table 3. Fuel cost savings and investment analysis by HP capacity

HP MW	Fuel Cost 10 <sup>9</sup> KRW	Fuel Sav. %	CHP reduc. %	PLB reduc. %	CAPEX. 10 <sup>8</sup> KRW	Payback yr
0	145.5	-	-	-	-	-
2	122.9	15.5	22.1	17.5	17.3	0.78
4	104.5	28.2	31.7	41.8	34.6	0.86
6	92.7	36.3	39.3	55.6	51.9	1.00
8	86.3	40.7	43.2	61.8	69.2	1.20
10	83.4	42.7	45.9	65.8	86.5	1.43

감하는 경향이 나타났다.

한편, 본 연구의 HP는 재생에너지 잉여전력만을 소비하여 전력 구매비용이 추가적으로 발생하지 않는다. 회수기간 산정 역시 연료비 절감액을 수익으로 하고, 추가 설비의 CAPEX와 OPEX만을 반영한 것으로서 금융비용, 부지 조성비, 계통 연계비 등 사업 부대비용을 포함한 전체 발전기의 총사업비 기준이 아니므로 해석에 유의할 필요가 있다.

#### 4.2.2 CHP 운전 유연성 확보

HP 도입이 CHP의 운전 패턴에 미치는 구조적 변화를 분석하였다. Fig. 2의 HP 미도입 시나리오(좌)에서 CHP는 열수요 충족을 위해 열추종 운전하고 있으며, 이로 인해 주간 재생에너지 발전 피크 시점에 출력제어가 발생한다. 반면 HP 10 MW를 도입할 경우(우), 주간의 잉여 전력을 HP가 흡수하여 열로 변환하고 이를 TES에 저장하는 거동이 나타난다. 야간에는 TES 방열이 기존 PLB 가동의 상당 부분을 분담함에 따라, 전력과 열 섹터 간 에너지의 시간 이동과 화석연료 기반 열 공급의 대체 가능성을 시사한다.

이러한 운전 패턴 변화가 CHP의 열수요 충족성에 미치는 영향을 정량화하기 위해 Fig. 3에 HP 용량별 CHP 열출력 변화와 SMP 상관계수, 열수요 상관계수의 변화를 나타내었다.

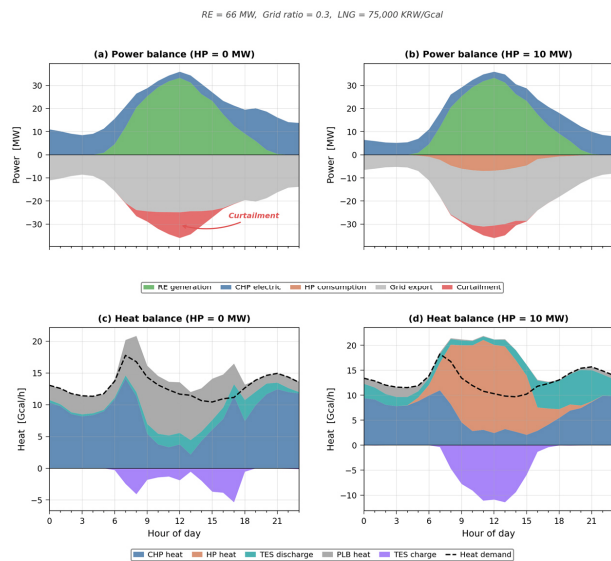


Fig. 2. Hourly operation profile comparison HP = 0 vs HP = 10 MW

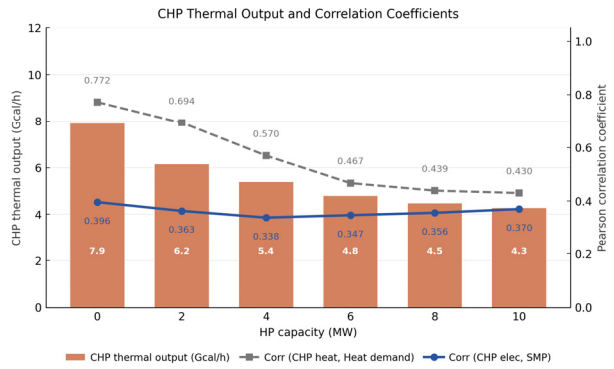


Fig. 3. CHP thermal output and market responsiveness by HP capacity

HP 용량이 증가함에 따라 CHP의 열출력은 점진적으로 감소하며, 이에 따라 CHP 열출력과 열수요 간의 상관계수는 0.772에서 0.430으로 감소한다. 이는 HP-ATES가 열수요를 분담함으로써 CHP가 열 수요와의 동조 운전 제약에서 완화되어, 보다 독립적인 발전 운영이 가능해짐을 의미한다. 한편 CHP 전력 생산과 SMP 간의 상관계수는 HP 용량에 관계없이 0.37~0.40 수준으로 유지되었다. 이는 열수요 탈동조화가 SMP 추종에 의한 것이 아닌 HP-ATES의 열 분담에 따른 구조적 변화임을 볼 수 있다.

또한 HP가 하향 조정 역할을 대거 분담하면서 CHP의 상향 출력 여력이 최대 8.07 MW로 확대되어, 전력계통 관점에서의 운전 유연성도 향상되었다. Table 4에 HP 용량별 디커플링 지표를 종합하였다.

Corr(h, D<sub>h</sub>)는 CHP 열출력과 열수요 간의 상관계수로, HP 도입에 따라 CHP가 열수요와 탈동조되는 경향을 나타낸다. Thermal Ratio는 CHP의 열수요 충족 비율로서 그 감소 추세는 CHP의 열 생산 부담이 HP-ATES로 이전되었음을 의미한다.

Table 4. Decoupling and flexibility indicators by HP capacity

HP MW	Corr (h <sub>chp</sub> , D <sub>h</sub> )	Corr (p <sub>chp</sub> , SMP)	Thermal Ratio %	Down Flex MW	Up Flex MW
0	0.772	0.396	52.2	2.07	6.73
2	0.694	0.363	37.2	1.83	6.97
4	0.570	0.338	36.5	1.31	7.49
6	0.467	0.347	35.7	1.10	7.70
8	0.439	0.356	34.3	0.73	8.07
10	0.430	0.370	35.0	0.82	7.98

### 4.2.3 HP 용량 확대와 TES의 역할 변화

HP 도입에 따른 TES의 운영 특성 변화를 분석하였다. Fig. 4(a)는 HP 가동 에너지를 열수요에 즉각 대응하는 실시간 소비와 TES 충열을 통해 가동이 유지되는 저장 기반 소비 비중으로 구분하여 나타낸 결과이다. 전자는 TES 부재 시에도 HP 가동이 가능한 영역인 반면, 후자는 실시간 열수요를 초과하는 잉여 열을 저장할 경로가 확보되어야만 HP 가동이 가능한 영역을 의미한다.

2 MW 용량의 HP 도입 시에는 열출력이 대부분 열수요 이내에서 형성되므로 TES 의존 비중은 13% 수준에 머문다. 그러나 HP 용량이 증대됨에 따라 실시간 열수요를 초과하는 열생산 빈도가 증가한다. 6 MW 부근에서 TES 의존 비중이 54%를 기록하며 실시간 소비 비중과의 역전 현상이 발생하며, 10 MW에 도달하면 그 비중은 63%까지 확대된다. 이는 HP 대용량화에 따라 TES가 에너지 흡수 제약을 완화하는 역할을 수행하며, HP의 추가적인 가동을 지원하는 요소로 작용함을 시사한다.

이어지는 Fig. 4(b)는 HP 용량 변화에 따른 TES의 운영 모드 분포를 나타낸다. HP 미도입 시 TES는 전체 시간의 82%가 유휴 상태로 존재하며, 집중적인 충열과 방열 비중은 각각 6%와 11%에 불과하다. 그러나 HP 용량이 증가함에 따라 유휴 시간은 점진적으로 감소하고 충열 및 방열 활동이 빈번해지는 추세를 보인다. 특히 10 MW 도입 시 유휴 비중은 45%로 축소되는 반면, 집중 충열과 집중 방열 비중은 각각 19%, 23%로 증가한다. 이러한 분포 변화는 HP 용량이 확대됨에 따라 TES가 에너지의 시간 이동 설비로서 활용도가 높아짐을 보여준다.

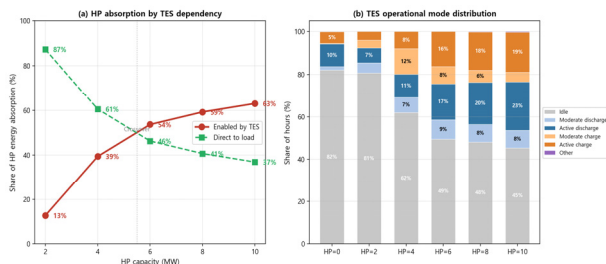


Fig. 4. TES role transformation with HP capacity:  
 (a) HP energy absorption by TES dependency  
 (b) TES operational mode distribution

## 5. 논의

### 5.1 HP의 출력제어 해소 효과와 한계

HP 도입은 재생에너지 발전 용량 22 MW 조건에서 출력 제어의 96.3%를 해소하여 사실상 전량 흡수에 근접하며, 66 MW에서도 70.4%를 해소하는 것으로 나타났다. 이는 송전망 확충이 어려운 여건에서 HP가 물리적 출력제어를 직접 흡수하는 유효한 수단임을 보여준다. 다만 HP 6 MW 이후 한계효과가 체감되는 양상이 확인되며, 이러한 체감 현상에는 열수요 패턴, 재생에너지 발전 용량 및 발전 프로파일 특성 등 복합적 요인이 관여할 수 있으므로, 최적 HP 용량 결정을 위해서는 이들 요인 간의 상호작용에 대한 추가 분석이 필요하다.

### 5.2 CHP 운전 유연성 확보의 함의

HP와 TES가 열 수요를 분담함으로써 CHP 열출력과 열 수요 간의 상관계수가 0.772에서 0.430으로 감소하는 현상은 CHP가 열수요 종속 운전에서 점진적으로 완화됨을 의미한다. 이에 따라 CHP의 상향 출력 여력이 6.73 MW에서 최대 8.07 MW로 확대되어, 피크 시간대 전력 공급 여력 증가에 기여할 수 있다. 한편 CHP 전기 출력과 계통한계가격 간의 상관계수는 0.37~0.40 수준으로 유지되어, 열수요 탈동조가 가격 추종 운전의 결과가 아닌 HP와 TES의 열 분담에 따른 구조적 변화임이 확인되었다. 이는 변동성 재생에너지 확대에 따른 계통 유연성 수요 증가에 기존 열 인프라가 기여할 수 있는 경로를 시사한다.

### 5.3 HP-TES의 에너지 시간 이동 메커니즘

HP와 TES 시스템은 주간 재생에너지 잉여전력을 열로 변환하여 TES에 저장하고 야간에 방열하는 경로를 통해 전력과 열 부문 간 에너지의 시간 이동을 구현한다. 이 메커니즘은 전력-열 변환과 열저장이라는 기존 열 인프라를 경유하므로, 대규모 신규 설비 확충 없이 기존 집단에너지 시설에 적용할 수 있다는 장점을 갖는다. 특히 4.2.3절에서 확인한 바와 같이 HP 용량이 증가할수록 TES의 유휴 시간이 감소하고 충방열 활동이 확대되어, TES가 단순 보조 설비에서 적극적인 시간 이동 설비로 전환되는 양상은 이러한 경로의 실효성을 뒷받침한다. 다만 전력-열 변환은 비

가역적이므로 저장된 열을 전력으로 직접 회수하는 것은 불가능하나, HP와 TES가 열수요를 분담함으로써 CHP의 상향 출력 여력이 확대되는 효과는 계통의 상향 유연성 확보에 기여할 수 있음을 시사한다.

#### 5.4 정책적 시사점

본 연구에서 적용한 HP 소비전력의 재생에너지 잉여전력 제한 제약은 HP가 계통 전력을 소비하지 않는 구조를 전제하므로, 전력시장 참여에 따른 제도적 복잡성 없이 섹터커플링의 편익을 확보할 수 있는 가능성을 보여준다. 0.78~1.43년의 투자회수기간은 기존 집단에너지 사업자 관점에서 비교적 낮은 진입장벽을 시사한다. 다만 이러한 경제적 편익이 실제 투자로 이어지기 위해서는 열 기반 유연성 자원의 계통 기여도를 인정하고 적절히 보상할 수 있는 제도적 기반의 정비와 전제될 필요가 있다.

#### 5.5 연구의 한계

본 연구는 SMP 기반의 정산만을 고려하였으며 보조서비스 시장이나 재생에너지 인증서(Renewable Energy Certificate, REC) 시장 참여를 통한 추가 수익은 반영하지 않았다. HP의 COP를 연평균 3.0으로 고정하였으나, 실제 운전에서는 계절별 외기 온도에 따라 변동이 존재하며, 동절기 효율 저하 시 연료비 절감 효과가 본 연구의 추정보다 감소할 수 있다.

다만 본 연구는 재생에너지를 태양광 단일 자원으로 한정하고 특정 시기의 정규화된 발전 프로파일을 적용하였다. 태양광의 시간별 발전 패턴은 연도 간 차이가 상대적으로 크지 않기 때문에 연도 불일치가 결과에 미치는 영향은 제한적일 것으로 판단되나 추가 연구를 통해 민감도를 확인할 필요가 있다. 아울러 본 연구의 결과는 HP 용량, 재생에너지 용량, 계통 제약률, LNG 가격을 조합한 다양한 시나리오 비교를 통해 도출된 것으로, 주요 변수의 변동에 대해 HP 도입에 따른 연료비 절감, 출력제어 완화, CHP의 열수요 추종성 완화라는 핵심 결과의 정성적 방향은 유지되는 것으로 나타났다. 향후 동일 연도의 데이터를 활용한 후속 검증을 통해 본 연구에서 도출한 결과의 강건성을 추가로 확인할 필요가 있다.

본 연구는 HP의 전력 소비를 재생에너지 잉여전력으로 제한하였으나, 향후 전력시장 참여가 허용될 경우의 더 적극적인 HP 가동을 가정한 추가 편익에 대한 분석이 필요하며, 이는 제도적 환경 변화를 반영한 후속 연구의 과제이다. 마지막으로 단일 연도의 데이터와 단순화된 전력망 제약을 사용하였으므로 다년도 시뮬레이션 및 계통 제약을 구체화한 연구가 보완되어야 한다.

### 6. 결론

본 연구는 CHP와 TES로 구성된 기존 집단에너지 인프라에 HP를 결합하여 전력 계통의 재생에너지 수용성을 제고하고 열 부문 탈탄소화를 달성하기 위한 통합 시스템의 시너지를 분석하였다. 540개 시나리오 시뮬레이션을 통해 HP의 재생에너지 잉여전력 흡수 효과와 시스템의 구조적 변화를 정량적으로 규명한 결과는 다음과 같다.

HP 도입은 재생에너지 발전 용량 및 계통 상황에 따라 기존 출력제어의 70.4%에서 최대 96.3%를 해소하며 송전망 확충이 어려운 여건에서 물리적 출력제어를 직접 흡수하는 유효한 수단임을 나타냈다. 연료비는 42.7% 절감(145.5억 원에서 83.4억 원)되었으며 특히 탄소 배출이 많은 PLB 열량을 65.8% 대체함으로써 열 공급 부문의 구조적 탈탄소화 가능성을 확인하였다. 0.78~1.43년의 투자회수기간은 이러한 전환의 경제적 타당성을 뒷받침한다.

HP와 TES의 결합은 CHP를 기존의 열수요 종속 운전 제약에서 완화시키는 중요한 시너지를 제공한다. HP-TES가 열 수요를 분담함에 따라 CHP 열출력과 열수요 간의 상관계수는 0.772에서 0.430으로 낮아졌으며 이를 통해 확보된 CHP의 상향 출력 여력이 6.73 MW에서 최대 8.07 MW로 확대되어 피크 시간대 전력 공급 능력 증가에 기여할 수 있다. 이는 개별 설비의 단순 합을 넘어 HP와 TES-CHP의 통합 운영이 시스템 전체를 보다 유연화된 자원으로 변모시켰음을 의미한다.

HP 용량 확대에 따라 TES는 단순한 보조 설비에서 HP 가동을 지원하는 핵심 요소로 기능이 강화된다. HP가 흡수한 에너지의 63%가 TES를 통한 시간 이동 경로에 의존하고 있으며 유휴 시간이 82%에서 45%로 감소한 것은 TES

가 시스템 내 주요한 에너지 시간 이동 설비로 활용도가 높아졌음을 보여준다.

결론적으로 기존 집단에너지 인프라에 HP를 유기적으로 결합하는 섹터커플링 전략은 재생에너지 수용성 확대와 기존 설비의 유연 전원화를 동시에 달성할 수 있는 유력한 경로이다. 다만 본 연구 결과는 설정된 TES 용량에 종속적 이므로 향후 TES 규모 최적화와 전력시장 참여 모델을 반영한 후속 연구를 통해 시스템의 편익을 극대화할 필요가 있다.

## References

- [1] Ministry of Trade, Industry and Energy, 2025, “Strengthening emergency response capabilities for the power grid ahead of the autumn light-load period”, 2025.09.16., <https://www.motir.go.kr/attach/down/095a2dda9c864e1d90d751f7668a1117/44dd70acadfc27ffb1f9cf2ad3778294>.
- [2] Lee, H.G., Woo, J.R., and Chang, S.E., 2025, “Assessing the economic and market implications of solar PV curtailment in renewable energy projects and power purchase agreements”, *Current Photovoltaic Research*, **13**(4), 179-191.
- [3] Jeon, W.Y., Kim, J.Y., and Lee, S.W., 2022, “A study on the reduction of renewable energy curtailment through green hydrogen-based sector coupling”, *New. Renew. Energy*, **18**(2), 50-59.
- [4] Gong, D.H., 2008, “Economic analysis of electric heat pump combined with micro-CHP system”, M.S. thesis, Hanyang University, Seoul.
- [5] Li, H., Kang, S., Lu, L., Liu, L., Zhang, X., and Zhang, G., 2017, “Optimal design and analysis of a new CHP-HP integrated system”, *Energy Convers. Manag.*, **146**, 217-227.
- [6] Fambri, G., Mazza, A., Guelpa, E., Verda, V., and Badami, M., 2023, “Power-to-heat plants in district heating and electricity distribution systems: A techno-economic analysis”, *Energy Convers. Manag.*, **276**, 116543.
- [7] Desguers, T., Lyden, A., and Friedrich, D., 2024, “Integration of curtailed wind into flexible electrified heating networks with demand-side response and thermal storage”, *Energy Convers. Manag.*, **304**, 118203.
- [8] Jin, T.Y., and Lee, T.E., 2023, “An analysis on the contribution of sector coupling to the net zero: Focusing on Power-to-Heat (P2H) technology”, Korea Energy Economics Institute, Basic Research Report 23-03, [https://www.keei.re.kr/board.es?mid=a10101020000&bid=0001&act=view&list\\_no=82228&cg\\_code=C01](https://www.keei.re.kr/board.es?mid=a10101020000&bid=0001&act=view&list_no=82228&cg_code=C01).
- [9] Kiviluoma, J., and Meibom, P., 2010, “Flexibility from district heating to decrease wind power integration costs”, *Proc. 12th International Symposium on District Heating and Cooling*, Tallinn, Estonia.
- [10] Gao, S., Jurasz, J., Li, H., Corsetti, E., and Yan, J., 2022, “Potential benefits from participating in day-ahead and regulation markets for CHPs”, *Appl. Energy*, **306**, 117974.
- [11] Bernath, C., Deac, G., and Sensfuss, F., 2021, “Impact of sector coupling on the market value of renewable energies - A model-based scenario analysis”, *Appl. Energy*, **281**, 115985.
- [12] Kim, W.H., Seo, B.S., Kim, J.O., and Kim, H.K., 2025, “Evaluation of the performance of a seawater-based flow battery to reduce renewable energy curtailment”, *New. Renew. Energy*, **21**(3), 29-37.
- [13] International Energy Agency (IEA), 2018, “Status of Power System Transformation 2018: Advanced Power Plant Flexibility”, OECD/IEA, Paris, p.81.
- [14] Kim, J.H., and Lee, C., 2020, “A study on the process analyses of SRF co-generation plant with changes of solid refused fuel composition and exhaust-gas heat recovery system”, *The KSFJ Journal of Fluid Machinery*, **23**(1), 49-55.
- [15] Ministry of Agriculture, Food and Rural Affairs, 2024, “Implementation guidelines for agricultural energy efficiency improvement project (renewable energy facilities) in 2024”, Accessed 10 February 2026, [https://uni.agrix.go.kr/guide/lmxsrv/law/lawFullContent.do?SEQ=9192&SEQ\\_HISTORY=6035](https://uni.agrix.go.kr/guide/lmxsrv/law/lawFullContent.do?SEQ=9192&SEQ_HISTORY=6035).