

## 변동성 재생에너지 활용비율과 운영조건에 따른 하수처리수 재이용시스템의 한계저감비용 분석

백승일<sup>1</sup>, 김하나<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup>한국과학기술원 녹색성장지속가능대학원, <sup>2</sup>한국과학기술원 인문사회과학부 부교수

### Marginal Abatement Cost Analysis of Wastewater Reuse Systems under Varying Renewable Energy Penetration and Operational Conditions

Seung Il Baik<sup>1</sup>, Hana Kim<sup>2\*</sup>

<sup>1</sup>Dept. Graduate School of Green Growth and Sustainability, Korea Advanced Institute of Science and Technology, Daejeon, Korea

<sup>2</sup>Associate Professor, Dept. School of Digital Humanities and Computational Social Science, Korea Advanced Institute of Science and Technology, Daejeon, Korea

#### ABSTRACT

This study evaluates the environmental and economic performance of a wastewater reuse system (MBR + UF/RO) in Jeju under varying levels of variable renewable energy (VRE) utilization. Hourly-resolution data (8,760 hours) on electricity generation mix and wastewater treatment operation were used to conduct dynamic life cycle assessment (dLCA) and techno-economic assessment (TEA). Under a PPA-based electricity procurement framework, nine scenarios were analyzed by combining renewable energy penetration levels (0-80%) with two operational strategies: WWTP-coupled (F1) and VRE-following (F2). The results show that increasing renewable energy penetration reduces GHG emission intensity by up to approximately 70% per unit of reuse water. The marginal abatement cost (MAC) ranges from 34 to 41 thousand KRW/tCO<sub>2</sub>eq and exhibits a non-linear pattern, peaking at 40% penetration before declining at higher levels. In addition, the F1 strategy consistently achieves higher emission reductions and lower MAC compared to F2. These findings highlight the importance of temporal alignment between electricity procurement and operational strategies and emphasize the need for MAC-based decision-making in decarbonizing public infrastructure systems.

**Key words:** PPA, MAC, dLCA, TEA, wastewater reuse system, electricity procurement strategy

#### 요약

본 연구는 제주지역 하수 재이용수 공급 시스템(MBR + UF/RO)을 대상으로 변동성 재생에너지 활용에 따른 환경적·경제적 성과를 분석하는 것을 목적으로 한다. 1시간 해상도(8,760시간)의 발전원 구성 데이터와 하수처리 운영 데이터를 활용하여 동적 전과정평가(dLCA)와 비용 분석(TEA)을 수행하였다. 재생에너지 전력구매계약(PPA) 기반 전력조달 하에서 재생에너지 활용 비율(0-80%)과 두 가지 운영전략-하수처리시설 연계형(F1)과 재생에너지 추종형(F2)-을 조합한 9개 시나리오를 분석하였다. 분석 결과, 재생에너지 비중 증가에 따라 재이용수 단위당 온실가스 배출량은 최대 약 70% 감소하였다. 한계저감비용

Date Received: Mar. 30, 2026, Date Revised: Apr. 20, 2026, Date Accepted: Apr. 23, 2026

\* **Corresponding author** : Hana Kim, Tel: +82-10-8967-3834, E-mail: max3567@gmail.com

© Copyright 2026 The Korean Society for Life Cycle Assessment. This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

(MAC)은 약 34-41 천 KRW/tCO<sub>2</sub>eq 범위로 나타났으며, 40% 구간에서 최대값을 보인 후 감소하는 비선형적 패턴을 보였다. 또한 F1 전략은 F2 대비 더 높은 감축 효과와 더 낮은 MAC를 동시에 달성하였다. 본 연구는 전력조달과 운영 전략 간 시간적 정렬이 감축 성과에 미치는 영향을 정량적으로 제시하며, 공공 인프라 탈탄소화 전략에서 MAC 기반 의사결정의 필요성을 강조한다.

**주제어:** PPA, 한계저감비용, 동적 LCA, TEA, 하수 재이용 시스템, 전력조달 전략

## 1. 서론

탄소중립이 국가적 과제로 법제화되고 전력·산업 전반에서 탈탄소 전환이 가속화되면서, 이에 정부는 「기후위기 대응을 위한 탄소중립·녹색성장 기본법」을 제정하여 기후위기 대응과 탄소중립 사회로의 이행을 국가의 법적 책무로 규정하였으며[1], 이에 근거한 「탄소중립·녹색성장 국가전략 및 제1차 국가 기본계획」은 2030년까지 2018년 대비 40% 감축이라는 국가 온실가스 감축목표(NDC, Nationally Determined Contribution)를 제시하였다[2].

이와 같이 탄소중립이 법제화되고 국가 기본계획의 형태로 구체화되면서, 공공부문 역시 감축의 선도적 이행 주체로 주목 받고 있으며, 상·하수도 인프라를 포함한 공공시설의 온실가스(GHG, green house gas) 감축 성과는 온실가스 목표관리 등을 통해 평가 대상이 되고 있다[1].

특히 Lam and van der Hoek[3]은 하수처리장이 탈탄소화를 달성하기 위해 시설 내부의 물리적 효율 개선을 넘어 재생에너지 조달 등 운영자 관점(utility opportunities)의 외부 감축 수단을 적극 포괄해야 함을 지적하였다.

이러한 맥락에서, 제주 지역은 지하수 의존도가 높고 재이용률이 낮은 반면, 풍력 및 태양광 중심의 변동성 재생에너지 비중이 높은 독립형 전력계통을 가지고 있어, 전력의 시간적 변동성이 물-에너지 시스템의 환경 및 경제적 성과에 큰 영향을 미치는 대표적인 사례 지역이다[4, 5]. 제주도는 용수 공급의 80% 이상을 지하수에 의존하고 있으나[6] 최근 수위 저하와 지속가능 이용량 초과 우려로 인해 대체 수자원으로서 하수 재이용의 전략적 가치가 매우 높다. 하수 재이용 공정은 MBR(Membrane Bio-Reactor) 및 UF/RO (Ultrafiltration/Reverse Osmosis) 등 고도 처리 공정을 수반하여 기존 하수 처리 방식 대비 전력 소모량이 약 2~3배 높다[7, 8]. 특히 제주도는 높은 재생에너지 보급률로 인한 출력 제한(curtailment) 이슈가 심각하며, KPX [21]의 최신 데이터에서 나타나듯이 시간대별 배출계수의 변동성이 커서 dLCA 분석의 실효성을 증명하기 위한 최적의 테스트베드이다.

한편, 기존 전과정평가(LCA) 및 비용 분석 연구는 연평균 전력 배출계수를 적용한 정적 접근에 머무르는 경우가 많아,

전력의 시간 변동성과 운영 전략에 따른 감축 효과 차이를 충분히 반영하지 못하였다. 특히 전력조달 전략 자체를 하나의 감축 수단으로 간주하고 이를 MAC 관점에서 정량화된 연구는 제한적이다.

따라서 본 연구는 재생에너지 PPA 기반 전력조달 전략을 대상으로, 운영 전략 차이에 따른 온실가스 감축 효과를 한계저감비용(MAC) 관점에서 정량화하고, 공공 하수 재이용 시스템의 탈탄소 전략 설계에 대한 정책적 시사점을 도출하는 것을 목적으로 한다.

## 2. 연구방법

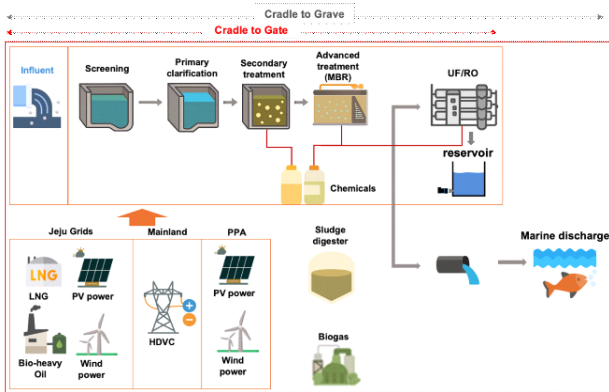
### 2.1 연구 범위

본 연구는 제주 지역공공하수처리시설(WWTP, Waste Water Treatment Plant)과 연계된 재이용수 생산 시스템(MBR + UF/RO)을 분석 대상으로 설정하였다. 해당 시스템은 하수처리수를 막 생물반응조(MBR)로 처리한 후, 초여과(UF) 및 역삼투(RO) 공정을 통해 재이용수를 생산하는 구조로 구성되며, 관련 펌핑 및 보조설비를 포함한다. 기능단위(functional unit)는 생산된 재이용수 1 m<sup>3</sup>로 정의하였다. 모든 환경적·경제적 결과는 기능단위당 값(kg CO<sub>2</sub>eq/m<sup>3</sup>, KRW/m<sup>3</sup>)으로 환산하여 비교하였다. 시스템 경계는 Cradle-to-Gate 범위로 설정하였으며, 재이용처리시설 건설단계 및 폐기단계에서의 내재탄소는 분석에서 제외되었다.

본 연구가 제주 지역 공공하수처리시설(WWTP)과 연계된 재이용수 생산 시스템을 분석 대상으로 설정한 이유는 다음과 같다. 제주지역은 지하수 의존도가 높고 대체 수자원 확대의 필요성이 큰 지역으로 하수처리수 재이용의 정책적 중요성이 높다[4, 6]. 공공하수처리시설과 연계된 재이용수 생산 시스템은 실제 지역 물순환 체계에서 활용 가능한 공공 인프라이며, 공공부문 탈탄소 전략의 적용 가능성을 검토하기에 적합하다. 특히 MBR + UF/RO 기반 재이용수 생산 공정은 고도처리 특성상 기존 하수처리 공정보다 전력소비 비중이 높아, 전력조달 방식과 운영 전략 변화에 따른 온실가스 및 비용 영향을 분석하기에 적절한 사례이다[7, 8]

**Table 1.** Summary of goal & scope definition

Item	Information
Goal and scope	To evaluate the marginal abatement cost (MAC) of alternative electricity procurement strategies (F1 & F2) for public wastewater reuse systems under increasing PPA penetration.
Studied system	WWTP coupled with MBR + UF/RO Reuse-water system (22,000m <sup>3</sup> /day)
Studied scenarios	PPA penetration (0-80%); Operation mode (F1: WWTP-coupled, F2: VRE-following); Total scenarios (n = 9)
Functional unit	1 m <sup>3</sup> of reuse water
Location	Jeju
System boundary	Cradle-to-Gate (operational phase)
Temporal resolution	Hourly (8,760 hr)
PPA contact price	186.7(KRW/kWh)
Assessment methods	GHG emission intensity (CO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> ), Water unit cost (KRW/m <sup>3</sup> )



**Fig. 1.** System boundary and process flow of the Jeju WWTP-UF/RO reuse-water system

### 2.2 전력 조달 시나리오 및 운영 전략

본 연구는 재생에너지 전력구매계약(PPA) 도입 비율과 UF/RO 운영 전략의 조합에 따른 환경·경제적 차이를 비교하였다. PPA 도입 비율은 0%, 20%, 40%, 60%, 80%로 설정하였다. 시간별 전력 배출계수는 제주 지역의 시간별 발전원 구성 데이터와 각 발전원의 전과정 배출계수를 결합하여 산정하였다. 즉, 시간 t에서의 전력 배출계수는 각 발전원별 발전 비중과 단위 배출계수의 가중합으로 계산하였다. 이를 통해 8,760시

간 기준의 시간해상도 전력 배출계수 프로파일을 구축하였다.

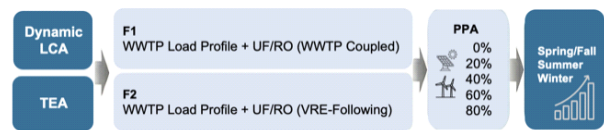
PPA 도입 효과는 재생에너지 전력 비중 증가에 따라 시간별 전력 배출계수를 조정하는 방식으로 반영하였다. 구체적으로, 기준 시나리오(0% PPA)의 시간별 전력 배출계수를 기준으로, PPA 도입 비율에 해당하는 만큼 재생에너지(저탄소 전원)로 대체되는 것으로 가정하여 배출계수를 감소시키는 구조로 모델링하였다.

운영 전략은 전력 수요의 시간적 배치 방식에 따라 두 가지로 구분하였다. F1(WWTP-coupled operation)은 UF/RO 전력 수요가 하수 유입 패턴에 연동되는 방식으로, 기존 하수처리시설 운영 스케줄을 따르는 구조이다. 반면 F2(VRE-following operation)는 재생에너지 발전량이 높은 시간대로 UF/RO 가동 시간을 이동(load shifting)하여 전력 공급의 시간 구조에 맞추어 수요를 조정하는 전략이다.

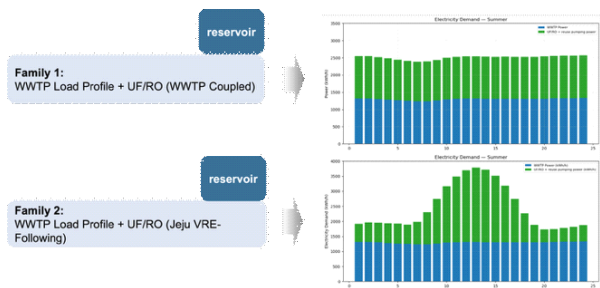
두 전략은 연간 총 전력소비량과 설비 구성을 동일하게 유지한 상태에서, 시간대별 전력 수요 프로파일의 차이만을 반영하여 운영 전략의 시간 정렬 효과를 비교하였다.

### 2.3 온실가스 배출량 산정

본 연구는 연간 총 전력소비량과 설비 구성은 동일하게 유지되되, 전력 수요와 전력 공급의 시간적 정렬(alignment)에 따른 환경 성과 차이를 분석하기 위하여 시간해상도 1시간(총 8,760시간)을 적용한 동적 전과정평가(dLCA, dynamic Life Cycle Assessment)를 수행하였다. 전력 사용에 따른 연간 온실가스 배출량은 다음과 같이 계산하였다.



**Fig. 2.** Scenario framework



**Fig. 3.** Hourly electricity-demand profiles by operational family: F1 (WWTP-coupled) vs. F2 (VRE-following)

$$GHG_{total} = GHG_{chem} + GHG_{mem} + GHG_{elec}$$

$$= \sum_{t=1}^{T=8760} Q(t)E_{chem} + Q(t)E_{mem} + D(t)S(t)E_{elec}$$

여기서  $Q(t)$ 는 시간  $t$ 에서의 처리수량( $m^3$ ),  $D(t)$ 는 시간별 전력수요(kWh),  $E_{elec}$ 는 발전원별 전과정 배출계수( $kg\ CO_2/m^3$ ), 그리고  $S(t)$ 는 시간별 전력 공급원에 비중 행렬을 의미한다.  $E_{chem}$ 은 약품 사용에 따른 배출계수,  $E_{mem}$ 은 막 생산 및 교체에 따른 단위 배출계수를 의미한다. 전력 관련 배출량은 시간별 전력 수요  $D(t)$ 와  $S(t)$ ,  $E_{elec}$ 를 결합하여 계산함으로써, 전력 수요와 공급 간 시간적 정렬 효과를 반영하였다.

$$GHG_{Emission\ Intensit}$$

$$= \frac{Q(t)E_{chem} + Q(t)E_{mem} + D(t)S(t)E_{elec}(t)}{Wp_t}$$

가능 단위 기준 배출집약도( $kg\ CO_{2eq}/m^3$ )는 총 온실가스 배출량을 동일 기간 동안 생산된 재이용수 총량으로 나누어 산정하였다. 여기서  $Wp_t$ 는 분석 기간 동안의 총 재이용수 생산량을 의미한다.

#### 2.4 물 생산 단가 산정

본 연구에서는 UF/RO 기반 재이용수 생산 시스템의 시간별 물 생산 단가를 산정하기 위해 총 운영비를 약품비, 멤브레인 비용, 전력비, 그리고 고정운영비로 구분하였다. 변동운영비(계통 및 PPA 정산)는 시간해상도 1시간 기준으로 산정하

였으며, 전력비는 제주 산업용 전기요금 체계를 반영하여 계통(grid) 정산분과 PPA 정산분으로 구분하였다(KEPCO, 2025). 또한 시간별 에너지요금, 망이용요금, 그리고 시간배분된 기본요금의 합으로 산정하였다. 이때 에너지요금은 계통 전력에 적용되는 계절·시간대별 요금과 PPA 계약단가를 반영하여 계산하였다. 이에 따라 시간  $t$ 에서의 총 전력비는 다음과 같이 표현된다.

$$Cost_{elec}(t) = Q\ C_{energy}(t) + C_{network}(t) + C_{basic}^{alloc}(t)$$

약품비는 시간별 약품 사용량과 단가를 곱하여 산정하였다. 대상 약품에는 전처리 및UF/RO 공정 운영에 사용된다 (Table 2).

$$Cost_{chem}(t) = Q\ C_{chem}(t)$$

최종적으로 시간별 물 생산 단가는 약품비, 전력비, 고정운영비(멤브레인 교체 비용 포함)를 합산한 후, 해당 시간의 재이용수 생산량으로 나누어 산정하였다.

$$W_{cost} = \frac{Q(t)C_{chem} + D(t)C_{mem} + OPEX_{fixed}(t)}{Wp_t}$$

여기서  $Wp_t$ 는 시간  $t$ 의 재이용수 생산량이며,  $OPEX_{fixed}(t)$ 는 시간단위로 배분된 고정 운영·유지관리비를 의미한다. 이렇게 산정된 시간별 재이용수 생산단가(KRW/ $m^3$ )는 시나리오별 경제성 비교에 활용하였다.

**Table 2.** Summary of input datasets

Category	Data item	Resolution	Source	Period
Operational data	Influent flow	Fixed	[11, 12, 13]	2021–2024
	WWTP electricity load	Hourly	[14]	2021–2024
	UF/RO electricity load	Hourly	[15]	2025
Electricity data	Jeju grid mix	Hourly	[9, 16]	2021–2024
	HVDC imports	Hourly	[17]	2021–2024
	PPA profile	Hourly	[18, 19, 20, 21]	2021–2024
Electricity price	SMP, REC	Hourly/daily	[17, 18, 19]	2023–2025
	TOU tariff	Hourly	[22]	2025
Membrane infra	MBR, UF, RO modules	Annualized	[15, 24]	–
OPEX (WWTP & UF/RO)	Labor, maintenance, materials, chemicals	Annual/monthly	[13, 24, 25]	2025

### 2.5 한계저감비용 산정(MAC)

본 연구에서는 PPA 기반 전력조달 전략의 온실가스 배출량 감축의 비용효율성을 정량화하기 위하여 한계저감비용 (marginal abatement cost, MAC)을 산정하였다.

MAC은 대안 간 비용 증가분을 배출 저감량으로 나눈 지표로, 감축 1 tCO<sub>2eq</sub> 당 추가 비용을 나타내는 통합적 의사결정 지표이다(Global CO<sub>2</sub> Initiative, 2022). 이와 같은 접근은

LCA에서 도출된 배출 성과와 TEA에서 도출된 비용 성과를 단일 지표로 통합하는 방식으로, 최근 CCU 및 에너지 시스템 평가 분야에서 제안된 LCA-TEA 통합 프레임워크의 방향성 과도 일치한다[10]. 특히 해당 가이드라인은 기준 시스템을 명확히 설정하고, 차이를 통해 점진적 감축 비용을 산정함으로써 비교 가능성을 확보하기 위한 표준적 접근으로 제시되고 있다.

MAC는 기준 시나리오(0% PPA) 대비 시나리오의 평균 단

**Table 3.** Life cycle inventory database (LCI DB)

LCI DB (Power Generation)			
Name	Unit	Location	Reference
Bio Heavy Oil	1kWh	KR	KIETI LCI DB 2024 [26]
Nuclear	1kWh	KR	KIETI LCI DB 2024 [26]
Steam power (hard coal)	1kWh	KR	KIETI LCI DB 2024 [26]
Wind (on-shore)	1kWh	KR	KIETI LCI DB 2024 [26]
Combined cycle (natural gas)	1kWh	KR	KIETI LCI DB 2024 [26]
Steam power (natural gas)	1kWh	KR	KIETI LCI DB 2024 [26]
Solar (open ground installation)	1kWh	KR	KIETI LCI DB 2024 [26]
Hydro (small hydro)	1kWh	KR	KIETI LCI DB 2024 [26]
Hydro (convectional)	1kWh	KR	KIETI LCI DB 2024 [26]
Hydro (pump storage)	1kWh	KR	KIETI LCI DB 2024 [26]
Steam power (heavy oil)	1kWh	KR	KIETI LCI DB 2024 [26]
Internal combustion (heavy oil)	1kWh	KR	KIETI LCI DB 2024 [26]
LCI DB (WWTP, UF/RO)			
Name	Unit	Location	Reference
Ultrafiltration module	1kg	GLO	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
Reverse osmosis module	1kg	GLO	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
MBR module	1kg	GLO	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
NaOCl (12%)	1kg	RoW	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
Antiscalant (100%)	1kg	RoW	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
Organic (NaOCl, 12%)	1kg	RoW	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
Inorganic (HCl 35%)	1kg	RoW	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
Organic (NaOH, 98%)	1kg	GLO	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
Inorganic (citric acid, 50%)	1kg	GLO	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
NaOCl (12%)	1kg	RoW	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
NaOH (4.5%)	1kg	GLO	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
Polyaluminium chloride	1kg	GLO	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
Polyacrylamide (anionic, cationic, 40%)	1kg	GLO	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
FeCl <sub>3</sub> (38%)	1kg	GLO	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
SBS (NaHSO <sub>3</sub> ) (38%)	1kg	GLO	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]
Citric acid (50%)	1kg	GLO	Ecoinvent v3.11 (cut-off) [27]

위 비용 및 배출집약도 차이를 이용하여 다음과 같이 계산하였다.

$$MAC_{0 \rightarrow x} = \frac{C_x - C_0}{E_0 - E_x} \times 1000 [KRW/tCO_{2eq}]$$

여기서  $C_x$ 는 시나리오에서의 평균 단위 재이용수 처리비용 (KRW/m<sup>3</sup>)을 의미하며,  $C_0$ 는 기준 시나리오(0%, PPA)에서의 평균 단위 처리비용을 의미한다. 또한  $E_x$ 는 시나리오  $x$ 에서의 평균 간접 온실가스 배출집약도(kgCO<sub>2eq</sub>/m<sup>3</sup>)를,  $E_0$ 는 기준 시나리오에서의 평균 간접 온실가스 배출집약도(kgCO<sub>2eq</sub>/m<sup>3</sup>)를 각각 나타낸다.

본 연구의 한계감축비용 값은 설비 구성 및 연간 총 전력소비를 동일하게 유지한 상태에서 전력조달 전략의 차이에 따른 운영자 관점(operator-level)의 감축 비용이다. 또한 본 연구는 기존 공공하수처리시설과 연계된 재이용수 생산 시스템을 대상으로 하며, WWTP와 MBR + UF/RO 설비는 모든 시나리오에서 동일하게 유지된다. 따라서 자본비용(CAPEX, Capital Expenditure)은 시나리오 간 차이를 유발하지 않는 공통 비용으로 간주하여 제외하였다.

### 3. 데이터

제주 지역 공공하수처리시설(WWTP)과 연계된 재이용 시스템을 분석 대상으로 선정하고, 해당 시설의 운영 자료를 기반으로 공정별 1차 데이터를 수집하였다. 유입수량, 시간별 전력 사용량, 막 공정 설계 사양 및 약품 투입량 등은 시설 운영 자료 및 기술보고서를 통해 확보하였다. 전력 공급과 관련된 시간대별 육지 및 제주도 발전원 구성 및 제주도의 육지 전력 수입 자료는 한국전력거래소(KPX) 통계를 활용하였으며, 이를 각 발전원의 전과정 온실가스 배출계수와 결합하여 시간 해상도 1시간(8,760시간) 기반의 전력 탄소집약도 프로파일을 구축하였다. 경제성 분석에 필요한 SMP(System Marginal Price), REC(Renewable Energy Certificate), 산업용TOU 요금 및 약품 단가 자료는 KPX, KEPCO, PPS 등 공공자료를 활용하였다.

### 4. 연구결과

PPA 비중 변화에 따른 한계저감비용(MAC)을 비교한 결과, PPA 비중이 증가할수록 두 운영전략(F1, F2) 모두에서 온실가스 저감량은 증가하는 경향을 보였다(Fig. 4). 반면 MAC는 PPA 비중 증가에 따라 선형적으로 감소하지는 않았으며,

중간 구간에서 증가한 후 고비중 PPA 조건에서 다시 낮아지는 비선형적 패턴을 나타냈다(Fig. 5). 이는 PPA 확대가 배출 저감에는 일관되게 기여하지만, 비용 효과는 전력 정산구조와 운영전략에 따라 달라질 수 있음을 시사한다.

단위 재이용수당 온실가스 저감량을 보면, WWTP-coupled(F1)의 경우 PPA 20%, 40%, 60%, 80%에서 각각 약 0.56, 1.10, 1.65, 2.20 kg CO<sub>2eq</sub>/m<sup>3</sup>로 유사한 증가 추세를 보였다. 특히 PPA 80% 조건에서 두 전략 모두 가장 큰 저감량을 보였으며, F1이 F2보다 약간 우세한 결과를 나타냈다. 이는 재생에너지 발전량이 높은 시간대가 항상 전력 탄소집약도가 가장 낮은 시간대와 일치하지 않기 때문으로 해석된다. 또한 F2 전략에서는 특정 시간대에 전력 수요가 집중되면서 시간가중 평균 배출계수 기준의 추가 감축 효과가 제한된 것으로 보인다.

한계저감비용(MAC)의 경우, F1은 PPA 20%, 40%, 60%, 80%에서 각각 약 34.8, 39.4, 37.3, 34.0 천 KRW/tCO<sub>2eq</sub> 수준으로 나타났다. F2는 같은 조건에서 약 34.5, 40.8, 38.6, 35.0 천 KRW/tCO<sub>2eq</sub> 수준으로 도출되었다. 즉, 두 전략 모두 PPA 40% 조건에서 MAC가 가장 높았고, 이후 60%와 80% 구간으로 갈수록 다시 낮아지는 경향을 보였다. 이는 초기 PPA 확대 구간에서는 비용 증가에 비해 감축 효과의 개선폭이 상대

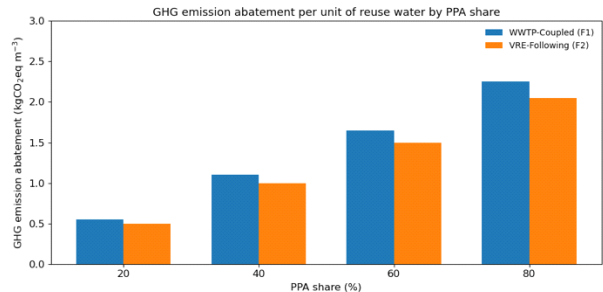


Fig. 4. GHG emission reduction per unit of reuse water by PPA penetration

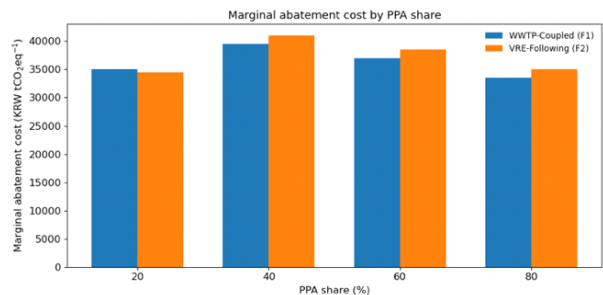


Fig. 5. Comparison of marginal abatement cost across PPA scenarios and operational strategies

적으로 제한적이기 때문이다. 반면 더 높은 PPA 비중에서는 추가적인 저감효과가 누적되면서 단위 감축당 비용 부담이 다시 완화되는 것으로 해석된다.

운영전략 간 비교에서는 전반적으로 F2의 MAC가 F1보다 높게 나타났다. PPA 20%에서는 두 전략 간 차이가 거의 없었으나, 40%와 60% 구간에서는 F2가 F1보다 각각 약 1.4 천 KRW/tCO<sub>2eq</sub> 1.3 천 KRW/tCO<sub>2eq</sub> 정도 높은 값을 보였다. 80% 구간에서도 F2가 F1보다 여전히 높은 MAC를 나타냈다. 반면 온실가스 저감량은 전 구간에서 F1이 F2보다 소폭 높게 나타났다. 따라서 본 분석 범위에서는 동일한 PPA 비중에서 F1이 비용효율성과 배출저감 측면 모두에서 상대적으로 유리한 것으로 판단된다.

분석 결과, PPA 비중이 확대될수록 두 운영전략 모두에서 재이용수 1 m<sup>3</sup>당 온실가스 저감량이 증가하는 경향이 나타났다. 그러나 PPA 비중이 증가할수록 MAC가 선형적으로 감소하는 구조가 아니라, 중간 구간에서 일시적으로 비용부담이 증가한 후 고비중 구간에서 다시 개선되는 패턴이 나타났다. 이러한 결과는 재이용수 시스템의 저탄소화 전략을 평가할 때 단순 평균 비용이 아니라, PPA 비중 확대에 따른 감축효과와 비용효율성의 동시 비교가 필요함을 보여준다.

## 5. 고찰 및 결론

본 연구는 재이용수 생산 시스템을 대상으로 운영 전략과 PPA 도입 비중 변화에 따른 온실가스 감축 효과 및 한계저감 비용(marginal abatement cost, MAC)을 비교·분석하였다. 분석 결과, PPA 비중을 0%에서 80%까지 확대할 경우 재이용수 1m<sup>3</sup>당 온실가스 배출량은 최대 약 70% 감소하였으며, 이에 따른 MAC는 약34-41 천 KRW/tCO<sub>2eq</sub> 수준으로 도출되었다. 이는 공공 인프라의 탈탄소화가 단순한 운영 효율 개선만으로 달성되는 것이 아니라, 추가적인 감축 비용을 수반하는 구조적 전환 과제임을 시사한다.

운영 전략별 비교에서는 WWTP-Coupled(F1) 방식이 전 구간에서 VRE-Following(F2) 방식보다 더 높은 온실가스 저감량과 더 낮은MAC를 달성하는 것으로 나타났다. 반면 F2는 재생에너지 발전 패턴에 맞추어 수요를 이동시킴으로써 시스템 유연성을 높일 수 있으나, 비용 효율성 측면에서는 상대적으로 불리한 결과를 보였다. 이는 수요 유연성이 전력계통 측면에서는 의미 있는 가치를 가질 수 있으나, 현재의 산업용 전력요금 체계와 PPA 정산 구조에서는 그 가치가 충분히 보상되지 못하고 있음을 시사한다.

이러한 결과는 향후 분산에너지 활성화 정책 및 직접 PPA

시장 확대와의 정합성 측면에서도 중요한 의미를 갖는다. 「분산에너지 활성화 특별법」에 따라 제주를 포함한 지역 단위 분산에너지 특구 제도가 본격화되면서, 재생에너지 자원이 풍부한 지역에서는 전력의 지역 내 소비 확대와 수요 기반 분산형 전력시스템 구축이 점차 중요해지고 있다. 이 과정에서 공공 인프라는 단순한 전력 소비 주체를 넘어, 지역 내 재생에너지 수용성과 계통 유연성 확보에 기여하는 핵심 수요처로 기능할 수 있다.

또한 본 연구에서 제시한 MAC는 공공부문의 재생에너지 전력조달 전략을 평가하는 정량적 기준으로 활용될 수 있다. 이는 K-ETS 또는 자발적 탄소시장 가격을 직접 의미하는 것은 아니지만, 감축 1 tCO<sub>2</sub> eq당 비용 수준을 제시함으로써 해당 전략의 경제성을 다른 감축수단과 비교할 수 있는 기준을 제공한다. 특히 공공기관과 에너지 다소비 기업이 직접 PPA를 확대할 때에는 단순한 전력조달 비용뿐 아니라 실질적인 감축 비용을 함께 고려할 필요가 있다. 이때 MAC는 내부 탄소가격 설정이나 투자 우선순위 판단에 활용될 수 있는 유용한 지표이다.

종합하면, 본 연구는 재이용수 생산 시스템에서 PPA 확대가 유의미한 온실가스 감축 효과를 가져올 수 있음을 확인하였으며, 동시에 그 감축 효과가 일정 수준의 비용을 수반한다는 점을 정량적으로 제시하였다. 또한 운영 전략 측면에서는 F1이 현행 제도와 가격 구조하에서 더 우수한 비용 효율성을 보였고, F2의 추가적 유연성 가치는 아직 충분히 시장에서 보상되지 못하는 것으로 나타났다. 따라서 향후에는 수요반응(DR), 유연성 자원, 시간대별 가격 신호 등을 반영한 정산 체계 고도화를 통해 공공 인프라의 계통 기여도를 경제적으로 보상할 수 있는 제도적 기반이 마련될 필요가 있다. 이러한 점에서 본 연구는 공공부문 재생에너지 조달 전략의 경제성과 정책적 방향성을 검토하는 데 활용될 수 있는 실증적 근거를 제시한다.

## 사 사

본 연구는 한국수자원공사(K-water)의 「제주 물순환 달성을 위한 제주형 물재이용 추진방안 연구」 [N06240127]의 지원을 받아 수행되었습니다.

## Reference

1. Republic of Korea. Framework Act on Carbon Neutrality and Green Growth for Coping with Climate Crisis (Act No. 18469, enacted Sep. 24, 2021; enforced Mar. 25, 2022). Korea Law Translation Center (KLRI). [https://elaw.klri.re.kr/eng\\_service/lawView.do?hseq=59958&lang=ENG](https://elaw.klri.re.kr/eng_service/lawView.do?hseq=59958&lang=ENG)
2. Government of the Republic of Korea. National Strategy for Carbon Neutrality and Green Growth and the First National Framework Plan (2023–2042). Seoul: Government of the Republic of Korea; 2023. <https://www.law.go.kr>
3. Lam, K. L., & van der Hoek, J. P. (2020). Low-carbon urban water systems: Opportunities beyond water and wastewater utilities? *Environmental Science & Technology*, 54(4), 2298–2310. <https://doi.org/10.1021/acs.est.9b06600>
4. Ministry of Environment. (2024). National sewerage statistics 2024 [in Korean]. Ministry of Environment. <https://www.hasudoinfo.or.kr/bbs/lay1/WS10000015/40318/view.do>
5. Korea Energy Economics Institute. (2025). Regional energy statistics yearbook 2024 [in Korean]. KEEI. [https://kesis.keei.re.kr/board.es?mid=a10301020000&bid=0014&act=view&list\\_no=2433](https://kesis.keei.re.kr/board.es?mid=a10301020000&bid=0014&act=view&list_no=2433)
6. Jeju Special Self-Governing Province. (2022). Jeju integrated water management master plan (2023–2032) [in Korean]. Jeju Provincial Government. <https://water.jeu.go.kr/WRP/Reterence.es?action=view&artiId=1720>
7. Kitanou, S., Ben Amar, N., Ben Aissa, M.A. Membrane bioreactor for domestic wastewater treatment: Energy consumption evaluation. *Desalination and Water Treatment* 240, pp. 55–62 (2021).
8. Sim, A., Mauter, M.S. Cost and energy intensity of U.S. potable water reuse systems. *Environmental Science: Water Research & Technology* 7(4), pp. 748–761 (2021).
9. Korea Power Exchange (KPX). (2024a). Hourly solar and wind generation in Jeju [Data set]. Public Data Portal. <https://www.data.go.kr/data/15127502/fileData.do>
10. Langhorst, T., et al. (2022). Techno-Economic Assessment & Life Cycle Assessment Guidelines for CO<sub>2</sub> Utilization (Version 2.0). University of Michigan. <https://doi.org/10.7302/4190>
11. Korea Environment Corporation (K-eco). (2024a). Operation and maintenance costs for the Jeju public wastewater treatment plant [Unpublished raw data file].
12. Korea Environment Corporation (K-eco). (2024c). Influent and effluent flow and water quality at the Jeju wastewater treatment plant (2021–2023) [Unpublished raw data file].
13. KUMHO Engineering & Construction (Kumho). (2022, August). Basic design report for the Jeju public wastewater treatment plant modernization project [Unpublished technical report].
14. Korea Environment Corporation (K-eco). (2024b). Monthly electricity consumption at the Jeju wastewater treatment plant (2021–2023) [Unpublished raw data file].
15. Ion-Tech. (2025). UF/RO operation and maintenance cost data for the Dodu WWTP reuse-water project [Unpublished internal report].
16. Korea Power Exchange (KPX). (2024b). Hourly LNG and oil-fired generation in Jeju [Data set]. Public Data Portal. <https://www.data.go.kr/data/15069334/fileData.do>
17. Korea Power Exchange (KPX). (2025e). Hourly HVDC imports in Jeju [Data set]. Public Data Portal. <https://www.data.go.kr/data/15100403/fileData.do>
18. Korea Power Exchange. (2025b). Detailed operational rules for cost evaluation [in Korean]. KPX. <https://www.kpx.or.kr/board.es?mid=a10205010000&bid=0030>
19. Korea Power Exchange. (2025c). System marginal price (SMP) [in Korean]. KPX. <https://new.kpx.or.kr/bidSmpLfdDataDa.es?mid=a10406020100&device=pc&division=smpDataDa&gubun=today>
20. Korea Power Exchange. (2025d). Bilateral spot market trading bulletin [in Korean]. ONE REC. <https://oner-ec.kmos.kr/portal/rec/reportNewsList.do?key=2335>
21. Korea Power Exchange. (2025a). Annual operating report of Jeju power system 2024 [in Korean]. KPX. [https://www.kpx.or.kr/board.es?act=view&bid=0159&list\\_no=74566&mid=a10102090000&tag=](https://www.kpx.or.kr/board.es?act=view&bid=0159&list_no=74566&mid=a10102090000&tag=)
22. Korea Electric Power Corporation. (2025). Comprehensive electricity tariff guide. KEPCO. <https://online.kepco.co.kr>

23. U.S. Environmental Protection Agency. (2018). MBRs LCI and LCIA data [Data set]. U.S. EPA Office of Research and Development. <https://doi.org/10.23719/1413477>
24. Korea Standard Estimating Information Service. (2025). 2025 first-half Public Procurement Service price information [Data set]. [https://www.kseis.co.kr/bbs/data/dataDetail.do?bbs\\_seq=500609193901](https://www.kseis.co.kr/bbs/data/dataDetail.do?bbs_seq=500609193901)
25. Public Procurement Service (PPS). (2025). Korea ON-line E-Procurement System. <https://www.g2b.go.kr>
26. Korea Life Cycle Inventory Database (LCI DB). Accessed via Global LCA Data Access (GLAD). <https://www.globallcadataaccess.org>
27. Ecoinvent Association. (2025). ecoinvent database version 3.11. Zurich, Switzerland. <https://www.ecoinvent.org>