

# 2050 탄소중립, 전환의 기로에 선 석유화학산업:

NCC 전기화를 통한 온실가스 감축 경로·비용 및 정책 과제 분석



# 2050 탄소중립, 전환의 기로에 선 석유화학산업:

## NCC 전기화를 통한 온실가스 감축 경로·비용 및 정책 과제 분석

발간월	2026년 1월
저자	김아영   기후솔루션 석유화학팀   <a href="mailto:ayoung.kim@forourclimate.org">ayoung.kim@forourclimate.org</a>
데이터 분석 및 모델링	PLANiT
도움주신 분들	정석환   기후솔루션 석유화학팀 신유정   기후솔루션 리걸팀
디자인	sometype

기후솔루션은 전 세계 온실가스 감축 및 올바른 에너지 전환을 위해 활동하는 비영리법인입니다.  
리서치, 법률, 대외 협력, 커뮤니케이션 등의 폭넓은 방법으로 기후위기를 해결할 실질적 솔루션을 발굴하고,  
근본적인 변화를 위한 움직임을 만들어 나갑니다.



# 목차

<b>Executive Summary</b>	<b>4</b>
<b>1 서론</b>	<b>6</b>
<b>2 국내 석유화학산업 현황</b>	<b>8</b>
a. 석유화학산업 개요	8
b. 석유화학산업 주요 동향	8
<b>3 석유화학산업 탄소중립 달성을 위한 주요 수단</b>	<b>10</b>
a. 석유화학산업 탈탄소화의 필요성	10
b. 기술적 전환 방안	10
c. 생산량 감축을 통한 탄소배출 감축 가능성	12
d. 본 연구의 범위와 향후 과제	13
<b>4 국내 석유화학산업 탄소중립 달성을 위한 전환비용 분석</b>	<b>14</b>
a. 탄소중립 달성을 위한 전환비용 분석 결과 개요	14
b. 본 연구의 모델 및 생산량 시나리오	15
c. 분석 결과	16
<b>5 주요 석유화학 산업단지 지역별 탄소중립 경로 및 비용 분석</b>	<b>20</b>
a. 지역별 전망 개요	20
b. 생산량 시나리오에 따른 석유화학 산업단지 지역별 감축 비용 분석	20
c. 각 지역 석유화학 산업단지의 탄소중립 달성을 위한 재생에너지 인프라의 필요성	24
d. 소결론	27
<b>6 결론 및 제언</b>	<b>28</b>
a. NCC 전기화 기술의 신속한 실증 및 상용화를 위한 정책적·재정적 지원 필요	28
<b>부록 1. 시나리오 공통 가정 및 전환기술별 가정</b>	<b>32</b>
<b>참고문헌</b>	<b>36</b>

## Executive Summary

### 석유화학산업의 탈탄소화와 넷제로 달성 가능성

- ▶ 석유화학산업의 탄소중립 달성은 기후위기 대응을 위하여 선택이 아닌 필수이며, 국가 온실가스 감축목표(NDC) 달성뿐 아니라 산업 경쟁력 강화를 위해서도 중요한 전략
  - 관련 연구 (한국은행 경제전망보고서 등)에 따르면 탈탄소를 위한 전환에 초기 전환비용이 발생할 수 있으나, 중/장기적으로는 산업 전반에 긍정적 효과 기대
- ▶ 본 연구는 석유화학산업의 주요 전환 기술을 **비교·조합·적용**하여 국내 석유화학산업의 2035 산업 부문 NDC 및 2050 탄소중립 달성 가능성 분석, 주요 기술은 다음과 같음

- ① 납사분해시설(Naphtha Cracking Center, NCC) 전기화 및 기존 NCC 연료를 수소로 대체하는 방식(이하 "NCC 수소화"로 표현) - 연료 측면
- ② 히트펌프
- ③ BTX(Benzene, Toluene, Xylene) 고온공정 저탄소 기술
  - 그 결과, 2035년 산업 부문 NDC (24.3% 감축) 달성 및 2050년 탄소중립 달성이 가능하다고 확인됨
  - 본 연구에서는 여러 탄소 감축 수단 중 연료 전환만을 고려함

### 비용효과적인 석유화학산업 탄소중립 달성의 핵심 -

#### 재생에너지 전력을 사용하는 NCC 전기화 및 산업 구조개편을 통한 생산량 감축

- ▶ 납사분해시설(NCC)은 석유화학산업 생산 공정 내 최대 온실가스 배출원 (국가 온실가스 인벤토리 상 석유화학산업 온실가스 배출량의 약 70% 차지<sup>1</sup>)으로, 탄소중립 달성을 위한 핵심 전환 대상
- ▶ 분석 결과, 재생에너지 전력을 활용한 **NCC 전기화**가 석유화학산업의 비용효과적인 탄소중립 달성을 위한 핵심 전환 기술로 확인됨
- ▶ 나아가 산업 구조개편을 통해 현재 생산량(NCC 설비용량) 대비 25% 감축 시 NCC 전기화를 통한 탄소중립 달성 비용(2025~2050 누적) 역시 19% 이상 감소되는 것으로 확인됨, 산업 구조개편이 산업 경쟁력뿐 아니라 효과적인 탄소중립 달성 측면에서도 중요하다는 점을 시사함

<sup>1</sup> 온실가스종합정보센터. 2035 국가 온실가스 감축목표 (NDC) 대국민 공개 논의 토론회 (산업부문) 발표 자료

## 석유화학산업 탄소중립 달성을 위한 정책 과제 -

### 국가 재정의 투입을 통한 NCC 전기화 실증 지원 및 재생에너지 인프라 확보

- ▶ 현재 국내 NCC 전기화는 실험단계 (TRL 3-4, 정부과제 시작단계)에 머물러 있으며, 실증(파일럿) 단계(TRL 5-6) 이행이 필요한 상황이나, 해외 기업(BASF, SABIC, Linde)의 경우 이미 2024년 전기 가열로 실증 플랜트 준공에 도달하여 국내 산업과 해외 선도 사례의 격차가 확인됨
- ▶ NCC 전기화 실증 및 상용화를 앞당기기 위해서는 기업의 선제적 투자가 필요하지만 탄소중립 달성 비용이 막대한 만큼 정부 차원의 정책적 지원 역시 필수적.
  - 구체적으로는 향후 편성될 2027년 기후대응기금 예산안에 재생에너지 전력을 활용한 NCC 열분해 공정 전기화 현장 실증을 위한 지원 확대가 필요함.
  - 또한 향후 석유화학특별법 시행령에 규정될 '석유화학 핵심전략기술' 및 '고부가 전환'의 범위에 NCC 전기화가 포함되며, 규정에 그치지 않고 신속한 기술 실증 및 상용화를 위한 실질적 지원이 뒤따라야 함.
  - 마지막으로 NCC 전기화를 통한 성공적 탈탄소 전환을 위해서는 지역 산단의 여건에 맞춘 재생에너지 인프라 확충이 필수적임.

#### 주요 분석 결과: NCC 전기화 도입 시 2050 탄소중립 달성을 위한 온실가스 감축 비용 분석(2025-2050 누적)<sup>2</sup>

항목	2050 탄소중립 달성 비용 (\$B, 2025-2050 누적 총 비용)	최대 전력 수요 (TWh)	지역별 온실가스 감축 비용 (\$B, 2025-2050 누적 총 비용)		
			여수	울산	대산
기존 생산 전망 유지 (사한 프로젝트 포함)	75.6 (한화 112조원)	164.2	29.1 (한화 43조원)	18.6 (한화 27조원)	27.9 (한화 41조원)
현재 생산량 대비 25% 감축 시	61.2 (한화 91조원)	91.4	24.5 (한화 36조원)	15.4 (한화 23조원)	21.2 (한화 31조원)
현재 생산량 대비 40% 감축 시	55.5 (한화 82조원)	79.3	22.5 (한화 33조원)	12.6 (한화 19조원)	20.4 (한화 30조원)

<sup>2</sup> 본 연구 계산에 사용된 환율은 2025년 12월 1 USD = 1,470 KRW를 기준으로 함

# 1. 서론

석유화학산업은 국내에서 철강과 함께 많은 온실가스를 배출하는 대표적인 다배출 산업으로, 2024년 기준 산업배출량의 약 18.8% (53.6백만톤)을 차지하고 있다. 이러한 배출 규모를 고려할 때, 석유화학산업의 탈탄소화는 국가 온실가스 감축목표 달성에 있어 중요한 부분을 차지한다<sup>3</sup>.

한편, 국내의 탄소중립 정책이 강화됨에 따라 석유화학 산업에 대한 저탄소 산업구조로의 신속한 전환이 요구되고 있으며, 이러한 요구는 단순한 환경 규제를 넘어서, 산업 경쟁력과 직결되는 이슈로 확대되고 있다. 특히, 향후 탄소국경조정제도 (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) 에 석유화학 제품이 포함될 가능성이 제기되는 가운데, 석유화학 산업은 2023년 기준 국내 총수출의 총 7.2%를 차지하는 주요 수출산업인 만큼, 제품 생산 단계에서의 탄소 집약도는 향후 수출 경쟁력에 있어 직접적 영향을 미치는 요소로 작용될 것으로 전망된다<sup>4</sup>. 이에 따라 국내 석유화학 산업의 탈탄소로의 전환은 더 이상 선택이 아닌 시급한 과제로 인식되고 있다.

석유화학 산업의 온실가스 배출은 주로 납사분해시설(이하 'NCC')에서 발생하며, 전체 배출량의 약 70%를 차지한다. NCC는 납사 (Naphtha)를 고온에서 분해시켜 에틸렌, 프로필렌, 부타디엔 등의 기초유분을 생산하는 시설이다. NCC 공정의 가열로 연료로는 열분해 공정에서 발생하는 부생가스와 메탄, 그리고 LNG가 주로 사용되며, 이 중 메탄(LNG 포함) 연소에서 가장 많은 탄소배출이 발생한다<sup>5</sup>. 납사 분해 공정은 전 세계 산업 공정 중에서도 매우 높은 탄소집약도를 보이는 공정으로, 국내 석유화학 산업의 탈탄소화를 가속화하기 위해서는 NCC 연료 전환이 가장 시급한 과제로 꼽힌다.

한편 국내 석유화학 산업은 글로벌 공급 과잉, 범용제품 중심의 생산 포트폴리오 등으로 인해 수익성이 악화되고 있으며, 이에 설비 통합과 생산량 감축을 포함한 산업 구조개편이 진행 중이다. 탈탄소화와 산업 개편이 동시에 요구되는 현 시점에서 NCC 공정의 저탄소 전환은 산업의 지속가능성과 향후 경쟁력을 좌우하는 핵심 과제로 자리하고 있다.

본 보고서는 국내 석유화학 산업의 탈탄소화, 특히 2050년 탄소중립 달성을 위한 핵심적인 전환기술 중 하나로 **재생에너지 전력을 활용한 NCC 전기화**를 제시한다. 또한 전기화 외에도 NCC 수소화 기술을 한계감축비용 관점에서 비교 분석하여 국내 석유화학 산업 탈탄소화에 있어 어떤 기술이 보다 비용효과적이고 현실적인 방안이 될 수 있는지를 살펴본다.

아울러 본 보고서는 기후위기 대응 비용 측면에서 산업 구조 개편을 통한 생산감축의 필요성을 분석하기 위해 ① 2026년 상용화 예정인 샤힌 프로젝트를 반영한 생산량 증가 시나리오, ② NCC 설비용량 감축을 통한 생산량 25% 감축 시나리오(정부 석유화학산업 구조개편 안), ③ 생산량 40% 감축 시나리오 등 다양한 생산량 시나리오를 설정하고, 각 시나리오별로 온실가스 감축 비용, 그리고 전환에 필요한 재생에너지 전력 수요량 등을 종합적으로 분석하였다.

<sup>3</sup> 온실가스종합정보센터. 2035 국가 온실가스 감축목표 (NDC) 대국민 공개 논의 토론회 (산업부문) 발표 자료

<sup>4</sup> 한국석유화학협회(2024) 석유화학 미니북. 6p

<sup>5</sup> LG 화학(2022). <https://www.lg.co.kr/media/release/24968>

더 나아가 재생에너지 전력을 기반으로 NCC를 전기화할 경우, 석유화학 산업이 집적된 전남 여수·충남 대산·울산 지역을 중심으로 2050년 탄소중립 달성 가능성과 이에 수반되는 비용을 분석하였다. 아울러 국내 석유화학 산업의 탈탄소 전환을 가속화하기 위해 국가 차원에서 요구되는 경제적·제도적 지원 방안에 대해서도 함께 논의한다.

## 2. 국내 석유화학산업 현황

### a. 석유화학산업 개요

대한민국 석유화학 산업은 국내 전체 제조업 총 생산액의 5.6%를 차지하며, 전세계적으로는 2024년 기준 중국, 미국, 사우디 다음으로 에틸렌 생산 능력 4위로서(2024년 기준 에틸렌 생산능력 12,290천톤/년) 국내 수출뿐 아니라 세계 시장에서도 5.7%의 비중을 차지하고 있는 산업이다<sup>6</sup>. 특히 여수, 울산, 대산 등을 중심으로 큰 규모의 석유화학산업단지가 조성되어 있으며, 이들 지역에서는 기초유분, 중간원료, 합성수지, 합성원료, 합성고무 등이 생산되고 있다 [표 1].

[표 1] 국내 석유화학단지 현황

항목	여수 ('79)	대산 ('91)	울산 ('72)
입주기업	135개사 (LG 화학, 롯데케미칼, 금호석유화학, GS 칼텍스, 코오롱 인더스트리, 한화솔루션 등)	11개사 (HD 현대케미칼, LG 화학, 롯데케미칼, 한화토탈에너지스 등)	314개사 (대한유화, S-Oil, SK에너지, /지오센트릭/케미칼, 효성화학 등)
면적 (만평)	947	473	2,295
생산액 (원)	83조	47조	111조
에틸렌 생산능력 (KTA, 2024.06 기준)	6,265	4,775	1,760
수출액 (억 USD)	384	N/A	371
종사자수 (천명)	21.7	4.2	21.0

출처: 한국산업단지공단, 통계청, 한국화학산업협회

### b. 석유화학산업 주요 동향

현재 국내 석유화학산업은 범용제품 중심의 생산 및 수출 구조와 글로벌 공급 과잉 심화로 인해 업황 부진이 계속되고 있어 정부 주도의 산업 구조개편이 논의되고 있다. 지난 11월에는 롯데케미칼과 HD현대케미칼이, 정부 주도 산업 구조 개편 논의가 시작된 지난 8월 이후 처음으로 사업재편계획 승인 신청을 산업통상부에 접수하였다. 이는 두 기업이 충남 대산 석유화학단지 내에서 각각 운영하던 NCC를 통합하는 안으로, 여수에서는 LG화학과 GS칼텍스가 유사한 방법의 사업재편계획을 준비하고 있는 것으로 알려졌다<sup>7</sup>. 정부가 석유화학산업 구조 개편을 위해 최대 370만 톤 규모의 NCC 설비 감축(현 생산능력의 최대 25%에 해당)을 목표로 제시한 만큼 다른 지역에서의 사업재편계획 수립도 필요할 시점이다.

<sup>6</sup> 한국화학산업협회, 산업현황

<sup>7</sup> 한예나&최은경 (2025), 조선일보



반면, S-Oil은 울산 온산 국가산업단지에서 국내 최대 규모의 석유화학 복합시설 구축 사업인 샤힌 (Shaheen) 프로젝트를 진행 중이며, 이 프로젝트가 2026년 상반기 기계적 완공 이후 시운전을 거쳐 본격 가동될 경우 연간 최대 180만 톤의 에틸렌이 추가 공급될 것으로 전망된다<sup>8</sup>. 이는 동일 지역에 이미 존재하는 SK지오센트릭과 대한유화의 공급 능력이 각각 66만톤, 90만톤이라는 점을 고려 하면 샤힌 프로젝트가 산업 전체 구조조정에 많은 부담을 줄 우려가 있음을 시사한다<sup>9</sup>.

또한 국회에서는 석유화학 기업이 신속하게 사업 개편을 추진하고 산업 경쟁력을 확보하도록 하겠다는 목적 아래 세제·재정·고용 분야의 지원 근거를 마련하고, 고부가가치 전환 및 온실가스 감축 기술에 대한 연구개발을 지원하는 내용의 「석유화학산업의 경쟁력 강화 및 지원에 관한 특별법<sup>10</sup>」이 발의되어 2025년 12월 국회 본회의를 통과하였다. 이 법은 저탄소 공정으로의 전환과 고부가가치 제품 중심의 생산 포트폴리오 전환을 통해 석유화학 산업의 중장기 경쟁력을 제고하는 것을 목표로 한다.

---

<sup>8</sup> S-Oil (2025), 샤힌 프로젝트 공정률 85% ... 석유화학 새 도약 이끈다

<sup>9</sup> 황규원 (2025). 대한유화 컴퍼니리포트

<sup>10</sup> 법제처 국회입법상황, 석유화학산업의 경쟁력 강화 및 지원에 관한 특별법안

---

### 3. 석유화학산업 탄소중립 달성을 위한 주요 수단

#### a. 석유화학산업 탈탄소화의 필요성

석유화학산업은 '24년 기준 산업 전체 배출량의 18.8% (53.6백만톤)를 차지하는 대표적인 온실가스 다배출 산업이다. 특히, 납사분해시설(NCC)은 석유화학 생산 공정 중에서도 가장 많은 온실가스를 배출하는 핵심 시설로, 국가 온실가스 통계에 포함되는 석유화학산업 배출량의 약 70%가 NCC와 관련하여 발생한다<sup>11</sup>. 이는 NCC 열분해 공정에서 사용되는 연료를 재생에너지 기반의 전기 또는 그린수소 등 저탄소 에너지원으로 전환하는 것이 석유화학산업 탈탄소화의 핵심 과제를 시사한다.

지난 11월 정부가 제시한 2035 국가 온실가스 감축 목표 (NDC)에 따르면, 산업 부문은 '18년대비 24.3%의 온실가스를 감축해야 한다. 산업 부문 배출의 상당 부분을 차지하는 석유화학산업, 그중에서도 배출 비중이 집중된 NCC의 저탄소 전환은 향후 국가 감축목표를 달성하고 산업 자체의 탄소중립을 달성하기 위해 핵심적인 과제이다.

#### b. 기술적 전환 방안

##### i. 납사분해시설(NCC)을 전기화하는 방식

NCC는 공정 특성상 탄소배출 집약도가 매우 높아, 열분해 공정의 연료를 재생에너지를 활용한 전기로 전환하는 전기화 기술의 연구 및 개발이 국내외에서 활발히 이루어지고 있다<sup>12</sup>. NCC는 납사를 분해해 에틸렌(Ethylene), 프로필렌(Propylene) 등 기초유분을 생산하는 석유화학 핵심 공정이다.

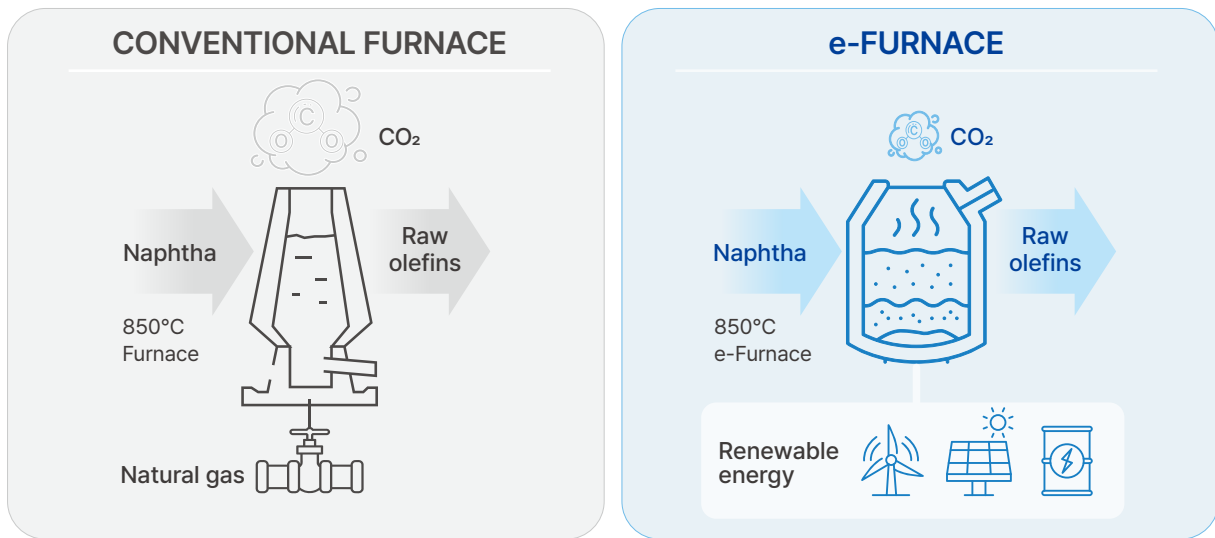
해외 주요 화학 기업들은 NCC 열분해 공정의 연료를 재생에너지를 활용한 전기로 전환하는 기술을 실증 단계까지 진전시키고 있다. 독일 BASF, 사우디아라비아 SABIC, 영국 Linde는 2024년 대규모 전기 가열로 파일럿 플랜트를 준공하고 운영을 시작했으며, Dow(미국)와 Shell(네덜란드·영국)도 2022년 전기 가열로 실험 장치를 가동하기 시작하였다 [그림 1].

반면 국내의 경우, NCC 열분해 공정의 연료를 재생에너지 전기로 전환하는 기술과 관련해 2023년에 착수된 정부 과제(파일럿 실험 목표)는 존재하나, 실제 현장 실증을 위한 프로젝트가 착수된 사례는 확인되지 않았다. 이에 따라 혁신적 저탄소 생산공정 개발 측면에서 해외 기업과의 격차가 여전히 존재하는 것으로 나타난다.

<sup>11</sup> 온실가스종합정보센터. 2035 국가 온실가스 감축목표 (NDC) 대국민 공개 논의 토론회 (산업부문) 발표 자료

<sup>12</sup> 한국에너지기술연구원 (2022). 산업부문 전기화 현황 및 전망: 철강 - 석유화학 산업 중심으로

[그림 1] BASF, SABIC, Linde의 NCC 전기가열로 합작 프로젝트 전기 가열로 모델



출처: SABIC 자료 이미지 재구성 13

NCC 전기화 기술은 기존 공정에 적용 가능한 전기가열분해로(E-Cracker) 도입 방식이 주를 이룬다. 이러한 전기화 기술은 공정 열 수요를 재생전기로 충당하기 때문에 기존 NCC의 열분해 공정 대비 약 90%의 탄소 감축 잠재력이 있는 것으로 평가된다.

## ii. 납사분해시설(NCC) 연료를 수소로 대체하는 방식

NCC 공정에서 수소가 활용될 수 있는 방식은 크게 두 가지로 구분된다. 첫째는 **연료로 사용하는 방식**이며, 둘째는 원료로 사용하는 방식이다. 이 중 연료로서의 활용은 납사 분해 공정에서 사용되는 기존 화석연료 기반 연소 연료를 **수소로 대체**하는 방식으로, 열분해 공정의 구조와 반응 메커니즘 자체는 기존과 동일하게 유지된다. 다시 말해, 이는 공정의 화학 반응 경로를 수소 기반 공정으로 전환하는 것이 아니라, **연소 단계에서 사용되는 연료를 그린수소로 대체함으로써 온실가스 배출을 감축하는 접근 방식**이다.

본 연구에서 비교 분석한 NCC 전기화와 그린수소화는 에너지 측면에서 필요 기반시설, 요구 에너지량에서 서로 상이한 특성을 보인다. 각 기술별 특징은 아래 [표 2]와 같다.

13 SABIC (2021). SABIC forms collaboration to realize the world's first electrically heated steam cracker furnace.

[표 2] NCC 전기화 vs. NCC 수소화 비교

항목	NCC 전기화	NCC 수소화
에너지원	재생에너지 전력	그린 수소
에너지 소비량 *에틸렌 1톤 생산에 소비되는 에너지를 기준으로 함	5.0 MWh/t	0.2t H <sub>2</sub> /t (~11.3 MWh/t)
필요한 인프라	재생에너지 확대를 위한 전력망 고도화	수소 파이프라인 및 저장시설

### iii. 히트펌프(Heat Pump)

석유화학 산업 공정에서는 고온의 열이 필요한 공정 뿐 아니라 165°C 미만의 저온 공정의 열수요를 전기를 사용하여 충족시킴으로써 석유화학산업 탈탄소화에 기여할 수 있다. 히트펌프는 주변열(폐열)을 흡수하여 전기를 활용해 온도를 높여 공정에 필요한 열로 변환하여 사용하는 방법이다. 특히 히트펌프는 성능계수 (Coefficient of Performance, COP) 가 높아 높은 효율을 보여주며, 이는 저온 공정에서 에너지 사용량을 크게 절감 할 수 있는 방법으로 여겨진다. 즉, 동일한 열수요를 충족시키기 위해 필요한 1차 에너지의 소비를 크게 감소시켜 탄소배출을 감소시키는데 이바지 한다. 이미 기술성숙도 (Technology Readiness Level, TRL) 측면에서도 9, 즉 이미 상업화 되어 안정적으로 작동하고 있는 단계에 있어 석유화학 공정에서도 안정적으로 저온 공정의 탈탄소화에 기여할 것으로 보여진다.

### iv. BTX 고온공정 저탄소 기술

BTX(아로마틱) 생산에 사용되는 촉매개질(catalytic reforming) 등 일부 고온 공정은 400°C 이상의 열원이 필요하나, 산업용 히트펌프는 일반적으로 약 165°C 수준까지만 적용 가능해 직접적인 대체가 어렵다. 따라서 이러한 고온 퍼니스 공정은 히트펌프의 적용 범위를 벗어나므로, 별도의 저탄소 열공급 기술 도입이 필요하며, 이를 통해 공정의 탈탄소화를 추구하는 연구가 활발히 진행되고 있다. 전기를 이용한 히터는 가능한 해결책 중 하나로 검토되고 있으며, 예컨대 Coolbrook의 RotoDynamic Heater(RDH)는 전기 기반으로 고온을 공급할 수 있는 기술로, 높은 열효율을 보이며 중기적으로 상용화 단계에 도달할 것으로 전망되고 있다.

## c. 생산량 감축을 통한 탄소배출 감축 가능성

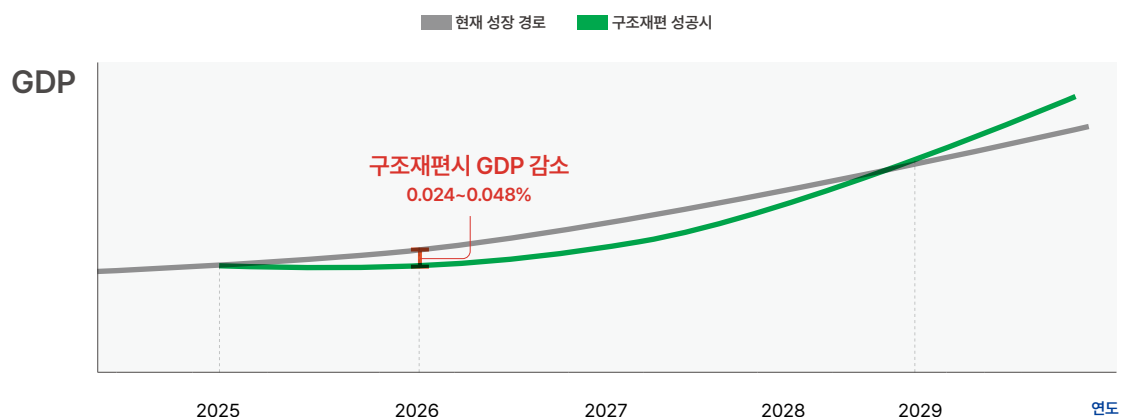
최신 연구들은 플라스틱 생산이 지속적으로 상승 곡선을 유지할 경우 글로벌 탄소예산을 빠르게 소진시켜 파리협약에 따른 1.5도 목표를 준수하는 데에 중대한 악영향이 초래될 수 있다는 점을 지적하고 있다<sup>14</sup>. 이에 글로벌 플라스틱 협약에서의 생산감축 논의를 중심으로, 기후위기 대응을 위해서는 석유화학산업이 화석연료 기반 1차 화학제품(primary chemicals)의 생산량 자체를 감축해야 한다는 견해가 제시되고 있다.

<sup>14</sup> Karali, N., Khanna, N., & Shah, N. (2024, April). Climate impacts of plastics production. Lawrence Berkeley National Laboratory; The Pew Charitable Trusts. (2025, December). Breaking the plastic wave 2025: An assessment of the global system and strategies for transformative change. The Pew Charitable Trusts 등.

한편 국내에서 생산량 감축은 석유화학산업의 기후영향 감축뿐 아니라 산업 경쟁력 강화를 위한 방안으로 제시되고 있다. 한국은행이 발표한 경제전망보고서에 따르면, 공급(생산) 감축과 고부가가치 제품으로의 전환은 장기적으로 글로벌 경쟁력을 유지하기 위한 핵심 전략으로 제시되며, 생산량 감축이 단기적으로는 경제적 부담을 수반할 수 있으나, 중·장기적으로는 산업의 성장세 회복에 기여할 수 있다는 점이 함께 언급되었다<sup>15</sup>. 이는 이번 석유화학산업 구조개편을 통해 설비감축 등으로 시설 운영비용 부담이 줄어들게 되면 기업들이 R&D와 생산설비 고도화 및 고부가가치 제품 경쟁력 제고에 투자할 여력이 생길 수 있다는 점을 전제로 한다. 이를 바탕으로 적극적인 연구개발을 추진하여 3년간 약 3.5%의 투자 확대가 이루어질 경우를 가정하고 있다 [그림 2]. 이에 본 보고서에서는 산업 구조 개편에 따른 생산량 감축이 이루어질 경우 탄소중립 달성 비용이 얼마나 감소하는지를 함께 살핀다.

[그림 2] 한국은행 경제전망 보고서 석유화학 구조개편시 예상되는 성장 경로

출처: 한국은행 자료 이미지 재구성



#### d. 본 연구의 범위와 향후 과제

석유화학산업의 scope 3 배출량까지 고려한 탈탄소화 수단으로는 본 보고서에서 검토된 연료의 전환 뿐 만 아니라 화석연료 기반의 원료를 대체하는 방안 역시 검토되어야 할 필요가 있다. 그러나 본 연구는 국가 온실가스 감축 목표 및 탄소중립 달성 수단으로서 국가 온실가스 통계 상 석유화학산업 배출량의 감축 방안을 우선적으로 검토하였으며, 이에 NCC 열분해 공정의 연료 전환을 핵심적 과제로 식별하였다. 석유화학산업의 scope 3 배출량 감축 방안 및 화석연료 기반 원료 전환 방안에 대한 검토는 추후 과제로 남겨 둔다.

또한 이번 연구에서는 CCU/CCUS 기술을 전환 모델에 포함하지 않았다. CCU/CCUS 기술은 석유화학산업과 같은 난감축 산업의 탄소중립 달성을 위한 중요한 수단으로 언급되나 국내에서의 대규모 상용 시점, 비용 및 실현가능성에 대한 의문 역시 제기되고 있다. 이에 본 연구에서는 우선적으로 NCC 전기화, 수소화, 히트펌프, BTX 고온공정 저탄소 기술 등의 전환기술을 검토하였으며 [본 보고서 3-b. 기술적 전환 방안 참고], 이와 같은 전환기술 조합으로 2050 탄소중립 달성이 가능한 경로가 존재함을 확인하였다.

<sup>15</sup> 한국은행 (2025). 2025년 11월 한국은행 경제전망보고서



## 4. 국내 석유화학산업 탄소중립 달성을 위한 전환비용 분석

### a. 탄소중립 달성을 위한 전환비용 분석 결과 개요

본 연구보고서는 국가온실가스 산업 부문 감축목표에 따른 2018년 대비 2035년 24.3% 온실가스 배출 감축, 2050년까지 국내 석유화학산업의 탄소중립 달성을 목표로 전환기술별 한계감축비용(Marginal Abatement Cost, MAC)을 산출하고, 비용효과적인 전환기술을 도출한 뒤 생산량 시나리오별 총 감축비용과 필요한 전력량을 산정하였다. 분석 결과, **NCC 전기화**가 비용효과성 측면에서 **석유화학산업 탈탄소화의 핵심 전환기술**로 확인되었다.

만약 석유화학산업의 자율적 구조개편이 이루어지지 않아 현 생산량을 유지하는 상황에서 2026년 가동 예정인 울산 사힌 프로젝트로 인한 생산량 증가까지 반영될 경우, NCC 전기화를 통한 석유화학산업 탄소중립 달성에 소요될 것으로 예상되는 총 감축비용은 2025년부터 2050년까지 누적 **약 756억달러 (한화 약 112조원)**으로 전망된다.

반면, 정부의 석유화학 구조개편안이 최대치의 감축 목표를 달성하는 데에 성공하여 NCC 설비 용량이 현재 대비 **25% 감축**될 경우 예상되는 총 감축비용은 2050년까지 **약 612억달러 (한화 약 91조원)** 수준으로 낮아질 것으로 전망된다.

더 나아가 생산량 감축이 현재 대비 **40% 수준**까지 확대된다면, 총 감축비용(전환비용)이 2050년까지 **약 555억달러 (한화 약 82조원)**까지 더욱 감소할 것으로 예상된다 [표 3].

[표 3] 기술별 / 시나리오별 주요결과, 2025-2050

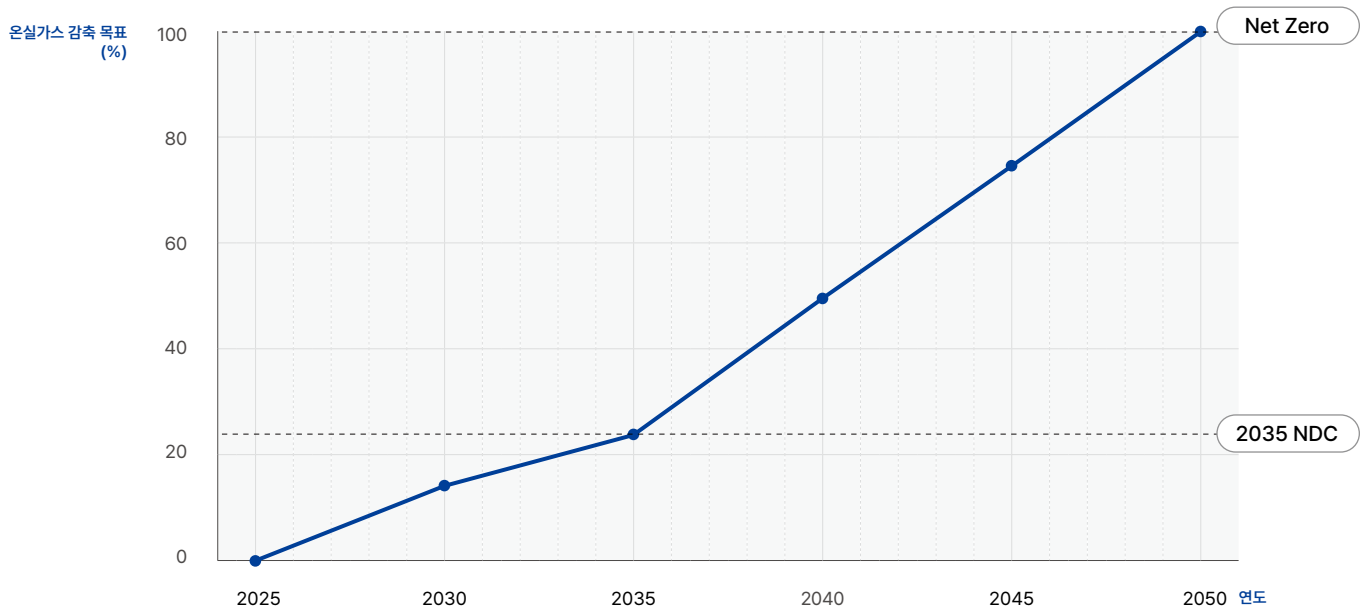
전환 기술	생산량 시나리오	총 감축비용 (\$B)	최대 전력 수요 (TWh)	지역별 총 온실가스 감축 비용 (\$B)		
				여수	울산	대산
NCC 전기화	기존 생산 전망 유지 (사힌 프로젝트 포함)	75.6 (한화 112조원)	164.2	29.1 (한화 43조원)	18.6 (한화 27조원)	27.9 (한화 41조원)
	현재 생산량 대비 25% 감축 시	61.2 (한화 91조원)	91.4	24.5 (한화 36조원)	15.4 (한화 23조원)	21.2 (한화 31조원)
	현재 생산량 대비 40% 감축 시	55.5 (한화 82조원)	79.3	22.5 (한화 33조원)	12.6 (한화 19조원)	20.4 (한화 30조원)
전환 기술	생산량 시나리오	총 감축비용 (\$B)	최대 수소 수요 (Mt)	지역별 총 온실가스 감축 비용 (\$B)		
				여수	울산	대산
NCC 수소화	기존 생산 전망 유지 (사힌 프로젝트 포함)	148.8 (한화 219조원)	4.3	61.7 (한화 91조원)	38.4 (한화 56조원)	48.2 (한화 71조원)
	현재 생산량 대비 25% 감축 시	123.9 (한화 183조원)	2.3	52.0 (한화 76조원)	32.2 (한화 47조원)	39.4 (한화 58조원)
	현재 생산량 대비 40% 감축 시	110.1 (한화 163조원)	2.0	48.1 (한화 71조원)	26.2 (한화 39조원)	35.5 (한화 52조원)

## b. 본 연구의 모델 및 생산량 시나리오

### i. 온실가스 감축 목표 및 분석 목적

본 모델은 국내 석유화학 산업이 2035년까지 2018년 대비 온실가스 배출을 24.5% 감축하고(2035 국가 온실가스 감축 목표 반영), 2050년 탄소중립(Net-Zero)에 도달하는 탈탄소 이행 경로 [그림 3]를 대상으로, 비용효과적인 탄소감축 경로와 비용을 산정하는 것을 목적으로 한다. 이에 본 모델의 탄소감축 목표는 2018년 국내 석유화학산업의 온실가스 배출량 (약 4700만톤)을 베이스라인으로 설정하고, 2035년까지 베이스라인 대비 24.5% 감축, 2050년 탄소중립을 달성하는 구조로 설계되었다 [그림 3].

[그림 3] 국내 석유화학산업 감축 목표 및 경로



이번 연구는 위와 같은 목표 하에서, 여러 감축 수단 가운데 비용 효과성과 기술적 현실성을 동시에 고려한 전환 기술을 도출하고자 하는 목적으로 설계되었다. 특히 이번 연구에서는 NCC 연료의 전환에 초점을 맞추어 재생에너지 전력 기반 전기화와 그린수소 기반 수소화를 정량적으로 비교·분석해, 국내 석유화학 산업에 적용 가능한 비용 효과적인 탈탄소 이행 전략을 제시하고자 한다.

## ii. 시나리오 개요

이번 연구에서는 NCC 연료 전환에 초점을 두고, 전기화 및 수소화 기술을 세 가지 생산량 시나리오에 적용하여, 각 시나리오별 온실가스 감축량, 한계 및 총 감축비용, 그리고 감축에 요구되는 전력 또는 수소 수요를 정량적으로 산출하였다. 히트펌프와 BTX 고온공정 저탄소 기술의 도입은 모든 시나리오에 공통적으로 전제된다.

각 시나리오의 생산량은 생산량(NCC 설비 용량)의 감축 수준에 따라 구분되며, 생산량 감축 시 노후도가 높은 설비부터 폐쇄되는 것을 가정하였다.

이러한 전제 하에, 아래와 같이 총 6개의 시나리오를 설정하였다(시나리오 공통 가정 및 각 전환 기술에 대한 가정 (Assumptions) 세부정보는 [부록 1.](#) 참고).

- 기존 생산 전망 유지 + 사힌 프로젝트 추가 생산량(설비용량) 반영 + NCC 전기화
- 기존 생산 전망 유지 + 사힌 프로젝트 추가 생산량(설비용량) 반영 + NCC 수소화
- 생산량(NCC 설비용량) 25% 감축 + NCC 전기화
- 생산량(NCC 설비용량) 25% 감축 + NCC 수소화
- 생산량(NCC 설비용량) 40% 감축 + NCC 전기화
- 생산량(NCC 설비용량) 40% 감축 + NCC 수소화

## iii. 분석 대상

본 연구에서는 전환기술(NCC 전기화, 수소화, 히트펌프, BTX 고온공정 저탄소 기술)이 적용 가능한 국내 석유화학산업의 의 총 237개 시설을 분석대상으로 선정하였으며, 여기에는 NCC 뿐 아니라, 폴리머 및 방향족 생산 시설 등이 포함된다. S-Oil의 사힌 프로젝트가 가동될 경우 6개의 시설이 추가된다고 정의하였다.

## c. 분석 결과

### i. 비용효과적 탄소중립 달성 기술 - NCC 전기화

위 전제들을 바탕으로 분석한 결과, 모든 생산량 시나리오에서 국내 석유화학 산업이 2050년 탄소중립에 도달할 수 있는 것으로 확인되었다. 기술별 총 감축비용(Total Abatement Cost)을 비교한 결과, NCC 연료를 재생에너지 전력으로 대체하는 방안(전기화)이 그린수소로 대체하는 방안(수소화)에 비해 비용 효과적인 것으로 나타났다.

만약 석유화학산업의 자율적 구조개편이 이루어지지 않아 현 생산량을 유지하는 상황에서 2026년 가동 예정인 울산 사힌 프로젝트로 인한 생산량 증가까지 반영될 경우, NCC 전기화를 통한 석유화학산업 탄소중립 달성에 소요될 것으로 예상되는 총 감축비용은 2025년부터 2050년까지 **총 756억달러 (한화 약 112조원) 수준**으로 추정된다. 반면, 정부의 석유화학 구조개편안이 최대치의 감축 목표를 달성하는 데에 성공하여 NCC 설비 용량이 현재 대비 **25% 감축**될

경우 예상되는 총 감축비용은 2050년까지 **약 612억달러 (한화 약 91조원)** 수준으로 낮아질 것으로 전망된다. 더 나아가 생산량 감축이 현재 대비 **40% 수준**까지 확대된다면, 총 감축비용(전환비용)이 2050년까지 **555억달러 (한화 약 82조원)** 까지 더욱 감소할 것으로 예상된다. 다만 각 시나리오별 감축비용 결과는 실제 RE-PPA의 가격 및 산업의 구조개편 등에 따라 달라질 수 있음을 명시한다.

반면 그린수소를 사용하는 NCC 수소화 기술을 도입할 경우, 같은 생산량 시나리오에서 각각 약 1,488억 달러 (한화 약 219조원), 약 1,239억달러 (한화 약 183조원), 약 1,100억 달러 (한화 약 163조원) 의 총 감축비용이 요구되는것으로 추정된다.

이와 같은 전환기술 간 비용 차이는 주로 (1) 추가적으로 요구되는 에너지 설비 규모와 (2) 에너지 전환 효율의 차이에서 기인한다. 국내에서 그린수소를 생산하기 위한 설비 구축 비용을 고려할 경우, 재생에너지 전력을 직접 활용하는 방식이 그린수소를 생산·공급하는 방식에 비해 경제적 측면에서 유리함을 확인할 수 있다.

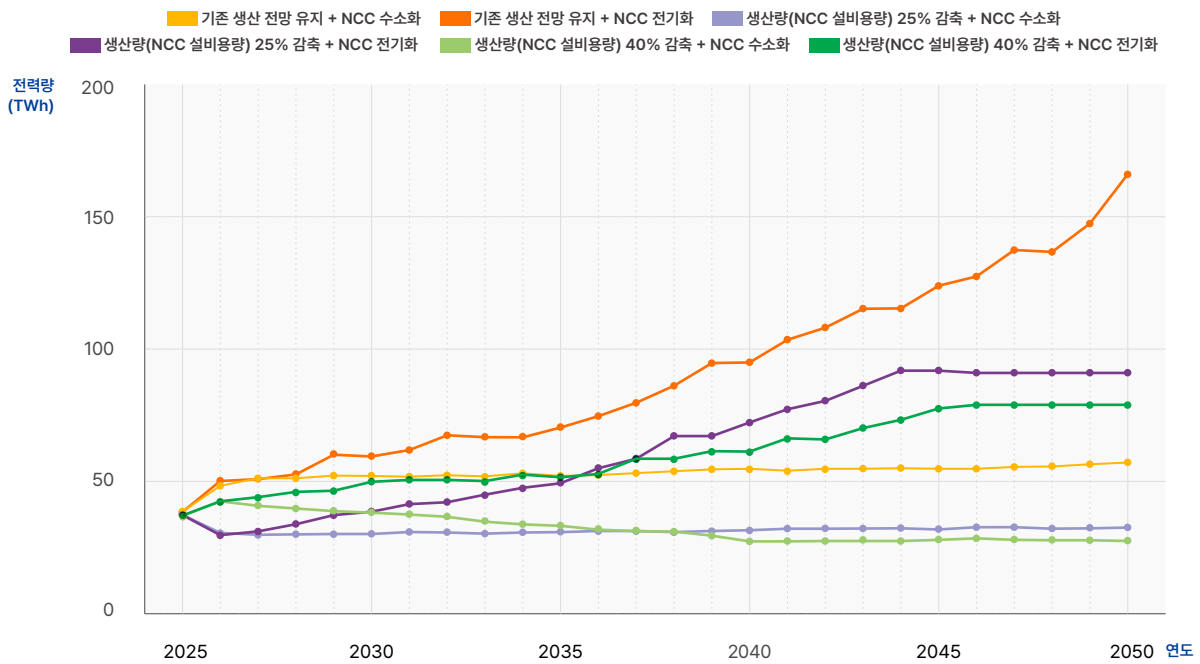
## ii. 생산량 감축의 중요성

석유화학산업이 탄소중립에 도달하기까지의 감축비용은 동일한 전환기술 내에서도 생산량 감축 시나리오에 따라 555억 달러 (한화 약 82조원)에서 756억 달러 (한화 약 112조원)로 큰 차이를 보인다. 탄소중립 달성 과정에서 생산량 감축의 중요성을 보여주는 대목이라고 볼 수 있다 [표 3].

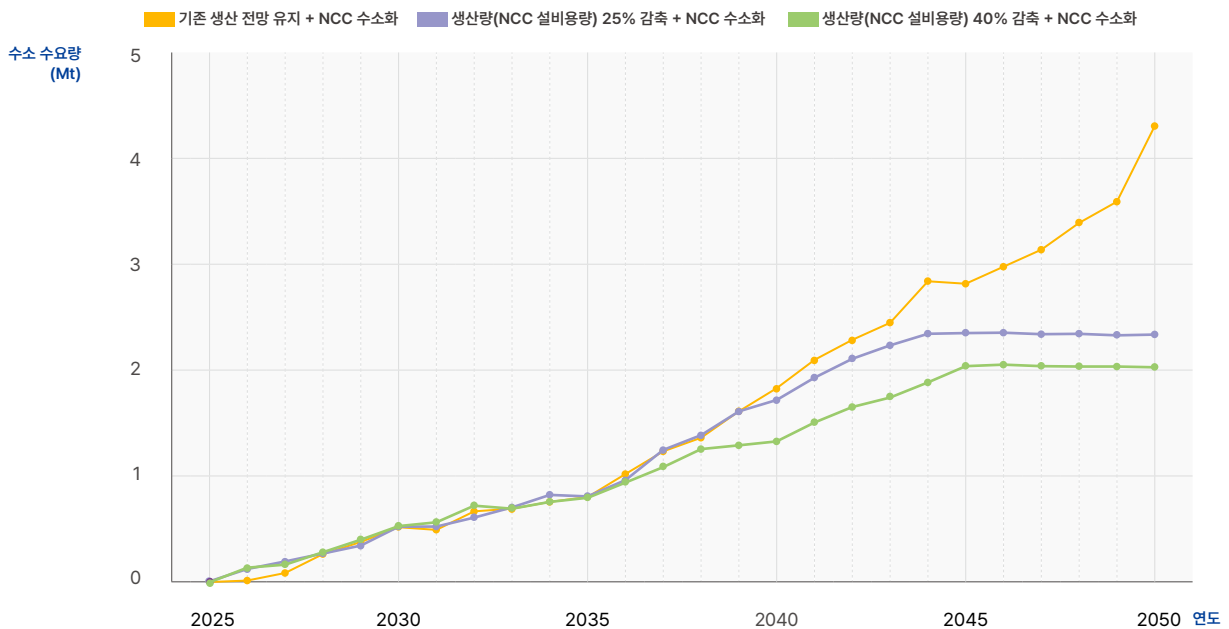
감축비용뿐만 아니라 재생에너지 전력 확보 필요성 측면에서도 차이가 확인되었다. 생산량을 25% 감축하면서 NCC 전기화를 도입할 경우, 현재 생산량에 사한 프로젝트의 생산량이 더해지는 경우와 비교해 최대 전력량이 요구되는 2050년 기준 연간 약 72.8 TWh의 전력이 덜 필요한 것으로 나타났다. 이는, 현재 생산량 유지 시나리오에서는 25% 생산량 감축 시나리오에 비해 재생에너지 인프라를 확보하기 위한 비용이 더욱 많이 발생할 수 있다는 의미로 해석된다.

[그림 4]와 [그림 5]는 각 시나리오별로 요구되는 재생에너지 전력 수요와 그린수소 수요의 추이를 나타낸다. NCC 전기화 시나리오에서는 수소 수요가 발생하지 않는 반면, NCC 수소화 시나리오의 경우 히트펌프 및 BTX 고온공정의 저탄소 전환기술에 필요한 전력 수요와 함께 수소 수요가 선정되었다.

[그림 4] 시나리오별 재생에너지 전력 수요량



[그림 5] 시나리오별 그린수소 수요량





### iii. 비용효과적 탄소중립 달성을 위한 핵심 전환 기술 도입 시기

본 연구에서는 비용효과적인 탄소중립 달성을 위해 전환기술의 기술 성숙도에 따라 도입 시기를 차별적으로 가정하였다. 즉, 이미 상용화 단계에 있는 기술은 조기 도입이 가능한 것으로, 추가적인 실증이 필요한 기술은 상대적으로 늦은 시점에 도입되는 것으로 설정하였다. 2030년부터 NCC 전기화 및 수소화 기술이 도입 가능하다고 가정하였으며, 실제 시나리오별 기술 도입 시점은 시나리오에 따라 상이하나 2035년~2040년 사이에는 국내 생산설비가 재생에너지 또는 그린수소 연료 기반 설비로 전환되는 것으로 가정하였다. 히트펌프와 BTX 고온공정 저탄소 기술은 기술적 성숙도를 고려하여 2026년부터 도입이 가능한 것으로 가정하였다.

## 5. 주요 석유화학 산업단지 지역별 탄소중립 경로 및 비용 분석

### a. 지역별 전망 개요

국내 석유화학 산업 시설은 주로 여수, 울산, 대산 등 주요 산업단지를 중심으로 집적되어 있다. 본 연구는 석유화학 산업의 탈탄소화를 목적으로, 앞서 검토한 비용효과적 전환기술인 NCC 전기화를 적용하여 지역별 온실가스 감축 비용을 시뮬레이션하였다. 지역별로 생산 품목과 설비 구성, 설비 수가 상이함에 따라, 각 생산 시나리오에서 도출되는 감축 경로 역시 지역별로 차이를 보였지만, 모든 시나리오에 따른 지역별 분석에서 2050년 탄소중립 달성 (100% 감축)이 가능한 것으로 나타났다.

이에 ① 지역별·생산량 시나리오별 탄소중립 달성 비용, ② 전환에 필요한 전력 및 수소 수요를 산정하였다. 분석 대상 지역은 주요 석유화학 산업단지가 위치한 여수, 울산, 대산으로 구분하여 살펴보았다.

### b. 생산량 시나리오에 따른 석유화학 산업단지 지역별 감축 비용 분석

본 연구는 6가지 시나리오를 대상으로 국내 석유화학산업의 주요 집적 지역인 여수, 울산, 대산에 대하여 NCC 전기화를 통한 온실가스 한계감축비용(MAC), 총 온실가스 감축비용, 그리고 예상 온실가스 감축량을 분석하였다. 특히 시나리오별 한계감축비용과 감축 경로를 종합적으로 검토함으로써, 각 지역이 2050년까지 탈탄소화를 달성할 수 있는 가능성을 평가하였다.

아래 [표 4]에 제시된 지역별 분석 결과에 따르면, 여수·울산·대산·기타 모든 지역에서 BAU 대비 2050년까지 온실가스 100% 감축, 즉 탄소중립 달성이 가능한 것으로 분석되었다. 이는 국내 주요 석유화학산업 집적지역 전반에서 넷제로 달성이 기술적·경제적으로 가능함을 시사한다.

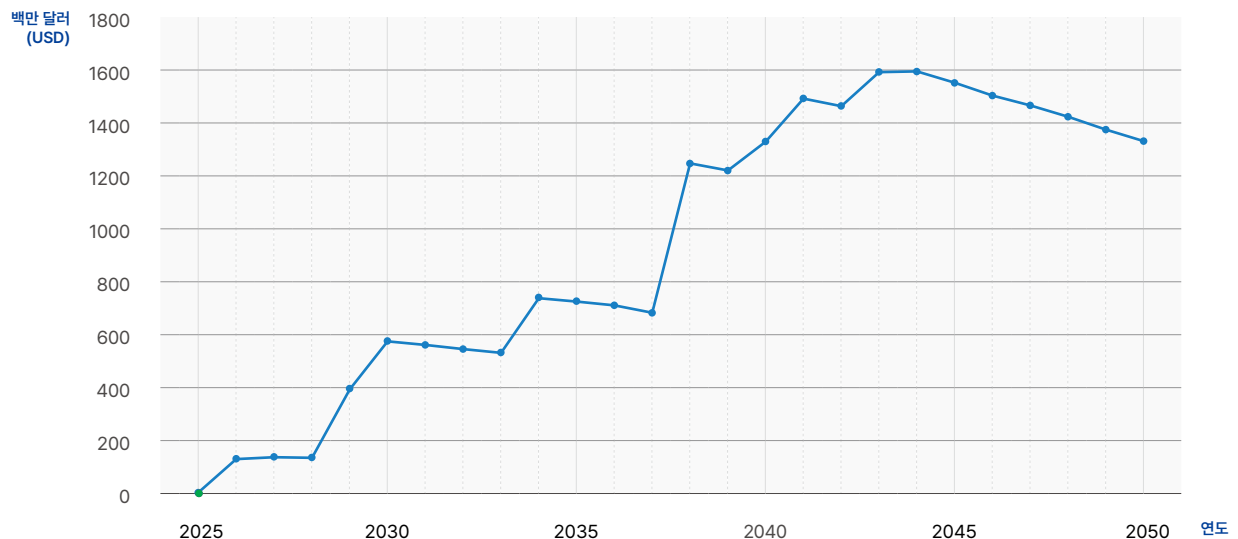
지역별 생산 시나리오에 따른 2050년까지의 누적 온실가스 감축 비용을 살펴보면, 2050 탄소중립 달성을 위한 2025~2050 누적 투자 필요 금액은 한화 약 23조원(울산)~36조원(여수)의 범위로(산업 구조개편에 따른 생산량 25% 감축 목표 달성 시 기준) 사적, 공적 영역 모두에서 탄소중립 달성을 위한 과감한 투자와 지원이 필요함을 시사하고 있다. 세 지역 모두에서 현재 생산량(설비용량) 대비 25% 이상 생산량(설비용량)을 감축할 경우 총 감축비용은 유의미하게 감소한다. 구체적으로, 25% 감축 시에 여수 지역은 현재 생산량 유지 시나리오 대비 약 7조 원, 울산 지역은 약 4조 원, 대산 지역은 약 10조 원의 비용 절감 효과를 얻을 수 있는 것으로 분석되었다.

[표 4] 지역별 탄소중립 달성 비용 요약

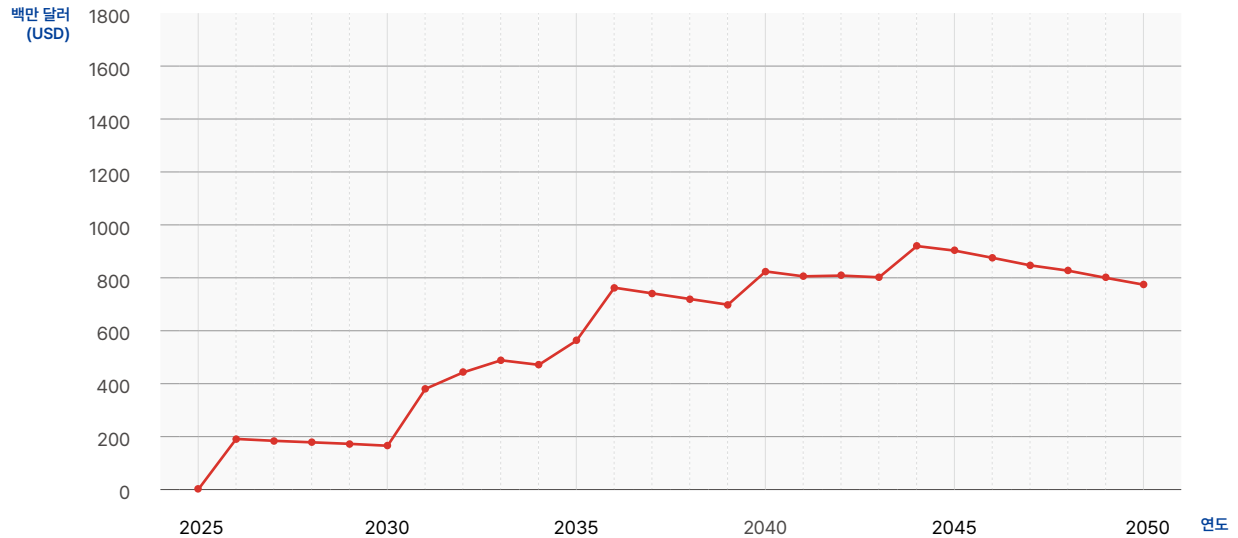
항목	BAU 탄소 배출량 (Mt)	2050년 넷제로 달성 여부	생산량 시나리오별 총 온실가스 감축 비용 (2026~2050년 누적비용, \$B)		
			기존 생산 전망 유지 (샤힌 프로젝트 포함)	현재 생산량 대비 25% 감축 시	현재 생산량 대비 40% 감축 시
여수	22.37	가능	29.1 (한화 43조원)	24.5 (한화 36조원)	22.5 (한화 33조원)
울산	18.87	가능	18.6 (한화 27조원)	15.4 (한화 23조원)	12.6 (한화 19조원)
대산	16.84	가능	27.9 (한화 41조원)	21.2 (한화 31조원)	20.4 (한화 30조원)
기타	0.30	가능	0.013 (한화 191조원)	0.06 (한화 884조원)	0.04 (한화 647조원)

연간 감축 비용 경로를 자세히 살펴보면, 현재 석유화학산업의 생산량을 기준으로 25% 감축 달성에 성공하고, 재생에너지 전력을 활용한 NCC 전기화 기술을 도입할 경우, [그림 6]과 같은 총 감축비용 경로가 도출된다. NCC 전기화가 본격적으로 도입되는 2035년 이후, 감축비용은 다소 증가하여 2044년 정점에 도달하지만, 2044년을 기점으로 총 감축비용이 점진적으로 감소하는 추세를 보일 것으로 추정된다. 울산지역과 대산지역 역시 유사하게 2044년경 정점을 기준으로 연간 감축비용이 감소하는 경향을 나타낸다 [그림 7, 그림 8].

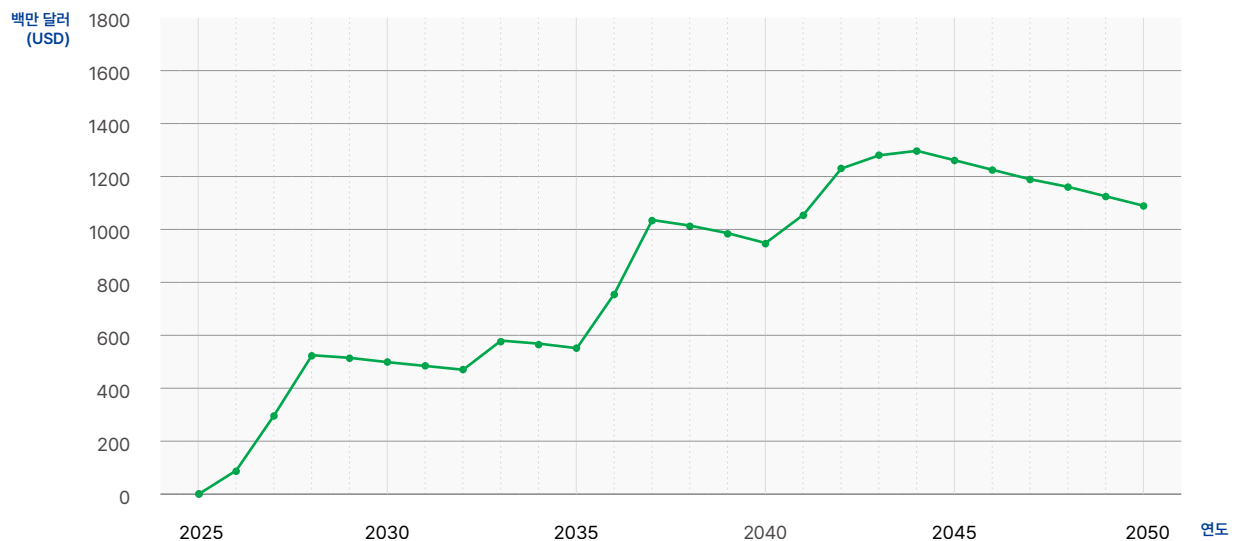
[그림 6] 여수지역 연간 감축비용 추이, 2025-2050



[그림 7] 울산지역 연간 감축비용 추이, 2025-2050

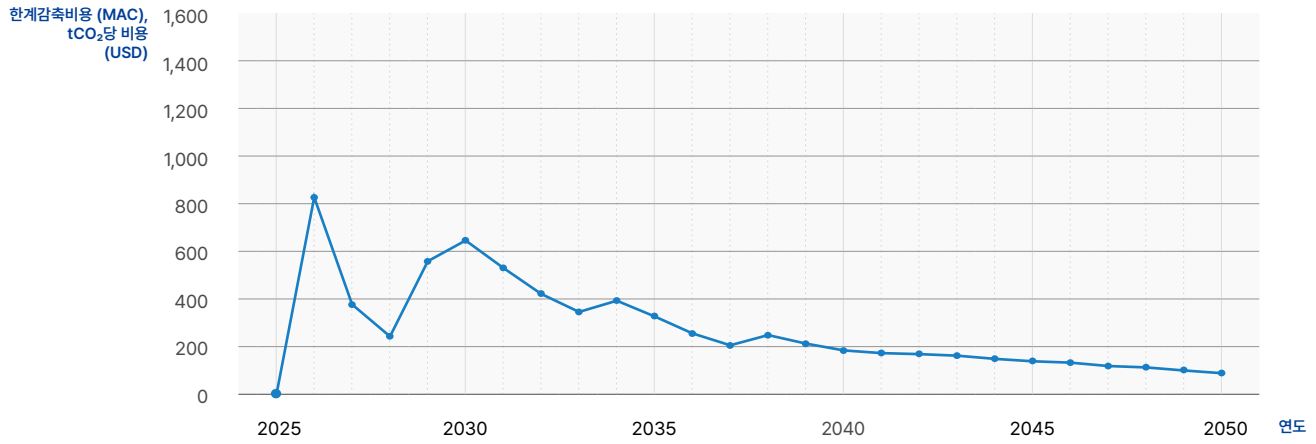


[그림 8] 대산지역 연간 감축비용 추이, 2025-2050

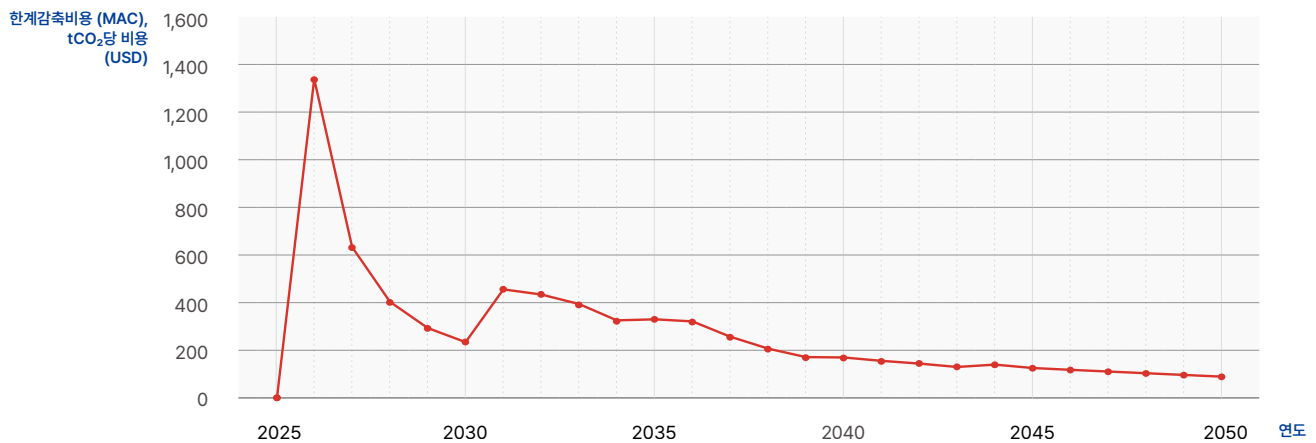


위 결과에서는 온실가스 감축에 드는 비용이 지속적으로 증가하여 각 지역의 경제적 부담이 증가하는 것처럼 보인다. 그러나 한계감축비용(MAC), 즉 온실가스를 추가로 1톤 감축하기 위해 드는 비용은 2026년을 정점으로 지속적으로 감소하는 결과가 나타난다는 점을 알 수 있다. 한계감축비용은 감축 수단 간 비용효과성을 비교하는 핵심지표 중 하나인데, 2050년까지 지역별 한계감축비용 (MAC) 추이를 살펴보면 [그림 9, 그림 10, 그림 11]과 같이 여수, 울산, 대산 지역 모두 한계감축 비용이 2026년을 기점으로 전체적으로 감소할 전망이다. 이는, 전환이 진행되면서 설비 도입 비용 대비 온실가스 배출 감축량이 증가하여 온실가스 배출량 1톤을 추가로 감축하는 데에 드는 비용이 지속적으로 감소한다는 것을 뜻한다.

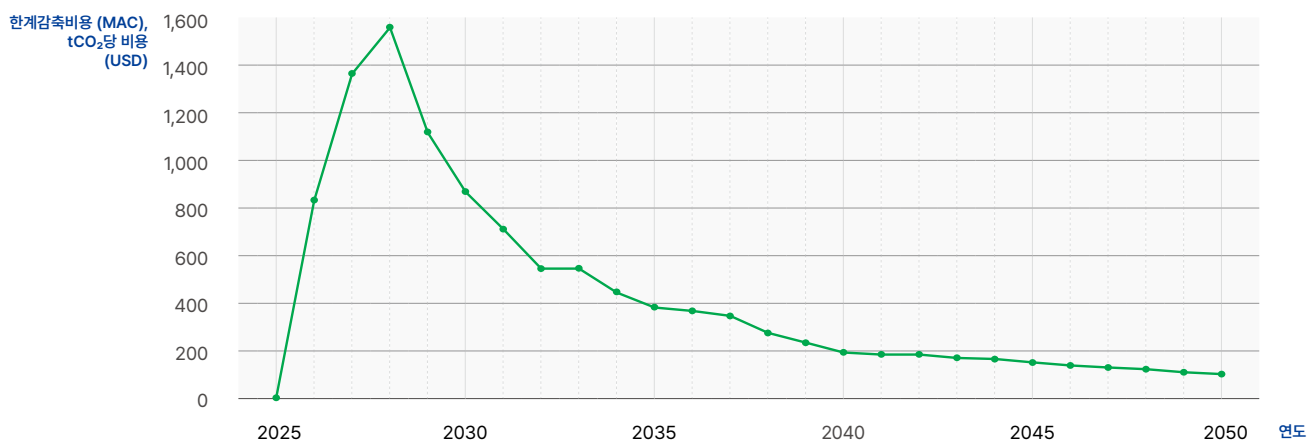
[그림 9] 여수지역 한계감축비용 (MAC) 추이, 2025-2050



[그림 10] 울산지역 한계감축비용 (MAC) 추이, 2025-2050



[그림 11] 대산지역 한계감축비용 (MAC) 추이, 2025-2050





즉 온실가스 1톤을 추가로 감축하는 비용의 추이를 고려하면 기후대응 측면의 비용은 초기에는 설비투자로 인하여 증가하나, 향후 지속적으로 감소하는 추세를 그린다고 할 수 있다.

### c. 각 지역 석유화학 산업단지의 탄소중립 달성을 위한 재생에너지 인프라의 필요성

나아가 본 연구에서 각 지역 석유화학 산업단지의 탈탄소 전환 과정에서 요구되는 총 에너지 수요량을 분석한 결과, 각 지역의 석유화학 산업단지 탄소중립 전환을 뒷받침하려면 재생에너지 전력 인프라가 선제적으로 구축되어야 한다는 필요성이 도출되었다.

시나리오별 예상 전력 수요 범위는 [표 5]에 제시되어 있다. 분석 결과, 석유화학산업 집적 지역 가운데 NCC 설비용량 비중이 가장 큰 여수가 NCC 전기화 시나리오에서 가장 높은 전력 수요를 보이는 것으로 나타났다. 현 생산량을 유지할 경우, 여수 지역은 2050년 기준 최대 **62.50 TWh/year**의 전력이 요구된다. 반면, 25% 생산감축(설비용량 감축)이 이루어질 경우 NCC 전기화 도입 시 2050년 기준 최대 **37.5 TWh/year**의 재생에너지 전력이 필요한 것으로 추정되어, 전력 수요가 뚜렷하게 감소하는 것으로 나타났다.

[표 5] 전환 시나리오 및 지역별 재생에너지 전력 수요 추정치 범위, 2025-2050

전환기술	생산량 시나리오	여수	울산	대산	기타
NCC 전기화	기존 생산 전망 유지 (샤힌 프로젝트 포함)	15.28 - 62.50 TWh	13.26 - 52.74 TWh	9.75 - 48.01 TWh	0.48 - 0.91 TWh
	현재 생산량 대비 25% 감축 시	15.28 - 37.5 TWh	12.12 - 24.42 TWh	9.75 - 28.85 TWh	0.48 - 0.55 TWh
	현재 생산량 대비 40% 감축 시	15.28 - 32.61 TWh	12.12 - 21.21 TWh	9.75 - 25.05 TWh	0.48 TWh
NCC 수소화	기존 생산 전망 유지 (샤힌 프로젝트 포함)	15.28 - 21.28 TWh	13.26 - 20.00 TWh	9.75 - 14.82 TWh	0.48 - 0.91 TWh
	현재 생산량 대비 25% 감축 시	12.79 - 15.28 TWh	10.73 - 12.12 TWh	8.90 - 9.75 TWh	0.48 - 0.55 TWh
	현재 생산량 대비 40% 감축 시	11.10 - 15.28 TWh	9.32 - 12.12 TWh	7.73 - 9.75 TWh	0.48 TWh

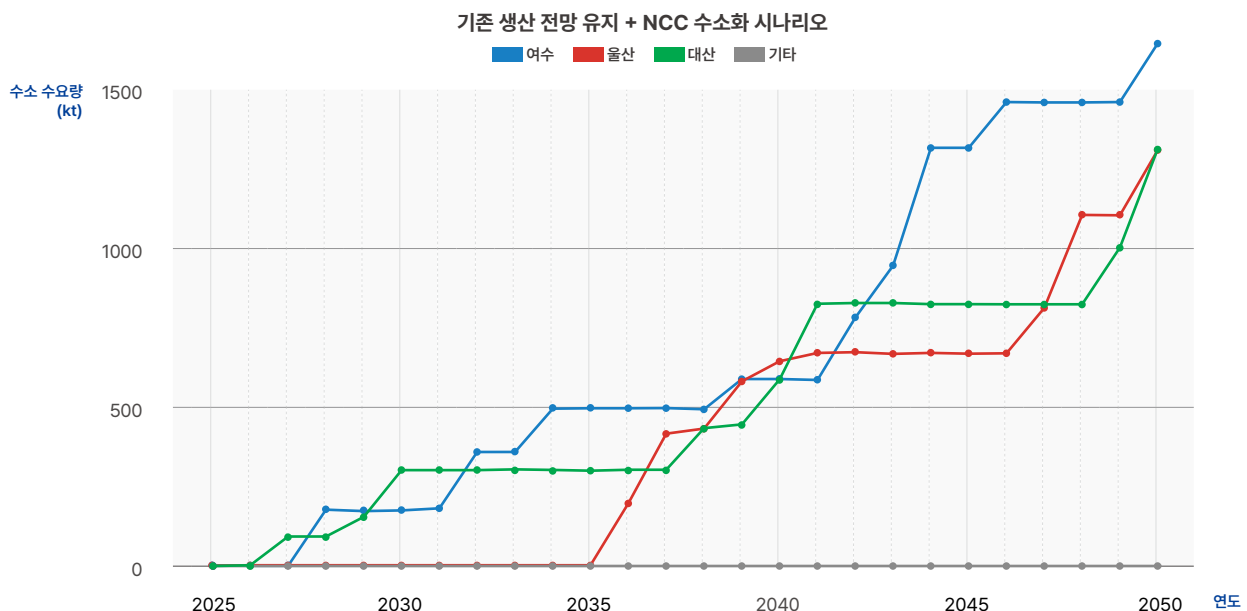
울산과 대산 지역 역시 유사한 경향을 보인다. NCC 전기화 전환기술을 중심으로 살펴보면, 현 생산량을 유지하고 2026년 사힌 프로젝트 상용화로 전체 생산량이 증가하는 시나리오에서 울산 지역의 전력 수요는 2050년 기준 최대 **52.74 TWh/year**로 추정된다. 반면, 25% 생산감축이 달성될 경우 NCC 전기화 도입 시 울산 지역의 전력 수요는 2050년 기준 최대 **24.42 TWh/year**로 감소하는 것으로 나타났다.

대산 지역의 경우, 생산량을 유지하는 시나리오에서는 2050년 기준 최대 **48.01 TWh/year**의 전력이 요구되는 반면, 25% 생산감축이 이루어질 경우 NCC 전기화 도입 시 2050년 기준 최대 **28.85 TWh/year**의 재생에너지 전력이 필요한 것으로 추정된다. 이는 여수 지역과 마찬가지로 설비용량 감축을 통해 전력 수요가 크게 감소할 수 있음을 시사한다.

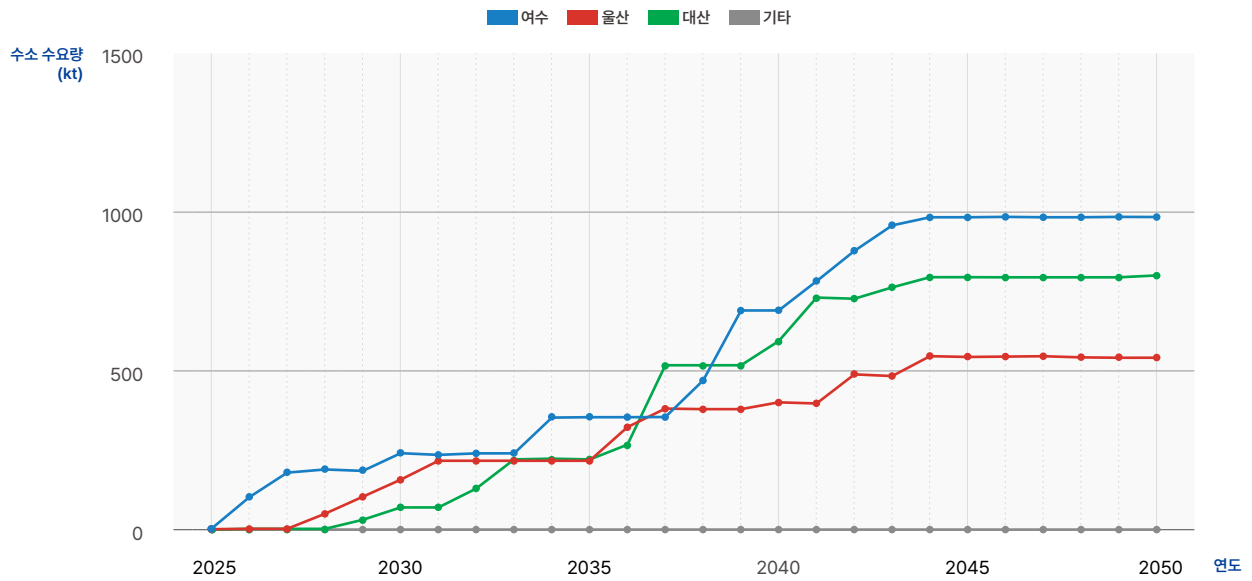
한편, 본 연구에서 제시한 모든 NCC 그린수소화 시나리오의 전력 수요에는 NCC 연료 수소화에 직접 사용되는 전력을 제외하고, 공정 전환 과정에서 추가적으로 요구되는 기타 설비 및 공정(예: 히트펌프, BTX 고온공정 저탄소 기술 등)에 사용되는 전력량이 함께 고려되어 산정되었다.

NCC 수소화에 요구되는 수소 수요를 살펴보면, **25% 생산량 감축**이 달성될 경우 2050년 기준으로 여수는 최대 **989.1 kt**, 울산은 **546.8 kt**, 대산은 **796.5 kt**의 수소가 필요한 것으로 추정된다. 이는 **구조개편이 이루어지지 않아 현 생산량을 유지하는 시나리오**에서 요구되는 수소량(여수 1,646.1 kt, 울산 1,307.5 kt, 대산 1,325.6 kt)과 비교할 때, 모든 지역에서 수소 수요가 크게 감소하는 결과이다 [그림 12].

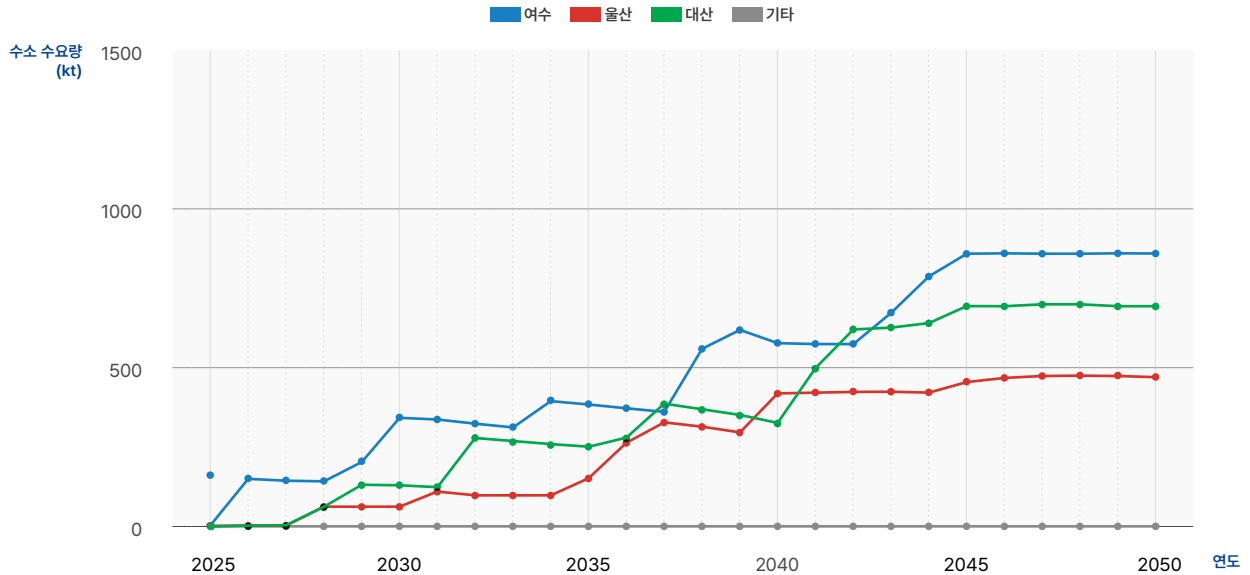
[그림 12] 전환 시나리오 및 지역별 수소 수요 추정치 2025-50



기존 생산량(NCC 설비용량) 25% 감축 + NCC 수소화 시나리오



기존 생산량(NCC 설비용량) 40% 감축 + NCC 수소화 시나리오



#### d. 소결론

지역별 총 온실가스 감축 경로 분석 결과, 국내 석유화학산업의 핵심적인 산업 집적 지역인 여수, 대산, 울산 모두 2050년까지 탄소중립 달성이 기술적·정량적 측면에서 실현 가능함을 확인하였다.

한편, NCC 전기화와 같은 전환 기술 도입 과정에서 가장 중요한 과제는 전환 기술 실증 및 상용화를 지원하기 위한 지방 정부 및 국가 차원의 정책적 지원과 이를 뒷받침할 재정적 투자이다. 본 연구에서 산정한 지역별 총 온실가스 감축 비용은 각 지역에서 요구되는 금전적 투자 규모를 가늠할 수 있는 근거를 제공한다.

또한, 본 연구에서 제시한 에너지 수요 분석 결과를 고려할 때, 지역별 재생에너지 전력 인프라의 확충과 공급 용량 확대 역시 필수적인 과제라 하겠다.

## 6. 결론 및 제언

### a. NCC 전기화 기술의 신속한 실증 및 상용화를 위한 정책적·재정적 지원 필요

위에서 본 바와 같이 석유화학산업의 탄소중립 달성은 가능하며, 그 핵심 기술은 NCC 전기화이지만, 비용효과적 경로로 탄소중립을 달성하는 데에도 적지 않은 비용이 소요된다. 그러나 핵심은 온실가스 1톤을 추가로 감축하는 데 드는 비용(한계감축비용, MAC)은 전환이 진행될 수록 지속적으로 감소한다는 점이다. 이는 전환이 진행될수록 설비 도입 비용 대비 온실가스 배출 감축량이 증가한다는 점을 보여 준다. 즉 탄소중립 달성을 위해서는 초기에 핵심적인 탄소중립 기술을 도입하기 위한 선제적 투자가 필요하며, 이와 같은 투자는 한계 감축 비용의 감소로 이어진다는 것이다. 기업이 이와 같이 과감한 투자를 할 수 있는 환경을 조성하기 위해서는 정부의 지원 역시 뒷받침될 필요가 있다.

한편 NCC 전기화와 같은 전환기술의 상용화는 단기간에 이루어지는 것이 아니며, 개발, 시험 운전, 실증을 거쳐 개별 생산 시설에 적용되는 다단계적 과정을 통해 추진된다. 이 과정에서 기술의 도입 가능성을 체계적으로 평가하기 위한 지표로 주로 기술성숙도지수(TRL, Technology Readiness Level)가 활용된다.

현재 국내 NCC 전기 가열로 기술은 파일럿 단계를 목표로하는 정부과제는 진행중이지만, 현장 실증과제는 아직 없어 기술 실험 단계에 머물러 있는 것으로 보인다. 상업 플랜트 적용을 위해서는 파일럿 및 실증 단계에 대한 추가적인 이행이 필요한 상황이다. 일반적으로 파일럿 플랜트 운영은 TRL 5-6 단계에 해당하며, 이는 상용화 이전에 기술적·경제적 타당성을 검증하는 핵심적인 중간 단계로 평가된다 [그림 13].

해외 사례를 살펴보면, BASF, SABIC, Linde의 NCC 전기 가열로 합작 프로젝트는 2021년 공동 개발·실증 협약 체결 이후 2024년 파일럿 플랜트 준공에 도달하여 이미 TRL 5-6 수준으로, 동일 기술에 대한 국내 TRL이 아직 연구·개발 단계에 머물러 있는 것과 대비되며, 국내 기술 개발이 상대적으로 뒤처져 있음을 시사한다.



[그림 13] 기술성숙도 (TRL) 단계별 정의

출처: NABIS 균형발전 종합정보시스템 자료 이미지 재구성 <sup>16</sup>

한편 BASF-SABIC-Linde의 NCC 전기 가열로 합작 프로젝트의 선례를 고려할 때 현재 국내에서 개발 중인 NCC 전기 가열로 기술이 상용화 단계에 도달하기까지는 최소한 수 년의 시간이 소요될 것으로 예상된다<sup>17</sup>. 본 연구의 분석 모델에서는 NCC 전기화 기술이 2030년부터는 도입 가능해지고, 늦어도 2040년까지는 설비에 실제 적용되는 것을 전제하였다. 그렇다면 국내에서 NCC 전기화 기술이 현재의 기술 성숙도 수준에서 신속하게 상용화 단계로 이행하여 실제 운용되기 위해서는 석유화학 기업의 선제적 투자가 필수적이며, 국가 차원에서도 체계적인 계획 수립과 지속적인 지원이 필요하다.

<sup>16</sup> NABIS 균형발전 종합정보시스템<sup>17</sup> BASF 보도자료 (2024). "바스프, 사빅 및 린데와 함께 세계 최초 대규모 스팀크래커 전기 가열로 시범 공장 가동"

## i. 국가 차원의 중장기 계획 필요

석유화학산업의 탄소중립 달성에는 NCC 전기화가 핵심적인 기술이라는 것이 본 연구의 결론이지만, NCC 전기화는 단순히 기술의 개발만으로 달성될 수 있는 과제가 아니며, 공정 전환, 설비 교체, 재생에너지 인프라 확대 등 다수의 이행 과정을 수반하는 구조적 전환을 요구한다. 이러한 특성을 고려할 때 전환기술의 신속한 실증 및 상용화 지원, 관련 인프라 구축, 투자여건 구축 등을 종합적으로 포괄하는 국가 차원의 전략적 지원이 필요하다.

구체적으로는 신속한 탈탄소 전환을 촉진하기 위한 NCC 전기화 파일럿 프로젝트에 대한 재정적·정책적 지원 확대, 상용화 단계에서 충분한 재생에너지 전력 확보를 위한 인프라 및 제도적 기틀 마련, 그리고 이를 종합적으로 뒷받침할 수 있는 정부 차원의 중장기 계획이 필요하다.

비록 NCC 전기화와 같은 핵심 전환기술에 대한 투자가 단기적으로는 가시적인 감축 성과로 나타나지 않을 수 있으나, 현 시점에서의 선제적 투자와 지원은 2050 탄소중립이라는 장기 목표 달성을 위한 필수적인 전제 조건이라 할 수 있다.

## ii. 석유화학특별법 시행령 제정 시 '석유화학 핵심전략기술' 및 '고부가 전환'에 NCC 전기화 포함 필요

석유화학산업에 대해서는 정부와 산업계 모두 탈탄소 전환의 필요성을 인식하고 있으며, 산업 경쟁력 제고와 탈탄소 전환 전략을 둘러싼 논의가 지속적으로 이루어지고 있다. 이러한 흐름 아래 2025년 12월「석유화학산업의 경쟁력 강화 및 지원에 관한 특별법」(이하 '석유화학특별법')이 국회 본회의를 통과하였다. 석유화학특별법에 따르면, 석유화학산업의 고부가가치 전환 및 온실가스 감축에 필요한 기술로서 '석유화학 핵심전략기술'이 석유화학특별법 시행령에 규정될 예정이며, 정부는 '석유화학 핵심전략기술'에 대한 연구개발 지원 및 정책금융 지원 등을 할 수 있다(제11조). 또한 희소성·수익성·환경성 등이 높은 사업혁신 활동으로서 '고부가 전환'이 석유화학특별법 시행령에 정의될 예정이며, 정부는 '고부가 전환'에 대한 세제 지원(제5조), 재정 지원(제6조), 규제 특례(제7조) 등을 마련할 수 있다.

본 보고서는 재생에너지를 연료로 사용하는 NCC 전기 가열로 도입이 비용효과적이면서도 기술적·현실적 측면에서 실현 가능한 석유화학산업의 핵심 탈탄소 전환 기술임을 분석을 통해 확인하였다. 이에 따라 NCC 전기화는 석유화학특별법 시행령에 규정될 '석유화학 핵심전략기술' 및 '고부가 전환'의 범위에 포함되어야 하며, 규정에 그치지 않고 기술 실증 및 상용화를 위한 실질적 지원이 뒤따라야 한다.

## iii. 기후대응기금을 통한 NCC 전기화 실증 지원 필요

재생에너지 전력을 활용한 NCC 전기화 실증을 통해, 국내 석유화학산업은 해외 선도 기업과의 기술 격차를 완화하고 향후 저탄소 시장에서의 경쟁력을 확보하는 중요한 기반을 마련할 수 있다. 이를 위해서는 재생에너지 전력을 활용한 NCC 열분해 공정 실증에 대한 선제적 투자가 필요하다. 다만 실증 프로젝트를 실제로 개시하기 위해서는 투자 비용이 크기 때문에, 개별 석유화학 기업의 재정 역량만으로는 투자 부담을 감당하기 어려울 수 있다. 이에 독일, 일본 등 제조업 의존도가 높은 해외 국가들은 산업의 탈탄소화 지원을 위한 정부 차원의 기금을 운용하고 있어, 국내에서도 기후대응기금 등을 활용한 산업 탈탄소 전환 지원이 필요한 실정이다.

그런데 2025년 정부 예산을 기준으로 살펴볼 때, 국내에서 산업의 탈탄소 전환의 재원이 되어야 할 기후대응기금 예산에는 재생에너지 전력을 활용한 NCC 전기화 실증 지원 사업 예산이 독립적으로 편성되어 있지 않은 것으로 확인된다. “탄소중립 산업핵심기술개발” 사업 예산 중 소액이 석유화학 분야 탄화수소 분해로 전기화 연구과제에 투입된 것으로 확인될 따름이다.

한편 제4차 배출권거래제 할당계획에 따른 유상할당 확대가 시행되면서 배출권 판매 수익을 주요 재원으로 하는 기후대응기금의 규모가 확대될 것으로 예상되는 상황이며, 석유화학특별법 시행과 함께 석유화학산업의 핵심 온실가스 배출 감축 기술에 대한 지원 예산도 도입될 것으로 예상되는 상황이다.

그렇다면 향후 편성될 2027년 기후대응기금 예산안에는 재생에너지 전력을 활용한 NCC 열분해 공정 전기화 실증을 위한 지원을 크게 늘릴 필요가 있다. 석유화학산업과 함께 대표적인 다배출 산업인 철강의 경우, 정부 차원에서 총사업비 8,146억원(국비 3,088억원) 규모의 ‘한국형 수소환원제철 실증 기술개발 사업’이 추진되어 2025년 6월 해당 사업이 예비타당성 조사를 통과한 바 있다. 석유화학산업의 핵심 탈탄소 기술인 NCC 전기화 실증을 위해서도 이와 같은 국비지원 사업 도입을 적극적으로 고려할 필요가 있다.

#### iv. 주요 석유화학산업 지역별 여건을 고려한 대책 필요

한편 석유화학산업은 특정 지역에 산업단지가 집적되어 있어, 지역 경제의 산업 의존도가 높은 특성을 지닌다. 또한 지역별로 설비 수명, 재생에너지 인프라 여건 등이 상이한 만큼, 지역별 여건을 반영한 대책 수립이 요구된다. 특히 NCC 전기화와 같은 전환기술이 각 지역에서 효과적으로 상용화되기 위해서는 재생에너지 전력을 충분히 공급할 수 있는 인프라 구축에 대해서도 중장기적 관점의 지속적인 지원이 필요할 것이다.

## 부록 1. 시나리오 공통 가정 및 전환기술별 가정

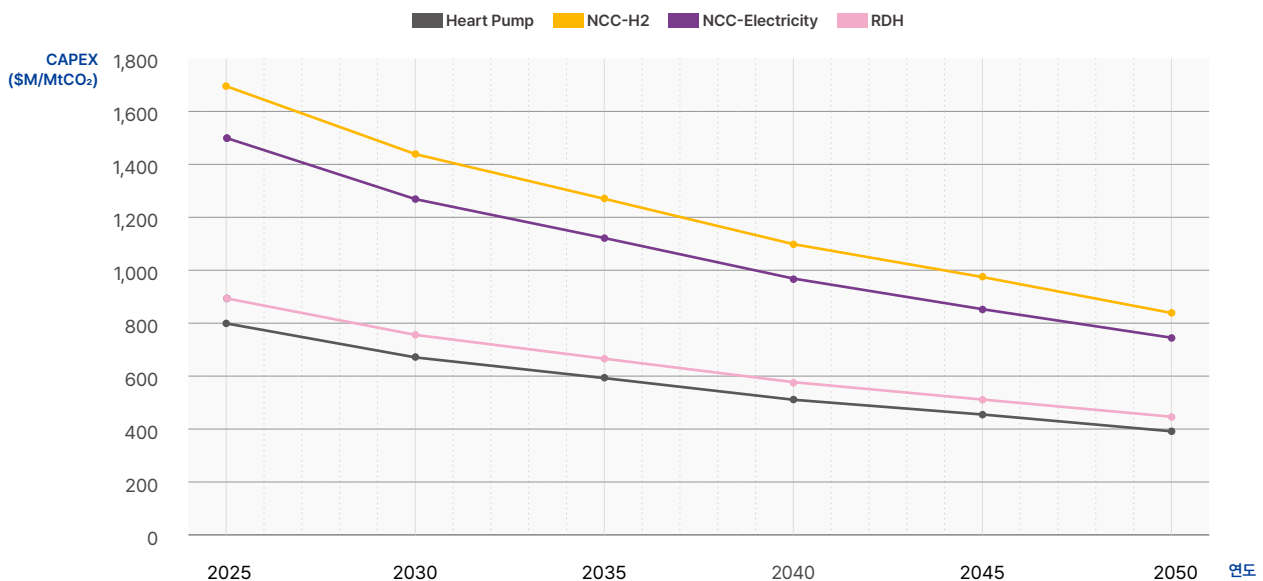
### ① 공통 가정

시설의 가동률 (Operating rate)은 70% 로 2050년까지 고정된다는 점을 전제로 하였다. 이와 같은 방법으로 설정된 본 모델의 기준선 (Baseline) 탄소배출은 46.34 MtCO<sub>2</sub>/year이다. 시나리오 및 기술별 톤당 감축비용 (\$/tCO<sub>2</sub>)은 연간 총비용 (CAPEX + OPEX + 연료비)을 탄소 감축량으로 나누어 산정하였다 [식 1]. 본 모델에서 검토되는 전환기술들 모두 2050년까지 50%의 러닝커브 (Learning Curve)가 적용되는 것으로 가정하였다. 본 모델에서 가정하고 있는 각 기술별 2050년까지 예상되는 CAPEX의 변화는 [그림 14]와 같다. 각 기술별 OPEX 또한 연간 CAPEX의 4%로 고정 설정되었다. 이를 토대로 본 연구에서는 연도별 Dynamic MACC를 활용하여 평균톤당 감축비용을 산출하여 시나리오 및 NCC 전환기술별 예상되는 감축비용을 분석하였다.

[식 1] 본 모델의 한계감축비용(MAC) 산정 식

$$MAC = \frac{CAPEX_{annual} + OPEX_{annual} + Fuel\ Cost_{annual}}{Abatement\ (CO_2t)}$$

[그림 14] 기술별 CAPEX 학습곡선 (Learning Curve)



## ② 전환 기술 별 가정

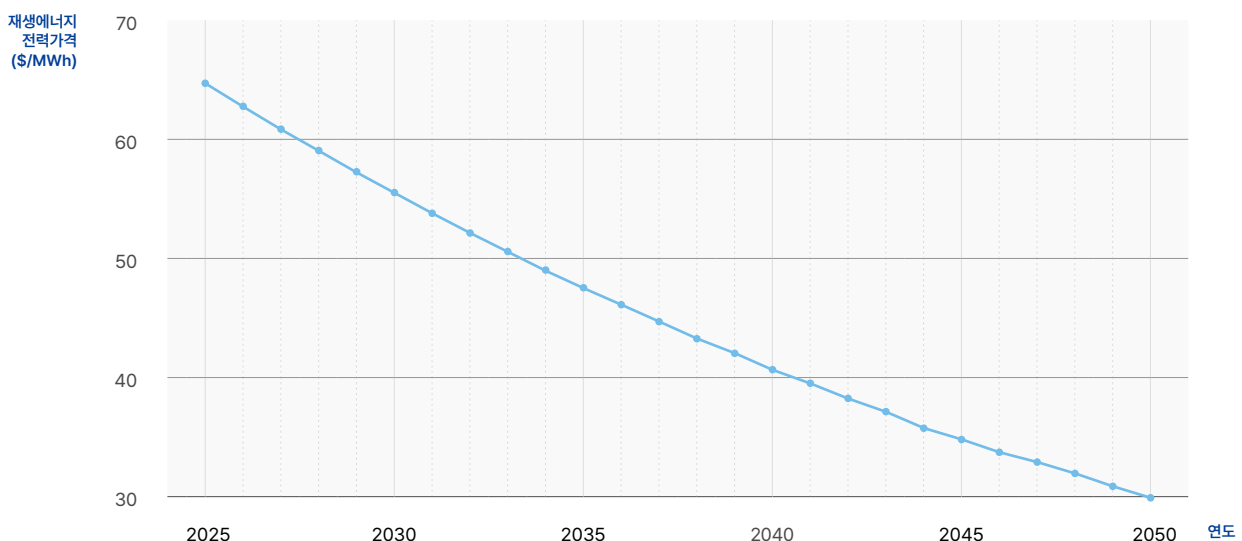
### a. 재생에너지전력을 사용하는 NCC 전기화

본 보고서에서 검토한 NCC 전기화 기술은 기존 화석연료 기반 연소(Combustion) 방식의 가열로를 재생에너지 전기(Renewable Electricity)를 활용한 전기 가열로 방식으로 전환하는 것을 핵심으로 한다. 기존 방식의 NCC 연료를 사용할 경우 에틸렌(Ethylene) 1톤 생산당 약 1.74 tCO<sub>2</sub>/ton Ethylene의 탄소가 배출되는 반면, 재생에너지를 활용한 전기화 방식 적용 시 해당 공정에서의 직접적인 탄소 배출은 0으로 감소하며, 이에 따라 에틸렌 1톤당 1.74 tCO<sub>2</sub>의 감축 효과가 기대된다.

이러한 전환은 NCC에서 사용되는 연료를 단순한 저탄소 연료가 아닌 무탄소 에너지원으로 대체한다는 점에서 의미가 크다. 특히 NCC는 석유화학 공정 중에서도 가장 탄소 집약적인 설비로 평가되는 만큼, 본 기술의 적용은 국내 석유화학산업 탈탄소화에 있어 핵심적인 역할을 수행할 것으로 기대된다.

본 연구는 전력 공급 전량을 RE-PPA(Power Purchase Agreement)를 통한 재생에너지 전기로 조달하는 것을 전제로 하며 시설에서 사용되는 모든 전기 사용량을 대체하는 것을 전제로 한다. RE-PPA란 재생에너지 발전사업자와 전력 사용자가 계약 기간 및 가격을 사전에 합의하여 전력을 직접 거래하는 전력구매계약을 의미한다. 이를 통해 기업들은 NCC 전기화에 필요한 재생에너지 전력을 장기간 안정적으로 확보할 수 있다는 장점이 있다. RE-PPA는 2025년 \$65/MWh를 베이스로 2050년까지 \$30/MWh, 약 54%의 감소된다는 점을 전제로 계산되었다 [그림 15]. 또한 2050년 계통(Grid)의 전력이 100% 재생에너지 전력으로 전환된다는 점을 가정하여 2050년 이후에는 RE-PPA가 아닌 계통전력을 사용하는 방법이 고려될 수 있다. 또한, 실제 전력 PPA의 가격에 따라 NCC 전기화 기술 전환의 비용은 달라질 수 있음을 명시한다.

[그림 15] 재생에너지 전력 가격 전망



출처: IRENA 2024, IEA WEO 2024

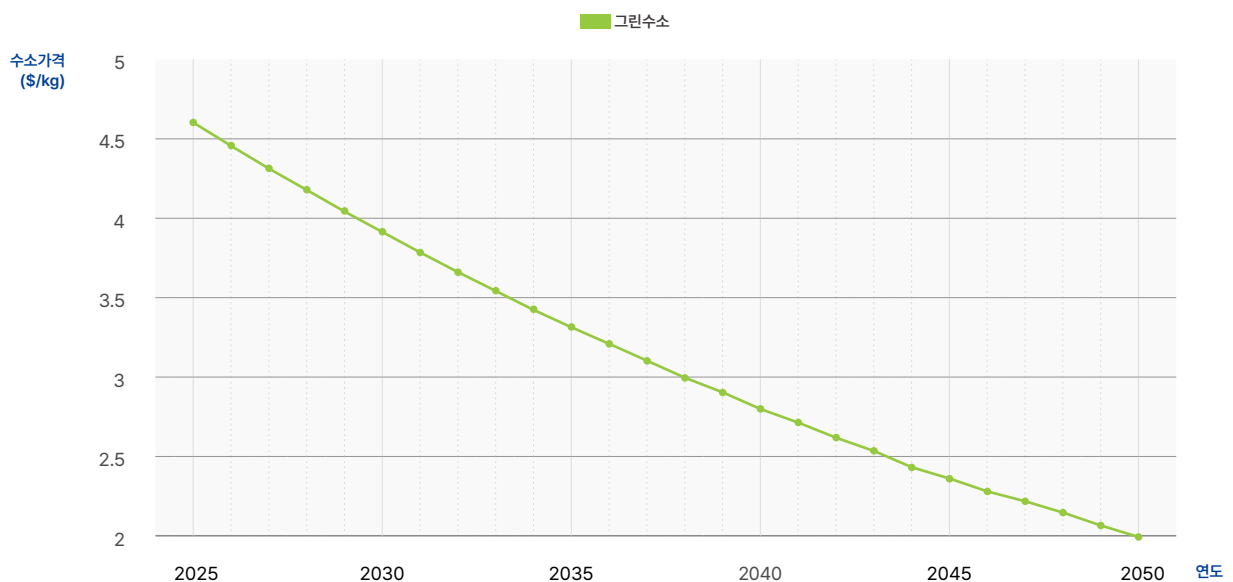
또한 본 연구에서는 납사 원료(feedstock)는 기존과 동일하게 유지하되(105 GJ/ton), 가열로에 사용되는 연료만을 재생 에너지 기반 전력으로 대체하는 것을 전제로 한다. 이때 요구되는 전력량은 BASF에서 현재 진행 중인 관련 프로젝트 사례를 참고하여, 에틸렌 1톤( $C_2H_4$ ) 생산 기준 5.0 MWh/t- $C_2H_4$ 로 산정하였다. 아울러 에너지 전환 효율은 95%, 시설의 사용 가능 연수(lifetime)는 25년으로 설정하였다. 또한 기술적 현실성을 고려하여, 해당 기술의 상용화 시점은 2030년 이후부터 가능한 것으로 가정하였다.

### b. 그린수소를 사용하는 NCC 수소화(Green Hydrogen Furnaces)

본 보고서에 NCC전기화와 비교한 수소를 NCC 연료로 사용하는 방식은 1t의 에틸렌을 생산하는데 0.2t- $H_2$ /t- $C_2H_4$ 의 수소가 필요하며, 이는 모두 그린수소라는 점을 전제로 한다. 앞서 전기가열로와 비슷하게 기술적 발전 단계를 감안해봤을 때, 본 기술의 상용화는 2030년부터 가능하다는 가정을 적용하였고, 사용가능연수(lifetime)은 25년으로, OPEX는 CAPEX의 4%로 설정되었다.

본 모델에서 사용된 그린수소의 가격, 즉 Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) 는 앞선 재생에너지의 가격(RE-PPA)의 가격전망을 LCOH 산식에 넣어 계산하는 방법으로 산정되었다. 이에 더해 러닝커브가 반영된 전해조(Electrolyzer)의 CAPEX 와 효율성이 시간이 지남에 따라 개선된다는 점을 반영하였다 [그림 16].

[그림 16] 그린수소 가격 전망

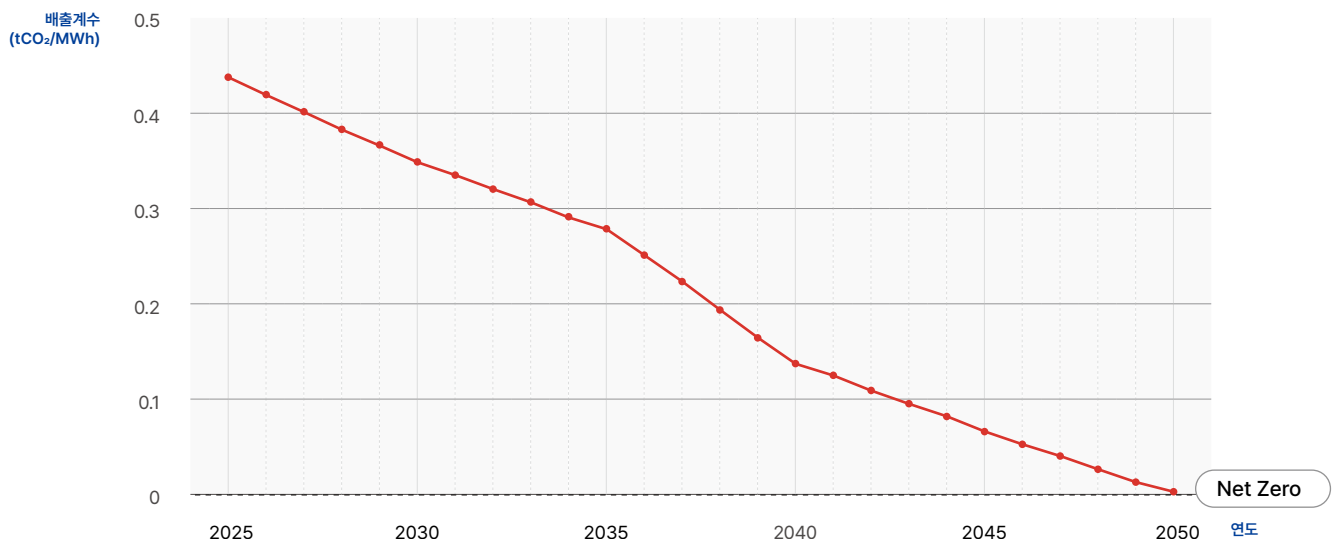


출처: IRENA 2024, IEA WEO 2024

### c. 히트펌프

본 연구에서는 히트펌프가 계통전력을 사용하여 165°C 미만 저온 공정의 열수요를 충족시키는데 활용되며, 기술성숙도 (TRL) 9 수준을 고려해 2025년부터 즉시 도입되어 기존 화석연료 기반 열원을 대체하는 것으로 가정하였다. 이는 NCC 시설 외부의 저온 공정 뿐만 아니라, NCC 공정 내 저온공정의 열수요 또한 히트펌프로 대체될 수 있다는 전제를 포함한다. 히트펌프의 COP는 4.0으로 설정하였으며, 이는 전력 1.0MWh 로 4.0 MWh의 열을 생산할 수 있음을 의미한다. 에너지 변환 효율은 95%, 설비 수명 (Lifetime)은 20년, 그리고 OPEX는 CAPEX의 3%로 가정하여 본 모델에 반영되었다<sup>18</sup>. 또한, 히트펌프 가동에 필요한 전력은 「제11차 전력수급기본계획」의 계통전력 가격 전망을 사용하는 것을 전제로 한다. 다만, 국내 계통 전력이 2050년까지 완전 탈탄소화되기 전까지는 계통 전력을 사용할 경우 [그림 17] 수준의 탄소배출이 발생할 것으로 예상된다.

[그림 17] 한국 계통 전력 배출계수 전망치



### d. BTX 고온공정 저탄소 기술

본 연구에서 BTX 고온 공정의 저탄소 전환기술로 검토한 RotoDynamic Heater(RDH)는 Coolbrook에서 공개한 기술 사양을 기반으로 주요 가정을 설정하였다. 이에 따라, 에너지 전환 효율은 93%로 적용하였으며, 연간 고정 운영비 (OPEX)는 연간 CAPEX의 3%로 가정하였다. 설비 수명은 25년으로 설정하였고, RDH 가동에 필요한 전력은 히트펌프와 같이 「제11차 전력수급기본계획」의 계통전력 가격 전망을 사용하는 것을 전제로 한다.

<sup>18</sup> Kosmadakis (2020)



## 참고 문헌

- 온실가스종합정보센터. 2035 국가 온실가스 감축목표 (NDC) 대국민 공개 논의 토론회 (산업부문) 발표 자료 (2025)
- 한국석유화학협회 (2024) 석유화학 미니북. 6p
- LG 화학(2022). <https://www.lg.co.kr/media/release/24968>
- 사단법인 넥스트(2024). 한국석유화학산업의 넷제로 로드맵 보고서
- 한국화학산업협회, 산업현황
- 조선경제, 한예나 & 최은경 (2025) "롯데케미칼·HD현대케미칼, 대산NCC 통합키로... '석화 빅딜 1호' 나왔다"
- S-Oil (2025), 사힌 프로젝트 공정률 85% ... 석유화학 새 도약 이끈다
- 황규원 (2025). 대한유화 컴퍼니리포트,
- 법제처 국회입법상황, 석유화학산업의 경쟁력 강화 및 지원에 관한 특별법안.
- 한국에너지기술연구원 (2022). 산업부문 전기화 현황 및 전망: 철강 - 석유화학 산업 중심으로
- SABIC (2021). SABIC forms collaboration to realize the world's first electrically heated steam cracker furnace. <https://www.sabic.com/en/news/26644-sabic-forms-collaboration-to-realize-the-world-s-first-electrically-heated-steam-cracker-furnace>
- Karali, N., Khanna, N., & Shah, N. (2024, April). Climate impacts of plastics production. Lawrence Berkeley National Laboratory.
- The Pew Charitable Trusts. (2025, December). Breaking the plastic wave 2025: An assessment of the global system and strategies for transformative change. The Pew Charitable Trusts.
- 한국은행 (2025). 2025년 11월 한국은행 경제전망보고서
- BASF 보도자료 (2024). "바스프, 사빅 및 린데와 함께 세계 최초 대규모 스팀크래커 전기 가열로 시범 공장 가동" <https://www.basf.com/kr/ko/media/news-releases/kr/2024/04/P-24-08>
- NABIS 균형발전 종합정보시스템
- Kosmadakis (2020)



기후솔루션은 전 세계 온실가스 감축 및 올바른 에너지 전환을 위해 활동하는 비영리법인입니다.  
리서치, 법률, 대외 협력, 커뮤니케이션 등의 폭넓은 방법으로 기후위기를 해결할 실질적 솔루션을 발굴하고,  
근본적인 변화를 위한 움직임을 만들어 나갑니다.