

에너지 정책이 쥐고 있는 석유화학 전환의 리스크와 기회 - 전환비용은 ‘건설’이 아니라 ‘에너지’에서 결정된다

박진수, PLANiT

요약

이 보고서는 국내 석유화학 산업을 대상으로 탈탄소 전환 과정에서 전력·수소 등 에너지 정책이 전환 비용과 기술 선택에 미치는 영향을 정량적으로 평가한 연구이다. 석유화학은 화석연료가 원료와 열원으로 동시에 사용되는 공정 특성상 단순 연료 전환만으로는 한계가 있으며, 전기 크래커·수소 기반 공정 등 공정 수준의 기술 전환이 핵심 대안으로 제시된다. 연구는 국내 주요 석유화학단지 시설을 대상으로 탄소예산 제약, 기술 성숙도, 전력·수소 가격 시나리오를 반영한 혼합정수계획 모형을 구축해 다양한 전환 경로의 비용을 비교·분석하였다.

분석 결과, 총 전환 비용은 설비 투자비보다 장기간 누적되는 에너지 구매비용에 의해 좌우되며, 특히 전력가격 경로와 수소가격 형성 구조에 따라 전환 비용이 크게 달라지는 것으로 나타났다. 전력가격 상승과 수소가격의 전력 연동이 동시에 발생할 경우 수소 기반 경로의 비용 부담이 급격히 확대되는 반면, 전력가격이 안정적이고 수소가 재생에너지 기반으로 전력과 분리되어 공급될 경우 전기 크래커 경로와 수소 경로의 비용 차이는 제한적이었다. 이에 따라 동일한 탄소예산과 기술 수준을 전제하더라도 에너지 정책 설계가 전환 비용 규모와 기업의 기술 선택 위험을 결정하는 핵심 요인임을 확인하였다.

정책적으로는 석유화학 구조조정 기준을 탄소예산·인프라·전환 이후 에너지비용까지 포함하도록 재설계하고, 산업정책과 에너지정책을 통합적으로 연계하며, 석유화학 집적지 단위에서 인프라 구축과 산업·고용 전환을 포괄하는 지역 기반 전환 전략을 마련할 필요가 있다.

목차

[요약](#)

[목차](#)

[1. 배경 및 목적](#)

[2. 연구 방법론](#)

[2.1 분석 범위](#)

[2.2 모델 구조](#)

[2.4 시나리오 설계](#)

[2.5 주요 가정](#)

[2.6 모델 한계](#)

[3. 분석 결과](#)

[3.1 좌초자산: 전환의 불가피성](#)

[3.2 전환 비용의 구조: 건설이 아니라 에너지다](#)

[3.3 에너지 정책이 만드는 500조원의 차이](#)

[3.4 에너지 정책이 기술 선택의 위험을 결정한다](#)

[3.5 지역별 전환 비용](#)

[4. 시사점](#)

[4.1 구조조정의 기준을 바꿔야 한다](#)

[4.2 에너지 정책과 산업 정책을 분리할 수 없다](#)

[4.3 에너지 정책의 불확실성이 기업에 전가될 수 있다.](#)

[4.4 지역 전환 전략의 필요성](#)

[5. 결론](#)

[APPENDIX](#)

[석유화학산업 전체 에너지 사용량](#)

[석유화학산업 시설별 제품 생산량](#)

[석유화학산업 제품별 에너지 사용량](#)

[에너지원별 배출계수](#)

[주요 감축수단별 비용 및 에너지 원단위](#)

[NCC 시설 CAPEX 산정 근거](#)

1. 배경 및 목적

석유화학산업은 산업부문 중 탈탄소가 가장 어려운 부문 중 하나이다. IPCC 제6차 평가보고서는 석유화학을 철강, 시멘트와 함께 대표적인 ‘hard-to-abate’ 산업으로 분류하고 있다¹. 그 이유는 NCC(나프타 크래커)의 공정구조에 있다. NCC는 나프타를 약 850도 이상의 고온에서 스팀과 함께 열분해해 에틸렌, 프로필렌 등 기초유분을 생산하는데, 이때 필요한 열 자체를 화석연료에 기반한 나프타 연소에서 얻기 때문이다². 즉, 화석연료가 원료이자 에너지원으로 사용되는 구조이기 때문에 탄소중립을 위해서는 연료 전환이 아닌 공정 자체의 근본 기술 전환이 필요하다.

이러한 전환을 위해서는 전기 크래커 (e-Cracker)를 활용하는 기술과, 수소 기반 기술이 있다. 전기 크래커는 기존 화석연료 연소로를 전기 가열로 대체하는 기술로, 2024년 4월 BASF-SABIC-Linde 컨소시엄이 독일 루트비히스하펜에서 실증 플랜트(6MW급)를 가동하여 기존 대비 최소 90%의 CO₂ 감축 가능성을 확인했다³. 수소 기반 기술은 수소를 열원으로 활용하는 방식인데, 상대적으로 전기 크래커보다 초기 단계에 머물러 있다. 다만 두 기술 모두 상용화에는 시간이 필요하며, 제품 생산 비용은 전력 및 수소가격에 의존적이라는 특징을 갖고 있다.

한국 석유화학산업은 이러한 기술적 난제 위에 시장 위기까지 직면하고 있다. S&P Global 2025년 보고서에 따르면, 중국의 석유화학 자급률 확대와 글로벌 공급과잉으로 2022년 하반기부터 시작된 가격 및 마진 압박을 받고 있으며, 2024년에는 국내 주요 석유화학 기업들 모두 영업적자를 기록했다⁴. 기업별 사업보고서에 따르면, 여천NCC는 2022~2024년 3년 연속 순손실을 기록했고, 롯데케미칼과 한화솔루션 역시 화학 부문 다년간 적자가 이어지고 있다⁵.

¹ IPCC, Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change, Working Group III, Chapter 11: Industry, p.1171. Cambridge University Press, 2022.

² Tijani, M. E. H.; Zondag, H.; Van Delft, Y. ACS Sustainable Chem. Eng. 2022, 10, 16070-16089.

³ BASF, “BASF, SABIC, and Linde celebrate the start-up of the world’s first large-scale electrically heated steam cracking furnace,” Press Release, April 17, 2024. 6MW급 실증설비로 두 가지 가열 방식(직접/간접)을 시험 중이며, Linde는 STARBRIDGE™ 상표로 상용화를 추진 중.

⁴ S&P Global Ratings, “Korean Petrochemical Companies Face A Deeper Downturn,” May 8, 2025.

⁵ 여천NCC: 2022년 3,477억원, 2023년 2,402억원, 2024년 2,360억원 순손실 (The Korea Herald, 2025). 롯데케미칼·한화솔루션: 각 사 사업보고서 (DART).

이에 산업통상자원부는 2024년 8월 국내 10대 석유화학 기업과 구조조정 협약을 체결하고, NCC 총생산 능력 약 1,470만톤의 18~25%에 해당하는 270만~370만톤의 감축을 추진하고 있다⁶. 2024년 12월 기준 여수·대산·울산 3대 석유화학단지 16개사가 사업재편안을 제출했으며, 대산 1호 프로젝트(HD현대케미칼·롯데케미칼)가 첫 승인을 받아 에틸렌 생산능력이 기존 195만톤에서 85만톤으로의 감축이 확정되었다⁷.

한국은 2030년까지 2018년 대비 40% 감축이라는 국가온실가스감축목표(NDC)를 국제사회에 약속했으며, 2050년 탄소중립을 법제화했다⁸. 대한민국의 석유화학산업의 온실가스 배출량은 약 5,270만톤 CO₂e로, 국가 총배출량의 약 8%, 산업부문의 약 21%를 차지한다⁹. 따라서, 2050 탄소중립 목표를 위해서는 석유화학의 빠른 탄소감축이 필요한 것이 사실이다. 따라서, 2050 탄소중립 목표를 고려하였을 때, 이러한 정부주도하의 구조조정은 시장 위기에 대한 단기적 대응책일뿐, 석유화학 산업의 근본적인 변화를 요구하는 기후 위기에 대한 해법이 아니라는 한계를 갖고 있다. 즉, 현재 구조조정이 수익성에만 초점을 맞춘 채 탄소예산을 고려하지 않는다면, 시장 위기를 넘긴 후 탄소예산 소진 시점에 또다시 강제적 설비 폐쇄에 직면하는 또 한번의 구조조정을 맞게될 수 있다. 이는 여수·대산·울산 석유화학 집적지에 고용과 지역경제 충격이 반복됨을 의미한다.

NCC 한 기의 건설 비용이 2조~3조원에 달하는 자본집약적 산업에서, 2050년까지 남은 20년 남짓 남은 시간동안 두번의 구조조정을 논의하는 것은 산업의 경쟁력을 잃게 만들 것이다¹⁰. 석유화학 산업의 전환이 어려운 것은 전환 비용이 고정된 숫자가 아니라는 점이다. 전기 크래커의 경제성은 전력가격에, 수소 기반 기술의 경제성은 수소가격에 민감하며, 수소가격은 다시 전력가격과의 연동 구조(커플링 vs 디커플링)에 따라 달라진다. 다시 말해 에너지 정책의 방향이 전환 비용의 규모를 결정할 수 있다는 것이다.

⁶ 산업통상자원부, “석유화학산업 재도약을 위한 산업계 사업재편 자율 협약식,” 2024년 8월 20일. NCC 총생산능력 1,470만톤 대비 270만~370만톤(18~25%) 감축 목표.

⁷ 서울신문, “석유화학 구조개편 첫 단계 마무리… 산업부 ‘NCC 최대 370만t 감축 가능,’” 2025년 12월 22일.

⁸ 대한민국 정부, “상향된 국가온실가스감축목표(NDC),” UNFCCC 사무국 제출, 2021년 12월 23일. 탄소중립·녹색성장 기본법 (2021년 9월 제정).

⁹ 화학부문 배출량 52.7 Mt CO₂e (2021년 기준). 한국에너지공단 EG-TIPS 참조.

¹⁰ 본 연구 추정. 부록 “NCC 시설 CAPEX 산정 근거” 참조.

본 연구는 에너지 정책에 따라 전환 규모가 어떻게 달라지는지를 검증하고자 한다. 동일한 1.5°C 탄소예산 하에서 전력가격(상승/유지)과 수소가격(커플링/디커플링)의 조합으로 구성된 시나리오를 설계하고, 국내 243개 석유화학 시설을 대상으로 혼합정수 최적화(MIP) 모델을 통해 시나리오별 전환 비용을 비교한다. 이를 통해 에너지 정책의 선택이 전환 비용을 얼마나 바꾸는지를 제시하고, 현재 진행 중인 구조조정 논의에 에너지 정책이라는 변수를 포함시킬 근거를 제공하고자 한다.

2. 연구 방법론

2.1 분석 범위

본 연구는 국내 석유화학 생산시설 237개와 에쓰오일 사힌 프로젝트의 추가 6개 시설을 포함하여 총 243개 시설을 분석 대상으로 한다¹¹. 이들 시설은 여수(85개, 3,722만톤), 대산(55개, 2,742만톤), 울산(85개, 3,539만톤) 3대 석유화학 집적지에 분포하며, 18개 기업에 소속되어 있다¹². 분석은 NCC를 중심으로 하되, 각 NCC에 연결된 공정 체인을 포함하여 시설별 배출량과 전환 비용을 산정한다.

2.2 모델 구조

본 연구는 혼합정수계획법(Mixed Integer Programming, MIP) 기반의 비용 최적화 모델을 구축한다. 목적함수는 분석 기간(2025~2050년) 동안의 총 전환 비용, 즉 기술 투자비(CAPEX), 운영비(OPEX), 에너지 구매비용의 합을 최소화한다.

$$\min \sum (CAPEX_{i,t} \times x_{i,t} + OPEX_{i,t} \times y_{i,t} + E_{i,t} \times p_t)$$

여기서 $x_{i,t}$ 는 기술 i 의 t 년도 도입 여부(이진 변수), $y_{i,t}$ 는 가동 수준(연속 변수), $E_{i,t}$ 는 에너지 소비량, p_t 는 에너지 가격을 나타낸다. 모델의 주요 제약조건은 다음과 같다.

¹¹ S-OIL, “S-OIL 사힌 프로젝트 투자 확정,” 2023년 3월 9일. 투자비 약 9.26조원, 에틸렌 180만톤/년. 사힌 프로젝트를 통해 생산하는 시설은 NCC 시설은 아니지만, 생산과정과 에너지 소비 관점에서 유사한 시설로 분류함.

¹² 시설 수, 용량은 본 연구 모델의 입력 데이터 기준. 한국석유화학협회 및 산업통상자원부 편람 및 데이터 참조.

첫째, 연도별 온실가스 배출량은 탄소예산의 연도별 배출할당량을 초과할 수 없다($e_t \leq \text{Carbon Budget}_t$). 본 연구는 1.5°C 탄소예산 경로를 단일 기준으로 적용한다¹³. 둘째, 각 기술은 기술성숙도(TRL)에 기반한 상용화 가능 시점 이후에만 도입 가능하며, 비현실적 조기 도입 경로를 배제한다. 셋째, 기술의 가동 수준은 도입된 경우에만 설비 용량 범위 내에서 운영 가능하다($y_{i,t} \leq \text{capacity}_i \times x_{i,t}$).

모델은 두 가지 기술 경로를 구분하여 분석한다. NCC-전기(NCC-Elec) 경로는 기존 화석연료 연소로써 전기 가열로 대체하는 전기 크래커 기술을 적용하며, NCC-수소(NCC-H₂) 경로는 수소를 열원으로 활용하는 기술을 적용한다. 두 경로는 동일한 탄소예산 제약 하에서 각각 최적화되며, 경로 간 비교를 통해 기술 선택이 전환 비용에 미치는 영향을 분석한다.

2.4 시나리오 설계

에너지 가격 시나리오는 두 가지 축의 조합으로 구성된다. 전력가격 축은 상승(Rising)과 유지(Flat) 두 경로를 설정한다. 상승 시나리오는 재생에너지 확대에 따른 계통 비용 증가와 탄소가격 내재화를 반영하여, 산업용 전력가격이 2025년 130원/kWh에서 2050년 약 249원/kWh까지 상승하는 경로다¹⁴. 유지 시나리오는 지난 10년 평균 기준 약 100원/kWh가 지속되는 경우를 가정한다¹⁵.

표 1. 시나리오 구성

시나리오	전력가격	수소가격	기술 경로
S1	상승 (130→249원/kWh)	커플링	NCC-H ₂ / NCC-Elec
S2	상승 (130→249원/kWh)	디커플링	NCC-H ₂ / NCC-Elec
S3	유지 (100원/kWh)	커플링	NCC-H ₂ / NCC-Elec
S4	유지 (100원/kWh)	디커플링	NCC-H ₂ / NCC-Elec

주: NCC-Elec 경로는 수소를 사용하지 않으므로 커플링/디커플링의 구분이 비용에 영향을 미치지 않는다. 따라서 NCC-Elec의 실질적 시나리오는 전력가격 상승과 유지의 2개다.

¹³ PLANiT 자체 방법론을 활용해 1.5°C 목표 달성을 위한 잔여 탄소예산을 기반으로 한국 석유화학산업에 할당.

¹⁴ 전력가격 가정: 상승 시나리오 2025년 130원/kWh(한국전력 전기요금표 기반)

¹⁵ 전력가격 유지: 유지 시나리오 전력가격 인상 이전인 2017년부터 2021년 평균 100원/kWh로 가정

수소가격 측은 커플링(Coupling)과 디커플링(Decoupling) 두 구조를 설정한다. 커플링 시나리오는 수소 생산이 계통 전력에 의존하여 수소가격이 전력가격과 연동되는 구조를 반영한다. 디커플링 시나리오는 독립적 재생에너지 기반 수전해(Off-grid) 등으로 수소가격이 전력가격과 독립적으로 결정되는 구조를 가정한다¹⁶.

이 두 축의 조합으로 4개의 에너지 가격 시나리오가 구성되며, 2개의 기술 경로(NCC-전기, NCC-수소)와 결합하여 총 8개의 분석 시나리오를 형성한다.

2.5 주요 가정

NCC 시설의 건설 비용(CAPEX)은 시설별 용량 기준으로 산정했으며, 국내 NCC 투자 사례와 국제기관 벤치마크를 교차 검증에 활용했다¹⁷. 감가상각은 정액법을 적용하여, 잔존가치는 0으로 설정했다. 기술 상용화 시점은 전기 크래커의 경우 2020년대 후반, 수소 기반 기술은 2030년 이후로 설정해, 단계적 도입 경로를 반영했다.

2.6 모델 한계

본 결과 해석 시 다음의 한계를 고려해야 한다. 첫째, 모델은 현재 진행 중인 정부 주도 구조조정(NCC 270~370만톤 감축)의 결과를 사전에 반영하지 않았으므로, 전환 비용은 구조조정 이전 산업 구조 기준의 상한선이다. 둘째, 기업별 재무 상태와 투자여력 차이를 명시적으로 반영하지 않았으므로, 기업별 결과는 개별 투자 가능성이 아닌 산업 전체의 전환 규모를 가늠하는 데 활용되어야 한다. 셋째, 글로벌 시장 변동성(중국 자급률, 유가 등)은 확정적으로 반영하기 어려우며, 결과는 구조적 전환의 방향성과 규모를 파악하는 데 의미가 있다. 넷째, 기술 성숙도 및 상용화 시점의 불확실성으로 인해 기술 도입 시나리오는 현실화 가능한 경로의 범위를 보여주는 것이지 정확한 일정을 예측하는 것은 아니다.

3. 분석 결과

3.1 좌초자산: 전환의 불가피성

¹⁶ 수소가격 가정: 커플링 시나리오는 계통 전력 기반 수전해 비용, 디커플링은 Off-grid 재생에너지 기반 수전해 비용.

¹⁷ 본 연구 추정. 부록 “NCC 시설 CAPEX 산정 근거” 참조. IEA(2018), BloombergNEF(2022) 벤치마크 활용.

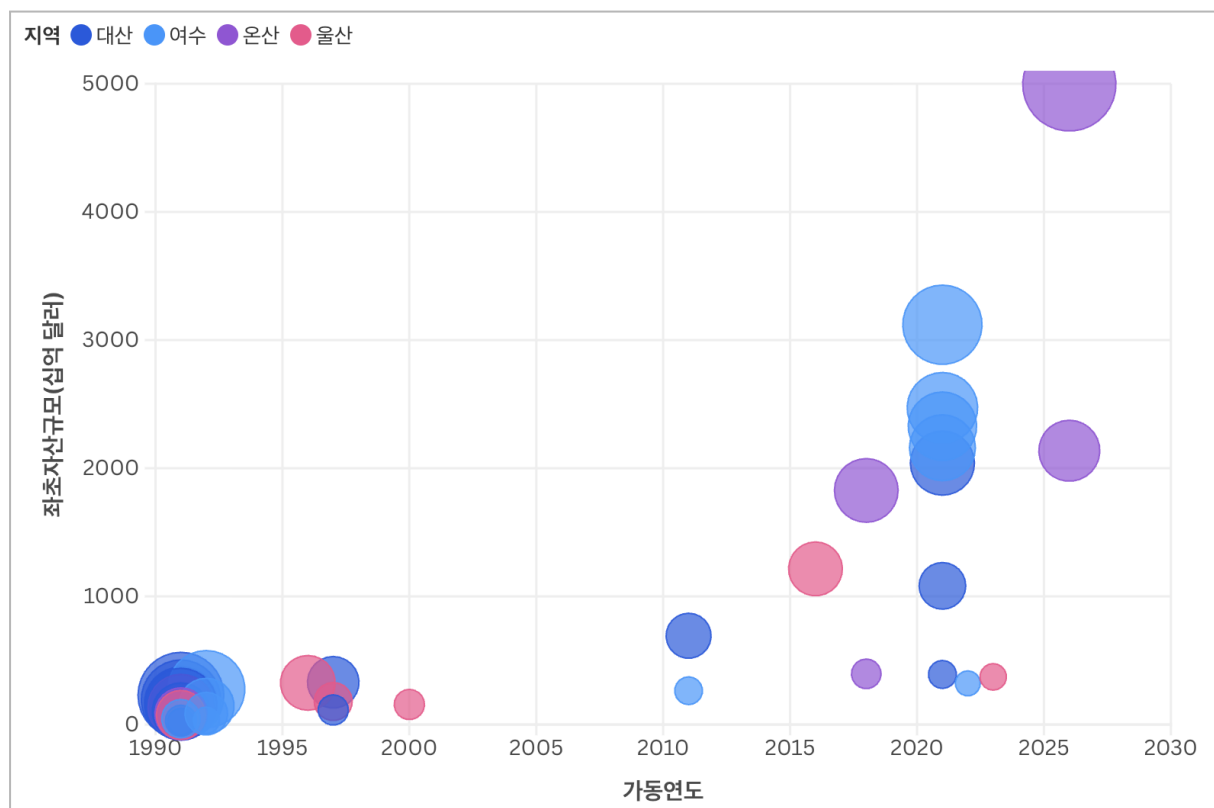
1.5°C 탄소예산 경로를 적용할 경우, 국내 석유화학 NCC 자산은 2029~2030년 사이에 탄소예산이 소진되며 좌초 위험에 노출된다. NCC-수소 경로에서는 2030년에 약 35.0조원, NCC-전기 경로에서는 2029년에 약 37.3조원의 좌초자산이 발생한다(표 2). 이는 각각 전체 NCC 대체비용의 25.3%와 25.8%에 해당한다.

표 2. 기술 경로별 좌초자산 규모

기술 경로	좌초 시점	좌초자산	NCC 대체비용	좌초 비율
NCC-H ₂	2030년	35.0조원	138.7조원	25.3%
NCC-Elec	2029년	37.3조원	144.7조원	25.8%

좌초자산을 통해 다음과 같은 시사점을 얻을 수 있다. 첫째, 현재 진행 중인 구조조정이 시장 수익성 기준으로 설계되고 있으나, 탄소예산 기준으로는 그보다 더 이른 시점에 자산 가치가 위협받는다. 둘째, 좌초자산 규모는 에너지 가격 시나리오와 무관하며, 탄소예산에 영향을 받는다. 셋째, 기업별로 보면 좌초자산의 분포는 연식에 가장 큰 영향을 받는 것을 확인할 수 있다. 예를 들어, NCC-수소 경로 기준으로 S사(9.0조원), L사(7.3조원), G사(5.7조원), H사(4.4조원) 순으로 좌초 위험이 크다. S사 좌초자산이 가장 큰 이유는 현재 건설 중인 신규 대규모 NCC(에틸렌 180만톤/년)의 장부가치가 높기 때문이다. 반면, ‘한’사(0.3조원)과 ‘여’사(0.1조원) 등은 노후 설비의 감가상각이 상당 부분 진행되어 장부가치 자체가 낮다. 이는 좌초자산의 크기가 설비의 규모뿐 아니라 연식에 결정적으로 의존함을 보여준다.

그림 1. 기업별 좌초자산 규모 (NCC-H₂, 1.5°C)



3.2 전환 비용의 구조: 건설이 아니라 에너지다

설비 투자비(CAPEX)는 시나리오와 무관하게 9.3조~10.6조원으로 일정하며, 운영비(OPEX) 역시 4.6조~5.5조원으로 변동이 크지 않다. CAPEX와 OPEX를 합산하면 약 14조~16조원으로, 이는 전체 전환 비용의 2~7%에 불과하다. 전환 비용의 93~98%는 에너지 구매비용이다. 25년간 누적 에너지 비용은 최소 198조원에서 최대 745조원까지, 시나리오에 따라 약 547조원의 차이가 발생한다. 석유화학 탈탄소 전환은 “얼마나 많은 설비를 지을 것인가”의 문제가 아니라 “어떤 조건으로 에너지를 조달할 것인가”의 문제다.

표 3. 시나리오별 전환 비용 시나리오별 전환 비용 (단위, 조원)

기술 경로	시나리오	CAPEX	OPEX	에너지 구매	총 비용
NCC-H ₂	S1 (상승+커플링)	10.5	5.3	745.0	760.8
NCC-H ₂	S2 (상승+디커플링)	10.1	4.6	222.1	236.9
NCC-H ₂	S3 (유지+커플링)	10.6	5.3	349.2	365.1

NCC-H ₂	S4 (유지+디커플링)	10.6	5.3	198.0	213.9
NCC-Elec	S1 (상승)	9.3	5.5	498.9	513.7
NCC-Elec	S4 (유지)	9.3	5.5	202.6	217.4

3.3 에너지 정책이 만드는 500조원의 차이

동일한 1.5°C 탄소예산, 동일한 기술 수준을 전제하더라도 에너지 가격 조건에 따라 전환 비용은 최소 214조원에서 최대 761조원까지, 3.6배의 차이를 보인다. 이 차이를 만드는 에너지 정책 변수를 분리하면 다음과 같다.

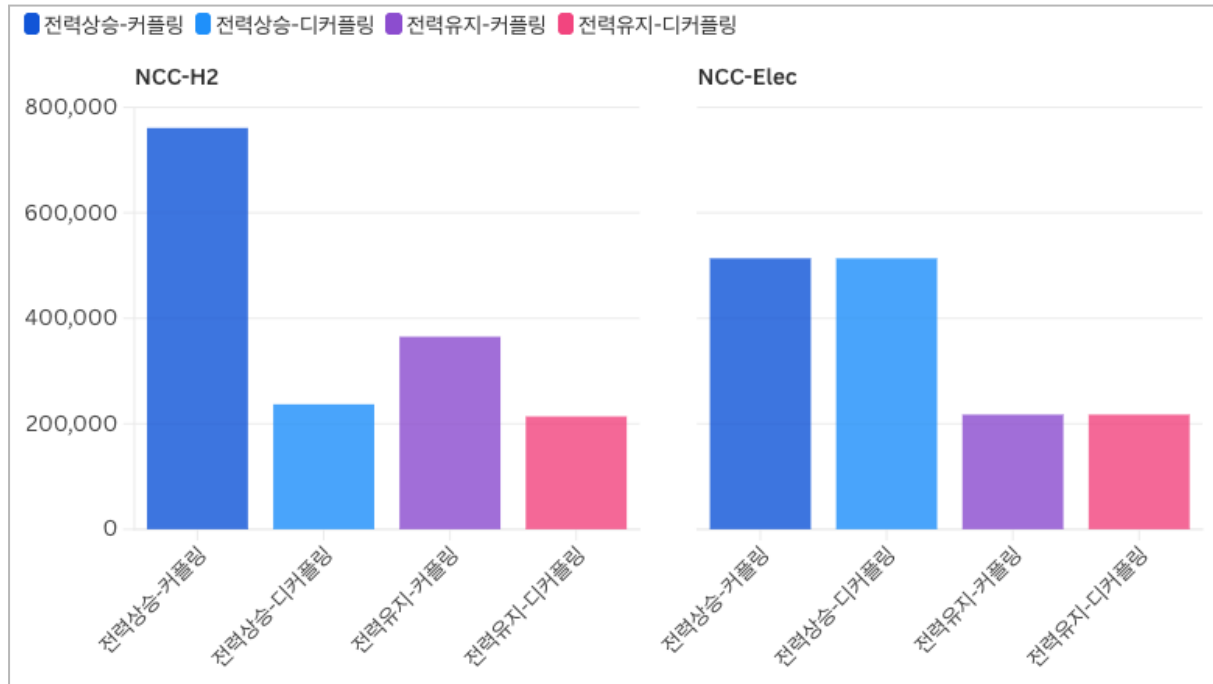
NCC-전기 경로에서 전력가격 상승(130→249원/kWh)은 비용을 217조원에서 514조원으로 2.4배 증가시킨다. 전력가격만으로 약 300조원의 차이가 발생한다. NCC-수소 경로에서도 디커플링 조건에서 전력가격 상승은 214조원을 237조원으로 소폭 증가시키며, 커플링 조건에서는 365조원을 761조원으로 끌어올린다.

NCC-수소 경로에서 커플링과 디커플링의 차이는 전력가격 조건에 따라 최대 2~3배 달라진다. 전력가격 유지 시 커플링은 비용을 214조원에서 365조원으로 151조원 증가시키지만, 전력가격 상승 시에는 237조원에서 761조원으로 524조원을 증가시킨다. 수소가격이 계통 전력에 연동되는 구조에서 전력가격이 상승하면, 두 비용 요인이 복합적으로 작용하여 전환 비용이 급격히 팽창한다.

표 4. 에너지 정책표

정책 변수	조건 변화	NCC-H ₂ 비용 영향	NCC-Elec 비용 영향
전력가격	유지 → 상승	+23조~396조원	+296조원
수소가격 구조	디커플링 → 커플링	+151조~524조원	영향 없음

그림 2. 에너지 가격 시나리오별 전환 비용 비교, 단위 10억원



3.4 에너지 정책이 기술 선택의 위험을 결정한다

에너지 정책이 전환 비용의 총량뿐 아니라 기술 경로 간 비교 우위까지 바꾼다는 점은 주목할만 하다. 최적 조건(전력 유지 + 수소 디커플링, S4)에서는 기술 선택은 비용에 큰 영향을 주지 않는다. 기술 경로간 전환비용을 비교하면, NCC-수소 214조원과 NCC-전기 217조원으로, 두 경로의 비용 차이는 3.5조원(1.6%)으로 전체 전환비용에 비해 크지 않다. 하지만 에너지 비용이 가장 높은 조건(전력 상승 + 수소 커플링, S1)에서는 기술 선택으로 247조원의 차이 (NCC-수소 761조원 vs NCC-전기 514조원)가 발생할 수 있다. 즉, 이 시나리오에서는 수소 경로를 선택한 기업은 전기 경로 대비 1.5배의 비용을 부담하게 된다.

표 5. 시나리오별 에너지 비용

시나리오	NCC-H ₂	NCC-Elec	차이	비율
S4 (유지+디커플링)	213.9	217.4	3.5	1.0x
S3 (유지+커플링)	365.1	217.4	147.7	1.7x
S2 (상승+디커플링)	236.9	513.7	-276.8	0.5x
S1 (상승+커플링)	760.8	513.7	247.1	1.5x

주: S2에서 NCC-H₂가 NCC-Elec보다 저렴한 것은 디커플링된 수소가격이 상승한 전력가격보다 경쟁력이 있기 때문이다.

이 결과는 두 가지 정책적 함의를 갖는다. 첫째, 가장 이상적인 에너지 정책(전력가격 안정화 + 수소 공급 다변화)은 기술 선택의 위험을 사실상 제거한다. 기업이 어떤 기술을 선택하든 비용이 수렴하므로, 정책 불확실성이 줄고 투자 의사결정이 용이해진다. 둘째, 기술혁신이 부재한 (가격 하락 및 디커플링) 에너지 정책(전력가격 상승 + 수소-전력 연동) 하에서는 기술 선택이 최대 500조 이상의 비용 차이를 만드는 리스크를 야기할 수 있다.

3.5 지역별 전환 비용

전환 비용의 지역별 분포는 3대 석유화학 집적지의 생산능력에 비례한다(표 6). NCC-수소 경로의 최악 시나리오(S1) 기준으로 여수 287조원(38%), 대산 268조원(35%), 울산 204조원(27%)이며, 최적 시나리오(S4)에서는 여수 80조원, 대산 76조원, 울산 57조원으로 축소된다.

표 6. 지역별 전환 비용 (NCC-H₂, 조원)

지역	S1 (상승+커플링)	S4 (유지+디커플링)	시설 수	생산능력
여수	287.3	80.1	85개	3.7만톤
대산	267.5	76.0	55개	2.7만톤
울산	204.0	57.1	85개	3.5만톤
합계	758.8	213.2	225개	10.0만톤

각 지역의 비용 비율은 시나리오 간에 안정적으로 유지된다(여수 38%, 대산 35~36%, 울산 27%). 이는 에너지 정책이 비용의 절대 수준은 바꾸지만 지역 간 배분 구조는 바꾸지 않음을 보여준다. 여수와 대산이 전환 비용의 약 3/4을 부담하는 구조는 에너지 정책과 무관하게 일관되며, 이 두 지역에 대한 지원 정책의 우선적 설계가 필요함을 시사한다.

4. 시사점

4.1 구조조정의 기준을 바꿔야 한다

현재 진행 중인 석유화학 구조조정은 시장 수익성을 기준으로 설계되어 있다. 어떤 NCC가 적자인가, 어떤 설비가 노후한가, 어떤 제품이 중국과의 경쟁에서 살아남을 수 있는가도 중요

이 기준은 시장 위기에 대한 합리적 대응이지만, 탄소 위기에 대해서는 답을 주지 못한다. 본 연구의 결과는 구조조정 기준에 새로운 차원을 추가해야 함을 보여준다. 1.5°C 탄소예산 경로에서 NCC 좌초자산 35~37조원은 2029~2030년에 현실화된다. 이는 현재 구조조정 일정(2025~2026년 사업재편 확정)보다 불과 3~4년 후다. 시장 수익성만 고려하여 특정 NCC를 존속시키더라도, 탄소예산이 소진되면 해당 설비는 다시 폐쇄 압력에 직면한다. “수익성 있는 설비를 남긴다”는 논리는, 그 설비가 탄소 제약 하에서도 운영 가능한지를 묻지 않는 한 불완전하다.

구조조정의 대상을 선별할 때, 시장 수익성과 함께 에너지 전환 가능성을 동시에 평가해야 한다. 구체적으로, 해당 설비가 위치한 지역의 재생에너지 접근성, 수소 인프라 구축 가능성, 그리고 전환 시 예상되는 에너지 비용을 구조조정 의사결정에 반영해야 한다. 시장 위기를 넘긴 후 탄소 위기로 다시 설비를 폐쇄하는 이중 구조조정을 피하려면, 지금의 구조조정이 에너지 전환의 준비 과정이 되어야 한다.

4.2 에너지 정책과 산업 정책을 분리할 수 없다

석유화학 전환 비용의 93~98%가 에너지 구매비용이라는 발견은, 전환의 성패가 산업 정책이 아닌 에너지 정책에 달려 있음을 의미한다. 설비 투자비(CAPEX)는 시나리오와 무관하게 9~11조원으로 고정되어 있다. 어떤 기술을 선택하든, 건설에 드는 비용은 비슷하다. 문제는 그 설비가 25년간 소비할 에너지의 가격이며, 이는 전적으로 에너지 정책의 산물이다. 547조원이라는 시나리오 간 비용 차이는 산업 정책의 통상적 규모를 훨씬 초과한다. 정부의 석유화학 구조조정 지원금이나 R&D 투자는 수조원 단위인 반면, 에너지 가격 조건의 차이가 만드는 비용 격차는 수백조원 단위다. 이는 산업부 차원의 구조조정 논의가, 산업부·에너지부·환경부를 아우르는 에너지 전환 설계 없이는 실효성이 제한적임을 시사한다.

석유화학 산업의 경제적 및 환경적 지속가능성이라는 가지 목표를 모두 달성하기 위해서는 전력가격 안정화와 수소 공급 다변화라는 두 가지 에너지 정책 축에 대한 논의가 시급하다.

전력가격이 현행 수준(약 100원/kWh)에서 249원/kWh로 상승하면, NCC-전기 경로의 전환 비용이 217조원에서 514조원으로 2.4배 증가한다. 재생에너지 확대에 따른 계통 비용 증가가 산업용 전력가격에 직접 전가되는 구조라면, 석유화학 전기화의 경제성 자체가 위협받는다. 산업용 전력가격의 안정적 경로를 제시하는 것은 기업의 전환 투자 의사결정에 필수적인 전제조건이다.

NCC-수소 경로에서 수소가격이 계통 전력에 연동(커플링)되면, 전력가격 상승 시 전환 비용이 761조원까지 증가한다. 반면 독립적 재생에너지 기반 수소 생산(디커플링)이 가능하면 237조원 수준으로 억제된다. 수소 공급이 계통 전력에 종속되지 않도록 Off-grid 수전해, 수소 수입 인프라, 분산형 재생에너지-수소 클러스터 등 다양한 공급 경로를 구축을 통해 수소의 경제성을 확보할 필요가 있다.

4.3 에너지 정책의 불확실성이 기업에 전가될 수 있다.

에너지 정책은 기업의 기술 선택의 안전망이 될 수 있다. 즉, 전력 및 수소 가격이 산업에 유리하게 제공될 수 있는 조건이 고려된, 전력가격 유지 + 수소 디커플링(S4) 시나리오에서 NCC-수소(214조원)와 NCC-전기(217조원)의 차이는 3.5조원으로, 기업의 기술 선택으로 인한 리스크를 최소화할 수 있다.

반대로, 에너지 정책이 불리할 경우(전력가격 상승 + 수소 커플링, S1) 기술 선택은 247조원의 차이를 만드는 고위험 의사결정이 된다. 에너지 정책의 방향이 확정되지 않은 현 상황에서 기업에 기술 경로 선택과 대규모 투자를 요구하는 것은, 정책 불확실성의 비용을 기업에 전가하는 것과 같다. 따라서, 기업의 기술 선택과 투자 의사결정에 앞서, 에너지 가격의 장기 경로에 대한 정책 신호가 먼저 제시되어야 한다. 독일의 기후보호계약(Climate Protection Contracts, CCfD)처럼 탈탄소 기술의 운영비용과 기존 기술의 운영비용 차이를 정부가 보전하는 제도는, 가격 불확실성을 정부가 흡수하는 메커니즘의 한 예다.

4.4 지역 전환 전략의 필요성

여수와 대산이 전체 전환 비용의 약 73%를 부담하며, 이 비율은 에너지 정책 시나리오와 무관하게 일정하다. 여수는 7개 NCC가 집적된 국내 최대 석유화학 단지로, 전남 여수시 제조업 생산의 98.4%가 석유화학에 의존한다. 이 수준의 산업 집중도는 전환이 단순한 산업 구조조정이 아닌

지역경제 전체의 재설계를 의미함을 시사한다. 에너지 정책의 지역적 차원을 고려하면, 석유화학 집적지에 재생에너지 인프라와 수소 공급 체계를 우선적으로 구축하는 것이 전환 비용을 낮추는 가장 직접적인 경로다. 따라서 지역 단위에서 재생에너지-수소-산업 수요를 통합 설계하는 접근이 필요하다.

5. 결론

본 연구는 국내 243개 석유화학 시설을 대상으로, 1.5°C 탄소예산 하에서 에너지 가격 조건이 전환 비용에 미치는 영향을 정량적으로 분석했다. 주요 발견은 세 가지로 요약된다. 첫째, 석유화학 전환은 불가피하다. 1.5°C 경로에서 NCC 자산 약 35~37조원이 2029~2030년에 좌초 위험에 노출되며, 이 시점은 에너지 가격과 무관하게 탄소예산에 의해 결정된다. 둘째, 전환의 진짜 비용은 설비가 아니라 에너지다. 25년간 누적 전환 비용 중 CAPEX는 9~11조원으로 시나리오 무관하게 고정되지만, 에너지 구매비용은 198조~745조원으로 전체 비용의 93~98%를 차지한다. 석유화학 탈탄소 전환은 건설 문제가 아니라 에너지 조달 문제다. 셋째, 에너지 정책이 전환 비용의 규모를 결정한다. 동일한 탄소예산, 동일한 기술 수준에서도 에너지 가격 조건에 따라 전환 비용은 214조원에서 761조원까지 3.6배의 차이를 보이며, 이 547조원의 격차는 전력가격 경로와 수소 공급 구조라는 두 정책 변수에 의해 결정된다.

이상의 결과는 현재 진행 중인 석유화학 구조조정 논의에 세 가지 전환을 요구한다. 구조조정의 기준이 시장 수익성에서 에너지 전환 가능성으로 확장되어야 하고, 산업 정책이 에너지 정책과 통합적으로 설계되어야 하며, 에너지 가격의 장기 경로에 대한 정책 신호가 기업의 기술 선택에 선행해야 한다.

APPENDIX

석유화학산업 전체 에너지 사용량

부록 표 1. 석유화학산업 에너지원별 사용량 (2023년 기준으로 자체 추정함)

에너지원	사용량 (PJ)	비중 (%)	비고
납사(Naphtha)	544.7	60.5	원료가 아닌 연료
LNG	51.3	5.7	
LPG	134.3	14.9	
부생가스	30.7	3.4	
전력	139.6	15.5	
합계	900.5	100.0	

납사는 원료와 에너지원으로 이중 사용되므로, 공정열 생산에 실제 투입되는 에너지 규모를 별도로 산정할 필요가 있다. 본 분석에서는 에너지통계연보와 석유화학협회 자료를 교차검증하여 사용했다.

석유화학산업 시설별 제품 생산량

본 분석은 기본적으로 석유화학협회에서 제공하는 자료에 명시된 237개 석유화학 생산시설을 대상으로 한다. 시설 정보는 국가온실가스종합정보센터(GIR) 명세서 공개자료와 석유화학협회 통계를 기반으로 구축했다. 주요 산업단지별 NCC(나프타분해설비) 현황은 다음과 같다.

부록 표 2. 주요 석유화학 산업단지별 NCC 현황

산업단지	NCC 수	에틸렌 생산능력(천톤/년)	주요 기업
여수	4개	5,445	여천NCC, 롯데케미칼, LG화학, GS칼텍스
대산	4개	4,775	HD현대케미칼, 롯데케미칼 등
울산	3개	1,742	SK지오센트릭, 에쓰오일, 대한유화
온산	1	1,800	에쓰오일

여수 산업단지는 국내 에틸렌 생산능력의 약 43%를 차지하며, 구조조정 논의의 핵심 지역이다. 대산 단지는 합작법인 설립 논의가 진행 중이며, 울산은 에쓰오일 사힌 프로젝트(180만톤)가 2026년 완공 예정으로 생산능력이 대폭 확대될 예정이다.

석유화학산업 제품별 에너지 사용량

본 연구에서 추정한 주요 기초유분 생산 시 에너지 원단위는 다음과 같다.

부록 표 3. 주요 제품별 에너지 원단위

제품	에너지 원단위 (GJ/톤)	주요 공정	전기화 가능성
에틸렌	37.7	NCC 분해로	높음 (e-Cracker)
프로필렌	33.9	NCC/PDH	중간
BTX	4.9	개질/추출	낮음
폴리에틸렌	4.9	중합	높음
폴리프로필렌	4.9	중합	높음

에너지원별 배출계수

부록 표 4. 에너지원별 배출계수

에너지원	배출계수 (tCO ₂ /GJ)	배출계수 (tCO ₂ /kWh)	출처
납사	0.0542	-	IPCC 2019, Table 2.3
전력	-	0.000436	Grid trajectory - Korea 2025 점차적으로 내려감
LNG	0.0561	-	IPCC 2019, Table 2.3
연료가스	0.0500	-	API Compendium 2021
부생가스	0.0480	-	API Compendium 2021
LPG	0.0631	-	IPCC 2019, Table 2.3
연료유	0.0773	-	IPCC 2019, Table 2.3

경유	0.0741	-	IPCC 2019, Table 2.3
그린수소	0	-	Green H2 assumption

주요 감축수단별 비용 및 에너지 원단위

본 분석에서 고려하는 주요 탈탄소 기술과 그 비용은 다음과 같다. 비용 추정치는 IEA, IRENA, 학술문헌의 범위를 검토하여 한국 상황에 맞게 조정했다.

전기 크래커(e-Cracker) CAPEX 분석: MIT 에너지 이니셔티브의 2025년 연구(Green Chemistry 저널)에 따르면, 100만톤/년 에틸렌 생산 규모 기준 총 설비투자비(Total Plant Cost)는 기술별로 상당한 차이를 보인다. 기존 스팀 크래커 대비 전기 크래커의 CAPEX는 약 16% 낮은 것으로 분석된다(\$233/kg-에틸렌·일 → \$195/kg-에틸렌·일). 전기 크래커의 CAPEX가 낮은 이유는 보일러, 터빈, 증기발생 장비를 제거할 수 있기 때문이다. 다만 대규모 전력 인프라(변압기 등)가 추가로 필요하다.

기존 스팀 크래커 벤치마크(Thunder Said Energy 기준)는 에탄 크래커 약 \$1,100/톤-에틸렌 연간생산능력, 나프타 크래커 약 \$1,600~1,750/톤-HVC 연간생산능력이다. 2017년 CB&I/Total 계약 사례에서 150만톤/년 에틸렌 플랜트 계약가는 약 13억 달러였다.

부록 표 5. 주요 탈탄소 기술별 CAPEX 비교 (MIT 2025 연구 기준)

기술 경로	투자비 (\$/kg-에틸렌·일)	기존 대비	TRL
기존 스팀 크래커(Baseline)	\$233	-	9 (상용)
전기 가열 크래커(e-Cracker)	\$195	-16%	6-7
외부 천연가스 미사용	\$223	-4%	8
CCS + 수소 연소	\$242	+4%	7-8

출처: MIT Energy Initiative, Green Chemistry Journal, 2025

에틸렌 생산 단가(LCOE) 비교: MIT 연구의 미국 기반 100만톤/년 에탄 크래커 분석 결과, 전력가격이 \$41.1/MWh 이하일 경우 전기 크래커가 가장 경제적인 옵션이 된다. 또한 부산물 수소 판매가격이 \$1.2/kg 이상이면 재생전력 기준 전기 크래커의 CO₂ 회피비용이 마이너스(즉, 비용 절감과 탄소 감축 동시 달성)가 된다.

부록 표 6. 전력가격별 에틸렌 생산 단가 비교

기술	계통전력(\$70/MWh)	재생전력(\$44/MWh)
----	----------------	----------------

기존 스팀 크래커	\$746/톤	\$746/톤
전기 크래커	\$833/톤	\$701~746/톤
CCS + 수소 연소	\$771/톤	\$757/톤

시장 전망: 전기 스팀 크래커 시장은 2025년 2,603만 달러에서 2040년 284.2억 달러로 연평균 59.42% 성장이 전망된다. BloombergNEF는 석유화학 부문 넷제로 달성에 7,590억 달러가 2050년까지 필요하다고 전망한다. 탄소가격이 \$250/tCO₂에 도달하면 넷제로 HVC 생산의 80%가 기존 생산 대비 경쟁력을 확보한다.

NCC 시설 CAPEX 산정 근거

본 연구의 NCC CAPEX 산정은 한국 석유화학산업 좌초자산 규모 추정을 위한 기초자료이다. '장부가치 기반'과 '대체비용 기반' 방법을 병행하였으며, IEA·MIT 등 국제기관 벤치마크와 한국 기업 투자 사례를 교차검증하였다.

부록 표 7-1. IEA 기준 에틸렌 크래커 CAPEX 벤치마크 (2018)

기술 유형	CAPEX (\$/tHVC)	비고
에탄 크래커	\$1,487	단순 공정, 에틸렌 수율 80%
나프타 크래커	\$2,057	복합 공정, 다양한 부산물 생산
MTO(메탄올)	\$1,000	중국 중심, 높은 원료 소비

부록 표 7-2. 한국 주요 NCC 투자 사례 (*샤힌: TC2C 신기술 적용 통합시설)

기업/프로젝트	완공연도	투자비	에틸렌 증설	단위 CAPEX
LG화학 여수 2공장	2021	2.6조원	80만톤/년	~\$2,500/톤
여천NCC 2공장	2020	7,400억원	33.5만톤/년	~\$1,700/톤
한화토탈 가스분해	2019	5,400억원	31만톤/년	~\$945/톤
GS칼텍스 MFC	2022	2.7조원	75만톤/년	~\$2,770/톤
대한유화 ONE	2017	4,950억원	33만톤/년	~\$1,150/톤
에쓰오일 샤힌*	2026(예정)	9.26조원	180만톤/년	~\$3,889/톤

부록 표 7-3. 본 연구의 한국 NCC CAPEX 기준값

시설 유형	CAPEX 범위 (\$/톤)	산정 근거
나프타 기반 NCC 증설	\$1,700~2,500	여천NCC, LG화학, 대한유화 사례
복합시설(MFC)	\$2,700~3,200	GS칼텍스, HD현대케미칼 사례
신규 그린필드	\$3,500~4,000	에쓰오일 야한, 글로벌 신규 프로젝트

대체비용(Replacement Cost) 산정: 보수적 \$3,000/톤, 중간 \$3,500/톤, 공격적 \$4,000/톤 적용. 한국 전체 에틸렌 생산능력 1,470만톤 기준 총 대체비용은 약 440억~580억 달러(57조~75조원)로 추정.

본 CAPEX 산정의 주요 한계: (1) 투자 시점별 물가·환율 차이(2023년 기준 달러 환산), (2) 일부 사례의 다운스트림 설비 포함으로 순수 NCC CAPEX 분리 어려움, (3) 비상장 기업 상세 투자비 내역 한계. 그럼에도 IEA·MIT 벤치마크와 한국 사례 간 정합성이 확인되어 좌초자산 분석의 합리적 기초자료로 활용 가능.

This report represents the analysis and views of PLANiT. The findings, interpretations, and conclusions expressed herein do not necessarily reflect the official positions of PLANiT's partners, collaborators, or supporting institutions. The report is intended for informational and research purposes only and does not constitute professional or policy advice for any specific situation. PLANiT makes no representation or warranty, express or implied, as to the accuracy, completeness, or fitness for purpose of the data or analysis presented, and accepts no liability for any use or reliance placed upon this work.

Unless otherwise stated, all figures, data, and visualizations are derived from PLANiT's own research and analysis.



This work is licensed under a Creative Commons Attribution 4.0 International Licence (CC BY 4.0), which permits use, sharing, adaptation, and redistribution, provided that appropriate credit is given to PLANiT and the original source.

PLANiT

Website: www.planit.institute

Contact: contact@planit.institute

Seoul, Republic of Korea - February 2026

Printed and published by PLANiT