Korean Chem. Eng. Res., 64(1), 105143 (2026)
https://doi.org/10.9713/kcer.2026.64.1.105143
PISSN 0304-128X, EISSN 2233-9558

CCUS 부문 CO_2 감축 경로 추정 방법론

황종수 · 안치규 · 한건우†

포스코홀딩스 미래기술연구원 수소저탄소연구소
37673 경상북도 포항시 남구 청암로 67
(2025년 7월 24일 접수, 2025년 10월 13일 수정본 접수, 2025년 11월 10일 채택)

Method of CO_2 Reduction Pathway Estimation in CCUS Sector

Jongsoo Hwang, Chi-Kyu Ahn and Kunwoo Han†

Hydrogen and Low-carbon R&D Lab, POSCO N.EX.T Hub, POSCO Holdings,
67 Cheongam-ro, Pohang, 37673, Korea
(Received 24 July 2025; Received in revised from 13 October 2025; Accepted 10 November 2025)

요 약

우리나라는 2030년 국가 온실가스 감축목표(NDC) 달성을 위해 부문별 감축 목표치를 제시하고 있으며, 특히 CCUS 분야에서 1,120만톤의 감축 목표를 설정하였다. 그러나 실제 목표 달성을 위한 세부 이행 경로에 대한 정량적 분석은 부족한 실정이다. 이 연구에서는 CCUS 분야의 CO_2 감축경로를 추정하기 위한 체계적인 방법론을 개발하고, 개발한 방법론과 임의의 데이터를 활용하여 사례 연구를 수행하였다. 먼저 연도별 CCUS 관련 예상 사건들을 수집하고 정량화하여 마스터데이터를 구성한 후, 이를 기반으로 감축경로를 추정하는 상향식(bottom-up) 방법을 제안하였다. 마스터 데이터는 엑셀 기반의 데이터베이스로 구축하였으며, 파이썬 기반의 분석 툴을 개발하여 데이터 처리 및 시각화를 수행하였다. 개발된 방법론을 통해 년도별, 포집원별, 처리방안별 CO_2 흐름을 정량적으로 분석하고, 시나리오별 감축경로를 도출할 수 있다.

Abstract – South Korea has set sector-specific reduction targets to achieve its 2030 Nationally Determined Contribution (NDC), including a reduction target of 11.2 Mt-CO_2 in the CCUS sector. However, the quantitative analysis of detailed implementation pathways to achieve these targets remains insufficient. This study develops a systematic methodology for estimating CO_2 reduction pathways in the CCUS sector and presents case studies using the developed methodology and arbitrary data. We propose a bottom-up approach that creates master data by collecting and quantifying the expected CCUS-related events by year and estimates reduction pathways based on this data. The master data was constructed as an Excel-based database, and a Python-based analysis tool was developed for data processing and visualization. Through the developed methodology, we were able to quantitatively analyze CO_2 flows by capture sources and treatment methods, and derive reduction pathways by scenarios.

Key words: CO_2, Reduction pathway estimation, Bottom-up approach, CCUS sector, GHG (Greenhouse gas)

1. 서 론

기후변화 대응을 위한 국제사회의 노력이 가속화되면서, 우리나라도 2030년 국가 온실가스 감축 기여(NDC, Nationally Determined Contribution)와 2050년 탄소중립 목표를 설정하였으며, 2023년 4월 탄소중립·녹색성장 국가전략 및 제1차 국가 기본계획 요약을 발표하였다[1]. 특히 이산화탄소(CO_2, Carbon Dioxide)를 직접적으로 처리할 수 있는 CCUS(CO_2 Capture, Utilization and Storage) 기술은 온실가스 감축과 탄소중립을 위한 핵심 수단으로 주목받고 있으며, 2030년 NDC 에서는 CCUS 부문의 온실가스 감축 목표를 1,120만톤으로 설정하고 있다. 그러나, 이러한 목표 달성을 위한 구체적인 이행 경로와 방법론에 대한 연구는 미흡한 실정이다. 특히, 지난 2024년 8월, 헌법재판소는 탄소중립기본법 제8조 제1항이 2031년부터 2049년까지의 온실가스 감축 목표를 제시하지 않았음이 헌법에 합치되지 않는다고 판결한 바 있다[2]. 따라서 탄소 중립을 위한 NDC 목표의 경로뿐 아니라 장기 감축경로를 체계적으로 수립하기 위한 방법론의 개발이 필요하다.

이 연구에서는 CCUS 부문의 감축목표 달성을 위한 체계적인 경로 추정 방법론을 개발하고, 이를 통해 보다 현실적이고 적용가능한 감

†To whom correspondence should be addressed.
E-mail: mdguru@posco-inc.com
This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

축경로를 수립하고자 한다. 특히 개별 CCUS 사업의 예상 사건(events)을 기반으로 하는 상향식(bottom-up) 접근법을 통해, 최대한 정량적이고 실현가능한 감축경로를 도출하는 것을 목표로 하였다. CCUS 부문의 감축목표 경로를 추정하기 위한 CO_2 배출원 및 포집원, CO_2 저장소, CO_2 이송 방법, CO_2 활용 기술 루트 및 최종 CO_2 포집량/저장량과 함께 CCU 제품 등에 관한 규모(물리량) 등 세부 정보가 있어야만 이 연구에서 개발한 방법론의 활용이 실제로 유의미하게 활용될 수 있다. 이 연구에서는 실제 데이터베이스가 부재한 상황임을 고려하여 지리정보시스템의 위치 정보, CCUS 관련 물리량 등 임의로 생성한 데이터를 활용하여 감축경로 및 시나리오에 따른 CCUS 감축경로를 추정하고자 하였다.

2. 감축경로 분석 방법론

2-1. 문헌조사 및 방법론 개요

정부에서 발표한 탄소중립·녹색성장 국가전략에 기술되어 있는 2030년 NDC 목표 설정과 관련하여 분야별 감축 목표를 이용하여 2030년까지의 목표치를 추정하여 Fig. 1에 나타내었다; 여기서는 감축량중 2030년 해외 감축분인 CO_2 37.5백만톤은 제외하고 표현. 우리나라의 연도별 NDC 목표는 2023년 이후 전반적으로 완만하게 CO_2 배출량이 감축되다가 2030년으로 갈수록 감축량이 점진적으로 증가하는 것을 알 수 있다. 특히 CCUS 부문의 경우에는 2030년 목표가 급격하게 상승되도록 설정되어 있다.

온실가스 감축경로 분석을 위한 방법론은 크게 하향식(top-down)과 상향식(bottom-up) 접근법으로 구분할 수 있다. 하향식 접근법은 국가 차원의 거시적 목표를 설정하고 이를 부문별로 할당하는 방식으로, IPCC(2021)의 평가보고서[3]나 IEA(2021)의 넷제로 시나리오[4]가 대표적이다. 반면 상향식 접근법은 개별 기술과 사업의 실현가능성을 기반으로 감축 잠재량을 산정하는 방식이다. Fuss et al.(2018)은 하향식 접근법이 거시적 목표 설정에는 유용하나 실제 이행 과정에서의 현실적 제약을 반영하기 어렵다는 한계를 지적한 바 있다[5]. Mac Dowell et al.(2017)은 CCUS 기술의 특성상 개별 프로젝트의 기술적, 경제적 실현가능성을 고려한 상향식 접근이 더 적합하다고 주장하였다[6].

CCUS 부문의 감축경로 분석에 관한 선행연구는 크게 세 가지 방향에서 진행되어 왔다. 첫 번째는 통합평가모형을 활용한 거시적 접근이다. 이 분야에서는 IMAGE, MESSAGE, GCAM 등 다양한 통합평가모형들이 활용되어 글로벌 차원의 CCUS 도입 시나리오를 분석해왔다[7,8]. 특히 Fuss et al.(2018)의 연구는 파리협정의 1.5℃ 목표 달성을 위해서는 2050년까지 연간 5-10 $GtCO_2$ 규모의 CCUS 도입이 필수적이라는 점을 정량적으로 제시하였다[5]. 이어 Muratori et al.(2017)은 이러한 거시 목표를 산업부문별로 세분화하여 각 부문의 CCUS 도입 잠재량과 한계저감비용 곡선을 도출함으로써, 보다 구체적인 이행 경로를 제시하였다[9].

두 번째 연구 흐름은 부문별 상세 분석이다. Global CCS Institute (2023)는 전 세계 CCUS 프로젝트들의 데이터베이스를 구축하고 이를 기반으로 상향식 분석을 수행함으로써, 실제 프로젝트 단위에서의 도입 현황과 전망을 제시하였다[10]. Mac Dowell et al.(2017)은 특히 CCU 분야에 초점을 맞추어 각 기술별 시장 잠재량과 도입 경로를 분석하였으며, 이는 후속 연구들의 중요한 참고자료가 되었다[6]. Bui et al.(2018)의 연구는 CCUS 기술의 상용화 시기를 예측하고 주요 도입 장벽을 분석함으로써, 정책적 시사점을 도출하는데 기여하였다[11].

세 번째는 국가별 로드맵 연구이다. 미국 에너지부(Department of Energy)는 2022년 Carbon Negative Shot Initiative를 통해 CCUS를 포함한 탄소감축기술의 혁신적 발전 경로를 제시하였다[12]. EU는 2021년 발표한 Strategic Vision for CCUS를 통해 역내 CCUS 도입의 청사진을 제시하였으며[13], 특히 국가간 협력을 통한 CO_2 수송 및 저장 네트워크 구축 방안을 구체화하였다. 일본의 경우 경제산업성(Ministry of Economy, Trade and Industry)이 2021년 발표한 Green

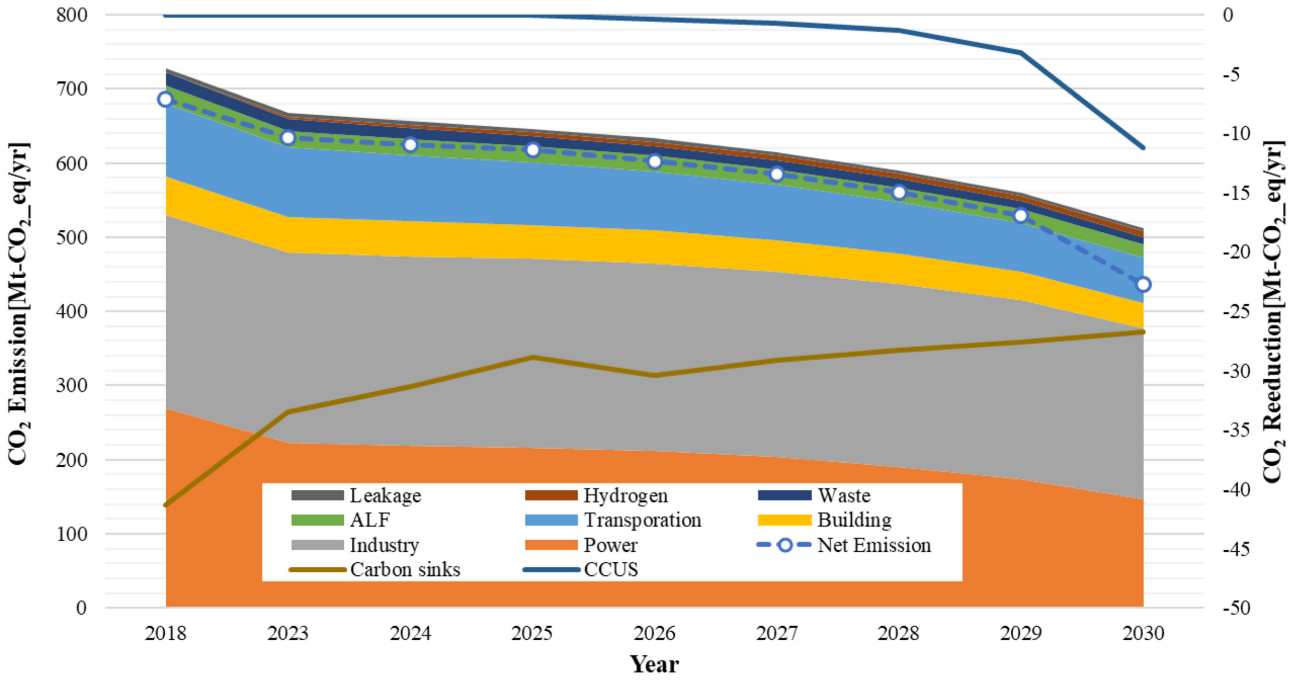

Fig. 1. Target CO_2 reduction pathway by each sector and year for 2030 NDC; graph drawn using data from [1].

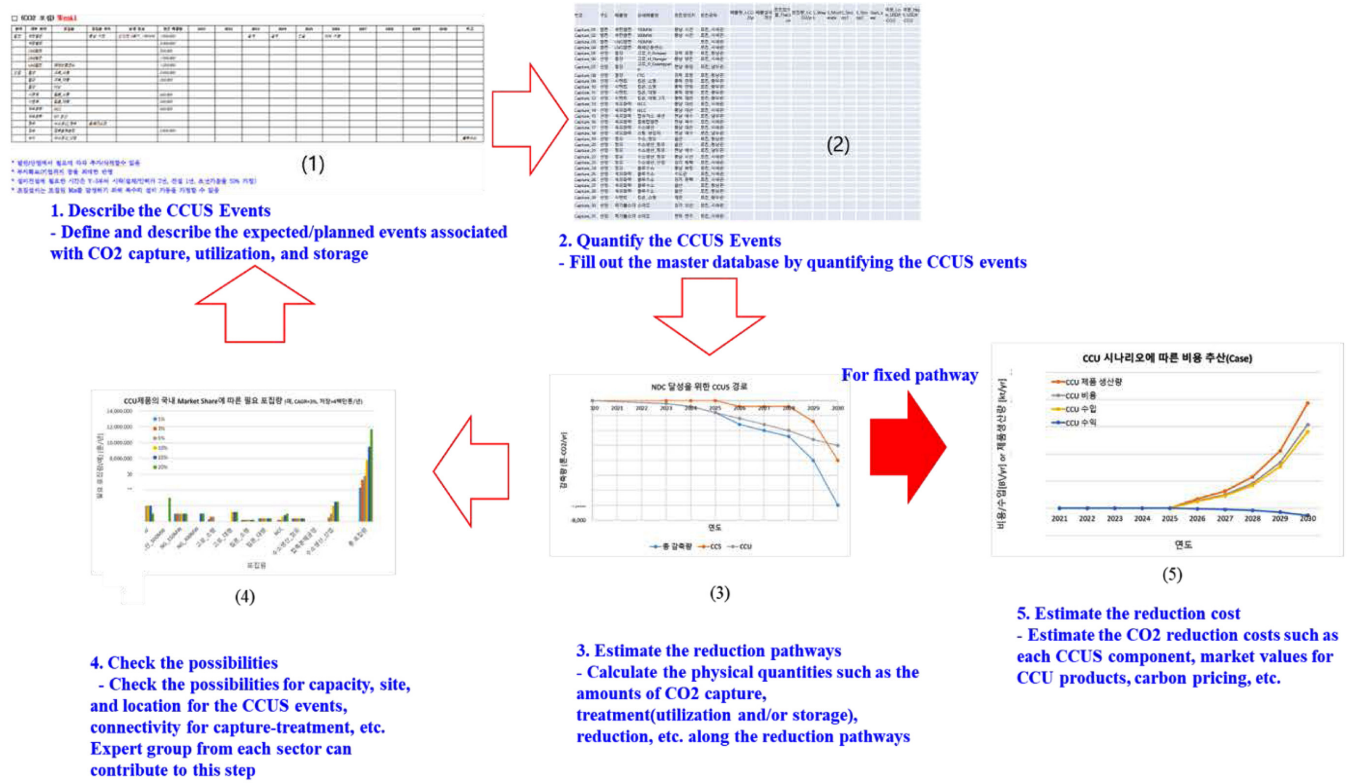

Fig. 2. Schematic for developing the methodology for CO_2 reduction pathway.

Growth Strategy를 통해 Carbon Recycling을 14개 핵심 성장 분야 중 하나로 선정하고, 산업 생태계 구축 방안을 제시하였다[14].

이러한 선행연구들은 각각의 관점에서 CCUS 감축경로 분석에 중요한 시사점을 제공하고 있다. 그러나 대부분의 연구들이 글로벌 차원의 거시적 분석이나 특정 기술에 국한된 분석에 머물러 있어, 국가 단위에서의 구체적인 감축경로 수립에 직접 활용하기에는 한계가 있다. 따라서 이 연구에서는 이러한 선행연구들의 방법론적 시사점을 참고하되, 우리나라의 특수성을 반영한 새로운 분석 방법론을 개발하고자 하였다.

이 연구에서는 CCUS 부문의 감축경로를 체계적으로 분석할 수 있는 상향식 방법론을 개발하였다. 개발된 방법론은 Fig. 2에서 보는 바와 같이 네 단계로 구성된다. 먼저 연도별 CCUS 예상 사건들을 추정하고, 이를 정량화하여 마스터데이터를 구축한다. 다음으로 감축경로 시나리오를 분석하고 시각화하며, 마지막으로 구현가능성을 검토하여 경로를 수정하는 순환적 구조를 가진다. 시나리오가 확정되면 단위 감축에 따른 비용을 고려하여 감축 경로에 따른 비용을 추산할 수 있다.

이 연구에서 개발한 방법론은 다음과 같은 특징을 지니고 있다: 1) 개별 CCUS 사업의 구체적 실현가능성을 고려한 상향식 접근, 2) 시공간적 CO_2 수급 균형을 고려한 통합적 분석, 3) 다양한 시나리오 분석을 통한 불확실성 대응, 4) 시각화 도구를 통한 직관적 결과 해석

이러한 방법론은 기존의 거시적 접근법과 미시적 기술 분석을 연계하여, 보다 실질적인 CCUS 감축경로 수립을 가능하게 한다. 특히 우리나라와 같이 제조업 비중이 높고 CCUS 도입이 필수적인 국가에서 실용적으로 활용될 수 있을 것으로 기대한다.

2-2. 마스터데이터 구조화 및 물리량 산정

2-2-1. 마스터데이터 구성

제안 방법론의 근간이 되는 마스터데이터는 CO_2 포집(Source)과 처리(Sink or Treatment) 두 부분으로 구성되며, Figs. 3, 4와 같이 체계화된다. 처리(Treatment) 부문은 CO_2 활용(Utilization)과 CO_2 저장(Storage)으로 구분할 수 있다. Bui et al.(2018)이 제안한 CCUS 프로젝트 데이터베이스 구조를 참고하여[11], 각 데이터베이스에는 부문 분류, 위치 정보, 용량 정보, 비용 정보 등이 포함되도록 설계하였다. CCUS 과정의 물리량 산정에 있어서는 Muratori et al.(2017)이 제시한 방법론을 기반으로 하되[9], 국내 실정에 맞게 수정된 계산 체계를 적용하였다. 특히 포집 단계에서의 에너지 손실과 이에 따른 추가 배출을 고려하여 순 감축량을 산정하는 방식을 도입하였다. 예를 들어, 명목 포집량(GC, Gross Capture)은 연간 CO_2 배출량(E, Emission)에 설비 가동율(OR, Operating Ratio)과 포집 효율(CE, Capture Efficiency)을 곱하여 산정되며, 여기에 에너지 손실률(EL, Energy Loss)을 고려하여 최종적인 순 포집량(NC, Net Capture)이 계산된다.

각 데이터베이스는 다음과 같은 정보를 포함한다: (Table 형식)

1. 포집 데이터베이스 구성요소
   - 부문 분류: 대분류(발전/산업 등), 중분류(석탄발전/철강 등), 소분류(개별 설비)
   - 위치 정보: 권역 구분, 위도/경도 좌표
   - 배출 특성: 연간 CO_2 배출량, CO_2 농도, 배출 패턴
   - 포집 계획: 포집 기술, 설계 용량, 가동 시점
   - 비용 정보: 균등화 포집 비용 (CAPEX, OPEX, 단위 포집비용 등 포함)

Number	Category1	Category2	Region	GrossEmission_t-CO2/yr	Number_of_facilities	Capture_Efficiency	Capture_t-CO2/yr	S_Weak	S_Moderate	S_Strong1	S_Strong2	Start_year	Cost_Low_USD/t-CO2	Cost_High_USD/t-CO2
Capture_01	Power Plant	Power Plant	Western	1100000	1.00	0.90	990000	1	1	1	1	2028	50	100
Capture_02	Power Plant	Power Plant	Western	3300000	1.00	0.90	2970000	0	1	1	1	2029	50	100
Capture_03	Power Plant	Power Plant	Western	550000	1.00	0.90	495000	0	1	1	1	2028	50	100
Capture_04	Power Plant	Power Plant	Western	150000	1.00	1.00	150000	0	0	1	1	2029	50	100
Capture_05	Industry	Iron Steel	Southeastern	900000	1.00	0.90	810000	0	0	0	1	2029	40	100
Capture_06	Industry	Iron Steel	Western	800000	1.00	0.90	720000	0	0	0	1	2029	40	100
Capture_07	Industry	Iron Steel	Southern	1000000	0.30	0.90	270000	0	1	1	1	2028	40	100
Capture_08	Industry	Iron Steel	Southeastern	240000	1.00	0.00	0	1	1	1	1	2029	40	100
Capture_09	Industry	Cement	Central	165000	1.00	0.90	148500	1	1	1	1	2028	60	120
Capture_10	Industry	Cement	Central	135000	3.00	0.90	364500	0	0	1	1	2029	60	120
Capture_11	Industry	Cement	Central	330000	1.00	0.90	297000	0	0	1	1	2029	60	120
Capture_12	Industry	Cement	Central	330000	3.00	0.90	891000	0	0	0	1	2029	60	120
Capture_13	Industry	Petrochemical	Western	200000	1.00	0.90	180000	0	1	1	1	2029	25	35
Capture_14	Industry	Petrochemical	Western	300000	1.00	0.90	270000	0	0	0	1	2029	25	35
Capture_15	Industry	Petrochemical	Southern	100000	1.00	0.90	90000	1	1	1	1	2029	25	35
Capture_16	Industry	Petrochemical	Western	70000	1.00	0.90	63000	0	0	1	1	2029	25	35
Capture_17	Industry	Petrochemical	Western	200000	1.00	0.90	180000	0	0	1	1	2029	25	35
Capture_18	Industry	Petrochemical	Southern	2000000	1.00	0.90	1800000	0	0	0	1	2029	25	35
Capture_19	Industry	Refinery	Southeastern	440000	1.00	0.90	396000	1	1	1	1	2026	25	35
Capture_20	Industry	Refinery	Southeastern	150000	1.00	0.90	135000	0	0	0	1	2029	25	35
Capture_21	Industry	Refinery	Southern	1000000	1.00	0.90	900000	0	0	0	1	2029	25	35
Capture_22	Industry	Refinery	Western	360000	1.00	0.90	324000	0	0	1	1	2029	25	35
Capture_23	Industry	Refinery	Western	60000	1.00	0.90	54000	0	1	1	1	2029	25	35
Capture_24	Industry	Refinery	Western	2250000	1.00	0.90	2025000	0	0	1	1	2027	50	80
Capture_25	Industry	Petrochemical	Western	360000	1.00	0.90	324000	0	0	0	1	2029	50	80
Capture_26	Industry	Petrochemical	Western	30000	1.00	1.00	30000	0	0	0	1	2029	50	80
Capture_27	Industry	Petrochemical	Southeastern	100000	1.00	1.00	100000	0	0	0	1	2029	50	80
Capture_28	Industry	Petrochemical	Southeastern	1470000	1.00	0.90	1323000	0	0	0	1	2029	50	80
Capture_29	Industry	Cement	Central	1500	1.00	1.00	1500	0	0	0	1	2029	60	120
Capture_30	Industry	Waste incinera	Western	40000	1.00	0.90	36000	0	0	0	1	2029	50	100
Capture_31	Industry	Waste incinera	Western	40000	1.00	0.90	36000	0	0	0	1	2029	50	100

Fig. 3. Sample of CO_2 capture sheet from master database ("Source" table).

Number	Category1	Category2	Region_US	Region_C	GrossU/S_t-CO2/yr	NetU/S_t-CO2/yr	Reduction_t-CO2/yr	Reduction Ratio	S_Weak	S_Moderate	S_Strong1	S_Strong2	Start_year	Cost_Low_USD/t-CO2	Cost_High_USD/t-CO2
Storage_01	Storage	Domestic storage	East sea	US_Southeaste	400000	400000	360000	0.90	1	1	1	1	2026	25	30
Storage_02	Storage	Domestic storage	West sea	US_Western	1000000	1000000	900000	0.90	0	1	1	1	2028	27	32
Storage_03	Storage	Domestic storage	East sea	US_Southeaste	2600000	2600000	2340000	0.90	0	0	1	1	2029	24	29
Storage_04	Storage	Domestic storage	West sea	US_Southeaste	0	0	0	0.54	0	0	0	0		26	31
Storage_05	Storage	Cross-border stora	Asia Pacific	US_Western	2100000	0	0	0.30	0	0	0	0		35	42
Storage_06	Storage	Cross-border stora	Asia Pacific	US_Western	2000000	0	0	0.00	0	0	0	0		21	25
Storage_07	Storage	Cross-border stora	Southeast Asia	US_Western	0	0	0	0.00	0	0	0	0		33	40
Storage_08	Storage	Cross-border stora	Southeast Asia	US_Western	0	0	0	0.00	0	0	0	0		22	26
Utilization_01	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	500000	500000	300000	0.60	0	1	1	1	2025	20	24
Utilization_02	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	100000	100000	60000	0.60	1	1	1	1	2025	32	38
Utilization_03	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	1444444	1444444	1300000	0.90	0.3	0.3	1	1	2025	21	25
Utilization_04	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	3300	3300	3300	1.00	0	0	1	1	2025	29	35
Utilization_05	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	300000	300000	180000	0.60	0	1	1	1	2025	27	32
Utilization_06	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	0	0	0	0.00	0	0	0	0	2025	32	38
Utilization_07	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	0	0	0	0.00	0	0	0	0	2025	34	41
Utilization_08	Utilization	Chemical conversic	Western	US_Western	19000	19000	11400	0.60	0	0	1	1	2025	30	36
Utilization_09	Utilization	Chemical conversic	Western	US_Western	19000	300000	180000	0.60	0	0	0	1	2025	27	32
Utilization_10	Utilization	Chemical conversic	Western	US_Western	0	0	0	0.00	0	0	0	0	2025	27	32
Utilization_11	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	1176	1176	1000	0.85	0	0.01	1	1	2025	31	37
Utilization_12	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	411765	411765	350000	0.85	0	0.01	1	1	2025	28	34
Utilization_13	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	411765	411765	350000	0.85	0	0	0	1	2025	21	25
Utilization_14	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	0	0	0	0.00	0	0	0	0	2025	26	31
Utilization_15	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	93000	93000	55800	0.60	0	0	0	1	2025	29	35
Utilization_16	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	0	0	0	0.00	0	0	0	0	2025	30	36
Utilization_17	Utilization	Other types	Western	US_Western	200000	0	0	0.00	0	0	0	0	2025	22	26
Utilization_18	Utilization	Other types	Southeastern	US_Southeaste	200000	0	0	0.00	0	0	0	0	2025	24	29
Utilization_19	Utilization	Chemical conversic	Central	US_Central	500000	100000	20000	0.20	0	0	1	1	2025	22	26
Utilization_20	Utilization	Chemical conversic	Central	US_Central	200000	0	0	0.00	0	0	0	0	2025	34	41
Utilization_21	Utilization	Chemical conversic	Central	US_Central	75000	0	0	0.00	0	0	0	0	2025	32	38
Utilization_22	Utilization	Chemical conversic	Central	US_Central	500000	0	0	0.00	0	0	0	0	2025	22	26
Utilization_23	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	100000	0	0	0.00	0	0	0	0	2025	31	37
Utilization_24	Utilization	Chemical conversic	Southern	US_Southern	270000	270000	162000	0.60	0	0	1	1	2025	20	24
Utilization_25	Utilization	Chemical conversic	Southeastern	US_Southeaste	240000	240000	144000	0.60	1	1	1	1	2025	29	35
Utilization_26	Utilization	Biological conversi	Western	US_Western	490909	981818	540000	0.55	0.5	0.5	0.5	1	2025	23	28
Utilization_27	Utilization	Biological conversi	Western	US_Western	16364	32727	18000	0.55	0	0.5	0.5	1	2025	21	25
Utilization_28	Utilization	Biological conversi	Western	US_Western	10909	54545	30000	0.55	0	0.5	0.5	1	2025	29	35
Utilization_29	Utilization	Biological conversi	Western	US_Western	27273	136364	75000	0.55	0	0.5	0.5	1	2025	20	24
Utilization_30	Utilization	Biological conversi	Southern	US_Southern	4000	0	0	0.00	0	0	0	0	2025	30	36
Utilization_31	Utilization	Mineralization	Southeastern	US_Southeaste	116160	116160	69696	0.60	0	0	0	0	2025	28	34
Utilization_32	Utilization	Mineralization	Southeastern	US_Southeaste	198000	59400	35640	0.60	0	0	1	1	2025	27	32
Utilization_33	Utilization	Mineralization	Central	US_Central	833333	833333	500000	0.60	1	1	1	1	2025	22	26
Utilization_34	Utilization	Mineralization	Central	US_Central	500000	500000	300000	0.60	0	1	1	1	2025	31	37
Utilization_35	Utilization	Mineralization	Southern	US_Southeaste	166667	166667	100000	0.60	0	1	1	1	2025	20	24
Utilization_36	Utilization	Mineralization	Southern	US_Southern	100000	100000	20000	0.20	0	0	0	0	2025	35	42
Utilization_37	Utilization	Other types	Southern	US_Southern	83000	0	0	0.00	0	0	0	1	2025	29	35
Utilization_38	Utilization	Mineralization	Western	US_Western	110000	110000	66000	0.60	0	0	0	1	2025	21	25
Utilization_39	Utilization	Mineralization	Southern	US_Southern	10000	10000	6000	0.60	0	0	0	1	2025	30	36

Fig. 4. Sample of CO_2 treatment (utilization and storage) sheet from master database ("Sink" table).

2. 처리(활용 및 저장) 데이터베이스 구성요소
· 처리 방식: 저장/활용 구분, 세부 기술
· 위치 정보: 저장소/활용처 좌표
· 용량 정보: 연간 처리용량, 누적 용량
· 운영 계획: 가동 시점, 단계별 용량
· 비용 정보: 균등화 처리 비용 (CAPEX, OPEX, 단위 처리비용 등 포함)

2-2-2. 물리량 산정 방법

CCUS 가치사슬에서 CO_2 물리량은 포집, 이송, 처리 단계를 거치면서 다양한 변환 과정을 겪게 된다. 이 연구에서는 각 단계별 물리량을 체계적으로 정의하고 계산하는 방법론을 개발하였다.

포집 단계에서는 우선 명목상 포집하는 물리량인 명목 포집량(GC)을 산정해야 하며, 다음과 같은 수식 Eq. (1)로 표현된다:

$$GC = E \times OR \times C \quad (1)$$

여기서 E(Emission)는 배출원의 연간 CO_2 배출량을 의미하며, OR(Operating Ratio)은 설비의 연간 가동률, CE(Capture Efficiency)는 포집 설비의 포집 효율을 나타낸다. 그러나 실제 감축 효과를 정확히 평가하기 위해서는 포집 과정에서 소비되는 에너지로 인한 추가 배출을 고려해야 한다. 이를 반영한 순 포집량(Net Capture; NC)은 아래 Eq. (2)와 같이 계산된다:

$$NC = GC \times (1 - EL) \quad (2)$$

여기서 EL(Energy Loss)은 포집공정 수행 시 소비된 에너지로 인한 간접배출의 비율(Energy-related indirect emission loss)을 의미한다. 즉, 포집을 위해 사용된 전력이나 열에 의해 추가로 발생하는 CO_2 배출로 인해 실제 감축 효과가 감소함을 반영한다. 현재의 기술 수준에서 EL은 일반적으로 0.2-0.3 범위로 가정할 수 있다[15].

포집된 CO_2는 이송 단계를 거치게 되는데, 이송량(Transport; T)은 다음 Eq. (3)과 같이 정의된다:

$$T = NC \times T \quad (3)$$

여기서 TE(Transport Efficiency)은 이송 과정에서의 CO_2 손실을 반영한 효율(1-누출율)을 의미한다. 일반적으로 파이프라인이나 선박을 통한 이송에서는 손실이 매우 적어 TE는 0.99 이상의 값을 가지는 것으로 가정할 수 있다[16].

최종적으로 CO_2는 저장되거나 활용되는데, 각각의 경우 실제 처리되는 양은 다음의 Eqs. (4)-(5)과 같이 계산된다.

$$NS = T \times S \text{ for } CO_2 \text{ Storage} \quad (4)$$
$$NU = T \times UE \text{ for } CO_2 \text{ Utilization} \quad (5)$$

여기서 NS는 순 저장량(Net Storage), NU는 순 활용량(Net Utilization)을 의미하며, SE(Storage Efficiency)와 UE(Utilization Efficiency)는 각각 저장 효율과 활용 효율을 나타낸다: 즉, 처리하는 양에 대한 감축량의 비. 저장 효율은 지중저장소의 지질 및 주입 조건에 따라 0.85-0.95 범위에서 변동 가능하며, 활용 효율은 기술에 따라 더 큰 편차(0.60-0.90)를 보이는 것으로 가정할 수 있다[17,18].

이러한 단계별 물리량 산정은 CCUS 시스템의 실질적인 감축 효과를 평가하는데 중요한 역할을 한다. 특히 각 단계에서의 손실과 효율을 명시적으로 고려함으로써, 보다 현실적인 감축경로 수립이 가능해진다. 또한 이러한 정량적 평가 체계는 비용 분석의 기초가

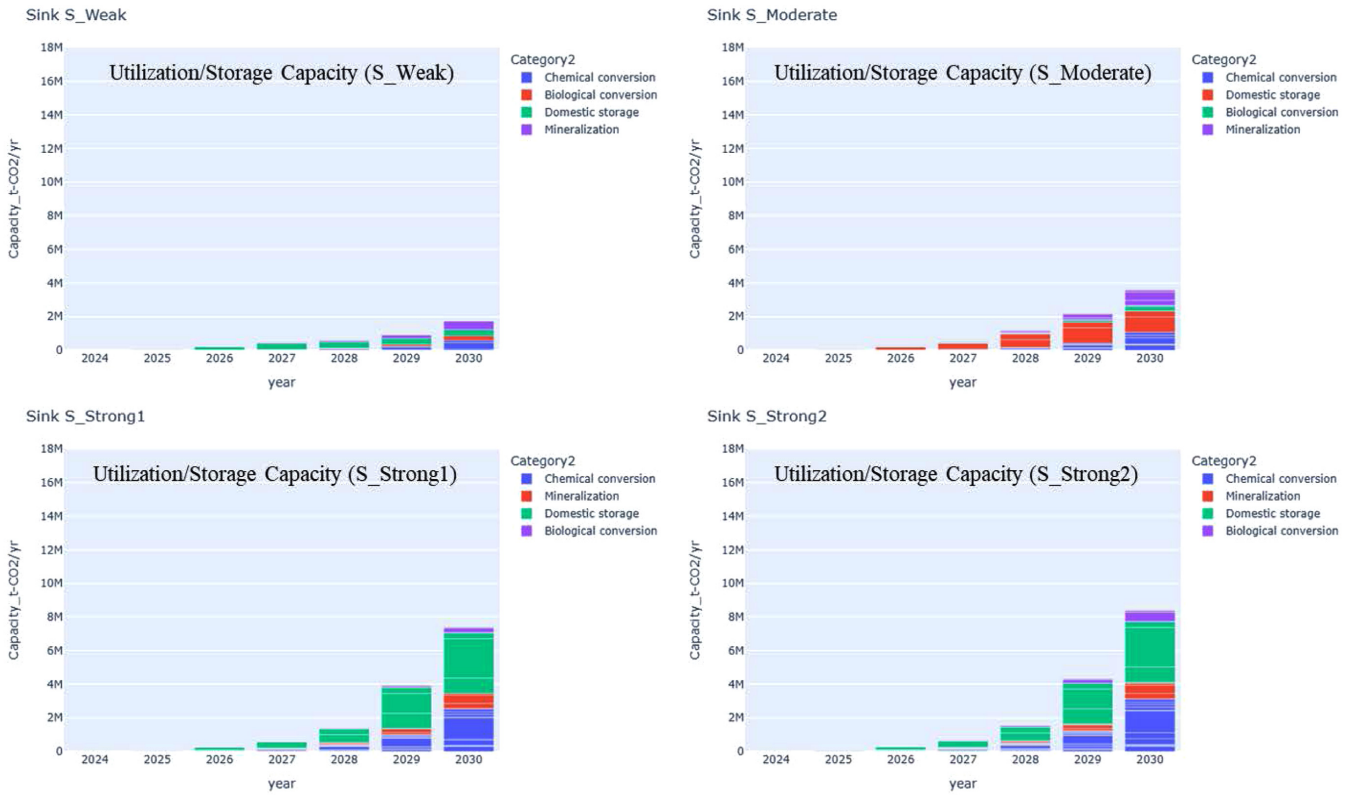

Fig. 5. Profiles of estimated CO_2 utilization/storage along the different pathway (based on the 2nd classification).

되어, 경제성 평가에도 직접적으로 활용될 수 있다.

2-3. 시나리오 기반 감축경로 분석

Global CCS Institute(2023)의 시나리오 구성 방식을 참고하여[10], 이 연구에서는 네 가지의 감축경로 시나리오를 설정하였다. Fig. 5에서 볼 수 있듯이, S_Weak에서 S_Strong2까지 단계적으로 적극성이 증가하는 형태로 시나리오를 구성하였다. 각 시나리오는 이벤트 실현 확률과 기술 도입 수준에 따라 차별화되며, 특히 S_Strong2 시나리오의 경우 모든 잠재 이벤트가 실현되는 이상적인 경우를 상정하였다. 시나리오 분석에 있어서는 IEA(2021)가 제시한 CCUS 기술의 단계적 도입 패턴을 참고하여[4], 개별 이벤트의 시작 시점과 용량 증가 패턴을 설정하였다. 특히 용량 확장 모델링에 있어서는, 지역간 CO_2 물류 흐름을 최적화함이 이상적이다. 분석의 핵심은 각 시나리오별 감축량을 정확히 산정하는 것으로, 이를 위해 개별 이벤트의 실현 계수(AM_i)와 수송 과정의 배출계수(DT_{ij})를 고려한 종합적인 계산 체계를 구축하였다. 이러한 방식으로 도출된 시나리오별 감축경로는 Fig. 6와 같이 시각화되어, 2030년 NDC 목표 달성을 위한 실질적인 이행 경로를 제시할 수 있게 되었다.

2-3-1. 시나리오 구성

이 연구에서는 감축경로 시나리오를 다음 네 가지로 구성하였으며, 각각의 특징은 아래와 같이 요약할 수 있다(Fig. 5):

1. S_Weak
   · 가능성이 매우 높은 이벤트만 포함
   · 현재 진행 중이거나 확정된 사업 위주
   · 정책 완비, 기술 완비 (이벤트 실현 확률이 높음)
2. S_Moderate
   · 가능성이 높은 이벤트 포함
   · 계획이 구체화된 사업 포함
   · 정책 미비, 기술 완비
3. S_Strong1
   · 적극적 정책 지원 시 실현 가능한 이벤트 포함
   · 주요 업체 투자계획 반영
   · 정책 완비, 기술 미비 (이벤트 실현 확률이 낮음)
4. S_Strong2
   · 모든 잠재 이벤트 포함
   · 기술개발 성공 가정
   · 정책 미비, 기술 미비 (이벤트 실현 확률이 매우 낮음)

2-3-2. 시나리오 분석 방법

시나리오별 감축경로를 분석하기 위해서는 체계적인 단계별 접근이 필요하다. 이 연구에서는 이벤트 스케줄링, 용량 확장 모델링, 지역간 물류 최적화, 시나리오별 감축량 산정의 네 단계로 구성된 분석 체계를 구축하였다.

먼저 이벤트 스케줄링 단계에서는 각 CCUS 프로젝트의 시작 시점과 진행 일정을 구체화한다. 이 방법론 적용시 먼저, 개별 이벤트의 기술적 준비도와 사업 추진 현황을 고려한 현실적인 일정 계획을 수립한다. 특히 이벤트간 선후관계와 상호의존성을 명시적으로 고려하여, 전체 시스템의 정합성을 확보하고자 하였다.

용량 확장 모델링에 있어서는 각 설비의 단계적 확장 패턴을 다음과 같은 수식으로 표현하였다:

$$C(t) = C_{max} \times f(t) \tag{6}$$

여기서 C(t)는 t시점의 용량, C_{max}는 최대 설계용량, f(t)는 용량 증가 함수를 나타낸다. CCUS 설비의 용량 확장은 일반적으로 S자 곡선을 따르는 것으로 예측할 수 있으며, 이는 초기의 완만한 증가 후 급격한 성장기를 거쳐 점차 안정화되는 패턴을 보인다.

지역간 물류 최적화는 CCUS 시스템의 효율성 확보를 위한 핵심 요소이다. 지역 i에서 j로의 권역간 CO_2 이송량(T_{ij})은 다음과 같은 최적화 문제로 예측할 수 있다:

$$\text{Minimize: } \Sigma T_{ij} \times D_{ij} \times \text{UCT Subject to:} \tag{7}$$

· $\Sigma T_{ij} \le NC_i$(지역 i의 순 포집량)
· $\Sigma T_{ij} \le CP_j$(지역 j의 처리용량)

여기서 D_{ij}는 지역 i와 j 사이의 거리, UCT(Unit Cost of Transport)는

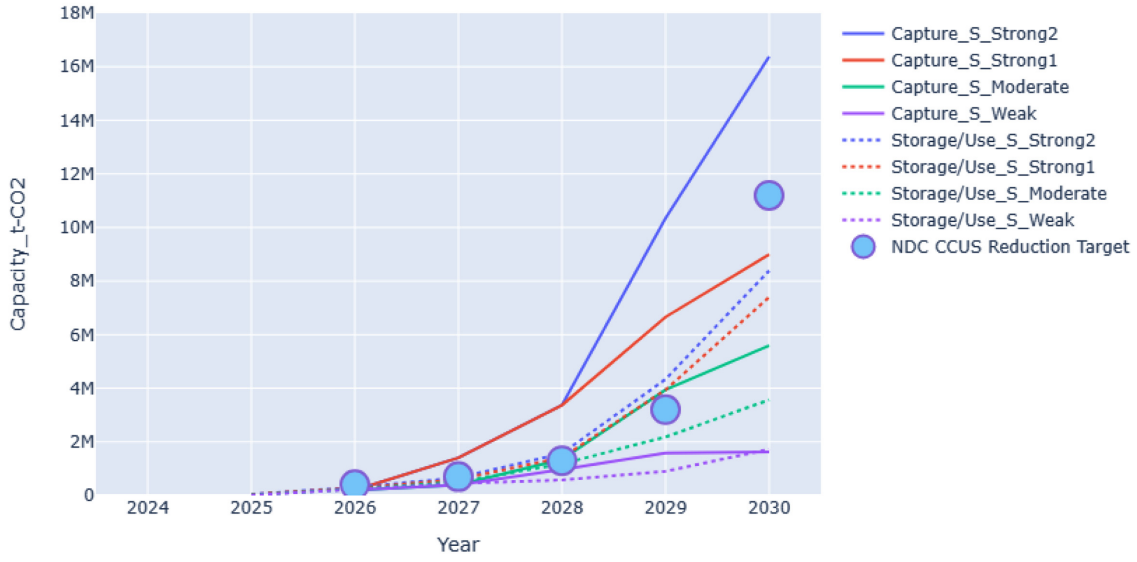

Fig. 6. Comparison of the amounts of capture and treatment and that of 2030 NDC reduction target.

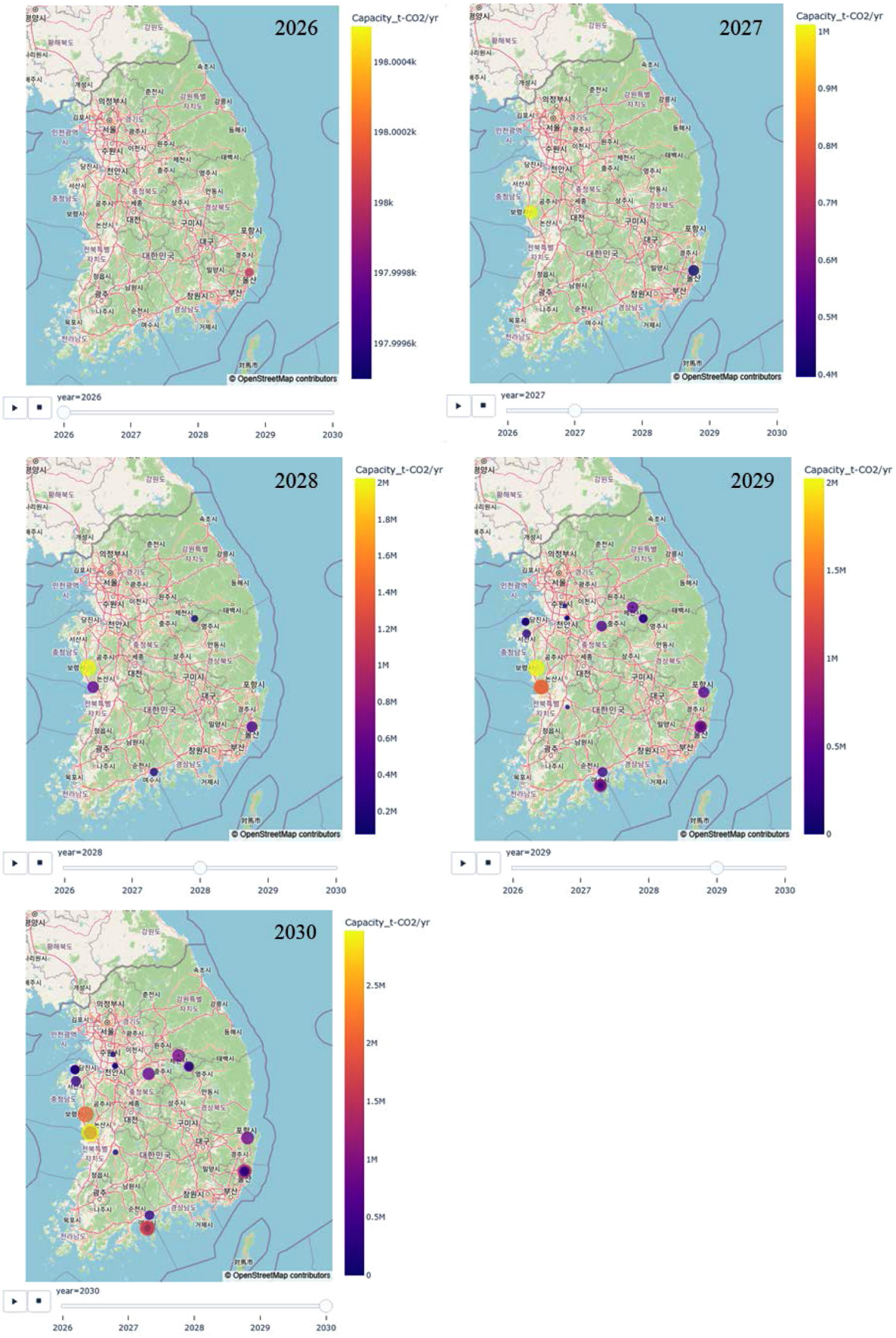

Fig. 7. Sample map of CO_2 capture(Source) in CCUS sector from 2026 to 2030 in Scenario S_Strong2.

단위 수송비용을 의미하며, 수송 수단별 특성과 규모의 경제를 고려한 비용 분석을 적용할 수 있다.

마지막으로, 특정 시나리오(s)의 연도별 순감축량(NR, Net Reduction)은 다음과 같이 산정된다:

$$NR(s,y) = \Sigma(NC_i \times AM_i(s,y)) - \Sigma(T_i \times DT_i) \quad (8)$$

여기서 AM_i는 시나리오별 개별 이벤트에 해당하는 실현계수(0~1)를, DT_i는 수송 과정의 배출계수를 나타낸다. 각 이벤트의 실현 가능성과 기술적 성숙도를 고려하여 해당 계수를 설정한다. 기본적으로 AM_i는 다수의 이벤트에 대해 정의되어야 하므로 시나리오별 단순화를 위해 0 또는 1로 설정하고, 감축경로 시나리오가 개별 CCUS 이벤트에 대해 0과 1 사이의 실현계수를 필요로 하는 경우 0과 1 사이의 값을 가질 수 있다.

이러한 시나리오 분석 체계는 단순한 감축량 예측을 넘어, 실제 구현 가능성과 경제적 효율성을 동시에 고려한 현실적인 감축경로를 도출하는 것을 목표로 한다. 특히 지역별 특성과 인프라 제약을 명시적으로 데이터베이스 수립시 고려함으로써, 보다 실질적인 이행 전략 수립에 도움이 되도록 한다.

이 연구에서 개발된 분석 체계의 특징은 시나리오별 불확실성을 체계적으로 다룰 수 있다는 점이다. 다양한 시나리오를 통해 미래의 불확실성을 탐색하고, 각 시나리오별로 구체적인 이행 경로와 필요 조치들을 식별할 수 있다. 이는 정책 의사결정자들에게 정보를 제공하고, 상황 변화에 따른 유연한 대응을 가능하게 한다.

2-4. 권역별 분석 및 연계성 평가

권역별 분석에 있어서는 CCUS 클러스터 평가 방법론을 제안하여, 지리정보에 연계된 CO_2 발생량과 처리 용량을 매핑하였다. Fig. 7에서 볼 수 있듯이, 2026년부터 2030년까지의 연도별 포집량 변화를 권역별로 시각화함으로써, 지역별 특성을 고려한 차별화된 접근이 가능하게 되었다.

특히 주목할 만한 점은 권역간 CO_2 수급 불균형 문제이다. 서해안 권역의 경우 포집량이 처리용량을 크게 초과하는 반면, 동남권은 상대적으로 균형적인 구조를 보이고 있다. 이러한 불균형 해소를 위해 Fig. 8와 같이 권역간 CO_2 물류 흐름을 Sankey 다이어그램으로 분석하였다.

2-5. 비용 분석 체계

비용 분석에 있어서는 기존 문헌의 CCUS 비용 평가를 참고하되, 국내 실정에 맞게 수정된 분석 체계를 구축하였다[19]. 포집, 수송, 저장/활용의 각 단계별로 설비투자비(CAPEX)와 운영비(OPEX)를 산정하며, 특히 시간 경과에 따른 학습효과와 규모의 경제를 반영해야 한다. 본 연구에서는 CCUS 이벤트 별로 개별 분석이 존재할 경우, 이를 기반으로 CCUS 이벤트 별 단위 중량의 CO_2에 대한 포집 또는 처리의 균등화 비용을 USD/tCO_2 단위로 나타내어 활용한다. 이벤트 별 균등화 비용과 포집/처리량을 곱하여 연도별 이벤트 비용을 산정할 수 있다.

투자비용 산정에 있어서는 실제 국내 실증사업 사례가 존재하는 경우 활용할 수 있고, 가능한 최근의 실증 데이터를 기준으로 하되, US DOE(2022)의 스케일업 효과 분석 결과를 반영하여 규모별 투자비를 균등화 비용 단위로서 추정하였다[12].

이 연구의 비용 분석은 CCUS 전 주기의 경제성을 정량화하기 위한 기본 틀을 제공한다. 향후 각 단계별 투자비(CAPEX)와 운영비(OPEX)는 포집, 수송, 저장/활용의 단위 CO_2 처리량(USD/tCO_2)을 기준으로 균등화하여 산정되어야 하고, 이때 운전비에는 에너지 소

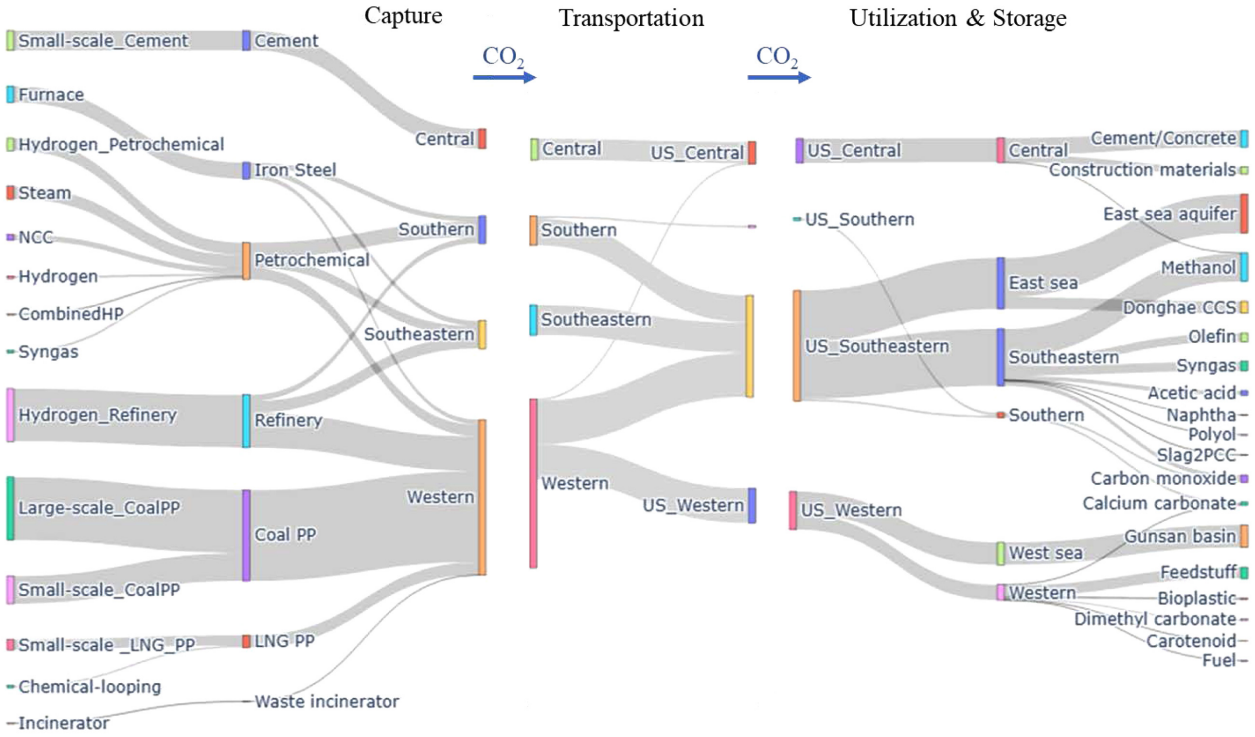

Fig. 8. Sample of CO_2 flows considering the grouped events (regional and mid-sectoral classification) CCUS in Scenario S_Strong2 and year 2030.

비비용, 인건비, 유지관리비, 운송비 등이 포함될 수 있다. 또한 장기적 감축경로 분석시 규모의 경제를 반영하여 연도별 비용 변화를 추정할 수 있으며, 보다 세부적인 비용 구성은 단계별 LCOC (Levelized Cost of CO_2 Capture) 형태로 향후 연구에서 확장될 수 있다.

2-6. 데이터 품질 관리 및 불확실성 분석

CCUS 감축경로 분석에 있어서는 데이터의 품질 관리가 매우 중요하다. 본 연구에서는 데이터 신뢰성 확보를 위해 다음과 같은 세 단계의 검증 과정을 도입하였다.

첫째, 개별 데이터의 출처를 명확히 하고 데이터 수집 방법론을 표준화하였다. 둘째, 전문가 검토를 통해 데이터의 타당성을 평가하였다. 셋째, 시계열 데이터의 일관성을 확인하고 이상치를 제거하였다. 하지만, CCUS 사업이 국내에 본격적인 상업화 스케일로 아직 도입되지 않은 점으로 인해 데이터 불확실성이 존재함을 주의하여야 한다.

이 연구에서 개발된 방법론의 가장 큰 특징은 상향식 접근법과 하향식 목표를 연계했다는 점이다. 기존의 하향식 접근법만으로는 현실적인 이행 경로를 도출하기 어렵다. 이 방법론은 개별 사업의 실현 가능성을 기반으로 하되, 국가 감축목표와의 정합성을 지속적으로 검증하는 순환적 구조를 가짐으로써 이러한 한계를 극복하고자 하였다.

3. 분석결과 및 고찰

이 연구에서 제시한 감축경로 시나리오는 국가 온실가스 감축전략을 직접 제시하기 위한 것이 아니라, 제안된 감축경로 산정 방법론의 적용 가능성과 분석 절차를 검증하기 위한 예시적 시나리오임을 밝힌다. 시나리오 구분(예: 정책지원 실현 가능성, 기술확산 속도 등)은 정량적 기준보다는 현실적 범위를 설정하기 위한 가정에 기반하며, 실제 정책 수립 단계에서는 보다 구체적인 거시경제 및 에너지수급 모델과 연계되어야 한다. 그럼에도 불구하고 저자들은 이 연구의 결과가 시나리오 간 감축잠재량 및 비용 차이를 통해, 향후 국가 CCUS 정책 수립 시 유용한 시사점을 제공할 수 있을 것으로 기대한다.

3-1. 부문별 포집 및 처리 용량 분석

3-1-1. CO_2 포집원 분석

개발된 분석 툴을 통해 상세 배출원별 CO_2 포집 용량을 분석한 결과, 2030년 기준 주요 포집원은 발전부문과 산업부문으로 양분되는 것으로 나타났다 (Fig. 9). 발전부문에서는 석탄화력발전이 전체 포집량의 약 45%를 차지하여 가장 큰 비중을 보였으며, 산업부문에서는 철강산업(25%)과 시멘트산업(15%)이 주요 포집원으로 예상된다. 다만 이러한 수치는 예상치임을 감안해야 한다.

특히 주목할 만한 점은 포집원의 지역적 분포 특성이다. 석탄화력발전소의 경우 서해안에 집중되어 있어 CO_2 포집 인프라의 지역적 클러스터링이 가능할 것으로 분석되었다. 반면 산업부문의 포집원은 상대적으로 전국에 고르게 분포하고 있어, Fig. 7에서도 보여진 바와 같이 소규모 분산형 포집 시설의 도입이 필요할 것으로 예상된다.

3-1-2. CO_2 처리용량 분석

CO_2 처리방안은 크게 지중저장(CCS)과 활용(CCU)으로 구분하여 분석하였다. 본 연구에서 가정한 데이터를 기준으로 Fig. 10에서 볼 수 있듯이 2030년 기준 전체 처리용량의 60%는 지중저장이, 나머지 40%는 활용 분야가 담당할 것으로 예측되었다. CCU 분야에서는 화학적 전환(20%), 광물탄산화(12%), 생물학적 전환(8%) 순으로 처리 용량이 분포할 것으로 예측된다. 특히 화학적 전환 기술의 경우, 개별 프로젝트의 규모는 작지만 다수의 프로젝트가 동시에 진행될 수 있어 전체 처리용량에서 중요한 비중을 차지할 수 있는 것으로 추정할 수 있다. 상기 값들은 추정치이며, 데이터베이스 변경시 변동가능하다.

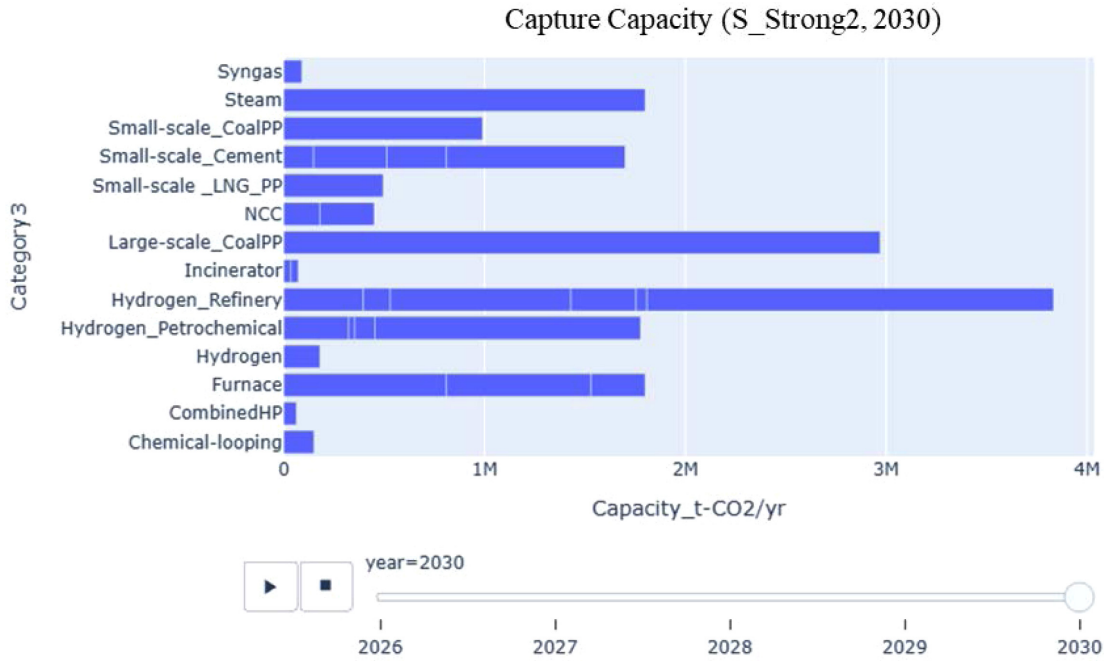

Fig. 9. Comparison of CO_2 capture capacity based on detail point sources data.

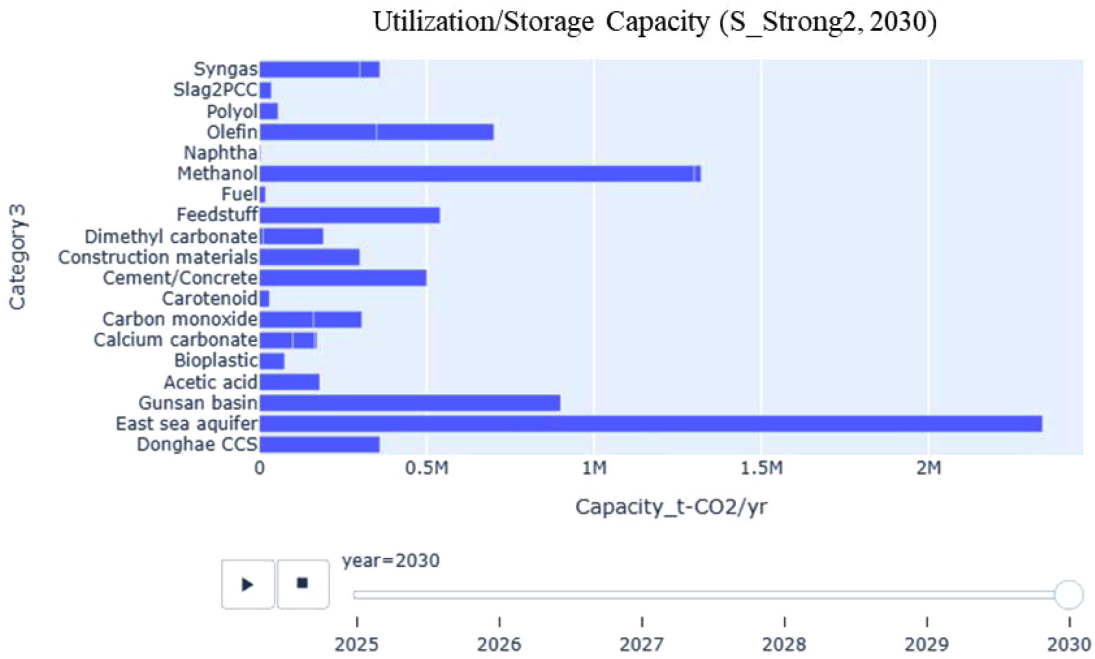

Fig. 10. Comparison of CO_2 treatment capacity based on detail point sources data.

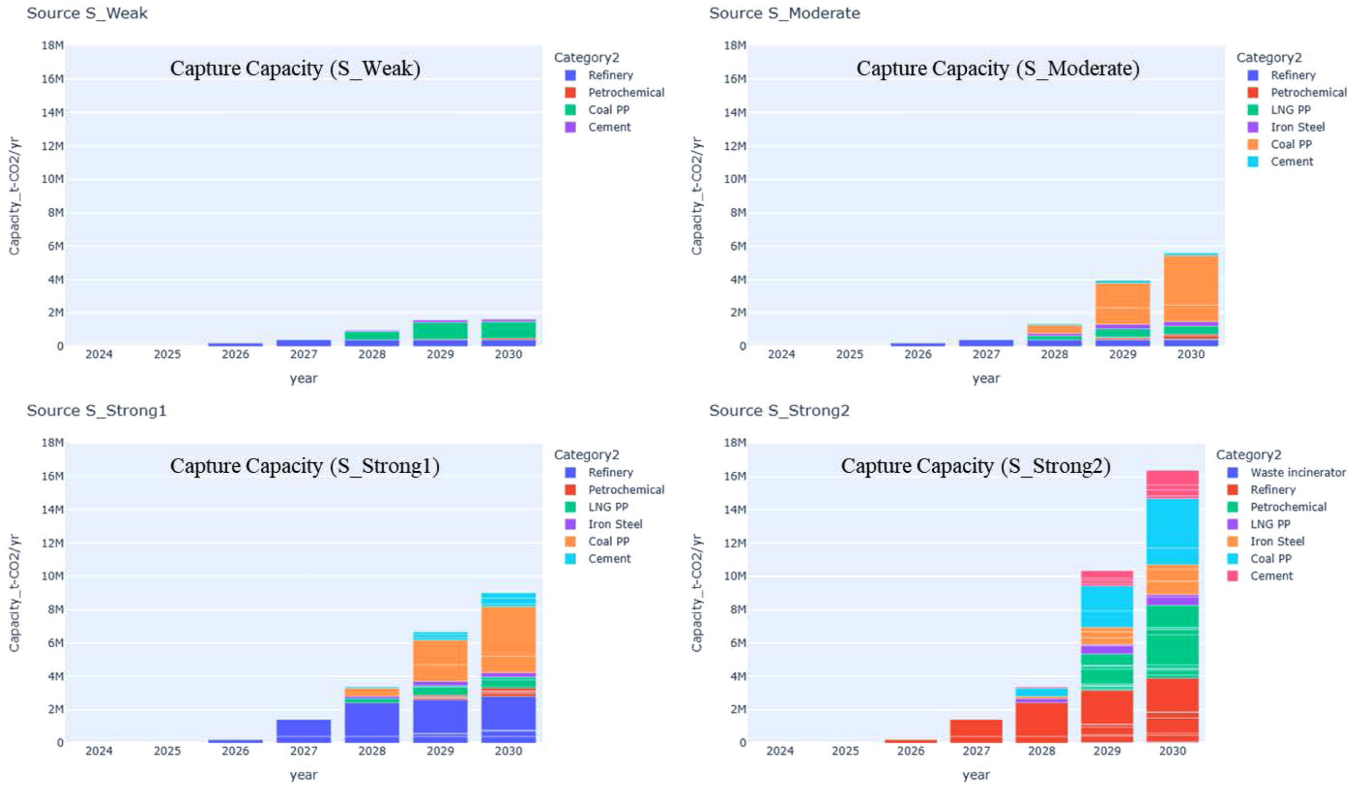

Fig. 11. Comparison of estimated CO_2 capture capacities with different scenarios (mid-classification).

3-2. 시나리오별 감축경로 분석

3-2-1. 연도별 포집-처리 전망

이 연구에서 가정한 데이터를 기준으로 시나리오별 연도별 포집량과 처리량 변화 분석 결과는 Figs. 5, 11에서 확인할 수 있고, 이를 바탕으로 다음과 같은 시사점을 도출할 수 있다. 모든 시나리오에서 2026년을 기점으로 본격적인 CCUS 도입이 시작되어 2030년까지 급격한 성장 곡선을 그리는 것으로 예측할 수 있다. S_Strong1과 S_Strong2 시나리오의 경우, 이 기간 동안 2030 NDC에 대응하기 위해 연간 50% 이상의 증가율이 필요한 것으로 분석되었다. 이러한 급격한 성장을 뒷받침하기 위해서는 대규모 실증사업의 성공적 완료가 핵심 요인이 될 것으로 판단된다.

3-3. 권역별 CO_2 물류 흐름 분석

CO_2 포집과 처리를 연계하는 CO_2 흐름의 최적화를 위해 권역별 CO_2 흐름을 분석하였다. Fig. 8의 Sankey 다이어그램이 보여주듯, 권역별로 뚜렷한 수급 불균형이 존재하는 것으로 확인되었다. 서해안 권역의 경우 서해안을 중심으로 화력발전소가 위치하고 있어서 화력 발전소 대상 CO_2 포집 기술 실증시 포집량이 처리용량을 크게 초과하는 반면, 영남권의 경우 상대적으로 균형적인 구조를 보였다. 이러한 권역별 특성을 고려한 최적 물류 네트워크 구축이 필요한데, 현재 데이터 상으로는 서해안-중부권 축의 파이프라인 구축이 유리할 것으로 분석된다. 반면 영남권의 경우 포집원과 동해가스전 활용 CCS를 연계한 자체적인 수급 균형이 가능하여, 상대적으로 독립적인 네트워크 구축이 가능할 것으로 예상된다.

본 연구에서 가정한 데이터를 기준으로 다음과 같은 주요 시사점을 도출할 수 있다:

1. 권역별 수급 불균형
   · 서해안권역: 포집량 >> 처리용량
   · 영남권역: 포집량 ≈ 처리용량
   · 중부권: 포집량 << 처리용량(CCU 중심)
2. 최적 물류 네트워크
   · 서해안-수도권 축: 파이프라인 운송 가능성 높음
   · 영남권 내부: 자체 수급 균형 달성 가능
   · 내륙 지역: 트럭 운송 위주의 소규모 네트워크 필요
3. 인프라 투자 우선순위
   · 1단계(~2026년): 권역내 소규모 네트워크 구축
   · 2단계(2027-2028년): 권역간 연계 파이프라인 구축
   · 3단계(2029-2030년): 전국 단위 통합 네트워크 완성

3-4. 감축목표 달성 가능성 평가

2030년 NDC 목표인 1,120만톤 감축 달성 가능성을 평가한 결과, S_Strong1 시나리오가 가장 현실적인 경로인 것으로 분석되었다. Fig. 6에서 볼 수 있듯이, S_Weak 시나리오의 경우 목표치의 약 40% 수준에 그칠 것으로 예상되는 반면, S_Strong2 시나리오는 목표를 초과 달성하는 것으로 나타났다.

이러한 분석 결과에서 주목할 점은 시나리오간 편차가 매우 크게 나타난다는 것인데, 이는 배출권 무상할당, 탄소세와 같은 정책적 지원과 CBAM(Carbon Border Adjustment Mechanism, 탄소국경조정제도) 등의 외부적 요인이 목표 달성에 결정적인 영향을 미칠 것임을 시사한다. 물론, 데이터베이스가 업데이트되며 이러한 분석에 영향을 줄 수 있다.

3-5. 기술 경로별 실현 가능성 분석

CCUS 기술의 세부 경로별 실현 가능성을 분석한 결과, 포집 기술의 경우 연소후 포집 기술이 단기적으로 가장 현실성이 높은 것으로 평가된다. Fig. 12의 Sunburst Chart가 보여주듯, 전체 포집량의 약 70%가 연소후 포집 기술을 통해 달성될 것으로 예상된다. 이는 기존 설비에 대한 retrofit이 상대적으로 용이하고, 기술적 성숙도가 높기 때문에 CCUS 이행 비용 설정에 유리할 수 있다[19].

처리 기술의 경우, 초기에는 지중저장(CCS)이 주도적인 역할을 할 것으로 예상된다. 또한, 2030년까지 전체 처리용량의 60% 이상이 지중저장을 통해 이루어질 것으로 전망된다. 다만, CCU 기술의 경우 화학적 전환을 중심으로 점진적으로 그 비중이 확대될 것으로 예상 가능하다.

3-6. 지역별 클러스터 분석

CCUS 클러스터의 지역별 특성 분석을 위해, 크게 세 개의 주요 클러스터로 분류하였다. Fig. 7에 나타난 바와 같이, 서해안 클러스터, 동남권 클러스터, 그리고 중부권 클러스터가 그것이다. 각 클러스터는 지역 특성에 따라 서로 다른 발전 경로를 보일 것으로 예측

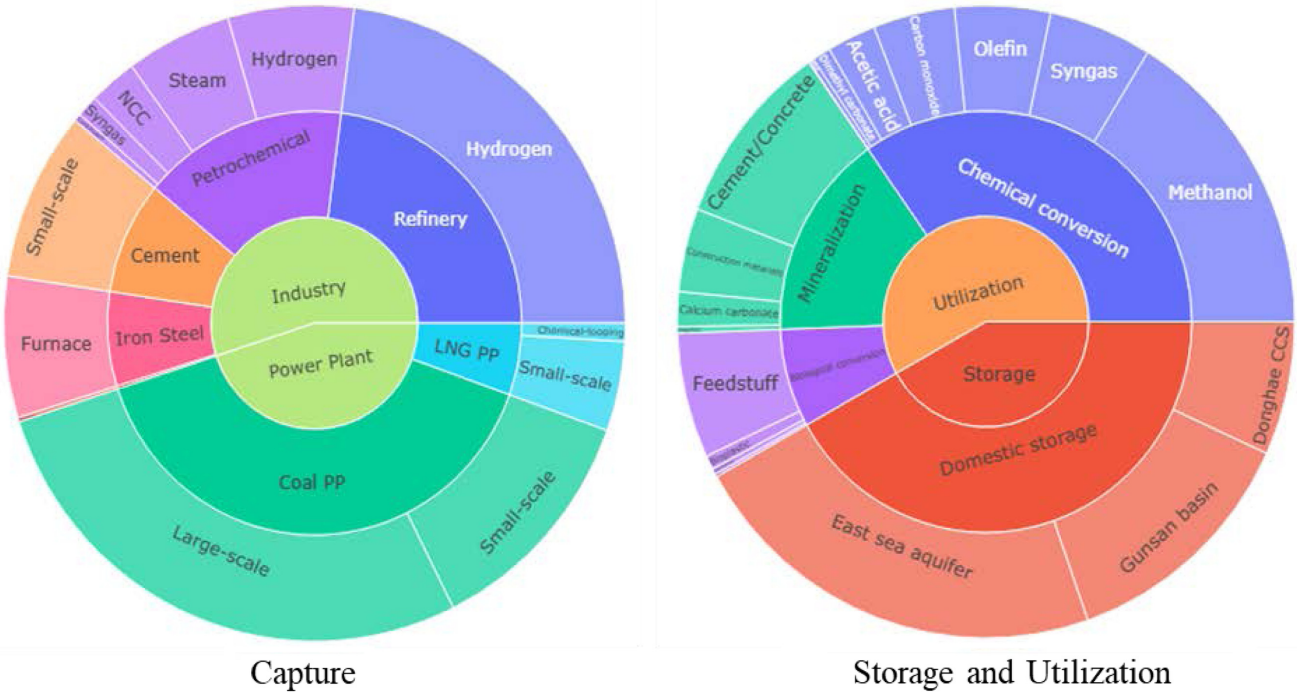

Fig. 12. Comparison of CO_2 source and sink in CCUS sector; based on scenario Strong2 in 2030.

된다[20].

특히 주목할 만한 점은 클러스터간 연계성이다. 클러스터간 CO_2 흐름을 분석한 결과, Fig. 8와 같은 연계 구조가 도출되었다. 서해안 클러스터의 경우 대규모 화력발전소와 같이 고정배출원 대상 포집 설비를 중심으로, 동남권 클러스터는 철강-석유화학단지, 동해가스전 CCS 시설과 연계한 저장 및 활용 시설을 중심으로 발전하는 것이 효율적일 것으로 분석되었다.

3-7. 경제적 타당성 분석 및 시사점

시나리오별로 연간 처리용량이 일정 규모를 초과하는 시점부터 단위 처리비용이 감소할 수 있다. 이는 CCUS 시설의 규모의 경제에 따른 영향을 받을 수 있음을 시사한다.

더불어, 클러스터 효과도 경제성에 큰 영향을 미치는 것으로 분석되었다. Fig. 8의 Sankey 다이어그램이 보여주듯, 클러스터를 통한 통합 운영 시 독립 운영 대비 20~30%의 비용 절감이 가능한 것으로 나타났다[21].

이 연구의 분석 결과를 종합해보면, 2030년 NDC 목표 달성을 위해서는 일종의 단계적 접근이 필요할 것이다. 특히 Fig. 6이 보여주는 바와 같이, 2026-2027년의 초기 도입 단계에서의 성공적인 실증이 전체 경로의 실현 가능성을 좌우할 것으로 예상된다. 더불어 권역별 특성을 고려한 차별화된 접근이 필수적이다. Figs. 7, 8의 분석 결과가 보여주듯, 각 권역의 산업 구조와 지리적 특성에 따라 최적의 CCUS 도입 전략이 상이할 수 있으며, 이는 정책 수립 과정에서 반드시 고려되어야 할 요소이다.

4. 경제성 분석 및 제언

4-1. 비용구조 및 시나리오별 비용 분석

이 연구에서는 CCUS 기술의 경제성을 평가하기 위해 포집, 수송, 저장 및 활용 단계별로 비용 구조를 분석하였다. 특히 포집 단계의 비용 구조가 전체 경제성에 미치는 영향이 지대한 것으로 나타났다.

시나리오별 비용 분석을 위해 각 이벤트의 도입 시기와 규모를 고려한 종합적인 비용 산정을 수행하였다. 본 연구에서 가정한 데이터를 기준으로 S_Strong2 시나리오를 기준으로 2030년 약 10.3억불의 총비용이 소요될 것으로 예측되었다(Fig. 13). 이 중 포집 부문이 약 8.5억불로 가장 큰 비중을 차지하였으며, 처리 부문이 약 1.8억불을 차지하는 것으로 나타났다. 해당 수치들은 데이터베이스 입력값의 불확실성에 영향을 받으며, 향후 CCUS 적용에 따라 변경 가능하다.

단위 처리비용의 경우, 시나리오에 따라 80-90 USD/tCO_2 수준으로 분석되었다(Fig. 14). 특히 주목할 만한 점은 시간이 경과함에 따라 단위 비용이 점진적으로 감소하는 경향을 보인다는 것이다. 이는 기술 학습효과와 규모의 경제에 기인한 것으로 판단된다.

4-2. 경제성 제고 방안

CCUS 기술의 경제성 확보를 위해서는 정책적 지원이 필수적인 것으로 분석되었다. 현재 EU의 배출권 거래가격이 톤당 65-80유로 수준인데 반해, 국내 배출권 가격은 이보다 현저히 낮은 수준을 유지하고 있어 자발적인 CCUS 도입의 경제적 유인이 부족한 상황이다.

이러한 상황을 개선하기 위해 미국의 45Q와 같은 세액공제, EU

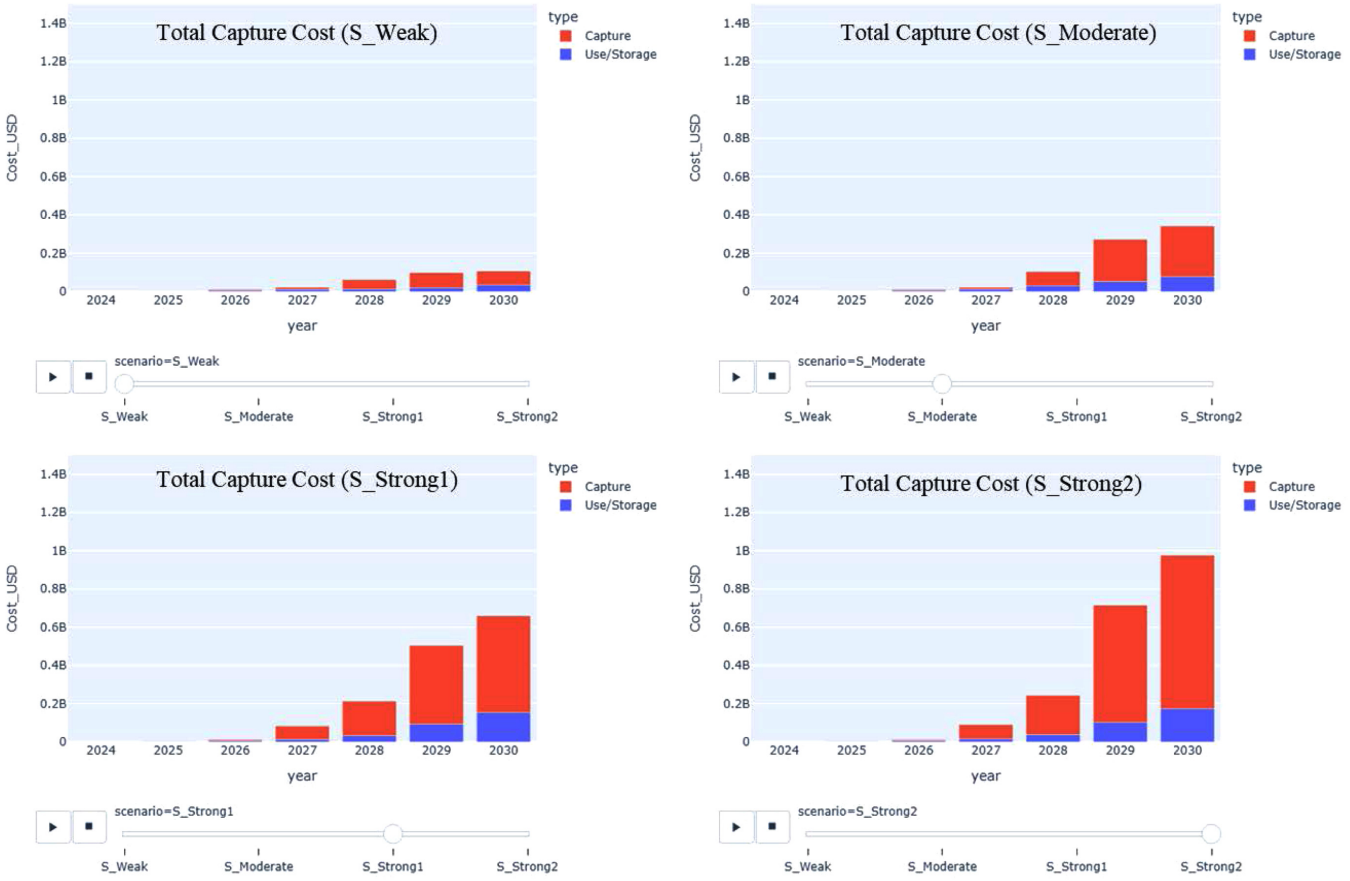

Fig. 13. Estimated total CCUS cost along the time with different scenarios.

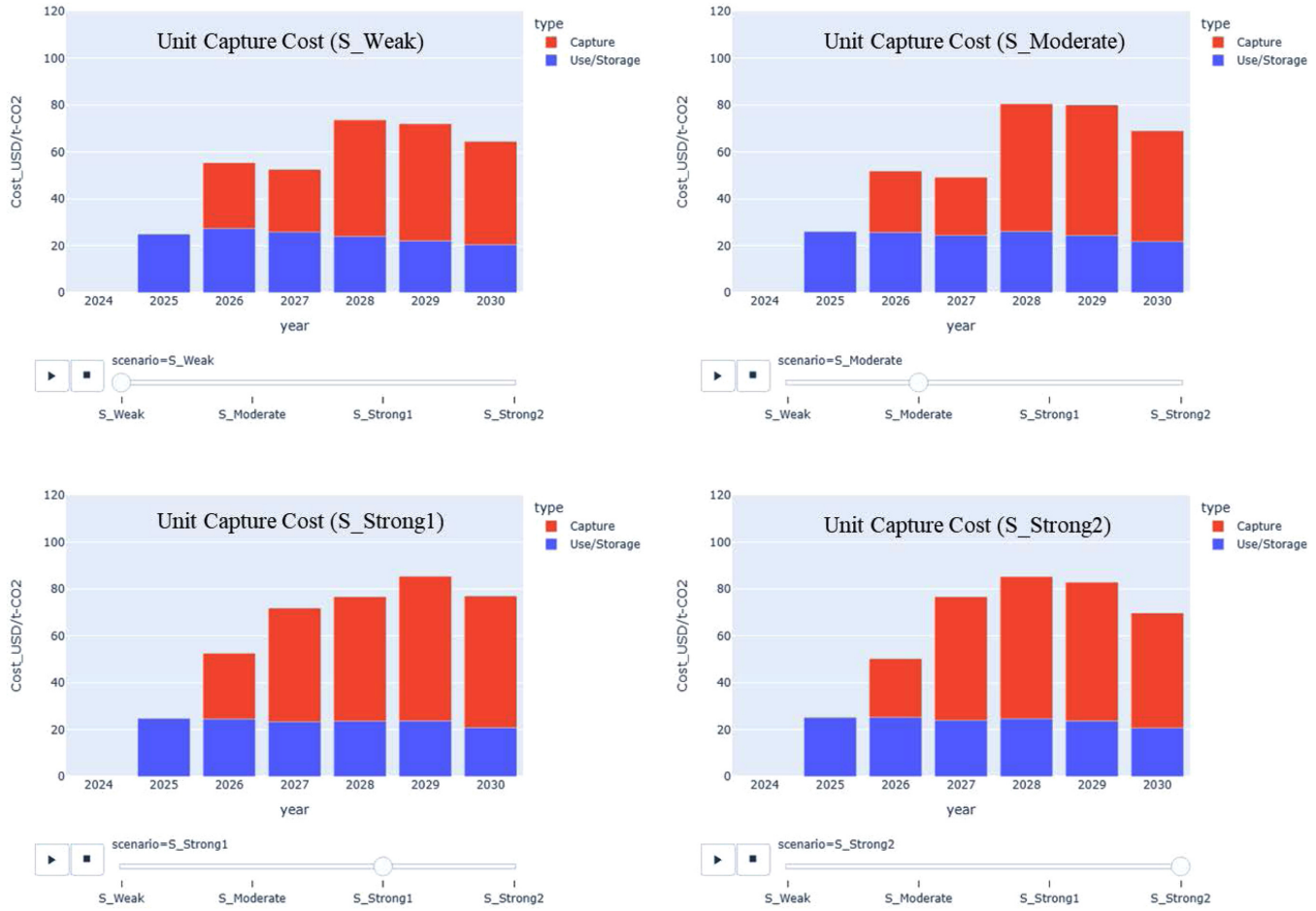

Fig. 14. Estimated unit CCUS cost along the time with different scenarios.

의 Innovation Fund와 같은 보조금 지원, 영국의 차액정산계약(CfD) 방식의 운영비 지원 등 다양한 정책적 지원 방안이 검토되어야 할 것으로 판단된다[22,23].

4-2-1. 기술개발 단계별 정책 제언

Fig. 15는 IEA 보고서에서 제시한 CCUS 기술의 개발 단계에 따른 맞춤형 정책 지원을 나타낸다[24]. R&D 단계에서는 실증사업 자금 지원과 기술개발 인센티브가 중요하며, 실증 단계에서는 대규모 실증 투자 지원과 리스크 분담 제도가 필요하다. 상용화 단계에서는 운영비 지원 메커니즘과 시장 활성화 정책이 중요할 것으로 분석되었다.

특히 국내 상황에서는 에너지 공급 및 물질 흐름을 고려한 통합적 접근이 중요하다. CCU 공정의 경우 CO_2 전환에 필요한 에너지와 원료물질의 수급이 경제성에 큰 영향을 미치므로, 이를 고려한 종합적인 정책 수립이 필요할 것으로 판단된다.

4-2-2. 비용 절감을 위한 기술적 방안

CCUS 기술의 경제성 확보를 위해서는 각 단계별 비용 절감이 필수적이다. 특히 포집 단계의 비용이 전체 비용의 60-70%를 차지하는 현재 구조에서는 포집 효율 향상과 에너지 소비 절감이 가장 중요한 과제로 부각된다. 에너지 소비량을 현재 수준(2.5GJ/tCO_2)에서 (20% 정도) 저감할 경우 전체 운영비의 상당한 절감이 가능한 것으로 예상된다.

수송 부문에서는 파이프라인 수송이 가장 경제적인 것으로 알려져 있으며, 이는 일정 규모 이상의 수송량이 확보되어야 한다. 연간 일정 규모 이상 수송량에서는 파이프라인이 유리하지만, 그 이하의 수송량에서는 선박이나 육상 수송이 더 경제적일 수 있다. 따라서 초기에는 트럭 기반의 육상 수송으로 시작하여 점진적으로 파이프라인으로 전환하는 전략이 유효할 것으로 판단된다[25,26].

4-2-3. CCUS 클러스터 구축 방안

효율적인 CCUS 도입을 위해서는 클러스터 형태의 접근이 필수적이다. 우리나라의 경우 서해안과 동남권을 중심으로 두 개의 대규모 클러스터 구축이 가능할 것으로 예상된다. 서해안 클러스터의 경우 석탄화력발전소와 제철소를 중심으로 연간 500만톤 이상의 포집 잠재량이 있으며, 동남권 클러스터는 철강, 시멘트, 석유화학 산업을 중심으로 300만톤 이상의 포집 잠재량이 있는 것으로 예상된다.

클러스터 구축 시 고려해야 할 주요 요소는 다음과 같다. 첫째, CO_2 포집원과 처리원 간의 지리적 근접성이다. 둘째, 공유 인프라 구축을 통한 비용 절감 가능성이다. 셋째, 지역 산업 생태계와의 연계성이다. 클러스터 구축을 통해 개별 접근 대비 상당한 비용 절감이 가능한 것으로 예측된다.

4-2-4. 국제 협력 추진 방안

CCUS 기술의 효과적인 도입을 위해서는 국제 협력이 필수적이

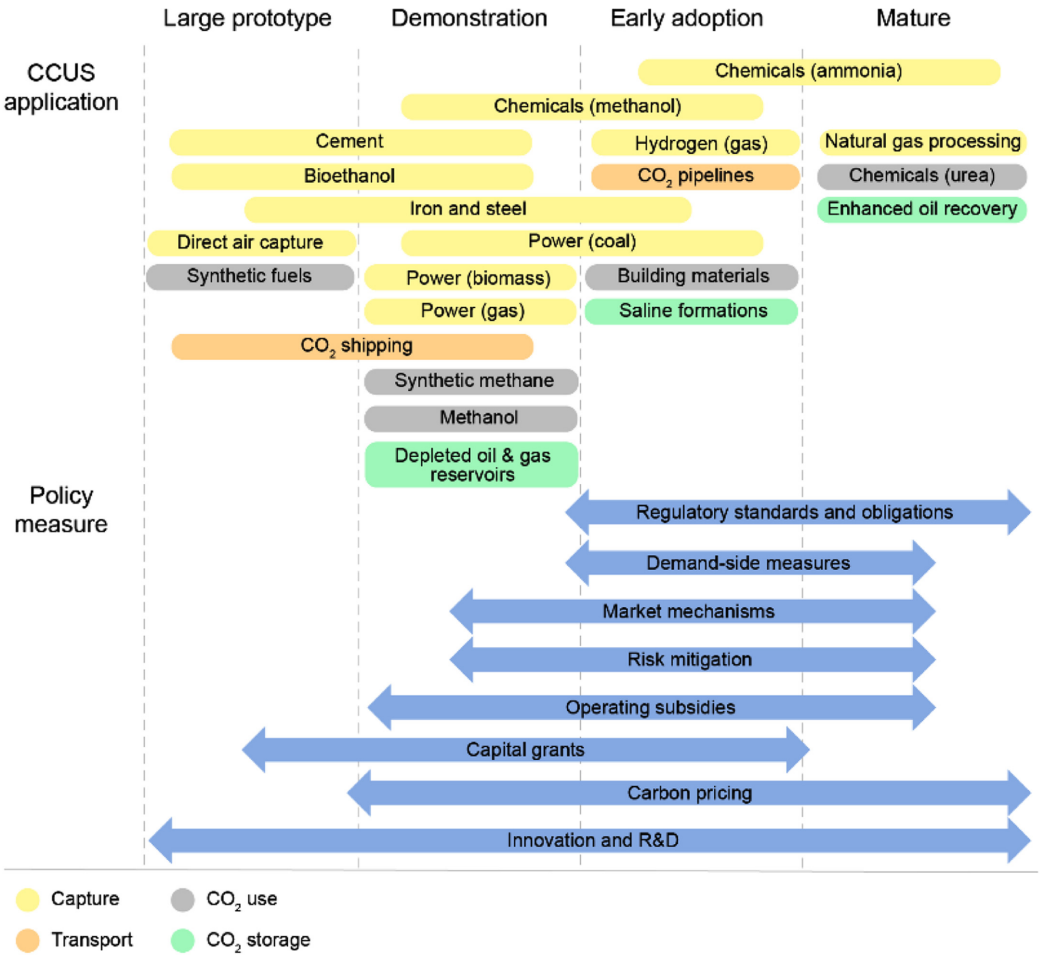

Fig. 15. CCUS policy measures along the R&D phase (copied from: Energy Technology Perspective, IEA (2020)).

다. 특히 CO_2 저장 용량이 제한적인 우리나라의 경우, 해외 저장소 활용을 위한 국제 협력이 매우 중요하다. 본 연구에서는 동남아시아 지역의 저장소들과 연계하는 방안을 예시로 데이터베이스에 적용하였으며, 이를 위한 해상 수송 네트워크 구축 비용도 절감할 수 있다.

국제 협력은 크게 세 가지 측면에서 접근이 필요하다. 첫째, 국제 기술 교류를 통해 비용 절감과 효율 향상을 도모할 수 있다. 둘째는 인프라 협력으로서, 특히 해상 수송과 저장 인프라의 공동 활용을 위한 협력이 중요하다. 셋째, 제도적 협력으로 국가간 CO_2 거래와 관련된 제도적 기반 구축이 필요하다. 특히, 다양한 배출원에서 배출된 CO_2의 성분 특성에 대한 규정을 수립하여 하나의 저장소에 다양한 배출원의 CO_2를 저장할 수 있는 기반의 구축도 필요하다.

4-2-5. 재원 조달 방안

CCUS 사업의 원활한 추진을 위해서는 적절한 재원 조달 방안이 마련되어야 한다. 다음과 같은 재원 조달 방안들의 실현 가능성 검토가 필요하다.

첫째, 초기 시장 창출을 위해서는 정부의 직접적인 재정 지원이 필수적이다. 특히 실증 사업 단계에서는 정부 지원을 통한 인프라 구축이 필요하다. 둘째, 민간 투자로서 장기적으로는 민간 자본의 참여가 확대되어야 하며, 이를 위한 수익성 확보가 중요하다. 셋째, 녹색금융으로서 ESG 투자 확대 추세에 맞추어 녹색채권이나 녹색대출 등을 활용할 수 있다. 이를 위해서는 정부 정책의 일관성 및 제도의 구비가 필요하다.

4-3. 정책적 시사점

이 연구의 분석 결과는 CCUS 도입 초기에는 대규모 배출원을 중심으로 한 클러스터 구축이 효과적임을 시사한다. 석탄화력발전소, 철강, 시멘트 등 대규모 배출원이 집중된 지역을 중심으로 포집-수송-저장/활용 인프라를 구축함으로써, 규모의 경제를 통한 비용 저감이 가능할 것으로 예상된다. 특히, 정부 차원의 CO_2 수송 배관 인프라 구축, 국경통과 해외저장 CCS를 위한 항만 등 CCUS 허브-클러스터 형태로 운영할 수 있는 정책, 제도와 지원이 필요할 것으로 판단된다.

4-4. 연구의 한계 및 향후 과제

이 연구는 다음과 같은 한계점을 가지고 있으며, 이는 후속 연구를 통해 보완되어야 할 것이다. 첫째, 타 부문과의 연계성 분석이 제한적이었다. CCUS 기술 적용 시 다양한 물질과 에너지가 사용됨에 따라, 실질적인 저감량은 투입량과 CO_2 차이를 보일 수 있다. 따라서 각 부문간(전환, 산업, 수송 등) 연계 해석과 감축량 평가가 추가로 필요하다. Fig. 16은 이러한 상황을 예시로 보여준다. 전환 부문

Table 1. Selected CCUS technologies integrating steam/water, electricity, hydrogen, and CO_2 across sectors

Classification	Sector/CCU category	CCUS Product/Process	Capture necessity	Main reaction	Utility					Remark
					Steam/ Water	Electricity	Ammonia	Methane	Hydrogen	
Capture	Power or Industry	CO_2 capture	√		√	√				Capture for subsequent processes (utilization or storage)
Storage	Domestic or Oversea	Geological storage	√			√				
Utilization	Chemical conversion	Syngas	√	$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$	√	√		√		Steam-methane reforming
		Syngas	√	$CH_4 + CO_2 \rightarrow 2CO + 2H_2$	√	√		√		Dry reforming of methane
		Methanol	√	$CO_2 + 3H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O$	√	√			√	
		Naphtha	√	$nCO_2 + (3n+1)H_2 \rightarrow C_nH_{2n+2} + 2nH_2O$	√	√			√	Mixture of hydrocarbons
		Formic acid	√	$CO_2 + H_2 \rightarrow HCOOH$	√	√			√	
		Dimethyl carbonate	√	$2CH_3OH + CO_2 \rightarrow OC(CH_3O)_2 + H_2O$	√	√				Methanol needed
		Olefin	√	$nCO_2 + 3nH_2 \rightarrow C_nH_{2n} + 2nH_2O$	√	√			√	
		CO		$CO_2 + C \rightarrow 2CO$	√	√				Reverse Boudouard reaction, waste carbon needed
	Biological conversion	Animal feed		$H_2O + CO_2 \rightarrow biomass + O_2$	√	√				
		Fuel		$H_2O + CO_2 \rightarrow biomass + O_2$	√	√				
		Cartenoid		$H_2O + CO_2 \rightarrow biomass + O_2$	√	√				
		Bio-plastics		$H_2O + CO_2 \rightarrow biomass + O_2$	√	√				
	Mineralization	Cement/Concrete curing	√	$Ca(OH)_2 + CO_2 \rightarrow CaCO_3 + H_2O$	√	√				Capture required for economic feasibility
		Concrete products		$Ca(OH)_2 + CO_2 \rightarrow CaCO_3 + H_2O$	√	√				Alkine wastes can be used
		Building materials		$Ca(OH)_2 + CO_2 \rightarrow CaCO_3 + H_2O$	√	√				Alkine wastes can be used
		Precipitated calcium carbonate(PCC)		$CaSO_4 + 2NH_3 + CO_2 + H_2O \rightarrow CaCO_3 + (NH_4)_2SO_4$	√	√	√			Waste gypsum with ammonia and water to produce PCC

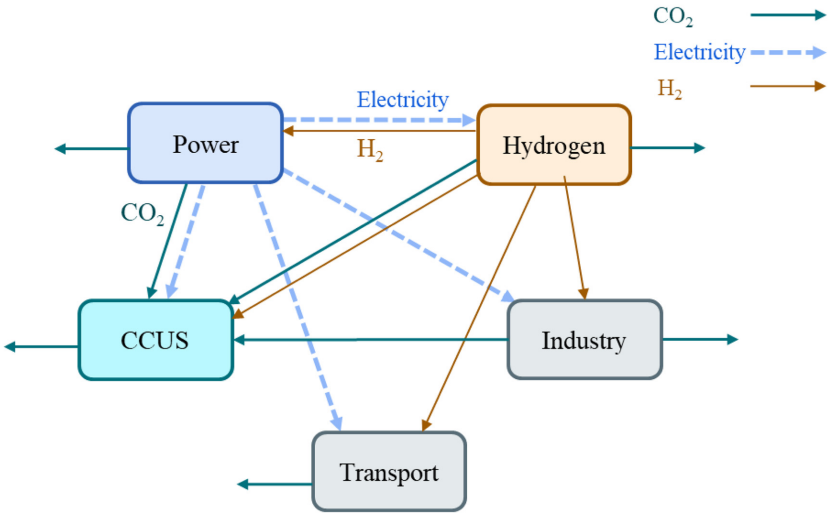

Fig. 16. Concept of crossing the entities of electricity, hydrogen and CO_2 among sectors.

을 중심으로 간략하게 설명하면, 전환 부문에서는 전기를 생산해서 산업 등 타 부문으로 공급하며, 이때 CO_2가 배출되는데, CO_2 배출량의 일부분은 CCUS 부문에서 처리하게 된다. 또한, 전환 부문에서는 무탄소연료에 의한 발전도 계획되어 있으며, 이에 따라 수소 부문에서 수소 등 무탄소연료를 공급받게 된다. 또한 CCU를 위한 핵심 원료인 수소의 공급과 이의 활용, 포집을 위한 에너지 공급 등 각 부문간의 긴밀한 협력이 필요할 것으로 생각된다.

이를 보완하기 위해 에너지시스템 통합모델(Energy System Integrated Modeling) 접근법을 도입하여 부문 간 에너지 및 물질 흐름을 동적으로 연계 분석하고, LCA(Life Cycle Assessment) 기반의 교차부문(cross-sectoral) 분석을 통해 각 부문의 간접적 감축효과 및 상호영향을 정량적으로 평가하는 것이 필요하다. 이러한 통합적 접근은 CCUS 기술 도입이 전체 에너지 시스템에 미치는 순저감 효과를 보다 정교하게 반영할 것으로 기대할 수 있다. 다만, 현실적으로 국가 시스템 경계 내에서 부문간의 물질과 에너지 흐름을 완벽하게 수치화하는 것을 불가능하며, LCA 수행에 필요한 데이터를 수득하기 어려운 점이 존재할 것이므로 단순화한 모델을 통해 개념을 정립하고, 내부의 물질/에너지 흐름에 대해 정의하고 데이터 수집이 용이한 사업장 등의 시스템 경계 내에서 이를 적용하는 방안 정도가 가능할 것으로 판단된다.

보다 엄밀하게는 국가에너지통계 종합정보시스템과 한국에너지기술연구원에서 검토한 바와 같이 국가 경계에서 에너지 흐름에 대한 영향을 반영할 수 있는 동적 모사가 필요할 것으로 판단된다[27].

둘째, 기술발전의 불확실성을 충분히 반영하지 못했다. 현재 개발중인 혁신 기술들의 상용화 시기와 성능 개선 효과를 정확히 예측하기 어려우므로, 이에 대한 보다 정교한 시나리오 분석이 필요하다.

셋째, 사회적 수용성과 환경영향 분석이 미흡하였다. CO_2 저장소 확보나 수송 인프라 구축 과정에서 발생할 수 있는 사회적 갈등과 환경영향에 대한 종합적인 분석이 추가되어야 할 것이다.

이 연구에서 개발된 감축경로 분석 방법론은 이러한 한계점들을 보완하면서, 향후 국가 온실가스 감축 전략 수립에 유용한 도구로 활용될 수 있을 것으로 기대된다. 특히 2030 NDC와 2050 탄소중립이라는 도전적인 목표 달성을 위한 구체적인 이행 전략 수립에 기여할 수 있을 것이다.

5. 결론 및 제언

이 연구에서는 국가 온실가스 감축목표 달성을 위한 CCUS 부문 감축경로를 체계적으로 분석할 수 있는 방법론을 개발하였다. 개별 CCUS 사업의 예상 이벤트들을 기반으로 하는 상향식 접근법을 통해, 보다 현실적이고 구체적인 감축경로 수립이 가능하다. 개발한 방법론의 적용 가능성을 검증하기 위하여 임의의 CCUS 이벤트 데이터베이스를 생성하고, 감축 경로를 정량화하였으며, 이를 시각화하여 사례 연구를 실시하였다. 이러한 상향식 분석결과를 다양한 감축경로에 대해 비교 검토하고, 하향식 방법으로 설정된 CCUS 감축목표와 비교하였다. 이러한 사례 연구로부터, 국가적 차원의 CO_2 포집-수송-저장/활용 단계의 정합성을 분석하고 계획 수립에 활용할 수 있음을 확인하였다.

특히, 방법론의 적용 결과, 2030년 NDC 목표인 1,120만톤 감축 달성을 위해서는 임의로 가정한 시나리오인 S_Strong1 수준 이상의 적극적인 CCUS 도입이 필요한 것으로 나타났다. 이는 단순히 개별 사업의 추진만으로는 달성이 어려우며, 체계적인 클러스터 구축과 정책적 지원이 수반되어야 함을 시사한다. 특히 포집, 수송, 저장 및 활용으로 이어지는 CCUS 가치사슬 전반에 걸친 통합적 접근이 필수적인 것으로 분석된다.

이 연구에서 CCUS 부분의 온실가스 감축경로 수립을 위한 구체적인 방법론과 활용방안을 제시하였으나, 몇가지 개선 필요 사항이 있다. CCUS 감축경로는 수소, 전환, 산업 등의 타 부문과 연계되어 분석되어야 하며, 기술 도입 시기와 성능 지표와 같은 제한 요인과 동시 분석이 필요하다.

감 사

이 연구는 환경부 온실가스종합정보센터의 지원(20230714E03-00)으로 수행되었으며, 이에 깊은 감사를 표한다.

References

1. Summary of the National Strategy for Carbon Neutrality and Green Growth and the First National Basic Plan, Joint Session

of Relevant Ministries, Korean Government(2023).
2. Rashid, R., "South Korea's Climate Law Violates Rights of Future Generations, Court Rules," The Guardian (2024). Accessed on Mar. 31, 2025.
3. Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the IPCC. Cambridge University Press. IPCC (2021).
4. Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector, International Energy Agency, Paris (2021).
5. Fuss, S., Lamb, W. F., Callaghan, M. W., Hilaire, J., Creutzig, F., Amann, T., Beringer, T., de Oliveira Garcia, W., Hartmann, J., Khanna, T., Luderer, G., Nemet, G. F., Rogelj, J., Smith, P., Vicente, J. L. V., Wilcox, J., del Mar Zamora Dominguez, M. and Minx, J. C., "Negative emissions - Part 2: Costs, potentials and side effects," *Environ. Res. Lett*., **13**(6), 063002 (2018).
6. Mac Dowell, N., Fennell, P. S., Shah, N. and Maitland, G. C., "The Role of CO_2 Capture and Utilization in Mitigating Climate Change," *Nat. Clim. Change*, **7**(4), 243-249(2017).
7. Yu, S., Horing, J., Liu, Q., Dahowski, R., Davidson, C., Edmonds, J., Liu, B., McJeon, H., McLeod, J., Patel, P. and Clarke, L., "CCUS in China's Mitigation Strategy: Insights from Integrated Assessment Modeling," *Int. J. Greenhouse Gas Control*, **84**, 204-218(2019).
8. Zheng, J., Duan, H., Zhou, S., Wang, S., Gao, J., Jiang, K. and Gao, S., "Limiting global warming to below 1.5°C from 2°C: An energy-system-based multi-model analysis for China," *Energy Econ.*, **100**, 105355(2021).
9. Muratori, M., Ledna, C., McJeon, H., Kyle, P., Patel, P., Kim, S. H., Wise, M., Kheshgi, H. S., Clarke, L. E. and Edmonds, J., "Cost of Power or Power of Cost: A U.S. Modeling Perspective," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **77**, 861-874(2017).
10. "Global Status of CCS 2023: The Time is Now," Melbourne, Global CCS Institute (2023).
11. Bui, M., Adjiman, C., Bardow, A., Anthony, E., Boston, A., Brown, S., Fennell, P., Fuss, S., Galindo, A., Hackett, L., Hallett, J., Herzog, H., Jackson, G., Kemper, J., Krevor, S., Maitland, G., Matuszewski, M., Metcalfe, I., Petit, C., Puxty, G., Reimer, J., Reiner, D., Rubin, E., Scott, S., Shah, N., Smit, B., Trusler, J., Webley, P., Wilcox, J. and Mac Dowell, N., "Carbon Capture and Storage (CCS): the Way Forward," *Energy Environ. Sci.*, **11**(5), 1062-1176(2018).
12. Carbon Negative Shot Initiative: Strategic Vision and Implementation Plan, U.S. Department of Energy, Washington, DC: DOE(2022).
13. A European Strategy for Carbon Capture and Storage, Clean Air Task Force(2022).
14. Overview of Japan's Green Growth Strategy Through Achieving Carbon Neutrality in 2050, Ministry of Economy, Trade, and Industry, Japan(2021).
15. House, K. Z., Harvey, C. F., Aziz, M. J. and Schrag, D. P., "The Energy Penalty of Post-combustion CO_2 Capture & Storage and Its Implications for Retrofitting the U.S. Installed Base," *Energy Environ. Sci.*, **2**(2), 193-205(2009).
16. National Petroleum Council, Meeting the Dual Challenge A Roadmap to At-Scale Deployment of Carbon Capture, Use, and Storage. Vol. III, Chapter 6. CO_2 Transport. Washington, DC: NPC(2019).
17. Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H. C., Loos, M. and Meyer, L. A., IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge: Cambridge University Press. (2005).
18. Yusuf, N., and Almomani, F., "Highly Effective Hydrogenation of CO_2 to Methanol over $Cu/ZnO/Al_2O_3$ Catalyst: A Process Economy & Environmental Aspects," *Fuel*, **332**, 126027(2023).
19. Rubin, E. S., Yeh, S., Antes, M., Berkenpas, M., Mingle, E., Toyoda, S. and Baker, E., "The Cost of CO_2 Capture and Storage," *Int. J. Greenhouse Gas Control*, **40**, 378-400(2015).
20. Jin, S. H., Bai, L., Kim, J. Y., Jeong, S. J. and Kim, K. S., "Analysis of GHG Emission Reduction in South Korea Using a CO_2 Transportation Network Optimization Model," *Energies*, **2017**, 10, 1027(2017).
21. International Energy Agency (IEA). CCUS in Clean Energy Transitions. Paris: IEA(2020).
22. European Commission. Innovation Fund – Supporting Clean Technologies. EU(2023).
23. UK Department for Energy Security and Net Zero. Business Models for Carbon Capture, Usage and Storage (CCUS) – Update. (2022).
24. International Energy Agency (IEA). Energy Technology Perspective 2020(2021). Accessed on Jun 10, 2025.
25. Smith, E., Morris, J., Kheshgi, H., Teletzke, G., Herzog, H. and Paltsev, S., "The Cost of CO_2 Transport and Storage in Global Integrated Assessment Modeling," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **109**, 103377(2021).
26. Roussanaly, S., Brunsvold, A. L. and Hognes, E. S., "Benchmarking of CO_2 Transport Technologies: Part II – Offshore Pipeline and Shipping to An Offshore Site. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **28**, 283-299(2014).
27. Korea Institute of Energy Research. KIER Technopolicy Platform (2023). Accessed on Jun 10, 2025.

Authors

Jongsoo Hwang: Senior Researcher, Hydrogen and Low-carbon R&D Lab, POSCO Holdings, Pohang 37673, Republic of Korea; jongsoo.hwang@posco-inc.com

Chi-Kyu Ahn: Senior Researcher, Hydrogen and Low-carbon R&D Lab, POSCO Holdings, Pohang 37673, Republic of Korea; finerain @posco-inc.com

Kunwoo Han: Research Fellow, Hydrogen and Low-carbon R&D Lab, POSCO Holdings, Pohang 37673, Republic of Korea; mdguru @posco-inc.com