Check for updates

Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 37, No. 5, 2026, pp. 460~472
DOI: https://doi.org/10.7316/JHNE.2026.37.5.460

JHNE
pISSN 1738-7264 • eISSN 2288-7407

한국의 청정수소 생산 전략에 따른 지질자원 분야의 역할과 대응 시사점

신재은†

한국지질자원연구원 미래전략연구센터

Role and Implications for the Geosciences and Mineral Resources Sector in Response to Korea's Clean Hydrogen Production Strategy

JAE EUN SHIN†

Future Geo-Strategy Research Center, Korea Institute of Geoscience and Mineral Resources, 124 Gwahak-ro, Yuseong-gu, Daejeon 34132, Korea

†Corresponding author : jeshin@kigam.re.kr

Received 14 August, 2026
Revised 25 August, 2026
Accepted 31 August, 2026

© The Korean Hydrogen and New Energy Society

This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution-Non-Commercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0, https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/), which permits non-commercial use, sharing, adaptation, distribution, and reproduction in any medium or format, provided the original work is properly cited.

Abstract >> Korea's clean hydrogen strategy implicitly relies on geological CO_2 storage for blue hydrogen, large-scale storage options for green hydrogen, and secure supplies of critical minerals for electrolysis. This review classifies the interfaces between the hydrogen value chain and the geosciences sector into three functional roles—Source, Reservoir, and Sink—and examines five domains: underground hydrogen storage, geological CO_2 storage, critical-mineral supply chains, water and geothermal resources for electrolysis, and natural hydrogen. Each domain is assessed semi-quantitatively using three axes: domestic response readiness, geological and resource suitability, and policy urgency. CO_2 geological storage has the highest policy urgency, but storage-site confirmation, capacity verification, and commercialization remain key challenges. Underground hydrogen storage has comparatively low domestic readiness and geological suitability, indicating the need for alternative storage pathways and early-stage demonstration. Critical-mineral security requires technology-specific supply-chain diversification and recycling, and it is worth evaluating potentially available resources in preparation for the long-term deployment of hydrogen, regarding water resources and natural hydrogen.

Key words : Clean hydrogen(청정수소), Underground hydrogen storage(지중 수소 저장), Geological CO_2 storage(CO_2 지중저장), Natural hydrogen(천연 수소), Geosciences(지질자원)

2026 The Korean Hydrogen and New Energy Society. All rights reserved.

1. 서 론

전 세계적인 탄소중립 목표의 이행 과정에서 수소는 재생에너지 전력만으로 탈탄소화하기 어려운 산업·수송·발전 부문의 핵심 에너지 매개체로 주목받고 있다[1-3]. 우리나라는 2019년 1월 「수소경제 활성화 로드맵」을 통해 수소차와 연료전지를 양대 축으로 하는 수소경제 육성 전략을 제시하였고, 2020년 2월 「수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률」(이하 수소법)을 세계 최초로 제정하였다. 이어 2021년 11월에는 수소법에 근거한 첫 법정계획인 「제1차 수소경제 이행 기본계획」이 수립되었다[4].

이 계획은 국내 수소 수요를 2030년 390만 톤, 2050년 2,790만 톤 규모로 전망하고, 국내 청정수소 생산량을 2030년 100만 톤(그린수소 25만 톤, 블루수소 75만 톤), 2050년 500만 톤(그린수소 300만 톤, 블루수소 200만 톤)까지 확대하는 것을 목표로 제시하였다. 이 가운데 해외 도입 물량은 2030년 196만 톤, 2050년 2,290만 톤으로, 수입 의존도가 2050년 82%에 이를 것으로 전망되어 해외 공급망 구축이 병행 과제로 제기된다[4,5]. 2022년 수소법 개정을 통해 청정수소 인증제와 청정수소발전 입찰시장(Clean Hydrogen Portfolio Standard, CHPS)의 법적 근거가 마련되면서, 국내 수소정책의 무게중심은 '수소의 활용'에서 '청정수소의 조달'로 이동하였다[6].

최근 정책 환경은 다시 한 번 구조적 변화를 겪고 있다. 2025년 10월 기후에너지환경부가 출범하면서 기존 산업통상부의 에너지 정책 기능이 이관되었고, 수소 정책은 동 부처 기후에너지정책실 산하에서 관장하게 되었다. 반면 자원개발 기능은 산업통상부에 존치되어, 수소 정책과 지하자원 정책의 소관 부처가 분리되는 결과를 낳았다. 2026년 2월에는 수소법 개정을 통해 수소에너지 관련 규정이 수소법으로 일원화되고 설비 인증 체계가 신설되었다. 한편 2024년 개설된 청정수소발전 입찰시장은 첫 입찰에서 공고 물량 대비 낙찰 물량이 크게 미달하였고, 이후 입찰 규모가 축소되면서 시장 위축에 대한 우려가 제기되고 있다. 차기 수소경제 이행 기본계획 수립을 앞둔 현 시점은, 기존 계획이 상정한 전제들을 점검할 적기라 할 수 있다.

최근 청정수소의 생산·조달 확대와 시장제도 정착이 동시에 진행되는 재정비 단계에 있다. 청정수소 인증제는 Well-to-Gate를 기준으로 수소 생산 과정의 온실가스 배출량을 평가하고, 1 kg의 수소 생산에 대한 온실가스 배출량이 4 $kgCO_2e$ 이하인 경우 청정수소로 인증하는 체계를 채택하였다. 또한 청정수소발전 입찰시장은 청정수소를 발전 연료로 사용하는 전력의 수요를 창출하는 정책수단으로 운영되고 있다. 이러한 제도 변화는 수소 생산량 자체뿐 아니라 저장소, 원료·자원 공급망 및 전과정 배출량 관리 등 공급체계의 선행조건을 함께 점검할 필요성을 높인다.

청정수소 공급 체계는 상당 부분 지하 환경(subsurface)에 의존한다. 블루수소는 개질 과정에서 발생하는 CO_2를 지중에 영구 격리하는 것을 전제로 하며, 대규모 그린수소 생산은 재생에너지의 간헐성을 흡수할 수 있는 대용량·장주기 저장 수단을 필요로 한다[7]. 수전해 설비의 확대는 백금족을 포함한 핵심광물의 안정적 확보 없이는 성립하지 않으며, 최근에는 지질학적 과정으로 생성된 천연수소가 새로운 1차 에너지원으로 국제적 주목을 받고 있다. 한편 국내 생산 여건의 한계로 상당 물량을 해외에서 도입하는 구조가 고착될 경우, 인증 기준의 정합성과 에너지 안보 측면의 우려가 함께 제기된다[5,6]. 요컨대 수소경제의 성패는 지상 설비의 성능뿐 아니라 그것을 떠받치는 지하 자원과 지하 공간의 가용성에 의해 좌우된다.

그럼에도 국내 수소 관련 연구는 촉매·전극 소재, 스택 성능, 연료전지 시스템, 충전 인프라 등 활용 및 소재 분야에 집중되어 왔으며, 지질자원 분야의 역할은 개별 주제별로 산발적으로 다루어졌을 뿐 수소 밸류체인 전반의 관점에서 통합적으로 검토된 바가 드물다. 특히 우리나라는 유럽 및 북미와 달리 지중 수소저장에 가장 널리 활용되는 암염돔이 사실상 부존하지 않고, 대규모 퇴적분지의 발달도 제한적이라는 지질학적 특수성을 지닌다. 해외에서 검증된 기술경로를 그대로 이식하기 어렵다는 의미이며, 이는 국

내 여건에 특화된 대응 전략의 수립을 요구한다.

본 논문의 목적은 다음 네 가지이다. 첫째, 국내 수소생산 전략이 전제하고 있는 지하 환경 관련 조건들을 명시적으로 식별한다. 둘째, 수소 밸류체인의 각 단계와 지질자원 분야의 접점을 체계적으로 매핑하는 분석틀을 제시한다. 셋째, 각 접점별 기술 성숙도와 국내 지질여건의 적합성을 비교 평가한다. 넷째, 이를 바탕으로 지질자원 분야가 우선적으로 대응해야 할 연구·정책 과제를 도출한다. 검토 대상은 지중 수소저장, CO_2 지중저장, 핵심광물 공급망, 수전해용 수자원 및 지열, 천연수소의 다섯 개 영역으로 한정한다.

본 연구는 세 유형의 자료를 종합하였다. 첫째, 정책 자료로서 수소경제위원회 및 소관 부처가 발표한 공식 계획·고시류를 대상으로 하였다. 둘째, 기술 문헌으로서 Web of Science, Scopus 및 KCI 데이터베이스에서 'underground hydrogen storage', 'geologic hydrogen', 'CO_2 storage Korea', '수소 지중저장' 등의 검색어를 조합하여 2020년부터 2026년까지 발표된 문헌을 수집하고, 검토를 통해 연구 목적과 직접 관련된 문헌을 선별하였다. 셋째, 해외 사례로서 국제에너지기구(International Energy Agency, IEA), 국제재생에너지기구(International Renewable Energy Agency, IRENA) 및 주요국 지질조사소의 보고서를 참고하였다. 수집된 자료는 3장에서 제시하는 분석틀에 따라 재분류하였다. 5장의 통합 평가는 문헌에 보고된 기술성숙도와 국내 지질조사 결과를 종합하여 판단한 반정량적 평가이다.

2. 국내 수소생산 전략의 현황과 함의

2.1 정책 전개 과정

우리나라 수소정책은 세 단계로 구분할 수 있다. 제1기(2019–2021)는 「수소경제 활성화 로드맵」에 기반한 활용 중심기로, 수소차와 발전용 연료전지의 보급 확대에 초점이 맞추어졌다. 제2기(2021–2025)는 「제1차 수소경제 이행 기본계획」과 2022년 수소법 개정으로 대표되는 청정수소 전환기이다. 이 시기에 청정수소의 법적 정의, 인증 기준, 발전 부문 의무사용의 근거가 마련되었다. 제3기(2025–)는 부처 개편과 시장 조정이 동시에 진행되는 재정비기로 규정할 수 있다.

주목할 점은 각 단계의 전환이 모두 수소의 '조달' 방식을 둘러싸고 이루어졌다는 것이다. 활용 기술의 경쟁력이 상대적으로 확보된 반면, 청정수소를 어디에서 어떤 방식으로 확보할 것인가라는 질문은 여전히 미결 상태에 있으며, 이를 뒷받침할 거버넌스와 제도 정비의 필요성이 지속적으로 제기되어 왔다[8].

2.2 청정수소 인증제와 CHPS의 함의

청정수소 인증제는 수소 생산의 전주기 온실가스 배출량을 기준으로 청정수소 여부를 판정한다. 인증제의 세부 설계는 국제 표준과의 정합성, 검증·인증기관의 역량, 등급 구분 체계 등을 요건으로 하며, 국내 청정수소 인증제는 2024년 시행되었으며, 청정수소 판매·사용 의무화는 2027년부터 도입될 예정이라는 점에서 인증제 시행과 시장수요 확대의 시점을 구분할 필요가 있다[6,9]. 이 제도 설계는 지질자원 분야에 두 가지 직접적 함의를 갖는다.

배출량 산정범위는 Well-to-Gate, 즉 원료채굴에서 수소생산까지를 기본으로 하며, 수소 1 kg당 온실가스 배출량이 4 $kgCO_2e$ 이하인 경우 청정수소로 인증한다. 배출량 수준에 따라 4개 등급으로 구분하여 단계적인 온실가스 감축을 유도한다[9]. 이러한 인증체계는 지질자원 분야와 직접적인 연관성을 갖는다. 특히 블루수소의 경우 천연가스 개질 과정에서 발생하는 CO_2의 포집뿐 아니라 포집된 CO_2를 안정적으로 저장할 수 있는 저장소의 확보가 필요하다. 따라서 저장소의 규모·주입성·밀폐성 및 모니터링 가능성은 블루수소의 환경성을 뒷받침하는 핵심 조건이다. 또한 Well-to-Gate 산정범위에는 원료 및 에너지 공급 과정의 배출량이 포함되므로, 향후 배출량 산정과 공급망 관리가 정교화될수록 천연가스 공급망 및 수전해 설비에 투입되는 광물·소재의 생산과정도 청

정수소의 환경성 평가와 연계될 수 있다. CHPS는 청정수소를 발전 연료로 사용하는 전력을 경쟁입찰 방식으로 조달하는 수요 측 정책수단으로서, 청정수소 생산 및 저장 인프라에 대한 시장 신호를 제공한다[10]. 따라서 인증제와 CHPS는 각각 공급 측의 환경성 검증과 수요 측 시장창출이라는 기능을 수행하며, 저장·생산 인프라 구축 일정과의 정합성을 확보할 필요가 있다.

둘째, 배출량 산정 범위가 원료 채굴 단계까지 확장될 경우, 개질용 천연가스의 조달 경로와 수전해 설비에 투입된 광물의 채굴·제련 과정에서 발생한 배출량이 산정 대상에 포함될 여지가 생긴다. 이는 핵심광물 공급망의 탄소집약도가 청정수소 인증의 간접적 변수로 작용할 가능성을 시사한다.

CHPS는 청정수소 기반 발전 전력을 경쟁입찰로 조달하는 제도로서 수요 측 견인 장치에 해당한다. 그러나 2024년 첫 입찰에서 공고 물량 대비 낙찰 물량이 크게 미달하였고, 선정 사업이 이후 취소되었으며, 2026년 공고에서는 물량이 축소되었다. 이러한 시장 신호의 약화는 대규모 저장·주입 인프라에 대한 민간 투자 유인을 감소시키며, 결과적으로 지질자원 분야의 사업화 경로를 좁히는 방향으로 작용한다.

2.3 생산방식별 목표와 내재된 전제

Table 1은 「제1차 수소경제 이행 기본계획」의 주요 정량 목표와, 각 목표가 성립하기 위해 충족되어야 하는 지하 환경 조건을 대응시킨 것이다. 이 표가 보여주는 핵심은, 정책이 명시적으로 관리하는 대상(생산량, 설비 용량)과 그 달성에 필수적이나 명시적으로 관리되지 않는 대상(저장소, 저장 용량, 원료 공급망) 사이에 체계적 간극이 존재한다는 점이다.

3. 수소 밸류체인-지질자원 접점 분석틀

3.1 분석틀의 설정 근거

수소경제에 관한 기존 논의는 대체로 지상 설비(surface facility)를 단위로 밸류체인을 구성한다. 생산 설비(개질기, 수전해 스택), 이송 수단(배관, 운반선), 활용 설비(연료전지, 터빈)가 그것이다. 이러한 구성은 산업 정책의 대상을 명확히 한다는 장점이 있으나, 각 설비가 작동하기 위해 필요한 지하 환경의 조건을 외생 변수로 취급한다는 한계를 지닌다.

본 연구는 수소 밸류체인을 지상 층위와 지하 층위로 분리하고, 정책이 명시적으로 목표를 부여한 항목과 그 달성을 위해 암묵적으로 전제하고 있는 항목을 구분한다. 이 구분을 통해 "정책이 무엇을 가정하고 있는가"라는 질문을 명시적으로 제기할 수 있으며, 이는 4장 각론의 서술 순서와 5장 평가의 축을 결정한다.

3.2 지질자원의 세 가지 기능적 역할

수소 밸류체인에서 지하 환경이 수행하는 역할은 세 유형으로 유형화할 수 있다.

Table 1. Policy targets and their implicit subsurface premises[4]

Policy Target	Target year	Implicit subsurface premise	Verification status
Blue H_2 750 kt/yr	2030	Commercial CO_2 storage of several Mt/yr in operation	Prospect stage; demonstration underway
Green H_2 250 kt/yr	2030	Buffer storage for RE intermittency	Not assessed
Green H_2 3,000 kt/yr	2050	Large-scale seasonal subsurface storage	Medium undetermined
Large-scale electrolyzer deployment	2030~	Stable supply of PGMs and rare metals	Fully import-dependent
Meeting clean-H_2 certification	2024~	Life-cycle emission data across supply chain	Partial

(A) 공급원(Source) 수소 생산에 투입되는 물질과 에너지를 지하로부터 조달하는 역할이다. 수전해 촉매 및 전극에 사용되는 백금족 원소, 수소저장합금의 희토류·타이타늄계 원료, 개질용 천연가스, 수전해 공급수, 고온수전해에 활용 가능한 지열이 여기에 속한다. 최근 국제적으로 주목받는 천연수소는 지하가 수소의 '가공 대상'이 아니라 '1차 공급원' 자체가 되는 사례로서, 이 유형의 외연을 확장한다.

(B) 저장용기(Reservoir) 생산된 수소를 대용량·장주기로 격납하는 역할이다. 재생에너지 기반 그린수소 생산은 계절 단위의 수급 불일치를 수반하므로, 지상 탱크로는 충당하기 어려운 규모의 완충 용량이 요구된다. 암염공동, 대수층, 고갈 유가스전, 라이닝 암반공동이 후보 매체이다.

(C) 처분장(Sink) 블루수소 생산 과정에서 발생한 CO_2를 영구 격리하는 역할이다. 청정수소 인증 기준이 전주기 온실가스 배출량으로 정의되는 이상, 저장소의 확보 여부는 블루수소의 '청정수소' 자격 자체를 좌우한다.

이 세 역할은 각각 수소경제의 투입(input), 완충(buffer), 배출(output) 측면에 대응하며, 어느 하나라도 결여될 경우 밸류체인 전체가 성립하지 않는다는 점에서 상호 보완적이다.

3.3 접점 매핑 결과

Fig. 1은 위 세 유형을 수소 밸류체인 상에 중첩한 개념도이다. 상단에 생산–저장–이송–활용의 지상 밸류체인을 배치하고, 하단에 공급원·저장용기·처분장의 지하 층위를 배치한 뒤, 양자를 연결하는 화살표로 의존 관계를 표시한다. 화살표의 굵기는 의존 강도를, 점선은 현재 국내에서 미확보된 연결을 나타낸다. 점선으로 표시되는 연결의 수와 위치가 곧 지질자원 분야가 대응해야 할 과제의 지형을 보여준다.

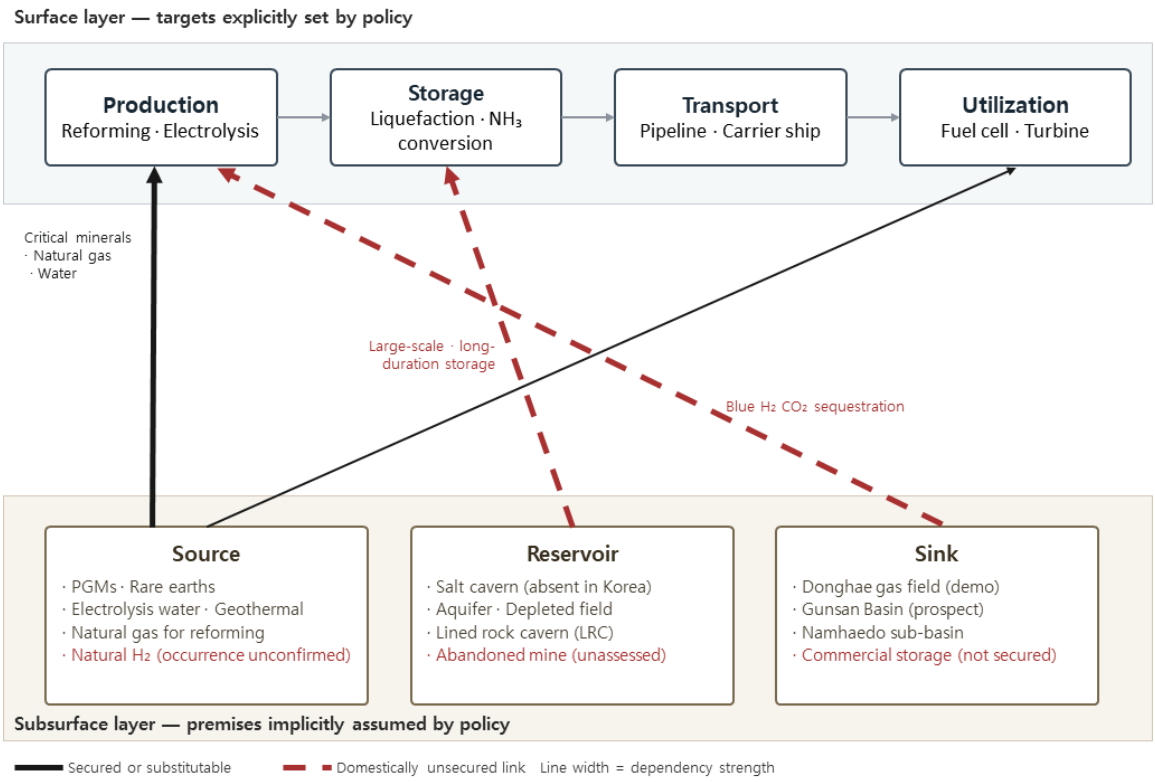


Fig. 1. Interfaces between the hydrogen value chain and geo-resources

3.4 분석틀의 적용 범위와 한계

본 분석틀은 지하 환경과 수소 밸류체인의 물리적 의존 관계에 초점을 맞추므로, 경제성·수용성 등 비물리적 제약은 5장에서 별도로 다룬다. 또한 동일한 퇴적층이 CO_2 저장소와 수소 저장소의 후보로 동시에 검토되는 상황 등 세 역할 간의 경합 가능성은 본 분석틀이 직접 다루지 않으나, 국토 면적이 제한된 우리나라에서는 실질적 쟁점이 될 수 있어 6장에서 다시 언급할 예정이다.

4. 분야별 기술 현황과 국내 여건 분석

4.1 지중 수소저장

4.1.1 저장 매체별 특성

지중 수소저장의 후보 매체는 암염공동(salt cavern), 대수층(aquifer), 고갈 유가스전(depleted reservoir), 암반공동(hard-rock cavern)으로 대별된다. 암염공동은 암염의 낮은 투과도와 자기치유(self-healing) 특성, 그리고 수소에 대한 화학적 비반응성으로 인해 가장 유리한 매체로 평가되며, 실제로 영국과 미국의 상업적 수소 저장 시설이 이 방식을 채택하고 있다[11,12]. 대수층과 고갈 유가스전은 대용량 확보에 유리하나, 공극수 및 잔류 탄화수소와의 상호작용, 쿠션 가스 요구량, 미생물 반응에 의한 손실이 문제가 된다[13,14].

4.1.2 국내외 지질 여건

우리나라는 두 가지 근본적 제약을 지닌다. 첫째, 상업적 규모의 암염층이 부존하지 않는다. 둘째, 국토의 상당 부분이 화강암류 및 변성암류로 구성된 결정질 암반이며, 퇴적분지는 포항·울산 일대의 제3기 분지와 서해·남해 대륙붕에 제한적으로 분포한다. 따라서 해외에서 표준으로 통용되는 암염공동 방식은 국내에 직접 적용할 수 없다.

이러한 제약의 이면에는 기회 요인도 존재한다. 결정질 암반은 역학적 강도가 높아, 인공적으로 굴착한 공동에 기밀 라이닝을 설치하는 라이닝 암반공동(Lined Rock Cavern, LRC) 방식의 적용에 유리하다. 국내에서는 압축공기 저장(Compressed-air Energy Storage, CAES) 및 액화천연가스 지하저장 분야에서 암반공동 활용 연구가 축적되어 왔으며, 강원도 정선 지역에서 저심도 압축공기 지하저장 파일럿 플랜트가 구축·실증된 바 있다. 최근에는 저심도 지중 수소저장 시설의 누출 거동, 가스 폭발 진동, 액화수소 지하저장 시스템의 근계 암반 온도 분포에 관한 수치해석 연구가 국내 학계에서 발표되고 있다[15-17].

국외 사례는 Table 2와 같다. 주요 지중 수소저장소는 영국, 미국, 프랑스, 오스트리아에 있으며, 영국와 미국은 상업용 저장소로 사용하고 있다.

4.1.3 병목 및 과제

국내 UHS의 병목은 기술 자체보다 매체의 부재에 있다. LRC 방식은 단위 부피당 건설비가 암염공동에 비해 현저히 높아, 계절 단위 대용량 저장에 적용할 경우 경제성 확보가 어렵다. 따라서 (1) 저장 규모를 어느 수준으로 설정할 것인가, (2) 지상 액화수소 저장 및 암모니아 전환과 비교하여 지중저장이 우위를 갖는 조건은 무엇인가에 대한 선행 검토가 필요하다.

Table 2. Major underground hydrogen storage demonstration/commercial cases[18-20]

Case	Country	Medium	Working H_2 capacity	Status
Teesside	UK	Salt cavern	≈760 t H_2	Operating
Clemens Dome	USA	Salt cavern	≈2,560 t H_2	Operating
HyPSTER	France	Salt cavern	44 t H_2	Demonstration
Underground Sun Storage	Austria	Depleted gas field	≈45 t H_2 (≈500,000 m^3 reported)	Demonstration completed

4.2 블루수소 연계 CO_2 지중저장

국가 R&D 연구에서는 서해·남해 대륙붕의 CO_2 지중저장 후보지에 대한 잠재성 평가가 수행되어 왔으며, 일부 연구에서는 서해 군산분지 및 남해 대륙붕 퇴적분지에 대해 수십억 톤 규모의 잠재 저장용량을 제시한 바 있다. 다만 이러한 값은 평가 단계와 가정에 따라 크게 달라질 수 있는 잠재적 저장용량으로, 시추를 통해 확인된 주입가능 저장용량이나 경제성을 반영한 상업적 저장용량과 구분할 필요가 있다. 따라서 본 연구에서는 특정 잠재용량 수치를 국내에서 즉시 활용 가능한 저장용량으로 간주하지 않고, 저장소의 단계별 검증과 조기 확정을 핵심 과제로 본다[21-23].

가장 진척된 사업은 생산이 종료된 동해가스전을 CO_2 저장소로 전환하는 실증 사업이다. 고갈 가스전은 생산 이력을 통해 저류층과 밀폐계의 특성을 비교적 잘 파악할 수 있고 기존 생산 인프라의 일부를 활용할 수 있다는 장점이 있다. 서해 및 남해의 후보 구조는 추가적인 물리탐사와 시추를 통한 저장소 특성 검증이 필요하다.

문제는 시간 축이다. 2030년 블루수소 75만 톤 생산이라는 목표는 그 시점에 상업 규모의 CO_2 주입이 이루어지고 있음을 전제한다. 그러나 저장소 확보 절차는 퇴적분지 규모 파악, 잠재저장소 선별, 유망구조 확보, 사업 부지 지정의 단계를 거치며, 각 단계마다 물리탐사와 시추가 요구된다. 현재의 진척도와 전형적인 소요 기간을 고려할 때, 2030년까지 목표 물량에 대응하는 저장 용량이 상업 가동에 도달하리라는 보장은 없다.

이는 단순한 일정 지연의 문제가 아니다. 청정수소 인증 기준이 배출량 실적을 요구하는 이상, 저장소가 미확보된 상태에서 생산된 수소는 청정수소로 인증받을 수 없으며, 따라서 CHPS 시장에도 진입할 수 없다. 저장소 확보 일정과 인증·시장 제도의 일정을 정합화하는 작업이 시급하다.

국경 통과 CCS, 즉 국내에서 포집한 CO_2를 해외 저장소로 수송하여 저장하는 방식이 대안으로 논의되고 있다. 그러나 수송 비용 부담과 당사국 간 협정 체결의 필요성이 제약으로 작용한다. 국내 저장소 확보는 대체 불가능한 과제로 남는다[24].

4.3 수전해 · 연료전지용 핵심광물 공급망

4.3.1 수요 전망

수전해 방식별로 요구되는 소재가 상이하다. 알칼라인 수전해는 니켈계 전극을 사용하여 귀금속 의존도가 낮은 반면, 고분자전해질(Polymer Electrolyte Membrane, PEM) 수전해는 산소 발생 전극에 이리듐, 수소 발생 전극에 백금을 사용한다. 이리듐은 백금족 중에서도 연간 생산량이 극히 적고 특정 국가에 편중되어 있어, PEM 수전해의 대규모 보급 시 공급 제약이 발생할 가능성이 지적되어 왔다[25]. 고체산화물 수전해(Solid Oxide Electrolysis, SOEC)는 귀금속 의존도가 낮으나 이트륨·지르코늄 등 세라믹 소재를 요구한다.

수소저장합금 및 연료전지 분야에서는 희토류계(La, Ce 등) 및 타이타늄계 합금이 사용되며, 이 역시 공급망이 특정 국가에 집중되어 있다.

4.3.2 국내 여건과 대응 방향

국내 핵심광물 부존은 극히 제한적이며, 백금족은 사실상 전량을 수입에 의존한다. 따라서 이 영역에서 지질자원 분야의 역할은 '국내 부존 확대'가 아니라 다음 세 방향으로 재정의되어야 한다.

첫째, 해외 자원 개발 참여를 통한 공급망 확보이다. 둘째, 폐수전해 스택·폐연료전지로부터의 귀금속 회수, 즉 재자원화(urban mining) 기술의 확보이다. 이는 원광 채굴 대비 탄소집약도가 낮아 청정수소 인증의 전주기 배출량 측면에서도 이점을 갖는다. 셋째, 광종별 수요 시나리오와 공급 리스크를 결합한 정량적 취약성 분석의 수행이다.

4.3.3 병목

현재 국내 수소 R&D는 촉매 성능 향상에 집중되어 있으나, 귀금속 사용량 저감(thrifting)과 대체 소

재 개발, 그리고 회수 공정의 경제성 확보는 상대적으로 과소 투자되어 있다. 이 영역은 지질자원·소재·자원순환 분야의 협업 없이는 해결되지 않는다.

4.4 수전해용 수자원 및 지열

4.4.1 수자원

수전해는 이론상 수소 1 kg당 약 9 kg의 물을 소비하나, 탈이온 공정의 손실을 포함하면 실제 소요량은 이를 상회한다. 2030년 국내 그린수소 25만 톤 생산을 가정하면 연간 수백만 톤 규모의 고순도 용수가 필요하며, 이는 국지적으로 무시할 수 없는 수요이다. 특히 재생에너지 자원이 우수한 지역과 수자원이 풍부한 지역이 일치하지 않을 경우 입지 제약이 발생한다.

지하수는 계절 변동이 작고 수질이 안정적이어서 보조 수원으로서의 가치가 있으나, 국내 지하수의 지역별 부존량과 수전해 수요를 결합한 평가는 수행된 바 없다. 해수담수화는 대안이 될 수 있으나 에너지 소비가 추가되어 전주기 배출량 산정에 영향을 미친다.

4.4.2 지열

고체산화물 수전해는 700–800°C 수준의 고온에서 작동하여 전력 소비를 절감할 수 있다. 국내 지열 자원은 대체로 저온형이어서 이 온도 영역에 직접 도달하기 어려우나, 예열 단계의 열원으로 활용하여 시스템 효율을 개선하는 방안은 검토 가치가 있다. 다만 국내에서 심부지열 개발은 유발지진 사례 이후 사회적 수용성이 크게 위축되어 있어, 기술적 타당성과 별개로 신중한 접근이 요구된다.

4.5 천연수소

4.5.1 생성 기작과 국제 동향

천연수소는 초염기성암의 사문암화(serpentinization) 반응, 방사성 원소에 의한 물의 방사분해(radiolysis), 심부 유체의 탈가스 등을 통해 지하에서 자연적으로 생성된다[26]. 서아프리카 말리의 부라케부구(Bourakébougou) 사례에서 고농도 수소 가스의 상업적 회수가 보고된 이후[27], 미국·프랑스·호주 등에서 국가 차원의 탐사 프로그램이 시작되었다. 수소를 제조하는 것이 아니라 채굴한다는 개념은, 성립할 경우 생산 단가 구조를 근본적으로 바꿀 잠재력을 지닌다.

4.5.2 국내 부존 가능성

우리나라의 천연수소 부존 가능성은 현재까지 평가된 바가 없다. 사문암화 반응의 모암이 되는 초염기성암체가 국내에 분포하나 그 규모가 제한적이고, 생성된 수소를 집적할 수 있는 트랩 구조의 존재 여부도 확인되지 않았다. 따라서 현 단계에서 상업적 부존을 기대하기는 어렵다.

그럼에도 기초 조사의 착수는 정당화된다. 이유는 세 가지다. 첫째, 탐사 자체의 비용이 상대적으로 낮다(토양 가스 조사, 기존 시추공 재분석). 둘째, 부존이 확인될 경우의 파급 효과가 매우 크다. 셋째, 부존이 부정되더라도 그 결과는 국가 수소 전략에서 천연수소 옵션을 배제하는 근거로서 정책적 가치를 갖는다. 요컨대 이는 기대값이 아니라 옵션 가치의 관점에서 접근해야 할 사안이다.

5. 통합 평가 및 제약 요인

5.1 평가 체계의 구성

본 평가는 정량적 실험결과가 아니라 정책자료, 기술문헌 및 국내 지질·자원 여건을 종합한 저자의 반정량적 판단이다. 따라서 점수는 절대적인 기술성숙도나 자원량을 의미하지 않으며, 다섯 영역의 상대적 우선순위를 파악하기 위한 분석도구로 활용하였다.

축 1 — 국내 대응 준비도(R, 1–5): 해당 분야의 국내 기술개발·실증·사업화 기반과 관련 인프라의 확보 수준을 종합하여 평가하였다. 1점은 기초자료 및 요소기술이 부족한 단계, 2점은 기초연구 또는 개념설계 단계, 3점은 국내 실증 또는 사업기획 단계,

Table 3. Scoring criteria for geological suitability (G)

Sub-criterion	Score 1	Score 3	Score 5
Level of resource/structure confirmation	Unconfirmed	Prospect identified	Verified by drilling
Capacity adequacy	< 10% of target	30-70% of target	Exceeds target
Accessibility/existing infrastructure	New build required	Partially reusable	Existing facilities reusable
Legal/institutional readiness	No enabling legislation	Law enacted, subordinate rules pending	Permitting procedures established

4점은 실증 또는 사업화 기반이 확보된 단계, 5점은 상용화 또는 운영단계로 정의하였다.

축 2 — 국내 지질·자원 적합성(G, 1–5): 자원 또는 지질구조의 확인 수준, 목표 수요를 충족할 수 있는 규모, 접근성 및 기존 인프라 활용 가능성, 법·제도 및 인허가 기반의 네 가지 하위 기준을 종합하여 평가하였다. 세부 점수 기준은 Table 3에 제시하였다.

축 3 — 정책 시급성(U, 1–5): 해당 요소가 결여될 경우 영향을 받는 정책목표의 규모와 목표시점까지의 잔여기간을 종합하여 평가하였다. 5점은 2030년 전후의 정책목표와 직접 연계되는 분야, 4점은 2030~2040년 정책목표에 중요한 분야, 3점은 중장기적으로 중요성이 증가할 가능성이 높은 분야, 2점은 장기적 정책 중요성이 예상되는 분야, 1점은 탐색적 성격이 강한 분야로 정의하였다.

5.2 평가 결과

Fig. 2는 다섯 개 대응영역을 국내 대응 준비도(R)와 국내 지질·자원 적합성(G)의 2차원 공간에 배치하고, 정책 시급성(U)을 버블 크기로 표현한 것이다. x축에 국내 대응 준비도(R), y축에 국내 지질·자원 적합성(G)을 두고, 각 영역을 정책 시급성(U)에 비례하는 크기의 원으로 표시한 버블 차트이다. 점수는 Table 4와 동일하게 적용하였다.

Fig. 2의 사분면은 다음과 같이 해석된다. 제1사분

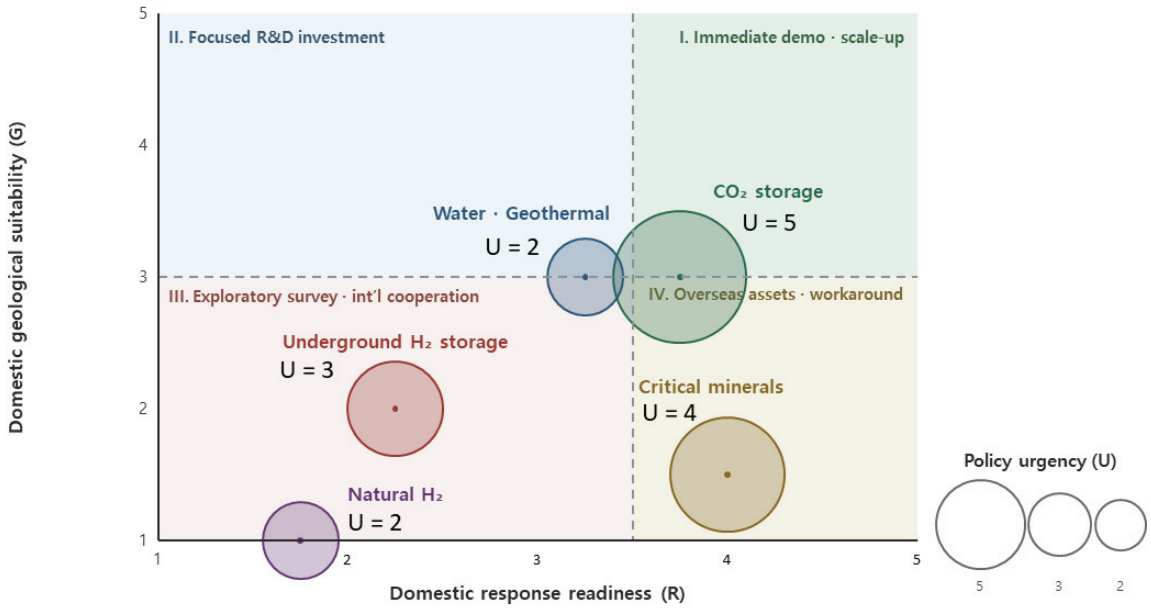


Fig. 2. Integrated assessment of geo-resource response domains

Table 4. Semi-quantitative evaluation and response strategy by domain

Domain	Domestic R	G	U	Response strategy
CO_2 geological storage	4	3	5	Early storage-site confirmation; align infrastructure and certification
Underground H_2 storage	2	2	3	Alternative-medium R&D; pilot-scale demonstration
Critical-mineral supply chain	4	2	4	Supply-chain diversification; thrifting and recycling
Electrolysis water/geothermal	3	3	2	Demand forecasting; regional resource assessment
Natural hydrogen	1	1	2	Basic geosurvey; preliminary occurrence assessment

면(높은 대응 준비도·높은 적합성)은 즉시 실증 및 확대 대상이며, 제2사분면(낮은 대응 준비도·높은 적합성)은 국가 R&D의 우선 배분 대상이다. 제3사분면(낮은 대응 준비도·낮은 적합성)은 탐색적 기초조사와 국제협력이 적절한 영역이며, 제4사분면(높은 대응 준비도·낮은 적합성)은 국내 적용의 지질적 제약을 고려하여 해외 공급망 확보나 재자원화 등 우회전략이 요구되는 영역이다.

5.3 결과의 해석: 시급성과 여건의 비대칭

이 그림에서 드러나는 핵심 구조는 시급성과 여건의 비대칭이다. 정책 시급성이 가장 높은 CO_2 지중저장은 국내 여건이 중간 수준에 그친다. 반면 국내 여건이 가장 불리한 지중 수소저장은 현재 시급성이 중간 수준이나, 그린수소 생산목표가 2030년 25만 톤에서 2050년 300만 톤으로 확대되는 정책 경로를 고려하면 중장기적으로 저장수요와 기술개발의 중요성이 높아질 가능성이 있다. 따라서 특정 시점을 전제로 저장 병목을 단정하기보다, 저장수요가 본격화되기 전에 후보 매체의 평가와 실증을 선행하는 것이 중요하다.

즉 현재의 시급성 순위에 따라 연구 자원을 배분하면, 시급성이 낮다는 이유로 후순위에 놓인 지중 수소저장이 정작 필요한 시점에 준비되어 있지 않은 상황이 재현된다. 이는 CO_2 저장소의 목표가 2021년에 설정되었으나 저장소는 아직 확보되지 않은 것처럼 문제를 반복적으로 겪게 될 수 있다. 지질자원 분야의 대응은 이 시차를 선취하는 방향으로 설계되어야 하며, 이것이 본 총설의 핵심 제언이다.

5.4 공통 제약 요인

5.4.1 지질역학적 안정성

유체 주입은 공극압 증가를 통해 기존 단층의 활성화를 유발할 수 있다. 국내에서는 지열 발전 사업과 관련한 유발지진 사례 이후 지하 주입 사업 전반에 대한 사회적 경계가 형성되어 있어, 주입 압력 관리와 실시간 미소지진 모니터링 체계의 구축이 기술적 요건을 넘어 사업 성립 요건으로 작용한다.

5.4.2 지화학 · 미생물학적 손실

수소는 CO_2나 메탄과 달리 미생물의 전자공여체로 작용하여, 저장 과정에서 메탄생성균·황산염환원균 등에 의해 소모될 수 있다[14]. 회수율 저하뿐 아니라 황화수소 생성에 따른 시설 부식과 가스 품질 저하를 초래한다. 국내 후보 매체에 대한 지화학·미생물학적 특성 평가는 사실상 전무한 상태이다.

5.4.3 누출 및 모니터링

수소는 분자 크기가 작고 확산계수가 커 기존 CO_2 모니터링 기법을 그대로 적용하기 어렵다. 덮개암의

모세관 봉쇄 성능 평가 기준 역시 CO_2를 대상으로 정립되어 있어 재정립이 필요하다.

5.4.4 부지 확보와 사회적 수용성

국토 면적 대비 인구밀도가 높아 후보 부지가 주거·산업 지역과 근접할 가능성이 크다. 수소의 폭발성에 대한 대중적 인식은 CO_2와 비교하여 수용성 확보를 한층 어렵게 만드는 요인이다.

5.4.5 제도적 분절

2025년 부처 개편에 따라 수소 정책은 기후에너지환경부가, 자원개발은 산업통상부가 관장하게 되었다. 지중저장의 근거 법률과 수소법의 소관이 분리됨에 따라, 저장소 부지의 중복 지정 또는 인허가 공백이 발생할 소지가 있다. 이는 기술적 제약이 아니라 거버넌스의 문제이나, 사업 추진의 실질적 병목으로 작용할 수 있다.

6. 지질자원 분야의 대응 방향

6.1 단기(~2030년): 기초 자료 구축과 시점 정합화

첫째, CO_2 저장소의 상업 가동 일정과 청정수소 인증·CHPS 제도의 일정을 정합화해야 한다. 저장소 확보가 지연될 경우 블루수소 목표 물량과 인증 기준을 조정하는 조건부 계획(contingency plan)의 사전 수립이 필요하다.

둘째, 국내 퇴적분지·폐광산·암반공동의 수소 저장 잠재력에 대한 전국 단위 스크리닝을 착수해야 한다. 이는 대규모 예산을 요하지 않으며, 기존 지질조사 자료의 재해석으로 상당 부분 수행 가능하다.

셋째, 천연수소 부존 가능성에 대한 예비 조사를 개시한다. 초염기성암체 분포 지역의 토양 가스 조사와 기존 시추공 자료 재분석이 출발점이 될 수 있다.

넷째, 핵심광물 수요–공급 리스크의 정량 분석을 통해, 수전해 방식별 광종 취약성 지도를 작성한다.

6.2 중기(2030~2040년): 실증과 상용화 기반 확보

CO_2 저장은 동해가스전 실증의 성과를 서해·남해 유망구조로 확장하는 단계에 진입한다. 지중 수소 저장은 라이닝 암반공동 또는 소규모 대수층을 대상으로 한 파일럿 실증이 요구되며, 이 시기의 실증 결과가 2040년대 대용량 저장 인프라의 설계 근거가 된다. 재자원화 공정의 상용화도 이 시기의 과제이다.

6.3 장기(2040년~): 통합 지하 에너지시스템

CO_2 저장, 수소 저장, 지열 이용, 지하수 관리가 동일한 지하 공간을 두고 경합하게 된다. 개별 사업 단위의 인허가가 아니라 지하 공간의 용도를 통합적으로 배분하는 계획 체계, 즉 '지하 공간 이용 기본계획' 수준의 제도적 장치가 요구된다.

Table 5는 주체별 역할을 단기, 중기, 장기에 따라 나타낸 표이다.

Table 5. Proposed division of roles by actor

Actor	Short-term	Mid-term	Long-term
Government	Inter-ministerial coordination; contingency planning	Secure demonstration budget	Institutionalize subsurface-use planning
Research institutes	Potential screening; natural-H_2 preliminary survey	Pilot demonstration; monitoring technology	Integrated assessment model
Industry	Supply-chain risk assessment	Storage infrastructure investment	Commercial
Academia	Basic research on microbial/geochemical loss	Long-term integrity assessment methodology	Standardization

7. 결 론

본 논문은 우리나라의 청정수소 생산 전략이 요구하는 생산·저장·자원 확보 조건을 지질자원 관점에서 검토하고, 수소 밸류체인과 지질자원 분야의 접점을 Source–Reservoir–Sink의 세 가지 기능적 역할로 유형화하였다. 이를 기반으로 지중 수소저장, CO_2 지중저장, 핵심광물 공급망, 수전해용 수자원·지열, 천연수소의 다섯 분야를 검토한 결과 다음과 같은 결론을 도출하였다.

1) 수소 밸류체인에서 지질자원은 공급원(Source)·저장용기(Reservoir)·처분장(Sink)의 세 가지 기능적 역할을 수행하며, 이 중 어느 하나라도 결여될 경우 청정수소 공급 체계가 성립하지 않는다.
2) 「제1차 수소경제 이행 기본계획」의 정량 목표와 그 달성에 필요한 지하 환경 조건 사이에는 체계적 간극이 존재한다. 특히 2030년 블루수소 75만 톤 목표는 상업 규모 CO_2 저장소의 존재를 전제하나, 국내 저장소는 유망구조 평가 및 실증 단계에 머물러 있다.
3) 현재의 정책 시급성만을 기준으로 연구자원을 배분할 경우, 상대적으로 준비기간이 긴 지중 수소저장 분야의 기술·부지 준비가 늦어질 가능성이 있다. 따라서 특정 연도를 단정하기보다, 그린수소 생산 확대에 앞서 대용량·장주기 저장수단의 확보 가능성을 선제적으로 검토할 필요가 있다.
4) 국내에서는 상업 규모의 암염공동을 활용한 대규모 수소저장 경로의 적용에 제약이 있으므로, 해외의 저장방식을 그대로 이식하기보다 대수층·고갈 유가스전·라이닝 암반공동 등 국내 여건에 적용 가능한 대안 저장경로를 비교·평가하고 단계적으로 실증할 필요가 있다.
5) 청정수소 생산·저장과 지하자원·지하공간 이용은 서로 연계되어 있으므로, 관련 정책 및 인허가 체계 간의 정보공유와 공동기획을 강화할 필요가 있다.

지질자원 분야는 수소경제 논의에서 지원 부문으로 인식되어 왔으나, 본 연구의 분석은 그것이 전략의 성립 조건 자체임을 보여준다. 향후 수소경제 이행 기본계획의 수립 과정에서 지하 환경 조건에 대한 평가가 명시적으로 포함되어야 할 것이다.

후 기

본 논문은 한국지질자원연구원 기본연구사업(글로벌 대전환을 대비한 2030년 지질자원 기술/산업 정책 연구, 26-3134)의 지원을 받아 수행된 연구결과이다.

References

1. A. Kovač, M. Paranos, and D. Marciuš, “Hydrogen in energy transition: a review”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 46, No. 16, 2021, pp. 10016-10035, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.256.
2. S. Shiva Kumar and H. Lim, “An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production”, Energy Reports, Vol. 8, 2022, pp. 13793-13813, doi: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.127.
3. International Energy Agency, “The future of hydrogen: seizing today’s opportunities”, IEA, France, 2019, Retrieved from https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen.
4. Ministry of Trade, Industry and Energy, “The 1st hydrogen economy implementation basic plan”, 2021, Retrieved from https://www.motir.go.kr/kor/article/ATCLc01b2801b/67130/view.
5. H. J. Hwang, Y. Lee, N. Kwon, S. Kim, Y. Yoo, and H. Lee, “Economic feasibility analysis of an overseas green hydrogen supply chain”, Transactions of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 33, No. 6, 2022, pp. 616-622, doi: https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.6.616.
6. H. W. Rhee and J. H. Kim, “A study on implementation plan of clean hydrogen certification system”, Transactions of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 33, No. 4, 2022, pp. 301-308, doi: https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.4.301.
7. International Renewable Energy Agency, “Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: technology review of hydrogen carriers”, IRENA, Abu Dhabi, 2022, Retrieved from https://www.irena.org/publications/2022/Apr/Global-hydrogen-trade-Part-II.
8. D. W. Yim, “Governance leadership for hydrogen economy revitalization”, Transactions of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 31, No. 3, 2020, pp. 265-275, doi: https://doi.org/10.7316/KHNES.2020.31.3.265.
9. Ministry of Trade, Industry and Energy, “Notice on the operation of the clean hydrogen certification system”, 2024,

Retrieved from https://www.law.go.kr/%ED%96%89%EC%A0%95%EA%B7%9C%EC%B9%99/%EC%B2%AD%EC%A0%95%EC%88%98%EC%86%8C%20%EC%9D%B8%EC%A6%9D%EC%A0%9C%EB%8F%84%20%EC%9A%B4%EC%98%81%EC%97%90%20%EA%B4%80%ED%95%9C%20%EA%B3%A0%EC%8B%9C.

10. Ministry of Trade, Industry and Energy, "Notice on the calculation of annual purchase volume for the hydrogen power bidding market and Clean Hydrogen Portfolio Standard (CHPS) under the Hydrogen Act", Arts. 25-6 and 25-7, 2025, Retrieved from https://www.motir.go.kr/kor/article/ATCLf724eb567/212454/view.
11. R. Tarkowski, "Underground hydrogen storage: characteristics and prospects", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 105, 2019, pp. 86-94, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051.
12. D. Zivar, S. Kumar, and J. Foroozesh, "Underground hydrogen storage: a comprehensive review", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 46, No. 45, 2021, pp. 23436-23462, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.138.
13. N. Heinemann, J. Alcalde, J. M. Miocic, S. J. T. Hangx, J. Kallmeyer, C. Ostertag-Henning, A. Hassanpouryouzband, E. M. Thaysen, G. J. Strobel, C. Schmidt-Hattenberger, K. Edlmann, M. Wilkinson, M. Bentham, R. S. Haszeldine, R. Carbonell, and A. Rudloff, "Enabling large-scale hydrogen storage in porous media - the scientific challenges", Energy & Environmental Science, Vol. 14, No. 2, 2021, pp. 853-864, doi: https://doi.org/10.1039/D0EE03536J.
14. E. M. Thaysen, S. McMahon, G. J. Strobel, I. B. Butler, B. T. Ngwenya, N. Heinemann, M. Wilkinson, A. Hassanpouryouzband, C. I. McDermott, and K. Edlmann, "Estimating microbial growth and hydrogen consumption in hydrogen storage in porous media", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 151, 2021, pp. 111481, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111481.
15. G. H. Go, J. S. Jeon, Y. Kim, H. W. Kim, and H. J. Choi, "Prediction of hydrodynamic behavior of unsaturated ground due to hydrogen gas leakage in a low-depth underground hydrogen storage facility", Journal of the Korean Geotechnical Society, Vol. 38, No. 11, 2022, pp. 107-118, doi: https://doi.org/10.7843/kgs.2022.38.11.107.
16. G. H. Go, H. J. Woo, V. H. Cao, H. W. Kim, Y. Kim, and H. J. Choi, "Sensitivity analysis study of geotechnical factors for gas explosion vibration in shallow-depth underground hydrogen storage facility", Journal of the Korean Geotechnical Society, Vol. 40, No. 4, 2024, pp. 169-178, doi: https://doi.org/10.7843/kgs.2024.40.4.169.
17. M. J. Kim, G. H. Go, J. W. Lee, E. S. Park, Y. B. Jung, and M. Kim, "A numerical study on the long-term temperature distribution in near-field rock for underground liquid hydrogen storage systems", Journal of the Korean Geotechnical Society, Vol. 42, No. 1, 2026, pp. 105-114, doi: https://doi.org/10.7843/kgs.2026.42.1.105.
18. D. G. Caglayan, N. Weber, H. U. Heinrichs, J. Linßen, M. Robinius, P. A. Kukla, and D. Stolten, "Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 45, No. 11, 2020, pp. 6793-6805, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161.
19. HYPSTER Project, "Hydrogen pilot storage for large ecosystem replication", EU Horizon 2020 (Grant Agreement No. 101006751), project documentation, 2021, Retrieved from https://cordis.europa.eu/project/id/101006751?utm.
20. RAG Austria AG, "Underground Sun Storage 2030", Project Documentation, Vienna, Austria, 2021, Retrieved from https://www.uss-2030.at/fileadmin/Bibliothek/01_RAG_Austria_AG/07_Kontakt/Downloads/Broschueren/rag_uss2030_folder_100x210_engl_210809_web.pdf.
21. Y. J. Shin, "Evaluation of large-scale CO2 geological storage potential", Korea Institute of Geoscience and Mineral Resources, Daejeon, Korea, 2019, pp. 1-291, Retrieved from https://data.kigam.re.kr/data/RP-59534?utm.
22. Y. C. Park and D. G. Huh, "A proposal for the Korean classification system of CO2 geological storage resources", Journal of the Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers, Vol. 50, No. 1, 2013, pp. 170-177, doi: https://doi.org/10.12972/ksmer.2013.50.1.170.
23. G. T. Chae, "Technology development for storage efficiency improvement and safety assessment of CO2 geological storage", Korea Institute of Geoscience and Mineral Resources, Daejeon, Korea, 2024, Retrieved from https://www.kigam.re.kr/subjinfo.es?act=view&keyField=&keyWord=&mid=a10408010000&msubjsrlno=4684&nPage=5&utm.
24. GS Caltex, "A study on CO2 storage capacity and overseas business potential of the Korean Peninsula and surrounding waters", 2021, Retrieved from https://gscaltexmediahub.com/energy/column-co2-storage-capacity/.
25. International Energy Agency, "The role of critical minerals in clean energy transitions", IEA, France, 2021, Retrieved from https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions.
26. V. Zgonnik, "The occurrence and geoscience of natural hydrogen: a comprehensive review", Earth-Science Reviews, Vol. 203, 2020, pp. 103140, doi: https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103140.
27. A. Prinzhofer, C. S. T. Cissé, and A. B. Diallo, "Discovery of a large accumulation of natural hydrogen in Bourakebougou (Mali)", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 43, No. 42, 2018, pp. 19315-19326, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.08.193.