

## 호주 그린 암모니아 도입의 경제성 분석: 설비 최적화 관점에서

안지영 · 이혜진<sup>†</sup>

에너지경제연구원 수소경제연구단

## Economic Feasibility Analysis of Green Ammonia Imports from Australia: A Perspective on Facility Optimization

JIYOUNG AN, HYEJIN LEE<sup>†</sup>

Hydrogen Economy Research Division, Korea Energy Economics Institute, 405-11 Jongga-ro, Jung-gu, Ulsan 44543, Korea

<sup>†</sup>Corresponding author :  
hyejin@keei.re.kr

Received 23 January, 2025  
Revised 19 March, 2025  
Accepted 8 April, 2025

**Abstract >>** This study provides an in-depth economic analysis of green ammonia, focusing on the optimization of hydrogen production systems, renewable energy facility scale, and surplus energy management. A key feature of the research is the integration of these elements to derive an optimal facility configuration for green ammonia production. The analysis examines operational patterns and surplus energy handling to maximize efficiency. Six scenarios, based on varying scales of renewable energy and electrolysis facilities, were evaluated to estimate the levelized cost of ammonia, which ranged from \$651 to \$705 per ton of ammonia. When accounting for transportation costs, the estimated import cost ranges from \$682.4/tNH<sub>3</sub> to \$748.4/tNH<sub>3</sub>. These findings offer valuable insights into optimizing facility configurations and understanding the cost structure of green ammonia imports under different operational conditions.

**Key words :** Green ammonia(그린 암모니아), Ammonia supply chain(암모니아 공급망), Levelized cost of ammonia(균등화 암모니아 생산 단가), Hydrogen production system(수소 생산 시스템), Hydrogen economy(수소경제), Overseas hydrogen import(해외 수소 도입)

### 1. 서론

전 세계적으로 탄소중립과 수소경제로의 전환이 본격화되면서 암모니아는 청정 에너지원이자 수소를 운반할 수 있는 효율적인 에너지 운반체로 부상하고 있다. 암모니아는 재생에너지의 편재성과 간헐

성, 변동성을 극복할 수 있는 수단으로 주목받고 있으며 다양한 난감축 부문에서 화석연료를 대체할 수 있는 청정 연료로 주목받고 있다. 이는 암모니아가 연소 과정에서 온실가스를 배출하지 않으며 사용 후에도 질소와 물만을 배출하여 환경오염을 유발하지 않는다는 특징에서 기인한다.

한국은 자국 내에서 그린 수소를 대규모로 생산하기 위한 재생에너지 기반 인프라가 부족하고 기술적, 경제적 한계로 인하여 그린 수소 자급이 어려운 상황이다. 따라서 해외에서 생산된 그린 암모니아를 수입하는 것이 그린 수소를 조달하기 위한 가장 현실적인 대안으로 떠오르고 있다<sup>1)</sup>. 이에 한국은 안정적으로 그린 수소를 조달해 올 수 있는 잠재적 협력국 모색에 적극적인 수밖에 없는 상황이다. 이렇듯 여러 그린 수소 잠재 생산국 중 호주는 풍부한 재생에너지 자원을 바탕으로 그린 암모니아 생산에 유리한 조건을 갖추고 있어 한국과의 협력 가능성이 가장 높은 잠재적 협력국으로 평가받고 있다. 호주로부터 그린 암모니아를 수입하는 것은 한국의 수소경제 활성화와 탄소중립 목표 달성을 위한 중요한 전략적 수단이 될 수 있다<sup>2)</sup>.

암모니아는 수소와 질소로 이루어진 화합물로 오랫동안 비료나 기타 화학제품의 원료로 사용되어 왔으나 최근에는 수소 운송 및 저장, 혼소 발전 등에서 중요한 역할을 하고 있다. 특히 액상 암모니아는 액화 수소보다 더 높은 수소 저장 밀도를 가지며 이미 확립된 국제 공급망을 활용할 수 있어 대규모 수소 저장과 장거리 운송에 최적화된 수단으로 평가받고 있다. 한국과 같이 자국 내 수소 생산이 어려운 국가는 암모니아를 수입하여 경제적으로 수소를 확보하는 것이 자국 생산보다 경제성 측면에서 유리할 수 있다.

하지만 현재 대부분의 암모니아는 화석연료로부터 수소를 추출하여 생산되며 이 과정에서 상당한 양의 에너지가 소비된다. 2020년 기준으로 전 세계 암모니아 생산에 소요된 에너지는 전 세계 최종 에너지 소비의 약 2%에 해당하는 8.6 EJ (205.41 Mtoe)에 이르며 그중 70%는 천연가스, 26%는 석탄, 1%는 석유에서 공급되고 있다<sup>3)</sup>. 이러한 전통적인 암모니아 생산 방식은 전 주기적 배출량을 고려할 때 청정 에너지원으로 평가받기 어렵다. 따라서 재생에너지를 활용한 그린 암모니아 생산이 탄소중립을 달성하기 위한 필수적인 대안으로 부각되고 있다.

본 연구에서는 암모니아의 경제성 분석에서 설비

최적화의 중요성을 강조하며 수소 생산 시스템과 재생에너지 설비의 최적화를 검토하였다. 이를 통해 암모니아 생산을 위한 효율적인 설비 구성과 운전 패턴을 도출하고 특히 잉여 에너지 처리와 같은 운영 효율성을 반영하여 최적화된 설비에서의 호주 그린 암모니아 도입의 경제성을 분석하였다. 6가지 시나리오를 통해 재생에너지 및 수전해 설비 규모의 변화가 암모니아 생산 단가에 미치는 영향을 평가하였고 호주에서 생산된 그린 암모니아를 도입할 때의 경제성을 구체적으로 분석하였다.

## 2. 호주 그린 암모니아 경제적 타당성 분석

### 2.1 호주 그린 암모니아 생산 여건 검토

#### 2.1.1 한국과의 협력 가능성

호주는 그린 수소와 암모니아 생산에서 가장 적극적인 국가 중 하나로 한국과의 에너지 협력 잠재력이 매우 크다. 그린 수소 생산에 유리한 지리적 조건과 풍부한 재생에너지 자원을 보유한 호주는 특히 한국과의 해상 운송 거리가 짧아 운송 비용 측면에서 매우 유리하다. 호주는 석탄 화력 발전 비중이 높은 국가로 그리드 전력에서의 온실가스 배출이 많지만 이를 해결하기 위해 재생에너지 프로젝트를 활성화하고 있다. 이에 따라 그린 수소 및 암모니아 생산이 점점 더 중요한 역할을 할 것으로 보인다. 이러한 상황 속에서 호주는 풍부한 태양광과 풍력 자원을 바탕으로 재생에너지 기반의 그린 수소 및 암모니아 생산을 본격적으로 추진하고 있으며 이는 한국과의 협력 가능성을 더욱 높이고 있다.

이러한 이점 덕분에 호주는 청정 암모니아를 대규모로 수입하려는 한국의 주요 협력국으로 주목받고 있으며 이에 따라 양국 간의 대규모 프로젝트들이 빠르게 계획되고 있다.

여러 선행 연구에서도 이러한 협력 가능성에 대해 긍정적인 분석을 내놓고 있다. 예를 들어 Hwang 등<sup>4)</sup> 및 Kim 등<sup>5)</sup>, Cho 등<sup>6)</sup>은 호주를 주요 청정수소 생산국으로 제시하고 있고 한국으로의 그린 수소 및 암

모니아의 안정적 공급을 위하여 호주와의 협력 가능성을 높게 평가하고 있다.

따라서 본 연구에서는 호주에서 생산된 그린 암모니아 도입에 한정된 경제성 분석을 진행하였다. 호주는 풍부한 재생에너지 자원과 그린 암모니아 생산 능력을 갖추고 있으며 향후 그린 암모니아에 대한 생산 지원이 확대될 경우 그린 암모니아의 생산 비용이 낮아질 가능성도 크다. 이에 따라 한국이 호주를 그린 암모니아 도입의 잠재적 협력국으로 선제적으로 분석하고 이를 기반으로 공급망 구축 전략을 수립하는 것은 매우 중요할 것이다.

### 2.1.2 그린 암모니아 생산 여건

호주는 세계에서 일사량 잠재량이 가장 높은 국가 중 하나로 특히 퀸즐랜드 주의 글래드스톤(Gladstone) 지역은 대표적인 그린 수소 생산 프로젝트인 H<sub>2</sub>-Hub™ Gladstone 프로젝트가 진행 중인 곳이다. 이 지역은 태양광과 풍력 자원이 풍부하여 그린 수소 생산에 매우 적합하다. 본 연구에서는 이 프로젝트를 대상으로 경제성 분석에 필요한 데이터를 확보하였다.

해당 프로젝트가 수행되는 글래드스톤 지역의 재생에너지 잠재량을 확인하기 위하여 Renewables Ninja에서 제공하는 1시간 단위 기상 데이터를 활용하였다. 태양광 및 풍력 설비의 단위 용량을 1 kW로 설정하고 Renewables Ninja에서 제공하는 시간당 발전량 데이터를 분석에 활용하였다<sup>7)</sup>.

Fig. 1은 1년 동안의 분기별 및 시간대별 풍력 발전의 평균 발전량(MWh/MW)을 나타내고 있으며 연평균 설비 이용률은 36.16%로 나타났다. 시간대별로는 평균 20%에서 55%의 이용률을 보였으며 1분기(1-3월)에 가장 많은 발전량을 기록한 반면 3분기(7-9월)에는 발전량이 가장 적었다. 특히 7월 5일 14-15시에 98.9%의 설비 이용률을 기록하여 연중 최고치를 나타냈다.

Fig. 2는 1년 동안의 분기별 및 시간대별 태양광 발전의 평균 발전량(MWh/MW)을 나타내며 연평균 설비 이용률은 20.75%로 확인되었다. 평균적으로 오전 5시부터 오후 6시까지 전력 생산이 가능하였으며

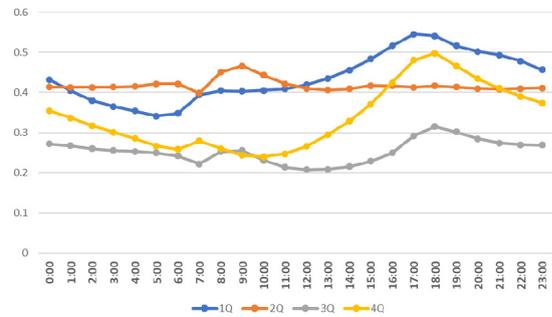


Fig. 1. Average wind power generation (by quarter/hour)

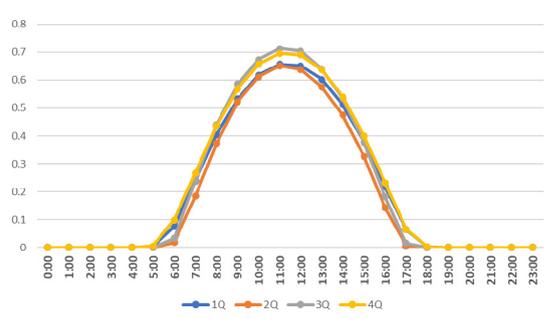


Fig. 2. Average solar power generation (by quarter/hour)

3분기(7-9월)에 가장 많은 발전량이 기록된 반면 2분기(4-6월)에는 발전량이 가장 적었다. 연중 최고 발전량은 8월 11일 11시에 기록되었으며 이때 설비 이용률은 81.7%였다. 이를 통해 두 발전 형태의 계절별 및 시간대별 발전 잠재력을 구체적으로 확인할 수 있었다.

이렇듯 호주는 그린 암모니아 생산 및 수출국으로서 매우 높은 잠재력을 가지고 있다. 그러나 이렇게 풍부한 재생에너지 자원을 보유하고 있다고 하더라도 그린 암모니아를 생산하여 한국까지 운반하는 과정에서 충분한 경제성이 확보되지 않는다면 한국의 잠재적 협력국으로써의 가치는 높지 않을 것이다. 이에 본 연구에서는 호주의 그린 암모니아 생산 여건을 기반으로 호주 그린 암모니아 도입의 경제적 타당성을 분석함으로써 한국과 호주 간 그린 암모니아 공급망 구축이 갖는 시사점을 조망하여 보고자 한다.

## 2.2 그린 암모니아 경제성 분석 개요

### 2.2.1 재생에너지 연계 방식 검토

그린 수소 및 암모니아 생산을 위한 재생에너지 조달 방식으로는 발전 설비의 직접 건설, 전력 구매 계약(power purchase agreement, PPA), 재생에너지 인증서(energy attribute certificate, EAC) 구매 등이 논의되고 있다. 글로벌 RE100 기준에 따르면 프리미엄을 지불하고 별도 요금 체계로 인증받는 녹색 요금(green tariff), ECA 구매, PPA, 제3자 소유 설비로부터의 에너지 조달, 자체 건설을 통한 자가발전 등의 방법이 인정되고 있다<sup>8)</sup>.

하지만 대부분의 청정수소 인증 제도는 녹색 요금 방식의 연결성을 배제한다는 점에서 그린 수소 및 암모니아 생산을 위한 재생에너지 조달은 상대적으로 진입 장벽이 높다고 평가될 수 있다. 특히 그린수소 및 암모니아 생산에 사용되는 재생에너지는 발전용 크레딧이 취소되어야 하며 이를 통해 중복 사용의 이슈를 방지하는 것이 필수적이다. 이를 위해서는 renewable portfolio standard (RPS) 등 다른 제도 이행에 활용되지 않은 재생에너지 공급 인증서(renewable energy certificate, REC)를 직접 구매하거나 재생에너지와의 간접 연계를 허용하는 PPA 계약을 통해 최대한의 유연성을 확보할 수 있다.

PPA 또는 REC를 통해 재생에너지를 연계할 때는 발전량 정산 방식에서 차이가 발생할 수 있다. 예를 들어 한 달 또는 1년 동안의 발전량과 같은 기간 동안 그린 수소 및 암모니아 생산에 투입된 전력을 정산하는 방법과 재생에너지 발전 시간대와 그린 수소 및 암모니아 생산 시간을 일치시켜 직접 매칭하는 방법이 있다.

첫 번째 방식은 재생에너지 발전 특성을 계통 내에서 흡수해 운영함으로써 수소 생산 설비를 일정한 가동률로 유지할 수 있어 설비 규모를 최소화할 수 있는 장점이 있다. 반면 두 번째 방식은 재생에너지의 변동성을 반영하여 설비 크기를 대형화하여야 하므로 그린 수소 및 암모니아 생산의 경제성이 떨어질 수 있다. 그러나 충분히 큰 계통이 수소 생산을

위한 재생에너지의 출력 변동성을 흡수할 수 있다면 REC 및 PPA를 통해 균등 정산하여 수전해 설비의 가동을 최적화할 수 있다.

### 2.2.2 설비 규모 결정의 핵심 요인

수소 생산 사업자는 수전해기 이용률을 최적화하기 위하여 수전해기 용량에 비해 발전소 용량을 늘리는 전략을 사용하여 주어진 시간 동안 더 많은 재생에너지를 활용할 수 있도록 한다. 재생에너지의 평균 발전 이용률이 20-30% 정도에 불과한 점을 고려할 때 이를 보완하기 위해서는 발전소 용량을 크게 확대하여야 한다. 예를 들어 10 MW 수전해기가 100%에 가까운 이용률을 유지하려면 약 30 MW 용량의 발전소가 필요하다. 하지만 발전 설비 용량을 이처럼 크게 확대하면 초기 투자비가 급증하여 암모니아 생산 단가가 높아질 수 있다. 따라서 설비 규모의 적정 수준을 설정하는 것이 중요하다.

### 2.2.3 잉여 에너지 처리 방법 검토

수전해기의 부하 범위를 초과하는 재생에너지 발전량은 잉여 에너지로 간주될 수 있다. 태양광 또는 풍력 발전량을 제어하지 않는 한 재생에너지 발전소가 그리드에 연결된 경우 잉여 에너지는 그리드에 판매하거나 배터리에 저장할 수 있다. 만약 배터리가 에너지 시스템에 포함된다면 재생에너지 발전량이 부족할 때 배터리에 저장된 전력을 수전해기, 암모니아 합성, 공기 분리 장치(air separation unit, ASU) 공정에 활용할 수 있다.

배터리의 용량은 시간당 저장 또는 방전할 수 있는 최대 전력량(정격 전력)과 배터리의 최대 충전 또는 방전 시간을 기준으로 결정된다. 일반적으로 배터리는 최대 몇 시간 동안 방전이 가능하기 때문에 에너지 시스템에 기여할 수 있는 역할이 제한적일 수 있다. 따라서 잉여 전력을 효율적으로 활용하고 전력이 부족할 때 균형을 맞추기 위해서는 배터리와 함께 수소 저장탱크를 사용하여 상호 보완적인 전략을 세우는 것이 중요하다.

### 2.2.4 설비 운전 패턴 정의

앞서 설명한 주요 전제 조건을 기반으로 설비의 실시간 운전 패턴을 정리하면 재생에너지로부터 발생한 전력은 우선적으로 ASU와 암모니아 합성 반응기의 최소 가동률을 충족시키는 데 사용된다. 그 이후 남은 전력은 ASU와 암모니아 합성 설비의 가동률을 증가시키는 데 활용되며 암모니아 합성 설비 가동률에 맞춰 수소 생산 설비의 가동을 위한 전력으로도 투입된다. 이는 ASU와 암모니아 플랜트가 설비를 즉각적으로 켜고 끄는 방식으로 운영하기 어렵다는 점을 고려한 조치이다.

재생에너지 발전량이 암모니아 합성 설비와 ASU 그리고 암모니아 합성기 100% 가동을 위하여 필요한 수전해기 용량을 모두 충족한 후 남은 과잉 전력은 추가적인 수소 생산으로 전환되어 저장 장치에 저장된다. 이는 잉여 전력을 활용하여 전력을 수소로 변환하는 power-to-X 시스템이 작동하는 방식이다.

### 2.3 시나리오 정의

그린 암모니아의 경제성 분석을 위해서는 재생에너지의 간헐적인 발전 특성, 즉 발전량이 시간대에 따라 변동하는 상황을 고려하여야 한다. 동시에 최소한의 설비로 최대 생산량을 달성할 수 있는 효율적인 모델이 요구된다.

우선 본 연구의 분석 단위는 연간 최대 생산 용량이 100만 톤인 암모니아 생산 설비를 기준으로 한다. 시간대별 재생에너지 발전량을 고려할 때 매 시간 생산 가능한 암모니아의 양이 상이하게 나타난다. 이때 재생에너지 발전기와 암모니아 생산 설비 간의 연계 방식에 따라 설비 운영 방식과 암모니아 생산 패턴이 달라지게 된다(Fig. 3). 이는 곧 재생에너지 발전기와 생산 설비 연계 방식 간의 경제성의 차이를 발생시키게 될 것이다. 본 연구에서는 두 경우의 경제성을 모두 분석하고 비교하기 위하여 다음과 같이 두 가지 시나리오를 상정하였다.

1) 오프 그리드(off-grid) 시나리오: 재생에너지 발

전만을 이용하여 암모니아를 생산하며 그리드 전력과는 연계되지 않는 독립적인 전력 운영 모델이다.

2) 그리드 밸런싱(grid-balancing) 시나리오: 암모니아 합성 공정에서 일부 전력을 기존에 구축되어 있는 그리드에서 공급받아 설비를 보완하는 방식이다.

한국의 현행 청정수소 인증제에서 1등급에 준하는 인증 요건을 충족하기 위해서는 수소 생산 단계에서 그리드 전력을 활용하는 것은 불가능하다. 따라서 암모니아 합성 공정에서 필요한 최소한의 전력만 그리드 연결을 가정하는 것이 가능한 옵션이라고 판단된다. 이때 그리드 연결을 위한 추가적인 설비 건설 없이 기존에 구축된 그리드 인프라를 활용하는 것을 전제하였다.

본 분석에서는 각 시나리오에서 시간대별로 암모니아 합성기와 ASU에 필요한 최소 전력량을 파악하고 수소 저장 옵션을 고려하여 산술적으로 필요한 수전해 용량을 우선 계산하였다. 이후 수전해 용량 확대 비중을 최소 용량(1,100 MW) 대비 20%, 50%, 80%로 다양화하면서 달라지는 총 비용을 시나리오별로 각각 추정하였다. 최소 용량은 수전해 설비를 연간 운영하여 수소를 생산할 때 필요한 태양광 및

Case	Operation Patterns	Electrolyzer Power Consumption	NH <sub>3</sub> -ASU Power Consumption
A	Hydrogen Storage of Excess Power Generation	$P_{\text{oversized\_Elec}}$	$P_{\text{full\_NH}_3} + \text{ASU}$
B	Hydrogen Storage of Excess Power Generation	$P \cdot P_{\text{full\_NH}_3} + \text{ASU}$	$P_{\text{full\_NH}_3} + \text{ASU}$
C	Supplementing Insufficient Power for Maximum Electrolysis Production with Grid Power and Enabling Hydrogen Storage	$P \cdot P_{\text{full\_NH}_3} + \text{ASU} + P_{\text{grid\_total}}$	$P_{\text{full\_NH}_3} + \text{ASU}$
D	Prioritize Supplementing Insufficient Power for Maximum NH <sub>3</sub> and ASU Operation with Grid Power, Then Allocate Remaining Power to Electrolysis	$P_{\text{grid\_total}} - P_{\text{grid}_2\text{NH}_3} - \text{ASU}$	$P_{\text{full\_NH}_3} + \text{ASU} (P + P_{\text{grid}_2\text{NH}_3} - \text{ASU})$
E	Prioritize Supplementing Insufficient Power for Minimum NH <sub>3</sub> and ASU Operation with Grid Power, Then Allocate Remaining Power to Electrolysis	0	$P_{\text{min\_NH}_3} + \text{ASU} (P + P_{\text{grid}_2\text{NH}_3} - \text{ASU})$

- P = Electricity generated from renewable energy power plants
- Poversized\_Elec = Total installed capacity of electrolyzers (exceeds real-time ammonia production needs; used for hydrogen production and storage)
- Pfull\_NH<sub>3</sub>+ASU = Power required for full operation (100%) of the ammonia synthesis and Air Separation Unit (ASU) facilities
- PMIN\_NH<sub>3</sub>+ASU = Minimum power required to operate the ammonia synthesis and ASU facilities
- Pgrid\_total = Total capacity of grid balancing power
- Pgrid<sub>2</sub>NH<sub>3</sub>+ASU = Electricity input from the grid to the ammonia synthesis and ASU facilities

Fig. 3. Types of power consumption based on equipment operation patterns

풍력 설비 용량 최적화 문제에서 해가 존재하는 최소 기준인 1,100 MW로 설정하였다.

1년 동안 8,760,000 MWh의 전력을 수전해 설비에 투입하기 위해서는 최소 1,000 MW의 수전해 설비가 필요하다. 해 찾기 결과 수전해 설비가 1,100 MW 이상일 때부터 최적의 태양광 및 풍력 설비 조합을 통해 목표 전력을 생산할 수 있음을 확인하였다.

분석 결과 수전해 설비 용량이 커질수록 풍력 설비 용량은 감소하는 경향을 보였다. 이는 태양광 설비의 비용이 풍력보다 저렴하기 때문에 수전해 설비가 커질수록 낮 동안 태양광 발전을 최대한 활용하는 것이 비용 절감에 유리하기 때문이다. 수전해 설비가 3,000 MW에 도달한 시점에서는 태양광 설비가 불필요하게 되었고 이때는 풍력 발전을 최대화하여 최소 8,760,000 MWh의 생산 조건을 충족시키면서 전체 투자비를 줄이는 방식이 최적임을 확인하였다.

본 연구에서 분석한 시나리오의 수전해 설비 용량 범위에서는 태양광 설비 용량이 전체 재생에너지 설비 용량에서 약 28-34% 수준을 차지하고 나머지는 풍력이 차지하는 조합이 수소 생산에 최적임을 확인하였다. 이때 수전해기 용량과 재생에너지 발전기의 최대 용량 비율은 International Energy Agency (IEA) Hydrogen Project DB 등에서 제시한 주요 글로벌 프로젝트의 규모를 고려하여 최대 1:2로 상정하였다.

설비 투자비 중 태양광과 풍력 설비의 비용은 IEA의 2030년 호주 지역 기준 설비 단가를 활용하였으며 태양광은 \$700/kW, 풍력은 \$1,440/kW로 설정하였다<sup>9)</sup>. 수전해 설비 비용은 글로벌 공통 기준인 \$562/kW를 사용하였다. ASU의 설비 투자비는 Oni 등<sup>10)</sup>을 참조하였고 암모니아 합성기 투자비는 Eichhammer 등<sup>11)</sup>의 연구에서 제시된 수치를 반영하였다. 재생에너지 발전기의 운영비는 IEA에서 제시한 값을 차용하였으며<sup>9)</sup> 암모니아 합성기 및 ASU의 운영비는 투자비의 4% 수준으로 가정하였다. 수전해 설비의 운영비도 설비 비용의 4% 수준으로 다른 장치와 동일한 비중을 적용하였다.

재생에너지 발전기에서 발전량이 ASU 및 암모니아 플랜트의 최소 운전에 필요한 전력량보다 적은

경우 그리드 연결을 통해 최소 운전에 필요한 양을 동원하게 된다. 이는 ASU와 암모니아 플랜트가 설비의 즉각적인 on/off 패턴으로 가동하는 것이 어렵다는 점을 감안한 것이다. 또한 암모니아 합성 플랜트 관련 업계 의견을 기반으로 별도로 부하 변동에 따른 유연한 운전이 가동률 50% 이상에서는 가능하다는 전제를 주고 최소 운전 비중을 50%로 설정하였다. 단 그리드 전력을 연계하여 운전하게 되는 시점에 원료로 활용될 최소한의 수소의 양이 저장 장치로부터 조달이 가능하여야 한다고 가정하였다.

Table 1은 그린 암모니아 생산을 위한 각 시나리오별 설비 구성을 제시하고 있으며 이 시나리오를 바탕으로 투자비 분석 결과를 도출할 수 있다.

### 3. 호주 그린 암모니아 도입 경제성 분석 결과

#### 3.1 시나리오별 비용 구조 분석 결과

설비 투자비 측면에서 암모니아 합성 설비의 안전성을 확보하기 위한 그리드 연결 여부와는 무관하게 시나리오 1과 4, 시나리오 2와 5, 시나리오 3과 6의 투자비는 동일하게 나타난다. 암모니아 합성 설비에 상시 전원을 연결한다고 가정하여 수전해 설비 용량을 기준으로 20% 증가시킨 시나리오 1과 4의 총 설비 투자비는 약 42억 달러, 50% 증가시킨 시나리오 2와 5는 약 50억 달러, 80% 증가시킨 시나리오 3과 6은 약 58억 달러로 도출되었다(Table 2).

설비별 투자비 구성 비중을 보면 재생에너지 설비

**Table 1.** Equipment configuration by green ammonia production scenario

Scenario		Electrolyzer capacity (MW)	RE capacity (MW)
No grid connection	1	1,212	2,632
	2	1,515	3,250
	3	1,818	3,868
Grid balancing	4	1,212	2,632
	5	1,515	3,250
	6	1,818	3,868

**Table 2.** Analysis of equipment-specific investment costs by scenario

Investment cost (\$M)	Scenario 1 & 4	Scenario 2 & 5	Scenario 3 & 6
Renewable energy equipment	2,685	3,316	3,947
Electrolyzer	681	851	1,021
Hydrogen storage tank	230	230	230
Ammonia synthesis equipment	476	476	476
Air separation unit	161	161	161
Total	4,233	5,034	5,835

가 총 투자비의 64-68%로 가장 큰 비중을 차지하며 수전해 설비는 16-17%, 암모니아 합성 설비는 8-11%, 수소 저장탱크는 4-5%를 차지하는 것으로 나타났다.

### 3.2 시나리오별 주요 설비 운전 결과

Table 3의 분석 결과에 따르면 그리드 연결이 없는 독립형(off-grid) 프로젝트인 시나리오 1-3의 경우 연간 암모니아 생산량은 61.4만 톤에서 76.9만 톤 수준으로, 암모니아 합성 설비의 연간 가동률은 61-77%로 나타났다. 시나리오 1에서는 연간 7,416시간 동안 암모니아 합성 설비가 가동되어 약 15%의 시간 동안 정지하는 것으로 확인되었다. 현재의 기술 여건상 암모니아 합성 공정은 on/off가 자유롭지 않으며 재가동에 시간이 소요되는 점을 감안하면 시나리오 1은 현실적으로 적합한 설비 구성은 아닌 것으로 보인다.

일부 그리드 전력을 연결하여 암모니아 합성 공정의 안전성을 보완하는 시나리오 4에서도 암모니아 합성 설비는 연중 약 1,344시간(15%) 동안 정지하는 것으로 확인되었다.

이를 통해 수전해 설비는 상시 전력 공급이 가능할 때와 비교하여 최소한 1.5배 이상의 용량으로 구성되는 것이 적합하다는 결론을 도출하였다. 1.5배로 상향한 시나리오 2에서는 연간 암모니아 합성 공정 가동 시간이 8,343시간으로 증가하였으며 그리드를 일부 연계한 시나리오 5에서는 8,553시간 동안 가동되는 것으로 나타났다. 이러한 결과는 하루 전날 발전 설비 운전계획을 통해 날씨 예보를 반영하고 가동 정지를 최소화할 수 있는 운영 대응이 가능한 수준임을 시사한다.

모든 시나리오를 검토할 때 그리드 전력을 연계하고 수전해 설비를 1.8배로 확대한 시나리오 6의 경우 연간 한 번의 정지 없이 암모니아 합성 공정을 안전하게 유지할 수 있는 최적의 옵션으로 확인되었다.

### 3.3 균등화 암모니아 생산 단가 분석 결과

생산 비용 분석에서는 2030년을 기준으로 청정 암모니아를 생산 비용을 추정하였다. 그린 수소 생산과 암모니아 합성 공정까지 전 주기적 관점에서 발생하는 비용을 2030년 기준으로 현가화하여 균등화 비용으로 추정하였다. 구체적으로는 설비 수명까지 설비를 운영하는 과정에서 발생하는 모든 설비

**Table 3.** Equipment operation results by green ammonia production scenario

Operation Patterns	Scenario					
	1	2	3	4	5	6
Grid power usage (MWh/yr)	-	-	-	7,575	6,634	5,961
Power consumption of electrolyzer (MWh/yr)	5,476,736	6,833,652	8,203,908	5,476,736	6,833,652	8,203,908
Operating hours of electrolyzer (hr)	7,771	7,797	7,838	7,771	7,797	7,838
Power consumption for ASU/NH <sub>3</sub> (MWh/yr)	471,853	509,285	537,607	479,428	515,919	543,568
Hydrogen input for NH <sub>3</sub> production (tH <sub>2</sub> /yr)	110,450	129,531	138,390	110,507	130,716	139,924
NH <sub>3</sub> production (tNH <sub>3</sub> /yr)	614,464	719,450	768,986	618,249	731,313	782,827
Operating hours of NH <sub>3</sub> production (hr)	7,416	8,343	8,515	7,483	8,553	8,760

Table 4. Comparison of LCOA and its composition by scenario

Cost category		LCOA (\$/tNH <sub>3</sub> ) by scenario					
		1	2	3	4	5	6
CAPEX	Renewable energy equipment	294.7	310.8	346.1	292.9	305.8	340.0
	Electrolyzer	74.7	79.8	89.6	74.3	78.5	88.0
	Hydrogen storage tank	25.2	21.5	20.1	25.0	21.2	19.8
	Ammonia synthesis equipment	52.2	44.6	41.7	51.9	43.9	41.0
	Air separation unit	17.7	15.1	14.1	17.6	14.9	13.9
	Subtotal	464.6	471.9	511.7	461.8	464.2	502.7
OPEX	Renewable energy	105.6	111.4	124.0	105.0	109.6	121.8
	Grid	-	-	-	1.9	1.4	1.2
	Electrolyzer	16.6	17.7	19.9	16.5	17.5	19.6
	Stack	14.9	15.9	17.8	14.8	15.6	17.5
	Water	6.1	6.5	7.3	6.0	6.4	7.1
	Hydrogen storage tank	3.7	3.2	3.0	3.7	3.1	2.9
	Ammonia synthesis equipment	31.0	26.5	24.8	30.8	26.0	24.3
	Air separation unit	10.5	9.0	8.4	10.4	8.8	8.2
Subtotal	188.4	190.1	205.2	189.2	188.4	202.7	
Total		653.0	662.0	716.9	650.9	652.7	705.4

투자비 및 운영비, 부대비용을 고려하여 균등화 암모니아 생산 단가(levelized cost of ammonia, LCOA)를 추정하였다. 이는 설비 운영을 통해 투자 및 투입된 모든 비용을 회수하기 위하여 필요한 최소의 암모니아 가격으로도 해석할 수 있다(Table 4).

암모니아 설비 용량이 연간 100만 톤을 생산할 수 있는 크기로 정해진 상태에서 재생에너지와 수전해 설비 용량이 커질수록 연간 암모니아 생산량은 증가하지만 동시에 LCOA도 상승하는 경향이 시나리오 1 to 3과 시나리오 4 to 6의 결과를 통해 확인되었다.

수전해 설비 용량을 20% 증가시킨 시나리오 1과 50% 증가시킨 시나리오 2를 비교하면 약 10.5만 톤의 암모니아 생산량이 증가하면서 LCOA는 \$9/tNH<sub>3</sub> 상승하였다. 반면, 수전해 설비 용량을 최소 용량의 1.8배까지 상향한 시나리오 3의 경우 시나리오 2 대비 연간 약 5만 톤의 암모니아 생산량이 추가로 증가하지만 LCOA는 약 \$54.9/tNH<sub>3</sub>로 크게 상승하였다. 즉 수전해 설비 규모가 커질수록 연간 암모니아 생산량은 증가하지만 생산량 증가보다 LCOA가 더

가파르게 증가하는 경향이 나타난다. 이는 설비 규모가 커질수록 설비 구축에 필요한 자본이 크게 증가하기 때문이며 설비 용량이 커짐에 따라 설비 운영의 유연성 확보가 어려워 생산 단가에서 규모의 경제적 이점이 상대적으로 적게 발생하기 때문이다.

그러나 이러한 추세는 그리드 밸런싱 시나리오의 경우 상대적으로 약하게 나타난다. 그리드 전력을 일부 투입한 시나리오 4와 수전해 설비 용량을 50% 상향시킨 시나리오 5를 비교해 보면 LCOA는 단지 \$1.8/tNH<sub>3</sub> 증가한 데 비해 생산량은 11.3만 톤까지 증가하였다. 수전해 설비 용량을 최소 용량 대비 80%까지 증가시킨 시나리오 6의 경우 시나리오 5에 비해 약 5.1만 톤의 생산량 증가와 \$52.7/tNH<sub>3</sub>의 LCOA 증가가 나타났다.

암모니아 합성 설비의 운전 안전성과 LCOA를 종합적으로 검토한 결과 시나리오 5가 가장 바람직한 운전 패턴을 보였다. 또한 그리드 전력의 비용이 \$156/MWh로 적지 않은 수준임에도 불구하고 그리드를 연결하여 재생에너지 전력을 유연하게 공급한

시나리오 4·6이 그렇지 않은 경우보다 더 경쟁력 있는 단가로 암모니아를 생산할 수 있음을 확인하였다.

이는 투자비가 시나리오 1과 4, 시나리오 2와 5, 시나리오 3과 6에서 동일하다는 점을 감안하였을 때 그리드 전력을 활용함으로써 생산량이 늘어나면서 LCOA가 하락하는 속도가 그리드 전력 비용 증가보다 빠르다는 것을 시사한다. 즉 그리드 전력을 투입하여 설비 운영의 유연성이 확보되면 설비 규모가 커지더라도 전체적인 비용 증가가 크지 않을 수 있음을 알 수 있다. 이로써 그런 암모니아 생산 단가를 최소화시키기 위해서는 설비 규모 최적화와 더불어 설비 운영 효율화도 중요한 요소가 될 수 있음을 다시금 확인할 수 있다.

### 3.4 그린 암모니아 국내 도입 비용

국내 도입을 위한 해상 운송 비용은 Seo 등<sup>12)</sup>의 추정값을 바탕으로 분석하였다. Seo 등<sup>12)</sup>은 84 K급 암모니아 운송선을 이용해 한국 울산항과 호주 글레

드스톤항(8,510 km)을 오가는 시나리오를 가정하였으며 한 척의 암모니아 운반선이 1년에 641,495톤을 운송할 수 있는 것으로 산정되었다.

Seo 등<sup>12)</sup>에 따르면 운송 연료별 톤당 운송 비용은 very low-sulphur fuel oil (VLSFO)/middle distillate oil (MDO) 연료의 경우 \$23.6/tNH<sub>3</sub>, liquefied natural gas (LNG) 연료는 \$31.6/tNH<sub>3</sub>, 암모니아 연료는 \$42.9/tNH<sub>3</sub>로 추정되었다. 해운 업계에 대한 환경 규제 및 친환경 선박의 기술 개발 속도를 고려할 때 2030년 가장 현실적인 암모니아 운송 연료로는 LNG라고 판단된다<sup>13)</sup>. 이에 각 시나리오에서 추정된 LCOA (\$/tNH<sub>3</sub>)에 LNG 연료 기반의 암모니아 운송선 기준 \$31.6/tNH<sub>3</sub>의 해상 운송비를 더하면 국내로 들어오는 호주 그린 암모니아에 대한 도입 비용을 산출할 수 있다.

Fig. 4에서 제시하였듯이 결과적으로 시나리오별 암모니아 국내 도입 가격은 \$682.4/tNH<sub>3</sub>에서 \$748.4/tNH<sub>3</sub>의 범위로 추정된다. 다만 이는 설비 투자비 및 운영비만을 고려하여 추정된 비용이므로 실제 해운사가 책정할 그린 암모니아에 운임의 경우 이보다 높을

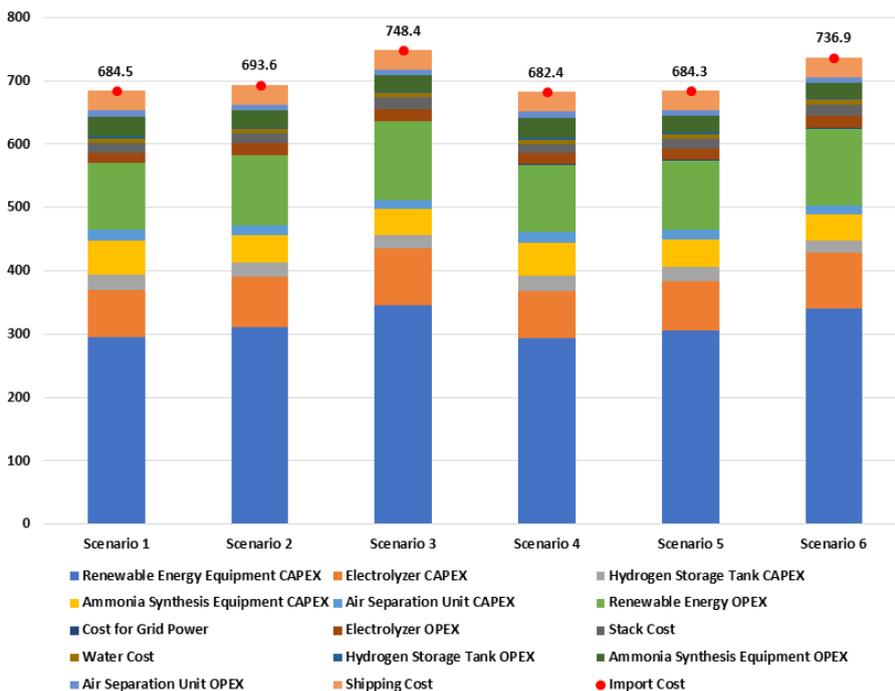


Fig. 4. Import cost of green ammonia from Australia (as of 2030, \$/tNH<sub>3</sub>)

가능성도 충분히 존재함을 양지하여야 할 것이다. S&P Global에 따르면<sup>4)</sup> 2025년 1월 극동아시아 cost and freight (CFR) 그레이 암모니아 가격은 \$429.5/tNH<sub>3</sub>로 호주 그린 암모니아에 비해 상당히 낮은 수준으로 거래되고 있다. 이를 고려할 때 호주 그린 암모니아 도입의 경제적 타당성 확보에 상당한 노력이 필요할 것이다.

#### 4. 결론

본 연구에서는 국내 청정수소 조달을 위한 대표적 잠재적 협력국인 호주에서 그린 암모니아를 도입하여 올 때의 경제성을 분석하였다. 특히 호주 현지에서의 그린 암모니아 생산 설비의 규모 및 운영 방식을 다양화하여 시나리오별 경제성을 비교 분석하였다.

분석 결과에 따르면 그린 암모니아 생산의 경제성을 결정짓는 요인으로써 생산 설비 규모의 최적화가 매우 중요하였다. 재생에너지 설비와 수전해 설비 규모를 어떤 비율로 설정하여 생산 시설을 구성하는가에 따라 LCOA와 암모니아 생산량의 차이가 두드러지게 나타났다. 이를 통해 생산지의 재생에너지 여건을 고려하여 재생에너지 발전기와 수전해 설비의 규모 및 구성을 최적화할 때 그린 암모니아 생산의 경제적 타당성을 제고할 수 있음을 다시 한번 확인하였다.

한편 본 연구에서는 설비 규모의 최적화 외에도 설비의 운영 방식에 따른 경제성도 비교 분석하였다. 재생에너지 발전기의 변동성 및 간헐성을 고려할 때 암모니아 생산을 위해 얼마나 안정적으로 전력을 공급할 수 있는지에 따라 그린 암모니아 생산의 경제성이 달라질 수 있다. 이에 본 연구에서는 암모니아 합성 단계에서 그리드 전력을 활용하여 암모니아 합성 설비 운전의 안전성을 확보한 시나리오에서 경제성 개선이 얼마나 나타나는지 확인하였다. 분석 결과 그리드 전력을 활용하며 재생에너지 전력을 보다 유연하게 공급한 시나리오에서 그린 암모니아 생산의 경제성이 높아지는 것을 확인하였고 이러한 운영 효율성의 제고는 설비 최적화로 인한 경제성 개선을

강화시킨다는 것을 알 수 있었다.

이를 바탕으로 본 연구의 경제성 분석 결과를 종합적으로 살펴보면 그린 암모니아 생산 설비 규모와 구성을 최적화하고 경제성 확보를 최우선 목표로 설비를 운영한다고 하더라도 호주 그린 암모니아 도입은 여전히 매우 높은 값을 치러야 함을 알 수 있다. 호주에서 도입될 그린 암모니아는 단기적으로는 석탄-암모니아 혼소 발전기의 연료로 소비될 가능성이 가장 크다. 본 연구에서 추정된 그린 암모니아 도입 단가를 열량 단가로 환산하면 \$158.47-173.23/Gcal 수준이다. 이는 2024년 국내 유연탄 열량 단가가 약 34,260원/Gcal (\$23.63/Gcal)임을 감안할 때 호주 그린 암모니아가 유연탄에 비해 6.7-7.3배 높은 연료비를 발생시킨다는 것을 의미한다. 이러한 연료비 차이는 국내 석탄 발전 사업자가 석탄을 그린 암모니아로 전환하게 하는 유인을 약화시키는 요인이 될 것이다. 우리나라의 청정수소 및 암모니아 소비를 촉진하고 발전 부문의 온실가스 배출을 감축하기 위해서는 경제성 있는 그린 암모니아 도입이 시급할 것이다. 그린 암모니아 생산의 경제성 확보를 위해서는 생산 설비의 최적화 및 운영 효율화는 당연히 달성되어야 하고 그 외에도 생산 비용을 줄일 수 있는 다양한 노력이 필요할 것이다.

본 연구에서 호주 그린 암모니아 생산 비용을 세부적으로 분석한 결과에 따르면 생산 비용의 상당 부분이 재생에너지와 수전해 설비를 건설하고 운영하는 데서 기인한다. 이는 곧 재생에너지와 수전해 설비를 구축 및 운영하는 것에 대한 정책적 지원이 필요하며 이러한 정책적 수단을 통해 그린 암모니아 생산 및 도입 단가를 낮출 수 있음을 시사한다.

그린 암모니아 생산 및 도입은 아직까지 경제성 측면에서는 갈 길이 먼 상황이다. 그러나 본 연구에서도 살펴보았듯이 설비 최적화, 전력 공급 방식 유연화 등을 통해 경제성을 개선할 수 있는 여지는 충분히 있을 것이다. 이에 본 연구의 후속 연구에서는 보다 다양한 시나리오에서의 경제성 분석을 통해 경제성 개선 요인을 파악해 나가는 것이 중요한 과제가 될 것이다.

## 후 기

이 논문은 2023년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원(RS-2023-00233414, 청정수소 활용을 통한 화학산업의 탄소중립 실현 공정 기술 개발)과 2023년도 정부(기획재정부)의 재원으로 에너지경제연구원의 지원을 받아 수행된 연구(청정 암모니아 전주기 밸류체인 체계 구축 연구)이다.

## References

1. J. Kim, "The direction of hydrogen and ammonia stock-piling policy for achieving carbon neutrality", *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 35, No. 6, 2024, pp. 673-680, doi: <https://doi.org/10.7316/JHNE.2024.35.6.673>.
2. J. An and T. Lee, "A study on a clean ammonia value chain", Korea Energy Economics Institute, 2023. Retrieved from [https://www.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0001&list\\_no=82234&seq=1](https://www.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0001&list_no=82234&seq=1).
3. International Energy Agency (IEA), "Ammonia technology roadmap: towards more sustainable nitrogen fertiliser production", IEA, 2021. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>.
4. H. Hwang, Y. Lee, N. Kwon, S. Kim, Y. Yoo, and H. Lee, "Economic feasibility analysis of an overseas green hydrogen supply chain", *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 33, No. 6, 2022, pp. 616-622, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.6.616>.
5. A. Kim, C. Choe, S. Cheon, and H. Lim, "Economic and environmental impact analyses on supply chains for importing clean hydrogen from Australia in the Republic of Korea", *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 33, No. 6, 2022, pp. 623-635, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.6.623>.
6. J. Cho, N. Kim, and H. Shin, "Analyzing the hydrogen supply cost of various scenarios for a blue hydrogen supply chain between Korea and Australia", *Journal of the Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers*, Vol. 61, No. 1, 2024, pp. 15-22, doi: <https://doi.org/10.32390/ksmer.2024.61.1.15>.
7. S. Pfenninger and I. Staffell, "Renewables Ninja". Retrieved from <https://www.renewables.ninja/>.
8. RE100, "RE100 2023 annual disclosure report", RE100, 2024. Retrieved from <https://www.there100.org/our-work/publications/re100-2023-annual-disclosure-report>.
9. International Energy Agency (IEA), "The role of low-carbon fuels in the clean energy transitions of the power sector", IEA, 2021. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/the-role-of-low-carbon-fuels-in-the-clean-energy-transitions-of-the-power-sector>.
10. A. O. Oni, K. Anaya, T. Giwa, G. Di Lullo, and A. Kumar, "Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions", *Energy Conversion and Management*, Vol. 254, 2022, pp. 115245, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115245>.
11. W. Eichhammer, S. Oberle, M. Händel, I. Boie, T. Gnnann, M. Wietschel, and B. Lux, "Study on the opportunities of "power-to-X" in Morocco: 10 hypotheses for discussion", Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, 2019. Retrieved from <https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/N-565333.pdf>.
12. Y. Seo, J. An, E. Park, J. Kim, M. Cho, S. Han, and J. Lee, "Technical-economic analysis for ammonia ocean transportation using an ammonia-fueled carrier", *Sustainability*, Vol. 16, No. 2, 2024, pp. 827, doi: <https://doi.org/10.3390/su16020827>.
13. Korea Maritime Cooperation Center (KMC), "Guidebook on global trends and national support programs for green-ships", KMC, 2024. Retrieved from <https://www.imokorea.org/upfiles/decarbonization/%EC%B9%9C%ED%99%98%EA%B2%BD%EC%84%A0%EB%B0%95%EA%B4%80%EB%A0%A8%EA%B8%80%EB%A1%9C%EB%B2%8C%EB%8F%99%ED%96%A5.pdf>.
14. J. Burgess, "Interactive: platts ammonia price chart", S&P Global, 2025. Retrieved from <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/energy-transition/051023-interactive-ammonia-price-chart-natural-gas-feedstock-europe-usgc-black-sea>.