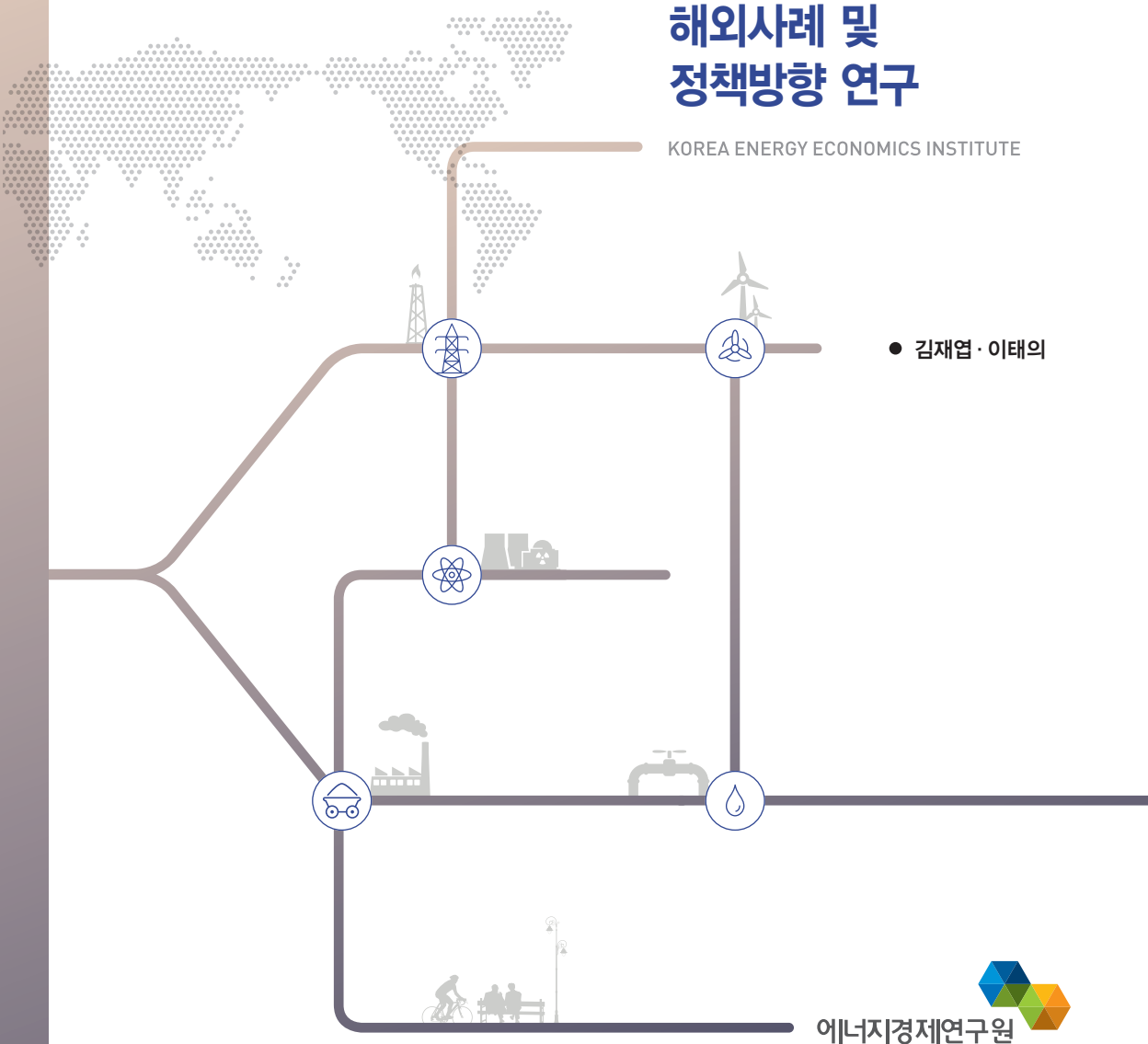
www.keei.re.kr

수시
연구 보고서
21-06

무(無)탄소 신(新)전원 해외사례 및 정책방향 연구

KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

● 김재엽 · 이태의



에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

수시연구보고서 2021-06

무(無)탄소 신(新)전원 해외사례 및 정책방향 연구

A Case Study on the Use of Low-Carbon Energy for Korean Energy Policy

김재엽·이태의

에너지경제연구원
Korea Energy Economics Institute

저 자 김재엽, 이태의

연 구 진

연구책임자 김재엽(에너지경제연구원 부연구위원)
이태의(에너지경제연구원 연구위원)

목 차

요약 v

제1장 서론 1

제2장 무탄소 신전원의 범위와 화력발전의 활용 3

1. 에너지전환과 화력발전의 역할 재정립 4
2. 무(無)탄소 신(新)전원의 범위 11

제3장 무탄소 신전원의 기술적 특징과 해외 주요국의 활용 사례 15

1. 화력발전의 탈탄소화를 위한 기술: 수소와 암모니아 혼소발전 15
2. 화력발전의 탈탄소화를 위한 기술: CCUS 29
3. 차세대 원전의 활용과 탄소중립: Small Modular Reactor(SMR) 33

제4장 무탄소 신전원의 효과적인 활용을 위한 정책방향 검토 43

1. 전력분야 수소 시장의 성장기회 44
2. 일본의 에너지정책 환경 변화: 제6차 에너지기본계획 46
3. 국내 탄소중립 이행을 위한 정책적 시사점 50

제5장 결론 53

참고문헌 55

부 록 59

표 목차

〈표 2-1〉 전환부문 2050 탄소중립 시나리오 초안 요약 12
〈표 2-2〉 전환부문 2050 탄소중립 시나리오 최종안 요약 13
〈표 2-3〉 2030 NDC 상향에 따른 2030 전원믹스 구성안 14
〈표 3-1〉 전세계 가스터빈-수소 혼소 프로젝트 추진 현황 요약 16
〈표 3-2〉 수소 혼소율에 따른 탄소배출 저감 효과 18
〈표 3-3〉 암모니아 연료의 특성 비교 20
〈표 3-4〉 인도네시아 발전 설비용량 변동 추이(2015~2019) 26
〈표 3-5〉 인도네시아 발전량 변동 추이(2015~2019) 27
〈표 3-6〉 인도 발전 설비용량 변동 추이(2015~2019) 28
〈표 3-7〉 인도 발전량 변동 추이(2015~2019) 29
〈표 3-8〉 대형원전과 소형원자로(SMR) 주요 특징 비교 35
〈표 4-1〉 일본 제6차 에너지기본계획 1차에너지 공급 2013년 실적 및 2030년 전망 47
〈표 4-2〉 일본 제6차 에너지기본계획 2030년 발전믹스 및 전원구성 49
〈표 4-3〉 일본 제6차 에너지기본계획 부문별 온실가스 배출량 50

그림 목차

[그림 2-1] 신흥국 그룹과 선진국 그룹의 전력발전량 5
[그림 2-2] 신흥국 그룹 및 선진국 그룹의 화력발전설비 누적 보급량 및 조기폐쇄 규모 6
[그림 2-3] 2019년 대비 2040년 화력발전 설비용량 및 배출집약도 예상 변화 7
[그림 2-4] 전세계 연료원별 급전가능 설비용량 비중(2019년) 10
[그림 3-1] 수소-메탄 혼소발전 시 탄소(CO_2)배출 저감률(질량 기준) 17
[그림 3-2] 전세계 화력발전 부문 수소 및 암모니아 유통 흐름 23
[그림 3-3] CCUS의 탄소배출 감축 경로 도식화 33
[그림 3-4] NuScale SMR 개념도 36
[그림 3-5] W-SMR 개념도 37
[그림 3-6] eVinci SMR 개념도 37
[그림 3-7] TRISO-X 핵연료 구조도 및 Xe-100 개념도 38
[그림 3-8] UK-SMR 개념도(좌)와 SSR SMR 개념도(우) 39
[그림 3-9] IMSR 개념도 40
[그림 4-1] 수소경제 성과 및 수소선도국가 비전 요약 45
[그림 4-2] 일본 제6차 에너지기본계획 2030년 에너지수요 및 1차에너지 공급 전망값 47
[그림 4-3] 일본 제6차 에너지기본계획 2030년 전력수요 전망 및 전원구성 48
[그림 4-4] 일본 제6차 에너지기본계획 2030년 에너지부문 온실가스 배출량 추이 및 전망 50

요약

1. 연구의 필요성 및 목적

■ 연구의 필요성

○ 국내외에서 2050 탄소중립 달성에 대한 공감대 확산
- 이산화탄소를 배출하는 기존 화석연료 기반 전원의 대체 필요성 고조
- 석탄발전 중심의 전력믹스의 친환경 · 무탄소 전원믹스로의 전환이 요구

○ 온실가스 배출정점 이후 국내 탄소중립 소요기간과 에너지믹스, 산업구조 등을 감안 시 우리나라 탄소중립 달성은 도전적 과제

○ 우리 정부는 '2050 탄소중립' 추진 과정에서 경제구조 저탄소화의 일환으로 '에너지전환 가속화'를 천명
- 화석연료에서 신재생에너지로의 주 공급원 전환 방안을 구체화하기 위해 무(無)탄소 신(新)전원의 전원믹스 활용 등에 대한 해외사례에 대한 체계적 연구 및 정리가 요구되는 상황

■ 연구의 목적

○ 2050 탄소중립 이행을 위해 친환경 혁신기술을 적용한 새로운 형태의 발전원에 대한 해외사례 연구 동향 파악

○ 원전 및 화석연료 기반 전통전원(석탄 및 LNG)을 대체할 수 있는 다양한 무(無)탄소 신(新)전원의 발굴 및 전원믹스로의 활용 가능성 모색
- 해외사례로부터 국내 정책적 시사점 도출 등

2. 연구내용 및 주요 분석 결과

■ 무탄소 신전원의 범위와 화력발전의 활용

○ 2050 탄소중립 목표 이행을 위해 무(無)탄소 신(新)전원 활용의 필요성 확대
- 무탄소 신전원의 개념은 2050 탄소중립 시나리오 초안에서 공식적으로 언급되었으며(2021.8),
- 이후 2050 탄소중립 시나리오 최종안이 최종 발표되면서(2021.10) 무탄소 가스터빈 발전으로 범위가 구체화되었고 2030 NDC 상향안에서는 암모니아의 활용으로도 언급
- 저탄소 전력시스템으로 접어드는 2030년 이후에도 원전의 활용은 일정수준 유지되는 상황을 감안할 때 차세대 소형원자로의 활용까지도 무탄소 신전원의 범위에 포함될 것으로 예상

○ 탈탄소화된 전력 시스템에서의 화력발전의 역할 변화
- 2050 탄소중립 목표 달성 과정에서 변동성 재생에너지 중심의 전력믹스는 필연적이지만 재생에너지 발전원의 지속가능한 보급을 위해서는 전력계통의 안정성을 유지할 수 있는 방안의 확보가 중요
- 탄소 등 대기오염물질의 배출이 많은 화력발전원의 조기폐쇄를 통해 발전부문의 탈탄소화를 진행할 수 있으나 그에 따른 사회적 갈등 및 경제적 비용은 국가의 산업과 고용구조에 큰 충격 유발
- 일본 등 일부 선진국에서는 경제수명이 남아있는 화력발전설비의 유연성 및 예비력 자원으로의 활용을 통해 좌초자산 양산을 방지하면서 2050 탄소중립 이행 시 전력시스템 운영의 안정성을 동시에 달성할 계획 수립
- 2050 탄소중립 이행 과정에서 일부 화력발전설비를 유연성 자원으로 지속적으로 활용하려면 화력발전설비의 탄소배출 저감이 필수적이며, 저탄소 연료와의 혼합발전 및 CCUS의 활용은 화력발전의 탄소배출을 저감하는 대표적 방안으로 대두
- 석탄 및 가스복합 화력발전에서 혼소가 가능한 저탄소 연료는 수소와 암모니아가 대표적 → 대규모 상용발전소에서의 혼소율을 높이기 위한 R&D 확대

■ 주요 무탄소 신전원의 기술적 특징

○ 수소 및 암모니아 혼소발전

- 저탄소 연료(수소 및 암모니아)를 석탄, LNG와 혼소하여 발전할 경우 기존 화력발전소의 탄소배출을 저감하면서 퇴출 시점을 탄력적으로 조정 가능
- 현재 기술 수준에서 수소는 가스터빈에 직접적으로 주입하여 혼소발전이 가능하며, 암모니아는 석탄화력 부문의 혼소발전으로 활용 중
- 그러나 수소는 자착화(autoignition) 및 역화(flashback) 문제를 해소하고 화염의 안정성을 유지하기 위한 기술 연구가 필요한 반면,
- 암모니아의 경우 수소 대비 느린 연소속도와 낮은 가연성이 발전효율을 저해하는 문제를 개선해야 하며, 연소 과정에서 발생하는 질소산화물과 독성물질을 다루는 기술 확보가 중요

○ CCUS

- 이산화탄소의 포집 및 저장을 통해 저탄소 연료를 활용한 혼소발전 시 탄소배출 저감 등 환경적 측면에서의 시너지 효과 발생
- CCUS 설비를 화력발전소에 도입했을 때 크게 두 가지 경로를 통해 탄소배출을 저감할 수 있는데, 하나는 개별 화력발전소 설비 자체를 개조하여 발전 과정에서 CCUS를 활용하는 경로며 다른 하나는 연료변환 발전소에서 혼소용 저탄소 수소 또는 암모니아를 생산할 때 CCUS를 활용하여 이산화탄소를 포집하는 경로
- CCUS 부가를 위해 개조된 화력발전소와 수소 및 암모니아 혼소 화력발전소 모두 재생에너지 확대 국면에서 전력계통 운영의 안정성을 제고하여 지속가능한 청정에너지 전환을 돕는 순(純) 효과 존재
- 그러나 혼소발전의 경우 석탄이나 LNG 대비 연료비가 비싸고 CCUS 활용을 위해 기존 발전설비를 개조하는 경우 혼소 발전소보다 물리적으로 고려해야할 요소가 더 많아 비용이 증가할 가능성은 상존

○ 소형원자로(SMR)

- IAEA는 원자력이 탄소중립에 필수적인 역할을 한다는 보고서를 발표한 바 있고 이에 대해 미국, 캐나다, 프랑스, 영국, 핀란드, 폴란드, 러시아, 일본, 중국 등 주요 9개국이 지지를 표명

- 특히 IAEA는 장기적으로 탄소중립(net-zero) 달성 과정에서 원자력이 석탄 및 화석연료를 대체하고 재생에너지의 추가적인 보급을 가능하게 하는 친환경 기저전원으로 중요한 역할을 담당할 것으로 전망
- 프랑스 등 해외 주요국에서는 탄소중립 이행 과정에서 원전을 청정에너지로 분류하고 탄소중립의 이행수단으로 활용하고자 하는 움직임이 활발
- 다만 기존 대형원전의 활용보다는 안전성이 강화된 SMR의 활용이 주요 선진국들의(미국, 프랑스 등) 원전활용 정책으로 대두되고 있으며, 기존 전통원전도 그린수소의 생산수단으로서 새로운 활용도를 모색 중
- SMR은 기술적 측면에서 기존 대형 상용원전의 검증된 기술을 중점적으로 사용할 경우 가압경수로 기술에 기반한 '경수형 소형원자로'로 분류되며 장기적 관점에서 혁신적인 기술을 적용한다면 '비경수로형 4세대 소형원자로'로 분류

■ 해외 주요국의 무탄소 신전원 활용 사례

○ 일본 등 해외 주요국의 무탄소 신전원 활용
- 일본은 암모니아와 수소의 혼합발전을 통해 전력계통 측면에서의 화력발전 활용도를 제고하면서 탄소저감까지 달성하는 계획을 수립(제6차 에너지기본계획)
- 저렴한 수소 및 암모니아 확보를 위한 다양한 공급루트를 개척(중동, 남미, 호주 등)하는 한편, 암모니아 및 수소 혼소율을 높이기 위한 R&D를 꾸준히 진행 중
- 중동(사우디)의 경우 천연가스 기반의 암모니아를 수입하고 남미(칠레 등)로부터는 태양광 및 풍력 등 재생에너지 기반 암모니아 및 수소를 수입, 호주로부터는 저렴한 석탄으로부터 생산된 수소를 수입
- 암모니아를 가스터빈에 직접 주입 및 혼소하는 경우 수소를 활용하는 경우보다 기술적 성숙도가 아직 낮은 것으로 평가되지만 일본 Mitsubishi Power 社를 포함한 주요 가스터빈 제조업체들은 2025년까지 대규모 암모니아 연소용 가스터빈을 출시할 계획

○ 인도, 인도네시아 등 신흥국에서는 전력공급체계에서 석탄화력비중이 높아 화력발전설비의 조기 폐지를 적극적으로 시행하기 어려운 구조 → 암모니아와 수소의 혼소발전을 통한 화력발전 탄소배출 저감에 적극

- 다만 선진국의 경우 단위당 일정 금액의 탄소세를 부과할 것이고 그에 따른 배출비용 절감분이 혼소에 따른 연료비 상승분을 상쇄하여 혼소 연료비 절감 효과가 발생 가능
- 인도, 인도네시아 등 신흥국에서는 산업충격 등을 고려하여 탄소세를 부과하지 않을 가능성이 높아 저탄소 연료 혼소 시 연료비용 증가분을 상쇄할 요소 無
- 혼소에 의한 연료비 상승을 절감할 방안이 마련되지 않는다면 신흥국 발전사업자 입장에서는 굳이 수소 및 암모니아 혼소를 추진할 경제적 유인이 없어 결과적으로 저탄소 연료의 혼소도입이 저해되는 상황이 발생 가능

■ 무탄소 신전원의 효과적인 활용을 위한 정책방향 검토

○ 국가적 특수성을 구체적으로 고려한 해외사례 벤치마킹 필요

○ 일본의 경우 발전연료의 높은 수입의존도, 전력수급에서 화력발전의 기여도, 고립계통이라는 특성, 중앙 집중형 에너지정책 수립 및 운영체계 등 우리나라와 전력산업 거버넌스와 물리적 구조 측면에서 유사한 측면 多
- 따라서 일본이 탄소중립 이행 경로로 제시하는 수소와 암모니아의 혼소발전은 우리나라 전력정책에 큰 이질감 없는 시사점과 정책 이정표를 제시

○ 일본 정부는 제6차 에너지기본계획이 확정되기까지 다양한 수소·암모니아 혼소 실증사업을 지원하면서 상용화를 위한 기반을 충실히 닦아왔고, 그 과정에서 발전연료로서의 수소 및 암모니아 소비량이 크게 증가할 것을 예상하여 상대적으로 저렴한 수소와 암모니아 공급처를 확보하는 노력도 병행

○ 탄소중립 이행을 위한 일본의 표면적인 정책만을 모방하기보다 사회경제적 비용을 절감하면서 탄소저감을 효과적으로 이행할 수 있는 경로를 개척해나가는 과정과 정책적 일관성 등 정책결정의 소프트웨어적인 측면을 벤치마킹 필요

○ 전력계통의 특성과 전력산업구조 등 전력부문에 있어 한-일간 물리적 특성이 유사한 만큼 탄소중립 및 에너지산업 전환의 경계에서 중시되는 정책적 가치관과 목표가 무엇이 되어야하며 그것을 어떻게 실천하는지를 심도있게 고찰해 보아야 할 것

3. 결론 및 정책제언

○ 2050 탄소중립 이행 과정에서 일본 정부가 저탄소 연료(수소 및 암모니아)의 효과적인 활용을 위해 기울인 노력에 대해 연구 필요
- 일본 정부는 수소와 암모니아의 혼소율 제고를 위해 장기적인 관점에서 인내심을 갖고 연구개발 투자를 진행
- 기술개발 외에 기술지표 달성 후 저탄소 연료 수요증가에 대비한 저렴한 원료 공급루트 확보 노력도 병행

○ 우리나라도 탈탄소 과정에서 화력발전의 질서있는 퇴출과 재생에너지 보급에 따른 계통관성 유지라는 과제에 직면 → 정부가 장기적 관점에서 인내심을 가지고 수소 및 암모니아 혼소율 제고와 혼소발전 확대를 위한 R&D 투자를 시행하되 발전사업자들이 혼소발전을 적극 도입할 수 있는 경제적 인센티브를 동시에 제공할 필요성 존재
- 특히 수소의 혼소율을 높여 2050년경에 수소 전소가 가능한 상황을 만들기 위해서는 정부와 전력공기업의 역할 뿐 아니라 수소터빈 개발 등과 관련된 민간부문의 기술개발과 투자를 유인할 수 있는 법·제도적 체계 구축 要
- 석탄 등 화석연료보다 연료비가 비싼 수소의 특성을 고려했을 때 수소발전 공급의무 내지는 수소발전 우선 구매 등의 법·제도적 지원이 이루어진다면 투자에 대한 리스크를 일부 완화하는 효과가 있을 것으로 예상
- 이 경우 민간의 수소발전 사업 및 기술개발 참여가 보다 용이해질 것이며, 중단기적으로는 수소발전의 총량을 정책적 의지를 갖고 확대하는 지원책도 고려 가능

○ 기후변화 대응 및 2050 탄소중립 이행을 시대흐름에 부응한 불가역적(irreversible) 정책목표로 본다면 이를 달성하는 과정에서 발생할 사회적·경제적 비용을 최소화하는 액션플랜(action plan) 구축이 중요
- 수소와 암모니아, 그리고 SMR로 대표되는 무탄소 신전원의 적극적인 활용은 그에 대한 하나의 대안으로 평가 가능

제1장

서론

최근 해외 선진국들을 중심으로 한 '2050 탄소중립(net zero)' 선언은 에너지 및 환경 정책의 주류 트렌드로 자리잡고 있는 듯하다. 우리 정부도 2050년 탄소중립 목표를 달성하기 위해 탄소중립위원회를 구성하고 2050 탄소중립 목표 달성을 위한 구체적 로드맵을 제시하는 노력을 기울이고 있으며, 그 결과로 지난 10월 국내 탄소 순배출량을 제로화하는 '2050 탄소중립 시나리오 최종안'이 발표되었다. 이와 더불어 2050 탄소중립 목표 달성의 중간 목표로 '2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안'이 비슷한 시기에 확정되면서 기후변화 대응과 탄소배출 저감은 국민의 일상에 보다 가까이 다가오게 되었다.

국내에서 '무(無)탄소 신(新)전원'이라는 표현은 2050 탄소중립 시나리오 초안에서 공식화되었는데, 해외에서는 저탄소(low-carbon) 에너지원 또는 무탄소(carbon-free) 에너지원으로 통용되는 개념이다. 그러나 무탄소 신전원이 어떤 에너지원을 포함하고 있는지에 대해 합의가 이루어진 바는 없는 관계로, 무탄소 신전원의 활용기술과 사례를 살펴보기 위해서는 먼저 무탄소 신전원의 범위가 먼저 정의되어야만 한다.

지금까지 석탄과 가스복합 화력발전은 각각 기저부하와 첨두부하를 맡아 전력공급의 안정성 유지에 기여해 온 발전원들이었다. 그러나 에너지전환 이슈가 대두되고 국가별 NDC 상향 및 2050 탄소중립 이행까지 이어지면서 변동성 재생에너지원 보급 확대를 위한 정책적 지원은 개도국을 제외한 국가그룹에서 주류로 자리잡고 있다. 그 결과

석탄, 가스 등 전통전원 중심의 전원믹스는 변동성 재생에너지 중심의 전원믹스로 눈에 띄는 변화를 보이고 있는데, 에너지전환에서 탄소중립으로 이어지는 일련의 기후환경변화 대응은 산업정책에서부터 금융 · 재정지원정책에 이르기까지 전방위적인 정책변화를 유발하며 신(新) 경제질서를 구축하고 있다. 이는 에너지신산업 발굴 등 새로운 기회를 창출하는 원동력이 되기도 하지만 화력발전을 포함한 기존 산업에 갑작스럽고 큰 충격을 발생시킬 수 있다. 즉 화력발전 등 기존 산업에 대한 의존도가 높은 지역에 고용 불안정과 경제활동 위축이 발생할 수 있고, 사회적 갈등이 심화될 수도 있는 것이다.

전환(발전)부문에서는 탄소중립 이행 과정에서 화력발전과 원전 퇴출에 따른 사회적 · 경제적 충격을 완화하는 한편 변동성 재생에너지 확대에 따른 계통운영의 안정성 확보도 동시에 달성해야 하는 상황이다. 탈석탄 정책과 관련하여 널리 언급되는 국가인 독일은 '탈석탄법'을 제정하여 2050 탄소중립의 목표의 견실한 이행을 위해 2038년까지 독일 발전부문의 완전한 탈석탄화를 추진 중이다. 이 과정에서 탈석탄 정책으로 피해가 예상되는 지역·산업·노동자에 대해 보상체계를 마련하고 대규모 재정지출 계획(20년간 43억 유로 수준의 기업보상금과 400억 유로 수준의 지역 및 근로자 지원 등)을 수립하여 '정의로운 전환(Just Transition)'의 가치를 실현하고자 한다. 특히 에너지시스템 전환 및 석탄산업 구조조정 과정에서 지역사회와 산업이 직면할 사회적·경제적 충격을 효과적으로 완화하기 위해 '탈석탄위원회'을 운영하여 이해관계자 간 공론의 장(場)을 운영한 것은 에너지전환을 추진하는 여러 국가의 벤치마크 요소이기도 하다. 한편 미국 캘리포니아와 텍사스 주(州)는 화력 발전설비 감축 및 재생에너지(풍력, 태양광 등) 발전원 확대 과정에서 전력수요 급증 시 전력공급 예비력이 부족하여 순환정전을 실시한 바 있고, 독일의 경우 재생에너지 발전량을 전력계통에서 받아들이지 못해 출력제한(curtailment)을 실시하는 등 세계 각국에서 변동성 재생에너지 확대와 전력계통의 안정성을 확보하는 문제가 서로 충돌하고 있다.

무탄소 신전원의 활용은 전통전원(원전 및 화력발전) 중심에서 재생에너지원 중심으로 에너지정책을 전환할 때 전력시스템이 직면하는 정책적 과제들을 해소하는 하나의 방안으로 고려될 수 있다. 이하에서는 그러한 무탄소 신전원이 어떤 에너지원을 포함하고 있으며, 해외에서는 어떤 역할을 수행하고 있는지를 간략히 살펴보고자 한다. 아울러 우리 정부가 기후변화 대응 및 2050 탄소중립 목표 달성을 효과적으로 추진하는 데에 필요한 정책적 시사점도 도출할 계획이다.

제2장

무탄소 신전원의 범위와 화력발전의 활용

화력발전은 지난 20년간 전세계 전력수요의 상당 부분을 공급해왔다. 특히 석탄화력 발전의 경우 LNG 및 유류 대비 상대적으로 저렴한 연료가격에 힘입어 원전과 함께 기저전원으로서의 역할을 오랫동안 수행해왔고, LNG 복합발전은 높은 열효율과 가스터빈의 빠른 응동력을 바탕으로 첨두부하 발전원으로서의 역할을 수행하면서 국가별 전력수급 달성에 중요한 한 축을 맡아왔다.

그러나 전세계적으로 기후변화대응 및 온실가스 감축 필요성에 대한 관심이 높아지면서 신재생에너지원 중심으로 발전믹스 전환이 빠르게 이루어지고 있으며, 최근에는 '2050 탄소중립(net-zero) 달성'을 위한 국가별 로드맵이 구체화되면서 화력발전의 완전 퇴출이 가시화되고 있는 실정이다. 화력발전원이 전력수급에 중요한 역할을 하고 있는 신흥국(인도, 중국 등)에서조차도 태양광 중심의 재생에너지 보급이 빠르게 이루어지고 있어 전세계적인 탈탄소화 흐름은 거부할 수 없는 대세가 되었다.

발전부문에서의 환경성 강화 조치가 전력정책 수립 시 선택이 아닌 필수가 된 시점에서 '무(無)탄소 신(新)전원(low-carbon energy)'의 전원믹스 편입 필요성이 대두되고 있는 바, 본 장에서는 '무탄소 신전원'이 무엇을 의미하며 어떤 에너지원이 포함되는지를 먼저 논의해보려 한다. 우리 정부도 2050 탄소중립 목표달성을 위해 무탄소 신전원의 활용을 명시적으로 밝히고 있으므로 무탄소 신전원의 범위를 구체화하는 것은 본 연구의 방향성을 결정하는 중요한 단계로 이해할 수 있겠다.

1. 에너지전환과 화력발전의 역할 재정립

1.1. 전세계 발전부문의 변화 동향

앞서 언급하였듯 지난 20여년간 석탄 및 가스복합 화력발전은 세계 각국 전력공급의 주류를 형성했다. 특히 기저전원인 석탄화력 발전은 풍부한 부존량에서 비롯된 연료의 가격경쟁력을 바탕으로 각국의 산업화 및 경제성장을 견인하는 역할을 담당해왔다. 또한 가스복합 화력발전의 경우 연료가격은 석탄보다 비싼 편이지만 발전기의 기동시간이 짧아 응동자원으로서 첨두부하 전원으로서의 역할을 수행하고 있다. 이렇듯 화력발전은 오랜시간 동안 기저부하와 첨두부하 부문에서 전력공급 및 계통 안정성을 유지하는 데에 효과적으로 기여해 온 것이다.

그러나 파리협정 이후 기후변화대응 및 탄소배출 저감의 필요성이 고조되고 2050 탄소중립 목표달성 이슈까지 대두되면서 화력발전 중심으로 운영되는 전통적인 전력시스템에 변화가 요구되고 있다. 유럽 등 선진국에서는 발전부문의 탄소 배출량을 획기적으로 저감하기 위해 태양광, 풍력 등 신재생에너지 발전자원을 적극적으로 보급함과 동시에 국가에 따라 다소 급진적인 탈석탄 정책을 채택하면서 탄소중립(net-zero)을 적극적으로 추진 중이다.

IEA에서는 국가별 탄소중립 목표를 달성하기 위해서는 석탄 및 가스복합 화력발전소의 발전비중을 크게 줄일 필요가 있음을 밝힌 바 있다(IEA, 2021b)[1]. 특히 화석연료 기반의 화력발전을 태양광과 풍력 중심의 신재생에너지 발전원으로 대체할 경우 2030년 기준 전세계 전력 생산량의 29%, 2040년까지 전세계 전력 생산량의 45%를 태양광과 풍력발전이 충당해야 하는 것으로 분석하고 있다. 다만 이러한 신재생에너지 발전원의 보급 과정에서 전력공급 및 계통 안정성에 대한 고려가 반드시 수반되어야 할 것이다. 태양광 및 풍력 발전설비가 빠르게 보급되더라도 전력계통이 이를 물리적으로 수용할 수 없다면 계통접속이 원활하게 이루어지기 어렵고, 변동성 재생에너지(태양광, 풍력 등) 발전원의 계통접속이 확대될수록 전력수요의 급증에 대비한 예비력 자원이 충분히 확보되지 못할 경우 대규모 정전사태를 방지하기 어렵기 때문이다. 결국 화력발전 중심의 전력시스템에서 신재생에너지 중심의 전력시

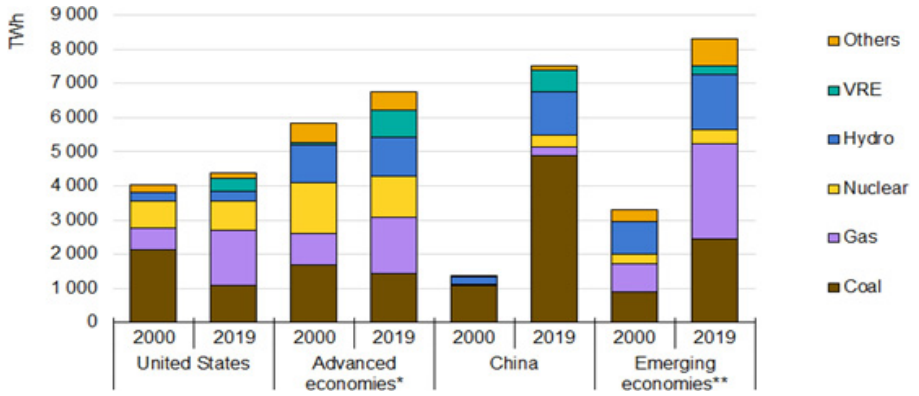
1) IEA. 2021b. “The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector.” pp.13~14 내용 참조

스템으로의 효과적인 전환을 위해서는 송전망 보강을 포함한 대규모 설비투자와 신재생에너지 자원의 간헐성을 보완할 수 있는 다양한 R&D 투자(에너지저장 및 수요관리 등과 관련) 등이 적극 추진되어야 2050 탄소중립이라는 장기 목표를 효과적으로 달성할 수 있을 것이다.

2000~2019년 기간 동안 전세계 전력수요는 중국 및 신흥국 그룹과 선진국 그룹에 따라 다소 차이는 있지만 꾸준히 증가하는 추세를 보였다. 실제로 중국 및 신흥국 그룹에서는 지역별 전력화(electrification) 확대 및 급속한 경제성장의 영향으로 2000년 대비 2019년 전력수요가 각각 400%, 150% 상승하였다(IEA, 2020)[2]. 반면 미국, 유럽 등 선진국 그룹에서는 에너지효율 개선 및 에너지 집약도가 낮은 산업으로의 전환이 이루어지면서 동일 기간 전력수요 증가율은 13% 수준으로 나타났다([그림 2-1] 참조).

[그림 2-1] 신흥국 그룹과 선진국 그룹의 전력발전량

(단위: TWh)



주: 1) Advanced economies: 미국을 제외한 선진국
2) Emerging ecnomies: 중국을 제외한 신흥국
3) 전력수요를 추종하여 전력발전이 이루어지는 것을 가정

자료: IEA. 2020b. "World Energy Outlook 2020." 데이터 (데이터 추출: 2021.11.10); IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." p.15 그림 재인용

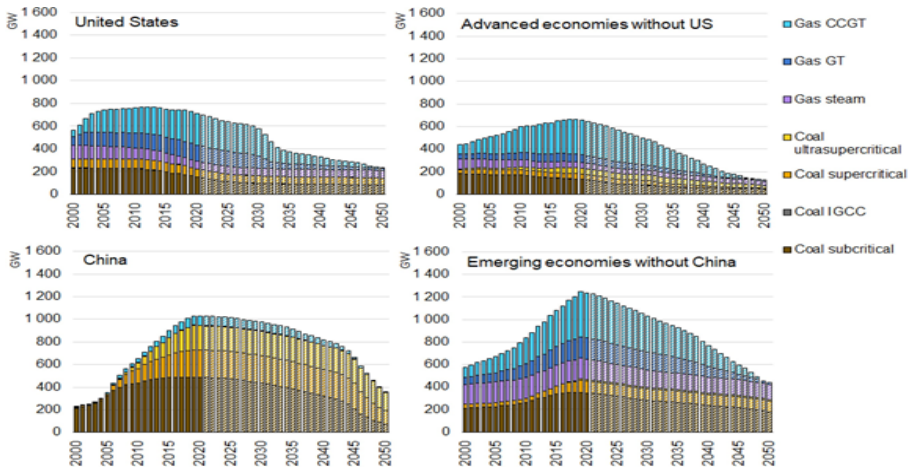
이와 같은 전력수요의 증가에 따라 석탄 및 가스복합 화력발전소에 대한 투자는 전세계적으로 광범위하게 이루어져 왔고, 2000년 기준 전세계 석탄 및 가스복합 화력발전 설비용량은 약 1.8TW 수준이었으나 2019년에는 200% 증가하여 3.7TW

2) IEA. 2020b. "World Energy Outlook 2020" 데이터 활용 (데이터 추출: 2021.11.10)

수준까지 확대되었다. 이렇듯 화력발전설비의 보급이 널리 이루어진 상황에서 기보급된 화력발전소의 상업운전 개시일을 살펴보면 향후 탄소중립 추진 과정에서 발전설비의 조기폐쇄에 따른 좌초자산화(stranded asset) 우려가 충분히 제기될 수 있다. 실제로 2019년 기준으로 전세계 화력발전설비의 절반 이상이 2005년부터 상업운전을 시작했는데 중국 내 화력발전설비의 절반 이상은 2008년부터, 인도 내 화력발전설비의 절반 이상은 2012년부터 상업운전을 개시한 상태다(IEA, 2020)[3]. 석탄 및 가스복합화력 발전소의 설계수명이 통상 30년 수준인 점을 감안하면[4] 선진국에서는 2030년까지 석탄 및 가스복합 화력발전소의 79%, 2040년까지 약 43%가 잔존수명이 존재할 것으로 추산된다(IEA, 2021b)[5]. 중국과 신흥국에서의 상황은 이보다 더 심각한데, 중국과 신흥국 모두 급격하게 증가하는 전력수요를 충당하기 위해 석탄과 가스복합 화력발전 부문에 대한 투자를 지속적으로 이어왔기 때문에 2030년 기준 기보급된 석탄 및 가스복합 화력발전소의 83%, 2040년 기준 기보급된 석탄 및 가스복합 화력발전소의 61%가 설계수명이 남아있을 것으로 예상된다[6].

[그림 2-2] 신흥국 그룹 및 선진국 그룹의 화력발전설비 누적 보급량 및 조기폐쇄 규모

(단위: GW)



자료: IEA. 2020b. "World Energy Outlook 2020" 데이터 (데이터 추출: 2021.11.10); IEA. 2021. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." p.16 그림 재인용

3) IEA. 2020b. "World Energy Outlook 2020." 데이터 활용 (데이터 추출: 2021.11.10)
4) 안영환. 2017.『석탄발전소의 좌초자산 조건 연구』. 에너지경제연구원 기본연구보고서. pp.53~56 내용 참조
5) IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." pp.15~16 내용 참조
6) IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." p.16 내용 참조

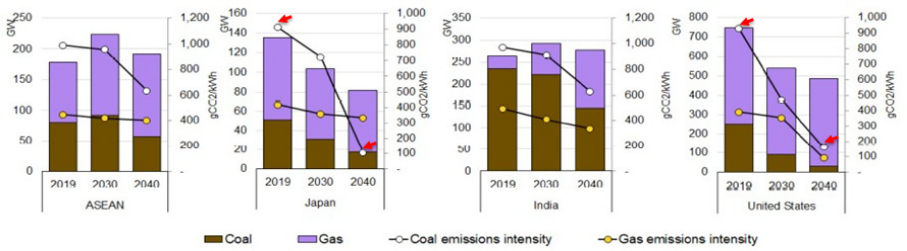
1.2. 화력발전 탄소배출 저감의 필요성 확대와 주요 저감 방안

전술한 바와 같이 2050 탄소중립 목표 달성을 위해 발전부문에서는 석탄 및 가스 화력발전설비로부터의 온실가스 배출을 저감시키는 것이 핵심이라는 평가가 지배적이다. IEA에서는 2040년까지 전세계 석탄 및 가스 화력발전설비에서 2019년 온실가스 배출량의 1/7 수준까지 저감이 필요하다고 보고 있다. 특히 국가별 석탄 온실가스 배출 집약도[7]를 감안하면 미국의 경우 2019년 대비 1/6, 일본의 경우 2019년 대비 1/9까지 화력발전설비로부터의 온실가스 배출량 저감이 필요하다(IEA, 2021b)[8]. 구체적으로 살펴보면 미국의 석탄 온실가스배출 집약도는 2019년 약 950gCO_2/kWh에서 2040년 약 158gCO_2/kWh로 저감되어야 하며, 일본의 석탄 온실가스배출 집약도는 2019년 약 930gCO_2/kWh에서 2040년 약 103gCO_2/kWh로 저감되어야 한다([그림 2-3] 참조).

결국 국가별로 2050 탄소중립 목표를 효과적으로 달성하기 위해서는 발전부문에서 화력발전설비가 배출하는 온실가스를 획기적으로 감축해야 하고, 특히 가스복합화력보다는 석탄화력 부문에서의 온실가스 저감이 더욱 중요함을 알 수 있다. 이에 우리나라를 포함한 세계 각국에서는 석탄화력 발전소의 조기폐쇄 또는 환경설비 보강(CCUS 부가) 등을 적극적으로 추진 중이며, 일본을 중심으로 화력발전소에 저탄소(low-carbon) 연료를 투입할 수 있도록(혼소 또는 전소) 설비 일부를 개조하는 방안이 적극적으로 고려되고 있다.

[그림 2-3] 2019년 대비 2040년 화력발전 설비용량 및 배출집약도 예상 변화

(단위: GW, gCO_2/kWh)



자료: IEA. 2020b. "World Energy Outlook 2020." 데이터 (데이터 추출: 2021.11.10); IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." p.18 그림 재인용 및 편집

7) 석탄발전 1kWh당 온실가스배출량(gCO_2)을 의미

8) IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." pp.17~18 내용 참조

1.2.1. 화력발전소의 이용률 제한 및 조기폐쇄

IEA에서는 전세계적으로 기후협약 및 2050 탄소중립 목표달성 이행을 위한 투자가 적극적으로 이루어질 때[9] 전세계 석탄화력 발전소의 평균적인 이용률은 2030년 기준으로 약 35%, 2040년에는 약 21% 수준을 달성해야 할 것으로 본다[10]. 탄소배출 집약도가 상대적으로 낮은 가스복합화력 발전소의 경우 석탄화력보다는 이용률 감소 속도가 빠르지 않을 것으로 예상되지만 2050년까지 탄소배출 제로화를 달성하기 위해서는 이용률 및 활용도의 하락을 피할 수 없을 것이다. 이렇듯 석탄 및 가스화력 발전의 비중이 축소되는 전원믹스에서 증가하는 전력수요를 감당하려면 에너지효율 개선, 일부 원전의 활용, 변동성 재생에너지원의 확대 등을 고려할 수밖에 없다. 이 중 전원믹스에 큰 변화를 가져와 탄소중립에 기여할 수 있는 수단은 변동성 재생에너지원의 보급확대가 될 것인데, 이 경우 전력계통 운영 측면에서 송배전망을 포함한 물리적 설비투자의 확대와 간헐성 재생에너지의 변동성을 관리할 수 있는 역량 확보(예비력 자원 확보, 에너지저장기술개발 등)가 반드시 수반되어야 할 것이다.

탄소중립 달성 과정에서 석탄 및 가스복합 화력설비의 퇴출은 발전소 주변지역의 경제와 고용환경에 큰 영향을 미칠 수 있다. 특히 2040~2050년까지 경제수명이 도달하지 않은 화력발전소들의 경우 조기폐쇄 시 발전소 주변지역 등에 대한 재정 및 고용 측면의 추가적인 지원이 이루어져야만 에너지전환에 따른 경제적·사회적 충격을 완화하고 '정의로운 전환(Just Transition)'의 가치를 실현할 수 있을 것이다. 한편 태양광과 풍력발전의 경우 자연환경 및 지형적 조건에 따라 투자 적합성에 대한 평가가 다양하게 나타날 수밖에 없으며, 전세계 지역별 자연환경 차이에서 유발되는 태양광 및 풍력발전 설비의 이용률 편차가 크다는 특징이 있다. 실제 IEA 통계에 따르면[11] 기후변화 협약의 이행과 2050 탄소중립 목표 달성을 꾸준히 지향할 때 2030년 및 2040년 아세안(Association of Southeast Asian Nation, ASEAN) 지역의 풍력발전 설비의 연평균 이용률은 각각 26%, 27.5% 수준으로, 전세계 풍력발전 설비 연평균 이용률(29.4%, 32.7%)과 미국의 풍력발전 설비 연평균 이용률(38%, 41.8%)보다 낮게 전망된다. 또한 태양광 발전설비의 연평균 이용률을 살펴보면 일본의 경우 2030년 및

9) 이는 IEA World Energy Outlook 2020 및 2021 내에서 파리협정 및 2050 탄소중립(net-zero) 목표 달성에 필요한 에너지 부문 투자가 적극적으로 이루어지는 상황을 가정한 '지속가능개발 시나리오(Sustainable Development Scenario, SDS)와 '2050 넷제로 배출 시나리오(Net Zero Emissions by 2050, NZE 2050)'의 전제와 동일하다.

10) IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." p.18

11) IEA. 2021c. "World Energy Outlook 2021." 데이터 활용 (데이터 추출: 2021.11.11)

2040년 태양광 발전설비의 연평균 이용률이 각각 12.6%, 13%로 수준으로 전망되는데, 이는 전세계 태양광 연평균 이용률(15.9%, 17.3%) 및 중동 지역의 태양광 연평균 이용률(22.2%, 22.7%) 전망치보다 낮다. 만약 변동성 재생에너지 발전원이 보급되더라도 설비이용률이 낮다면 에너지비용이 높아지게 되므로 타 발전원에 대한 가격 경쟁력이 다소 저하될 수 있다.

결국 화력발전소의 이용률 제한과 조기폐쇄는 2050 탄소중립 장기목표의 달성에 가장 직접적인 정책도구가 될 수 있을 것이다. 그러나 탄소중립 추진 과정에서 발생하는 사회적 갈등과 산업충격의 완화를 위한 '정의로운 전환'의 실현 방안, 국가별로 편차가 큰 재생에너지(태양광, 풍력) 발전설비 이용률에 따른 경제성 확보 문제, 그리고 전력계통의 안정성을 유지하면서 재생에너지의 지속가능한 보급을 가능하게 만드는 방안 마련 등에 대해 심도있는 고려가 더욱 필요한 시점이다.

1.2.2. 저탄소 연료의 활용 또는 CCUS 부가

2050 탄소중립 목표 달성에 있어 화력발전 부문 탄소배출 저감이 중요하며, 화력발전소에서 배출되는 온실가스를 감축하는 가장 직접적인 방안으로 화력발전설비의 이용률 제한과 조기폐쇄를 고려할 수 있다. 하지만 기운영 중인 화력발전소의 이용률 제한과 조기폐쇄를 추진할 때 사회적·경제적 비용과 안정적 계통운영의 관점에서 몇 가지 해소해야 할 문제점들이 있음을 앞서 살펴보았다. 이러한 문제점들에 대한 인식에서 비롯된 화력발전 부문 온실가스 저감의 또 다른 대안으로 일본 등에서는 저탄소 또는 무탄소 연료의 혼소 및 전소를 위한 레트로핏과 기존 화력발전 설비에 CCUS 설비를 추가하는 방안이 적극적으로 검토되고 있다.

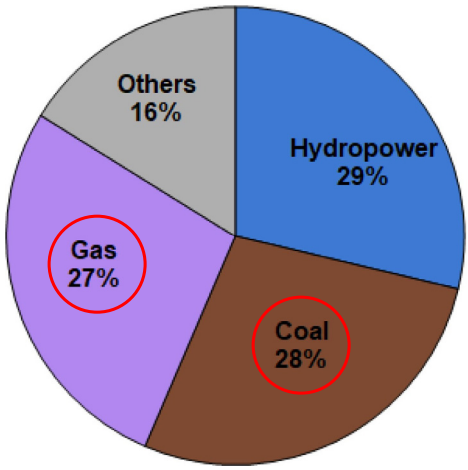
저탄소 또는 무탄소 연료의 혼소 및 전소 그리고 CCUS 설비의 활용은 경제수명에 도달하지 않은 화력발전설비를 탄소 저배출 발전원으로 운영할 수 있게 만든다. 또한 기존 화력발전소의 운영방식을 친환경적으로 전환하는 개념이므로 기구축된 송전망과 공급사슬 등을 활용할 수 있다. 따라서 저탄소 및 무탄소 연료와 CCUS의 활용은 2050 탄소중립 이행에 따른 에너지 산업의 급격한 전환에 수반될 사회적·경제적 충격을 완화하고 질서있는 화력발전 퇴출 전략을 수립하기에 용이한 방안이다. 아울러 태양광, 풍력 등 재생에너지 발전원 보급이 더욱 확대될 경우 재생에너지의 간헐성에서 유발되는 전력공급의 불안정성 및 계통관성 유지의 어려움에 대비한 예비력

자원을 확보하는 셈이므로 2050 탄소중립 이행 과정에서 설비투자비를 절감함과 동시에 효과적인 계통운영을 가능하게 하는 방안이기도 하다.

1.3. 탄소중립 시대 화력발전의 역할 재정립

2019년 기준 전세계 급전가능(dispatchable) 설비용량에서 석탄화력 및 가스복합화력 발전이 차지하는 비중은 대략 55% 수준이다(IEA, 2021a[12]; 2021b). 이러한 화력발전 설비는 태양광 및 풍력발전 설비의 변동성에 대응하는 예비력 및 유연성 자원으로 활용가치가 높다[13]. 변동성 재생에너지 자원의 일·시간대별 출력변동에 따라 화력발전소의 발전량을 늘리거나 줄임으로써 계통안정성에 기여할 수 있는 바[14], 향후 탄소중립 이행 과정에서의 전력정책 수립에 유용한 정책도구가 될 수도 있다.

[그림 2-4] 전세계 연료원별 급전가능 설비용량 비중(2019년)



자료: IEA. 2021a. "Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector." Special Report; IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." p.18 그림 재인용

12) IEA. 2021a. "Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector." Special Report. 데이터 간접 인용
13) 석탄화력 발전설비의 기동시간을 고려했을 때 가스복합화력 대비 응동력이 상대적으로 떨어지므로 유연성 자원으로서의 가치에 대해 일부 이견이 있을 수 있으나, 재생에너지의 변동성을 보완하는 예비력 자원으로서의 활용가치는 충분할 것으로 보인다.
14) 전력시스템의 주파수 유지에 화력발전소의 회전질량으로부터 관성을 공급하게 되면 전력계통의 안정성 유지에 효과적으로 기여할 수 있다.

2050 탄소중립의 견실한 이행 및 신재생에너지 발전원의 지속가능한 보급을 위해서는 전력수급과 계통운영의 안정성 유지가 반드시 수반되어야 한다. 온실가스 감축 및 탄소중립 이행이라는 궁극적인 목표를 달성하기 위해 화력발전 부문의 온실가스 배출을 감축하는 조치 및 경제적 가치가 남아있는 화력발전 설비의 예비력 자원화 등의 정책을 병행해야 할 필요가 있다는 의견이 대두되고 있는 것은 그러한 관점에서 비롯된 것으로 보인다.

2. 무(無)탄소 신(新)전원의 범위

'무탄소 신전원'의 개념은 당초 2050 탄소중립 시나리오 초안에서 공식적으로 언급되었으며, 지난 2021년 10월에 공시된 탄소중립 시나리오 최종안에서는 '무탄소 가스터빈'으로 표현이 다소 수정되었다. 그러나 2050 탄소중립 시나리오 초안과 최종안의 전체적인 전원믹스 구성을 고려할 때 '무탄소 전원'의 범위는 거의 유사하다고 보여지며, 비슷한 시기에 공표된 '2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안'에서는 암모니아를 주요 전원믹스로 포함시키고 있다. 이하에서는 최근 탄소중립 및 온실가스 감축과 관련된 국내 주요 정책을 중심으로 본 연구에서 살펴볼 무탄소 신전원의 범위를 확정해보고자 한다.

2.1. 전환부문 2050 탄소중립 시나리오 초안

지난 2021년 8월에 공개된 '2050 탄소중립 시나리오 초안'의 전환부문 내용을 살펴보면, 먼저 산업, 수송, 건물 등 부문별 전력화로 인해 국가 전체의 전력수요가 대폭 증가할 것으로 보는 것이 핵심이다. 이에 따라 2050년 우리나라 전체 전력수요는 2018년 대비 약 204~213% 증가하여 전환부문 시나리오에(1안~3안) 따라 약 1,165~1,215TWh 수준으로 전망되었다.

전환부문 탄소중립 시나리오 제1안에서는 CCUS에 대한 의존도가 가장 높은 상황을 가정하여 전력수요가 약 1,212.4TWh에 달할 것으로 전망하고 있다. 시나리오 제3안으로 진행될수록 CCUS에 대한 의존도는 줄어드는 구조며, 특히 제3안에서는 수전해를 통한 그린수소의 생산비중이 확대됨에 따라 제2안보다 전력수요가 높게 전망되었다(제2안 전력수요 1,165.4TWh, 제3안 전력수요 1,215.3TWh).

이와 같이 전망된 전력수요를 충족하기 위해 송배전손실 약 3.5%를 반영한 송전단 기준 발전량은 전환부문 시나리오에 따라 약 1,208~1,259TWh로 산출된다. 2050 탄소중립위원회에서는 전망된 발전량(1,208~1,259TWh)에 맞추어 전환부문 2050 온실가스 배출목표(0~46.2백만톤)를 달성할 수 있는 전원믹스를 도출한 것으로 보인다.

전환부문 2050 탄소중립 시나리오의 특징을 전원믹스 관점에서 정리해보면 재생에너지 중심으로 전력을 공급하면서 수소와 잔여원전 등 무탄소 전원을 활용하고 각 시나리오별 가정에 따라 일부 화력발전을 지속하는 것으로 요약된다. 특히 제1안에서는 설계수명 30년이 도달하지 않은 석탄화력 발전소 7기만을 유지하고 여기에 CCUS를 도입하여 전환부문의 온실가스 순배출량을 제로화하고자 하며, 제2안은 1안에서의 석탄화력 발전소 7기의 운영까지 중단하되 LNG 발전은 유연성 전원으로 활용하고 CCUS로 전환부문 온실가스 순배출량을 제로화한다. 마지막 제3안에서는 2안에서 유연성 전원으로 활용하는 LNG 발전까지 전량 중단하여 화력발전을 완전히 퇴출함으로써 전환부문 온실가스 배출량 제로를 달성하고자 한다(〈표 2-1〉 참조).

〈표 2-1〉 전환부문 2050 탄소중립 시나리오 초안 요약

구분	원자력	석탄	LNG	재생E	연료전지	동북아 그리드	무탄소 신전원	부생가스	발전량 (TWh)	수요 (TWh)	배출량 (백만톤)
1안	89.9	19.1	101.1	710.7	121.4	33.1	177.2	3.9	1,256	1,212	46.2
2안	86.9	0	92.2	710.6	121.4	33.1	159.6	3.9	1,208	1,165	31.2
3안	76.9	0	0	891.5	17.1	0	270.0	3.9	1,259	1,215	0

자료: 2050 탄소중립위원회. 2021.8.5. 『2050 탄소중립 시나리오 초안』. pp.17~19 내용을 바탕으로 요약

2.2. 전환부문 2050 탄소중립 시나리오 최종안

2050 탄소중립 시나리오 초안이 발표된 이후 같은 해 10월에 관계부처 합동으로 '2050 탄소중립 시나리오 최종안'이 확정되었다. 탄소중립 시나리오 초안에서 석탄 및 LNG 발전의 활용 수준에 따라 세 가지의 전환부문 탄소중립 시나리오가 제시되었으나 최종안에서는 두 가지 안(A안 및 B안)으로 개편되었다.

전환부문 2050 탄소중립 시나리오 최종안의 특징을 살펴보면, 우선 2050년 전환부문 온실가스 목표 배출량을 0~20.7백만톤 수준으로 맞추기 위해 화력발전을 대폭 축소하고 재생에너지 및 수소기반 발전을 확대하는 것이 큰 틀을 형성하고 있다. 세부적으로 살펴보면 A안에서는 화력발전의 전면 중단을 통해 전환부문 온실가스 배출량을

제로화 하고자 한다[15]. 반면 B안에서는 석탄발전은 전면 중단하되 LNG 복합화력 일부를 유연성 자원으로 활용함에 따라 온실가스 배출량이 잔존하는 상황을 가정하고 있다.

결국 초안에서 제시한 세 가지 시나리오 중(1안~3안) 에너지전환에 대한 명확한 정책 신호를 제시하기 위해 석탄발전 7기를 유지하는 것을 가정한 제1안은 배제되고 제2안과 제3안을 중심으로 일부 수정이 이루어진 셈이다. 즉 전환부문 2050 탄소중립 시나리오 최종안에서의 A안은 화력발전의 전면 중단 등 발전 과정에서의 온실가스 배출 자체를 최대한 억제한다는 측면에서 기존 3안의 수정본에 해당하며, B안은 LNG 복합화력 일부를 계통운영의 필요에 따라 남겨두되 CCUS 등의 기술을 적극 활용한다는 측면에서 기존 2안의 수정본에 해당한다고 볼 수 있겠다. 전원믹스 체계에서 무탄소 신전원이라는 표현을 무탄소 가스터빈으로 구체화하여 '수소기반 발전의 확대'를 언급한 부분은 초안보다 한 단계 더 구체화 된 부분이다(〈표 2-2〉 참조).

〈표 2-2〉 전환부문 2050 탄소중립 시나리오 최종안 요약

구분	발전량(TWh)									배출량 (백만톤)
	원자력	석탄	LNG	재생 E	연료 전지	동북아 그리드	무탄소 가스터빈	부생 가스	합계	
A안	76.9	0	0	889.8	17.1	0	270.0	3.9	1,257.7	0
B안	86.9	0	61.0	736.0	121.4	33.1	166.5	3.9	1,208.8	20.7

자료: 관계부처합동. 2021.10.18.『2050 탄소중립 시나리오안』. pp.3~4 내용을 바탕으로 요약

2.3. 전환부문 2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안

우리 정부는 2021년 10월에 '2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안'을 확정·발표하였다. 2030 NDC는 2050 탄소중립의 중간 목표에 해당하며 유럽, 미국, 일본 등 해외 주요국들을 중심으로 기준연도(국가별 배출정점 연도 내지는 배출정점 인접 연도)부터 2050년 탄소중립 달성까지 균등감축 수준으로 NDC를 상향하는 추세다. 우리나라도 기후위기의 심각성과 국제사회의 구성원으로서 경제규모에 걸맞는 역할 등을 종합적으로 고려하여 NDC 상향안 마련이 필요한 시점이었다. 이에 「탄소중립기본법」에 NDC 최소기준을[16] 설정하고(2021. 8월) 국제 동향 등을 감안하여 2021년 10월에 2030 NDC 상향안을 마련하게 되었다.

15) 단 산업단지와 가정 및 공공 열공급용 LNG는 유지하기로 결정하였다.
16) 2018년 대비 최소 35% 이상의 온실가스 배출량을 감축

전환부문 2030 NDC 상향안을 살펴보면 2030년까지 예상되는 GDP 상승효과와 전기차 확대 등에 따른 전력수요의 증가분, 그리고 수요관리 이행력 강화 등을 고려하여 전력수요는 제9차 전기본에서의 2030년 목표수요(약 542.5TWh) 대비 4.5% 가량 증가한 567TWh 수준으로 전망되었다. 이를 송배전 손실 및 소내소비율 등을 반영하여 발전단 기준 발전량으로 추산해보면 대략 612.4TWh 규모로 나타난다. 아울러 2030 NDC 상향안에서는 2030년 기준 612.4TWh의 전력을 공급하기 방안으로 유류, 석탄화력 발전을 축소하고 신재생에너지 발전을 확대하는 한편, 암모니아와 같은 무탄소 연료의 혼소를 활용한 새로운 전원믹스를 제시하고 있다. 이를 통해 2018년 전환부문 온실가스 배출량(2.7억톤) 대비 약 44.4%의 온실가스를 감축할 계획이며, 결과적으로 2030년 전환부문 온실가스 배출량 목표는 대략 1.5억톤 수준이 될 전망이다.

〈표 2-3〉 2030 NDC 상향에 따른 2030 전원믹스 구성안

구분	원자력	석탄	LNG	신재생	암모니아	양수/기타	합계
발전량 (TWh)	146.4	133.2	119.5	185.2	22.1	6.0	612.4
비중(%)	23.9	21.8	19.5	30.2	3.6	1.0	100.0

자료: 관계부처합동. 2021.10.18. 『2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안』. p.6 표 재인용

2.4. 소결 - 무탄소 신전원 범위의 설정

전환부문 2050 탄소중립 시나리오 초안과 최종안으로부터 우리 정부는 2050년 탄소중립 이행이라는 장기적인 목표 달성을 위해 발전연료로서의 수소 활용과 일정 수준의 원전 활용을 고려하고 있음을 알 수 있었다. 전환부문 2050 탄소중립 시나리오 최종안이 확정되는 과정에서 무탄소 신전원이 무탄소 가스터빈으로 구체화됨에 따라 발전원으로서의 수소 활용이 공식화되었다고 볼 수 있을 것이다. 또한 전환부문 2050 탄소중립 시나리오 A안에서 약 77TWh의 원전활용이 명시되어 있는 바, 탈원전 정책 기조를 감안할 때 전통 대형원전보다 소형 모듈형 원자로(Small Modular Reactor, SMR)의 활용이 반영되었으리라는 합리적 추정이 가능하다. 아울러 2030 NDC 상향안에서는 암모니아를 전원믹스로 고려하고 있는데, 이는 중단기적으로 수소보다 암모니아를 저탄소 연료로 활용하는 방안이 기술경제적 측면에서 합리적이라는 점을 반영한 결정으로 보인다. 따라서 본 연구에서는 활용사례 분석 대상인 무탄소 신전원으로 크게 암모니아, 수소, SMR로 범위를 특정하여 논의를 이어가려 한다.

제3장

무탄소 신전원의 기술적 특징과 해외 주요국의 활용 사례

1. 화력발전의 탈탄소화를 위한 기술: 수소와 암모니아 혼소발전

1.1. 수소

앞서 살펴본 바와 같이 기존 화력발전 설비를 탈탄소화하는 방안에는 무탄소 혹은 저탄소 연료와 혼소발전이 가능하도록 설비를 개조하거나, 더 나아가 CCUS 설비까지 부가하는 방법이 있다. 수소(H_2)와 암모니아(NH_3)는 세계 각국에서 탄소중립 달성 및 청정에너지로의 전환을 모색하는 가운데 혼소발전을 위한 대표적인 친환경 연료로 각광받고 있으며, 수소는 이미 천연가스 터빈에 널리 투입되는 연료이기도 하다.

1.1.1. 발전연료로서의 수소

2021년 현재, 수소는 전세계 발전량의 0.2%를 차지하고 있어 전력부문에서의 역할이 미미한 상황이다[17]. 산업계에서는 주로 철강, 석유화학, 정제업 부문을 중심으로 수소 혼합가스를 널리 활용하고 있다[18]. 사실 혼소발전 방식 외에 수소를 발전부문에 활용하는 대표적인 방식은 연료전지 형태의 활용이었다. 그러나 IEA 분석에 따르면[19]

17) IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." p.24 내용 참조
18) 정유, 석유화학 등의 분야에서 소규모 터빈에 대해 90% 이상의 수소를 혼소한 사례는 쉽게 확인할 수 있다.

지난 10여년간 전세계 고정형 연료전지 용량은 크게 증가하였고 2020년 기준 약 2.2GW 수준에 달하는 것으로 집계되었음에도 정작 수소를 사용하는 연료전지 용량은 150MW에 불과한 것으로 파악되었다(현재 보급된 연료전지의 대부분은 천연가스로 운영). 현재 전세계적으로 보급된 연료전지의 수는 약 46만 8천개며, 대부분은 마이크로 열병합 발전(micro co-generation system)에 활용되고 있다.

연료전지를 통해 수소를 발전부문에 활용하는 방식에서 벗어나 발전연료로 수소를 전격 활용하는 방안에 대해 구체적인 목표와 로드맵을 제시한 국가는 많지 않다. 그러나 일본 정부는 2030년까지 수소 기반 발전설비용량 1GW를 보급하고 발전연료로서의 수소 투입량을 30만톤까지 확대하기로 결정하였는데, 장기목표로 수소 기반 발전설비를 15~30GW까지 확충하는 한편 연간 발전연료로서의 수소 소비량 역시 500~1,000만톤까지 확대할 계획임을 밝혔다. 우리 정부 역시 수소 로드맵에서 2022년까지 연료전지 설비용량을 1.5GW, 2040년까지 15GW로 확대하는 것을 목표로 설정한 바 있다.

〈표 3-1〉 전세계 가스터빈-수소 혼소 프로젝트 추진 현황 요약

프로젝트명 및 추진주체	설명	상태	지역
FLEXnCONFU	전력부문 컨소시엄(European consortium)을 구성, 전력회사에 대한 저탄소 발전연료 공급 지원	진행 중	유럽 5개 시범 지역
Hydrogen to Magnum	2025년까지 440MW 가스 터빈 유닛 1기를 100% 수소로 전환	발표	네덜란드
Mitsubishi Power	(1) 2024년까지 40MW의 암모니아 연소 가스 터빈 개발, 2025년까지 터빈 배기열로 암모니아를 수소로 분해	발표	일본
	(2) 2024년까지 수소 혼소율 30%를 달성하고 전소 연구 추진	2023~2025년 온라인화 목표	미국 내 3개 지역
GE	가스터빈 25개를 수소를 연료로 운영 중(부피 기준 수소 혼소율 50% 이상)	운영 중	전세계 여러 지역
EnergyAustralia	2024년까지 300MW 이상의 가스 발전소에 수소 혼소	발표	호주
HyFlexPower	12MWe 열병합(CHP) 장치를 수소 혼소용으로 개조	파일럿 PJT 진행	프랑스
Long Ridge Energy Terminal	485MW 복합 발전소를 수소 혼소 5%로 개조 후 향후 10년 내에 수소 전소(100%) 달성 목표	1단계 완료	미국

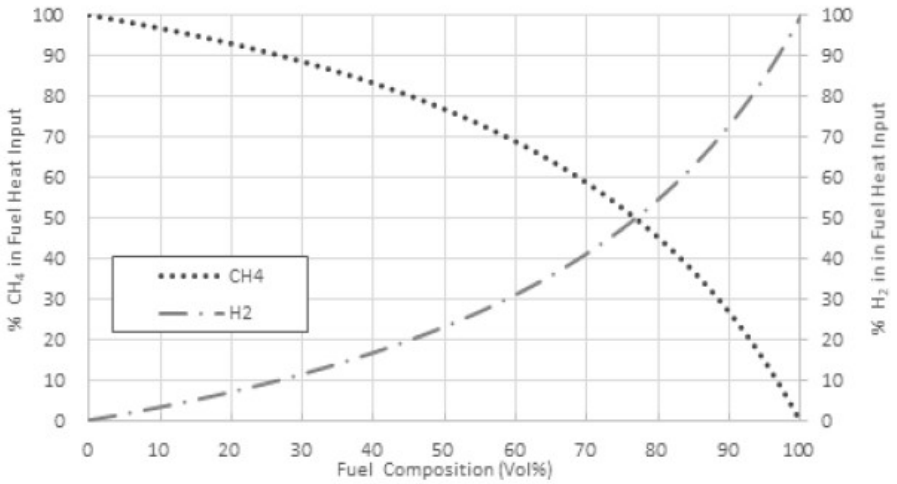
자료: IEA. 2021b. “The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector.” p.24 표 정리

19) IEA. 2021b. “The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector.” pp.24~25 내용 참조

현재 유럽과 미국, 일본 등을 중심으로 가스터빈-수소 혼소 프로젝트가 다양하게 진행되고 있는데, 이들 프로젝트들은 대체로 최대 500MW 규모의 대형 상용 발전소를 수소 혼소발전용으로 개조하는 계획을 포함하고 있다. 특히 일본 Mitsubishi 社는 상용 가스복합화력 발전소(500MW급 이상)에 대해 수소 혼소율 30%를 2025년까지 적용하고 2045년까지 수소 전소까지 가능하도록 테스트를 진행할 계획을 밝혔다(〈표 3-1〉 참조).

한편 가스터빈에 수소를 혼소하여 발전할 경우 LNG(메탄) 단일연료만을 투입했을 때 대비 탄소(CO_2)배출 저감률은 수소 혼소율 50%에서 대략 23% 수준으로 파악된다(〈표 3-2〉 참조)[20]. 일반적으로 탄소배출 저감률은 질량을 기준으로 했을 때 수소-메탄 혼합연료 중 수소가 차지하는 입열량(fuel heat input) 변화와 동일하며, 수소-메탄 혼소실험 결과에 따른 탄소배출 저감률은 아래 [그림 3-1]과 같다[21].

[그림 3-1] 수소-메탄 혼소발전 시 탄소(CO_2)배출 저감률(질량 기준)



자료: 주용진 외. 2020.「수소혼소용 가스터빈의 요소기술 및 국내외 기술개발 동향」.『한국 수소 및 신에너지학회 논문집』. 제31권 제4호. 한국 수소 및 신에너지학회. p.353 그림 재인용

20) 권달정. 2021.6.「탄소중립 및 온실가스 감축을 위한 한국남부발전의 노력과 계획」.『에너지포커스』. 제18권 제2호. 에너지경제연구원. p.36 내용 참조

21) 주용진 외. 2020.「수소혼소용 가스터빈의 요소기술 및 국내외 기술개발 동향」.『한국 수소 및 신에너지학회 논문집』. 제31권 제4호. 한국 수소 및 신에너지학회. pp.353~354 내용 참조

〈표 3-2〉 수소 혼소율에 따른 탄소배출 저감 효과

수소혼소율	15%	30%	50%	75%	100%
CO_2 저감률	5%	11%	23%	48%	100%

자료: 권달정. 2021.6.「탄소중립 및 온실가스 감축을 위한 한국남부발전의 노력과 계획」.『에너지 포커스』. 제18권 제2호. 에너지경제연구원. p.36 표 재인용

1.1.2. 수소 혼소율을 높이기 위한 기술적 과제

현재 소규모 왕복 가스터빈(reciprocating gas engines)의 경우 부피 기준으로 수소함량이 70%인 천연가스를 안정적으로 처리하는 것이(수소 혼소율 70%) 가능하다. 실험단계에서는 수소 전소가 가능한 터빈도 이미 존재하는 것으로 알려져 있다. 소형 가스터빈의 경우 정제, 석유화학 부문에 90% 이상의 수소 혼소를 성공한 사례도 쉽게 발견되는데, 국내 일부 정제소에서도 20여년간 수소 함량이 최대 90%인 가스를 주입하여 40MW급 가스터빈을 가동해온 것으로 알려졌다[22].

수소 혼소비율은 관련 기술과 장비 상태, 가용 인프라, 수소의 혼소 적합성 등에 따라 상이한데, 고온 상태에서 질소산화물(이하 NOx) 배출 저감을 위해 물을 사용할 경우 효율이 저하되는 문제 등을 어떻게 극복하느냐에 따라 혼소율이 크게 달라진다. 일반적으로 수소 연소에는 '비예혼합화염(non-premixed flame) 방식'이 적용되는데, 이 경우 수소 연소 시 화염의 안정성(flame stability)을 확보할 수 있으나 NOx를 포함한 환경오염물질이 추가적으로 배출된다. 보통 NOx 배출을 저감할 때 물을 주입하는 '습식 저(低) 배기가스(Wet Low Emissions) 기술'을 적용하게 되지만 연소 효율이 저하되는 문제가 발생하게 되는 것이다. 이러한 문제를 극복하기 위해서는 터빈의 종류를 다양화하거나 연소 방식을 개선해야 하는데, '건식 저(低) 배기가스(Dry Low Emissions)' 타입의 가스터빈을 활용하여 비예혼합 연소 시스템의 사용을 최소화하는 것(발전기 기동 단계 또는 최소 부하 요건에서만 사용)이 대표적인 개선 노력에 해당한다. 한편 가스터빈을 수소 혼소용으로 개조하려면 LNG 단일연료를 사용했을 때의 연료 시스템의 부피 흐름을 최대 3배까지 허용되도록 만들어야 하는데, 이는 부피 측면에서 LNG와 동일한 발열량을 얻을 수 있도록 부피 흐름을 확대하기 위한 조치다.

22) IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." pp.25~26 내용 참조

현(現) 시점에서 수소는 LNG와 혼합하여 가스터빈에 주입하는 방식이 일반적이며, 수소-LNG의 안정적 혼소 및 혼소율 제고를 위한 기술적 극복 과제는 크게 세 가지로 요약된다. 첫 번째 과제는 자착화(autoignition) 및 역화(flashback) 문제의 극복이다. 수소의 연소속도는 평균 170~291cm/s로 LNG의 연소속도(46~52cm/s)의 4~5배에 이르며, 희박폭발한계(lean flammability limit)도 낮아 반응속도가 매우 빠른 특성이 있다. 수소를 저장하고 연료로 활용할 때 폭발의 위험이 있다는 의미가 되므로 자착화와 역화 문제는 발전용 수소의 안전한 혼소 및 전소를 위해 반드시 극복되어야 할 과제다. 두 번째 과제는 연소 불안정성 문제의 극복이다. 열음향(thermo-acoustic) 측면에서의 상호작용 및 연료혼합 시 희박가연(lean blow out) 범위의 변동에서 비롯되는 연소 불안정성을 극복해야 발전연료로서의 수소 활용의 효율을 제고할 수 있을 것이다. 마지막 극복 과제는 수소의 빠른 반응속도 및 확산속도에 대응한 연소기의 적절한 개조다. 연소기 개조 시 참고하는 대표적 지표인 'Wobbe Index(WI)'는 발전연료를 다변화할 때 설계된 연소기의 허용 한계를 판단하는 기준이며, 최소한 WI의 변화폭을 고려하여 연소기의 개조가 적절히 병행되어야 수소 혼합비율을 높인 연료를 터빈에 안정적으로 주입할 수 있다.

1.2. 암모니아

IEA에서는[23] 저탄소 암모니아의 활용과 관련하여 2025년까지 1GW급의 석탄화력 발전소에 대해 암모니아 혼소율이 20%까지 확대될 것으로 전망하고 있다. 일본을 중심으로 화력발전에 대한 암모니아를 혼소 연구 및 실증 테스트가 광범위하게 이루어지고 있으며, 가스터빈 제조업체들은 암모니아를 가스터빈에 활용할 수 있는 방안에 대해 다양한 R&D를 진행 중인 것으로 파악되었다.

1.2.1. 발전연료로서의 암모니아

질소와 수소로 구성된 암모니아는 연소 과정에서 온실가스가 발생하지 않는 장점이 있으나 NOx와 독성물질이 배출되는 문제점이 있다. 또한 암모니아는 수소 함유량이 높고 수소보다 에너지 밀도 역시 높은 장점이 있는데, 실제 암모니아의 평균 수소

23) IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." pp.26~27 내용 참조

함유량은 약 120kgH_2/㎥ 수준으로 액화 수소(70kgH_2/㎥) 및 압축 수소(40kgH_2/㎥)의 수소 함유량을 상회한다[24]. 또한 암모니아는 수소 대비 액화가 용이하여 운송 및 저장의 기술적 성숙도가 높아 '수소 캐리어'로도 각광받고 있다(1기압 조건에서 암모니아의 액화온도는 영하 33℃, 수소의 액화온도는 영하 253℃ 수준). 한편 암모니아의 평균 연소속도는 약 7cm/s 수준으로 수소의 연소속도(170~291cm/s)보다 현저히 느리다. 희박폭발한계 역시 수소보다 높은 특징이 있어 수소보다 안정적인 연료저장 및 활용이 가능하다. 그러나 이러한 암모니아의 낮은 연소속도 및 화염 안정성은[25] 오히려 상용 가스복합화력 발전설비의 대형 가스터빈에 대한 암모니아의 활용을 저해하는 요소로 작용하기도 한다(〈표 3-3〉 참조).

〈표 3-3〉 암모니아 연료의 특성 비교

특성	암모니아	천연가스	수소
열량(MJ/kg)	18.6	53.3	120
연소속도(cm/s)	7	46~52	170~291
희박폭발한계	0.63	~0.5	0.1

자료: 전력연구원 발전기술연구소. 2021.11.「Carbon-free 암모니아 발전기술」. 에경연-전력연구원 세미나 발표자료, p.5 표 일부 발췌 인용

전술하였다시피 가스터빈에는 혼소연료로 암모니아보다 수소가 주입되는 경우가 일반적이다. 그러나 질소와 수소로 구성된 암모니아도 이론적으로는 가스터빈 연료로 활용이 가능한데, 현재 300kW급 마이크로 가스터빈에 대해 암모니아 직접 주입과 연소 안정성 테스트가 성공한 것으로 알려졌다[26]. 일본에서는 지난 2019년 2MW급 가스터빈(IM270)에 대해 LNG-암모니아 혼소발전(암모니아 혼소율 20%)을 성공한 것으로 파악되었다. 향후 보다 큰 규모의 가스터빈에 대해 암모니아를 효과적으로 활용하려면 암모니아가 가진 연소 비효율성(LNG, 수소 대비 현저히 낮은 연소속도) 및 환경문제(연소 과정에서 발생하는 NOx 배출 문제 등)를 적절히 해결할 필요가 있을 것이다.

IEA에서는 2050 탄소중립 이행을 위한 적극적인 투자가 이루어질 때 2050년 기준 석탄화력 발전소의 혼소연료로 투입될 암모니아 총량은 연간 6천만톤에 달할 것이며,

24) 전력연구원 발전기술연구소. 2021.11.「Carbon-free 암모니아 발전기술」. 에경연-전력연구원 세미나 발표자료, p.5 참조
25) 연소속도가 느리고 희박폭발한계도 높아 연소의 효율을 좌우하는 화염 안정성을 일정수준 이상 유지하는 것이 쉽지 않다.
26) IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." pp.26~27 내용 참조

석탄-암모니아 혼소로부터 생산되는 전력량은 연간 140TWh 수준일 것으로 전망하고 있다[27]. 2050년 전세계 전력 발전량 전망치가 약 71,163TWh인 점을 감안하면[28] 140TWh의 발전량은 0.2% 수준에 불과하지만 연료 소비량 기준으로 보면 냉매 및 화학비료로 활용되던 기존 암모니아 소비량의 1/3을 상회한다. 향후 대규모 상용 석탄화력 발전소에 암모니아 혼소가 널리 활용된다면 암모니아로부터의 발전량도 비례하여 큰 폭으로 증가할 것이다. 현재 IEA에서는 1GW 규모의 단일 석탄화력 발전소에 대해 20% 비율로 암모니아를 혼소할 경우 연간 약 50만톤의 암모니아가 투입될 것으로 보고 있는데[29] 향후 인도, 중국 등 신흥국 석탄화력 발전소를 대상으로 암모니아가 본격적으로 혼소된다면 전세계 발전용 암모니아 소비량은 대폭 확대될 것으로 예상된다.

1.2.2. 암모니아 혼소율을 높이기 위한 기술적 과제

암모니아는 천연가스 및 수소 대비 연소속도가 느리고 희박폭발한계도 높은 편에 속해 화염의 안정성을 유지하는 것이 쉽지 않다. 따라서 기존 석탄 및 가스복합화력 발전소를 암모니아 혼소가 가능한 설비로 개조할 시 보일러 외에 암모니아 저장 탱크, 기화기 등의 추가적인 설비 보강이 필요하다. 암모니아 연소 과정에서 발생하는 NOx 배출 문제는 관련 노하우와 인프라가 충분히 확보된 것으로 평가되는데, 석탄화력 발전소의 경우 배연가스(flue gas)에 선택적 촉매환원법(selective catalytic reduction, SCR[30])을 적용하여 NOx 배출량을 저감하는 것이 일반적이다.

사실 발전기에 암모니아를 혼소할 때 가장 중요하게 고려되어야 하는 사항은 암모니아와 석탄 혼소비율의 적정성 및 암모니아 주입 방법이다. 암모니아 혼소율이 60% 수준일 때 복사 열전달(radiative heat transfer)은 크게 감소하는 것으로 나타났지만 보일러 벽체로의 열전달량은 3%만 감소하는 특징이 있었으며, 암모니아가 석탄 노즐에서 혼합되거나 암모니아 주입관(ammonia gun)을 통해 주입될 경우 혼소율 30% 수준까지는 NOx 배출량이 증가하지 않는 양상을 보였다. 이러한 실험결과들

27) IEA. 2021b. “The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector.” p.27 내용 참조
28) IEA. 2021c. “World Energy Outlook 2021.” 지속가능개발 및 넷제로 배출 시나리오 데이터 참조 (데이터 추출: 2021.11.12)
29) IEA. 2021b. “The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector.” p.27 내용 참조
30) 선택적 촉매 환원법은 NOx를 처리하는 방법들 중 하나로, 발전설비 등 고정오염원에서 배출되는 NOx를 효율적으로 제거하는 기술이다. 환원제를 주입하여 NOx를 인체 및 환경에 무해한 질소 또는 물로 전환시키는 방법이며, 연료를 연소시켰을 때 배출되는 NOx의 제어를 위해 배기가스에 미리 공기와 스팀으로 혼합된 환원제를 주입하면서 혼합시켜준다. 이렇게 혼합된 가스는 고정오염원에 따라 온도의 범위가 다양하다.

을 토대로 환경오염물질의 배출을 최소화하면서 발전효율을 극대화할 수 있는 최적 혼소율을 찾아가는 것이 중요하다.

한편 전세계 가스터빈 제조업체들은 암모니아를 가스터빈에 직접 연소시키는 기술을 개발 중이다. 암모니아를 가스터빈에 직접 주입 및 혼소하는 경우 수소를 활용하는 경우보다 기술적 성숙도가 아직 낮은 것으로 평가되지만 일본 Mitsubishi Power 社를 포함한 주요 가스터빈 제조업체들은 2025년까지 대규모 암모니아 연소용 가스터빈을 출시할 계획을 밝힌 바 있다[31].

암모니아를 발전연료로 혼소할 때 추가적으로 고려해야 할 부분은 암모니아의 독성과 부식성에 대한 대응이다. 암모니아는 수소에 비해 발화위험이 적어 저장이 상대적으로 용이함에도 독성과 부식성은 연료로 활용함에 있어 안전문제와 직결되므로 기술개발을 통해 주의하여 다루어져야 할 부분이다. 액체 암모니아를 증발시키지 않고 가스터빈에 직접 주입하는 기술이 개발된다면 암모니아 혼소 시 안전비용의 절감과 효율성 증대를 기대해볼 수 있을 것이다.

1.3. 수소 및 암모니아 연료활용 사례 [32]

지금까지 살펴본 바와 같이 저탄소 수소 및 암모니아의 연료혼소는 기존 화력발전소의 탄소배출을 저감시키면서 기운영 중인 발전 인프라를 효과적으로 활용함에 따른 사회적 · 경제적 비용절감을 가능하게 만든다. 저탄소 수소와 암모니아를 발전연료로 활용하는 사례는 여러 국가에서 찾아볼 수 있으며, IEA는[33] 그러한 활용사례를 크게 세 가지 형태로 분류하였다.

첫 번째 활용 유형은 '선진국의 암모니아 및 수소의 수입' 형태다. 선진국들이 수입하는 암모니아는 생산 기반에 따라 세분류가 가능하며, 크게 천연가스 기반의 암모니아와 풍력 및 태양광 기반의 암모니아로 나누어진다. 수소는 석탄 기반의 수소를 수입하는 경우를 살펴본다. 두 번째 활용 유형은 '개도국의 암모니아 수입' 형태다. 개도국들은 비용절감 차원에서 천연가스 기반의 암모니아를 수입하는 사례가 대부

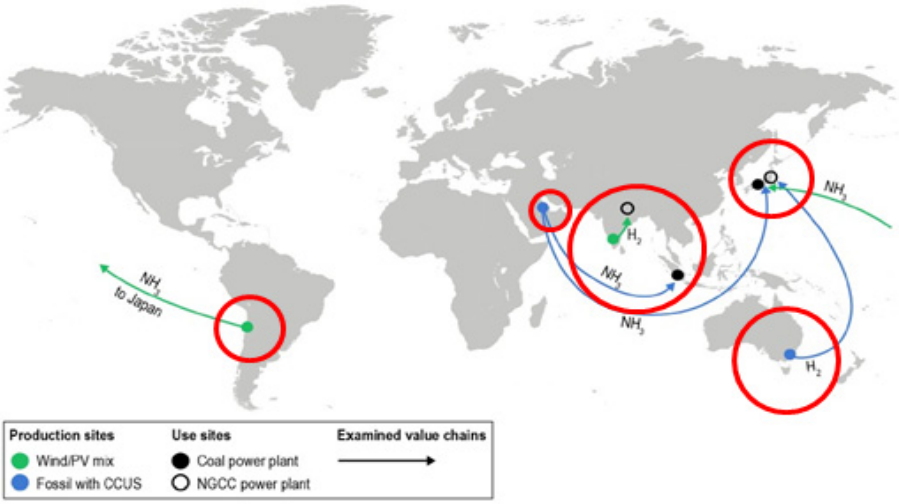
31) Mitsubishi Power. 2021.3. "Current picture of co-firing and future prospects for hydrogen-rich fuels." A Presentation for Berlin Energy Transition Dialogue, p.23 내용 참조

32) 수소 및 암모니아 연료활용 사례 소개는 IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." pp.62~74의 내용 중 연구 주제에 관련 있는 일부분을 발췌하여 요약

33) IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." pp.60~62 내용 참조

분이다. 마지막 세 번째 활용 유형은 '개도국의 직접적인 수소생산' 형태다. 인도 등 신흥국에서 풍력과 태양광으로부터 수소를 직접 생산하여 발전에 투입하는 경우에 해당한다. 이하에서는 상기 분류에 따라 수소와 암모니아를 발전부문에 활용하는 사례를 정리해보고자 한다.

[그림 3-2] 전세계 화력발전 부문 수소 및 암모니아 유통 흐름



자료: IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." p.61 그림 편집 및 재인용

1.3.1. 선진국 암모니아 및 수소 수입 사례 - 일본

① 천연가스 기반 암모니아 수입

일본은 기운영 중인 화력발전소를 유연성 자원으로 활용함과 동시에 탄소중립에도 기여할 수 있는 방안으로 저탄소 연료의 혼소를 적극적으로 추진하고 있다. 현재 석탄화력 발전소 혼소발전에 널리 활용되는 저탄소 연료는 암모니아며, 암모니아의 혼소율을 높이려는 노력에 따라 일본 내 발전부문의 암모니아 수요는 크게 증가할 것으로 보인다.

일본은 자국 내 석탄화력 발전소들의 안정적인 혼소발전을 위해 사우디아라비아(이하 사우디)로부터 천연가스 기반의 암모니아를 수입한다. 사우디는 천연가스 자원이 풍부할 뿐 아니라(천연가스 부존량 기준 세계 4위) 석유생산 과정에서 천연가스도

생산되므로 천연가스 자체 생산 및 조달비용이 매우 낮다. 아울러 수소 및 암모니아의 수출에 적합한 항만 인프라를 보유하고 있어 전세계 저탄소 연료 공급의 잠재적 강국으로 분류된다. 수출 인프라를 구체적으로 살펴보면 사우디 서부 해안은 對 유럽 저탄소 연료(수소 및 암모니아) 수출 기지로 활용되고 있으며 동부 해안은 아시아 시장에 대한 저탄소 연료 수출 기지의 역할을 분담하고 있다. 특히 사우디 동부 해안에는 아시아 시장을 겨냥한 암모니아 생산 및 선적 설비가 집중된 것으로 알려져 있다.

한편 사우디는 식염수 대수층(saline aquifers) 형태의 이산화탄소 저장지를 보유하고 있을 뿐 아니라 고갈된 석유 및 가스 매장지 등을 광범위하게 보유하고 있는 바, 이산화탄소의 수송 및 저장 측면에서 비용 경쟁력이 있는 국가다. 특히 고갈된 석유 및 가스 매장지에 이산화탄소를 저장한다면 이산화탄소의 저장 및 수송에 별도의 인프라를 갖출 필요가 없어 비용 효율적이다. 현재 사우디 내에서 운영 중인 대규모 CCUS 프로젝트로는 'Uthmaniyah 프로젝트'가 유일한데, 이 프로젝트는 사우디 'Hawiyah 가스 발전소'에서 포집된 이산화탄소(연간 80만톤 규모)를 85km 길이의 파이프라인을 통해 Uthmaniyah 지역으로 수송 후 Ghawar 유전 EOR (Enhanced Oil Recovery, 원유회수증진)에 투입하도록 설계되어 있다.

글로벌 석유 및 천연가스 기업인 Saudi Aramco 社는 사우디 내 SAFCO 암모니아 발전소에서 'CCUS 파일럿 프로젝트'를 운영하고 있다. 지난 2020년 9월 CCUS 장치를 통해 천연가스에서 생산한 암모니아 40톤을 일본으로 수출한 실적이 있으며, CCUS 장치로 포집된 이산화탄소 50톤 중 30톤은 메탄올 생산에 사용하고 20톤은 Ghawar 유전의 EOR에 활용하였다.

② 풍력 및 태양광 기반 암모니아 및 수소 수입

일본은 자국 내 혼소발전 연료의 안정적 공급원으로 사우디 외 남미(칠레, 아르헨티나 등)도 개척한 상황이다. 남미는 풍부한 일조량과 풍력자원을 보유하고 있어 재생에너지(풍력 및 태양광) 기반의 암모니아와 수소를 생산하고 있다.

재생에너지 설비에 수전해 장치를 부가하여 수소와 암모니아를 생산하는 프로젝트는 남미지역에서 적지 않게 추진되고 있는데 Hychico 프로젝트, Ad Astra Rocket 프로젝트, Cerro Pavellon 프로젝트가 대표적이다. 먼저 남미 파타고니아 지역의 **'Hychico 프로젝트'**의 경우 2008년부터 풍력발전 설비와 알칼라인 수전해 장치(0.55MW급)

를 결합하여 수소생산과 발전을 병행하고 있다. 현재 Hychico 프로젝트와 연관된 가스터빈(1.4MW급)은 수소 혼소율을 높이는 실험을 진행 중이다. 다음으로 남미 코스타리카의 **'Ad Astra Rocket 프로젝트'**는 2011년부터 태양광 발전설비와 고분자 전해질막 수전해 장치(5kW급)를 결합하여 수소를 생산 중이다. 연간 약 8,000kgH_2의 수소가 생산되는 것으로 파악된다. 마지막으로 남미 칠레의 아타카마 사막지역에서 진행 중인 **'Cerro Pavellon 프로젝트'**는 태양광 발전설비와 고분자전해질막 수전해 장치(50kW급)를 결합하여 연간 약 10,000kgH_2의 수소를 생산하고 있다.

칠레 정부는 민간에 의한 수소생산 확대 계획을 밝힌 바 있으며, 그에 따라 2025~2030년 사이에 5~25GW 규모의 수전해 설비가 확충될 예정이다. 아울러 지난 2020년 11월에는 화석연료 기반 수소를 활용하고 있는 정제산업에 대해 저탄소 수소를 활용하는 방침을 확정한 바 있다.

③ 석탄 기반 수소 수입

일본 정부는 상대적으로 저렴한 수소의 확보 차원에서 호주로부터 석탄기반 수소를 수입하기도 한다. 호주는 석탄 기반 수소생산의 최적 입지를 갖춘 국가들 중 하나로 CCUS 장치를 결합한 석탄가스화 설비와 풍부한 갈탄 부존량, 그리고 이산화탄소 저장공간으로 활용이 가능한 석탄매립지 보유라는 입지적 장점을 모두 보유하고 있다. 특히 가스화 과정에는 물이 필수적인데 호주 웨스턴 오스트레일리아, 퀸즐랜드, 빅토리아 주(州)의 경우 가스화 과정에 소요되는 수자원을 충분히 확보할 수 있는 대표적 지역이다.

갈탄 부존량 측면에서 호주 라트로브 밸리(Latrobe Valley)를 빼놓을 수 없는데, 해당 지역은 세계에서 두 번째로 갈탄 부존량이 풍부한 지역이며 저렴하고 안정적인 석탄가격이 강점인 지역이다. 과거에는 전력발전을 위한 연료로만 갈탄을 활용하였으나 최근에는 저탄소 수소생산의 용도로 갈탄을 활용하고 있어 갈탄활용도 변모에 따른 부가가치 창출 요소도 살펴볼 필요가 있을 것이다.

한편 호주 정부는 석탄가스화설비 부문에 '규모의 경제' 효과를 창출함으로써 2030년 단위당(kgH_2) 수소생산단가를 1.3달러에서 2.1달러까지 낮추고자 한다. 또한 일본과 호주는 정부 간 '수소 에너지 공급체인 프로젝트'를 추진 중인데, 프로젝트 초기 단계(2021년)에는 1년 단위의 파일럿 프로젝트로 시작하여 연간 160톤의 갈탄을

투입하고 3tonH_2의 수소를 생산할 계획이다. 2030년경에는 연간 약 246,000tonH_2의 수소생산이 가능한 상용화 설비로 확대할 예정이다. 앞으로 일본-호주 정부 간 산업 협력 및 정부지원 등을 통해 총 3억 8천만 달러의 파일럿 프로젝트가 추진될 계획이다.

1.3.2. 개도국 암모니아 수입 사례 - 인도네시아

일본과 같은 선진국에서 사우디 등으로부터 천연가스 기반의 암모니아를 수입하는 경우도 있지만 인도네시아와 같은 신흥국 역시 화력발전 부문 혼소를 위한 암모니아 수입을 고려하기도 한다. 특히 인도네시아와 같은 아시아 신흥국들의 경우 자국의 증가하는 전력수요를 충당하기 위해 저렴한 화력발전에 의존하는 경향이 매우 크다. 실제로 2019년 기준 인도네시아 총 발전설비 용량에서 화력발전설비가 차지하는 비중은 88.8%로 매우 높게 나타났고 그 중 석탄화력 발전설비가 차지하는 비중은 전체 발전설비 용량의 52.4% 수준이었다[34]. 발전량 측면에서도 2019년 총 발전량의 약 87.8%가 화력발전으로부터 조달된 것으로 집계되었다(총 발전량의 61.8%는 석탄화력발전에서 조달)[35].

<표 3-4> 인도네시아 발전 설비용량 변동 추이(2015~2019)

(단위: GW, %)

구분		2015	2016	2017	2018	2019
총설비용량(GW)		55.5	59.6	60.7	62.1	65.1
화력발전	%	87.9	88.2	88.0	88.9	88.8
- 석탄		49.1	50.1	49.7	50.9	52.4
- 천연가스		25.2	25.3	25.8	27.9	26.8
- 석유		13.6	12.7	12.5	10.0	9.6
수력		9.5	9.0	9.0	7.7	7.5
원자력		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
지열		2.6	2.8	3.0	3.1	3.3
풍력		0.0	0.0	0.0	0.2	0.2
태양광		0.0	0.0	0.0	0.0	0.2

자료: Enerdata. Energy Report DB, India (데이터 추출: 2021.11.1)

34) Enerdata. 2020. “Country Report - Indonesia.” 데이터 활용(자료 접속일: 2021.11.1)

35) Enerdata. 2020. “Country Report - Indonesia.” 데이터 활용(자료 접속일: 2021.11.2), 2019년 데이터를 활용한 이유는 2020년은 COVID-19 영향으로 전력수요 증가세가 이례적으로 정체하거나 꺾인 형태를 보였기 때문이다. COVID-19와 같은 일시적이면서 강한 외부충격에 따른 전력수요 변화를 일반화하여 발전량을 해석할 경우 다소 왜곡된 정보를 전달할 우려가 있다.

<표 3-5> 인도네시아 발전량 변동 추이(2015~2019)

(단위: TWh, %)

구분		2015	2016	2017	2018	2019
총발전량(TWh)		234.0	247.9	254.9	267.4	273.8
화력발전	%	89.3	87.4	87.3	88.1	87.8
- 석탄		55.8	54.6	58.0	59.6	61.8
- 천연가스		25.2	26.5	21.7	21.3	18.7
- 석유		8.4	6.3	7.6	7.1	7.3
수력		5.9	7.5	7.3	6.3	6.2
원자력		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
지열		4.3	4.3	5.0	5.2	5.6
풍력		0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
태양광		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

자료: Enerdata. Energy Report DB, India (데이터 추출: 2021.11.2)

인도네시아 정부가 기후변화 대응 및 글로벌 탄소저감 흐름에 따른다고 하더라도 자국 전력공급 구조에서 큰 비중을 차지하는 화력발전을 조기 퇴출시키는 것은 현실적으로 불가능하므로 석탄화력발전 등에 암모니아를 혼소시키는 방안은 인도네시아 정부 입장에서 경제적·환경적으로 매우 매력적인 옵션일 것이다. 다만 사우디에서 천연가스 기반의 암모니아를 동일하게 수입하더라도 일본 등 선진국과 비교했을 때 연료비용 측면에서 근본적 차이가 발생할 것이다. 선진국의 경우 단위당 일정 금액의 탄소세를 부과할 것이고 그에 따른 배출비용 절감분이 혼소에 따른 연료비 상승분을 상쇄하여 혼소 연료비 절감효과가 발생하겠지만 인도네시아 등 신흥국에서는 산업충격 등을 고려하여 탄소세를 부과하지 않을 가능성이 높으므로 저탄소 연료 혼소 시 연료비용 증가분을 상쇄할 요소가 없다. 혼소에 의한 연료비 상승을 절감할 방안이 마련되지 않는다면 신흥국 발전사업자 입장에서는 굳이 수소 및 암모니아 혼소를 추진할 경제적 유인이 없어 결과적으로 저탄소 연료의 혼소도입이 저해되는 상황이 발생할 수 있다.

1.3.3. 개도국의 직접적인 수소생산 사례 - 인도

인도는 인도네시아와 마찬가지로 화력발전 의존도가 매우 높은 국가다. 2019년 총 발전설비 용량에서 화력발전설비가 차지하는 비중은 약 65.9% 수준이었고, 총

발전설비 용량에서 석탄화력 발전설비가 차지하는 비중만 추산해보아도 약 57.9% 수준이었다[36]. 2019년 인도 발전량 통계를 살펴보더라도 연간 총 발전량의 76.1%가 화력발전으로 충당되었다(석탄화력발전 비중 71.2%)[37].

그러나 인도가 인도네시아와 다른 점은 기후변화 대응과 글로벌 탄소저감 흐름에 맞추어 자국의 재생에너지 보급을 공격적으로 확대한다는 점이다. 인도 내에서 재생에너지 자원의 보급이 적극적으로 이루어지다보니 화력발전 부문에 대해서도 우드 팰릿을 활용한 혼소 또는 바이오매스 가스화를 통한 수소생산 등의 움직임이 꾸준히 발생하고 있다. 또한 인도 정제산업에 풍력발전을 연계한 수소생산과 생산된 수소의 활용을 추진한 것으로 파악되었으며, 인도 Reliance Industries Ltd 社는 GW급 발전설비를 활용한 그린수소 생산과 연료전지 보급 등에 3년간 총 100억달러 투자를 결정하였다. 다만 인도 내에서 수소를 직접 생산하여 혼소발전을 하더라도 인도네시아와 마찬가지로 탄소세를 부과하지 않는다면 수소혼소에 따른 연료비 상승을 상쇄하지 못해 발전사업자 입장에서 수소혼소 발전을 도입할 경제적 유인이 약해질 수밖에 없다.

<표 3-6> 인도 발전 설비용량 변동 추이(2015~2019)

(단위: GW, %)

구분		2015	2016	2017	2018	2019
총설비용량(GW)		317.5	346.3	370.0	385.7	405.2
화력발전	%	74.0	72.7	69.0	67.3	65.9
- 석유		1.4	1.3	1.2	1.1	1.0
- 천연가스		8.8	8.3	7.7	7.4	7.0
- 석탄		63.8	63.1	60.1	58.8	57.9
원자력		1.7	1.7	1.8	1.8	1.7
수력		13.4	12.5	13.3	12.9	12.4
지열		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
풍력		7.9	8.3	8.9	9.1	9.3
태양광		1.5	2.6	4.3	6.5	8.3
기타		1.5	2.3	2.6	2.4	2.5

자료: Enerdata. Energy Report DB, Indonesia (데이터 추출: 2021.11.3)

36) Enerdata. 2021. “Country Report - India.” 데이터 활용(자료 접속일: 2021.11.3)

37) Enerdata. 2021. “Country Report - India.” 데이터 활용(자료 접속일: 2021.11.3), 2019년 데이터를 활용한 이유는 인도네시아의 경우와 동일(각주 31 참조)

〈표 3-7〉 인도 발전량 변동 추이(2015~2019)

(단위: TWh, %)

구분		2015	2016	2017	2018	2019
총발전량(TWh)		1,357.6	1,449.3	1,519.2	1,583.2	1,596.9
화력발전	%	81.8	80.2	79.9	78.6	76.1
- 석유		0.8	0.7	0.6	0.5	0.5
- 천연가스		5.0	5.0	5.0	4.6	4.4
- 석탄		76.0	74.6	74.4	73.5	71.2
원자력		2.8	2.6	2.5	2.4	2.7
수력		10.1	9.5	9.3	9.5	11.0
지열		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
풍력		2.6	3.3	3.6	4.1	4.2
태양광		0.8	1.3	1.7	2.5	3.2
기타		2.0	3.0	2.9	2.9	2.8

자료: Enerdata. Energy Report DB, Indonesia (데이터 추출: 2021.11.3)

2. 화력발전의 탈탄소화를 위한 기술: CCUS

기존 화력발전설비에 CCUS(Carbon Capture Utilisation and Storage) 장치를 부가할 경우 저탄소 에너지시스템에서 기존 화력발전설비를 지속적으로 이용하면서도 계통운영의 안정성까지 도모할 수 있다. 또한 화력발전설비의 퇴출 시점을 탄력적으로 조정함으로써 발전부문의 사회적 · 경제적 비용도 절감 가능하다. IEA에서는[38] CCUS 기술을 활용할 경우 CCUS를 도입하지 않은 발전설비 대비 온실가스 배출을 85~98% 가량 저감할 수 있다고 평가하고 있다. 이러한 관점에서 CCUS가 향후 탄소중립 달성에 중요한 역할을 하리라는 것이 전문가들의 중론(衆論)이다. 발전부문의 탈탄소화 과정에서 중단기적으로 수소와 암모니아 혼소발전이 널리 활용될 경우[39] CCUS 기술까지 추가적으로 도입된다면 연료부문에서의 저탄소화와 발전과정에서의 온실가스 추가 감축 효과를 기대해볼 수 있을 것이다. 따라서 2050 탄소중립 시대에

38) IEA. 2020a. "Energy Technology Perspective 2020 - Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage." Special Report, pp.49~50 내용 참조

39) 장기적으로 수소와 암모니아를 전소하는 이상적인 기술을 달성한다면 CCUS 활용의 효용은 줄어들 수 있다. 즉 CCUS는 화석연료(석탄 및 LNG 등)에 수소와 암모니아를 혼소발전하는 '중단기 시점에서의 탄소배출 저감'에 기여하는 바가 더 크다고 보아야 할 것이다.

무탄소 신전원의 보급을 촉진하는 도구로 CCUS의 적극적인 활용을 검토할 가치가 있어 보인다.

현재까지 CCUS를 상용 발전소에 적용한 프로젝트로는 미국 텍사스 주(州)의 **'페트라 노바 탄소포집(Petra Nova Carbon Capture) 프로젝트'**와 캐나다 **'바운더리 댐 탄소포집(Boundary Dam Carbon Capture) 프로젝트'**가 대표적이다. 페트라 노바 석탄화력 발전소와 바운더리 댐 석탄화력 발전소 모두 기존 석탄화력 발전설비에 CCUS 설비를 부가하여 개조한 사례에 해당한다. 특히 2017년에 착수한 240MW급 페트라 노바 탄소포집 프로젝트는 석탄화력 발전소에 세계 최대규모의 연소 후 포집 시스템(post-combustion capture system)을 설치한 기념비적 사업으로 평가받고 있다. 2020년 저유가에 대한 대응으로 이산화탄소 포집을 중단하기까지 연간 약 140만CO_2톤의 이산화탄소를 석유회수증진(enhanced oil recovery, EOR) 목적으로 포집해왔다.

최근 중국, 영국, 미국을 중심으로 총 29기의 화력발전소에 대해 CCUS 장치를 설치할 계획을 수립한 것으로 파악되는데, 향후 CCUS 활용과 관련된 R&D 및 사업 경험이 확대된다면 설비보급 및 운영에 소요되는 비용을 절감할 수 있는 여지가 점차 커질 것이다. 자본 및 운영비용(CAPEX, OPEX) 외에 이산화탄소 수송 및 저장 측면에서도 비용을 절감할 수 있는 방안이 연구될 필요가 있다.

본 절에서는 화력발전 설비의 탄소저감에 CCUS를 활용 시 설비개조 요건에는 무엇이 있고, 이산화탄소의 수송과 저장에는 어떤 요소가 고려되어야 하는지를 살펴보고자 한다. 아울러 CCUS가 어떤 경로로 탄소배출을 감축하는지를 정리해보려 한다.

2.1. CCUS 도입을 위한 설비 개조 요건

개별 화력발전소들의 CCUS 설비 관련 개조비용은 기존 발전설비의 내구연한, 연소 특징, 시장 현황, 국가별 규제체계에 따라 상이할 것이다. 앞서 살펴본 바와 같이 탄소중립 이행 과정에서 경제수명을 다하지 않은 발전설비를 조기폐쇄하는 것은 사회적 · 경제적 비용 측면에서 비효율적인 옵션일 수 있다. 이러한 관점에서 기존 화력발전 설비에 CCUS 장치를 부가하여 개조하는 것은 경제수명이 남아있는 자산을 보호하면서 기투입된 비용을 회수할 기회를 부여하므로 발전사업자에게 상당히 매력적인 옵션일 것이다.

CCUS를 활용하는 방식은 크게 두 가지로 나뉜다. 첫 번째 방식은 이산화탄소가 대기로 방출되기 전 배연가스(flue gas) 단계에서 이산화탄소 분리 · 포집하는 것이다. 이를 '연소 후 포집(post-combustion capture)' 방식이라 지칭한다. 배연가스를 탈황한 후(flue gas desulphurisation, FGD) 아민(amine) 기반의 용제로 이산화탄소를 흡수하게 된다[40]. CCUS를 활용하는 두 번째 방식은 순산소 연소(oxy-fuel) 보일러로 교체 후 이산화탄소를 분리하는 방식이다. 사실 순산소 연소 보일러와 연계하는 방식은 발전설비 전반에 대한 업그레이드가 필요할 수 있어 연소 후 포집 방식 대비 비용 소모가 크다. 그러나 순산소 연소 보일러를 활용할 경우 배연가스 스트림은 거의 100% 이산화탄소로 구성되므로 추후 이산화탄소 분리비용은 절감할 수 있다. 현 시점에서 순산소 연소 보일러를 연계하는 방식은 개조공정 전반적으로 발생되는 비용이 크고 기술개발도 상대적으로 미흡한 측면이 있어 연소 후 포집 방식이 더 선호되는 상황이다.

경제적 관점에서 CCUS 설비의 부가 및 개조가 적합하려면 신규설비에 가까워 발전효율이 높아야 하고 이산화탄소의 소비와 저장이 용이한 산업설비가 인접해야 할 것이다. 아울러 CCUS 설비를 수용할 수 있는 부지가 충분히 확보되어야 할 것인데, 통상 CCUS 설비 수용에 필요한 토지 면적은 300~600MW 발전설비 기준으로 개조 단위(MW) 당 약 300~800㎡ 수준으로 알려져 있다.

2.2. 이산화탄소 수송 및 저장 요건

CCUS 설비보강 및 개조 시 포집한 이산화탄소를 적절한 목적 하에 수송·소비하거나 영구적으로 지중저장(geological storage)하는 상황까지 감안하여 시공이 이루어져야 한다. 파이프라인을 통해 다량의 이산화탄소를 수송하는 기술은 널리 활용되고 있는데, 미국에서는 약 8,000km 길이의 파이프라인을 통해 이산화탄소 수송에 성공한 경험이 꾸준히 축적되고 있다. 아직까지 드물기는 하나 해상 파이프라인을 활용하여 이산화탄소를 수송하는 경우도 있으며, 노르웨이 북부에서 진행되고 있는

40) 아민(amine)은 암모니아(NH3)의 수소 원자를 탄화수소기 R로 치환한 화합물로, 치환된 수소원자의 수에 따라 1차~3차 아민으로 나누어진다. 즉 암모니아의 유도체로 수소 원자가 들어갈 자리가 알칼리나 아릴기 등으로 대체된 형태다. 현재 기술력 수준에서 이산화탄소 분리에 널리 활용되는 방법은 아민 기반의 용제(amine based solvents)를 활용하는 것이다. 자세한 내용은 국가환경산업기술정보시스템(KONETIC) 홈페이지 참조(https://www.konetic.or.kr/dataroom/new_termsense_view.asp?unique_num=8194&tblcode=EUN_TERMINOLOGY_COMMONSENSE, 접속일자: 2021.11.4)

'Snøhvit 이산화탄소 포집 프로젝트'가 대표적이다. 이산화탄소 수송량이 적다면 선박을 통해 운반할 수도 있다.

포집한 이산화탄소의 지중저장화는 지질학적 특성에 맞추어 이산화탄소를 주입하고 경과를 모니터링하는 과정을 모두 포함한다. 이산화탄소 주입이 적합한 대표적 지질 구조로는 염수대수층, 고갈된 유전 및 가스전, EOR 가능성이 있는 유전 등이 언급되고 있다. 노르웨이의 **'Sleipner CO_2 프로젝트'**에서는 1996년부터 북해 염분 대수층에 연간 약 1백만톤의 이산화탄소를 저장해오고 있고, 현재 전세계 6개 프로젝트에서 대량의 이산화탄소를 전용 지층에 저장하고 있는 것으로 파악된다[41].

이산화탄소가 매장지(reservoir)에 주입될 때 공극 공간(pore space)를 채우면서 저장된다. 기체는 1차적으로 압축된 후 밀도가 높아지면서 액체로 변화하는데, 이산화탄소가 초임계상태(임계점보다 높은 압력 하에서 액체와 기체의 성질을 동시에 갖는 상태)를 유지하려면 저장탱크의 깊이가 최소 800m는 되어야 한다는 것이 정설이다. 이산화탄소의 저장은 매장지의 선택부터 운영계획까지 구체적으로 수립되어야 안전하게 진행될 수 있으며, 이산화탄소 저장공간의 지질적 특성 등을 충분히 고려하여 저장공정에 착수해야 할 것이다.

2.3. 화력발전 부문 CCUS 도입 시 탄소배출 감축 경로

CCUS를 화력발전소에 도입했을 때 크게 두 가지 경로를 통해 탄소배출을 저감할 수 있다. 하나는 개별 화력발전소 설비 자체를 개조하여 발전 과정에서 CCUS를 활용하는 경로며 다른 하나는 연료변환 발전소에서 혼소용 저탄소 수소 또는 암모니아를 생산할 때 CCUS를 활용하여 이산화탄소를 포집하는 경로다([그림 3-3] 참조).

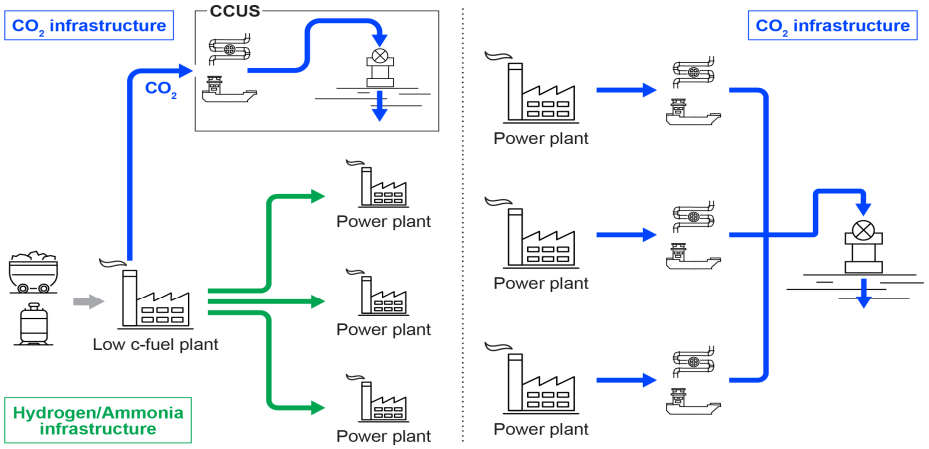
CCUS를 저탄소 수소 및 암모니아 생산 단계에 적용하는 경로는 개별 화력발전소에서 CCUS 활용을 위해 설비를 직접 개조하는 방식 대비 이산화탄소 포집 관련 비용이 상대적으로 적게 소요된다. 저탄소 연료생산 단계에서부터 이산화탄소를 포집하므로 기체(수소 및 암모니아) 내의 이산화탄소 함량이 배연가스 내의 이산화탄소 함량보다 높기 때문이다. 아울러 개별 화력발전소에 CCUS를 설치할 경우 포집된 이산화탄소의 수송 인프라 구축이 추가적으로 필요하지만 연료생산 단계에서 CCUS를

41) IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." pp.34~35 내용 참조

활용한다면 이산화탄소 수송 인프라 구축에 대한 부담이 상대적으로 낮아져 발전소 부지(site) 활용에 재량이 더 커진다.

CCUS 부가를 위해 개조된 화력발전소와 수소 및 암모니아 혼소 화력발전소 모두 재생에너지 확대 국면에서 전력계통 운영의 안정성을 제고하여 지속가능한 청정에너지 전환을 돕는 순(純) 효과가 있다. 그러나 혼소발전의 경우 석탄이나 LNG 대비 연료비가 비싸고 CCUS 활용을 위해 기존 발전설비를 개조하는 경우 혼소 발전소보다 물리적으로 고려해야할 요소가 더 많아 비용이 증가할 가능성은 상존한다.

[그림 3-3] CCUS의 탄소배출 감축 경로 도식화



주: (좌) 연료변환 발전소의 농축공정 가스(concentrated process gases)에서 CCUS로 이산화탄소를 포집하여 탈탄소화된 연료를 만들고, 이를 개별 발전소로 수송하는 경로, (우) 개별 발전소의 배연가스에서 CCUS로 이산화탄소를 포집하여 수송 및 저장하는 경로

자료: IEA. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector." p.36 그림 재인용

3. 차세대 원전의 활용과 탄소중립: Small Modular Reactor(SMR)

지금까지는 석탄 및 가스복합 화력발전설비를 저탄소화하는 방안(수소 및 암모니아 혼소, CCUS 활용)을 중점적으로 살펴보았다. 그러나 2050 탄소중립 목표를 이행하는 과정에는 화력발전 부문의 저탄소화 외에도 청정에너지원의 보급 확대가 반드시 병행되어야 한다. 앞서 국내 2050 탄소중립 시나리오에서도 원전의 발전량이 일정 수준을 차지하고 있는 것은 무탄소 전원으로서 원자력의 탄소중립 기여도를 일부 인정한 것으로 이해할 수 있을 것이다.

한편 지난 2021년 9월, IAEA에서는 원자력이 탄소중립에 필수적인 역할을 한다는 보고서를[42] 발표한 바 있고 이에 대해 미국, 캐나다, 프랑스, 영국, 핀란드, 폴란드, 러시아, 일본, 중국 등 주요 9개국이 지지성명을 낸 사례가 있다[43]. 특히 IAEA는 장기적으로 탄소중립(net-zero) 달성 과정에서 원자력이 석탄 및 화석연료를 대체하고 재생에너지의 추가적인 보급을 가능하게 하는 친환경 기저전원으로 중요한 역할을 담당할 것으로 전망했다[44]. 즉 원전이 안정적인 전력공급을 담당하면서 청정 예비력 자원으로서의 역할을 충실히 수행할 수 있으므로 변동성 재생에너지 자원의 백업 전원으로서 계통운영의 안정성과 탄소중립 목표 달성을 동시에 도모할 수 있는 확고한 전원이라고 판단한 것이다.

원전을 청정에너지원으로 분류하려는 움직임은 유럽에서도 꾸준히 발생하고 있는데, 대표적인 국가가 바로 프랑스다. 실제로 프랑스는 점진적 탈원전 기조를 일부 전환하여 SMR을 비롯한 차세대 원전 연구 개발에 10억 유로를 투입하기로 결정하였다[45]. 구체적으로 살펴보면 'France 2030' 계획에는 산업부문 탈탄소화에 80억 유로가 할당되어 있고 SMR과 방사성 폐기물 처리에 초점을 맞춘 탈탄소 전략이 명시되어 있는데, 특히 프랑스 그린수소 생산의 주요 자원으로 2030년까지 2개의 대규모 원전(기가 팩토리)을 건설할 계획이 공식적으로 포함된 상황이다[46].

국내에서는 탈원전 기조가 공식화되어 원전의 활성화가 다소 금기시되는 측면이 있지만 해외에서는 탄소중립 이행 과정에서 원전을 청정에너지로 분류하고 탄소중립의 이행수단으로 활용하고자 하는 움직임이 활발하다. 다만 기존 대형원전의 활용보다는 안전성이 강화된 SMR의 활용이 주요 선진국(미국, 프랑스 등) 원전활용 정책으로 대두되고 있으며, 기존 전통원전도 그린수소의 생산수단으로서 새로운 활용도를 모색하는 것으로 보인다. 이하에서는 탄소중립 이행의 중요한 수단으로 고려되고 있는 SMR의 개념과 특징, 그리고 해외 주요국 SMR 개발현황을 살펴보고 탄소중립에 대한 SMR의 기여 방향을 전망해보고자 한다.

42) IAEA. 2021. "Nuclear Energy for a Net Zero World." pp.23~25 내용 참조
43) 동아 사이언스 기사. "IAEA '원자력, 탄소 중립에 필수적 역할' 보고서, 미국·중국 등 9개국 지지성명" (https://m.dongascience. com/news.php?idx=49965, 접속일자: 2021.10.20)
44) IAEA. 2021. "Nuclear Energy for a Net Zero World." pp.26~27 내용 참조
45) Gouvernment France. 2021.10.12. "France 2030" 내용 참조(https://www.gouvernement.fr/france-2030-un-plan-d-investissement-pour-la-france-de-demain, 접속일자: 2021.11.15)
46) 에너지경제연구원. 2021.11.1.『세계 에너지시장 인사이트』. 제21-21호, p.26 내용 참조

3.1. 소형원자로(SMR)의 개념 및 특징

IAEA의 분류체계에 따르면 소형원자로(Small Modular Reactor, SMR)은 전기출력 300MW 이하의 원자로를 의미한다. 이러한 소형원자로는 크기가 작으므로 주요 구조물과 계통, 기기 등을 모듈(module) 단위로 공장에서 제작한 후 각각의 구성요소들을 건설 현장으로 옮겨 조립 및 설치를 진행할 수 있다.

2021년 현재, 전세계적으로 다양한 소형원자로가 개발 단계에 있고 약 50여종의 노형이 소형원자로 개발에 적용되고 있다. 대규모 전력계통에 접속된 노후 화력발전소를 대체하는 경우라면 출력이 상대적으로 큰 모델이 적합할 것이며, 산간 및 도서 벽지의 원격지에 소규모 분산전원으로 활용한다면 출력이 작은 모델로도 충분히 제 역할을 수행할 것이다. 필요에 따라 모듈 수를 유연하게 조절하여 대규모 발전으로도 확대 적용할 수 있다.

기술적 측면에서 기존 대형 상용원전의 검증된 기술을 중점적으로 사용한다면 가압경수로 기술에 기반한 '경수형 소형원자로'로 분류할 수 있으며 장기적 관점에서 혁신적인 기술을 적용한다면 '비경수로형 4세대 소형원자로'로 분류할 수 있다. 비경수로형 4세대 노형에는 초고온가스냉각로, 소듐냉각고속로, 납냉각고속로 등이 포함된다.

소형원자로는 일반적으로 사고 시 외부전원 및 별도 조작 없이도 안정성을 유지하는 '피동형(passive) 안전개념'을 채택하고 있다. 또한 단순화된 설계를 특징으로 하는 만큼 대체로 노심이 작고 일체형으로 설계되어 있으므로 원자로의 냉각재 배관 파손에 따른 방사능 유출 가능성이 거의 없다. 전통적인 대형 원전과 소형원자로의 특징을 비교하면 아래 〈표 3-8〉과 같다.

〈표 3-8〉 대형원전과 소형원자로(SMR) 주요 특징 비교

항목	대형원전	소형원자로(SMR)
안정성	대형사고 발생 이력 有 (체르노빌, 후쿠시마 등)	소형화, 피동형으로 사고 발생위험을 저감
운영탄력성	기저부하 (대용량 출력 고정)	분산전원으로의 활용 가능성 高
건설리스크	현장작업 비중 高 (건설비 리스크 증가)	공장작업 비중 高 (건설비 리스크 감소)
부지면적	573㎡/MWe (APR 1400 기준)	대형원전 대비 단위 출력당 필요 부지면적 50%
응용분야	발전용	담수, 수소생산, 정유, 선박추진용 등

자료: 에너지경제연구원. 2021.10.22. 『세계원전시장 인사이트』, p.4 표 재인용

3.2. 해외 주요국 소형원자로(SMR) 개발 현황

본 연구에서는 원자력 강국으로 인정받고 있는 미국, 영국, 캐나다를 중심으로 소형원자로 개발 현황을 살펴본다. 특히 미국, 영국, 캐나다 3개국에서는 다양한 형태의 소형원자로 개발이 활성화되어 있는바, 현재 각광받고 있는 주요 소형원자로 모델을 중심으로 개발 현황을 개관하려 한다.

3.2.1. 미국

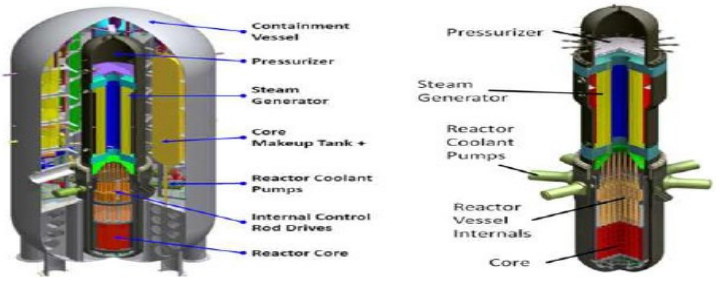
미국에서는 NuScale, Westinghouse 등 전세계적으로 기술력을 인정받은 주요 원전기업이 소형원자로 개발을 주도하고 있다. 먼저 NuScale 社의 소형원자로는 일체형 자연순환 가압경수로 형태로, 단위 모듈의 전기출력은 약 60MWe 수준이다. 다수의 모듈을 연결하게 되면 출력을 최대 720MWe까지 확장 가능하다. NuScale이 소형원자로 개발에 착수한 초기에는 자금확보에 어려움을 겪었으나 2011년 Flour 社의 51% 대주주 참여, 2012년 Rolls-Royce 社의 사업 참여, 2013년 美 에너지부(Department of Energy, DOE)의 자금지원이 이루어지면서 재정적 어려움을 타개하였다. 현재 미국 서부지역 주(州)들이 연합하여 작성한 'WIN(Western Initiative for Nuclear) 계획'에 따라 2024년을 목표로 첫 소형원자로 건설을 추진 중이다. 최근 두산중공업에서 NuScale과 지분투자 협약을 체결하고 소형원자로 기기 제작에 공동으로 참여하고 있다.

[그림 3-4] NuScale SMR 개념도

자료: 에너지경제연구원. 2021.10.22『세계원전시장 인사이트』, p.6 그림 재인용

다음으로 Westinghouse 社의 소형원자로(Westinghouse SMR, W-SMR)는 약 225MWe의 전기출력을 나타내는 일체형 소형 가압경수로 모델이다. 내장형 제어봉 구동장치를 채택하고 AP1000의 피동 안전설계 개념을 도입한 모델이기도 하다. DOE에 자금지원을 신청했지만 지원대상에 선정되지 못하였고 2015년에는 영국 정부에 소형원자로 개발 합작회사 설립을 제안하기도 하였으나 큰 성과를 거두지는 못하였다.

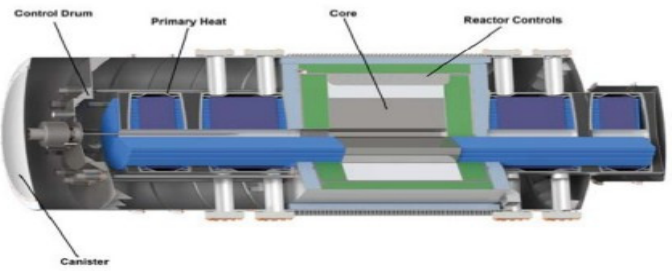
[그림 3-5] W-SMR 개념도



자료: 한국원자력학회. 2020.『소형 혁신원자로 기술조사보고서』. 원자로시스템기술연구부회 보고서. p.7 그림 재인용

한편 Westinghouse의 초소형원자로인 'eVinci'는 전기출력 규모가 0.2~5MWe로 매우 작으며 heat pipe로 냉각하는 모델이다. 피동안전 개념을 도입하고 초소형 설계를 적용한 점, 10년 이상의 재장전주기를 보이는 점 등이 특징적이다. 2022년 실증운전을 목표로 현재 미국 NRC(Nuclear Regulatory Commission, 원자력 규제위원회) 및 캐나다 CNSC(Canadian Nuclear Safety Commission, 캐나다원자력안전 위원회)에 인허가를 신청한 상태다.

[그림 3-6] eVinci SMR 개념도



자료: 에너지경제연구원. 2021.10.22『세계원전시장 인사이트』, p.12 그림 재인용

마지막으로 X-energy 社의 X-100은 80MWe급 '고온가스로 원전'으로 물이 아닌 헬륨[47]을 냉각재로 사용한다. 따라서 750℃의 고온에서 운전이 가능하며 최종적으로 4개의 모듈이 합쳐진 320MWe급의 소형원자로를 목표로 한다. X-energy 社에서 개발한 TRISO-X 핵연료는 세라믹 등으로 3중 코팅된 핵연료 입자를 테니스공 크기의 핵연료로 만들었으며, Xe-100 원자로 1대에 TRISO-X 핵연료 22만개가 장전된다. TRISO-X 핵연료는 초고온에서도 코팅 재질이 녹지 않으며 불활성 기체인 헬륨을 냉각재로 사용하는 특성 때문에 안정성이 우수하다. 노심 용융(melt down) 역시 발생하지 않으므로 원자로의 안정성이 대폭 강화되었다고 볼 수 있겠다. 캐나다 발전사 OPG는 Darlington 부지에 건설할 소형원자로 노형으로 X-100을 고려중인 것으로 알려졌다('21년 말 최종 선정 예정). 美 DOE에서는 지난 2020년 10월, '차세대 원전 실증로 건설 프로그램(Advanced Reactor Demonstration Program, ARDP)'에 X-energy 社를 선정하였고 2027년까지 Xe-100의 상업운전을 위한 개발자금을 지원할 계획이다(2027년까지 약 12억 달러(1조 4천억원) 지원 예정).

[그림 3-7] TRISO-X 핵연료 구조도 및 Xe-100 개념도

자료: 에너지경제연구원. 2021.10.22『세계원전시장 인사이트』, p.8 그림 재인용

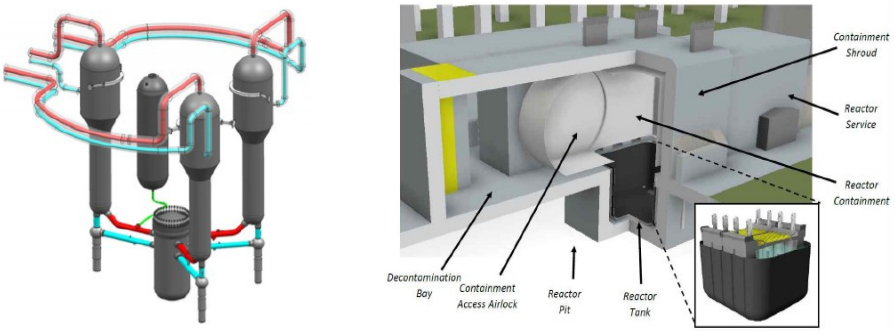
47) 고온의 헬륨가스는 565℃의 증기를 생산하므로 발전효율이 높을 뿐 아니라 담수, 지역난방, 세일가스 추출, 수소 생산 등에 활용도가 높다(자세한 내용은 세계원전시장 인사이트(2021.10.22.) pp.7~8 내용을 참조).

3.2.2. 영국

영국 Rolls-Royce 社의 UK-SMR은 소형 가압경수로 방식을 적용한 모델로 전기출력은 약 443MWe 수준이다. 규모 기준으로는 소형원자로 기준(300MWe)을 벗어난 모델이지만 대체로 소형원자로의 범주로 분류하고 있다. 피동안전개념과 Canned Motor Pump 등을 적용하였다. 2019년 영국 정부로부터 1,800만 파운드의 재정지원을 받았으며 2029년부터 기존 Cumbria 원전부지 또는 웨일즈 지역에 상업운전 개시를 목표로 원자로 건설계획을 수립하고 있다.

영국 Moltex 社의 SSR 소형원자로는 소형 용융염 원자로(Molten Salt Reactor)에 해당한다. 단위 모듈의 전기출력은 약 150MWe 수준이며 8개까지 연결하면 최대 1,200MWe까지 출력을 확장할 수 있다. 지난 2019년 7월에 미국 정부로부터 255만 달러의 재정지원을 받았고, 현재는 캐나다 CNSC의 사전인허가 설계검토가 진행 중이다.

[그림 3-8] UK-SMR 개념도(좌)와 SSR SMR 개념도(우)

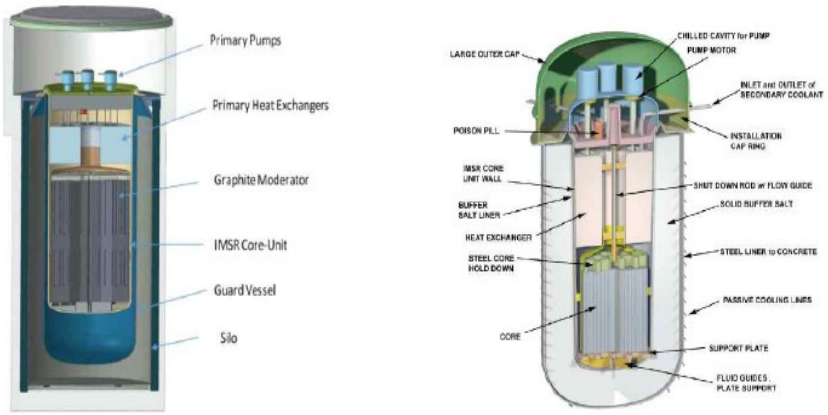


자료: 한국원자력학회. 2020.『소형 혁신원자로 기술조사보고서』. 원자로시스템기술연구부회 보고서. pp.10~11 그림 재인용

3.2.3. 캐나다

캐나다 Terrestrial Energy 社에서 개발한 190MWe급 용융염 원자로 IMSR(Integral Molten Salt Reactor)은 흑연을 감속재로 사용하는 소형원자로다. 2017년에 캐나다 CNSC의 사전인허가 설계검토 1단계를 완료했고 최근에는 캐나다 CNSC와 미국 NRC가 IMSR에 대한 공동 인허가심사를 개시하였다.

[그림 3-9] IMSR 개념도



자료: 한국원자력학회. 2020.『소형 혁신원자로 기술조사보고서』. 원자로시스템기술연구부회 보고서. p.13 그림 재인용

캐나다의 경우 자체적으로 개발 중인 소형원자로 종류는 많지 않다. 그러나 원격지에 분산된 소도시와 기지 등이 많아 분산형 전원으로서 소형원자로가 활용될 여지가 상당하다. 또한 캐나다 원자력 규제기관인 CNSC에서 진행하는 '사전인허가 설계검토'는 공식적인 인허가 절차가 아니지만 원자로 설계개발 초기 단계에 캐나다의 법규와 기술기준, 규제 등에 대한 의견을 미리 반영할 수 있도록 지원함으로써 정식 인허가 신청 시 인허가 승인이 거부되는 불확실성을 최소화 하고 있다.

3.3. 탄소중립에 대한 소형원자로(SMR)의 기여

이상에서 살펴본 바와 같이 현재 세계 각국에서 다양한 모델의 소형원자로가 경쟁적으로 개발되고 있다. 향후 2030년에는 소형원자로들이 세계 발전시장에서 중요한 비중을 차지할 것으로 전망되는 가운데, 가압경수로형이 소형원자로 노형에서 가장 많은 비중을 차지하고 있다.

탄소 저감목표의 달성과 노후 화력발전설비의 대체, 비전력화(off-grid) 지역에 대한 전원공급 등의 목적으로 전세계 16여개 국가에서 소형원자로의 건설을 논의 중이다. 특히 소형원자로는 부하 추종운전(load following)을 통해 원자로의 출력 조절이 용이하도록 설계되므로 태양광 및 풍력 등 재생에너지 발전원의 간헐성 문제를 보완함

과 동시에 무탄소(carbon-free) 백업 전원으로 활용이 기대된다. 아울러 소형원자로에서 생산되는 전기와 고온의 열을 활용하면 수소생산의 효율을 높일 수 있으므로 수소생산 부문에서의 경제성 제고에도 기여할 수 있다. 이러한 특성은 소형원자로와 수소경제의 연계 논의로도 이어지는 상황이다.

요약하면 소형원자로는 출력조절이 용이한 특성에 따라 변동성 재생에너지 자원이 보편화되는 전력시장에서 계통운영의 안정성을 제고하는 유연성 자원으로 활용이 가능하며, 대표적 무탄소 전원으로서 증가하는 전력수요에 대한 대응 및 전환부문 탄소배출 제로화에 효과적으로 기여할 수 있는 전원이다. 기존 대형원전에서 우려되는 안전문제가 대체로 해소된 원전이므로 2050 탄소중립 시나리오 전원믹스에서 일정수준 유지되는 원전에 소형원자로가 중요한 역할을 할 것이라 조심스럽게 예측해본다.

제4장

무탄소 신전원의 효과적인 활용을 위한 정책방향 검토

지금까지 무탄소 혹은 저탄소 연료인 수소와 암모니아의 발전부문 활용 방식과 해외사례를 중점적으로 살펴보았다. 추가적으로 무탄소 전원으로서 차세대 소형원자로(SMR)의 활용 가능성과 탄소중립 달성에 대한 기여 방향도 간단히 예측해보았다. 전환부문 2050 탄소중립 달성을 위한 저탄소 연료(수소 및 암모니아)의 혼소발전과 SMR의 활용비중 확대 등은 각국 전력산업이 중장기적으로 지향해나가야 할 탈탄소 전략으로 볼 수 있다. 그러나 탄소중립 달성에 기여하는 객관적 효과가 뚜렷한 정책이라 하더라도 국가별 제도적 특성과 에너지산업 환경에 따라 수소, 암모니아, SMR의 활용 수준과 보급정책 방향은 국가에 따라 상이해질 수밖에 없다.

기후변화 대응과 2050 탄소중립 목표 달성을 위한 정책은 장기적 시각에서 신중하게 결정되어야 할 사안이므로 본 장에서는 국가 간 제도적 특수성을 살펴보면서 무탄소 또는 저탄소 전원의 활용 시 국내에 적용 가능한 시사점을 구체화해보고자 한다. 먼저 탄소저감을 지향하는 정책환경 하에서 전력분야 수소 시장의 기회요소를 간략하게 정리해본 다음 해외로부터 수입한 수소와 암모니아의 활용을 전제로 하는 일본의 에너지정책 환경 변화를 살펴볼 것이다. 마지막으로 일본과 우리나라와의 전력산업 거버넌스 및 제도적 유사점을 토대로 우리나라 2050 탄소중립 달성을 효과적으로 지원할 수 있는 정책방향을 제시해보고자 한다.

1. 전력분야 수소 시장의 성장기회

기후변화 대응 및 탄소중립 추진 과정에서 세계 각국의 전력산업은 발전과정에서의 환경성을 제고하면서도 전력시스템 운영의 안정성을 동시에 달성해야하는 과제에 직면해 있다. 저탄소 연료인 수소와 암모니아를 발전연료로 혼소하는 방안은 탈탄소 사회로 이행하는 과정에서 에너지산업의 질서있는 전환을 도모하고 에너지 패러다임 변화에 따른 사회경제적 충격을 최소화하는 하나의 대안이다. 결국 2050 탄소중립이라는 장기목표는 수소와 암모니아 시장 활성화를 위한 지속가능한 어젠다를 제시할 것이다.

현재 전세계적으로 생산되고 있는 수소의 대부분은 화석연료 기반의 발전설비에서 비롯된 '회색 수소(grey hydrogen)'에 해당한다. Frost & Sullivan의 분석에 따르면 2020년 10월 기준 전세계에서 생산된 수소 약 7,100만톤은 화석연료에 기반한 회색수소였다(한국전력공사, 2020[48]). 이러한 추세를 그대로 따른다면 2030년 생산·유통되는 수소 중 약 75%(1.26억톤)는 화석연료 기반의 회색수소일 것으로 전망된다. 수소 자체는 저탄소 연료일지라도 생산 과정에서 화석연료가 소비된다면 수소생산량이 늘어날수록 탄소배출이 증가하는 역설적 상황이 발생하므로 지속가능한 수소생산원에 대한 투자가 반드시 병행되어야 수소 활용 시장도 더욱 활성화 될 수 있다. 탄소중립 이행 시 회색수소에서 CCUS를 활용한 블루수소 내지는 무탄소 재생에너지원 기반의 그린수소로 이행하기 위한 전방위적 투자가 요구된다. 청정에너지 운반체로서 수소의 잠재력을 극대화하고 수소 생산 과정에서 탄소배출을 줄여 지속가능한 수소 활용을 실현하는 것은 블루수소와 그린수소의 결합이 유일한 대안이다.

수소와 암모니아를 혼소발전하는 것은 수소 시장 가치사슬 전반에서 언급되는 기회요소(분산전원으로서 수소 연료전지의 활용, 수소의 수송 과정에서 천연가스와 수소의 혼합을 통한 이산화탄소 저감, 에너지저장 매개체로서의 수소 활용 등)의 일부며, 성숙된 수소 경제가 창출하는 경제적 부가가치는 기대 이상일 것으로 보인다. 수소경제 활성화의 가치에 대해 해외 주요 선진국 간에 공감대가 형성되어 있으며, 미국, 일본, 프랑스 등의 국가에서는 우리나라처럼 '수소 로드맵'을 수립하여 수소 경

48) 한국전력공사. 2020. 12. "Growth Opportunities in the Hydrogen Market for the Global Power Sector." KEPCO Journal on Electric Power and Energy. Vol.6. No.4. pp.359~379 내용 참조

제 활성화를 위한 시기별, 단계별 정책과업을 착실히 수행하고 있다. 우리 정부는 지난 2021년 10월, 수소경제 성과를 점검하고 수소선도 국가비전을 제시하면서 2050년까지 암모니아와 수소를 전소하는 시스템을 구축하여 두 연료를 무탄소 전원화하는 로드맵을 발표한 바 있다[49]. 또한 2021년 11월에는 국내외 청정수소의 생산을 주도하고 해외 수소 생산국과의 전략적 협력을 통해 수소자원을 안정적으로 확보함과 동시에 발전부문에서 암모니아와 수소의 혼소 및 전소발전 상용화 목표를 구체화한 '제1차 수소경제 이행 기본계획[50]'이 발표되었다. 특히 '제1차 수소경제 이행 기본계획'에서 정부는 공기업 주도의 R&D와 실증사업을 바탕으로 2030년까지 암모니아 20% 혼소발전을 달성하고 2050년까지 암모니아 전소발전 상용화함으로써 석탄발전을 점진적으로 대체하는 경로를 제시하였다. 아울러 동(同) 계획의 수소발전 부문에서는 2040년까지 소형(~80MW급) 및 중형(~270MW급) 수소 전소터빈을 상용화하고 2050년에는 270MW급 이상의 대형 전소터빈까지 상용화할 계획이 수립되었다.

[그림 4-1] 수소경제 성과 및 수소선도국가 비전 요약

자료: 산업통상자원부. 2021. 10.「수소경제 성과 및 수소선도국가 비전 보고」. 산업통상자원부 보도자료 그림 재인용

49) 산업통상자원부. 2021. 10.「수소경제 성과 및 수소선도국가 비전 보고」. 산업통상자원부 보도자료
50) 관계부처합동. 2021. 11. 26.『제1차 수소경제 이행 기본계획(요약)』. pp.5~7 내용 참조

한편 수소의 혼소율을 높여 2050년경에 수소 전소가 가능한 상황을 만들기 위해서는 정부와 전력공기업의 역할 뿐 아니라 수소터빈 개발 등과 관련된 민간부문의 기술개발과 투자를 유인할 수 있는 법 · 제도적 체계가 구축될 필요가 있을 것이다. 석탄 등 화석연료보다 연료비가 비싼 수소의 특성을 고려했을 때 수소발전 공급의무 내지는 수소발전 우선 구매 등의 법 · 제도적 지원이 이루어진다면 투자에 대한 리스크를 일부 완화하는 효과가 있으므로 민간의 수소발전 사업 및 기술개발 참여가 보다 용이해질 것이다. 중단기적으로는 수소발전의 총량을 정책적 의지를 갖고 확대하는 지원책도 고려해볼 수 있을 것이다.

2. 일본의 에너지정책 환경 변화: 제6차 에너지기본계획

2.1. 에너지수요 및 1차에너지 공급 목표

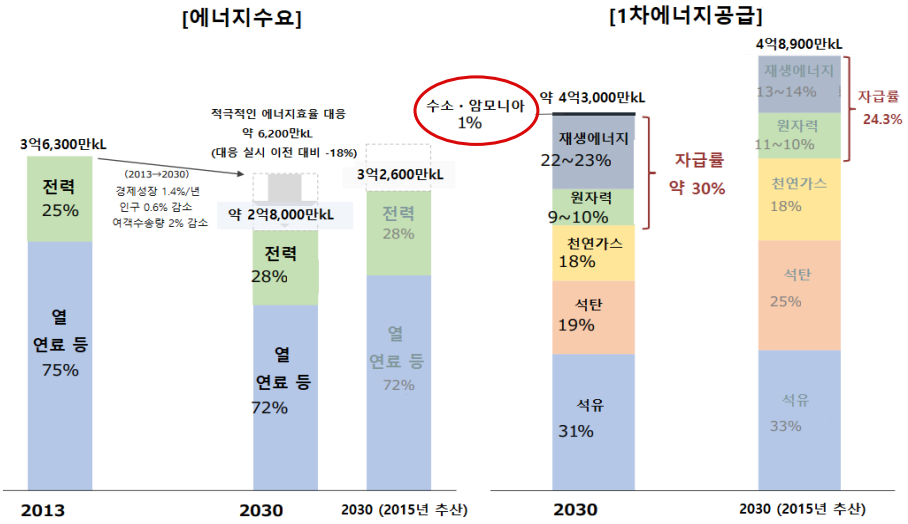
지난 10월 22일, 일본 정부는 2050 탄소중립을 목표로 2030년에 2013년도 온실가스 배출량(14.08억CO_2톤) 대비 46%의 감축하는 등 향후 에너지정책 추진 방향을 제시하는 '제6차 에너지기본계획'을 공식 발표하였다[51]. 지난 7월에 제시된 초안 대비 구체화된 수치가 제시되어 있으며, 2030년 에너지수요(소비량)는 약 3억 5,000만㎘(원유환산[52])로 전망되었다. 일본 정부는 에너지효율 개선을 적극적으로 추진할 경우 최종적으로 2030년 에너지소비량을 2억 8,000만㎘를 낮출 수 있을 것이라 예상하고 있다. 2030년 최종에너지소비량(에너지효율 개선 반영)을 부문별로 살펴보면 산업부문은 약 1억 4,000만㎘, 상업부문은 5,000만㎘, 가정부문과 수송부문은 각각 3,000만㎘, 6,000만㎘ 수준으로 나누어진다.

한편 2030년 최종에너지소비량에 상응한 1차에너지 공급량 전망치는 약 4억 3,000만㎘ 수준이다. 제5차 에너지기본계획에서의 1차에너지 공급량이 약 4억 8,900만㎘ 점을 감안하면 약 12.1% 감소한 수치다. 이러한 1차에너지 공급량을 에너지원별로 살펴보면 화석에너지(석유, 석탄, 천연가스)가 총 68%의 비중을 차지하고 있으며, 재생에너지는 22~23%의 비중을 기록하고 있다([그림 4-2] 참조). 특이한 점은 2030년 1차에너지 공급에서 수소와 암모니아의 비중(약 1%)을 별도로 명시해두었

51) 資源エネルギー庁, 2021.10.22, "2030年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)".
52) 1㎘는 약 0.8581toe 수준에 해당

다는 점이다. 2030년 1차에너지 공급에서 저탄소 연료인 수소와 암모니아가 차지하는 양은 약 2백만㎘로 절대적인 수치 관점에서 적지 않은 전망값이다.

[그림 4-2] 일본 제6차 에너지기본계획 2030년 에너지수요 및 1차에너지 공급 전망값



주: 오른편 막대그래프들은 기존 목표(2015년 수립)를 참고용으로 제시한 것임.
자료: 에너지경제연구원. 2021.8.16.『세계 에너지시장 인사이트』. 제21-16호, p.5 그림 재인용

〈표 4-1〉 일본 제6차 에너지기본계획 1차에너지 공급 2013년 실적 및 2030년 전망

(단위: 백만㎘)

구분	2013년 실적		2030년 전망	
석유	233	43%	130	31%
석탄	137	25%	80	19%
천연가스	127	23%	80	18%
원자력	2	0%	40	9%
재생에너지	46	8%	100	23%
수소·암모니아	0	0%	2	1%
합계	544	100%	430	100%

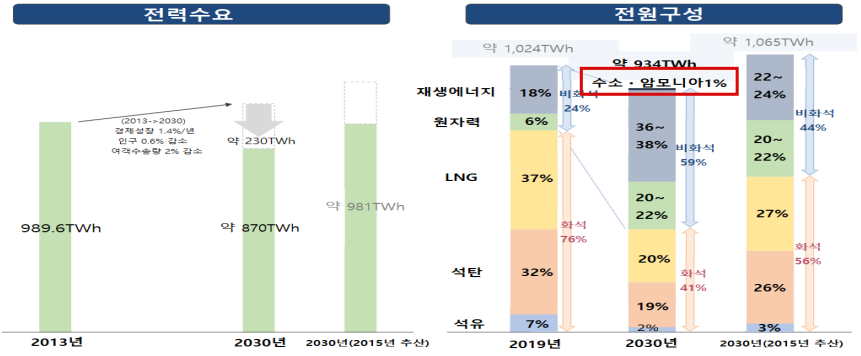
자료: 에너지경제연구원. 2021.11.15.『세계 에너지시장 인사이트』. 제21-22호, p.32 표 재인용

2.2. 전력수요 및 전원구성

제6차 에너지기본계획에서 2030년 일본의 전력수요는 약 1,092TWh 수준이며, 에너지효율을 적극적으로 시행할 경우 864TWh까지 낮출 수 있다는 점이 명시되어 있다. 864TWh의 전망치는 제5차 에너지기본계획에서의 2030년 전력수요 전망값(980TWh)보다 11.8% 낮은 수치다. 에너지효율 개선을 적극 시행한 2030년 전력수요(864TWh)를 부문별로 나누어보면 산업부문에서 331TWh, 상업부문에서 300TWh를 기록하여 동(同)년 전체 전력수요의 73%를 차지하고 가정부문과 수송부문에서 각각 211TWh, 23TWh를 기록하여 나머지 수요를 구성하고 있다.

2030년 기준 864TWh의 전력수요에 상응하는 발전량은 약 934TWh 수준인데[53], 그 중 재생에너지 비중은 약 36~38%를 차지한다. 재생에너지를 세부 에너지원별로 비중을 나누어보면 태양광이 14~16%, 풍력이 5%, 수력 11%, 지열과 바이오매스가 각각 1%, 5%를 차지하고 있음을 알 수 있다. 눈여겨 볼 부분은 2030년 일본 발전믹스에서도 수소와 암모니아가 1%의 비중을 차지하고 있다는 점이다. 발전량으로 추산해보면 약 9TWh 수준인데, 우리나라 2030 NDC 상향안에서의 암모니아 발전량 22.1TWh 수준에는 크게 못 미치는 수치다. 그러나 장기 에너지계획에서 공식적인 발전믹스에 수소와 암모니아를 명시한 것은 장기적 관점의 정책의지를 가지고 수소 및 암모니아 등 저탄소 전원을 집중 육성하겠다는 의미를 내포하고 있다.

[그림 4-3] 일본 제6차 에너지기본계획 2030년 전력수요 전망 및 전원구성



주: 오른편 막대그래프들은 기존 목표(2015년 수립)를 참고용으로 제시한 것임.
자료: 에너지경제연구원. 2021.8.16.『세계 에너지시장 인사이트』. 제21-16호, p.6 그림 재인용

53) 송배전 손실 및 소내소비율 반영한 발전단 발전량으로 추정된다.

〈표 4-2〉 일본 제6차 에너지기본계획 2030년 발전믹스 및 전원구성

발전원	발전량(TWh)	전원구성(%)
석유	19	2
석탄	178	19
LNG	187	20
원자력	188~206	20~22
재생에너지	336~353	36~38
- 태양광	129~146	14~16
- 풍력	51	5
- 지열	11	1
- 수력	98	11
- 바이오매스	47	5
수소 및 암모니아	9	1
합계	**934**	**100**

자료: 에너지경제연구원. 2021.11.15. 『세계 에너지시장 인사이트』. 제21-22호, p.33 표 재인용

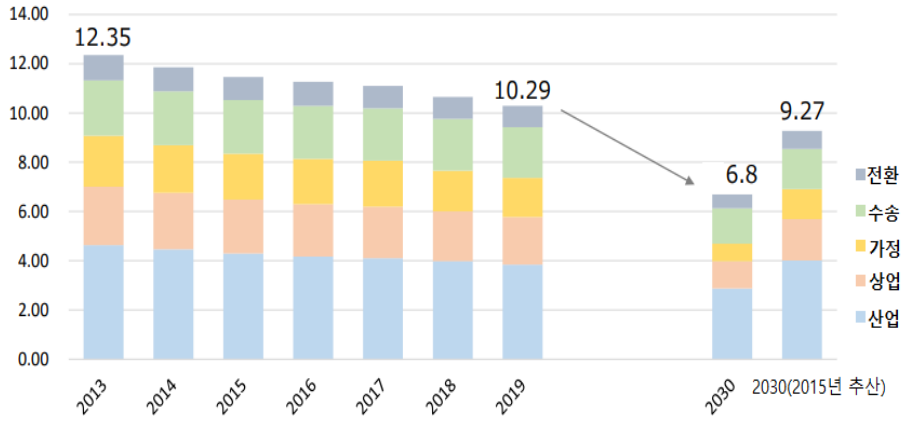
2.3. 에너지부문 온실가스 배출 목표

제6차 에너지기본계획에서 2030년 에너지부문의 온실가스 배출량은 약 6.8억톤이다. 이는 2013년 대비 약 45% 감축된 규모며 주요 부문별로 살펴보면 산업부문에서 2.9억톤, 상업부문에서 1.2억톤, 가정부문에서 0.7억톤, 수송부문에서 1.4억톤의 온실가스 배출을 전망하고 있다.

일본 정부는 전환부문에서 약 0.56억톤의 온실가스를 배출할 것으로 전망하고 있으며, 이는 우리나라 2030 NDC 상향안에서의 전환부문 온실가스 배출량 1.5억톤보다 2배 이상 타이트한 배출목표다. 일본 정부가 전환 부문에서 획기적인 온실가스 감축이 가능하다고 보는 것은 정부 지원 하에 지금까지 기존 석탄 및 가스복합 화력발전소에 대해 수소와 암모니아 혼소율을 제고하는 방안에 대해 꾸준한 연구를 진행해왔고, 그 결과 발전부문 암모니아 혼소 기술의 실증 경험이 충분히 축적되어 상용화 직전 단계에 이르렀다고 판단한 데에서 비롯된 자신감일 것이다.

[그림 4-4] 일본 제6차 에너지기본계획 2030년 에너지부문 온실가스 배출량 추이 및 전망

(단위 : 억t-CO_2)



주: 오른편 막대그래프들은 기존 목표(2015년 수립)를 참고용으로 제시한 것임.
자료: 에너지경제연구원. 2021.8.16.『세계 에너지시장 인사이트』. 제21-16호, p.7 그림 재인용

〈표 4-3〉 일본 제6차 에너지기본계획 부문별 온실가스 배출량

(단위 : 억t-CO_2, %)

부문	2013년 실적치(비중)	2030년 전망치(비중)
산업	4.63 (37%)	2.89 (43%)
상업	2.38 (19%)	1.16 (17%)
가정	2.08 (17%)	0.70 (10%)
수송	2.24 (18%)	1.46 (22%)
전환	1.03 (8%)	0.56 (8%)
합계	**12.35 (100%)**	**6.77 (100%)**

자료: 에너지경제연구원. 2021.11.15.『세계 에너지시장 인사이트』. 제21-22호, p.33 표 재인용

3. 국내 탄소중립 이행을 위한 정책적 시사점

2050 탄소중립 목표 달성에 있어 수소와 암모니아를 혼소발전하는 여러 국가들이 있으나 일본은 그러한 국가들 중에서도 중앙 정부의 최상위 에너지계획의 방향 아래 수소 및 암모니아를 전략적으로 보급하는 선도국이다. 화력발전 부문에 대한 수소와 암모니아의 활용부터 잔여원전의 활용으로 SMR의 보급 사례를 제시하기까지

본 연구 전반을 관통하는 하나의 화두는 '변동성 재생에너지 확대에 따른 전력계통 운영의 안정성 유지 및 기존 화력발전 자산의 비용 효율적 처리방안 마련'이다.

탄소중립 이행 과정에서 재생에너지원을 크게 확대하는 것은 모든 국가에 동일하게 요구되는 정책적 과업이다. 문제는 재생에너지를 어떤 방식으로 보급해야 2050 탄소중립이라는 장기목표를 효과적으로 달성할 수 있을 것인지가 핵심이다. 어떤 국가가 수소 및 암모니아를 화력발전에 혼소하더라도 계통환경이 우리나라와 상이하다면 그 국가의 정책방향을 벤치마킹하기가 어려울 것이다. 또한 에너지정책의 결정 및 운영체계, 그리고 그에 따른 전원믹스의 구조가 애당초 우리나라와 상이하다면 수소와 암모니아를 혼소발전하는 비율 역시 전면 재산정되어야 할 것이다.

일본의 경우 발전연료의 높은 수입의존도, 전력수급에서 화력발전의 기여도, 고립계통이라는 특성, 중앙 집중형 에너지정책 수립 및 운영체계 등 우리나라와 전력산업 거버넌스와 물리적 구조 측면에서 유사한 측면이 많다. 따라서 일본이 탄소중립 이행 경로로 제시하는 수소와 암모니아의 혼소발전은 우리나라 전력정책에 큰 이질감 없는 시사점과 정책 이정표를 제시하리라 판단된다. 일본 정부는 제6차 에너지기본계획이 확정되기까지 다양한 수소·암모니아 혼소 실증사업을 지원하면서 상용화를 위한 기반을 충실히 닦아왔다. 그 과정에서 발전연료로서의 수소 및 암모니아 소비량이 크게 증가할 것을 예상하여 상대적으로 저렴한 수소와 암모니아 공급처(사우디, 칠레, 호주 등)를 확보하는 노력도 등한시하지 않았다. 우리나라도 탈탄소 과정에서 화력발전의 질서있는 퇴출과 재생에너지 보급에 따른 계통관성 유지라는 과제에 직면한 바, 정부가 장기적 관점에서 인내심을 가지고 수소 및 암모니아 혼소율 제고와 혼소발전 확대를 위한 R&D 투자를 시행하되 발전사업자들이 혼소발전을 적극 도입할 수 있는 경제적 인센티브(수소 및 암모니아의 조달비용 저감경로 확보 등)를 동시에 제공할 필요가 있을 것이다.

탄소중립 이행을 위한 일본의 표면적인 정책만을 모방하기보다 사회경제적 비용을 절감하면서 탄소저감을 효과적으로 이행할 수 있는 경로를 개척해나가는 과정과 정책적 일관성 등 정책결정의 소프트웨어적인 측면을 벤치마킹해야 할 것이다. 전력계통의 특성과 전력산업구조 등 전력부문에 있어 한-일간 물리적 특성이 유사한 만큼 탄소중립 및 에너지산업 전환의 경계에서 중시되는 정책적 가치관과 목표가 무엇이 되어야하며 그것을 어떻게 실천하는지를 심도있게 고찰해보아야 할 것이다.

제5장

결론

무탄소 혹은 저탄소 연료인 수소와 암모니아를 화력발전에 혼소하는 방안은 경제수명에 도달하지 않은 화력발전설비를 조기폐쇄하여 2050 탄소중립 목표를 급진적으로 달성하는 방식의 대안으로 평가받는 탈탄소 전략이다. 지난 20여년에 걸쳐 세계 각국의 산업화와 경제성장에 석탄발전과 같은 안정적이고 가성비 좋은 화력발전이 중요한 역할을 담당했다. 그러나 전세계적인 기후변화에 대한 대응과 환경보호를 더 이상 외면할 수 없다는 인식이 확산되면서 화석연료 기반 발전원의 비중을 축소하는 것은 이제 에너지정책의 고정변수가 되어버렸다.

기후변화 대응과 탄소중립을 이행하는 과정에서 변동성 재생에너지 자원의 보급 및 활용 확대는 탄소중립 시대 전력정책의 중심이 될 수밖에 없다. 다만 전력시스템의 운영 측면에서 보았을 때 재생에너지 보급 확대에 따른 적절한 망 설비투자 등이 이루어지지 못한다면 지금과 같은 변동성 재생에너지 보급 중심의 정책은 결국 한계에 봉착하게 될 것인데, 노후화된 망을 보강하는 작업은 투입비용과 시간이 적지 않게 소요되는 특성이 있어 발전사업자가 투자여부를 쉽게 결정할 수 있는 사안이 아니다. 실제로 2017년 에너지전환 이슈가 대두된 이래 국가를 불문하고 풍력 등 변동성 재생에너지 발전설비 보급 속도를 망 보강이 따라가지 못해 재생에너지원의 출력제한을 실시하는 사례가 빈번히 발생하고 있다. 출력제한을 완화하기 위해 에너지저장장치의 보급 등 다양한 기술개발이 이루어지고 있지만 탄소중립이라는 장기

목표를 이행을 항구적으로 지원할 수 있는 대책으로 보기는 힘들다. 탄소중립은 저탄소 에너지 시스템으로 전통적인 에너지 패러다임이 전면 전환되는 것을 의미하는 만큼 지속가능한 재생에너지 및 청정에너지 발전원의 보급을 감당할 수 있는 전력시스템 확립이 필수적이다. 무탄소 또는 저탄소 연료인 수소와 암모니아의 혼소발전, 소형원자로(SMR)의 활용 확대 등은 전력공급의 안정성을 보장하는 변동성 재생에너지 중심 전력믹스를 구현하기 위한 효과적인 대안으로 평가할 수 있을 것이다.

2050 탄소중립 목표 달성이라는 명목 하에 기존의 화력발전설비를 일방적으로 조기 퇴출시킨다면 산업의 급격한 전환에 따른 사회적 · 경제적 혼란이 적지 않을 것이다. 특히 '정의로운 전환(Just Transition)' 관점에서 화력발전의 질서있는 퇴출과 적절한 보상이 병행되지 않을 경우 사회적 갈등비용과 화력발전설비의 좌초자산화에 따른 발전산업계의 경제적 손실이 크게 증가할 것이며, 결국 에너지전환비용 부담의 형태로 전기요금에 고스란히 전가될 우려가 있다. 사회적 갈등비용과 경제수명이 남은 발전설비의 조기폐쇄에 따른 경제적 손실에서 비롯된 사회적 · 경제적 기회비용은 현 세대를 넘어 미래 세대의 재정 부담으로 이어질 가능성이 높다. 독일에서 탈탄소 및 에너지전환에 따른 사회적 · 경제적 충격을 완화하기 위해 화력발전 노동자들의 고용전환 지원 및 발전소 주변지역 경제 활성화에 막대한 재정지원금을 편성하고 이해당사자 간 사회적 타협 기구를 운영하는 것은 발전부문의 탈탄소 이행이 가져올 부정적 충격을 엄중하게 받아들이고 있다는 방증임을 유의할 필요가 있다.

수소 및 암모니아의 혼소발전으로 화력발전소의 탄소배출량을 저감하면서 CCUS까지 병행하여 활용한다면 변동성 재생에너지 자원 확대에 대비한 유연성 자원으로 기존 화력발전소를 활용할 수 있을 뿐 아니라 탄소중립에도 일정 수준 기여하는 효과까지 거둘 수 있다. 또한 화력발전소의 퇴출 시기도 탄력적으로 조정할 수 있으므로 정부 입장에서 탈탄소 정책에 따른 산업 충격과 국민의 정책저항을 어느 정도 완화하는 효과를 기대해볼 수 있다. 또한 차세대 소형원자로(SMR)의 적절한 활용은 발전부문의 탄소저감에 속도감을 더할 수 있고 예비력 자원으로서 전력수급의 안정에도 큰 도움이 될 것이다. 기후변화 대응 및 2050 탄소중립 이행을 시대흐름에 부응한 불가역적(irreversible) 정책목표로 본다면 이를 달성하는 과정에서 발생할 사회적 · 경제적 비용을 최소화하는 액션플랜(action plan) 구축이 중요하다. 수소와 암모니아, 그리고 SMR로 대표되는 무탄소 신전원의 적극적인 활용은 그에 대한 하나의 대안으로 평가할 수 있을 것이다.

참고문헌

〈국내 문헌〉

2050 탄소중립위원회. 2021. 8.『2050 탄소중립 시나리오 초안』.

관계부처합동. 2021. 10. 18.『2030 국가 온실가스 감축목표(NDC) 상향안』.

_____. 2021. 10. 18.『2050 탄소중립 시나리오안』.

_____. 2021. 11. 26.『제1차 수소경제 이행 기본계획(요약)』.

권달정. 2021.6.「탄소중립 및 온실가스 감축을 위한 한국남부발전의 노력과 계획」.『에너지 포커스』. 제18권 제2호. 에너지경제연구원.

김대식. 2019.「수소 가스터빈 연소기술 개발 동향 고찰」.『한국 연소학회지』. 24(4). 한국연소학회. pp.1~10.

산업통상자원부. 2021. 10.「수소경제 성과 및 수소선도국가 비전 보고」. 산업통상자원부 보도자료.

안영환. 2017.『석탄발전소의 좌초자산 조건 연구』. 에너지경제연구원 기본연구보고서.

에너지경제연구원. 2021. 10. 22.『세계원전시장 인사이트』.

_____. 2021. 8. 16.『세계 에너지시장 인사이트』. 제21-16호.

_____. 2021.11.1.『세계 에너지시장 인사이트』. 제21-21호.

_____. 2021.11.15.『세계 에너지시장 인사이트』. 제21-22호.

이동현. 2018. 4.『국내 발전 산업 ISSUE 및 기술 동향 소개』. 한국기계연구원 발표자료.

전력연구원 발전기술연구소. 2021. 11.「Carbon-free 암모니아 발전기술」. 에경연-전력연구원 세미나 발표자료.

주용진·김미영·박정극·박세익·신주곤. 2020.「수소혼소용 가스터빈의 요소기술 및 국내외 기술 개발 동향」.『한국 수소 및 신에너지학회 논문집』. 제31권 제4호. 한국 수소 및 신에너지학회. pp.351~362.

한국원자력학회. 2020.『소형 혁신원자로 기술조사보고서』. 원자로시스템기술연구부회 보고서.

한국전력공사. 2020. 12. "Growth Opportunities in the Hydrogen Market for the Global Power Sector." *KEPCO Journal on Electric Power and Energy*. Vol.6. No.4. pp.359~379.

〈외국 문헌〉

IAEA. 2021. "Nuclear Energy for a Net Zero World."

IEA. 2020a. "Energy Technology Perspective 2020 – Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage." Special Report.

___. 2020b. "World Energy Outlook 2020."

___. 2021a. "Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector." Special Report.

___. 2021b. "The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector."

___. 2021c. "World Energy Outlook 2021."

Mitsubishi Power. 2021. 3. "Current picture of co-firing and future prospects for hydrogen-rich fuels." A Presentation for Berlin Energy Transition Dialogue.

資源エネルギー庁. 2021. 10. 22. "2030年度におけるエネルギー需給の見通し(関連資料)."

〈웹사이트 및 DB〉

Enerdata. 2020. "Country Report – Indonesia." 데이터.

_____. 2021. "Country Report – India." 데이터.

_____. Energy Report DB, India.

_____. Energy Report DB, Indonesia.

Gouvernment France. “France 2030(2021. 10. 12).”
https://www.gouvernement.fr/france-2030-un-plan-d-investissement-pour-la-france-de-demain (접속일자: 2021.11.15.).

국가환경산업기술정보시스템(KONETIC).
https://www.konetic.or.kr/dataroom/new_termsense_view.asp?unique_num=8194&tblcode=EUN_TERMINOLOGY_COMMONSENSE
(접속일자: 2021. 11. 4).

동아 사이언스 기사. “IAEA ‘원자력, 탄소 중립에 필수적 역할’ 보고서, 미국·중국 등 9개국 지지성명”.
https://m.dongascience. com/news.php?idx=49965 (접속일자: 2021. 10. 20).

부 록

해외 주요 가스터빈 제작사별 수소혼소 가스터빈 개발 현황

수소와 암모니아 등 저탄소 연료의 국가별 활용사례와 혼소발전의 기술적 특징을 폭넓게 다루고 있는 본 연구에서는 해외 주요 가스터빈 제작사별(GE, Siemens, Ansaldo, MHPS 등) 수소혼소 가스터빈 개발현황을 구체적으로 다루지 않았다. 2050 탄소중립 목표 이행 시 전력시스템 운영 관점에서 무탄소 신전원을 어떻게 활용해나갈 것인지에 대한 사례연구가 본 연구의 주요 목적인 바, 가스터빈 제작사별 수소혼소 가스터빈 개발현황을 구체적으로 언급할 경우 가스터빈 기술개발 현황조사 중심으로 연구 논지가 왜곡될 것이 우려되었다. 그러나 수소 또는 암모니아를 발전연료로 활용함에 있어 저탄소 연료의 혼소가 가능한 가스터빈 개발 현황을 살펴보는 것은 수소와 암모니아 활용의 현 주소를 진단하는 데에 나름의 도움이 되는 것이 사실이다. 따라서 본 부록에서는 해외 주요 가스터빈 제작사별 수소혼소 가스터빈 개발 현황을 간략히 정리해보려 한다[54]. 현재 글로벌 가스터빈 시장은 미국, 유럽, 일본이 주도하고 있으며, 미국은 General Electric(GE), 유럽은 Siemens 및 Ansaldo, 일본은 Mitsubishi Hitachi Power Systems(MHPS)가 가스터빈 기술을 선도하는 기업으로 탄탄한 입지를 구축 중이다. 이상의 주요 가스터빈 제작 기업들을 중심으로 수소혼소 가스터빈 연소기술의 개발 동향을 짚어보도록 하자.

54) 이하의 가스터빈 제작사별 수소혼소 가스터빈 개발 현황은 주용진 외. 2020.「수소혼소용 가스터빈의 요소기술 및 국내외 기술개발 동향」,『한국 수소 및 신에너지학회 논문집』, 제31권 제4호, 한국 수소 및 신에너지학회. pp.359~361; 김대식. 2019.「수소 가스터빈 연소기술 개발 동향 고찰」,『한국 연소학회지』, 24(4). 한국연소학회. pp.5~8의 일부 내용을 발췌, 요약하였다.

1. 미국 - General Electric (GE)

미국에서는 캘리포니아 주(州)와 연방정부 간 민-관 파트너십 체결을 체결된 후 2004년부터 에너지부(Department of Energy, DOE) 주도의 '범정부 수소혼소 가스터빈 개발 프로젝트'가 진행 중이다. 미국 GE 社는 DOE의 수소혼소 가스터빈 개발 프로젝트에 참여하여 수소가 30% 함유된 합성가스연료를 전세계 F급 가스터빈[55] 약 70여기에 적용하는 실증실험을 진행하였다. 그러나 실증단계에 활용된 가스터빈 연소기에서 질소산화물이 과다하게 배출되어 추가적인 질소와 증기 분사가 필요했고 그에 따라 연소효율이 저하되는 문제점이 노정되었다. 현재 예혼합화염 방식에서 수소 혼소율 15% 적용이 검증된 상태며, 실제 가스터빈 운영 상에서는 혼소율을 5%로 제한하고 있다.

한편 GE는 발전용 가스터빈에 수소 혼소율 50%를 적용할 수 있는 연소기를 개발 중인 것으로 알려졌다. 기존 수소터빈 기술개발과 마찬가지로 DOE의 지원 하에 R&D를 진행 중이며, 관련 프로젝트의 공식 명칭은 'Advanced IGCC/High Hydrogen Turbine Program'이다. 동(同) 프로젝트에서는 장기적으로 100% 수소 전소를 가능한 연소기 개발까지 연구 중인 것으로 파악된다. 최근 GE는 노후 가스터빈의 업그레이드 및 수소연료로의 전환을 위한 혼소 시험을 시행한 바 있다. 해당 혼소시험에서 노즐 교체를 통해 수소 혼소율 60%를 달성하기도 하였다.

55) LNG 발전 방식은 크게 '개방형 사이클 가스터빈(Open Cycle Gas Turbine, OCGT)'과 '복합 사이클 가스터빈(Combined Cycle Gas Turbine, CCGT)'으로 분류된다. OCGT의 경우 신속한 기동과 정지가 가능한 기술적 유연성이 장점이며 중간 내지 기저부하 모드로 운전할 때에는 60% 수준의 열효율이 유지되는 CCGT(가스터빈에서 발생한 폐열을 열순환보일러로 보내 증기 생산 → 증기터빈과 발전기를 운전하여 추가 발전) 방식이 유리하다. 한편 LNG 가스터빈에는 D, F ,G, H의 네종류가 있으며, H급으로 갈수록 터빈입구의 온도가 높아 발전효율이 우수하다. 터빈종류에 따른 주요 특징은 아래와 같다.

터빈종류	최초출시	터빈입구 온도(℃)	효율(%)	
			OCGT	CCGT
D급	1980년대	1,100	35	50
F급	1990년대	1,300	37	55
G급	2000년대	1,400	38	58
H급	2010년대	1,500~1,600	39	60~61

자료: 이동현. 2018.4.『국내 발전 산업 ISSUE 및 기술 동향 소개』. 한국기계연구원 발표자료. p.30 표 재인용

2. 유럽 - Siemens(獨), Ansaldo(伊)

유럽에서는 지난 2019년 2월 '수소 로드맵 유럽'이 수립된 이래 국가별로 재생에너지와 연계된 다양한 수소 프로젝트가 진행되고 있다. 독일의 세계적인 가스터빈 제작사인 Siemens 社는 기존 자사 가스터빈에 대해 혼소 한계를 진단하였고, 수소 혼소율 15%까지는 연소기 변경 없이 수소 혼소발전이 가능할 것으로 보았다. 결국 15% 이상의 수소 혼소발전을 위해서는 연소기 변경이 반드시 수반되어야 하므로 Siemens는 중 · 소형급 가스터빈 모델(SGT-600/700/750/800)에 대해 다양한 수소 혼소 실증 테스트를 진행하였다.

이탈리아의 세계적 가스터빈 제작사인 Ansaldo 社는 지난 2011년에 기존 자사 가스터빈(GT 26) 버너를 기초로 수소 혼소발전을 위한 엔진 업그레이드를 진행한 바 있으며, 수소 혼소율 15% 실증시험에 성공하였다. 현재 EU 수소혼소 가스터빈의 목표 혼소율 45%를 달성하기 위한 R&D를 진행 중이다. 한편 Ansaldo는 노후화된 가스터빈의 수명연장 및 친환경 발전원 시장을 확보하려는 전략 하에 'FlameSheet™' 이라는 레트로핏 사업을 진행 중이고 수소 혼소율 40% 이상을 달성하기 위한 실증 시험에 착수한 상태다[56].

3. 일본 - Mitsubishi Hitachi Power Systems(MHPS)

가스터빈 시장을 선도하는 일본의 MHPS 社는 NEDO의 주도로 진행된 EAGLE 프로젝트에서 개발된 'IGCC용 합성가스 가스터빈 기술'을 활용하여 G급 및 H급(일본의 경우 J급) 고효율 가스터빈에 대해 수소 혼소 30% 실증시험을 진행 중이다. MHPS는 다양한 형태의 수소 연소를 위한 가스터빈 개발 및 운영 실적을 보유하고 있는데, 30% 수소-천연가스 혼소 시스템 개발과 별도로 100 수소 전소가 가능한 연소기 개발에 박차를 가하고 있다. MHPS가 중단기적으로 수소 혼소율 30% 달성에 초점을 맞춘 이유는 기존 석탄 및 가스복합 화력발전이 100% 수소발전으로 전면 대체되는 것이 비용 측면에서 현실화되기 어려운 측면이 있다고 판단했기 때문이다. 따라서 장기적인 관점에서 100% 수소 전소발전을 목표로 기술개발을 추진하되 2030년까

56) 다만 FlameSheet™ 레트로핏 사업과 관련된 실증이력은 공식적으로 밝혀진 바가 없다.

지는 30% 수소 혼소 가스터빈 개발에 집중하는 투 트랙(two-track) 전략을 취한 것으로 보인다[57].

MHPS의 수소혼소 가스터빈 개발 실험에서 눈여겨 볼 부분은 수소 혼소율 20%까지는 기존에 개발된 연소기와 노즐을 사용하더라도 역화(flashback) 문제가 발생하지 않았지만 30%까지 혼소율을 높였을 때는 역화 문제가 심화되어 기술적 수정이 필요하다는 점이다. 이에 MHPS는 연소기 구조를 개조하여 역화의 위험을 줄이는 노력을 기울였고, 최근 30% 수소 혼소 실증에서 역화의 위험을 저감하는 효과를 확인한 것으로 알려졌다.

57) 현재 100% 수소 전소발전에 대해서는 마이크로급 가스터빈에 대해 기술개발을 진행 중인 것으로 알려졌다.

김재엽 現 에너지경제연구원 부연구위원

〈주요저서 및 논문〉

『Probabilistic Feasibility of Ocean Thermal Energy Use for Air-conditioning and Heating Systems』, Journal of the Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers, 2019

『An Analysis of the Effects of Fuel-transition in Transportation Sector: Focusing on Business Cars』, Environmental and Resource Economics Review, 2020

『Estimating Effects of Electrification in Transportation Sector on Energy Imports』, Korean Energy Economic Review, 2021

『전원구성을 고려한 연료가격 충격의 전력 도매가격 안정성 영향 분석』(박우영, 이상림 공저), 에너지경제연구원 기본연구, 2021

이태의 現 에너지경제연구원 연구위원

〈주요저서 및 논문〉

『태양광 발전의 보급 확산에 따른 상계제도의 개선방향 연구』, 에너지경제연구원 기본연구, 2019

『재생에너지 변동성 대응을 위한 P2G 활용방안 연구』, 에너지경제연구원 기본연구, 2020

『Reforming Korea Electricity Market for Net Zero』, IEA·KEEI, 2021

『Korea Electricity Security Review』, IEA·KEEI, 2021

수시연구보고서 2021-06

무(無)탄소 신(新)전원 해외사례 및 정책방향 연구

인 쇄 2021년 11월 30일
발 행 2021년 11월 30일

저 자 김 재 엽 · 이 태 의
발행인 임 춘 택
발행처 에너지경제연구원
주 소 44543 울산광역시 중구 종가로 405-11
연락처 (052)714-2114(代) FAX (052)714-2028
등 록 제 369-2016-000001호(2016년 1월 22일)
인 쇄 (사)한국척수장애인협회 디지털 인쇄사업소 (053)965-7277

ⓒ에너지경제연구원 2021 ISBN 978-89-5504-847-6 93320

* 파본은 교환해 드립니다. 값 7,000원

KOREA ENERGY ECONOMICS INSTITUTE

울산광역시 중구 종가로 405-11 **TEL**|052. 714. 2114 **ZIP**|44543

ISBN 978-89-5504-847-6