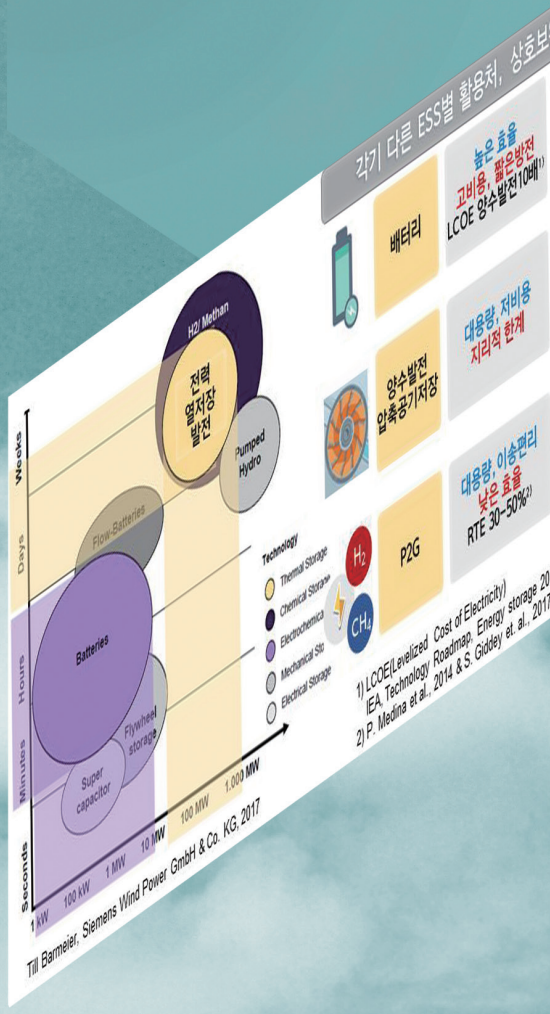


THEME

신재생에너지와 에너지저장기술

● 담당위원 : 박성제 책임연구원(한국기계연구원)

THEME 01 대용량 에너지저장을 위한 액체공기 에너지저장 시스템

THEME 02 대용량 전력-열저장-발전 기술

THEME 03 전기에너지 연료화 기술

THEME 04 전력계통의 신재생에너지 수용확대와 전기저장장치

THEME 05 수소사회 실현을 위한 수소액화 플랜트

Unused Energy
Gas/Liquid Fuel
Production
Distribution & Storage
Refuelling
Utilization
Conventional (SMR)
By-Product H_2
Renewable (Electrolyser)
Renewable (BtH+)
*Biomass to Hydrogen
Liquefaction
CGH_2 distribution/storage
LH_2 distribution/storage
Pipeline distribution
Onsite SMR/Electrolysis
Others
LOHC*, NH3
Metal hydrides
*Liquid Organic Hydrogen Carrier
Station
H_2 compressor
LH_2 pump
350 bar
CGH_2
700 bar
300 bar
CGH_2/LH_2
Transportation Applications
FCEVs
Truck
Forklift
Railway
Bus
ship
Stationary & Power Applications
Industrial Energy
Building Heat & Power
Power Generation
Aero-Space & ESS Applications
LH_2 only
LH_2 propellant
HESS

THEME 01

대용량 에너지저장을 위한 액체공기 에너지저장 시스템

인 세 환 한국기계연구원 에너지기계연구본부 선임연구원 | e-mail : insh@kimm.re.kr
박 지 호 한국기계연구원 에너지기계연구본부 선임연구원 | e-mail : jh8809@kimm.re.kr
염 한 길 한국기계연구원 에너지기계연구본부 책임연구원 | e-mail : hkyeom@kimm.re.kr
고 준 석 한국기계연구원 에너지기계연구본부 책임연구원 | e-mail : jsko@kimm.re.kr
박 성 제 한국기계연구원 에너지기계연구본부 책임연구원 | e-mail : sjpark@kimm.re.kr
염 충 섭 고등기술연구원 플랜트엔지니어링본부 수석연구원 | e-mail : csyeum@iae.re.kr
허 광 범 한국전력연구원 기후환경연구소 처장 | e-mail : kbhur5798@hanmail.net

이 글에서는 대용량 에너지저장의 필요성과 대용량 에너지저장을 위한 액체공기 에너지저장 시스템에 대해 소개하고자 한다.

대용량 에너지저장의 필요성

산업의 발달로 산업용 전기의 수요가 늘어나고 있으며, 소득 증가에 따른 전기/전자제품의 사용 증가로 전력 사용량은 꾸준히 증가하고 있다. 반면에 시간대별 계절별 전력 사용량의 편차는 점차 커지는 경향을 보여주고 있다. 최대 전력 사용량의 증가에 대응하기 위하여 전력공급 설비의 증설이 이루어지고 있지만 전력 사용량의 시간대별 계절별 편차로 설비 이용률이 떨어지는 문제가 발생하고 있다. 또한 석유를 비롯한 화석연료 사용으로 지구가 심각한 기후변화를 겪으면서 화석 에너지 사용에 대한 제약도 증가하고 있다. 2016년 11월 4일 파리기후변화협정이 발효되어 197개 협정당사국은 2020년부터 온실가스 저감목표(2030년)를 달성하기 위하여 노력하여야 한다.

한국의 경우 2030년까지 2030년 온실가스 배출전망치의 37%인 3억 1,500만 톤을 감축하여야 한다. 이에 따라서 온실가스의 배출을 억제할 수 있는 재생에너지의 수요가 급격히 증가하고 있으며 2050년에는 재생에너지의 비중이 전 세계 에너지 사용량의 44%까지 늘어날 전망이다. 그러나 대표적인 재생에너지인 풍력과 태양광 발전은 입지환경, 날씨 및 시간에 따라서 출력변동이 심하여 연속 공급이 불가능하고 에너지 생산시점과 수요시점의 시간차가 발생하는 문제점을 가지고 있다. 앞서 설명한 전력 사용량의 편차에 따른 유휴 전력설비 문제와 재생에너지의 출력변동 문제를 극복하기 위해서는 전력수요보다 초과 생산된 전력을 저장하였다가 수요가 급증하는 시점에 전력을 공급할 수 있는 대용량 에너지저장기술이 필요하다. 이를 통해서 전력 피크를 저감하고 재생에너지의 출력 변동을 보상할 수 있으며 전력공급 설비의 운전예비력을 확보할 수 있다. 또한 전력생산 및 소비정보를 양방향 실시간으로 교환하는 스마트그리드와 연계하여 전력의 수요와 공급을 조절하는 역할을 수행할 수 있다.

국내의 경우 재생에너지 3020 이행계획에 따라서

2030년까지 재생에너지 설비용량 48.7GW를 신규 보급하여 재생에너지의 발전량 비중을 20%까지 높일 예정이다. 이중에서 태양광 발전과 풍력 발전이 각각 30.8GW와 16.5GW로 전체 신규설비용량의 95% 이상을 차지한다. 에너지저장장치가 없는 상태에서 재생에너지를 통한 발전량이 전체 발전량의 10%를 상회할 경우, 출력변동에 의한 전체 전력망의 불안정으로 인해 전력품질에 심각한 피해를 줄 수 있다. 풍력 발전의 경우 출력변동을 보상하기 위한 에너지저장장치의 적정용량을 설비용량의 50% 정도로 보고 있다. 이를 감안하면 2030년까지 재생에너지의 출력변동을 보상하기 위한 에너지저장장치의 용량은 수 GW에서 수십 GW에 이를 것으로 전망된다. 따라서 앞으로 대용량 에너지저장장치의 수요가 크게 늘 것으로 예상된다.

대용량 에너지저장장치로서의 액체공기 에너지저장 시스템

다양한 에너지저장방식 중에서 대용량의 에너지저장이 가능한 방식으로는 양수발전, 압축공기 에너지저장 시스템, 액체공기 에너지저장 시스템, 리튬이온 배터리를 들 수 있다. 양수발전은 전력 수요가 적을 때 펌프를 이용하여 전기에너지를 위치에너지로 변환하여 저장하고, 전력 수요가 많을 때 물을 방류하여 터빈을 구동함으로써 전력을 생산하는 방식이다. 압축공기 에너지저장 시스템은 전력 수요가 적을 때 공기를 압축하여 전기에너지를 압력에너지로 저장하고, 전력 수요가 많을 때 압축된 공기를 팽창시켜 전기에너지를 생산한다. 액체공기 에너지저장 시스템은 에너지저장의 매체로 공기를 이용하는 점에서는 압축공기와 동일하지만 전력 수요가 적을 때 공기를 액화하여 저온 에너지의 형태로 저장하였다가 전력 수요가 많을 때 가압하고 기화하여 팽창시켜서 전력을 생산한다. 리튬이온 배터리는 리튬이온(Li^+)이 음극과 양극 사이를 이동하는 전기화학적 방식으로 전력을 충전하고 방전한다.

양수발전과 압축공기 에너지저장 시스템은 대용량의 에너지(수백 MWh-수 GWh)를 비교적 높은 충방전 효율로 저장할 수 있으며 시스템 수명이 길고 가장 경제성이 높다. 그러나 에너지 밀도가 낮기 때문에 넓은 설치면적이 필요하며 설치할 수 있는 지역이 제한적이라는 단점을 가진다.

양수발전은 대규모 댐 건설을 필요로 하고 이에 따라 산림파괴, 수몰 및 보상 문제가 발생한다. 압축공기 에너지저장 시스템은 수십 기압 이상의 고압 압축공기를 저장할 대규모 지하공동구가 필요하며 지하에 고압의 압축공기를 저장하는 데 따르는 지반의 안정성에 대한 우려가 존재한다. 양수발전과 압축공기 에너지저장 시스템이 시스템의 사양이 우수하고 경제

표 1 에너지저장방식에 따른 시스템 사양 및 경제성 비교

저장방식	에너지저장용량 (MWh)	에너지밀도 (Wh/L)	시스템수명 (년)	설치 제약조건	충방전효율 (%)	*균등화비용 ($/MWh)
양 수	500–8000	0.5–1.5	40–60	대규모 댐건설 필요	70–85	150–200
압축공기	–1000	3–6	20–40	대규모 지하공동구 필요	40–70	120–140
리튬이온	–10	200–500	5–15	없음	75–90	270–560
액체공기	25–1200	120–200	+30	없음	+60	230–280

(Applied Energy, vol. 137, pp. 511–536; Progress in Natural Science, vol. 19, pp.291–312; Highview Power사)
* 100 MW 출력, 20년 운전 추산 설치운전 비용

적임에도 불구하고 이러한 설치위치에 대한 제약조건 때문에 대용량 에너지저장에 활용하기에는 한계가 있다.

리튬이온 배터리는 에너지 밀도와 충방전 효율이 가장 높고 모듈형 구성으로 시스템의 설치가 다른 에너지저장방식에 비해서 간단하며 설치면적이 작은 장점을 가진다. 그러나 수명이 상대적으로 짧고 온도에 민감하여 대용량으로 시스템을 구성할 경우 열관리 및 제어에 따르는 배터리의 안정성을 추가로 확보할 필요가 있다. 또한 회수 및 재생이 코발트, 니켈, 리튬의 고가 금속 위주로 이루어지고 있어 이외의 구성물질에 대한 폐기물 처리문제가 존재하며 아직까지는 설치 및 유지비용이 다른 저장방식에 비해서 가장 비싸다.

반면에 액체공기 에너지저장 시스템은 수백 MWh급의 대용량 에너지의 저장이 가능하면서도 양수발전이나 압축공기 에너지저장 시스템과는 달리 에너지 밀도가 높아서 필요한 설치공간이 작다. 그리고 액체공기를 거의 대기압 상태로 단열탱크에 저장하기 때문에 설치위치에 대한 제약조건이 없고 안전하다. 리튬이온 배터리와는 달리 대용량화에 따른 추가적인 어려움이 없어서 대용량화에 유리하며 수명이 길고 훨씬 경제적이다. 또한 공기를 에너지저장을 위한 매체로 활용하기 때문에 폐기물 발생의 우려가 없고 친환경적이다. 다만 공기를 액화해야 하기 때문에 양수발전이나 압축공기 에너지저장 시스템에 비해서는 설치 및 유지비용이 높고 충방전 효율이 상대적으로 떨어지는 단점이 있다. 그러나 버려지고 있는 LNG 냉열을 공기액화에 활용하거나 발전소나 공장 폐열을 활용하면 경쟁 에너지저장 방식과 대등한 충방전 효율이 가능할 것으로 예상된다.

이렇게 볼 때 액체공기 에너지저장 시스템은 대용량 에너지저장에 있어서 설치에 대한 제약이 없고 친환경적이며 경제적인 가장 현실적인 대안으로 볼 수 있다. 추가적으로 액체공기 에너지저장 시스템은 에너지저장에 액체공기를 이용하기 때문에 또 다른 부가적인 활용도 가능하다. 시스템에서 배출되는 낮은 온도의 깨끗한 공기는 도심 빌딩이나 쇼핑몰 등 대규모 상업지구의 냉방과 식품, 육류 등을 위한 냉동 등에 활용될 수 있다. 또한 최근 연구되고 있는 액체공기를 연료로 하는 Dearman Engine을 통하여 보조 전원으로도 활용될 수 있다. 이는 액체공기 에너지저장 시스템의 경제성을 더욱 높여줄 수 있을 것이다.

액체공기 에너지저장 시스템은 대용량(수백 MWh)의 에너지를 설치지역의 제약 없이 친환경적으로 안전하게 저장할 수 있는 가장 경제적인 에너지저장방식이다.

액체공기 에너지저장 시스템

액체공기 에너지저장 시스템은 영국의 뉴캐슬 대학에서 압축공기 에너지저장 시스템의 대안으로 제안된 이후 1998년 미쓰비시에 의해서 액체공기로부터 압축공기를 생성하여 가스터빈에 공급하여 발전하는 형태로 구현되어 시험되었다. 이후에 2005년부터 영국의 리즈 대학과 Highview Power 사에 의해서 현재의 액체공기 에너지저장 시스템의 공정과 주요기자재의 개발이 이루어졌다. 이를 통하여 2011년부터 2014년까지 런던 인근 슬라우 지역에 350kW/2.5MWh 파일럿 플랜트가 건설되었고 근처 바이오매스 발전소와 연계하여 성능시험이 수행되었다. 2018년 6월부터는 맨체스터 인근 베리 지역에 실증을 위한 5MW/15MWh 실증 플랜트가 구축되어 근처 매립지가스 발전소와 연계하여 성능시험이 진행되고 있다. 독일에서도 2016년부터 액체공기 에너지저장 시스템과 관련하여 KRYOLENS 프로젝트가 시작되어 액체공기 에너지저장 시스템의 공정과 주요기자재의 기술성숙도(TRL)를 높이고 기술경제성을

그림 1 350kW/2.5MWh 파일럿 플랜트(영국, 슬라우)

그림 2 5MW/15MWh 실증 플랜트(영국, 베리)

평가하는 연구가 진행되고 있다.

액체공기 에너지저장 시스템은 크게 세 가지의 공정으로 구성되어 있다. 대기 중의 공기를 압축하여 액화하는 액화공정, 액화된 공기를 가압하고 기화시킨 후 팽창시켜서 전기를 얻는 발전공정 그리고 발전공정에서 액체공기를 기화시킬 때의 냉열을 열저장장치에 저장하였다가 액화공정에서 활용하여 시스템의 효율을 높이는 냉열 재활용 공정으로 구성된다.

액화공정에서는 대기 중에서 공기를 흡입하여 압축기를 통해 고압으로 압축한 후 팽창 기구(expansion device)를 통해서 액체공기를 생성한다. 공기의 끓는점은 일반적으로 -195℃이며, 이처럼 낮은 온도를 얻기 위해서는 여러 번의 팽창과 열 교환을 거쳐야 한다. 특히, 공기의 액화공정에서는 두 가지의 서로 다른 팽창 기구를 사용하여 낮은 온도를 얻는데, 팽창기(expander) 그리고 줄-톰슨밸브(Joule-Thomson valve)가 그것이다. 전자는 공기를 등엔트로피 과정으로 팽창시켜 유용일(useful work)과 낮은 온도를 동시에 얻는 팽창기구로 효율이 높다는 장점이 있다. 반면에 줄-톰슨밸브는 구조가 매우 단순하다는 장점이 있으나, 공기를 등엔탈피 과정으로 팽창시켜 낮은 온도를 얻기 때문에 효율이 낮다는 단점이 있다. 모든 팽창기구로 팽창기를 사용하면 액화공정의 효율이 높아질 수 있으나, 극저온 환경에서 사용할 수 있는 팽창기는 고가이며 액화가 일어나는 구역에서는 액적의 영향으로 팽창기가 파손될 수 있다. 따라서 액화공정에서는 상대적으로 온도가 높은 구역에서 팽창기를 사용하고, 실제 공기의 액화가 일어나는 구역에서는 줄-톰슨밸브를 이용하여 공기를 액화한다. 이렇게 줄-톰슨밸브와 팽창기를 사용하는 액화공정을 클로드 사이클(Claude cycle)이라고 한다.

공기는 팽창 기구를 통과하며 온도가 낮아지게 되는데, 팽창 기구 사이에 존재하는 여러 개의 열교환기는 고압의 공기와 팽창 기구에 의해 온도가 낮아진 저압의 공기를 열 교환하여 팽창 기구를 통과하기 전 고압의 공기 온도를 낮추는 역할을 한다. 이렇게 함으로써 팽창 기구를 통과한 후에 더 낮은 온도를 얻을 수 있다. 여기서, 앞서 언급했던 냉열 재활용 공정을 추가하면 발전공정에서 액체공기를 기화시킬 때 열저장장치에 미리 저장해 두었던 냉열을 공기를 액화하는 과정에서 고압의 공기의 온도를 낮추는 데 추가적으로 활용하여 액화공정의 효율을 높일 수 있다.

액화공정이 전기에너지를 저온에너지의 형태로 저장하는 공정이라고 하면, 발전공정은 말 그대로 전기에너지를 발생시키는 공정이다. 전력 수요가 적을 때 공기를 액화하여 액체공기를 저장해 두었다가, 전기

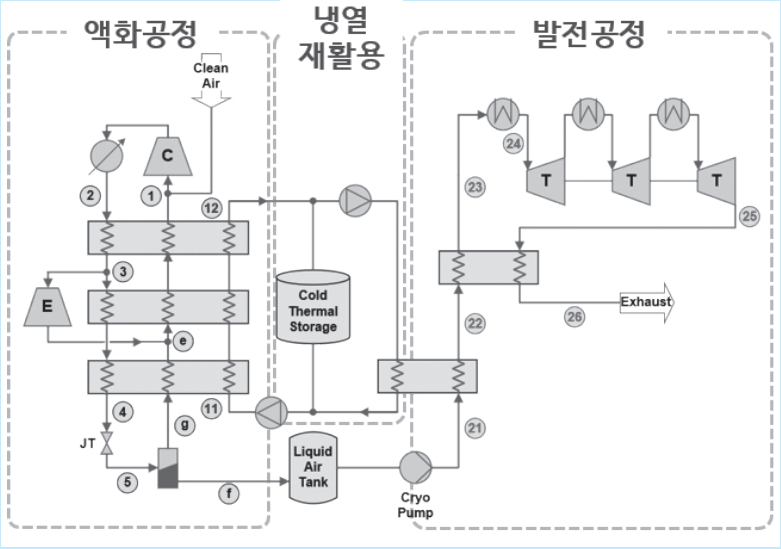


그림 3 액체공기 에너지저장 시스템의 공정 구성도

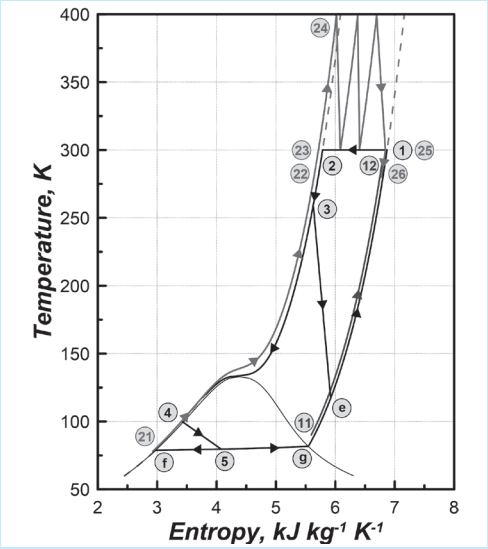
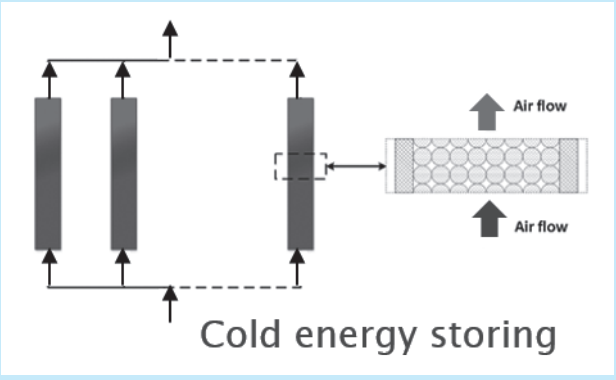


그림 4 온도-엔트로피 선도



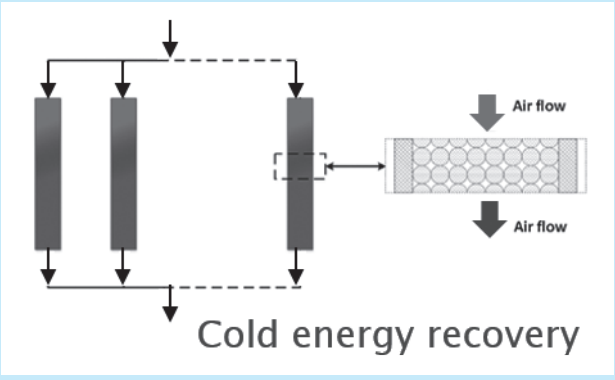


그림 5 현열 열저장장치의 냉열저장과 냉열회수 과정

에너지가 필요할 때 액체공기를 가압하고 기화시켜 발전 터빈을 구동시켜 전기를 얻는다. 이러한 발전공정을 개회로 랭킨사이클(open-Rankine cycle)이라고 한다. 액체공기는 극저온 펌프에 의해 가압되고 기화되어 발전 터빈으로 공급되는데, 액체공기를 기화하는 과정에서 발생하는 냉열은 냉열 재활용 공정을 통하여 열저장장치에 저장된다. 이후 기화된 공기는 다단으로 구성 된 발전터빈으로 유입되기 전에 추가적인 열교환 과정을 거친 후 팽창하게 되는데, 이 때 필요한 열원을 다양화하려는 시도(예: 압축열 재활용, 발전소 폐열 등) 또한 이루어지고 있다.

액화공정과 발전공정은 직·간접적으로 냉열 재활용 공정과 연계되어 있다. 냉열 재활용 공정은 액체공기 에너지저장 시스템의 효율을 높이는 데 필요한 핵심공정이다. 냉열 재활용 공정은 열저장장치로 냉열을 공급하고 회수하도록 구성되어 있다. 에너지저장 시스템의 특성상 에너지를 저장하는 시점과 이를 활용하는 시점 간 시간차가 발생하기 때문에 일반적인 액화나 냉동 공정에서 사용하는 복열(recuperative)식 열교환이 아닌, 재생(regenerative)식 열교환 방식의 열저장장치를 적용해야 한다. 쉽게 말하면, 전력공급이 필요할 때 액체공기를 기화시켜 발전하면서 냉

열 재활용 공정을 통하여 냉열을 열저장장치에 저장하게 되고, 전력 저장이 필요할 때 저장된 냉열을 액화공정에서 활용하는 방식이다.

따라서 냉열을 저장하기 위한 물질, 즉, 열저장 매체에 대한 기술개발이 매우 중요하다. 지금까지는 특정 물질의 온도가 변화하면서 머금을 수 있는 열을 활용하는 현열(sensible heat) 열저장장치와 관련한 연구가 많이 이루어졌고, 현재 영국의 파일럿 플랜트와 실증 플랜트에도 적용되었다.

액체공기 에너지저장 시스템은 저온에너지로 전력을 저장하는 액화공정, 액체공기를 기화하여 전력을 생산하는 발전공정 및 냉열 재활용 공정으로 구성되며 기존의 가스 액화시스템과는 달리 냉열 재활용 공정을 통하여 발전공정에서 발생하는 냉열을 회수하여 시스템 효율을 높인다

하지만 액체공기 온도에서 열용량이 높은 동시에 상변화(phase change)하는 특정 물질을 개발하여 열저장장치에 적용할 수 있다면 물질의 현열뿐만 아니라 잠열(latent heat)까지 활용할 수 있는 효율적인 열저장장치를 개발할 수 있을 것이다. 최근 이에 대한 연구가 이루어지고 있으며 이는 액체공기 에너지저장 시스템의 효율 향상에 크게 기여할 것으로 기대된다.

THEME 02

대용량 전력-열저장-발전 기술

조 준 현 한국에너지기술연구원 열에너지시스템연구실 선임연구원 | e-mail: jhcho@kier.re.kr
백 영 진 한국에너지기술연구원 열에너지시스템연구실 책임연구원 | e-mail: twinjin@kier.re.kr
신 형 기 한국에너지기술연구원 열에너지시스템연구실 실장/책임연구원 | e-mail: hkeewind@kier.re.kr
노 철 우 한국에너지기술연구원 열에너지시스템연구실 선임연구원 | e-mail: chulwoo.roh@kier.re.kr

이 글에서는 신재생에너지 발전원의 대규모 보급 계획에 따라 최근 연구가 시작되고 있는 대용량 전력-열저장-발전 기술의 특징과 연구동향에 대해 소개하고자 한다.

태양광 및 풍력 발전은 간헐적인 발전원의 특성상 24시간 이상의 안정적인 발전이 어려워 부가적인 에너지저장 장치가 필수이다. 우리나라의 경우 현재 논의 중인 제3차 국가에너지기본계획에서는 2030년 20% 신재생 발전 공급비율을 목표로 논의 중에 있으며, 이에 재생에너지 3020 이행계획에서는 2030년까지 총 63.8 GW의 신재생발전원을 도입할 계획하고 있다[산업통상자원부, 재생에너지 3020 이행계획, 2017.12.]. 따라서 약 수십 GW의 분산전원에 대응 가능한 단위 모듈 용량 수 MW급 이상(총 용량 수MW-수백MW급)의 대용량 에너지저장 장치가 필수적이다. 특히, 신재생 발전 그리드 탄력성, 안정성 및 성능을 증대시키기 위해 최소 10시간 이상(그리드 전력 부하 추종을 위한 필요조건, IEA)의 시간 동안 미리 저장한 에너지로부터 전력을 생산할 수 있는 대용량, 저비용, 장기 전력저장-발전 시스템에 대한 기술 요구가 증대되고 있다.

대용량 전력-열저장-발전 기술은 인류가 안정적으로 사용해온 Heat Engine 기술을 활용하는 에너지 저장 발전 개념으로, 전력으로 열을 충전하고, 충전된 열을 이용하여 발전하는 기술이다. 전력-열 충전, 열저장, 열-전력 방전 사이클로 구성된다

신재생 발전원으로부터 생산한 전력을 저장할 수 있는 기술은 전력-에너지저장-전력 변환 기술로, 잉여 전기를 이용하여 물의 위치에너지, 전기화학적 에너지, 유체에너지, 열에너지 등의 형태로 전력을 저장하고 이를 다시 발전하는 기술로 구성되어 있다. 2018년 현재 Li-ion 상용 기술 수준은 1시간-6시간 방전(Discharge) 시 System Lifetime Cost가 350-1000$/kWh 수준이다. [DE-FOA-0001906, CFDA Number 81.135, 2018]

기존 에너지 저장 기술과의 차이점

P2G(Power-to-Gas)의 낮은 효율 : 잉여 전력을 이용하여 수소 혹은 암모니아 등의 연료를 합성하고 이를 연소, 연료전지 등으로 재이용하는 P2G 기술이 에너지저장 기술의 대안으로 개발되고 있으나, 이는 에너지의 장기 저장과 이송 측면에서 유리하나, 총 효

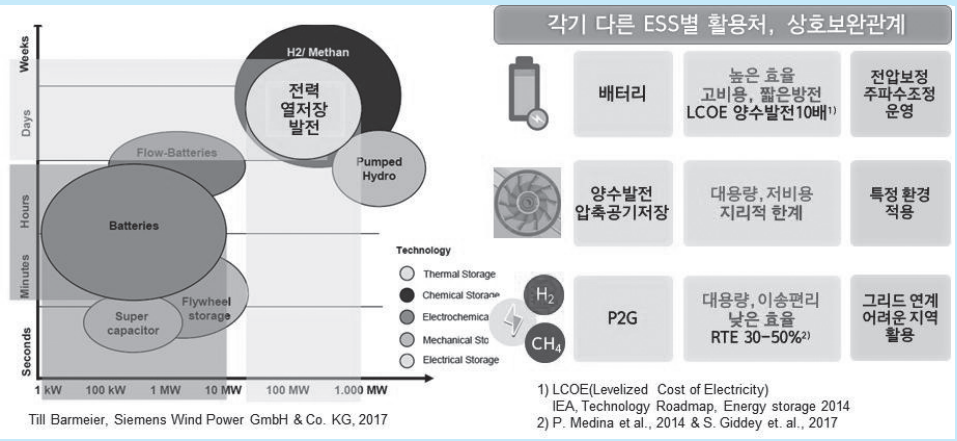


그림 1 각 에너지저장 기술의 특징

율(RTE: Roundtrip Efficiency)이 30-50% 수준[P. Medina et al., 2014, S. Giddey et. al., 2017]으로 낮으며, 생산 가스의 압축저장 및 이송에 다량의 추가 에너지가 투입되어야 하므로 상용화에 어려움 존재한다.

양수발전 및 압축공기 저장의 지리적 한계 : 가장 상용화된 기술인 양수 발전(PSH: Pumped Storage Hydropower)은 남은 전력으로 물을 높은 위치로 이송하여 댐에 저장한 뒤, 전력이 필요할 때 발전하는 방식으로, 저비용(LCOE: levelized cost of electricity: 9 cents/kWh [IEA, Technology Roadmap, Energy storage 2014]), 대용량(~1GW[Siemens, Electric Thermal Energy Storage, 2017.11.]) 전력 저장이 가능하나, 지리적인 설치 위치 제한, 인근 주민 사회적 합의 등의 문제로 인하여 더 이상 설치할 수 없는 상황이다. 유사하게 잉여 전력을 이용하여 지중 저장 공간에 압축공기 형태로 저장 한 뒤 발전하는 CAES(Compressed Air Energy Storage) 또한 지리적인 한계가 명백하다.

배터리의 용량, 비용 한계 : 전기화학적 방법으로 에너지 밀도가 높고 지리적 제한이 없으며, 비교적 간단한 구성인 배터리, 수퍼캐패시터(Super Capacitor), 플로 배터리(Flow Battery) 등의 전력 저장 기술이 활발하게 개발되고 있으나, 시스템 용량이 수kW-수MW로서 그리드에 대응하기에 용량이 한정적이며, 발전(discharge) 시간이 수 초-수 시간 단위로 장기 저장에 한계가 있고, LCOE가 양수발전의 약 10배 수준[IEA, Technology Roadmap, Energy storage 2014]으로 잉여 전기를 구입해서 저장 하고 다시 발전할 시 수익을 낼 수 없는 한계를 가지고 있다.

대용량, 저비용, 장기 발전이 가능한 에너지 저장 기술 필요 : 기존 에너지저장 기술 중 배터리 계열의 저장장치들은 작은 단위의 모듈을 대용량으로 설치하기에 많은 비용이 소요되고 발전 시간이 수 시간 이내로 짧으며, 양수발전 등은 지리적 한계로 설치에 어려움이 있고, 연료 변환 기술은 총 효율의 한계와 연료의 저장과 수송 이슈로 인해, 이를 타개할 대용량, 저비용, 장기 발전이 가능한 전력 저장 발전 기술 개발이 필수적이다.

열-전력 변환 발전 기술 : 현재 우리나라가 사용하는 전기의 70%는 석탄, 원자력 연료의 열을 이용하여 증기를 만들어 터빈을 구동하여 전기를 얻는 증기터빈 발전사이클 방식으로 얻고 있으며, 22%는 천연가스의 연소열로 얻은 초고온의 공기로 터빈을 구동하여 전기를 얻는 가스터빈 발전사이클 방식을 사용한다[산업통상자원부, 제8차 전력수급기본계획, 2017.12.]. 즉, 92%의 전기를 열-전력 변환 발전 기술을 통해 얻고 있으며, 이는 수백 MW급의 대용량 플랜트에 적합한 기술이다.

저비용·장기 전력-열저장-발전 기술 : 미래 GW급 분산전력 공급 체계에 대응 가능한 전력 저장 시스템

은 기술적, 상업적으로 검증된 열-전력 발전 기술을 이용해야 하며, 최소 수MW-수백MW의 단위모듈로 개발되어야 한다. 따라서 신재생 발전원으로부터 생성한 잉여 전력을 발전이 가능한 조건의 대용량의 열에너지의 형태로 저장할 경우, 저비용/장기 발전이 가능한 전력 저장 장치 구현이 가능해진다.

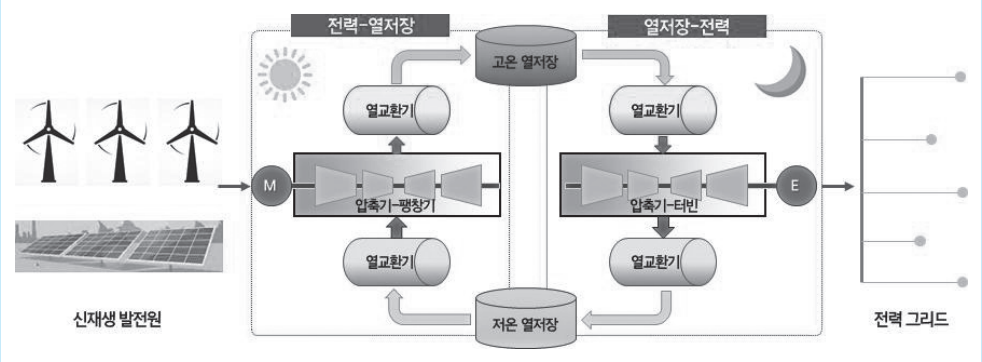


그림 2 기술의 개념도

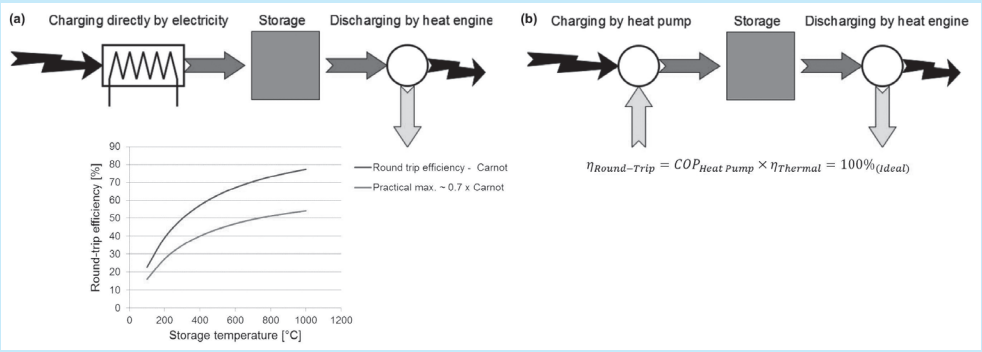


그림 3 (a) 전기히터 방식의 총 효율 (b) 히트펌프 방식의 가역 사이클 총 효율(출처: ABB, 2015)

기술적 이슈

전력-열 변환 구현 방식에 따른 사이클 형태 : 전력을 이용하여 열을 얻는 방법은 ① 전기히터, ② 히트펌프 기술이 대표적이다. 전기히터를 사용하는 방법은 비교적 간편하게 전력을 열로 변환하여 Heat Engine을 구동하는 방법이다. 이 때 열역학적으로 충전-방전 총 효율(RTE)를 열저장 온도에 따라 카르노 효율로 표시하면 그림 3(a)와 같다.

총 효율 50% 시스템을 실제로 구현하기 위해서는 최소 800℃ 열저장-발전이 필요하다. 800℃ 이상에서 사용가능한 발전 시스템은 가스터빈 복합발전시스템으로서 전기히터(약 95% 이상의 효율)를 충전기술로 이용할 경우 초고온 열저장과 가스터빈 발전기술이 연계되는 레이아웃을 사용할 수 있다.

한편, 그림 3(b)와 같이 고온의 열을 이용하여 발전(방전)하고 저온의 열을 히트펌프를 이용하여 다시 고온의 열로 변환할 경우(충전), 손실이 없는 이상적인 가역과정을 가정하면(카르노 사이클) 에너지 손실이 없는 밀폐 사이클을 구성할 수 있다. 그러나 실제 에너지 이용 과정에서 비가역적인 손실(열손실, 기계손실 등)이 존재하기 때문에 충전과 방전 과정의 실제 총 효율(RTE)는 감소하게 된다.

히트펌프를 사용한 레이아웃을 실제 구현할 경우, 히트펌프의 성능과 발전 효율의 Trade-off 가 발생하기 때문에 적절한 고온부와 저온부 구성이 중요한 기술적 이슈가 된다. 예를 들어 발전부의 효율을 높이기 위해 열저장 온도를 높일 경우, 히트펌프 사이클의 성능이 하락하게 될 것이다. 이러한 레이아웃에서는 현재 상용으로 사용하는 500-600℃ 대의 스팀 발전 시스템을 사용할 수 있으나 초고온 히트펌프 개발이라는 새로운 기술적 이슈가 존재한다.(현재 상용 히트펌프 생산 최고 온도는 압축기 토출온도 기준 약 180℃)

열저장 방법 : 한편 열저장 매체 또한 기술적 이슈로서 고온 열저장의 경우, 열저장 온도에 맞는 열저장 소재의 선정이 중요하다. 현재 고온 태양열 발전(CSP: Concentrating Solar Power)에서 적용하고 있는 용융염(Molten Salt)의 경우 작동온도가 약 280-550℃ 정도로, 용융염의 현열 구간을 사용하는 스팀 발전을 연계하여 사용하고 있다. 800℃ 이상의 고온을 저장하기 위해서는 모래나 돌을 이용할 수 있으며, 이는 저렴하다는 장점이 있으나 열교환 효율이 좋지 않은 단점이 존재한다. 그리고 저온부의 온도에 따라 발전단, 충전단, 저온부 열저장 소재, 열교환기 방식 등이 달라지므로, 전체 사이클의 구성과 작동조건에 따라 다양한 시스템 레이아웃이 존재하게 된다.

이러한 사이클 개념에서 결국 중요하게 고려할 사항은 비용 문제로, 충전단, 발전단뿐만 아니라 열저장 비용까지 고려한 LCOS(Levelized Cost of Storage) 값의 평가가 중요하다. 이 값은 사이클의 고온부/저온부 작동온도, 사이클 작동유체, 열저장 시스템, 사이클 레이아웃에 의하여 결정되므로, LCOS 값을 최소화하기 위한 최적 사이클 설계가 주요 기술 이슈이다.

해외 연구 동향

美 DOE, DAYS 프로젝트 : 전기를 열로 변환하여 저장한 뒤 다시 발전하는 열적 에너지 저장 개념은 이론적인 개념 연구에 머물러 있었으나, 2018년 9월 미국 DOE ARPA-E 프로그램 내 DAYS(Duration Addition to electricitY Storage) 프로젝트가 총 300억 규모로 시작되면서 본격적인 개념 검증 연구가 시작되었다. DAYS 프로젝트에서는 분산형 신재생발전원의 에너지생산의 불균일을 해소하기 위한 에너지 저장 기술 중 "전기-에너지저장-전기" 형태로 10시간-100시간 발전이 가능한 "long-duration" 기술을 "Low-cost"로 만드는 것을 목표로 하여 정량적 목표로 LCOS 5cents/kWh-cycle를 제시하였으며, 이 목표를 달성하기 위한 기술적 지표로 RTE 50% 이상 시스템을 요구하였다.[DE-FOA-0001906, CFDA Number 81.135]

이 LCOS 목표 값은 양수발전보다 낮거나 유사한 수준의 매우 도전적인 목표로, DAYS 프로젝트는 에너지 저장 방식에 제한을 두지 않고 10개의 후보 기술을 선정하여 기술의 가능성을 100kWe 이상의 시스템에서 검증한 뒤 가능성이 높은 기술을 추후 파일럿 플랜트로 검증한다는 계획이다. 후보 10개의 기술은 화학적/전기화학적/열적/기계적 방법 구분 없이 선정하였으며, 이 중에서 본 기술 개념의 열저장-발전 방식의 후보 과제는 세 가지로 선정되었으며, 상세 정보는 공개되지 않았으나 공개된 정보로부터 알 수 있는 레이아웃 개념을 정리하면 다음과 같다.

(1) NREL, 전기히터-가스터빈 방식: 美 신재생에너지 연구소에서는 전기히터를 사용하여 Solid Particle(모래로 예상)을 1,100℃로 가열하여 열을 저장 한 뒤, 가스터빈 발전을 통해 방전하는 저비용 열에너지저장-고효율 파워사이클 개념을 제안하였다.

(2) Brayton Energy, Laughlin-Brayton전지: 美 브레이튼 에너지 사는 노벨상 수상자인 로플린이 제안한 로플린 브레이튼 전지 개념을 일부 수정한 사이클 개념을 제안하였다. 이 레이아웃에서는 용융염 565℃ 고온 축열과 n-hexane (C_6H_{14}) 약 -100℃ 저온 축열을 사용하고, 기체(아르곤 또는 헬륨) 브레이튼 사이클을 사용한다.

(3) Echogen, 초임계 CO_2 히트펌프-초임계 CO_2 Rankine 발전: 美 에코젠 사는 상용 초임계 CO_2 발전시스템 개발사로 회사의 역량을 활용하여 CO_2 히트펌프-발전사이클을 제안하였으며, 축열재로 저렴한 모래 또는 콘크리트 레저버를 사용하는 개념을 제안하였다.

美 Google, Malta 프로젝트 : 한편, DOE 프로그램과 별도로 Google에서 미래 기술로 추진하는 프로젝트(구글 프로젝트 X) 중 Malta로 불리는 프로젝트

표 1 발전기기 글로벌 기업들의 전력-열저장-발전사이클 구성 비교

	ABB [Jaroslav Hemrle]	GE [V Aga et al.]	Siemens [Till Barmeier]
충전사이클	CO_2 히트펌프	초고온 CO_2 히트펌프	전기히터
고온열저장	물 119℃	Molten Salt 550℃	Rock 600℃
방전사이클	CO_2 발전사이클	스팀 발전사이클	스팀 발전사이클
저온열저장	얼음 −2.5℃	물 15℃, 60℃	없음(Air)

가 바로 용융염에 열에너지 형태로 전력을 저장한 뒤 발전사이클로 방전하는 로플린 브레이튼 사이클을 개발하는 것이며, 해당 시스템에 필요한 터보기기를 설계하는 모습을 공개하였다.

日 에너지종합공학연구소, 회전발열기 축열발전 : 일본에서는 2018년 에너지종합공학연구소에서 재생에너지의 전력을 회전발열기라고 하는 새로운 방식의 열발생기기를 이용하여 전력을 고온의 열로 저장한 뒤 스팀 터빈 발전을 이용하여 방전하는 개념을 검증하는 연구가 시작되었다.

ABB/GE/Siemens 개념 연구 : 위의 실제 구현 연구 이전, 대표 발전기기 글로벌 기업들은 본 에너지저장 기술의 개념적 연구를 진행하였는데 이를 정리하면 표 1과 같다.

국내 연구 동향

국내에서는 히트펌프를 활용한 열에너지 저장-발전에 관한 개념적 연구를 한국에너지기술연구원[백영진 외, 2014] 및 한국기계연구원[김영민 외, 2013]에서 일부 진행하였으나 실제 시스템을 구현한 사례는 현재까지 없다. 최근 본 기술에 대한 시대적 요구가 증대됨에 따라, 한국에너지기술연구원, 한국생산기술연구원, 한국기계연구원의 관련 연구진들이 교류회를 통해 본 기술을 검증하기 위한 논의를 진행하고 있으며, 각 기관은 초임계 이산화탄소 발전기술, 고온 스팀 히트펌프 기술, 터보머시너리 기술, 열저장 관련 기술 등 요소기술에 대한 기술력을 바탕으로 기초 개념 검증 연구를 시작하기 위하여 노력하고 있다.

24시간 신재생 기저 발전을 가능하게 하는 Game-Changer 가 될 기술

기대 효과

본 기술이 완성될 경우 대규모 태양광발전, 대규모 풍력발전과 함께 연계하여 연속적인 전력 생산을 통해 신재생 발전원을 기저전원으로 안정적으로 사용할 수 있게 되므로 전력공급체계의 패러다임을 변화시킬 수 있을 것으로 기대된다. 특히 기존 배터리 기반 소용량, 짧은 작동시간 한계를 가진 전력저장장치의 한계를 넘어 전체 전력 그리드 레벨에서 전력 부하 변동에 대응 가능해져, 분산전력체계의 탄력성(resiliency)과 신뢰성(reliability)이 증대될 것으로 기대된다.

THEME 03

전기에너지 연료화 기술

김 영 한국기계연구원 열시스템연구실 선임연구원 | e-mail : ykim@kimm.re.kr
윤 석 호 한국기계연구원 열시스템연구실 책임연구원 | e-mail : shyoon@kimm.re.kr
이 공 훈 한국기계연구원 열시스템연구실 책임연구원 | e-mail : konghoon@kimm.re.kr
이 용 규 한국기계연구원 그린동력연구실 책임연구원 | e-mail : ylee@kimm.re.kr

전기에너지는 장기간 저장이 어려우므로 이를 연료로 변환하여 이용하는 전기에너지 연료화(Power to Fuel) 기술이 신재생에너지 비율이 높은 유럽을 중심으로 개발되고 있다. 이 글에서는 전기에너지 연료화 기술을 소개하고 현황과 전망에 대해 알아보고자 한다.

온실가스를 저감하기 위해 신재생에너지를 더 많이 이용하려는 노력이 우리나라를 포함한 전 세계에서 이루어지고 있다. 지속가능한 밝은 미래에 대한 기대가 큰 만큼, 이러한 변화가 가지고 올 새로운 문제들에 대한 우려도 크다.

전력망에서는 전력의 공급과 소비의 균형이 이루어져야 한다. 현재 전력망에서는 언제라도 전력을 생산할 수 있는 발전예비력을 가지고, 수요의 변화에 맞추어 공급을 제어하고 있다. 석탄이나 천연가스 등 화석연료 기반의 발전시스템에서는 이처럼 발전기의 제어를 통해 전력망의 수급을 맞추고 주파수를 안정적으로 유지할 수 있다. 그런데 태양광, 풍력 등 재생에너지는 본질적으로 날씨와 계절의 변화에 영향을 받으며 공급량을 제어할 수 없다. 우리나라는 아직 재생에너지의 비중이 낮지만 향후 비중이 높아져 전력의 수급불균형이 커지면 화석연료기반 발전기의 제어만으로는 전력망의 안정성을 유지하기 어려워질 것으로 예측되고 있다.

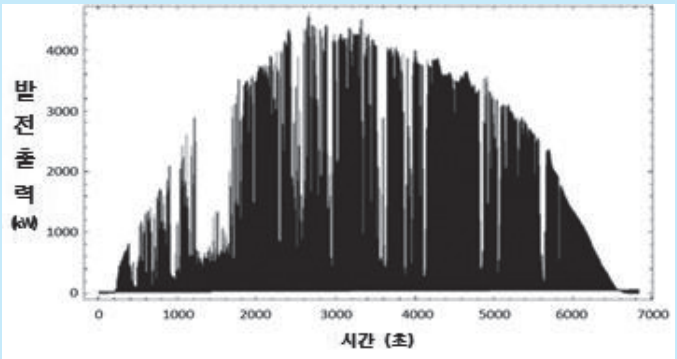


그림 1 조금 흐린 날 태양광 발전출력(미국 아리조나 4.6 MW)
(출처: Carnegie Mellon Electricity Industry Center)

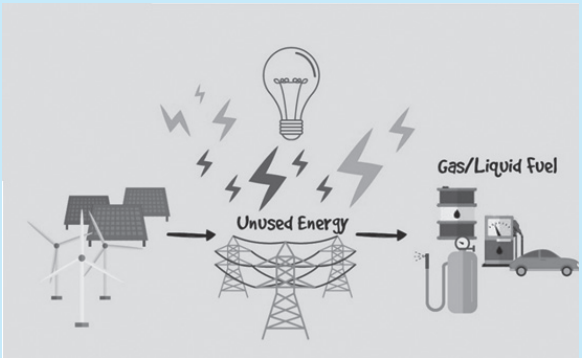


그림 2 전기에너지 연료화 기술의 개념도

이러한 문제를 해결하기 위해서는 전기에너지의 저장이 필요하며, 전기에너지 연료화 기술은 이 중에서도 전력의 공급이 수요보다 많을 때 생산되는 전기를 활용하기 위한 방법이다. 플라이휠, 수퍼커패시터 등 전력의 빠른 저장에 이용할 수 있는 기술부터 배터리, 흐름전지 등 여러 형태의 저장 기술이 있는데, 전력을 연료의 형태로 변환하면 수일~수개월 이상 저장이 가능하게 되며, 신재생에너지원으로 연료를 얻을 수 있다는 장점도 있다.

전기에너지 연료화 시스템에서는 전력을 이용하여 물을 수소로 변환한다. 생성된 수

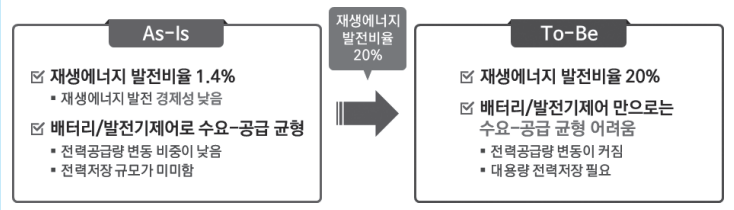


그림 3 에너지 저장변환 기술 메가트렌드

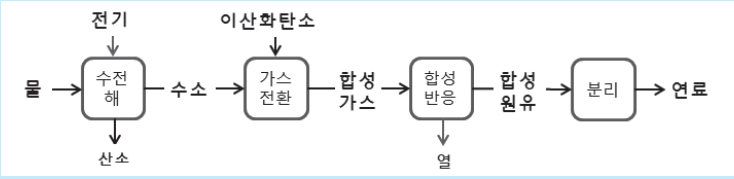
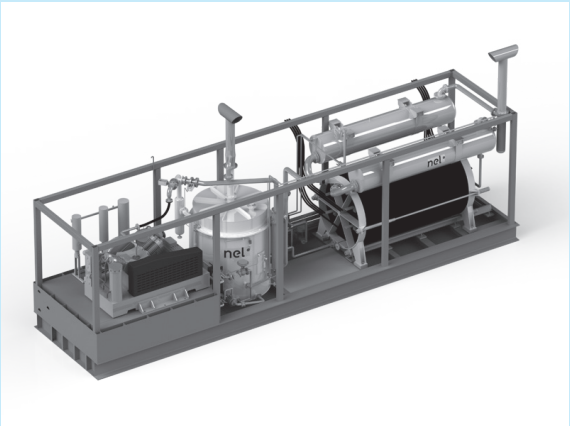


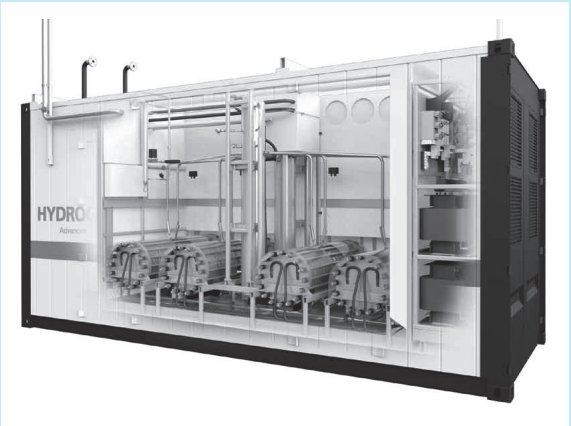
그림 4 전기에너지 연료화 시스템의 물질 및 에너지 변환

표 1 수전해 시스템 사양

	상압 알칼라인 수전해 (노, Nelhydrogen)	알칼라인 수전해 (캐, Hydrogenics)	고분자전해막 수전해 (캐, Hydrogenics)
생산용량(Nm^3 H_2/hr)	50–150	100	300
가변 운전가능 범위	유량범위의 15–100%	5–100%	1–100%
소요전력 (kWh/Nm^3)	DC 3.8–4.4	AC 5.0–5.4	AC 5.0–5.4
생산 수소 순도(%)	99.9 ± 0.1	99.998	99.998
생산 수소압력	200 mmH_2O	10–27 barg	30 barg
물 소비량 (L/Nm^3 H_2)	0.9	1.7 (수돗물 기준)	1.4 (수돗물 기준)
부지면적	약 150 m^3	40 ft 컨테이너	40 ft 컨테이너



알칼라인 수전해 시스템(Nelhydrogen)



고분자전해막 수전해 시스템(Hydrogenics)

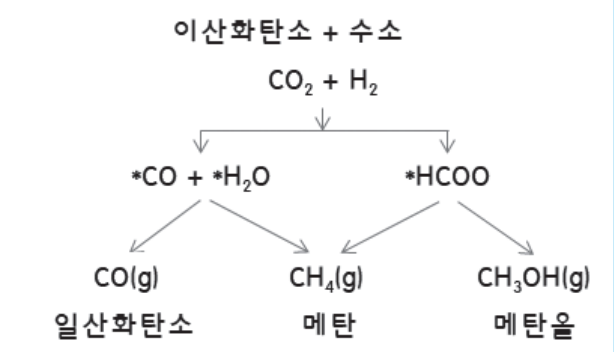


그림 5 이산화탄소 전환반응

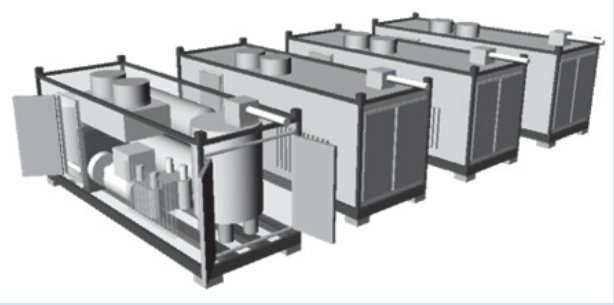


그림 6 KIMM에서 개발중인 Power to Fuel 모바일 플랜트 개념도

소를 이용하여, 이산화탄소를 일산화탄소로 전환하면, 수소와 일산화탄소 가스의 혼합물인 합성가스를 생산할 수 있다. 합성가스는 그대로 연료로 이용하거나, 합성반응을 통해 탄화수소 연료로 변환할 수 있으며, 이는 다양한 탄화수소의 혼합물인 원유와 유사한 개념이라 하여 합성원유라고도 한다.

전기에너지 연료화 시스템의 상세 구성은 다음과 같다.

먼저, 재생에너지원에서 전력수요보다 많이 발전되는 경우 이를 수전해(Electrolysis, 물의 전기분해)하여 수소로 변환한다. 안정된 상태의 물을 에너지를 가진 수소로 변환시키기 위해 전기분해하는 데에는 많은 에너지가 소요되므로, 변환 효율을 높이기 위하여 많은 연구가 진행되고 있다. 세 가지 방식이 주로 거론되고 있는데, 그 중 알칼라인(Alkaline) 수전해 방식은 기술성숙도가 가장 높아 상용화 단계이며 저렴한 원료를 사용하여 설비비용이 낮다. 고분자전해막(PEM: Polymer Electrolyte Membrane) 수전해 방식은 전력공급에 대한 응답시간이 수 초 단위로 짧고 압축기 없이 고압수소를 공급할 수 있는 장점이 있어 백금 등 고가의 촉매로 인해 설치비용이 높음에도 불구하고 주목을 받고 있다. 고체산화물(SOEC: Solid Oxide Electrolyser Cell) 수전해 방식은 700℃ 이상 고온에서 작동하여야 하지만 세 방식 중 효율이 가장 높아 지속적으로 연구되고 있다.

재생에너지는 대규모 발전소가 아닌 분산된 발전원으로 이루어진다는 특성이 있다. 따라서 향후 국내 전력망은 상호작용하여 조정되는 소규모 분산형 전력시스템과 발전소를 중심으로 한 중앙 집중형 전력시스템이 혼합된 형태가 될 것으로 예측되고 있다. 이에 따라 신재생 전력의 저장을 위한 수전해 시스템도 분산형 전력시스템에 적합한 모바일 플랜트로 출시되는 추세이다.

수전해 시스템에서 생산된 수소는 그대로 이용할 수도 있고, 이산화탄소와 반응시켜 다른 연료로 변환할 수도 있다. 온실가스인 이산화탄소를 전환하는 방법에는 전기화학적 방법, 광촉매반응, 열촉매 반응이 있는데, 이 중 열촉매 반응은 고온에서 일어나는 반응이어서 시스템의 구성이 상대적으로 까다롭지만 이를 제외한 나머지 두 방법들은 아직 실험실단계에 있어 단기간에 적용 가능한 기술은 열촉매 반응이 가장 유력하다.

이산화탄소를 수소와 반응시키면 에너지를 가진 일산화탄소, 메탄, 메탄올 등으로 전환할 수 있다. 이 중 일산화탄소 가스로 전환하는 반응은 수성반응의 역반응과 같아 역수성반응(Reverse Water Gas Shift Reaction)이라고도 한다. 일산화탄소는 수소와 혼합하여 연료로 사용되는 합성가스(Synthetic Gas, Syngas)의 형태로 이용된다. 역수성반응은 안정된 이산화탄소를 일산화탄소로 전환하는 데 소모되는 수소의 에너지가 크고 고온의 환경에서 일어나므로 그

동안 큰 관심을 받지 않았으며, NASA에서 화성 탐사 시 화성에 풍부한 이산화탄소를 이용하기 위한 기술로 연구하는 정도였다. 그러나 최근 온실가스로 인한 기후변화가 심해지면서 탄소의 재순환 및 이산화탄소의 자원화 방안으로 주목을 받고 있다.

가스전환 공정에서 생성된 합성가스는 연료 합성반응인 피셔-트롭쉬(Fisher-Tropsch Synthesis) 반응을 거쳐 액체연료로 변환할 수 있다. 적정온도와 촉매 조건하에서 합성반응으로 반응물이 고탄소 연료로 변하는데, 주로 생산하고자 하는 목적 연료가 무엇인지에 따라 합성반응의 조건을 제어할 수 있다. 많은 열을 발생시키는 발열반응이므로 촉매가 손상되지 않고 균일한 제품을 생산하기 위해 열을 잘 제어하는 기술이 필요하다.

합성반응의 생성물인 합성원유(Syncrude, F-T Liquid)는 추가적인 분리공정을 거쳐 제트유, 디젤, 윤활유 등으로 활용된다. 지역별 수급상황에 맞는 고부가가치 제품의 생산으로 전기에너지 연료화 공정 및 신재생발전 시스템의 경제성을 제고할 수 있다.

전기에너지 연료화 기술에 대해 또 다른 방향에서는 친환경 기술로서 접근한다. 합성원유로부터 생산된 디젤은 불순물이 없고, 포집된 이산화탄소로부터 생성되므로 석유기반의 디젤에 비해 온실가스 발생이 현저히 줄어들 수 있다. 발전소 등에서 포집된 이산화탄소를 활용할 수도 있고, 대기 중의 이산화탄소를 포집하는 직접포집 방식을 개발 중인 곳도 있다. 현재로서는 화석연료 기반의 연료와 경쟁하여 효율과 경제성이 낮지만 기후변화의 속도가 체감되기 시작하는 현재 시점에서 이산화탄소를 저감할 기술로 세계적인 관심이 집중되고 있다.

전기에너지 연료화 기술의 가능성에도 불구하고 당장 현장에 적용하는 데에는 어려움이 있다. 기존 산업에서도 상기와 같거나 유사한 공정들이 이용되어 왔지만 규모의 경제(Economy of Scale)에 따라 생산단가를 낮추기 위해 수천~수만톤 급의 대용량 생산공정이 이용되어 왔다. 분산형 전력망에 적용될 전기에너지 연료화 공정은 이보다 작은 용량에서도 효율이 높아야 유리하며, 근거리에서 이산화탄소의 공급 및 생산 연료의 소비가 이루어지면 효용이 더 높아진다. 이 때문에 적은 용량에도 쉽게 적용가능한 수전해 기술을 제외한 나머지 공정들, 즉, 가스전환, 합성반응, 분리공정에 대해서는 향후 추가적인 연구개발이 필요하다.

THEME 04

전력계통의 신재생에너지 수용확대와 전기저장장치

국 경 수 전북대학교 공과대학 전기공학과 부교수 | e-mail : kskook@jbnu.ac.kr

국내 전력산업도 온실가스 배출 감축을 위해 신재생에너지를 적극적으로 확충해 가고 있으나 전국의 발전기들이 전국 단위의 송배전망에 동일하게 연결되어 전기에너지를 공급하는 전력시스템은 전기에너지의 공급 신뢰도와 품질을 유지하면서 신재생에너지를 수용해야 한다. 반면 신재생에너지는 기상조건에 대한 의존성으로 인해 출력의 간헐성과 불확실성이 높아 전력계통에서의 수용율이 높아질 경우 전기에너지의 수요와 공급에 순간적으로 불균형을 초래할 수 있고 이는 전력계통의 주파수변동을 기울기와 변동폭 모두에서 악화시켜 신재생에너지의 수용을 제한할 수 있다. 이에 대해 속응성과 제어성이 우수한 전기저장장치는 전력계통의 주파수제어에 적용될 경우 전력계통의 주파수제어 성능을 효과적으로 개선할 수 있어 전력계통의 신재생에너지의 수용성을 확대할 수 있다.

요즈음 우리나라의 겨울날씨를 표현하는 말로 삼한사미(三寒四微)라는 신조어가 있다. 일주일에 3일은 춥고 4일은 미세먼지에 고통을 받는다는 뜻인데 우리나라 겨울날씨의 특징이던 3일 춥고 4일은 따뜻하다는 '3한4온'에서 차용된 말이지만 요즈음에는 '3한4온' 보다 '3한4미'라는 말을 더 자주 듣게 되는 것 같다. 논란이 되고 있는 미세먼지의 원인은 차지하더라도 이처럼 기후의 변화는 이제 실생활에서 쉽게 체험될 정도로 현실의 문제가 되었고 기후 변화가 인류의 산업 고도화에 따른 막대한 에너지 사용에서 수반된 온실가스 배출에 의한 것임에 따라 여전히 증가되는 에너지수요와 온실가스 배출 감축을 동시에 만족할 수 있는 유일한

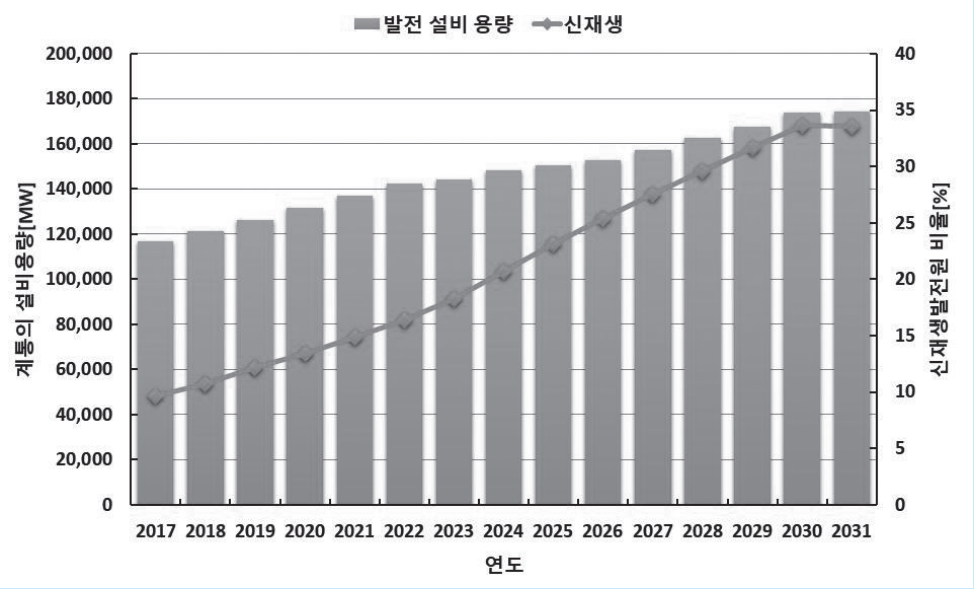


그림 1 국내 8차 전력수급 기본계획의 신재생전원 확충 비율

방안으로 신재생에너지가 제안되었다.

이에 따라 꾸준히 수요가 증가하고 있는 전기에너지를 공급해야 하는 전력산업도 상당수준의 전력생산을 온실가스 배출이 수반되는 화석연료에 의존하고 있어 신재생 의무할당제의 추진 등을 통해 화석연료를 대체하기 위한 신재생에너지의 적극적인 도입이 요구되고 있다. 특히, 기업이 필요한 전력량의 100%를 태양광, 풍력 발전기 등 친환경적 재생에너지원을 통해 발전된 전력으로 사용하겠다는 RE100(Renewable Energy 100%) 캠페인이 최근 전 세계적으로 확산되면서 참여 기업이 전 세계 122여 개로 늘어나 향후 RE100에 참여하지 않는 기업이 글로벌 무역 거래에서 차별을 받을 수 있는 가능성까지 나타나면서 신재생에너지의 도입은 환경이나 경제성만의 문제를 넘어서고 있다.

국내 전력산업도 2017년 발표한 '재생에너지 3020 이행계획'에 따라 2030년까지 발전량의 20%를 신재생으로 공급하는 것을 목표로 설정하고, 이를 위해 정부가 2년마다 수립하는 전력수급기본계획의 최신 버전인 제8차 전력수급 기본계획을 통해 신재생전원 설비를 지속적으로 확충하여 2031년까지 계통 전체 발전설비의 33% 수준에 육박하는 총 58.61GW의 신재생전원 설비가 확충될 계획이다. 그림 1은 제8차 전력수급 기본계획의 전원 확충 계획과 변동성 신재생전원의 수용계획을 나타낸 것이다.

그림 1을 살펴보면 국내 전기에너지의 수요가 꾸준히 증가함에 따라(2031년 기준 최대 목표수요가 100GW를 초과) 이를 공급하기 위한 발전설비를 2031년에 170GW 이상으로 확보하되 이 중 신재생발전기는 58.61GW로 약 33% 수준에 육박하게 된다. 이때 '재생에너지 3020 이행계획'에서 신재생 발전량 비율의 목표는 20%이나 이를 위해 확충해야 하는 신재생발전기의 설비용량은 전체 발전설비 용량의 33% 이상이 되어야 하는 것은 신재생발전기의 출력이 기상조건에 의존함에 따라 발전 출력의 이용률이 낮고 전기에너지의 공급과 수요의 균형에 대한 실제 기여도가 기존의 화력발전기보다 낮을 수밖에 없기 때문임을 유의해야 한다.

한편, 이러한 대용량 신재생전원이 전기에너지의 공급에 기여하기 위해서는 전기에너지 공급 인프라인 전력계통에 연계되어 생산된 전기에너지를 공급할 수 있어야 하는데 전력계통은 수많은 설비를 종합적으로 운영하여 임의로 변동되는 전력수요를 실시간으로 공급하면서도 경제성과 신뢰성을 동시에 달성해야 하는 인류가 개발한 가장 복잡하고 거대한 시스템 중의 하나인 만큼 신재생전원의 전력계통 연계는 다양한 측면에서 신중히 검토되어야 한다.

더욱이, 대규모 전력계통에서 발전기는 거의 유일하면서도 가장 효과적인 제어수단이며 전기에너지가 상용화되기 시작한 후 100여 년 동안 고도의 수준으로 발달되어 온 발전기 운영제어 기술은 동기화력 발전기를 기준으로 개발되어 오고 있다 할 수 있다. 하지만, 그 특성이 기존의 동기화력 발전기와 매우 다르고 기상조건에 대한 의존성으로 출력의 불확실성이 크며 전력계통의 성능제어기능이 낮을 수밖에 없는 변동성 신재생전원을 전력계통에 도입하여 기존의 화력 발전기들을 대체하고 그 수용률을 상당 수준까지 높이는 것은 단순한 에너지원의 대체만을 의미하는 것이 아니라 전력계통의 성능저하를 유발할 수 있으며, 전력계통의 계획 및 운영에 대한 패러다임이 바뀌게 되는 것을 의미한다고 할 수 있다. 즉 기상조건에 의존하는 신재생발전기의 비중이 급격히 증가하는 경우에는 신재생발전기 출력의 불확실성과 변동성이 유발하는 전력계통의 리스크 증가 차원을 넘어 신재생발전기가 연계된 전력계통 전체의 특성이 기존과 달라짐에 따라 이를 안정적인 전력공급을 유지할 수 있는 수준으로 유지하기 위한 대응 방안이 필요한 것이다.

따라서 전력계통이 안정적 전력공급을 유지하면서 수용할 수 있는 신재생에너지원의 발전용량은 전력

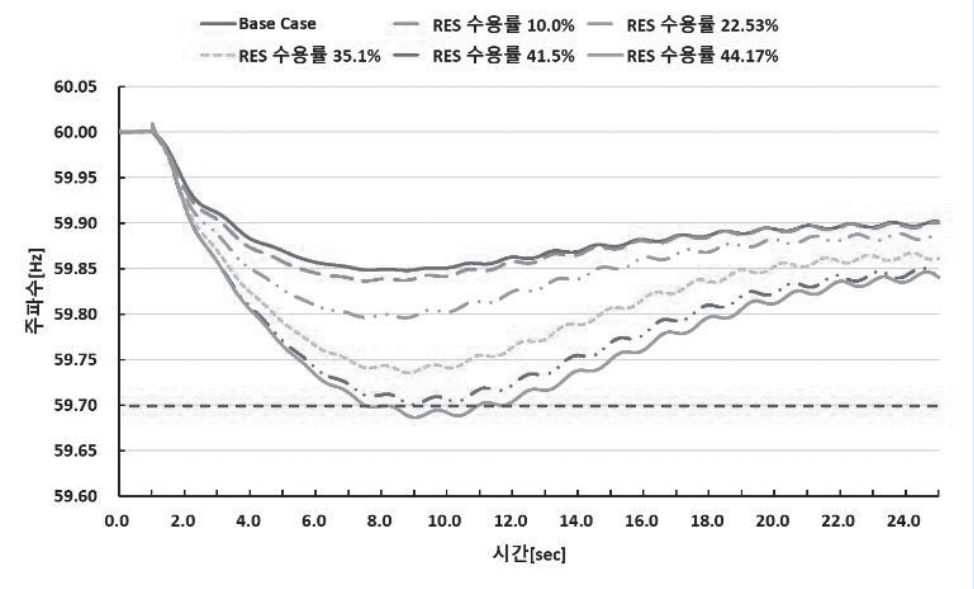


그림 2 전력계통의 신재생전원 수용증가에 따른 주파수응답 변동 사례

계통 계획 및 운영에 대한 요구조건과 제약조건으로 인해 제한될 수밖에 없으며, 이에 따라 신재생전원이 충분히 확충되었다고 하더라도 전력계통의 운영 상황에 따라서는 이를 전력계통에 모두 수용하지 못하게 되는 경우가 발생할 수 있다. 이는 신재생전원의 전력망 수용률이 높아질 경우 신재생전원의 이용률에 더욱 제한적인 요소로 작용할 수 있다.

특히 변동성 신재생전원의 수용률이 매우 높을 경우에는 전력계통의 고유 관성과 제어 성능의 저하가 커질 수 있고 이는 기존의 전력계통 특성을 바꾸게 됨에 따라 기존의 운영방식만으로는 효과적인 대응이 어려울 수 있다. 즉 대부분의 설비가 외부에 노출되어 있어 외란이 발생할 수밖에 없는 전력계통에서 기존의 동기 화력발전기 기반의 운영에서는 전기에너지의 생산과정에서 수반되는 발전기 회전자의 관성이 외란 발생 직후에 전력계통의 안정성 확보에 기여하고 수초 뒤에는 발전기의 출력을 전력계통의 전력수급 상황에 따라 조정할 수 있는 제어기를 통해 전력계통의 정상상태를 유지해 오고 있으나 신재생발전기의 경우 전원의 구조상 고유의 관성이 없거나 부족하고 기상조건에 대한 의존으로 인해 그 응답용량이 불확실함에 따라 변동성 신재생전원의 수용률이 매우 높을 경우에는 전력계통의 안정적 운영을 보완하기 위한 방안이 필요한 것이다.

더욱이 국내 전력계통은 이웃 전력계통과의 연계 없이 단독으로 운전되고 있으면서도 전력수요의 꾸준한 증가에 따라 전력설비의 지속적인 확충이 요구되어 왔으나 이를 위한 입지의 제한과 사회적 수용성의 한계 등으로 인해 대규모 발전기들의 집적화와 송전용량의 부족이 누적되는 반면 전력공급 품질과 경제성에 대한 기대치는 높아지고 있다. 더욱이, 기저부하를 담당하며 상당수준의 전원구성을 담당하고 있는 원자력발전은 계통제어에 참여하지 않고 있고 제어성능이 우수한 석탄화력 발전기는 환경문제로 운영에 제약을 받는 상황에서 이러한 변동성 신재생전원의 급격한 확충은 반드시 기술적인 검증이 선행되어야 할 것이다. 최근 이와 관련된 연구들이 활발히 진행되고 있으며 이중 한국전력공사의 계통계획처에서 수행한 연구결과에 따르면 국내 전력계통의 경우 '재생에너지 3020 이행계획'에 따라 변동성 신재생전원이 확충될 경우 수년 안에 신재생전원에 의해 저하된 전력계통의 과도상태 특성으로 인해 변동성 신재생전원의 확충용량이 전력계통 수용용량을 초과할 가능성이 나타나고 있는 것으로 보고되고 있다.

특히 다음 그림과 같이 변동성 신재생전원의 전력계통 수용한계 산정 과정에서 수행된 모의해석 결과를 살펴보면 전력계통의 전력수급 균형 여부를 나타내는 주파수응답 성능에서 변동성 신재생전원의 확충용량 증가 시 전력계통에 전력수급의 순간적인 불균형을 야기하는 고장이 발생될 경우 수초 후에 나타나는 전력계통의 최소과도주파수(Nadir)가 낮아질 뿐만 아니라 고장 직후의 주파수변동률(Rate of Change of Frequency) 크기 또한 커지고 있어 발전기의 조속기제어에 의한 주파수응답 영역보다 빠른 시간대에서 전력계통의 주파수 응답 특성이 변동성 신재생전원의 전력계통 수용용량을 결정하는 데 중요한 요소가 되고 있음을 알 수 있다.

이는 전력계통에서 신재생 전원의 수용용량이 커질수록 전력계통의 고유관성 저하와 주파수제어 성능의 부족으로 인해 동일한 규모의 전력계통 고장에 대해서도 전력계통 주파수가 더 큰 비율로 변동하여 발전기 조속기와 같은 기존의 제어장치가 응동하는 시간대에서 주파수가 더 낮아져 있을 수 있음을 의미한다.

따라서 이러한 신재생 전원의 전력계통 수용을 증대하기 위해서는 고장 발생 직후와 수초 대의 주파수 제어 영역 모두에서 전력계통의 안정성을 보상할 수 있는 방안이 효과적일 수 있으며 이러한 관점에서 속응성과 제어성이 우수하고 최근 경제성도 개선되고 있는 전기저장장치가 해결방안으로 적극 도입되고 있다.

전력계통은 상용운전이 시작된 100여 년 전 이래 '전기에너지는 효과적으로 저장이 불가능하다'라는 전제를 바탕으로 무작위로 변동하는 전력수요를 발전기의 정확한 제어를 통해 추종하여 전력수급의 균형을 유지하는 방식으로 운영되어 오고 있는데 전력계통에서 나타나는 대부분의 이슈들은 이러한 제약으로 인해 발생되고 있다고 볼 수 있다.

반면 최근 전력제어기의 고도화와 배터리 단가의 경감을 통해 전기저장장치, 특히 배터리 전기저장장치의 기술경쟁력이 높아져 전기에너지의 효과적인 저장이 가시화 되면서 전력 피크 대응 및 예비력 확보, 수요관리, 그리고 비상 전력원으로써 전기저장장치가 전력계통 운영의 효율성 개선에 적극적으로 적용되고 있으며 특히 실시간 전력수급 상황에 따라 수시로 변동이 나타나는 계통 주파수의 경우 유효전력을 제어하는 배터리 전기저장장치의 속응성은 계통 주파수제어에 매우 효과적으로 기여할 수 있을 것으로 기대되고 있어 세계적으로 가장 많은 연구와 실증이 이루어지고 있다

국내에서도 2011~2014년 동안 제주도 조천변전소에 설치된 1MWh급 리튬이온배터리 8대를 통해 계통운영기술에 대한 개발과 실증이 이루어진 후, 2014년 하반기에는 한전에 의해 국내 서안성과 신용인 345kV 변전소에 각각 28MW, 24MW의 배터리 전기저장장치가 주파수조정서비스 제공용으로 설치가 완료되어 2015년 7월에 상업운전을 시작한 후에 현재까지 전국으로 확대되어 현재 376MW가 주파수 조정용으로 상용운전 되어 오고 있다.

국내의 주파수조정용 전기저장장치의 활용은 발전기를 대상으로 국내 전력시장에서 운영되어 오던 기존의 주파수추종서비스 운영체계 내에서 전기저장장치의 성능을 극대화하기 위한 방향으로 운영방안이 구축되었으며 다음은 이러한 기존의 국내 주파수추종서비스용 ESS 운영의 기본 개념을 요약한 것이다

◎ 전기저장장치의 속응성/에너지제약/수명특성과 전력계통의 주파수응답특성 등을 고려 → 동적 제어용량 극대화 및 정상상태 SOC 관리 → 전기저장장치를 이용한 주파수제어서비스를 효율적으로 제공하기 위해 운전모드를 구분하여 제어전략을 특성화

◎ 주파수 변동의 폭이 작고 빈도가 높은 전력계통의 정상상태 제어모드: 전기저장장치가 충·방전에 의한 수명경감이 작은 SOC구간 내에서 발전기 성능수준의 주파수 제어를 수행하도록 제어하

되 주파수부동대 영역에서 SOC 회복제어 수행

◎ 주파수 변동의 폭이 크고 빈도가 낮으며 속응제어의 중요성이 더 높은 전력계통의 과도상태 제어모드: 전기저장장치의 가용용량을 최대한 사용하여 주파수 제어를 수행하도록 함으로써 전기저장장치의 수명단축 고려없이 속응제어에 의한 계통주파수 제어효과를 극대화

이와 같은 전기저장장치의 운영은 전력계통의 외란으로 인해 주파수가 급격히 변동할 경우 전기저장장치의 속응성을 최대한 활용하여 가용용량을 활용하고 확보된 SOC로 출력을 지속하는 방식을 통해 전력계통의 신재생발전의 수용이 급격히 증가할 때 나타나는 전력계통 고유관성의 감소와 발전기 제어 시간대의 주파수제어 성능 저하에 모두 대응할 수 있는 효과가 있다고 할 수 있다. 즉, 전기저장장치와 같은 속응자원을 통해 주파수 응답을 제공할 경우 전력계통의 변동성 신재생전원 수용용량을 효율적으로 증대할 수 있고 이를 통해 기존 화력 발전기를 통해 추가로 확보해야 하는 주파수 응답 용량을 경감할 수 있을것으로 기대된다. 특히 국내 전력계통의 경우, 기설치된 원자력 발전의 전원 구성 비율을 일정 수준 유지하면서 주파수조정 서비스 제공자원으로 활용되는 화력 발전기를 변동성 신재생전원으로 대체하여 그 수용률을 상당 수준으로 올려야하기 때문에 이를 위해 증가되어야 하는 주파수 응답 용량을 확보하면서 계통의 고유 관성과 주파수 응답 성능을 유지할 수 있는 속응자원의 확충이 효과적인 대응방안으로 고려되어야 할 것으로 판단된다.

이러한 전기저장장치의 적극적인 활용을 위해 국내 전력시장의 경우 2015년 7월 전력시장운영규칙이 개정되어 전기저장장치에 의한 주파수조정예비력을 우선 확보하도록 하고 있다. 다만 전기저장장치와 같은 고성능의 신규자원을 보다 효과적으로 활용하기 위해서는 이미 신재생에너지의 확충 수준이 높아진 해외의 선진 전력시장에서 운영되고 있는 바와 같이 국내 전력시장에서도 속응자원의 차별화된 성능을 구분하여 보상할 수 있는 속응주파수응답서비스와 같은 별도의 계통운영 보조서비스의 도입 등이 필요하다고 판단된다.

에너지의 전기화로 그 비중이 점점 더 커지고 있는 전기에너지는 우리 생활에 많은 편익을 가져오고 있으나 전력계통이라는 복잡하고 거대한 시스템을 통해 실시간으로 필요한 만큼 공급해오고 있는 만큼 안정성 확보를 위해 많은 노력을 해오고 있다. 이제 지속가능한 에너지원으로 거듭나기 위한 신재생에너지의 적극적인 도입을 위해 노력해야 하는 시점에서 선언적적인 목표 설정만으로 위안을 삼기보다는 구체적인 달성방안을 세우고 이를 차근차근 구현해 나아가는 것이 필요하며 전기저장장치가 이를 위한 효과적안 방안 중의 하나로서 기여할 수 있기를 기대한다.

THEME 05

수소사회 실현을 위한 수소액화 플랜트

최 병 일 한국기계연구원 에너지기계연구본부 플랜트융합연구실장/책임연구원 | e-mail: cbisey@kimm.re.kr
도 규 형 한국기계연구원 에너지기계연구본부 책임연구원 | e-mail: kyudo@kimm.re.kr
인 세 환 한국기계연구원 에너지기계연구본부 선임연구원 | e-mail: insh@kimm.re.kr
김 태 훈 한국기계연구원 에너지기계연구본부 선임연구원 | e-mail: thkim79@kimm.re.kr

이 글에서는 수소사회의 필요성과 수소사회 실현을 위한 수소액화 플랜트의 고효율화 방안에 대해 소개하고자 한다.

수소사회의 필요성

환경문제가 인류의 생존문제로까지 부각되면서 유엔기후변화협약 제21차 당사국 총회에서는 지구의 온도를 산업혁명 시기 대비 2℃ 이내 상승으로 억제하기 위한 온실가스 감축과 기후변화 적응 의무를 참여국가에 부여하였다. 목표달성을 위해서는 2050년 세계 에너지 수요가 재생 가능 에너지 44%, 화석 연료 45%, 원자력 11% 수준으로 변화될 것으로 예상된다.

재생에너지의 활용성을 높이기 위해서는 재생에너지의 출력변동을 보완할 수 있는 대규모 에너지 저장장치가 필요하다. 수소는 우주물질의 75%를 차지할 정도로 풍부하며, 가장 큰 출력 밀도와 에너지 저장량을 가지는 대규모 에너지 저장 매체(Carrier)로, 연료전지 발전을 통한 발전시스템 및 수송시스템(수소연료전지차)과 함께 미래의 에너지 이용 네트워크를 연계 하는 '수소사회'의 핵심 매체이다. 활용측면에서 기술적 난이도는 높지만, 수소는 상대적으로 지역적 편중이 없는 장기간·대용량 저장이 가능한 매체이며, 산소와 화학반응으로 열·전기를 생산한 후, 부산물로 물만 생성되므로 CO_2 배출이 없는 환경 친화적인 에너지원이라 할 수 있다.

국내의 경우, 2030년까지 국내 총 발전량의 20%를 재생에너지로 보급하겠다는 정책을 설정하였으며, 교통부분의 온실가스 저감 및 미세먼지 저감대책의 일환으로 수소자동차를 2030년까지 63만 대 보급 목표를 설정하였다. 최근 정부는 수소경제, 빅데이터, 인공지능 분야를 3대 전략투자 분야로 확정하고 수소경제를 위한 플랫폼(인프라, 기술, 생태계) 중장기 비전 설정 작업을 진행 중이다.

저장/운송/활용 측면에서의 액체수소 경제성

수소는 기존 1차 에너지원에서 생산되어야만 하는 에너지 매체로, 생산부터 저장/이송, 활용의 단계를 거치게 된다. 수소생산은 전 세계적으로 천연가스 개질 48%, 부생가스 및 석유화학산업 30%, 석탄 18%, 수전해 4% 수준으로 이루어지고 있으며, 현존하는 기체수소 제조기술 중에서 가장 경제성 있는 수소 생산 방법은 대용량 천연가스 개질(SMR: Steam Methane Reforming) 기술이다. 지구 온난화 대응을 위한 최선의 대안은 재생에너지로부터 수전해를 통

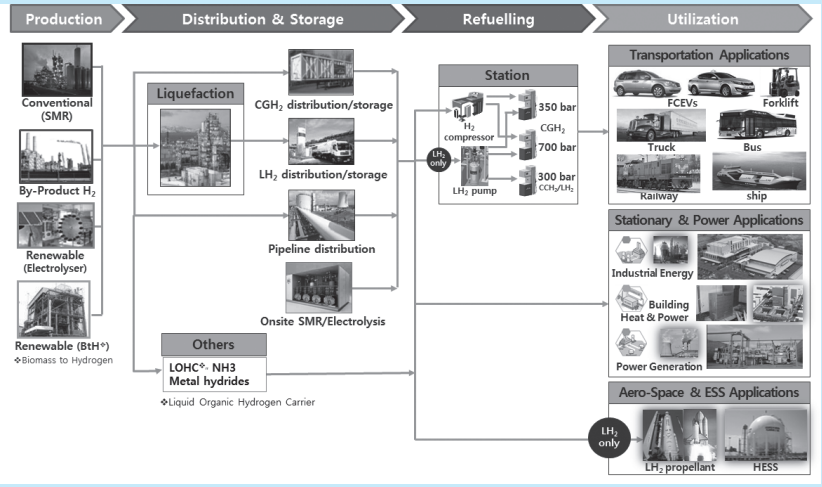


그림 1 수소의 생산, 저장, 운송, 활용 개념도

수소의 대용량 운송을 위한 최적의 방안은 현재의 도시가스 배관망과 같은 수소가스 배관망을 전국에 설치하는 것이나, 이는 비용, 주민 수용성 측면에서 수소경제 사회가 성숙된 후에 가능한 방법이다. 다른 대안으로는 현재의 도시가스 배관망을 활용하여 수소스테이션에서 직접 수소를 생산하는 방안과, 전력망에 의한 수전해를 통하여 수소를 생산하는 Onsite 생산 활용 방안이 있다. 모두 기술적으로 훌륭한 방안이지만, 현재의 기술수준에서는 경제성에 문제가 있다.

하여 수소를 얻는 것이나, 당분간 재생에너지에 의한 전력가격으로는 경제성을 확보하기 어려운 수준이다.

수소 저장 및 이송은 다양한 형태로 가능하다. 기체수소 저장/운송은 고압으로 저장탱크(소용량)나 지하동굴(대용량) 등에 저장하고 Tube Trailer로 운송하는 방식이다. 액체수소 저장/운송은 기체수소를 약 1/800 부피의 액체수소로 액화하고 이를 대용량 대기압 저장탱크에 저장하고 액체수소 컨테이너를 이용하여 운송하는 방식이다. 이 이외에도 Metal hydrides 또는 Carbon Nano- structure에 저장하는 고체저장방식, LOHC(Liquid Organic Hydrogen Carrier)나 암모니아를 활용하는 액상 저장방식 등이 있으나, 상용화를 위해서는 많은 기술 개발이 필요한 실정이다.

미국 DOE에서는 2017년 기준 Tube Trailer 방식 수소충전소와 Onsite 방식 수소충전소의 초기 투자비, 운영비 분석을 통한 경제성 평가를 실시하였는데, 소용량 SMR 개질기 및 수전해 장치의 초기투자비용 및 운영비용이 상대적으로 높아 기체수소 운송에 의한 방식보다 경제성이 현저히 떨어지는 것으로 나타났다. 경제성 관점에서 보면 현재 상용급으로 활용 가능한 수소 저장/운송 방식은 고압 기체수소 및 액체수소 기반 저장/운송 방식이다. 일반적으로 기체수소는 200bar 이상의 고압으로 저장하지만, 액체수소의 경우 대기압 저장으로 안전 측면에서 매우 우수하여 도심지 활용에 적합하며, 수소를 액화하는 경우 기체수소 대비 부피가 1/800로 줄어 대용량 저장이 가능

표 1 300kg/day, 700bar Hydrogen Station의 경제성 분석 결과(출처 : NREL, US DOE, 2017)

	스테이션 초기투자비	수소 공급/생산 비용	스테이션 비용	수소판매 가격
Tube Trailer Hydrogen Station	1.86 M$	5.90 $/kg$H_2$ (Tube Trailer공급)	8.35 $/kg$H_2$	14.26 $/kg$H_2$
Onsite SMR Hydrogen Station	4.43 M$	11.87 $/kg$H_2$ (SMR 수소 공급)	8.41 $/kg$H_2$	20.23 $/kg$H_2$
Onsite Electrolysis Hydrogen Station	3.45 M$	13.38 $/kg$H_2$ (Electrolysis 수소 공급)	8.41 $/kg$H_2$	21.74 $/kg$H_2$

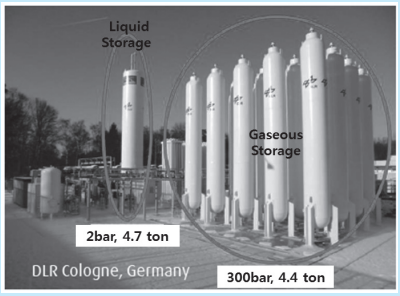
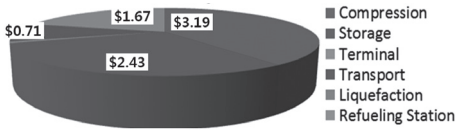
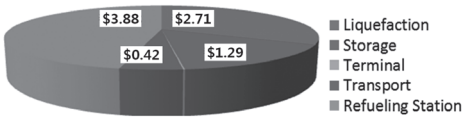
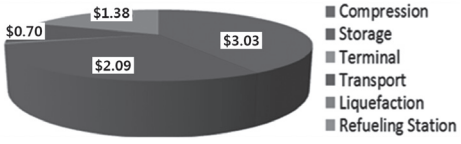


그림 2 고압기체/액체수소 저장공간 비교

그림 3 고압기체/액체수소 운송효율 비교

표 2 기체수소 및 액체수소 기반 충전소 경제성 비교(HDSAM, DOE, 2017)

	Tube Trailer Hydrogen Station		Liquid Hydrogen Station	
FCEV: 104,000대 충전소 용량: 500kg/day 국내보급계획: 2025년	수소판매가격	7.96 $/kgH2	수소판매가격	8.32 $/kgH2
	Cost by function		Cost by function	
FCEV: 62만 4,000대 충전소 용량: 1,000kg/day 국내보급계획: 2030년	수소판매가격	7.26 $/kgH2	수소판매가격	6.04 $/kgH2
	Cost by function		Cost by function	

* 대용량 SMR 수소 생산 플랜트 기준 수소 생산 원가 (약 2~3$/kgH2) 제외
* 100km 떨어진 대용량 수소 공급기지에서 경기도 면적에 수소를 공급하는 경우

하며, Tube Trailer(200bar 고압저장 기준) 대비 약 10배의 운송 효율을 가지고 있다.

액체수소는 다양한 장점을 가지나, 기체수소를 액화하기 위한 대규모 시설투자비와 액화를 위한 추가적인 에너지 소모가 요구된다. 미국 DOE에서 제공하는 수소 스테이션 경제성 해석 모델인 HDSAM (Hydrogen Delivery Scenario Analysis Model)을 이용하여 수소의 생산부터 저장, 이송, 수소충전소에서의 판매까지의 전 주기 해석을 통해 액체수소의 경제성 평가를 수행하였다.

그 결과, 수소판매가격은 수소차 보급대수와 수소충전소의 충전 용량에 따라 상이하게 나타나며, 충전용량이 클수록 액체수소 기반 수소충전소의 경제성이 높은 것을 확인할 수 있다. 국내 수소차 보급 10만대 시점에서 충전소용량 500kg/day까지는 Tube Trailer 방식 수소충전소가 액체수소기반 수소충전소보다 경제성이 높지만, 충전소 용량이 1,000kg/day인 경우 액체수소 기반 수소충전소가 경제성이 높게 나타난다. 액체수소기반 충전소의 경우 수소액화 비용, Tube Trailer 방식 수소충전소의 경우 압축 및 저장 부분에서 높은 비용을 수반하게 되고, 이는 수소사용량이 늘어날수록 액체수소기반 충전소의 장점으로 작용하게 된다.

결론적으로 수소경제 사회의 초기 단계에서는 현재의 기체수소 기반 수소충전소를 활용하는 모델이 사용될 것으로 예상되나, 수소 활용이 늘어나는 성장

기 이후로는 액체수소 기반으로 수소를 저장/운송, 활용해야 할 것으로 예상된다.

수소경제 사회의 초기에는 기체수소 기반 수소충전소를 활용하는 모델이 사용될 것으로 예상되나, 수소수요가 급격히 증가하는 성장기 이후로는 액체수소 기반의 수소 저장/운송/활용이 반드시 필요하다

수소액화 공정 개요

수소액화 기술은 수소의 온도를 액체온도인 -253℃(20K)까지 냉각하는 기술과 Ortho 수소($o\text{-}H_2$)를 Para 수소($p\text{-}H_2$)로 변환하는 기술로 구분할 수 있다. 질소, 아르곤 등의 일반적인 가스는 고압으로 압축한 후 쥴-톰슨(Joule-Thomson) 팽창을 시키면 온도가 감소하여 액체를 생성시킬 수 있으나 수소, 헬륨 등의 특수한 가스는 상온에서 쥴-톰슨 팽창을 하면 반대로 온도가 상승하는 경향을 보이게 된다. 수소, 헬륨, 네온과 같이 상온보다 역전온도(Inversion Temperature)가 낮은 가스를 쥴-톰슨 팽창을 통해 액체로 변환하기 위해서는 예냉과정이 반드시 필요하다.

수소는 2원자 분자로 두 원자의 스핀 방향에 따라 같은 방향이면 $o\text{-}H_2$, 반대 방향이면 $p\text{-}H_2$로 구분할 수 있다. 상온의 수소는 평형상태에서 25%의 $p\text{-}H_2$, 75%의 $o\text{-}H_2$로 구성되나, 액화온도 평형상태에서는 99.8%의 $p\text{-}H_2$로 구성된다. $o\text{-}H_2$에서 $p\text{-}H_2$로의 변환과정은 전환속도가 느린 발열과정(527.1 kJ/kg)으로, 수소의 증발잠열(445.8 kJ/kg)보다 커 액화를 통해 얻은 액체수소의 재기화의 원인이 되기 때문에 안정한 상태의 액체수소를 얻기 위해서는 액화공정 이전에 높은 온도에서 $o\text{-}H_2$를 $p\text{-}H_2$로 변환하여야 한다.

수소의 액화는 1898년 J. Dewar에 의해 처음 성공하였으며, 압축된 기체수소(25 기압)를 액체공기와의 열교환을 통해 -190℃까지 냉각하고, 쥴-톰슨 팽창을 통해 액화하였다. 압축기, 대향류 열교환기 및 J-T(Joule-Thomson) 밸브로 구성된 가장 기본적인 액화 사이클인 Linde-Hampson 사이클은 등온압축, 등압열교환(고압), 등엔탈피 팽창 및 등압열교환(저압) 과정에 의해 작동된다. 역전온도가 상온보다 낮은 네온, 수소 및 헬륨은 단순 Linde-Hampson 사이클로만으로 액화할 수 없으며, 효율이 낮은 단점이 있어, 수소 액화를 위해서는 예냉과정이 포함된 Precooled Linde-Hampson 사이클이 적용된다. J-T 밸브를 통한 팽창은 열역학적으로 등엔탈피 팽창과정이며, 비가역과정이기 때문에 액화 사이클이 좀 더 이상적인 사이클에 가까운 성능을 얻기 위해서는 효율적인 팽창기구가 필요하게 된다.

Linde-Hampson 사이클의 단점을 보완한 Claude 사이클은 팽창엔진 또는 팽창기(Expander)를 이용하며, 팽창과정은 등엔트로피 과정이고 등엔탈피 과정에 비해 더 낮은 온도를 얻을 수 있다. 또한, Claude 사이클에서의 팽창기 출력은 수소 액화를 위한 압축기의 보조동력으로 활용이 가능하며, 열교환기의 저온부에서 온도차를 줄여 액화효율을 높일 수 있을 뿐만 아니라 예냉 없이 사이클을 운전할 수 있는 장점이 있다. 그러나 팽창기에 많은 양의 액체수소가 접촉하면 문제가 발생하므로 Claude 사이클도 여전히 J-T 밸브를 필요로 하게 된다.

Brayton 사이클은 Linde-Hampson 사이클의 J-T 밸브 대신에 저속 운전하는 팽창기를 사용하여 팽창과정의 손실을 줄여 액화효율을 향상시킬 수 있다. Brayton 사이클에서 사용되는 팽창기는 습식 팽창기(Wet Expander)로 팽창과정에서 냉매가 액화되는 특수한 팽창기이며, 기체와 액체 간의 밀도차가 크지 않은 헬륨의 경우 설계와 제작이 비교적 용이하고 성능이 우수한 것으로 알려져 있지만, 수소액화에는 잘 적용되지 않는 사이클이다.

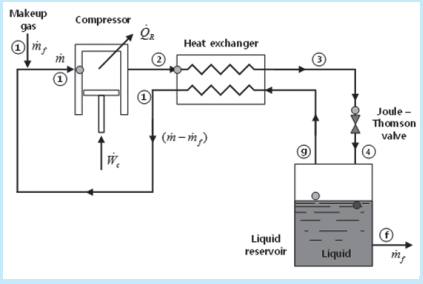


그림 4 Linde-Hampson 사이클 개략도

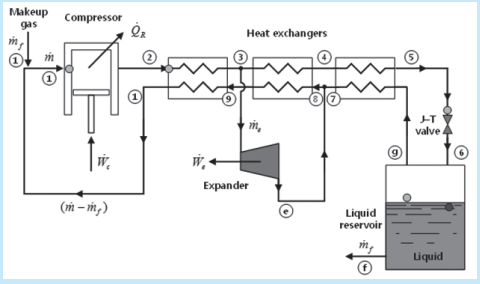


그림 5 Claude 사이클 개략도

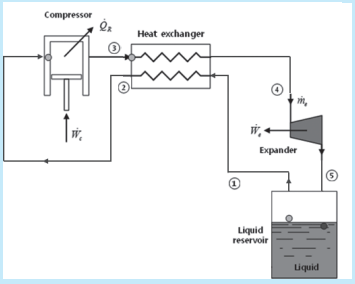


그림 6 Brayton 사이클 개략도

표 3 수소 압축과 액화 공정 효율

		이론효율	실제효율
700bar Compression (from 20 bar)		1.4 kWh/kgH_2	3.0 kWh/kgH_2
700bar LH_2 Pump		–	0.4 kWh/kgH_2
Liquefaction		2.8 kWh/kgH_2	10.0–15.0 kWh/kgH_2
Liquefaction with LNG Precooling	Feed H_2 precooling	2.5 kWh/kgH_2	8.5 kWh/kgH_2
	Feed H_2 + Recycled H_2 precooling	1.4 kWh/kgH_2	3.6 kWh/kgH_2

상용급 수소액화 플랜트 고효율화 방안

앞서 기술한 수소액화 기본 사이클의 액화효율을 향상시키기 위해서는 예냉과정이 필수적이라 할 수 있다. 수소는 상온으로부터 포화온도까지의 현열이 포화온도에서의 잠열보다 매우 큰 특징을 가진다. 대기압을 기준으로 수소 온도에 따른 엔탈피 변화를 살펴보면, 20K에서의 증발잠열은 445.8kJ/kg이며, 300-20K 구간의 현열차이는 3,509kJ/kg에 달한다. 따라서 LNG 또는 액체질소를 이용하여 비교적 저렴하고 간단하게 구성할 수 있는 예냉과정을 적용하면, 300-20K 구간의 총 엔탈피 차이의 약 65-75%를 담당할 수 있기 때문에 수소액화 공정의 부하를 현저히 감소시킬 수 있다. 이는 수소액화 시스템이 가지고 있는 낮은 효율의 단점을 보완하여 수소액화 플랜트의 고효율화 달성이 가능할 것이다.

전 세계에서 운영되고 있는 상용급 수소액화 플랜트는 2010년 기준 355ton/day 수준으로 미국과 캐나다의 북미 지역 300ton/day, 유럽 24.4ton/day, 중국, 인도, 일본에 약 30.6ton/day 정도이며, 국내의 경우 상용급 수소액화 플랜트는 전무한 실정이다. 상용 수소액화플랜트 기술은 Air Product & Chemicals(미국), Praxair(미국), Linde(독일), Air Liquide(프랑스) 등 4개 기업에서 액화 공정기술, 플랜트의 건설, 운영까지를 독점하고 있다. 일본의 Iwatani 중공업 등에서도 수소액화플랜트를 운영하고 있지만, 주요 4개 회사의 원천기술에 의존하고 있는 실정이며, 일본에서는 독자적인 수소액화플랜트 기술의 확보를 위하여, 2016년 Kawasaki 중공업에서 독자기술로 수소액화 플랜트를 건설하여 시운전 중인 것으로 알려져 있다. 주요 4개 회사에서 적용하고 있는 수소액화 공정은 예냉과정을 포함하고 있으며, 수소를 냉매로 사용하는 Precooled Claude 사이클과 헬륨 또는 수소를 냉매로 사용하는 Precooled Turbo-Brayton 사이클이 주로 사용되고 있다. 액화용량은 5-54ton/day 수준이며, 수소액화 플랜트의 소요전력은 용량별로 상이하나, 10-15kWh/kgH_2 수준으로 알려져 있다.

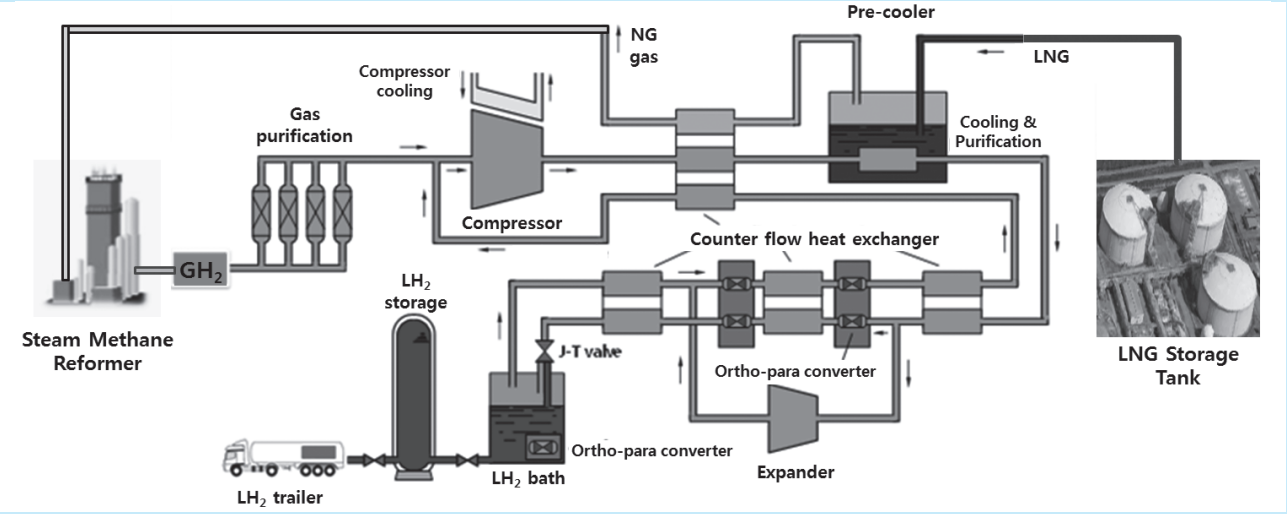


그림 7 LNG 활용 고효율 수소액화 공정 개념도

상기한 수소액화 플랜트의 소요전력은 국내 산업용 전력비용(약 100원/kWh)을 고려하면 수소 1kg을 액화하기 위하여 약 1,000~1,500원 수준의 에너지 비용이 추가로 필요하다는 것을 의미한다. 대용량 SMR을 통한 기체 수소 생산가격(약 1kg당 3,000원 수준)과 비교하면 많은 에너지 비용이 추가되기 때문에 수소액화 플랜트의 고효율화를 통한 에너지 비용 절감이 필요하다.

기체수소 1kg을 700bar로 압축하는 경우 약 3kWh의 전력량이 필요하지만 수소액화의 경우 1kg의 액체수소를 생산하기 위하여 10kWh 이상의 전력량이 소모되어 초기투자비와 효율 측면에서 압축수소방식이 효과적이다. 액체수소의 경우 대용량 저장 및 운송이 가능하고 이에 따라 저장 및 운송비용 측면에서 경제성을 가지며, 수소충전소에서 700bar 가압을 위해 사용하는 압축기 대비 효율이 좋은 액체수소 펌프를 사용할 수 있다는 장점이 있다. 수소액화 공정의 효율은 예냉과정에서 냉열을 활용할 수 있다면 700bar 압축 공정과 유사한 수준의 효율을 기대할 수 있다.

우리나라는 전 세계적으로 일본, 중국과 함께 LNG 주수입국으로 2014년 기준 3,640만 3,000톤의 LNG를 수입하고 있으나, LNG의 기화과정에서 발생하는 냉열의 대부분이 버려지고 있는 실정이다. LNG의 기화를 통하여 천연가스개질기에 메탄을 공급하여 기체수소를 생산하고, 이때 발생하는 -162℃의 냉열을 수소액화 공정에 활용하게 되면, 수소액화 플랜트의 고효율화를 달성하는 동시에 경제성 있는 수소공급이 가능할 것으로 예측된다. 그림 7의 개념도와 같이 LNG 인수기지, 공기분리 플랜트 등 입지조건에 따라 적용 가능한 극저온 냉열을 예냉과정으로 활용할 경우, 고효율을 가지는 수소액화 플랜트 개발이 가능함과 동시에 액체수소 제조비용을 최소화하는 경제적인 수소액화 플랜트 사용화 기술 확보가 가능할 것으로 예상된다.