

원자력을 이용한 수소생산기술 개발 동향

장종화*

한국원자력연구소, 대전광역시 유성우체국 사서함 105호, 305-600

Current Status of Nuclear Hydrogen Development

Jonghwa Chang

Korea Atomic Energy Research Institute, P.O.Box 105, Yuseong, Daejeon 305-600, Korea

요 약

화석연료 사용으로 야기된 환경문제, 경제문제를 해결하기 위한 방안으로 수소경제가 추진되고 있다. 원자력을 이용한 대량수소생산은 수소경제를 뒷받침하기 위한 현실적인 방안이다. 본 논문에서는 원자력수소 생산에 사용할 초고온가스의 특징과 개발현황, 초고온가스로부터 발생하는 고온의 열을 이용한 수소생산방법 중 유력시 되는 기술로서 요오드-황 열화학법, 황산하이브리드법, 고온전기분해법의 기술개발 현황과 방향을 소개한다.

주요어 : 원자력수소, 초고온가스로, 요오드-황 열화학, 황산하이브리드, 고온전기분해

Abstract — To resolve the environmental and economics problems of fossil fuel energy, a hydrogen economy is promoted in many developed countries. Massive production of hydrogen using a nuclear power is a practical way to feed fuel required for the hydrogen economy. The author introduces a very high temperature reactor and its development status. He also reviews recent achievements and directions of research in hydrogen production process, such as sulfur-iodine thermochemical cycle, sulfur hybrid cycle, and high temperature electrolysis.

Key words : Nuclear hydrogen, Very high temperature reactor, Sulfur-iodine thermochemical cycle, Sulfur hybrid cycle, High temperature electrolysis

1. 서 론

지난 세기의 비약적인 산업발전으로 인한 석유와 천연가스의 대량 사용으로 막대한 이산화탄소방출에 따른 지구온난화와 기후변화문제, 석유와 천연가스의 수급차질과 고갈의 문제가 가시화 되었으며^[1] 이의 해결책으로 수소경제에 대한 논의가 대두되었다. 미국의 경우 수소 연료전지자동차의 일상화에 초점을 맞추어 수소경제이행을 위한 구체적인 개발 목표를 제시하고 있다^[2]. 우리나라의 경우에는 신재생에너지의 확대, 자동차용 연료전

지와 분산전원용 연료전지의 상용화와 보급을 목표로 수소경제 마스터플랜을 작성하였다^[3]. 마스터플랜에 따르면 우리나라에서 2020년에는 연간 77만톤, 2040년에는 606만톤의 수소가 필요한 것으로 나타났다. 2040년 수요량 중 344만톤은 연료전지자동차부문의 소요량이며 전체 수송연료 중 수소가 56%를 점유할 것으로 전망했다.

그러나 수소는 연료전지에서의 연료 용도뿐만 아니라, 석유정제산업에서도 탈황기준의 강화, 중질유의 개질과 석유화학제품생산에서의 수소수요가 매년 팽창하고 있다^{[4][5]}. 현재는 대부분 석유 또는 천연가스를 수증기 개질하여 수소를 생산하며 우리나라의 경우 2004년에 연간 47만톤을 정유공정에 소비하고 석유화학 및 타 산업 분야에서 30만톤을 소비하여 총 87만톤을 생산하고 소비하였다. 정유부문에서는 2020년에는 수송연료부문의 65만톤을 포함한 연간 116만톤의 수소가 필요할 것으로 예

*To whom correspondence should be addressed.
Korea Atomic Energy Research Institute, P.O.Box 105,
Yuseong, Daejeon 305-600, Korea
Tel: 042-868-2884
E-mail: jhchang@kaerir.e.kr

상하고 있다. 이 수소를 원유로 생산한다면 2004년 수입한 원유의 약 15%인 3,000만 배럴의 원유가 필요하다.

연료전지분야와 정유산업분야의 결과를 종합하면 2040년의 수소수요는 적어도 연간 680만톤에 달할 것으로 판단된다. 이를 현재 상용화된 기술인 물 전기분해로 생산한다면 약 50 GW의 발전용량이 필요하다. 원자로는 대량의 열을 적은 부지에서 적은 환경 부담으로 값싸게 공급할 수 있는 장치이므로 수소경제에 필요한 막대한 량의 수소를 원자력으로 생산하고자 하는 것은 현실적인 접근방식이다^{[6][8]}. 미국의 경우 수소경제가 달성되면 연간 4,000만톤의 수소가 필요할 것으로 예측하여 이중 400만톤을 원자력수소로 공급하는 계획을 수립하였다. 이는 초고온가스로의 열출력으로는 약 40 GW의 용량에 해당된다.

초고온가스로는 고온의 수증기 또는 헬륨을 대량으로 공급할 수 있는 열공급원이므로 고효율의 전력생산뿐만 아니라 석탄의 액화, 천연가스의 개질 등 다양한 분야에 이용할 수 있다^[9]. 1973년 발생한 석유회기로 시작된 고온가스 열이용 연구는 중동전쟁이후의 유가안정과 1986년 발생한 체르노빌사고로^{[10][11]} 촉발된 반핵운동의 영향으로 침체되었다.

근년에는 중국, 러시아, 인도 등의 급격한 경제발전에서 따른 에너지수요의 급증과 정치적으로 불안한 중동지역에 편중된 석유자원으로 부터의 에너지의존성 탈피, 급격한 기후변화로 태양, 풍력 등 재생가능에너지의 활용이 국가지원으로 보급되고 있다. 그러나 재생가능에너지는 에너지밀도가 낮다는 한계가 있으므로 인구밀도가 높은 지역에서는 원자력에 의한 수소연료의 대량공급을 추진하고 있다.

초고온가스로의 고온 수증기를 이용한 천연가스 또는 석탄을 개질하여 수소 또는 DME(Di-Methyl Ether)의 경제 생산^{[12][13]}, 화학산업에 필요한 고온 수증기의 공급이 논의 되고 있으나, 화석연료 부존자원이 거의 없는 우리나라 실정을 감안하여 한국원자력연구소에서는 물을 원료로 한 수소생산을 추진하고 있다^[14].

수소생산방식은 분산형과 집중형으로 나눌 수있다. 분산형 수소생산은 수소자동차충전소에서 수소를 생산하여 공급하는 방식으로 물 전기분해장치 또는 중소형 천연가스 또는 메탄올의 수증기개질기를 사용한다. 집중형은 원격지에서 수소를 대량 생산하여 파이프라인으로 배송하거나 열차 또는 트럭을 이용하여 충전소까지 운반하는 방식이다. 집중형의 경우에는 생산된 수소를 수요지까지 운반하기 위해 추가적인 비용이 발생한다. 운반비는 물량과 거리에 따라 달라지지만 연간 1만톤 규모 일 경우에는 배관망이 유리하며 200 km의 거리라면 운반비는 0.8\$/kg으로 추정된다^[15]. 미국에서는 기술개발의 목표를 수소경제시대의 운반비를 1.0\$/gge 이하로 설정

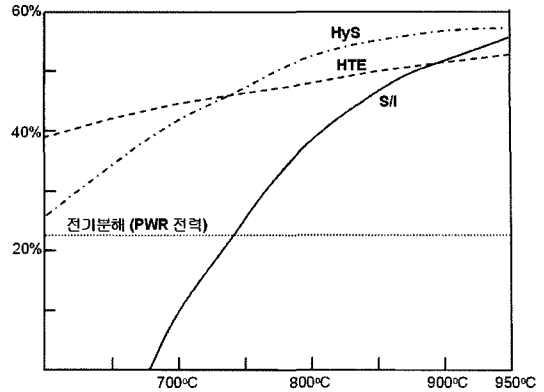


그림 1. 원자로 출구온도에 따른 수소생산효율(HHV 기준).

하였다^[6](1 gge는 약 1 kg). 기존의 천연가스배관망을 보완하여 수소운반에 이용한다면 건설비가 대부분을 차지하는 수소운반비를 절감할 수있다. 집중형 수소생산의 원가목표는 분산형의 원가목표보다 운반비를 제외한 만큼 설정하여야 한다.

원자로의 공급 열 온도와 수소생산효율의 관계는 그림 1과 같다. 원자력으로 수소를 생산하기 위해서는 값싼 전력을 생산하는 기존 원자력발전소의 유휴전력을 사용하여 수전해 방식으로 수소를 생산하는 것도 논의되고 있다^{[17][18]}. 원자로에 의한 수소생산은 집중형이므로 유휴전력에 의한 수전해보다 경제적인 수소생산을 위해서는 30% 이상의 수소생산효율이 요구된다. 따라서 최소 750°C 이상 1,000°C까지의 열을 공급할 수 있으며, 각종 사고시 방사능 누설량이 극히 적어서 대규모 수소생산공정과 결합에 유리한 초고온가스로를 대량수소생산에 이용하는 것이 적합하다.

2. 초고온가스

초고온가스로는 고온에 견디는 삼중피복입자핵연료(TRISO)를 사용하며, 화학적 활성이 없고, 중성자흡수가 없는 헬륨을 냉각재로, 고온에 견디는 흑연을 감속재로 사용하는 원자로 개념으로, 1,000°C의 고온열을 발생할 수 있다. 그러나, 구조재인 금속재료의 내구온도가 높지 않기 때문에 950°C를 현실적인 한계로 보고있다^[19]. 향후 세라믹 등 고온재료의 기기제작성과 내구성이 향상될 경우에는 1,200°C까지도 달성 가능할 것으로^[20] 예상된다.

2-1. 피복입자 핵연료(TRISO fuel particle)

삼중피복핵연료(TRISO)는 약 0.5 mm 직경의 우라늄 연료핵(UO₂ kernel) 주변에 완충탄소(Buffer Carbon)층, 열분해탄소(Pyrolytic Carbon)층, 탄화규소(SiC)층, 열분

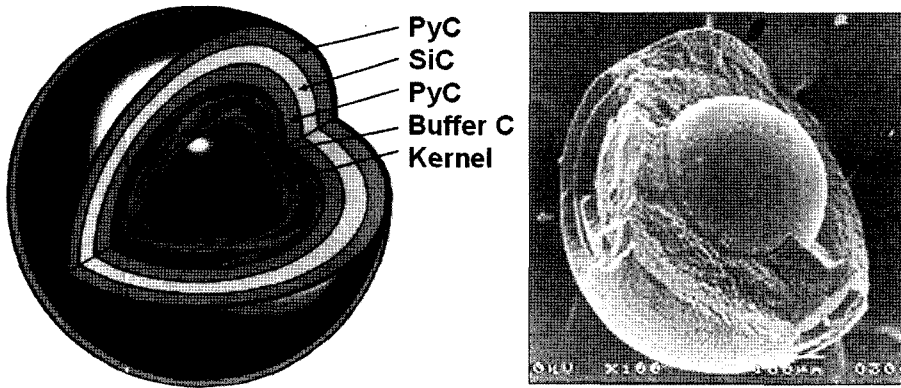


그림 2. TRISO 핵연료입자(직경 1 mm, 오른쪽은 원자력연구소 시제품).

해탄소층을 사중으로 피복하여 제조한다. 핵분열시 발생하는 Kr-85, Kr-88, Sr-90, Zr-95, Ru-106, Ag-110m, I-131, Xe-133, Cs-134, Cs-137 등의 핵분열생성물은 낮은 밀도로 피복된 원충탄소층에 잔류하게 된다. 원충탄소층을 둘러싼 치밀한 열분해탄소층과 탄화규소층은 대부분의 방사능물질이 TRISO 외부로 나갈수 없도록하며, 탄화규소층의 기계적강도는 기체성 핵분열생성물의 높은 압력까지 견디도록 하고 있다.

원자로내에서 최대 핵연료온도 1,350°C에서의 장기간 사용과 사용 후 1,600°C의 사고모의 시험에서 핵분열생성물의 누설량이 10^{-5} 이하가 됨을 입증하였다^[21]. 노심냉각재에 존재하는 방사능의 근원은 TRISO 내부에서 누설되는 핵분열생성물 보다는 제조공정에서 외부에 오염된 우라늄에서 발생한 핵분열생성물이 더 많은 양의 방사능을 발생하므로, 제조공정에서의 품질관리가 매우 중요해진다. 엄격한 품질관리로 제조된 독일 NUKEM의 핵연료는 AVR 원자로와 THTR 원자로에서의 사용과 추후 사고모의실험을 통해 각종 성능이 입증되었다. 독일의 핵연료제조기술은 일본과 중국에서도 발전시켜 사용하고 있다. 950°C의 출구온도를 가진 초고온가스로에는 기존 기술로 제조된 TRISO 핵연료를 사용할 수 있을 것으로 판단하고 있으나, 성능을 향상시켜 사고시 더 높은 온도에서 견딜 수 있는 TRISO 핵연료 제조기술 개발도 진행되고 있다. 1700°C 이상의 고온에서 결정상이 변화하는 탄화규소 대신 더 높은 온도에서도 안정한 탄화지르코늄을 피복한 ZrC-TRISO에 대한 가능성이 연구되고 있다^{[22][23]}. ZrC-TRISO를 사용하면 사고시 핵연료 제한온도를 현재보다 200°C 이상 높여 안전성 유지에 지장없이 원자로의 출력을 증가시킬 수 있을 것으로 기대하고 있다.

사용후핵연료의 부피는 같은 전기출력을 생산한 경수로에 비해 9.6배 정도로 크나, 더 높은 연소도를 달성하고 있으므로 사용후 핵연료의 붕괴잔열은 같은 부피

의 사용후 핵연료라면 경수로 사용후핵연료의 10배가 적으며, 잔존 중금속(우라늄과 초우라늄원소)의 양은 경수로의 65배가 적다. 저장부지의 면적은 잔존 중금속에 의해 정해진다. 초고온가스로 사용후핵연료 저장에 필요한 부지는 동일한 에너지를 생산한 경수로 사용후핵연료의 1/8 정도에 불과하다^[24]. TRISO 핵연료입자의 피복은 화학적으로 매우 안정하므로 자연상태에서 최소 100만년 동안 건전성을 유지할 것으로 판단하고^[25] 있으므로 고온가스로의 사용후핵연료는 별도의 처리없이 영구처분하는 방안을 검토하고 있다.

2-2. 핵연료 형태

고온가스로의 핵연료는 1밀리미터 직경의 피복입자핵연료(TRISO)이며 핵분열열쇄반응을 지속하는 원자로를 구성하기 위해서는 약 십억개의 TRISO 입자를 장전해야 한다. 미세한 핵연료를 대량으로 장전하기는 어려우므로 TRISO 입자를 직경 6 cm의 구형으로 성형한 페블형(pebble) 핵연료를 장전하는 방식과 원주형(compact)으로 성형한 블록형 또는 속이 빈 원주형(hollow compact)으로 성형한 블록형 핵연료를 장전하는 방식이 있다. 독일의 AVR, THTR, 중국의 HTR-10과 건설을 추진중인 남아공의 PBMR은 페블형, 미국의 FSV와 설계를 추진중인 HT3R은 블록형, 일본의 HTR은 속이 빈 원주 블록형 핵연료를 채택하였다.

핵연료성형 형태는 핵연료의 교체방식과 냉각재 압력차에 영향을 준다. 직경 6 cm의 페블형 연료는 운전중 연속적으로 연료 교체하므로 가동율을 높일 수 있으며, 노심의 출력조정에 필요한 잉여임계도가 적어도 된다는 장점이 있으나, 노심의 냉각재 압력손실이 커지고 노심상부에서 자유낙하시켜 장전한 핵연료의 정확한 노심내 위치를 파악하기 힘들다는 단점이 있다. 반대로, 블록형에서는 핵연료의 위치를 정확히 알고, 냉각재의 압력손

실이 적어서 순환기의 에너지 소모량이 적다는 장점이 있으나, 주기적 연료교체를 해야 하므로 주기초에 충분한 잉여 임계도를 확보하고, 이를 독물질로 제어해야 함으로써 중성자를 낭비하는 단점이 있다. 모든 사용후핵연료의 연소도를 측정하는 폐블형에 비해 블록형에서는 각 블록의 핵연료 연소도를 알기 어렵다는 단점도 있다.

2-3. 초고온가스로 노심

원자로의 설계는 경제성과 안전성의 두가지 측면에서 최적화하여야 한다. 초기의 원자로개발은 경제성에 중점을 두고 개발하였다. 그 결과 출력밀도의 증가와 플랜트의 대형화를 추구하였다. 고온가스로는 고온을 발생하므로 열효율을 높일 수 있다는 점에서 유리하지만, 냉각능력이 떨어지는 가스를 사용하므로 노심의 부피가 커진다는(또는 출력밀도가 낮다) 단점이 있다.

그러나 1979년 발생한 TMI 경수로의 사고는^[26] 노심이 정지하더라도 핵분열생성물의 붕괴잔열을 제거하기 위한 비상냉각시스템 등의 공학적 안전설비도 인적오류 등 요인에 의해 작동하지 못하고 핵연료의 심각한 파손까지 이를 수 있음을 입증했다. TMI 사고이후 개발된 개량형 경수로에서는 세라믹캐처, 고압충수계통 등 피동적인 안전계통이 도입되고 있다. 그러나 냉각능력이 낮은 기체를 사용하는 고온가스로에서는 고유의 특징을 활용하여 고유안전성을 확보하는 방향으로 설계개념을 전환하였다. 즉, 출력밀도가 낮고 고체인 핵연의 열용량이 커서 열적 천이속도가 매우 느린 고온가스로에서는 노심의 구조를 긴 원통형으로 배치하여, 압력용기 표면적을 넓힘으로써 복사열전달만으로도 노심정지 후에 발생하는 핵분열생성물 붕괴잔열을 제거할 수 있다. 압력용

기 외부로 전달된 열은 자연대류에 의해 작동하는 공동냉각계통(Reactor Cavity Cooling System)에서 제거시켜 사고 시의 핵연료 최고온도를 제한온도이하로 낮춤으로써 건전성을 유지할 수 있다^[27]. 공동냉각계통은 격납용기의 콘크리트온도를 낮게 유지하는 목적으로 정상운전 시에도 계속 작동하고 있다. 사고 후 장기간의 운전정지 상태에서 공동냉각계통의 성능이 저하될 경우에는 주변 토양으로의 열전달이 가능하도록 원자로를 지하에 건설하는 방안이 검토되고 있다. 지하구조물은 건설비는 다소증가하나 내진내구성이 좋으므로^[28] 초고온가스로처럼 긴 원통형의 구조물에서는 고려할 필요가 있다.

고온가스로는 대부분의 사고에 대해 노심에서의 핵연료손상 우려가 없이 긴 응답시간을 갖고 반응하고 있어서 냉각재의 영향이 큰 경수로나 액체금속로보다 안전성이 뛰어난 것으로 평가되고 있다^[29]. 고온가스로 고유의 안전문제로는 노심내부로의 습기나 공기침투에 의한 핵연료구조물의 산화 또는 연소가 있다^[30]. 핵연은 500°C의 온도에서 부분적인 산화가 진행되어 650°C 이상이 되면 연소상태에 진입한다^[31]. 현대의 초고온가스로는 노심에서 헬륨의 기류를 상부에서 하부로 흘리도록 하여 노심구조물의 진동을 줄이고 있다. 이런 형태의 노심에서는 배관부에 파손이 있더라도 사고초기에는 압력용기내부의 고압 헬륨이 공기침투를 방해하기 때문에 실질적인 공기침투에는 오랜 시간이 소요되고 그동안 공기침투시 핵연의 온도는 낮아지게 된다. 따라서, 배관파손에 의해 대량의 공기가 침투하더라도 핵연료를 손상시킬만한 전반적인 연소는 발생하지 않으나, 초기에 높은 온도상태인 노심하부 핵연블록의 일부에서는 연소가 발생할 수도 있다^[32].

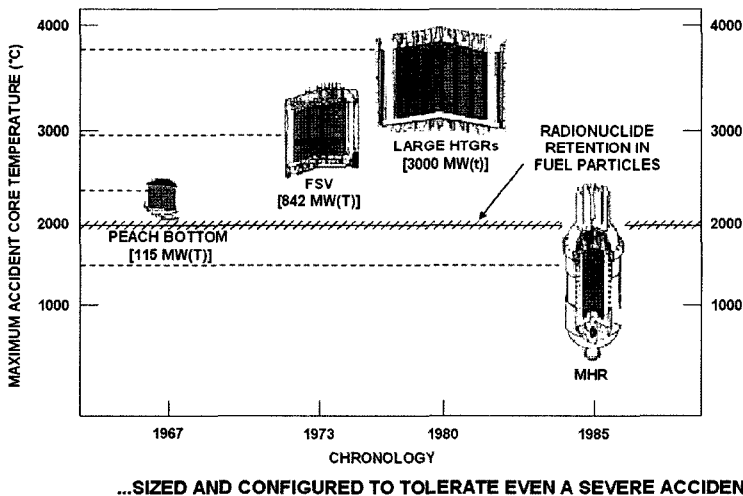


그림 3. 고온가스로 개발방향의 변화(General Atomics 제공).

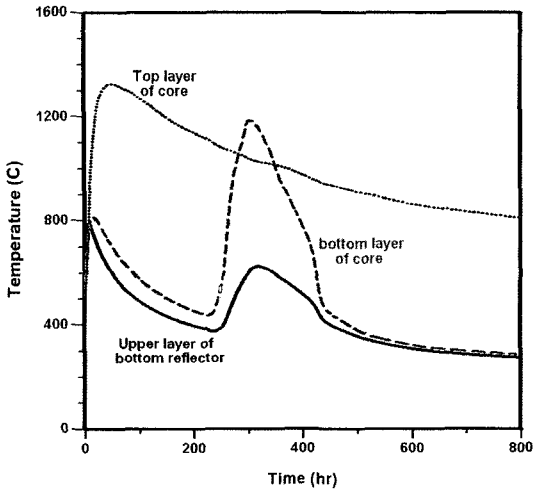


그림 4. 공기침투사고시의 노심부분 온도변화.

흑연연소를 방지하는 방안으로 격납용기주변의 공기량을 제한하여 연소를 제한하거나, 1,300°C 이상의 고온에서만 연소하는 탄화규소 또는 탄화지르코늄으로 흑연 구조물과 핵연료를 피복하는 방법을 제안하고 있다^[33]. 흑연 연구구조물의 피복은 기계적 마찰 성능 등에 대한 추가연구가 진행되어야 실용화할 수 있을 것으로 보인다.

2-4. 가스 순환기

노심냉각을 위한 순환기는 500°C 부근의 헬륨을 초당 수백 kg의 빠른 속도로 순환시켜야 한다. 헬륨순환기는 독일의 AVR, THTR, 미국의 FSV, 일본의 HTTR, 중국의 HTR-10에 채용되어 성공적으로 운전되었으나 몇가지 문제점도 발견되었다.

초고온가스조에 습기가 침투하면 물의 중성자흡수로 임계도가 낮아져 원자로가 트립된다. 이런 현상은 원자로의 안전성 유지에는 장점이지만, 원자로운전이 중단되므로 경제적인 손실이 따른다. 미국의 고온가스조인 FSV는 순환기부분에서 발생한 작은 습기침투사고가 경제성 실패의 주요 원인으로 꼽힌다^[34]. 이러한 문제점을 개량하기 위해 회전축과 고정축의 물리적 접촉이 없는 자기 베어링, 세리믹 캐처베어링과 가스밀봉의 채용을 검토하고 있다^[35].

2-5. 원자로-수소공정 연계

효과적인 수소생산을 위해서 초고온가스조에서 발생한 고온의 기체를 수소생산공정에 최소한의 온도손실로 전달해 주어야 한다. 중간열교환루프에 사용하는 열교환기는 원자로와 수소공정간의 압력차에도 견딜 수 있어야 한다. 초고온가스로는 기체를 냉각제로 사용하므로 기

체의 원자로에 사용하던 튜브형의 열교환기보다는 장치의 부피를 줄일 수 있는 미세유로 판형 열교환기에 대한 개발이 진행중이다.

열교환기의 모재로 Alloy-230, Alloy-617 등의 고온합금을 사용하고 화학부식으로 유로를 만든 후 확산용접으로 접합하는 판형열교환기(PCHE)^[36] 또는 열전달면적을 넓이기 위해 구부린 얇은 판을 브레이징으로 접합한 판-판형열교환기(PFHE)의 적용을 주로 검토하고 있다^[37].

수소생산 공정 쪽의 열교환기인 삼산화황 분해장치는 부식성이 매우 강한 분위기이기 때문에 탄화규소복합소재를 사용하는 연구가 주로 진행 중이다^{[38][39]}. 그러나 복합소재는 제작성이나 접합성이 떨어지기 때문에 고온고속을 모재로 사용한 판-판형 열교환기에 내부부식을 강화하기 위해 탄화규소 피복 막을 형성한 후 이온빔으로 혼합하여 결합강도를 높이는 방안도 연구 중이다^[40].

화학반응의 열 부하는 급격히 변화할 수 있기 때문에 원자로의 급격한 출력 변동을 초래하지 않도록 이차 측의 급격한 온도변화를 완충시켜 주어야 한다. 열용량이 적은 가스매체의 온도변화를 완화시키기 위해 원자로로 되돌아가는 측에 열용량이 큰 증기발생기를 설치하는 방안이 제시되고 있다^[41]. 또한 이차계통의 사고로부터 초고온 가스를 보호하기 위한 대형 격리밸브의 설치도 필요하다. 이런 장치들은 수소생산 공정의 제어와 원자로 제어의 독립성을 강화시켜 전체 플랜트의 운전성을 향상시킨다.

초고온가스조에서는 핵분열과정 또는 흑연블록내의 불순물, 헬륨기체중의 헬륨-3, 제어봉내의 붕소, 습기 등 물질에 중성자 흡수반응이 일어나 삼중수소가 발생한다. 발생한 삼중수소는 스펀지와 같은 구조의 흑연연구구조물에 대부분 흡수되나, 일부는 중간열교환기를 지나 수소생산 공정으로 전달될 수 있다^[42]. 생산된 수소에서 삼중수소오염 가능성을 최소화 하기 위해서는 일차냉각계통과 중간 열교환계통의 헬륨정화능력 강화, 열교환기 표면의 산화 피막에 의한 삼중수소 확산감소 등의 방안에 대한 개발이 진행되고 있다.

생산된 수소는 공기와 혼합될 때 18~60% 범위에서 폭발성이 있기 때문에 원자로와 수소생산 공장 및 저장 시설은 충분한 거리를 유지하여야 한다^[43]. 원자로를 지하에 건설하고, 방호벽을 세우는 등의 조치로 폭발사고에 대비한 시설간 안전거리 거리를 줄일 수 있다. 그러나 대규모 고압의 수소폭발과 수소생산 공정의 폭발 피해에 대해 아직 충분한 연구가 진행되지 않아서, 적절한 안전거리가 결정되지 못하고 있다^[44].

중간 열교환루프의 열전달매체는 초고온가스조와 수소생산공정의 거리에 따라 가까울 때는 일차냉각재와 같은 헬륨을, 수백미터 이상의 먼거리에서는 LiF-BeF₂ 계열의 용융염을 사용하는 방안이^[45] 검토되고 있다.

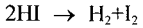
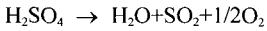
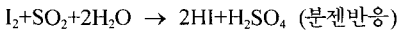
3. 수소생산 공정

900°C 정도의 열을 사용하여 물을 원료로 수소를 생산하는 방법으로는 열에너지를 주로 이용하는 열화학사이클, 전기에너지와 열에너지를 동시에 이용하는 고온전기분해, 열화학법과 전기분해법을 병행하는 혼합법 등이 제안되어있다.

1970년대에 산화-환원반응을 이용한 여러가지의 열화학사이클이 제안되었고^[46] 일부 제안에 대해서는 최근까지 실험적 연구가 진행되고^{[47][49]} 있으나, 근년에 연구개발이 집중되고 있는 것은 요오드-황 열화학사이클(Sulfur-Iodine Thermochemical Cycle)이다. 수증기의 고온전기분해법도 여러 연구팀에서 활발하게 연구하고 있으며, 미국 웨스팅하우스에서 제안한 황산하이브리드법도 상당한 연구가 진행되어 유망한 초고온가스로를 이용한 수소생산 공정으로 평가받고 있다.

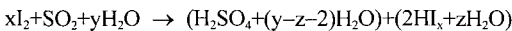
3-1. 요오드-황 열화학사이클(S/I 열화학 사이클)

요오드-황 열화학법은 소요장치의 대형화가 용이하고 공정취급 물질이 기체 및 액체만으로 구성되었기에 연속운전이 가능하다는 장점으로 인하여 부하변동의 안정성이 요구되는 원자료를 열원으로 사용하기 유리하다. S/I 열화학 사이클의 반응식은 다음과 같다^[50].



S/I 열화학반응은 요오드와 이산화황, 물을 혼합하여 황산과 요오드화수소를 생성하는 분젠반응으로부터 시작한다. 분젠반응의 생성물인 황산과 요오드화수소를 분리하고, 황산은 고온열로 분해하고 생성된 이산화황을 분리하여 분젠반응에 순환시키며, 요오드화수소는 고온열로 분해하여 수소와 요오드로 분리하고 요오드는 분젠반응에 순환시키는 반응식으로 구성된다. 세가지의 반응식은 폐회로로 진행되며 결과적으로 물을 산소와 수소로 분해하는 열화학사이클이 된다. S/I 열화학의 장점은 반응물질이 모두 유체이므로 연속 운전이 가능할 뿐만 아니라 반응기의 대형화에 따른 투자비와 운전비의 절감을 기대할 수 있다.

분젠반응에서 생성된 황산과 요오드화수소는 액상분리가 필요하며, 분리효율을 높이기 위해서는 과잉의 요오드와 물을 투입해야 한다.



여기서, x는 약 9, y는 약 16, z는 약 10의 값을 가지는 것으로 알려져 있다^[51]. 분젠반응은 발열반응으로 비

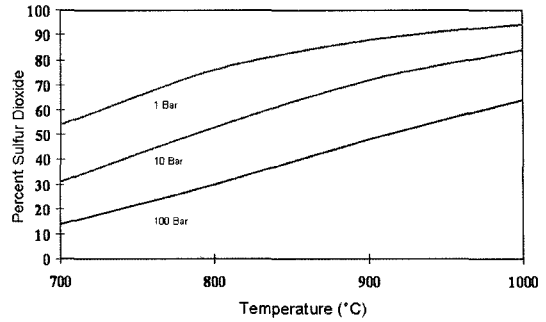
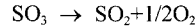
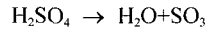


그림 5. 압력과 온도에 따른 SO₂/SO₂ 평형.

교적 용이하게 진행되나, 황산용액층과 요오드화수소용액층의 액체-액체 상호분리 조건을 만족시켜야 한다. 그런데 본 조건을 만족시키는데 있어서, 어려운 점은 액체-액체상분리 관점에서는 요오드를 과잉으로 투입하는 것이 바람직하나 이로 인한 부반응 발생(황화수소, 황 및 요오드 식출)이 초래됨으로 효율적인 연속운전 조건을 발견하는 것이 대단히 중요하다. 대기압에서는 80~120°C 정도까지의 미국 GA, 일본 JAEA, 우리나라 KIER 등에서 연구된 자료가 발표되어 있다. 초고온가스로와 결합할 수 있는 압력조건에서는 아직 실험이 진행되지 못하고 있으나 가까운 장래에 실험이 이루어 질 것으로 기대하고 있다.



고온의 황산가스는 400~500°C에서 자발적으로 물과 삼산화황으로 분해되며, 더 높은 온도로 가열하면 이산화황과 산소로 분해된다. 삼산화황의 분해는 촉매가 있으면 아주 효율적으로 진행된다. 촉매는 850°C 이상의 고온에서 높은 활성도와 내구성이 있어야 하므로 백금을 촉매로 사용할 수도 있으나, 경제성을 고려한 비귀금속 촉매의 개발이 진행되고 있다^[52]. 삼산화황의 분해물인 이산화황은 분젠반응으로 보내지만, 산소는 분젠반응으로 보내기 전에 분리하는 것이 시스템효율증가에 유리하다. 이산화황을 산소로부터 제거하기 위해서는 반응 온도를 낮추어야 가능하므로 효율의 저하가 예상된다. 고온에서도 증발성이 없는 이온성 액체에 산소를 용해시켜 분리하는 방법도 검토되고 있다.

황산을 분해하여 이산화황을 제조하기 위해서는 분젠반응에서 분리된 황산상 화합물에 섞여있는 요오드화수소와 요오드를 황산상에서 분리해야 한다. 분리된 질소 가스를 황산용액내에 투입하면서 용액을 가열하는 방식으로 진행시킨다. 삼산화황 분해과정에서는 습기를 제거하여 높은 황산농도를 유지해야 열소모를 줄이고, 촉매

의 내구성을 향상시킬 수 있다.

분해반응에서 분리된 HIx 용액을 단순 증발 농축시키는 것은 본 시스템이 갖는 고유한 물/요오드화수소 공비현상으로 인하여 에너지소모가 많고 농축이 용이하지 않은 단점이 있다^[53]. General Atomics사는 인산에 의한 추출증류법을 제안하였으며, 독일의 Knoche는 고압(통상 50기압)의 운전 조건을 이용하여 공비현상을 낮은 농도로 유도함으로써 효율적으로 요오드화수소의 공비현상 문제를 완화시키고 동시에 촉매층에서의 분해를 도모하는 반응증류법을 제안하였다. 최근에 제안된 방법은 전기투석법을 사용하는 것이며^[54], 이론적으로 필요한 전압은 0.037 Volt로 수소 1몰당 약 7kJ에 해당하는 전력이다. Nafion 계의 투석막을 이용한 실험에서 일본 JAEA는 수소 1몰당 0.36 V에서 농축이 진행됨을 보고하였으며, 최근의 한국에너지연구원의 실험에서는 탄소전극을 사용하여 전압을 0.125 V로 낮추었으며^[55], 향후 전력 소모량을 더 줄일 수 있을 것으로 기대하고 있다.

분해반응에서 액상분리된 요오드화수소상 화합물에 존재하는 미량의 황산불소물은 160°C 이상에서는 황을 석출하게 되므로 낮은 온도에서 정제한 후 요오드분해 공정으로 투입하여야 한다.

요오드화수소의 열분해시 요오드와 수소의 화학반응 평형은 450°C에서 22% 정도로 낮기 때문에 분리된 수소를 효과적으로 제거하는 것이 효율향상에 중요하다. 수소를 분리하기 위해서 수소투과성이 좋은 분리막을 사용한 실험이 이루어졌다^[56]. 실리카겔베레인은 다공성 알루미나튜브위에 졸겔방법으로 피복하여 만들어 지며 높은 수소분리효율을 달성하기 위해 적절한 기공의 크기와 내구성이 높도록 제작되어야 한다^[57].

일본은 2004년 6월 시간당 31리터규모의 수소생산을 실증했다^[58]. 현재까지 실증된 S/I 반응장치는 석영관, pyrex 등을 사용하여 제작되어 대기압상태에서 사용되었으나, 원자로와 결합하여 대량으로 수소를 생산하기 위해서는 약 20~60기압의 높은 압력에서 작동하는 장치와 재료가 필요하다.

S/I 반응에 사용되는 황산, 요드화수소 등은 부식성이 강한 산성으로 장치를 구성하기 위한 고온 내부식재료의 선정이 중요하다. 기체상태의 반응은 부식성이 비교적 약하므로 내열합금을 사용할 수 있을 것으로 기대되나, 액체상태의 반응은 강한 부식성을 나타내므로 세라믹 또는 유리로 피복된 금속용기를 사용해야 할 것으로 예상된다. 그림 6에 현재 고려되고 있는 반응용기재료를 보여준다.

원자로측과 결합되는 삼산화황 분해 반응기는 수소생산 공정 장치중 가장 높은 온도에서 작동하며 온도낙차가 적어야 하며, 내구성이 좋아야 하며, 촉매를 주기적

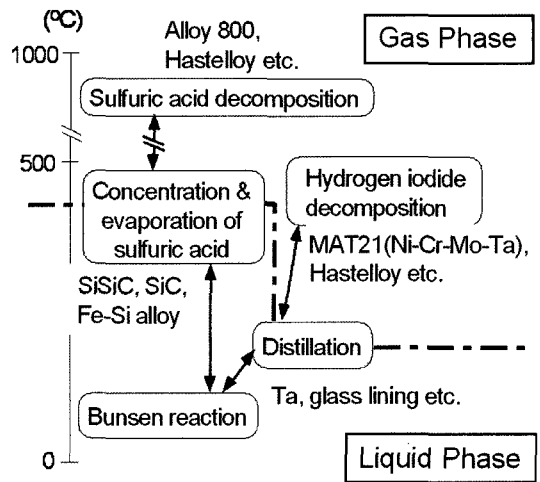
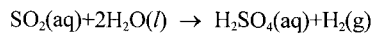


그림 6. S/I 사이클 반응기의 후보 재료.

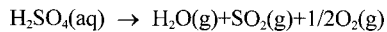
으로 교체할 수 있어야 하므로 기술적 난점이 큰 장치이다. 일본은 SiC 블록으로 삼산화황분해와 황산분해반응기를 제작하여 황산분해실험을 진행중이다^[59].

3-2. 황산하이브리드 법

황산하이브리드법(HyS)의 반응식은 다음과 같다.



(전기분해, 80~120°C)



(열분해, 800~900°C)

폐회로로 구성되는 전체 반응식은 물이 수소와 산소로 분해되는 것이다. 이산화황수용액의 전기분해는 수소를 생산하며, 황산이 부산물로 남게 된다. 황산은 800°C

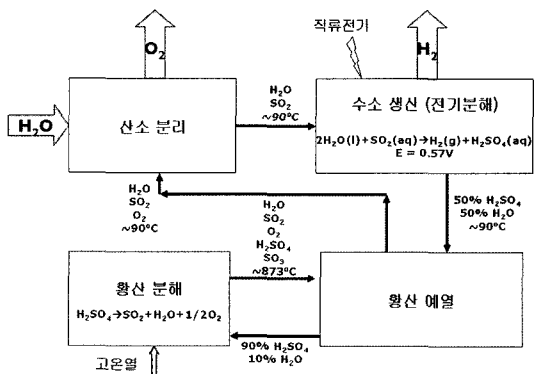


그림 7. 황산하이브리드(HyS)법의 개요.

이상의 온도에서 분해되어 이산화황과 산소가 발생된다. 이산화황은 냉각시켜 물과 수용액을 만들게 되고, 다시 전기분해반응에 투입된다.

황산하이브리드법에서는 42% 정도의 에너지가 전기로 투입되며, 초고온가스로의 전기생산효율을 45%로 가정하면 초고온가스소에서 열의 형태로 공급하는 에너지는 52% 정도가 된다^[60].

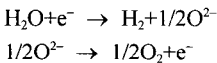
전기분해를 위해서는 수소이온 투과성이 좋은 전해질막이 필요하며, 근래에 연료전지에 널리 사용되는 PEM (Proton Exchange Membrane)은 높은 효율을 낼 수 있다.

50% 이산화황수용액의 전기분해에 필요한 전압은 상온에서 0.57 볼트이다^[61]. 이 전압은 상온 수전해에서 필요한 1.23 볼트보다 낮으므로, 적은 전력으로 수소를 생산할 수 있다.

이산화황의 전기분해는 좁은 전기분해면적에 의존해야하므로 기기장치비가 많이 들게 될 우려가 있고^[62] 전극 등의 재료부식 내구성 연구가 더 진행되어야 할 부분이나, 황산하이브리드법은 열화학법에 비해 공정이 간단하고 효율이 높을 가능성이 크다.

3-3. 고온전기분해법

물의 전기분해의 반응식은 다음과 같다.



음극으로 투입된 물은 전자와 결합하여 수소와 산소이온으로 분리된다. 산소이온은 전극과 전해질을 통과하여 양극에 도달하며 산소분자와 전자로 분리된다. 산소분자는 양극을 투과하여 배출된다.

상온에서 물의 전기분해에 필요한 이론적 전압은 상온에서 1.23볼트이다. 실제로는 장치의 내부저항 때문에 높아지며 필요 전압은 전류가 높아질 수록 커진다. 상용화제품의 성능은 0.1 A/cm² 전류밀도에서 2 V의 전압이 소모되나, PEM 등의 전해질을 사용하여 1 A/cm²의 전류밀도에서 1.75~1.7 V 정도의 전기분해장치를 개발 목표로 설정하고 있다^[63].

그림 8처럼 물의 온도가 올라가면 깃스 에너지가 감소하여 표준 평형 전압은 낮아진다. 이러한 이유로 고온전기분해방식이 최근에 관심의 대상이 되고 있다.

고온전기분해에서는 70% 이상의 에너지가 전기로 투입되므로, 고온가스로의 전기생산효율을 45%로 가정하면 초고온가스소에서 열의 형태로 공급하는 에너지는 15% 정도가 된다.

800~900°C의 고온에서 전기분해를 하기 위해서는 고온에서 전기전도도가 우수한 YSZ(Yttria-stabilized Zirconia, Y₂O₃-ZrO₂) 또는 Sc₂O₃-ZrO₂ 등의 금속산화물을 전해질로 사용하며, 수소가 발생하는 음극으로는 Ni-YSZ를, 산소가 발생하는 양극으로는 LSM(Strontium-doped Lanthanum Manganite) 등이 사용된다. 이러한 재료는 고체산화물연료전지(SOFC)에 사용하는 재료와 거의 동일하다.

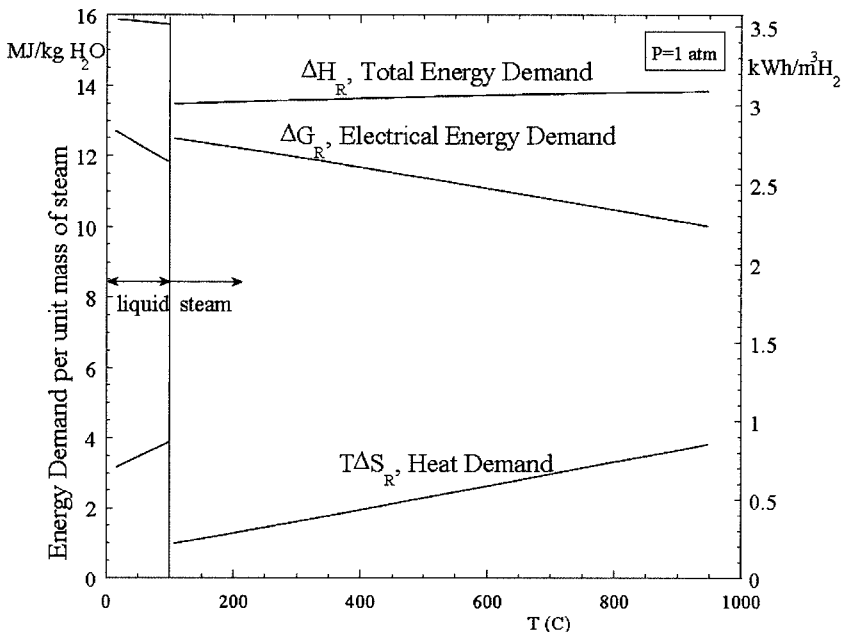


그림 8. 고온전기분해의 에너지 소요.

전해질의 단위면적을 흐르는 전류밀도가 커지면 내부 저항에 의한 손실과 발생된 수소, 산소의 확산에 따른 손실로 잉여전압이 필요하게 된다. 잉여전압은 전해질 단위면적당 전류밀도가 커질수록, 전해질과 전극의 두께가 두꺼워질수록 커진다.

단위면적당 많은 전류가 흐를수록 장치비용이 절감되며 수소생산효율을 높이기 위해서는 낮은 인가전압으로 많은 전류가 흐르는 장치를 구성해야 한다. 고온전기분해는 흡열반응이나, 전극과 전해질의 내부저항에 따른 음열이 발생하므로 열평형이 이루어진다. 열평형이 이루어지는 전류는 내부저항이 낮을수록 커지며, 열평형전류 근처에서 장치를 구동하는 것이 좋다.

전기분해 셀의 형태는 판형소재를 적층한 구조와 연필모양의 튜브형 셀을 이용한 구조가 개발되고 있다.

미국 INL은 판형 셀 10개를 적층한 장치를 이용하여 800°C의 수증기로 1.29 V의 열평형전압에서 0.22 A/cm²을 100시간 동안 운전하여 시간당 50리터규모의 수소생산을 달성하였음을 보고하였다.

일본 Toshiba는 소형 원판형셀을 이용하여 900°C의 수증기로 1.8 V에서 0.6 A/cm²의 전류밀도를 달성했으며 원주형셀을 사용하면 1.3 V에서 0.6 A/cm²을 달성할 수 있을 것으로 보고하고 있다.

전기분해장치의 수소생산량은 막의 면적에 비례하기 때문에 넓은 반응면적을 필요로 하는 단점이 있다. 특히, 산화금속재료는 연성이 떨어지므로 열팽창 등의 재료피로로 수명이 짧아질 우려가 크고 전극의 부식으로 내구성이 떨어질 가능성도 높으나, S/I 열화학공정이나 황산하이브리드법보다 공정이 간단하다는 장점이 있고, 고체산화물 연료전지(SOFC)와 거의 동일한 장치구성이므로 연구개발이 집중되고 있는 SOFC 분야의 기술발전에 따라서는 경제성이 크게 향상될 여지가 있다.

3-4. 기타 현안

수소생산공정의 순환을 최적으로 감시하고 조정하기 위해서는 화학반응조성을 분석할 수 있는 각종 계측장치가 장착되어야 하며, 특히 반응 조건에서의 *in-situ* 계측이 필요하다. 그러나, 고온 고압에서 화학물의 조성을 직접 분석하는 것은 용이하지 않으므로 광학계측법이 개발되고 있다.

공정의 기기는 고압으로 설계할수록 기기의 크기가 작아지므로 유리하나, 열교환을 위한 벽의 두께가 두껍게 되어 반응기의 온도가 떨어져 효율이 낮아질 수 있다.

수소공정에서의 유체순환을 위한 펌프의 구동, 전기분해를 위한 전류 등을 전력이 필요하다. 이 전력을 공급하는 방안으로는 초고온가스의 열을 병렬로 사용하여 발전기를 구동하는 방법, 수소공정에 고온을 사용하고,

남은 열로 발전기를 구동하는 방법, 초고온가스를 여러 모듈로 건설하여 전력생산전담모듈, 열공급전담모듈로 구분하는 방법, 외부전력을 사용하는 방법 등 여러 방안이 논의되고 있다.

4. 맺는 말

원자력에 의한 대량수소생산은 상당한 규모의 연구개발비용이 투자되는 분야이므로 아직 대규모로 실증되지는 않았지만, 수소경제시대에 가장 경제적인 수소생산방법이 될 것으로 인정받고 있다. 초고온가스로부터의 기술적 난제는 비교적 적으나, 대중수용성을 극복하고 엄격해진 원자력안전 규제요건을 만족시키기 위한 노력이 요구된다. 수소생산공정에서 야기된 외부리스크가 커지므로 수소생산용 초고온가스로는 발전용 원자로 보다 안전성을 더욱 향상시킬 필요가 있다.

여러 수소생산방법 중 요오드-황 열화학사이클법, 고온전기분해법, 황산하이브리드법 등 3개 공정이 초고온가스를 열원으로 이용하는 수소생산방법으로 가장 유망한 것으로 평가되어 연구개발되고 있다. 각 방법중에서 경제성이 가장 뛰어난 방법이 선정되겠지만, 현재의 개발 수준은 아직 경제성을 판단하기에는 미진하다. 특히, 전기분해를 이용하는 방법은 대규모로 연구개발중인 연료전지기술 개발에 따라 경제성이 좌우될 것으로 보인다.

좁은 부지에서 대량의 수소를 경제적으로 공급할 수 있는 원자력을 이용한 수소생산기술은 2020년경 완성되어 2020년대 중반부터는 수소연료의 대중화에 기여할 것이다.

감사의 글

본 논문은 과학기술부의 원자력중장기개발사업의 일부로 진행 중인 원자력을 이용한 대량수소생산기술개발사업 과제로 수행된 내용을 포함하고 있다.

참고문헌

1. Laherrere, J. "Forecast of oil and gas supply to 2050", Petrotech-2003, New Delhi, 2003.1.
2. "The hydrogen economy", The National Academy Press, 2004.
3. 부경진 등. "수소경제 국가비전 및 실행계획 수립연구", 한국에너지기술원, 2005-N-PS04-P-02, 2005.11.
4. 윤영식 등. "정유공정수소수요 예측을 통한 적정 모듈용량 산출", SK, KAERI/CM-885/2005, 2006.2.
5. Gobina, E. "Hydrogen as a chemical constituent and as an energy source", Business Comm. Co., 2003.2.

6. 자원정책실. “친환경수소경제구현을 위한 종합마스터 플랜”, 산업자원부, 2005.7.
7. “National hydrogen energy roadmap”, USDOE, 2002.11.
8. 일본원자력산업회의. “2050년의 원자력비전과 로드맵”, 일본원자력산업회의, 2005.
9. IAEA. “Process heat applications technology”, Germany, IAEA-IWGHTR/6, 1979.11.
10. “Chernobyl accident”, World Nuclear Association, <http://www.world-nuclear.org/info/chernobyl/inf07.htm> accessed on 2006.6.17.
11. The Chernobyl Forum. “Chernobyl’s legacy : health, environmental and socio-economic impacts”, IAEA, 2006.4.
12. Shiina, Y.; Nishihara, T. “Cost estimation of hydrogen and DME produced by nuclear heat utilization system”, JAERI-Tech 2004-057, 2004.6.
13. Hori, M. *et al.* “Synergy of fossil fuels and nuclear energy for the energy future”, OECD/NEA Third Information Exchange mtg. on the Nuclear Production of Hydrogen, 2005.12.
14. 임기철 등. “수소경제시대를 대비한 원자력수소 연구 개발 타당성분석 및 추진방안연구”, 과학기술정책연구소, 2005.10.
15. Nishi, T. “Evaluation of hydrogen cost”, JAERI-Tech 2005-038, 2005.5.
16. USDOE. “Hydrogen posture plan - an integrated research, development, and demonstration”, 2004.2.
17. Schainker, R. “The hydrogen-electric economy”, EPRI, 2004.11.
18. 하상준. “수소시대의 전력산업 전망과 전력산업 측면에서의 기술정책 추진방향 및 대응방안 연구”, 한국정력연구원, 2005.6.
19. ITRG. “Design features and technology uncertainties for the next generation nuclear plant”, INEEL/EXT-04-01816, INEEL, 2004.6.
20. Johan Slabber. “Status of the medium term potential VHTR concepts”, presented at GIF/VHTR steering Committee Meeting, 2006.5.24, Cadarache, France.
21. Verforndern, K. “German development in HTGR fuel technology”.
22. Minato, K. *et al.* “Fission product release from ZrC coated fuel particles during postirradiation heating at 1600°C”, J. of Nucl. Materials, 1995, 224.
23. 박정훈 등. “Thermodynamic equilibrium calculation of ZrC in the Zr-salts/CH₄/H₂ systems for the fabrication of ZrC TRISO particles”, 한국원자력학회 춘계학술대회, 강촌, 2006.5.
24. Owen, P.E. “Waste characteristics of spent nuclear fuel from a pebble bed reactor”, MIT thesis, 1999.
25. Fachinger, J. *et al.* “Behaviour of spent HTR fuel elements in aquatic phases of repository host rock formations”, 2nd international topical mtg. on HTR technology, Beijing China, 2004.9.
26. 원자력백과사전. “미국 드리마일아일랜드 원자력발전소 사고의 개요”, <http://www.atomic.or.kr/>.
27. 장중화 등. “수소생산용 초고온가스로 예비개념설계 및 요소기술개발”, KAERI/RR-2666/2005, 원자력연구소, 2006.5.
28. Unjoh, S. *et al.* “Draft manual for seismic isolation design of underground structures”, Proc. of the 30th Meg of the US-Japan cooperative program in Natural Resources, 1998.8.
29. GIF. “A technology roadmap for generation IV nuclear energy systems”, USDOE, 2002.12.
30. Wolters, J. “Aspects of water and air ingress accidents in HTRs”, IWGGCR/1, IAEA meeting, 1980.9.
31. Schweitzer, D.G. “Experimental results of air ingress in heated graphite channels : A summary of american analyses of the windscale and chernobyl accident”, IAEA-TEDCOC-784, 1993.10. 50.
32. 임홍식 등. “GAMMA air ingress analysis for a pebble bed gas reactor”, 한국원자력학회 추계학술대회, 제주, 2005.5.
33. Kugler, K. Personal Communication with Author, 2005.
34. Brey, L. “Summary of the fort st. vrain steam system and helium circulators”, lecture at KAERI, 2005.12.
35. Gu, H.-D. *et al.* “Application of active magnetic bearing for rotor system identification in the HTR-10 MW”, Nuclear Power Eng. (chinese), 2005.12 26(6).
36. Le Pierres, R. *et al.* “Heat exchangers for the next generation of nuclear reactor”, ICAPP-06, Reno, NV, 2006.6.
37. Breuil, E. “Development of the intermediate heat exchanger for ANTARES”, ICAPP-06, Reno, NV, 2006.6.
38. Noguchi, H. *et al.* “Development of sulfuric acide decomposer for IS process”, ICAPP-2006, Reno, NV, 2006.6.
39. Peterson, P.F. *et al.* “Advanced C/SiC composites for high temperature nuclear heat transport with helium, molten salts, and sulfur-iodine thermochemical hydrogen process fluids”, Second Information Exchange Mtg. on Nuclear Hydrogen, Argonne, IL, 2003.10.
40. Park, J.W. *et al.* “Studies on ion beam mixing of SiC film deposited onto metallic materials for ap-

- plication to nuclear hydrogen production”, European Material Soc. mtg., Nice, France, 2006.5.
41. Ohashi, H. *et al.* “Development of control technology for HTTR hydrogen production system with mock-up test facility system controllability test for loss of chemical reaction”, Nucl. Eng. and Design, 2006.7, 263(13).
 42. 이진재 등. “선원항 평가방법론 및 삼중수소 거동 메카니즘 분석”, 한국과학기술원, KAERI/CM-891/2005.2006.2.
 43. Verfondern, K. *et al.* “Safety aspects of the combined HTTR/Steam reforming complex for nuclear hydrogen production”, Progress in Nucl. Energy, 2005, 47.
 44. Smith, C., “Separation requirements for a hydrogen production plant and high temperature reactor”, ICAPP-2006, Reno, NV, 2006.6.
 45. Davis, C.B. “Implementation of molten salt properties into RELAP5-3D/ATHENA”, 2005.1.
 46. Brown, L.C. *et al.* “High efficiency generation of hydrogen fuels using nuclear power”, USDOE, GA-A24285, 2003.
 47. Anzieu, P. *et al.* “The sulfur-iodine and other thermochemical studies at CEA”, Third Information Exchange Meeting on Nuclear Production of Hydrogen, Oarai, Japan, 2005.10.
 48. Shin, Y.J. *et al.* “An experiment on the methane-methanol-iodomethane cycle to produce nuclear hydrogen”, ICAPP-05, Reno, NV, 2006.6.
 49. Vilim, R. “The gas reactor and low-temperature thermochemical cycles for hydrogen production”, ICAPP-05, Seoul, 2005.5.
 50. Norman, J. *et al.* “Thermochemical water-splitting cycle bench-scale investigations and process engineering”, GA-A16713, 1982.5.
 51. 배기광 등. “IS사이클 수소생산 요소기술개발”, KIER-A66301, 한국에너지기술연구원, 2006.3.
 52. Kim, T.-H. *et al.* “Catalytic decomposition of sulfuric trioxide on the binary metal oxide catalysts of Fe/Al and Fe/Ti”, Applied Catalysis A, 305, 2006.
 53. Bordard, J. *et al.* “Thermodynamic assessment of the iodine-sulfur cycle”, EHEC-1, Grenoble, 2003.9.
 54. 황갑진 등. “Improvement of the thermochemical water-splitting IS process by electro-electrodialysis”, J. of Membrane Science, 2003, 220.
 55. 김창희 등. “A study on the electrodialysis for HI concentration in IS process”, Third Information Exchange mtg. on the Nuclear Production of Hydrogen, Oarai, Japan, 2005.10.
 56. Nomura, M. *et al.* “Development of a hydrogen permselective membrane reactor using a silica membrane for the IS process”, WHEC-15, Yokohama, Japan, 2004.6.
 57. 최호상 등. “A study on the silica membrane preparation for a hydrogen permselective membrane reactor in the thermochemical IS process”, ICAPP-05, Seoul, 2005.5.
 58. Kubo, S. *et al.* “A bench scale hydrogen production test by the thermochemical water-splitting IS process”, ICON, Tokyo, 1999.
 59. Noguchi, H. *et al.* “Development of sulfuric acid decomposer for thermo-chemical IS process”, ICAPP-06, Reno, Nevada, 2006.6.
 60. McLaughlin, D. *et al.* “Improved HyS flowsheet”, KAIF-KNS mtg. Seoul, 2006.4.
 61. Lu, P.W.T. “Technological aspects of sulfur depolarized electroysis for hydrogen production”, Int. J. Hydrogen Energy, 1983, 8.
 62. McLaughlin, D.F. *et al.* “Revised capital and operating HyS hydrogen production cost”, ICAPP-06, Reno, NV, 2006.
 63. Korobtsev, S. “Electrochemical methods of hydrogen production”, presented at KAERI, 2006.6.
 64. Herring, S. “High temperature electrolysis using solid oxide fuel cell technology”, Workshop on Large Scale production of hydrogen from nuclear power, Sandiego, 2002.5.
 65. Matsunaga, K. *et al.* “Hydrogen production system with high temperature electrolysis for nuclear power plant”, ICAPP-06, Reno, NV, 2006.6.
 66. Hawkes, G. *et al.* “CFD model of a planar solid oxide electrolysis cell for hydrogen production from nuclear energy”, NURETH-11, Avignon, France, 2005.10.
 67. Hoashi, E. *et al.* “Simulation modeling of a tubular-type solid oxide electrolysis cell for hydrogen production in a nuclear power plant”, ICAPP-06, Reno, NV, 2006.6.
 68. Obrien, J. *et al.* “High temperature electrolysis for hydrogen production from nuclear energy”, NURETH-11, Avignon, France, 2005.10.
 69. Matsunaga, K. *et al.* “Hydrogen production system with high temperature electrolysis for nuclear power plant”, ICAPP-06, Reno, NV, 2006.6.
 70. Lara-Curzio, E. *et al.* “Durability and reliability of SOFC materials and components”, SECA CTP mtg., 2003.9.