Trans. of Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 31, No. 5, 2020, pp. 405~410
DOI: https://doi.org/10.7316/KHNES.2020.31.5.405

KHNES
pISSN 1738-7264 • eISSN 2288-7407

가스정압관리소 기반의 복합에너지허브 기본설계

박소진 · 김형태 · 김진욱 · 강일오 · 유현석 · 최경식†

한국가스공사 가스연구원 수소기술연구소

A Basic Design of Multi Energy Hub Based on Natural Gas Governor Station

SOJIN PARK, HYOUNGTAE KIM, JINWOOK KIM, IL-OH KANG, HYUNSUK YOO, KYOUNGSHIK CHOI†

H_2 Technology R&D Division, KOGAS Research Institute, Korea Gas Corporation, 120 Cheomdan-ro, Dong-gu, Daegu 41062, Korea

†Corresponding author : supercks@kogas.or.kr

Received 17 September, 2020
Revised 21 September, 2020
Accepted 30 October, 2020

Abstract >> In this literature, we are introduce a basic design of multi energy hub based on natural gas governor station. Multi energy hub consists of turbo expender generator, phosphoric acid fuel cell, pressure swing adsorption, H_2 charging station, utilities and etc. We design a hybrid energy hub system that provides energy using these complex energies, and calculates the amount of electricity that can be produced and the amount of hydrogen charged through the process analysis. TEG and phosphoric acid fuel cell produce 2,290 to 2,380 kW and can supply electricity to 500 houses. In addition, By-product H_2 gas is refined to H_2 vehicle fuel. This will help maximize the balance of energy demand and supply and improve national energy efficiency by integrating unused decompression energy power generation technology and various power generation/heat source technologies.

Key words : Multi energy hub(복합에너지허브), Turbo expender generator(터보팽창형 정압기, TEG), Phosphoric acid fuel cell(연료전지), H_2 (수소), H_2 charging station(수소충전소)

1. 서 론

정부는 제3차 에너지기본계획('19~40)을 발표하였으며, 이는 5년 주기로 발표되는 에너지 분야 최상위 법정계획으로 향후 20년간의 에너지 정책 비전을 담는다[1]. 이번 정책에서는 에너지전환을 가장 중점으로 하고 있으며 에너지공급원을 다변화하고 수요처 주변의 분산전원 비중을 늘리고자 한다. 이러한 정부정책에 맞춰 한국가스공사는 산업통상자원부의 에너지기술평가원의 지원을 받아 공급관리소 기반의 천연가스/수소/전기/열 복합에너지 공급 및 통합공급관리시스템 구성 실증사업에 착수하였다[2-4].

지금까지는 전기에너지 중심의 에너지전환, 에너지믹스가 이뤄졌다면 이제는 열, 천연가스, 수소 등

2020 The Korean Hydrogen and New Energy Society. All rights reserved.

전기 이외의 다양한 에너지 생산원의 에너지 믹스에 집중할 시점이다. 지능형 통합 에너지 플랫폼 기반 복합에너지 허브 시범구축 및 기술 실증 사업은 이와 같은 환경변화에 맞추어 지역거점형 전기, 천연가스, 열, 수소 복합에너지 공급 허브를 구축하고, 기존 전기 중심의 마이크로 그리드와 연계하는 내용을 담고 있다. 주요 사업으로써 1.5 MW 급 터보팽창형 정압설비-연료전지 복합에너지 공급 허브 구축 및 운영, 수소-전기차 융복합 충전소 설치 및 운영, 400 kW 급 하이브리드형 연료전지개발, ICT 기반 마이크로 그리드 구성 및 통합 관리 플랫폼 개발 등이다[5].

본 논문에서는 한국가스공사 공급관리소에 버려지는 폐압을 활용하여 전력 생산이 가능한 터보팽창형 정압설비와 보조가열장치로 연료전지를 설치하고 부산물로 나오는 수소를 정제해 수소차 충전을 할 수 있는 복합에너지공급시스템 기본설계를 소개하고, 공정해석을 통해 계산된 수소충전 용량을 사업에 활용할 수 있도록 제시하고자 한다.

2. 복합에너지 실증 시나리오

2.1 테스트베드 선정을 위한 부지 분석

2.1.1 유량, 입구압 및 분산형 전원 계통연계 간소검토

한국가스공사와 한화파워시스템이 공동제작하고 있는 터보팽창형 정압기의 설계점은 유량 28.8 ton/h, 입구압력 60 barg, 토출압력 8.5 barg이다. 터보팽창형 정압기의 탈설계점 고려 시, 최소 유량이 14 ton/h 이상이고 입구압력은 55-61 barg일 때 경제적인 운영이 가능하다[6].

2.1.2 소요부지 검토

공급관리소 내부에는 터보팽창형 정압설비, 터보팽창형 정압설비 가동을 위한 부대설비, 연료전지 2기가 설치되며 공급관리소 외부에는 PSA, 압축기, 수소 탱크, 수소차·전기차 충전소, 관제센터, CHP, 흡수식 냉동기, 태양광, ESS 설비실이 설치된다. Table 1은 각 장비 별 설치 장소 및 요구 면적으로 공급관리소 내부는 200 py, 외부는 400 py이 필요하다[7].

또한 터보팽창형 정압기는 기존 정압기와 근접하게 위치되어야 기존 가스 공급 라인과 간섭이 생기지 않고 배관 공사를 최소화할 수 있다.

2.2 복합발전 공정 해석

2.2.1 터보팽창형 정압설비-연료전지 공정 해석

연료전지에서 생산되는 배열을 터보팽창형 정압설비 온도 보상 열원으로 활용하는 터보팽창형 정압설비-연료전지 복합발전을 공정해석 프로그램(HYSYS)으로 진행하고 생산된 가스 조성을 기반으로 가스정제 및 응축과정, 압축과정을 통하여 충전탱크 저장까지 공정해석을 실시하였다. 터보팽창형 정압설비는 총 2단으로 구성되어 있으며, 각 단에서 가스가 감압하여 팽창되는 과정에서 등엔트로피공정을 거쳐 가스 온도가 급격히 낮아지게 된다. 이를 방지하기 위해 각 단 가스 주입 전 pre-heating 과정이 필수적인데 1단의 경우 5℃에서 55℃, 2단의 경우 5℃에서

Table 1. Space requirements of equipments for installation

No	Equipment	Square requirements (m^2)
1	A structure of turbo expender generation	235.29
2	Utilities of turbo expender generation	78.54
3	phosphoric acid fuel cells	312
4	H_2 charging station	100.8
5	H_2 tanks	288
6	Compressors	
7	PSA	9
8	Electric vehicle charging station	100.8
9	Control center	90
10	CHP	5.85
11	Absorption refrigerator	4.16
12	PV	560
13	ESS	20
Total area		1,804.44

70℃로 승온시킨다. 최종적으로 수요처에는 5℃, 8.5 barg로 공급한다. 터보팽창하여 정압설비 각 단의 압력, 온도는 Table 2에 정리하였다.

연료전지는 2기가 설치되는데, 발전용 연료전지(PAFC, 440 kW 발전)와 수소생산형 연료전지(trigen phosphoric acid fuel cell, 350 kW 발전)이며 각 연료전지로부터 생산되는 배열량은 각각의 발전량과 같은 440 kW, 350 kW이다. 수소생산형 연료전지는 연료전지 내부에 장착된 개질기를 통해 440 kW 발전에 필요한 수소를 생산하지만 스택을 통한 전력생산을 350 kW로 운전하며 사용하지 않는 미반응 수소는 버너로 회수되는 일부를 제외하고 모두 PSA 정제와 응축과정을 통해 탱크에 저장 후 수소자동차 충전을 위해 활용된다. 또한 문헌에 발표되었던 수소개질기 및 인산형 연료전지 HSYS 모델들을 바탕으로, 기 개발된 TEG HYSYS 모델과 통합하는 연구를 진행하여 복합에너지 허브시스템 통합과 작동조건 최적화 연구를 수행할 예정이다[8].

2.3 수소차 충전소 기본설계

2.3.1 수소차 충전소 구성

일반적인 수소충전소의 구성은 Fig. 1과 같이 수소공급설비, 압축설비, 저장설비, 충전설비, 운전설비로 구성된다.

상기 설비들을 별도로 설치할 경우, 설비 간의 안전거리 확보를 위해 많은 부지가 필요하므로 본 연구에서는 압축설비, 저장설비, 제어설비를 패키지에 모듈화하여 수소충전시스템을 설계하였다.

본 연구의 수소충전소 process diagram은 Fig. 2에 도시화하였으며 연료전지로부터 생산된 저농도의 부생수소를 PSA를 통해 고농도로 정제하고 수소패키지에 압축 및 저장하여 디스펜서를 이용하여 수소를 충전한다.

3. 사례 연구

3.1 테스트베드 선정

한국가스공사 발안관리소는 평균 유량이 22 ton/h로 공급유량이 다소 부족하지만 인근 관리소와의 연동운전으로 유량 조정이 가능하다. 공급압력은 평균 55 barg로 터보팽창형 정압기의 inlet throttle valve를 통해 입구압도 충분히 조정 가능해 터보팽창형 정압기 설치를 위한 유량 및 압력 관점에서는 적합하다. 또한, 관리소 내부에 터보팽창형 정압설비와 연료전지를 설치하기 위한 여유부지가 있으며, 관리소 외부

Fig. 1. A diagram of H_2 charging station

Table 2. Designed operationg condition of turbo expender generation

Variable		Operation condition
Inlet flowrate (ton/h)		28.8
Inlet pressure (barg)		60
Inlet temp. (℃)	1st stage	55
	2nd stage	69
Outlet pressure		8.5
Outlet temp. (℃)	1st stage	6
	2nd stage	5

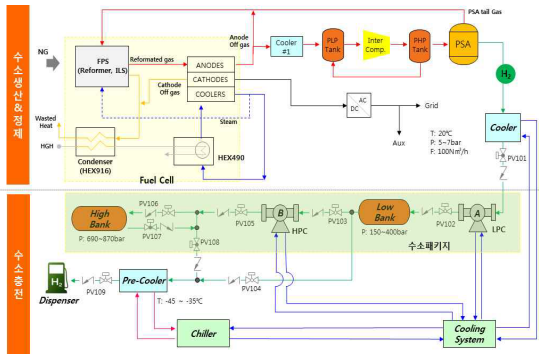

Fig. 2. Process diagram of H_2 charging station

에는 한국가스공사 소유의 여유부지가 있어 복합충전소 건설을 위한 부지 확보가 가능하다.

3.2 공정해석을 통한 장비 사양 선정

3.2.1 복합발전 공정해석

1.5 MW 급 터보팽창형 정압기의 각 단에서 요구되는 열량은 1단에서 1,063 kW, 2단에서 1,223 kW이며 2대의 연료전지에서 발생하는 배열 790 kW로는 열량을 충족시키지 못해 추가 가열장치로 1단에는 부족한 열량을, 2단에는 필요열량을 공급해야 한다. 추가 필요열량은 HSYS 해석을 통해 구하였으며 Table 3에 정리하였다.

3.2.2 연료전지 후단 및 PSA 전후단 공정해석

수소충전을 위해 PSA 공정 후 수소 순도는 99.997% 이상이 되어야 한다. 연료전지 후단 부생수소의 순도는 50%이며 이때의 유량은 370 Nm^3/h이다. 이 중 87.9 Nm^3/h는 연료전지 내 버너로 회수되고 남은 부생수소는 PSA를 거쳐 110 Nm^3/h, 순도 99.997%의 수소가 생산된다. 각 단의 해석 결과는 Table 4와 같다.

3.2.3 복합발전을 위한 추가 장비 선정

터보팽창형 정압설비의 추가 보조 열원으로 가스보일러와 2기의 열교환기를 선정하였으며 온수가열장치(가스보일러), 열교환기, 온수순환펌프, 팽창탱크 등으로 구성된다.

공급관리소 정압설비의 천연가스 공급 흐름을 보면 기존 가스히터 후단(35℃)의 고압 천연가스가 열교환기에서 1차 가열(55℃) 후 터보팽창형 정압설비 1단에 공급되어 1단 감압 및 전기를 생산하고 1단 후단(4℃)의 천연가스는 열교환기를 통해 가열(69℃)되어 2단 감압 및 전기를 생산하고 저압의 천연가스로 수요처에 공급된다. 이때 천연가스를 가열하는 열교환기의 열원은 90℃ 고온의 물로써 이것은 온수가열장치(가스보일러)에 의해 가열되며 순환펌프(pump)에 의해 열교환기를 경유하여 다시 70℃의 온수가 가열장치(가스보일러)로 회수되는 순환 과정으로 구성된다. 추가적으로 보일러로 회수되는 배관에 T자 분기관을 구성하여 약 70℃ 순환수의 일부를 연료전지의 배기가스열교환기로 순환되도록 하고 다시 여기서 가열된 약 90℃ 온수를 보일러 출구의 배관에 연결하여 보일러 가열수와 혼합하여 열교환기로 순환되도록 하는 by-pass관을 구성한다.

3.2.4 수소정제설비 선정

연료전지에서 생성된 수소를 cooler로 수분을 제거하고 가압, 분류를 통해 고순도의 수소를 생산하기 위해 압력 9.9 barg, 온도 80℃, 유량 330 Nm^3/h의 설계조건으로 4개의 PSA 탱크를 설계하였으며 설계한 PSA의 사양과 외형도는 Table 5와 Fig. 3에 도시하였다.

Table 3. Required cal. of each stage of turbo expender generation

Stage	Required cal. (kcal/h)	Heat source		Additional heating system (kcal/h)
		Phosphoric acid fuel cell		
		PAFC (kcal/h)	Trigen FC (kcal/h)	
1	914,200	378,600	301,100	234,500
2	1,052,000	-	-	1,052,000

Table 4. Process analysis of outlet of phosphoric acid fuel cell and inlet/outlet of PSA

Node		Outlet of phosphoric acid fuel cell	Inlet of PSA	Outlet of PSA
Temp. (℃)		150	39.99	40
Pressure (barg)		1.013	9.830	9.8
Volume flowrate (Nm^3/h)		370	282.1	110
Mole fraction	X_{H2}	0.4755	0.6236	1 (0.99997)
	X_{CO2}	0.2636	0.3457	0
	X_{H2O}	0.2436	0.0080	0
	X_{CO}	0.0027	0.0035	0
	X_{CH4}	0.0146	0.0191	0

3.3 수소충전패키지 설계

3.3.1 수소충전패키지 설계

PSA에서 정제된 수소를 압축 및 저장하기 위한 패키지형 설비로 1차 저장탱크용 다이아프램 압축기, 수소차충전용 다이아프램 압축기, 1차 저장용 저장탱크 3개, 2차 저장 및 공급용 저장탱크 2개로 구성하였다. 압축기의 상세 스펙 및 수소패키지 외형도는 Table 6, Fig. 4와 같다.

4. 결 론

터보팽창형 정압설비와 보조가열장치로 연료전지를 설치하고 부산물로 나오는 수소를 정제해 수소차 충전을 할 수 있는 복합에너지공급시스템 기본설계를 소개하였다. 또한 공정해석을 통해 계산된 수소충전 용량을 사업에 활용할 수 있도록 제시하였다.

테스트베드 공급관리소의 유량, 압력과 복합발전, 수소정제설비의 공정해석을 통해 설계한 수소충전패키지시스템은 시간당 2대의 승용차를 충전 가능하며 승용차 1개당 충전시간은 5-6분이다. 향후 수소연료자동차가 확대 보급될 경우를 대비해 본 연구에서 제시한 on-site 방식의 수소제조 외 off-site 방식으로 제조한 수소도 충전이 가능하다. 또한 복합발전에서 생산된 전기는 국가 전력사용 피크점에서의 대응이 가능하다.

향후 본 사업에서 실증을 진행한 이후 각 지역별 공급관리소에 본 시스템을 적용하여 확장이 가능할

Table 5. Specification of PSA

Equipment	Design Conditon		
	Pressure (barg)	Temp. (℃)	Flow (Nm^3/h)
H_2 PSA	9.9	80	330/124
Feed tank	9.9	80	330
Tail gas tank	9.9	80	205
Product tank	9.9	80	125
Vaccum pump	-6,700	80	234

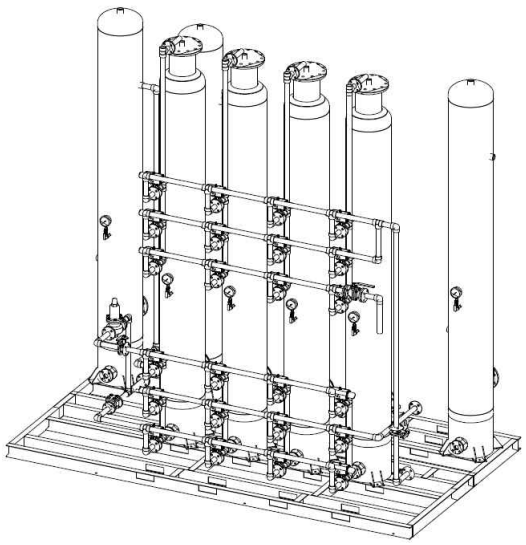

Fig. 3. Outline of PSA

Table 6. Specification of compressor

Node	1st compressor	2nd compressor
Stage	2	1
Designed pressure (MPa)	103.4	103.4
Inlet pressure (MPa)	0.8	14
Inlet temp. (℃)	20	30
Outlet pressure (MPa)	40	90
Throughput flowrate (kg/h)	11.3	89.2

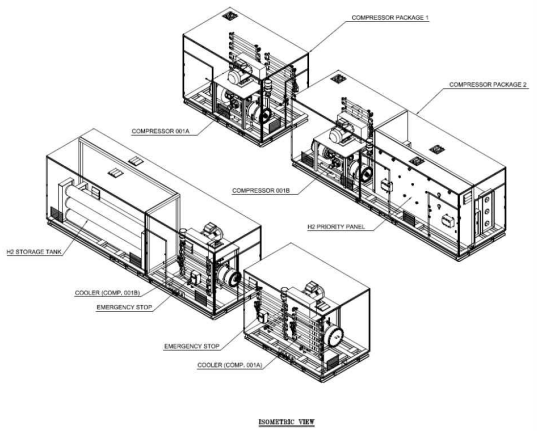

Fig. 4. Outline of H_2 fueling package system

것으로 판단된다. 다만 본 연구에서의 결과는 테스트베드 공급관리소에 한정하여 해석된 결과이므로, 다른 공급관리소에 적용할 경우에는 같은 과정으로 공정해석을 다시 수행하여 정확한 결과를 얻어낼 필요가 있다.

미활용되던 감압에너지 발전기술과 다양한 발전원/열원 기술을 통합 운영하여 에너지 수요 공급밸런스를 극대화하여 국가 에너지 효용성에 도움이 되기를 기대한다.

후 기

This work was by supported Korea Institute of Energy Technology Evaluation and Planning under Grant 20193510100040.

References

1. Ministry of Trade, Industry and Energy, “Third energy master plan”, 2019. Retrieved from http://www.motie.go.kr/motie/ne/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs_cd_n=81&bbs_seq_n=161753.
2. K. S. Choi, “Feasibility of multi-energy(electricity, natural gas, heat, hydrogen) technology for H_2 city model”, Monthly H_2 Economy, 2019. Retrieved from http://www.h2news.kr/news/article.html?no=7955.
3. M. Conte, A. Iacobazzi, M. Ronchetti, and R. Vellone, “Hydrogen economy for a sustainable development: state-of-the-art and technological perspectives”, J. Power Sources, Vol. 100. No. 1-2, 2001, pp. 171-18, doi: https://doi.org/10.1016/S0378-7753(01)00893-X.
4. S. H. Kang, S. J. Choi, and J. W. Kim, “Analysis of the world energy status and hydrogen energy technology R&D of foreign countries”, Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society, Vol. 18, No. 2, 2007, pp. 216-223.
5. J. M. Ha, “Localization of TEG technical plan (plan) service”, KOGAS Research Institute Technical Report, 2015. Retrieved from http://www.kogas.or.kr.
6. H. T. Kim, H. You, K. S. Choi, and S. Han, “A study on interconnecting to the power grid of new energy using the natural gas pressure”. J. Electr. Eng. Technol., Vol. 15, No. 2, 2019, pp. 307–314, doi: https://doi.org/10.1007/s42835-019-00324-5.
7. J. M. Ha, S. Hong, H. S. You, and K. C. Kim, “Turbo expander power generation using pressure drop at valve station in natural gas transportation pipeline,” Journal of the Korean Institute of Gas, Vol. 16, No. 3, 2012, pp. 1-7, doi: https://doi.org/10.7842/kigas.2012.16.3.001.
8. A. Jo, K. Oh, J. Lee, D. Han, D. Kim, J. Kim, B. Kim, J. Kim, D. Park, M. Kim, Y. J. Sohn, D. Kim, H. Kim, and H. Ju, “Modeling and analysis of a 5 kWe HT-PEMFC system for residential heat and power generation”, Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 42, No. 3, 2017, pp. 1698-1714, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.10.152.