

거대조류 바이오매스로부터 생산된 바이오가스를 사용하는 연료전지 기반 열병합발전의 타당성 검토

유 준*

부경대학교 화학공학과
48513 부산광역시 남구 용소로 45

(2018년 10월 1일 접수; 2018년 10월 23일 수정본 접수; 2018년 10월 23일 채택)

Feasibility of Combined Heat and Power Plant based on Fuel Cells using Biogas from Macroalgal Biomass

Jay Liu*

Department of Chemical Engineering, Pukyong National University
45 Yongso-ro, Nam-gu, Busan 48513, Korea

(Received for review October 1, 2018; Revision received October 23, 2018; Accepted October 23, 2018)

요 약

미세조류 및 거대조류 등 3세대 바이오매스로부터 바이오가스를 생산하는 연구는 다양한 규모의 실험을 통해 수행된 바 있다. 이 논문에서는 3세대 바이오매스 중 거대조류, 즉 해조류 바이오매스로부터 유래된 바이오가스를 이용하는 복합 열병합발전의 상용화 가능성을 살펴보았다. 이를 위해 고체산화물 연료전지와 가스터빈, 그리고 유기랭킨사이클로 이루어진 산업 스케일의 통합 열병합발전을 상용 공정모사기를 이용하여 설계, 모사하였고, 계산된 열 및 물질수지를 통해 장치의 가격을 추정하고 경제성을 분석하였다. 모사 결과 설계된 열병합발전 공정은 시간당 62.5톤의 건조 갈조류 원료로부터 생산된 36톤의 바이오가스를 이용하여 68.4 MW의 전력을 생산한다. 이 결과를 토대로 다양한 시나리오에 대해 경제적으로 평가하고 균등화 발전비용(levelized electricity cost, LEC)을 계산하였는데, SOFC의 수명이 5년, 스택 가격이 \$225 kW⁻¹일 때 LEC는 12.26 ¢ kWh⁻¹로 기존의 고정 발전과 동등한 수준으로 나타났다.

주제어 : 바이오가스, 열병합발전, 거대 조류, 공정 설계, 연료전지

Abstract : Studies on the production of biogas from third generation biomass, such as micro- and macroalgae, have been conducted through experiments of various scales. In this paper, we investigated the feasibility of commercialization of integrated combined heat and power (CHP) production using biogas derived from macroalgae, i.e., seaweed biomass. For this purpose, an integrated CHP plant of industrial scale, consisting of solid oxide fuel cells, gas turbine and organic Rankine cycle, was designed and simulated using a commercial process simulator. The cost of each equipment in the plant was estimated through the calculated heat and mass balances from simulation and then the techno-economic analysis was performed. The designed integrated CHP process produces 68.4 MW of power using 36 ton h⁻¹ of biogas from 62.5 ton h⁻¹ (dry basis) of brown algae. Based on these results, various scenarios were evaluated economically and the levelized electricity cost (LEC) was calculated. When the lifetime of SOFC is 5 years and its stack price is \$225 kW⁻¹, the LEC was 12.26 ¢ kWh⁻¹, which is comparable to the conventional fixed power generation.

Keywords : Biogas, Combined heat and power production, Macroalgae, Process design, Fuel cells

* To whom correspondence should be addressed.

E-mail: jayliu@pknu.ac.kr; Tel: +82-51-629-6453; Fax: +82-51-629-7487

doi: 10.7464/ksct.2018.24.4.357 pISSN 1598-9712 eISSN 2288-0690

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

1. 서 론

2015년부터 2040년까지 세계 에너지 소비량은 28% 증가할 것으로 예상되며, 이 중 거의 80%가 화석 연료로 공급될 것으로 예상된다[1]. 하지만 화석 연료가 점점 고갈되고 환경 문제가 증가함에 따라 대체 가능한 재생 가능 연료가 필수적으로 되었다. 3세대 바이오매스 중 하나인 거대조류로부터 유래한 바이오 연료는 이러한 문제를 해결하는 해결책 중 하나이다. 거대조류, 즉 해조류는 육상의 작물 재배 면적을 필요로 하지 않는 동시에 육지 작물에 비해 단위 재배면적 당 생산성이 높는데, 거대조류 중 대표적인 것이 갈조류(예: 다시마)이다.

바이오매스의 여러 전환 경로 중 바이오 가스를 생산하는 혐기성 소화는 가장 오래된 생화학적 전환 경로 중 하나로서, 예전부터 기술이 상당부분 확립되어 사용되고 있다. 이 혐기성 소화를 통해 바이오매스로부터 바이오 메탄을 생산할 수 있는데, 다시마(*Saccharina japonica*)를 원료로 사용할 경우 최대 $20,800 \text{ m}^3 \cdot \text{ha}^{-1} \cdot \text{yr}^{-1}$ 의 바이오 메탄을 얻을 수 있다. 이것은 옥수수 등 곡물계 바이오매스는 물론 다른 거대조류와 비교했을 때 매우 높은 수치이다[2]. Fasahati et al. [3]은 산업 규모의 바이오 가스를 생산하는 다시마의 혐기성 소화 공정을 설계하고 모사하였다. 이러한 공정에서 생산된 가스는 주로 메탄(CH_4), 이산화탄소 (CO_2), 수소(H_2) 및 물(H_2O)을 포함하며, 터빈 발전기는 물론 연료 전지와 같은 발전 시스템용 연료로 활용될 수 있다.

다른 기존의 고정발전(stationary power generation)과 비교할 때 연료전지는 연소 없이 화학 에너지를 직접 전기 에너지로 변환하고 열 및 수소를 동시에 생산하도록 구성될 수 있다[4]. 연료전지는 조용하고 연소 기반 발전기보다 높은 전기 효율을 제공할 뿐만 아니라, 탄화수소 오염 물질 배출량도 적다[5]. 여러 연료전지 중 고체산화물 연료전지(Solid Oxide Fuel Cells, SOFC)는 가장 높은 온도(약 $750 \sim 1,000 \text{ }^\circ\text{C}$)에서 운전되어, 이러한 과도한 열은 열병합발전(combined heat and power, CHP) 공정 내에서 활용되어 시스템 효율을 높이고 더 많은 전기를 생산하는데 가장 이상적이다. 일반적으로 천연 가스가 SOFC의 연료로 사용되지만, 바이오 가스 또는 기타 재생 가능 연료를 대체재로 사용하는 것이 가능하다. 따라서 바이오 가스를 연료로 사용하는 SOFC는 진정한 의미의 친환경 발전을 가능하게 한다[6].

현재 미국 국가 에너지 기술 연구소(NETL)는 SOFC의 비용을 줄이고 성능뿐 아니라 안전성을 높이는 것을 주요 목표로 삼고 있다[7]. SOFC가 상업적으로 성공하려면 적어도 5년 또는 약 40,000시간의 수명이 필요한데, Thijssen [8]에 따르면 2011년 기준 SOFC는 1,000시간 당 약 1%의 성능 저하속도를 가져 약 2년 정도의 수명을 갖는다. 하지만 최근 NETL에 따르면 SOFC는 이미 25,000시간의 수명에 도달했다[9]. 저하속도는 2020년엔 1,000시간당 0.5~1.0%, 2025년엔 1,000시간당 0.2%로 감소할 것으로 예상되며, 발전 시스템 가격은 2020년엔 $\$6,000 \text{ kW}^{-1}$, 2025년에는 $\$900 \text{ kW}^{-1}$ 를 목표로 하고 있다[10].

SOFC에 가스 터빈(gas turbine, GT), 스팀 터빈(steam turbine, ST), 혹은 유기 랭킨사이클(organic Ranking cycle, ORC) 등을

결합한 다양한 구성과 다양한 규모의 CHP 공정 설계와 분석에 대한 연구는 많이 보고되었다[11,12]. Arsalis et al. [11]은 열-경제성 분석을 모델을 이용하여 평균 효율을 최대화하거나 총 투자비를 최소화 하여 SOFC-GT-ST CHP 공정을 최적화 하였고, Eveloy et al. [12]은 Aspen plus를 사용하여 전기 효율이 64%인 SOFC-GT-ORC CHP 공정을 설계하였다. 하지만 이 연구의 대부분은 가스 세정이 필요 없는 천연가스를 연료로 사용한 것이고, 경제성 분석에서 SOFC의 수명을 제대로 고려하지 않거나, 향후 예측되는 스택 가격 감소 추이를 고려하지 않았다.

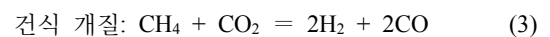
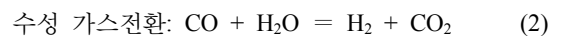
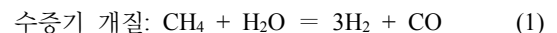
한편, 바이오 가스를 SOFC 등 연료전지의 연료로 사용하는 실험적 및 모사적 연구 또한 많이 수행되었다[13,14]. Trendewicz and Braun[13]는 폐수처리장에서 발생하는 바이오 가스를 연료로 사용하는 SOFC 기반 CHP 공정에 대해 모델링과 경제성 분석을 수행하였다. Cozzolino et al. [14]은 바이오 가스를 연료로 사용하는 SOFC의 독립형(off-grid) 발전에의 적용 가능성에 대해 보고하였다. 하지만 이 연구들 역시 경제성 분석에서 기술 발전에 따른 SOFC의 수명 연장을 고려하지 않거나, 바이오 가스 세정을 고려하지 않았다.

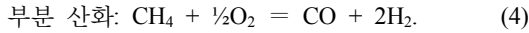
SOFC를 포함한 바이오 가스를 사용하는 연료전지 기반 CHP 공정의 선행 연구를 살펴보았을 때, 경제성 분석에서 SOFC의 수명을 제대로 고려하지 않거나, 바이오 가스 세정을 고려하지 않는 등 CHP 가능성 타진이 미흡한 연구가 대부분이었다. 이 연구는 거대조류의 혐기성 소화, SOFC, 가스 터빈(gas turbine, GT) 및 유기 랭킨사이클(organic Ranking cycle, ORC)을 결합한 최신 CHP 공정의 설계, 최적화 및 기술-경제성 분석에 중점을 두고자 한다. 또한 이 연구는 SOFC 기술 발전에 맞게 현재와 미래의 CHP 공정에 대한 몇가지 현실성 있는 기술-경제성 시나리오에 대해서 SOFC의 성능을 분석하고 예측하고자 한다.

2. 공정모사 및 경제성 분석

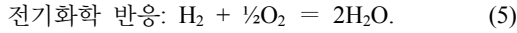
2.1. SOFC 모델링

본 논문에서 사용한 SOFC 모델은 Siemens-Westinghouse의 관형 SOFC를 기반으로 하였다[15,16]. 연료전지의 연료로는 해조류 바이오가스를 사용하였는데, 바이오가스는 SOFC에 공급되기 전에 전처리 되어야 한다. 전처리된 바이오가스는 SOFC의 예비 개질기(pre-reformer)로 공급되는데, 양극에서 탄소 형성을 방지하기 위해 양극 배기가스의 재순환 속도를 조절하여 예비 개질기 내의 스팀과 탄소의 비율을 약 2.5로 유지해야한다. 개질기에서는 메탄-수증기 개질과 수성 가스전환뿐만 아니라 건식 개질과 부분 산화가 일어난다[5,17,18].



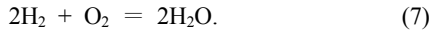


반응 (1)과 (3)은 강한 흡열반응이기 때문에 예비 개질기 배기 온도를 550 °C 이상으로 유지해야 한다[5]. SOFC는 높은 작동 온도에서 작동하기 때문에, 전기 화학적 산화 환원 반응과 함께 양극에서 반응 (1)과 (2)가 여전히 일어난다. 다음의 총괄 전기화학 반응 또한 모델링에 사용되었다:



SOFC는 매우 높은 온도(최대 1,000 °C)에서 작동할 수 있지만, 온도가 상승하면 재료비 또한 높아지게 된다. 따라서 SOFC를 약 900 °C에서 작동하는 것이 제안되었고[19] 본 논문에서도 SOFC의 작동 온도는 이 값으로 설정되었다.

모사 내에서 SOFC의 음극 부분에서의 공기의 유량은 산소만이 양극으로 통과할 수 있도록 설정되었다. 나머지는 재연소 장치(afterburner)로 흘러 들어가서 CO와 H₂를 여전히 포함하고 있는 양극 배기가스가 완전히 연소되어 CO₂와 H₂O로 전환된다:



위와 같은 발열 반응에 의해 생성된 많은 열은 가스 터빈 등에 의해 보다 많은 전력을 생산하게 된다.

연료전지 셀 전압은 상이한 작동 조건에서 기준 셀에 대한 전압 값의 차이에 기초하여 예측되었다[16,20]. 셀 전압에 영향을 미치는 네 가지 작동 조건은 압력, 온도, 연료 및 산화제 조성이며, 기준 조건은 다음과 같다: 압력 1 atm; 온도 1,000 °C; 연료 농도 67% H₂, 22% CO, 11% H₂O; 연료 이용율(U_f) 85%; 공기 이용율(U_a) 25%.

모사 조건으로 전압차를 계산하는 식들은 다음과 같다:

압력의 영향:

$$\Delta V_p = 59 \times \log \frac{P}{P_{ref}} [mV], \quad (8)$$

온도와 전류밀도의 영향:

$$\Delta V_T = 0.008 \times (T - T_{ref}) \times I_c [mV], \quad (9)$$

연료 조성의 영향:

$$\Delta V_{anode} = 172 \times \log \frac{(P_{H_2}/P_{H_2O})}{(P_{H_2}/P_{H_2O})_{ref}} [mV], \quad (10)$$

산화제 조성의 영향:

$$\Delta V_{cathode} = 92 \times \log \frac{(P_{O_2})}{(P_{O_2})_{ref}} [mV]. \quad (11)$$

최종 셀 전압은 기준 전압과 위의 전압차의 합이다:

$$V = V_{ref} + \Delta V_p + \Delta V_T + \Delta V_{anode} + \Delta V_{cathode}. \quad (12)$$

전기 생산에 필요한 새로운 연료의 양은 생성될 전류 (I)를 기준으로 한 등가 수소 유량을 사용하여 계산할 수 있다:

$$\eta_{H_2,eq} = \frac{0.018655 \times I}{U_f} [mol/h] \quad (13)$$

$$\eta_{fresh\ fuel} = \frac{\eta_{H_2,eq}}{C_{H_2} + C_{CO} + 4 \times C_{CH_4}} [mol/h]. \quad (14)$$

마지막으로 셀 효율은 다음의 식에 의해 계산된다[20]:

$$\eta_{cell} = \frac{Power [kW]}{\eta_{fresh\ fuel} [mol/s] + LHV_{fuel} [kJ/mol]}. \quad (15)$$

셀 전압은 전력공급이 주어지면 연료 공급의 가정값과 Equation (14)에서 계산된 연료값의 차이를 최소화 하도록 반복적으로 계산되었는데, 연료 공급은 초기값으로는 71.2 kmol h⁻¹를 사용하였으며 [58 90] 범위에서 변화되었다. 본 연구에서는 스택의 전력생산량은 3 MW로 하였다.

다른 연료전지와 마찬가지로 SOFC 시스템에서는 모든 화학 에너지가 전기 에너지로 변환되지 않기 때문에 열 손실이 존재한다. 이 연구에서는 열 손실은 2%로 가정하였고[16] 공기 유량은 U_a를 25%로 유지하도록 계산되었다. 공기의 온도는 다음의 식을 만족하도록 계산되었다:

$$Q_{in} - Q_{loss} = W_{elec}. \quad (16)$$

2.2. 기술-경제성 모델링

이 공정을 분석하는데 사용된 기술-경제성 모델은 미국의 국립 신재생 에너지 연구소(NREL)에서 개발한 모델을 기반으로 하였다[21]. 그리고 각 단위공정 장치의 가격 또한 계산되었는데, 압축기, 송풍기, 펌프, 열교환기의 구입가격은 Torton et al. [22]의 방법에 의해 계산되었다. GT의 가격은 Equation (17) [11], ORC의 가격은 Equation (18) [23]에 의해 계산되었다:

$$GTprice(\$) = (-98.328 \ln(W_{GT}) + 1318.5) W_{GT} \quad (17)$$

$$ORCprice(\$) = 2,345,000 \left(\frac{P_{ORC}}{1,115} \right)^{0.867}. \quad (18)$$

여기서 W_{GT}는 GT의 기계적 일(kW)이며, P_{ORC}는 ORC가 생산한 전력(kW)이다.

기술 경제성 분석에 사용된 매개변수들은 Table 1에 정리되었다.

Table 1. Economic parameters for discounted cash flow analysis

Parameter	Value
Cost basis year	2016 dollars
Plant life	~10 years
Depreciation method (recovery period)	MACRS (5 years)
Tax rate	35% per year
Working Capital	5% of fixed capital investment
Land	6% of installed cost
Salvage Value	0 \$
Construction Period	One year
Start-up period	3 months
Revenues during start-up	50%
Variable costs incurred during start-up	75%
Fixed costs incurred during start-up	100%
Operating hours per year	8,000 h year ⁻¹

2.3. 기술-경제성 시나리오

SOFC는 아직 완전한 상업단계에 진입하지 않았기 때문에 향후의 생산 공정과 생산량에 따라 가격이 낮아질 수 있다[9]. SOFC의 수명 또한 앞서 언급한 바와 같이 향후엔 보다 늘어날 전망이다: 현재 25,000시간을 초과한 SOFC의 수명은 2025년엔 40,000시간 이상, 궁극적으로는 약 10년 또는 80,000시간이 될 것으로 예상된다[8,9]. 따라서 본 연구에서는 여러 선행연구에서 간과하였던 SOFC의 장기 실행 가능성을 예측, 비교하기 위해 몇 가지 다양한 경우의 시나리오가 고안되었다.

본 연구에서는 10년의 공장 수명이 기본으로 사용되었고, 각 시나리오에 따라 공장 수명과 스택 교체 횟수가 결정된다. 스택 교체 비용 또한 각 시나리오 별로 NETL의 예측과 같이 시간에 따라 달라진다. 스택 교체 가격은 NREL 보고서에 기초하였는데, SOFC 시스템 가격[9,10]으로부터 선형화를 통해 스택 가격을 추정하였다.

현재의 SOFC 스택은 약 3년의 수명을 가지고 있기 때문에, 시나리오 I에서는 이 수명을 기본으로 하여 스택을 3년마다 교체하는 것으로 가정하였다(공장 수명 9년). 시나리오 II에서는 첫 번째 스택의 수명은 3년으로 동일하나 두 번째 새로운 스택으로 교체 시보다 현실적으로 DOE의 SOFC 연구목표를 고려하여 연장된 5년의 수명을 갖는 것으로 가정하였다(공장 수명 8년). 마지막으로 시나리오 III에서는 2025년 DOE 목표인 5년의 스택 수명을 기본으로 하여 10년의 공장 수명 동안 스택을 1번 교체하는 것으로 가정하였다.

3. 결과 및 고찰

3.1. 공정 설계

3.1.1. 바이오매스 전처리 및 바이오가스 생산

공장의 원료인 바이오매스(다시마, 수분 함량 20 중량%)의 전처리 및 운송 가격은 바이오매스 구매 가격에 포함된다고 가

Table 2. Biogas composition used in simulation

Component	concentration (mole %)	
	before cleanup	after cleanup
CH ₄	27.50	49.54
CO ₂	38.20	1.12
H ₂	26.30	44.89
H ₂ O	5.30	0.31
N ₂	0.15	0.28
O ₂	2.08	3.86
NH ₃	0.10	1 ppm
H ₂ S	0.46	1 ppm

정한다. 본 연구에서 사용한 바이오가스 생산 공정은 Fasahati et al. [3]에 의해 설계된 혐기성 소화 공정으로, 62,500 kg h⁻¹의 갈조류를 사용하여 주 생성물로 36,350 kg h⁻¹의 바이오가스를 생산하고 부산물로 33,150 kg h⁻¹의 소화 잔류물을 생산하여 비료로 판매할 수 있도록 설계되었다. 바이오가스 공급 흐름에 사용된 바이오가스의 조성은 Table 2에 정리하였다.

3.1.2. 바이오가스 전처리

해조류에서 생산되는 바이오가스에 포함된 소량의 H₂S는 SOFC의 양극을 피독시킬 수 있는데, 허용되는 H₂S의 최대 농도는 1 ppm이다[4]. 또한 다량 포함된 CO₂는 연료로서의 바이오가스의 품질을 낮춘다. 양극의 피독을 예방하고 바이오가스의 품질을 향상시키기 위해서는 바이오가스의 세정 단계가 필요한데, 이를 위해 고압의 세정식 세정탑(water scrubber)과 흡착(ZnO)층이 선택되었다. 세정 후 바이오가스(조성은 Table 2 참조)는 3 기압으로 압축되며 SOFC 배출 가스를 이용하여 가열된 후 SOFC로 공급된다.

3.1.3. SOFCs

2.1에서 설명한 바와 같이 각 SOFC 스택의 출력은 3 MW로 결정되어 하나의 스택은 1,800 kg h⁻¹의 바이오가스만 처리할 수 있다. 생산된 모든 바이오가스를 하나의 스택으로 처리할 수 없으므로, 각각 3 MW 출력을 갖는 20개의 SOFC 스택이 모사되었다. SOFC 스택에 대한 계산은 2.1에서 설명한 방법론을 따른다.

3.1.4. 가스 터빈(GT)

GT는 압축기, 터빈 및 열교환기를 사용하여 모사되었다. 각 SOFC 스택에는 연소 반응이 일어나는 재연소 장치가 있으며 고온의 연소 가스가 생성된다. 각 스택내 재연소 장치에서 생성된 연소 가스는 결합하여 하나의 GT에 공급된다. 공기는 재연소 장치로부터의 연소 가스에 의해 가열되기 전에 3.8의 비율로 압축된다. 이러한 방식으로 연소열은 GT에서 활용되어 터빈을 확장시켜 압축기를 구동하는 에너지를 생산한다.

3.1.5. 유기 랭킨사이클(ORC)

GT에서 배출되는 가스에는 아직도 상당한 양의 열이 있기 때문에, 더 많은 전력을 생산하기 위해 ORC가 이 프로세스의 마지막 사이클로 선택되었다. ORC 작동 유체는 지구 온난화 지수가 낮고 오존 파괴 잠재력이 없어야한다. R-1233zd [24]은 이 모든 요구 사항을 충족시키는 작동 유체의 후보 중 하나이나, 그 수효가 적어 가격이 비싸기 때문에 R-245FA가 대신 작동 유체로 사용되었다.

본 연구에서 사용된 ORC 모델은 회수 캐스케이드가 있는 NREL 모델을 따른다[25]. 기본적으로 작동 유체는 30 기압으로 펌프를 사용하여 압축된 후 음극 배기를 사용하여 가열되고 기화된다. 유체는 터빈에 의해 팽창되며 이때 팽창으로 인해 작동 유체의 증기와 액체가 혼합된다. 혼합 유체는 완전히 응축되어 재공급된다. 이 사이클이 반복되며 불완전한 배관으로 인해 작동 유체의 시간당 0.2%가 대기로 손실된다고 가정한다. 시스템의 효율은 터빈 출구 및 더운 액체를 펌프 출구에서 회복시켜 증가시킬 수 있다.

3.2. 공정모사 결과

3.1에 따라 각 단위공정을 포함한 전체 CHP 공정의 공정흐름도(process flow diagram, PFD)는 Figure 1과 같고, 이에 따라 상용 공정 모사기인 Aspen plus V10을 사용하여 구한 중요 모사 결과는 Table 3에 요약되어있다. 연료전지에서 전압과 효율은 U_f 의 영향을 받는다. 가능한 높은 전압 및 효율을 구하기 위해 최적화를 수행하여 구한 최적 U_f 는 0.75로 나타났다. 참고문헌[26]에 나온 전류 밀도를 사용하여 각 스택의 면적은 1,025 m^2 로 계산되었다.

각 셀의 면적을 1 m^2 라고 가정하면 각 SOFC 설계에 1,025 개의 셀이 필요하다. 바이오가스를 연료로 사용하는 SOFC의

Table 3. Main simulation results

Biomass feed	62,500 kg h ⁻¹
Biogas flow	36,000 kg h ⁻¹
Pre-reformer methane conversion	37%
T _{SOFC}	900 °C
Net Power	68.4 MW
Voltage	0.7 V
Current Density ³⁴	400 mA cm ⁻²
Area for each SOFC	1,025 m ²
SOFC Efficiency (LHV)	53%
Overall Efficiency (LHV)	68%

Table 4. Process electricity distribution

Segment	Unit	Power (kW)	
		consumed	generated
Biogas production	Digester	-5,000	
	Agitation	-3,500	
Biogas pre-treatment	Fuel compressor	-2,100	
20 SOFCs			60,000
GT			16,100
ORC	Blower	-1,900	
	Turbine		5,300
	Pump	-500	
Net power			68,400

경우, 전기 효율은 30~45%로 제한적이다. 그러나 바이오가스를 세정 단계를 이용하여 업그레이드하면 그 효율이 53%로 증가하는데 이는 천연가스를 연료로 사용하는 SOFC에 필

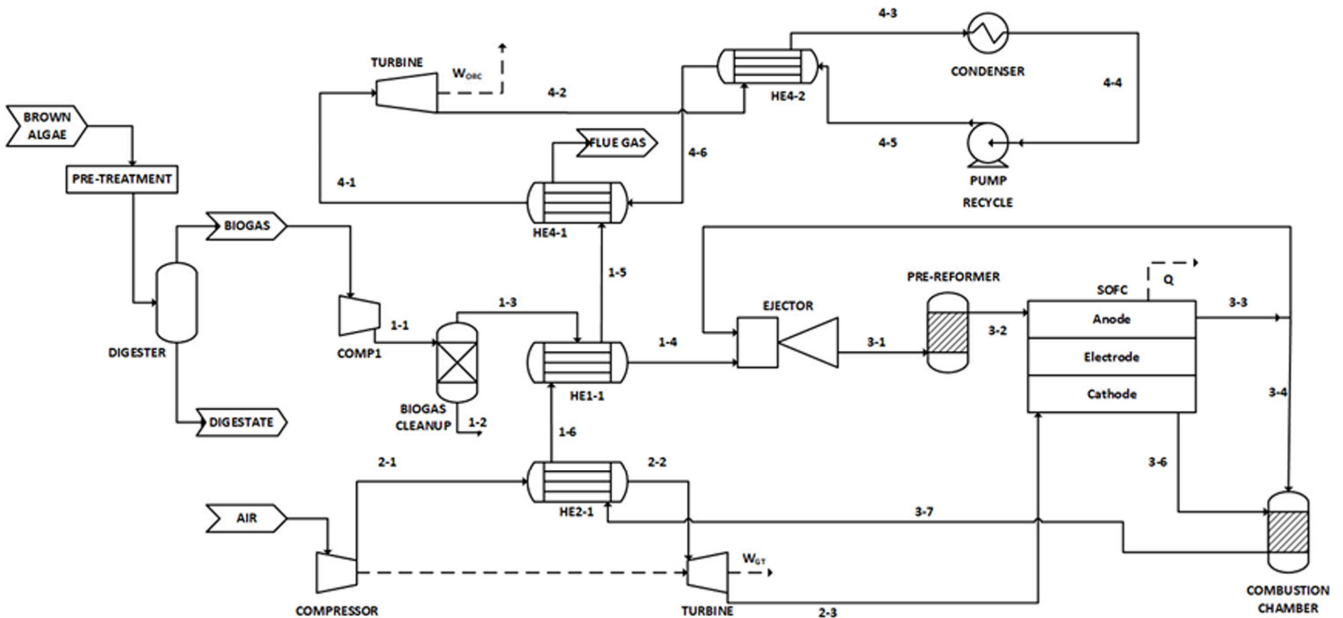


Figure 1. Process flow diagram of the proposed CHP process.

적하는 수준이다. 또한 SOFC와 GT 및 ORC를 통합하면 전기 효율이 15%나 향상된다. 이러한 낙관적인 결과는 SOFC가 다른 발전 기술에 비해 높은 효율을 갖는 환경 친화적인 차세대 전력공급 시스템임을 보여준다.

공정내 전력의 생산 및 소비 분포는 Table 4에 요약되어 있다. 바이오가스 생산은 주요 전력 소비 영역으로, 이 부문에서는 혐기성 소화기 교반과 고체 및 액체의 막 분리에 사용되는 압축기에 전력이 필요하다. 생산된 나머지 전력은 계통에 판매된다고 가정하였다.

3.3. 기술-경제성 분석

고려한 시나리오 I, II 및 III에 대해 LEC는 각각 33.45, 28.92 및 12.26 ¢ kWh⁻¹로 많은 차이를 보였다(Table 5). 스택 비용이 LEC 차이의 주요 원인이다. 시나리오 I과 II는 동일한 SOFC 스택 비용을 투자 비용으로 갖기 때문에 설치 장비 비용이 동일하다. 그러나 스택 교체로 인한 운영비가 현저히 다르다.

한편 NREL 스택 비용 목표가 초기 스택과 교체 스택 모두에 사용되는 시나리오 III에서는 유망한 LEC를 보여준다. 이 경우 LEC는 2017년 평균 미국 전기가격[27]보다 약 2센트 높지만 미국의 많은 주의 전기가격보다 낮다. 가격 인하와 스택 수명 연장이 가능하다면 SOFCs-GT-ORC의 LEC는 분명히 미국 전기가격과 비슷하거나 더 낮을 것이다. 또한, SOFCs-GT-ORC의 시나리오 III과 전통적인 터보 발전기[3]와의 비교가 이루어졌다. 같은 양의 바이오 가스로서 연구에서 제안된 CHP 모델은 더 많은 전력을 제공할 수 있고 보다 높은 효율을 가진다. 비교는 Table 6에 나와 있다. 터보 발전기 공정은 SOFCs-GT-ORC에 비해 비용은 훨씬 낮지만 낮은 발전

Table 6. Biogas-powered Turbo-generator vs. SOFCs-GT-ORC (scenario II)

Parameters	Turbo-generator unit [3]	SOFCs - GT - ORC
Total installed equipment cost (1,000 \$)	52,400	71,420
Power produced (MW)	35.8	68.4
LEC (¢ kWh ⁻¹)	18.81	12.26

량과 높은 LEC를 가진다. 따라서 SOFC의 수명 및 가격과 관련된 NREL의 목표가 달성될 경우엔 SOFCs-GT-ORC가 더 수익성이 있음을 보여준다.

기본 케이스(시나리오 II)에 대한 자세한 비용은 2016년 기준 달러화로 Table 7에 요약되어 있으며, 설치 비용 내역은 Figure 2에 나와 있다. 이 프로세스는 Table 7의 TIC 값에서 알 수 있듯이 실제로 많은 투자가 필요하다. Figure 2에서 볼 수 있듯이 20개의 SOFC가 TIC의 30.35%를 차지한다. 그 다음은 소화조 모듈(20.11%), ORC (18.56%), 해조류 전처리 공정(18.41%) 비용의 순서로 차지한다. GT 비용(6.6%)을 제외한 기타 비용은 거의 무시할 수 있다. 바이오 매스(갈색 조류) 가격은 LEC의 대부분을 차지하며(Figure 3), 그 가격은 톤당 68달러로 계산되었다.

Table 5. LEC for each scenario

Scenario	LEC (¢ kWh ⁻¹)	Total installed equipment cost (Million \$)	Total operating cost (Million \$ year ⁻¹)
I: current (3+3+3)	33.45	240.81	87.03
II: realistic (3+5)	28.92	240.81	54.70
III: future (5+5)	12.26	71.42	44.35

Table 7. Plant cost worksheet (in 2016 dollar value)

	Present value (million \$)
Total installed costs	71.4
Total direct costs	83.5
Total indirect costs	50.1
Fixed capital investment	133.6
Land	4.3
Working Capital	6.7
Total capital investment	144.5
Total variable operating cost (per year)	44.3
Total fixed operating cost (per year)	4.1

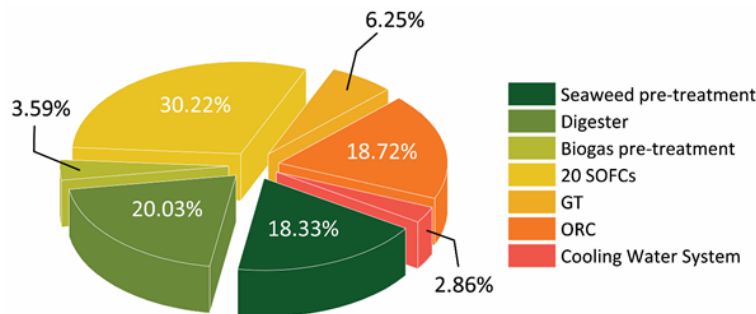


Figure 2. Total installed cost breakdown for the SOFC-GT-ORC system.

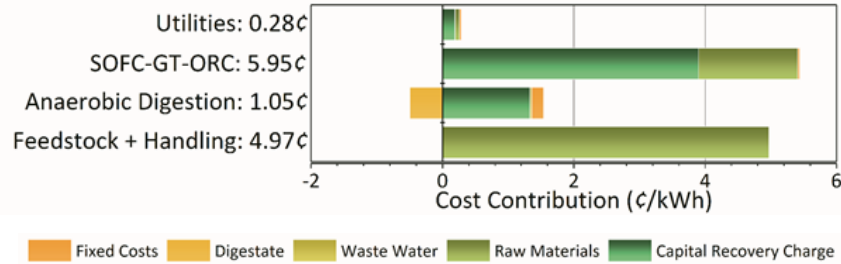


Figure 3. Cost contribution details from each process area to the levelized electricity cost for scenario III.

4. 결론

이 연구에서는 해조류의 바이오가스를 연료로 사용하는 SOFC와 이를 기반으로 하는 CHP 공정의 설계와 그에 대한 상세 분석이 수행되었다. 이를 위해 62,500 kg h⁻¹의 갈조류로부터 36,350 kg h⁻¹의 바이오가스를 생산하는 혐기성 소화공정에 20개의 SOFC 스택, GT, 그리고 ORC를 통합하여 68.4 MW의 전력을 생산하는 CHP 시스템을 설계하였다. 상용 공정 모사기를 사용하여 이 CHP 시스템을 모사한 결과, 전기 효율은 68%로 기존의 고정 발전과 비교하여 상당히 높음을 확인하였다. 또한 공정 모사 결과인 물질 및 에너지 수지를 바탕으로 다양한 시나리오에 대해 기술-경제성 분석을 실시한 결과, SOFC의 수명과 가격에 대한 NREL의 목표(5년 수명, 스택 가격 \$225 kW⁻¹)가 실현될 경우 SOFC-GT-ORC 통합 CHP 시스템은 수익성이 있음이 확인되었다.

감사

이 논문은 부경대학교 자율창의기술연구비(2017년)에 의하여 연구되었음.

References

1. International Energy Outlook 2017, U.S. Energy Information Administration ([https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2017).pdf)).
2. Murphy, J. D., Drosig, B., Allen, E., Jerney, J., Xia, A., and Herrmann, C., A perspective on algal biogas, IEA Bioenergy pp. 1-38 (2015).
3. Fasahati, P., Woo, C. M., Saffron, H. C., and Liu, J. J., "Potential of Brown Algae for Sustainable Electricity Production through Anaerobic Digestion," *Energ. Convers. Manag.*, **135**, 297-307 (2017).
4. Biogas and Fuel Cells Workshop Summary Report, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Report No. NREL/BK-5600-56523 (2013).
5. Ormerod, R. M., "Solid Oxide Fuel Cells," *Chem. Soc. Rev.*, **32**(1), 17-28 (2003).
6. Dietrich, R.-U., Lindermeir, A., Oelze, J., Spieker, C., Spitta, C., and Steffen, M., "SOFC Power Generation from Biogas: Improved System Efficiency with Combined Dry and Steam Reforming," *ECS Trans.*, **35**(1), 2669-2683 (2011).
7. Kim, J., Sastri, B., and Conrad, R., "Solid Oxide Fuel Cell R&D," *TechConnect Briefs*, **2**, 205-207 (2017). (<https://briefs.techconnect.org/wp-content/volumes/TCB2017v2/pdf/1069.pdf>)
8. Solid Oxide Fuel Cells and Critical Materials: A Review of Implications, National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, PA, Report No. R102 06 04D1 (2011). (<https://www.netl.doe.gov/File%20Library/research/coal/energy%20systems/fuel%20cells/Rare-Earth-Update-for-RFI-110523final.pdf>)
9. Multiyear Research, Development and Demonstration Plan, Fuel Cell Technologies Office, Department of Energy (2017). (<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/downloads/fuel-cell-technologies-office-multi-year-research-development-and-22>)
10. Vora, S. D., Department of Energy Office of Fossil Energy's Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) Program, 17th Annual SOFC Workshop, Pittsburgh, PA, July 19-21 (2016).
11. Arsalis, A. "Thermoeconomic Modeling and Parametric Study of Hybrid SOFC-Gas Turbine-Steam Turbine Power Plants Ranging from 1.5 to 10 MWe," *J. Power Sources*, **181**(2), 313-326 (2008).
12. Evely, V., Karunkeyoon, W., Rodgers, P., and Al Alili, A. "Energy, Exergy and Economic Analysis of an Integrated Solid Oxide Fuel Cell-Gas Turbine-Organic Rankine Power Generation System," *Int. J. Hydrogen Energ.*, **41**(31), 13843-13858 (2016).
13. Trendewicz, A. A., Braun, R. J., "Techno-economic Analysis of Solid Oxide Fuel Cell-Based Combined Heat and Power Systems for Biogas Utilization at Wastewater Treatment Facilities," *J. Power Sources*, **233**, 380-393 (2013).
14. Cozzolino, R., Lombardi, L., and Tribioli L., "Use of Biogas from Biowaste in a Solid Oxide Fuel Cell Stack: Application to an Off-Grid Power Plant," *Renew. Energ.*, **211**, 781-791 (2017).
15. Veyo, S. E., "The Westinghouse Solid Oxide Fuel Cell Program-A Status Report," IECEC 96. Proceedings of the 31st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Washington, DC, 1996, pp. 1138-1143 vol. 2. (doi: 10.1109/IECEC.1996.553868)

16. Zhang, W., Croiset, E., Douglas, P. L. L., Fowler, M. W. W., and Entchev, E., "Simulation of a Tubular Solid Oxide Fuel Cell Stack Using AspenPlus™ Unit Operation Models," *Energ. Convers. Manag.*, **46**(2), 181-196 (2005).
17. Song, C., "Tri-Reforming: A New Process for Reducing CO₂ Emissions," *Chem. Innov.*, **31**(1), 22-26 (2001).
18. Chiodo, V., Galvagno, A., Lanzini, A., Papurello, D., Urbani, F., Santarelli, M., and Freni, S., "Biogas Reforming Process Investigation for SOFC Application," *Energ. Convers. Manag.*, **98**, 252-258 (2015).
19. Lee, T. S., Chung, J. N., Chen, Y. C., "Design and Optimization of a Combined Fuel Reforming and Solid Oxide Fuel Cell System with Anode off-Gas Recycling," *Energ. Convers. Manag.*, **52**(10), 3214-3226 (2011).
20. Campanari, S., "Thermodynamic Model and Parametric Analysis of a Tubular SOFC Module," *J. Power Sources*, **92**(1-2), 26-34 (2001).
21. Humbird, D., Davis, R., Tao, L., Kinchin, C., Hsu, D., Aden, A., Schoen, P., Lukas, J., Olthof, B., and Worley, M., Process Design and Economics for Biochemical Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol: Dilute-Acid Pretreatment and Enzymatic Hydrolysis of Corn Stover. No. NREL/TP-5100-47764. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., (2011).
22. Turton, R., Bailie, R. C., Whiting, W. B., Shaeiwitz, J. A., and Bhattacharyya, D., Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes, Fourth Edition, Prentice Hall (2012).
23. Ghirardo, F., Santin, M., Traverso, A., and Massardo, A., "Heat Recovery Options for Onboard Fuel Cell Systems," *Int. J. Hydro. Energy*, **36**(13), 8134-8142 (2011).
24. Hulse, R. J., Basu, R. S., Singh, R. R., and Thomas, R. H. P., "Physical Properties of HCFO-1233zd (E)," *J. Chem. Eng. Data*, **57**(12), 3581-3586 (2012).
25. Prabhu, E. Solar Trough Organic Rankine Electricity System (Stores) Stage 1: Power Plant Optimization and Economics. US National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Technical Report No. NREL/SR-550-39433, 2006.
26. EG & G Services (Firm). & National Energy Technology Laboratory (U.S.). *Fuel Cell Handbook*. Morgantown, WV: U.S. Dept. of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory (2004).
27. EIA, Average Price of Electricity to Ultimate Customers by End-Use Sector (https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_5_6_a).