

ORIGINAL ARTICLE

열병합발전소의 온실가스 배출량 산정 및 환경성 평가

신춘환* · 박도현¹⁾

동서대학교 에너지환경공학과, ¹⁾부산패션칼라산업협동조합 에너지·환경연구소

Estimation of Greenhouse Gas and Environmental Assessment in Co-generation Plant

Choon-Hwan Shin*, Do-Hyun Park¹⁾

Dept. of Energy & Environmental Engineering, Dongseo University, Busan 607-716, Korea

¹⁾Busan Fashion Color Industry Cooperation, Energy Environment Center, Busan 604-030, Korea

Abstract

Taking sample processes from the combined heat and power plant in Busan Fashion Color Industry Complex, the characteristics and amounts of greenhouse gas (GHGs) emissions were analysed and calculated, respectively. Based on the results, environmental assessment was evaluated for recent 3 years. The amounts of GHG emissions from 2011 to 2013 were estimated at 182,750, 184,384 and 190,250 Ton.CO₂eq/year, respectively. GHG emissions from stationary combustion sources were found to be more than 99 % of the total emissions. Also, the overall eco-efficiency indicator for environmental assessment was more than 1, suggesting that these results would be beneficial for GHG emissions allowance allocations.

Key words : Combined heat and power plant, Greenhouse gas, Environmental assessment, Eco-efficiency

1. 서론

세계적인 기후변화에 대처하기 위하여 UN기후변화 협약이 발효된 후 우리 정부에서도 국제사회의 기후변화 대응노력에 동참하고 녹색 기술을 신 성장 동력산업으로 육성하기 위하여 저탄소 녹색성장기본법을 공포하였다.(Prim Ministry's Office, 2010) 이는 기업의 각 공정에 대한 오염물질의 관리와 더불어 온실가스 감축 및 에너지 저감 대책을 수립하고 이행하는 의무를 포함하고 있다. 특히 저탄소 녹색성장 기본법 공포 이후 발

표된 온실가스·에너지 목표관리제 운영 등에 관한 지침에는 이산화탄소(CO₂), 메탄(CH₄), 아산화질소(N₂O)를 비롯한 지구 온난화에 관계하는 6종의 온실가스 저감을 위한 실질적인 방안을 구체적으로 제시하라는 강한 규제를 포함하고 있다(IPCC,2006; Mini. of Enviro., 2012; 2014a).

이에 따라 기업의 전 공정에 대한 오염원 배출저감 실적 및 기후변화 대응 방향등이 평가의 대상으로 부상하게 되면서 공정의 전 과정에 대하여 배출 오염물질별 원단위, 물질수지, 에너지수지, 환경개선 계획 및 실적

Received 15 September, 2014; Revised 12 December, 2014;

Accepted 16 December, 2014

*Corresponding author : Choon-Hwan Shin, Dept. of Energy & Environment, Dongseo University, Busan 607-716, Korea
Phone: +82-51-320-1787
E-mail: 6116shin@dongseo.ac.kr

© The Korean Environmental Sciences Society. All rights reserved.

© 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.

등의 기본 자료를 바탕으로 지속가능한 저탄소 녹색성장을 위한 database의 구축(Committee on Green Growth, 2009; Energy Management Cor., 2011)의 필요성이 절실하게 되었다.

또한 온실가스 배출권 거래제(Mini. of Enviro.; 2014b)는 온실가스를 배출하는 사업장을 대상으로 연단위로 배출권을 할당하여 할당범위 내에서 배출행위를 할 수 있도록 하고, 할당된 사업장의 실질적 온실가스 배출량을 평가하여 여분 또는 부족분의 배출권에 대하여는 사업장 간의 거래를 허용하는 제도이기 때문에 이에 대한 대비책 마련이 시급한 실정이다. 이 뿐만 아니라 온실가스 발생량에 대한 자발적 의사결정권을 부여함으로써 온실가스 감축 또는 배출권 매입 등을 자율적으로 결정하여 온실가스 배출 할당량을 준수하게 함으로써 비용 효과적 감축을 제안하고 있는 점에 비추어 기업차원의 대비책을 조속히 마련해야하는 시점이기도 하다(Charles 등, 2003; Dai, 2010; Helminen, 2000; Lee 등, 2005; Shim, 2010; Shin과 Kim, 2012). 이러한 관점에서 본 연구에서는 부산패션칼라산업의 열병합발전소 공정을 표본 모델로 설정하여 2011년부터 2013년까지 오염물질별 배출량 및 원단위 분석 자료를 바탕으로(Busan Fasion Color, 2014) 물질수지 및 에너지수지를 작성하였으며 온실가스 배출량 산정을 위한 기본 자료로 활용하였다. 온실가스 배출량 산정을 위한 방법론

및 배출계수 등은 온실가스·에너지 목표관리제의 제안에 따라 적용하였으며 계산된 온실가스 배출량으로부터 온실가스 배출 특성과 저감 방법을 예측하였다(Choi 등, 2012). 세부적으로는 현재 부산패션칼라산업에서 수행하고 있는 신재생에너지 사업의 일환인 폐기물 고형연료(SRF: Solid Refuse Fuel)와 사업장 주변 소각 폐열의 재이용 등과 같은 에너지 재순환 공정의 해석과 열병합발전소의 온실가스 배출 특성의 분석 및 배출량의 산출을 통해 적용 가능한 온실가스 저감기술을 제시하고자 하였으며 온실가스 발생량으로부터 최근 3년간의 환경성(Shin과 Park, 2013)을 평가하고자 하였다.

2. 연구방법

2.1. 열병합 발전 공정 분석

열병합발전소는 석탄을 주 연료로, Solid Refuse Fuel(SRF)를 보조연료로 사용하는 주 보일러(80TON/H×2)와 LNG를 연료로 사용하여 증기 생산만 하는 열전용 보조 보일러(98TON/H×1, 50TON/H×1)로 구성되어 있으며 주 보일러는 밀폐형 순환유동층연소(FBC) 방식으로 석회석, 모래, 연료의 재 등 불활성 고체 입자군으로 이루어진 층의 밑 부분으로 공기를 불어 넣어 상하로 유동시키며 고체 유동층 내에서 석탄 등 가연성물질을 연소시켜 증기와 전기를 생산하는 공정으로 구성

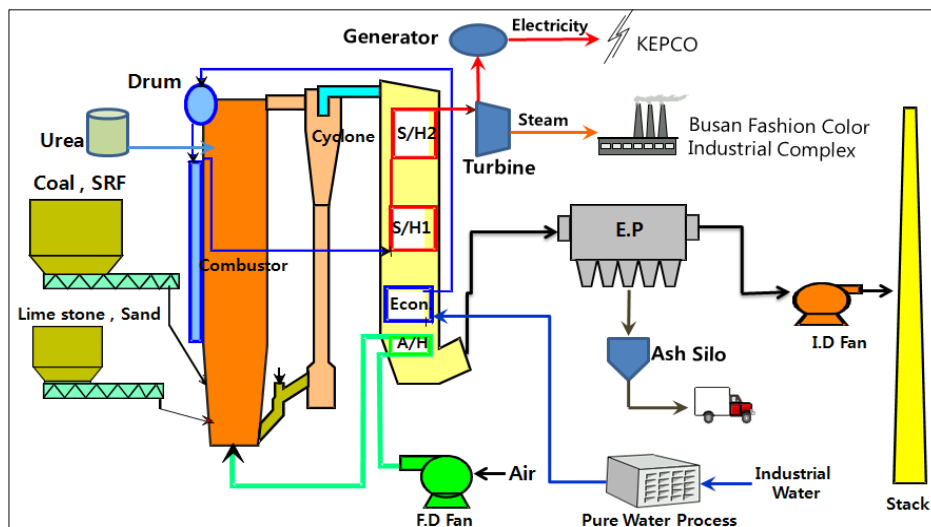


Fig. 1. Flow chart of co-generation plant.

되어 있다. 이러한 공정으로부터 생산된 고압증기는 터빈발전기(19MW)의 전기 생산에 이용된 후 저압증기 변환되어 염색 가공용 증기로 공급된다. 따라서 증기생산 및 증기 공급공정의 총괄 공정을 온실가스 배출량 산정에 이용하였으며 그 공정도를 Fig. 1에 나타내었다.

2.2. 물질수지 및 에너지수지 분석

열병합발전소 공정은 Fig. 2에 나타낸 바와 같이 증기와 전기를 생산하는 보일러 공정과 보일러에 증기 제조의 원료로 사용되는 순수를 생산하는 수처리 공정의 두 공정으로 나누어 분석하였다. 보일러 공정에서는 석탄, SRF, LNG를 원료로 이용하여 증기 및 전력을 생산하는 과정을 기본으로 물질수지를 작성 하였으며, 수처리 공정에서는 유입된 공업용수가 sand filter와 micro filter의 전처리 공정을 거쳐 Reverse Osmosis(RO) Block 설비를 통과하여 Mixed Bed Demineralizer(MBD)와 Mixed Bed Polisher(MBP)의 이온교환수지로 처리되는 과정의 용수량 및 사용 약품 등의 투입량을 물질수지 작성의 기본 자료로 사용하였다(Shin과 Park, 2013a; Shin과 Park, 2013b).

또한 열병합발전 공정에 투입된 에너지원의 종류별 사용량 및 발열량을 중심으로 투입 에너지량과 소비 에

너지량을 계산하여 Fig. 3에 나타내었으며 이 값들을 에너지수지 작성에 이용하였다.

2.3. 투입원료 분석

석탄과 SRF를 이용한 유동층보일러와 LNG를 이용한 보조보일러에 투입된 연료는 탈질설비와 탈황설비의 가동을 위해 사용되는 석회석과 요소수의 사용량과 함께 Table 1과 같이 정리하였으며 온실가스 배출량 산정에 이용하였다.

2.4. 온실가스 배출량 산정을 위한 운영경계 설정

열병합발전소에서 발생하는 배출가스의 배출원별 운영경계를 설정하여 온실가스·에너지 목표관리제 지침(Mini. of Enviro. 2012; 2014),에 따라 온실가스 종류를 분석 한 결과로부터 이산화탄소(CO₂), 메탄(CH₄), 아산화질소(N₂O)의 3 종류의 온실가스가 배출되는 것을 확인하였으며 수소불화탄소(HFCs), 과불화탄소(PFCs), 육불화황(SF₆)은 배출량이 없는 것으로 확인되었기 때문에 온실가스 산출에는 제외하였다. 또한 전체 배출원에 대하여 직접배출은 고정연소배출, 이동연소배출, 공정배출로 구분하고 세부적으로는 고정연소배출은 고체연료, 액체연료, 기체연료로, 이동연소배출은

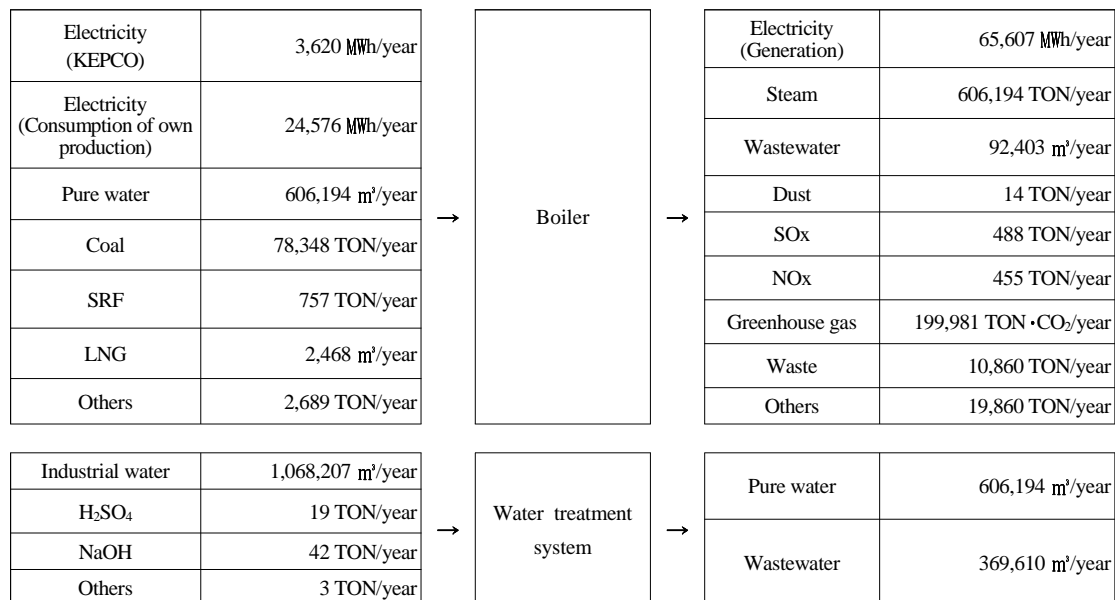


Fig. 2. Amount of water and material in co-generation plant(2013).

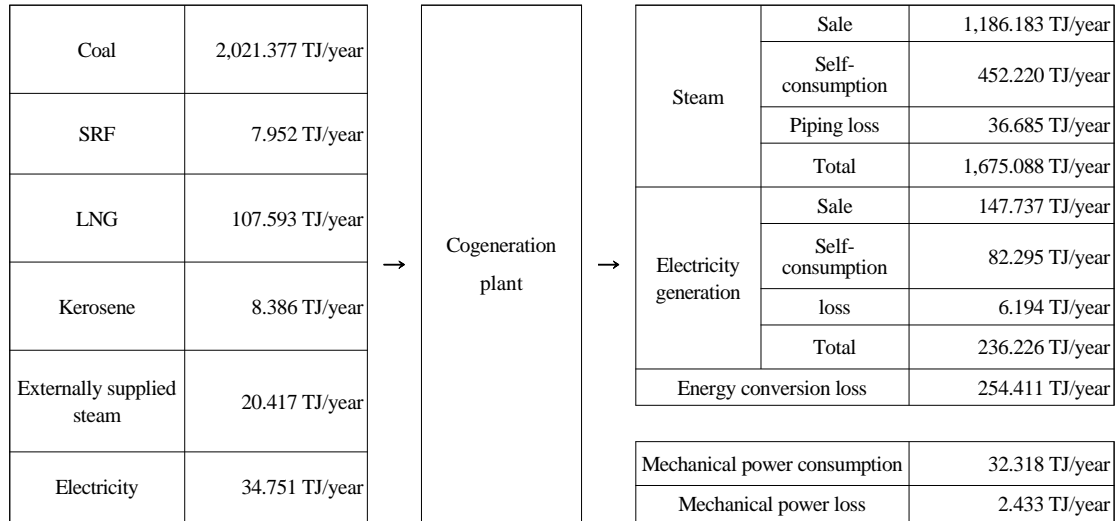


Fig. 3. Energy of co-generation plant(2013).

승합자동차, 화물자동차로, 공정배출은 탈질공정, 탈황 공정으로 구분하였다. 간접배출은 전기 사용에 의한 배출로 구분하였으며 각각의 운영 경계는 Table 2에 나타내었다.

2.5. 온실가스 배출량 산정 방법

열병합발전소의 온실가스 배출량 산정을 위하여 온실가스·에너지 목표관리제 지침에 따라 국가 배출계수와 발열량을 사용하였으며 국가 배출계수 및 발열량이 없는 SRF의 경우에는 IPCC 가이드라인에서 제시한 배출계수 및 발열량을 사용하였다. 석회석 사용에 의한

온실가스 산정시 자체 분석한 석회석의 탄산염 비율 0.53을 사용하여 산출하고, 요소수 사용에 의한 배출량은 탈질공정의 요소수 반응식에 따라 산출하였다. 발열량은 석탄 24.7 MJ/kg, 보일러 등유 35.3 MJ/ℓ, LNG 39.4 MJ/Nm³의 국가 발열량을 사용하여 온실가스 산출에 이용하였으며, SRF는 국가 발열량이 정해지지 않아 IPCC 가이드라인의 발열량인 10 TJ/Gg을 사용하였다. 이와 같이 온실가스 배출량 산정에 필요한 배출계수 및 발열량을 Table 3에 나타내었으며 Table 4와 같은 방법으로 온실가스 배출량을 산정하였다.

Table 1. Input fuel and materials of cogeneration plant (2013)

Materials used	Usage(kg/day)	Use
Coal	223,851.31	Fuel for steam production
SRF	2,163.77	Fuel for steam production
Sand	4,6238.89	Material for heat transfer
Lime stone	895.43	SOx removal
Urea	32.95	NOx removal
Kerosene	514.77	Boiler burner start
LNG	5,048.76	Fuel for steam production
Na ₃ PO ₄	1.07	PH control and antiscales
Hydrazine	0.4	Deoxidizer for anticorrosion
Pure water	1,731,982.86	Raw material for steam production

Table 2. Operational boundary for the calculation of GHG

Scope	Sources	Fuel	GHG			
			CO ₂	CH ₄	N ₂ O	
Scope 1	Stationary combustion emissions	FBC boiler 1 (80 TON/hr)	●	●	●	
		FBC boiler 2 (80 TON/hr)	●	●	●	
		LNG boiler 1 (98 TON/hr)	●	●	●	
		LNG boiler 2 (50 TON/hr)	●	●	●	
	Mobile combustion emissions	Omnibus	LPG, Diesel	●	●	●
		Truck	Diesel	●	●	●
	Process emissions	De-NOx System (SNCR)	Urea	●		
		De-SOx System	Limestone	●		
Scope 2	Electricity emissions	Cogeneration plant	Electricity	●	●	●

※ Related item (●)

Table 3. GHG emission factor and net calorific value

Emission Sources	GHG Emission Factor			Net calorific value
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	
Coal	95,300 kg · CO ₂ /TJ	1 kg · CH ₄ /TJ	1.5 kg · N ₂ O/TJ	24.7 MJ/kg
Kerosene	74,100 kg · CO ₂ /TJ	3 kg · CH ₄ /TJ	0.6 kg · N ₂ O/TJ	35.3 MJ/ℓ
LNG	56,100 kg · CO ₂ /TJ	1 kg · CH ₄ /TJ	0.1 kg · N ₂ O/TJ	39.4 MJ/Nm ³
Electricity	0.4653 Ton · CO ₂ /MWh	0.0054 kg · CH ₄ /MWh	0.0027 kg · N ₂ O/MWh	-
Lime stone	0.4397 Ton · CO ₂ /Ton · CaCO ₃	-	-	-
SRF	91,700 kg · CO ₂ /TJ	30 kg · CH ₄ /TJ	4 kg · N ₂ O/TJ	10 TJ/Gg

※ Urea reaction formula : CO(NH₂)₂ + 2NO + 1/2O₂ -> 2N₂ + CO₂ + 2H₂O

Table 4. Tool for the calculation of GHG emission

Emission Sources	GHG	Calculation tool				
Solid fuel	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	$E_{i,j} = Q_i \times EC_i \times EFi,j \times fi \times Feq,i \times 10^{-6}$ E _{i,j} : GHG emissions of fuel(i) use (Ton · CO ₂ eq) Q _i : Fuel(i) usage (Ton) EC _i : Net calorific value (MJ/kg) EF _{i,j} : Emission factor (kg · GHG/TJ) fi : Oxidation factor of the fuel(i) Feq _i : Greenhousegas(j) GWP (CO ₂ =1, CH ₄ =21, N ₂ O=310)				
		Liquid fuel	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	$E_{i,j} = Q_i \times EC_i \times EFi,j \times fi \times Feq,i \times 10^{-9}$ E _{i,j} : GHG emissions of fuel(i) use (Ton · CO ₂ eq) Q _i : Fuel(i) usage (ℓ) EC _i : Net calorific value (MJ/ℓ) EF _{i,j} : Emission factor (kg · GHG/TJ) fi : Oxidation factor of the fuel(i) Feq _i : Greenhousegas(j) GWP (CO ₂ =1, CH ₄ =21, N ₂ O=310)		
				Gaseous fuel	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	$E_{i,j} = Q_i \times EC_i \times EFi,j \times fi \times Feq,i \times 10^{-9}$ E _{i,j} : GHG emissions of fuel(i) use (Ton · CO ₂ eq) Q _i : Fuel(i) usage (m ³) EC _i : Net calorific value (MJ/m ³) EF _{i,j} : Emission factor (kg · GHG/TJ) fi : Oxidation factor of the fuel(i) Feq _i : Greenhousegas(j) GWP (CO ₂ =1, CH ₄ =21, N ₂ O=310)
						De-SOx System
De-NOx System	CO ₂					
		Mobile combustion	CO ₂ CH ₄ N ₂ O			
				Electricity	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	

※ GWP : Global Warming Potential

3. 결과 및 고찰

3.1. 온실가스 배출량 산정 및 예측

Fig. 4에서 볼수 있는 바와 같이 열병합발전소의 온실가스 배출량은 고정연료에 의한 발생량이 2011년 182,750, 2012년 184,384, 2013년 190,250 Ton · CO₂eq로 확인되기 때문에 대부분은 보일러 연소공정에서 일어나는 고정연소에 의한 배출이 전체 온실가스 배출량의 99% 이상을 차지하고 있음을 알 수 있다. 이는 부산에 위치한 남부 발전의 온실가스 배출경향과 일치하고 있다(Kor. Sou. Power, 2014). 또한 고정연소 중에서도 유연탄에 의해 175,031.74 Ton · CO₂eq, SRF에 의해 2,663.74 Ton · CO₂eq가 발생하여 고체연료 사용에 의한 배출량이 전체 온실가스 배출량의 약 96%를 차지하고 있음을 알 수 있었다. 특히 석회석 및 요소수를 사용하는 탈질 및 탈황설비는 2013년 11월 신설되어 2014년부터 가동되었기 때문에 석회석 사용량 × 순수 탄산염 비율 × 배출계수 = 313.4 Ton × 0.53 × 0.4397 Ton · CO₂/Ton · CaCO₃ = 73.035, 요소수 사용량 × (요소수 농도/요소수 분자량) × CO₂분자량 = (11534 kg × 0.4 / 60.0553 kg/kmol) × 44.0095 kg/kmol × 10⁻³ Ton/kg = 3.381 Ton · CO₂eq와 같이 계산되는 2013년 석회석 및 요소수 사용에 따른 온실가스 배출량

은 현재까지는 약 76 Ton · CO₂eq으로 미미하지만 2014년부터 석회석이 3,600 Ton, 요소수가 1,320 Ton의 사용량이 예상되기 때문에 이에 따른 온실가스 발생량은 연간 약 1,200 Ton · CO₂eq이 추가로 배출될 것으로 예상된다(Lee 등, 2012).

3.2. 온실가스 배출량 원단위 분석

부산패션칼라산업단지 열병합발전소는 산업단지에 증기 공급을 주 목적으로 운영되고 있기 때문에 산업단지의 조업률에 비례하여 온실가스의 발생량이 결정된다. Fig 5와 같은 3년간의 온실가스 원단위 분석에서 보면 온실가스 배출량은 소폭 증가하는 경향을 보이고 있으나 원단위는 감소한 결과를 나타내고 있다. 이는 조업률 상승에 대비한 온실가스 발생량의 감축을 위하여 자원순환 공정과 연계한 신재생에너지 사업으로 개발된 SRF 사용과 같은 연료 다변화와 사업장 주변 소각장의 폐열을 재이용하는 방법 등의 결과에 의한 온실가스 저감의 가시적인 효과로 판단이 가능하다. 더욱이 온실가스 배출권거래제의 측면에서 보면 각 기업의 할당량은 과거 배출량 기반의 할당 방식(Grandfathering: GF) = (∑공정별 기준 년도 배출량 + ∑공정별 예상 신·증설량) X 조정계수, 과거 생산량 기반의 할당량(Benchmarking: BM) = (∑BM 적용시설 할당량 + BM

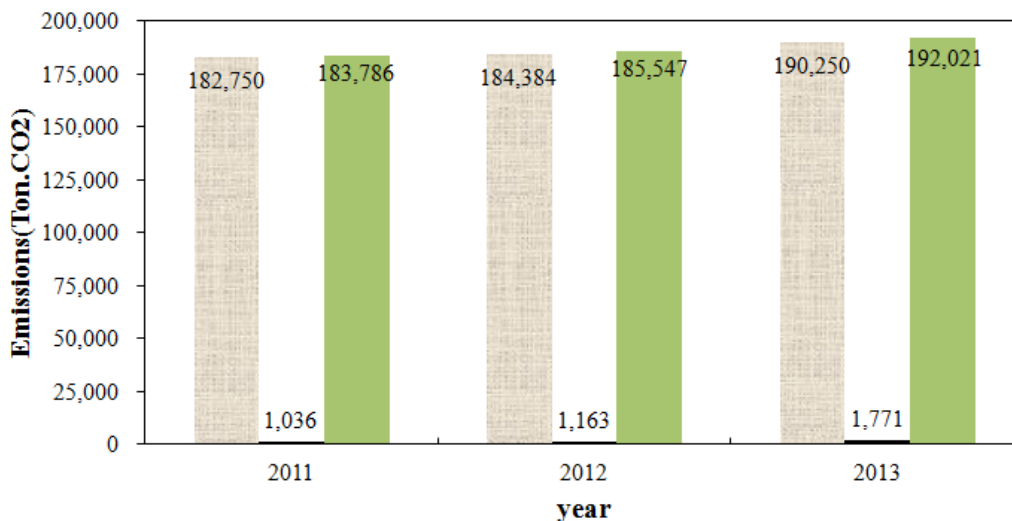


Fig. 4. Greenhouse gases emissions.
 (Stationary combustion, Etc(Process, Mobile combustion, Electricity), Total)

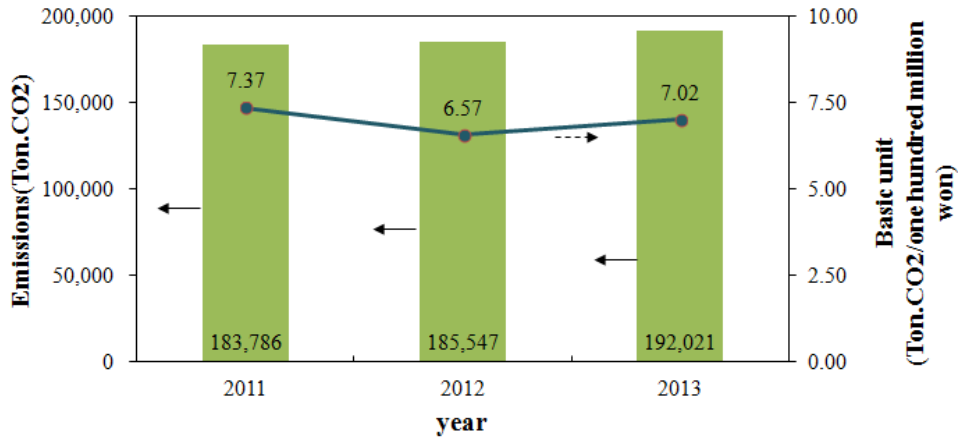


Fig. 5. Greenhouse gases emissions and basic unit. (■ Emissions, ● Basic unit)

적용 예상 신·증설 시설 할당량 + GF 적용시설 할당량) X 조정계수의 기준으로 결정(Min. of Environ., 2014) 되기 때문에 생산량이 증가함에도 불구하고 온실가스 원단위가 상승한 결과는 GF 방식이나 BM 방식 중 어느 방식으로 온실가스 할당량이 결정되더라도 유리하게 작용 할 수 있는 좋은 자료를 확보했다고 판단된다.

3.3. 온실가스에 의한 생태효율성 분석

열병합 발전소에서 생산된 증기와 전기 생산량과 이에 따른 온실가스 발생량을 Table 4에 나타내었으며 생태효율성 및 생태 효율성 지수를 Table 5에 각각 나타내었다. Table 4에서 보면 폐수 처리장의 경우(Han과 Lee, 2012; Shin과 Park, 2014)와 같이 생산량 증가에 따라 온실가스 발생량이 증가하고 있음을 알 수 있다. 다만 폐수 처리장의 경우에는 폐수 처리량에 대한 온실가스 발생량을 생태효율성으로 나타내지만 열병합발전의 경우에는 증기 및 전기의 생산량에 따른 온실가스 발

생량으로 생태효율성을 나타낼 수 있다. 폐수처리장의 생태효율성 계산에서와 같이 기준년도에 대한 비교년도의 생산량이 같다고 가정하여 해당 년도에 대한 생태효율성 지수를 비교할 수 있었다. Table 5에서 보면 2011년의 경우 고정연료의 생태효율성이 액상연료보다 낮은 값을 보이고 있다. 이는 앞서 밝힌 바와 같이 고정 연료의 사용량이 액상 연료보다 많기 때문에 상대적인 온실가스 발생량이 많은 결과와 일치하고 있다.

여기서 연도별 생태효율성을 비교하면 고정연료에 대해서는 2011년의 0.0096, 2012년의 0.0098, 2013년의 0.0100으로 상승하고 있음을 확인 할 수 있다. 그러나 액상 연료에 대해서는 연도별 각각에 대해 1.6934, 1.5457, 1.0793으로 점차 감소하고 있는 현상을 확인 할 수 있다. 이는 열병합발전소의 대기 오염물질 감소 사업으로 추진된 탈질, 탈황설비의 가동에 따라 석회석과 요소수의 사용량이 추가로 발생하여 온실가스의 신규 발생량이 증가한 원인으로 밝혀졌다. 그러나 열병합

Table 4. Greenhouse gases emissions from co-generation plant (2011~2013)

Items	2011	2012	2013	
Steam & electricity product (TJ/year)	1,755	1,798	1,911	
Greenhouse gases emissions (Ton · CO ₂ eq/year)	Stationary combustion	182,750	184,384	190,250
	Process, Mobile combustion, Electricity	1,036	1,163	1,771
Total	183,786	185,547	192,021	

Table 5. Eco-efficiency and factor with the fuel used in co-generation plant (2011~2013)

Items	2011	2012	2013	Factor (2012/2011)	Factor (2013/2012)
Stationary combustion	0.0096	0.0098	0.0100	1.0156	1.0302
Process, Mobile combustion, Electricity	1.6934	1.5457	1.0793	0.9128	0.6983
Total	0.0095	0.0097	0.0100	1.0150	1.0272

※ Eco-efficiency = Steam & electricity product / Greenhouse gases emissions

발전소 전체의 총괄 생태효율성 지수를 보면 1 이상으로 나타나고 있어 긍정적인 결과를 얻을 수 있었다. 이는 고정연료에 대한 액상 연료의 사용량은 극히 미미할 뿐 아니라 신재생에너지사업 등과 같은 연료전환 사업과 공정 개선을 통한 온실가스 배출량 감소의 영향에 기인한 결과로 해석이 가능하다. 특히 증기 및 전기의 1TJ 생산 당 발생하는 온실가스는 고정연료는 2011, 2012, 2013 각각에 대해 104.13, 102.55, 99.56 Ton CO₂eq로 연료 효율성이 증가하고 있으며 액상 연료는 0.59, 0.65, 0.93 Ton CO₂eq로 오히려 연료 효율성은 감소하고 있음을 확인 할 수 있다. 이러한 사실은 사용량이 미미한 연료라고 하더라도 탄소배출권 할당제에 대비하기 위해서는 연료전환의 필요성이 있음을 암시하고 있다.

4. 결론

부산패션칼라산업의 열병합발전소 전 공정에 대한 온실가스 배출량 산정을 통해 다음과 같은 결론을 얻었다.

1. 열병합발전소의 온실가스 배출량은 고정연료에 의한 발생량이 2011년 182,750, 2012년 184,384, 2013년 190,250 Ton · CO₂eq로 확인되기 때문에 대부분은 보일러 연소공정에서 일어나는 고정연소에 의한 배출이 전체 온실가스 배출량의 99% 이상을 차지하고 있음을 확인하였다. 또한 고정연소 중에서도 유연탄에 의해 175,031.74 Ton · CO₂eq, SRF에 의해 2,663.74 Ton · CO₂eq가 발생하여 고체연료 사용에 의한 배출량이 전체 온실가스 배출량의 약 96%를 차지하고 있음을 알 수 있었다.

2. 생태효율성은 고정연료에 대해서는 2011년의 0.0096, 2012년의 0.0098, 2013년의 0.0100으로 상승

하고 있으며 액상 연료에 대해서는 1.6934, 1.5457, 1.0793으로 점차 감소하는 현상은 열병합발전소의 탈질, 탈황설비에 사용되는 석회석과 요소수의 사용량이 추가로 발생하여 온실가스의 신규 발생량이 증가한 원인으로 밝혀졌다. 따라서 석회석 및 요소수 사용에 따른 온실가스 배출량은 2014년부터 연간 약 1,200 Ton · CO₂eq이 추가로 배출될 것으로 예상된다.

3. 증기 및 전기의 1TJ 생산 당 발생하는 온실가스는 고정연료의 경우 104.13, 102.55, 99.56 Ton CO₂eq로 연차적으로 연료 효율성이 증가하고 있으며 액상 연료는 0.59, 0.65, 0.93 Ton CO₂eq로 오히려 연료 효율성은 감소하고 있음을 확인 할 수 있다. 이에 따른 총괄 생태효율성 지수는 2012년의 1.0150, 2013년의 1.0272로 나타나고 있어 탄소배출권 할당제에 대비한 연료전환의 방향을 설계하는 자료를 제공하고 있다.

4. 증기 및 전기의 생산량이 증가함에도 불구하고 온실가스 원단위가 상승한 결과는 온실가스 배출권 거래제 측면으로 보면 GF 방식이나 BM 방식 중 어느 방식으로 온실가스 할당량이 결정되더라도 유리하게 작용할 수 있는 자료를 확보했다고 판단된다.

감사의 글

이 논문은 부산패션칼라산업 협동조합의 녹색기업 재지정 보고서의 자료를 이용하여 작성되었으며 자료 제공에 협조해주신 임직원 여러분들께 감사드립니다.

References

- Busan Fashion Color Cooperative, 2014, Green business report for green company reassignment.
Charles, C., Reith, M., Guidry, J., 2003, Eco-efficiency

- analysis of an agricultural research complex, *Journal of Environmental Management*, 68, 219-229.
- Choi, D. C., Han, S. M., Kim, B. H., 2012, A Study on the GENCO adaptive strategy for the greenhouse gas mitigation policy, *The transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, 61(4), 522-533.
- Committee on Green Growth, 2009, Green growth national strategy and 5-year plan.
- Dai, T., 2010, Two quantitative indices for the planning and evaluation of eco-industrial parks, *Resources, Conservation and Recycling*, 54, 442-448.
- Energy Management Corporation, 2011, Handbook of energy & climate change.
- Han, Y. H., Lee, H. S., 2012, Cost-Benefit analysis by resource recovery facility for municipal waste, *J. Kor. Academia-Industrial cooperation Soci.*, 13(6), 2833-2845.
- Helminen, R. R., 2000, Developing tangible measures for eco-efficiency: the case of the Finnish and Swedish pulp and paper industry, *Business Strategy and the Environment*, 9(3), 196-210.
- IPCC, 2006, IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories.
- Jeong, N. Y., Kim, L. H., 2011, The Study on CDM project of ligneous biomass co-fired in coal thermal power plant, *J. Energy Engineering*, 20(3), 231-235.
- Korea Southern Power Co. LTD, 2014, Green business report for green company reassignment.
- Lee, D. H., Kim, H., 2005, LCA for the technology of municipal waste and adaptation of waste management, research report of UOS.
- Lee, J. Y., Kim, Y. K., Lee, C. K., Rhee, Y. H., 2012, A Study on the calculation of GHG emission for domestic railroad transport based on IPCC guideline, *J. Kor. Soci., for Railway*, 15 (4), 408-412.
- Ministry of Environment, 2012, Guidelines for Korean GHG & Energy Target management system, Notification of 2012-211.
- Ministry of Environment, 2014, Management regulations for green company appointment, Notification of 2014-68.
- Ministry of Environment, 2014, Emission trading of greenhouse gas.
- Min. of Knowl. & Eco. Kitech, 2003, Outline for environmental management of smaller enterprise.
- Prime Ministry's Office, 2010, Fundamental law for low carbon & green growth, law of 9931.
- Shim, H. S., 2010, An eco-efficiency evaluation in terms of green house gas emission for the Korean fossil fuel-fired power generation industry, Master's Thesis, Ajou University, Korea.
- Shin, C. H., Kim, J. W., 2012, Eco-efficiency of energy symbiosis for the energy network of surplus heat, *J. Kor. Enviro. Sci.*, 21(5), 545-553.
- Shin, C. H., Park, D. H., 2013, Life cycle assessment for the business activity of green company 2. Mass balance and environmental improvement, *J. Enviro. Sci.* 22(4), 425-433.
- Shin, C. H., Park, D. H., 2013, Life cycle assessment for the business activity of green company 1. Analysis of process flow and basic unit, *J. Enviro. Sci.* 22(3), 269-279.
- Shin, C. H., Park, D. H., 2014, Estimation of greenhouse gas emissions and environmental assessment of dye wastewater treatment process, in print.