

전력공조시스템의 CO₂ 배출특성에 관한 연구

장 영 근[†], 김 석 현*

국민대학교 자동차공학전문대학원, *국민대학교 기계공학과

A Study on the Characteristics of CO₂ Emissions for an Electric Powered Air Conditioning System

Young-Keun Jang[†], Sukhyun Kim*

Department of Graduate School of Automotive Engineering, Kookmin University, Seoul 136-702, Korea

*Department of Mechanical Engineering, Kookmin University, Seoul 136-702, Korea

(Received January 24, 2002; revision received April 24, 2002)

ABSTRACT: Simulations were carried out to investigate the characteristics of CO₂ emissions for an electric powered air conditioning system. The CO₂ emissions were evaluated for various simulation parameters such as a power source distribution rate, power plant efficiency, power supply efficiency and system performance (COP). It was found that the CO₂ emissions were remarkably decreased by increasing the COP of the electric powered air conditioning system with storage tank. The CO₂ emission per unit refrigeration capacity is 0.6 kg/RTh. And also, as the COP increase by 0.1, the CO₂ emissions decrease by 7.2%.

Key words: Electric powered air conditioning system(전력공조시스템), Power source distribution rate(발전원별 구성비), Power supply efficiency(송배전효율)

기 호 설 명

CE : 화석연료 연소효율
 COP : 전력공조시스템 성능계수
 E_{elec} : 발전소 총 출력에너지 [kJ]
 E_{pp} : 발전원별에 따른 발전소 에너지 [kJ]
 E_{spp} : 화력발전소 에너지 [kJ]
 E_f : 화석연료 연소시 총 발생에너지 [kJ]
 F_{CO_2} : 이산화탄소 배출계수 [kg/kJ]
 G_{CO_2} : 이산화탄소 배출량 [kg]
 G_f : 연소된 화석연료량 [kg]

m : 탄화수소 탄소 원자수
 M_{CO_2} : 연소시 필요한 이론 산소량 [mol]
 M_{O_2} : 연소시 발생한 이론 CO₂량 [mol]
 M_w : 연소시 발생한 이론 수증기량 [mol]
 $N_{C_nH_n}$: 탄화수소 조성비 [%]
 N_{CO} : 일산화탄소 조성비 [%]
 $PPDR$: 발전원별 구성비 [%]
 PPE : 화력발전소 발전효율 [%]

그 리 스 문 자

Δh : 화석연료 1 mol 연소시 발열량 [kJ/mol]
 ΔH : 화석연료 연소시 총 발열량 [kJ/kg]
 $\Delta h_{C_nH_n}$: 탄화수소 연소시 총 발열량 [kJ/kg]
 Δh_{CO} : 일산화탄소 연소시 총 발열량 [kJ/kg]

[†] Corresponding author

Tel.: +82-2-910-4818; fax: +82-2-910-4718

E-mail address: ykjang@kookmin.ac.kr

1. 서 론

최근 지구온난화로 인한 기상이변의 문제가 심각하게 대두됨에 따라 국제적으로 온실가스 배출 규제 움직임이 활발하게 진행되고 있다.^(1,2)

건물공조 분야에서도 이에 대처하기 위하여 공조열원을 다각적으로 검토하여 화석연료 이용에 따른 CO₂ 발생을 최소화하는 노력이 시대적으로 요구되고 있다. 공조열원으로는 크게 전력을 이용하는 방식과 직접연소를 이용하는 열구동방식으로 구분할 수 있으며, 전력방식 중 최근 적용이 증가하고 있는 축열식 전력공조방식이 CO₂로 인한 지구온난화 특성 면에서 유리할 것이라는 연구보고서⁽³⁾가 발표되고 있다. 그러나 축열식 전력공조시스템이 정성적으로만 환경 친화적인 공조시스템으로 인식되고 있을 뿐 온실가스 배출에 대한 정량적인 평가는 이루어지지 않고 있다. 국내·외적으로 전력공조시스템에 대한 온실가스 배출분석은 초기단계에 머무르고 있다.

따라서 본 연구에서는 하계 전력공조시스템의 에너지원인 발전설비의 발전원별 비율, 발전효율, 송배전효율 및 전력공조시스템의 성능계수 등을 변화시키면서 CO₂ 배출특성을 분석하여 각 공조시스템들이 지구온난화에 얼마만큼 영향을 미치는지 알아보고, 축열식 전력공조시스템이 비축열식 전력공조시스템에 비하여 온실가스 배출특성 면에서 어느 정도 유리한지 시뮬레이션을 통하여 분석하였다.

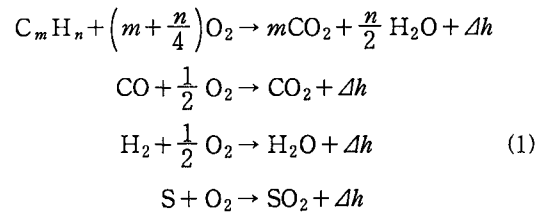
2. 이산화탄소 배출계수

이산화탄소 배출계수는 각종 화석연료의 이산화탄소 배출강도를 나타내는 것으로 투입된 총 에너지에 대한 이산화탄소 발생량으로 정의할 수 있다. 현재까지 이산화탄소 배출계수를 결정할 수 있는 이론적인 식이 없기 때문에 본 연구에서는 IPCC에서 제시한 이산화탄소 배출 시뮬레이션 방법과 아래와 같은 간단한 연소반응식⁽⁵⁾을 이용하여 이산화탄소 배출계수 결정식을 제시하였다.

화석연료의 이산화탄소 배출계수를 구하는 방법은 먼저 각 연료들의 화학성분을 분석하고 각 성분별 연소반응식으로부터 이산화탄소 배출량을 구한다. 그리고 여러 성분이 혼합된 연료의 이론 이산화탄소 배출량을 구할 수 있는 계산식을 완성한다.

고체, 액체, 기체 화석연료는 크게 탄화수소(C_mH_n), 유황(S), 수소(H₂), 일산화탄소(CO) 등의 성분으로 구성되어 있다. 이러한 성분들이 혼합되어 각종 연료로 사용된다.

각 성분들의 1 mol에 대한 연소반응식은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

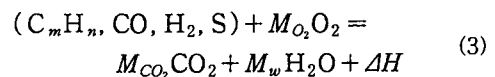


식(1)에서 이산화탄소가 발생하는 것은 탄화수소 화합물과 일산화탄소뿐이므로 두 화합물을 가지고 연료가 완전연소할 때 화석연료의 이산화탄소 배출계수를 구한다.

각 성분들의 연소반응식에서 탄화수소(C_mH_n) 1 mol이 완전연소하면 m mol의 이산화탄소가 발생하고, 일산화탄소(CO)는 1 mol의 이산화탄소가 발생한다. 따라서 각 성분들이 혼합된 화석연료 1 mol이 완전연소한다면 이때 발생하는 이산화탄소 배출량은 다음과 같다.

$$G_{CO_2} (\text{mol}) = \sum m [N_{C_m H_n}] + [N_{CO}] \quad (2)$$

여기서, [N_{C_mH_n}]와 [N_{CO}]는 화석연료에 포함된 각 화합물(C_mH_n, CO)들의 조성비(%)를 나타낸다. 이러한 과정을 일반화하면 다음과 같다.



1 mol의 화석연료를 연소시켰을 때 발생한 총 발생에너지에 대한 배출된 이산화탄소량이 이산화탄소 배출계수이므로 식(3)을 이용하여 이산화탄소 배출계수 결정식을 정리하면 다음과 같다.

$$\begin{aligned} F_{CO_2} &= \frac{44 M_{CO_2}}{E_f} = \frac{44 M_{CO_2}}{G_f \Delta H} \\ &= \frac{44 (\sum m [N_{C_m H_n}] + [N_{CO}])}{G_f (\sum \Delta h_{C_m H_n} + \Delta h_{CO})} \end{aligned} \quad (4)$$

Table 1 Carbon emission factor and combustion efficiency-IPCC statistics

Fossil fuel	Carbon emission factor		Combustion efficiency
	kg C/GJ	Ton C/toe	%
Lamp-oil	19.60	0.812	99.0
Light-oil	20.20	0.837	
Heavy-oil	21.10	0.875	
Anthracite coal	26.80	1.100	98.0
Bituminous coal	25.80	1.059	
LNG	15.30	0.637	99.5

식(4)를 이용하여 한국가스공사에서 공급하고 있는 LNG(CH₄=86.3%, C₂H₆=8.6%, C₃H₈=4.0%, C₄H₁₀=1.1%)에 대한 이산화탄소 배출계수 계산결과, IPCC⁽³⁾에서 제시하고 있는 탄소 배출계수에 탄소 원자와 이산화탄소 분자 간의 질량비를 고려하여 44/12를 곱한 IPCC의 이산화탄소 배출계수와 약 6% 정도 차이가 났다. 이것은 각 나라마다의 연료조성비 차이에 의한 것으로 판단된다. 따라서 국내에서 배출되는 이산화탄소량을 정확히 추정하기 위해서는 위에서 제시한 식(4)를 이용해야 하지만, 국내에서 사용하는 연료도 제조사에 따라 약간의 조성비 차이가 있으므로 모든 연료에 대한 이산화탄소 배출계수를 정확하게 계산하기는 불가능하다. 따라서 본 연구에서는 Table 1에 나와 있는 IPCC에서 제시하고 있는 탄소 배출계수에 질량비를 고려한 44/12를 곱한 이산화탄소 배출계수를 이용하여 CO₂ 배출 시뮬레이션을 수행하였다.

에 의한 이산화탄소 배출 시뮬레이션은 1996년 IPCC에서 제시한 방법⁽⁵⁾을 이용하였다.

Fig. 1의 각 단계별 에너지 및 CO₂ 배출량 계산식은 다음과 같다.

먼저, 전력공조시스템에서 소비되는 에너지와 발전소에서 출력되는 총 발전에너지는 시스템의 COP와 송배전효율을 고려하여 구할 수 있고, 발전원별 구성비에 따른 각각의 수력, 화력 및 원자

3. 시뮬레이션

3.1 고찰대상 시스템

전력공조시스템 운전에 따른 이산화탄소 배출 특성은 발전설비에서 송·배전계통을 거쳐 전력공조시스템에 이르는 모든 과정을 고려하여 Fig. 1과 같이 모델링하였다

전력공조시스템 가동을 위한 전력 생산과정에서 이산화탄소 등 온실가스가 발생하게 되며 송·배전 손실과 공조시스템 효율 등에 따라 동일한 냉방부하에 대한 필요전력량이 변하게 되고 주·야간에 따라 운전조건, 운전상태 등이 달라지므로 결과적으로 시스템 운전으로 인한 온실가스 배출량 또한 변화한다. 최종 발전설비에서 화력발전

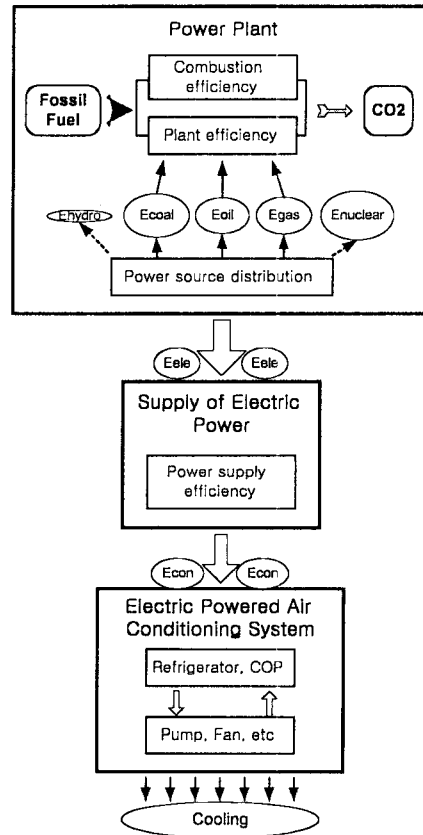


Fig. 1 CO₂ emission model.

Table 2 Distribution of day&night average power generation-KEPCO statistics

	Daytime (8:00~22:00)		Nighttime (22:00~8:00)	
	MWh	%	MWh	%
	Hydro	921.7	3.5	379.8
Co-generation	396.8	1.5	373.4	1.7
Heavy oil	1250.8	4.8	972.9	4.3
LNG	4091.6	15.7	1927.0	8.6
Anthracite coal	753.0	2.9	729.5	3.2
Bituminous coal	8334.6	32.1	7825.4	34.9
Nuclear	10238.1	39.4	10239.0	45.6

력 발전에너지, E_{pp} 는 다음과 같이 구할 수 있다.

$$E_{pp} = E_{ele} \times PPDR \quad (5)$$

위의 식(5)를 이용하여 수력, 화력(석탄, 석유, 가스) 및 원자력발전에서 출력되는 에너지를 구할 수 있다. 각각의 에너지원에서 이산화탄소 배출과 직접적인 관련이 없는 수력 및 원자력발전 에너지를 제외한 화력발전 에너지를 가지고 다음 식과 같이 CO₂ 배출량을 계산할 수 있다.

$$G_{CO_2} = \sum \left(\frac{E_{sub}}{PPE} \times F_{CO_2} \times CE \right) \quad (6)$$

3.1.1 발전설비

하계 야간의 발전효율은 야간의 정격운전 및 외기온도 저하 등으로 주간 피크부하로 인한 과부하 운전시의 발전효율보다 상승할 것으로 추정하여 시뮬레이션하였다. 전력공조시스템의 에너지원인 발전설비에 관련된 발전원별 구성비율은 2001년 한전자료⁽⁶⁾를 이용하였다. 주·야간 발전원별 구성 및 발전원별 발전량 계획의 구성비율 조건이 Table 2와 Table 3에 나와 있다.

3.1.2 송배전설비

발전설비에서 생산된 전력이 각 수용가에 공급되는 송·배전 계통에서 전선의 전기저항 등에 의한 저항손실과 승압이나 강압 등 변압과정에서의 변압손실로 인해 전력손실이 발생하게 된다. 또한, 전선에 전류가 흐르게 되면 저항에 의한

Table 3 Trend of power generation-KEPCO statistics

Year Plant	2000	2005	2010	2015
	10 ⁶ kWh (%)	10 ⁶ kWh (%)	10 ⁶ kWh (%)	10 ⁶ kWh (%)
Hydro	5,610 (2.1)	4,724 (1.4)	4,566 (1.2)	4,712 (1.1)
Coal	97,538 (36.6)	124,443 (37.8)	144,099 (37.5)	149,022 (34.9)
Oil	26,142 (9.8)	28,286 (8.5)	31,718 (8.3)	30,683 (7.2)
LNG	28,146 (10.6)	44,326 (13.5)	43,328 (11.3)	46,267 (10.8)
Nuclear	108,964 (40.9)	126,364 (38.4)	153,156 (39.9)	190,125 (44.5)

Table 4 Plant efficiency and power supply efficiency-KEPCO statistics

Steam power generation	Plant efficiency (%)	Power supply efficiency (%)
Coal	36.86	95.29
Petroleum	37.45	
Gas	35.68	

발열 때문에 전선의 온도가 상승하게 되고, 어느 한도 이상으로 온도가 상승하면 전선의 기계적 강도가 저하되므로 전류량을 조절하게 된다. 이와 같은 것으로 인하여 송배전 계통의 전력손실이 발생한다. 1998년의 경우를 살펴보면 송전단에서 수용가까지 공급되는 과정에서의 손실률은 약 4.90%, 9,959,965 MWh에 이르며 특히 하절기인 7월에는 8.98%의 손실률이 발생하여 전력 손실량이 1,595,924 MWh에 달했다.⁽⁶⁾ 따라서 송·배전 손실은 첨두부하가 발생하고 외기온이 상승하는 주간에 비해 야간에 감소할 것으로 예상되므로 심야전력을 사용할 경우 전력 손실을 최소화할 수 있을 것으로 기대된다. 2000년 발전효율 및 송배전 과정에서의 손실을 변화는 Table 4와 같다.

3.1.3 전력공조시스템

CO₂ 배출 시뮬레이션 공조시스템은 현재 상용화되어 건물공조에 적용하고 있는 4개사 제품을

Table 5 Base COP of electric powered air conditioning system

System	COP	Pump, fan, etc
Air-con	3.22	0.05 kW
Ice capsule	2.97	0.33 kW
Ice on coil	2.65	0.33 kW
Ice slurry	2.85	0.35 kW

모델로 설정하였다. 각 시스템 냉동기의 평균 COP와 기타 소비전력이 Table 5에 나와 있다.

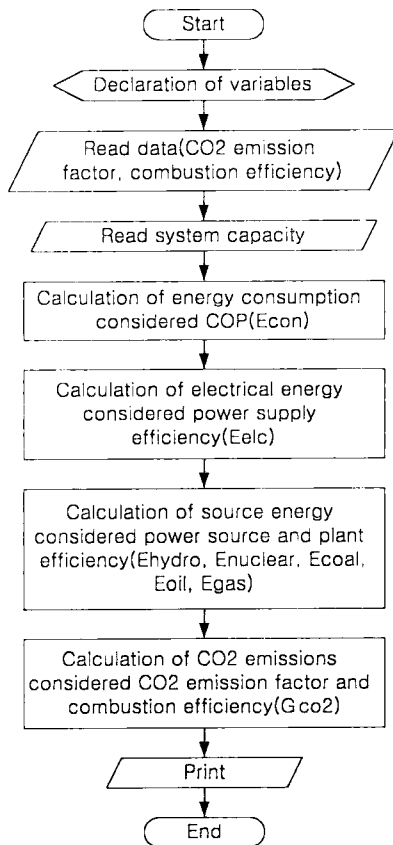


Fig. 2 Flow chart of simulation.

3.2 시뮬레이션 방법

발전원별 사용연료에 따른 발전효율, 송배전효율, 이산화탄소 배출계수와 전력공조시스템의 운전조건에 따른 이산화탄소 배출특성을 파악하기 위하여 Table 6과 같은 시뮬레이션 조건을 가지고, Fig. 2와 같은 포트란 프로그램을 구성하여 시뮬레이션을 수행하였다.

발전원별 변화는 Table 2와 Table 3에서 제시한 한전자료를 참고로 2000년에서 2015년까지 4단계로 주야간 발전원별 구성비를 구분하였고, 발전효율 및 송배전효율은 Table 4에서 제시한 한전자료를 기준으로 야간의 효율이 주간 효율보다 1~5%까지 높은 경우에 대하여 시뮬레이션하였다. 또한, 냉동기 COP는 기존에 상용화된 전력공조시스템의 평균 COP를 기준으로 -0.4에서 +0.4까지 변화시켰다. 이때 축열식 전력공조시스템의 COP만을 변화시켰고, 비축열식 전력공조시스템인 Air-con의 COP는 고정시키고 이산화탄소 배출량을 분석하였다.

이와 같은 변화들을 이용하여 발전원별, 발전효율, 송배전효율 및 냉동기 COP 변화 등에 따른 이산화탄소 배출량을 분석할 때 1개의 변수만을 변화시키고 나머지 변수는 고정시켰다.

4. 결과 및 고찰

4.1 발전원별 변화에 따른 이산화탄소 배출량

Fig. 3은 Table 3에 나와 있는 한전에서 발표한 발전원별 현황 및 계획에 따른 자료를 기준으로 이산화탄소 배출량을 추계한 결과이다. Table 3에서 알 수 있듯이 향후 발전원별 발전량 계획이 석유화력 및 석탄화력 발전의 비중을 줄이고 가스화력 및 원자력 발전의 비중을 높이는 방향으로 계획되어 있다. 이와 같은 발전원별 변화를 Table 2에서 기준으로 잡은 주야간 발전원별 구

Table 6 Simulation conditions

Simulation condition	Contents
Variation of power source	KEPCO statics
Variation of plant efficiency	Difference of D&N 1~5%
Variation of power supply efficiency	Difference of D&N 1~5%
Variation of COP for refrigerator	Difference from standard COP -0.4~+0.4

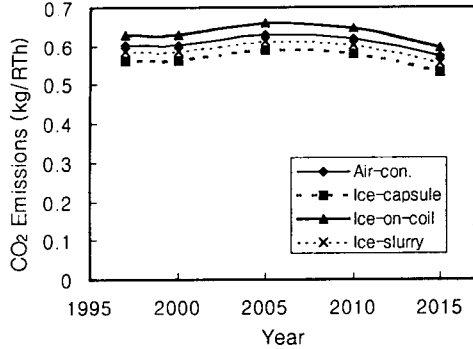


Fig. 3 Effect of electric powered air conditioning system on CO₂ emissions.

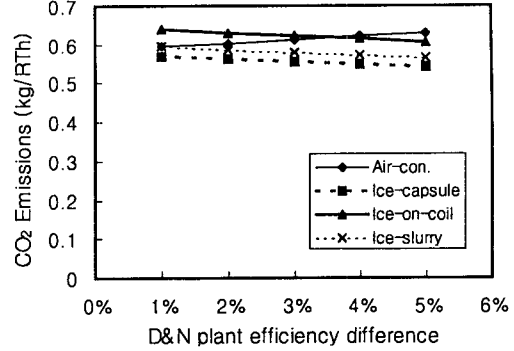


Fig. 4 Effect of difference between day and night plant efficiency on CO₂ emissions.

성비로 구분하여 이산화탄소 배출량을 추계하였다. 이때 발전효율 및 송배전 효율은 Table 4에서 제시한 값을 기준으로 야간이 주간보다 2% 높게 하여 시뮬레이션을 하였고, 시스템의 COP는 Table 5에 나와 있는 값으로 고정시켰다.

그림에서 알 수 있듯이 CO₂ 배출량이 축열식 전력공조시스템인 Ice on coil만이 비축열식 전력공조시스템인 Air-con보다 많고 다른 축열식 전력공조시스템은 낮게 나타나고 있다. 이것은 축열식 전력공조시스템인 Ice capsule과 Ice slurry는 Air-con보다 COP가 낮지만 주야간 발전원별 구성, 발전효율 및 송배전효율의 차이로 이산화탄소 배출량을 줄일 수 있기 때문이다. 그러나 Ice on coil은 시스템의 성능이 너무 낮기 때문에 야간운전에 따른 발전원별 구성, 발전 및 송배전효율의 이득을 이용할 수 없다.

발전원별 변화에 따라서는 상대적으로 석탄화력발전의 비율이 높은 2005년도의 CO₂ 배출량이 전반적으로 높게 나타나고 있으며, 원자력발전 비율이 높은 2015년의 CO₂ 배출량이 가장 낮게 나타나고 있다. 이것으로 석탄화력 및 원자력발전이 이산화탄소 배출에 가장 큰 영향을 미치는 것을 알 수 있다.

4.2 발전효율 변화에 따른 이산화탄소 배출량

Fig. 4는 Table 4에 나와 있는 발전효율을 기준으로 야간의 발전효율이 주간보다 1~5% 높은 것으로 가정하여 주야간의 발전효율 차이가 1~5%인 경우에 대하여 이산화탄소 배출량을 추계한 것이다. 이때 주야간 발전원별 구성비는 Table 3

의 2000년 자료를 기준으로 하였고, 송배전효율은 Table 4에 나와 있는 값을 기준으로 야간이 주간보다 2% 높은 것으로 가정하였으며 시스템의 COP는 Table 5의 기준값으로 고정하였다. 주야간의 발전효율의 차이가 증가할수록 CO₂ 배출량이 축열식 전력공조시스템은 감소하고, 비축열식 전력공조시스템은 증가한다. 이러한 경향은 주야간 발전효율 차이가 증가할수록 더욱 뚜렷하게 나타나고 있다.

축열식과 비축열식 시스템의 비교에 있어서는 Ice capsule과 Ice slurry는 야간의 발전효율이 주간보다 1% 이상만 향상되어도 Air-con보다 CO₂ 배출량이 적다. 그러나 시스템의 COP가 상대적으로 낮은 Ice on coil은 야간의 발전효율이 주간보다 최소 3.5% 이상 향상되어야만 비축열식에 비하여 CO₂ 배출의 저감효과가 있다.

4.3 송배전효율 변화에 따른 이산화탄소 배출량

Fig. 5는 Table 4에 나와 있는 송배전효율을 기준으로 야간의 송배전효율이 주간보다 1~5% 높은 것으로 가정하여 주야간의 송배전효율 차이가 1~5%인 경우에 대하여 이산화탄소 배출량을 추계한 것이다. 이때 주야간 발전원별 구성비는 Table 3의 2000년 자료를 기준으로 하였고, 발전효율은 Table 4에 나와 있는 값을 기준으로 야간이 주간보다 2% 높은 것으로 가정하였으며 시스템의 COP는 Table 5의 기준값으로 고정하였다.

주야간의 송배전효율의 차이가 증가할수록 CO₂ 배출량이 축열식 전력공조시스템은 미소하게 감소하고, 비축열식은 약간 증가한다.

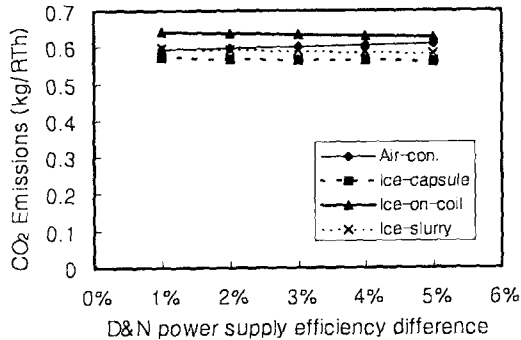


Fig. 5 Effect of difference between day and night power supply efficiency on CO₂ emissions.

축열식과 비축열식 시스템의 비교에 있어서는 Ice capsule과 Ice slurry는 야간의 송배전효율이 주간보다 1% 이상만 향상되어도 Air-con보다 CO₂ 배출량이 적다. 그러나 Ice on coil은 야간의 송배전효율이 주간보다 최대 5%가 되어도 비축열식에 비하여 CO₂ 배출의 저감효과가 없다.

4.4 COP 변화에 따른 이산화탄소 배출량

Fig. 6은 Table 5에 나와 있는 전력공조시스템의 평균 COP를 기준으로 축열식 전력공조시스템의 COP를 -0.4에서 +0.4까지 변화시켰을 경우에 대하여 이산화탄소 배출량을 추계한 것이다. 이때 비축열식 전력공조시스템인 Air-con의 COP는 고정시켰다. 또한, 주야간 발전원별 구성비는

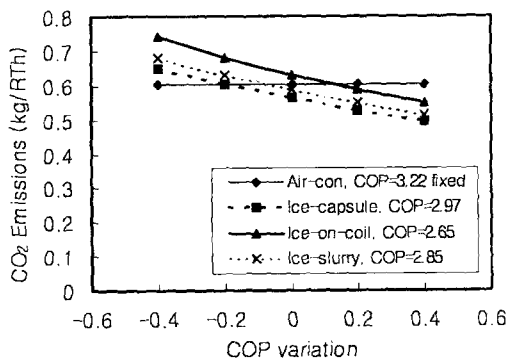


Fig. 6 Effect of COP variations of ice thermal storage systems on CO₂ emissions.

Table 3의 2000년 자료를 기준으로 하였고, 발전효율 및 송배전효율은 Table 4에 나와 있는 값을 기준으로 야간이 주간보다 2% 높은 것으로 가정하여 시뮬레이션하였다.

비축열식 전력공조시스템의 COP가 증가할수록 이산화탄소 배출량이 현저하게 감소한다. 축열식 각 시스템별로 비축열식인 Air-con과 비교하면, Ice capsule과 Ice slurry는 현재의 성능 정도만 유지한다면 비축열식에 비하여 이산화탄소 배출 저감효과가 우수하지만 Ice on coil은 현재의 성능보다 COP가 약 0.2 정도 향상되어야만 비축열식에 비하여 이산화탄소 배출 저감효과가 있다.

4.5 단위변화에 따른 이산화탄소 배출량

발전효율, 송배전효율 및 전력공조시스템의 COP가 각각 이산화탄소 배출에 미치는 영향이 얼마나 되는지를 분석하기 위하여 발전효율 1%, 송배전효율 1% 및 전력공조시스템의 COP 0.1로 각각 변화시킨 경우에 대하여 각 전력공조시스템의 이산화탄소 배출량을 분석하였다. 이때 발전원별 구성비는 Table 3의 2000년 자료를 기준으로 하였다.

Fig. 7에서 알 수 있듯이 전력공조시스템의 COP 변화가 이산화탄소 배출특성에 가장 큰 영향을 미친다. 상대적으로 송배전효율에 따른 영향은 낮다. 또한, 축열식 전력공조시스템인 Ice capsule은 모든 경우에 대하여 비축열식 전력공조시스템보다 이산화탄소 배출량이 낮다.

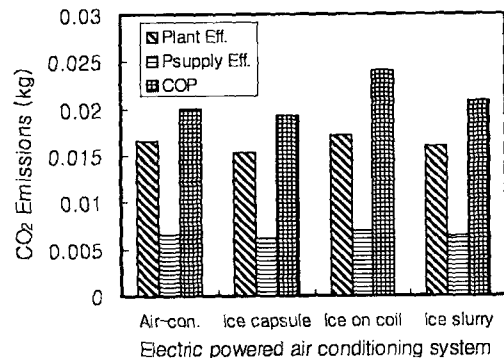


Fig. 7 Variation of CO₂ emissions due to increasing performance with plant efficiency 1%, power supply efficiency 1% and COP 0.1.

5. 결 론

발전원별, 발전효율, 송배전효율 및 시스템의 COP 변화에 대한 축열식 및 비축열식 전력공조 시스템의 이산화탄소 배출특성을 시뮬레이션하여 다음과 같은 결론을 얻었다.

(1) 전력공조시스템의 단위 시간 동안 단위 냉동 톤을 생산하기 위한 CO₂ 배출량은 약 0.6 kg/RTh이다.

(2) 야간 발전효율이 주간보다 1%만 높아도 Ice capsule과 Ice slurry의 CO₂ 배출량이 비축열식인 Air-con보다 낮다. 그러나 Ice on coil은 야간의 발전효율이 주간보다 최소 3.5% 이상 향상되어야만 CO₂ 배출 저감효과가 있다.

(3) 야간의 발전효율이 주간보다 1% 높아질수록 축열식 전력공조시스템의 CO₂ 배출량은 약 1.3% 감소한다.

(4) 주야간 송배전 효율변화에 따른 CO₂ 배출량의 변화는 미소하다.

(5) 전력공조시스템의 COP가 증가할수록 CO₂ 배출량은 현저하게 떨어지고, COP가 0.1 정도 향상될수록 CO₂ 배출량은 약 7.2% 감소한다.

(6) 전력공조시스템의 COP 변화가 시스템의 CO₂

배출에 가장 큰 영향을 미친다.

참고문헌

1. Kang, S. I. et al., 1998, Structural change to cope with the climate change in the case of manufacturing sector in Korea, KEI Research Report, KEI/1998/RE-15.
2. Han, H. J. and Oh, S. Y., 1999, A research on recent trends in Korea greenhouse gas emission in the case of transport, KEI Research Report, KEI/1999/RE-11.
3. 1995, Source energy emissions associated with cooling systems part 2-Energy and emission trajectories, Thermal Storage Technical Bulletin, ITSAC.
4. Kim, S. et al., 1994, A research and development on cold storage air conditioning System, KEPCO Report, KRC-90D-J03.
5. 1996, Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.
6. Korea Electric Power Corporation, 2000, Statistics of electric power in Korea.