

탄소세 변화에 따른 IGCC와 이산화탄소 저감기술 진입경쟁력 및 온실가스 저감효과 분석

전영신[†] · 김영창 · 김형택

아주대학교 대학원 에너지시스템학부

(2007년 11월 28일 접수, 2008년 4월 8일 수정, 2008년 5월 6일 채택)

A Study on Competitiveness and GHG Mitigation Effect of IGCC and Carbon Capture Technology According to Carbon Tax Change

Young-Shin Jeon[†], Young-Chang Kim and Hyung-Taek Kim

Division of Energy Systems Research, Ajou University

(Received 28 November 2007, Revised 8 April 2008, Accepted 6 May 2008)

요 약

2005년 2월 16일 발효된 교토의정서 체제에서 부속서 1에 포함된 선진국들은 온실가스에 대하여 2008년부터 2012년까지 연간 1990년 대비 년 평균 5.2%를 감축하도록 목표량을 규정하였다. 이러한 목표량을 달성하기 위하여 EU등의 국가는 배출권 거래제도 및 청정개발체제(CDM)사업 등 온실가스를 저감하기 위하여 힘쓰고 있다. 교토의정서 1차 공약기간 중에서 온실가스 감축목표를 부여받지 않은 OECD국가는 우리나라와 멕시코 두 나라 뿐이며, 이산화탄소 배출량 9위인 우리나라에 2차 공약기간(2013년~2017년)부터 의무저감에 대한 국제적 압력이 가중되고 있다. 본 연구에서는 탄소세를 변화시키면서 발전소 건설의 변화와 그에 따른 CO₂ 저감량을 계산하고, 시나리오 별 석탄가스화복합발전(Integrated Gasification Combined Cycle; IGCC)과 CO₂ 저감장치 설치 발전소의 진입경쟁에 대하여 분석하였다. 시뮬레이션 결과 탄소세가 증가하더라도 원자력발전소의 건설이 무조건 증가하는 것이 아니라 일정한 비율만을 차지하고, 석탄화력발전소의 감소비율을 LNG 복합화력이 차지하는 것을 알 수 있었으며, IGCC와 같은 대안 기술이 존재한다면 석탄화력의 감소비율의 일부를 차지한다.

주요어 : 석탄가스화복합발전, 온실가스, 이산화탄소, 기후변화협약, 전원개발계획

Abstract — After the Kyoto Protocol has been ratified in Feb. 16 2005, the developed countries which is involved in Annex-1 have tried to mitigate GHG to the reduction objective. To accomplish this objective, EU developed EU-ETS, CDM project, and so on. Korea has faced pressure to be a member of Annex-1, because Korea and Mexico are only non-Annex-1 countries in the OECD nations. In this study, we simulated power plant expansion plan and calculated CO₂ emission with changing Carbon Tax. Especially, we focused on the competitiveness of IGCC and carbon capture technology. In our result, even though carbon tax rise, nuclear power plant does not always increase, it increase up to minimum load. LNG combined cycle power plants substitute the coal fired power plants. If there are many alternatives like IGCC, these substitute a coal fired power plant and we can reduce more CO₂ and save mitigation cost.

Key words : IGCC, GHG (Greenhouse gas), CO₂, Climate Change, Power plant expansion plan

[†]To whom correspondence should be addressed.
Division of Energy Systems Research, Ajou University
Tel: 031-219-2972
E-mail: grtjeon@ajou.ac.kr

1. 서 론

2005년 2월 16일 발효된 교토의정서 체제에서는 부속서 I에 포함된 선진국들은 2008년부터 2012년까지 연간 1990년 대비 년 평균 5.2%를 감축하도록 목표량을 규정하였다. 이러한 목표량을 달성하기 위하여 EU의 경우에는 배출권 거래시장을 형성하고, 2005년부터 회원국의 배출시설(installation)의 참여를 통하여 배출권 거래 시장 제도(EU-ETS : European Union Emissions Trading Scheme)가 운영되고 있다. EU-ETS에서는 회원국들에게 거래제도 운영을 위하여 시장 운영을 위한 설계 지침을 제공하면서, 해당 국가가 각 배출시설에 배출권을 어떻게 할당할 것인가에 대한 지침을 제공함과 동시에 이에 대한 구체적인 국가 할당 계획서(NAP : National Allocation Plan)를 제출하고 이에 대하여 유럽 연합 집행 위원회의 승인을 하기로 하여 현재 EU-25개국이 제출한 상태이다. 또한 자국 내에서의 온실가스 감축과 더불어 JI(Joint Implementation), CDM(Clean Development Mechanism)과 같은 유연성 체제(flexible mechanism)를 이용하여 저감량을 인정받기도 한다. 교토의정서 1차 공약기간 중에서 온실가스 감축목표를 부여받지 않은 OECD국가는 우리나라와 멕시코 두 나라 뿐이며, 이산화탄소 배출량 9위인 우리나라는 2차 공약기간(2013년~2017년)부터 의무저감에 대한 국제적 압력이 가중되고 있다.

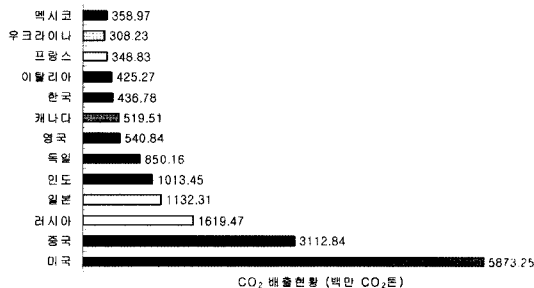
현재 우리나라는 기업과 정부 간에 협약을 맺고 에너지절약과 온실가스배출 감소목표를 자발적으로 정하여 실천하는 에너지절약 자발적협약(VA : Voluntary Agreement) 제도를 도입하였으며, 에너지사용의 효율화를 통한 온실가스 저감을 위하여 효율관리제도(에너지소비효율등급표시제도, 에너지 절약마크 제도, 고효율에너지기자재 인증제도, 건물에너지 효율등급 인증제도) 및 에너지 사용자 대신에 전문기업에서 자체자금 또는 정책자금으로 에

너지절약시설에 대신 투자하여 발생하는 에너지 저감비용으로 투자비와 이윤을 회수하는 에너지절약전문기업(Energy Service Company; ESCO) 사업을 벌이고 있다.

본 연구에서는 동적계획법 및 확률적 시뮬레이션 기법을 활용하여 주어진 공급신뢰도 및 환경제약 조건을 만족하는 발전소 건설 중에서 건설비 및 운영비의 최소 대안을 찾는 WASP-IV 프로그램을 이용하여, 탄소세를 변화시키면서 각 시나리오 별 발전소 건설의 변화와 그에 따른 CO₂ 저감량에 대하여 계산하고, 특히 탄소세 시나리오별 IGCC와 CO₂ 저감장치를 설치한 발전소의 진입경쟁에 대하여 분석하였다.

2. 전원개발계획

발전소 건설계획을 수립하는데 있어서, 최소비용 원칙이란 15~25년에 걸친 미래에 예상되는 수요에 대비하여 각 기간에 대하여 정전이 발생할 확률 즉, 공급시장 확률(Loss of Load Probability; LOLP)을 일정 범위 이내로 하면서, 발전설비의 기술적, 경제적 특성을 고려하여 현재가치의 기준에서 가장 경제적인 발전원별 투입시기 및 투입용량을 결정하는 것이다. 단위용량의 단위시간당 고정비 및 운전비의 합을 발전원가라 부르는데, 발전소의 경우 단위 기간당 발전시간의 비율인 이용률(Capacity Factor)에 따라 발전원가가 달라지기 때문에, 이용률을 고정하고 발전원가를 비교하는 방식으로는 경제성에 따라 운전을 변화시키는 실제 상황을 묘사할 수 없다. 이러한 문제를 해결하기 위하여 정태적 분석으로 심사곡선법(Screening Curve Method)을 이용하기도 한다. 아래 그림의 심사곡선법은 어떤 특정한 1년간에 대한 정태적 분석법으로서 이에 의한 최적전원구성 방식은 어떤 년도의 발전설비의 구성 비율(%)이 어느 정도로 되는 것이 경제적인가에 대한 개략적인 정보를 제공하여 준다.



출처 : Key World Energy Statistics 2003¹¹⁾
 그림 1. 각국의 CO₂ 배출량(CO₂, Mton).

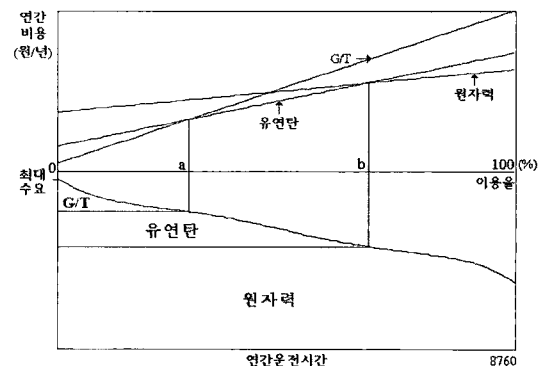


그림 2. 심사곡선 방법.

그러나 이 방식은 발전설비의 투입시기 및 용량에 대한 정보를 제공하지 못하고, 공급신뢰도를 유지하기 위한 예비력의 크기를 반영하지 못하며, 또한 설비의 고장정지 등 확률적 요인에 대한 반영도 곤란하다. 따라서 한 연도만을 대상으로 하는 심사곡선법에 의한 최적 설비구성 방법은 최소한 20년 이상의 계획기간을 갖는 전력수급계획에 직접 적용할 수는 없고, 주로 전력수급 계획의 개념을 설명하거나 부하율의 변화에 따른 전원 구성의 변화를 이해하는 데에 이용된다.

최적화 문제로서의 전력수급계획 문제는 미래의 각 연도에 있어서 발생하는 수요를 일정 신뢰도기준 이내로 만족시키면서, 계획기간 동안의 매년도 투자비 및 운전비의 현재가치의 합을 최소로 하는 연도별, 발전원별 투입용량을 결정하는 문제이다. 이것은 주어진 연도의 설비구성을 결정하는 정태적인 문제가 아니라 계획기간 전체를 대상으로 하여 정해진 목적함수를 최소화하는 각 연도별 설비구성을 결정하는 동태적인 문제임을 의미한다. 이 문제의 목적함수 또는 가장 좋은 대안을 결정하는 판단 기준은 계획기간 동안의 연도별 투자비 및 운전비의 현재가치의 합이고, 제약조건은 연도별 건설 가능한 설비 범위 및 신뢰도기준이며, 결정해야 할 것은 발전원별 투입용량 및 그 시기이다. 따라서 최소비용 원칙의 최적전원구성 문제는 다음과 같은 동태적 최적화문제로 정식화될 수 있다^[2].

$$\text{목적함수 } K : \sum_{n=1}^T \left(\sum_{i=1}^M J_n^i U_n^i + G_n(X_n^1, \dots, X_n^M) - S(U_1, \dots, U_T) \right) \quad (1)$$

$$\text{제약조건} : P_n^L \leq \sum X_n^i \leq P_n^U$$

$$\text{LOLP}_n(X_n) \leq C_n$$

$$X_n = X_{n-1} + U_n$$

$$U_n \geq 0$$

- 여기서, i : 발전소 형식번호
- M : 총 발전형식의 수
- n : 연도
- T : 계획기간
- X_n^i : n 연도 i 형식의 발전소
- J_n^i : n 연도 i 형식 발전소 건설비의 현재가치(원/kW)
- U_n^i : n 연도 i 형식 발전소의 투입용량(kW)
- G_n : n 연도 X_n 의 설비로서 운전한 발전계통의 운전비용의 현재가치
- S : 잔존가치(Salvage Cost)
- P_n^L, P_n^U : n 연도 설비용량의 하한 및 상한

C_n : n 연도 공급신뢰도 또는 LOLP 기준 (시간/년)

위의 식은 전력수급계획의 최소비용의 대안을 선택하기 위한 수리계획(mathematical programming) 모델이다. 이 문제는 선형계획법, 비선형계획법, 동적계획법, 정수계획법 등의 여러 가지 방법에 의하여 해(solution)를 구할 수 있으며, 동적계획법을 이용하는 WASP(Wien Automatic System Planning Package) 모형이 가장 많이 활용되고 있다.

WASP(Wien Automatic System Planning Package)는 1974년 미국의 TVA(Tennessee Valley Authority)의 R. Taber Jenkins와 ORNL(Oak Ridge National Laboratory)의 D. S. Joy에 의해 개발된 장기전력수급계획 수립용 전자계산 모형이다. 그 후, IAEA에서 이를 수정, 개발하여 WASP-II로 발표하였고, 세계 각국의 전력회사에서 널리 활용하고 있는데, 현재는 WASP-IV 까지 발표되었으며, 우리나라는 1977년에 IAEA를 통하여 도입하여 장기전력수급계획 수립에 활용하고 있다. WASP 모형은 주어진 경제적, 기술적 제약조건 아래에서 최적 전력수급계획을 도출하는 모형이며, 최적화 부분에서는 R. Bellman의 동적계획법(Dynamic Programming)을 이용하고, 운전비 계산 부분에서는 Baleriaux의 확률적 시뮬레이션(Probabilistic Simulation) 방식을 이용하고 있다^[3].

2-1. 동적계획법

동적계획법은 Bellman의 최적성 원리(Principles of Optimality)에 근거하여 목적함수를 극대화 하기위한 입력변수의 조건을 찾는 방법론이다.

$$K(j, x) = \max\{f(x_j, u_j, j) + K(j+1, x_{j+1})\} \quad (2)$$

위 식은 최적성의 원리에 의한 순환관계식이며, 이 식은 continuous time에서도 사용할 수 있으며 우리가 관심을 갖는 discrete time의 상황에서도 사용할 수 있다. WASP에 있어서는 대상기간을 단계(stage)별로 분할하되 각각의 stage는 1년으로 정의하고, stage는 발전기들의 조합을 나타내는 state들로 구성된다. 이렇게 구성된 상태변수들을 (1)식에 대입하여, 각 stage에서 각 state에 대한 목적함수를 계산한 후 마지막연도로부터 축차적으로 최적해를 찾아나가는 것이 WASP에서 사용하는 동적계획법이다^[3].

2-2. Baleriaux의 확률적 시뮬레이션(Probabilistic Simulation)

WASP에서는 대상연도의 시간대별 부하를 그 크기순으로 재배열하는 부하지속곡선(Load Duration Curve; LDC)을 이용하여 계획기간에 필요한 발전량을 정의한

표 1. WASP 모형의 구성.

구성모듈	기능	입력요소	출력내용
LOADSY	• 미래수요 정의	• 연도별 최대수요 • 연도별 LDC(5차 방정식 또는 point로 입력)	• 연도별 부하자료
FIXSYS	• 기존설비 특성 정의	• 기존설비 특성자료(열소비율, 고장정지율, 보수일수 등)	• 기존설비 자료
VARSYS	• 후보설비 특성 정의	• 후보설비 특성자료(열소비율, 고장정지율, 보수일수 등)	• 후보설비 자료
CONGEN	• 설비조합(configuration) 생성	• 설비구성 범위 • 연도별 최소누적대수 • 연도별 tunnel폭	• 연도별 Config. 생성
MERSIM	• Config.별 LOLP 및 운전비용 산정(확률적 시뮬레이션)	• 발전기 급전순위 • 환경제약(WASP-IV) • 상기 4개 모듈의 출력	• Config. 별 LOLP • Config. 별 운전비용 • 환경배출물(WASP-IV)
DYNPRO	• 최적 계획 도출(동적계획법)	• LOLP 기준 • 할인율 • 후보설비 건설비	• 연도별 설비건설계획

다. 기존의 WASP-II에서는 프로그램 실행시간을 단축하기 위하여, 정규분포의 c.d.f(cumulative distribution function) 항으로 나타낸 값인 cumulant 방식을 이용하였으나, WASP-IV에서는 Fourier series로 변환하여 사용한다. Baleriaux의 방법론은 이러한 부하지속곡선을 각각의 발전소가 고장정지가 발생할 경우에 고장정지율(Forced Outage Rate; FOR)과 같은 확률로서 발전기의 용량과 같은 부하가 발생한다고 생각하며 이렇게 발생한 부하곡선을 등가부하곡선(Equivalent Load Duration Curve; ELDC)이라 한다. 따라서 운영비가 낮은 순서로 쌓아 올리는 merit order대로 발전기가 계통에 투입된 경우 각 발전기의 발전량 기대치를 산정할 수 있다. k번째 발전기의 발전량 기대치는 다음 식과 같다^[15].

$$EES_k = (1 - q_k) T \int_{U_{k-1}}^{U_k} L_{k-1}(X) dX$$

$$\text{여기서, } U_{k-1} = \sum_{i=1}^{k-1} C_i$$

$L(X)$: X에서의 LDC 값

EES_k : merit order에 의한 k번째 발전기의 발전량 기대치

T : 대상 기간

C_k : k번째 발전기의 용량

q_k : k번째 발전기의 FOR

2-3. WASP의 입력변수

WASP모형은 6개의 모듈로 구성되어 있으며 각 모듈의 기능 및 입출력 내용은 [표 1]과 같다^[14].

3. 입력변수

Loadsy를 입력하는데 있어서, 전력수요량은 GDP를 이용하여 구한 값이므로 이를 그대로 사용하며, 이 수요량을 맞추기 위해서 발전소에서는 송전손실과 소내소비율을 고려하여 더 많은 전력을 생산하여야 한다. 2005년 송배전손실률 4.5%, 소내소비율 4.56%^[6]를 이용하여 대략 9%로 가정하여 전력수요량의 109%를 전력생산량으로 추정하였다.

수요관리에 의한 최대전력용량(MW)의 변화는 제3차 전력수급기본계획 자료^[7]를 이용하면 되지만, 사용전력량(MWh)의 감소에 대한 수치는 3차 기본계획에 부하율의 변화에 대한 전망치를 기재하지 않았기 때문에 존재하지 않는다. 하지만 제2차 전력수급기본계획^[8]의 수요전망에는 수요관리 이전과 이후의 부하율 변화가 존재하므로 전력사용량에 대한 차감분이 계산가능하다. 2차 계획상의 2008년 수요관리에 의한 전력저감은 1.09%에 달하며, 2017년에는 2.91%에 달한다. 이를 공비수율을 이용하여 연간 증가율로 나타내면 11.53%가 된다. 2020년까지는 11.53%의 증가율을 사용하고, 2021년부터는 수요관리 저감효과가 포화된다고 가정하고 2020년 저감효과인 4.04%를 2030년까지 사용하였다.

신재생에너지와 집단에너지의 2005년 발전량실적은 전체 발전량의 0.9%^[9]이다. 신재생에너지 건설과 집단에너지의 건설이 증가할 전망으로 보임에 따라 이 비율이 증가할 것으로 생각된다. 하지만, 설비의 증가로 인한 발전량의 증가수준은 신재생에너지의 특성과 난방을 주로 하는 집단에너지의 특성상 낮을 것으로 전망된다. 따라

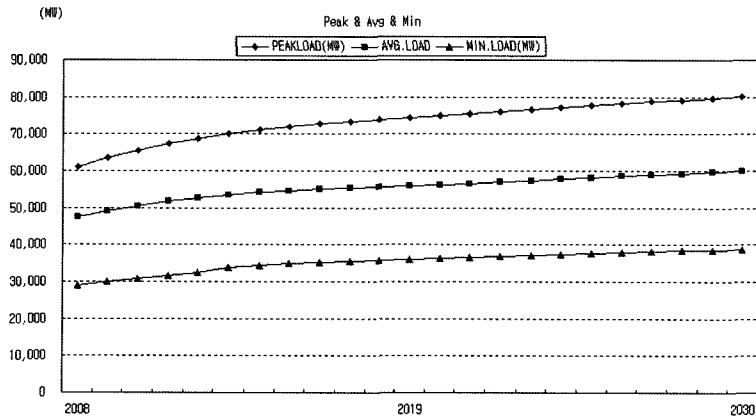


그림 3. 연간 최대부하 및 평균/최소 부하.

서 2008년에는 전체발전량의 1.0%를 차지하는 것으로 놓고, 매년 이전 년도의 비율에 105%씩 증가하여 전체 발전량에서 차감하고, 기존의 발전소 데이터를 담당하는 Fixsys 모듈에서 집단에너지와 신재생에너지를 입력하지 않았으며, 도서지역의 내연력발전과 제주도 지역 대부분

의 비중양급전 및 중앙급전 발전소도 매우 미미한 양이므로 부하자료에는 삭감하지 않았으나 Fixsys 모듈에서 입력하지 않았다.

연간 부하율을 2008년 77.6%를 기준으로 매년 0.3%씩 감소하는 것으로 계산하여 앞의 전력사용량에 계산하

표 2. 전력수요량을 이용한 연간부하 도출.

연도	전력 수요량 (GWh)	전력 생산량 (GWh)	수요관리 저감효과	수요관리 후 생산절감량 (GWh)	신재생 및 집단에너지 생산 비율	신재생 및 집단에너지 삭감 후 전력생산량 (GWh)	연간 부하율	수요관리 후 연간최대 부하(MW)	3차 기본계획 자료(MW)
2008	389,581	424,643	1.09%	420,015	1.00%	415,815	77.6%	61,169	61,382
2009	404,159	440,533	1.22%	435,178	1.05%	430,608	77.4%	63,536	62,987
2010	416,623	454,119	1.36%	447,962	1.10%	443,023	77.1%	65,565	64,605
2011	427,211	465,660	1.51%	458,618	1.16%	453,309	76.9%	67,289	65,944
2012	436,146	475,399	1.69%	467,381	1.22%	461,700	76.7%	68,741	67,120
2013	444,054	484,019	1.88%	474,915	1.28%	468,853	76.4%	70,016	68,092
2014	450,748	491,315	2.10%	481,008	1.34%	474,562	76.2%	71,081	68,832
2015	456,443	497,523	2.34%	485,882	1.41%	479,045	76.0%	71,969	69,474
2016	461,376	502,900	2.61%	489,777	1.48%	482,540	75.8%	72,712	70,049
2017	466,046	507,990	2.91%	493,206	1.55%	485,554	75.5%	73,386	70,535
2018	470,428	512,767	3.25%	496,122	1.63%	488,041	75.3%	73,984	71,025
2019	474,561	517,271	3.62%	498,545	1.71%	490,018	75.1%	74,507	71,408
2020	478,555	521,625	4.04%	500,564	1.80%	491,574	74.9%	74,969	71,809
2021	480,948	524,233	4.04%	503,066	1.89%	493,580	74.6%	75,501	
2022	483,353	526,854	4.04%	505,582	1.98%	495,572	74.4%	76,034	
2023	485,769	529,489	4.04%	508,110	2.08%	497,546	74.2%	76,567	
2024	488,198	532,136	4.04%	510,650	2.18%	499,503	74.0%	77,099	
2025	490,639	534,797	4.04%	513,204	2.29%	501,441	73.7%	77,631	
2026	493,092	537,471	4.04%	515,770	2.41%	503,357	73.5%	78,162	
2027	495,558	540,158	4.04%	518,348	2.53%	505,250	73.3%	78,692	
2028	498,036	542,859	4.04%	520,940	2.65%	507,118	73.1%	79,221	
2029	500,526	545,573	4.04%	523,545	2.79%	508,959	72.9%	79,748	
2030	503,028	548,301	4.04%	526,163	2.93%	510,771	72.6%	80,273	

표 3. 대안 발전소 특성 데이터 - 기본시나리오.

Capacity (MW)	타입	연료비 (c/10 ⁶ kcal)	FOR (%)	Fixed O&M cost (\$/kW-month)	Heat value of fuel (kcal/kg)	CO ₂ emisison (%wt. of fuel)	Capital cost (\$/kW)	Plant life (yr)	Construction time (yr)	
CC5H	500	LNG	3,535	6.6	3.09	12,996	305	680	20	2.5
CC7H	700	LNG	3,535	6.6	2.66	12,996	305	665	20	2.5
C500	500	기력	953	4.8	3.11	5,911	234	1,161	30	3.7
C800	800	기력	953	4.8	2.52	5,911	234	1,064	30	4.3
C10H	1,000	기력	953	4.8	2.28	5,911	234	962	30	4.3
N10H	1,000	원자력	138	5.1	8.01	N/A	N/A	1,853	40	5.3
N14H	1,400	원자력	138	5.1	6.77	N/A	N/A	1,731	40	5.7

표 4. 대안 발전소 특성 데이터 - IGCC, MEA 시나리오.

Capacity (MW)	타입	연료비 (c/10 ⁶ kcal)	FOR (%)	Fixed O&M cost (\$/kW-month)	Heat value of fuel (kcal/kg)	CO ₂ emisison (%wt. of fuel)	Capital cost (\$/kW)	Plant life (yr)	Construction time (yr)	
CC5H	500	LNG	3,535	6.6	3.09	12,996	305	680	20	2.5
CC7H	700	LNG	3,535	6.6	2.66	12,996	305	665	20	2.5
C800	800	기력	953	4.8	2.52	5,911	234	1,064	30	4.3
C80A	800	CO ₂ 저감장치	953	5.5	4.10	5,911	23.4	1,808	30	4.3
IGCC	500	IGCC	953	20.0	3.68	5,911	93.648	2,308	30	4.8
N10H	1,000	원자력	138	5.1	8.01	N/A	N/A	1,853	40	5.3
N14H	1,400	원자력	138	5.1	6.77	N/A	N/A	1,731	40	5.7

여 최대부하를 구하여 보았다. [표 2]에서 보는 바와 같이 제3차 전력수급기본계획자료보다 최대부하가 훨씬 많이 증가하는 것으로 나왔다. 이는 수요관리의 절감량(MWh)의 증가속도와 최대부하 수요관리(MW)의 증가속도가 다르기 때문에 발생한다. 하지만 수요관리의 효과를 너무 높이다 보면 부하율이 증가하는 경향으로 나올 수밖에 없는데 이는 타당해 보이지 않으며, 해가 갈수록 부하율이 감소한다는 것이 여러 연구자의 중론이다^{[6][11]}. 따라서 3차 기본계획의 최대부하 및 부하율을 사용하지 않고, 우리가 계산한 자료를 사용하기로 한다.

Fixsys 및 대안발전소의 데이터를 담당하는 Varsys 모듈의 발전소 데이터는 제3차 전력수급기본계획 및 발전설비현황 자료를 기본으로 작성하였으며, IGCC와 CO₂ 저감장치를 설치한 석탄화력 발전소의 경우에는 기존의 연구자료의 데이터들을 이용하여 추정하였다^{[6][7][12][15]}. 발전소 건설계획의 대안에 대해서는 연료형식을 LNG를 사용하는 복합화력, 석탄을 사용하는 기력, 원자력만을 사용하는 기본시나리오와 MEA(Mono Ethyl Amine) 등의 흡수제를 이용한 CO₂ 저감장치를 설치한 발전소와 IGCC를 대안으로 하는 IGCC, MEA 시나리오를 이용하였다. 각 대안 발전소의 기술적 특성데이터와 경제성 데이터는 Varsys 모듈과 Dynpro모듈 파일에 존재하며 그 데이터는 다음의 [표 3], [표 4]와 같다.

탄소세 시나리오는 각 연료별로 발생하는 CO₂를 계

산하여 발생한 CO₂당 Carbon Tax를 대안발전소 특성 데이터인 연료비에 환산하여 적용하였다. 따라서 원자력발전소의 경우에는 연료비가 모든 시나리오에서 일정하고, 효율이 높을수록 연료의 사용량이 줄어들기 때문에 IGCC의 경우에는 연료비의 증가속도가 낮다. CO₂ 저감장치를 부착한 기력발전소의 경우에는 CO₂가 저감되기 때문에 연료비 증가속도는 낮은 반면 CO₂ 저감장치 부착으로 인한 효율감소분이 존재하며, 또한 추가적인 비용이 발생하기 때문에 기존의 기력발전소에 비해 높은 건설비를 추정하였다.

4. 시뮬레이션 결과 및 고찰

4-1. 향후 발전소 건설계획

<그림 4>와 <그림 5>를 비교해 보면, 탄소세가 없거나 1만원/ton CO₂일 경우에는 두 시나리오 모두 석탄화력발전소의 건설에 집중하는 것을 볼 수 있다. 초기 4년간은 석탄화력발전소가 진입하지 못하도록 제약조건을 주었기 때문에, 주어진 LOLP를 만족하기 위하여 LNG 복합화력발전소의 건설은 불가피 하게된다. IGCC와 원자력발전소는 8년 이후부터 건설이 가능하도록 설정하였기 때문에 IGCC와 원자력발전의 경쟁관계를 고려하도록 하였다.

탄소세가 증가함에 따라 석탄화력의 비중은 점점 줄

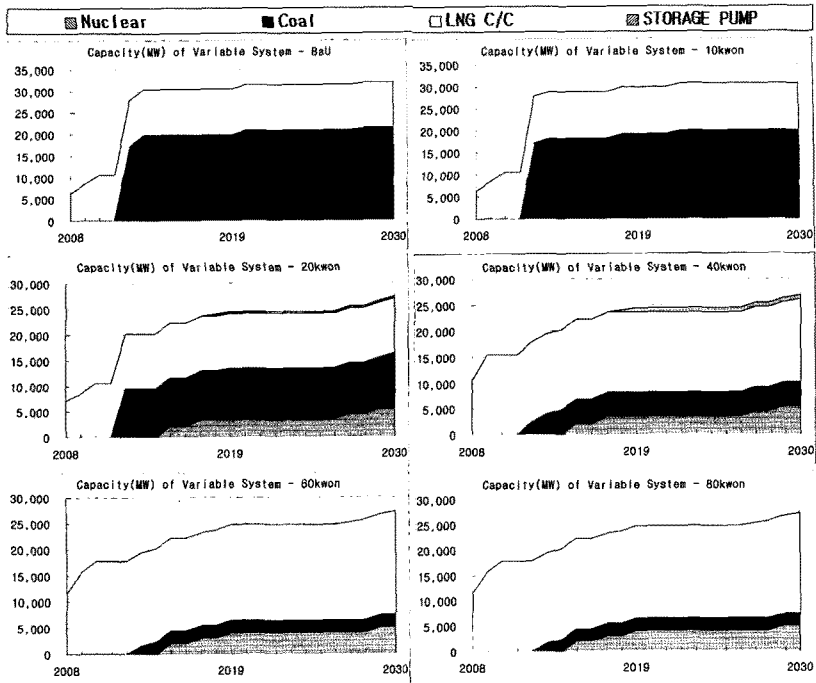


그림 4. 탄소세 대비 발전소 건설 계획 - 기본 시나리오.

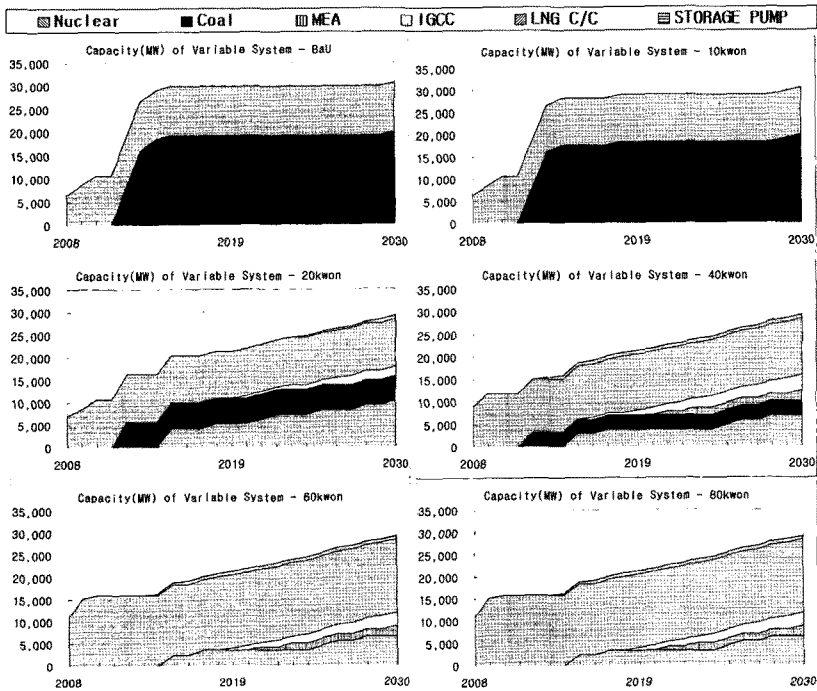


그림 5. 탄소세 대비 발전소 건설 계획 - IGCC, MEA 시나리오.

어떻게 되며, 탄소세 2만원/ton CO₂의 경우에 두 시나리오 모두 원자력발전소의 건설이 등장하기 시작한다. 여기서 주목해야 할 점은 IGCC와 같은 대안발전소가 존재하지 않을 경우에는 탄소세가 증가하더라도 원자력의 건설이 증가하는 것이 아니라 일정한 비율만을 차지하고, 석탄화력발전소의 감소비중을 LNG 복합화력이 차지한다는 것이다. IGCC 시나리오의 경우에는 탄소세가 증가함에 따라 2015년부터 원자력발전이 등장하면서 2020년부터 IGCC가 진입하게 된다.

2만원 이후부터는 탄소세가 증가함에 따라 기본시나리오에서는 원자력발전소의 건설이 증가하는 것이 아니라 석탄화력발전소 건설대신에 LNG 복합화력발전소가 차지한다. IGCC 시나리오에서는 2만원/ton CO₂ 일때의 원자력발전소 건설보다는 그 이상의 탄소세에서 약간 줄어드는 경향을 보이며, 석탄화력발전소의 자리를 LNG 복합화력과 IGCC가 대신한다. 탄소세가 더 증가함에 따

라 IGCC의 진입이 더 빨라지며, CO₂ 저감장치를 설치한 발전소의 건설이 발생한다. 특이한 사항은 기본시나리오에서는 석탄화력발전소 건설이 계속 남아있으나, IGCC 시나리오에서는 탄소세가 증가함에 따라 석탄화력발전 건설이 없어진다.

양수발전에 대해서 살펴보면, 기본시나리오에서 탄소세 2~4만원/ton CO₂에서 원자력 발전이 그 이상의 탄소세 보다 더 건설되는 반면에 원자력 발전량에서 피크수요를 담당하기 위하여 양수발전을 설치한다. 탄소세가 6만원/ton CO₂ 이상일 경우에는 기저부하로서의 원자력이 줄어들고 LNG 복합화력이 첨두부하를 담당하게 된다. IGCC의 경우에는 IGCC와 CO₂ 저감장치 설치 발전소의 건설이 증가함에 따라 기저부하를 담당하는 발전소가 상대적으로 증가함에 따라 LNG 복합화력 보다는 양수발전의 설치로 첨두부하를 담당하게 된다.

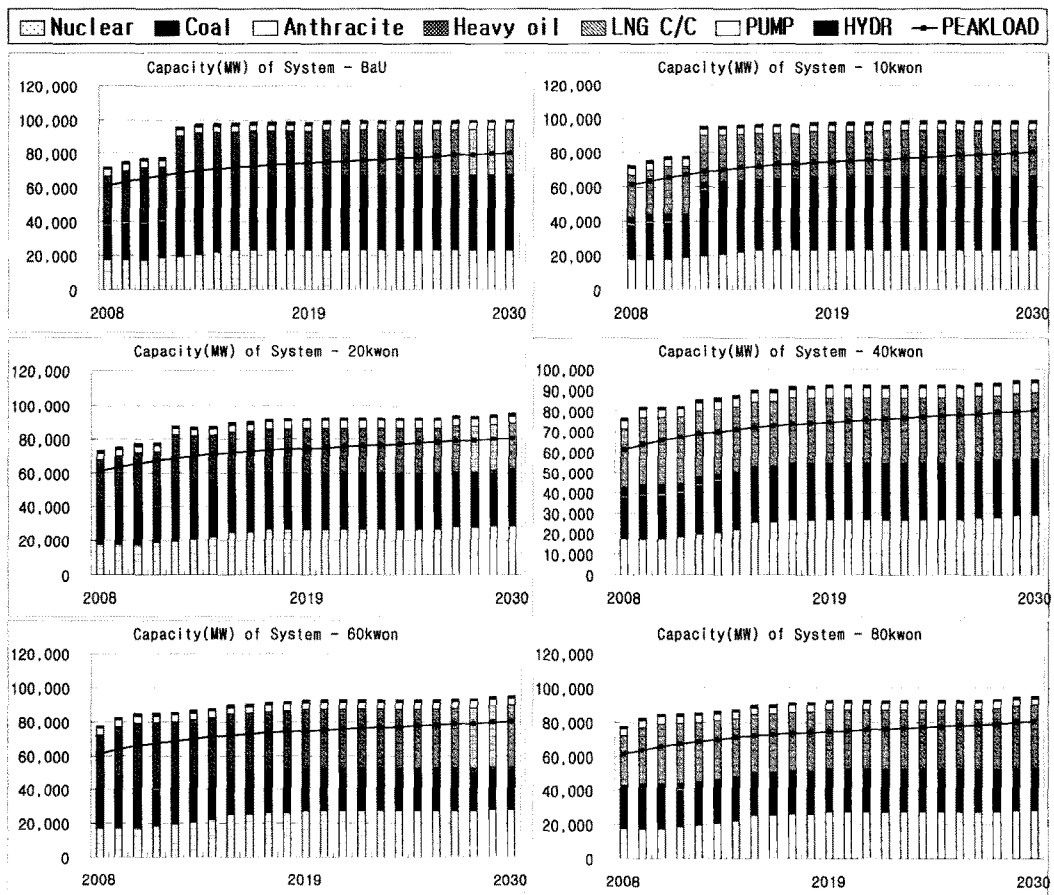


그림 6. 연료별 발전용량 및 peak load - 기본시나리오.

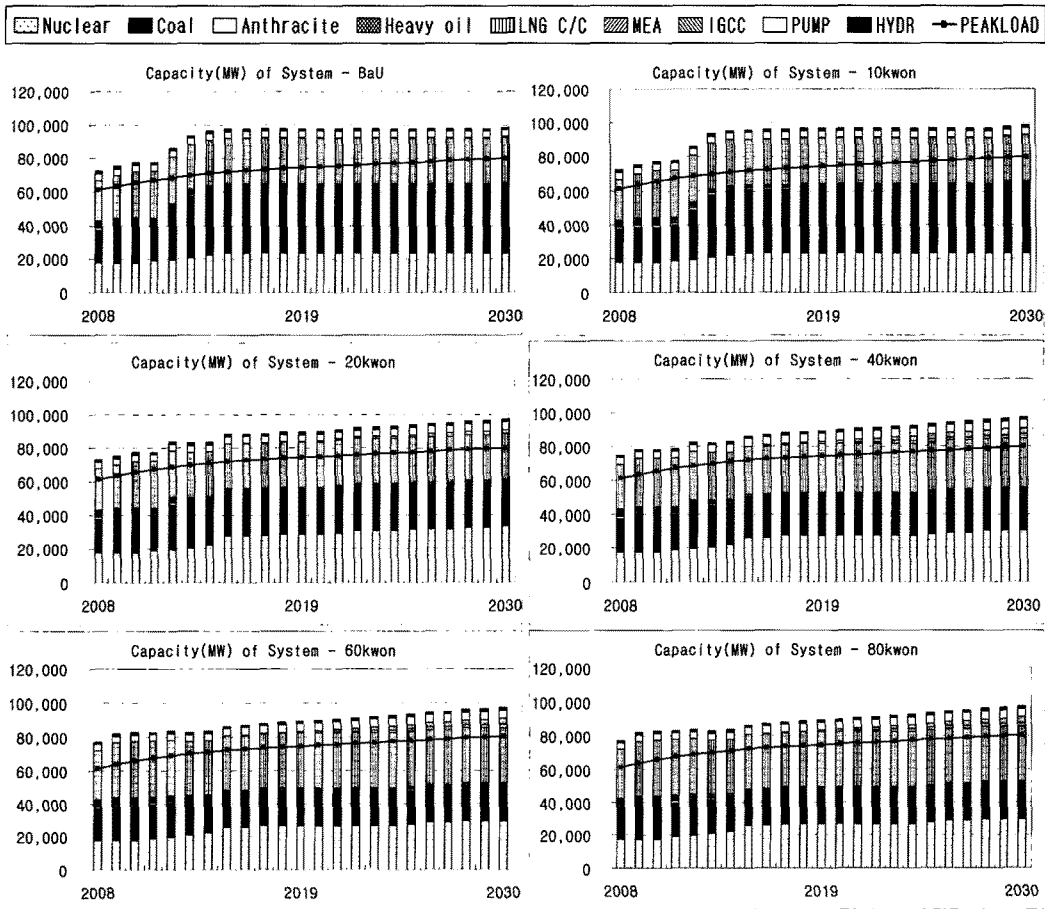


그림 7. 연료별 발전용량 및 peak load - IGCC, MEA 시나리오.

4-2. 첨두부하와 에너지원별 전원구성전망

<그림 6, 7>은 우리나라 피크부하와 총 발전소 용량의 변화를 보인 것이다. <그림 4, 5>에서도 보이듯이 낮은 탄소세의 경우에는 석탄화력발전의 건설이 우세하므로, 석탄화력발전소의 진입이 이루어지기 이전에는 첨두부하 대비 예비율이 상대적으로 낮은 반면에 2012년 이후부터는 석탄화력의 진입이 이루어짐에 따라 급격한 예비율의 증가를 보인다. 즉, 2011년까지는 제약조건인 LOLP=1일/년 근처에서 용량이 결정되며 석탄화력이 진입하면서 전원구성이 더 낮은 LOLP 근처에서 결정되는 것이다.

탄소세가 증가함에 따라 석탄화력 발전소의 건설이 줄어들고, 초기년도에 LNG 복합화력발전소의 진입이 이루어지므로, 예비율이 매년도에 거의 비슷한 양상을 보인다. 무연탄과 중유 발전소의 경우에는 Varsys에서 대안 발전소로 지정하지 않았기 때문에, 노후화에 의한 퇴출만을 보이고 있으며, 원래 전체 전원mix에서 차지하

는 비중도 작다.

IGCC와 CO₂ 저감 발전소의 경우에도 기존 설비의 비중이 크기 때문에, 전원mix에서 차지하는 비중이 작아서 기본시나리오와 IGCC시나리오와의 전원mix 비중의 변화가 뚜렷하게 보이지는 않는다. 하지만 시간이 지남에 따라 기존 발전소의 수명이 다하면, 그 비중을 IGCC나 CO₂ 저감 발전소가 차지하게 될 것이다.

4-3. 에너지원별 발전량

<그림 8, 9>는 에너지원 별 발전량의 변화를 보인 것이며, <그림 6, 7>의 발전용량을 비교해 보면, 운전비의 대부분을 차지하고 있는 연료비의 효과가 확연하게 나타난다. 우리 연구에서 탄소세의 적용을 연료비에 추가하였기 때문에, 탄소세의 증가는 연료비의 증가를 의미하고, 이는 바로 발전량에 투영된다. 특히 탄소세가 없을 경우나 1만원/ton CO₂일 경우를 보면, 석탄화력의 발

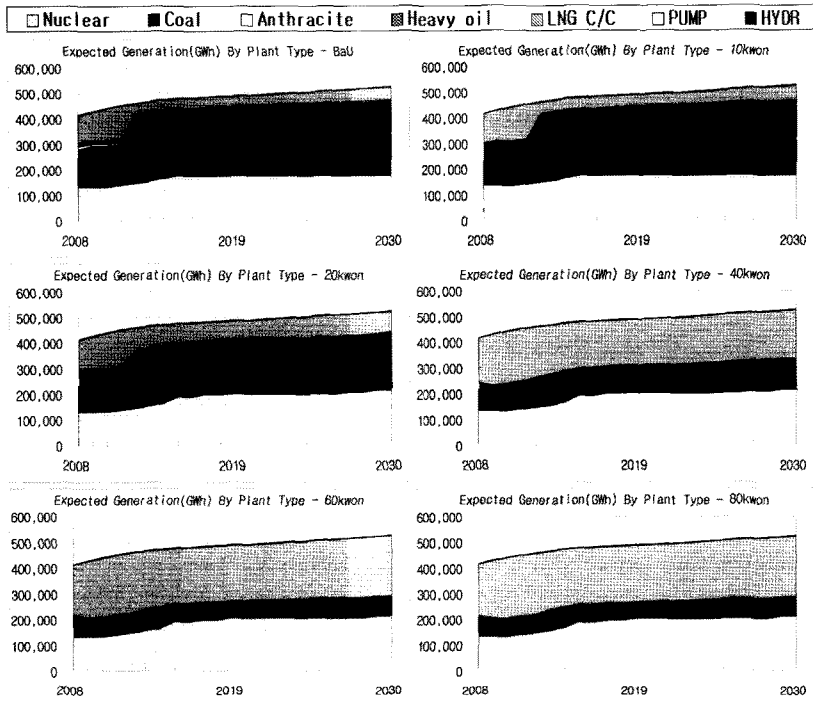


그림 8. 탄소세 시나리오 별 연료별 발전량 - 기본 시나리오.

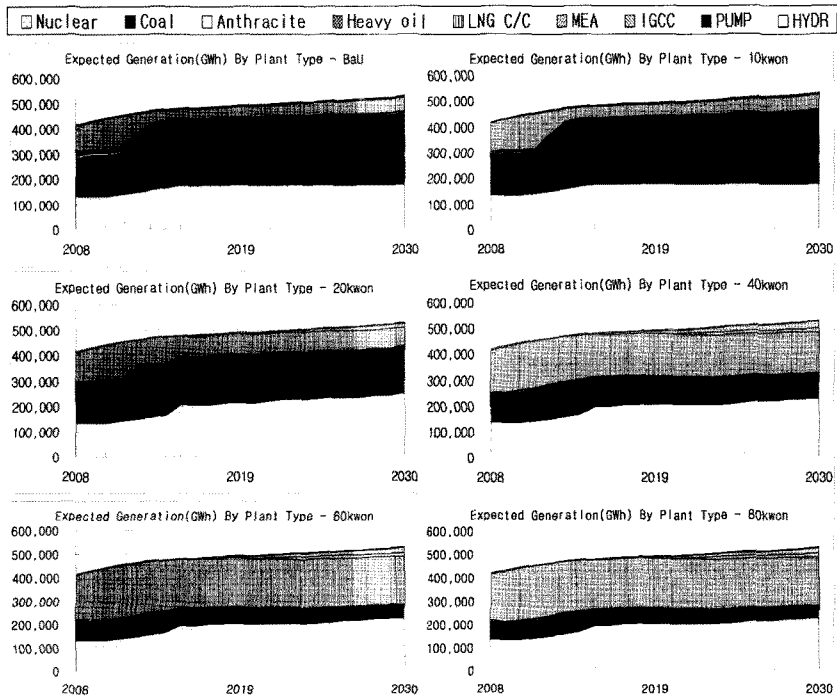


그림 9. 탄소세 시나리오 별 연료별 발전량 - IGCC, MEA 시나리오.

전량이 급증하는 모습을 볼 수 있다.

LNG 복합화력의 경우에는 2012년 이전에는 30% 정도의 발전량을 담당하다가 석탄화력이 진입하면서 첨두부하만을 담당하는 모습을 보인다. 탄소세가 증가함에 따라 LNG 복합화력이 피크부하를 담당하는 모습에서 석탄이 담당하던 중간부하까지 발전하는 모습을 보인다.

원자력 발전소의 경우에는 탄소세가 없는 경우에는 최소부하부분은 석탄화력과 같이 담당하다가 탄소세가 증가함에 따라 최소부하까지의 발전량 모두를 담당하는 모습을 보인다. 하지만 건설비가 크기 때문에 일정량 이하의 이용률에서는 아직도 비용경쟁력을 극복하지 못하기 때문에, 탄소세가 증가하더라도 기저부하 부분만을 고정적으로 담당하는 경향을 보인다.

IGCC의 경우에는 높은 효율이 비용 경쟁력을 가지며, CO₂ 저감발전소는 CO₂ 저감량에 따라 비용경쟁력으로, 발전용량에서의 비중보다 상당히 높은 비중의 발전량을 보인다.

4.4. CO₂ 배출량

〈그림 10, 11〉은 CO₂ 배출량의 변화를 보인 것이다. BaU 경우에 부하가 매년 증가하기 때문에 우상향 하는 경향을 보이며, 2012년부터 잠시 증가하는 경향은 석탄 화력발전소를 많이 건설하였기 때문이며, 탄소세가 증가하면서 석탄화력발전이 감소하면서 증가한 높이가 감소하고 있다. 그 이후 감소하는 경향은 원자력 발전소가 진입하였기 때문에 감소하는 경향을 보이고 있으며, 감소하는 크기는 탄소세가 증가면서 더 커지고 있다. 주목할 만한 점은 탄소세가 1만원/ton CO₂일 경우에는 BaU와 별 차이가 없으며, 2만원/ton CO₂ 이상부터 급격한 CO₂ 배출 저감을 보이다가 6만원/ton CO₂부터는 다시 큰 차이를 보이지 않는다는 것이다. 이는 연료비의 증가가 건설비의 벽을 넘지 못하기 때문에 발전 mix의 변화를 보이지 않기 때문이며, 따라서 CO₂를 그 이상 감소시키기 힘들 것으로 생각된다. 동일한 탄소세의 경우에는 기본 시나리오 보다 IGCC 시나리오에서 CO₂ 발생량이 적으며, 특히 2, 3만원/ton CO₂ 경우에 저감량이

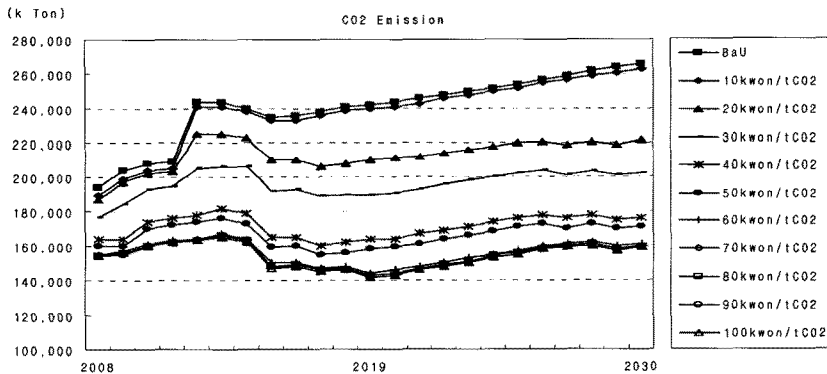


그림 10. 탄소세 시나리오 별 CO₂ 배출량 - 기본 시나리오.

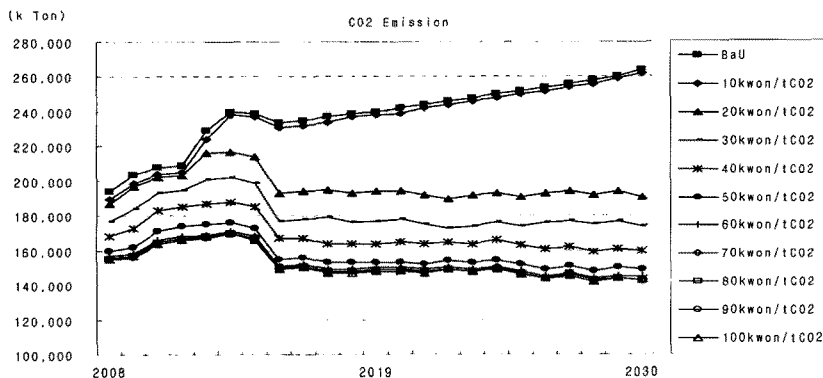


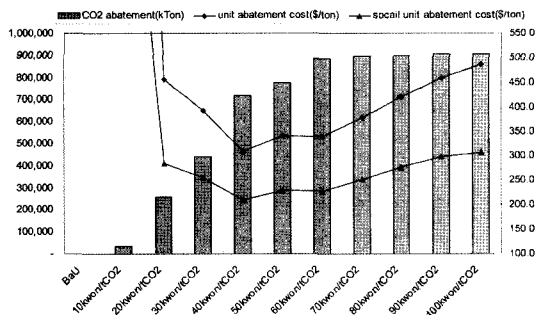
그림 11. 탄소세 시나리오 별 CO₂ 배출량 - IGCC, MEA 시나리오.

표 5. 탄소세 시나리오 별 단위 CO₂ 저감비용 - 기본 시나리오.

	BaU	10 kwon/ tCO ₂	20 kwon/ tCO ₂	30 kwon/ tCO ₂	40 kwon/ tCO ₂	50 kwon/ tCO ₂	60 kwon/ tCO ₂	70 kwon/ tCO ₂	80 kwon/ tCO ₂	90 kwon/ tCO ₂	100 kwon/ tCO ₂
CO ₂ 저감량 (kTon)	-	34,840	258,799	442,152	718,821	776,400	885,044	896,492	899,593	905,498	905,509
단위저감비용 (\$/ton)	-	1765.8	456.4	393.5	308.5	340.7	338.8	378.3	420.4	459.7	487.3
사회적 단위저감 비용(\$/ton)	-	1066.7	285.1	255.1	209.8	229.6	228.4	251.6	275.9	298.4	307.2

표 6. 탄소세 시나리오 별 단위 CO₂ 저감비용 - 기본 시나리오.

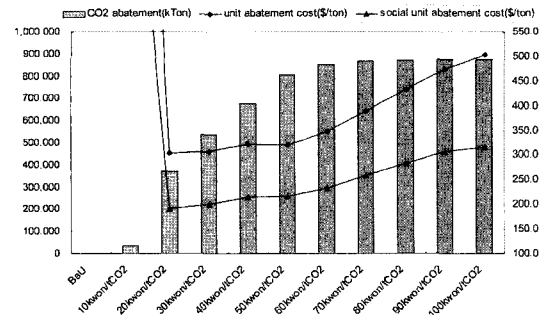
	BaU	10 kwon/ tCO ₂	20 kwon/ tCO ₂	30 kwon/ tCO ₂	40 kwon/ tCO ₂	50 kwon/ tCO ₂	60 kwon/ tCO ₂	70 kwon/ tCO ₂	80 kwon/ tCO ₂	90 kwon/ tCO ₂	100 kwon/ tCO ₂
CO ₂ 저감량 (kTon)	-	35,498	370,817	537,467	674,819	804,566	854,309	865,816	869,672	874,855	873,661
단위저감비용 (\$/ton)	-	1,716.3	304.2	307.8	321.7	320.2	348.1	389.6	433.2	474.4	502.3
사회적 단위저감 비용(\$/ton)	-	1,036.8	191.4	200.0	215.2	215.9	233.3	257.9	283.3	306.9	314.9

그림 12. 탄소세 시나리오 별 단위 CO₂ 저감비용 - 기본 시나리오.

현재까지 증가하다가 6만원 이후부터는 두 시나리오의 CO₂ 발생량이 비슷해진다.

4.5. CO₂ 저감비용

<그림 12, 13>은 BaU에서 발생하는 CO₂에서 각 탄소세 별로 발생하는 CO₂를 빼서 계산한 CO₂ 저감량과 각 탄소세 별로 발생하는 총비용에서 BaU에서 발생하는 비용을 뺀 저감비용을 나타내었다. 또한 사회적으로 최적인 탄소세를 계산하기 위해서 부과된 탄소세가 사회적 편익으로 모두 회수된다는 가정 하에 사회적 저감비용을 계산해보았다. 여기서 미래비용은 할인하여 현가화를 하였으며, CO₂ 저감량의 경우에도 같이 할인하여 현가화를 하였다.

그림 13. 탄소세 시나리오 별 단위 CO₂ 저감비용 - IGCC, MEA 시나리오.

<그림 10, 11>에서도 알 수 있듯이 6만원 이후의 탄소세를 부여하더라도 더 이상 CO₂가 저감되지 않으므로 단위 저감비용은 탄소세에 비례하여 증가하게 된다. 따라서 6만원 이상의 탄소세 부과는 CO₂ 저감이라는 목표를 달성하는 데는 도움이 되지 않을 것으로 생각된다. 단위 저감비용의 그래프를 보면 기본시나리오는 4만원/ton CO₂에서 가장 낮은 단위저감비용인 308.5\$/tonCO₂이며, 이때 CO₂ 저감량은 718,821 ktonCO₂이다. IGCC, MEA시나리오의 경우는 2만원/ton CO₂에서 단위저감비용이 304.2\$/tonCO₂이며, 이때 CO₂ 저감량은 370,817 ktonCO₂이다. 하지만 이 비용은 저감비용에 탄소세가 포함된 것이므로, 발전회사에서 입장에서 소요되는 비용이다. 사회적으로 저감비용의 관점에서 보았을 때 최적 탄

소세가 변함이 없었으며, 기본 시나리오의 최적 사회적 한계저감비용은 209.8\$/tonCO₂이며, IGCC 시나리오의 경우에는 191.4\$/ton CO₂으로 더 낮다. 또한 최적의 탄소세도 IGCC 시나리오의 경우에 2만원/tonCO₂로 낮아서 산업계에서 받아들이는 부담도 더 낮을 것으로 보인다.

5. 결 론

시뮬레이션 결과를 보면, 탄소세가 증가하더라도 원자력발전소의 건설이 무조건 증가하는 것이 아니라 일정한 비율만을 차지하고, 석탄화력발전소의 감소비중을 LNG 복합화력이 차지하는 것을 알 수 있으며, IGCC와 같은 대안기술이 존재한다면 석탄화력의 감소비중의 일부를 차지한다. 탄소세 변화에 따른 전원mix의 변화는 기본 시나리오에서는 석탄화력의 비중이 줄어드는 대신 원자력과 LNG복합화력이 그 대부분을 차지하며, IGCC시나리오에서는 IGCC와 CO₂ 저감 발전소가 전원mix에 등장하게 된다. 기존 발전소의 수명이 남아있기 때문에 IGCC와 CO₂ 저감장치의 비중이 상대적으로 낮아 보이는 것은 하지만, 시간이 지남에 따라 기존 발전소를 IGCC와 같은 대안발전소들이 대체할 것으로 보인다. 피크부하에 있어서 기본 시나리오에서는 LNG 복합화력이 첨두부하를 담당하지만, IGCC의 경우에는 기저부하를 담당하는 발전소가 상대적으로 증가함에 따라 양수발전의 설치로 피크부하를 담당하게 된다.

기후변화대책으로서 최고의 대안으로 손꼽히는 원자력 발전소의 경우는 원료인 우라늄의 가격이 석탄과 천연가스에 비해 월등히 저렴하여 기저부하를 담당하는 데에는 최고의 대안이지만, 화력발전에 비해 효율이 낮고 초기 건설비가 크기 때문에 일정량 이하의 이용률에서는 아직 비용경쟁력을 극복하지 못하는 모습을 보이고 있다. 게다가 국민수용성, 폐기물 처리, 핵확산 등의 제반문제들이 걸림돌로 작용하기 때문에, 기후변화협약의 대안으로 당장 해결책으로서 등장하는 것보다는 기저부하를 담당하는 기존의 역할을 충실히 하면서 앞서 언급한 문제들을 해결해 나가면 기후변화협약 및 에너지자원 문제의 중요한 해결책으로 작용할 것이다.

IGCC의 경우에는 높은 효율과 CO₂ 저감발전소의 저감량에 따른 비용경쟁력으로 상당히 높은 발전량을 보이고 있으나, 현재 개발 중에 있는 기술이기 때문에 운전의 신뢰도(reliability)와 가용성(availability)을 높이는 데 주력해야 한다. 동일한 탄소세의 경우에는 기본 시나리오 보다 IGCC 시나리오와 같이 기술대안이 더 많

은 경우에 CO₂ 발생량이 적으며, 더 비용 효과적으로 CO₂ 저감할 수 있다는 결론이 나온다. 따라서 전원개발계획 수립 시에 가능한 기술에 대한 데이터베이스를 확보하는 것이 최적의 전원mix를 찾는 첩경이 될 것이며, 가능한 기술의 종류가 늘어날수록 비용 면이나 환경적인 측면에서 더 효율적이므로 가용한 기술을 늘리기 위한 노력도 추가적으로 이루어져야겠다.

감사의 글

본 연구는 산업자원부와 에너지관리공단에서 주관하는 신재생에너지 인력양성사업의 일환인 “최우수 실험실(BEST LAB)” 과제의 지원으로 이루어졌습니다.

참고문헌

1. IEA, Key world energy statistics 2003, 2003.
2. 김영창. 발전설비 투자이론, 에경 M&B, 2006.
3. 정필권. 경제학에서의 최적화이론과 응용, 세경사, 1997.
4. 한국 전력공사 전원계획처, WASP 운용안내서, 1995.
5. 김용하; 문정희; 연준희; 정현성; 우성민; 김미예. “전력수급기본계획에 열병합발전 설비 반영시의 효과분석에 관한 연구”, 에너지공학, 2007, 16(1), 22-31.
6. 한국전력거래소, 발전설비현황, 2006.
7. 산업자원부, 제3차 전력수급기본계획(2006~2020년), 2006.
8. 산업자원부, 제2차 전력수급기본계획(2004~2017년), 2004.
9. 이원우; 노동석. 전력산업 구조개편이 발전연료 선택에 미치는 영향 연구, 에너지경제연구원, 2004.
10. 홍정석, 전력시장의 수익성이 전원구성비용에 미치는 영향 분석, 아주대학교 박사학위논문, 2004.
11. 유재국; 전영신; 서주석; 최기원. “발전부문 기후변화협약 대응 전략 평가 모형 개발”, 에너지기후변화학회 추계발표회, 2006. 11.
12. EPRI, Evaluation of Innovative Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Removal - Technical Report, 2000.
13. Gerold Göttlicher. The Energetics of Carbon Dioxide Capture in Power Plants, NETL/DOE, 2004.
14. Guillermo Ordorica-Garcia; Peter Douglas; Eric Croiset; Ligang Zheng. “Technoeconomic evaluation of IGCC power plants for CO₂ avoidance”, Energy Conversion & Management, 2006, 47, 2250-2259.
15. 산업자원부, 석탄가스화복합발전 도입대비 성능 및 경제성 평가, 2005.