

배출권거래제도 실시가 CBP 시장에 미치는 영향분석 및 대응방안 수립연구

A Study on the Impact Analysis of Introducing Emission Trading System on CBP Market and Policy Implications

김 명 수*
(Myung-Soo Kim)

Abstract - The bearer of the power sector's ETS compliance cost is power consumer for the following reasons. Firstly, power companies are constrained in establishing appropriate strategies to comply with ETS regulations due to the structural differences between the domestic power market and emission trading system. In other words, because power companies do not have a right to determine price and production of electricity, they have to compete with other companies under disadvantaged conditions in the emission trading market. Secondly, because ETS compliance cost is part of power production costs as it is also clearly written in the national greenhouse gas reduction road-map and the second energy supply plan, the cost should be included in power price following the power market operation rule. Thirdly, the most effective method to reduce carbon emissions in power sector is to reduce power demand, which is efficiently achieved through raising power price to a realistic level. Low power price in Korea is the major cause of rising power demand which is also the major cause of rising GHG emission. Therefore, power sector's ETS compliance cost should be included in power price to encourage power consumers' actions on reducing power consumption. Fourthly, when externality cost occurs in the process of delivering public services, usually beneficiary pay principle is applied to identify the cost bearer. Since electricity is one representative public good, the bearer of power sector's ETS compliance cost is power consumer.

Yet method for calculating power sector's ETS compliance costs should be developed based on the following principles: imposing an appropriate level of financial burden on power producers in order to make it fair with other industry players, encouraging emission reduction actions to power companies, preventing power companies from creating windfall profits, and taking into account the structural characteristics of the domestic power sector.

Key Words : ETS, BAU, GHG, CBP, SMP, PBP, RPS, REC, Windfall Profit, Offset Credit,

1. 서 론

국가 온실가스의 47.3%를 배출하는 발전부문은 2020년 BAU 배출량 대비 26.7%를 감축해야 한다. 화석연료를 주요 에너지원으로 사용하는 국내 발전부문에 비상등이 켜졌다. 그러나 현실적으로 발전사업자들이 온실가스 감축에 활용할 수 있는 기술들은 단기간에 개발이 어려울 뿐만 아니라 많은 투자비용이 소요되어 당장 적용 가능한 기술들은 미미하다. 배출권거래제 이행 수단은 배출권 구매로 이어져 결국 발전사들의 발전비용을 증가시키기

때문에 현 CBP 전력시장체계 하에서 발전부문에 발생하는 배출권거래제 이행비용의 합리적인 부담 주체와 부담 방식에 연구가 필요하게 되었다.

연구방법 및 체계는 첫째, 해외의 배출권거래제도 시행에 따른 전력시장의 변화와 발전사업자에게 미친 영향, 위험회피 대응전략과 최종소비자에게 미친 전기요금 전가율을 분석하고 시사점을 제시한다. 둘째, 국내 배출권거래제도 운영방향과 배출권시장의 안정화제도를 알아본다. 셋째, 발전사업자의 발전량 및 배출량을 산출한 후 제1기 할당량과 비교하여 비용추가 발생요인을 제시하고 발전사업자가 배출량 감축을 위한 기술적 감축수단과 수단별로 한계비용을 분석한다. 넷째, 배출권거래제 시행으로 인한 발전사업자의 배출권 구매비용을 전기요금에 전가시켜야 하는 정책논리를 도출하고, 관련비용의 사안별 합리적 보전방안과 현 전력시장 운영제도의 개선방향을 제시한다.

* Author : Dept. of Photovoltaic Engineering, FAR EAST University, Korea.

E-mail: k70127810@hanmail.net

Received : March 8, 2015; Accepted : April 29, 2015

2.2 배출권거래제 시행 대응 전략

2.2.1 Risk 관리 및 Hedging 전략

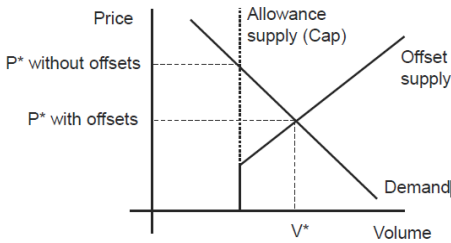


그림 2 배출권거래 시장 가격 결정 모형

Fig. 2 Carbon pricing model

Risk 관리팀은 Eneco Carbon Desk와 별개로 별도 독립조직 형태로 운영되고 있으며, Eneco에서 거래하고 있는 모든 제화 및 금융상품거래에 대한 Risk 관리를 수행하고 있다.

일단 배출권거래 계약을 체결하면 거래 계약의 구매자는 Risk에 노출되어 진다. 계약에 명시된 물량만큼 발행될 수 있을지와 관련된 volume risk, 거래 상대방이 거래를 성실히 이행할지에 대한 counter party risk등과 같은 다수의 risk에 노출된다. 때문에, 거래 계약자는 이러한 risk를 회피하기 위하여 hedge 전략을 수립해야 하며, hedge 전략은 거래계약을 중심으로 반대거래 계약을 하여 리스크를 상쇄시키는 전략을 사용한다.

2.2.2 CDM(clean development mechanism)PM

CDM Portfolio Management의 가장 중요한 목적은 CDM 사업을 통하여 발생될 배출권(CERs)의 양을 예상하는 것에 있다. 이는 CERs의 구매자로서, CERs의 구매시에 발생하는 다양한 거래 위험을 사전에 hedge하고 관리하기 위함에 있다.

2015년 우리나라 배출권거래제에 있어서 1차, 2차 계획기간 동안 전체 배출권 수요량의 약 10% 까지를 상쇄배출권(Offset Credit)으로 충당할 수 있고, 상쇄배출권의 가장 유력한 사업은 CDM 사업으로 국내 CERs이 해당된다. 또한, 3차 계획기간 부터는 우리나라 뿐만 아니라 해외 CERs로 상쇄배출권으로 사용할 수 있어서 배출권 거래계약의 Portfolio 관리가 중요한 상황이다.

2.2.3 배출권거래제 전담조직 구성

유럽 배출권거래제의 경우, 시장 구성상 특징으로 전담조직의 구성과 역할에 있어서 우리나라와 차이를 보이고 있다. EU의 경우 배출권의 할당대상이 온실가스를 실제 배출하는 배출시설(사업장 : Installation) 단위로 이루어진다. 때문에 배출권의 할당 신청, 배출량의 MRV, 배출권의 제출과 같은 행정대응 업무의 책임이 개별 사업장에 있다. 반면, 우리나라의 경우 배출권의 할당 대상이 개별 사업장이 아닌 사업체(할당대상업체 : Corporation)

등)을 제시해 주는 역할을 함.

단위로 이루어진다. 때문에, 배출권의 할당 신청, 배출권 제출과 같은 행정대응 업무의 책임을 본사에서 수행하게 된다. 뿐만 아니라 EU의 경우, 에너지 시장의 자유화로 인하여 대부분의 전력 공급 업체는 자체적인 에너지거래(Trading) 부서를 두고 있다.

2.3 한국기업 과 배출권시장에 주는 시사점

2.3.1 배출권거래제 시행과 관련된 정책들과의 상관관계 분석

배출권거래제 법 이외에 신재생에너지관련법, 신재생에너지 공급의무화제도, 에너지효율화법, 유연탄간접소비세, 지역자원이용세 등이 온실가스 감축에 직간접적으로 영향을 미친다.

2.3.2 배출권거래제로 인한 부문별, 기업별 영향 강약

제1계획기간은 대부분 과거 배출실적에 따른 GF방식(과거배출량 기준)에 의한 할당으로 부문별, 기업별 배출할당량은 향후 실 배출량에 많은 차이가 발생할 수 있다. 이는 기업의 경쟁력에 형평성 문제를 야기시킨다.

2.3.3 투명한 MRV(측정,보고,확인) 시스템

모든 할당대상업체에게 동일한 기준을 가지는 투명한 MRV 체계를 적용해야 한다. 부문간,기업간의 MRV 체계가 상이하게 적용된다면 업종간의 형평성 뿐만 아니라 배출권거래제에 대한 신뢰도와 거래시장에서도 문제가 발생할 수 있다.

2.3.4 장기적 안목에서 배출 감축 계획 수립

국가 감축목표 달성을 위해서 정부는 배출권거래제에 대한 확실성과 신뢰도를 부여하여 기업이 감축기술 개발에 장기적인 안목에서 투자를 할 수 있는 동기를 부여하여야 한다.

2.3.5 시장가격이 발전부문에 주는 영향

발전부문의 감축 기술들은 대부분 시장가격을 상회하기 때문에 시장 구매를 통해 목표를 이행하게 된다. 따라서 Coal to Gas의 연료전환에 의한 감축은 시장가격의 상승 여부에 달려있다.

2.3.6 중앙통제시스템과 배출권거래제 전담팀 운영

본사 중심의 전담팀을 구축하여 배출권의 수요예측, hedge 전략수립, 배출권거래 업무를 수행하며 배출권거래의 권한은 본사 전담팀의 전문 담당자에게 주어어야 한다.

3. 국내 배출권거래제도 추진 현황

3.1 배출권거래제 운영방식

1차 계획기간('15-'17년) 동안은 유연한 운영을 통해 정부와

기업의 거래제 경험축적과 정확한 MRV 집행을 위한 인프라 구축 등에 주력한다. 2차 계획기간('18-'20) 동안은 국제사회에 공표한 2020년 감축목표의 달성을 위해 배출권거래제 적용 부문에서 상당 수준의 온실가스를 감축한다. 3차 계획기간('21-'25년) 동안은 적극적인 온실가스 감축을 위해 유상할당 비율을 확대함으로써 기술개발·설비투자 등을 촉진한다는 목표를 설정하고 있다.

의무적 할당대상 업체는 다음과 같다. 첫째, 계획기간 4년 전부터 3년간 온실가스 배출량 연평균 총량이 125,000 톤CO₂eq(이산화탄소상당량톤) 이상인 업체와 둘째, 계획기간 4년 전부터 3년간 온실가스 배출량 연평균 총량이 25,000 톤CO₂eq 이상인 사업장의 해당 업체, 그리고 계획기간 중에 시설의 신설·변경·확장 등으로 인하여 새롭게 첫 번째와 두 번째 항에 해당하게 된 업체(신규진입자) 등이다.

제1차 계획기간 할당방식은 대부분 업종에 GF방식을 적용하고, 일부 업종(시멘트, 정유, 항공)의 일부 배출시설에 대해 BM방식을 적용하여 할당한다. BM계수⁵⁾를 개발하여 제2차 계획기간부터 점차 적용대상의 확대를 추진한다.

3.2 배출권시장의 안정화제도

3.2.1 배출권의 추가할당, 조정 및 취소

추가할당은 할당계획의 변경 또는 예상하지 못한 온실가스 배출시설의 신·증설 등에 의한 신청에 따라 예비분을 활용하여 추가할당 한다. 이행연도별 조정은 사업계획 변경 등으로 인해 할당대상 업체의 신청이 있는 경우 업체별 계획기간 총할당량의 범위 내에서 이행연도별로 할당량을 조정한다. 할당취소는 할당계획의 변경 또는 전체 시설의 폐쇄, 3개월 이상 미가동, 1년 이상 가동정지 및 거짓이나 부정한 방법으로 할당받은 경우 등에 할당을 취소한다.

계약발전⁶⁾으로 인한 증발 또는 감발의 경우, 추가할당 또는 할당량 조정 신청이 가능하다. 다만, 자기원인 제공 계약발전 상황은 추가할당 대상에서 제외한다. 계약발전량은 전력거래소가 정산하여 인증한 발전기별 계약발전량을 기준으로 한다. 계약발전시의 사용 연료 및 사용량에 따른 배출계수는 기준연도('11년~'13년)의 평균원단위를 할당대상 업체가 제출하며, 계약발전량 증가가 확인⁷⁾되는 발전기만 할당량으로 산정하여 증가분만큼 추가 할당한다.

3.2.2 배출권 제출의 유연성

- 5) 과거 활동자료량 기준 할당량 산정방법
- 6) 계약발전 : 발전기 고장, 송전선로 고장 또는 열 공급·연료계약·송전계약 등 전력 계통의 안정적 운영을 위한 계약사항에 대해 「전기사업법」 제45조에 따라 한국전력거래소의 전력계통 운영 지시를 받아 발전한 경우
- 7) 동일 발전시설의 시기별 사용연료가 다를 경우 계약발전량 감소에도 불구하고, 배출량이 증가할 수 있어 부당하게 추가할당 받는 경우를 방지할 필요가 있음.

할당대상 업체 및 배출권등록부에 배출권 계정을 보유한 자는 보유한 배출권을 현 계획기간내의 다음 이행연도⁸⁾ 또는 다음 계획기간의 최초 이행연도⁹⁾로 이월이 가능하다.

차입은 할당대상 업체가 제출하여야 하는 배출권 수량이 부족한 경우¹⁰⁾, 계획기간내의 다른 이행연도¹¹⁾의 배출권 일부 차입이 가능하다. 제1차 계획기간 중 제출가능 한도는 해당 할당 대상업체가 주무관청에 제출하여야 하는 배출권의 100분의 10 이내이다. 다음 계획기간으로부터의 차입은 불가능하다.

조기감축 실적은 제1차 계획기간에 할당된 전체 배출권 수량의 100분의 3이내 범위에서 할당계획으로 정하도록 규정되어 있다. 할당비율은 할당대상 업체별로 조기감축실적 기여계수¹²⁾를 적용한다. 할당방법은 제1차 계획기간의 3차 이행연도(2017년) 추가할당분으로 2016.12.31까지 할당 한다.

4. 국내 배출권거래 시행에 따른 발전사업자 영향 분석

4.1 발전량 및 배출량과 할당량 분석

4.1.1 2020년 국가 온실가스 배출전망 개요

4.1.1.1 국가 온실가스 배출전망

최종 확정된 국가감축목표는 2014년 1월 국무회의에서 「국가 온실가스 감축목표 달성을 위한 로드맵」으로 보고되었으며 2020년 온실가스 배출전망치(BAU)는 2009년 11월에 처음으로 전망하였고 2011년 7월에 재검토를 한 바 있으나 업종별로 소폭 조정만 있었을 뿐 국가전체 온실가스 배출전망치는 2009년 BAU와 동일하다. 그 이후 산업계의 지속적인 2020년 BAU 재산정 요구에 의해 2013년에 재검증을 시행하였으나 2013년 전망자료가 2011년 전망자료와 오차범위내에 든다는 이유로 2011년에 전망한 자료를 그대로 확정하였다. 결국, 2020년 국가전체 배출전망치는 2009년, 2011년, 2013년 전망값이 유사하다.

4.1.1.2 국가 온실가스 감축목표 달성을 위한 감축로드맵(2014.1월 국무회의 보고)

최종에너지는 에너지 수요전망 모형에서 업종별, 에너지원별 전망값 도출 후 발전부문 투입에너지 산출을 위해 전력, 열 등 가동된 형태의 에너지 생산을 위한 투입에너지(석탄, LNG, 원자력 등)를 계산하였으며, 화석연료 기반의 최종 및 발전부문 투입에너지(석탄류, 석유류, 가스류)에 온실가스 배출계수(IPCC 96GL)를 적용하여 배출량을 산정하였다.

- 8) 제1차 계획기간의 경우 2016년 및 2017년이 해당
- 9) 제2차 계획기간의 최초 이행연도인 2018년이 해당
- 10) 동 사유에 해당하지 않는 경우 차입 불가
- 11) 제1차 계획기간의 2015년 이행연도의 경우에는 2016년 및 2017년 할당 배출권의 차입이 가능하며, 2016년 이행연도의 경우에는 2017년 할당 배출권의 차입이 가능
- 12) 조기감축실적기여계수 = $\frac{\text{해당 할당대상업체의 조기감축실적 인정량}}{\text{전체 할당대상업체의 조기감축실적 인정량의 합}}$

4.1.1.3 온실가스 배출전망 총괄

(1) 최종 발전부문 온실가스 배출전망 및 배경

2011년 BAU로 결정하고 2020년 배출전망을 243백만톤으로 확정하여 2014.1월 국가 온실가스 감축로드맵을 작성하였다

첫째, 2011년 BAU는 2011년 BAU 재검토시 디스플레이, 조선 등 일부업종의 전력소비량 증가를 반영하여 줌에 따라 2011년 기준배출량이 증가하였으며, 결과적으로 2011년 BAU는 2020년 배출전망치가 2009년 BAU 대비 약 10.9% 상승하였다.

표 1 발전부문 2011년 BAU와 2013년 BAU 비교(순발열량 기준)(단위: 백만톤CO₂-eq)

Table 1 Comparison of 2011 BAU emission in power sector with 2013 BAU emission (in net caloric value)

구분	'10	'11	'12	'15	'16	'17	'20	연평균증감률('10~'20년)
'11년 BAU	209	210	212	218	222	227	243	1.5%
'13년 BAU	236	244	248	249	275	279	295	2.3%

둘째, 2011년 BAU 당시 이미 공개된 제5차 전력수급기본계획의 전력수요가 모두 반영되지 않았으나 2009년 BAU를 수정하여 부분적으로나마 현실화 시키려는 노력이 잠겨있다.

(2) 2013년 BAU 미적용에 따른 발전부문 부담 가중

첫째, 2013년 BAU는 제6차 전력수급기본계획에는 다소 못 미치나 제2차 국가에너지기본계획(2014.1 확정)과는 상당한 일치성을 보이고 있음에도 이상기후와 비정상적 에너지 가격체계 등으로 인한 전력수요의 이상급등 현상으로 해석하여 이를 국가온실가스 감축로드맵에 반영하지 않았으나.

둘째, 2013년 BAU가 높은 이유는 원자력 발전비중 축소와 1,000MW 석탄화력 신설 등 현실적인 원인에 기인하여 2011년 BAU와 2013년 BAU가 약 21%의 차이가 있음에도 이를 반영하지 않음으로써 발전부문은 과도한 감축부담을 떠안게 되었고, 이는 신기후체제를 대비한 2020년 이후 감축목표 까지도 연계돼 발전분야에 미치는 부담요인은 해가 거듭될수록 커질 수밖에 없게 되었다.

4.1.2 발전부문 온실가스 할당량 분석

4.1.2.1 국가 배출권 할당계획

제1차 계획기간 중 국가 배출권 총수량은 약 1,687백만 KAU이다. 이중 약 1,598백만 KAU는 계획기간 전에 사전할당하고, 약 89백만 KAU는 정부가 예비분으로 보유하다가 계획기간중에 추가할당한다. 배출권 총수량은 이행연도별로는 '15년 573백만 KAU, '16년에는 562백만 KAU, '17년에는 551백만 KAU(한국배

출권)로 점진적으로 감소한다.

4.1.2.2 발전부문 할당량 및 조정계수

발전부문은 7.36억톤을 할당받았고 할당신청하여 인정받은 양은 약 10.1억톤으로 업종할당량에서 신청인정량을 나눈 조정계수는 0.728이다. 발전부문의 제1계획기간 예상배출량이 8.36억톤으로 추정하고 있는데 실제 할당신청시 인정받은 양이 10.1억톤이나 되어 조정계수가 낮아지는 결과를 초래했다. 이는 과거할당방식(GF방식)과 신규시설의 비정상적 할당방법 등이 원인이라고 판단된다.

표 2 발전부문 할당량 및 조정계수

Table 2 Allocation to power sector and adjustment factor

구분	2015년	2016년	2017년	합계(평균)
업종할당량 ¹³⁾ (만톤CO ₂)	25,019	24,528	24,038	73,585
신청인정량 ¹⁴⁾ (만톤CO ₂)	30,474	34,596	35,985	101,068
조정계수 ¹⁵⁾	0.821	0.709	0.668	0.728

4.1.2.3 할당에 따른 발전·산업부문 영향

제1계획기간 동안 발전부문은 약1조원(배출권가격 1만원 가정 구매시)에 해당하는 부담을 하게 되었고 수요증가율이 예상증가율을 초과할 경우 부담액은 더욱 증가해 발전사의 어려움은 가중되리라 판단된다. 특히, 발전부문의 기술적 감축수단들은 대부분 배출권가격을 크게 상회하기 때문에 감축대상의 많은 양을 배출권 구매형식으로 총당하여야 할 것으로 예상된다. 또한 발전·산업부문 부담액은 같은 기준으로 볼 때 약2.3조원에 이른다.

표 3 할당에 따른 발전·산업부문

Table 3 Impact of allocation on power and industry sectors

구분	배출 및 할당 전망(만톤CO ₂)			추정 부담액(억원)	
	배출전망(A)	할당량(B)	감축량(A-B)	배출권(1만원)	배출권(3만원)
발전부문	83,519(주)	73,585	9,934	9,934	29,802
산업부문	94,303	80,869	13,434	13,434	40,302
합계	177,822	154,454	23,368	23,368	70,104

주) 발전부문 배출전망: 2013년 배출실적 자료를 기준으로하여 제2차 국가에너지기본계획의 총에너지 수요증가율 1.3%적용,발전공기업의 1,000MW급 신설발전 소극적 반영

13) 국가배출권할당계획(9/11, 국무회의 확정)에 따른 업종별 할당량
14) 신청인정량 : 할당대상업체의 할당신청량 중 환경부 검증 완료 후 업종합산량
15) 조정계수 : 업종할당량 / 업종 할당신청인정량

4.2 발전사업자의 배출량 기술적 감축수단 분석

4.2.1 온실가스 감축 로드맵의 발전부문 감축시나리오 및 감축량 분석

가. “수요부문 전력수요 감소에 따른 전력 Mix 개선효과”시나리오를 적용한 결과 첫째, 기준수요(BAU)하의 전원별 구성(석탄 제외)을 유지하는 전제하에 2020년 발전량 BAU 632,819GWh 대비 22%의 전력수요 감소를 통하여 20%의 온실가스를 감축하고, 둘째, 2007년도 대비 2020년 원별 발전비중에서 원자력발전은 34.9%에서 41.6%로, 신재생에너지는 1.0%에서 4.8%로 확대함으로써 BAU 대비 48.8 M tonCO₂e가 감축될 것으로 산정하였다.

나. “신재생에너지 활성화 시나리오”를 적용한 결과 첫째, 2012년부터 RPS 도입이 확정됨에 따른 신재생에너지 발전 비중은 BAU(5.3%) 대비 1.9%가 증가한 7.2%로 계상 하였다. 둘째, 신재생에너지 활성화를 적용한 감축결과는 제5차 전력수급기본계획 확장의 RPS 정의에 따라 IGCC를 신재생에너지로 분류함에 따라 신재생발전비중을 7.2%로 확대하여 7.4M tonCO₂e(BAU 대비 3.2%)가 감축될 것으로 산정하였다.

다. “정책 및 조치 시나리오”를 적용한 결과는 정부의 정책(2010. 1. 지식경제부)을 반영하여 CCS(Carbon Capture and Storage)기술 및 스마트그리드 도입으로 BAU 대비 온실가스를 5% 감축하는 것이다.(스마트그리드:10.0M tonCO₂e, CCS: 2.0M tonCO₂e)

4.2.2 감축수단별 한계비용 분석

4.2.2.1 석탄화력발전기술

초초임계압(USC) 보일러 기술은 신규 석탄발전소 설계 시 적용 가능한 기술로 온실가스 1톤 저감에 발생하는 비용은 약 -8천원 ~ -9천원으로 투자 가치가 높은 기술이다.

4.2.2.2 가스복합화력발전기술

고효율가스터빈을 적용한 가스복합화력 기술은 신규 발전소 설계시 적용 가능한 기술로 온실가스 1톤 저감에 발생하는 비용은 약 -2만원 ~ -4만원으로 투자 가치가 높은 기술이다.

4.2.2.3 석탄가스화복합발전기술(IGCC)

온실가스 1톤 저감에 발생하는 비용은 약 13만원으로 투자 가치가 아주 낮은 기술이다.

4.2.2.4 탄소포집·저장기술(CCS)

CCS기술은 신규 발전소 설계시 반영하여 적용을 하거나 기존 화력발전소에 연소후 포집 또는 순산소 연소로 적용 가능하며, 온실가스 1톤 저감에 발생하는 비용은 약 3만원 ~ 5만원으로 투

자가치가 낮은 기술이다.

4.2.2.5 연료전지기술

연료전지는 설치면적에 대한 제한이 타 신재생에너지원에 비해 상대적으로 적어 대부분 사업장에서 신규 적용 가능하나, 온실가스 1톤 저감에 발생하는 비용은 약 12만원 ~ 13만원으로 투자 가치가 낮은 기술이다.

4.2.2.6 바이오매스

바이오매스는 타 발전기술에 비해 상대적으로 단기간에 적용 가능하고, 상대적으로 적은 투자비용으로 도입 가능하며, 바이오매스 혼소의 경우 온실가스 1톤 저감에 발생하는 비용은 약 -1만원으로 투자 가치가 높은 기술이지만 바이오매스 전소의 경우 한계저감비용은 약 1만원으로 투자 가치가 낮기 때문에 배출권 가격에 따라 투자 가치 여부가 결정될 수 있다.

4.2.2.7 풍력발전기술

풍력발전은 입지조건에 부합하고 인허가 절차에 문제가 없는 경우는 도입이 가능하며, 온실가스 1톤 저감에 발생하는 비용은 육상풍력은 약 -3만원선으로 투자 가치가 높은 기술이고, 해상풍력은 높은 투자비로 인해 투자 가치가 낮다.

4.2.2.8 태양광발전기술

태양광발전은 제도적인 지원으로 인해 활성화되어 왔으며, 입지적인 제한이 상대적으로 낮아 다양하게 적용 가능하나, 온실가스 1톤 저감에 발생하는 비용은 약 13만원 ~ 19만원으로 투자 가치가 낮은 기술이다.

4.2.3 시사점

가. 국가 배출권할당계획에 따르면 배출권 가격이 1만원 이상으로 3개월 지속시 시장안정화 조치를 취하도록 되어 있어 사실상 배출권 상한 가격을 1만원으로 정하고 있다. 그러나 발전부문이 온실가스를 감축할 수 있는 주요 8대 기술을 살펴보면 거의 대부분 1만원을 훨씬 초과하여 투자 가치가 매우 떨어지는 것을 알 수 있다.

나. 초초임계압석탄발전기술과 최신가스복합발전기술이 투자 가치가 높은 것으로 보이나 이는 전력수급기본계획에 따라 투자가 결정될 뿐만 아니라 우리나라 에너지가격 체제나 전력시장체계 하에서는 온실가스 감축 효과가 미미하거나 오히려 증가시킬 수도 있다.

다. 바이오매스 역시 투자 가치가 높은 것으로 나와 있으나 이는 RPS 제도 시행에 따른 효과가 반영되었기 때문이며, 현실적으

로 투자 가치가 높다하여 이에 집중할 경우 신재생에너지 공급의 불균형을 초래할 뿐만 아니라 바이오매스 연료 수입으로 인한 국부 유출 논란을 야기 시킬 수도 있다.

라. 결과적으로 현재의 배출권 가격과 감축기술 수준으로는 발전부문에서 현실적으로 투자할 수 있는 기술이 전무하다고 할 수 있다. 따라서 비용효과적인 측면과 소비자 부담완화 등을 고려할 때 감축기술을 적용하는 것 보다는 배출권을 구입하는 것이 사회적비용을 줄일 수 있는 수단이라 볼 수 있다. 하지만 국가의 온실가스 감축목표 달성을 위해서는 발전부문의 온실가스 배출을 실질적으로 줄일 수 있는 감축기술 적용을 위한 국가의 정책적인 결단과 지원이 필요하다.

5. 국내 배출권 관련비용 전력시장 보전 방안

5.1 국내 배출권거래제 시행에 따른 발전사업자의 정책 논리

5.1.1 전력부문 배출권거래제 이행비용 보전 필요성

5.1.1.1 국내 전력시장의 구조

도매 전력시장은 변동비반영시장(Cost based pool) 체계이며 전력거래소가 운영한다. 도매 전력가격은 용량정산금과 에너지정산금으로 구성된다. 용량정산금은 발전기의 건설비와 유지보수비를 지원하기 위한 목적으로서, 입찰에 참가한 모든 발전기에 지급된다. 입찰한 발전기의 발전 여부는 전력거래소에서 결정하며, 거래소는 변동비가 낮은 발전기 순으로 발전을 지시하며 전력을 공급한 발전기에 한하여 전력비용인 에너지정산금을 지급한다. 소매 전력시장은 한전이 전력소비자에게 독점적(구역전기사업자 제외)으로 전력을 판매하는 형태를 띠고 있으며 용도별로 구분하여 요금을 책정하고 있다.

5.1.1.2 국내 전력시장과 배출권시장의 구조적 차이점

표 4 전력시장과 배출권거래시장 비교

Table 4 Comparison of the characteristic of power market and emission trading market

차이점	도매전력시장	배출권거래시장
상품	전력	배출권
시장운영자	전력거래소	한국거래소
참여기업	발전사와 한국전력공사	525개 대상기업
상품가격평가	전력거래소	시장
상품가격결정	한계발전기	시장
수요자	한전, 구역전기사업자	규제대상 참여기업
공급자	발전사	정부 및 규제대상 참여기업

도매 전력시장에서 전력가는 해당 거래 시간대의 한계 발전기의 발전단위 계통한계가격(SMP)을 기준으로 결정된다. SMP는 해당 시간대에서 변동비가 가장 높은 발전기의 변동비로 결정되며, 변동비는 전력거래소에 설치된 비용평가위원회에서 평가한다. 전력시장운영자는 전력거래소이며, 전력수요는 전력소비가 결정하지만 도매전력시장에는 직접 참여하지 않는다. 반면 배출권거래제 시장에서 공급자는 정부와 시장 참여 기업이며, 수요자는 거래제 의무 이행 기업이다. 따라서 시장에 참여하는 기업은 제품생산량과 시장가격을 조율하여 배출권수요를 줄이거나, 감축기술을 도입하여 배출권을 추가 확보하여 판매함으로써 거래제에 대응할 수 있다.

5.1.1.3 전력시장 운영구조 개편의 필요성

발전부문의 배출권거래제 이행비용 보전 문제는 일반적인 시장 원칙에 의하여 가격이 결정되지 않는 국내 전력시장의 독특한 구조와 충돌함으로써 발생한다. 배출권거래제에 참여하는 타 업체의 경우 규제 이행비용은 일반적으로 제품의 원가로 산입되며, 동 비용을 제품 가격 인상을 통하여 회수한다. 그러나 중앙급전 시스템에 의해 운영되는 단방향 전력시장 구조는 발전부문의 배출권거래제 이행비용을 보상받을 제도적 뒷받침이 없어 비용 보전 여부에 대한 논쟁이 이어지는 것이다. 따라서 향후 발전사가 배출권거래제의 원활한 이행을 위해서는 전력시장 운영구조를 개편하여, 현재 용량입찰방식의 전력시장 체계를 가격입찰 방식으로 전환할 필요가 있다.

국내 전력시장이 전면적인 가격경쟁 체제였다면 배출권거래제 이행비용은 자연스럽게 전기요금으로 전가되어 시장가격이 형성된다. 그리고 시장이 독과점의 형태가 아닌, 완전자유경쟁 체제에 가까울수록 전가율(EU:40~70%)은 낮아지게 된다.

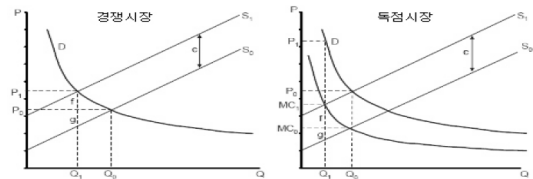


그림 3 시장 집중도와 전가율

Fig. 3 Market concentration and pass through rate

출처: 신상철 외, 국내 에너지시장 구조를 고려한 온실가스 배출권거래제 설계방안, p70, 2010.

5.1.1.4 발전사업자의 거래제 이행비용 보전 논리

(1) 발전사업자의 거래제 이행비용 보전의 필요성

(가) CBP전력시장의 구조적 특성

배출권거래제 시장에서 생산량과 가격 결정 권한은 시장참여 기업들이 최적의 탄소 전략을 수립하는 데 있어 반드시 필요한

요건이다. 그러나 현 전력시장 체계 하에서 발전사들에게는 발전량과 전력가격을 결정할 권한이 없다. 즉, 발전사업자가 적절한 대응 전략을 세우지 못한채 높은 규제 이행비용을 부담해야 하는 것은 PBP(Price Based Pool)시장과 상이한 구조체제로 인하여 발생한다. 배출권시장은 발전사업자 간 경쟁하는 시장이 아닌 525개 업체들이 함께 경쟁하는 시장이다. 당연히 경쟁의 조건이 공평해야 하는 것이 원칙이나, 발전사업자의 경우 전력시장의 구조로 인하여 불리한 조건하에 경쟁해야 한다.

(나) 발전원가의 보전

전력시장운영원칙에 기반하여 도매전력가는 발전 원가를 보전하는 차원에서 결정된다. 배출권거래제 이행비용은 발전을 하기 위해 필연적으로 발생하는 비용이므로, 도매전력시장에서 보전하는 것이 당연하다고 판단된다. 배출권거래제 이행비용이 발전 원가에 포함된다는 사실은 온실가스 감축 로드맵과 제 2차 에너지 기본계획에도 명시되어 있다¹⁶⁾.

(다) 안정적인 전력생산

발전사의 온실가스 감축 기술들 (1ton/CO2e) 은 배출권 구매비용을 훨씬 상회하기 때문에 시장에서 구입을 통한 목표이행이 불가피한 반면, 배출권할당 대상업체 배출량의 38.2%를 차지하는 공기업 발전 5사의 지난 3년간 ('11-'13년) 총자본순이익률은 1.53%로서 유지보수 비용과 배출권 구매비용을 충당하기엔 턱없이 부족하여 안정적인 전력생산에 지대한 영향을 미칠 것이다.

(라) 전력 수요관리의 필요성

그동안 정책적으로 발전원가에 미치지 못하는 수준에서 전기요금에 책정된 결과, 전력수요의 급등이라는 문제가 발생하였다. 우리나라 전력수요는 2007-2012년 동안 연평균 4.8% 수준으로 증가해왔다.¹⁷⁾ 발전부문의 온실가스 배출 저감을 위해서는 전력 효율개선 뿐 아니라, 수요를 반드시 낮추어야 한다. 그동안 많은 전문가들이 현재의 비정상적인 전기요금 수준을 유지한다면 전력수요를 효과적으로 낮추기 어렵다는 점을 지적하였다.

(마) 수익자 부담의 원칙

시장에서 외부효과로 인한 비용이 발생하는 경우 공공서비스의 경우에는 수익자 부담원칙을 적용한다. 이는 공공시설로부터 직접적으로 편익을 받는 사람들이 그 설치, 확충, 정비에 필요한 비용을 부담해야 하고, 그 부담의 정도도 편익을 받는 정도에 비례해야 한다는 원칙이다.¹⁸⁾ 전력상품은 대표적인 공공서비스 상품으로써, 전력상품의 공공성에 대해서는 전기사업법 6조에 명시되어 있다. 따라서 배출권거래제 이행비용의 부담 주체는 전기사업자가 된다.

16) 제 2차 에너지 기본계획은 전기의 생산·수송·공급 과정에서 발생하는 국가 온실가스 감축목표 달성을 위한 비용을 반영하여 전기요금을 현실화한다는 정책 방향을 명시하고 있음.

17) 손범석, 전력수요 증가와 수요관리 정책, 2014.

18) 김종열, 「국가소유 6개 산단 폐수종말처리시설 비용부담규정 개선방안」, 한국산업연구소, 2006.

(바) 발전사업자의 온실가스 감축기술 적용시 전력생산단가 급등

온실가스 감축을 국가 전체의 사회적비용의 효과적인 배분 측면에서볼 때 대규모 비용을 수반하는 감축기술을 적용하여 발전단가를 높이는 것보다는 배출권을 구입하는 것이 전기소비자에게 요금 부담요인을 감소시킬 수 있다. 따라서 전기생산에 필연적인 온실가스 감축을 위한 최적의 비용은 생산단가에 포함되며 전기 소비자가 부담해야할 몫이다.

(2) 발전사업자의 거래제 이행비용 보전 반대 논리

(가) 타 산업과의 형평성

현재 배출권거래제에 참여하는 기업은 525개 업체이며, 이들 기업은 모두 배출량을 저감하거나 배출권을 구매하는 방식으로 규제에 대응해야 한다. 배출권거래제는 규제제도인 만큼, 규제 대상 업체는 불가피하게 비용을 감수할 수밖에 없다. 이러한 상황에서 발전사의 배출권거래제 이행비용을 별도로 보전한다면, 발전사에 보전해야 하는 근거가 명백해야 하며, 나아가 타부문과 같이 원가에 포함하여 경쟁하는 방식을 강구해야 할 것이다.

(나) 기업 경쟁력 약화와 가계 지출 부담

발전사의 배출권거래제 이행비용을 요금으로 보전할 경우 그 비용 부담은 기업과 가계의 전기요금 인상과 물가상승이라는 두 가지 원치 않는 결과를 가져온다. 하지만 기업경쟁력 약화나 가계지출 부담은 배출권 거래제 도입 자체에서 필연적으로 발생하는 문제이지 발전부문 원가상승요인 보전과는 별개의 문제이다.

5.1.2 발전부문 배출권거래제 이행비용 보전의 원칙

5.1.2.1 발전사 재정 부담 적정화

안정적인 전력 수급을 위해서는 발전사가 적절한 투자를 통해 지속적으로 사업을 할 수 있는 환경을 제공해야 하며, 규제 이행비용이 발전사의 안정적인 발전에 영향을 미치지 않는 범위에서 보전해야 한다.

5.1.2.2 타산업과의 경쟁 논리 고려

발전공기업의 경우 기획재정부가 실시하는 공공기관 경영실적 평가 대상이므로 경영실적 평가 지표에 온실가스 자체 저감 실적을 포함함으로써, 경영진 차원에서 온실가스 배출 감축노력을 하도록 유도하는 방안을 강구해야 한다.

특히 자체 감축노력으로 발전기별 기준배출계수를 낮추어 효율향상을 통하여 배출량을 줄일 수 있도록 적절한 보상방안을 마련하여 발전시간 경쟁을 유도할 필요가 있다.

5.1.2.3 발전사의 횡재이익 가능성 차단

이행비용을 보전 받지 않는 기업들의 경우 시장에서 거래한 비용을 제품가격으로 인상하면 되지만, 비용을 보전 받는 경우에는

상황이 달라진다. 제 1기 계획기간 동안에 무상할당 받은 배출권을 거래를 통하여 수익을 창출하거나 비용 보전 가격과 배출권거래제 시장 가격의 차이를 노린 차액 거래가 발생할 수도 있다. 따라서 무상할당배출권 매매를 통한 황재이익은 차단되어야 한다.

5.1.2.4 발전부문 배출권 취소 대상에서 제외

할당대상업체의 사정으로 취소사유 발생시 범에 의해 할당을 취소하도록 되어 있으나(법 제17조) 타부문과 달리 발전부문의 경우 발전사 자의적인 가동 및 생산량 조절이 불가능하기 때문에 취소 대상에서 제외되어야 한다.

5.2 발전사업자에 대한 합리적 보전방안

5.2.1 보전대상 발전사

5.2.1.1 전력시장 참여 발전기

중앙급전발전기는 전력거래소의 급전지시를 받는 대상으로서, 안정적인 국가 전력수급에 기여도가 매우 높다. 따라서 이들 발전사는 우선적으로 보전해야 한다. 전력시장운영규칙을 개정하여 시장을 통한 거래량에 대한 이행비용을 보전해야 한다.

부생가스발전기를 보전하는 문제는 배출권 이행비용 보전과는 별도의 계약방법(예: Vesting Contract)으로 해결해야 할 사안이다.

5.2.1.2 전력시장 비참여 발전기

구역전기사업자는 특정 지역에 전기를 공급하면서 자체 발전량 수급조절상 시장을 통해 매매를 한다. 구역전기사업자에게도 시장을 통해 거래하는 발전량에 한하여는 보전을 해야 한다.

그러나 PPA 체결 발전기는 전력거래소의 급전지시를 받기는 하지만 계약을 통해 한국전력에 전력을 공급하는 형태를 띠고 있으므로, 한국전력과 계약의 통하여 배출권거래제 이행비용을 해결해야 할 것이다.

5.2.2 보전비용

5.2.2.1 배출권구매비용

(1) 기준가격

기준가격은 상품의 평균 가격으로 하는 것이 적절하다. 시장전체 평균가를 기준가격으로 한다면 시장전체 평균가를 기준으로 하는 과징금 기준과도 일치하는 일관성이 있으나 발전사 거래배출권 평균가보다 높을 가능성이 존재하여 정책적 판단이 요구된다. 상품의 종류는 할당배출권과 상쇄배출권이 있으므로 각 상품의 종류에 따라 기준가격을 별도로 책정한다.

일반적으로 장외거래가격이 장내보다 저렴하다. 거래제가 안정기에 들어서기 전까지는 장내거래 상품만을 범위로 하여 평균가격을 도출하는 것이 적절하다. 또한 현물시장의 거래실적이 미미하여

평균가격 왜곡현상이 발생할 경우는 비용평가위원회에서 산출한 가격으로 정산할 수 있는 제도도 마련되어야 한다.

(2) 보전배출량

발전원별로 보전배출량 기준을 설정한다면 보전금액을 산정하기가 편리하다는 장점이 있으나 발전기별 효율의 편차가 크다. 이 경우 노후화된 발전기를 보유한 발전사의 재무 부담이 가중되므로, 발전기별로 배출량을 산정한 후 합산하여 할당량과 비교하여 보전배출량을 산정하는 방식을 제안한다.

5.2.2.2 감축비용

발전부문 온실가스 감축활동은 연료전환, 신재생에너지 확대, 발전기 효율향상, 설비 교체, 탄소 포집 및 저장 등으로 구분할 수 있다. 운전효율 향상이나 발전소 성능 개선 활동은 감축 효과가 미미하고, 신재생에너지의 경우 발전사가 발전량을 조절할 수 없어 추진하기에 어려운 측면이 있다. 연료전환이나 설비교체, 탄소포집 및 저장 등의 기술은 배출권 수익으로는 투자금을 회수할 수가 없다. 발전부문의 실질적인 감축을 위해서는 감축기술 투자에 대한 국가정책이 마련되어야 한다.

5.2.2.3 과징금

배출권 구매비용 보전 기준을 준용하여 이행비용으로 간주, 과징금 1배 까지는 동일한 방법으로 적용하는 것이 합리적이다. 이는 무리한 목표 달성을 위해 배출권을 고가로 구입함으로써 평균 구입가를 높이는 결과를 초래하기 때문이다. 시장실패로 인하여 목표를 이행하지 못했다면 과징금 면제나 전액 보전을 고려해야 할 것이다. 또한, 과징금 부과 후 미이행량에 대해 차기 감축대상량으로 이월하는 이중 규제제도는 개선되어야 한다(RPS제도의 REC 미확보시 과징금 납부시 목표를 달성한 것으로 간주: 신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 제12조의6 ②항)

5.2.3 발전사 보전 및 비용 회수 방안

5.2.3.1 요금으로 보전 및 회수

(1) 도매시장 보전방안

(가) 별도 원가로 보전

배출권거래제 이행비용을 전력정산금에 포함하되, 별도의 원가 항목으로 구분하여 발전사에 보전하는 방안이다. 즉, 용량정산금, 에너지정산금, 보조서비스 비용, RPS 보전비용으로 이루어진 전력정산금에 배출권거래제 보전비용 항목을 추가한 후 보전하는 간편한 방법이며, 해당 비용 산정을 위하여 기준가격과 배출권 보전량 기준을 설정한다.

(나) 급전계획 결정 과정에 보전 비용 반영

발전사 배출권거래제 이행비용을 전력시장가격으로 포함하여 보전하는 방식이다. 비용평가위원회를 통하여 발전기별 발전단위별 배출량을 산정하고 배출권구매비용을 산출한다. 배출권구매비용까지 포함한 변동비를 기준으로 가격결정계획을 세우고, 급전지시를 내린다. 동 방안은 배출량과 연료비를 모두 감안하여 효율적인 급전계획을 수립할 수 있는 장점이 있다. 시장전력가에는 무상할당분까지 선보전하고, 1년 후 발전량이 확정되면 선 지급된 비용을 회수해야 하는 문제와 전력시장가격(SMP)이 급등하거나 횡재이익의 발생 가능성, 발전사의 상황변화 등의 문제가 발생할 수 있다. 따라서 유상할당기간에 적합한 방안이라 판단된다.

(다) 발전부문 총량규제

발전부문의 실질적인 온실가스 배출 감축을 유인할 수 있는 방법으로서 비용평가위원회를 통하여 발전단위별 배출비용을 평가하고 변동비에 반영한다. 전력거래소는 배출비용이 포함된 변동비를 바탕으로 가격결정발전계획을 수립한다. 발전부문 배출총량을 제약조건으로 설정하여 운영계획을 수립하고, 급전지시를 내린다. 1년 후 발전량이 확정되면 무상할당량에 해당하는 비용을 차감하여 최종 정산한다. 동 방식을 따를 경우 배출권거래제 이행비용은 시장가격에 포함되며, 발전부문은 자체 감축 목표를 달성할 수 있다. 그러나 석탄발전 대신 LNG의 발전량이 높아져 도매전력가가 크게 상승할 우려가 있다.

(2) 소매시장 회수방안

(가) 3부요금제

3부 요금제는 기존의 2부 요금제에 요금항목을 하나 더 개설하여 발전부문 배출권거래제 이행비용을 회수하는 방법이다. 요금 고지서에 탄소배출비용이 고지가 되므로 기후변화에 대한 소비자의 의식을 제고하고, 전기사용량 절감을 유도할 수 있다. 또한 요금 인상에 대한 의혹을 해소할 수 있다는 장점이 있다.

(나) 2부 요금 중 전력량요금으로 포함하여 회수

기본요금과 전력량요금으로 구성된 기존의 요금 항목에서 전력량요금에 포함하여 회수하는 방안이다. 기존체계를 따르는 것이므로 행정적으로 편리하다는 장점이 있다. 그러나 현재 추진 중인 배출권 부가가치세 면세가 국회를 통과한다면, 배출권거래제 이행비용을 전력량요금에서 분리하여 별도 면세 처리를 해야 한다.

5.2.3.2 기금으로 보전 및 회수

(1) 도매시장 보전방안

발전부문 거래제이행비용의 성격을 발전사업에 소요되는 경비로 정의하여 보전하는 방안이다. 부담금의 형식을 띠므로 발전사 이행비용 보전과 회수의 주체는 산업통상자원부이다. 한국전력공사 전력기반센터가 보전업무를 위탁받아 전력거래소로부터 발전량 데이터를 수령하여 발전사에 보전토록 한다.

(2) 소매시장 회수방안

전력산업기반조성기금의 일부로 회수한다. 기반기금을 부과하는 주체는 산업통상자원부이나, 실질적으로 징수하는 주체는 한국전력이며, 해당 기금을 위탁받아 운영하는 기관은 전력기반센터이다. 따라서 한국전력이 발전부문 배출권거래제 이행비용을 소매요금으로 회수하여 센터에 전달하고, 센터는 기금을 운영한다.

5.2.3.3 발전사 보전 및 회수 시점 결정

발전사 거래제 이행비용 보전과 회수 방법은 ① 이행비용 확정 후 선(先)회수하여 월단위로 후(後)보전하는 방법 ② 이행비용 확정 후 선(先)일괄보전하고 후(後) 요금으로 회수하는 방법 ③ 추산비용을 선(先)회수하여 후(後) 일괄보전하는 방법 ④ 추산비용을 선(先)회수하여 후(後) 월단위로 익월 보전하는 방식 등 네가지 방안을 고려할 수 있으며 방안별로 각기 장단점을 가지고 있다. 배출권거래제가 정착되지 않은 시행 초기에는 자료가 부족하고 경험이 없기 때문에 이행비용을 추산해야하는 부담감과 기관간의 업무부담감 등으로 ①번과②번 방법중에서, 자료가 축적되고 업무에 대한 know

-how가 발휘될 때는 ④번 방법도 가능하리라 생각한다.

5.2.4 제한적 CBP시장 운영(전력시장의 구조 변경)

발전부문 배출권거래제 이행비용 보전과정에 제한적으로 가격 입찰 방식을 통한 경쟁 체제를 도입하고 이를 요금으로 회수하는 방안이다. 현재 한계발전기의 연료비를 기준으로 하여 각 시간별로 시장가격이 결정되나, 가격 입찰 방식을 도입한다면 배출권거래제 이행비용을 포함하여 발전사가 입찰한 변동비를 기준으로 시장가격을 결정한다. 참여 발전사는 최대한 비용 효율적으로 자체 변동비를 산정하여 입찰하며, 전력거래소는 입찰 가격이 낮은 순으로 가격결정발전계획을 수립한다. 시장 가격은 각 시간대의 한계 발전기의 변동비로 설정하며, 비용이 낮은 순서대로 급전을 지시한다. 발전사에 대한 정산은 각 시간대별 시장 가격을 기준으로 실시한다.

표 5 발전사 변동비 산정식

Table 5 Formula to calculate the variable cost

$VC = FC + etc \cdot P$ $FC = fp \times \{ a \cdot P^2 + b \cdot P + c \}$ <p>여기서, VC: 변동비(천원/h) etc(천원/MWh) : 배출권 구매비용 P: 발전기 출력[MW] fp: 연료가격[천원/Gcal] a,b,c: 입출력 특성계수 P: 발전기 출력[MW]</p>
--

동 방법은 CBP제도 틀 안에서 경쟁 방식을 통해 비용 효율적으로 발전사에 비용을 보전할 수 있다는 장점이 있다. 그러나 გადა 가격경쟁으로 인한 발전시간의 재무부담 격차가 크게 발생할 가능성이 있으며, 배출권구매비용의 전력이 포함으로 인한 SMP의 급상승은 한국전력의 재무부담을 가중시킬 수도 있다. 따라서 입찰가가 예상가보다 등락폭이 높아지는 경우를 대비하여 Vesting contract 또는 정산상한가 적용 등 비용통제방안을 만들거나 비용 평가위원회의 변동비부문에 대한 심사 강화가 전제되어야 한다.

5.2.5 정책적 고려사항

5.2.5.1 가정산의 필요성

발전사가 거래제 이행비용 회수에 걸리는 기간이 길어지면 가정산을 해야한다. 가정산이 어려울 경우는 법정이자율을 계산하여 이행비용에 포함하여야 한다.

5.2.5.2 전환부문에서 집단에너지사업자와 부생가스발전사업자 분리

국가정책으로 에너지의 효율적인 생산을 위해 권장하고 있는 분산전원 측면인 열병합발전기와 폐자원활용 측면인 부생가스발전기는 전환부분에서 분리하여 감축률을 조정하여야 제외하여야 한다.

5.2.5.3 발전부문 특성을 감안한 할당량 조정

2011-2013년 당시 원전건설 지연, 폭서, 흑한 등으로 전력에 비율이 낮아 LNG 복합발전의 가동률이 특별히 높았다. 그러나 배출권거래제 이행년도 (15-17년)에는 LNG복합발전의 가동률이 낮아질 것으로 판단된다. 발전사의 상황을 면밀히 파악하여 발전사에 적합한 BM계수를 개발하여 적용하는 방안을 도입하고 배출권 이월량 상한을 정하여 거래제의 조기 정착과 배출권시장의 안정화를 기해야 할 것이다.

5.2.5.4 REC를 감축 실적으로 인정

발전부문은 타 산업과는 달리 RPS제도(2012년)를 시행하여 온실가스 배출 감축 효과를 거두고 있으므로 배출권거래제도와 연계하여 REC 실적을 외부감축실적으로 인정하여 발전사에 대한 중복규제로 인한 비용 부담을 완화해야 한다.

5.3 발전부문 온실가스 감축 장단기 대책 및 정부 고려사항

5.3.1 발전부문의 온실가스 감축을 위한 단기대책

5.3.1.1 기술적 측면

첫째, RPS 제도에서 강제하고 있는 신재생에너지 공급 의무량

을 충실히 이행할 수 있도록 적극적인 투자를 하여야 한다. 둘째, 에너지 효율 향상을 위한 노력에 보다 박차를 가해야 한다. 셋째, 정부와 관련기관간의 협업을 통해 피크수요관리 등 전력수요에 대한 체계적 관리로 전력생산·소비의 효율성을 제고하여야 한다.

5.3.1.2 정책적 측면

첫째, 최근 원자력과 석탄화력 발전비중 증가로 인해 SMP 단가가 하락하여 신재생에너지 사업의 투자가 위축되는 현실을 고려한 대책을 마련해야 한다. 둘째, 전기자동차 사용으로 수송분야는 온실가스를 감축할 수 있으나 발전부문의 온실가스 배출량은 증가될 수 있으므로 이에 대한 정책적 고려도 필요하다.

5.3.2 발전부문의 온실가스 감축을 위한 장기대책

5.3.2.1 기술적 측면

첫째, 수요관리 기술의 체계적인 적용이다. 고효율기기 보급확대, 에너지관리시스템, ESS 도입등 수요를 감소시킬 수 있는 기술을 모두 적용하여야 한다.

둘째, CCS 기술의 확대 적용이다. 온실가스를 감축하는 확실한 수단이기때문에 발전사 뿐만 아니라 화석연료를 기반으로 하는 모든 제조업에서 많은 관심을 기울여야 하는 분야이다. 셋째, 분산형 전원의 확대이다. 대형 건물이나 지역별로 일정부분의 전력을 생산, 소비할 수 있는 분산형 전원을 활성화해야 한다.

5.3.2.2 정책적 측면

첫째, 석탄화력에 비해 저탄소 배출원인 가스복합화력발전이 발전의 일정비율을 유지할 수 있도록 에너지 포트폴리오 정책이 필요하다. 둘째, 에너지 신기술에 대한 R&D에 과감한 투자 유인책이 필요하다. 셋째, 온실가스감축위원회 구성 운영이 필요하다. 정부와 발전사가 참여하는 위원회를 구성하여 국가 정책목표 달성을 위한 발전부문의 실질적인 온실가스 감축을 유도해야 한다.

5.3.3 정부 부처간 협의 사항

- (1) 감축목표 미달성으로 인한 과징금 납부시 미이행량을 차기 계획기간으로 이월하는 제도 개선
- (2) 배출권 할당량 취소시 발전부문 제외
- (3) REC(Renewable Energy Certificate)를 발전회사의 감축실적이 될 수 있도록 제도적 보완
- (4) 열병합발전기와 부생가스발전기는 에너지전환 부문에서 제외

6. 결 론

첫째, 전력시장과 배출권시장의 구조적인 차이로 발전사업자는 발전량과 전력가격을 결정할 권한이 없어 발전사는 적절한 배출

권거래제 대응 전략 수립에 한계가 있다. 둘째, 배출권거래제 이행비용은 발전시 필연적으로 발생하는 발전비용이므로, 전력시장 운영원칙에 따라 해당 비용은 전기요금을 통해 보전해야 한다. 셋째, 발전부문 온실가스 배출량을 감축하는 가장 효과적인 방안은 수요관리이며, 이는 전기요금의 현실화를 통해서 가능하다. 낮은 전기요금은 전력수요 증가를 유발하고 이는 온실가스 발생으로 직결된다. 넷째, 공공서비스의 공급 과정에서 외부효과로 인한 비용이 발생하는 경우 일반적으로 수익자 부담원칙을 적용한다. 전기는 대표적인 공공서비스 상품이다. 따라서 배출권거래제 이행비용의 수익자와 부담할 주체는 전기사용자이다.

다만, 발전사의 거래제 이행비용 보전은 발전사에 적정한 규모의 재정 부담을 부과하고, 타 산업과의 형평성을 고려하여 자체 감축 유인을 제공하며, 발전사의 횡재이익 가능성을 차단하면서 발전부문의 특성을 고려한 원칙 하에 이루어져야 한다.

배출권 구매비용 보전 시, 기준가는 시장거래 평균가(과징금 부과기준)를 적용하거나 발전부문 거래 평균가와 시장거래 평균가 중 작은 값을 적용할 수 있으며, 보전량은 발전기별 배출량을 산정하여 합산한 후 할당량과의 차이를 보전한다. 발전부문의 거래 이행비용을 요금으로 회수할 경우 3부요금제 형태를 고려할 만하다. 발전부문 이행비용을 요금으로 회수하여 보전하는 여러 방법중, 보전까지 장기간이 소요된다면 가정산을 실시하거나 법정이율을 반영하여 발전사의 재무부담을 줄여야 할 것이다.

집단에너지와 부생가스사업자는 사업특성상 전환부문에서 분리하거나 거래제 이행 대상에서 제외하는 방안을 고려해야 한다. 또한 발전부문에 배출권 할당시에는 업계의 특성을 감안하여 형평성의 문제가 생기지 않도록 발전사에 적합한 BM계수를 개발하여 적용하고 REC실적을 감축 실적으로 인정하여 발전사의 이중규제로 인한 부담을 경감해야 한다.

현재 용량입찰방식의 CBP 전력시장 체계를 가격입찰 방식으로, 전력시장에 자유경쟁체제를 도입하여 배출권거래제 이행비용이 시장원리에 의하여 적절한 수준으로 가격에 전가되는 것이 합리적 방법이다.

감사의 글

본 연구는 2015년도 산업통상자원부의 지원에 의하여 이루어진 연구로서, 관계부처에 감사드립니다.

References

[1] Renewable energy industry status for the 1st quarter of 2014, Export-Import Bank, Price setting rule for public services, Ministerial order no. 137, by Ministry of Strategy and Finance, April 2014.
 [2] National allocation plan(2015~2017), Ministry of Environment, September 2014.

[3] National greenhouse gas reduction road-map, collective ministries, January 2014.
 [4] Basic plan on emission trading market operation, Ministry of Strategy and Finance, January 2014.
 [5] Pre-announcement of legislation on value added tax exemption on GHG allowances, Ministry of Strategy and Finance, January 2015.
 [6] Kim, Jong-yeol, Measures to improve the calculating methodologies of the operating cost of government owned waste water treatment facilities, Industrial Research Institute, 2006, p15~16
 [7] Nam, Il-chong, Policy implications to introduce competition in power market, Korea Development Institute, 2012, p87
 [8] Business Institute for Sustainable Development(BISD) of Korean Chamber of Commerce and Industry(KCCI), Final report on operation of the entrusted training program for carbon asset management experts, November 2014
 [9] Korea Energy Management Corporation, Establishment of a GHG emission reduction road-map for power sector, Nov 2014,
 [10] Ministry of Trade, Industry and Energy, Notification on electricity business permits, price setting rule for retail electricity, the margin of error applied to measuring power production and market system operation task, Ministerial notification no. 2014-82,
 [11] Ministry of Trade, Industry and Energy, Basic plan on restructuring the power sector, 1999
 [12] Seoul municipality, 2013 White paper on policy improvement on charging water user fee, 2013, p9
 [13] Sohn, Bum-suk, Electricity demand increase and demand management policy, Green Technology Centre, 2014, p4-5
 [14] Sihh, Sang-chul, Designing an emission trading scheme taking into account the structural characteristics of domestic energy market - focused on measures to include power sector, Korea Environmental Institute, 2010, p70
 [15] Korea Energy Management Corporation, Renewable energy statistics, 2012
 [16] Ministry of Trade, Industry and Energy, New and renewable energy development and promotion act, Law no. 12296, 2014.1.21.
 [17] Ministry of Trade, Industry and Energy, Electricity service act, law no. 12357
 [18] Ministry of Trade, Industry and Energy, Enforcement ordinance of electricity service act, Presidential order no. 25393

[19] Korea Power Exchange, Study on GHG reduction measures applied to power sector, July 2007

[20] Korea Power Exchange, Basic study on compliance measures with emission trading regulation for power companies, October 2011

[21] Korea Power Exchange, Power market operation rule, 2013

[22] Korea Power Exchange, Report on the overseas training tour on carbon trading, July 2013

[23] Korea Power Exchange, RPS regulatory book, 2014

[24] National energy committee, 1st National energy plan, August 2008

[25] Ministry of Trade, Industry and Energy, 2nd National energy plan, January 2014

[26] Ministry of Knowledge Economy, 4th Energy supply plan, December 2008, 5th, 2010, 6th, 2013.

[27] Joo, Sung-kwan, et al., Analyses of economic impacts of power blackout on industry and financial market, 2007, p9

[28] Ministry of Trade, Industry and Energy, Community energy service act, law no. 12248, 2014.1.14

[29] Korea Electric Power Corporation, Condensed income statement, available on KEPCO web-site

[30] Korea Electric Power Corporation, Appropriate methods for recovering power sectors' ETS compliance cost, December 2014

[31] Ministry of Environment, National allocation Plan, September 2014

[32] Westner, Günther & Madlener, Reinhard, The Impact of Modified EU ETS Allocation Principles on the Economics of CHP-Based District Heating Networks, 2011, p12

[33] Air Resource Board, Article 5: California cap on greenhouse gas emissions and market-based compliance mechanism to allow for the use of compliance instruments issues by linked jurisdictions, 2014.

[34] California Public Utilities Commission, How your electricity bill is calculated, 2010.

[35] Carbon Trust, The European emissions trading scheme: implications for industrial competitiveness, 2004.

[36] EDF, Annual report, 2011 & 2012.

[37] EDF, sustainability report, 2009~12.

[38] Energinet, Annual report 2012 & 2013.

[39] Energinet, sustainability report, 2010 & 2011

[40] European Commission, Maps "Gas Regional Initiative".

[41] European Commission, Interpretative note on directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural Gas, 2010.

[42] European Commission, Ownership unbundling, 2013.

[43] European Commission, Progress towards the Internal Energy Market 2014: Pilot project for EU wide electricity trade starts today, Press release, 2014.4.2.

[44] European Union, Energy markets in the European Union in 2011, 2012.

[45] Point Carbon, EU ETS Phase 2 - The potential and scale of windfall profits in the power sector, 2008.

[46] REW, Annual report 2012 & 2013.

[47] REW, sustainability report 2009~2013.

[48] Sijm, J.P.M, et. al. The Impact of the EU ETS on electricity prices, 2008, Energy Reserach Centre of the Netherlands.

[49] The Regulatory Assistance Project, Electricity Regulation in the US: a guide, 2011.

[50] US Energy Information Administration, Status of electricity restructuring by state, 2010.

[51] Vattenfall, Annual report 2012 & 2013.

[52] Vattenfall, sustainability report, 2010~13.

[53] Westner, Günther & Madlener, Reinhard, The Impact of Modified EU ETS Allocation Principles on the Economics of CHP-Based District Heating Networks, 2011

[54] World Bank, State and trends of carbon pricing, 2014, Washington DC.

[55] World Bank, GDP in constant 2005 USD, Data, Indicator.

저 자 소 개



김 명 수(Myung-Soo Kim)

1952년 10월 9일생
 2006년 한국산업기술대학교 에너지정책대학원 박사
 현재 극동대학교 태양광공학과 교수
 043-879-3831