녹색성장 연구 13-23-⑭

국제탄소시장 연계에 대비한 법제연구 II

– 한국과 EU를 중심으로 –

김 은 정 · Ingrid Jegou

한국법제연구원
KOREA LEGISLATION RESEARCH INSTITUTE

녹색성장 연구 13-23-⑭

국제탄소시장 연계에 대비한 법제연구 II

- 한국과 EU를 중심으로 -

김은정 · Ingrid Jegou

한국법제연구원
KOREA LEGISLATION RESEARCH INSTITUTE

국제탄소시장 연계에 대비한 법제연구 II

A study on legislation regarding the linking of the international carbon market - focused on Korea and EU -

연구진 : 김은정(한국법제연구원 부연구위원)
Kim, Eun Jung
Ingrid Jegou (International Centre for Trade and Sustainable Development, Manager)

2013. 10. 30

한국법제연구원
KOREA LEGISLATION RESEARCH INSTITUTE

요 약 문

Ⅰ. 배경 및 목적

□ 범지구적인 온실가스 감축목표의 강화와 국제 온실가스 배출권 거래제도가 지속적으로 확대된다고 볼 때, 이에 대한 경제 및 환경적 파급효과를 분석하고 합리적인 대응책을 마련하는 것은 매우 시급하며 중요한 과제임

○ 특히 전 세계 시장경제구조에 대한 배출권 거래제도의 도입 시 발생되는 파급효과의 분석은 배출권 거래제도에서 야기될 심각한 문제와 경제적 어려움을 최소화하고, 국내외의 정책 수립 시 다양한 시사점을 제공할 수 있음

□ 우리 정부는 저탄소 녹색성장을 주요 국정과제로 선정하여, 녹색성장위원회를 출범, 「저탄소녹색성장기본법」, 「온실가스 배출권 거래 및 할당에 관한 법률」 등을 제정하며 이에 대한 적극적인 대응책 마련

○ 최근 온실가스 배출권 거래에 관한 법제정으로 제도적인 기반을 어느 정도 마련하였으나, 탄소배출권 거래시행 등과 관련하여 보다 더 적극적인 대응을 위해서는 복잡하게 형성되어 있는 해외 배출권 거래제의 동향과 향후 전망에 관한 연구가 필요한 실정임

□ 2015년 도입예정인 온실가스 배출권 거래제는 EU에서 이미 2005년부터 도입·시행 중인 제도로서 뉴질랜드 등에서

시행 중에 있으며, 미국·일본·중국 등 주요 국가에서는 동 제도의 도입 여부를 검토하고 있음

○ 동 제도는 온실가스를 배출할 수 있는 권한을 온실가스 배출권이라는 형태로 거래소나 장외시장에서 상품화하여 잉여분이나 부족분을 거래하는 것이기 때문에 시장에 기반하는 제도

- 동 제도를 시행 중이거나 시행을 준비 중에 있는 국가들은 서로의 시장을 연계하여 시장의 규모를 키우기 위한 노력을 진행 중에 있음

□ 본 연구는 우리나라의 경우 배출권거래제가 본격화되는 2015년 이후부터는 시장경제원리에 따르는 배출권거래제의 특성상 해외 탄소시장과의 거래가 불가피하다는 점 등을 고려하여 향후 국내 배출권 거래제의 운영, 더 나아가 탄소시장의 활성화를 위한 시사점 제시를 목적으로 함

○ EU-ETS 제3단계에서는 2005년 대비 전체 총량의 21%를 감축하고, 비EU=ETS 부문에서 2005년 대비 10%를 감축함으로써, 1990년 대비 총 20%의 감축목표를 달성할 계획

Ⅱ. 주요내용

□ 우리나라의 배출권거래제의 주요 내용과 경제적 효과

○ 우리나라의 기후변화 정책을 통하여 기후정책을 기후정치경제학적으로 분석하고, EU ETS와의 특징과 평가에 대한 분석

○ 배출권 거래제의 경제적 효과와 관련하여 탄소배출량 감축과 탄소시장 가격에 따른 경제적 효과에 대하여 고찰

○ 향후 배출권 거래제의 도입에 따른 탄소 가격과 탄소시장 연계에 대하여 다양한 분석과 정책에 관한 소개 및 검토

□ 우리나라의 탄소배출량 감축 목표와 배출권 거래제에 관하여 검토

○ 배출권 거래제의 도입배경 및 탄소배출량 감축 목표에 관한 과정과 정책 및 현황에 대한 검토

○ 배출권 거래제의 개요 및 주요 내용

□ 배출권 거래제를 통한 탄소시장의 연계 가능성에 관한 정책과 전망

○ 아태지역의 배출권 거래제와 이에 대한 정책과 법제를 소개하고, 탄소시장의 활성화를 위한 각국의 향후 전망을 통한 해외 동향 검토

○ 호주와 EU, 호주와 뉴질랜드와의 탄소시장 연계 가능성에 대한 검토

□ Post-교토체제하에서의 탄소시장에 관한 전망

○ 한국의 탄소 배출량 예측과 수요·공급량에 대한 전망

○ 국내 탄소배출 감축을 위한 배출권 거래제의 성공적인 운영과 경제성장을 위한 시사점 모색

Ⅲ. 기대효과

○ 탄소시장의 국제 연계에 대비한 법제적 고려사항을 제시하여 시장연계에 따른 부작용 최소화에 기여

○ 탄소시장 연계와 관련한 심도있는 기초연구를 통하여 장차 국제탄소시장 연계 논의를 선도할 수 있는 토대 마련

주제어 : 저탄소 녹색성장, 배출권 거래제, 탄소시장, 탄소시장연계

Abstract

Ⅰ. Background and Purpose

□ Considering that greenhouse gas reduction targets will continue to be tighter and the greenhouse gas emissions trading scheme will continue to extend globally, it is urgent and important to analyze the economic and environmental ripple effects of an emissions trading scheme (ETS) and to provide the countermeasures.

○ Analyzing the spread effect of introducing emissions trading in global market economies can especially help to minimize the serious problems and economic difficulties caused by the emissions trading scheme, and can provide various implications for establishing domestic and overseas policies.

□ The current government has set Low Carbon Green Growth as one of its major government projects and created the Presidential Committee on Green Growth(PCGG). The government also established ‘Low Carbon Green Growth Act’ and ‘Act on the Allocation and Trading of Greenhouse Gas Emissions Permits’ to provide proactive countermeasures.

○ The recent legislative moves for an emissions trading scheme has provided the institutional ground to some degree. However, more

research on the trend and future prospect for the complicated international emissions trading schemes is necessary to make more proactive response to the implementation of the ETS.

□ The ETS, which is going to be implemented in 2015 in Korea, has been in place in the EU since 2005, and Japan, China and US have considered the possibility of introducing the scheme.

○ The ETS is a market-based system in which the right to emit greenhouse gases can be merchandised in an exchange market or an OTC market to trade the surplus or shortfall as permit.

- The countries having the scheme already in place or the countries that are preparing to implement it have been putting efforts to expand the size of such markets by linking their markets.

□ Given the expected trade of permits with overseas carbon markets under the ETS since 2015 when the scheme is implemented, this research aims to suggest implications for the operation of the ETS in Korea and even further for invigorating the carbon market.

○ Total emissions in the 3rd phase of the EU-ETS, should be reduced by 21 percent compared to that of 2005, and it should be reduced by 10 percent compared to that of 2005 in the non EU-ETS. Thus, the mitigation target is 20 percent in total compared to that of 1990.

Ⅱ. Main Contents

□ Key features of Korea's ETS and its economic impact

○ This study makes an analysis on Korea's climate change policy in climate, political and economic perspective and analyzing the features and evaluation of the EU ETS.

○ This study reviews on the economic effect driven by carbon price and the linking of carbon markets under the future ETS.

○ The study introduces and reviews a range of analysis and policies in regard of carbon pricing and the linkage of carbon markets under the new ETS.

□ Korea's Carbon Emission Target and the Emissions Trading Scheme

○ This study reviews the background of the ETS and the process and the current situation of the policy and the mitigation goal.

○ This study overviews the ETS and its key features.

□ Policy and Prospect of the linkage of carbon markets through the ETS

○ This study introduces the policy and legislation of ETS in the Asia-Pacific region and forecasts the future trend overseas to invigorate carbon markets.

○ This study reviews a possible market linkage between Australia and the EU, and between Australia and New Zealand.

□ Prospect on a Carbon Market under the Post-Kyoto Protocol

○ This study forecasts the estimated carbon emissions and demand and supply.

○ This study seeks out implications for successful operation of the ETS to mitigate carbon emissions in Korea and its economic growth.

Ⅲ. Expected Effect

□ This study would suggest legislative issues to consider for the linkage of carbon markets and contribute to minimizing side effects that could be driven by the linkage.

□ This study would carry out an in-depth study regarding the linkage of carbon market and provide an academic ground to lead a discussion on the linkage of international carbon market in the future.

Key Words : Low Carbon Green Growth, Emissions Trading Scheme, Carbon Market, Linkage of Carbon Market

약어표

○ BAU: Business as usual

○ CDM: Clean Development Mechanism

○ CEA: Clean Energy Act

○ CPM: Carbon Pricing Mechanism

○ CPRS: Carbon Pollution Reduction Scheme

○ EITEI: Emissions-Intensive and Trade-Exposed Industry

○ ETS: Emissions Trading Scheme

○ GHG: Green House Gas

○ MRV: Monitering, Reporting and Verification

○ RGGI: Regional Greenhouse Gas Initiative

○ WCI: Western Climate Initiative

목 차

요 약 문 ····· 5

Abstract ····· 9

제 1 장 서 론 ····· 17

제 1 절 연구의 필요성 및 목적 ····· 17

제 2 절 연구의 방법과 범위 ····· 19

제 2 장 한국의 배출권거래제 ····· 21

제 1 절 온실가스·에너지 목표관리제 ····· 21

제 2 절 우리나라 배출권거래제도 ····· 25

제 3 장 주요국의 배출권거래제도 ····· 33

제 1 절 EU의 배출권거래제도 ····· 33

제 2 절 호주의 배출권거래제도 ····· 37

제 3 절 미국의 배출권거래제도 ····· 42

제 4 절 뉴질랜드의 배출권거래제도 ····· 46

제 4 장 탄소시장 연계에 대한 정책과 전망 ····· 51

제 1 절 호주 탄소시장의 연계 가능성 ····· 51

제 2 절 EU 탄소시장의 연계 가능성 ····· 54

제 3 절 뉴질랜드 탄소시장의 연계 가능성 ····· 57

제 5 장 결론 및 시사점 ····· 61

제 1 절 한국의 탄소시장 전망 ····· 61
제 2 절 국제 탄소시장연계에 대한 시사점 ····· 63
제 3 절 EU 탄소시장과의 연계에 대한 제언 ····· 65

참 고 문 헌 ····· 71

제 1 장 서 론

제 1 절 연구의 필요성 및 목적

범지구적인 온실가스 감축목표의 강화와 국제 온실가스 배출권 거래제도가 지속적으로 확대된다는 점을 고려할 때, 이에 대한 경제 및 환경적 파급효과를 분석하고 합리적인 대응책을 마련하는 것은 매우 시급하며 중요한 과제라 할 수 있다. 특히 전 세계 시장경제구조에 대한 배출권 거래제도의 도입 시 발생되는 파급효과의 분석은 배출권 거래제도에서 야기될 수 있는 심각한 문제와 경제적 어려움을 최소화하고, 국내외의 정책 수립 시 다양한 시사점을 제공할 수 있다는 점에서 그 의의가 크다. 현재 운영 중인 배출권 거래제는 교토의정서에 따라 감축의무를 받은 선진국간의 국제 배출권 거래제, EU회원국들을 대상으로 실시 중인 EU-ETS, 영국 내 시행 중인 UK-ETS가 국가 차원에서 시행 중에 있다. 이 외에도 미국의 CCX와 호주의 NSW에서 시행하는 배출권 거래제가 운영되고 있는 실정이다.

우리나라는 기후변화협약 상 온실가스 감축의무를 받고 있지는 않으나, 온실가스 감축을 위하여 다각적인 노력을 기울이고 있다고 볼 수 있다. 지난 정부는 저탄소 녹색성장을 주요 국정과제로 선정하여, 녹색성장위원회를 국제기구로 출범, 「저탄소녹색성장기본법」, 「온실가스 배출권 거래 및 할당에 관한 법률」 등을 제정하여 이에 대한 적극적인 대응책 마련한 바 있다. 동 제도는 온실가스를 배출할 수 있는 권한을 온실가스 배출권이라는 형태로 거래소나 장외시장에서 상품화하여 잉여분이나 부족분을 거래하는 것이기 때문에 시장에 기반하는 제도이며, 결국 시장참여자가 많을수록 거래가 활발하게 이루어져 시장이 발전할 수 있다는 인식에 따라 동 제도를 시행 중이거나 시행을

준비 중에 있는 국가들은 서로의 시장을 연계하여 시장의 규모를 키우기 위한 노력을 진행 중에 있다. 우리나라의 경우 온실가스 배출권 거래에 관한 법제정으로 제도적인 기반을 어느 정도 마련하였으나, 탄소배출권 거래시행 등과 관련하여 보다 더 적극적인 대응을 하기 위해서는 복잡하게 형성되어 있는 해외 배출권 거래제의 동향과 향후 전망에 관한 연구가 필요한 실정이다. 호주의 경우 미국과 마찬가지로 교토의정서를 비준하지 않은 상태에서 자발적 탄소시장을 개척하여 호주 뉴사우스웨일즈주(NSW)는 2003년부터 주정부 차원에서 전력공급자 등에 온실가스 배출한도를 부과함에 따라 배출권 거래제가 시행되어 왔다.

이와 같이 탄소시장의 형성, 발전 그리고 상호연계 정도는 각국의 환경정책 및 국제공조에 의존할 수밖에 없으며, 특히 배출권가격은 배출권의 수급량 변화 외에도 GHG 배출관련 정책의 향방, 그리고 GDP 성장률, 정책금리 등 거시경제지표의 변화에 민감하게 반응할 수밖에 없는 구조이다. 따라서 탄소관세 부과 등 국경세 조정이나 녹색무역장벽 설치 강화 움직임에 대한 정부 및 기업의 대응책 마련이 필요한 실정이고, 우리나라 역시 배출권거래제의 도입이 예정되어 있으므로 성공적인 제도시행을 위해서는 EU 및 뉴질랜드 등 다른 시장과의 연계를 고려할 수밖에 없으며, 이에 대비하여 각 시장의 특성과 시장연계 시 고려사항 등을 면밀히 검토해 볼 시점이 되었다고 판단된다.

따라서 우리나라의 경우 배출권거래제가 본격화되는 2015년 이후부터는 시장경제원리에 따르는 배출권거래제의 특성상 해외 탄소시장과의 거래가 불가피하다는 점 등을 고려할 때, EU 탄소시장과의 연계에 관한 선행 연구가 필요하다고 본다. 이에 본 연구는 우리나라와 EU의 배출권 거래제 및 탄소시장의 현황과 향후 전망에 대한 분석을 바탕으로, 아태지역의 중심국인 뉴질랜드・일본・미국・중국의 탄소시장

에 대한 검토를 통하여 향후 국내 배출권 거래제의 운영, 더 나아가 탄소시장의 활성화를 위한 시사점을 제시하는 것을 목적으로 한다.

제 2 절 연구의 방법과 범위

연구의 수행에 있어서 기존의 선행연구에 대한 국내문헌 검토와 배출권 거래제에 대한 외국의 관련 문헌을 검토한다. 호주, EU, 미국, 일본 환경부와 배출권 거래제 관련 문헌 및 World Bank 등을 통한 기초자료 조사와 바탕으로 분석하며, 기존의 선행연구에 대한 문헌 및 배출권 거래제 관련 정책·법제와 경제적 효과에 대한 검토와 통계자료 등을 소개하고 검토하는 것에 주안점을 둔다. 아울러 EU에 관한 구체적이며 실질적인 연구를 위하여 스위스의 International Centre for Trade and Sustainable Development의 선임연구원 Ingrid Jegou와의 공동연구를 통하여 EU와의 연계에 대한 심층적인 연구를 포함한다. 이 밖에 탄소시장에 관한 전문가의 자문을 통하여 보다 전문적인 분석을 제시한다.

본 연구는 한국의 탄소배출량 감축 목표와 배출권 거래제에 관하여 검토한다. 이에 배출권 거래제의 도입배경과 탄소배출량 감축 목표에 관한 과정, 정책 및 현황에 대한 검토하며, 배출권 거래제의 개요 및 주요 내용을 분석한다. 아울러 EU의 배출권거래제의 주요 내용과 탄소시장의 현황 그리고 연계에 관한 전망 등을 고찰하며, 향후 대응방안 모색한다.

향후 우리나라의 배출권 거래제를 통한 탄소시장의 연계 가능성에 관한 검토를 위하여 먼저 EU, 호주, 미국, 뉴질랜드 등 주요 국가의 배출권 거래제 및 이에 대한 정책과 법제를 소개하고, 탄소시장의 활성화를 위한 각국의 탄소시장연계에 대한 향후 전망을 통한 해외 동향을 검토한다.

마지막으로 Post-교토체제하에서 의 탄소시장에 관한 전망을 위하여 한국의 탄소시장 배출량 전망을 통하여 국내 탄소배출 감축을 위한 배출권 거래제의 성공적인 운영과 경제성장을 위한 시사점을 검토하고자 한다.

제 2 장 한국의 배출권거래제

제 1 절 온실가스 · 에너지 목표관리제

온실가스 감축을 위한 제도로는 크게 세 가지로 구분할 수 있다. Command and Control, Carbon Tax, Cap and Trade인데, 이중 Command and Control 방식에 따른 것이 바로 온실가스 · 에너지 목표관리제(이하 '목표관리제')이다. 이러한 목표관리제를 시행하고 있는 나라는 전 세계적으로 우리나라 밖에 없다고 한다. 우리나라는 2009년 국가 온실가스 감축목표를 세운 후 동 감축목표 달성을 위하여 「저탄소녹색성장기본법」을 제정하였다. 동법에 따라 정부는 온실가스 · 에너지 목표관리제도를 시행하게 되었으며, 이 밖에 녹색기술, 녹색 금융 등 온실가스 감축을 위한 다양한 제도 시행을 도모하고 있다.

'온실가스 · 에너지 목표관리제'란 온실가스를 배출하고 에너지를 많이 사용하는 사업장을 적용대상으로 정하여 온실가스 배출량과 에너지 사용량에 목표치를 설정하여 동 목표 달성을 유도하는 제도를 말한다. 동 제도의 적용대상은 온실가스 다배출과 에너지 다소비 업체로 목표관리제 관리업체 지정기준에 따라 정하여 지게 되며, 관리업체 지정기준은 다음과 같이 정해져 있다.

[목표관리제 관리업체 지정 기준]

구분	2011.12.31까지		2012.1.1부터		2014.1.1부터	
	업체기준	사업장기준	업체기준	사업장기준	업체기준	사업장기준
온실가스 (CO_2톤)	125,000	25,000	87,500	20,000	50,000	15,000
에너지 (TJ)	500	100	350	90	200	80

자료: 저탄소녹색성장 기본법 시행령 제29조 제2항 별표4

이러한 목표관리제는 2012년에 도입된 배출권거래제의 시행에 앞서 대상기업들에게 온실가스 감축노력에 대응하도록 선행하는 제도로서 그 의의가 있다고 보고 있다. 실제로 국내 기업들의 경우 온실가스 감축 의무가 부여받지 않은 상황에서 자발적인 배출권거래제도의 시행에 상당한 부담을 가지고 있는 입장이며, 목표관리제만으로도 온실가스 저감목표 달성에 충분하다는 주장을 하기도 하였다.

이러한 온실가스 감축에 대한 여러 노력들은 지난 정부 때 저탄소 녹색성장이라는 모토 하에 2020년 예상배출량(BAU) 대비 30% 감축이라는 국가온실가스 감축목표를 설정하여 국제사회에 공표하는 등 적극적인 여러 노력들에 의하여 본격화 되었다. 따라서 이를 효과적으로 달성하기 위하여 다양한 온실가스 저감정책에 관한 연구가 시작되었고, 시장메카니즘을 이용한 가장 유연하며, 효과적인 온실가스 저감정책인 배출권거래제의 도입이 논의되게 된 것이다. 이후 2012년 우리나라는 배출권거래제법을 도입하였고, 2015년부터 배출권거래제의 시행을 앞두고 있다.

목표관리제는 일정 수준 이상의 대규모 배출원에 온실가스 감축·에너지 절약 목표를 설정·관리하는 제도로서 2012년 기준 458개 업체가 관리업체로 지정[1]되어 있으며, 동 관리업체에서 배출하는 온실가스 배출량은 국가 배출총량의 약 2/3에 해당하는 양이다. 업종별로 보면 발전 제조업 등 산업부문이 366개 업체이고, 대학교, 병원 등 건물부문이 45개, 소각, 폐수처리 등 폐기물부문이 21개, 농업·축산부문이 26개로 분류된다. 온실가스 배출량은 산업부문(254,327 천CO_2톤, 2011년 기준)과 발전부문(215,243 천CO_2톤)이 전체의 96%를 차지한다.

관리업체로 지정된 업체나 사업장은 온실가스·에너지 목표관리 운영 등에 관한 지침 제30조에 따라 해당연도의 온실가스·에너지 감축목표를 설정하게 된다. 기본적으로 2009년 국가 온실가스 중기목표를

1) 김은정 외, 국제탄소시장 연계에 대비한 법제연구, 한국법제연구원, 2012, 121면.

발표함으로써 국가 전체의 목표는 설정되었고, 2011년 7월 12일 국무회의를 통하여 결정된 부문별・업종별 목표를 토대로 동년 9월까지 업체별 목표할당이 이루어졌다.[2] 업체별 목표할당은 개별 관리업체의 기준연도 배출실적, 이행연도의 가동률 증가율(또는 제품 생산량 증가율), 신・증설 계획을 반영하여 감축목표의 상한선을 조정하여 결정하게 된다.

부문별・업종별 감축목표와 목표관리제의 업체별 목표를 연계하고 조정하기 위하여 감축계수(compliance factor) 방식을 적용한다.[3] 관리업체의 감축목표는 기준연도 배출량을 기준으로 업체별 신・증설, 가동률, 제품생산량, 성장전망 등 배출전망치를 반영하여 관리업체의 배출권을 결정하되, 관리업체 전체의 배출권이 업종별 목표를 초과하는 경우에는 업종별 배출권을 초과하지 않도록 조정계수를 적용하여 감축목표를 설정하게 된다.[4]

산업・발전부문 관리업체의 2012년 온실가스 배출권은 576.8 백만 CO2톤으로 전체 관리업체 배출권 597.6 백만CO2톤의 96.5%를 차지하고 있다. 이는 예상배출량(BAU) 대비 감축률 1.42%로 8.3백만CO2톤을 감축하는 수준이다. 또한, 에너지사용배출권은 4.3 백만TJ로서 전체 관리업체 에너지사용배출권 7.5 백만TJ의 97.3%를 차지하고 있으며, 이는 예상사용량 대비 감축률 1.43%로 107천TJ을 감축하는 수준이다.[5]

목표관리제의 도입은 온실가스 및 에너지사용량 감축에 상당한 효과가 있으며, 이 밖에 국가적 차원에서 감축목표 달성이라는 점에서

---

2) 김은정 외, 국제탄소시장 연계가능성에 관한 연구, 212면.

3) 업체목표=∑[(①기존시설 기준배출량×②예상성장률)+③신・증설시설 배출량]×④감축계수

4) 구체적으로 관리업체 감축목표는 ① 기존시설 기준배출량, ② 예상성장률, ③ 신・증설 시설 배출량, ④ 업종별 감축계수 등을 적용하여 정한다.

5) 김은정 외, 국제탄소시장 연계가능성에 관한 연구, 122-3면 참조.

그 의의가 있다고 볼 수 있다. 아울러 감축목표 달성이라는 효과 이외에도 목표관리제는 국내기업들의 온실가스 배출 관리역량과 노하우가 향상을 통하여 향후 배출권거래제 도입 시 안정적인 제도 운영에 기여할 것으로 볼 수 있다. 또한 국제 탄소시장에서 가장 중요하게 여겨지는 온실가스 산정·보고·검증(MRV)의 신뢰성과 정확성 확보에 중요한 기준으로 역할을 다하고 있다. 이를 통하여 배출권거래제의 원활한 도입·정착이 기대된다. 목표관리제는 이러한 MRV의 인프라 구축에 중요한 역할을 하였다고 볼 수 있기 때문이다. 이 밖에 목표관리제의 시행은 개별 관리업체 뿐만 아니라 국내 온실가스 배출의 세부 데이터베이스를 구축하는데 기여하였다고 본다. 목표관리제를 통하여 각 대상업체의 온실가스 배출량 조사가 시행되었으며, 이는 온실가스 배출 및 감축정책에 중요한 부분으로 인프라 구축에 이바지 하였다고 볼 수 있다.

이와 달리 목표관리제의 단점 중 하나는 목표를 이행하지 못했을 때 과태료 부분이다. 기업의 입장에서 목표관리제에 따른 감축목표 불이행과 과태료 사이 손익상의 차이에 있어 과태료가 기본적으로 1천만원 이하이므로 대기업의 경우 목표관리제의 적극적 이행의 유인이 적다고 볼 수 있다. 물론 목표관리제 불이행이 기업브랜드 이미지에 타격이 크다고 하더라도 1천만원 이하인 과태료제도 하에서 목표관리제의 실효성있는 제도 운영을 기대하는 것은 쉽지 않기 때문이다.

이와 같이 온실가스·에너지 목표관리제는 온실가스 감축을 위한 제도로서의 역할 뿐만 아니라 향후 배출권거래제를 도입 이전에 제도의 원활한 운영을 위한 전단계적 제도라고 할 수 있다. 산업계의 경우 온실가스 감축이라는 목표 달성 하에서 배출권거래제 도입보다는 목표관리제를 통한 목표 달성 또한 무리가 없다고 보기도 한다. 하지만 목표관리제와 배출권거래제의 중요한 차이점은 초과 감축에 대한

유인이라고 할 수 있는데, 목표관리제 하에서는 배출권거래제와 달리 초과감축을 할 유인이 없다고 볼 수 있다. 동 제도들이 온실가스 감축을 위해 고안되었으며, 그 목표 달성이 지구온난화에 따른 심각한 문제들의 해결을 위한 것이라는 점에서 향후 국가목표를 효과적으로 달성하기 위해서는 목표관리제에 머무르기보다는 배출권거래제를 통한 보다 적극적인 감축 노력이 필요하다고 본다. 이러한 의미에서 우리나라가 도입하여 2015년부터 시행할 배출권거래제는 사전에 목표관리제로부터 축적된 노하우를 바탕으로 안정적인 제도 도입으로 그 역할을 다하게 될 것으로 기대한다.

제 2 절 우리나라 배출권거래제도

우리나라는 온실가스 감축에 있어 보다 효과적이며, 적극적인 대응방안 수립을 위하여 「온실가스 배출권의 할당 및 거래에 관한 법률(‘이하 배출권거래제’이라 함)」을 2012년에 제정하였다. 이는 시장메커니즘을 이용한 거래제도로서 배출량 감축에 대한 부담을 완화뿐만 아니라 주요국들의 배출권거래제 도입에 따른 향후 탄소시장의 연계 가능성에 관하여 글로벌스탠다드에 부합하면서도 우리산업의 경쟁력을 함께 고려하여 도입하게 되었다.

동법에 따르면 국내 배출권거래제는 대략 5단계로 나누어 진행된다.[6] 먼저 계획기간, 이행연도별 부문・업종별 할당량 등을 결정하는 할당계획을 수립하여야 하며, 할당계획을 기초로 지정된 할당대상업체에게 배출권을 할당한다. 이행연도가 종료되면 개별업체는 이행연도에 실제 배출한 온실가스 배출량을 보고하고, 정부는 이를 인증하

6) 온실가스 대상과 배출의 범위는 저탄소녹색성장기본법에 따라 정의되고 있는데, 해당 온실가스는 이산화탄소, 메탄, 아산화질소, 수소불화탄소, 과불화탄소, 육불화황 등 6대 온실가스가 대상이며, 배출행위는 직접배출과 간접배출 모두를 포함한다.

여야 하며, 이후 대상업체는 인증된 배출량만큼의 배출권을 제출하여야 한다. 이 이행연도 중 배출권의 이월 및 차입, 상쇄는 허용된다.

현재 배출권거래제의 운영계획기간은 기본적으로는 5년으로 정하고 있으나, 2020년 국가온실가스 감축목표달성 기한까지는 1차(2015~17), 2차(2018~2020) 계획기간으로 하는 3년 단위로 정하고 있다. 또한 정부는 10년을 단위로 5년마다 배출권거래제 기본계획을 수립하여야 하는데, 이는 중장기적으로 국가온실가스 감축목표의 달성에 기여할 수 있는 배출권거래제 운영을 위한 것으로 정책목표와 제도의 기본방향을 제시하고자 하는 데에 그 이유가 있다. 따라서 기본계획에는 배출권거래제 운영의 기본방향에 관한 사항, 배출권거래제 관련 국내외 현황 및 전망 등 국가온실가스 감축정책 범주 내에서 배출권거래제의 역할 및 효율적 제도운영을 위하여 필요한 내용 등이 포함된다.

국가 배출권 할당계획은 매 계획기간 시작 6개월 전까지 수립되어야 하며, 온실가스 배출허용총량, 계획기간·이행연도별 배출권의 총수량, 부문별·업종별 할당기준 및 할당량 등이 정하여 지며, 이를 통하여 할당대상 부문 및 업종, 즉 배출권거래제 적용대상이 결정된다.[7)]

[배출권할당 시 고려 사항 기준]

배출권 할당 시 고려기준
- 할당대상업체의 이행연도별 배출권 수요 - 온실가스 조기감축 실적 - 할당대상업체의 배출권 제출 실적 - 할당대상업체의 무역집약도 및 탄소집약도 - 할당대상업체간 배출권할당량의 형평성 - 부문별 및 업종별 온실가스 감축기술 수준 및 국제경쟁력

7) 이 경우 배출권거래제 적용여건 및 국제경쟁력 등을 고려하여 배출량 MRV 체계 완비 여부, 국제경쟁에 대한 민감성 정도에 따라 배출권거래제를 예외적으로 적용하지 않을 수 있도록 하였다.

- 할당대상업체의 시설투자 등이 국가온실가스 감축목표 달성에 기여하는 정도
- 녹색성장기본법에 따른 관리업체의 목표 준수 실적

배출권거래제가 의무적으로 적용되는 할당대상업체는 녹색성장기본법에 따라 지정·고시되는 관리업체 중 일정기준 이상을 배출하는 업체와 의무적 할당대상에 해당하지 않으나 자발적인 신청을 하는 경우 적용대상업체가 된다.[8)]

녹색성장기본법 상 목표관리제가 적용되는 대상은 사업장을 기준으로 2011년까지는 2만5천 CO_2톤 이상 배출업체, 2012년부터 2013년까지는 2만 CO_2톤 이상, 2014년부터는 1만5천 CO_2톤 이상으로 적용기준이 낮아져, 대상업체 및 사업장 수가 점차 증가하게 된다. 이와 달리 배출권거래제는 이 중 사업장 기준 2만5천 CO_2톤 이상, 업체기준 12만5천 CO_2톤 이상 배출업체를 대상으로 정하고 있다. 이때 목표관리제의 적용대상업체들은 2015년부터 배출권거래제 대상으로 전환되므로 목표관리제상의 관리업체에 배출권거래제가 적용될 경우 해당업체에게는 녹색성장기본법 상 목표관리제 적용이 배제된다.

배출권의 할당은 할당대상업체에게 계획기간 중의 총 배출권과 이행연도별 배출권을 배분하는 방식으로 시행된다. 시행초기 제도적응과 산업계 부담완화를 위해 1차 계획기간에는 무상할당 비율을 100%로 하고 있으며, 유상할당 비율을 단계적으로 확대*, 배출권의 이월·차입 및 상쇄 인정 등 비용효과적인 온실가스 감축기반 마련하고 있다.

8) 다만 할당계획에서 결정되는 할당대상 부문 및 업종에 포함되는 업체만이 대상이 된다.

* 무상할당비율 : (1차) 100%, (2차) 97%, (3차 이후) 90% 이하의 범위에서 할당계획에서 결정

○ 국내산업의 경쟁력을 감안하여, 무역집약도 등을 감안하여 배출권을 100% 무상할당 받을 수 있는 기준*도 마련

* ① 무역집약도 10% 이상 + 생산비용발생도** 5% 이상, 또는 ② 무역집약도 30% 이상, 또는 ③ 생산비용발생도 30% 이상인 업종

** 생산비용발생도 = (해당 업종의 기준기간의 연평균 온실가스 배출량 × 기준기간의 배출권 가격) / 해당 업종의 기준기간의 연평균 부가가치 생산액

배출권의 차입은 주무관청의 승인을 받아 차입을 허용하되, 차입한도는 해당 할당대상업체가 주무관청에 제출해야 하는 배출권의 10% 범위 안에서 가능하도록 인정하고 있다.

상쇄에 관하여는 인증위원회의 심의를 거쳐 상쇄등록부에 등록된 사업범위 내에서 발생한 감축량만을 배출권(상쇄배출권)으로 인정된다. 상쇄배출권으로의 전환기준은 1:1로 하며, 그 제출한도는 주무관청에 제출해야 하는 배출권의 10% 범위에서 할당계획에서 정한다. 해외 상쇄는 상쇄배출권 제출한도의 50%이내 범위에서 인정하되, 1차 및 2차 계획기간 동안은 불인정되며, 상쇄로 인정하는 외부사업의 종류는 제한하지 않고 외부사업의 구체적인 기준 및 절차, 유효기간 설정기준 등은 고시로 정한다. 제도의 공정한 관리와 행정의 효율성 제고를 위해 주무관청은 단일화하며, 환경부장관으로 확정되었다.

배출권거래제도가 적용되기 이전 시점에서 온실가스 감축을 촉진하고 배출권 할당량 결정시 기존 온실가스 감축행동으로 인한 불이익을 방지하기 위하여 배출권을 할당하는 단계에서 조기감축실적을 인정할 수 있다. 보기감축실적으로 인정받을 수 있는 온실가스 감축량은 배출권할당 이전에 검증된 것을 대상으로 하며, 할당대상업체로 지정된 연도의 감축실적도 인정 대상이 된다. 조기감축실적을 인정하는 방식

은 할당계획 수립단계에서 이를 반영하거나, 개별업체에 배출권을 추가로 할당하는 방식으로 이루어진다. 다만 조기감축실적을 인정하는 과정에서 실제 감축량의 측정이 곤란할 수 있고 업체 간의 형평성 문제가 발생할 우려가 있기 때문에 조기감축으로 인정되는 배출량을 총 배출권 수량 대비 일정비율 이하로 제한할 수 있다.

배출권거래제 계획기간 중 당초에 예상하지 못한 경제상황의 급격한 변동 및 개별업체의 시설규모에 변동이 발생하는 경우 예외적으로 배출권을 추가적으로 할당할 수 있다. 원칙적으로 할당계획에 있어 각 할당대상업체별 할당량이 정해지면 해당 계획기간 중에는 그 변경은 인정하지 않는다고 정하고 있다. 하지만, 우리나라의 경우 온실가스 의무 감축국이 아니며, 또 국내 기업의 산업경쟁력 등 경제상황을 고려하여 할당의 조정에 관한 규정을 두고 있다. 따라서 이러한 할당계획의 조정은 계획기간 중 국내·외 경제상황의 급격한 변화, 기술발전 등의 사유가 있는 경우 변경이 가능하다고 정하고 있다. 할당계획의 조정은 크게 두 가지 방식으로 가능한데 중대한 경제상황의 변화가 있는 경우 할당계획을 변경하여 배출권의 총량 자체를 늘리는 방식과 각 할당대상업체가 급격한 사업상황의 변화에 따라 배출권의 추가할당 신청 시 할당량 조정이 있다.[9] 할당계획의 변경은 매우 제한적인 경우에만 인정되며,[10] 수립할 때와 동일하게 공청회, 국무회의 심의 등의 절차를 거치도록 하고 있다. 이와 같이 할당량의 사후 조정은 일반적으로 허용하지 않되, 할당단계에서 예상치 못하였으나 조정이 반드시 필요한 경우에 한정하여 예외적으로 실시한다. 또한, 예상치 못한 경기침체가 발생하거나 개별업체의 시설이 폐쇄된 경우 할

9) 김은정 외, 국제탄소시장 연계가능성에 관한 연구, 23면.

10) 중대한 경제상황의 변화란 세계 경기의 급변과 같은 특별한 경우에만 인정된다고 볼 수 있으며, 이 밖에 각 할당대상업체의 사정에 따른 조정은 배출권의 총량이 변하지 않는 범위, 즉 예비분으로 남아있는 배출권이 있는 경우에만 제한적으로 인정된다고 볼 수 있다.

당된 배출권의 일부 또는 전부를 취소할 수 있다. 다만 유상으로 할당된 배출권을 취소하는 경우에는 손실 보상 문제가 발생할 수 있으므로 취소할 수 있는 배출권은 무상으로 할당된 것에 한정한다.

또한 배출권을 거래하기 위해서는 반드시 배출권등록부에 거래계정을 등록하여야 한다. 다만 제2차 계획기간까지는 할당대상업체 이외의 제3자 거래계정 등록을 제한함으로써 제도도입 초기에 제3자 투기 행태 등으로 가격이 불안정해질 우려를 최소화하고 있다. 이는 외부 변수를 통제하여 직접적인 규제당사자인 할당대상업체에게 배출권거래제에 따라 안정적으로 적응할 수 있는 상황을 만들기 위해서이다.

배출권가격의 급등이나 수요의 이상 급등에 따른 시장안정화 조치에 관하여 예비분의 25% 범위 내에서 배출권 판매, 각 거래 참여자의 배출권 최소 또는 최대 보유한도 설정, 차입한도의 확대 또는 축소, 상쇄배출권 제출한도의 확대 또는 축소, 최고 가격제 또는 최저 가격제 등의 시행을 인정하고 있다. 이러한 시장안정화 조치는 배출권 가격의 이상 급등, 배출권에 대한 수요의 급증 등 단기간에 거래량이 크게 증가하는 경우, 그밖에 배출권거래시장의 질서를 유지하거나 공익을 위하여 시장안정화조치가 필요한 경우 등으로 6개월 연속으로 작년과 재작년의 배출권 평균가격보다 3배 이상 가격이 높거나, 최근 1개월간의 배출권 평균 거래량이 작년과 재작년의 같은 달 월평균 거래량 중 거래량이 더 많은 경우보다 2배 이상 거래량이 많고, 이 때문에 배출권 가격이 지난 2년 동안의 배출권 평균가격보다 2배이상 오른 경우, 최근 1개월 동안의 배출권 평균가격이 지난 2년 동안의 배출권 평균가격보다 60% 낮은 경우로 대통령령에서 정하고 있다.

할당대상업체는 매 이행연도 종료 후 3개월 이내에 해당 이행연도의 실제 온실가스 배출량을 정부에 명세서를 작성하여 보고하여야 한다. 배출량의 보고는 외부 전문기관의 검증을 거쳐야 한다.

할당대상업체는 정부의 인증을 받은 실제 온실가스배출량에 상응하는 배출권을 이행연도 종료일부터 6개월 이내에 정부에 제출하여야 하며, 실제 배출량에 상응하는 배출권을 제출하지 못하는 경우에는 부족분에 대해 해당 이행연도의 배출권 평균 시장가격의 3배 이하의 과징금이 부과된다.[11] 이때 과징금은 이산화탄소 1톤당 10만원을 초과할 수 없다.

2015년부터 시행될 배출권거래제를 앞두고 보다 안정적이며 효과적인 제도 수행을 위해서는 해외 탄소시장의 배출량과 감축량을 통하여 수요국과 공급국에 대한 전망을 예측하고, 우리에게 맞는 대상국의 탄소시장에 대한 연구가 시급하다고 본다. 우리나라의 경우 에너지 수입의존도가 매우 높고, 산업부문의 탄소집약도가 낮다는 점 및 무역의존도가 매우 높다는 점 등으로 고려할 때 배출권거래제 하에서 나타날 수 있는 에너지 수입의존도 증가, 물가상승, 고용의 감소, 저탄소 산업구조로의 이행 지연 등의 부작용을 완화하기 위해서는 정부는 배출권거래제 운영으로 형성되는 국내 탄소시장을 국제 탄소시장과 연계하고자 하는 노력이 필요하다고 볼 수 있다. 배출권거래제 시행에서 야기될 수 있는 국내 실질 소비, 고용 및 물가 등에 미치는 영향에 대한 분석과 다양한 보완책 등의 마련이 필요하며, 그 대안으로 국제 탄소시장과의 연계가 중요한 수단으로 작용할 수 있기 때문이다. 다만, 시장 간 연계를 위해서는 해당국가 또는 시장의 배출량 측정・보고・검증 체계의 신뢰성을 확보하고 국가 간의 합의가 반드시 전제되어야 할 것이다.

11) 개별업체가 실제 배출량을 초과하는 배출권을 보유하거나 반대로 배출권이 부족한 경우, 해당업체는 배출권의 판매・구입 등의 방법이외에도 이월・차입 등의 방법으로 이를 해결할 수 있다.

제 3 장 주요국의 배출권거래제도

제 1 절 EU의 배출권거래제도

EU는 2005년 1월 유럽 25개국과 함께 세계 최초로 EU ETS라는 온실가스 배출권거래제를 시행하는 등 가장 적극적으로 기후변화에 대응하여 탄소시장을 활성화시키고 있다. 현재 EU ETS 3기(2013~2020년)가 운영되고 있으며, 거래되는 배출권은 EUA(EU Allowances)이다.

[EU-ETS의 단계별 내용][12)]

	제1단계 (2005-2007)	제2단계 (2008-2012)	제3단계 (2013-2020)
감축목표	2005년 배출량 대비 -8.0%	2005년 배출량 대비 -6.5%	2005년의 배출량 대비 -21%(20년 시점)
감축실적	+2%	N/A	N/A
배분방법	그랜드파더링에 의한 배분 중심(옥션은 최대 5%까지 가능하지만, 실시한 나라는 소수에 불과)	그랜드파더링에 의한 배분중심(단, 일부 국가에서는 Benchmark에 의한 할당 증가. Auction은 최대 10%이지만 실시 예정국은 제1단계보다 증가)	원칙 경매(Auction)에 의한 배분으로 이행(단, 국제경쟁의 리스크 높은 섹터는 최대 100%까지 무상배분) 2013년은 전 배출권의 최저 2/3를 경매로 배분
대상가스	CO2	CO2 (일부 국가에서는 타온실가스로 확대)	CO2, N2O, PFC
대상부문	에너지전환 부문,	항공부문으로의 확대	알루미늄, 화학(암

12) 부기덕・이원희・김희락, 배출권 거래와 탄소금융, 한국금융연수원, 2010, 56면.

	제1단계 (2005-2007)	제2단계 (2008-2012)	제3단계 (2013-2020)
	산업부분 한정	(2011년 이후)	모니아 등), 항공부분 등을 추가
커버리지	EU 지역의 CO2 배출량의 약49%	N/A	N/A
미준수 과징금	€ 10/t-CO2	€ 40/t- CO2	소비자 물가에 의해 매년 가감
CDM/JI 활용가능량	제한 없음 (단, 실적 제로)	최대 20% 등의 상한 있음	제2단계의 활용 가능량의 잔여분
국제경쟁력 문제로의 대처조치	규정된 바 없음	규정된 바 없음	영향이 큰 산업 부분을 2010년까지 특정하고, 2011년까지 대처 조치를 공표

EU-ETS는 배출권 과다할당에 따른 탄소시장의 침체와 배출권 현물의 거래 활성화와 안정성을 도모하고자 EU 집행위원회는 배2011년 10월 배출권 파생상품뿐만 아니라 배출권 현물도 금융상품으로 규정하는 개정안을 발의하였다. 처음에 EU 집행위원회는 배출권 현물규제를 위해 별도의 지침을 마련하고자 시도하였으나, 보다 효율적인 제도 운영을 위하여 기존 EU 금융시장지침상 배출권의 성격을 명확히 정하는 것으로 결정하였다. 따라서 현물인 배출권에 관하여 선물, 옵션 등의 배출권 파생상품과 함께 금융상품으로서 금융투자상품지침(MiFID)과 시장남용지침(MAD)에 따라 규제할 것을 제안하였다. 아울러 배출권거래제의 감시체계 강화를 통한 원활한 운영을 위하여 자금세탁방지지침, 결제완성지침 등도 적용하기 위한 검토를 하였다.

이와 같이 금융투자상품지침상 배출권 현물 또한 금융상품으로 포함하는 조항을 신설함과 동시에 내부정보의 정의, 내부정보 공개의무, 발행시장(경매)의 적용 범위 등 시장남용지침에 배출권에 특화된 조항을 포함시켰다.[13] 이 밖에 거래상품으로서의 배출권과 탄소시장의 특성을 감안하여 거래 사전·사후 투명성 의무를 신설하고 지침적용 대상 배출권으로는 EUA 뿐만 아니라 EU 등록부 계정에서 보유하는 CER, ERU의 유통시장 거래도 포함시키고자 하였다.[14]

이는 현물인 배출권 또한 금융상품으로서의 거래를 명확히 하여 거래시 야기될 수 있는 문제로부터 시장 안정성을 강화하고자 하는 데에 그 목적이 있다.[15] 이와 같은 조치는 배출권의 성격을 명확히 규정함으로써 배출권 거래에 있어 그 안정성과 성격상 기준으로 작용될 것으로 기대된다.

[EU ETS 계획기간별 개요]

	제1기	제2기	제3기
선도거래	(2004년 7월 ~)	(2005년 중반 ~)	
평균 가격 추이	2005년 18.4 유로/톤 2006년 18.2 유로/톤 2007년 0.7 유로/톤	2008년 25.8 유로/톤 2009년 15.3 유로/톤 2010년 15.4 유로/톤	2013년 4.5 유로/톤
특성	- 공급과잉 (공급>수요)으로 배출권가격 폭락 - 1기 EUA의 2기로의	- 회원국별 할당 낮춤 (공급감소에도 불구, 공급>수요) - CER, ERU 사용	- 회원국별 총량 설정 및 할당에서 벗어나 EU 차원의 총량 설정 및 할당:

13) 또한, 거래제 참여의무자와 배출권 거래·중개 등의 서비스를 제공하는 업체 중 특정업체(배출권 거래가 부대업무이거나 업체가 금융그룹에 속하지 않는 업체)는 개정된 금융투자상품지침의 적용을 면제하였다.

14) 김은정 외, 국제탄소시장 연계에 대비한 법제 연구, 136-7면 참조.

15) 호주의 경우에도 배출권을 배출권거래제법상 동산이라고 정의하며, 금융상품거래로 적용된다고 보고 있다.

	제1기	제2기	제3기
	이월불가	(EUA 대비 10% 이내) - 2기 EUA의 3기 이월 가능	국가별할당계획 없음, 총량 매년 1.74% 감소, 산업별 벤치마킹 기준 할당 - CER, ERU 상쇄 유지 (지역·사업별 차별) - 경매비중 상향: 경매 수익의 최소 50%는 회원국 기후변화 대응에 사용
유상할당 비율	실제 0.12% (계획 5% 이내)	실제 약 3% (계획 10% 이내)	발전부문 100% 여타 산업부문 20%
할당기준 배출량	1998~2003	2000~2003	산업부문별로 최상위 10%의 사업장 기준
벌금	40유로/톤	기본 100유로/톤 (유럽소비자물가 지수와 연동)	기본 100유로/톤 (유럽소비자물가 지수와 연동)

(자료: 박천규·정도현·김병훈·이영주·박형건, 탄소, 사고팔 준비가 되었나요?, 2012.)

EU ETS는 제1기에서 EU내 11,908개의 사업장이 참여한 것으로 알려져 있으며, 관할 당국에 의해 EU에 할당된 배출량의 수는 2005년에 20억 9,600만 EUAs였으나, 2007년에는 21억 5,300만 EUAs로 증가하였다고 한다.[16] 동 기간 중 실질적으로 검증된 CO2 배출량과 비교하면 2005년에는 4%의 과다할당이 이루어졌다고 볼 수 있으며, 2007년에는 과다 할당의 정도가 1%로 감소된 것이다. 이처럼 제1기에 과도한 배출량으로 어려움을 겪으면서 각 회원국들의 전체 감축의무를 엄격히

16) EEA, Application of the Emissions Trading Directive by EU Member States-Reporting year 2008, 2008 No 13.

관리하게 되었고, 그 결과 제2단계에서는 EU가 국가별 할당 계획을 철저히 체크하면서 각국의 제2단계 배출권을 각국에서 제출한 계획량보다 약 10.4% 축소하였다.

EU-ETS는 그 운영상 2009년 1월 EU내 국가 배출권 등록부 계정 사용자들이 인터넷상의 가장 흔한 범죄인 피싱으로 인한 피해 사례가 발생하면서 EU는 인터넷 보안지침을 개정하였다. 또한 2009~10년에 일부 회원국은 배출권거래에 부가가치세를 적용하는 반면 그렇지 않은 회원국도 있다는 점을 악용하여 불법 이득을 취한 경우도 발생하는 등 다양한 예기치 못한 문제들이 발생하였다.[17] 2010년 3월 헝가리에서는 이미 정부에 제출되어 시장에서 사용될 수 없는 CER의 판매되었고, 이후 이 CER이 시장에서 유통되면서 시장상 혼란이 발생하였다. 또 2010년 11월에는 독일 배출권 등록부의 바이러스 감염으로 인하여 일시적으로 운영이 중단되거나, 루마니아 등록부에서는 1,600만의 EUA가 도난되는 사건이 발생하기도 하였다. 이 밖에 2011년 1월에는 EU내에서 총 4천5백만 유로에 달하는 EUA 도난사건이 발생하여 국가 배출권 등록부를 일시 폐쇄하고 배출권 현물 거래를 중지시키는 사상 초유의 사태가 발생하기도 하였다.[18]

제 2 절 호주의 배출권거래제도

호주는 기후변화정책에 관하여 탄소세에 관하여는 약 20여년간, 탄소배출권거래제를 중심으로 7년간 논의를 지속하였다. 1992년 기후변화협약에 가입한 호주는 실질적인 효과가 부정적이라며 교토의정서에는 가입을 거부하였으나, 이후 2007년 12월에 출범한 노동당 정부가 교토의정서에 서명・가입하였다. 이에 미국과 같이 교토의정서 비준

17) 김은정 외, 국제탄소시장 연계에 대비한 법제 연구, 134면.
18) 김은정 외, 국제탄소시장 연계에 대비한 법제 연구, 134면.

없이 자발적 탄소시장 개척[19]하였으며, 이어 2012년까지는 배출권 거래제도를 도입할 것을 표명하게 되었다. 이후 2008년 9월에는 <가넛 기후변화 리뷰>를 통해 기후변화관련 호주의 현황을 검토하고 논의를 계속하였다. 이후 노동당 정부가 녹색당과의 함께 배출권거래제 추진계획을 발표하면서 다시 논의가 활성화되어, 배출권거래제 도입이 포함된 「청정에너지법안(Clean Energy bill」이 2011년 10월에는 하원, 11월에는 상원에서 최종 승인됨으로써 국가단위의 의무적인 배출권거래제 도입이 확정되었다. 호주 탄소배출 감축을 위한 동법은 11개의 법안으로 구성된 패키지 형태로 구성되어 있는데, 이 중 배출권거래제는 Carbon Pollution Reduction Scheme(이하 'CPRS'라 함)에서 정하여져 있다. 이와 같이 정치적으로 합의가 결렬되는 등 많은 과정[20] 가운데 필요한 정치적 합의를 위하여 임시 탄소세 도입 끝에 배출권거래제를 도입하게 되었다. 이러한 배출권거래제는 행정적 단순성(administrative simplicity), 신뢰성있는 기관(credible institutions), 환경적 안전성(environmental integirty), 경제적 효율성(economic efficiency), 성공적인 영향력(awareness of distributional impacts) 등을 고려하여 도입되었다고 한다.[21]

따라서 호주의 배출권거래제는 시장중심 감축정책의 기반을 다지기 위한 고정가격제와 본격적인 배출권거래제(변동가격제)로 구성되어 있다. 호주의 탄소세는 2012년 2015년까지 3년간 시행되며, 이후 2015년부터 본격적인 총량제한방식의 배출권거래제가 시행되게 된다. 또한 호주는 총량제한방식의 배출권거래제를 도입하면서 CPRS상에 배출권의 법적 성격을 Personal Property로 정하여 사적 재산임을 명시하고 있다.

---

19) 김은정, 국제탄소시장의 현황과 향후 전망에 관한 연구, 한국법제연구원, 2012. 6, 82면.

20) 김은정, 녹색성장을 위한 탄소시장 연계가능성에 관한 연구, 2012, 21-26면 참조.

21) Australian Government, Department of Climate Change and Energy Efficiency, Australia's Emissions Trading Scheme, December 2012, 14면.

호주의 고정가격제는 탄소세와 같이 적용되나, 거래제도에 기반하여 시장으로의 전환이 용이하다는 점에서 차이가 있다. 따라서 매년 25,000톤 이상의 탄소를 배출하는 업체의 경우에는 정부로부터 1톤당 23$에서 25.4$사이의 미리 고정된 가격으로 배출권을 구입할 수 있다. 이처럼 고정가격제는 탄소세와는 다르며, 적용대상업체는 2012년부터 고정가격으로 일정량의 배출권(배출량의 5~10%)을 구입하여야 한다. 이후 호주 정부는 배출권거래제 시행에 앞서 2014년에 5년 동안의 배출권을 결정하게 되며, 이는 기후변화청(Climate Change Authority)의 자문을 바탕으로 정하게 된다. 고정가격제에 따르면 배출권가격은 CO2 톤당 23호주달러로 연 2.5%의 인플레이션을 반영하여 2013년에는 24.15 호주달러, 2014년에는 25.4 호주달러로 상승하게 된다. 고정가격에 구매된 배출권은 자동적으로 정부에 제출되고 거래나 이월이 불가능한 반면, 무상으로 할당된 배출권은 이행연도가 끝나는 시점까지 제출되거나 거래될 수 있다.[22]

할당 대상업체는 연간 배출량이 2만5천톤 이상인 발전소, 산업계 등 500여 개의 대형배출업체이며, 이들은 국가 온실가스 배출량의 약 63%를 차지한다고 한다. 또한, 운송부문 중에 일부도 소비세 증가나 유류세 공제액 감소 등을 통해 고정탄소가격제의 대상이 되나, 호주는 농업부문, 바이오연료 및 바이오매스의 경우에는 제외하고 있다. 특히, 호주는 농업부문의 감축을 위해 「탄소 영농 이니셔티브(CFI: Carbon Farming Initiative」라는 국내 상쇄프로그램을 도입하였고 할당업체는 배출량의 5%까지 상쇄배출권 사용이 가능하며, CFI 배출권만 해외 판매를 허용하고 있다.[23] 호주 고정가격제도상 제출량에 미달하는 경우에는 톤당 고정가격의 1.3배에 해당하는 벌금이 부과된다.

22) 그러나 이 역시 이월은 불가능하며, 정부에게 판매가 가능하다.
23) 김은정 외, 국제탄소시장 연계에 대비한 법제연구, 149-152면 참조.

[고정가격제와 변동가격제 주요 내용]

	고정가격제	변동가격제
운영기간	2012년 7월 ~ 2015년 7월	2015년 7월 ~
대상업체	약 500개 대형 배출업체(국가 온실가스 배출량의 약 63%); 발전소, 산업공정, 운송업체, 폐기물, 탈루배출 등	
운영방식	대상업체는 일정량의 배출권(톤당 23호주달러)을 정부로부터 구입 고정가격으로 배출량만큼 배출권을 구입해야 한다는 점에서 탄소세와 유사	배출권거래제
지원방안	제도 시행을 통한 재정 수입은 저소득층 보조, 취약산업 지원, 청정에너지 개발 등에 활용	
영향분석	광업, 발전 부문에 부정적인 영향이 있을 수 있으나, CCS, 신재생에너지 등 신시장을 창출할 가능성도 있음	

자료: 박천규 외(2012)

현행 호주의 고정가격제는 2015년 7월부터 변동가격제로 전환되는데, 총량 설정과 관련하여 호주 정부는 2014년에 배출권거래제 5년 동안의 총량을 결정하게 된다.[24] 다만, 차기정부가 총량협의에 실패할 것에 대비하여 2020년에 2000년 대비 5% 감축(280~315백만 톤)하는 기본총량(default cap)을 설정하였다.[25] 또한 업종별 국제경쟁력 등을 감안하여 무역집약적이거나 에너지 집약적인 산업과 같이 저감잠재성이 낮거나 해외 동종업체와 경쟁관계에 있는 산업의 경우를 고려하여 유상/무상할당을 병행할 예정으로 있다.

아울러 배출권가격 안정화 장치로서 변동가격제 도입 후 최초 3년간 배출권가격의 상한 및 하한선을 설정하고 있다. 따라서 배출권은

24) 2015~16년에 2020~21년까지의 총량을 결정한다.
25) 김은정 외, 국제탄소시장 연계에 대비한 법제연구, 151-152면.

하한제에 따라 15A$에서 시작하여 연 4%씩 상승하고, 상한제에 따라서는 2015~16년 국제 배출권가격보다 20A$ 높은 가격으로 시작하여 연 5%씩 상승하게 된다.

또한 이월과 차입에 있어서 이월은 무제한 허용된다고 보고 있으나, 차입의 경우에는 배출권 제출 시 다음 이행연도로부터 당해 배출량의 5%까지만 인정하고 있다.

상쇄에 관하여는 국내 상쇄 크레딧은 CPRS에 해당하는 부문으로 발전, 산업연소, 수송, 산업공정, 폐기물, 채광・채유・가스추출 및 파이프라인이용 가스 운송의 탈루성 배출로 약 1000개 업체와 농업부문 이외의 부문 중 JI 프로젝트를 포함하여 제한적으로 인정하고 있다. 다만, CFI 상쇄배출권은 무제한 사용할 수 있다고 보고 있다. 국제 상쇄 크레딧에 관하여는 CPRS의 국제적 연계, 국제 배출권거래제의 성장, 감축의무 달성 방법상 유연성 제공, 배출권 가격의 안정화(Safety Valve) 방안으로서 CER, ERU, RMU 등의 교토메카니즘 배출권도 배출량의 50%까지 상쇄로 허용하고 있다. 다만, CER의 경우 EU ETS 3기와 마찬가지로 댐 세계위원회 지침을 준수하지 않은 20MW 이상의 수력발전, HFC-23, 아디핀산 N2O, 원자력, 조림 및 재조림에서 발생하는 CER 사용이 불가능하나, EU ETS 3기에서는 2012년 이후 최빈국에서 발생한 CER만 상쇄로 인정한 반면 호주 거래제에서는 국가별 제한은 없다.[26] 또한 과징금의 경우에도 제출량에 미달하는 경우 톤당 당해 연도 평균가격 2배에 해당하는 금액으로 정하고 있다.

호주 정부는 탄소가격 부과에 따른 정부재원(240억 호주달러 이상, 2012~14년)을 다양한 영역에서 사용하고자 계획하고 있다. 우선 고정가격제에서 발생한 3년간의 수입은 약 90억 달러로 전망하고 있으며, 이 중 50% 이상인 약 50억A$를 가정부문 지원을 위해 사용될 예정이다. 이는 전기부분의 가격 상승에 따른 가계의 부담을 덜고, 또 연소

26) 김은정 외, 국제탄소시장 연계에 대비한 법제연구, 152면.

득 8만 호주달러 이하의 저소득층 가구를 위하여 소득세 감면 및 가구당 보조금(1주에 10.10 호주달러)을 지원하게 된다. 또한 복지예산의 증가로 연금수급자, 비노동인구, 실업계층 지원을 위하여 사용될 계획이다. 이 밖에 거래제 도입으로 무역경쟁력이 약화될 가능성이 있는 철강, 알루미늄, 유리, 천연가스 등 탄소의 집약적 배출 사업, 국제적 거래에 노출된 취약산업업종에 대하여 산업부문 평균 탄소비용의 94.5%를 지원하고, 철강산업의 청정에너지 사용촉진을 위해 3억 호주달러, 석탄발전소 일자리 마련에 13억 호주달러를 지원할 예정이다.

또한 전력산업 부문에 있어서는 약 10억 달러를 투자하여 석탄 화력발전을 가스화력발전으로 전환하거나 신재생에너지를 이용한 전기생산으로 전환 등을 도모할 계획이다.

이 뿐만 아니라 신기술 투자촉진과 관련해서는 별도기구인 청정에너지금융공사(Clean Energy Finance Corporation)를 설립, 5년간 100억 호주달러를 조달함여 지원하며, 신재생에너지청(Australian Renewable Energy Agency)에도 32억 호주달러를 배분할 예정이다.[27]

제 3 절 미국의 배출권거래제도

미국의 배출권거래제는 최초로 연방차원의 Clean Air Act가 1990년에 개정되면서 시작되었다. 당시 중서부지역에 위치한 화력발전소로 인하여 북동쪽 산성비가 발생하고 있었으며, 이는 호수나 산림에 큰 문제가 되었다. 당시 본 프로그램은 대단히 성공적이었으며, 이는 EU의 온실가스 감축 계획 설계에 큰 영향을 미쳤다고 한다. 이후 미국 북동지역에서는 오존 문제의 전조현상인 스모그를 줄이기 위하여 탄소배출거래제도를 도입하였고, 지금까지도 스모그를 유발하는 질소산화물과 휘발성 유기 오염물을 탄소배출권 거래제를 통해 줄이고자 운영하고 있다. 미국의 배출총량은 절대적으로 배출량을 측정하고 절

27) 김은정 외, 국제탄소시장 연계에 대비한 법제연구, 151면.

대값으로 배출량에 대한 총 한도를 설정하는 방법을 말한다. 이후 미국은 연방법상 왁스만-마키 법안(Waxman-Markey Bill)을 제출하며 온실가스 감축을 위한 법 제정을 위하여 노력하였으나, 상원의 반대로 실패하였다. 이후 연방정부 차원의 배출권거래제가 도입될 것이라는 기대 속에 미국 북동부 지역이 주축이 되는 RGGI(Regional Greenhouse Gas Initiative), 서부 기후 이니셔티브인 WCI(Western Climate Initiative) 주단위 거래제, MGGRA(Midwestern Greenhouse Gas Reduction Accrd) 등 자발적 거래제가 도입되는 등 배출권 거래제를 위한 활발한 활동을 보여 주었다.

왁스만-막스 법안은 온실가스 배출량을 2005년 수준에서 최소한 3%, 즉, 4,770 Mt CO2-eq로 감축할 계획으로 2012년 시작을 목표로 정하고 있으며,[28] 경매비중은 2013년의 20%에서 2030년에는 70%로 점차 확대할 계획을 설정하고 있으며, 무상할당은 20% 정도로 2035년까지 점차 소멸시킬 계획을 담고 있다.[29]

RGGI는 북동부지역 온실가스감축협약으로 미국 북동부 10개주가 합의한 온실가스 감축을 위한 이니셔티브로서 구체적인 실천방법으로서 총량제한 배출권 거래제를 이용한다. 2009년 1월 1일부터 시작되었으며, RGGI는 총 배출권의 95%를 경매(분기별로 연간 4회)를 통해 배분하고 있는데, 2019년까지 2009년 수준의 10% 삭감을 목표로 하고 있다. 이행기간은 2009-2011, 2012-2014, 2015-2019로 나뉘며, 기간 간 이월은 허용되나 차입은 허용되지 않는다. 2015-2018년의 기간에는 매년 2.5%의 감축을 목표로 하며, 참가주들의 탄소배출권은 과거 배출량(기준년도 2000-2004년), 예상 배출량 그리고 협상 등에 의해 할당되며, 각 참여주들의 배출권 할당량의 합이 RGGI의 상한이 된다.[30] RGGI는 배출권의 판매수익의 최소 25%를 에너지 효율성 개선, 전기

28) Waxman-Markey Bill Section 721.
29) Waxman-Markey Bill Section 703.
30) 김은정, 국제탄소시장의 현황과 향후 전망에 관한 연구, 2012, 56면.

료 납부자 충격완화, 재생가능 에너지 및 비탄소 에너지 기술 촉진, 탄소 저감 기술개발촉진, RGGI 비용충당 등 소비자 이익 및 전략적 에너지 목표를 위해 사용하게 된다.[31)]

서부기후이니시어티브(WCI)는 2012년부터 도입되었으며, 그 준수 1차 기간은 2012-2014년으로 2015년 이후부터는 WCI 참가 지역[32)] 온실가스 배출량의 약 90%를 커버하게 될 것으로 예상하고 있으며, WCI 전체의 온실가스배출을 2020년까지 2005년에 비하여 15% 삭감하는 것을 목표로 하고 있다. 각 주는 매년 배출권 총량을 준수기간 1년째에 해당하는 해의 배출예상량을 인구증가, 경제성장, 규제정책 등을 고려하여 이를 첫해 배출권 총량으로 정하고, 여기에서 일정한 감축비율을 빼서 2년차, 3년차 배출권 총량을 결정하게 된다. 배출권 할당방법은 각 주에서 재량으로 결정하며, 배출한계를 경매로 설정하는 경우에는 경매의 형성, 개최시기 및 빈도 등에 대하여 WCI간 협의가 필요하다.

이 밖에 캘리포니아주는 2006년 지구온난화대책법(California Global Warming Solutions Act; Assembly Bill No. 32, AB32)를 제정하고, 2020년까지 온실가스 배출량을 1990년 수준으로 감축하는 목표를 추진하였다. 이후 'Climate Change Scoping Plan'을 발표하였으며, 2009년 11월 24일에 the California Air Resources Board에서는 Scoping Plan을 발표하여 1년 이상에 걸친 공청회와 워크숍 등을 통하여 'Preliminary Draft Regulation for a California Cap-and Trade Program'이라 불리는

31) 2010년까지 총판매수익은 $789,257,630이였으며, 에너지 효율성 개선에 51.6%, 재생가능 에너지에 10.7%, 에너지비용 직접보조에 14.4%, 기타 온실가스 저감 프로그램에 1.1%, 행정비용에 4.8%, 주 재정적자 보충에 17.4%를 사용하였다.

32) 미국 애리조나주, 캘리포니아주, 몬타나주, 뉴멕시코주, 오레곤주, 유타주, 워싱턴주, 캐나다 브리티시콜롬비아주, 마니토바주, 온타리오주, 퀘백주가 참가지역이며, 참관인으로 미국 알래스카주, 아이다호주, 콜로라도주, 캔자스주, 네바다주, 와이오밍주, 캐나다 서스캐처원주, 유콘주, 멕시코 소노라주, 바하칼리포르니아주, 치와와주, 누에보레온주, 타미울리파스주, 코아울리아주를 두고 있다.

Cap and Trade제도의 가규칙안을 공표하였다. 이후 2010년 10월 28일에 'Proposed Regulation to Implement the California Cap-and-Trade Program'이라는 Cap and Trade 제도의 규제안을 발표하여 본격적으로 배출권거래제도를 도입하여 2013년 1월부터 배출권거래제를 시행하고 있다.[33] 캘리포니아 배출권거래제는 2013년에는 발전 및 대규모 산업시설을 대상으로 하며, 2015년에는 연료 및 가스공급과 운송시설까지 대상을 확대할 계획이며, 이는 전체적으로 360여개 기업의 약 600여개 시설이 포함될 것으로 예측하고 있다. 캘리포니아 배출권거래제는 총량제한방식의 거래제로서 2012년부터 전력부문에 대해 2013년 배출권 할당 및 최초 경매를 시작으로 거래제가 운영될 계획이며, 계획기간은 2013~14년, 2015~17년, 2018~2020년의 3개 기간으로 구분된다. 총량은 2013년에 2012년 예상배출량의 98%를 설정하고, 2014년에는 2%, 2015~2020년에는 연간 3%씩 총량을 줄이는 식으로 기준을 강화할 계획이다.[34] 이에 캘리포니아 배출권거래제는 제1준수기간동안 캘리포니아주의 온실가스배출량의 약 37%를 커버할 것으로 예상되며, 제2준수기간 이후부터는 캘리포니아주의 온실가스배출량의 약 85%를 커버하게 될 것으로 기대하고 있다.[35]

배출권의 무상할당에 관하여는 거래제 시행 초기에 한하여 무상으로 할당될 예정이며, 순차적으로 유상할당 비중을 증대시킬 예정이다. EU ETS와 마찬가지로 경매를 통하여 참여할 수 있으나, 1회 구매 수량은 제한되어져 있다. 발전부문은 2020년까지의 예상배출량을 감안하여 할당되며, 산업부문은 과거실적, 벤치마크, 탄소누출 가능성을 고려하여 할당된다.

---

33) 대상온실가스로는 기존의 6대 온실가스 외에도 전 세계에서 최초로 반도체 및 액정표시장치 공정에 사용되는 NF3(삼불화질소)를 포함시키고 있다.

34) 김은정 외, 국제탄소시장연계에 대비한 법제연구, 140면.

35) 김은정, 국제탄소시장의 현황과 향후 전망에 관한 연구, 46면.

캘리포니아 배출권거래제의 경우 이월은 허용되나, 차입은 허용되지 않는다. 또한, 상쇄의 경우에는 각 계획기간별로 할당량의 8%까지 상쇄가 허용되지만, CER은 인정되지 않는다. 또한 시장안정화장치에 관하여는 급격한 배출권 가격상승 등에 대응하기 위해 배출권 중 예비분으로 4%를 인정하고 있다.

미국의 캘리포니아주의 경우 2012년 기준 GDP가 약 2조 달러로 우리나라 1조 1635억 달러보다 높으며, 연간 온실가스 배출량도 2008년 기준 약 474백만 톤으로 우리나라의 501백만 톤보다는 낮으나, 이탈리아와 멕시코의 연간 배출량을 상회하는 등 전반적으로 세계 상위 국가에 못지않은 규모를 나타내고 있다.[36] 따라서 캘리포니아가 배출권거래제를 시행하고 있는 것은 의미가 전 세계적으로 그 파급효과가 크다고 볼 수 있으며, EU와 함께 큰 탄소시장을 형성하게 될 것을 예상할 때 우리에게 시사하는 바가 많다고 본다.

제 4 절 뉴질랜드의 배출권거래제도

뉴질랜드의 경우 교토의정서에 따라 온실가스 배출량 감축을 위하여 다양한 노력을 펼치고 있다. 이에 2002년 기후변화대응법(Climate Change Response Act)을 통하여 뉴질랜드 배출권거래제의 내용을 담은 법을 제정하게 되었다.[37] 뉴질랜드의 경우에는 다른 국가들에 비하여 농업이 50%이상을 차지하는 산업구조로 인하여 온실가스 배출량의 상당 부분도 농업에서 발생한다. 이에 농업부분에서 발생되는 온실가

36) 김은정 외, 국제탄소시장 연계에 대비한 법제연구, 142면.

37) 배출권거래제법 제정에서도 많은 논란이 있었는데, 처음에는 전 집권당인 노동당이 2007년「기후변화대응개정법(Climate Change Response (Emission Trading) Amendment Act (CCR))」제정을 추진하였으나 실패하고 현 집권당인 국민당이 참여시기, 무상할당시기 등을 완화시켜 2009년「기후변화대응(완화된 배출권거래제) 개정법(Climate Change Response (Moderated Emission Trading) Amendment Bill (CCRM))」으로 개정하였다.

스 감축을 위한 다양한 노력이 제안되고 있다. 이 중 하나가 배출권 거래제로서 탄소세 보다 유연성을 가지는 제도 도입을 고려하여 시장 메커니즘을 따르는 배출권거래제를 도입하게 되었다.[38]

[뉴질랜드 변경법안 비교]

구분		개정 전 (CCR)	개정 후 (CCRM)
산림	참여	2008. 1. 1.	2008.1.1
	할당	무상할당 (1990년 전 산림소유주)	동일
	이행	해당사항 없음	2012년까지 25뉴질랜드 달러/톤 고정
교통연료	참여	2011.1.1.	2010.7.1.
	할당	유상할당	무상할당
	이행	해당사항 없음	2012년까지 50% 감면과 25뉴질랜드달러 고정
발전	참여	2010.1.1	2010.7.1.
	할당	유상할당	무상할당
	이행	해당사항 없음	2012년까지 50% 감면과 25뉴질랜드달러 고정
제조	참여	2010.1.1.	2010.7.1.
	할당	유상할당	무상할당
	이행	해당사항 없음	2012년까지 50% 감면과 25뉴질랜드달러 고정

38) 개정과정에서는 우리나라 전경련과 유사한 비즈니스 뉴질랜드(Business NZ) 등이 탄소가격의 중요성을 인식하고 배출권거래제 도입에 적극적으로 참여하면서 산업계가 정부를 선도하여 배출권거래제를 도입하게 된 측면이 강하다(김은정 외, 국제탄소시장 연계에 대비한 법제연구, 146면).

구분		개정 전 (CCR)	개정 후 (CCRM)
농업	참여	2013.1.1.	2015.1.1.
	할당	2005 배출량 90% 무상할당	원단위 무상할당 2016~2093년까지 매년 1/77 감소
	이행	2019~2029년까지 매년 1/12 감소	2013년 이후 보고의무만 부담

주: 산업부문 무역경쟁력부분은 무상할당하고 그 비율을 2013~2090년까지 매년 1/77 감소시킴.
자료: 박천규 외(2012)

뉴질랜드의 배출권거래제는 산림부문과 산업부문을 대상으로 하며, 2008년부터 임업, 2010년부터 교통, 발전, 산업 공정 부문, 이후 2013년부터 폐기물부문, 2015년부터 농업부문의 추가에 관하여는 아직 논의 중이다. 산림의 경우에는 1990년대를 기준으로 이전 산림에 관하여 산림 소유자에게 벌채에 배출권 제출의무를 부여하고 있으며, 벌채시 1헥타르당 800~1,000NZU에 대한 과징금을 부과하고 있다. 이와 달리 1990년대 이후의 산림에 관하여는 자발적 배출권거래제로 벌채 등으로 탄소흡수량이 감소할 경우 할당된 배출권을 반납하도록 정하고 있다. 2011년 5월까지 산림부문 배출권거래제에 참여하고 있는 업체는 1,089개이며, 등록된 산림면적은 19만2천 헥타르에 달할 만큼 뉴질랜드에서는 산림부문 배출권거래제가 매우 활성화되어 있다.[39]

무상할당에 관하여 산업의 경우 기후변화대응법에 따르면 배출집약도가 높거나, 적절한 산업 활동 여부에 따라 기준 배출량의 60-90%가 할당된다.[40] 이러한 무상할당은 연1%씩 단계적으로 폐지할 예정이다. 농업의 경우에는 생물 배출량이 뉴질랜드 배출권거래제에 따라 의무

39) 김은정 외, 국제탄소시장 연계에 대비한 법제연구, 148-149면 참조.
40) 100만 뉴질랜드 달러당 배출하는 CO2e.가 1,600톤인 경우 배출집약도가 높은 편이며, 800톤인 경우에는 적절하다고 본다.

가 부과되는 경우에 배출 기준치의 90%에 해당하는 배출권을 무상으로 할당받을 수 있다. 이 밖에 어획 할당업체의 경우 배출권거래제로 인한 연료비 상승에 따른 손해 보상을 위하여 일회적으로 무료 배출권 할당이 정하여져 있다.

아울러 탄소시장 연계에 관하여는 호주의 탄소시장을 연구하며, 향후 연계를 위한 활발한 연구를 수행하고 있다. 뉴질랜드의 경우 해외 배출권 거래를 허용하고 있으며, 현재에는 뉴질랜드 배출권 단위인 NZU의 해외 시장 판매를 위해서는 국제 배출권 단위인 AAU로의 전환이 필요하다.

제 4 장 탄소시장 연계에 대한 정책과 전망

제 1 절 호주 탄소시장의 연계 가능성

호주는 2012년에 590.8 백만 CO2톤, 2015년에는 601.0백만 CO2톤, 2020년에는 634.0 백만 CO2톤으로 우리나라 대비 약 86%에 이를 것으로 전망되고 있다. 목표 감축량에 관하여는 2015년에는 BAU대비 4.0%의 감축률을 목표로 설정하였으며, 2020년에는 BAU대비 10.7%의 감축률을 목표로 설정하였다. 호주의 배출권거래제는 국제탄소시장 연계가능성을 고려하여 제정되었으며, 호주 탄소시장의 안정화를 위하여 호주 국내 기업들의 거래기회 창출을 기대하고 있다. 따라서 호주의 경우에는 2015년 7월 1일부터 EU와 일방연계를 계획하고 있으며, 이후 2018년부터는 완전연계를 시행할 예정이다.

즉, EU시장으로부터 탄소 배출권을 구입하여 탄소배출량의 조절과 가격에 따른 부담 등 감축의무 준수를 도모하고 있다. 즉, 연계 시 예상되는 호주의 탄소배출권 가격에 많은 고민을 하고 있으며, 가격 안정화를 위하여 국제탄소시장에서의 가격 변동, 또 가격에 영향을 미치게 될 각국의 정책과 예측 거래량 등에 많은 연구를 진행하고 있다. 2015년 7월 1일부터 시행될 일방연계의 경우 가격은 EU ETS를 기준으로 거래될 것으로 전망되며, 2018년부터는 EU ETS와의 쌍방연계를 통하여 본격적인 탄소시장의 개방이 계획되어져 있다. 적용범위・기타 온실가스 정책・배출권 할당에 관하여는 제도 시행 초기에는 해외에서 거래되는 호주 크레딧은 제외되었으나, 교토의정서에서 인정되는 크레딧인 CMD(CER)과 JI(ERU), RMU은 무제한 허용된다고 정하고 있다.

탄소배출권거래제도가 적용되는 '탄소 오염 감축 제도안'[41]은 먼저 호주 배출량의 약 75%, 2006년 약 450 $MtCO_2$에 적용되는 토지 이용 변동 및 농업을 제외한 사실상 모든 온실가스 배출량에 적용된다. 연간 배출량이 25 $ktCO_{2e}$ 이상인 업체 약 1,000곳은 배출량에 대해 직접 의무가 부과되며, 교통 및 가정용 연료 사용을 비롯하여 소규모 연소 배출원은 연료 공급업체에 부과되는 배출권 규제를 통해 적용된다. 도로교통용 석유가스는 연료세 상쇄 감면을 통하여 사실상 면제되며 이는 2013년까지만 시행하기로 하였다. 정부는 2015년부터 호주 배출량의 약 16%를 차지하는 농업 배출량을 포함하는 것으로 정하고 있으나, 포함 여부에 대한 결정은 2013년에 확정될 것이다.

각종 추가 정책에 관하여는 온실가스 배출량 억제를 목표로 의무 재생에너지뿐만 아니라 산업과 전력 공급, 임업과 토지 이용, 농업 정책을 위한 각종 프로그램도 이에 포함된다고 볼 수 있다. 알루미늄이나 철강, 액화천연가스, 화력발전소에 부여되는 일정한 일회성 수량과 같이 배출 집약적 무역 산업(Emissions-Intensive and Trade-Exposed Industry, 이하 'EITEI'라 함)에 대한 무료 할당을 제외하고 면허는 경매로 거래하며, EITEI에 대한 무료 할당은 생산 활동의 배출 집약도에 따라 과거 기준 배출량의 90%나 60%(2009년 5월 개정 이후 95%와 66%)이며 신규 진출기업 및 확장 업체가 포함된다.

호주 제도는 향후 해외 제도와 양자 간에 연계를 허용하고 있으나, 시행 위험을 최소화하고 가격 안정성 및 예측성을 증진하는데 우선해야 한다며, 연계 시 양국 간에 용인 가능한 MRV 시스템의 적용여부와 각국 탄소가격에 대한 부분 등을 고려하여 판단한다고 한다.

호주와 같은 무역 집약 경제의 미래는 시장이 성숙하고 안정된 정책 체제로 보완될 경우 국제 배출권 시장과 조화를 이룰 수 있다고 볼 수

41) Climate Institute, The (TCI), 2008, Climate of the Nation: Australian attitudes to climate change and its solutions, April 2008, TCI, Sydney

있다. 천연자원이 풍부한 호주는 향후 수십 년간 엄격한 글로벌 탄소 제약조치가 적용되더라도 광물이나 농산물과 같이 배출 집약적 상품을 수출할 가능성이 높다고 보여 지기 때문이다. 호주의 배출집약적 수출은 다른 나라에서 구입하는 배출제도로 적용되어야 하며, 해당 배출권의 비용은 수출·수익의 일부로 회수될 수 있다. 완전연계 제도에서는 특정 국가에서 가격 상한이 발효되면 연계 배출권 거래제도 전반에 대해 사실상 배출권 가격의 상한을 규제하게 된다. 다른 국가 제도의 배출권 가격이 가격 상한을 상회할 경우 호주 배출권이 수출되면 연계 제도에 따라 가격이 같아질 때까지 호주 책임 업체는 국내 가격 상한에 접근하게 된다. 자국 배출업체가 호주 정부로부터 배출권을 (간접) 구입하여 배출량 한도를 효과적으로 준수할 수 있는 다른 국가에는 이러한 재정거래가 용인되지 않을 수 있다. 이와는 반대로 국내 배출업체가 판매하는 배출권이 교토 단위와 일괄하여 판매될 경우 호주 정부는 예산 증가 부담을 가지게 될 수 있다.

또한 완전연계는 다른 나라의 기본 국내 배출권 가격에 따라 가격 상한 적용 가능성을 증감시킬 수 있다고 한다. 관련 국제 경험이 존재하지 않을 경우에는 가격 상한이 완전 연계에 따라 실제로 양국에 동일한 가격 상한이 적용되거나 예상 가격보다 훨씬 높은 가격 상한이 설정될 것이라고 볼 수 있으나 실제로 이는 적용될 가능성이 거의 없다다.[42] 호주의 탄소시장과 국제 탄소시장과의 연계에 있어서는 국제 구입을 통한 제도의 준수에서 배출업체는 국내 배출권 가격을 국제 가격 수준에 맞춰 입찰하고 CDM이나 JI로부터 일부 크레딧을 구입하게 될 것이다. 가격은 가격 상한 이하로 유지하며, 기타 국내 제도가 CDM/JI 단위의 사용을 허용하는 경우, 제반 제도의 가격은 조화를 이루며, 호주 배출권 가격은 국제 가격에 따라 변동(이는 대부분 외국의 수급에 따라 결정)하게 될 것이다.

42) Frank Jotzo, 2012년 8월 17일 한국법제연구원 국제컨퍼런스 발표 자료 참조

호주 정부는 호주의 국내 배출량 약정을 달성하기 위해 비적용 부문의 배출량에 구입이 필요한(또는 판매 허용) 경우에 한하여 국제 거래에 참여하며, 정부의 해외 구매나 판매는 이른바 '과다할당 배출권(hot air)'라고 하는 저가 단위가 제공되고 호주 정부가 이를 구입하여 국가 준수를 모색하지 않는 한(개략적으로) 유효한 국제 가격에 거래가 이루어질 수도 있다.

정부가 국내 배출업체의 의무 이행에 적합한 크레딧(예: CDM 또는 JI 단위)을 구입할 경우 크레딧 비용은 국내에서 가격 상한에 따라 추가 배출권을 할당·판매하여 취득하는 수익보다 높을 수 있다. 따라서 가격 상한에는 예산 비용이 소요된다. 배출권 판매에 대한 금지는 국내 배출권 가격이 국제 가격이나 다른 제도의 가격까지 인상되지 않는다는 것을 의미하며, 가격차는 경제적 비효율을 의미하는 것으로 호주 국내 완화 조치의 한계 비용은 다른 지역보다 낮으며, 추가 완화 단위는 원가를 상회하는 가격으로 다른 외국에 판매할 수 있는 배출권을 해소할 수 있으며 이 과정에서 당사자 양측은 이익을 얻을 수 있다.[43)]

제 2 절 EU 탄소시장의 연계 가능성

EU는 2012년에 4,594.3백만 CO2톤을 배출할 것으로 전망되며, 2015년에는 4,706.8백만 CO2톤, 2020년에는 4,861.8백만 CO2톤에 이를 것으로 전망되고 있다. 목표 감축량에 관하여 EU는 2015년에 기준배출량 대비 28.3%를 감축하는 것을 목표 감축률로 설정하였으며, 2020년에는 30.5%에 이르는 감축률 목표를 설정하였다. 이러한 목표 감축률은 2020년까지 1990년 대비 20%를 감축하는 EU의 목표를 적용한 것

43) Jotzo, F.·Betz, R., 2009, Linking the Australian Emissions Trading Scheme, Research Report 14, Environmental Economics Research Hub Research Reports [available at www.crawford.anu.edu.au/research_units/eerh/pdf/EERH_RR14.pdf]

이다. 현 단계에서 호주 등 다른 나라보다 시장 규모가 4~5배 큰 EU의 경우에는 호주나 우리나라 등 여러 국가의 탄소시장의 배출권 가격에 중대한 영향을 미치게 될 것이다.

2012년 한국법제연구원이 한국자원경제학회와의 공동연구로 시행하였던 연구보고서[44]에 따르면 한국, 뉴질랜드, 호주, 미국, EU, 일본 등 각 국가들이 배출권거래를 연계하지 않고, 모두 개별적으로 이행하는 경우 한국은 2015년 4.4$/tCO2에서 2020년에 30.4$/tCO2로 시간이 경과할수록 저감비용이 빠르게 증가한다고 분석하였다. 한편 EU의 경우 2015년에는 25.5$/tCO2의 높은 비용에서 2020년에는 2015년에 비하여 약 5$/tCO2 정도 상승한 30.3$/tCO2에 이를 것이라고 예측하였다.

호주의 경우에는 저감비용이 다른 나라에 비하여 낮다고 보았는데, 2017년에 0.3$/tCO2에서 2020년에는 2.7$/tCO2라고 추정하며, 호주의 경우 탄소시장 연계 시 배출권 판매자의 위치가 될 것이라고 분석하였다. 탄소시장의 연계는 정치적 판단이 연계 기준이 될 수도 있으나, 이와 함께 각 국가의 감축 목표에 따른 달성 계획에 따라 결정되게 된다. EU는 1990년 대비 2020년 20% 감축, 다른 국가의 공약에 따라 30%를 약정[45]하였다. EU는 2015년까지 OECD 전체 탄소 시장의 구축을 도모[46]하고자 계획하였으며, 이에 따라 호주와 같은 기타 산업선진국과의 연계 기회를 모색해야 한다고 보았다.

국가 공약을 결정하는 Garnaut (2008) 모델에 따르면 EU의 20% 감축 공약은 호주의 10% 감축과 대체로 일치한다고 한다. 국제 협정에

44) 한국법제연구원, 국제탄소시장연계가능성에 관한 법제연구, 2012, 173-231면 참조.

45) European Parliament, 2008, European Parliament LEgislative Resolution of 17 December 2008 on the Proposal for a Decision of the European Parliament and of the Council on the Effort of Member States to Reduce their Greenhouse Gas Emissions to meet the Community's Greenhouse Gas Emission Reduction Commitments up to 2020, COM(2008) 0017-C6-0041/2008-2008/0014(COD).

46) European Commission, 2009, Communication from the Commission to the European Paliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM(2009) 39 final, Brussels.

따라 결정된 호주의 감축목표는 25%이며, EU의 경우에는 30% 이상 감축이 필요하다.[47] EU ETS의 적용범위는 호주 ETS보다 협의로 적용되며, EU ETS는 2008년 GHG 배출량의 약 45%에 해당하는 농업, 폐기물 및 시설 배출량뿐 아니라 도로 교통 배출량은 적용하지 않고 있으나, 2012년부터 항공 배출량까지 포함하고 있다. EU는 호주와의 연계에 관하여 호주의 배출량 가운데 일부는 정확하게 측정될 수 없기에 제도 연계는 쉽지 않다고 보았다. 특히, 호주와의 연계에 있어 호주는 자발적 가입을 원칙으로 임업을 포함시키고 있으나, 임업을 ETS에 포함시키는 것에 반감을 표했던 EU의 입장과의 차이에 따라 쉬운 작업은 아니라고 볼 수 있다.

이 밖에 제도상 차이점으로는 EU ETS는 단계별로 운용되며(2차 2008~2012년, 3차 2013~2020년) 단계간 차입은 허용하지 않는 반면, 호주의 배출권은 연간 차입이 허용되며, 5% 단기 차입 허용하고 있다는 점도 고려해야할 사항이라 할 수 있다. 연계가 이루어진다면 EU 기업은 호주 제도를 통해 상한량까지 간접적으로 차입할 수 있기 때문에 (호주 배출업체의 차입 증가와 판매를 통해) 공약 기간이 종료될 때 호주에 예산 부담을 초래할 수 있다고 한다. 이에 비해 호주 기업은 각 다년간 EU 단계 안에서 5% 이상 차입할 수 있으나, 이는 경매 점유율이 60%선까지 증가되는 3단계에서 변경될 것이라고 분석된다.[48]

이 밖에 탄소시장에서 호주 ETS에서는 7월 1일부터 6월 30일까지 회계연도를 토대로 하는 반면 EU ETS는 역년을 준수하는 등, 준수기간이 다르기 때문에 제도 현물시장의 유동성은 이익을 얻을 수 있는 반면, 계약 결제일이 일치하지 않는 것으로 보이는 선물시장에서

47) 물론 노력의 비교성은 다양한 기타 기준에 따라 평가할 수 있다(Den Elzen, M., Hoehne, N., van Vliet,J., Ellerman, C., 2008, Exploring Comparable post-2012 Reduction Efforts for Annex 1 Countries, PBL Report 500102019/2008, Netherlands Environmental Assessment Agency, Bilthoven, The Netherlands).

48) European Commission, 2008, Questions and Answers on the Revised EU Emissions Trading System, MEMO/08/796, Brussels.

는 큰 이익을 얻기 어렵다. 보충성(국내 완화 조치에 유연 체제가 추가되어야 한다는 교토 원칙)과 관련하여 EU ETS는 2020년까지 CER 및 ERU 사용에 대해 정량적/정성적 한도를 설정하는 반면, 호주 제도는 임업 CER의 배제와 별도로 배출권 사용을 제한하지 않고 있다. 이러한 매개변수 하에서 전면적 양자 연계가 도입될 경우 EU에 대한 호주 배출권의 판매를 통해 상당한 CER이 EU ETS에 유효하게 진출하고 호주 배출업체는 대부분 CDM에 의존하게 될 수 밖에 없다. 단기적으로 호주와 EU와의 연계에서 고려해야 할 사항으로는 호주의 가격 상한제라고 볼 수 있다. 이에 EU는 벌금조항이 가격 상한의 역할을 할 가능성이 없도록 하는 보상 조항과 함께 €100/tCO_{2e}으로 비교적 높은 벌금을 시행하고 있다.

또한 한국과 EU와의 연계에 관하여는 양국연계 배출권 가격이 국제가격에 비해 높을 수 있다고 분석되었다.[49] 이 경우 양국은 국제시장에서 구매자의 지위를 가지게 될 것으로 예상되나, 양국이 연계 없이 개별적으로 탄소시장을 운영하는 경우보다는 연계 시 배출권의 가격이 더 낮을 것이라고 보았다.

제 3 절 뉴질랜드 탄소시장의 연계 가능성

뉴질랜드의 BAU 배출량 전망은 2012년에 64.9백만 CO2톤으로 우리나라의 약 11% 수준에 이르며, 2015년에는 65.0백만 CO2톤, 2020년에는 77.2백만 CO2톤으로 우리나라 대비 10.5% 수준에 이를 것으로 전망하고 있다. 또한 목표 감축량에 관하여는 2015년 BAU 대비 6.3%의 감축률을 목표로 설정하고 있으며, 2020년에는 BAU대비 28.8%의 감축률을 목표로 하고 있다. 뉴질랜드(NZ)는 전 세계 배출량의 0.2%정도로 전 세계 배출량에 미비한 비중을 차지하고 있으나, ETS를 도입하는 등 적극적인 정책을 펼치고 있다. 또한 호주와의 긴밀한 관계

49) 김은정 외, 국제탄소시장 연계가능성에 관한 분석, 187면.

속에서 호주 탄소시장과의 연계에 깊은 관심을 가지고 있다.

호주와 뉴질랜드는 양국 ETS제도의 조화를 위하여 정부공동그룹을 설치[50]하였으며, 지리적으로 근접한 양국은 다양한 경제 관계와 정책 연계를 바탕으로 농업과 임업을 배출권 거래에 포섭시키는데 큰 관심을 갖고 있다. 뉴질랜드는 ETS제도를 통하여 호주 탄소시장과의 완전 연계를 위한 연구를 하고 있으나, 호주의 탄소시장이 450Mt인데 비하여, 뉴질랜드는 연간 62 $MtCO_2e$(UNFCCC, 2007)로 소규모이기 때문에 호주의 탄소시장과 배출권의 가격에 큰 영향을 주지 않는다고 보고 있다. 하지만 탄소시장의 연계에 관하여 양국은 각국의 정책과 기술 자원의 공유 등 많은 긍정적 효과를 창출할 것이라고 보고 있다.

뉴질랜드 ETS는 2008년 9월 의회의 승인[51]되었으며, 2008년 말 집권한 신임 정부에 의해 재검토되었다.[52] 뉴질랜드의 배출권거래제도는 지정 기간 동안 절대적 상한을 설정하였는데, 호주의 배출권거래제가 배출업체에 계획의 확실성(5년 상한＋10년 제한)을 부여하는 반면, 뉴질랜드 정부는 2013~2020년 기간에 대한 상한이나 감축 목표를 공표하지 않고 있다.

호주는 2012년까지 교토의정서상의 목표를 달성하는데 많은 노력이 필요하지 않은 반면에,[53] 뉴질랜드 정부는 일차 공약 기간 동안 배출량 예상과 허용 배출량 간의 격차를 14.7 $MtCO_{2e}$로 예상하고 있는데 이는 뉴질랜드에 할당된 배출량의 약 5%라고 한다.[54] 호주와의 연계

50) Wong, P., Smith, N., 2009, Australia and New Zealand Strenghtn Climate Change Cooperation, Media Release, 19 March, Canberra.

51) New Zealand Government, 2008, Climate Change Response (Emissions Trading) Amendment Act 2008, Public Act 2008 No 85, Date of Assent 25 September 2008 [available at www.legislation.govt.nz/act/public/2008/0085/latest/shole.html#DLMI131412]

52) Point Carbon, 2009, NZ Stalls on Repealing ETS, 15 January, Oslo [available at www.pointcarbon.com]

53) Department of Climate Change(DCC), 2008, Tacking to the Kyoto Target 2007, Commonwealth of Australia, Canberra

54) Ministry for the Environment, 2008, Net Position Report 2008: Projected Balance of

에 많은 관심과 노력을 기울이고 있는 뉴질랜드의 경우에 2020년 호주 감축목표는 향후 뉴질랜드의 탄소시장 연계 결정에 영향을 미칠 뿐 아니라 뉴질랜드가 채택 또는 협상하는 목표는 호주의 경우에도 연계 결정시 영향을 줄 수 있다. 양국 모두 2006년 호주와 뉴질랜드 배출량의 각각 약 16%와 48%를 차지하는 농업 배출량도 제도에 포함시킬 예정이라고 한다. 임업의 경우 뉴질랜드는 의무 가입인 반면 호주에서는 아직 허용하지 않고 있기에 CER의 무제한 사용을 허용하지만 임업 사업의 CER은 인정하지 않는다.

이 밖에 뉴질랜드의 경우 낙농업이나 양모와 같이 가축으로 인한 메탄 배출량이 상당한 일부 국제 농업시장에 속하는 국가의 경쟁을 감안할 때 경쟁 왜곡을 최소화하기 위한 공동의 접근방식 모색이 필요하다고 보고 있다. 뉴질랜드 정부는 배출권 경매 계획이 없지만 교통과 같이 국제시장에서 단위를 구입하는 일부 부문을 예상하는 것으로 보이기 때문에, 연계는 유동성을 강화하는 장점을 뉴질랜드에 제공할 가능성이 높다. 국제 시장, 특히 AAU 시장은 유동성이 부족하고 주로 정부 주도의 거래가 예상되기 때문에 호주와 뉴질랜드 양국은 향후 배출권의 무제한 예입은 허용하되 이월에 있어서는 EU와 마찬가지로 일부 간접 이월 효과가 존재할 수 있다.[55]

연계에 있어 장애물은 양국의 제도에 적용되는 배출권 국제단위일 수 있는데, 뉴질랜드 ETS제도가 국제 배출권의 무제한 사용을 허용한다는 점을 감안할 때 본질적으로 뉴질랜드 제도는 국제탄소시장에 대하여 전면 개방되는 반면, 호주 제도는 해외시장과 부분적으로 분리되는 조항을 두고 있다. 그러나 호주와 뉴질랜드 탄소시장의 연계는 뉴질랜드 배출권 판매를 통하여 간접적으로 가장 저렴할 수 있는 '과다할당

Kyoto Protocol Units during the First Commitment Period, Wellington.

55) Betz, R., Stafford, A., 2008, The policy issues arising with the linking of international emissions trading schemes, Australian Resources and Energy Law Journal27(1), Special Issue Emissions Trading, 86-104.

배출권’을 호주 제도에서 사실상 허용하기 때문에 호주의 가격 상한에 대한 완화가 될 수 있다고 본다. 일차 공약 기간 동안 교토의정서 전반의 과다할당 배출권은 매년 8,200 $MtCO_{2e}$ 또는 1,640 $MtCO_{2e}$가 될 수 있다.[56] 그러나 과다할당 배출권이 호주 제도에 도입되는 범위는 뉴질랜드 적용 배출권 총량에 따라 그 상한범위가 정해질 것이라고 보고 있다(2006년, 약 78 $MtCO_{2e}$).

한국과 뉴질랜드 탄소시장연계에 관하여는 2019년까지는 양국의 배출권 가격이 국제탄소시장의 배출권가격보다 낮으나, 2020년이 되면 상황이 달라져 각국의 배출권 가격이 국제배출권가격보다 높아질 것으로 보고 있다.[57] 따라서 한국과 뉴질랜드와의 연계보다는 양국 모두 국제탄소시장에서 판매자에서 2020년 이후 구매자의 입장을 가지게 될 것으로 보고 있으나, 한국-뉴질랜드의 양국 간의 연계 시 각국의 배출량 감축 비용상 편익을 얻을 것으로 분석하였다.

56) Jotzo, F., Betz, R., 2009, Linking the Australian Emissions Trading Scheme, Research Report 14, Environmental Economics Research Hub Research Reports [available at www.crawford.anu.edu.au/research_units/eerh/pdf/EERH_RR14.pdf]

57) 김은정 외, 국제탄소시장연계가능성에 관한 연구, 186면.

제 5 장 결론 및 시사점

제 1 절 한국의 탄소시장 전망

우리나라의 경우에는 2020년까지 온실가스 배출량을 BAU대비 30% 감축을 목표로 하여 배출권거래제를 법제화하였다. 이에 「온실가스배출권의 할당 및 거래에 관한 법률」이 2012년 5월 2일 통과되면서 뒤이어 탄소시장의 전망에 대한 다양한 연구를 수행하고 있다. 현재까지 상쇄 관련 조항과 미준수 과징금 등 일부 주요 사항들에 관하여는 규정을 정하고 있으나, 배출허용총량은 BAU 예측치가 확정된 후 이로부터 30%의 감축목표를 감안한 배출허용총량이 결정될 것이다. 이에 관하여 2013년 6월 분석자료 '한국의 배출허용총량 사례 분석(The curious case of the South Korean Cap)'에서 결론 내린 바와 같이 2009년 BAU 예측 이후 많은 경제지표의 변동 등으로 인하여 한국의 BAU의 수정이 예상된다고 보았다. 온실가스종합정보센터(GIR)에 따르면 2010년 한국은 총669Mt의 온실가스 배출량을 기록하였으며, 그 중 38%는 전력 부문, 25%는 산업부문이 차지하고 있기에, 한국의 배출권거래제는 전력 및 산업부문을 주로 대상으로 하며, 현재 총 배출량의 약 60%를 차지하고 있다고 볼 수 있다.

전력부문의 예측에 관하여 한국은 단일 전력계통을 가지고 있으며, 준자유화된(semi-liberalized) 전력시장을 가지고 있다.[58] 이에 공급부문을 담당하는 발전사로는 5개가 있으며, 전력의 송배전은 한국전력공사 1개 회사가 담당하고 있다. 전력부문에 있어 한국의 배출량은 추가적인 원자력 발전소 건설과 전체 발전량의 약 6%를 차지하는 신재생에너지 보급 등을 포함하여 2009년부터 2020년까지 증가할 것으로

58) Thomson Reuters Point Carbon, Carbon Market Analyst(한국의 탄소시장 배출량 예측), 2013년 9월 26일.

보고 있다.[59] 특히 2019년 신규 대규모 석탄발전소 건설로 인하여 가장 큰 폭의 증가가 예상된다고 볼 수 있다.

산업부문의 경우에는 산업부문의 배출량은 철강, 시멘트, 석유화학, 정유업종으로 약 75%가 집중되어 있으며, 특히 철강은 단일 업종으로 산업부문 배출량의 약 35%를 차지하고 있다. 이 중 철강과 시멘트 업종의 배출량은 감속할 것으로 예상하고 있는데, 이는 업종의 생산량 증가보다 에너지 효율 향상 폭이 더 크기 때문이라고 볼 수 있다.[60]

한국의 배출량에 관하여 2009년에는 2020년 우리나라의 총배출량을 813Mt로 예측하였다. 이는 한국의 배출권거래제에 포함되는 부문의 배출량이 2010년 비율과 동일하게 전체의 60%를 차지하고 이들 부문의 감축목표가 BAU대비 30%라고 할 때, 2020년 배출허용총량이 341Mt으로 설정될 것으로 본 것이다. 이 후 2012년 UNFCCC에 제출한 제3차 국가보고서에서는 2020년 BAU를 776Mt로 예측하였는데, 이 경우에는 BAU 배출권이 326Mt로 계산된다. 이와 같이 정부의 BAU 예측치에 따라 배출허용총량이 결정되게 되는데, 처음 예측했던 수치보다는 10%정도 높아졌을 것으로 보고 있다. 이때 한국의 2020년 배출허용총량은 433Mt가 되며, 이는 EU-ETS 다음으로 큰 탄소시장의 규모라 할 수 있다.

각 부문별 탄소시장 감축방안에 대하여 전력의 경우에는 석탄 등 화석연료 사용의 가스 등으로 연료 교체 방안을 고려해 볼 수 있다. 현 한국의 배출권거래제상 배출권의 감축의무 미준수에 따르는 과징금이 최고치인 10만원임과 전력수급계획에서 제시하는 발전소 건설과 관련한 정보에 따르면 배출권제도에 따르는 감축의무와 발전소에서의 연료 전환으로의 유인책으로서의 역할은 제한적일 것으로 예측할 수 있다.

---

59) Thomson Reuters Point Carbon, 앞의 자료.
60) Thomson Reuters Point Carbon, 앞의 자료.

상쇄의 경우 한국의 배출권거래제에서는 할당대상업체는 의무준수 대상의 온실가스 배출량의 10%에 해당하는 상쇄배출권을 의무준수에 사용할 수 있으나, 1차 계획기간(2015~2017) 및 2차 계획기간(2018~2020)에는 국내에서 발생한 상쇄배출권의 사용만이 허용된다. 현재 한국은 95개의 CDM사업이 등록되어 있는데, 현재까지 이들 사업에서 114Mt의 감축실적이 UN에서 인정되어 크레딧으로 상용되고 있다. 그러나 이는 대부분 유럽이나 일본에서 사용되고 있으며, 한국에서 등록된 사업 중 2013년부터 2020년까지는 69Mt의 감축이 예상되며, 그에 따른 배출권은 국내 구매자들에게 공급이 가능하리라고 분석되고 있다.[61] 이 밖에 HFCs사업과 같은 특정 사업에서의 배출권이나 자발적 시장에서 생성된 배출권이나 자발적 시장에서 생성된 배출권이 한국 시장에서 의무준수 용도로 사용될 수 있을지는 논의 중에 있다.

제 2 절 국제 탄소시장연계에 대한 시사점

탄소시장의 연계에 관하여는 이론적으로 두 개의 시장과의 연계는 시장메커니즘에 의하여 낮은 비용의 감축비용을 만들어 낼 수 있을 것이다. 시장 연계 시에는 시장 규모, 제도의 체계성, 연계 유형, 배출감축량 등에 따라 효과가 달라진다. 한국의 탄소시장은 규모 상 EU의 탄소시장 다음으로 큰 규모가 될 것으로 예측되고 있으며, 전력과 산업부분의 감축률은 한계가 있으므로 탄소시장연계를 통한 비용절감효과는 중요한 부분이라고 볼 수 있다. EU ETS의 경우 현재 과다할당된 배출권으로 인한 가격하락 등으로 시장운영과 감축 목표 달성에 어려움이 있기에 한국의 탄소시장과의 연계 시 배출권 공급을 통하여 한국의 배출권 가격에 긍정적 영향을 미칠 것으로 판단할 수 도 있다. 그러나 현 한국의 배출권거래제 하에서 우리는 해외 탄소시장과

61) Thomson Reuters Point Carbon, 앞의 자료.

의 연계는 불가능하며, 내부적으로 상쇄 등의 제도 활용만이 허용되고 있는 실정이다. 2015년부터 EU와 호주와의 일방연계에 관한 다양한 분석들에 따르면 EU 배출권과 CDM 크레딧의 가격 전망에 관하여 호주의 탄소가격과 EU 배출권과 CDM 크레딧의 가격은 호주와의 탄소시장 연계와 CDM 크레딧의 무제한 상쇄인정 등의 여부에 따라 상당한 영향을 받게 될 것이라고 한다. EUAs의 시장가격에 대하여는 2013년부터 점진적으로 증가하여 2016년에는 호주의 예상 가격보다 높아지는 톤당 23A$로 전망하기도 한다. CDM의 경우에도 상쇄 크레딧의 증가로 향후 EUAs 시장가격의 2/3 정도에 이를 것으로 예측[62]하였다. 호주의 예상 가격은 CDM 크레딧과 EUA 시장의 예상 평균가격 사이일 것으로 보고 있으나, 2015년에는 호주가격이 보다 높아 질 것으로 전망하고 있다. EUAs와 CDM 가격의 예측치는 2020년에 EU 가격이 톤당 16A$이하가 될 것이라고 보고 있는 반면에, 톤당 30A$ 이상이 될 것이라는 상반된 분석이 나오고 있다. 2020년 CDM 가격에 대한 예측은 톤당 6-20A$ 사이이다.

이와 같이 탄소시장의 향후 전망에 대한 부분은 우리의 감축목표와 배출배출권 그리고 해외 탄소시장의 현황 등 다양한 요인들에 따라 달라진다. 하지만 한국의 탄소시장의 배출권 가격은 낮지 않을 것으로 예상되며, 이는 시장연계를 통한 가격 안정화 등의 노력이 필요하다고 볼 수 있다. 이때 EU-ETS의 과다 할당된 배출권을 고려한 EU-ETS와의 연계를 통하여 한국 시장에 상당한 배출권 공급에 대한 고려가 필요하며, 이때 해외 배출권에 대한 상쇄에 대한 분석 또한 반드시 수반되어야 한다. 한국과 EU와의 탄소시장 연계에 관하여는 현재에는 제도상 물리적으로 가능하지 않다고 볼 수 있다. 한국의 경우 2020년까지 해외 배출권과의 상쇄를 인정하지 않고 있기 때문이

62) 이에 대하여 크레딧의 과잉공급으로 CDM 시장의 침체 혹은 가격하락이 뒤따를 수 있다는 전망도 있음(Jotzo, F., CCEP Australia carbon pricing survey 2012: Policy uncertainty reigns but carbon price likely to stay, pp. 10-12)

며, EU의 경우에도 가격상한선을 둔 제도와의 연계를 허용하지 않고 있다. 현재 한국이 톤당 과징금의 상한선을 10만원으로 두고 있기에 향후 EU와의 연계 시 고려사항이 될 수 있으며, 이 밖에 한국이 교토의정서 상 온실가스 감축의무대상국이 아니기에 한국의 배출권이 AAU에 기초하지 않았다는 점도 장애가 될 수 있다고 볼 수 있다.

이러한 제도적 사항 외에 배출권거래제의 시행을 통한 온실가스 감축을 앞두고 전력과 산업부문의 감축 시 어려움 등에 대한 고려가 보다 시급히 검토되어야 할 것이다. 현재의 에너지 인프라와 수입연료 비중 등 현재 상황을 고려할 때 각 부문별 배출량 감축은 쉽지 않은 부분이다. 또한 온실가스 감축과 우리 경제성장을 동시에 추진하기 위해서는 새로운 대응방안이 필요하다고 생각한다. 이에 탄소시장연계는 하나의 대안이 될 수 있을 것이다. 창조경제 수립을 위해서는 창조적인 대안 수립과 추진을 위한 노력이 요구되기 때문이다.

제 3 절 EU 탄소시장과의 연계에 대한 제언

앞서 살펴본 주요 국가의 배출권거래제를 비롯하여 EU의 제도에 관한 분석을 바탕으로 우리나라의 배출권거래제와 향후 탄소시장에 관한 전망은 쉽지 않다고 볼 수 있다. 2005년부터 시작된 EU의 배출권거래제는 예상과 달리 제3기(2013년)에 접어들면서 배출권의 급격한 가격 하락과 전체적인 경제침체와 함께 탄소시장 또한 매우 침체기이며, 이에 대한 예측은 사전에 분석되지 않았기 때문이다.

EU의 배출권거래제와 우리나라 배출권거래제는 유사점이 있는 반면에 상당부분에서는 차이점을 나타내고 있다. 우리나라 배출권거래제 도입 당시 우리의 산업구조가 EU와 유사하다는 점을 고려하여 EU의 제도를 상당부분 수용하였었던 것처럼 양 국은 모두 에너지 부문에서의 배출량이 전체 배출량의 상당부분을 차지하고 있다는 점에서

유사하다. 두 번째 대량 배출원의 경우 한국은 산업계임에 반하여 EU는 농업이나, EU의 경우 농업을 적용업체로 포함시키고 있지 않기에 그 적용업체의 대상범위에서 상당히 공통점이 있다고 볼 수 있다

하지만 양 제도간의 가장 큰 차이는 배출권 감축량에 있다고 볼 수 있다. EU의 경우에는 제1기에 1990년 수준보다 8% 감축을 시작으로 제3기(2013-2020)까지 1990년 대비 20% 감축을 목표로 설정하고 있다. 이에 반하여 우리나라는 2020년 BAU 대비 30%감축을 목표로 배출권 거래제 시행을 앞두고 있다. 이러한 감축 목표량은 BAU 예측에 따라 달라지므로 실제 감축목표량의 수치는 불확실하다고 볼 수 있으며, 예측가능성이 낮다는 면에서 그 제도의 운영과 연계에 있어 가격 전망의 정확도가 떨어진다는 것은 큰 장애물이 될 수 있다고 본다.

또한 무상할당에 관하여도 EU ETS의 경우에는 제1기에 99%가 무상할당 되었으며, 제3기에 접어들어서는 50% 이상이 경매로 전환되는 등, 2013년 이후 전력 부문의 경우에는 2004년 이후 EU ETS에 가입한 8개국을 제외하고는 무상할당이 제외되었다.[63] 이에 한국의 ETS의 경우에는 제1기에는 100% 무상할당, 제2기에는 97%, 제3기에는 90%까지 감소될 예정으로 제3기의 무상할당 비율에서 산업계 보호를 위한 고려를 하고 있다.

탄소누출에 관하여 EU와 한국 모두는 10% 이상의 무역집중도 지수, ETS 결과 최소 5% 생산비용지수, 30% 이상의 무역집중도 지수, ETS 결과 최소 30% 생산비용지수 등의 경우에는 무상 할당을 허용하고 있다. 다만, 배출권의 할당과 재조정에 있어 한국의 경우에는 할당재조정을 인정하고 있으나, EU의 경우에는 그러하지 아니하다. 이는 한국의 경우에는 자발적인 감축의무로 수행하고 있기에, 지나친 산업계의 부담을 완화시키기 위해서라고 볼 수 있으며, 이와 달리 EU의

63) 제조업의 경우에는 2013년에 80%, 2020년에는 30%로 무상할당 비율이 감소하게 된다.

경우에는 감축의무 준수를 위한 노력과 또 EU ETS 가입국들간의 형평성 고려가 필요하다는 점에서 야기된 차이라 할 것이다.

마지막으로 시장안정화 조치에 관하여 한국의 경우에는 가격 인상, 수요 급증 및 가격 하락에 관하여 시장안정화 조치를 취하는 것이 가능하나, EU는 그러한 것들을 인정하지 않고 있다. 이 때문에 EU의 배출권의 가격이 급락하자 경매 시 배출권의 양을 조절하는 방식으로 배출권 가격을 조절하려는 백로딩 등 다양한 대응 방안이 제기 되고 있는 실정이다. 이는 EU의 경우 제2기와 제3기로 넘어가면서 보다 엄격해지는 제도들로 인하여 배출권 가격이 점차 안정화 되리라고 보며, 별도의 시장안정화조치를 두지 않았던 것에서 비롯된 문제점이라 볼 수 있을 것이다.

이에 EU에서는 백로딩 등 내부적인 대응조치와 함께 한국과 캘리포니아의 탄소시장 개설에 많은 기대를 두고 있으며, 향후 탄소시장 연계의 방식으로 배출권 가격의 안정화를 위하여 많은 연구를 지속하고 있다. 특히, EU에서는 한국에 관하여 배출권거래제 적용대상업체인 전력과 산업 부분의 경우 감축을 위한 비용이 높을 것으로 예상하며, 이에 배출권 가격이 국제탄소시장 가격보다 높으리라고 보고 있다. 물론 제1기와 2기의 경우에는 배출량 감축이라는 목표달성을 위하여 국제탄소시장과의 연계가 허용되지 않으나, 2020년 이후에 관하여는 EU 등 주요 국가와의 연계를 통하여 탄소배출권 거래가 활발히 일어날 것이라고 한다.

무엇보다도 한국의 탄소시장의 규모가 EU 다음으로 2번째로 큰 시장이 될 것이라는 전망과 함께, EU와 현재 연계를 진행하고 있는 노르웨이와 스위스 등의 경우에 비하여 상당히 큰 비중을 차지하기에 한국과의 연계에 많은 관심을 기울이게 될 것임은 분명하기 때문이다. 이 뿐만 아니라 EU에서는 한국과의 연계는 EU와 호주와의 연계를 통하여 현재의 EU 탄소시장 규모의 1.5배 증가로 그 잠재적인 시

장효과는 몇 배나 더 커지는 결과라고 볼 수 있다. 이 밖에 한국과 호주의 현재 배출권 가격보다 높은 가격의 배출권은 EU 탄소시장의 배출권 가격의 상승을 초래하여 과다할당으로부터 야기된 EU 탄소시장의 침체에 좋은 활력소가 될 수도 있는 것이다. 또한 한국과의 연계는 아시아 태평양 지역 국가들에게 좋은 모범 사례와 간접 연계의 효과를 통하여 향후 EU 탄소시장의 진출을 보다 용이하게 구축하게 되는 효과도 있다. 제도적으로도 한국의 경우에는 이미 목표관리제를 통한 엄격하며, 신뢰성있는 MRV 시스템의 구축·운영과 탄소누출에 대한 산업계 관련 규정의 유사성 또한 양국 간의 연계를 도모하고 있는 요인이라 할 수 있다.

다만, 한국의 경우에는 의무감축국이 아니라는 점에서 배출권 할당의 재조정이 허용되고 있다는 점과 시장안정화 조치 등은 목표감축량의 변동가능성을 야기하여 양국 간의 연계에 큰 장애물이 될 여지도 있다. 이 밖에 해외 배출권 상쇄에 관하여 EU ETS는 교토의정서상 인정되는 CER과 ERU의 사용을 허용하고 있으나, 그 제한은 2008-2020년간 2005년 대비 필수 배출량 감축의 50%로 정하고 있다. 이에 반하여 한국의 경우에는 해외 배출권의 상쇄는 1기와 2기에는 인정되지 않으며, 또 해외 배출권의 상쇄는 10% 이내로 정하고 있으며, 이 중 해외 배출권은 최고 50%까지만 허용하고 있으며, 또 인정 해외 배출권에 관하여는 아직 정해지지 않았다. 이 밖의 벌칙제도의 경우에 한국은 시장가격의 3배로 정하며, 다만 상한액으로 10만원을 정하고 있다. 이에 추가 배출권 제출 여부에 따라 국제 탄소시장 연계의 가능성과 필요성이 결정되리라고 본다.

EU와 연계를 시작한 노르웨이와 그 연계를 위하여 준비 중인 스위스와 호주의 사례 등을 살펴볼 때, 각 사례별로 국제 탄소시장의 연계를 위하여 세부적인 개정 등 조율 작업이 선행되었다. 이는 배출권 거래제 시행에 각국의 경제적·환경적 요인이 개입되어 있으며, 이와

함께 정책적 결정에 따라 상당한 부분이 차이가 있기 때문이다. 이를 고려할 때 향후 우리의 배출권거래제가 해외 탄소시장, 특히 EU 탄소시장과의 연계를 시행하게 될지는 여러 가지 다양한 요인들에 의하여 결정될 것임은 분명하나, 성공적인 온실가스 감축과 시장메커니즘을 활용한 탄소시장 운영을 위해서 연계는 불가피한 부분이라고 할 수 있다. 배출권거래제 도입과 시행을 앞두고 많은 연구와 검토가 진행되고 있다. 사실상 현 제도 하에서는 2020년까지 탄소시장의 연계는 허용되지 않으나, 본래 배출권거래제의 메커니즘과 그 효용성을 고려한다면 배출권거래제상 연계가능성에 대한 검토는 반드시 선행되어야 할 부분임을 간과해서는 안될 것이다.

참 고 문 헌

김은정, “탄소배출권거래제 도입에 따른 녹색금융 활성화 방안에 관한 연구”, 선진상사법률연구, 법무부, 2012. 10

_____, 「국제탄소시장연계에 대비한 법제 연구」, 한국법제연구원, 2012. 12

_____, 「녹색성장을 위한 탄소시장 연계가능성에 관한 연구」, 한국법제연구원, 2012. 11

_____, 「국제탄소시장의 현황과 향후 전망에 관한 연구」, 한국법제연구원, 2012. 6

박천규 · 정도현 · 김병훈 · 이영주 · 박형건, 「탄소, 사고팔 준비가 되었나요?」, 도요새, 2012.

이상엽 · 김수이(2010), 「배출권거래제 요소별 운영 · 관리체계 및 기본계획 수립 연구」, 녹색성장위원회

한국환경정책 · 평가연구원, 「배출권거래제도의 사회 · 경제적 영향 분석 연구」, 2012.2, 환경부

Australian Conservation Foundation(ACF), 2010, Sound principles for a price on pollution, ACF Media Release, Melbourne(21 December 2010)

Australian Government 2011, Securing a clean energy future - The Australian Government’s Climate Change Plan

Climate Institute, The (TCI) 2010, Climate of the Nation: Australian attitudes to climate change and its solutions, August 2010, TCI, Sydney

Department of Climate Change 2010, Australia's Fifth National Communication on Climate Change: A report under the United Nations Framework Convention on Climate Change, 2010 (December 2009, released January 2010), DCC/Commonwealth of Australia, Canberra

Department of Climate Change and Energy Efficiency, 2011, Australia's emissions projections 2010(December 2010, released February 2011), DCCEE/Commonwealth of Australia, Canberra

_____(DCCEE), 2011b, Australia's emissions projections 2010:Spreadsheet data(released February 2011), DCCEE/Commonwealth of Australia, Canberra

Garnaut, R., 2011, Transforming Rural Land Use, Garnaut Climate Change Review Update 2011

Jotzo, F., 2006, Price caps for international permit trading under uncertainty with heterogeneous market participants, presented at 3rd World Congress of Environmental and Resource Economists and ANU EEN Working Paper Kyoto

_____, Betz, R., 2009, Linking the Australian Emissions Trading Scheme, Research Report 14, Environmental Economics Research Hub Research Reports [available at www.crawford.anu.edu.au/research_units/eerh/pdf/EERH_RR14.pdf]

_____, 2010, Copenhagen targets and Australia's climate commitment, Centre for Climate Economics and Policy(CCEP) policy brief, Crawford School, ANU, Canberra(October 2010)

_____, Betz, R., 2009, Australia's emissions trading scheme: oppo-

rtunities and obstacles for linking, Climate Policy, vol. 9

_____, 2012, The CCEP Australia Carbon Pricing Survey 2012: Policy uncertainty reigns but carbon price likely to stay, CCEP Working Paper 1206, Crawford School, ANU, Canberra(July 2012)

Prime Minister's Task Group on Energy Efficiency(PMTGEE), 2010, Report of the Prime Minister's Task Group on Energy Efficiency, Department of Climate Change and Energy Efficiency, Canberra

Sims, R., 2010, Energy Market Outlook -Overview of presentation to Multi. Party Climate Change Committee, DCCEE, Canberra(10 November 2010)

Stern, N., and Taylor, C., 2010, What do the Appendices to the Copenhagen Accord tell us about global greenhouse gas emissions and the prospects for avoiding a rise in global average temperature of more than 2°C?, Centre for Climate Change Economics and Policy/Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment, March 2010(www.lse.ac.uk/ grantham)

The Parliament of the Commonwealth of Australia(2010), Australian Climate Change Regulatory Authority Bill 2010 No., 2010

The Parliament of the Commonwealth of Australia(2010), Carbon Pollution Reduction Scheme Bill 2010 No., 2010

Wong, P., Smith, N., 2009, Australia and New Zealand Strenghtn Climate Change Cooperation, Media Release, 19 March, Canberra

Wood, P.J. and Jotzo, F., 2011, 'Price floors for emissions trading', Energy Policy 39(3)

국제탄소시장 연계에 대비한 법제연구 Ⅱ

목 차

1. INTRODUCTION ····· 79

2. EMISSIONS TRADING SCHEMES IN THE EU AND SOUTH KOREA ····· 85

2.1 How Do Emission Trading Schemes Function? ····· 85

2.2 The EU EMISSIONS TRADING SCHEME ····· 89

2.3 Performance of the EU Emissions Trading Scheme ····· 100

2.4 The South Korean Emissions Trading Scheme ····· 107

2.5 Similarities and Differences between the EU and South Korean Emissions Trading Schemes ····· 117

3. LINKAGE OF EMISSIONS TRADING SCHEMES ····· 129

3.1 Forms of Linkage ····· 129

3.2 The Rationale for Linking Schemes ····· 132

3.3 Disadvantages of Linkage ····· 134

3.4 Challenges of Linkage: Differences in Scheme Designs and Policy Priorities ····· 138

3.5 Legal Considerations of Linkage ····· 144

4. LEARNING FROM CURRENT EXAMPLES OF LINKAGE WITH THE EU EMISSIONS TRADING SCHEME ····· 147

4.1 Norway ····· 147

4.2 Switzerland ····· 158

4.3 Australia ····· 167

4.4 Lessons Learnt from Existing Examples of Linkages between ETSs ····· 175

5. LINKING THE EU AND SOUTH KOREAN EMISSIONS TRADING SCHEMES ····· 177
5.1 Rationale for a Linked EU-Korean Carbon Market ····· 177
5.1 Existing Facilitators for a linked EU-Korean Carbon Market ····· 180
5.2 Likely Barriers to a Linked EU-Korean Carbon Market ····· 182
5.3 Acceptable Differences for Linkage ····· 187
5.4 Trade-offs for South Korea ····· 188
5.5 Trade-offs for the EU ····· 192
5.6 Implications and Recommendations for the South Korean Emissions Trading Scheme ····· 193

1. INTRODUCTION

A growing number of countries are developing and implementing emissions trading schemes (ETSs) in an effort to curb greenhouse gas (GHG) emissions. Emissions trading schemes generally take the form of cap-and-trade systems. This means that a cap is in place to limit total emissions, and permits, or 'allowances', to emit GHGs are allocated to covered entities. Participating firms can then freely trade these allowances on a carbon market. Alternatively, ETSs can be designed as baseline-and-credit systems. In this case firms are rewarded with emission reduction credits for emissions that fall below their performance targets, or 'baselines'.[1] The discussion in this paper focuses on cap-and-trade systems as none of the selected case studies include baseline-and-credit systems.

Emissions trading schemes are a market-based policy tool that allows cutting emissions in a cost-effective manner. Cost-efficiency is obtained as reductions are undertaken by firms with relatively low abatement costs, whereas firms with higher abatement costs will instead purchase additional allowances.[2] Emission reductions therefore take place where the cost of doing so is lowest.

The EU was the first to implement an ETS to curb GHG emissions back in 2005. It was intended to help the EU fulfil its Kyoto commitment under the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) of reducing GHG emissions by eight per cent below 1990 levels in the period 2008-2012.[3] The EU ETS is the largest and one of the most significant schemes. Since the introduction of an ETS by the EU, more countries have

1) Robert Baldwin (2008), "Regulation lite: The rise of emissions trading," Regulation & Governance, 2 (2): 194.

2) Ibid, at 195.

3) Directive 2003/87/EC, preamble (4), art 1, art 4.

begun to implement or consider the adoption of such schemes.

Alongside the growing number of ETSs, linkage between different domestic schemes is starting to take place. In light of this development and the benefits that linking to other schemes can provide, linkage is of increasing importance for countries with existing and emerging ETSs. The EU ETS has implemented or adopted linkages with several schemes and has a strong interest in establishing further linkages. In 2009, the EU stated its ambition to create an OECD-wide carbon market by through linkage to comparable cap-and-trade systems and to extend this to major emerging economies by 2020 with the aim of creating a global carbon market.[4] Although this vision will most likely be missed, it nevertheless shows the EU's commitment to advancing international climate change action through linkage.

To date, the EU ETS has been fully linked with the schemes in the member states of the European Economic Area and European Free Trade Association (EEA-EFTA). As such, the EU ETS comprises the twenty-eight EU member states plus Iceland, Liechtenstein and Norway.[5] Negotiations to link the EU ETS with the Swiss ETS are currently underway and expected to be concluded by the end of 2013.[6] Finally, in a move towards the first inter-continental linking of ETSs, the EU and Australia have reached an agreement to link their respective schemes.[7]

---

4) European Commission, "Climate change: Commission sets out proposals for global pact on climate change at Copenhagen," European Commission Press Release, January 28, 2009, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-09-141_en.htm (accessed September 24, 2013).

5) European Commission, "The EU Emissions Trading System (EU ETS)," http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/ (accessed September 24, 2013).

6) FOEN, "Fourth Round of Swiss-EU Negotiations on Linking of Emissions Trading Systems," FOEN Press Release, July 9, 2013, http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05576/12688/index.html?lang=en&msg-id=49632 (accessed October 10, 2013).

7) European Commission, "Australia and European Commission agree on pathway towards fully linking Emissions Trading Systems," Joint Press Release - European Commission and The Honourable Greg Combet AM MP, August 28, 2012, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-916_en.htm (accessed October 11, 2013).

Linkage has several advantages, such as economic efficiency gains, the creation of a broader, more liquid carbon market or support for multilateral climate action via a bottom-up approach. However, linkage also comes with disadvantages, including distributional issues, loss of regulatory control or the risk that global emissions actually increase.[8] In addition to these drawbacks, linkage requires a certain degree of harmonization between some scheme elements. Linkage partners might therefore find themselves in a situation where they have to align certain features with the other scheme. The differences in the design of schemes largely affect the compromises that linkage would involve. In the end, the decision whether or not to link is a trade-off between the merits and demerits of linkage, including compromises.[9] These need to be seen in light of a government's priorities.

The potential for a linked EU-Korean carbon market

South Korea is one of the countries that decided to introduce an ETS to curb emissions in major industrial sectors. The scheme will become operational on 1 January 2015. While South Korea has no obligations to reduce GHG emissions under the Kyoto Protocol, in 2012 the country passed a bill that paves the way for the introduction of a South Korean ETS. The ETS is intended to help South Korea achieve new economic growth through the transition towards a low-carbon society.[10]

The basic direction of the South Korean ETS will be outlined in the Master Plan, to be finalized by the end of 2013. One of the components to

8) Christian Flachsland, Robert Marschinski and Ottmar Edenhofer (2009), "To link or not to link: benefits and disadvantages of linking cap-and-trade systems," Potsdam Institute for Climate Impact Research.

9) James Wilde, Michael Grubb and Tom Brewer (2009), "Linking emission trading systems: Prospects and issues for business," Carbon Trust: 26.

10) Eunjung Kim *et al.* (2012), A Study on Legislation regarding the linking of the international carbon market (Korea Legislation Research Institute), 29.

be included in the Master Plan concerns the linkage of the South Korean ETS with other schemes.[11] The potential of some design features to pose barriers to linkage makes it worthwhile to consider possible future linkages of the South Korean scheme at a time when decisions about the design are still being taken. The resulting insight can inform policy makers involved in the design of the ETS in their decision-making.

The size of the EU ETS, combined with its strong interest and existing experience in linkage makes the EU a potentially interesting linkage partner. Assessing the possible linkage of the South Korean ETS with the EU ETS therefore serves as a good starting point.

Purpose and outline of the paper

The purpose of this paper is to analyse the possibilities for a linked EU-Korean carbon market. It will particularly assess South Korean scheme elements to determine which features have the potential to facilitate or prevent linkage with the EU ETS. The paper will draw on lessons from previous examples of linkages with the EU ETS and make recommendations for the South Korean case. This can serve to inform policy makers involved in the design of the South Korean scheme, helping them to consider their interest in linkage with the EU ETS and potentially design the scheme in a way that facilitates linkage in the future. The paper will first introduce the concept of ETSs and provide an overview of the schemes in the EU and South Korea, taking into account the emission profiles, emission commitments and design elements of the respective schemes. This will serve to determine similarities and differences between the ETSs in the EU and South Korea.

Chapter three will discuss the concept of linkage, introducing the different forms of linkage, the rationale for linking schemes, the disadvantages and the

11) Ibid, at 30-31.

barriers posed by design differences. It will also touch upon some legal considerations for the linking of ETSs.

The paper will then move onto specific case studies in chapter 4, presenting examples of linkages between the EU ETS and other schemes. The selected cases are based on linkages that have already been implemented or agreed. This involves three countries: Norway, Switzerland and Australia. Iceland and Liechtenstein have been omitted due to limitations in information and data availability.

The preceding exercise will serve to draw lessons and make recommendations for the potential linking of the EU and South Korean schemes. Chapter five will analyse the specific rationale for linking those two schemes, identify existing facilitators and barriers, discuss trade-offs and make some recommendations. This insight will be used to assess potential implications for the design of the South Korean scheme.

2. EMISSIONS TRADING SCHEMES IN THE EU AND SOUTH KOREA

This chapter introduces the concept of ETSs and gives an overview of the EU and South Korean schemes. This includes information about their respective emission profiles, emission reduction commitments and the design of scheme elements. These descriptions will be used to assess similarities and differences between the two schemes.

2.1 How Do Emission Trading Schemes Function?

Emissions trading schemes offer a cost-effective solution for achieving emission reductions. In ETSs, covered entities obtain allowances which they can trade freely on a carbon market.[12] Scarcity is the underlying mechanism for the functioning of ETSs.[13] The quantitative limit on allowances gives them a value as firms that keep allowances to account for their emissions lose the opportunity to sell the permit at the current market price. This opportunity cost creates incentives for firms with relatively low abatement costs to reduce emissions in order to sell permits to firms with relatively high abatement costs. Emission reductions are therefore undertaken in a cost-effective manner.[14]

Emission caps

Most ETSs are designed as cap-and-trade systems. In such schemes, a cap is in place to limit the total amount of GHG emissions for a given period.

12) See Baldwin, above n 1, at 194.

13) Michael Grubb (2007), "The European Emissions Trading Scheme: An Overview of Operations and Lessons," Ifo DICE, 5 (4): 18.

14) Ingrid Jegou and Luca Rubini (2011), "The Allocation of Emission Allowances Free of Charge: Legal and Economic Considerations," ICTSD Programme on Competitiveness and Sustainable Development, Transition to a Low Carbon Future Series, Issue Paper No. 18: 1-2.

Caps can be absolute or relative. The former works through absolute emission reduction targets, while the latter uses intensity targets expressed as emissions per unit of output or input.[15] Within a cap, allowances are allocated to the covered installations.

Allocation mechanisms

Allocation mechanisms can take the form of auctioning, free allocation or a combination of the two. During the early stage of an ETS, governments often choose to allocate allowances free of charge in order to gradually introduce the new carbon cost. Free allocation may also be intended to address concerns about the potential risk of carbon leakage and distortions in competitiveness. Carbon leakage occurs when emissions reduced in one country as a result of climate change regulations move to countries with less stringent environmental regulations. Distortions in competitiveness relate to the concerns of energy-intensive industries in countries with relatively high carbon costs that fear a loss of market shares to firms in countries with no or lower carbon costs. In countries where carbon costs are imposed through ETSs, free allocation of emission allowances can help to alleviate these concerns.[16]

There are three main methods for distributing allowances free of charge: grandfathering, benchmarking and output-based allocation. Grandfathering means that allowances are allocated based on past emissions, using average emission levels for a specific period of years. One associated risk is that installations may see no incentive to reduce emissions if they assume that fu-

15) A.M. Gielen, P.R. Koutstaal and Herman R.J. Vollebergh (2002), "Comparing Emission Trading with Absolute and Relative Targets," Paper presented at the 2nd CATEP Workshop on the Design and Integration of National Tradable Permit Schemes for Environmental Protection, hosted by University College London, 25-26 March 2002: 2.

16) See Jegou and Rubini, above n 14, at 1-2.

ture allocations will be based on current emission levels. Benchmarking addresses this risk by using an allocation mechanism based on the benchmark of the most efficient installations in a given sector. But the benchmarking method requires that reliable data is available. In an output-based allocation system, the number of allowances a firm receives depends on its output in relation to the industry benchmark. The risk of this method is that it may incentivise entities to produce more in order to receive more free allowances, therefore inducing increasing emissions.[17)]

The free allocation of allowances is a temporary measure and is usually gradually replaced by an auctioning mechanism. This requires firms to purchase allowances at auctions.

Trading of allowances

Installations covered by an ETS are required to submit allowances for every tonne of GHGs emitted in the previous year. They must therefore obtain enough allowances or reduce their GHG emissions, the choice depending on the relative costs. Permits can be obtained through trading between entities and in some schemes temporal trading.[18)]

As mentioned above, the opportunity costs involved in using allowances to account for emissions instead of selling them at the market price means that firms with relatively low abatement costs will sell allowances to firms with high abatement costs. The option to sell allowances incentivizes firms with low abatement costs to reduce GHG emissions by investing into more energy-efficient technologies and shifting to less carbon-intensive energy sources.

---

17) Ibid, at 3.

18) European Commission (2013), "The EU Emissions Trading System (EU ETS)," http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet_ets_2013_en.pdf. (accessed September 25, 2013).

If no restrictions exist for temporal trading within multi-year trading periods, entities can save unused allowances from the current year for compliance in future years and cover shortages in the current year by borrowing allowances from the next year. The so-called banking of allowances is often also possible into the next trading period, while borrowing is usually restricted to the same trading period.[19] Borrowing carries the risk that important emission reductions are delayed or that they are never implemented if entities can borrow indefinitely. This is why most ETSs limit borrowing to the same trading period and some impose quantitative restrictions on the amount of allowances that can be borrowed.[20]

Compliance with the ETS

Robust monitoring, reporting and verification (MRV) rules are a key component in any well-functioning ETS. It is important that emissions and emission reductions are monitored and disclosed in an accurate and transparent manner.[21] Covered installations will usually be required to monitor and report their emissions on an annual basis. Some schemes additionally require reports to be independently verified, while others request verifications on a case-by-case basis.

In order to ensure compliance with the ETS, penalties are imposed on installations that fail to surrender the required amount of allowances.[22] Penalties usually involve a fine and many schemes additionally require firms to submit missing allowances in the following year.

---

19) Peter Heindl and Adreas Löschel (2012), "Designing Emissions Trading in practice: General Considerations and Experiences from the EU Emissions Trading Scheme (EU ETS)," Centre for European Economic Research, Discussion Paper No. 12-009: 2-3.

20) Richard Baron and Stephen Bygrave (2002), "Towards International Emissions Trading: Design Implications for Linkages," OECD, Information Paper: 29-30.

21) William Blyth and Martina Bosi (2004), "Linking non-EU Domestic Emissions Trading Schemes with the EU Emissions Trading Scheme," OECD/IEA: 28.

22) See Heindl and Löschel, above n 19, at 3.

2.2 The EU EMISSIONS TRADING SCHEME

The EU ETS is the main pillar of the EU's climate policy and its key tool for cutting GHG emissions.[23] The EU is the world's biggest carbon market, accounting for over three-quarters of the trading volume in the international carbon market. It covers over 12,000 heavy energy-using power stations and manufacturing plants in the EU member states.[24] Since 2008, installations in the three EEA-EFTA states – Iceland, Liechtenstein and Norway – are also covered by the EU ETS.[25] The EU ETS was divided into three initial trading periods. Phase I (2005-2007) was a trial period. Phase II (2008-2012) introduced some changes to the scheme and coincided with the EU's first compliance period under Kyoto Protocol. But it is phase III (2013-2020) that is characterized by significant reforms affecting particularly the cap-setting and the allocation of allowances.

Emissions profile

In the EU, energy accounts for 81 per cent of all GHG emissions. Of the remaining GHG emissions, approximately eleven per cent occur in the agricultural sector, five per cent in the industrial sector and 3 per cent are related to waste (*see figure 1*). Given the large share of energy-related GHG emissions, it is worth breaking them down in more detail. Figure 2 shows that of the energy emissions, electricity/heat accounts for the majority of GHG emissions at forty per cent. Transportation is the second-largest source of GHGs at almost twenty-five per cent. This is followed by other fuel combus-

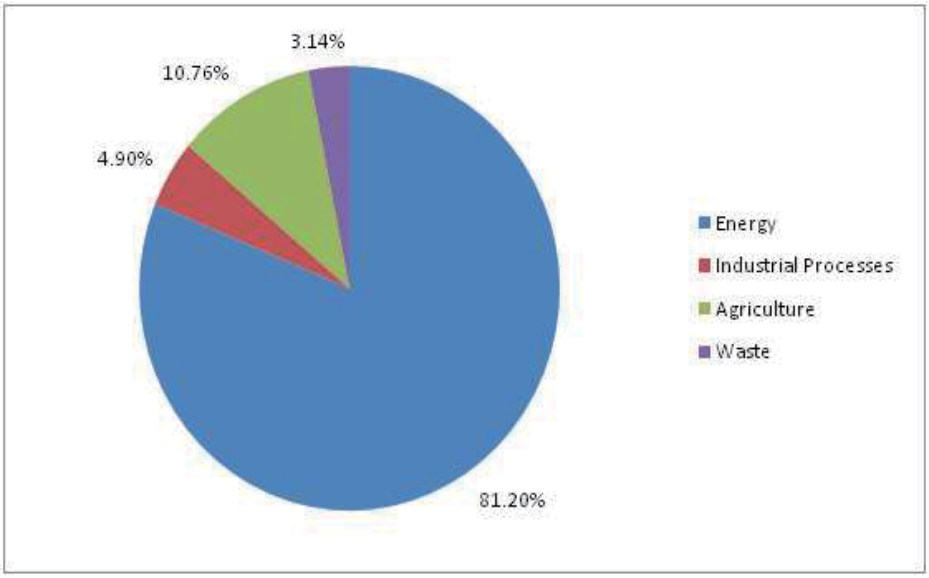
23) See European Commission, above n 5.

24) European Environment Agency, "European Union Emissions Trading System (EU ETS) data from CITL," http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/european-union-emissions-trading-scheme-eu-ets-data-from-citl-5 (accessed October 30, 2013).

25) EFTA, "EEA EFTA States will continue to participate fully in EU ETS," EFTA, January 3, 2013 http://www.efta.int/eea/eea-news/2013-01-03-jc-ets, (accessed September 25, 2013).

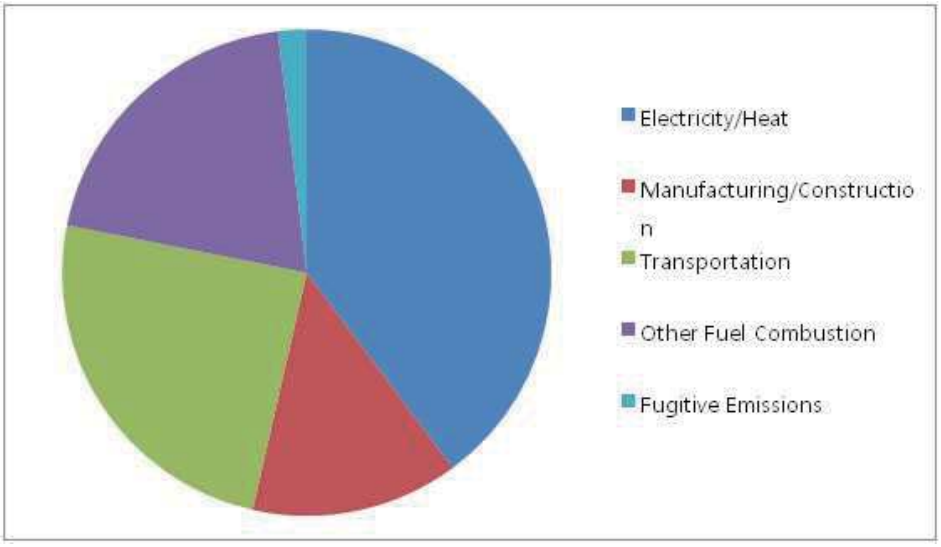
tion (twenty per cent), manufacturing/construction (fourteen per cent) and fugitive emissions (two per cent).

Figure 1: EU 27 GHG Emissions by Sector in $MtCO_2e$ for 2009



a Data excludes land use & forestry and bunker fuels
Source: WRI CAIT 2.0 (2013)

Figure 2: EU 27 GHG Emissions by Energy Sub-Sector in $MtCO_2e$ for 2009



Source: WRI CAIT 2.0 (2013)

Emission reduction commitment

The EU ETS was introduced in 2005 through Directive 2003/87/EC in response to the EU's emission reduction commitments under the Kyoto Protocol, with the objective of helping to achieve reductions in a "cost-effective and economically-efficient manner."[26] In 1997, the fifteen EU member states had committed to emissions reduction targets under the Kyoto Protocol, agreeing to cut their collective GHG emissions for 2008-2012 by eight per cent below 1990 levels. This collective commitment was translated into national emission reduction and limitation targets. All of the new member states joining the EU after the adoption of the Kyoto Protocol, apart from Malta and Cyprus, committed to individual reduction targets under the Kyoto Protocol.[27]

In spite of the overall low support for a second commitment period under the Kyoto Protocol, with Canada, Japan and the Russian Federation deciding not to commit to any further reduction targets, the EU member states signed up for a second commitment period. The EU agreed to cut emissions by twenty per cent over the 2013-2020 period compared to 1990 levels. This target would be scaled up further to thirty per cent if other major economies make fair contributions to the global emission reduction efforts.[28]

In addition to the second commitment period under the Kyoto Protocol, the EU also made a unilateral commitment to reduce emissions by twenty per cent for 2020 compared to 1990 levels, or thirty per cent in the case of ad-

---

26) Directive 2003/87/EC, art 1.

27) European Commission, "EU greenhouse gas emissions and targets," http://ec.europa.eu/clima/policies/g-gas/ (accessed September 25, 2013).

28) UNFCCC, "Outcome of the work of the Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol," FCCC/KP/CMP/2012/L.9, December 8, 2012, http://unfccc.int/resource/docs/2012/cmp8/eng/l09.pdf. (accessed September 25, 2013).

equate reduction efforts from the other major economies. This differs from the Kyoto commitment in that it only requires the EU to achieve the twenty per cent reduction target for the year 2020, whereas the commitment under the Kyoto Protocol refers to the average over 2013-2020. Differences between the two commitments also exist with regard to the scope. The unilateral commitment covers emissions from international aviation - although this was suspended for one year as of April 2013 - while the commitment under the Kyoto Protocol covers emissions and their removals from land use, land use change and forestry (LULUCF), but not vice versa.[29)]

Coverage

The EU ETS covers over 12,000 installations.[30)] The scope has been significantly increased over the three trading periods and now covers emissions of carbon dioxide (CO_2) from power plants and many energy-intensive manufacturing sectors such as oil refineries, steel works and factories producing iron, coke, aluminium, metals, cement, lime, glass and glass fibre, ceramics, pulp, paper, cardboard, acids and bulk organic chemicals.[31)] Aviation was included in 2012, but following strong international opposition it was suspended for one year starting in April 2013.[32)] Since phase III, the EU ETS also covers nitrous oxide (N_20) from the production of some acids and perfluorocarbons (PFCs) from aluminium production.[33)] Forestry, agriculture and transportation other than aviation are not included in the EU ETS.[34)] In total,

29) See European Commission, above n 27.
30) See European Environment Agency, above n 24.
31) See European Commission, above n 18.
32) ICTSD, "Suspension of EU Aviation Emissions Rule Planned for April, Officials Say," ICTSD Bridges Trade BioRes, 13 (4), March 20, 2013, http://ictsd.org/i/news/biores/159939/ (accessed September 25, 2013).
33) See European Commission, above n 18.
34) See Jegou and Rubini, above n 14, at 4.

the EU ETS covers approximately forty-five per cent of the Union's GHG emissions.[35]

Cap-setting

The EU ETS is a cap-and-trade system with an absolute emissions cap. This means that an absolute quantity limit is in place for the emissions that can be emitted every year by the covered entities. Allowances are distributed within this cap and can be traded freely on the EU carbon market.

In the first two trading periods, the cap was determined by the sum of the member states' individual caps. Every member state suggested the quantity of European Union Allowances (EUAs) that its covered entities should receive. This quantity was submitted to the European Commission for review and final approval. National authorities were then responsible for distributing a nation's total allowances between its industries.[36] The EU-wide cap amounted to 2,181 $MtCO_2e$ per year during phase I and to 2,083 $MtCO_2e$ during phase II. But phase II included two additional countries and further installations. Without these additions the cap would have been at 1,909 $MtCO_2e$ per year, a twelve per cent reduction from phase I.[37]

With the onset of the phase III, the Commission set a single community-wide cap at 2,039 $MtCO_2e$ for 2013. Excluding the extended scope, this would amount to an eleven per cent reduction compared to the phase II cap.[38] Every year, this cap will be reduced by 1.74 per cent so that GHG emissions in 2020 will be twenty-one per cent lower compared to 2005 levels. The 2020 cap has been set at 1,777 $MtCO_2e$ per year.[39]

---

35) See European Commission, above n 18.

36) Directive 2003/87/EC, art 9.

37) Lucas Merrill Brown, Alex Hanafi and Annie Petsonk (2012) "The EU Emissions Trading System: Results and Lessons Learned," EDF: 2.

38) Ibid, at 2 .

39) Peter Sopher and Anthony Mansell (2013a), "European Union – The World's Carbon

Allocation of allowances

The allocation mechanism under the EU ETS has changed over the course of the three trading periods. During phase I, at least 95 per cent of allowances had to be allocated for free. In practice, over 99 per cent of permits were allocated to covered installations free of charge.[40] Phase II saw a reduction in the allocation of free allowances, although member states had to allocate a minimum of 90 per cent of permits for free.[41] Free allowances were distributed using the grandfathering method, meaning that the amount of allowances distributed free of charge to every facility was determined by its historical emissions. The biggest change was introduced with the beginning of the third trading period. Free allocation does no longer exist for power and heat generating facilities. Since the onset of phase III, these installations must purchase all their allowances. However, exemptions have been granted to eight member states that joined the EU after 2004, allowing them to allocate a limited number of free allowances to existing power plants until 2019. In the other sectors covered by the ETS, free allocation will be phased out gradually, with the move to full auctioning set for 2027. In the manufacturing sector, for example, the share of free allowances will decrease from 80 per cent at the beginning of phase III to thirty per cent by 2020. Free allocation in the manufacturing sector will be based on harmonized rules using the benchmarking method. This system rewards the most efficient facilities and as such creates incentives for emission reductions. Additional exemptions exist for industries that are considered to be at significant risk of carbon leakage. For the 2013-2020 period they will receive allowances for

---

Markets: A Case Study Guide To Emissions Trading," EDF/IETA: 2-3.

40) Richard N. Cooper (2010), "Europe's Emissions Trading System," Cambridge, Mass.: Harvard Project on International Climate Agreements, Discussion Paper 2010-40: 3.

41) See Heindl and Löschel, above n 19, at 6.

free based on a benchmark, using the ten per cent most energy efficient installations in their product group. Installations reaching the benchmark will receive all allowances for free during phase III. Those falling below the benchmark will receive a proportionately lower amount of free allowances.[42] In total, about half of the EUAs are to be auctioned in the third trading period.[43]

The distribution of allowances to member states for auctioning involves three mechanisms. Eighty-eight per cent of the allowances for auctioning will be given to states based on their verified emissions from ETS-covered facilities in 2005. Member states with the lowest GDP will receive another ten per cent to help them with investments to lower their carbon intensities. The final two per cent will be allocated to nine member states to reward them for their GHG emission reductions. These are the members who have reduced their emissions by at least twenty per cent compared to their base years under the Kyoto Protocol. The auctioning process is organised by the national governments who appoint companies to carry out the auctions. Buyers from all countries participating in the EU ETS can join the auctions. Countries are required to use at least half of the auctioning revenues for climate change projects in Europe or other countries.[44]

Rules for new entrants and plant closures

The EU ETS includes a reserve to distribute allowances to new entrants. During phase I and phase II, member states themselves decided on the size of their reserves. As a result, there was no standardized reserve size. The allocation of reserve allowances, rules for replenishing the reserve and formulae for determining the number of allowances to be allocated to new en-

42) See European Commission, above n 18.
43) See Heindl and Löschel, above n 19, at 10.
44) See European Commission, above n 18.

trants also varied across member states. The onset of phase III brought some harmonization and a common reserve amounting to five per cent of the EU-wide allowances was set up.[45] When plants covered by the EU ETS close down, they no longer receive free allowances. The downside of this regulation is that it might keep inefficient installations running. Some member states have therefore decided to allow owners to transfer allowances from plants that are being shut down to a new replacement facility.[46]

Trading mechanisms

Early trading in the EU ETS involved mostly non-standardized over-the-counter transactions (OCTs). But exchange-based trading developed quickly and surpassed non-standardized OCTs at the beginning of the second trading phase. The EU now has a well-developed carbon market where standardized futures contracts are sold and bought for a period of up to five years in advance on numerous exchanges.[47]

Temporal trading is possible under the EU ETS, meaning that banking and borrowing of allowances can take place. Covered EU installations can save unused allowances from the current year to cover emissions in future years or, if needed, borrow allowances issued for the next year to cover shortages in the current year. Borrowing is implicitly possible as allowances for the new trading year are distributed two months before installations have to surrender allowances for the previous year.[48] The flexibility offered through borrowing helps to control excess demand for allowances around the com-

45) Tom Delay and Michael Grubb (2008), "Cutting Carbon in Europe: The 2020 plans and the future of the EU ETS," Carbon Trust: 12-13.

46) See Jegou and Rubini, above n 14, at 7.

47) A. Denny Ellerman, Frank J. Convery and Christian de Perthius (2010), Pricing Carbon (Cambridge University Press), 132-158.

48) Christina Hood (2010), "Reviewing Existing and Proposed Emissions Trading Systems," OECD/IEA, Information Paper: 53.

pliance date, therefore reducing the risk of distortions in the permit markets.[49] During phase I of the EU ETS, banking was only possible within the same trading period. Since phase II, banking is possible in all current and future periods. The change is a consequence of the drastic price crash towards the end of the first trading period, with spot prices falling to almost zero, while contract futures prices for the second trading period were around EUR 20 per tonne. To avoid this problem in the future, banking is no longer restricted to years within the same trading period.[50]

Rules for the use of international offset credits

Under the EU ETS, international offset credits can be used to meet the domestic reduction commitment. Directive 2004/101/EC, also known as the 'Linking Directive', provides for the use of credits obtained from emissions-saving projects undertaken outside the EU. Project-based credits covered by the directive are those generated by the Clean Development Mechanism (CDM) and the scheme for Joint Implementation (JI).[51] The CDM and JI are the Kyoto Protocol's emission reduction credit systems. These so-called 'flexible mechanisms' allow countries with commitments under the Kyoto Protocol (Annex B countries) to implement emission reductions through projects in third countries and obtain reduction credits. The CDM is the most significant emission reduction credit system. Under the CDM, Annex B countries carry out emission reduction projects in developing countries for which they can receive Certified Emission Reductions (CERs). The CDM is intended to provide Annex B countries with flexibility in meeting their reduction commitments, while stimulating sustainable development

49) See Heindl and Löschel, above n 19, at 7.

50) Richard G. Newell, William A. Pizer and Daniel Raimi (2013), "Carbon Markets 15 Years after Kyoto: Lessons Learned, New Challenges," Journal of Economic Perspectives, 27 (1): 128.

51) Directive 2004/101/EC, preamble (2).

and emission reductions in developing countries.[52] Projects include, for example, building wind farms or installing more energy efficient equipment in manufacturing facilities.[53] Reductions must be additional to what would have occurred in the absence of the projects, and project qualification is subject to a rigorous and public registration and issuance process.[54] The JI provides Annex B countries with the opportunity to carry out emission reductions through projects in other Annex B countries for which they can receive Emission Reduction Units (ERUs). Again, projects must meet the 'additionality' criteria.[55] During phase I, covered entities were only allowed to use CERs. Since 2008, companies can use both CERs and ERUs.[56]

The use of CERS and ERUS for compliance purposes under the EU ETS is, however, limited, both in terms of quantity and types of projects. For the entire period of 2008-2020, the total use of international offset credits is limited to 50 per cent of the required aggregate abatement compared to 2005.[57] During phase I, there was no explicit limit on the use of CERs, although the EU argued that no more than half of a country's reductions could be achieved through international credits. But few CERs were issued prior to 2008 and none were submitted for compliance during phase I. For phase II, the EU imposed an explicit quantity limit for CERs and ERUs at 13.4 per cent of the total EU ETS cap.[58] At the company level, the use of CERs and

52) UNFCCC, "Clean Development Mechanism," http://unfccc.int/kyoto_protocol/ mechanisms/clean_development_mechanism/items/2718.php (accessed October 23, 2013).

53) Matthew Ranson and Robert N. Stavins (2012), "Post-Durban Climate Policy Architecture Based on Linkage of Cap-and-Trade Systems," Fondazione ENI Enrico Mattei Working Papers, Paper 694: 6.

54) See UNFCCC, above n 52.

55) UNFCCC, "Joint Implementation (JI)," http://unfccc.int/kyoto_protocol/mechanisms/joint_implementation/items/1674.php (accessed October 23, 2013).

56) Directive 2004/101/EC, preamble (5).

57) See Sopher and Mansell (a), above n 39, at 4.

58) See Brown, Hanafi and Petsonk, above n 37, at 24.

ERUs is on average restricted to eleven per cent.[59] The EU ETS does not accept credits generated from certain activities. Credits that are not accepted for compliance under EU rules are to those generated from nuclear facilities, LULUCF and, since 2013, projects related to the destruction of industrial gases.[60] Phase III also came with the additional requirement that CERs will only be accepted from least-developed countries (LDCs). This represents a significant change as China and India have been the source of most CERs, jointly supplying 68 per cent of CERs, while LDCs have so far only accounted for 0.003 per cent of CERs.[61]

Ensuring compliance

The EU ETS uses common MRV principles to account for emissions and emission reductions. These principles are included under Annexes IV and V of Directive 2003/87/EC. They require covered entities to monitor and report their emissions on a yearly basis and have them checked by an independent, accredited verifier.[62]

Covered facilities have to submit sufficient allowances for their total emissions in one year by 30 April in the following year. Failure to comply with this requirement results in a penalty. Firms have to pay a fine which has increased from EUR 40 per tonne in phase I to EUR 100 per tonne since phase II. In addition, non-compliant firms must also surrender the missing allowances in the next trading year.[63]

---

59) See Sopher and Mansell (a), above n 39, at 3.
60) See Ranson and Stavins, above n 53, at 8.
61) Ibid, at 18; See Brown, Hanafi and Petsonk, above n 37, at 25.
62) Directive 2003/87/EC, Annex IV-V.
63) See Heindl and Löschel, above n 19, at 7.

2.3 Performance of the EU Emissions Trading Scheme

As the EU ETS has now been operating for almost nine years, it is possible and useful to draw some conclusions about the scheme's effectiveness and main challenges. Over the years, the EU ETS has experienced several hurdles. The main challenges concern the variability of allowance prices, particularly price crashes, low investment incentives, and the occurrence of windfall profits. Nevertheless, the ETS was effective in inducing abatement activities and actually reducing emissions.

Price variability and allowance surplus

Price variability, and particularly the problem of low allowance prices, has been responsible for much criticism directed at the EU ETS. Over the course of almost nine years, the EU's carbon price has greatly fluctuated. At the beginning, allowance prices were in the range of EUR 20-25 per tonne, peaking at EUR 30.[64] But in May 2006, prices fell abruptly, declining by more than EUR 10 per tonne within two days.[65] The price crash was the result of the publication of 2005 verified emissions data which showed that emissions in 2005 were five per cent below the allocated amount. The over-allocation was a consequence of a distribution that was largely based on entities' own estimates of their emissions as in many cases verified data was not available at that point. Once covered entities became aware of the extent of the over-supply, spot prices continued to decline, reaching almost zero at the

64) See Grubb, above n 13, at 18.

65) Regina Betz and Misato Sato (2006), "Emissions trading: lessons learnt from the 1st phase of the EU ETS and prospects for the 2nd phase," Editorial, Climate Policy, 6 (4): 352.

end of phase I.[66] The price crash was aggravated by the fact that phase I allowances could not be banked for compliance in phase II.[67] In addition, some studies show that actual abatement took place, thereby further contributing to the allowance surplus.[68]

For the launch of phase II, the EU had learnt its lessons and the Commission rejected most national allocation plans (NAPs) on the basis that they would have again resulted in an over-allocation of allowances. On the whole, the EU cut allocations in the EU by ten per cent compared to the submitted draft NPAs. Initially, phase II prices rose to over EUR 20 per tonne, reaching EUR 29 in July 2008. But with the onset of the financial crisis in autumn 2008, prices once again dropped, falling to as little as EUR 8 per tonne in February 2009. Towards the end of the year, prices recovered at around EUR 12-14 per tonne. Despite low demand for permits during the recession, they did not completely lose their value as allowances were able to be carried over to phase III.[69] However, since summer 2011, allowance prices have once again declined steadily, falling to less than EUR 3 per tonne in April 2013.[70] This sharp price drop coincided with the failure of the EU Parliament vote on the back-loading of allowances.[71] Back-loading involves the temporary postponement of permits from auctions until demand is expected to increase.[72] The measure was intended to help with the surplus

66) See Grubb, above n 13, at 18.

67) See Heindl and Löschel, above n 19, at 9.

68) See for example Denny Ellermann and Barbara Buchner (2006), "Over-Allocation or Abatement? A Preliminary Analysis of the EU-ETS based on the 2005 Emissions Data," Fondazione Eni Enrico Mattei Working Paper, 2006.139.

69) See Jegou and Rubini, above n 14, at 16.

70) European Energy Exchange AG, "Market Data," http://www.eex.com (accessed October 24, 2013).

71) Arthur Neslen, "Backloading amendment to return for 'second round'," EurActiv, April 23, 2013 http://www.euractiv.com/climate-environment/backloading-amendment-return-sec-news-519285 (accessed September 27, 2013).

72) European Commission (2013) "Structural reform of the European carbon market,"

of allowances in the EU carbon market. Allocations for 2008-2012 had assumed higher rates of economic growth, so declining economic activity resulted in an over-supply of allowances. At the same time, there was an over-supply of CERs as a backlog of projects requiring validation had been cleared.[73] The back-loading measure passed in a second attempt and prices have since increased slightly to about EUR 5 per tonne.[74] Despite the reforms that took effect with the start of phase III, including a tighter cap, an increasing move towards auctioning and the allocation of free allowances based on best-practise benchmarks, the EU is still struggling with low allowance prices.

The price crashes show that the EU has difficulties to achieve high enough price. The price variability stems from the over-supply of allowances, the initial restriction on inter-phase banking and the difficulty to adjust to the economic downturn. The problems have been partially addressed through increased auctioning, the use of verified emissions data as a basis for free allocation under the grandfathering method and more recently its replacement with the benchmarking method, as well as the permission to bank allowance to future trading periods and an increasing tightening of the cap.[75]

Low investment incentives

The price volatility has an additional drawback. The absence of a consistent price signal prevents firms from undertaking investments into relevant technologies.[76] A relatively stable and high enough price is indeed needed in order to incentivize companies to invest into climate-friendly technologies.

---

http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/(accessed September 27, 2013).

73) Anita Talberg and Kai Swoboda (2013), "Emissions trading schemes around the world," Parliament of Australia/Department of Parliamentary Services, Background Note: 5-7.

74) See European Energy Exchange AG, above n 70.

75) See Brown, Hanafi and Petsonk, above n 37.

76) See Cooper, above n 40, at 18.

The allocation of free allowances based on historical emissions further lowered the incentive to reduce emissions, and thus to invest into low-carbon technologies, as higher emissions would lead to greater allocations in the future.[77] During the first two trading periods, investment incentives under the EU ETS were therefore particularly low. Notwithstanding the changes to the ETS since the onset of phase III, the EU is still plagued by price fluctuations and allowances prices that many argue are too low to stimulate significant investments into low-carbon technologies.

Windfall profits

Several studies suggest that some companies covered by the EU ETS earned windfall profits by passing the carbon price through to consumers although they had received allowances free of charge. While this windfall profits seem to have occurred, they mainly took place in the electricity sector. It also mostly affected countries with little regulatory oversight of their utility sectors. The move to auctioning from phase III should help to reduce this problem.[78]

Success in spite of challenges

Despite these challenges, the ETS has been effective in helping the EU reach its Kyoto reduction target. Data from 2011 shows that EU 15 emissions were 14.9 per cent below 1990 levels. Estimates from the European Environment Agency put 2008-2012 average emissions at 12.2 per cent below 1990 levels. This means that the EU has significantly over-achieved its first Kyoto target. Similarly, the member states that joined the EU after the agreement of the Kyoto Protocol also met or over-achieved their individual

77) See Grubb, above n 13, at 22.
78) See Brown, Hanafi and Petsonk, above n 37, at 19-23.

Kyoto targets.[79] While it is difficult to attribute reductions to a specific policy and the recession was also responsible for reduced emissions, studies nevertheless show that the EU ETS has played a significant role in the emission reductions. The EU ETS was, for example, responsible for reductions of two to five per cent below business-as-usual (BAU) emissions during phase I. From 2008-2009, the EU ETS was responsible for reductions of 340 $MtCO_2e$, or around eight per cent of BAU emissions, and for the years 2005-2009 for reductions of 480 $MtCO_2e$.[80]

Moreover, despite fears that the EU ETS would impede economic growth and involve significant costs for industry and consumers, the reductions were achieved at a fraction of the predicted costs. Estimates put the costs at 0.01 per cent of the EU's GDP.[81]

In addition, in spite of the above-mentioned price fluctuations and crashes, the EU ETS still managed to spark innovation into low-carbon technologies. This shows that short-term price variability does not necessarily prevent investments. Long-term prices were relatively stable in the EU ETS and some argue that they are more influential for investment decisions than short-term prices. Moreover, price volatility is part of the functioning of complex markets and allowance prices are influenced by several factors, including changes in economic activity, weather events, fuel prices and technological developments. Compared to many other commodities, price fluctuations for EUAs have actually been less severe. [82] Nevertheless, studies show that the impact of the EU ETS on investments decisions has been moderate. It has had an influence on low-carbon investments, but not enough in order spark long-term projects at the level that is needed to meet the EU's

79) See European Commission, above n 27.
80) See Brown, Hanafi and Petsonk, above n 37, at vi.
81) Ibid, at v.
82) Ibid, at 14-17.

long-term targets cost-effectively.[83)]

Table 1 provides a summary overview of the EU ETS across its three phases, showing main developments, challenges and performance.

Table 1: Development of the EU ETS

	Phase I	Phase II	Phase III
Years	2005-2007	2008-2012	2013-2020
Cap-setting	Sum of member states' caps	Sum of member states' caps, but Commission rejected most initial NPAs for lack of ambition	Single community-wide cap set by the Commission
Cap-level	2, 181 $MtCO_2e$	2,083 $MtCO_2e$ (equivalent without additions: 12% below phase I)	2,039 $MtCO_2e$, declining by 1.74% annually (equivalent without additions: 11% below phase II)
Gases covered	CO_2	CO_2	CO_2, N_2O, PFC
Sectors covered	Power generation and energy-intensive industrial sectors (ferrous metals; cement; refineries; pulp and paper; glass; ceramics; all combustion facilities > 20MW); some opt-outs	Same as phase I but no opt-outs, plus aviation since 2012	Same as phase II but aviation suspended from 4/13-4/14, plus additional sectors (non-ferrous metals; rock wool, stone wool and gypsum; chemicals; PFCs for aluminium; N_2O for acid; CCS-related emissions)

83) Tim Laing *et al*. (2013), "Assessing the effectiveness of the EU Emissions Trading System," Centre for Climate Change Economics and Policy Working Paper No. 126/Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment Working Paper No. 106.

	Phase I	Phase II	Phase III
Max. free allocation ratio	95%	90%	Power generation: no free allocation; Industrial sectors: 80% to decrease to 30% by 2020; EITI industries: 100%
Free allocation method	Grandfathering	Grandfathering	Benchmarking
New entrants	Reserve size and rules set by member states	Reserve size and rules set by member states	EU-wide reserve at 5% of the cap
Banking	Within trading period	Within and across trading period	Within and across trading period
Borrowing	Implicitly within trading period	Implicitly within trading period	Implicitly within trading period
Kyoto offsets	CERs, excl. nuclear facilities and LULUCF; limited at 50% of a country's reductions compared to BAU, but none were used	CERs and ERUs, excl. nuclear facilities and LULUCF; limited at 13.4% of EU cap	CERs and ERUs, excl. nuclear facilities, LULUCF, and destruction of industrial gases; CERs only from LDCs
Penalty	Fine of EUR 40/tonne and surrender missing allowances	Fine of EUR 100/tonne and surrender missing allowances	Fine of EUR 100/tonne and surrender missing allowances
Performance	Initial allowance prices of EUR 20-25 per tonne with a spike at EUR 30, before price crash in spring 2006 - reaching almost zero at the end of 2008 - when verified emis-	After the price crash in phase I, prices climbed to more than EUR 20 per tonne in summer 2008. But prices crashed to EUR 8 per tonne due to the	Persisting over-supply of allowances despite reforms. Prices dropped to less than EUR 3 per tonne following the negative April vote on the back-loading approach. Prices recov-

	Phase I	Phase II	Phase III
	sions data showed an over-supply of allowances, caused by allowances being allocated based on entities' own estimates, the inability to bank allowances to phase II and the implementation of actual abatement. The ETS still sparked emission reductions.	financial crisis. Towards the end of 2009, prices recovered at around EUR 12-14 per tonne. Since summer 2011, prices have once again started to fall steadily. Despite this, the ETS prompted emission reductions.	ered only slightly to about EUR 5 per tonne after a successful second vote.

2.4 The South Korean Emissions Trading Scheme

South Korea has seen several decades of fast economic growth and the country is now among the world's top twenty GHG emitters (*see table 1)*. Within the OECD group, South Korean emissions are set to grow the fastes t.[84] While South Korea has no binding reduction commitments under the Kyoto Protocol, the country intends to curbs emissions as part of its recent green growth agenda. The Framework Act on Low Carbon Green Growth, enacted in 2010, forms the foundation of South Korea's transition towards low-carbon, sustainable development. The Framework Act sets out an emission reduction target and provides for the introduction of an ETS.[85] According to Article 46 (1) "the government may operate a system for trad-

84) Peter Sopher and Anthony Mansell (2013b), "South Korea – The World's Carbon Markets: A Case Study Guide To Emissions Trading," EDF/IETA: 1.

85) Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young (2013), "South Korea's Emissions Trading Scheme," Bloomberg New Energy Finance White Paper: 3.

ing emissions of greenhouse gases [···] in order to accomplish the state's target of reducing greenhouse gases."[86] Under the Framework Act, an ETS was drafted over the following years and the bill to enact the scheme was passed almost unanimously by the National Assembly. With the enactment of the presidential decree in November 2012, the final step towards the implementation of the law was taken.[87]

Table 1: Top 20 GHG emitters

Rank	Country	GHG emissions (2010 total $MtCO_2e$, excluding LCUF)
1	China	10,385.54
2	United States	6,866.92
3	EU 27	4,918.07
4	India	2,326.19
5	Russian Federation	2,326.10
6	Japan	1,298.89
7	Brazil	1,162.62
8	Germany	926.67
9	Indonesia	823.41
10	Iran	727.00
11	Canada	726.63
12	Mexico	688.25
13	Korea, Rep.	678.32
14	United Kingdom	627.46
15	Australia	587.53
16	South Africa	559.65
17	France	545.19
18	Saudi Arabia	542.10
19	Italy	514.62
20	Spain	407.97

Source: WRI CAIT 2.0 (2013)

86) See Eunjung Kim *et al.*, above n 10, at 29.

87) See Sopher and Mansell (b), above n 84, at 1.

The Framework Act put into place some temporary mechanisms that are useful for the future ETS. Since 2011, South Korea has been operating the GHG and Energy Target Management System, which can be seen as a predecessor to the ETS. It covers more than 450 large emitters and energy consumers from the power, industry, waste and agricultural sectors. Under the current scheme, covered entities must submit data on GHG emissions and energy to the government on a yearly basis and are subsequently assigned an emissions/energy reduction target for the following year.[88] By operating this scheme, the South Korean government and covered businesses are able to gain some valuable experience prior to the introduction of the ETS. The current scheme has resulted in the creation of a national inventory covering 60 per cent of South Korea's emissions.[89] The collection of verified emissions data for several years prior to the start of the ETS can help reduce the risk of over-allocation of allowances – a problem the EU experienced during the first trading period of the EU ETS.

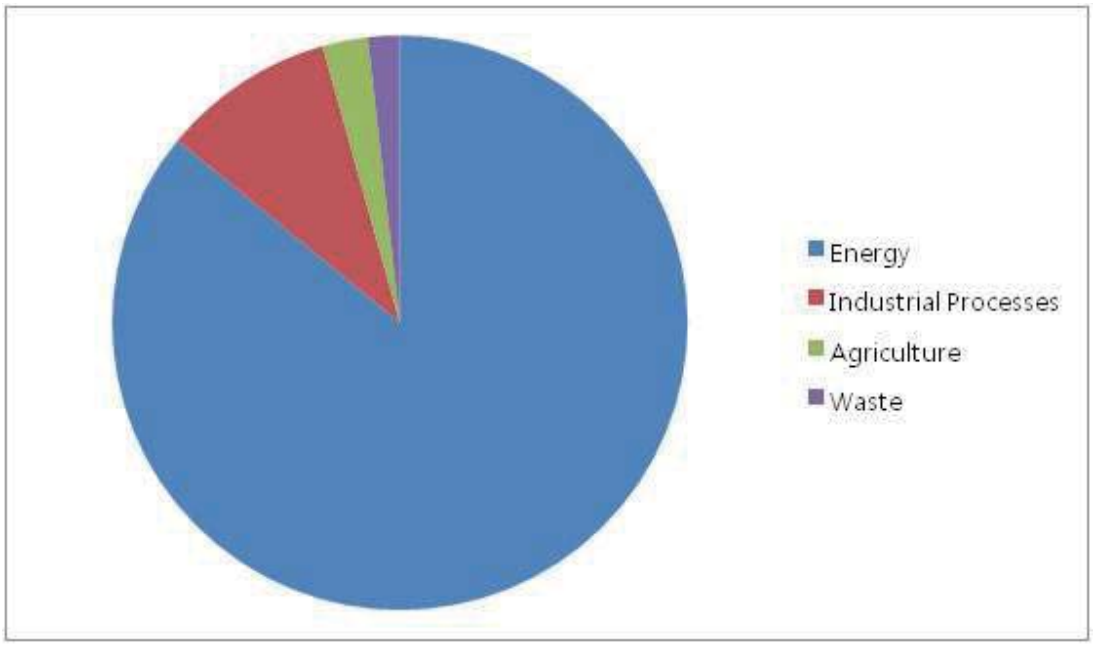
Many elements of the South Korean ETS are yet to be finalized. Decisions on the direction and the specific design of the scheme will be revealed in two documents: the ETS Master Plan and the National Allocation Plan, to be published in December 2013 and June 2014 respectively. The Master Plan will lay out the general direction for the ETS, including aspects related to the linkage of schemes and projections of emissions in a BAU scenario. The National Allocation Plan, on the other hand, will contain the detailed rules for the operation of the ETS, including the total emissions cap per allocation period, the reserve amount and allocation standards.[90]

88) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 3.
89) Ibid, at 3.
90) See Eunjung Kim *et al.*, above n 10, at 30-34.

Emissions profile

In South Korea, the energy sector accounts for almost 86 per cent of the country's GHG emissions. Industrial processes account for nearly ten per cent of the remaining emissions, agriculture for almost three per cent and waste for approximately two per cent (*see figure 3*). The large concentration of GHG emissions in the energy sector makes it worthwhile to look at a breakdown of energy emissions by sub-sector. Figure 4 shows that within the energy sector, electricity/heat accounts for more than half of the energy-related GHG emissions (54 per cent). This is followed by manufacturing/construction at seventeen per cent and transportation at sixteen per cent. Finally, other fuel combustion and fugitive emissions account for almost twelve per cent and two per cent respectively.

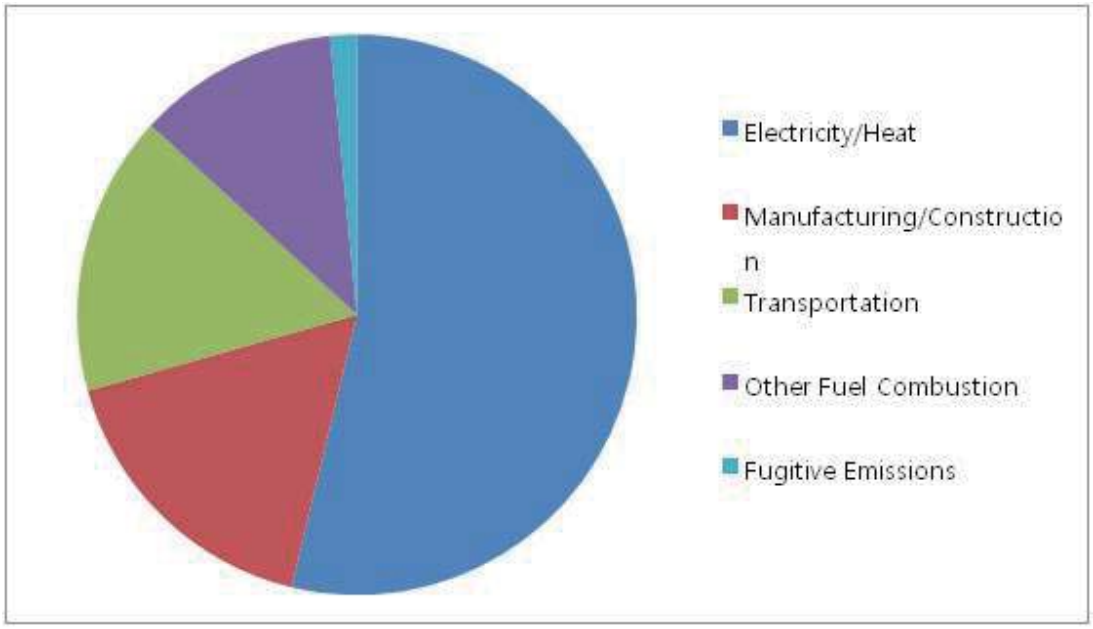
Figure 3: GHG Emissions by Sector in $MtCO_2e$ for 2009



a Data excludes land use & forestry and bunker fuels

Source: WRI CAIT 2.0 (2013)

Figure 4: South Korean GHG Emissions by Energy Sub-Sector in $MtCO_2e$ for 2009



Source: WRI CAIT 2.0 (2013)

Emission reduction commitment

The emissions reduction target set out in the Framework Act reflects South Korea's pledge under the Copenhagen Accord to curb GHG emissions by thirty per cent relative to its projected BAU levels by 2020. This amounts to a reduction of nineteen per cent by 2020 compared to 2010 levels under the current BAU scenario. The level of ambition of the commitment is, however, dependent on the BAU prediction. The South Korean government is expected to revise the BAU scenario before the release of the ETS Master Plan at the end of 2013. An alternative BAU projection may alter the level of emission reductions required to meet the target. As such, a lower BAU scenario would decrease the ambition implied by the reduction target.[91)]

91) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 5-8.

Coverage

According to the current draft proposal, the ETS will apply to individual installations emitting over 25,000 tCO_2e annually or entities whose installations combined emit over 125,000 tCO_2e per annum. In addition to the mandatory participation of businesses and installations falling under the above category, firms can join the ETS voluntarily. As such, the South Korean ETS will cover approximately 470 firms and over 1600 installations.[92] The ETS is set to include all six Kyoto Protocol GHGs. In addition to CO_2, N_20 and PFC s it will therefore also cover methane (CH_4), hydrofluorocarbon (HFC) and sulfur hexafluoride (SF_6). The scheme will further be applicable to both direct and indirect emissions.[93] Under the current plans, approximately 60 per cent of the country's GHG emissions will be covered by the ETS.[94]

Cap-setting

The South Korean ETS will be designed as a cap-and-trade system with an absolute quantity limit on emissions which will be lowered over time. The concrete cap will not be known until 30 June 2014 when the first Allocation Plan will be revealed.[95] According to current government projections, the 2020 emissions are estimated at 776 $MtCO_2e$, an increase of sixteen per cent from the 2010 level of 669 $MtCO_2e$. Under the current BAU projection, the thirty per cent reduction target therefore implies GHG emissions at 543

92) See Eunjung Kim *et al.*, above n 10, at 35.

93) See Eunjung Kim *et al.*, above n 10, translated chapter "Economic analysis of the status of carbon markets and the possibilities offered by the linkage of international carbon markets".

94) See Sopher and Mansell (b), above n 84, at 2.

95) See Eunjung Kim *et al.*, above n 10, at 32-33.

$MtCO_2e$ in 2020, representing a reduction of nineteen per cent from 2010 levels. A lower BAU scenario would, however, affect the level of ambition implied by the thirty per cent target.[96)]

Allocation of allowances

The allocation mechanisms will be specific to the trading phase, industry and sector. The exact rules will be determined by the 2014 Allocation Plan, leaving several details unknown at the time of writing.

The South Korean ETS will consist of three trading periods. The first two phases lasting from 2015-2017 and 2018-2020 respectively are initial trial phases. The third phase will then run over a longer period from 2021-2026. While the allocation mechanism will change over the course of these three trading periods, significant amounts of allowances will be allocated for free during all of them. In phase I, 100 per cent of allowances will be allocated free of charge. Free allocation will be reduced to a maximum of 97 per cent in phase II and up to 90 per cent in phase III. This means that at least three per cent of permits will be auctioned in phase II and at least ten per cent in phase III. Businesses considered to be at significant risk of carbon leakage will receive all of their allowances free of charge.[97)]

Both grandfathering and benchmarking are currently being considered as possible methods for the allocation of free allowances. It seems however more likely that permits will be allocated using the grandfathering method. Not only are GHG emissions from the past three years used to determine the businesses that will fall under the ETS, but past data on GHG emissions appears to be insufficient for the application of the benchmarking method.[98)]

96) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 8.
97) See Sopher and Mansell (b), above n 84, at 2-3.
98) See Eunjung Kim *et al.*, above n 10, at 37-38.

To receive permits, firms will have to fill out an allowance application form and submit this to the government. Forms have to be submitted before each new phase, but there is a possibility to modify yearly allocations within the phases.[99] While the allocation of allowances should generally not be changed during an allocation period, readjustments of allocations can be made "to help reduce businesses' burden in the event of an important change in the economic situation which could not be predicted at the time of setting up the allocation plan."[100] The readjustment can take two forms. First, in exceptional cases, important changes in the overall economic situation might lead to an increase in the total volume of emission allowances. Second, businesses may request readjustments by drawing on reserve allowances.[101]

Rules for new entrants and plant closures

The South Korean ETS will include an allowance reserve to distribute permits to new entrants.[102] The level of the reserve is unknown at the time of writing as it is one of the features that will be determined by the 2014 Allocation Plan. Similarly, there is currently no information with regard to the treatment of plant closures.

Trading mechanisms

Trading of emission allowances will take place as of 1 January 2015. Temporal trading will be authorized under the South Korean ETS, but it will be subject to restrictions. Banking of allowances will be completely unrestricted, meaning that a company may bank unused allowances to the next trading year, even across different phases. Borrowing, on the other hand, will

99) See Sopher and Mansell (b), above n 84, at 3.
100) See Eunjung Kim *et al.*, above n 10, at 41.
101) Ibid, at 41.
102) Ibid, at 44.

not be permitted between trading periods. The borrowing of allowances will only be possible between years within the same trading period. In addition, borrowing will only be authorized up to a limit of ten per cent of the required allowances per business.[103)]

Rules for the use of international offset credits

Under the South Korean ETS, firms will be allowed to submit carbon offset credits to meet their compliance obligations. But the use of offset credits will be subject to a quantitative limit. Businesses will only be allowed to use carbon offsets for up to ten per cent of their allowance obligations. The concrete limit for every entity will be set by the Allocation Plan. During the first two trading periods, companies will not be able to use carbon offsets from foreign countries. International offsets will be accepted from phase III, but only for a maximum of 50 per cent of the total offset limit. A linkage with the UN offset market is currently uncertain.[104)] Whether the South Korean ETS will exclude credits from certain projects is unknown at the time of writing.

Ensuring compliance

Through the operation of the GHG and Energy Target Management System, South Korea has already established has a robust MRV mechanism. The current system requires covered entities to measure and report their emissions, and to have them verified by an independent institution before submitting them to the government. The basics for the MRV system under the ETS are therefore already in place. Under the ETS, firms will have to submit verified statements within three months after the end of each trading

103) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 7.
104) See Sopher and Mansell (b), above n 84, at 3.

year. A governmental certifying committee will review the authenticity of the statements within five months after the end of the trading year. Firms then have one month to submit the corresponding amount of allowances.[105)]

Businesses that fail to surrender the required amount of allowances will face a penalty. The fine will be set at three times the market price per tonne of CO_2, with a cap at KRW 100,000 per tonne (EUR 69 per tonne). It remains to be decided whether the penalty will also require firms to surrender missing allowances in the next year. Without such a requirement, the cap on the fine will effectively form a price ceiling for the ETS.[106)]

Market stabilization measures

According to current plans for the South Korean ETS, the government will be allowed to intervene with market stabilizing measures in case of significant changes in prices or trading volumes. The plans stipulate the situations under which such interventions are permitted and the type of measures that can be taken. Stabilization measures are authorized in case one of following scenarios applies. First, if there is a more than threefold price increase for allowances for six straight months compared to the last year or the year before. Second, when there is an average price increase of more than two-fold compared to the average allowance price of the past two years as a result of a more than two-fold increase in trade volume in a one month period from the average monthly volume of the last year or the year before. Third, when there is a 60 per cent price decrease compared to the average in a one month period compared to the average prices of the past two years. In those cases, the government has permission to take the following measures to stabilize the market: (i) auction up to twenty-five per cent of permits from the reserve; (ii) set a maximum or minimum limit for the holding of allow-

105) See Eunjung Kim *et al.*, above n 10, at 46.

106) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 7.

ances by each participant; (iii) increase or reduce the borrowing limit; (iv) increase or reduce the offset limit; or (v) set the highest or lowest price.[107)]

Under specified circumstances, South Korean authorities are therefore able to intervene in the carbon market with the objective of stabilizing prices. This allows South Korea to control significant spikes in allowance prices, but also to address price crashes. The flexibility to control the market through cost containment measures is a rather unique feature of the South Korean ETS.

2.5 Similarities and Differences between the EU and South Korean Emissions Trading Schemes

Several aspects of the South Korean ETS were modelled on the EU ETS. As a result, the two schemes display a few similarities. But the two schemes also differ from one another in some important aspects.

Emissions profile

The EU and South Korea show several similarities with regard to their emissions profiles, but there are also some important differences. In both the EU and South Korea, GHG emissions from the energy sector account for over 80 per cent of the total emissions (81 per cent in the EU and 86 per cent in South Korea). But differences exist regarding the second largest source of GHG emissions. In the EU, the agricultural sector is the second largest emitter (eleven per cent), while it is industrial processes in South Korea (ten per cent). In South Korea, on the other hand, agricultural emissions only account for less than three per cent of the country's total GHG emissions. The share of agricultural emissions in the EU is therefore significantly larger than in South Korea. Despite the relatively large share of ag-

107)See Eunjung Kim *et al.*, above n 10, at 43-44.

ricultural GHG emissions in the EU and the significant abatement opportunities in this sector, agriculture is not covered by the EU ETS because agricultural emissions are difficult to measure accurately.

Within the energy sector, there are also differences regarding the emission shares of the sub-sectors. While electricity/heat accounts for over half of the energy-related GHG emissions in South Korea, the share stands at forty per cent in the EU. But in the EU, transportation is responsible for a more significant proportion of energy-related GHG emissions (almost twenty-five per cent) than in South Korea (sixteen per cent). Emissions from transportation are, however, not covered under the EU ETS – apart from aviation, which was included in 2012 but suspended in 2013 for the duration of one year. The recent decision by the International Civil Aviation Organization (ICAO) to begin talks about a global market-based measure (MBM) to address emissions from aviation creates uncertainty about the re-introduction of aviation under the EU ETS.[108] When the EU suspended aviation from the ETS it said that the requirement for airlines to surrender allowances would be "reimposed automatically unless the ICAO agrees a robust market-based measure."[109] In South Korea, transportation, like all other sectors, is covered from the set threshold.

Trading periods

Both schemes are initially divided into three trading periods. The periods are, however, shorter under the South Korean scheme with two three-year periods to be followed by one five-year period, compared to a three-year,

108) ICAO, "Dramatic MBM Agreement and Solid Global Plan Endorsements Help Deliver Landmark ICAO 38th Assembly," ICAO Press Release, http://www.icao.int/Newsroom/Pages/mbm-agreement-solid-global-plan-endoresements.aspx, (accessed October 9, 2013).

109) Valerie Volcovici and Barbara Lewis, "U.N. aviation body agrees on emissions deal," Reuters, October 4, 2013, http://www.reuters.com/article/2013/10/04/us-aviation-climate-idUSBRE99302A20131004, (accessed October 9, 2013).

five-year and eight-year period under the EU ETS. The compliance period under both schemes is annual, requiring covered companies to report emissions and surrender allowances every year. In the EU, covered entities have to surrender allowances by 30 April. The compliance date under the South Korean is currently unknown.

Emission reduction commitment

The ETSs in the EU and South Korea have emerged as a result of different underlying motivations. The EU ETS was designed as a tool to help the EU achieve its emission reduction target under the first commitment period of the Kyoto Protocol. South Korea, however, has no binding obligations to curb emissions under the Kyoto Protocol. The decision to introduce a Korean ETS was motivated by the desire to guarantee the country's competitive position in the world economy through energy-efficient innovations and to spur new growth.

Another difference between the two schemes concerns the use of a baseline year versus a BAU scenario for the target-setting. While commitments under the EU ETS are set relative to a baseline year, the South Korean scheme sets its target against a 2020 BAU prediction. As such, the actual level of ambition of the South Korean ETS relative to a baseline year depends on the BAU prediction and therefore involves some uncertainty. Under the current BAU forecast, the commitment to cut emissions by thirty per cent below 2020 BAU levels amounts to a nineteen per cent reduction compared to 2010. In comparison, the EU's first commitment required emission reductions by eight per cent below the 1990 level and the second commitment under the Kyoto Protocol requires the EU to cut emissions by twenty per cent below 1990 levels over the 2013-2020 period. Under the current BAU scenario, the South Korean target implies a higher level of ambition than other

schemes. It is, for example, expected to create 60 per cent more demand for abatement than the EU ETS.[110] A lower 2020 BAU level would, however, decrease the demand for abatement and the level of ambition implied by the South Korean target. The use of a baseline year commitment under the EU ETS, on the other hand, provides predictability with regard to the actual level of ambition.

Coverage

The EU ETS applies to specified industries. It covers over 12,000 installations from the power sector, energy-intensive manufacturing sectors and since 2012 aviation - although the inclusion of aviation is currently suspended. During phase I, sector-specific thresholds were in place, below which installations were able to opt out if they had equivalent emission reduction measures in place.[111] The current scheme covers forty-five per cent of the EU's GHG emissions. Unlike the sector-based approach of the EU ETS, the South Korean scheme is entirely threshold-based, applicable to all sectors. Individual installations emitting more than 25,000 tCO_2 annually and companies whose installations combined emit over 125,000 tCO_2 annually will fall under the South Korean ETS, irrespective of their sectors. In this form, the South Korean scheme will cover over 1600 installations, accounting for approximately 60 per cent of the country's GHG emissions. Taking into account growth in the covered sectors, the ETS is expected to cover almost 75 per cent of South Korea's GHG emissions by 2020.[112]

The two schemes also vary with regard to the emissions they cover. While the South Korean ETS intends to cover all six Kyoto GHGs, the EU ETS focuses on GHGs that can be directly and accurately measured, namely CO_2,

110) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 11.
111) See Sopher and Mansell (a), above n 39, at 2.
112) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 8.

N_2O and PFCs. Unlike the EU ETS, the South Korean scheme is set to apply to not only direct but also to indirect emissions. On the positive side, coverage of indirect emissions can incentivize companies to improve their energy efficiency for power. But it risks resulting in a misallocation of allowances in addition to complicating reporting and compliance.[113)]

Cap-setting

Both the EU ETS and South Korean ETS are designed as cap-and-trade systems with absolute quantity limits on emissions that will be progressively lowered over time. The EU's 2020 cap is set at 1,777 $MtCO_2e$ per year. The cap for the South Korean scheme is unknown at the time of writing. It will be will revealed with the publication of the first Allocation Plan in June 2014. Under the current BAU scenario, the thirty per cent reduction target implies a 2020 cap at 543 $MtCO_2e$. As mentioned above, the South Korean government is expected to revise the BAU scenario by the end of 2013, which will impact on the cap and, under an unchanged reduction commitment of thirty per cent below BAU levels, will affect the target's level of ambition.

Allocation of allowances

Several details about the allocation mechanisms under the South Korean ETS are unknown at the time of writing. Like the cap, they will be determined by the Allocation Plan. Decisions about the general mechanisms have, however, already been taken, allowing a comparison with the EU's allocation mechanisms. Both schemes include free allocations of allowances which will be lowered over time, gradually moving the system towards auctioning. Under the EU ETS, over 99 per cent of allowances were allo-

113) Ibid, at 24.

cated free of charge during phase I and more than 90 per cent during phase II. In phase III of the EU ETS, auctioning will be the allocation mechanisms for about half of the allowances. Since 2013, free allowances no longer exist for the power sector, expect for eight member states that joined the EU after 2004. For the manufacturing sector, free allocations will be gradually reduced from 80 per cent in 2013 to thirty per cent by 2020. Under the South Korean scheme, all allowances will be allocated for free during phase I. This will be reduced to up to 97 per cent in phase II and 90 per cent in phase III. As such, the proportion of allowances to be distributed free of charge during phase III of the South Korean scheme will be higher than under the EU ETS. The trading periods under the South Korean ETS are, however, shorter than in the EU ETS.

During the first two trading periods of the EU ETS, free allowances were allocated using the grandfathering method. Since the onset of the third trading period, the EU ETS has moved to the benchmarking method. The South Korean scheme has yet to decide on the method it will apply, with both grandfathering and benchmarking currently figuring as possible mechanisms. Grandfathering seems, however, the more likely option for the first part of the South Korean scheme.

Both schemes include exemptions for industries that are considered to be at significant risk of carbon leakage. To identify such companies, the EU and South Korea apply the same definition. In both countries, exempted businesses must show the following characteristics: (i) a trade-intensity ratio above ten per cent and a production-expense ratio of at least five per cent as a result of the ETS; or (ii) a trade-intensity ratio over thirty per cent; or (iii) a production-expense ratio of at least thirty per cent as a result of the ETS.[114] While businesses falling into this category will continue to receive

114) See Sopher and Mansell (b), above n 84, at 3.; European Commission, "Carbon leakage," http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/leakage/index_en.htm (accessed September

all allowances for free under the South Korean scheme, the EU ETS allocates free allowances to such companies based on a best-practice industry benchmark.

A major difference between the two schemes concerns the readjustment of allocations. While the South Korean ETS provides for possible allocation readjustments, this is not possible under the EU ETS. There might be several reasons for this difference, but two arguments stand out. First, unlike South Korea, the EU has emission reduction commitments under the Kyoto Protocol. Changes to the allocation through an increase in the total volume of emission allowances might undermine efforts to achieve the binding reduction target, thereby affecting environmental effectiveness. Second, allocation readjustments at the request of individual businesses would likely lead to tension between member states. The request for additional allowances by a firm in one member state might prompt businesses in other member states to apply for additional allowances out of equity concerns, thereby risking a race-to-the-bottom. In addition, agreement for changes would be difficult to obtain in the EU system where such decisions require the approval from the EU Parliament, Council and Commission. The difficulty involved in obtaining agreement for changes is illustrated by the EU decision on 'back-loading' - a measure proposed to deal with the over-supply of allowances as a result of the economic downturn and over-allocation of permits during the first two phases. EU approval for back-loading was difficult to attain. The European Parliament initially rejected the measure in April 2013 and only backed it during a second attempt at voting in July 2013.[115] Although the EU back-loading decision does not change the amount of allowances, it was still

30, 2013).

115) Point Carbon, "Backloading given green light from Parliament," Point Carbon, July 3, 2013, http://www.pointcarbon.com/aboutus/pressroom/pressreleases/1.2445845 (accessed September 30, 2013).

difficult to pass.

Rules for new entrants and plant closures

Like the EU ETS, the South Korean scheme will include an allowance reserve to distribute allowances to new entrants. The size of the reserve and criteria for allocations to new entrants are, however, currently unknown. The lack of information with regard to the treatment of plant closures under the Korean ETS also means that a comparison to the EU ETS is not possible at the time of writing.

Trading mechanisms

Strong similarities exist with regard to the rules for temporal trading under EU and South Korean ETSs. Both schemes allow unrestricted banking of allowances to the following year, including between trading periods. Borrowing of allowances is also available to participants in both schemes, but only between years falling into the same trading period. Borrowing under the EU ETS is implicitly possible as allowances for the next trading year are distributed two months before installations have to surrender allowances for the previous year. Under the South Korean scheme borrowing is explicitly authorized, but only up to a limit of ten per cent of a company's allowance requirement.

Rules for the use of international offset credits

The schemes in both the EU and South Korea allow companies to use international offset credits. But the limits and specific rules for the use of such project credits differ between the two systems. Under the EU ETS, companies can use CERs and ERUs from the Kyoto Protocol's flexible mechanism. The EU-wide limit for the use of international offset credits for the years

2008-2020 amounts to fifty per cent of the required emission reductions compared to 2005. During phase II, companies were only allowed to use CERs and ERUs for up to 13.4 per cent of the total offset limit. The rules for the use of international offset credits are different under the South Korean scheme. While covered entities will be allowed to use offsets, international credits will only be authorized from phase III. The limit for domestic and international offset credits combined is set at ten per cent of a company's compliance obligations. Within this limit, international offset credits will only be accepted for up to 50 per cent. Importantly, whether the South Korean ETS will be linked to the UN offset market, like in the case of the EU ETS is currently uncertain. It is further currently unknown whether the South Korean scheme will exclude offset credits from certain projects like the EU ETS does, so it is not possible to compare the two schemes in this regard.

Ensuring compliance

The MRV mechanisms of the EU and South Korean schemes are comparable. Both systems require firms to measure and report their emissions on a yearly basis and to have them verified by and an independent, accredited institution before submitting them to the respective central authorities.

Both schemes further impose fines on companies failing to surrender sufficient allowances. Under the South Korean scheme, fines will amount to three times the market price per tonne of CO_2, with a cap at KRW 100,000 per tonne (EUR 69 per tonne). The EU has set the fine at EUR 100 per tonne, having risen from EUR 40 per tonne in the first trading period. The fine does, however, not free EU ETS-covered entities from the obligation to surrender the required allowances. Whether firms under the South Korean scheme will also be required to submit the missing allowances in addition to paying the fine remains to be decided.

Market stabilization measures

A major difference between the EU and South Korean ETSs concerns the flexibility of the government to intervene in the carbon market. The South Korean scheme specifies events, related to price hikes, demand spikes and price crashes, under which the Ministry of Environment is authorized to impose certain measures that work to control the carbon price. Unlike the South Korean ETS, the EU ETS does not provide for market stabilization measures, even in the case of significant changes in allowance prices or volumes. The EU ETS has experienced much price volatility, and particularly price crashes, over the past nine years. Despite the concerns about the impact this might have on the effectiveness of the scheme, EU policy makers were not able to intervene to stabilize prices. It was thought that with the reforms for phase II and phase III - which brought about increasing auctioning, changes to the allocation method, amendments of the banking rules and tighter caps - would solve these problems. Nevertheless, the EU still suffered from low allowance prices well into the first year of phase III. The debates surrounding efforts to boost prices show the difficulty for EU policy makers to intervene in the carbon market in order to stabilize prices. Unlike the South Korean scheme, there are no provisions in the EU ETS that authorize market interventions. So when the back-loading measure was suggested as a way to boost demand and hence allowance prices by temporarily withholding allowances from auctions, this required approval from the EU Parliament, Council and Commission. The heated debates around the measure and its failure in a first attempt at voting illustrate the difficulty for to intervene in the EU ETS. While the South Korean ETS authorizes government interventions under stipulated circumstances, the EU ETS requires any intervention to be voted on. The potential for market stabilizing intervention measures is therefore

significantly lower under the EU ETS. South Korea seems to have learnt a lesson from the EU's problem with price variability and decided to include provisions that give them the ability to implement stabilizing measures.

3. LINKAGE OF EMISSIONS TRADING SCHEMES

Emissions trading schemes are increasingly emerging as environmental policy tools to help countries curb their GHG emissions. Alongside this trend, existing and emerging ETSs are considering the linkage of their own schemes with those in other countries and the first cases of linkage are being put into place. Linking ETSs means that covered entities in one system are allowed to use allowances from another system to meet their compliance obligations. Linkage between ETSs can take several forms, and while linkage offers many benefits, it also has its disadvantages. Policymakers will consequently face a trade-off and have to assess the implications of linkage in light of their policy objectives. The design features of existing and emerging schemes can vary in many aspects, with some differences posing bigger challenges for linkage than others. This chapter provides an overview of the forms of linkage, its merits and demerits, discusses differences in design features to identify barriers to linkage, and considers some legal aspects.

3.1 Forms of Linkage

Linkages between ETSs can be divided into direct and indirect links. Direct links can further be of unilateral, bilateral or multilateral nature.

Direct linkage

A *unilateral link* is a one-way link between two systems, whereby allowances from one system are accepted for domestic compliance obligations in the other system, but not vice versa. A unilateral link can exist for two reasons: first, in a cap-and-trade system, when only one of the two systems decides to recognize allowances from the other system; second, when a

cap-and-trade system is linked to a baseline-and-credit system, as the latter only produces credits but does not require firms to surrender allowances. Under an unrestricted unilateral link in which system A recognizes allowances from system B, entities in system A will purchase allowances from system B if the allowance price in system B is lower than in system A. This will decrease the allowance price in system and A and increase the price in system B until the two allowances prices converge. As such, more costly abatement in system A is replaced by lower-cost abatement in system B, thereby increasing emissions in system A and decreasing emissions in system B. If, however, the allowance price is higher in system B than in system A, entities in system A have no incentive to buy allowances from system B. In this case, there will be no trading in allowances.[116)]

A *bilateral link* is a two-way link between two systems, whereby both systems recognize each other's allowances for their respective compliance purposes. Allowances can therefore flow in either direction. As such, price differences will result in the sale of allowances from the system with a lower allowance price to the system with the higher price until the systems' allowance prices converge at an intermediate level. Abatement in the higher-price system will be offset by abatement in the lower-price system, thereby increasing emissions in the higher-price system while reducing emissions in the lower-price system. A m*ultilateral link* is another form of a two-way linkage that requires the agreement of more than two systems.[117)]

Governments can limit the convergence of allowance prices by reducing trading activity through several restrictions and conditions. Options include the imposition of a quantity limit for the use of the other system's allowances for domestic compliance purposes or the introduction of an 'exchange

116) Judson Jaffe and Robert Stavins (2007), "Linking Tradeable Permit Systems for Greenhouse Gas Emissions: Opportunities, Implications and Challenges," IETA: 11-12.
117) Ibid, at 12.

rate', requiring participants to surrender a larger number of allowances from the other system than domestic allowances for each tonne of their emissions. Exchange rates may also be used to ensure the environmental integrity of a linkage if the systems use different amounts of emissions or emission reductions for their allowances (e.g. short tons versus metric tons) or to guarantee that net emission reductions are achieved.[118)]

Indirect linkage

Two systems can become *indirectly linked* with each other if both of them have a direct link with a common third system. Although neither of the indirectly linked systems accepts the other system's allowances, the indirectly linked systems can have an impact on each other through their respective trading with the common third system. Indirect links can emerge if a series of bilateral links exists among several systems. If system A and system C both have a bilateral link with system B but no direct link with each other, allowance trading between systems A and B and between systems C and B will lead to a convergence of allowance prices across all three systems. As a result, developments that affect the allowance price in system A will indirectly affect the allowance price in system C. Similarly, an increase in emissions in system A can indirectly lead to a decrease in emissions in system C as this changes system A's supply and demand for allowances in the common system B.[119)]

Indirect linkage can also exist when two separate systems A and C both have a one-way link with a common third system B, recognizing allowances from that third system. In such a case, systems A and C will compete for allowances from system B. As a result, a change in demand by system A

118) Ibid, at 12-13.
119) Ibid, at 13-14.

for allowances from system B will affect the supply of allowances available for system C.[120]

An existing example of indirect linkage is the recognition of Kyoto offset credits. Systems accepting CERs and ERUs are indirectly linked through their respective trading in Kyoto units.[121]

3.2 The Rationale for Linking Schemes

Linkage between ETSs offers several benefits that make it an attractive policy option. A leading argument in favour of linkage is its potential for cost savings. Linkage increases the available abatement opportunities across the linked systems. It therefore allows minimizing the total emissions reduction costs by shifting high-cost reductions from one system to lower-cost reductions in the other system. The logic for cost savings across linked systems is the same as for cost savings within the same ETS: abatement takes place where the cost of doing so is lowest.[122]

In addition to cost-efficiency gains, linkage creates a broader market for allowances and as such increases the liquidity and functioning of carbon markets, thereby reducing price volatility. A larger allowance market can also reduce concerns about market power as the increase in competition in a broader market lowers the potential for market manipulation.[123] These benefits can be significant if one or both systems are small.[124]

Under certain circumstances, linkage also has the potential to reduce the risk of carbon leakage. If, for example, two cap-and-trade systems are di-

120) Ibid, at 14.

121) Judson Jaffe and Robert Stavins (2008), "Linkage of Tradeable Permit Systems in International Climate Policy Architecture," Cambridge, Mass.: Harvard Project on International Climate Agreements, Discussion Paper 2008-07: 13-14.

122) Ibid, at 1.

123) See Wilde, Grubb and Brewer, above n 9, at 13.

124) See Jaffe and Stavins (2008), above n 121, at 10.

rectly linked, this can lower the risk for carbon leakage to occur as the system that sees its allowance price fall might experience less carbon leakag e.[125] The convergence of allowance prices does not only have the potential to reduce the risk of carbon leakage between linked systems, but also to third countries from systems with high pre-linkage permit prices.

In the case of two-way linkage, governments create an institutional lock-in, thereby enhancing the dynamic efficiency of climate policy by reducing time-inconsistency problems for governments with limited commitment power. If firms doubt a government's commitment to climate policy, they will refrain from investing into low-carbon technologies. Two-way linkages of schemes reduce this risk through the presence of reciprocal pressure making a policy reversal less likely.[126]

From a political point of view, linkage can also be beneficial. At the international level, linkage can work to signal commitment to long-term climate policy action and multilateralism, thereby helping to reinforce the UNFCCC process.[127] It can show that by linking domestic schemes, ETSs may offer a policy tool to advance international cooperation in the area of climate change. Linkage between ETSs has the potential to provide a bottom-up approach to international climate policy architecture.[128] Domestically, linkage can serve to address the sensitive issue of distortions in competitiveness between schemes with different carbon prices and as such reduce opposition from domestic business circles and the general public to the scheme. But linkage does not work to address competitiveness concerns vis-à-vis countries with no carbon cost.[129] Moreover, linkage can enhance acceptability by busi-

125) Tuerk *et al*. (2009), "Linking Emissions Trading Schemes: Synthesis Report," Climate Strategies: 4-5.

126) See Flachsland, Marschinski and Edenhofer, above n 8, at 4-5.

127) Ibid, at 7.

128) See Jaffe and Stavins (2008), above n 121, at 15-17.

129) See Flachsland, Marschinski and Edenhofer, above n 8, at 7.

nesses and the general public for the domestic scheme by showing that serious mitigation efforts are also being made in other countries.

3.3 Disadvantages of Linkage

Linkage between ETSs allows realizing overall net gains. It does, however, raise distributional issues. Just like international trade in general, trade in allowances has positive effects on some participants and negative effects on others. The change in a system's allowance price together with the role of participants as net buyers or sellers of allowances determines whether participants win or lose as a result of linkage. Buyers in the pre-linkage higher-price scheme and sellers in the pre-linkage lower-price scheme will benefit from linkage as the former will be able to purchase allowances at a lower price while the latter will receive a higher price for the allowances they sell. Conversely, sellers in the pre-linkage higher-price system and buyers in the pre-linkage lower-price system will see their situation deteriorate as the former will receive a lower price for the allowances they sell while the latter will have to pay a higher price for the allowances they purchase.[130)]

Distributional issues can have effects beyond the entities covered by an ETS. Allowance prices have an impact on prices of energy and other energy-intensive goods. If allowance prices increase in one country as a result of linkage, this can increase prices of energy and other energy-intensive goods, thereby affecting households and firms that do not directly participate in the ETS. Linkage can also alter production costs of emissions-intensive firms and companies that rely on emissions-intensive inputs, thereby affecting their competitiveness.[131)]

130) See Tuerk *et al*., above n 125, at 5.

131) See Jaffe and Stavins (2007), above n 116, at 19-20.

As mentioned above, linkage has the potential to reduce the risk of carbon leakage under certain circumstances. But it could also increase the risk for carbon leakage under other circumstances. Countries which see their carbon price rise as a result of linkage may in fact face a higher risk of carbon leakage.[132)]

Under certain circumstances, there is a risk that global emissions might increase because of linkage. For example, linking a cap-and-trade system with a baseline-and-credit system raises the problem of 'additionality', a key principle of the Kyoto Protocol that requires reductions met through projects to be supplementary to a country's own abatement actions. However, some emissions reduction credits offered by the baseline-and-credit system may actually not represent additional reductions given the difficulty of establishing a baseline against which reductions can be measured.[133)] The discussion in this paper does not consider this issue further as all case studies included herein concern cap-and-trade systems.

The trading of allowances leads to large capital flows between countries. These flows benefit the entities participating in the trading, but others might have objections.[134)] A country that becomes a net exporter of allowances will see a large inflow of foreign currency. This could increase domestic wages and consumption, resulting in an appreciation of its currency and therefore weaken its export competitiveness.[135)]

A major concern with regard to linkage is the reduced control a government may have over the design and impacts of its ETS. Through linkage, a system's allowance price and impact on emissions will be influenced by

132) See Tuerk *et al.*, above n 125, at 4-5.

133) See Jaffe and Stavins (2008), above n 121, at 11.

134) Ibid, at 11.

135) See Eunjung Kim *et al.*, above n 10, translated chapter "Economic analysis of the status of carbon markets and the possibilities offered by the linkage of international carbon markets".

developments in the other system, including decisions made by the government in the linked system. A system's relative size is an important factor in this case. The convergence of allowance prices tends to be closer to the pre-linkage price of the larger system. The smaller system becomes a price-taker, with its allowance price rising or falling to the level of the larger system's pre-linkage price. For the smaller system, decisions taken by its government will have little impact in a post-linkage scenario.[136] But the larger system is not entirely isolated from developments in the smaller system. Price shocks originating in either system will have an effect on the entire market. Moreover, certain design features can propagate into the linked system, even if they originate from the smaller system. Such features include price caps and other cost containment measures.[137] Measures like price caps might be in conflict with objectives in the other scheme which might prioritize emission reductions over price stabilization. Governments wishing to link their ETSs might therefore have to give up certain design features of their schemes.

The degree to which a government loses control over its own system depends on the type of linkage. Unilateral links usually only reduce the allowance price in the system that establishes the link as it will only purchase allowances from the other system if its own allowance price is higher.[138] The system that did not establish the link might, however, find the increase in its allowance price undesirable. If, for example, a large cap-and-trade system establishes a unilateral link with a smaller one, the small system might experience a withdrawal of a large number of allowances for use in the larger scheme and as such see its allowance price rise. The small scheme can prevent an undesired withdrawal of allowances by changing its registry rules,

136) See Jaffe and Stavins (2007), above n 116, at 20.

137) See Tuerk *et al*., above n 125, at 5.

138) See Jaffe and Stavins (2008), above n 121, at 12-13.

preventing non-domestic entities from opening accounts and holding allowances.[139] In the case of unilateral linkage, cost containment measures will only propagate in one direction – from the system with which the link is established to the system that establishes the link. Two-way linkages, on the other hand, can increase or decrease the price and result in a full propagation of cost containment measures across the linked systems.[140]

Linkage might also create perverse incentives to relax the emissions cap in order to generate revenue through the sale of allowances to the other system. This would undermine aggregate emissions reductions compared to a non-linkage scenario where countries would not face a trade-off between the value generation of allowance sales and the marginal environmental damage resulting from a less stringent emissions cap.[141] But this effect is dampened by the risk of reputational damage, the threat of import quotas or other penalties, and the fear that the linking partner might defect from cooperation in other areas. Moreover, governments can lower the risk for such allowance adjustment by requiring a transparent disclosure of mid- and long-term cap plans from linking partners prior to entering into linkage.[142]

A negative side-effect of linkage is that lower abatement as a result of linkage in one system reduces the ancillary benefits associated with abatement activities, such as decreases in local air pollution or increased energy security through reduced dependence on fossil fuels and development of low-carbon technologies.[143] However, many countries have additional climate policies in place to achieve these related but distinct climate objectives.

Politically, linkage is not necessarily purely beneficial. While it has to potential to complement the UNFCCC process, it can also be perceived as a

139) See Tuerk *et al*., above n 125, at 2.
140) See Jaffe and Stavins (2008), above n 121, at 12-13.
141) Ibid, at 12.
142) See Flachsland, Marschinski and Edenhofer, above n 8, at 6-7.
143) Ibid, at 5.

substitute to global climate change negotiations. Instead of strengthening the UNFCCC process, it could therefore weaken multilateral climate action.[144)]

3.4 Challenges of Linkage: Differences in Scheme Designs and Policy Priorities

Existing and emerging ETSs are the result of different political, economic and environmental priorities. These differences are reflected in the design variations of schemes. While linkage does not require complete harmonization between systems, some design aspects are more likely to pose barriers to linkage than others.

Differences with no or little impact

Design features that do not require harmonization or for which governments are likely to reach agreement easily include MRV rules, registry systems, new entrants and closure provisions, banking rules, trading periods and allocation methods.

Robust *MRV rules* are crucial for a credible, well-functioning ETS. While some variations in the MRV methods and procedures are likely to exist between countries, slight differences will not prevent linkage. What matters is that MRV systems are robust, transparent and ensure integrity.[145)]

The existence of *alternative registries* across systems does not pose a problem for linkage as this is merely a technical issue that is easy to resolve. Different measures in the treatment of *new entrants and installation closures* could lead to distortions by affecting the overall cap within linked systems. In countries that continue to allocate allowances to closed plants, companies have an incentive to shut down production, while systems that that allocate

144) Ibid, at 7.

145) See Tuerk *et al*., above n 125, at 25.

free allowances to new entrants give companies incentives to start or expand production. Again, inconsistencies with regard to the treatment of new entrants and installation closures can be solved through technical means. Absence of harmonization in this area is unlikely to prevent linkage as shown by the EU example, where member states had different rules for the treatment of new entrants and plant closures during the first two trading periods.[146)]

In principle, differences in *banking provisions* could act as a barrier since linkage extends the most generous banking rules to all other systems. Schemes that do not allow banking might therefore be unwilling to link with schemes where banking is permitted as this will enable their companies to bank through swaps with companies in the system that allows banking.[147)] In practice, however, this is not a problem as all of the existing and emerging schemes contain banking provisions.

Trading periods are likely to differ between in ETS in different countries. But this does not pose a barrier to linkage. On the contrary, different trading periods can actually be advantageous by improving the liquidity of the combined carbon market. If one system experiences a shortage of allowances at the end of its trading period, purchases of permits from the other scheme that is at the beginning or in the middle of its trading period can ease the shortage.[148)]

Finally, differences in the *allocation of allowances* do not affect the environmental effectiveness of a linked carbon market and as such do not pose a significant barrier to linkage. While comparability and equity concerns may arise if one system allocates allowances for free, this inequality exists irre-

146) Ibid, at 26.

147) See Blyth and Bosi, above n 21, at 26-27.

148) Wolfgang Sterk *et al*. (2006), "Ready to Link up? Implications of Design Differences for Linking Domestic Emissions Trading Schemes," Jet-Set Cross-Section Project 4: 21.

spective of linkage. As the allowance price will be determined by supply and demand after the initial allocation, free allocation should not have any effects on competitiveness apart from the initial transfer of wealth.[149] In the case of auctioning, the methods for auctioning influence the legitimacy of the system, thereby affecting the acceptability of linkage. It is, for example, important that auctions are open to as many bidders as possible from all sectors.[150]

Differences acting as barriers

Certain design features of ETSs have the potential to pose important barriers to linkage. The challenge therefore lies in facilitating "sufficient common elements that it becomes both technically possible and politically acceptable" to link systems.[151] They include the stringency of caps, the rules for cap enforcement, the eligibility of offset credits, the existence of absolute versus intensity targets, cost containment measures, and scheme coverage and scope.

Linking systems with *absolute targets* to those with *intensity targets* is possible, but it involves significant technical complexities. At the same time it has the potential to raise concerns about competitiveness, cap integrity and liquidity shocks.[152] We will not further elaborate this point in light of the selected case studies which all concern linkages between cap-and-trade systems with absolute targets.

The relative *stringency of caps* is a critical issue from a political point of view. A perfect balance of caps between different ETSs is unlikely. Significant differences in the level of ambition between two systems might,

149) Ibid, at 20.
150) See Tuerk *et al*., above n 125, at 26.
151) See Wilde, Grubb and Brewer, above n 9, at 2.
152) Ibid, at 16.

however, render linkage politically unacceptable to both systems. The less ambitious systems would experience a large increase in allowance prices, while the more ambitious system would experience significant financial outflows.[153] If, under such a scenario, firms in the ambitious system meet their compliance obligations largely through purchases of allowances from the less stringent system, then this would result in a violation the additionality principle of the Kyoto Protocol.[154] A particularly strong barrier to linkage would exist if the cap in one scheme was above the BAU emissions level. The total emissions in the linked schemes would consequently be higher than under a non-linkage scenario, thereby undermining environmental effectiveness. The existence of comparable caps might therefore be a precondition for the linkage of ETSs.[155]

Robust *enforcement measures* are crucial to deter covered entities from non-compliance. Through linkage, systems would share the mechanisms of the scheme with the least stringent enforcement measures. Governments are therefore likely to request a minimum level of stringency with regard to enforcement. The barrier to linkage does not result from a difference in the level of penalty fines – unless the difference is significant - but rather from a fundamental difference in the design of the penalty regime. If a system does not require non-compliant entities to surrender the missing allowances in addition to paying the fine, then the fine will effectively act as a price cap.[156] Through linkage, such a price cap would propagate into the other system, potentially rendering linkage unacceptable.

153) Ibid, at 16.

154) Article 17 of the Kyoto Protocol states that "The Parties included in Annex B may participate in emissions trading for the purposes of fulfilling their commitments under Article 3. Any such trading shall be supplemental to domestic actions for the purpose of meeting quantified emission limitation and reduction commitments under that Article." UNFCCC, Kyoto Protocol (1998), Article 17.

155) See Sterk *et al*., above n 148, at 20.

156) See Wilde, Grubb and Brewer, above n 9, at 16-17.

Different rules for the *eligibility of offset credits* in ETSs could act as a significant barrier to linkage. Existing and emerging schemes have different rules for the types of offset credits they accept for compliance purposes. Some schemes exclude credits generated from certain projects such as LULUCF. If credits excluded in one system are eligible in the other system, linkage might be unacceptable as it creates a common pool of offset credits for the linked schemes, thereby affecting the overall supply of units and consequently prices.[157] Reductions in a system excluding LULUCF credits might, for example, indirectly support the use of such credits in the other system by reducing the amount of other credits that are available to participants in that ETS. Linkage might therefore require some harmonization with regard to the offset eligibility criteria.

In addition to differences in offset rules, other *cost containment measures* such as borrowing and price caps might prevent linkage. If such measures exist in one system, linkage would lead to propagation of these measures into the other system. High rates of borrowing can delay abatement activities, potentially leading to a situation where future abatement is more costly. Governments might consequently relax the cap. This would undermine the environmental effectiveness of the scheme and linkage might therefore be unacceptable for some schemes.[158] In the case where a price cap is in place in one scheme but not in the other, the former will determine the level of compliance cost for entities in both systems. A price cap at a low level might undermine the environmental effectiveness of the linked schemes, potentially rendering linkage unacceptable for the scheme without a cap.[159]

Existing and emerging ETS vary in their *scope and coverage*, subjecting different sectors and GHGs to the compliance system. In general, differences

157) Ibid, at 16-17.

158) See Tuerk *et al*., above n 125, at 28.

159) Jane Ellis and Dennis Tirpak (2006), "Linking GHG Emission Trading Schemes and Markets," OECD/IEA: 26.

in scope and coverage do not prevent linkage as the associated competitiveness concerns would occur irrespective of linkage. On the contrary, such differences might actually improve economic efficiency as linking systems with different sectoral coverage might lead to larger cost savings.[160] If, however, a scheme covers gases or sectors that cannot be monitored with comparable accuracy, then this might prevent other systems from linking with i t.[161] A similar problem arises for linkage between systems where one covers only direct emissions, whereas the other one also includes indirect emissions. While linkage is still possible under such a scenario, it would require robust accounting procedures to avoid the risk of double-counting.[162] The associated difficulty of accurate accounting makes linkages with systems that cover direct and indirect emissions less likely.[163] Moreover, linking systems that differ in sectoral coverage reduces the ability to realize the potential benefit of eliminating competitive distortions between the two systems as such distortions will still prevail for sectors that are subject to the ETS in one system but not in the other.[164]

Finally, differences regarding *voluntary opt-in provisions* could affect the likelihood for linkage between two schemes. If a system provides for voluntary opt-in, a firm that faces a high compliance burden outside the ETS but whose abatement costs are significantly lower than the market price for allowances might have an incentive to join the ETS if it received sufficient allowances to become a net seller. This would lower the average abatement costs of covered entities, while increasing them for sectors outside the scheme. Overly generous permit allocations can result in a high level of opt-ins, leading to higher emissions levels than under a scenario without

160) See Sterk *et al*., above n 148, at 5.
161) See Ellis and Tirpak, above n 158, at 23-24.
162) See Blyth and Bosi, above n 21, at 17.
163) See Ellis and Tirpak, above n 158, at 22.
164) See Jaffe and Stavins (2007), above n 116, at 32.

opt-ins. A system without opt-in provisions might therefore find it undesirable to link with a system that allows opt-ins.[165)]

The decision to link or not to link

The preceding discussion shows that linking ETSs has its advantages and disadvantages. A government's decision whether or not to link with another scheme depends on the compatibility of design features of the two schemes and the government's priorities. Linking involves trade-offs, be it a loss of regulatory control, adjustments in the allowance price or changes in design features. Whether a government is willing to compromise in these areas ultimately depends on its priorities. The EU, for example, places high priority on emissions reductions. For this reason, the EU would be more likely to accept price increases but be more cautious about trade-offs that might undermine the environmental integrity of the system. Other governments, especially those with no binding commitments under the Kyoto Protocol, might, however, place more importance on price stabilization and predictability.

3.5 Legal Considerations of Linkage

The legal considerations for linkage vary according to the form of linkage. Unilateral links only involve a one-sided decision from the government initiating the link. A unilateral link can be established through a clause that stipulates the conditions for acceptance of foreign allowances. Its legal nature will generally be the same as for the instrument establishing the ETS in the first place, in most cases statutory legislation. As the amendment remains within the scope of national jurisdiction, a government can terminate or adjust a unilateral link at any time if it considers developments in the other

165) See Blyth and Bosi, above n 21, at 18.

scheme to have adverse impacts on its own scheme. Unilateral links therefore involve a high degree of uncertainty for participants, but offer more flexibility.[166)]

Bi- and multilateral links, on the other hand, require coordination between the systems to harmonize the relevant aspects of their respective schemes. The coordination can be formal and binding, or informal and non-binding. A formal international treaty will bind the participants and can only be amended according to the terms of the treaty. Treaties are a recognized form of international law. As such, any violation of duties under a treaty constitutes a breach of international law, involving state responsibility and the possibility of sanctions. Provisions for adjusting the link over time need to be included under the treaty. The advantage of treaties is that they offer transparency and predictability to governments and participants in the linked schemes. But governments may instead wish to opt for an informal alternative through reciprocal changes to their domestic legislation, together with a memorandum of understanding or another negotiated expression of intent offer. This approach effectively involves the establishment of reciprocal unilateral links and therefore offers more flexibility in terms of termination and adjustment. An additional benefit is that it prevents lengthy negotiation and ratification procedures. The downside, however, is the higher degree of uncertainty for participants.[167)]

166) See Tuerk *et al*., above n 125, at 36.
167) Ibid, at 36.

4. LEARNING FROM CURRENT EXAMPLES OF LINKAGE WITH THE EU EMISSIONS TRADING SCHEME

The EU has not only been a pioneer in the introduction and operation of a large-scale ETS, but also in the linkage of its scheme with ETSs in other countries. The EU ETS provides for linkage through Article 25 in Directive 2003/87/EC, and the 2008 amendment specifies that links may be established with other schemes that are mandatory and have absolute emissions caps in place.[168] This section analyses linkages between the EU ETS and schemes in third countries that have been implemented (Norway) or agreed (Switzerland and Australia).

4.1 Norway

On 26 October 2007, the EU ETS was expanded to the three EEA-EFTA states – Norway, Iceland and Liechtenstein. At this point, Norway had already been running a national ETS for almost three years. Like the EU, Norway had decided to introduce an ETS to help the country meet its binding emissions reduction commitment under the Kyoto Protocol. Norway had pledged to limit its GHG emissions to no more than one per cent above its 1990 levels for 2008-2012.[169] Under the Copenhagen Accord, Norway further pledged to reduce its GHG emissions by thirty per cent by 2020 compared to 1990 levels, or by forty per cent in case of an international climate change agreement. Alongside a carbon tax, the Pollution Control Act and the Petroleum Act, Norway chose to introduce an ETS to meet its target in a cost-effective manner.[170]

168) Amendment Directive 2003/87/EC, art 25 (1a).
169) UNFCCC

Since the beginning, Norwegian policy makers had shown a strong interest in linking their scheme with the EU ETS. The Norwegian ETS was consequently largely designed with future EU- compatibility in mind. However, as a result of differences over how to establish the link, negotiations took some time before a deal was reached in 2006. Norway was seeking to negotiate a link according to Article 25 of EU Directive 2003/87/EC. The European Commission, on the other hand, insisted that Norway, as an EEA-EFTA member state, links through adoption of the EU Directive.[171] This would have, however, required some amendments to the Norwegian ETS to bring its design features even further in line with the EU ETS. Nevertheless, Norway agreed to adopt the EU Directive and undertook several adjustments to its own ETS. The extension of the EU scheme to Norway is therefore the first example of linkage between two ETSs.[172] Prior to the bilateral link, which became operational in 2008, Norway had established a unilateral link to the EU ETS. This allowed entities covered by the Norwegian ETS to surrender EUAs for domestic compliance obligations.

Pre-existing similarities between the Norwegian ETS and the EU ETS

Norway's strong interest in linking to the EU ETS means that many scheme elements were designed in a way to enhance compatibility with the EU scheme. Norway chose the same trading periods as the EU ETS, with phase I lasting from 2005-2007, phase II from 2008-2012 and phase III from 2013-2020. Just like the EU, Norway opted for a cap-and-trade system with

170) Norwegian Ministry of Environment Act of 17 December 2004 No.99 Relating to Greenhouse Gas Emission Allowance Trading and the Duty to Surrender Emission Allowances.

171) Sterk et al. (2006) Ready to Link up? Implications of Design Differences for Linking Domestic Emissions Trading Schemes.

172) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

an absolute target.

Although there are significant differences between Norway and the EU in the amount of allowances allocated for free, the mechanism for doing so is the same across the two schemes. During the first two trading periods, free allocations were distributed using the grandfathering method. Since the beginning of phase III, free allocation is based on industry benchmarks of GHG performance.

The rules for temporal trading under the Norwegian ETS are the same as in the EU. Borrowing of allowances is implicitly possible as permits for the new calendar year are transferred to the operator's account two months prior to the deadline for surrendering allowances for the previous year.[173] Banking of allowances is permitted between trading years and, like in the case of the EU, this is not restricted to the same multi-year trading period since phase II.[174]

The compliance period under the Norwegian scheme is one year, the same as in the EU. The deadline for companies to transfer the required allowances is almost identical under the two schemes – 30 April in the case of the EU ETS and 1 May under the Norwegian ETS.

The penalty for non-compliance under the Norwegian ETS was designed in the same way as under the EU scheme. The penalty consists of a fine, while also requiring non-compliant entities to surrender the missing allowances in the subsequent year. The fine has been the same in Norway and the EU, amounting to EUR 40 per tonne during the first trading period and EUR 100 since phase II.[175]

---

173) Norwegian Ministry of Environment Act of 17 December 2004 No.99 Relating to Greenhouse Gas Emission Allowance Trading and the Duty to Surrender Emission Allowances.

174) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

175) Sterk et al. (2006) Ready to Link up? Implications of Design Differences for Linking Domestic Emissions Trading Schemes.

Features harmonized through amendments to the Norwegian Act

As mentioned above, when the Norwegian ETS was being developed, policy makers already showed a strong interest in linking their scheme to the EU, and many features were designed in a way to make them compatible with the EU ETS in order to facilitate linkage. Certain differences nevertheless existed between the two schemes and some required amendments. Given the nature of the linkage agreement whereby Norway, as an EEA-EFTA state, adopted the EU Directive, the changes took place in the Norwegian scheme.

The most significant change concerns the sectoral coverage of the ETS. During phase I, the coverage of the Norwegian ETS was limited as it did not include any sectors that were subject to the country's CO_2 tax, which had been in place since 1991. Prior to linkage with the EU ETS, the Norwegian ETS did therefore not cover the following sectors: gasoline; light and heavy fuel oil; oil and gas in the North Sea; pulp and paper; fishmeal; domestic aviation and domestic shipping. As such, only 51 entities fell under the ETS, accounting for only eleven per cent of the country's 2005 GHG emissions.[176] The 2007 amendment of the Norwegian Greenhouse Gas Emission Trading Act significantly extended the coverage of the ETS and since then includes the following sectors: energy production; refining of mineral oil; coke production; production and processing of iron and steel, including roasting and sintering of iron ore; production of cement, lime, glass, glass fibre and ceramic products; and production of paper, board and pulp from timber and other fibrous materials.[177] Through these amendments, the sectoral cov-

176) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

177) Norwegian Ministry of Environment Act of 17 December 2004 No.99 Relating to Greenhouse Gas Emission Allowance Trading and the Duty to Surrender Emission

erage of the Norwegian ETS has been largely harmonized with the one of the EU scheme.[178] Moreover, the Norwegian ETS covered forty per cent of the country's projected 2008-2012 GHG emissions – a similar figure as in the EU.

Norway decided to include aviation under its ETS from 2010, whereas the EU did not include aviation until 2012.[179] The inclusion of aviation under the linked ETS is, however, currently suspended. The re-introduction of aviation is uncertain given the recent decision by ICAO to begin talks about a global MBM to address emissions from aviation.

Persisting differences between the Norwegian ETS and the EU ETS

The two schemes vary slightly in their reduction commitments. While the EU had a more ambitious target for 2008-2012, Norway's 2020 target is more ambitious at thirty per cent below 1990 levels compared to the EU reduction target of twenty per cent. There is, however, no significant difference in the stringency of the targets that would have made linkage politically unacceptable or environmentally ineffective for either system.

Although Norway undertook several amendments to its ETS in order to adopt the directive, thereby further harmonizing the Norwegian scheme with the EU ETS, Norway negotiated some variations for its scheme with regard to the allocation of free allowances and auctioning. The degree of auctioning is significantly higher in Norway, which is to a large extent driven by the absence of free allocations to offshore oil and gas production – a sector that makes up 64 per cent of Norway's capped emissions.[180] Norwegian policy makers are strongly convinced that operators and investors should face the

---

Allowances.

178) EDF/IETA (2013) Emissions Trading System Comparison Table.

179) EU

180) Hood (2010) Reviewing existing and proposed emissions trading systems.

full environmental cost of their emissions in accordance with the polluter pays principle. Norway therefore decided that for phase II of the ETS, more than 50 per cent of Norwegian allowances can be sold through auctions or other market mechanisms and around one-third of allowances would be allocated free of charge.[181] During phase I, covered entities were to receive 95 per cent of allowances free of charge. An adjustment in the installation calculation meant, however, that they only received 91 per cent of their requested allowances for free. In the second trading period, around 50 per cent of allowances were auctioned and thirty-nine per cent were distributed free of charge. While offshore oil and gas production are not eligible for free allocation, the proportion of allowances distributed for free to land-based industries is relatively high in Norway compared to the rest of the EU, amounting to 92 per cent of annual average emissions during the 1998-2011 base year period.[182] From the onset of the third trading period in 2013, 100 per cent of allowances will be sold through auctions or secondary markets in Norway.[183]

Slight differences also exist with regard to the gases covered under the two schemes. Norway chose to include N_2O from the second trading period, while the EU only covered it from phase III.[184]

Both Norway and the EU have quantitative and qualitative limits in place regarding the use of international offset credits. While the EU already accepted CERs during phase I, in Norway the use of both CERs and ERUs

181) Norwegian Ministry of Environment: Norwegian National Allocation Plan for the emissions trading system in 2008-2012.

182) Norwegian Ministry of Environment: Norwegian National Allocation Plan for the emissions trading system in 2008-2012.

183) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

184) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

was only accepted for compliance since the beginning of the second trading period. For the 2008-2012 period, Norway set the quantitative limit for the use of offsets at twenty per cent of the annual total quantity of allowances, while the EU's limit for the same period amounted to 13.4 per cent of the total EU ETS cap. The restrictions on the type of project credits accepted are similar under the two schemes. Both of them exclude offsets from nuclear projects and LULUCF. But while credits from large-scale hydropower projects are subject to conditions under the EU ETS, they are completely banned under the Norwegian scheme.[185)]

Like the EU, Norway has an allowance reserve for new entrants. During the first trading period it was however reserved for new gas-fired power plants based on carbon capture and storage (CCS) technology as well as highly efficient combined heat and power plants. This has been amended and those entering the system after 1 January 2008 are now only eligible for free allowances if they are highly efficient combined heat or power plants.[186)]

The MRV rules that are in place in Norway are similar to the ones under the EU ETS, requiring covered entities to measure and report their emissions on a yearly basis and submit them to a designated authority. The Norwegian rules are, however, less stringent in that they do not require companies to have their reported emissions independently verified prior to submission. Instead, Norwegian authorities can request independent verification on a case-by-case basis.[187)]

185) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

186) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

187) Norwegian Ministry of Environment: Norwegian National Allocation Plan for the emissions trading system in 2008-2012.

Lessons from the Norwegian experience

The linkage between the ETSs in Norway and the EU constitutes a special case. First, from the outset, Norwegian policy makers had a strong interest in linking to the EU scheme, and the design of the Norwegian scheme reflects this intention. Many features were developed in a way that made them compatible with the EU ETS. Second, the establishment of the link took place in the EEA-EFTA context, meaning that Norway linked to the EU scheme through the adoption of the EU ETS Directive instead of a linkage agreement. Like for many other agreements between the EU and EEA-EFTA member states, Norway adopted the relevant EU legislation, thereby aligning its scheme with the one of the EU in order to enter cooperation. The few existing barriers between the two schemes were thereby eliminated through amendments in the Norwegian scheme and the respective schemes are now largely harmonized, with only some negotiated exceptions for Norway. To sum up, there were not many potential barriers to a linked EU-Norwegian carbon market in the first place and those that existed were eliminated through amendments to the Norwegian scheme.

Some of the differences between the EU ETS and Norwegian ETS were unlikely to pose barriers, including MRV mechanisms, rules for the treatment of new entrants, and differences in the quantity of allowances allocated free of charge. Regarding MRV rules, the Norwegian system is slightly less stringent due to the absence of a mandatory requirement for independent verification. Overall, the Norwegian MRV system is nevertheless robust. As discussed in chapter 3.4, differences in the treatment of new entrants do not prevent linkage, and neither do differences in the quota for free allowances. While the Norwegian scheme has from the beginning allocated fewer allowances free of charge, requiring a higher proportion of permits to be obtained

through auctions or other market mechanisms, the difference would exist irrespective of linkage.

Some differences between the Norwegian and EU scheme that could have in theory prevented linkage did not pose barriers in practice, either because the differences were small or eliminated. While the EU cap was more ambitious for 2008-2012, the Norwegian cap is more ambitious for 2013-2020. But the differences are not significant enough to undermine the environmental effectiveness of the linked scheme or make linkage politically unacceptable. The differences in the qualitative and quantitative limits for the use of offset credits are very small, with both schemes having very similar rules in this respect. The biggest barrier for linking the Norwegian scheme with the EU ETS was the limited sectoral coverage under phase I of the Norwegian scheme, which excluded many sectors on the basis that they were already subject to the country's CO_2 tax. Norway eliminated this barrier by extending its sectoral coverage, aligning it with the scope of the EU ETS. The earlier inclusion of N_2O under the Norwegian ETS was not going to pose any difficulty to linkage as it could still be accurately monitored.

In light of the short time during which the Norwegian ETS was running without linkage to the EU ETS, it is difficult to assess the concrete impact of the linkage. Both schemes only completed a three-year phase before linking up. As the first phase of an ETS can be considered a trial phase, changes in Norway since the linkage to the EU ETS at the beginning of its second trading year cannot be attributed to linkage itself. Instead, they can result from changes made in response to lessons learnt during the first period. For example, just like in the EU, allowance prices fell to almost zero during Norway's first trading period.[188] An increase in allowance price since the establishment of the link with the EU ETS can therefore not be solely ascribed

188) Find reference

to the linkage. Instead, it likely reflects corrections to the over-allocation of allowances. Similarly, it would not be possible to attribute changes in prices of energy and energy-intensive goods to linkage between the two schemes. Such changes could be the result of many factors that would need to be controlled for. The impacts on carbon leakage would be another interesting aspect to analyse. But given the uncertainty regarding the occurrence of carbon leakage and the difficulties involved in measuring this potential phenomenon, such an analysis cannot be undertaken at this point in time.

Nevertheless, it is possible to make some observations with regard to the linkage between the EU ETS and the Norwegian ETS. For the EU, linkage with the Norwegian scheme did not involve negative effects. Not only is the EU ETS the bigger one of the two schemes and, apart from price shocks, therefore less exposed to developments in the Norwegian ETS, but it also imposed its ETS legislation on Norway by establishing the link in the EEA-EFTA context. This resulted in a strong alignment of the Norwegian scheme with the EU ETS. As the bigger scheme, the EU is likely to have seen a price convergence closer to its own allowance price, but given the EU's priorities, where environmental effectiveness clearly outweighs price stability, even the possibility of a more significant price increase would not have had much of an effect on the EU decision to link up with Norway. On the contrary, given the EU's problem with low allowance prices, a price increase would most likely have been a welcome effect. For the EU, the implications of linkage were always rather positive. Most importantly, linkage allowed the EU to advance its commitment to multilateral climate action by sending a signal to other countries.

The Norwegian policy-makers, on the other hand, were the ones to face a trade-off. Against their wish to establish the link according to Article 25 of EU Directive 2003/87/EC, the EU insisted that Norway had to adopt the EU ETS Directive and therefore harmonize existing differences through

amendments to the Norwegian ETS. As a result, Norway clearly faced a loss of regulatory control over its own ETS. Norwegian policy-makers are now restricted in their decision-making as they are bound by the EU ETS legislation. However, the required changes were relatively small. The biggest adjustment was the extension of the sectoral scope, but given that the newly covered sectors were previously subject to the country's CO_2 tax, the trade-off rather concerned the Norwegian government than the covered entities.

As mentioned above, it is difficult to attribute a price change in the linked EU-Norwegian scheme to linkage given that the schemes in both countries had only been running for a three-year trial period during which prices fell to almost zero as a result of over-allocation. However, even if the link had resulted in a significant price increase for Norway, it is unlikely that this would have prevented Norway from linking up with the EU ETS, given that environmental effectiveness has a higher priority for Norway than price stability.[189)]

Importantly, as a small country Norway had much to gain from a linkage with the large EU carbon market through the potential for greater cost-effective reduction, enhanced market liquidity, price stability and more flexibility in achieving its targets as a result of access to more abatement opportunities. Moreover, as the EU is Norway's main trading partner accounting for 81 per cent of its exports and 63 per cent of its imports[190)], linkage to the EU ETS most probably helped to address domestic competitiveness concerns vis-à-vis companies in the EU market.[191)] Norway's establishment of a unilateral link

189) The CO_2 tax, which was much higher than the carbon price under the ETS, illustrates that Norway is not overly concerned with the price large polluters face.

190) World Trade Organization (2013) Trade Profiles: Norway, available at: http://stat.wto.org/CountryProfile/WSDBCountryPFView.aspx?Language=E&Country=NO, Accessed on 22.10.2013.

191) Insert source

to the EU ETS during the first trading period clearly illustrates the country's interest in linking to a bigger carbon market.

In light of the circumstances under which the linkage between the Norwegian ETS and the EU ETS was established, it becomes clear that this example represents a special case as the 'linking' can rather be considered an integration of the Norwegian scheme into the EU ETS. It is a case where the two schemes were already largely aligned prior to linkage given Norway's interest in such a link while it was designing its own scheme. The remaining differences fell into the category of those that would not pose barriers to linkage or that were eliminated through changes to the Norwegian ETS. However, the EU-Norwegian linkage also shows that schemes do not need to be entirely harmonized and that small differences can prevail in certain areas without compromising linkage.

4.2 Switzerland

The EU and Switzerland are currently in the final stages of negotiating a link between their ETSs. The aim is to complete technical negotiations by the end of 2013. Depending on the progress, the link could become operational by 2015.[192] The Swiss ETS has been in place since 1 January 2008, with the first trading period lasting from 2008-2012 and the second phase scheduled for 2013-2020.[193] Swiss policy makers have undertaken important changes to their ETS in 2012, thereby significantly increasing their scheme's compatibility with the EU ETS. Many of the initial design features of the Swiss ETS would have posed substantial barriers to a link with the EU's

192) FOEN (09.07.2013) "Fourth Round of Swiss-EU Negotiations on Linking of Emissions Trading Systems", available at: http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05576/12688/index.html?lang=en&msg-id=49632 (Accessed on 10.10.2013).

193) EDF/IETA (2013) Switzerland - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

scheme, including the voluntary nature of the Swiss scheme, its enforcement regime and rules for the use of international offset credits.

The Swiss ETS from 2008 to 2012: a voluntary scheme

Under the Kyoto Protocol, Switzerland had committed to reducing GHG emissions by eight per cent relative to its 1990 levels for 2008-2012 – the same pledge the EU had made. Switzerland's 2020 target is to reduce GHG emissions by twenty per cent relative to 1990, or even by forty per cent in case of an international climate deal.[194]Like the EU, Switzerland chose to introduce an ETS to help it achieve its target. In 1999, Switzerland adopted the Act on the Reduction of CO_2 emissions (CO_2 Act), which introduced two instruments: a CO_2 levy for heating, industrial processes and transportation fuels; and a national ETS.

However, during the first trading period, the Swiss ETS differed significantly from the EU ETS. Unlike the EU ETS, the Swiss ETS was designed as a voluntary scheme that offered companies an alternative to the CO_2 levy. Instead of paying the CO_2 levy, companies could instead opt to voluntarily set an absolute emissions target, which had to be approved by the federal authorities, receive allowances and participate in the Swiss ETS. The emissions threshold for companies to participate directly in the ETS was set at 25,000 tCO_2e per year. Companies falling below that threshold that chose to set voluntary absolute emissions targets were not allocated allowances, but they were allowed to purchase allowances if they exceeded their cap. The sectors covered by the voluntary Swiss ETS included the following sectors: ceramics; paper; plastics; aluminium; glass; chemistry; metal-working and engineering; foodstuffs; lime; foundries; printers; haymakers. Companies from these sectors that met the threshold and chose to participate in the Swiss ETS

194) Bundesgesetz über die Reduktion von CO_2-Emissionen (CO_2-Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (as of 1 January 2013).

were allocated allowances free of charge based on a 'bottom-up' approach. According to this method, federal authorities assessed a company's potential to reduce CO_2 emissions from a technical and economic point of view.[195)]

During phase I of the Swiss ETS, companies were able to not only use CERs and ERUs as international offset credits, but also removal units (RMUs) generated through net removals from LULUCF. Temporary certificates from carbon sink projects were also accepted but could not be banked for future commitment periods. Swiss authorities were further allowed to ask companies for additional offsets once temporary credits expired.

The penalty regime under the first trading period of the Swiss ETS varied significantly from the one under the EU ETS. Companies that failed to comply had to retroactively pay the CO_2 levy plus interest. The CO_2 levy therefore effectively formed a price cap for the Swiss ETS.

These differences demonstrate that the design of the Swiss ETS made it largely incompatible with the EU ETS. Some features of the Swiss ETS were at risk of creating significant barriers to a linkage agreement. The voluntary character of the scheme and the design of the penalty regime would have likely rendered linkage unacceptable for the EU as these features effectively created a price cap, which would have propagated into the EU ETS. The acceptance of international offset credits from LULUCF under the Swiss ETS would have also made linkage difficult as the EU never accepted credits generated through such projects.

The Swiss ETS since 2013: enhanced compatibility with the EU ETS

Negotiations between Switzerland and the EU to link their respective ETSs officially began on 8 March 2011, but they had been preceded by exploratory talks since 2008. Swiss policy makers were aware of the potential barriers

195) EDF/IETA (2013) Switzerland - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

posed by the design differences between the two schemes and the Swiss Federal Council recommended that "the Swiss ETS be adapted in the context of the ongoing complete revision of the CO_2 Act with a view of attaining a high level of compatibility with the EU ETS [as this] would pave the way for a successful linking of the two systems."[196] The federal law on the reduction of CO_2 emissions and the regulation on the reduction of CO_2 emissions clearly show that significant amendments were made to the Swiss ETS as of 1 January 2013 that enhanced its compatibility with the EU ETS.

One of the most important changes concerns the move from a voluntary scheme to a mandatory one. Companies falling under the following sectors are now required to participate in the ETS: energy production; refining of mineral oil; coke production; production and processing of iron and steel, including roasting and sintering of iron ore; metals; aluminium; cement; lime; glass and glass fibre; ceramic products; production of insulation materials from mineral wool; gypsum; pulp, paper and cardboard; acids; production of ammonia; bulk organic chemicals; production of hydrogen and syngas; and production of soda and sodium.[197] The revised CO_2 Act also provides the Federal Council with the option to include aviation under the ETS. The previous discussion shows, however, that the future of role of aviation under ETSs is currently uncertain. Designated sectors not covered by the mandatory ETS are still able to apply for participation in the ETS. While voluntary opt-in provision have the potential to act as barriers to linkage, the voluntary opt-in for SMEs under the Swiss ETS does not seem to pose a problem for linkage with the EU's scheme. While companies choosing to join the scheme are able to purchase allowances if their emissions exceed their voluntarily set

196) FOEN (09.03.2011) "First formal round of negotiations held with EU for linking of emissions trading systems", available at: http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05576/12688/index.html?lang=en&msg-id=38021.

197) Verordnung über die Reduktion von CO_2-Emissionen (CO_2-Verordnung) vom 30. November (as of 1 June 2013).

cap, they are not allocated any allowances in the first place, therefore eliminating concerns about high levels in opt-ins and increases in emissions. With regard to the GHGs covered, the Swiss ETS only includes CO_2 emissions. The EU ETS, on the other hand, also covers N_2O and PFCs. But this difference does not pose a barrier as neither scheme includes gases that cannot be accurately monitored.

Importantly, Switzerland amended its penalty regime. Non-compliant companies now face a fine of EUR 100 per tonne and are required to submit the missing allowances in the subsequent year.[198] Together with the move towards a mandatory ETS, this removes the price cap that existed under the voluntary scheme.

Harmonization also took place with regard to the allocation of allowances. For the period covering 2013-2020, allocation will combine free distribution and auctioning. From 2013, free allocation under the Swiss ETS will be based on industry benchmarks, reflecting the average emissions of ten per cent of the most efficient installations. Free allocation for companies considered to be at high risk of carbon leakage will be determined through an adjustment factor that will be gradually reduced until 2020.[199] According to Article 19(3) of the Federal Law on the Reduction of CO_2 emissions, the Federal Council may take into account comparable international regulations to specify the details of the allowance allocation.[200] This provides Swiss authorities with the option to further align its allocation mechanisms with the EU ETS. As in the EU scheme, the Swiss ETS includes an allowance reserve

198) Bundesgesetz über die Reduktion von CO_2-Emissionen (CO_2-Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (as of 1 January 2013).

199) FOEN (07.01.2013) "Emission allowances issued for free (benchmark approach)" available at: http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05545/12434/index.html?lang=en, Accessed on 10.10.2013.

200) Bundesgesetz über die Reduktion von CO_2-Emissionen (CO_2-Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (as of 1 January 2013).

for new entrants, set at five per cent of the cap.

The Swiss rules for the use of international offset credits under the ETS have also been changed and they are now more compatible with the EU rules. Since 2013, companies covered by the Swiss ETS can only surrender CERs and ERUs for compliance, excluding credits generated from nuclear facilities, LULUCF and the destruction of industrial gases. Just like under the EU ETS, Switzerland now only accepts CERs from LDCs. Moreover, the Swiss scheme excludes additional offsets, such as credits generated from large hydropower projects.[201] As this difference also exists between the EU and Norway, it should, however, not pose a barrier to linkage. The Swiss ETS also has a quantitative limit in place for the use of international offset credits. For companies that participated in the ETS during the first trading period the limit is at eleven per cent of the emission allowances issued during 2008-2012 minus the offsets used during that time. For new participants, the limit amounts to 4.5 per cent of their effective emissions in the second trading period.[202]

Entities covered by the Swiss ETS are required to measure their emissions and report them to the Swiss authorities on an annual basis. A difference exists, however, in the MRV rules of the two schemes. Unlike in the EU, the Swiss ETS does not require reports to be independently verified. Instead, Swiss authorities reserve the right to request independent verification on a case-by-case basis.[203] However, the Swiss MRV rules correspond to the ones of Norway, which did not pose a barrier to linkage between the EU and

201) FOEN (2013) Fact Sheet: Emission Reductions Achieved Abroad: Quality, Quantity and Carry-Over.

202) FOEN (07.01.2013) "Foreign emission reductions (certificates)" available at http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05545/12456/index.html?lang=en, Accessed on 10.10.2013.

203) FOEN (16.04.2013) "Monitoring companies that participate in emissions trading" available at: http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05545/12436/index.html?lang=en, Accessed on 10.10.2013.

Norway. Since the Swiss MRV system is as robust as the Norwegian one, the absence of the requirement to have emissions reports independently period prior to submitting them to the national authorities should not pose a barrier.

No differences exist between the Swiss and EU ETSs with regard to banking and borrowing. The Swiss ETS allows borrowing within and between trading periods and borrowing within the same trading period.[204)]

The determination of the cap under the Swiss ETS differs from the EU's procedure. While the EU cap is set by the European Commission, the Swiss cap is the sum of the caps of the entities covered by the ETS.[205)] This difference should not pose any difficulties as both systems have absolute caps in place and the Swiss cap, like the EU cap, will be gradually reduced over the 2013-2020 period.

Lessons from the Swiss experience

During phase I of the Swiss ETS, there were few similarities with the EU ETS. While both had chosen ETSs as a tool to meet their Kyoto commitments and they had the same emissions reduction targets, the systems differed in many important elements. But the amendments made to the Swiss ETS for phase II of have rendered it largely compatible with the EU ETS. The changes discussed above show, however, the compromises Switzerland had to make to facilitate linkage with the EU ETS. The loss of regulatory control manifests itself in the adaptations of the Swiss system, such as the move to a mandatory system, a more stringent penalty regime and the elimi-

204) Bundesgesetz über die Reduktion von CO_2-Emissionen (CO_2-Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (as of 1 January 2013);

205) FOEN (07.01.2013) "Emissionsobergrenze (Cap) im Emissionshandelssystem und Absenkpfad" available at: http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05545/12433/index.html?lang=de, Accessed on 10.10.2013.

nation of the price cap associated with the old scheme, additional restrictions for the use of international offset credits and changes in the allocation mechanisms. Through the linkage of their systems, both the EU and Switzerland further expose themselves to price shocks that occur in the other systems.

However, the Swiss amendments are not necessarily a mere consequence of the envisaged linkage. With the first trading period ending in 2012, the Swiss CO_2 Act was to be revised irrespective of potential linkage. Moreover, at 3 $MtCO_2e$, the Swiss carbon market is extremely small. Switzerland stands to gain much from linking to the EU ETS, which at a size of 2000 $MtCO_2e$, is the world's biggest carbon market.

A link to the EU ETS would give Swiss companies access to a broader, more liquid market with more stable prices. Swiss companies would have more flexibility in meeting their targets through a wider range of abatement opportunities. Research conducted in 2010 on the linkage of the Swiss ETS with the EU ETS shows several benefits for Switzerland. First, the EU can reduce emissions in a more cost-efficient way than Switzerland. Through linkage, prices will converge, reducing allowance prices for Swiss companies. The effect would be particularly strong in case of an international climate deal as this would involve a more ambitious reduction target by Switzerland and Switzerland has much higher marginal abatement costs than the EU. While Switzerland would benefit from lower allowance prices irrespective of an international climate agreement, the gain would be even bigger if a global climate deal was reached. Second, the allowance price is more predictable in the EU market as the small size of the Swiss market hinders trade and price formation. Linking to the EU ETS would therefore enhance price predictability for Swiss companies. Third, without linkage, the higher allowance price in Switzerland could lead to increased carbon leakage from Switzerland to the EU – a risk that could be addressed through linkage.[206)]

Moreover another potential benefit arises from the importance of the EU market for Swiss trade. Linking to their main trading partner who account for 60 per cent of their exports and 78 per cent of their imports could address competitiveness concerns of Swiss companies that might exist in the absence of linkage where Swiss companies would face higher carbon prices.[207)]

Finally, Swiss companies might also benefit from the difference in the compliance date. The date to surrender allowances under the Swiss ETS is one month after the EU's date. This difference can enhance the liquidity of the carbon market that Swiss companies operate in.

The EU faces no real compromises in order to link to the Swiss ETS since all necessary adaptations to harmonize the two systems are carried out in the Swiss ETS. While the price convergence is likely to increase the allowance price in the EU, this does not create a trade-off for EU policy makers given their high priority for environmental effectiveness over price stability. On the contrary, in light of the current problem of low permit prices, EU policy-makers would welcome a price increase. In any case, as the bigger system, the EU ETS is also likely to see a price convergence closer to its own allowance price. For the EU, linking with the Swiss ETS is therefore primarily an attractive option as it establishes the first real linkage to an ETS in a third country given that the link with Norway rather constitutes an extension of the EU ETS. Consequently, linkage between the EU ETS and the Swiss ETS fulfils an important signalling function for the EU. It illustrates the EU's commitment to international cooperation in the area climate change and shows that the EU's main policy tool in this area can support progress on this front.

---

206) Ecoplan (2010) Schweizer Emissionshandelssystem: Wie weiter nach 2012?

207) World Trade Organization (2013) Trade Profiles: Switzerland, available at: http://stat.wto.org/CountryProfile/WSDBCountryPFView.aspx?Language=E&Country=CH, Accessed on 22.10.2013.

4.3 Australia

Carbon pricing and emissions trading have been politically contentious issues in Australia over the past decade. Amidst strong opposition, the Carbon Pricing Mechanism (CPM) was introduced on 1 July 2012 under the Labour Party's rule. It consists of a fixed carbon price of AUD 23, or EUR 16, rising at 2.5 per cent a year in real terms, at which covered entities can purchase allowances from the government, while also providing for the use of offset credits. It is planned that as of 1 July 2015, the CPM will be transformed into an ETS.[208] In this context, the EU and Australia agreed on linking their respective schemes. A unilateral link is to be introduced with the start of the Australian ETS in July 2015, allowing Australian installations to surrender EUAs for up to 50 per cent of their compliance obligations. A full bilateral link between the two schemes is planned for July 2018, which will allow companies from both systems to use permits from the other scheme.[209] In light of the recent election results, the future of the Australian ETS, and consequently the linkage to the EU ETS, are uncertain at the time of writing. The September 2013 national elections resulted in a change of government with opposition leader Tony Abbott becoming Prime Minister. Abbott has been a strong opponent of the carbon tax and ETS in the absence of similar policies in other countries and has vowed to scrap the carbon tax and plans for the ETS if he came to power.[210]

---

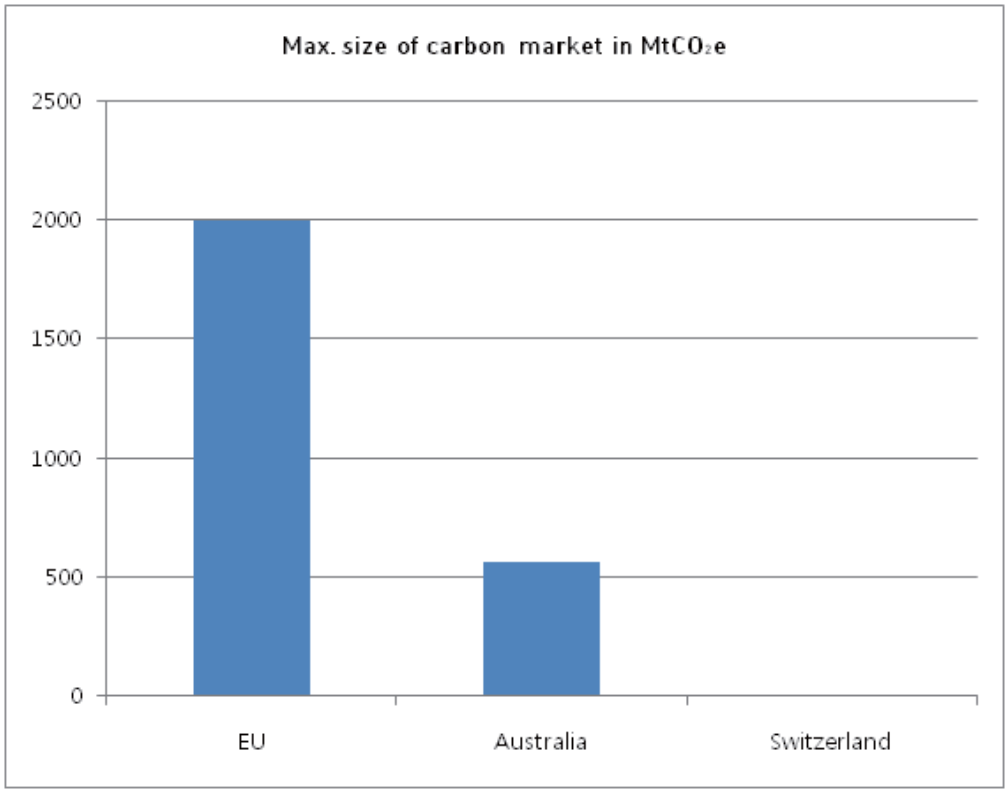
208) EDF/IETA (2013) Australia - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

209) European Commission (28.12.2012) "Australia and European Commission agree on pathway towards fully linking Emissions Trading systems." Joint Press Release. Accessed on 11.10.2013.

210) Bridges Trade Bio Res (12.09.2013) "New Australia PM: Carbon Tax Repeal Tops Agenda" Available at: http://ictsd.org/i/news/biores/176738/, accessed on 11.10.2013.

Despite the uncertainty regarding the introduction of the Australian ETS and its linkage to the EU ETS, it is worth analysing the Australian case for several reasons. First, out of all the implemented and proposed linkages the one between the EU and Australia would be the first of intercontinental nature. Second, compared to the previous two cases, Australia would have a larger carbon market at 560 $MtCO_2e$ (*see figure* 5) and thus provide the first opportunity for the EU to link with a relatively big market. Third, linkage between the EU and Australian ETSs has generated much interest over the past year.

Figure 5: Max. Size of Carbon Markets in $MtCO_2e$ – EU, Australia and Switzerland



Source: Wilde et al. (2009) and EDF/IETA (2013b)

The Australian scheme: from carbon tax to emissions trading and linkage to the EU ETS

Under the Copenhagen Accord, Australia had pledged to reduce GHG emissions by five per cent relative to 2000 levels by 2020. In case of an international climate deal, the target could be increased to twenty-five per cen t.[211] In addition, a longer-term target was set, aiming at an 80 per cent reduction below 2000 levels by 2050. To help Australia reach its target, the country introduced a carbon tax in July 2012, which is meant to be transformed into an ETS as of 1 July 2015. It is foreseen that Australia will establish a unilateral link to the EU ETS at the same time as moving from the carbon tax to the ETS. The 2015 transition to the ETS will involve several changes and additional amendments are planned from 2018 onwards when the Australian scheme is scheduled to be linked to the EU ETS via a full bilateral link. In order to enhance the compatibility of the Australian ETS with the EU ETS, Australia has so far agreed to undertake amendments with regard to cost containment measures and the rules for the use of Kyoto credits.

In a first move, the fixed price system will be replaced by a flexible price mechanism in July 2015. The Australian government will, however, set a price ceiling at AUD 20, or EUR 14 above the EUA price, increasing by five per cent annually. In light of the planned linkage with the EU ETS, Australia has agreed not to introduce a price floor when the flexible price phase begins in 2015. Moreover, the price ceiling planned for the 2015-2018 period will be removed as of 1 July 2018 when the bilateral link is scheduled to take effect.

---

211) Australian Parliament (2012) Statement by the Honourable Greg Combet AM MP "Securing a clean Energy Future".

With regard to Kyoto units, Australia has agreed to impose a quantitative limit on the use of CERs and ERUs at 12.5 per cent of a company's compliance obligations in order to enhance compatibility with the EU rules in this area.[212] Like the EU ETS, the Australian ETS will also exclude CERs and ERUs generated through nuclear projects, the destruction of industrial gases and from large-scale hydropower projects that are inconsistent with EU criteria.[213] An ongoing topic in the EU-Australian linkage discussions that would need to be addressed concerns the use Australian Carbon Credit Units (ACCUs) - domestic credits generated through the Carbon Farming Initiative (CFI), which includes projects in agriculture and land-use management. The use of ACCUs is currently limited to five per cent of a company's compliance obligation, but no limits are foreseen once Australia moves to the flexible price system. Credits generated through agricultural and land-use management activities are not accepted under the EU ETS. The role of ACCUs therefore requires clarification prior to the establishment of a bilateral link between the two schemes.[214]

As of 2015, the Australian scheme will allow unlimited banking of allowances. There would thus be no difference between the EU and Australia in this regard. Australia plans, however, to limit borrowing at five per cent of a company's compliance obligation. While borrowing is only implicitly possible under the EU ETS, there are no quantitative restrictions. Linking the Australian ETS and EU ETS would extend the EU's practice to Australia, therefore eliminating the planned quantitative limit.[215]

---

212) European Commission (28.12.2012) "Australia and European Commission agree on pathway towards fully linking Emissions Trading systems." Joint Press Release. Accessed on 11.10.2013.

213) Australian Parliament (2012) Statement by the Honourable Greg Combet AM MP "Securing a clean Energy Future".

214) EDF/IETA (2013) Australia - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

215) EDF/IETA (2013) Australia - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to

The penalty regime for non-compliance will also be amended with the transition to the ETS. Under the current regime, companies that fail to comply with their obligations are required to pay a penalty of 1.3 times the fixed allowance price. This will be replaced by a fine of double the benchmark average auction charge for that particular year.[216] Depending on the allowance price, the fine can amount to more or less than under the EU penalty regime which imposes a set fine at EUR 100 per tonne and requires companies to surrender the missing allowances. While this difference does not necessarily prevent linkage as neither scheme has a penalty regime in place that would effectively impose a price cap, the EU might nevertheless request further harmonization in this regard. As linkage extends the least stringent penalty rules to the entire system, the EU might ask Australia to add the requirement for non-compliant companies to surrender missing allowances in the subsequent year and to introduce a set fine at the level of the EU fine.

The move from the carbon tax to the ETS will not affect the sectoral coverage. As under the carbon tax, the ETS will cover most sectors above a threshold of 25,000 tCO_2e per year. The transport sector will be partly covered through an equivalent carbon price, calculated every six months based on the average carbon price over that period. It is expected that the ETS will cover 60 per cent of Australia's emissions. In addition to CO_2, N_2O and PFCs, the Australian ETS would also cover methane (CH_4) – a gas not covered under the ETS.[217]

Similar to the EU ETS, the distribution of allowances under the Australian scheme will be a mix of free allocation and auctioning. Emissions-intensive trade-exposed industries will be entitled to free allocation. Similar to the EU

Emissions Trading.

216) EDF/IETA (2013) Australia - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

217) EDF/IETA (2013) Australia - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

regulation, Australia will base their free allowances on industry benchmarks. Highly emission-intensive industries will receive up to 94.5 per cent of the industry average baseline, moderately emission-intensive industries up to 66 per cent.

Lessons from the Australian experience

Currently, Australia does not have an ETS in place, but prices carbon through a fixed levy. The planned transition to the ETS in July 2015 would already entail several changes as outlined above, even in the absence of linkage. The linkage negotiations have, however, prompted Australia to undertake some additional amendments to facilitate linkage with the EU ETS. The adaptations concern price containment measures and the rules for the use of international offset credits. Australia has agreed to refrain from introducing a price floor and to abandon the price ceiling as of July 2018. In addition, Australian policy makers introduced a quantitative limit for the use of Kyoto units and largely aligned the qualitative requirements with those applicable under the EU ETS. In order to enable linkage with the EU ETS, Australia therefore had to cease some regulatory control over its own scheme. Linkage would also remove Australia's planned quantitative limit on borrowing as this does not exist under the EU ETS, therefore requiring further compromise.

As some differences persist between the two schemes, Australia would likely have to make further concessions before a full bilateral link could be established with the EU ETS. The use of ACCUs generated through projects in agriculture and land-use management under the CFI would likely be raised as an issue by EU policy makers in future negotiation rounds, requiring further compromise from Australia's side. Measurement, reporting and verification rules are also expected to play a role in linkage negotiations.[218)]

218) European Commission (2012) FAQ: Linking the Australian and European Union emis-

While Australia and the EU vary more in their reduction commitments than the previous two cases, this has so far not posed a problem for a bilateral link between the two schemes.

Linkage could further lead to competitiveness concerns in Australia due to slight differences in sectoral coverage, the allocation methods, and particularly the inclusion of methane under the Australian scheme - a gas that is not covered under the EU ETS. The coverage of methane under the Australian ETS might raise carbon leakage and competitiveness concerns in the Australian coal industry which, unlike its EU counterparts, will have to pay for its methane emissions.[219] But these concerns would exist irrespective of linkage and should therefore not prevent linkage.

Despite these concessions and concerns, Australia has much to gain from a link with the EU ETS, which would likely outweigh the compromises the country has to accept to establish the link. According to estimates from the Australian government, its abatement costs would be double if all reductions were carried out domestically.[220] The lower abatement costs in the EU would reduce the allowance price Australian entities would face if a bilateral was established.[221] Consequently, Australia would be able to reach its emissions reduction target in a more cost-effective way. While the Australian carbon market would be much larger than the Norwegian or Swiss markets, companies covered by the Australian ETS would still benefit from a broader, more liquid carbon market with greater price stability and predictability.

An additional benefit for Australia would be the institutional lock-in a linkage agreement would create. The current developments show that Australia

---

sions trading systems.

219) The Carbon Briefing: Australia's punt on the EU ETS – how does it work? Accessed on 11.10.2013.

220) Insert AU presentation.

221) Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young (2013) South Korea's Emissions Trading Scheme.

is divided over its carbon tax and the planned ETS, and that changes in government threaten to reverse decisions taken by previous governments. This creates uncertainty for businesses and can delay low-carbon investments. If the ETS is introduced, international linkage would make a removal of the ETS less likely and therefore enhance certainty and predictability for Australian businesses.

For the EU, linkage with the Australian ETS would represent a significant step. As expressed by the European Commissioner for Climate Action, Connie Hedegaard, linkage between the EU ETS and the Australian ETS provides "evidence of strong international cooperation on climate change and will build further momentum towards establishing a robust international carbon market."[222] For the EU, linkage with Australia would therefore fulfil an important signalling function, especially as it would be the first case of intercontinental linkage and a link with a relatively big carbon market. Not only would it show that countries consider ETSs an effective climate policy tool, but also that it has the potential to advance international cooperation through linkage of domestic schemes. Compared to the previous two cases, the size of the Australian carbon market means that linkage would significantly extend the size of the carbon market entities covered by the EU ETS have access to. Australia would also exert a bigger influence on allowance prices in the linked market. As prices are expected to be higher in Australia, linkage to the Australian scheme would raise the price for EUAs, thereby offering a solution to the EU's problem of low allowance prices.

Similar to the preceding examples, the case of Australia shows that linkage does not require complete harmonization between schemes. Some differences and associated concerns would exist irrespective of linkage and therefore do

222) European Commission (28.12.2012) "Australia and European Commission agree on pathway towards fully linking Emissions Trading systems." Joint Press Release. Accessed on 11.10.2013.

not pose barriers to linking schemes, such as slight differences in sectoral coverage or in the allocation of allowances. But the Australian case also shows that certain differences have to be overcome in order to link two schemes and that the amendments take place in the scheme linking to the EU ETS. The EU requirement to remove price control measures and adapt the rules for the acceptance of Kyoto credits, followed by amendments in the Australian scheme, illustrates this point.

4.4 Lessons Learnt from Existing Examples of Linkages between ETSs

Despite their differences, the Norwegian, Swiss and Australian cases allow drawing some interesting conclusion and provide valuable lessons in the area of linkage.

First, the cases show that linkage to the EU ETS does not require complete harmonization between schemes. Some differences do not pose barriers, either because they are small, easy to overcome or their associated concerns would exist irrespective of linkage. This reasoning applies to MRV rules, the treatment of new entrants, trading periods and allocation mechanisms. The Norwegian and Swiss examples show, for example, that slight differences in MRV arrangements do not prevent linkage as long as the regime is robust. In all the cases, differences exist with regard to the allocation of allowances, but this did not pose a barrier since the associated concerns would also exist in the absence of linkage.

However, and second, the EU requires that certain differences are overcome in order to render linkage politically acceptable and environmentally effective. The EU requires largely harmonized penalty regimes and rules for the use of international offsets, as well as a removal of cost containment measures. The scope and coverage can differ slightly, but the case of Norway

shows that the EU will usually require some harmonization.

Third, all of the analysed cases show that the amendments do not take place in the EU ETS, but in the schemes linking to it. Norway, Switzerland and Australia had to undertake several changes in their own schemes in order to enable linkage to the EU ETS. Consequently, the schemes linking to the EU face trade-offs.

Fourth, despite the required concessions, schemes stand to gain much from linking to the EU ETS. As relatively small carbon markets, the other schemes benefit from access to a broader, more liquid market with greater price stability and predictability for their covered entities. The schemes linked or linking to the EU are further able to reduce emissions in a more cost-effective way. The Norwegian and Swiss cases also show that as a significant trading partner, linkage to the EU ETS can help ease domestic competitiveness concerns that might exist in the presence of different carbon prices between its own scheme and the EU ETS. Depending on the context, linkage to the EU might provide additional benefit. The Australian case shows, for example, that it would enhance certainty and predictability of the ETS policy by creating an institutional lock-in.

Finally, while the EU does not face a real trade-off through linkage, it has a strong interest in linking to other domestic ETSs in order to show that ETSs are not only a popular and effective climate policy tool, but that ETSs, through linkage, can also help to advance international cooperation in the area of climate change.

5. LINKING THE EU AND SOUTH KOREAN EMISSIONS TRADING SCHEMES

The South Korean ETS is scheduled to begin in 2015. The potential linkage to other schemes has already featured in the debates and a linking provision could be included in the Master Plan. It is therefore timely to assess linkage options for the South Korean scheme, particularly at a time when decisions about some scheme features are still being taken. The size of the EU carbon market and its previous experience in linking with other schemes makes the EU an attractive partner for linkage.

5.1 Rationale for a Linked EU-Korean Carbon Market

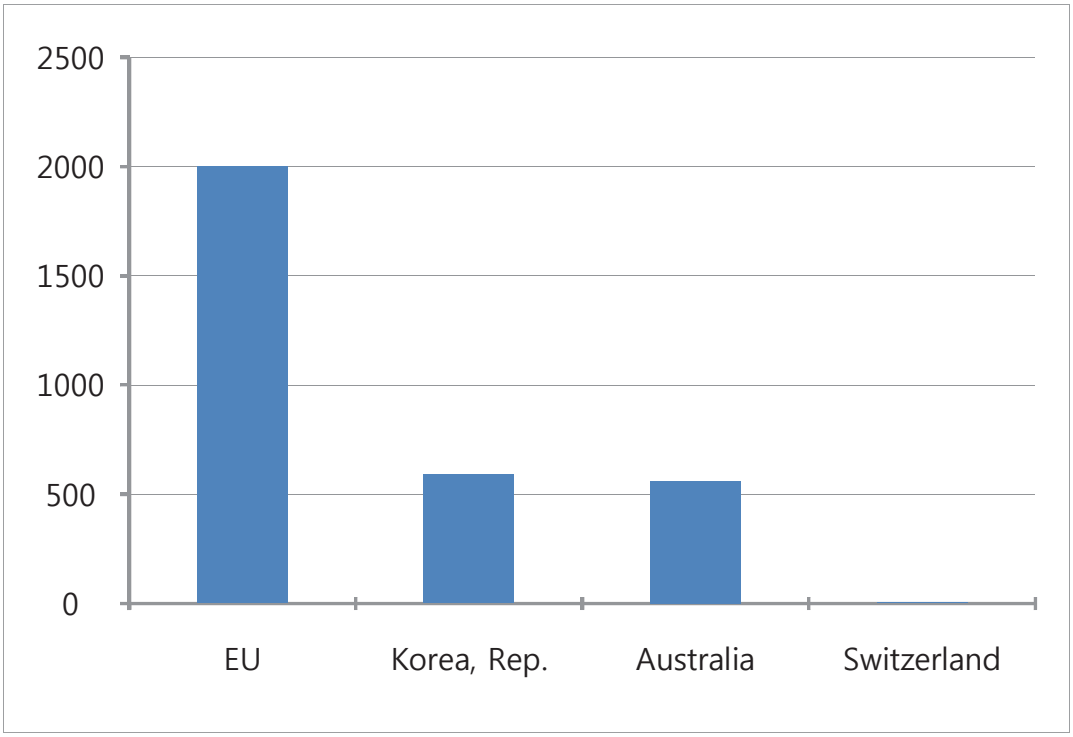
A linked EU-Korean carbon market holds potential benefits for both South Korea and the EU. Some of the benefits are the same as for the other linkage cases. But the EU-Korean case offers additional advantages for both sides.

Benefits from a South Korean perspective

For South Korea, linking to the world's biggest carbon market could be an attractive option for several reasons. First, like in any linking case, GHG emission reductions would be achieved in a more cost-effective way than in the absence of linkage, allowing South Korea to realize overall efficiency gains. These gains could be particularly significant for South Korea, where the carbon price is expected to be high compared to other schemes. Under the proposed design of the South Korean ETS, the low-cost abatement options in the power and industry sectors are most likely insufficient to meet the reduction target and abatement costs could reach levels of more than

EUR 100 tCO_2e.[223] Linkage to the EU ETS would reduce the South Korean carbon price through price convergence, thereby lowering compliance costs for entities covered by the South Korean ETS.

Figure 6: Max. Size of Carbon Markets in $MtCO_2e$ – EU, South Korea, Australia, Switzerland



Source: Wilde et al. (2009) and EDF/IETA (2013b)

Second, linkage to the EU ETS would provide firms covered by the South Korean scheme with access to a broader, more liquid carbon market. Compared to the previous cases, particularly Switzerland and Norway, South Korea has a larger carbon market at 590 $MtCO_2e$ per year (*see figure 6*). But at more than three times the size of the South Korean market, the EU carbon

223) Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young (2013) South Korea's Emissions Trading Scheme.

market would provide South Korean participants with a significantly wider range of abatement opportunities. Larger, more liquid markets further reduce price volatility. Covered entities would benefit from more stable prices through increased planning certainty. While the current plans for the South Korean ETS provide for market stabilization measures, linkage could offer an opportunity to enhance price stability without government intervention.

Third, linkage has the potential to reduce the risk of the risk of carbon leakage. As mentioned above, the South Korean carbon price is likely to be relatively high compared to other schemes. Linking to the EU ETS, where the carbon price is low, would reduce compliance costs for South Korean firms through price convergence. The lower price, in turn, could potentially decrease the risk of carbon for South Korea.

In addition to these advantages, South Korea could significantly benefit from the signalling effect that linkage to the EU ETS would create for entities covered by the South Korean scheme. The absence of a binding reduction commitment under the Kyoto Protocol could create a time-inconsistency problem for the South Korean government. Linkage to the EU ETS would, however, make a policy reversal less likely and provide companies with more assurance that the ETS will prevail, thereby encouraging investments into low-carbon technologies.

Benefits from an EU perspective

A linked EU-Korean carbon market would not only benefit South Korea, but also the EU. Out of all the linkage cases studied in this paper, South Korea would be the partner with the biggest carbon market. At almost 600 $MtCO_2e$, linkage would offer an important boost to the EU ETS.

First, linkage with the South Korean ETS would significantly extend the size of the carbon market the EU has access to. If the linkage with Australia

goes ahead as initially planned, then linkage to the South Korean and Australian ETSs would create a linked carbon market of approximately 1.5 times the size of the current EU carbon market. The potential for cost-efficiency gains would be significant. The expected high abatement costs in South Korea mean that many net-selling entities in the EU would benefit from higher prices for the allowances they sell to South Korean installations.

Second, through the size of its carbon market, South Korea would have a bigger influence on the allowance price in the EU than the previous cases. As the South Korean carbon price is expected to be relatively high, linkage would increase allowance prices in the EU through price convergence. Linkage to the South Korean ETS could therefore part of the solution to the EU's problem with low carbon prices.

Finally, on an international policy level, linkage with the South Korean ETS would be very attractive for the EU. It would provide another case of intercontinental linkage and the first example of linkage with a non-Annex I country. Linkage to the South Korean ETS would further strengthen the EU's signalling effect regarding its commitment to international climate change action and the contribution ETSs can make in this regard.

5.2 Existing Facilitators for a linked EU-Korean Carbon Market

The current plans for the South Korean ETS contain some design features that would facilitate linkage to the EU ETS. The intention to design the South Korean scheme as a cap-and-trade system with an absolute emissions target would render linkage to the EU scheme easier by making it technically less complex and giving less room to concerns about cap integrity, competitiveness issues and liquidity shocks that would be more pronounced if the South Korean ETS was to use intensity targets instead.

With the current BAU prediction, the South Korean emissions reduction commitment would be ambitious enough to make linkage politically acceptable in the EU. Under the current BAU scenario, the South Korean target is in fact one of the most ambitious ones. A slight reduction in the predicted BAU emissions level would therefore not result in such a low target as to render linkage unacceptable. According to research by the Korea Legislation Research Institute, the South Korean and EU reduction targets against BAU levels are comparable. Their research shows that the EU target to reduce emissions by twenty per cent by 2020 compared to 1990 levels amounts to a 30.5 per cent reduction against 2020 BAU levels, while the South Korean target requires a reduction of thirty per cent against 2020 BAU levels.[224)]

Moreover, the banking rules under the EU ETS and the South Korean ETS are already aligned. Both systems allow the banking of allowances into the next year within and across trading periods. Linkage between the two schemes would thus not require any compromise in this area.

Another facilitator for the linkage of the EU and South Korean ETSs is the high level of stringency with regard to the MRV rules. Both schemes require covered entities to measure and report emissions on an annual basis and to have their reports independently verified. In light of the importance of robust MRV frameworks for the functioning of an ETS, this high level of similarity would contribute to the acceptance and effectiveness of linkage between the South Korean and EU ETSs.

Finally, while differences in the allocation of allowances do not prevent linkage as they would exist irrespective of linkage, similar allocation mechanisms can reduce competitiveness concerns. The South Korean and EU schemes both contain special provisions for the free allocation of allowances

224) Economic analysis of the status of carbon markets and the possibilities offered by the linkage of international carbon markets (2012).

to industries that are considered to be at significant risk of carbon leakage and the definitions for identifying such firms are the same in both systems.

5.3 Likely Barriers to a Linked EU-Korean Carbon Market

The current plans for the South Korean ETS contain some design features that would likely pose barriers to linkage with the EU ETS. In addition, several scheme elements remain to be developed and, depending on the choices, could further complicate linkage. Certain barriers would result from fundamental differences between the two schemes, which in most cases would make linkage unacceptable for EU policy makers.

Readjustment of allocations

A potentially significant barrier to linkage could result from the South Korean provision that allows for the readjustment of allocations. The ability of South Korean firms to request additional allowances from the reserve pool might raise competitiveness concerns among their EU counterparts. More significant than these concerns, which would exist irrespective of linkage, would be the problem caused by the fact that the South Korean authorities have the right to increase the total volume of available allowances under exceptional circumstances. In a linked market, this would increase the total volume of allowances available in the joint carbon market. The EU has a binding reduction commitment under the Kyoto Protocol and environmental effectiveness figures high on its agenda. Inflating the pool of available allowance would likely be unacceptable to EU policy makers. The ability of the South Korean government to readjust the allocation could therefore prevent linkage to the EU ETS.

Market stabilization measures

The provisions of the South Korean ETS that allow the government to intervene with market stabilizing measures might pose a substantial barrier to linkage. The difficulty involved in obtaining approval for the back-loading plan under the EU ETS and the debate surrounding the decision shows that many in the EU oppose interventions in the carbon market – despite repeated problems with price volatility and crashes. The back-loading measure was only approved in a second attempt with the assurance that the move will not be repeated in the future. The flexibility under the South Korean ETS which allows the government to intervene in case of significant pre-defined changes in prices or trading volumes is therefore likely to face EU opposition. Several of the market stabilization measures under the South Korean scheme are intended to prevent significant increases in allowance prices. In light of the EU's problem with low allowance prices, EU policy makers might find it acceptable to link to a scheme that provides for price containment measures. On the other hand, the South Korean provisions for market interventions are also intended to address significant price crashes. Given the EU's problem in this area, linkage could provide part of the solution. Moreover, South Korean policy makers might not be willing to give up the flexibilities that authorize them to stabilize the carbon market. The EU's experience with price fluctuations and crashes might have taught South Koreans a lesson and the country might be committed not to risk facing the same problems.

Scope and coverage

The difference in scope and coverage between the EU and South Korean ETSs risks creating a significant barrier to linkage. The inclusion of three ad-

ditional GHGs - CH_4 , HFCs and SF_6 - as well as indirect emissions under the South Korean ETS could face opposition from the EU in case of linkage negotiations. The EU has chosen to only cover emissions that can be directly and accurately monitored. The extended scope and coverage of the South Korean scheme involves monitoring and accounting difficulties and could therefore create a problem for linkage. The inclusion of some additional GHGs could, however, be acceptable. The case study on Australia shows that the Australian ETS intends to cover methane emissions. The inclusion of methane under the Australian ETS has, however, not faced any opposition from the EU during linkage negotiations. Moreover, recent debates show that the EU is considering finding a way to regulate methane emissions itself.[225] The ability to monitor all covered gases with high accuracy would be crucial for the acceptance of additional GHGs under a linked system. In this regard, the difficulty involved in accurately accounting for indirect emissions could be particularly challenging for linkage between the EU ETS and the South Korean ETS. Not only does inclusion of indirect emissions complicate the reporting and compliance processes, but it can also result in a misallocation of allowances.[226] In light of these risks and difficulties, the EU might find it unacceptable to link to the South Korean ETS in its currently planned form. But if the EU was willing to accept the inclusion of indirect emissions under the South Korean scheme, it would certainly require extremely accurate accounting in order to prevent double-counting of emissions and reductions.

It is, however, not only the EU that might find linkage unacceptable under the given circumstances. South Korean policy makers might consider the scope and coverage of the EU ETS too limited. The impact of the additional

225) http://www.euractiv.com/energy/shale-gas-firms-face-methane-emi-news-530893 Accessed on 21.10.2013.

226) Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young (2013) South Korea's Emissions Trading Scheme.

GHGs on global warming and the potential to improve energy efficiency through the inclusion of indirect emissions might prevent South Korea from linking to the EU ETS. In addition, the difference in scope and coverage might also provoke resistance from South Korean business circles who might oppose linkage due to competitiveness concerns. Certain South Korean firms would see their GHG emissions covered, while their counterparts in the EU would not. While these concerns and consequences would exist irrespective of linkage, the difference in scope and coverage might nevertheless create strong resistance to linkage in South Korea, where businesses have already voiced strong opposition to the introduction of the ETS.[227)]

Penalty regime

The design of the South Korean penalty regime has the potential to create a barrier to linkage. So far, only the penalty fee for non-compliant companies has been agreed on. The fine under the South Korean ETS will be set at three times the market price of allowances, capped at EUR 69 per tonne. The most relevant decision on the design of the penalty rules remains to be taken: whether or not non-compliant companies will in addition be required to surrender the missing allowance. In the absence of such a requirement, linkage to the EU ETS might prove difficult. The reason for this lies in the fact that the cap on the South Korean fine would effectively form a price ceiling for the ETS if firms are not required to submit missing allowances. Linkage means that the price cap would propagate into the EU ETS, which is something EU policy makers would most likely find unacceptable given the EU resistance to price control measures and its problem with low allowance prices. If South Korea decided to add the requirement to surrender missing

227) Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young (2013) South Korea's Emissions Trading Scheme.

allowances, this would facilitate linkage. But the EU might additionally request a higher fine at a set level.

Borrowing of allowances

Another difference that might pose a barrier to linkage between the ETSs in the EU and South Korea concerns the rules for the borrowing of allowances. South Korea intends to limit borrowing at ten per cent of a firm's compliance requirement. While borrowing under the EU ETS is only implicitly possible, there are no quantitative restrictions. In light of the absence of a quantity limit for borrowing under the EU ETS, South Korean policy makers might find linkage unacceptable as the EU feature would propagate into the South Korean ETS, thereby effectively removing the restriction.

Rules for the use of international offset credits

The rules for the use of international offset credits could also prevent linkage between the ETSs in the EU and South Korea. The preceding analysis has shown that linkage requires some harmonization between schemes with regard to the use of offset credits, as linking results in a common pool of allowances. South Korea's quantitative restrictions are likely to be more stringent. Entities covered by the South Korean ETS will only be allowed to use international credits from phase III for a maximum of 50 per cent of the total offset limit (domestic and international), which will be set at ten per cent of a company's compliance obligations. The eligibility criteria for international offset credits are unknown at the time of writing. But it is likely that the EU would expect South Korea to exclude similar credits, i.e. those generated from projects related to nuclear facilities, land use, land use change, forestry activities and the destruction of industrial gases. The linkage

to the UN's offset market and therefore the acceptance of CERs and ERUs under the South Korean ETS is uncertain at the time of writing. Reservations by South Korean policy makers with regard to Kyoto credits could prevent them from linking to the EU ETS which is linked to the UN offset market.

Voluntary opt-ins

South Korea plans to provide for voluntary opt-ins under its ETS. The details regarding voluntary participation have not been revealed yet. But too generous allocations of allowances could prevent linkage with the EU ETS since it could trigger high levels of opt-ins and lead to increases in emissions. This could make linkage unacceptable for the EU. Depending on the specifics, voluntary opt-ins could therefore potentially pose a barrier to linkage.

5.4 Acceptable Differences for Linkage

The differences analysed in chapter 5.3 have the potential to create barriers and could therefore prevent linkage between the EU ETS and the South Korean ETS. But linkage between the two schemes will not require complete harmonization of design features, allowing certain differences to persist in a linked EU-Korean carbon market.

The rules for the treatment of new entrants and plant closures are unlikely to create a barrier to linkage. South Korean plans show that an allowance reserve will be created for new entrants. But the size of the reserve and the rules for allocating reserve allowances remain to be determined. The regulation for the treatment of plant closures is also unknown at the time of writing. However, the preceding case studies, as well as initial differences in the rules between EU member states themselves show that this is an area that does not require full harmonization for linkage between the EU and South

Korea to occur.

Differences will certainly exist with regard to the allocation of allowances. First, free allocations will be higher under the South Korean ETS where the scheme will only start in 2015, while the EU ETS has now been in place for eight years and free allocation is therefore increasingly being replaced by auctioning. Mechanisms for the free allocation of allowances will also differ with regard to companies considered to be at significant risk of carbon leakage. While South Korean firms falling under this category will receive all their allowances free of charge, their EU counterparts will be allocated free allowances based on an industry benchmark method. However, the case studies have illustrated that differences in allocation mechanisms exist in most cases but they do not prevent linkage. Such differences might raise equity concerns because of the initial transfer of wealth through free allocations, but the concerns would also exist in the absence of linkage. The EU and South Korea do therefore not have to align their allocation mechanisms in order to enable linkage.

The plans for the South Korean ETS do currently not specify a compliance date by which covered entities have to surrender missing allowances. The EU's compliance date is 30 April. But South Korea would not be required to align its compliance date with the one of the EU. As previously mentioned, compliance dates do not need to be harmonized between linked schemes as they do not pose a barrier. On the contrary, variations in compliance dates can be beneficial by enhancing liquidity in the carbon market.

5.5 Trade-offs for South Korea

Many of the differences discussed in the preceding assessment would be unacceptable for the EU and would therefore require amendments in the South Korean scheme in order to enable linkage between the EU ETS and

the South Korean ETS. Consequently, South Korean policy makers need to weigh up the benefits of linkage to the EU ETS against the compromises and potential losses the country would face as a result of linkage. The trade-offs need to be considered in light of South Korea's policy priorities.

Considering benefits

Environmental effectiveness is of high priority to South Korean policy makers. Despite the absence of a binding reduction commitment, South Korea is committed to emission reductions in order to help the country achieve new growth and guarantee its competitive position in the world economy. At the same time, price stability and predictability are of relatively great importance. At the beginning of the ETS, South Korea is therefore unlikely to accept significant price increases as a result of linkage. Linkage to the EU ETS is, however, unlikely to raise the South Korean carbon price. On the contrary, the carbon price in South Korea is expected to be high compared to other schemes. Linking the South Korean ETS with the EU ETS would therefore most likely decrease permit prices for South Korean entities, allowing them to meet their reduction targets at a lower cost. South Korean companies with low abatement costs would lose out as these net sellers would receive lower prices for the allowances they sell. However, several previous net sellers might find it cheaper to meet their compliance obligations through purchases of lower-price EUAs and would therefore benefit from linkage despite their changing status from net seller to net buyer. In light of the expectation for a high carbon price, the overall cost-efficiency gains South Korea could realize from linkage are likely to outweigh distributional concerns.

As an additional benefit, the broader, more liquid carbon market resulting from linkage between the two schemes would reduce price volatility. This

could provide some price stability if South Korea decided to remove its provisions for market stabilization measures or even provide additional predictability under the current design. South Korean policy makers should also consider the benefit of creating an institutional lock-in through linkage and the associated signalling effect, which is likely to encourage more investments into low-carbon technologies, which is an important aspect in the country's green growth agenda.

The expected decrease of the South Korean carbon price in case of linkage to the EU ETS could reduce the risk of carbon leakage for South Korea. With a lower carbon price in South Korea, emissions might be less likely to move to countries with lower or no carbon costs. But the differences in scope and coverage of the two schemes would limit the potential for reducing the risk of carbon leakage since companies covered by the South Korean scheme through the inclusion of additional gases or the use of a threshold-based system applicable to all sectors would still be at higher risk of carbon leakage. The occurrence and extent of carbon leakage, as well as the exact potential for linkage to reduce the risk are, however, uncertain and as such would likely not exert much influence on the linkage decision.

Considering compromises

In addition to limiting the potential to reduce the risk of carbon leakage, the differences in scope and coverage might lead to competitiveness concerns for South Korean firms. The South Korean scheme plans to subject all sectors to the ETS based on a threshold-based approach, to cover three additional GHGs and to include indirect emissions. As a result, South Korean firms might fear reduced competitiveness vis-à-vis their non-covered counterparts in the EU. While this inequality in treatment of businesses would also exist in the absence of linkage, South Korean firms might nevertheless use

it as an argument against linkage, particularly in light of the already strong business opposition to the South Korean ETS.

In line with the previous linkage cases, South Korea would likely have to make several amendments to its own ETS in order to enable linkage to the EU ETS. The preceding assessment shows that South Korea might have to give up its flexibilities to readjust allowance allocations and to intervene to stabilize the market. Moreover, the EU would probably request that the penalty regime needs to require non-compliant companies to surrender missing allowances. Together, these moves would remove price containment measures, thereby reducing the government's ability to stabilize prices but making EU linkage more likely. South Korea would also most likely have to give up its quantity limit on the borrowing of allowances because linkage would extend the EU's implicit, but unlimited borrowing rules to the South Korean scheme.

Linkage would also require compromises with regard to the use of international offset credits. South Korea would most likely have to accept the use of Kyoto unit, as well as higher quantitative limits for the use of international offset credits. At the same time, South Korea would have to impose restrictions on the types of project credits accepted. In line with EU rules, South Korea would most likely have to exclude credits generated from projects related to nuclear facilities, LULUCF and the destruction of industrial gases.

Finally, the scope and coverage is another area where South Korea might have to accept concessions. Not only would the country have to accept linking to a scheme that is more limited in terms of scope and coverage, but the EU might also require the exclusion of indirect emissions and some of the additional three GHGs in order to agree to linkage.

For South Korea, linkage would clearly involve several compromises. The concessions and loss of regulatory control over its own scheme have to be

weighed against the potentially significant benefits the country could realize through linkage to the EU ETS. Policy makers will have to carefully consider the potential gains, compromises and risks that linkage to the EU ETS would entail.

5.6 Trade-offs for the EU

For the EU, linkage to South Korea would mainly involve benefits. Similar to the preceding linkage cases, concessions would most likely take place in the South Korean scheme, aligning necessary features with those in the EU ETS. For the EU, linkage to the South Korean ETS therefore holds several advantages without requiring much compromise.

The size of the South Korean carbon market implies that the country's influence on the carbon price in the joint market could be significant. The expectation for the high carbon price in South Korea coupled with the EU's problem of low allowance prices would be a strong motivation for linkage from the EU's point of view. Linkage with the South Korean ETS could offer part of the solution to boost the price of EUAs. In addition, linkage to the first national Asian-Pacific ETS would send an important signalling effect for the EU's commitment to international cooperation in the area of climate change and the EU's success in advancing international climate change actions through ETSs.

The size of the South Korean ETS does, however, also hold risk. As a relatively large carbon market, the EU is more exposed to developments in South Korea than in the case to linkage to smaller schemes. But the potentially significant gains would most likely outweigh the concerns about risk exposure.

Finally, linkage negotiations with South Korea might differ from the previous ones, where the EU was able to largely request harmonization from the

other schemes. The differences between the EU and the other schemes were usually small, and the other schemes had a huge interest in linking to the world's largest carbon market. While South Korea is also likely to realize significant gains from linkage to the EU ETS, the country might be less willing to compromise on some of its scheme features. Having learned from the EU's problem with price volatility and crashes, South Korea might not be easily convinced to give up its flexibilities with regard to market stabilizing measures.

5.7 Implications and Recommendations for the South Korean Emissions Trading Scheme

The assessment shows that linkage with the EU ETS has the potential to offer significant benefits to South Korea, particularly with regard to cost-effectiveness. South Korean policy makers should therefore seriously consider a possible future link with the EU ETS.

Under the current plans for the South Korean ETS, certain scheme elements are already designed in a way that would facilitate linkage to the EU ETS. They include the choice for an absolute cap-and-trade system, similar ambition in reduction targets, identical rules for the baking of allowances, strong similarity in the MRV rules and the same definition for the identification of companies considered to be at significant risk of carbon leakage. These elements function as pre-existing facilitators for linkage between the two schemes.

Harmonization with the EU ETS

But the analysis has also clearly shown that several elements would pose significant barriers, which could prevent linkage between the two schemes if they were implemented as planned. If South Korea has an interest in realiz-

ing the benefits linkage has to offer, the country needs to be prepared to make several amendments to its scheme. South Korea should particularly prepare itself for the following requests by the EU: First, remove the provisions that allow authorities to readjust allocations. Second, give up the flexibilities to intervene through market stabilization measures. Amendments could still be made prior to the introduction of the ETS in 2015 or over the course of the initial trial phases when linkage would be unlikely to occur.

Decisions on certain design features are yet to be taken. If South Korea has a serious interest in linking its scheme with the EU ETS, then policy makers should choose designs that facilitate linkage without undermining effectiveness and key priorities. Those responsible for the design of the South Korean ETS should particularly consider the following aspects. First, introduce a requirement for non-compliant companies to surrender missing allowances in addition to paying an appropriate fine. Second, impose quality requirements for the use of international offset credits that exclude activities related to nuclear facilities, LULUCF and the destruction of industrial gases.

Propagation of EU features into the South Korean ETS

In addition, South Korean policy makers should be prepared for propagation of certain elements of the EU ETS into its own scheme as a result of linkage. First, South Korea would likely have to accept a more generous quantity limit for the use of international offset credits and be willing to accept Kyoto credits in the linked carbon market. In light of the predicted difficulty for South Korean firms to meet the reduction commitment under the current design with its strict quantity limit on international offset credits, this is likely to be in the country's interest irrespective of linkage to the EU ETS. Second, linkage to the EU ETS would effectively remove South Korea's quantitative restrictions on the borrowing of allowances as no limits exist under the EU ETS.

Existing uncertainties

With regard to the scope and coverage, some amendments and compromise will most probably be required, but the extent to which changes will have to occur is difficult to predict since it covers several different aspects and might be influenced by future developments. Scope and coverage might further be an area where the EU could be willing to compromise. The coverage of additional gases could involve compromise from both the EU and South Korea. The planned inclusion of methane under the Australian ETS and the fact that this did not pose a barrier during EU-Australian negotiations, combined with the EU's intention to find a way to regulate methane emissions in the future implies that the EU might be willing to accept linkage with the South Korean scheme even with this extended coverage. For the other two gases – HFCs, and SF_6 - and the inclusion of indirect emissions, the outcome is more difficult to predict. South Korean policy makers should be aware that the EU might request the exclusion of HFCs and SF_6, as well as of indirect emissions. At the very least, the EU would request evidence of accurate monitoring and accounting in order to agree to linkage to the South Korean ETS under this extended coverage. But EU policy makers should also take into account that South Korea might not be willing to exclude the additional GHGs or indirect emissions from its ETS.

Recommendations for policy makers

It is recommended that policy makers in South Korea start thinking about linkage to the EU ETS now. This can provide clarity about their interest in such a link and the benefits they could realize through linkage. Policy makers should then carefully evaluate how this compares to the compromises and risks the country would have to face as a result of linkage to the EU ETS.

Many compromises would result from differences in the design of the schemes. South Korea should therefore consider whether certain changes to its current plans would be beneficial in the long run. Enhancing harmonization through alignment of relevant features prior to the start of the ETS in 2015 could prevent difficulties related to the implementation of changes in the future. Alternatively, certain elements that have the potential to prevent linkage, such as readjustments in allocation or market stabilization measures, could be implemented as temporary measures with a phase out date. This would give South Korea additional flexibilities during the trial periods of its ETS while enabling linkage in the future.

Policy makers in the EU and South Korea should enter a transparent dialogue early on to openly discuss ambitions, priorities and barriers. This would provide both parties with a better understanding of the opportunities and limits of linkage and facilitate future negotiations. Such a dialogue can already start prior to the introduction of the South Korean ETS in 2015. The Australian case shows, for example, that negotiations began and an agreement was reached although the ETS has not yet started.

Should South Korea not be ready to face significant trade-offs at the beginning of its ETS, then the country could consider to initially establish a unilateral link to the EU ETS. Norway put into place a one-way link to the EU ETS before the full bilateral link came into force and Australia plans to do the same. A unilateral link can be implemented more easily – both legally and practically - while still providing key benefits. Firms covered by the South Korean ETS would gain access to a larger carbon market and most likely face lower compliance costs. At the same time, South Korea would not be required to harmonize its system with the EU ETS immediately, allowing it to preserve its flexibilities and differences. The bilateral link could then be negotiated at a later date once the South Korean ETS has been in place for long enough to facilitate amendments.

국제탄소시장 연계에 대비한 법제연구 Ⅱ

목 차

1. 서 론 ····· 201

2. EU와 한국의 탄소배출권 거래제도 ····· 207

2.1 탄소배출권 거래 제도의 운용 원리 ····· 207

2.2 EU의 탄소배출권 거래제도 ····· 211

2.3 EU 탄소배출권 거래 제도의 성과 ····· 221

2.4 한국의 탄소배출권 거래제도 ····· 228

2.5 EU와 한국 탄소배출권 거래제도 간의 유사점과 차이점 ····· 238

3. 탄소배출권 거래제도의 연계 ····· 249

3.1 연계 형태 ····· 249

3.2 연계 제도의 논리적 근거 ····· 252

3.3 연계의 단점 ····· 254

3.4 연계의 당면과제: 제도 설계와 정책 우선순위의 차이점 ····· 258

3.5 연계에 대한 법적 고려사항 ····· 264

4. EU 배출권 거래제와 연계의 현재 사례에서 얻은 교훈 ····· 267

4.1 노르웨이 ····· 267

4.2 스위스 ····· 277

4.3 호주 ····· 285

4.4 ETS 간의 기존 연계 사례에서 얻은 교훈 ····· 293

5. EU와 한국의 탄소배출권 거래제도 연계 ····· 295

5.1 EU-한국 연계 탄소배출권 시장에 대한 논리적 근거 ····· 295
5.2 EU-한국 연계 탄소배출권 시장에 대한 기존 촉진요소 ····· 298
5.3 EU-한국 연계 탄소배출권 시장에 대한 예상 장벽 ····· 299
5.4 연계 시 용인할 수 있는 차이점 ····· 305
5.5 한국에 대한 절충안 ····· 306
5.6 EU에 대한 절충안 ····· 309
5.7 한국 탄소배출권 거래 제도를 위한 함축적 의미와
권고 ····· 310

1. 서 론

점점 더 많은 국가가 온실가스(GHG) 배출을 억제하기 위한 노력으로 탄소배출권 거래제도(ETS)를 개발 및 구현하고 있다. 탄소배출권 거래 제도는 일반적으로 총량제한 배출권 거래제(cap-and-trade)의 형태를 가지고 있다. 이 말은 총 배출량을 제한하는 총량을 정해 놓고 GHG 배출 허가량 또는 '배출권'을 대상 단체에 할당한다는 뜻이다. 그런 다음 참여 회사는 이 배출권을 탄소배출권 시장에서 자유로이 거래할 수 있다. 또는 ETS를 기준인정방식 거래제(baseline-and-credit)로 설계할 수 있다. 이 경우 회사는 자신의 성과 목표 또는 '기준(baseline)'보다 낮게 떨어진 배출량에 대한 배출량 감축 권한을 받는다.[1] 선정한 사례 연구 중에 기준인정방식 거래제에 대한 것이 없기 때문에, 이 논문의 논의는 총량제한 배출권 거래제에 초점을 맞춘다. 탄소배출권 거래 제도는 배출량을 비용 효과적인 방법으로 삭감할 수 있는 시장 기반의 정책 도구이다. 감축은 비교적 낮은 감소 비용을 가진 회사가 실행하는 반면에 감소 비용이 더 높은 회사는 그 대신에 추가 배출권을 구입할 것이므로 비용 효율성이 획득된다.[2] 따라서 배출량 감축은 감축을 수행하는 비용이 가장 낮은 곳에서 일어난다. EU는 2005년에 GHG 배출량을 억제하기 위해 ETS를 최초로 구현했다. 이는 2008년부터 2012년의 기간 동안 GHG 배출량을 8% 감축한다는 유엔 기후변화협약(UNFCCC)에 따라 EU의 교토 협약 이행을 돕기 위한 것이었다.[3] EU ETS는 가장 크고 매우 의미 있는 제도 중 하나이다. EU가 ETS를 도입한 이후 더 많은 국가가 이 제도의 채택을 구현

1) Robert Baldwin (2008), "Regulation lite: The rise of emissions trading," Regulation & Governance, 2 (2): 194.

2) Ibid, at 195.

3) Directive 2003/87/EC, preamble (4), art 1, art 4.

하거나 검토하기 시작했다.

ETS 채택이 증가함에 따라 서로 다른 국내 제도 간의 연계가 일어나기 시작하고 있다. 이러한 발전과 다른 제도에 연계하는 이점에 비추어 볼 때 연계는 기존 및 신흥 ETS를 채택하는 국가에 더욱 더 중요해지고 있다. EU ETS는 여러 제도와의 연계를 구현했거나 채택했으며 더 많은 연계를 확립하는 데 깊은 관심을 가지고 있다. 2009년에 EU는 글로벌 탄소배출권 시장을 창출한다는 목표로 2020년까지 유사한 총량제한 배출권 거래제에 연계하여 OECD 전체 탄소배출권 시장을 창출하고 이를 주요 신흥 경제권으로 확대하겠다는 의욕을 밝혔다.[4] 이 비전은 대부분 실패한 것으로 보이지만 그런데도 연계를 통해 국제 기후 변화 활동을 선도한다는 EU의 약속을 잘 보여 준다.

현재까지 EU ETS는 유럽경제지대 및 유럽자유무역연합(EEA-EFTA) 회원국의 제도와 완전히 연계되었다. 그런 점에서 EU ETS는 28개 EU 회원국과 아이슬란드, 리히텐슈타인 및 노르웨이로 구성된다.[5] EU ETS를 스위스 ETS와 연계하기 위한 협상이 현재 진행 중이며 2013년 말까지 결론이 날 것으로 예상된다.[6] 끝으로 최초의 대륙간 ETS 연계를 지향하는 움직임으로 EU와 호주가 자신의 제도를 연계한다는 합의에 도달했다.[7]

---

4) European Commission, “Climate change: Commission sets out proposals for global pact on climate change at Copenhagen,” European Commission Press Release, January 28, 2009, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-09-141_en.htm (accessed September 24, 2013).

5) European Commission, “The EU Emissions Trading System (EU ETS),” http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/ (accessed September 24, 2013).

6) FOEN, “Fourth Round of Swiss-EU Negotiations on Linking of Emissions Trading Systems,” FOEN Press Release, July 9, 2013, http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05576/12688/index.html?lang=en&msg-id=49632 (accessed October 10, 2013).

7) European Commission, “Australia and European Commission agree on pathway towards fully linking Emissions Trading Systems,” Joint Press Release - European Commission and The Honourable Greg Combet AM MP, August 28, 2012, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-916_en.htm (accessed October 11, 2013).

연계는 경제 효율 이득, 더 넓고 더 유연한 탄소배출권 시장 창출 또는 상향식 접근방식을 통한 다국 간 기후 활동 지원 등 여러 가지 장점을 가지고 있다. 그러나 연계는 할당 문제, 규제 관리 상실 또는 전 세계의 탄소배출량이 실제로 증가할 위험 등과 같은 단점도 있다.[8] 이러한 결점에 더하여 연계는 일부제도 요소 간에 어느 정도의 조율을 필요로 한다. 따라서 연계 파트너는 특정 특징을 다른 제도와 맞추어야 하는 상황에서 스스로의 길을 찾아야 한다. 제도 설계의 차이점은 주로 연계에 수반될 수 있는 양보에 영향을 미친다. 결국 연계를 채택할지 여부에 대한 의사결정은 양보를 포함하여 연계의 장점과 단점을 절충하는 방식이 된다.[9] 이러한 절충은 정부의 우선순위라는 차원에서 보아야 한다.

EU-한국 연계 탄소배출권 시장의 잠재력

한국은 주요 산업 부문에서 배출량을 억제하기 위해 ETS를 채택하기로 결정한 국가 중 하나이다. 이 제도는 2015년1월1일 시행될 예정이다. 한국은 교토 의정서에 따라 GHG 배출량을 감축할 의무가 없지만, 2012년에 한국 ETS 도입을 위한 길을 모색하는 법안을 통과시켰다. ETS는 한국이 저탄소 사회를 지향하는 전환을 통해 새로운 경제성장을 달성하도록 돕기 위한 것이다.[10]

한국 ETS의 기본적인 방향은 2013년 말에 완성될 예정인 마스터 플랜에 요약될 것이다. 이 마스터 플랜에 포함될 구성요소 중 하나는

8) Christian Flachsland, Robert Marschinski and Ottmar Edenhofer (2009), “To link or not to link: benefits and disadvantages of linking cap-and-trade systems,” Potsdam Institute for Climate Impact Research.

9) James Wilde, Michael Grubb and Tom Brewer (2009), “Linking emission trading systems: Prospects and issues for business,” Carbon Trust: 26.

10) Eunjung Kimet al. (2012), A Study on Legislation regarding the linking of the international carbon market (Korea Legislation Research Institute), 29.

한국 ETS를 다른 제도와 연계하는 것과 관련이 있다.[11] 일부 제도 설계 특징이 연계에 대한 장벽을 노출할 가능성 때문에 이 설계에 관한 의사결정이 여전히 진행 중일 때 향후 있을 수 있는 한국 제도의 연계를 검토할 가치가 있다. 그 결과로 얻어진 통찰력은 ETS 설계에 참여한 정책 결정자의 의사결정에 참고가 될 수 있다.

EU ETS의 규모 및 연계에 대한 EU의 깊은 관심과 기존의 경험을 생각할 때 EU는 가장 흥미로운 잠재력을 가진 연계 파트너이다. 따라서 한국 ETS와 EU ETS의 가능한 연계를 평가하는 것은 좋은 시작점이 될 것이다.

이 논문의 목적 및 요약

이 논문의 목적은 EU-한국 연계 탄소배출권 시장에 대한 잠재력을 분석하는 것이다. 특히 한국 제도 요소를 평가하여 EU ETS와 연계를 촉진하거나 방해할 수 있는 특징이 무엇인지 결정할 것이다. 이 논문은 EU ETS와의 이전 연계에서 얻은 교훈을 참고하여 한국 사례에 대한 권고를 할 것이다. 이는 한국 제도의 설계에 참여하는 의사결정자들이 EU ETS와의 연계에 대한 자신의 관심을 검토하고 향후 연계를 촉진하는 방법으로 제도를 설계할 수 있도록 하는 데 도움이 될 수 있다.

이 논문에서는 먼저 ETS의 개념을 소개하고 탄소배출권 정책, 탄소배출권 공약 및 각 제도의 설계 요소를 고려하여 EU와 한국의 제도에 대한 개요를 제공한다. 이를 통해 EU와 한국의 ETS 간에 유사점과 차이점을 결정할 수 있을 것이다.

제3장에서는 연계의 개념에 대해 논하면서 연계의 서로 다른 형태, 제도 연계의 논리적 근거, 단점 및 설계 차이점 때문에 노출되는 장

11) Ibid, at 30-31.

벽을 소개한다. 또한 ETS 연계를 위한 몇 가지 법적 고려사항도 다룬다.

이어서 제4장에서는 특정 사례 연구로 옮겨 가서 EU ETS와 다른 제도 간의 연계 사례를 제시한다. 사례의 선택은 이미 구현되거나 합의된 연계를 기준으로 했는데, 여기에는 노르웨이, 스위스 및 호주 3개국이 포함된다. 아이슬란드와 리히텐슈타인은 정보와 데이터 가용성이 제한되어 생략했다.

앞의 연습 부분은 교훈을 이끌어 내고 EU와 한국의 잠재적 연계에 대해 권고하는 역할을 한다. 제5장에서는 두 제도를 연계하기 위한 특정 논리적 근거를 분석하고 기존 촉진요소와 장벽을 식별하고 절충안에 대해 논하고 몇 가지 권고를 한다. 이 통찰력을 사용하여 한국 제도의 설계에 대한 잠재적 의미를 평가한다.

2. EU와 한국의 탄소배출권 거래제도

이 장에서는 ETS의 개념을 소개하고 EU와 한국 제도의 개요를 제공한다. 여기에는 각각의 배출권 특징, 탄소배출량 감축 공약 및 제도 요소의 설계에 관한 정보가 포함된다. 이 설명을 사용하여 두 제도 간의 유사점과 차이점을 평가한다.

2.1 탄소배출권 거래제도의 운용 원리

탄소배출권 거래 제도는 탄소배출량 감축을 달성하기 위한 비용 효과적인 솔루션을 제공한다. ETS에서 해당 단체는 탄소배출권 시장에서 자유로이 거래할 수 있는 배출권을 획득한다.[12] 한정됨은 ETS가 작동하기 위한 기반이 되는 메커니즘이다.[13] 분량 기준의 배출권 제한은 자신의 탄소배출량을 고려하여 배출권을 유지하는 회사가 허가량을 현재 시장 가격으로 판매할 기회를 상실할 수 있기 때문에 가치가 발생한다. 이 기회비용 때문에 상대적으로 낮은 감소 비용을 가진 회사가 상대적으로 높은 감소 비용을 가진 회사에게 허가량을 판매할 수 있는 동기가 창출된다. 따라서 탄소배출량 감축은 비용 효과적인 방법으로 실행된다.[14]

탄소배출량

대부분의 ETS는 총량제한 배출권 거래제로 설계된다. 그러한 제도에서는 주어진 기간에 GHG 배출 총량을 제한하는 배출량을 정한다.

12) See Baldwin, above n 1, at 194.

13) Michael Grubb (2007), "The European Emissions Trading Scheme: An Overview of Operations and Lessons," Ifo DICE, 5 (4): 18.

14) Ingrid Jegou and Luca Rubini (2011), "The Allocation of Emission Allowances Free of Charge: Legal and Economic Considerations," ICTSD Programme on Competitiveness and Sustainable Development, Transition to a Low Carbon Future Series, Issue Paper No. 18: 1-2.

배출 총량은 절대적 값일 수도 있고 상대적 값일 수도 있다. 전자는 절대적 배출량 감소 목표를 정하는 방식이며, 후자는 배출량을 생산과 투입 단위로 표시하는 강도 목표를 사용한다.[15] 배출 총량 내에서 대상 시설에 배출권을 할당한다.

할당 방식

할당 방식은 경매, 무상 할당 또는 둘의 결합 형태를 가질 수 있다. ETS의 초기 단계에서 정부는 흔히 새 탄소 비용을 서서히 도입하기 위해 무상으로 배출권을 할당하는 방식을 선택한다. 또한 무상 할당은 탄소 누출과 왜곡의 잠재적 위험에 관한 우려를 경쟁 방식으로 해결하기 위한 것일 수도 있다. 탄소 누출은 기후 변화 규제의 결과로 한 국가에서 감축된 탄소배출량이 환경 규제가 덜 엄격한 국가로 이동할 때 발생한다. 왜곡은 탄소 비용이 상대적으로 높아서 탄소 비용이 없거나 더 낮은 국가의 회사에 시장 지분을 상실할 것을 우려하는 국가의 에너지 집약 산업의 우려와 관련이 있다. ETS를 통해 탄소 비용이 부과된 국가의 경우, 탄소배출 배출권의 무상 할당은 이러한 우려를 경감하는 데 도움이 될 수 있다.[16]

수수료 없이 배출권을 할당하는 주된 방법은 기득권 존중주의(grandfathering), 벤치마킹(benchmarking) 및 생산 기초 할당(output-based allocation)이다. 기득권 존중주의는 몇 년 동안의 평균 배출량을 사용하여 과거 배출량을 기준으로 배출권을 할당한다는 것을 의미한다. 이와 관련된 한 가지 위험은 현재 배출량을 기준으로 미래의 할당이 이루어진다고 가정하면 배출량을 감축할 동기가 없어 보일 수

15) A.M. Gielen, P.R. Koutstaal and Herman R.J. Vollebergh (2002), "Comparing Emission Trading with Absolute and Relative Targets," Paper presented at the 2nd CATEP Workshop on the Design and Integration of National Tradable Permit Schemes for Environmental Protection, hosted by University College London, 25-26 March 2002: 2.

16) See Jegou and Rubini, above n 14, at 1-2.

있다는 것이다. 벤치마킹은 주어진 부문의 가장 효율적인 시설의 벤치마크에 기초한 할당 방식을 사용하여 이 위험을 해소한다. 그러나 벤치마킹 방법을 사용하려면 신뢰성 있는 데이터가 확보되어야 한다. 생산 기초 할당에서는 회사가 받는 배출권이 산업 벤치마크를 기준으로 한 생산에 따라 달라진다는 것이다. 이 방법의 위험은 어떤 단체가 더 많은 무상 배출권을 받기 위해 생산량을 늘릴 동기가 발생할 수 있고 따라서 배출량 증가를 초래할 수 있다는 것이다.[17]

무상 배출권 할당은 일시적인 대책이며 대개 경매 방식으로 서서히 대체된다는 것이다. 이렇게 하려면 회사가 경매에서 배출권을 구매해야 한다.

배출권 거래

ETS의 대상이 되는 시설은 전년도에 배출한 GHG의 톤당 배출권을 제출해야 한다. 따라서 대상 시설은 충분한 배출권을 획득하거나 자신의 GHG 배출량을 감축해야 하며, 그 선택은 상대적 비용에 달려 있다. 허가량은 단체 간의 거래를 통해 그리고 일부 제도에서는 잠정적 거래에서 획득할 수 있다.[18]

앞에서 말했듯이 배출량을 시장 가격으로 판매하는 대신에 배출량을 고려하여 배출권을 사용할 때 수반되는 기회비용 때문에 감소 비용이 상대적으로 낮은 회사는 감소 비용이 높은 회사에 배출권을 판매할 수 있다. 배출권을 판매한다는 선택권 때문에 감소 비용이 낮은 회사에게는 에너지 효율이 더 높은 기술에 투자하고 탄소 배출량이 더 적은 에너지원으로 바꿈으로써 GHG 배출량을 감축할 동기가 발생한다.

17) Ibid, at 3.

18) European Commission (2013), “The EU Emissions Trading System (EU ETS),” http://ec.europa.eu/clima/publications/docs/factsheet_ets_2013_en.pdf. (accessed September 25, 2013).

여러 해에 걸친 거래 기간 내에 일시적 거래를 위한 제한이 없다면, 대상 단체는 미래 연도의 적합성을 위해 현재 연도에 사용하지 않은 배출권을 절약하고 다음 연도의 배출권을 빌려서 현재 연도의 부족분을 채울 수 있다. 다음 거래 연도에 대비한 배출권 이월이라는 개념도 흔히 발생할 수 있는 반면에, 대개 같은 거래 기간에 대한 차입은 제한된다.[19] 차입은 중요한 배출량 감축이 지연되거나 단체가 무한히 차입할 수 있다면 결코 구현되지 않을 위험이 있다. 대부분의 ETS에서 같은 거래 기간에 대한 차입을 제한하고 차입할 수 있는 배출권에 대한 수량 제한을 적용하는 이유는 바로 이 때문이다.[20]

ETS에 대한 적합성

엄격한 모니터링, 보고 및 검증(MRV) 규칙은 잘 운영되는 ETS의 핵심 구성요소이다. 배출량과 배출량 감축을 모니터링하면서 정확하고 투명한 방법으로 공개하는 것이 중요하다.[21] 대상 시설은 대개 자신의 배출량을 연도별로 모니터링하고 보고해야 한다. 또한 보고를 독립적으로 검증해야 하는 제도가 있는가 하면, 사안별로 검증을 요구하는 제도도 있다.

ETS에 대한 적합성을 확보하기 위해 요구된 배출권을 지키지 못한 시설에 대해 벌칙을 부과한다.[22] 벌칙은 대개 벌금을 수반하며 많은 제도는 회사가 달성하지 못한 배출권을 다음 해에 제출할 것을 추가로 요구한다.

---

19) Peter Heindl and Adreas Löschel (2012), “Designing Emissions Trading in practice: General Considerations and Experiences from the EU Emissions Trading Scheme (EU ETS),” Centre for European Economic Research, Discussion Paper No. 12-009: 2-3.

20) Richard Baron and Stephen Bygrave (2002), “Towards International Emissions Trading: Design Implications for Linkages,” OECD, Information Paper: 29-30.

21) William Blyth and Martina Bosi (2004), “Linking non-EU Domestic Emissions Trading Schemes with the EU Emissions Trading Scheme,” OECD/IEA: 28.

22) See Heindl and Löschel, above n 19, at 3.

2.2 EU의 탄소배출권 거래제도

EU ETS는 EU 기후 정책의 주축이자 GHG 배출량 삭감을 위한 핵심 도구이다.[23] EU는 세계 최대의 탄소배출권 시장이며 국제 탄소배출권 시장 거래량의 4분의 3을 초과한다. EU는 EU 회원국의 에너지 사용량이 많은 발전소와 생산 설비를 12,000개 넘게 소화한다.[24] 2008년 이후 EEA-EFTA 국가 3개 국(아이슬란드, 리히텐슈타인 및 노르웨이)의 시설도 EU ETS의 대상이 되었다.[25] EU-ETS는 3개의 초기 거래 기간으로 나누어졌다. I단계(2005-2007)는 시험 기간이었다. II단계(2008-2012)는 일부제도 변경을 도입했으며 교토 의정서에 따라 EU 최초의 적합성 기간과 일치했다. 그러나 III단계(2013-2020)는 특히 총량 설정 및 배출권 할당에 영향을 미치는 대대적인 개혁이라는 특징이 있다.

배출량의 특징

EU에서 에너지는 모든 GHG 배출량의 81%를 차지한다. 나머지 GHG 배출량 중에서 거의 11%는 농업 부문에서, 그리고 5%는 산업 부문에서 발생하며 3%는 폐기물과 관련이 있다. 에너지 관련 GHG 배출량의 큰 비율을 고려할 때 이를 더 자세히 나누어 살펴볼 가치가 있다. 그림 2는 에너지 배출량 중에서 전기/열은 GHG 배출량의 대부분인 40%를 차지한다. 교통은 GHG의 두 번째로 큰 배출원으로 거의

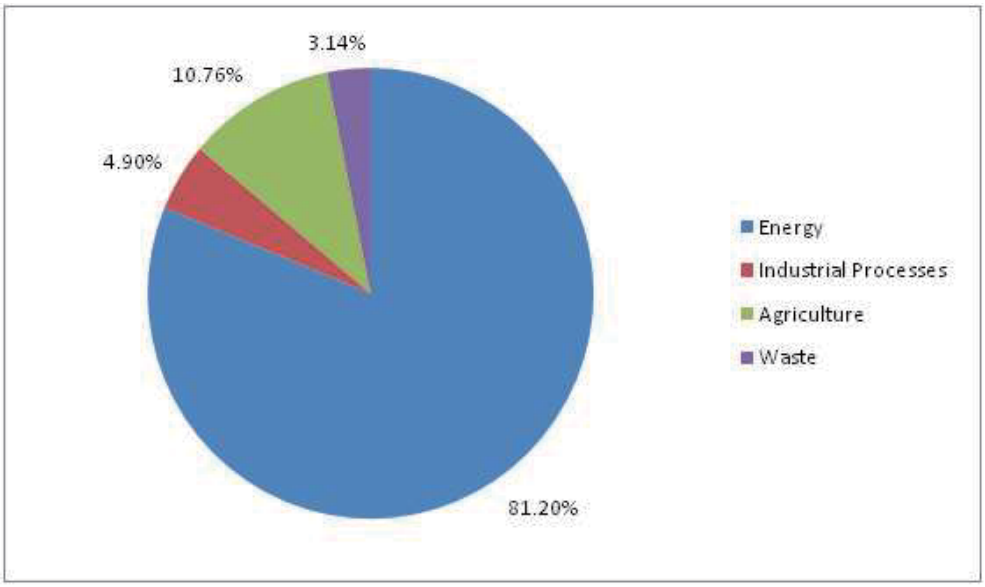
23) See European Commission, above n 5.

24) European Environment Agency, “European Union Emissions Trading System (EU ETS) data from CITL,” http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/european-union-emissions-trading-scheme-eu-ets-data-from-citl-5 (accessed October 30, 2013).

25) EFTA, “EEA EFTA States will continue to participate fully in EU ETS,” EFTA, January 3, 2013 http://www.efta.int/eea/eea-news/2013-01-03-jc-ets, (accessed September 25, 2013).

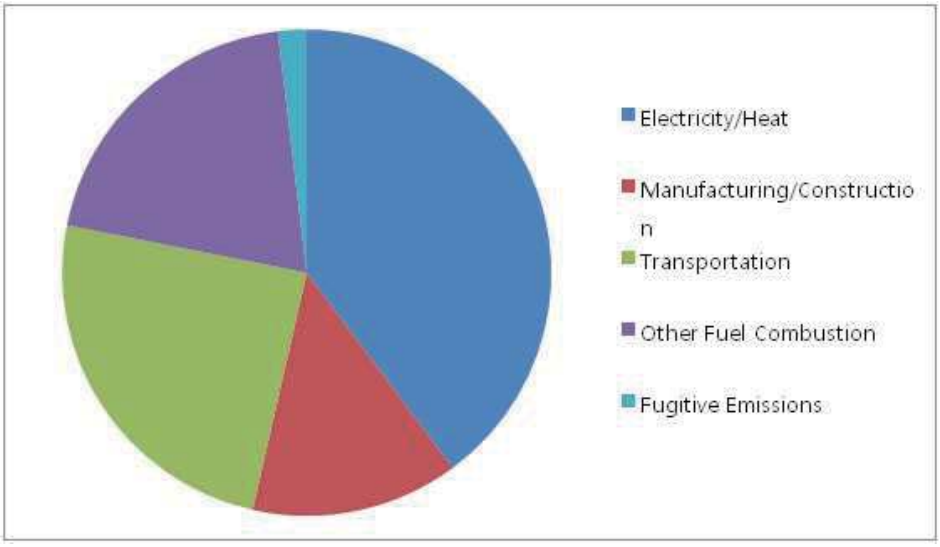
25%를 차지한다. 그 다음은 다른 연료 연소(20%), 제조/건설(14%) 및 탈루성 배출(2%)이 뒤를 이었다.

그림 1: 2009년도 EU 27개국의 부문별 GHG 배출량($MtCO_2$ e 단위)



a 토지 이용 및 임업과 벙커 유를 제외한 데이터임
출처: WRI CAIT 2.0(2013)

그림 2: 2009년도 EU 27개국의 에너지 하위부문별 GHG 배출량($MtCO_2e$ 단위)



출처: WRI CAIT 2.0(2013)

배출량 감소 공약

EU ETS는 교토 의정서에 따른 EU의 배출량 감축 공약에 대한 응답인 Directive 2003/97/EC를 통해 2005년에 도입되었으며 "비용 효율적이고 경제적으로 효율적인 방법"으로 감축을 달성하도록 돕는다는 목표를 가지고 있었다.[26] 1997년에 EU 15개 회원국은 교토 의정서에 따른 탄소배출량 감축 목표로 2008-2012년 기간 동안 15개국을 합쳐서 총 GHG 배출량을 8% 감축하여 1990년 수준보다 낮춘다고 약속했다. 이 집합적 공약은 국가 배출량 감축과 제한 목표로 전가되었다. 몰타와 키프로스를 제외하고 교토 의정서 채택 후 EU에 가입하는 모든 새 회원국은 교토 의정서에 따른 개별 감축 목표를 공약했다.[27]

교토 의정서에 따른 두 번째 공약 기간 동안 전체적으로 지원이 저조했고 캐나다, 일본 및 러시아연방이 추가적인 감축 목표를 공약하지 않기로 결정했는데도 EU 회원국은 두 번째 공약 기간에 서명했다. EU는 2013-2020 기간에 걸쳐 탄소배출량을 1990년 수준 대비 20% 삭감한다는 데 동의했다. 이 목표는 다른 주요 경제권이 전 세계적인 탄소배출량 감축 노력에 정당하게 기여한다면 30%로 더욱 확대될 것이다.[28]

교토 의정서에 따른 두 번째 공약 기간에 더하여 EU는 2020년까지 탄소배출량을 1990년도 수준에 비해 20% 또는 다른 주요 경제권의 적정한 감축 노력이 있는 경우 30% 감축한다는 일방적 공약도 했다. 이는 EU에 대해서만 2020년까지 20% 감축 목표를 달성할 것을 요구

26) Directive 2003/87/EC, art 1.

27) European Commission, "EU greenhouse gas emissions and targets," http://ec.europa.eu/clima/policies/g-gas/ (accessed September 25, 2013).

28) UNFCCC, "Outcome of the work of the Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol," FCCC/KP/CMP/2012/L.9, December 8, 2012, http://unfccc.int/resource/docs/2012/cmp8/eng/l09.pdf.(accessed September 25, 2013).

한 교토 의정서와 다른데, 교토 의정서에 따른 공약은 2013-2020년의 기간에 걸친 평균을 가리킨다. 두 공약 간의 차이점은 적용범위에 대해서도 존재한다. 일방적 공약은 국제 항공에서의 배출량을 다루지만 (단, 이는 2013년4월 당시 1년 동안 중단됨), 교토 의정서에 따른 공약은 배출량을 다루고 토지 이용, 토지이용 및 토지용도 변경과 산림(LULUCF)을 제외하였는데, 이에 대한 역은 성립되지 않는다.[29]

적용대상

EU ETS는 12,000개가 넘는 시설을 대상으로 한다.[30] 적용범위는 세 번의 거래 기간 동안 크게 증가했으며 지금은 발전소와 더불어 정유공장, 제철소 및 철, 코크스, 알루미늄, 금속, 시멘트, 석회, 유리와 유리섬유, 세라믹, 펄프, 종이, 판지, 산 및 벌크 유기화학물질을 생산하는 공장 등 많은 에너지 집약적 제조 부문에서의 이산화탄소(CO_2) 배출도 대상으로 한다.[31] 항공은 2012년에 포함되었지만 그 후 강력한 국제적 반대로 2013년4월부터 1년 동안 중단되었다.[32] III단계 이후 EU ETS는 일부 산 생성물에서 나오는 일산화질소(N2O)와 알루미늄 생산에서 나오는 과불화탄소(PFC)도 대상으로 한다.[33] 임업, 농업 및 항공을 제외한 교통은 EU ETS에 포함되지 않았다.[34] 전체적으로 EU ETS는 유럽연합의 GHG 배출량의 약 45%를 대상으로 한다.[35]

---

29) See European Commission, above n 27.
30) See European Environment Agency, above n 24.
31) See European Commission, above n 18.
32) ICTSD, “Suspension of EU Aviation Emissions Rule Planned for April, Officials Say,” ICTSD Bridges Trade BioRes, 13 (4), March 20, 2013, http://ictsd.org/i/news/biores/159939/ (accessed September 25, 2013).
33) See European Commission, above n 18.
34) See Jegou and Rubini, above n 14, at 4.
35) See European Commission, above n 18.

총량 설정

EU ETS는 절대적인 배출 총량을 할당하는 총량제한 배출권 거래제이다. 즉, 대상 단체가 매년 배출할 수 있는 배출량에 대한 절대적 총량 한계를 정한다. 배출권은 이 배출 총량 한도 내에서 할당되며 EU 탄소배출권 시장에서 자유로이 거래할 수 있다.

처음 두 거래 기간 동안 총량은 EU 회원국의 개별 배출 총량 합계에 의해 결정되었다. 모든 회원국은 대상 단체가 받아야 하는 유럽연합 배출권(EUA)을 제안했다. 이 양을 유럽위원회에 제출하여 검토와 최종 승인을 받았다. 그런 다음 국가 당국은 자국 산업 간의 국가 총 배출권을 할당할 책임이 있다.[36] EU 전체 배출 총량은 I단계 중에 매년 2,181 $MrCO_2$였으며 II단계 중에 2,083 $MtCO_2$였다. 그러나 II단계에는 2개국과 더 많은 시설이 추가되었다. 이 추가분을 제외하면 배출 총량은 매년 1,909 $MtCO_2$로서 I단계보다 12% 감축했다.[37]

III단계가 시작될 때 유럽위원회는 2013년의 단일 경제권 전체 배출 총량을 2,039 $MtCO_2$로 설정했다. 확장된 범위를 제외하면 이는 II단계 배출 총량에 비해 11% 감축한 것에 해당한다.[38] 매년 이 배출 총량은 1.74%씩 감소하여 2020년의 GHG 배출량은 2005년 수준에 비해 21% 낮아진다. 2020년의 배출 총량은 매년 1,777 $MtCO_2$로 설정되었다.[39]

---

36) Directive 2003/87/EC, art 9.

37) Lucas Merrill Brown, Alex Hanafi and Annie Petsonk (2012) “The EU Emissions Trading System: Results and Lessons Learned,” EDF: 2.

38) Ibid, at 2 .

39) Peter Sopher and Anthony Mansell (2013a), “European Union – The World’s Carbon Markets: A Case Study Guide To Emissions Trading,” EDF/IETA: 2-3.

배출권 배분

EU ETS에 따른 할당 방식은 세 번의 거래 기간의 과정에 걸쳐 변화했다. I단계 중에는 배출권의 최소 95%가 무상으로 할당되었다. 실무적으로, 허가량의 99% 넘는 양이 무상으로 대상 시설에 할당되었다.[40] II단계에는 무상 배출권의 감소를 나타냈지만, 무상 허가량의 최소 90%를 회원국에 할당해야 했다. [41]무상 배출권은 기득권 존중주의 방식을 사용하여 할당되었으며, 이는 모든 시설에 무상으로 할당된 배출권이 해당 시설의 기록상 배출량에 의해 결정되었음을 의미한다. 가장 큰 변화는 세 번째 거래 기간이 시작할 때 도입되었다. 전력 및 열 생산 시설에는 무상 할당이 더 이상 존재하지 않는다. III단계가 시작된 이후 이 시설은 자신의 모든 배출권을 구매해야 한다. 단, 2004년 후 EU에 가입한 8개 회원국에는 면제가 부여되어 2019년까지 기존 발전소에 제한된 양의 무상 배출권을 할당할 수 있다. ETS의 대상인 다른 부문의 경우, 2027년으로 설정된 완전 경매로 이동하는 조건으로 무상 할당이 서서히 폐지된다. 예를 들어 제조 부문의 경우 무상 배출권 비율은 III단계 시작 당시의 80%에서 2020년까지 30%로 감소할 것이다. 제조 부문의 무상 할당은 벤치마킹 방식을 사용하여 조율된 규칙을 기준으로 이루어진다. 이 제도는 가장 효율적인 시설을 우대하며 그런 점에서 배출 감축에 대한 인센티브가 창출된다. 추가 면제는 탄소 누출 위험이 큰 것으로 여겨지는 산업에 대해 존재한다. 2013-2020년의 기간 동안 이러한 산업은 제품 그룹의 가장 효율적인 시설 10%를 사용하여 벤치마크를 기준으로 무상 배출권을 받게 된다. 벤치마크에 도달한 시설은 III단계 중에 모든 무상 배출권을 받

40) Richard N. Cooper (2010), “Europe’s Emissions Trading System,” Cambridge, Mass.: Harvard Project on International Climate Agreements, Discussion Paper 2010-40: 3.

41) See Heindl and Löschel, above n 19, at 6.

는다. 벤치마크 미만으로 떨어진 시설은 비례적으로 더 낮은 무상 배출권을 받는다.[42] 전체적으로 EUA의 약 절반이 세 번째 거래 기간 동안 경매를 해야 한다.[43]

회원국에 대한 경매 배출권 할당에는 세 가지 방식이 수반된다. 경매 배출권의 88%는 2005년의 ETS 대상 시설에서 검증된 탄소배출량을 기준으로 각 국에 주어진다. GDP가 가장 낮은 회원국은 해당국의 탄소 인센티브를 낮추는 데 투자하도록 돕기 위해 또 다른 10%를 받는다. 마지막 2%는 해당국의 GHG 배출량 감축에 대한 보상으로 9개 회원국에게 할당된다. 이들은 교토 의정서에 따른 자신의 기준 연도에 비해 최소 20%까지 배출량을 감축한 회원국이다. 경매 과정은 경매를 수행하기 위한 회사를 지명하는 국가 정부가 편성한다. EU ETS에 참여한 모든 국가의 구입자가 경매에 참가할 수 있다. 각 국은 경매 수익의 최소 절반을 유럽 또는 다른 국가의 기후 변화 사업에 사용해야 한다.[44]

새 가입국과 설비 폐쇄에 대한 규칙

EU ETS는 새 가입국에 배출권을 할당하는 유보를 포함하고 있다. I단계와 II단계 중에 회원국은 자국의 유보 규모를 자체에서 결정했다. 따라서 표준화된 유보 규모는 없었다. 유보 배출권 할당, 유보량을 보충하기 위한 규칙 및 새 가입국에 할당할 배출권 결정 공식도 회원국마다 서로 달랐다. III단계를 시작할 때 일부 조율 및 공통 유보량은 EU 전체 배출권의 5%를 차지했다.[45] EU ETS의 대상인 설비가 폐쇄될 경우 무상 배출권을 더 이상 받을 수 없다. 이 규정의 단점은 비

42) See European Commission, above n 18.
43) See Heindl and Löschel, above n 19, at 10.
44) See European Commission, above n 18.
45) Tom Delay and Michael Grubb (2008), “Cutting Carbon in Europe: The 2020 plans and the future of the EU ETS,” Carbon Trust: 12-13.

효율적인 시설을 계속 가동할 수 있다는 것이다. 일부 회원국은 소유자가 폐쇄하는 설비의 배출권을 새 교체 시설로 이전할 수 있도록 허용하기로 결정했다.[46]

거래 방식

EU ETS의 초기 거래는 대부분 표준화되지 않은 장외거래(OCT)를 수반했다. 그러나 교환을 기반으로 하는 거래가 빠르게 발전하여 두 번째 거래 기간이 시작될 때에는 비표준화된 OCT를 능가했다. EU는 현재 수많은 거래에서 최고 5년까지 앞선 기간에 대해 표준화된 미래 계약을 판매하고 구입하는 크게 발전된 탄소배출권 시장을 갖게 되었다.[47]

EU ETS 제도 하에서는 임시 거래가 가능한데, 이는 배출권 이월과 차입이 일어날 수 있다는 것을 의미한다. 대상 EU 시설은 현재 연도에 사용하지 않은 배출권을 이월하여 미래 연도의 탄소배출권을 상계하거나 필요한 경우 다음 연도에 발급될 배출권을 차입하여 현재 연도의 부족분을 소화할 수 있다. 차입은 시설의 이전 연도에 대한 배출권을 이월하기 2개월 전에 새 거래 연도에 대한 배출권을 할당하는 것이 묵시적으로 가능한 거래이다.[48] 차입을 통해 제공된 유연성은 적합성 일자에 임박했을 때 과도한 배출권 요구를 관리하여 허가량 시장에서의 왜곡 위험을 줄이는 데 도움이 된다.[49] EU ETS의 I단계 중에 이월은 같은 거래 기간 이내에만 가능했다. II단계 이후 이월은 현재와 미래 기간에 대해 모두 가능하다. 이러한 변화는 첫 번째 거래 기간의 말기에 임박했을 때 일시적 가격이 거의 0으로 떨어진 대

46) See Jegou and Rubini, above n 14, at 7.

47) A. Denny Ellerman, Frank J. Convery and Christian de Perthius (2010), Pricing Carbon (Cambridge University Press), 132-158.

48) Christina Hood (2010), "Reviewing Existing and Proposed Emissions Trading Systems," OECD/IEA, Information Paper: 53.

49) See Heindl and Löschel, above n 19, at 7.

대적인 가격 붕괴가 발생한 결과이며, 반면에 두 번째 거래 기간에 대한 거래 미래 가격은 톤당 약 20유로였다. 미래의 이 문제를 피하기 위해 이월을 동일 거래 기간 이내의 연도로만 제한하는 제도는 폐지되었다.[50]

국제 상쇄배출권 사용에 대한 규칙

EU ETS에 따라 국제 상쇄배출권을 사용하여 국가별 감축 공약을 충족할 수 있다. Directive 2004/101/EC, 일명 '연계 지침(Linking Directive)'은 EU 외부에서 실행된 배출량 감축 사업에서 얻어진 배출권 사용을 규정하고 있다. 이 지침이 대상으로 하는 사업별 배출권은 청정개발체제(CDM)와 공동이행제도(JI)에 의해 생성된 것이다.[51] CDM과 JI는 교토 의정서의 탄소배출량 감축 배출권 제도이다. '유연한 방식'이라고도 하는 이 제도를 통해 교토 의정서에 따라 공약을 한 국가(부속서 B의 국가)는 제3국의 사업을 통해 배출량 감축을 구현하고 감축 배출권을 획득할 수 있다. CDM은 가장 의미 있는 배출량 감축 배출권 제도이다. CDM에 따라 부속서 B의 국가는 탄소배출권(CER)을 받을 수 있는 개발도상국에서 배출량 감축 사업을 수행한다. CDM은 부속서 B의 국가에게 자국의 감축 공약을 충족하는 유연성을 제공하는 한편 개발도상국의 지속 가능한 개발 및 배출 감축을 자극하기 위한 것이다.[52] 예를 들어 풍력발전지역 건설 또는 제조 시설에 에너지 효율이 더 높은 장비 설치가 이 사업에 포함된다.[53] 감

50) Richard G. Newell, William A. Pizer and Daniel Raimi (2013), "Carbon Markets 15 Years after Kyoto: Lessons Learned, New Challenges," Journal of Economic Perspectives, 27 (1): 128.

51) Directive 2004/101/EC, preamble (2).

52) UNFCCC, "Clean Development Mechanism," http://unfccc.int/kyoto_protocol/mechanisms/clean_development_mechanism/items/2718.php (accessed October 23, 2013).

53) Matthew Ranson and Robert N. Stavins (2012), "Post-Durban Climate Policy Architecture Based on Linkage of Cap-and-Trade Systems," Fondazione ENI Enrico

축은 사업이 없이 발생한 감축에 추가되어야 하며 사업 적격 심사에 엄격하고 공개적인 등록 및 발급 과정을 적용해야 한다.[54] JI는 부속서 B의 국가에게 배출단위량(ERU)을 받을 수 있는 다른 부속서 B 국가에서의 사업을 통해 배출량 감축을 수행할 기회를 제공한다. 역시 사업은 '추가성' 기준을 만족해야 한다.[55] I단계 중에 대상 단체는 CER만 사용할 수 있었다. 2008년 이후에는 CER과 ERU를 둘 다 사용할 수 있다.[56]

그러나 EU ETS에 따른 적합성 목적의 CER과 ERU 사용은 분량과 사업 유형 둘 다에 제한이 있다. 2008-2020년의 전체 기간 동안 국제 상쇄배출권의 총 사용은 2005년에 비해 필요한 합계 감소량의 50%로 제한된다.[57] I단계 중에는 CER 사용에 명시적 제한이 없었지만, EU는 어떤 국가의 감축 목표의 절반 이상을 국제 배출권을 통해 달성할 수 없다고 주장했다. 하지만 2008년 이전에는 CER이 거의 발급되지 않았으며 I단계 중에는 적합성을 위해 제출된 사례가 없었다. II단계 중에 EU는 CER과 ERU에 대한 명시적 분량 제한을 총 EU ETS 배출 총량의 13.4%로 적용했다.[58] 회사 수준에서 CER과 ERU 사용은 평균 11%로 제한했다. EU ETS는 특정 활동에서 발생한 배출권을 허용하지 않는다.[59] EU 규칙에 따라 적합성을 위해 허용되는 배출권은 핵 시설, LULUCF 및 2013년 이후 산업용 가스 파괴와 관련된 사업에서 발생한 배출권에 적용된다.[60] III단계에는 CER을 최빈곤국(LDC)에서만 허

Mattei Working Papers, Paper 694: 6.

54) See UNFCCC, above n 52.

55) UNFCCC, "Joint Implementation (JI)," http://unfccc.int/kyoto_protocol/mechanisms/joint_implementation/items/1674.php (accessed October 23, 2013).

56) Directive 2004/101/EC, preamble (5).

57) See Sopher and Mansell (a), above n 39, at 4.

58) See Brown, Hanafi and Petsonk, above n 37, at 24.

59) See Sopher and Mansell (a), above n 39, at 3.

60) See Ranson and Stavins, above n 53, at 8.

용한다는 추가 요구사항도 나왔다. 이는 중국과 인도가 대부분의 CER 출처였고 이들이 합쳐서 CER의 68%를 제공한 반면에 LDC는 지금까지 CER의 0.003%밖에 차지하지 않았기 때문에 이루어진 큰 변화를 나타낸다.[61]

적합성 확보

EU ETS는 공통 MRV 원칙을 사용하여 탄소배출량과 배출량 감축을 정한다. 이 원칙은 Directive 2003/87/EC의 부속서 IV와 V에 따라 포함되었다. 이 원칙은 단체가 연도별로 자신의 배출량을 모니터링하고 보고한 후 독립적이고 인가된 검증자의 검사를 받을 것을 요구한다.[62]

대상 시설은 이듬해 4월30일까지 1년 동안 자신의 총 배출량에 대해 충분한 배출권을 제출해야 한다. 이 요구사항을 준수하지 않으면 벌칙이 부과된다. 회사는 I단계의 톤당 40유로에서 II단계 이후 톤당 100유로까지 증가한 벌금을 지불해야 한다. 또한 위반 회사는 미달한 배출권을 다음 거래 연도로 이월해야 한다.[63]

2.3 EU 탄소배출권 거래 제도의 성과

EU ETS는 현재 거의 9년 동안 운영되어 왔으므로, 이 제도의 효용성과 주된 당면과제에 관한 몇 가지 결론을 도출하는 것이 가능하고 유익하기도 하다. 이 기간 동안 EU ETS는 여러 가지 장애를 경험했다. 주된 당면과제는 배출권 가격의 변동성, 특히 가격 붕괴, 낮은 투자 동기 및 불로소득에 관한 것이다. 그런데도 ETS는 감소 활동을 유인하는 데 효과적이며 실제로 탄소배출량이 감소하고 있다.

61) Ibid, at 18; See Brown, Hanafi and Petsonk, above n 37, at 25.
62) Directive 2003/87/EC, Annex IV-V.
63) See Heindl and Löschel, above n 19, at 7.

가격 변동성과 배출권 과잉

가격 변동성, 특히 낮은 배출권 가격 문제는 EU ETS에 대한 많은 비판의 원인이었다. 거의 9년의 과정을 거치면서 EU의 탄소 가격은 크게 변동했다. 처음에 배출권 가격은 톤당 20-25유로 범위였고 최고 가격은 30유로였다.[64] 그러나 2006년에는 2일 이내에 톤당 10유로 넘게 감소하며 급격히 하락했다.[65] 가격 붕괴는 2005년도의 탄소배출량이 할당된 금액보다 5% 낮은 것으로 나타난 2005년도 검증된 배출량 데이터 발표의 결과였다. 과다 할당은 주로 해당 시점에 많은 경우 검증된 데이터가 확보되지 않은 가입국 자신의 자국 배출량 추정치에 기초한 할당의 결과였다. 대상 단체가 과다 제공의 한도를 인식하게 된 후 일정 시점 가격이 하락하는 데 기여하여 I단계 말에는 거의 0에 도달했다.[66] 가격 붕괴는 I단계 배출권을 II단계 준수용으로 이월할 수 없다는 사실 때문에 더욱 악화되었다.[67] 또한 일부 연구에서는 실제 감소가 발생하여 배출권 과잉에 더 많이 기여한 것으로 나타났다.[68]

II단계가 시작될 때 EU는 이 교훈을 얻었고 유럽위원회는 배출권 과다 배분을 다시 초래할 수 있다는 이유로 대부분의 국가 할당 계획(NAP)을 거부했다. 전체적으로 EU는 EU의 할당량을 제출된 초안 NAP에 비해 10% 삭감했다. 처음에 II단계 가격은 톤당 20유로를 초

64) See Grubb, above n 13, at 18.

65) Regina Betz and Misato Sato (2006), “Emissions trading: lessons learnt from the 1st phase of the EU ETS and prospects for the 2nd phase,” Editorial, Climate Policy, 6 (4): 352.

66) See Grubb, above n 13, at 18.

67) See Heindl and Löschel, above n 19, at 9.

68) See for example Denny Ellermann and Barbara Buchner (2006), “Over-Allocation or Abatement? A Preliminary Analysis of the EU-ETS based on the 2005 Emissions Data,” Fondazione Eni Enrico Mattei Working Paper, 2006.139.

과하게 상승했으며 2008년 7월에는 29유로에 달했다. 그러나 2008년 가을의 재정 위기가 시작되면서 가격은 다시 하락해서 2009년 2월에는 톤당 8유로까지 하락했다. 그 해 말에는 가격이 톤당 약 12-14유로로 회복되었다. 불경기 동안의 낮은 배출권 수요에도 불구하고 배출권을 III단계로 이행할 수 있게 됨에 따라 가격이 완전히 상실되지는 않았다.[69] 그러나 2011년 여름 이후 배출권 가격은 다시 서서히 하향 곡선을 그려서 2013년 4월에는 톤당 3유로 미만으로 떨어졌다.[70] 이러한 가파른 가격 하락으로 배출권 백로딩(back-loading)에 대한 EU 의회 투표가 부결되는 결과를 가져왔다.[71] 백로딩은 수요가 증가할 것으로 예상될 때까지 경매에서 허가량을 일시적으로 연기하는 절차를 수반한다.[72] 이 조치는 EU 탄소배출권 시장의 배출권 과잉에 대처하기 위한 것이었다. 2008-2012년의 할당량은 더 높은 경제 성장률을 가정했으므로, 경제 활동의 하락으로 배출권 과잉 제공을 초래했다. 동시에 유효성 검증을 요구하는 사업의 누적된 과제로 CER의 과잉 제공이 있었다.[73] 백로딩 조치는 2차 시도를 거쳤으며 그 후 가격은 톤당 약 5유로까지 서서히 증가했다.[74] 더 엄격한 배출 총량, 경매로의 이동 증가 및 모범 사례 벤치마크에 기초한 무상 배출권 할당 등 III단계가 시작할 때 발효된 개혁에도 불구하고 EU는 여전히 낮은 배출권 가격 때문에 고심하고 있다.

---

69) See Jegou and Rubini, above n 14, at 16.

70) European Energy Exchange AG, “Market Data,” http://www.eex.com (accessed October 24, 2013).

71) Arthur Neslen, “Backloading amendment to return for ‘second round’,” EurActiv, April 23, 2013 http://www.euractiv.com/climate-environment/backloading-amendment-return-sec-news-519285(accessed September 27, 2013).

72) European Commission (2013) “Structural reform of the European carbon market,” http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/ (accessed September 27, 2013).

73) Anita Talberg and Kai Swoboda (2013), “Emissions trading schemes around the world,” Parliament of Australia/Department of Parliamentary Services, Background Note: 5-7.

74) See European Energy Exchange AG, above n 70.

가격 붕괴는 EU가 충분히 높은 가격을 달성하는 데 어려움이 있다는 것을 보여 준다. 가격 변동성은 배출권의 과다 제공, 단계간 이월에 대한 초기의 제한 및 경제적 하강기에 맞춰 조정하기 어렵다는 점에서 기인한다. 이 문제는 증가된 경매, 기득권 존중주의 방법에 따른 무상 할당의 기초로 검증된 배출량 데이터 사용 및 더 최근의 벤치마킹 데이터로의 대체, 그리고 미래의 거래 기간에 대한 이월 허용 및 배출 총량의 엄격화 증가를 통해 부분적으로 해결되었다.[75]

낮은 투자 동기

가격 휘발성은 단점을 가중시켰다. 일관된 가격 기준이 없다 보니 회사가 관련 기술에 투자하기를 꺼리게 된다.[76] 사실 회사가 기후 친화적 기술에 투자하겠다는 동기를 부여하려면 상대적으로 안정되고 충분히 높은 가격이 필요하다. 기록상 배출량에 기초한 무상 배출권 할당은 배출량 감축에 대한 동기를 더욱 약화시켰으며, 미래에 더 유리한 할당량을 얻기 위해 배출량을 높일 수 있으므로 저탄소 기술에 대한 투자 의지를 약화시켰다.[77] 따라서 처음 두 거래 기간 중에 EU ETS에 따른 투자 동기는 특히 낮았다. III단계가 시작된 이후 ETS가 변화했는데도 EU는 가격 변동 및 저탄소 기술에 대폭 투자하기에는 자극이 너무 약하다고 다수가 주장한 배출량 가격 때문에 고심하고 있다.

무상할당으로부터의 수익

여러 연구에서 EU ETS 대상인 몇몇 회사가 수수료 없이 배출권을 받았지만 탄소 가격을 소비자에게 전가하면서 불로소득을 얻었다고 지적했다. 이 불로소득은 우연히 발생한 것처럼 보이지만 주로 전기

75) See Brown, Hanafi and Petsonk, above n 37.
76) See Cooper, above n 40, at 18.
77) See Grubb, above n 13, at 22.

부문에서 생겼다. 또한 이는 주로 공익시설 부문에 대한 감독이 소홀한 국가에 영향을 미쳤다. III단계에서 경매로 이동하면 이 문제를 축소하는 데 도움이 될 것이다.[78]

도전에도 불구하고 성공을 거둬

이러한 도전에도 불구하고 ETS는 EU가 자신의 교토 감축 목표를 달성하도록 돕는 데 효과가 있었다. 2011년부터 기록된 데이터를 보면 EU의 탄소배출량은 1990년 수준보다 14.9% 낮아진 것으로 나타났다. 유럽환경청의 추정에 따르면 2008-2012년 기간의 평균 탄소배출량은 1990년 수준보다 12.2% 낮아졌다. 이는 EU가 자신의 첫 번째 교토 목표를 크게 초과 달성했음을 의미한다. 마찬가지로 교토 의정서의 협약 후 EU에 가입한 회원국도 자국의 개별 교토 목표를 달성하거나 초과했다.[79] 이러한 감축 성공이 특정 정책 때문이라고 하기 어렵고 불경기도 탄소배출량 감소에 한 몫을 했지만, 그런데도 연구에 따르면 EU ETS는 탄소배출량 감축에 중요한 역할을 한 것으로 나타났다. 예를 들어 EU ETS는 I단계 중에 평시(BAU) 탄소배출량보다 2~5% 낮게 감축하는 데 기여했다. 2008-2009 기간에 EU ETS는 340 $MtCO_2e$ 또는 BAU 탄소배출량의 약 8%, 2005-2009년 기간에 480 $MtCO_2e$ 감축을 이끌어냈다.[80]

또한 EU ETS가 경제 성장을 방해하고 산업 및 소비자에 대한 대폭적인 비용을 수반할 것이라는 우려에도 불구하고 예측했던 것의 몇 분의 1의 비용으로 감축을 달성했다. 비용은 EU GDP의 0.01%일 것으로 추정된다.[81]

78) See Brown, Hanafi and Petsonk, above n 37, at 19-23.
79) See European Commission, above n 27.
80) See Brown, Hanafi and Petsonk, above n 37, at vi.
81) Ibid, at v.

또한 전술한 가격 변동과 붕괴에도 불구하고 EU ETS는 여전히 저탄소 기술에 대한 혁신을 자극하도록 관리했다. 이는 단기적인 가격 변동성이 반드시 투자에 방해가 되지는 않음을 나타낸다. 장기적인 가격은 EU ETS 체제에서 비교적 안정되었으며 일부는 단기 가격보다 투자 의사결정에 더 많은 영향을 미쳤다고 주장한다. 더욱이 가격 휘발성은 복합 시장에 작용하는 요소의 일부이며 배출권 가격은 경제 활동 변화, 기상 사건, 연료 가격 및 기술 개발을 포함한 여러 요인의 영향을 받는다. 많은 다른 상품에 비해 EUA에 대한 가격 변동은 거의 심각하지 않았다.[82] 그런데도 연구에 따르면 EU ETS가 투자 의사결정에 미치는 영향은 보통이었다. 저탄소 투자에는 영향을 미쳤지만 EU의 장기 목표를 비용 효과적으로 달성하는 데 필요한 수준으로 장기 사업을 촉진할 만큼 충분하지는 않았다.[83]

표 1은 세 단계에 걸친 EU ETS의 요약 개요를 제공하며 주된 발전, 도전 및 성과를 나타낸다.

표 1: EU ETS의 발전

	I단계	II단계	III단계
연도	2005-2007	2008-2012	2013-2020
총량 설정	회원국의 총량 합계	회원국의 총량 합계. 단, 유럽위원회가 의욕이 부족하다는 이유로 대부분의 초기 NPA를 거부함	유럽위원회가 설정한 단일 공동체 전역의 총량
총량 수준	2, 181 $MtCO_2e$	2,083 $MtCO_2e$(추가	2,039 $MtCO_2e$,연간

82) Ibid, at 14-17.

83) Tim Laing et al. (2013), "Assessing the effectiveness of the EU Emissions Trading System," Centre for Climate Change Economics and Policy Working Paper No. 126/ Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment Working Paper No. 106.

	I단계	II단계	III단계
		없이 동일:I단계보다 12%낮음)	1.74%감소(추가없이 동일:II단계보다11% 낮음)
대상 가스	CO_2	CO_2	CO_2, N_2O, PFC
대상 부문	발전과 에너지 집약 산업 부문(철금속, 시멘트, 제련, 펄프와 종이, 유리, 세라믹, 모든 연소 시설 > 20MW), 일부 제외(opt-out)	I단계와 같지만 제외되는 부문이 없으며 2012년 이후 항공 포함	II단계와 같지만 2013년 4월부터 2014년 4월까지 항공이 일시 중단되며, 부문이 더 추가됨(비철금속, 암면, 석면과 석고, 화학물질, 알루미늄용 PFC, 산용 N_2O,CCS 관련배출)
최대 무상 할당 비율	95%	90%	발전: 무상 할당 없음, 산업 부문: 2020년까지 80%에서 30%로 감소, EITI 산업: 100%
무상 할당 방법	기득권 존중주의	기득권 존중주의	벤치마킹
신규 가입국	회원국이 설정한 규모와 규칙 유보	회원국이 설정한 규모와 규칙 유보	EU 전체에 걸쳐 총량의 5% 유보
이월	거래 기간 이내	거래 기간 이내 및 거래 기간 상호간	거래 기간 이내 및 거래 기간 상호간
차입	거래 기간 이내에 묵시적으로	거래 기간 이내에 묵시적으로	거래 기간 이내에 묵시적으로
교토 상쇄배출권	CER, 핵시설과 LULUCF 제외, BAU와 비교한 국가의 감축을 50%로 제한. 단, 사용되지	CER과 ERU, 핵시설과 LULUCF 제외, EU 총량의 13.4%로 제한	CER과 ERU: 핵시설, LULUCF 및 산업 가스 파괴 제외, LDC에서만 CER

	I단계	II단계	III단계
	않았음		
연도	2005-2007	2008-2012	2013-2020
벌칙	톤당 40유로의 벌금과 미달 배출권 이월	톤당 100유로의 벌금과 미달 배출권 이월	톤당 100유로의 벌금과 미달 배출권 이월
성과	2006년 봄의 가격 붕괴 전에 초기 배출권 가격 톤당 20-25유로에 최고 30유로, 2008년 말 거의 0에 도달, 단체 자체의 추정치를 기준으로 배분한 배출권 때문에 검증된 배출량 데이터에서 배출권 초과 제공으로 나타났으며, II단계까지 배출권 이월 불가 및 실제 감소 구현. ETS가 여전히 배출량 감축을 자극함	I단계의 가격 붕괴 후 가격이 2008년 여름에 톤당 20유로 이상으로 상승. 그러나 재정 위기 때문에 가격이 톤당 8유로까지 하락함. 2009년 말에는 가격이 톤당 약 12-14유로로 회복됨. 2011년 여름 이후 가격이 다시 한 번 서서히 하락하기 시작. 이러한 도전에도 불구하고 ETS가 배출량 감축을 촉진함.	개역에도 불구하고 배출권 초과 제공 지속. 백로딩 접근방식에 대한 4월의 부정적 투표 이후 가격이 톤당 3유로 미만으로 떨어짐. 가격은 성공적인 2차 투표 후 톤당 약 5유로까지만 서서히 회복됨.

2.4 한국의 탄소배출권 거래제도

한국은 수십 년 동안 고속 경제 성장을 나타냈으며 지금은 세계 20대 GHG 배출 국가에 속한다(*표 1 참조*). OECD 국가 중에서 한국의 배출량은 가장 빠르게 증가하고 있다.[84] 한국은 교토 의정서에 따른

84) Peter Sopher and Anthony Mansell (2013b), “South Korea – The World’s Carbon

감축 공약이 없지만 최근 녹색 성장 정책의 일환으로 탄소배출량을 억제하려 하고 있다. 2010년 제정된 저탄소 녹색 성장 기본법은 한국이 저탄소 지속 성장을 지향하는 기초를 형성한다. 이 기본법은 배출량 감축 목표를 설정하고 ETS 도입을 규정한다.[85] 46(1)항에 따르면 "정부는 국가의 온실가스 감축 목표를 달성하기 위해 온실가스 배출량을 거래하기 위한 제도를 운영할 수 있다."[86] 이 기본법에 따르면 향후 몇 년 안에 ETS 초안을 작성하고 이 제도를 제정하기 위한 법안을 국회에서 거의 만장일치로 통과시켰다. 2012년 11월의 대통령령 제정으로 이 법의 이행을 향한 첫 발을 디뎠다.[87]

표 1: 20대 GHG 배출 국가

순위	국가	GHG 배출량 (2010년 합계 $MtCO_2e$,LCUF제외)
1	중국	10,385.54
2	미국	6,866.92
3	EU 27개 국	4,918.07
4	인도	2,326.19
5	러시아연방	2,326.10
6	일본	1,298.89
7	브라질	1,162.62
8	독일	926.67
9	인도네시아	823.41
10	이란	727.00
11	캐나다	726.63
12	멕시코	688.25

Markets: A Case Study Guide To Emissions Trading," EDF/IETA: 1.

85) Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young (2013),"South Korea's Emissions Trading Scheme," Bloomberg New Energy Finance White Paper: 3.

86) See Eunjung Kimet al., above n 10, at 29.

87) See Sopher and Mansell (b), above n 84, at 1.

순위	국가	GHG 배출량 (2010년 합계 $MtCO_2e$,LCUF제외)
13	한국	678.32
14	영국	627.46
15	호주	587.53
16	남아프리카	559.65
17	프랑스	545.19
18	사우디아라비아	542.10
19	이탈리아	514.62
20	스페인	407.97

출처: WRI CAIT 2.0(2013)

이 기본법은 미래 ETS에 유익한 몇몇 임시 정책을 시행한다. 2011년 이후 한국은 ETS에 대한 전신으로 볼 수 있는 온실가스 에너지 목표관리제를 운영해 오고 있다. 이 제도는 전력, 산업, 폐기물 및 농업 부문의 450개가 넘는 대규모 배출 업체와 에너지 소비 업체를 대상으로 하고 있다. 현재 제도 하에서 대상 단체는 매년 GHG 배출량과 에너지에 대한 데이터를 정부에 제출하며, 그 후 이듬해의 배출량/에너지 감축 목표를 할당 받는다.[88] 이 제도를 운영함으로써 한국 정부와 대상 기업은 ETS 도입 전에 몇몇 소중한 경험을 획득할 수 있다. 현재 제도를 통해 한국 배출량의 60%를 대상으로 하는 국가 인벤토리가 창출되었다.[89] ETS를 시작하기 몇 해 전 동안 검증된 배출량 데이터를 수집하면 EU가 EU ETS의 첫 번째 거래 기간 동안 경험했던 문제인 배출권 초과 할당의 위험을 줄이는 데 도움이 될 수 있다.

한국 ETS의 많은 요소는 머지않아 최종 결정될 예정이다. 이 제도의 방향과 구체적 설계에 대한 의사결정은 각각 2013년 12월과 2014년 6월에 발행될 예정인 EPS 마스터 플랜과 국가 할당 계획 두 문서

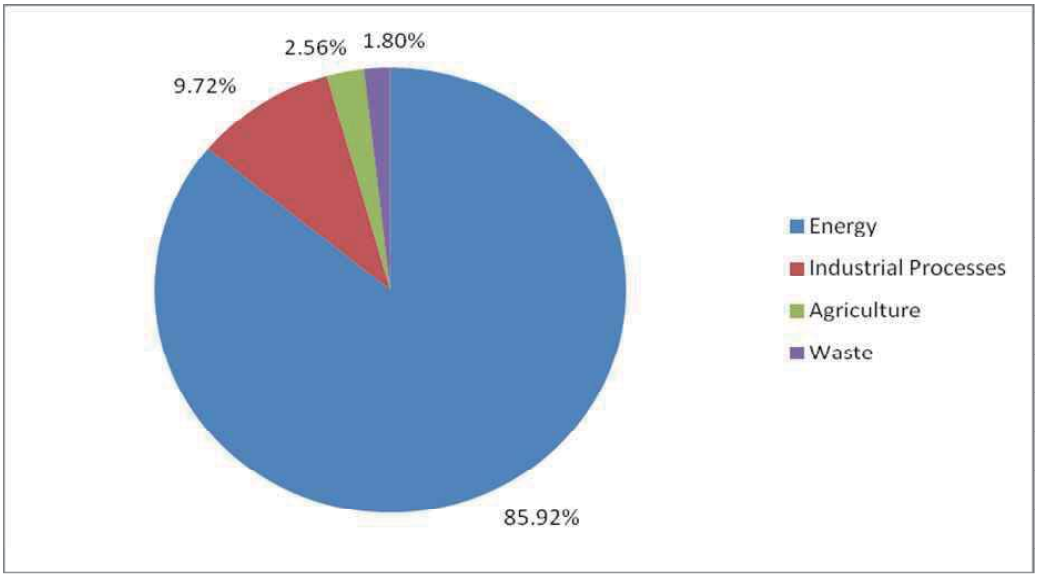
88) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 3.
89) Ibid, at 3.

에 나타날 것이다. 마스터 플랜은 제도 연계와 관련된 측면과 BAU 시나리오의 배출량 예상을 포함하여 ETS에 대한 일반적인 방향을 제시할 것이다. 한편 국가 할당 계획은 할당 기간당 배출 총량, 유보량 및 할당 표준을 포함하여 ETS 운영을 위한 자세한 규칙을 포함할 것이다.[90]

배출량의 특징

한국에서 에너지 부문은 국가 GHG 배출량의 거의 86%를 차지한다. 산업 프로세스는 나머지 배출량 중 거의 10%를 차지하며 농업이 거의 3%, 폐기물이 약 2%로 그 뒤를 잇는다(*그림 3 참조*).

그림 3: 2009년도 부문별 GHG 배출량($MtCO_2$ e 단위)



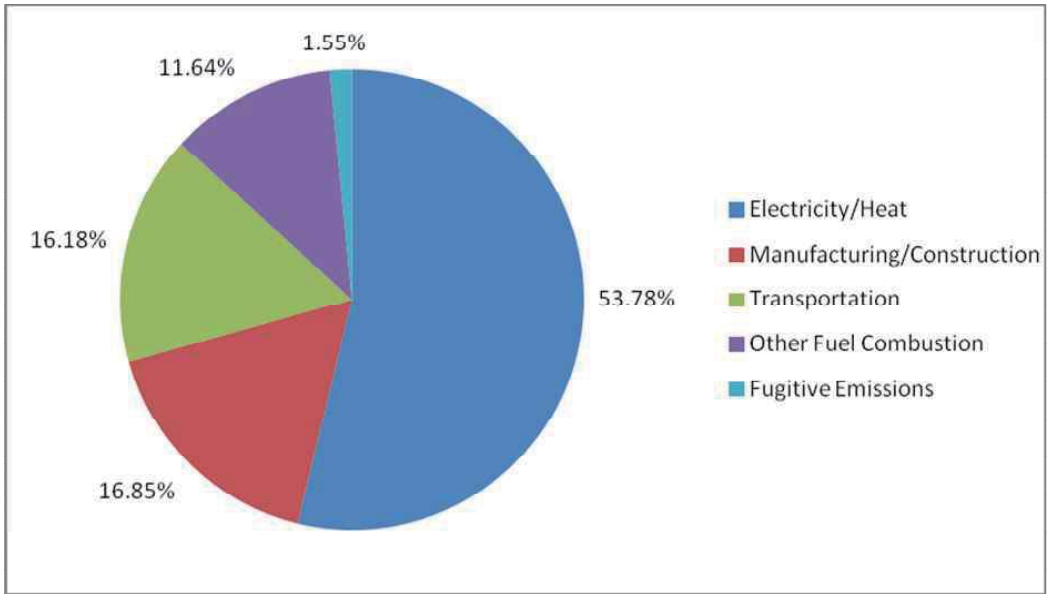
a 토지 이용 및 임업과 벙커 유를 제외한 데이터임
출처: WRI CAIT 2.0(2013)

에너지 부문에 GHG 배출량이 크게 집중되고 있으므로 하위 부문별

90) See Eunjung Kimet al., above n 10, at 30-34.

에너지 배출량을 분석해 볼 필요가 있다. 그림 4는 에너지 부문 내에서 전기/열이 에너지 관련 GHG 배출량의 절반 넘는 양을 차지한다는 것을 보여 준다. 그 다음으로 제조/건설이 18%로, 교통이 16%로 그 뒤를 잇는다. 끝으로 다른 연료 연소와 탈루성 배출이 12%와 2%를 각각 차지한다.

그림 4: 2009년도 한국의 에너지 하위부문별 GHG 배출량($MtCO_2$ e 단위)



출처: WRI CAIT 2.0(2013)

배출량 감소 공약

이 기본법에 명시된 세 가지 의무 감축 목표는 GHG 배출량을 2020년까지 예상 BAU 수준에 비해 30% 억제한다는 코펜하겐합의문에 따른 한국의 공약을 반영한다. 이는 현재 BAU 시나리오에 따르면 2020년까지 2010년 수준의 19%를 감축하는 것에 해당한다. 그러나 이 공약의 의욕 수준은 BAU 예측에 따라 달라진다. 한국 정부는 2013년 말 ETS 마스터 플랜을 발표하기 전에 BAU 시나리오를 수정할 것으

로 예상된다. 대안 BAU 예상은 목표를 달성하는 데 필요한 배출량 감축 수준을 변경할 수 있다. 그런 점에서 더 낮은 BAU 시나리오로 감축 목표가 암시하는 의욕을 감소시킬 수도 있다.[91]

적용대상

현재 초안 제안에 따르면 ETS는 매년 25,000 tCO_2e 넘게 배출하는 개별 시설 또는 시설을 모두 합쳐서 연간 총 125,000 tCO_2e 넘게 배출하는 단체에 적용될 것이다. 상기 범주에 들어가는 기업과 시설의 의무적 참여에 더하여 기업은 자발적으로 ETS에 합류할 수 있다. 그런 점에서 한국 ETS는 약 470개의 회사와 1,600개가 넘는 시설을 대상으로 할 것이다.[92] ETS는 교토 의정서의 6가지 GHG를 모두 포함하도록 설정된다. 따라서 CO_2, N_2O 및 PFC에 더하여 메탄(CH4), 수소화불화탄소(HFC) 및 육불화황(SF6)도 대상으로 할 것이다. 또한 이 제도는 직접 배출과 간접 배출에 모두 적용할 수 있을 것이다.[93] 현재 계획에 따르면 한국 GHG 배출량의 약 60%가 ETS의 대상이 될 것이다.[94]

총량 설정

한국의 ETS는 시간이 경과함에 따라 낮아질 절대 배출량 한계를 이용하는 총량제한 배출권 거래제로 설계될 것이다. 구체적인 총량은 첫 번째 할당 계획이 발표될 2014년 6월 30일까지 알려지지 않을 것이다.[95] 현재 정부 예상에 따르면 2020년 배출량은 2010년의 669

91) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 5-8.
92) See Eunjung Kimet al., above n 10, at 35.
93) See Eunjung Kimet al., above n 10, translated chapter “Economic analysis of the status of carbon markets and the possibilities offered by the linkage of international carbon markets”.
94) See Sopher and Mansell (b), above n 84, at 2.
95) See Eunjung Kimet al., above n 10, at 32-33.

$MtCO_2e$에서 16% 증가한 776 $MtCO_2e$로 추정된다. 따라서 현재 BAU 예상에 따르면 30% 감축 목표는 2020년에 543 $MtCO_2e$의 GHG 배출량을 의미하며, 이는 2010년 수준에서 19% 감축을 나타낸다. 그러나 더 낮은 BAU 시나리오가 30% 목표에서 암시되는 의욕 수준에 영향을 미칠 수도 있다.[96]

배출권 배분

배출권 방식은 거래 단계, 산업 및 부문별로 운용될 것이다. 정확한 규칙은 2014년 할당 계획에 의해 결정될 것이며, 몇몇 세부사항은 이 논문을 쓸 당시에 알려지지 않았다.

한국 ETS는 세 거래 기간으로 구성된다. 각각 2015-2017년과 2018-2020년 기간 동안 지속되는 처음 두 단계는 초기 시험 단계이다. 그 후 세 번째 단계는 2021-2026년의 좀 더 긴 기간에 걸쳐 있다. 할당 방식은 이 세 거래 단계의 과정에 걸쳐 변화될 테지만 이 모든 기간 동안 상당한 배출권이 무상으로 할당될 것이다. I단계에는 배출권의 100%가 수수료 없이 할당된다. 무상 할당은 II단계에 최대 97%로 감소하고 III단계에 90%까지 감소한다. 즉, 허가량의 최소 3%가 II단계에, 최소 10%가 III단계에 경매로 전환될 것이다. 탄소 누출 위험이 큰 것으로 여겨지는 기업은 자신의 모든 배출권을 수수료 없이 받게 될 것이다.[97]

기득권 존중주의와 벤치마킹 둘이 다 현재 가능한 무상 배출권 할당 방식으로 검토되고 있다. 그러나 기득권 존중주의 방식을 사용하여 허가량이 할당될 가능성이 더 커 보인다. 과거 3년의 GHG 배출량이 ETS 대상이 될 기업을 결정하는 데 사용되었을 뿐만 아니라, GHG 배출량에 대한 과거 데이터도 벤치마킹 방법 적용에 불충분할 것 같다.[98]

96) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 8.
97) See Sopher and Mansell (b), above n 84, at 2-3.

허가량을 받으려면 기업은 배출권 신청 양식을 작성하여 정부에 제출해야 한다. 이 양식은 각 새로운 단계 전에 제출해야 하지만 해당 단계 이내에 매년 할당량을 수정할 수 있다.[99] 일반적으로 할당 기간 중에는 배출권 할당을 변경하지 않아야 하지만, "할당 계획을 설정할 때 예측할 수 없었던 중요한 경제 상황 변화의 경우 기업의 부담을 줄이도록 돕기 위해" 할당량 재조정이 가능하다.[100] 재조정은 두 가지 형태를 가질 수 있다. 첫째, 예외적인 경우로 전반적인 경제 상황의 중요한 변화로 배출 배출권의 총량이 증가될 수 있다. 둘째, 기업이 유보 배출권을 근거로 도출하여 재조정을 요청할 수 있다.[101]

새 가입국과 설비 폐쇄에 대한 규칙

한국 ETS는 허가량을 새 가입 단체에 할당하는 배출권 유보를 포함하게 될 것이다.[102] 유보 수준은 2014년 할당 계획에 의해 결정될 특징 중 하나이므로 이 논문을 쓸 당시에 알려지지 않았다. 마찬가지로 설비 폐쇄의 처리에 관한 정보도 현재로서는 없다.

거래 방식

배출 배출권 거래는 2015년 1월 1일부로 이루어질 것이다. 일시적 거래는 한국 ETS에 따라 허가되겠지만 제한이 따를 것이다. 배출권 이월은 전혀 제한이 없게 될 것인데, 이는 회사가 비사용 배출권을 다음 거래 연도에, 심지어 다른 단계 상호간에도 이월할 수 있다는 것을 의미한다. 한편 차입은 거래 기간 간에 허용되지 않는다. 배출권

98) See Eunjung Kimet al., above n 10, at 37-38.
99) See Sopher and Mansell (b), above n 84, at 3.
100) See Eunjung Kimet al., above n 10, at 41.
101) Ibid, at 41.
102) Ibid, at 44.

차입은 같은 거래 기간의 연도 간에만 가능하다. 또한 차입은 기업별 필수 배출권의 10%까지만 허가될 것이다.[103]

국제 상쇄배출권 사용에 대한 규칙

한국 ETS에 따라 기업은 자사의 준수 의무를 만족하기 위해 탄소 상쇄배출권을 제출할 수 있다. 단, 상쇄배출권 사용에는 수량 제한이 적용된다. 기업은 자사의 배출권 의무 중 10%까지만 탄소 상쇄배출권을 사용할 수 있다. 모든 단체에 대한 자세한 한계는 할당 계획에 의해 설정될 것이다. 처음 두 거래 기간 동안 회사는 외국 회사에서 받은 상쇄배출권을 사용할 수 없다. 국제 상쇄배출권은 III단계에서 허용되지만, 총 상쇄배출권 한계의 최대 50%로 제한된다. 유엔 상쇄배출권 시장과의 연계는 현재 불확실하다.[104] 한국 ETS가 특정 사업에서 배출권을 제외할지 여부는 이 논문을 쓸 당시에 알려지지 않았다.

적합성 확보

온실가스 에너지 목표관리제의 운영을 통해 한국은 이미 충실한 MRV 방식을 확립한 상태이다. 현재 제도는 대상 단체에 대해 자신의 배출량 측정과 보고를 요구하며 배출량 보고서를 정부에 제출하기 전에 독립 기관에 의해 검증을 받도록 하고 있다. 따라서 ETS에 따른 MRV 제도의 기본은 이미 시행 중이다. ETS에 따르면 기업은 각 거래 연도 말 이후 3개월 이내에 검증된 명세서를 제출해야 한다. 정부 인증 위원회가 거래 연도 말 이후 5개월 이내에 이 명세서의 신뢰성을 검토한다. 그 후 기업은 해당 배출권을 제출하기 위한 1개월의 기간을 갖게 된다.[105]

---

103) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 7.
104) See Sopher and Mansell (b), above n 84, at 3.
105) See Eunjung Kimet al., above n 10, at 46.

요구된 배출권을 지키지 못한 기업에 대해서는 벌칙이 부과된다. 벌금은 톤당 한화 10만 원(톤당 69유로) 기준으로 배출 총량 CO_2 톤당 시장 가격의 3배로 설정될 것이다. 벌칙이 기업에게 미달 배출권을 이듬해로 이월할 것도 요구할지 여부를 결정해야 한다. 이 요구사항이 없다면 벌금에 대한 배출 총량이 결국 ETS 가격 한계로 정해질 것이다.[106]

시장 안정화 조치

현재 한국 ETS 계획에 따르면, 정부는 상당한 가격 또는 거래량 변화가 있는 경우 시장 안정화 조치를 통해 개입할 수 있다. 이 계획에 해당 개입이 허용되는 상황과 취할 수 있는 조치 유형을 명시한다. 안정화 조치는 다음 시나리오 중 하나가 적용되는 경우에 허가된다. 첫째, 전년 또는 이전 연도 대비 6개월 연속 배출권의 임계 가격보다 많은 증가가 있는 경우. 둘째, 1개월 기간의 거래량이 전년도 또는 이전 연도의 월간 평균량보다 2배 넘게 증가한 결과로 과거 2년의 평균 배출권 가격 대비 2배 이상의 평균 가격 증가가 있는 경우. 셋째, 1개월의 기간 동안 과거 2년의 평균 가격 대비 60% 가격 하락이 있는 경우. 이 경우 정부는 시장을 안정화하기 위해 (i) 유보량에서 허가량의 25%까지 경매, (ii) 각 참여자의 배출권 유지를 위한 최대 또는 최소 한계 설정, (iii) 차입 한계 증가 또는 감소, (iv) 상쇄배출권 한계 증가 또는 감소, (v) 최고 또는 최저 가격 설정 등의 조치를 취할 권한이 있다.[107]

따라서 지정된 상황에서 한국 당국은 가격 안정화를 목표로 탄소배출권 시장에 개입할 수 있다. 이를 통해 한국은 배출권 가격의 급증을 통제할 수 있지만 가격 붕괴도 해결할 수 있다. 비용 억제 조치를

106) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 7.
107) See Eunjung Kimet al., above n 10, at 43-44.

통해 시장을 관리하는 유연성은 한국 ETS의 상당히 특이한 특징이다.

2.5 EU와 한국 탄소배출권 거래제도 간의 유사점과 차이점

한국 ETS의 여러 측면은 EU ETS를 모델로 했다. 따라서 두 제도는 몇 가지 유사점을 나타낸다. 그러나 두 제도는 몇 가지 중요한 측면에서 서로 다르기도 하다.

배출량의 특징

EU와 한국은 배출 프로필에 관하여 여러 가지 유사점을 나타내지만 몇몇 중요한 차이점도 있다. EU와 한국 모두 에너지 부문에서의 GHG 배출이 총 배출량의 80% 넘는 비율을 차지한다(EU는 81%, 한국은 86%). 그러나 GHG 배출의 두 번째로 큰 출처에서는 차이점이 있다. EU의 경우 농업 부문이 두 번째로 큰 배출자(11%)인 반면에 한국은 산업 부문이었다(10%). 한편 한국의 경우 농업 부문의 배출량이 자국 총 GHG 배출량의 3% 미만을 차지했을 뿐이다. 따라서 EU의 농업 부문 배출량 비율은 한국보다 훨씬 더 크다. EU의 농업 부문 GHG 배출량 비율이 상대적으로 크고 이 부문의 상당한 감소 기회에도 불구하고, 농업 부문의 배출량은 정확히 측정하기 어렵기 때문에 EU ETS에서는 농업 부문을 대상으로 하고 있지 않다.

에너지 부문 내에서도 하위 부문의 배출량 비율에 관하여 차이점이 있다. 한국의 경우 전기/열이 에너지 관련 GHG 배출량의 절반 넘게 차지한 반면 EU의 비율은 40%였다. 그러나 EU의 경우 교통 부문이 에너지 관련 GHG 배출량에서 한국(16%)보다 더 큰 비율(거의 25%)을 차지했다. 그러나 교통 부문의 배출량은 항공을 제외하고 EU ETS에서 대상으로 하고 있지 않으며, 이 부문은 2012년에는 포함되었지만

2013년에 1년의 기간 동안 일시 중단되었다. 항공 부문의 배출량을 해결하기 위해 글로벌 시장 기반 조치에 관하여 토론하기 시작한 국제민간항공기구(ICAO)의 최근 결정으로 EU ETS에 따른 항공 재도입에 관한 불확실성이 생겼다.[108] EU는 ETS에서 항공 부문을 일시 중단할 때 항공 부문에 대한 배출권 이월 요구를 "ICAO가 충실한 시장 기반 조치에 동의하지 않는 한 자동으로 다시 적용할 수 있다"고 말했다.[109] 한국의 경우 모든 다른 부문과 마찬가지로 교통 부문이 설정된 임계값의 대상이다.

거래 기간

두 제도 모두 처음에는 세 거래 기간으로 나누어진다. 그러나 기간은 한국 제도가 두 3년 기간 후에 5년 기간을 두어서 EU ETS에 따른 3년, 5년 및 8년보다 더 짧다. 두 제도 모두 준수 기간은 연 단위이며 대상 회사가 매년 배출량을 보고하고 이월할 것을 요구한다. EU의 경우 대상 단체는 4월 30일 기준으로 배출권을 이월해야 한다. 한국 제도에 따른 준수 일자는 현재 알려져 있지 않다.

배출량 감소 공약

EU와 한국의 ETS는 기반이 서로 다른 동기의 결과로 등장했다. EU ETS는 EU가 교토 의정서의 첫 번째 공약 기간에 따라 자신의 배출량 감축 목표를 달성하도록 돕기 위한 도구로 설계되었다. 그러나 한국

108) ICAO, "Dramatic MBM Agreement and Solid Global Plan Endorsements Help Deliver Landmark ICAO 38th Assembly," ICAO Press Release,http://www.icao.int/Newsroom/Pages/mbm-agreement-solid-global-plan-endoresements.aspx, (accessed October 9, 2013).

109) Valerie Volcovici and Barbara Lewis, "U.N. aviation body agrees on emissions deal," Reuters, October 4, 2013, http://www.reuters.com/article/2013/10/04/us-aviation-climate-idUSBRE99302A20131004, (accessed October 9, 2013).

은 교토 의정서의 배출량 억제 의무가 없다. 한국이 ETS를 도입하기로 결정한 것은 에너지 효율 혁신을 통해 세계 경제에서 자국의 경쟁적 지위를 보장하고 새로운 성장 동력을 창출한다는 바람이 동기였다.

두 제도 간의 또 다른 차이점은 목표 설정을 위한 기준 연도와 BAU 시나리오 사용에 관한 것이다. EU ETS에 따른 공약은 기준 연도에 대해 상대적으로 설정된 반면에, 한국 제도는 2020년 BAU 예측을 기준으로 목표를 설정한다. 그런 점에서 한국 ETS의 기준 연도에 대비한 실제 의욕 수준은 BAU 예측에 따라 달라지고 따라서 일부 불확실성을 수반한다. 현재 BAU 예측에 따르면 배출량을 2020년 BAU 수준보다 30% 낮게 삭감한다는 공약은 2010년 대비 19% 감축에 해당한다. 이에 비해 EU의 첫 번째 공약은 1990년 수준보다 8% 낮게 배출량 감축을 요구했으며 교토 의정서에 따른 두 번째 공약은 EU가 2013-2020년 기간 동안 1990년 수준보다 20% 낮게 배출량을 삭감할 것을 요구했다. 현재 BAU 시나리오에 따르면 한국은 다른 제도보다 더 높은 수준의 의욕을 암시한다. 예를 들어 EU ETS보다 감소 요구량이 60% 더 많아질 것으로 예상된다.[110] 그러나 더 낮은 2020년 BAU 수준 때문에 한국 목표가 암시하는 감소 및 의욕 수준이 감소할 수도 있다. 한편 EU ETS에 따른 기준 연도 공약 사용은 실제 의욕 수준에 관한 예측가능성을 제공한다.

적용대상

EU ETS는 지정된 산업에 적용된다. 이 제도는 전력 부문, 에너지 집약 제조 부문 및 2012년 이후 항공(단, 항공 부문을 포함시키는 것은 현재 일시 중단됨) 부문의 12,000개 넘는 시설을 대상으로 한다. I

110) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 11.

단계 중에 부문별 임계값이 시행되었는데, 이 임계값보다 낮은 시설은 동일한 배출량 감축 조치가 시행되면 제외될 수 있다.[111] 현재 제도는 EU의 GHG 배출량의 45%를 대상으로 한다. EU ETS의 부문 기준 접근방식과 달리 한국 제도는 전체적으로 임계값 기준이며 모든 부문에 적용할 수 있다. 연간 25,000 tCO_2 넘게 배출하는 개별 시설과 보유 시설을 연간 합쳐서 25,000 tCO_2 넘게 배출하는 회사는 부문과 상관없이 한국 ETS 제도에 따른 대상이 된다. 이런 식으로 한국 제도는 1,600개가 넘는 시설을 대상으로 하며, 이는 국가 GHG 배출량의 약 60%를 차지한다. 대상 부문을 고려하여 ETS는 2020년까지 한국의 GHG 배출량의 거의 75%를 대상으로 할 것으로 예상된다.[112]

또한 두 제도는 대상으로 하는 배출도 서로 다르다. 한국 ETS는 6가지 교토 GHG를 모두 대상으로 하지만, EU ETS는 직접 정확히 측정할 수 있는 GHG, 즉 CO_2, N_2O 및 PFC에 초점을 맞추고 있다. EU ETS와 달리 한국 제도는 직접 배출뿐만 아니라 간접 배출에도 적용하도록 하고 있다. 긍정적인 측면에서 간접 배출을 대상으로 하는 것은 회사가 자사의 전력 에너지 효율을 개선하게 하는 동기를 부여할 수 있다. 그러나 복잡한 보고와 적합성에 더하여 배출권을 잘못 할당할 위험이 있다.[113]

총량 설정

EU ETS와 한국 ETS 둘이 다 총량제한 배출권 거래제로 설계되어 시간의 경과에 따라 점진적으로 낮아지는 절대 배출량 제한을 적용한다. EU의 2020년도 배출 총량은 연간 1,777 $MtCO_2e$이다. 한국 제도의 총량은 이 논문을 쓸 당시에 알려져 있지 않으며, 2014년 6월 최초의

111) See Sopher and Mansell (a), above n 39, at 2.
112) See Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young, above n 85, at 8.
113) Ibid, at 24.

할당 계획이 발행되면 밝혀질 것이다. 현재 BAU 시나리오에 따르면 30% 감축 목표는 2020년 배출 총량 543 $MtCO_2e$에 해당한다. 위에서 언급했듯이 한국 정부는 2013년 말까지 BAU 시나리오를 수정할 것으로 예상되며, 이는 배출 총량에 영향을 미치고 BAU 수준보다 30% 낮춘다는 감축 공약이 변경되지 않는다 해도 목표의 의욕 수준에 영향을 미칠 것이다.

배출권 배분

한국 ETS에 따른 할당 방식에 관한 여러 가지 세부사항은 이 논문을 쓸 당시에 알려져 있지 않다. 배출 총량과 마찬가지로 이러한 세부사항도 할당 계획에 의해 결정될 것이다. 그러나 일반적인 방식에 관한 의사결정은 이미 내려졌으며 EU의 할당 방식과 비교할 수 있다. 두 제도 모두 시간의 경과에 따라 낮아지는 무상 배출권 할당을 포함하며 점진적으로 경매를 지향한다. EU ETS에 따르면 배출권의 99% 넘는 분량이 I 단계 중에 무상 할당되었으며 II단계 중에 90% 넘는 분량이 무상 할당되었다. EU ETS의 III단계에는 배출권의 절반 정도가 경매로 전환될 것이다. 2013년 이후 전력 부문의 경우 2004년 이후 EU에 가입한 8개국을 제외하고 무상 할당에서 제외된다. 제조 부문의 경우 무상 할당은 2013년의 80%에서 2020년의 30%까지 서서히 감소할 것이다. 한국 제도의 경우 모든 배출권은 I단계 중에 무상으로 할당된다. 이 양은 II단계에 97%까지, III단계에 90%까지 감소될 것이다. 그런 점에서 한국 제도의 III단계 중에 무상 할당될 배출권 비율은 EU ETS에 따른 것보다 높을 것이다. 그러나 한국 ETS에 따른 거래 기간은 EU ETS의 경우보다 더 짧다.

EU ETS의 처음 두 거래 기간 중에 무상 배출권은 기득권 존중주의 방식을 사용하여 할당되었다. 이 거래 기간이 시작된 이후 EU ETS는 벤치마킹 방법으로 이동했다. 한국 제도는 아직 적용 방식에 대한 의

사결정을 내리지 않았으며, 현재 기득권 존중주의와 벤치마킹 방식 두 가지를 다 가능한 방식으로 검토하고 있다. 그러나 기득권 존중주의는 한국 제도의 첫 번째 부분에 대해 더 유력한 선택으로 보인다.

두 제도 모두 탄소 누출 위험이 큰 것으로 여겨지는 산업에 대한 면제를 포함한다. 그러한 회사를 식별하기 위해 EU와 한국 모두 같은 정의를 적용한다. 두 국가 모두 면제 대상 기업은 다음과 같은 특성을 나타내야 한다. (i) 10% 더 높은 무역 집중도 지수 및 ETS의 결과로 최소 5%의 생산 비용 지수, 또는 (ii) 30% 넘는 무역 집중도 지수, 또는 (iii) ETS의 결과로 최소 30%의 생산 비용 지수.[114] 이 범주에 속하는 기업은 한국 제도 하에서는 모두 무상 배출권을 계속 받지만, EU ETS는 모범 사례 산업 벤치마크를 기초로 해당 회사에 무상 배출권을 할당한다.

두 제도 간의 주된 차이점은 할당의 재조정과 관련이 있다. 한국 ETS는 할당 재조정이 가능하다고 규정하고 있지만 EU ETS에서는 이것이 불가능하다. 이 차이점에는 여러 가지가 있을 수 있지만 두 가지 논거가 두드러진다. 첫째, 한국과 달리 EU는 교토 의정서에 따른 배출 감축 공약의 적용을 받았다. 배출 허용 총량의 증가를 통한 할당 변화는 구속력 있는 감축 목표의 달성 노력을 약화시켜 환경 효과에 영향을 미칠 수 있다. 둘째 개별 기업이 요청 시 할당 재조정은 회원국 간의 긴장을 초래할 가능성이 있다. 한 회원국의 어떤 회사가 추가 배출권을 요청하면 다른 회원국의 기업이 공평성 차원에서 추가 배출권의 적용을 자극하여 바닥을 향한 경주(race-to-the-bottom)의 위험을 초래할 수 있다.

또한 그러한 의사결정이 유럽 의회, 유럽이사회 및 유럽위원회의 승인을 필요로 할 경우 EU 체제에서 변경 합의가 어려울 수 있다. 변경

114) See Sopher and Mansell (b), above n 84, at 3.; European Commission, "Carbon leakage," http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/leakage/index_en.htm (accessed September 30, 2013).

합의를 획득하는 데 수반되는 어려움은 '백로딩(back-loading)', 즉 경제 침체의 결과인 배출권 초과 제공과 처음 두 단계 중에 허가량 초과 할당을 해결하기 위한 조치에 대한 EU 의사결정에서 입증되었다. 백로딩에 대한 EU의 승인은 획득하기 어려웠다. 유럽 의회는 처음에 2013년 4월 이 조치를 거부했으며 2013년 7월 투표에서 두 번째 시도 중에만 지지를 받았다.[115] EU 백로딩 의사결정은 배출권을 변경하지 않았지만 여전히 통과되기 어려웠다.

새 가입국과 설비 폐쇄에 대한 규칙

EU ETS와 마찬가지로 한국 제도는 새 가입자에게 배출권을 할당하는 배출권 유보를 포함할 것이다. 그러나 유보 규모와 새 가입자에 대한 할당 기준은 현재 알려져 있지 않다. 한국 ETS에서는 설비 폐쇄 처리에 관한 정보가 부족하여 이 논문을 쓸 당시에 EU ETS와 비교가 불가능했다.

거래 방식

EU와 한국의 ETS에 따른 일시적 거래에 대한 규칙에는 밀접한 유사점이 있다. 두 제도 모두 거래 기간 간을 포함하여 다음 연도로의 배출권 무제한 이월을 허용한다. 배출권 차입도 두 제도 모두 참여자가 이용할 수 있지만, 같은 거래 기간에 속하는 연도 간에만 가능하다. EU ETS에 따른 차입은 시설의 이전 연도에 대한 배출권을 이월하기 2개월 전에 다음 거래 연도에 대한 배출권을 할당하는 것이 묵

115) Point Carbon, "Backloading given green light from Parliament," Point Carbon, July 3, 2013, http://www.pointcarbon.com/aboutus/pressroom/pressreleases/1.2445845 (accessed September 30, 2013).

시적으로 가능한 거래이다. 한국 제도 하에서 차입은 명시적으로 허가되지만 회사의 배출권 요구사항의 최대 10%로만 제한된다.

국제 상쇄배출권 사용에 대한 규칙

EU와 한국의 제도 모두 회사가 국제 상쇄배출권을 사용하는 것을 허용한다. 그러나 그러한 사업 배출권 사용에 대한 제한과 특정 규칙이 두 제도 사이에 서로 다르다. EU ETS에 따르면 회사가 교토 의정서의 유연한 제도에서 나온 CER과 ERU를 사용할 수 있다. 2008-2020년의 기간 동안 EU 전체의 국제 상쇄배출권 사용 한계는 2005년 대비 필수 배출량 감축의 50%에 해당한다. II단계 중에 회사는 총 상쇄배출권 한계의 최고 13.4%까지만 CER과 ERU 사용이 허용된다. 한국 제도 하에서는 국제 상쇄배출권 사용에 대한 규칙이 이와 다르다. 대상 단체는 상쇄배출권 사용이 허용되지만 국제 배출권은 III단계부터만 허가된다. 국내와 국제를 합친 상쇄배출권 한계는 회사의 적합성 의무의 10%로 설정되었다. 이 한계 내에서 국제 상쇄배출권은 최고 50%까지만 허용된다. 중요한 것은 한국 ETS가 유엔 상쇄배출권 시장과 연계될지 여부는 EU ETS의 경우와 마찬가지로 현재로서는 불확실하다는 점이다. 또한 한국 제도가 EU ETS처럼 특정 사업에 대해 상쇄배출권을 제외할 것인지 여부도 현재 알 수 없으므로 이 점에 관하여 두 제도를 비교하는 것은 불가능하다.

적합성 확보

EU와 한국 제도의 MRV 방식은 비교가 가능하다. 두 제도 모두 회사가 자신의 배출량을 측정하여 연도별로 보고하고 해당 중앙 당국에 보고하기 전에 독립된 인가 기관의 검증을 받을 것을 요구한다.

또한 두 제도 모두 충분한 배출권을 지키지 못한 회사에 대해 벌금

을 부과한다. 한국 제도 하에서 벌금은 톤당 한화 10만 원(톤당 69유로) 기준으로 배출 총량 CO_2 톤당 시장 가격의 3배에 해당한다. EU는 벌금을 첫 번째 거래 기간의 톤당 40유로에서 톤당 100유로로 상향 조정했다. 그러나 벌금을 냈다고 해서 EU ETS의 대상 단체가 필요한 배출권을 이월하는 의무로부터 자유로워지는 것은 아니다. 한국 제도에서도 회사가 벌금을 지불하는 것에 더하여 미달한 배출권을 제출해야 하는지 여부는 결정될 과제로 남아 있다.

시장 안정화 조치

EU와 한국 ETS 간의 주된 차이점은 탄소배출권 시장에 개입하는 정부의 유연성에 관한 것이다. 한국 제도는 가격 인상, 수요 급증 및 가격 붕괴와 관련된 사건을 지정하며, 이에 따라 환경부는 탄소배출권 가격을 관리하기 위해 노력하는 특정 조치를 부과할 권한이 있다. 한국 ETS와 달리, EU ETS는 배출권 가격 또는 분량이 대폭 변화한 경우에도 시장 안정화 조치를 규정하지 않는다. EU ETS는 과거 9년 동안 대폭적인 가격 휘발성, 특히 가격 붕괴를 경험했다. 이 사건이 제도의 효용성에 대해 미칠 수 있는 영향에 관한 우려에도 불구하고 EU 정책 결정자들은 가격을 안정화하기 위해 개입할 수 없었다. 경매 증가, 할당 방식 변화, 이월 규칙 수정 및 더 엄격한 배출 총량을 가져온 II단계와 III단계의 개혁으로 이 문제들이 해결될 수 있었다고 생각된다. 그런데도 EU는 여전히 III단계의 첫 해에 낮은 배출권 가격 때문에 고통을 겪었다. 가격 부양 노력을 둘러싼 토론에서는 EU 정책 결정자가 가격을 안정화하기 위해 탄소배출권 시장에 개입하기 어려운 것으로 나타났다. 한국 제도와 달리 EU ETS에는 시장 개입을 허가하는 규정이 없다. 따라서 경매에서 배출권을 일시적으로 취소하여 수요를 부양하고 그에 따라 배출권 가격을 높이기 위한 방식으로 백

로딩 조치가 제안되었을 때 이를 위해서는 EU 의회, 유럽이사회 및 유럽위원회의 승인이 필요했다. 이 조치를 둘러싼 열띤 토론과 첫 번째 투표 시도의 실패로 EU ETS에서 개입이 어렵다는 사실이 입증되었다. 한국 ETS는 규정된 상황에서 정부 개입을 허가하지만, EU ETS는 어떤 개입에 대해서도 투표를 요구한다. 그러므로 시장 안정화 개입 조치에 대한 가능성은 EU ETS 하에서 훨씬 더 낮다. 한국은 EU의 가격 변동성에 따른 EU의 문제로부터 교훈을 얻어 안정화 조치를 구현할 수 있도록 권한을 부여하는 조항을 포함시키기로 결정한 것으로 보인다.

3. 탄소배출권 거래제도의 연계

탄소배출권 거래 제도는 국가가 자국의 GHG 배출을 억제하기 위한 환경 정책 도구로 점점 더 많이 부상하고 있다. 이러한 추세와 더불어 기존 및 새로운 ETS에서는 자신의 제도를 다른 국가의 제도와 연계하는 것을 고려하고 있으며 그러한 연계의 첫 번째 사례가 시행되고 있다. ETS 연계란 한 제도의 대상 단체가 자신의 준수 의무를 만족하기 위해 다른 제도의 배출권을 사용할 수 있는 것을 의미한다. ETS 간의 연계는 여러 가지 형태를 가질 수 있으며, 연계가 많은 이점을 제공하지만 단점도 있다. 따라서 정책 결정자는 절충안을 대할 때 자신의 정책 목표에 비추어 연계가 가지는 함축적 의미를 평가해야 한다. 기존 및 새로운 제도의 설계 특징은 많은 측면에서 다를 수 있으며 일부 차이점은 다른 차이점보다 연계에 대해 더 큰 과제를 안길 수 있다. 이 장에서는 연계 형태, 해당 형태의 장점 및 단점의 개요를 제공하고 연계에 대한 장벽을 식별하기 위한 설계 특징의 차이점을 논하고 몇몇 법적 측면을 검토한다.

3.1 연계 형태

ETS 간의 연계는 직접 연계와 간접 연계로 나눌 수 있다. 직접 연계에는 일방적, 쌍방향 또는 다각적 연계가 있을 수 있다.

직접 연계

*단방향 연계*는 한 제도의 배출권을 다른 제도의 국내 준수 의무를 위해 허용하되 반대 방향은 허용되지 않는 두 제도 간의 단방향 연계이다. 단방향 연계는 두 가지 이유를 위해 존재할 수 있다. 첫째, 총량제한 배출권 거래제의 경우 두 제도 중 한 제도만이 다른 제도에서

배출권을 인정하는 것을 결정하기 위해서이다. 둘째 총량제한 배출권 거래제를 기준인정방식 거래제와 연계하는 경우 후자만이 배출권을 산출하되 회사에 대해 배출권 이월을 요구하지 않기 위해서이다. 제도 A가 제도 B에서 배출권을 인정하는 무제한 단방향 연계에서 제도 A의 단체는 제도 B의 배출권 가격이 제도 A의 가격보다 더 낮으면 제도 B에서 배출권을 구매할 것이다. 이렇게 하면 제도 A의 배출권 가격이 감소할 것이며 제도 B의 가격은 두 배출권 가격의 적용범위까지 증가할 것이다. 그런 점에서 제도 A의 비용이 더 많이 드는 감소는 제도 B의 비용이 더 낮은 감소로 대체되며, 따라서 제도 A의 배출량은 증가하고 제도 B의 배출량은 감소한다. 그러나 제도 B의 배출권 가격이 제도 A의 가격보다 더 높더라도 제도 A의 단체는 제도 B에서 배출권을 구입하는 혜택을 받지 못한다. 이 경우 배출권 거래는 없게 될 것이다.[116]

*양방향 연계*는 두 제도가 모두 자신의 준수 목적을 위해 상대방의 배출권을 인정하는 두 제도 사이의 양방향 연계이다. 따라서 배출권은 어느 방향으로든 흐를 수 있다. 그런 점에서 가격차가 있으면 두 제도의 배출권 가격 적용 범위가 중간 수준에 이를 때까지 배출권 가격이 더 낮은 제도에서 가격이 더 높은 제도로 배출권 판매가 발생할 것이다. 가격이 더 높은 제도의 감소는 가격이 더 낮은 제도의 감소로 상쇄되므로 가격이 더 높은 제도의 배출량은 증가하는 반면에 가격이 더 낮은 제도의 배출량은 감소할 것이다. *다각적 연계*는 셋 이상의 제도가 합의를 이루어야 하는 양방향 연계의 또 다른 형태이다.[117]

정부는 여러 제한과 조건을 통해 적극적으로 거래를 감소시켜 배출권 가격의 적용범위를 제한할 수 있다. 예를 들어 국내 준수 목적을 위해 다른 제도의 배출권 사용에 대한 수량 제한을 부과하거나 '환율'

116) Judson Jaffe and Robert Stavins (2007),"Linking Tradeable Permit Systems for Greenhouse Gas Emissions: Opportunities, Implications and Challenges," IETA: 11-12.
117) Ibid, at 12.

을 도입하여 참여자가 배출량 톤당 국내 배출권보다 더 큰 다른 제도의 배출권을 이월하도록 요구하는 선택을 할 수 있다. 환율을 사용하면 각 제도가 자신의 배출권에 대해 서로 다른(예를 들어 미국 톤 대 메트릭 톤) 배출량 또는 배출량 감소를 사용하는 경우 연계의 환경 무결성을 확보하기 위해 또는 순배출량 감소의 달성을 보장하기 위해 환율을 사용할 수도 있다.[118]

간접 연계

두 제도 모두가 공통된 제3의 제도를 이용한 직접 연계를 가지고 있는 경우 두 제도는 서로 *간접 연계*될 수 있다. 간접 연계된 제도의 어느 한 제도도 다른 제도의 배출권을 받지 않지만, 간접 연계된 제도는 공통된 제3의 제도와 자신의 거래를 통해 서로에게 영향을 미칠 수 있다. 간접 연계는 여러 제도 간에 일련의 양방향 연계가 존재하는 경우에 나타날 수 있다. 제도 A와 제도 C 둘이 다 제도 B와 양방향 연계를 가지고 있지만 상호간에 직접 연계는 가지고 있지 않은 경우, 제도 A와 제도 B 간 및 제도 C와 제도 B 간의 배출권 거래로 인해 세 제도 간에 모두 배출권 가격이 수렴될 것이다. 따라서 제도 A의 배출권 가격에 영향을 미치는 개발은 제도 C의 배출권에 간접적으로 영향을 미칠 것이다. 마찬가지로 제도 A의 배출량 증가는 공통된 제도 B의 배출권에 대한 제도 A의 공급과 수요가 변함에 따라 제도 C의 배출량을 간접적으로 감소시킬 수 있다.[119]

간접 연계는 서로 다른 두 제도 A와 C 둘이 다 공통된 제3의 제도 B와 일방적 연계를 가지고 있어 제3의 제도에서 배출권을 인정하는 경우에도 존재할 수 있다. 그러한 경우 제도 A와 C는 제도 B의 배출권에 대해 경쟁하게 될 것이다. 따라서 제도 B의 배출권에 대한 제도

118) Ibid, at 12-13.
119) Ibid, at 13-14.

A의 수요 변화는 제도 C에 대해 사용 가능한 배출권의 공급에 영향을 미치게 될 것이다.[120]

간접 연계의 기존 예는 교토 상쇄배출권 인정이다. CER과 ERU를 허용하는 제도는 교토 체제에서의 해당 거래를 통해 간접적으로 연계된다.[121]

3.2 연계 제도의 논리적 근거

ETS 간의 연계는 매력적인 정책 선택권이 될 수 있는 여러 가지 이점을 제공한다. 연계에 유리한 가장 큰 이점은 비용 절감의 가능성이다. 연계는 연계된 제도 간에 사용 가능한 감소 기회를 증가시킨다. 따라서 비용이 높은 한 제도의 감축을 비용이 더 낮은 다른 제도의 감축으로 이동하여 총 배출량 감축 비용을 최소화할 수 있다. 연계된 제도 간의 비용 절감에 대한 논리는 동일한 ETS 내에서의 비용 절감을 위한 논리와 같다. 즉, 감소는 감소를 수행하는 비용이 가장 낮은 경우에 일어난다[122]

비용 효율성 이점에 더하여 연계는 더 넓은 배출권 시장을 창출하며 그런 점에서 탄소배출권 시장의 유동성과 작동을 증가시켜 가격 휘발성을 감소시킨다. 배출권 시장이 더 커지면 더 넓어진 시장에서의 경쟁이 증가함에 따라 시장 조정의 가능성이 더 낮아지므로 시장 권력에 관한 우려도 감소할 수 있다.[123] 한 제도 또는 두 제도가 모두 작은 경우 이러한 이점이 현저할 수 있다.[124]

---

120) Ibid, at 14.

121) Judson Jaffe and Robert Stavins (2008), “Linkage of Tradeable Permit Systems in International Climate Policy Architecture,” Cambridge, Mass.: Harvard Project on International Climate Agreements, Discussion Paper 2008-07: 13-14.

122) Ibid, at 1.

123) See Wilde, Grubb and Brewer, above n 9, at 13.

124) See Jaffe and Stavins (2008), above n 121, at 10.

특정 상황에서 연계가 탄소 누출 위험을 줄일 가능성도 있다. 에를 들어 총량제한 배출권 거래제 두 제도를 직접 연계한 경우, 배출권 가격 하락을 나타내는 제도가 탄소 누출을 적게 경험함에 따라 탄소 누출 위험이 낮아질 수 있다.[125]배출권 가격의 수렴으로 인해 연계된 제도 간뿐만 아니라 연계 전 배출권 가격이 높았던 제도에서 제3국으로의 흐름에서도 탄소 누출 위험이 감소할 수 있다.

양방향 연계의 경우, 정부에 제도적 감금 효과(institutional lock-in)가 발생하여 공약 능력이 제한된 정부에 대한 시간 불일치 문제가 감소하므로 기후 정책의 동적 효율성이 향상된다. 회사가 정부의 기후 정책 공약을 의심스럽게 생각한다면 저탄소 기술에 대한 투자를 자제할 것이다. 양방향 제도 연계는 상호 압력의 존재를 통해 정책 거부의 가능성을 낮춰서 이 위험을 줄여 준다.[126]

정치적 관점에서 볼 때에도 연계가 이익이 될 수 있다. 국제적 수준에서 연계는 장기적인 기후 정책 조치와 다국 간 협조주의(multilateralism)를 약속하는 셈이 되어 UNFCCC 프로세스를 보강하는 데 도움이 될 수 있다.[127] 이는 국내 제도를 연계하여 ETS가 기후 변화 영역의 국제 협력을 증진하는 정책 도구를 제공할 수 있다. ETS 간의 연계는 국제 기후 정책 구조에 상향식 접근방식을 제공할 가능성이 있다.[128] 국내에서는 연계가 서로 다른 탄소배출권 가격을 가진 제도 간의 경쟁에서 민감한 왜곡 문제를 해결하는 역할을 할 수 있으며, 그런 점에서 국내 기업계와 대중의 제도에 대한 반대를 줄이는 효과가 있다. 그러나 연계는 탄소배출권 비용이 없는 최저가 보장(vis-à-vis) 국가의 경쟁력 우려를 해소하지 못한다.[129] 더욱이 연계는

125) Tuerk et al. (2009), “Linking Emissions Trading Schemes: Synthesis Report,” Climate Strategies: 4-5.

126) See Flachsland, Marschinski and Edenhofer, above n 8, at 4-5.

127) Ibid, at 7.

128) See Jaffe and Stavins (2008), above n 121, at 15-17.

129) See Flachsland, Marschinski and Edenhofer, above n 8, at 7.

심각한 완화 노력이 다른 국가에서도 일어나는 것으로 나타나 국내 제도에 대한 기업과 대중의 수용을 강화할 수 있다.

3.3 연계의 단점

ETS 간의 연계로 전체적인 순이익을 실현할 수 있다. 그러나 할당 문제가 제기된다. 일반적인 국제 거래와 마찬가지로 배출권 거래는 일부 참여자에게 긍정적 효과가 있는가 하면 다른 참여자에게는 부정적 효과가 있다. 배출권의 순 구입자 또는 판매자로서의 참여자 역할을 가진 제도의 배출권 가격에 따라 연계의 결과로 참여자가 이익을 얻을지 아니면 손실을 볼지가 결정된다. 연계 전 가격이 더 높은 가격 제도의 구입자와 연계 전 가격이 더 낮은 제도의 판매자는 전자가 더 낮은 가격으로 배출권을 구입할 수 있는 동시에 후자가 자신이 판매하는 배출권에 대해 더 높은 가격을 받으면 연계에서 이익을 얻는다. 반대로 연계 전 가격이 더 높은 제도의 판매자와 연계 전 가격이 더 낮은 제도의 구매자는 전자가 자신이 판매하는 배출권에 대해 더 낮은 가격을 받는 동시에 후자가 자신이 구매하는 배출권에 대해 더 높은 가격을 지불해야 하는 경우 상황의 악화를 경험한다.[130]

할당 문제는 ETS의 대상이 되는 단체가 해결할 수 없는 영향을 미칠 수 있다. 배출권 가격은 에너지 및 다른 에너지 집약 상품의 가격에 영향을 미친다. 배출권 가격이 한 국가에서 연계의 결과로 증가하면 이는 에너지와 다른 에너지 집약 상품의 가격을 증가시켜 ETS에 직접 참여하지 않는 가정과 회사에 영향을 미칠 수 있다. 또한 연계는 배출량이 많은 기업과 배출량이 많은 투입에 의존하는 회사의 생산 비용을 변화시켜 해상 기업과 회사의 경쟁력에 영향을 미칠 수 있다.[131]

130) See Tuerk et al., above n 125, at 5.

131) See Jaffe and Stavins (2007), above n 116, at 19-20.

앞에서 언급했듯이 연계는 특정 상황에서 탄소 누출의 위험을 줄일 잠재력을 가지고 있다. 그러나 이는 다른 상황에서 탄소 누출의 위험을 높일 수도 있다. 연계의 결과로 탄소 가격의 인상을 경험하는 국가는 사실 더 높은 탄소 누출 위험에 직면할 수 있다.[132]

특정 상황에서는 연계 때문에 전 세계 배출량이 증가할 수 있는 위험이 있다. 예를 들어 총량제한 배출권 거래제를 기준인정방식 거래제와 연계하면 '추가성' 문제가 제기되는데, 이는 국가 자체의 감소 조치에 보완적인 사업을 통해 감축을 만족시킬 것을 요구하는 교토의정서의 기본 원칙이다. 그러나 기준인정 방식 거래제가 제공하는 일부 배출량 감축권은 감축을 측정할 수 있는 기준을 설정하기 어렵다면 실제로는 추가 감축을 나타내지 않을 수 있다.[133] 이 논문에 포함된 모든 사례 연구는 총량제한 배출권 거래제이므로 이 논문의 논의는 이 문제를 더 이상 검토하지 않는다.

배출권 거래는 국가 간에 더 큰 자본 흐름을 초래한다. 이 흐름은 거래에 참여하는 단체에 이익이 되지만 다른 단체는 반대 의사를 가질 수도 있다.[134] 배출량의 순 수출자가 되는 국가는 외국 통화의 대규모 유입을 경험할 것이다. 이로 인해 국내 임금과 소비가 증가하여 통화량이 상승하므로 해당국의 수출 경쟁력이 약화될 수 있다.[135]

연계에 관한 주된 우려는 정부가 자국의 ETS 설계에 대한 통제와 영향력이 감소한다는 것이다. 연계를 통해 어떤 제도의 배출권 가격과 배출량에 대한 영향은 정부가 연계된 제도에 관하여 내리는 의사결정을 포함한 다른 제도의 발전으로 영향을 받을 것이다. 이 경우 어떤 제도의 상대적 규모가 중요한 요인이다. 배출권 가격의 수렴은

132) See Tuerk et al., above n 125, at 4-5.

133) See Jaffe and Stavins (2008), above n 121, at 11.

134) Ibid, at 11.

135) See Eunjung Kimet al., above n 10, translated chapter "Economic analysis of the status of carbon markets and the possibilities offered by the linkage of international carbon markets".

더 규모가 큰 제도의 연계 전 가격에 더 가까운 경향이 있다. 규모가 더 작은 제도는 자신의 배출권 가격이 규모가 더 큰 제도의 연계 전 가격 수준으로 상승하거나 떨어짐에 따라 가격 설정자가 된다. 규모가 더 작은 제도의 경우 해당국 정부가 내리는 의사결정은 연계 후 시나리오에 그다지 영향을 끼치지 않는다.[136] 그러나 규모가 더 큰 제도는 규모가 더 작은 제도의 발전과 전적으로 격리되어 있지 않다. 어느 한 제도에서 시작된 가격 충격은 전체 시장에 영향을 미칠 것이다. 더욱이 특정 설계 특징은 규모가 더 작은 제도에서 시작되더라도 연계된 제도에 전파될 수 있다. 그러한 특징으로 가격 제한과 다른 비용 억제 조치가 있다.[137] 가격 제한 같은 조치는 가격 안정화를 위해 배출량 감축을 우선시할 수 있는 다른 제도의 목표와 충돌할 수 있다. 따라서 자국의 ETS를 연계하고자 하는 정부는 자기 제도의 특정 설계 특징을 포기해야 할 수 있다.

정부가 자국의 제도를 통제하는 정도는 연계 유형에 따라 달라진다. 단방향 연계는 자국의 배출권 가격이 더 높은 경우에만 다른 제도에서 배출권을 구매할 것이므로 대개 연계를 설정하는 제도의 배출권 가격을 낮추기만 한다.[138] 그러나 연계를 설정하지 않은 제도는 자체의 배출권 가격 증가가 바람직스럽지 않다고 여길 수 있다. 예를 들어 총량제한이 큰 제도가 더 작은 제도와 단방향 연계를 설정하면 작은 제도는 더 큰 제도에 사용하기 위해 많은 양의 배출권 취소를 경험하고 따라서 배출권 가격의 상승이 나타날 수 있다. 작은 제도는 자체의 등록 규칙을 변경하여 바람직스럽지 않은 배출권 취소를 금지하여 비국내 단체가 계좌를 개설하여 배출권을 차지하는 것을 금지할 수 있다.[139] 단방향 연계의 경우, 비용 억제 조치는 연계가 설정되는

136) See Jaffe and Stavins (2007), above n 116, at 20.
137) See Tuerk et al., above n 125, at 5.
138) See Jaffe and Stavins (2008), above n 121, at 12-13.
139) See Tuerk et al., above n 125, at 2.

대상 제도에서 연계를 설정하는 제도로 한 방향으로만 전파될 것이다. 한편 양방향 연계는 가격을 증가시킬 수도 감소시킬 수도 있으며 연계된 제도 간에 비용 억제 조치의 완전한 전파를 초래한다.[140]

연계는 다른 제도에 대한 배출권 판매를 통해 수익을 창출하기 위해 배출 총량을 완화하려는 비뚤어진 동기를 유발할 수도 있다. 이로 인해 국가가 배출권 판매로 인한 가치 창출과 덜 엄격한 배출 총량에서 초래된 작은 환경 피해 간의 절충에 직면하지 않는 비연계 시나리오에 비해 총 배출량 감축이 약화될 수 있다.[141] 그러나 이 효과는 반복적 피해 위험, 수입 할당량 또는 다른 벌칙의 위협 및 연계 파트너가 다른 영역의 협력을 택할 수 있는 우려 때문에 약화된다. 더욱이 정부는 연계에 합의하기 전에 연계 파트너가 중장기 총량 계획을 투명하게 발표할 것을 요구하여 그러한 배출권 조정의 위험을 낮출 수 있다.[142]

연계의 부정적 부작용은 화석 연료에 대한 의존도 감소를 통한 현지 공해 감소 또는 에너지 보안 향상 및 저탄소 기술 개발 등과 같이, 한 제도에서 연계의 결과로 더 낮아진 감소가 감소 활동과 관련된 부수적 이익을 감소시키는 것이다.[143] 그러나 많은 국가는 이처럼 관련성이 있지만 서로 다른 기후 목표를 달성하기 위해 부가적인 기후 정책을 시행하고 있다.

정치적으로 볼 때 연계가 반드시 이익만 되는 것은 아니다. 연계는 UNFCCC 프로세스를 보완할 가능성이 있지만 전 세계 기후 변화 협상의 대안으로 인식될 수도 있다. 따라서 UNFCCC 프로세스를 강화하는 대신에 다각적 기후 조치를 약화시킬 수도 있다.[144]

---

140) See Jaffe and Stavins (2008), above n 121, at 12-13.
141) Ibid, at 12.
142) See Flachsland, Marschinski and Edenhofer, above n 8, at 6-7.
143) Ibid, at 5.
144) Ibid, at 7.

3.4 연계의 당면과제: 제도 설계와 정책 우선순위의 차이점

기존 및 새로운 ETS는 서로 다른 정치, 경제 및 환경 우선순위의 결과이다. 이 차이점은 제도의 설계 변화에 반영된다. 연계가 제도 간의 완전한 조율을 요구하지는 않지만, 일부 설계 측면은 연계에 대해 더 장벽을 부과할 가능성이 다른 측면보다 더 크다.

영향이 없거나 거의 없는 차이점

조율을 요구하지 않거나 정부가 쉽게 합의에 도달할 가능성이 있는 설계 특징에는 MRV 규칙, 등록 체계, 새 가입과 폐쇄 규정, 이월 규칙, 거래 기간 및 할당 방법이 있다.

강력한 *MRV 규칙*은 신뢰할 수 있고 잘 작동하는 ETS를 위해 중요하다. 국가 간에 MRV 방법과 절차의 몇몇 다른 점이 존재할 가능성이 있지만 약간의 차이점 때문에 연계가 방해를 받지는 않을 것이다. 문제는 MRV 제도가 강력하고 투명하고 무결성을 담보해야 한다는 것이다.[145]

제도 간의 *대체 등록*이 존재하는 것은 쉽게 해결할 수 있는 미미한 기술적 문제이므로 연계를 위해 문제가 되지 않는다. *새 등록과 시설 폐쇄 처리*의 서로 다른 조치 때문에 연계된 제도 내의 전체적인 총량에 영향을 미쳐서 왜곡을 초래할 수 있다. 폐쇄된 설비에 배출권을 계속 할당하는 국가의 경우 회사는 생산을 종료할 동기를 갖게 되겠지만, 새 가입자에게 무상 배출권을 할당하는 제도는 회사에게 생산을 시작하거나 확대할 동기를 부여한다. 역시 새 가입과 설비 폐쇄 처리에 관한 불일치는 기술적 수단을 통해 해결될 수 있다. 이 영역

145) See Tuerk et al., above n 125, at 25.

의 조율이 없으면 EU의 예에서 보듯이 연계를 방해할 가능성이 낮지만, 회원국은 처음 두 거래 기간 중에 새 가입과 설비 폐쇄의 처리를 위한 서로 다른 규칙을 가지고 있다. 146)

원칙적으로 *이월 규정*의 차이점은 연계가 가장 일반적인 이월 규칙을 모든 다른 제도로 확대하므로 장벽의 역할을 할 수 있다. 따라서 이월을 허용하지 않는 제도는 회사가 이월을 허용하는 제도의 회사와 맞교환을 통해 이월할 수 있기 때문에 이월이 허용되는 제도와의 연계를 꺼릴 수 있다.147) 그러나 실무에서는 모든 기존 및 새로운 제도가 이월 규정을 포함하고 있으므로 이 점이 문제가 되지 않는다.

*거래 기간*은 서로 다른 국가의 ETS 간에 서로 다를 가능성이 있다. 그러나 이것이 연계에 대한 장벽을 부과하지는 않는다. 반대로 서로 다른 거래 기간은 결합된 탄소배출권 시장의 유동성을 개선하여 실제로 이익이 될 수 있다. 한 제도가 자체의 거래 기간 말에 배출권 부족을 경험하면 자신의 거래 기간을 시작할 때 또는 거래 기간 중에 다른 제도에서 허가량을 구입하여 부족분을 해소할 수 있다.148)

끝으로 *배출권 할당*의 차이점은 연계된 탄소배출권 시장의 환경 효과에 영향을 미치지 않으며 그런 점에서 연계에 그다지 장벽을 부과하지 않는다. 한 제도가 배출권을 무상으로 할당할 경우 비교성과 공평성 문제가 발생할 수 있지만 이러한 불공평은 연계와 무관하게 존재한다. 배출권 가격은 초기 할당 후 공급과 수요에 의해 결정되므로, 무상 할당은 부의 초기 이전과 별도로 경쟁력에 아무런 영향도 미치지 않을 것이다.149) 경매의 경우, 경매 방법은 제도의 적법성에 영향을 미치므로 연계의 수용에 영향을 미친다. 예를 들어 경매가 다수의

146) Ibid, at 26.

147) See Blyth and Bosi, above n 21, at 26-27.

148) Wolfgang Sterk et al. (2006), “Ready to Link up? Implications of Design Differences for Linking Domestic Emissions Trading Schemes,” Jet-Set Cross-Section Project 4: 21.

149) Ibid, at 20.

입찰자, 가능하면 모든 부문에 개방되는 것이 중요하다.[150]

장벽으로 작용하는 차이점

ETS의 특정 설계 특징은 연계에 중요한 장벽을 부과할 가능성이 있다. 따라서 제도를 연계하기 위해 "기술적으로 가능하면서도 정치적으로 수용 가능한 충분히 공통된 요소"를 촉진해야 한다는 어려운 과제가 존재한다.[151] 그러한 요소에는 총량의 엄격성, 총량 시행을 위한 규칙, 상쇄배출권의 자격, 절대적 목표와 강도 목표의 존재, 비용 억제 조치 및 제도 적용대상과 적용범위가 있다.

*절대 목표*를 가진 제도를 강도 목표를 가진 제도와 연계하는 것은 가능하지만 상당한 기술적 복잡성이 수반된다. 동시에 경쟁력, 총량 무결성 및 유동성 충격에 관한 우려가 제기될 가능성이 있다.[152] 이 논문에서는 선택한 모든 사례가 절대 목표를 가진 총량제한 배출권 거래제 간의 연계에 관한 내용이므로 이 점을 더 자세히 살펴보지 않는다.

상대적 *총량 엄격성*은 정치적 관점에서 중요한 문제이다. 서로 다른 ETS 간의 완전한 총량 균형은 가능성이 낮다. 그러나 두 제도 간의 의욕 수준에 상당한 차이점이 있으면 연계로 인해 두 제도 모두 정치적으로 수용되지 않을 수 있다. 의욕 수준이 낮은 제도는 배출권 가격의 대폭적인 인상을 경험할 수 있는 반면에, 더 의욕적인 제도는 상당한 재정 유출을 경험할 수 있다.[153] 그런 한 시나리오를 가상해 볼 때, 한 의욕적인 시스템하의 기업들이 의욕수준이 낮은 시스템하의 기업이나 국가로부터 할당량을 구입하게 된다면, 이는 교토의정서상의 의무 위반을 야기할 수도 있다.[154] 특히 한 제도의 총량이 BAU

150) See Tuerk et al., above n 125, at 26.
151) See Wilde, Grubb and Brewer, above n 9, at 2.
152) Ibid, at 16.
153) Ibid, at 16.

배출량 수준보다 높은 경우 연계에 대한 강력한 장벽이 존재할 수 있다. 결국 연계된 제도의 총 배출량은 비연계 시나리오일 때보다 더 높아서 환경 효과를 저하시킬 수 있다. 따라서 비교 가능한 총량의 존재는 ETS 연계의 전제 조건일 수 있다.[155]

강력한 *시행 조치*는 대상 단체의 위반을 억제하기 위해 중요하다. 연계를 통해 제도들이 가장 덜 엄격한 시행 조치를 가진 제도의 방식을 공유할 수 있다. 따라서 정부는 시행에 관하여 최소한의 엄격성 수준을 요구할 가능성이 있다. 연계에 대한 장벽은 차이점이 상당하지 않은 한 벌금 수준의 차이점에서 초래되지 않고 오히려 벌칙 제도 설계의 근본적인 차이점에 기인한다. 어떤 제도가 위반 업체에게 벌금 지불에 더하여 미달된 배출권의 이월을 요구하지 않으면 벌금은 결국 가격 제한의 역할을 하게 될 것이다.[156] 연계를 통해 그러한 가격 제한이 다른 제도에 전파되어 연계를 불가능하게 할 가능성이 있다.

ETS에서 *상쇄배출권의 자격*에 대한 서로 다른 규칙은 연계에 상당한 장벽으로 작용할 수 있다. 기존 및 새로운 제도는 적합성 목적을 위해 자신이 허용하는 상쇄배출권 유형에 대해 서로 다른 규칙을 가지고 있다. 일부 제도는 LULUCF 등의 특정 사업에서 발생한 배출권을 제외한다. 한 제도에서 제외된 배출권이 다른 제도에서 살아 있다면 연계된 제도에 대한 상쇄배출권의 공통 풀을 나타내므로 전체적인 단위 공급량 및 결국 가격에 영향을 미쳐서 전체적인 연계가 수용되지 않을 수 있다.[157] 예를 들어 LULUCF 배출권을 제외한 제도의 감

154) Article 17 of the Kyoto Protocol states that “The Parties included in Annex B may participate in emissions trading for the purposes of fulfilling their commitments under Article 3. Any such trading shall be supplemental to domestic actions for the purpose of meeting quantified emission limitation and reduction commitments under that Article.” UNFCCC, Kyoto Protocol (1998), Article 17.

155) See Sterk et al., above n 148, at 20.

156) See Wilde, Grubb and Brewer, above n 9, at 16-17.

157) Ibid, at 16-17.

축은 해당 ETS에 참여자가 사용할 수 있는 다른 배출권의 양을 감소시켜 다른 제도의 해당 배출권 사용을 간접적으로 지원할 수 있다. 따라서 연계는 상쇄배출권 자격 기준에 관한 어느 정도의 조율을 요구할 수 있다.

상쇄배출권 규칙의 차이점에 더하여 차입이나 가격 제한 등의 다른 *비용 억제 조치* 때문에 연계가 방해를 받을 수 있다. 한 제도에 그러한 조치가 존재하면 연계는 이 조치가 다른 제도로 전파되는 상황을 초래할 수 있다. 높은 임대 요율은 감소 활동을 지연시켜 미래의 감소에 더 많은 비용이 드는 상황을 초래할 가능성이 있다. 정부는 결국 총량을 완화할 수 있다. 이에 따라 제도의 환경 효과가 약화되며 따라서 일부 제도의 경우 연계가 수용되지 않을 수 있다.[158] 가격 제한이 한 제도에서는 시행되는데 다른 제도에서는 시행되지 않는 경우, 전자는 두 제도 모두 단체에 대한 준수 비용의 수준을 결정할 것이다. 낮은 수준의 가격 제한은 연계된 제도의 환경 효과를 약화시켜 총량 없는 제도의 경우 연계가 수용되지 않게 할 가능성이 있다.[159]

기존 및 새로운 ETS는 *적용범위와 적용대상*이 서로 달라서 준수 체계에 서로 다른 부문과 GHG가 적용된다. 일반적으로 적용범위와 적용대상의 차이점은 관련 경쟁력 문제가 연계와 관계없이 발생할 수 있으므로 연계를 방해하지 않는다. 반면에 그러한 차이점은 서로 다른 부문 적용대상을 가진 제도를 연계하면 더 큰 비용 절감을 달성할 수 있으므로 실제로 경제적 효율성을 개선할 수 있다.[160] 그러나 한 제도가 가스 또는 비교 가능한 정확도를 가지고 모니터링 할 수 없는 부문을 대상으로 한다면 이는 다른 제도가 해당 제도와 연계하는 것을 방해할 수 있다.[161] 한 제도가 직접적인 배출만 대상으로 하는데

158) See Tuerk et al., above n 125, at 28.

159) Jane Ellis and Dennis Tirpak (2006),“Linking GHG Emission Trading Schemes and Markets,” OECD/IEA: 26.

160) See Sterk et al., above n 148, at 5.

다른 제도가 간접적인 배출도 포함하는 경우 제도 간의 연계에서도 유사한 문제가 발생한다. 그러한 시나리오에서 연계는 여전히 가능하지만 2배의 위험을 피하기 위해 강력한 회계 절차를 요구할 수 있다.[162] 정확한 회계의 어려움 때문에 직접 배출과 간접 배출을 대상으로 하는 제도와 연계할 가능성이 별로 없다.[163] 더욱이 부문 적용대상이 서로 다른 제도를 연계하면 두 제도 간에 경쟁적 왜곡을 제거한다는 잠재적 위험을 실현하는 능력이 감소하며, 한 제도의 ETS에는 적용되지만 다른 제도에서는 적용되지 않는 부문의 경우 그러한 왜곡이 여전히 우세하다.[164]

끝으로 *자발적 옵트인(opt-in) 규정*에 관한 차이점이 두 제도 간의 연계 가능성에 영향을 미칠 수 있다. 어떤 제도가 자발적 옵트인을 규정한다면, ETS 외부에서 높은 준수 부담에 직면했지만 그 감소 비용이 배출권의 시장 가격보다 훨씬 더 낮은 기업은 순 판매자가 되기에 충분한 배출권을 받으면 ETS 참여에 대한 동기를 가질 것이다. 이는 대상 단체의 평균 감소 비용을 낮출 수 있는 반면에 제도에서 벗어난 부문에 대한 비용을 높일 수 있다. 지나치게 일반적인 허가량 할당은 높은 수준의 옵트인을 초래하여 옵트인이 없는 시나리오에서보다 더 높은 배출 수준을 초래할 것이다. 따라서 옵트인 규정이 없는 제도는 옵트인을 허용하는 제도와 연계하는 것이 바람직하지 않다고 여길 수 있다.[165]

161) See Ellis and Tirpak, above n 158, at 23-24.
162) See Blyth and Bosi, above n 21, at 17.
163) See Ellis and Tirpak, above n 158, at 22.
164) See Jaffe and Stavins (2007), above n 116, at 32.
165) See Blyth and Bosi, above n 21, at 18.

연계할지 여부에 대한 의사결정

앞의 논의는 ETS 연계가 장점과 단점을 가지고 있음을 보여 준다. 다른 제도와 연계할지 여부에 대한 정부의 의사결정은 두 제도의 설계 특징과 해당 정부의 우선순위가 호환되는지 여부에 달려 있다. 연계에는 절충, 규제 관리 상실, 배출권 가격의 조정 또는 설계 특징의 변화가 수반된다. 정부가 이 영역에서 기꺼이 양보할지 여부는 결국 정부의 우선순위에 따라 좌우된다. 예를 들어 EU는 배출량 감소에 높은 우선순위를 두는데, 이 때문에 EU는 가격 인상을 수용할 가능성이 더 높지만 제도의 환경 무결성을 떨어뜨릴 수 있는 절충에 대해서는 더 조심스럽다. 그러나 다른 정부, 특히 교토 의정서에 따른 의무 공약이 없는 정부는 가격 안정성과 예측성을 더 중시한다.

3.5 연계에 대한 법적 고려사항

연계에 대한 법적 검토는 연계의 형태에 따라 달라진다. 단방향 연계는 연계를 개시하는 정부의 일방적 의사결정만 수반한다. 단방향 연계는 외국 배출권을 수용하기 위한 조건을 규정하는 조항을 통해 설정할 수 있다. 그 법적 성격은 대개 ETS를 먼저 설정하는 수단, 대부분의 경우 입법의 경우와 같을 것이다. 수정은 국가 관할 범위 내에 남아 있으므로 정부는 자신의 제도에 부정적 영향을 미치는 다른 제도의 개발을 검토한다면 언제든지 단방향 연계를 종료하거나 조정할 수 있다. 따라서 단방향 연계는 참여자에 대한 높은 수준의 불확실성을 수반하지만 더 높은 유연성을 제공한다.[166]

한편 양방향 및 다각적 연계는 해당 제도의 관련 측면을 조율하기 위해 제도 간의 조정을 요구한다. 조정은 공식적이고 구속적일 수도

166) See Tuerk et al., above n 125, at 36.

있고 비공식적이고 비구속적일 수도 있다. 공식 국제 조약은 참여자를 구속하며 조약의 조건에 따라서만 수정할 수 있다. 조약은 국제법의 인정된 형태이다. 그런 점에서 조약에 따른 의무 위반은 국제법 위반으로 성립되어 국가적 책임과 벌칙의 가능성을 수반한다. 시간의 경과에 따라 연계를 조정하는 규정은 조약에 따라 포함되어야 한다. 조약의 이점은 정부와 연계된 제도의 참여자에게 투명성과 예측성을 제공한다는 것이다. 그러나 정부는 양해 각서 또는 다른 협상된 의향 제안서 표시와 함께 국내법의 상호 변경을 통해 비공식 대안을 선택하고자 할 수 있다. 이 접근방식은 결과적으로 반대 방향의 단방향 연계 설정을 수반하므로 해지와 조정을 통해 더 많은 유연성을 제공한다. 부가적인 이점은 긴 협상과 인가 절차를 방지한다는 것이다. 그러나 단점은 참여자에 대한 불확실성 수준이 더 높다는 것이다.[167]

167) Ibid, at 36.

4. EU 배출권 거래제와 연계의 현재 사례에서 얻은 교훈

EU는 대규모 ETS의 도입과 운영에서 개척자였을 뿐만 아니라 다른 국가의 ETS와 자신의 제도 연계에서도 선구자였다. EU ETS는 Directive 2003/87/EC 제25조를 통해 연계를 규정하고 2008년 개정에서 의무인 다른 제도와 연계을 설정할 수 있고 절대 배출 총량을 시행한다고 지정했다.[168] 이 장에서는 EU ETS와 구현되거나(노르웨이) 합의된(스위스와 호주) 제3국제도 간의 연계를 분석한다.

4.1 노르웨이

2007년 10월 26일, EU ETS는 EEA-EFTA 3개 국 노르웨이, 아이슬란드 및 리히텐슈타인으로 확대되었다. 이 시점에서 노르웨이는 이미 거의 3년 동안 국가 ETS를 운영해 오고 있었다. EU와 마찬가지로 노르웨이는 국가가 교토 의정서에 따른 구속력 있는 배출량 감축 공약을 만족하도록 돕기 위해 ETS를 도입하기로 결정했다. 노르웨이는 2008-2012년 기간 동안 자국의 GHG 배출량을 자국의 1990년도 수준보다 1% 이하만큼 더 높게 제한하기로 약속했다.[169] 코펜하겐합의문에 따라, 노르웨이는 자국의 GHG 배출량을 2020년까지 1990년 수준에 비해 30% 감축하거나 국제 기후 변화 협약의 경우 40% 감축하기로 약속했다. 노르웨이는 자국의 목표를 비용 효과적인 방법으로 달성하기 위해 탄소세, 공해방지법 및 석유법과 함께 ETS를 도입할 것을 선택했다.[170]

---

168) Amendment Directive 2003/87/EC, art 25 (1a).

169) UNFCCC

170) Norwegian Ministry of Environment Act of 17 December 2004 No.99 Relating to Greenhouse Gas Emission Allowance Trading and the Duty to Surrender Emission

노르웨이 정책 결정자는 처음부터 자국의 제도를 EU ETS와 연계하는 데 깊은 관심을 나타냈다. 따라서 노르웨이 ETS는 주로 미래의 EU 호환성을 염두에 두고 설계되었다. 그러나 연계를 설정하는 방법에 대한 차이점의 결과로 2006년 합의가 도출될 때까지 협상에 약간의 시간이 걸렸다. 노르웨이는 EU Directive 2003/87/EC의 제25조에 따라 연계를 협상하려고 모색했다. 한편 유럽위원회는 EEA-EFTA 회원국인 노르웨이가 EU Directive의 채택을 통해 연계한다고 주장했다.[171] 그러나 이는 노르웨이 ETS의 설계 특징을 EU ETS에 훨씬 더 잘 맞게 약간 수정할 것을 요구했다. 그런데도 노르웨이는 EU Directive를 채택하는 데 합의하고 자국의 ETS에 대해 여러 가지 조정을 실행했다. 따라서 EU 제도의 노르웨이로 확장은 두 ETS 간 연계의 첫 사례이다.[172] 2008년에 운영된 양방향 연계 전에 노르웨이는 EU ETS에 대한 단방향 연계를 설정했다. 이를 통해 노르웨이 ETS의 대상인 단체는 국내 준수 의무를 위해 EUA를 포기할 수 있었다.

노르웨이 ETS와 EU ETS 간의 기존 유사점

노르웨이는 EU ETS와의 연계에 깊은 관심을 가지고 있었으므로 많은 제도 요소가 EU 제도와의 호환성을 향상시키는 방법으로 설계되었다. 노르웨이는 2005-2007년의 I단계, 2008-2012년의 II단계 및 2013-2020년의 III단계에 걸쳐 EU ETS와 같은 거래 기간을 선택했다. EU와 마찬가지로 노르웨이는 절대 목표를 가진 총량제한 배출권 거래제를 선택했다.

Allowances.

171) Sterk et al. (2006) Ready to Link up? Implications of Design Differences for Linking Domestic Emissions Trading Schemes.

172) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

노르웨이와 EU 간에는 무상 할당되는 배출권에 상당한 차이점이 있었지만 이를 수행하기 위한 방식은 두 제도가 같다. 처음 두 거래 기간 중에 무상 할당은 기득권 존중주의 방식을 사용하여 할당되었다. III단계 시작 이후 무상 할당은 GHG 성과에 대한 산업 벤치마크를 기준으로 한다.

노르웨이 ETS에 따른 임시 거래의 규칙은 EU와 같다. 배출권 차입은 새 달력 연도의 허가량이 전년도 허가량을 이월하는 마감기한 2개월 전에 사업자의 계좌로 이전되므로 묵시적으로 가능하다.[173] 배출권 이월은 거래 연도 간에 허용되며 EU의 경우와 같이 II단계 이후 동일 다년 복수 거래로 제한되지 않는다.[174]

노르웨이 제도에 따른 준수 기간은 EU와 같이 1년이다. 회사가 필요한 배출권을 이전하는 마감시한은 두 제도에서 거의 같으며, EU ETS의 경우 4월 30일, 노르웨이 ETS의 경우 5월 1일이다.

노르웨이 ETS에 따른 위반에 대한 벌칙은 EU 제도와 같은 방법으로 설계되었다. 벌칙은 벌금으로 구성되지만 위반 단체에게 미달된 배출권을 이듬해로 이월할 것도 요구한다. 벌금은 노르웨이와 EU와 같으며 첫 번째 거래 기간 중에 톤당 40유로이고 II단계 이후 100유로이다.[175]

노르웨이법 수정을 통해 조율된 특징

위에서 언급했듯이 노르웨이 ETS를 개발 중일 때 정책 결정자는 이미 자국의 제도를 EU와 연계하는 데 깊은 관심을 나타냈으며, 많은

173) Norwegian Ministry of Environment Act of 17 December 2004 No.99 Relating to Greenhouse Gas Emission Allowance Trading and the Duty to Surrender Emission Allowances.

174) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

175) Sterk et al. (2006) Ready to Link up? Implications of Design Differences for Linking Domestic Emissions Trading Schemes.

특징은 연계을 촉진하기 위해 EU ETS와 호환되는 방법으로 설계되었다. 그런데도 특정 차이점은 두 제도 간에 존재하며 일부 차이점은 수정을 요구했다. EEA-EFTA 지위를 가진 노르웨이가 EU Directive 지침을 채택한 연계 합의의 성격을 감안할 때 노르웨이 제도에 변화가 발생했다.

가장 큰 변화는 ETS의 부문 적용대상에 관한 것이다. I단계 중에 노르웨이 ETS의 적용대상은 1991년 이후 시행되어 온 국가의 탄소세가 적용되는 부문을 포함하지 않았으므로 제한적이었다. 따라서 EU ETS와 연계하기 전에 노르웨이 ETS는 휘발유, 경연료와 중연료, 북해 석유와 가스, 펄프와 종이, 생선 요리, 국내 항공 및 국내 해운 부문을 다루지 않았다. 그런 점에서 ETS에 따른 51개 단체만이 속했으며 국가의 2005년 GHG 배출량의 11%만 차지했다.[176] 노르웨이 온실가스 배출 거래법의 2007년 수정판은 ETS의 적용대상을 크게 확장했으며 그 후 에너지 생산, 광물유 정제, 코크스 생산, 철광석 배소(roasting)와 소결(sintering)을 포함한 주철과 강철 생산과 가공, 시멘트, 석회, 유리, 유리섬유 및 세라믹 제품의 생산, 그리고 종이 생산, 입목과 다른 섬유질에서의 종이, 판지 및 펄프 생산 부문을 포함한다.[177] 이 수정을 통해 노르웨이 ETS의 부문 적용대상은 EU 제도의 적용대상과 크게 조율되었다.[178] 더욱이 노르웨이 ETS는 국가의 2008-2012년 예상 GHG 배출량의 40%를 차지해서 EU와 비슷한 수치를 나타냈다.

노르웨이는 2010년 ETS에 따라 항공을 포함하기로 결정한 반면에 EU는 2012년까지 항공을 포함하지 않았다.[179] 그러나 연계된 ETS에

176) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

177) Norwegian Ministry of Environment Act of 17 December 2004 No.99 Relating to Greenhouse Gas Emission Allowance Trading and the Duty to Surrender Emission Allowances.

178) EDF/IETA (2013) Emissions Trading System Comparison Table.

179) EU

따라 항공 포함은 현재 일시 중단되었다. 항공 재도입은 항공에서의 배출을 해결하기 위해 글로벌 MBM에 관하여 말하기 시작한 ICAO의 최근 결정 때문에 불확실하다.

노르웨이 ETS와 EU ETS 간의 지속적인 차이점

두 제도는 감축 공약에서 조금 서로 다르다. EU는 2008-2012년 기간에 대해 더 의욕적인 목표를 가지고 있었지만, 노르웨이의 2020년 목표는 EU의 20% 감축 목표에 비해 1990년보다 30% 낮아서 더 의욕적이다. 그러나 어느 제도에서나 목표가 연계를 정치적으로 수용하지 못하거나 환경적으로 비효과적으로 만들 수 있는 목표 엄격성의 큰 차이점은 없다.

노르웨이는 지침을 채택하여 노르웨이 제도를 EU ETS와 더 잘 조율하기 위해 자국의 ETS를 여러 차례 수정했지만, 노르웨이는 무상 배출권과 경매의 할당에 관하여 자국의 제도에 대해 약간의 변화를 협상했다. 경매 정도는 노르웨이에서 근해 석유와 가스 생산에 대한 무상 할당 없이 한도가 커서 훨씬 더 높으며, 이 부문은 노르웨이가 총량을 설정한 배출량의 64%를 차지한다.[180] 노르웨이 정책 결정자는 사업자와 투자자가 공해배출업자 지불 원칙에 따라 자신의 배출에 대한 완전한 환경 비용에 직면하게 된다는 사실을 잘 인식하고 있다. 따라서 노르웨이는 ETS II단계에 대해 노르웨이 배출권의 50% 넘는 양을 경매 또는 다른 시장 메커니즘을 통해 판매할 수 있고 배출권의 약 3분의 1이 무상으로 할당될 수 있다고 결정했다.[181] I단계 중에 대상 단체는 무상 배출권의 95%를 받을 예정이었다. 그러나 시설 계산 조정으로 요청한 배출권의 91%만을 무상으로 받을 것이었다. 두 번째

180) Hood (2010) Reviewing existing and proposed emissions trading systems.

181) Norwegian Ministry of Environment: Norwegian National Allocation Plan for the emissions trading system in 2008-2012.

거래 기간에는 배출권의 약 50%가 경매되고 39%가 수수료 없이 할당되었다. 근해 석유와 가스 생산은 무상 할당의 자격이 없지만 토지 기반 산업에 무상으로 할당되는 배출권 비율은 EU의 나머지 국가에 비해 노르웨이에서 상대적으로 높아서 1998-2011 기준 연도 기간 중에 연간 평균 배출량의 92%에 이르렀다.[182] 2013년의 세 번째 거래 기간이 시작된 이후 배출권의 100%를 경매 또는 노르웨이의 2차 시장에서 판매될 것이다.[183]

두 제도에 따라 대상으로 하는 가스에 관해서도 약간의 차이점이 존재한다. 노르웨이는 두 번째 거래 기간부터 N2O를 포함시키도록 선택한 반면에, EU는 III단계부터만 이를 포함시켰다.[184]

노르웨이와 EU 모두 국제 상쇄배출권 사용에 관하여 양적 및 질적 한계를 시행한다. EU는 I단계 중에 CER을 이미 허용했지만 노르웨이에서 CER과 ERU 사용은 모두 두 번째 거래 기간이 시작된 이후 준수를 위해서만 허용되었다. 2008-2012년 기간의 경우 노르웨이는 상쇄배출권 사용의 양적 한계를 연간 허용 총량의 20%로 설정한 반면에, 같은 기간에 대한 EU의 한계는 EU ETS 총량의 13.4를 차지했다. 허용되는 사업 배출권 유형에 대한 제한은 두 제도에서 유사하다. 두 제도 모두 핵 사업과 LULUCF에서 상쇄배출권을 제외한다. 그러나 대규모 수력발전 사업에서의 배출권에 대해 EU ETS에 따른 조건이 적용되지만 이는 노르웨이 제도에서는 완전히 금지된다.[185]

EU와 마찬가지로 노르웨이는 새 가입자에 대한 배출권 유보를 규정한다. 그러나 첫 번째 거래 기간 중에 이산화탄소 포집 및 저장

182) Norwegian Ministry of Environment: Norwegian National Allocation Plan for the emissions trading system in 2008-2012.

183) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

184) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

185) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

(CCS) 기술과 고효율 결합 열 및 발전소에 기초한 새 가스 발화 발전소에 대해서는 이것이 유보되었다. 이 규정은 수정되었으며 2008년 1월 1일 후 이 제도에 가입하는 업체는 현재 고효율 결합 열 또는 발전소인 경우에만 무상 허용 자격이 있다.[186]

노르웨이에서 시행 중인 MRV 규칙은 EU ETS에 따른 규칙과 유사하게 대상 단체에 대해 매년 배출량을 측정하여 보고하고 지정 당국에 제출할 것을 요구한다. 그러나 노르웨이 규칙은 회사가 보고하는 배출량을 제출하기 전에 독립적으로 검증할 것을 덜 엄격하게 요구한다. 대신에 노르웨이 당국은 사안별로 독립된 검증을 요청할 수 있다.[187]

노르웨이의 경험에서 얻은 교훈

노르웨이 ETS와 EU 간의 연계는 특별한 경우이다. 첫째, 시작할 때부터 노르웨이 정책 결정자는 EU 제도와의 연계에 깊은 관심을 가지고 있었으며 노르웨이 제도의 설계는 이 의도를 반영한다. 많은 기능은 EU ETS와 호환되도록 만드는 방법으로 개발되었다. 둘째, 연계 설정이 EEA-EFTA 상황에서 이루어졌으므로 노르웨이는 연계 합의 대신에 EU ETS 지침 채택을 통해 EU 제도에 연계했다. EU와 EEA-EFTA 회원국 간의 많은 다른 합의와 마찬가지로 노르웨이는 협력을 원활하게 하기 위해 관련 EU 입법을 채택하여 자국의 제도를 EU의 제도에 맞추었다. 따라서 두 제도 간에 미미하게 존재하는 장벽은 노르웨이 제도의 수정을 통해 제거되었으며 해당 제도는 이제 노르웨이에 대해 협상된 일부 예외를 제외하고 크게 조율되었다. 전체적으로 EU-노르웨이 연계 탄소배출권 시장에는 처음부터 장벽이 별로 없었으며 존재하는 장벽은 노르웨이 제도의 수정을 통해 제거되었다.

186) EDF/IETA (2013) Norway - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

187) Norwegian Ministry of Environment: Norwegian National Allocation Plan for the emissions trading system in 2008-2012.

EU ETS와 노르웨이 ETS 간의 몇몇 차이점은 MRV 메커니즘, 새 가입자 처리 규칙 및 수수료 없이 할당된 배출권의 차이점 등 장벽을 부과할 가능성이 없다. MRV 규칙에 관하여 노르웨이 제도는 독립된 검증의 의무 요구사항이 없기 때문에 좀 더 덜 엄격하다. 그런데도 전체적으로 노르웨이 MRV 제도는 강력하다. 3.4항에서 논했듯이 새 가입자 처리의 차이점은 연계를 방해하지 않으며 무상 배출권 할당에서도 차이가 없다. 노르웨이 제도는 처음부터 수수료 없는 배출권을 더 적게 할당했으며 경매 또는 다른 시장 메커니즘을 통해 허가량의 더 높은 비율을 획득할 것을 요구하여 차이점은 연계와 상관없이 존재한다.

노르웨이 제도와 EU 제도 간에 이론적으로 연계에 방해가 될 수 있는 몇몇 차이점은 차이점이 작거나 제거되었기 때문에 실무적으로 장벽을 부과하지 않는다. EU 총량은 2008-2012년 기간에 더 의욕적인 반면에 노르웨이 총량은 2013-2020년 기간에 더 의욕적이다. 그러나 차이점은 연계된 제도의 환경 효과를 약화시키거나 정치적으로 수용되지 않게 할 만큼 크지 않다. 상쇄배출권 사용에 대한 질적 및 양적 제한의 차이점은 매우 작으며 두 제도 모두 이 점에서 매우 유사한 규칙을 두고 있다. 노르웨이 제도를 EU ETS와 연계할 때 가장 큰 장벽은 노르웨이 제도의 I단계에 제한된 부문 적용대상이었으며, 이는 국가의 탄소세가 이미 적용된 경우 많은 부문을 제외했다. 노르웨이는 자국의 부문 적용대상을 확대하여 EU ETS의 적용범위에 맞춤으로써 이 장벽을 제거했다. 노르웨이 ETS가 이전에 NO를 포함시키던 것은 여전히 정확히 모니터링될 수 있기 때문에 연계에 어려움을 주지 않고 있다.

노르웨이 ETS가 EU ETS에 연계하지 않고 운영된 기간이 짧았기 때문에 연계의 정확한 영향은 평가하기 어렵다. 두 제도 모두 연계하기 전에 3년 단계만 완료했다. ETS의 첫 단계를 시험 단계로 생각할

수 있으므로 두 번째 거래 연도가 시작될 때 EU ETS에 연계한 이후 노르웨이의 변화는 연계 자체에 기인한다고 할 수 없다. 대신에 첫 번째 기간 중에 얻은 교훈에 따라 변화를 이룰 수 있다. 예를 들어 EU와 마찬가지로 배출권 가격은 노르웨이의 첫 번째 거래 기간 중에 거의 0으로 떨어졌다.[188] 따라서 EU ETS와 연계를 설정한 이후 배출권 가격의 인상은 연계에만 기인한다고 할 수 없다. 대신에 배출권 과다 배분에 대한 정정을 반영할 가능성이 있다. 마찬가지로 두 제도 간의 연계가 에너지와 에너지 집약 상품 가격의 변화에 기인한다고 할 수 없다. 그러한 변화는 통제해야 할 많은 요인의 결과일 수 있다. 탄소 누출에 대한 영향은 분석할 또 다른 흥미로운 측면일 수 있다. 그러나 탄소 누출의 발생에 관한 불확실성과 이 잠재적 현상을 측정하는 데 수반되는 어려움을 생각하면 그러한 분석은 이 시점에서 실행할 수 없다.

그런데도 EU ETS와 노르웨이 ETS 간의 연계에 관하여 몇 가지 관측은 가능하다. EU의 경우 노르웨이 제도와의 연계는 부정적 영향을 수반하지 않았다. 가격 충격을 차치하더라도 EU ETS가 두 제도 중 더 크고 따라서 노르웨이 ETS의 개발에 덜 노출되었을 뿐만 아니라 EEA-EFTA 상황에서 연계를 설정함으로써 노르웨이의 ETS 입법에 적용되었다. 이로 인해 노르웨이 제도를 EU ETS에 긴밀하게 맞추게 되었다. 더 큰 제도인 EU는 자체의 배출권 가격에 더 가깝게 수렴되는 현상을 볼 가능성이 있지만, 환경 효과가 가격 안정성보다 분명히 더 중시되는 EU의 우선순위를 생각하면 더 큰 가격 인상 가능성조차 노르웨이와 연계한다는 EU의 의사결정에 그리 큰 영향을 미치지 않았다. 반대로 낮은 배출권 가격에 대한 EU의 문제를 생각할 때 가격 인상은 환영 받는 효과였을 가능성이 크다. EU의 경우 연계의 함축적 의미는 항상 상당히 긍정적이었다. 가장 중요한 것은 연계를 통해 EU

188) Find reference

는 다른 국가에 신호를 보냄으로써 다각적 기후 조치에 대한 자체의 공약을 진전시킬 수 있었다.

한편 노르웨이 정책 결정자는 절충에 직면했다. EU Directive 2003/87/EC의 제25조에 따라 연계를 설정하고자 하는 바람으로 EU는 노르웨이가 EU ETS Directive를 채택해야 하고 따라서 노르웨이 ETS 수정을 통해 기존 차이점을 조율해야 한다고 주장했다. 따라서 노르웨이는 분명히 자국의 ETS에 대한 규제 관리 상실에 직면했다. 노르웨이 정책 결정자는 지금 EU ETS 입법에 의해 구속을 받기 때문에 자신의 의사 결정에 제한을 받는다. 그러나 요구된 변화는 상대적으로 작았다. 가장 큰 조정은 부문 적용범위의 확장이었지만, 새로 대상이 된 부문에 대해 이전에 국가의 탄소세를 적용했다는 점을 생각할 때 절충은 대상 단체보다 오히려 노르웨이 정부에 관한 것이다.

위에서 언급했듯이 EU-노르웨이 연계 제도의 가격 변화가 두 국가 제도 모두가 가격이 과다 할당의 결과로 거의 0으로 하락한 3년의 시험 기간 동안만 운영되었기 때문이라고 보기 어렵다. 그러나 연계로 인해 노르웨이의 가격 인상이 커졌더라도 노르웨이의 경우 환경 효과가 가격 안정성보다 더 큰 우선순위를 가진다는 것을 생각할 때 이것이 노르웨이가 EU ETS와 연계하는 것을 방해했을 가능성은 낮다.[189]

중요한 것은 작은 나라인 노르웨이가 더 크게 비용 효과적인 감축의 잠재력, 시장 유동성 강화, 더 큰 감소 기회에 대한 접근의 결과로 목표 달성의 유연성 향상을 통해 큰 EU 탄소배출권 시장과의 연계로 큰 이익을 얻었다는 점이다. 더욱이 EU는 노르웨이 수출의 81%와 수입의 63%를 차지하는 노르웨이의 주요 거래 파트너이므로[190], EU

189) The CO_2 tax, which was much higher than the carbon price under the ETS, illustrates that Norway is not overly concerned with the price large polluters face.

190) World Trade Organization (2013) Trade Profiles: Norway, available at: http://stat.wto.org/CountryProfile/WSDBCountryPFView.aspx?Language=E&Country=NO, Accessed on 22.10.2013.

ETS와의 연계는 아마 EU 시장에서 최저가 보장 회사로서 국내 경쟁력 우려를 해소하는 데 도움이 되었을 것이다.[191] 첫 번째 거래 기간 중에 EU ETS에 대한 노르웨이의 단방향 연계 설정은 더 큰 탄소배출권 시장과 연계에 대한 국가의 관심을 분명히 입증한다.

노르웨이 ETS와 EU ETS 간의 연계를 설정한 상황을 생각할 때 이 사례는 '연계'을 노르웨이 제도를 EU ETS에 통합한 것으로 간주할 수 있는 특별한 사례를 나타낸다는 점이 확실하다. 노르웨이가 자국의 제도를 설계하는 동안 연계에 관심을 가졌다는 점을 생각할 때 두 제도가 연계 전에 이미 크게 맞춰져 있었던 사례이다. 나머지 차이점은 연계에 대해 장벽을 부과하지 않을 수 있거나 노르웨이 ETS 변화를 통해 제거된 범주에 속한다. 그러나 EU-노르웨이 연계는 제도를 전체적으로 조율할 필요가 없으며 작은 차이점이 연계를 훼손하지 않고 특정 영역에서 우세하게 나타난다는 것을 보여 주기도 한다.

4.2 스위스

EU와 스위스는 현재 ETS 간 연계 협상의 최종 단계에 있다. 목표는 2013년 말까지 기술 협상을 완료하는 것이다. 진전 상황에 따라 연계는 2015년에 운영될 수 있다.[192] 스위스 ETS는 2008년 1월 1일 이후 시행되었으며 첫 번째 거래 기간은 2008-2012년 기간, 두 번째 단계는 2013-2020년으로 예정되어 있다.[193] 스위스 정책 결정자는 2012년에 자국의 ETS에서 중요한 사항을 변경하여 EU ETS와 자국 제도의 호환성을 크게 높였다. 스위스 ETS의 초기 설계 특징 중 많은

191) Insert source

192) FOEN (09.07.2013) "Fourth Round of Swiss-EU Negotiations on Linking of Emissions Trading Systems", available at: http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05576/12688/index.html?lang=en&msg-id=49632 (Accessed on 10.10.2013).

193) EDF/IETA (2013) Switzerland - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

것은 스위스 제도의 자발적 성격, 시행 제도 및 국제 상쇄배출권 사용에 대한 규칙 등 EU의 제도와 맞추는 데 상당한 장벽으로 작용했다.

2008년~2012년의 스위스 ETS: 자발적 제도

교토 의정서에 따라 스위스는 2008-2012년 기간 동안 GHG 배출량을 자국의 1990년 수준 대비 8% 감축하겠다고 공약했으며, EU도 같은 공약을 했다. 스위스의 2020년도 목표는 GHG 배출량을 1990년 대비 20% 또는 국제 기후 거래의 경우 심지어 40%를 감축하는 것이다.[194] EU와 마찬가지로 스위스는 자국의 목표 달성에 도움을 주기 위해 ETS를 도입하기로 선택했다. 1999년에 스위스는 이산화탄소 배출량 감축에 관한 법(CO_2법)을 채택했으며, 이때 열, 산업 프로세스 및 교통 연료에 대한 CO_2 징수금 국가 ETS라는 두 가지 수단을 도입했다.

그러나 첫 번째 거래 기간 동안 스위스 ETS는 EU ETS와 크게 달랐다. EU ETS와 달리 스위스 ETS는 CO_2 징수금에 대한 대안을 회사에 제공한 자발적 제도로 설계되었다. CO_2 징수금을 지불하는 대신에 회사는 절대 배출량 목표를 자발적으로 선택할 수 있었다. 즉. 연방 당국에서 승인 받고 배출권을 받고 스위스 ETS에 참여해야 했다. ETS에 직접 참여하는 회사에 대한 배출량 임계값은 연간 25,000 tCO_2e로 설정되었다. 자발적 절대 배출량 목표를 설정하기로 선택하고 임계값보다 낮은 회사에는 배출권을 배분하지 않았지만, 이런 회사는 자사의 총량을 초과할 경우 배출권을 구매할 수 있었다. 자발적 스위스 ETS의 대상인 부문은 세라믹, 종이, 플라스틱, 알루미늄, 유리, 화학, 금속 세공과 공학, 식료품, 석회, 주물공장, 인쇄기, 건초기 부문을 포함했다. 임계값을 만족하고 스위스 ETS에 참여하기로 선택한 이 부문의 회사에 대해서는 '상향식' 접근방식을 기준으로 수수료 없이 배

194) Bundesgesetz über die Reduktion von CO_2 -Emissionen (CO_2 -Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (as of 1 January 2013).

출권을 배분했다. 이 방법에 따라 연방 당국은 회사의 CO_2 배출량 감축 잠재력을 기술 및 경제적 관점에서 평가했다.[195]

스위스 ETS의 I단계 중에 회사는 CER과 ERU뿐만 아니라 LULUCF의 제외로 발생한 흡수원 배출권(RMU)도 국제 상쇄배출권으로 사용할 수 있었다. 이산화탄소 흡수계(carbon sink) 사업에서의 임시 인증서도 허용되었지만 미래의 공약 기간을 위해 이월할 수는 없었다. 스위스 당국은 회사에 대해 임시 배출권이 만료된 후 부가적인 상쇄배출권을 요구할 수 있었다.

스위스 ETS의 첫 번째 거래 기간의 벌칙 제도는 EU ETS 제도와 크게 달랐다. 준수에 실패한 회사는 CO_2 징수금과 이자를 소급해서 지불해야 했다. 따라서 CO_2 징수금은 스위스 ETS의 가격 제한 역할을 했다.

이러한 차이점은 스위스 ETS의 설계가 EU ETS와 크게 호환되지 않았다는 것을 보여 준다. 스위스 ETS의 일부 특징은 연계 합의에 대해 큰 장벽을 형성할 위험이 있었다. 즉, 제도의 자발적 특성과 벌칙 제도 설계가 가격 제한 역할을 하고 이 특징이 EU ETS에 전파될 수 있어 EU가 연계를 수용하지 못하게 만들 수 있었다. 스위스 ETS에 따라 LULUCF로 인한 국제 상쇄배출권을 허용한 것도 EU가 해당 사업을 통해 발생한 배출권을 결코 허용하지 않기 때문에 연계에 장애가 될 수 있었다.

2013년 이후 스위스 ETS: EU ETS와 호환성 강화

스위스와 EU 간의 ETS를 연계하기 위한 협상은 2011년 3월 8일에 공식적으로 시작되었지만 그보다 앞서 2008년 이후 예비 대화가 있었다. 스위스 정책 결정자는 두 제도 간의 설계 차이점으로 인한 잠재

195) EDF/IETA (2013) Switzerland - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

적 장벽을 인식했으며 스위스 연방위원회는 “진행 중인 CO_2법 개정 상황에서 스위스 ETS를 EU ETS와 높은 수준으로 호환되도록 [이와 같이] 개정하여 두 제도의 성공적 연계의 길을 열 것”을 권고했다.[196] CO_2 배출 감축에 관한 연방법과 CO_2 배출 감축에 관한 규정은 2013년 1월 1일자 스위스 ETS를 EU ETS와의 호환성을 강화하도록 대폭 개정했음을 분명히 밝혔다.

매우 중요한 변화 중 하나는 자발적 제도에서 의무적 제도로 바꾸는 것이었다. 에너지 생산, 광물유 정제, 코크스 생산, 철광석 배소(roasting)와 소결(sintering)을 포함한 주철과 강철 생산과 가공, 알루미늄, 시멘트, 석회, 유리와 유리섬유, 세라믹 제품, 광물섬유를 이용한 절연물 생산, 석고, 펄프와 종이 및 판지, 암모니아 생산, 벌크 유기화학 물질, 수소와 합성가스 생산, 나트륨 화합물과 나트륨 생산 부문에 속하는 회사는 이제 ETS에 참여해야 한다.[197] 개정 CO_2법도 ETS에 따라 항공을 포함하는 선택권을 연방위원회에 제공한다. 그러나 이전의 토론에는 ETS에 따라 항공 역할의 미래가 현재 불확실하다고 나타나 있다. 의무적 ETS에서 다루지 않은 지정된 부문도 여전히 ETS에 참여를 신청할 수 있다. 자발적 옵트인 조항은 연계 장벽 역할을 할 가능성이 있지만, 스위스 ETS에 따른 중소기업의 자발적 옵트인은 EU의 제도와 연계할 때 문제를 일으킬 것으로 보이지 않는다. 이 제도 합류를 선택하는 회사는 자사의 배출량이 자발적으로 설정한 총량을 초과할 경우 배출권을 구입할 수 있지만, 처음에는 어떤 배출권도 할당되지 않으므로 높은 수준의 옵트인과 배출량 증가에 관한 우려가 불식된다. 대상 GHG에 관하여 스위스 ETS는 CO_2 배출만 포함한다.

196) FOEN (09.03.2011) “First formal round of negotiations held with EU for linking of emissions trading systems”, available at: http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05576/12688/index.html?lang=en&msg-id=38021.

197) Verordnung über die Reduktion von CO_2 -Emissionen (CO_2 -Verordnung) vom 30. November (as of 1 June 2013).

한편 EU ETS는 N_2O와 PFC도 대상으로 한다. 그러나 어느 제도도 정확히 측정할 수 없는 가스를 포함하고 있지 않으므로 이 차이점은 장벽이 되지 않는다.

중요한 것은 스위스가 자국의 벌칙 제도를 수정했다는 것이다. 위반 회사는 이제 톤당 100유로의 벌금을 내야 하며 미달한 배출권을 이듬해에 제출해야 한다.[198] 의무 ETS를 지향한 이동과 함께 이 규정은 자발적 제도에서 존재하던 가격 제한을 제거한다.

또한 배출권 할당에 관해서도 조율이 이루어졌다. 2013-2020년 기간 동안 할당은 무상 할당과 경매를 결합할 것이다. 2013년부터 스위스 ETS에 따른 무상 할당은 산업 벤치마크를 기준으로 하며 가장 효율적인 시설 10%의 평균 배출량을 반영한다. 탄소 누출의 위험이 높은 것으로 간주되는 회사에 대한 무상 할당은 2020년까지 서서히 감소되는 조정 계수를 통해 결정될 것이다.[199] CO_2 배출에 관한 연방법 제19조 3항에 따라 연방위원회는 배출권 할당의 세부사항을 지정하기 위해 비교 가능한 국제 규정을 고려할 수 있다.[200] 이는 스위스 당국에 자국의 할당 방식을 EU ETS에 더 가깝게 맞추는 선택권을 제공한다. EU 제도와 마찬가지로 스위스 ETS는 새 가입자에 대해 총량의 5%로 설정된 배출권 유보를 포함하고 있다.

ETS에 따른 국제 상쇄배출권 사용에 대한 스위스 규칙도 변경되었으며 지금은 EU 규칙과 더 유사해졌다. 2013년 이후 스위스 ETS 대상 회사는 핵 시설, LULUCF 및 산업용 가스 파괴에서 발생한 배출권을 제외하고 준수를 위해서만 CER과 ERU를 이월할 수 있다. EU

198) Bundesgesetz über die Reduktion von CO_2 -Emissionen (CO_2 -Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (as of 1 January 2013).

199) FOEN (07.01.2013) “Emission allowances issued for free (benchmark approach)” available at: http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05545/12434/index.html?lang=en, Accessed on 10.10.2013.

200) Bundesgesetz über die Reduktion von CO_2 -Emissionen (CO_2 -Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (as of 1 January 2013).

ETS와 마찬가지로 스위스도 이제 LDC에서의 CER만 허용한다. 아울러 스위스 제도는 대규모 수력발전 사업에서 발생한 배출권 등의 추가 상쇄배출권을 제외한다.[201] 그러나 EU와 노르웨이 간에는 이러한 차이점도 존재하므로 이 차이점이 연계에 대한 장벽으로 작용하지 않도록 해야 한다. 스위스 ETS는 국제 상쇄 배출권 사용에 대한 양적 제한도 시행하고 있다. 첫 번째 거래 기간 중에 ETS에 참여한 회사의 경우 한계는 2008-2012년 중에 할당한 배출권의 11%에서 해당 기간 중 사용한 상쇄배출권을 뺀 값으로 한다. 새 참여자에 대한 한계는 두 번째 거래 기간의 해당 참여자 유효 배출량의 4.5%로 한다.[202]

스위스 ETS의 대상인 단체는 자신의 배출량을 측정하고 매년 스위스 당국에 보고해야 한다. 그러나 두 제도의 MRV 규칙에는 차이점이 존재한다. EU와 달리 스위스 ETS는 보고서의 독립적 검증을 요구하지 않는다. 대신에 스위스 당국은 사안별로 독립적 검증을 요구할 권한이 있다.[203] 단, 스위스 MRV 규칙은 EU와 노르웨이 간의 연계에 장벽으로 작용하지 않는 노르웨이의 규칙과 일치한다. 스위스 MRV 제도는 노르웨이 제도만큼 강력하므로, 배출량을 국가 당국에 제출하기 전의 독립적 검증 요구가 없는 것이 장벽으로 작용하지 않아야 한다.

스위스와 EU ETS 간에 이월과 차입에 관한 차이점은 존재하지 않는다. 스위스 ETS는 거래 기간 이내와 사이의 차입을 허용하며 동일 거래 기간 이내의 이월을 허용한다.[204]

---

201) FOEN (2013) Fact Sheet: Emission Reductions Achieved Abroad: Quality, Quantity and Carry-Over.

202) FOEN (07.01.2013) “Foreign emission reductions (certificates)” available at http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05545/12456/index.html?lang=en, Accessed on 10.10.2013.

203) FOEN (16.04.2013) “Monitoring companies that participate in emissions trading” available at:http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05545/12436/index.html?lang=en, Accessed on 10.10.2013.

204) Bundesgesetz über die Reduktion von CO_2 -Emissionen (CO_2 -Gesetz) vom 23. Dezember 2011 (as of 1 January 2013);

스위스 ETS에 따른 총량 결정은 EU의 절차와 다르다. EU 총량은 유럽위원회가 설정하지만 스위스 총량은 ETS의 대상인 단체의 총량을 합친 값이다.[205] 이 차이점은 두 제도 모두 절대 총량을 시행하고 스위스 총량이 EU 총량과 마찬가지로 2013-2020년 기간에 걸쳐 서서히 감소하므로 문제가 되지 않을 것이다.

스위스의 경험에서 얻은 교훈

스위스 ETS의 I단계 중에는 EU ETS와 유사성이 거의 없었다. 두 제도 모두 자국의 교토 공약을 준수하기 위한 도구로 ETS를 선택하고 같은 배출량 감축 목표를 세웠지만 많은 중요 요소에서 두 제도가 서로 달랐다. 그러나 스위스 ETS는 II단계 중에 주로 EU ETS와 호환되도록 수정되었다. 단, 위에서 언급한 변화는 스위스가 EU ETS와의 연계를 촉진하기 위한 양보였다. 규제 관리 상실 자체는 의무 제도로 이동, 더 엄격한 벌칙 제도, 이전 제도와 관련된 가격 제한 제거, 국제 상쇄배출권 사용에 대한 추가 제한 및 할당 방식의 변화 등 스위스 제도의 개정판에 명시되어 있다. EU와 스위스 둘이 다 제도 연계를 통해 상대방 제도에서 발생하는 가격 충격이 커졌다.

그러나 스위스 ETS 개정이 반드시 연계만을 의도한 결과라고 볼 수는 없다. 2012년 끝나는 첫 번째 거래 기간에 스위스 CO_2법은 잠재적 연계와 상관없이 수정될 예정이었다. 또한 스위스 탄소배출권 시장은 3 $MtCO_2e$로 매우 작다. 스위스는 세계 최대의 탄소배출권 시장인 2000 $MtCO_2e$ 규모의 EU ETS와의 연계로 많은 이익을 얻을 것이다.

EU ETS와의 연계로 스위스 회사는 더 넓고 더 유동적이며 더 안정된 가격을 가진 시장에 합류할 것이다. 스위스 회사는 광범위한 감소

205) FOEN (07.01.2013) “Emissionsobergrenze (Cap) im Emissionshandelssystem und Absenkpfad” available at: http://www.bafu.admin.ch/emissionshandel/05545/12433/index.html?lang=de, Accessed on 10.10.2013.

기회를 통해 자신의 목표 달성에 더 많은 유연성을 가질 수 있다. 2010년 실시된 스위스 ETS와 EU ETS 연계에 대한 조사에서 스위스에 대한 여러 이점이 나타났다. 첫째, EU는 스위스보다 더 비용 효과적인 방법으로 배출량을 감축할 수 있다. 연계를 통해 가격이 수렴될 것이므로 스위스 회사에 대한 배출권 가격이 감소할 것이다. 그 효과는 국제 기후 거래의 경우 스위스의 더 의욕적인 감축 목표를 수반하고 스위스가 감소 비용에서 EU보다 훨씬 더 유리하므로 특히 더 강력할 수 있다. 스위스는 국제 기후 협약과 상관없이 더 낮은 배출권 가격에서 이익을 얻을 수 있지만, 글로벌 기후 거래에 접근하면 이 이익이 훨씬 더 클 수 있다. 둘째, 스위스 시장의 작은 규모는 거래와 가격 형성에 불리하므로 배출권 가격이 EU 시장에서 더 예측 가능하다. 따라서 EU ETS와의 연계는 스위스 회사의 가격 예측성을 강화할 수 있다. 셋째, 연계를 하지 않으면 스위스의 더 높은 배출권 가격 때문에 스위스에서 EU로의 탄소 누출이 증가할 수 있으며, 이는 연계를 통해 해소할 수 있는 위험이다.[206]

더욱이 스위스 무역에 대한 EU 시장의 중요성에서 또 다른 이점이 발생한다. 자국 수출의 60%와 자국 수입의 78%를 차지하는 주거래 파트너와 연계함으로써 스위스 회사가 더 높은 탄소 가격에 직면할 경우 연계가 없었다면 가질 수 있는 스위스 회사의 경쟁력 우려가 해소될 수 있다.[207]

끝으로 스위스 회사는 준수 일자의 차이점에서도 이익을 얻을 수 있다. 스위스 ETS에 따른 배출권 이월 일자는 EU의 일자보다 한 달 후이다. 이 차이점은 스위스 회사가 사업하는 탄소배출권 시장의 유동성을 강화할 수 있다.

---

206) Ecoplan (2010) Schweizer Emissionshandelssystem: Wie weiter nach 2012?

207) World Trade Organization (2013) Trade Profiles: Switzerland, available at: http://stat.wto.org/CountryProfile/WSDBCountryPFView.aspx?Language=E&Country=CH, Accessed on 22.10.2013.

EU는 두 제도를 조율하기 위해 필요한 모든 개정이 스위스 ETS에서 수행되므로 스위스 ETS에 연계하기 위한 실질적 양보에 직면하지 않는다. 가격 수렴은 EU의 배출권 가격을 증가시킬 가능성이 있지만, 이는 EU 정책 결정자가 가격 안정성을 위해 환경 효과를 우선시한다면 절충을 발생시키지 않는다. 반대로 낮은 허가량 가격의 현재 문제에 비추어 볼 때 EU 정책 결정자는 가격 인상을 환영할 수 있다. 어느 경우든 더 큰 제도인 EU ETS는 자체의 배출권 가격에 더 가까운 가격 수렴을 경험하게 될 가능성도 있다. 따라서 EU의 경우 노르웨이와의 연계가 EU ETS의 확장이라고 보면 스위스 ETS와 연계가 주로 제3국 ETS와의 실질적인 첫 번째 연계라는 점에서 매력적인 선택권이다. 결국 EU ETS와 스위스 ETS 간의 연계는 EU에 대해 중요한 신호 기능을 한다. 이는 기후 변화 영역의 국제 협력에 대한 EU의 약속을 입증하며 EU의 이 영역에서 EU의 주된 정책 도구가 이 분야의 발전을 지원할 수 있다는 것을 보여 준다.

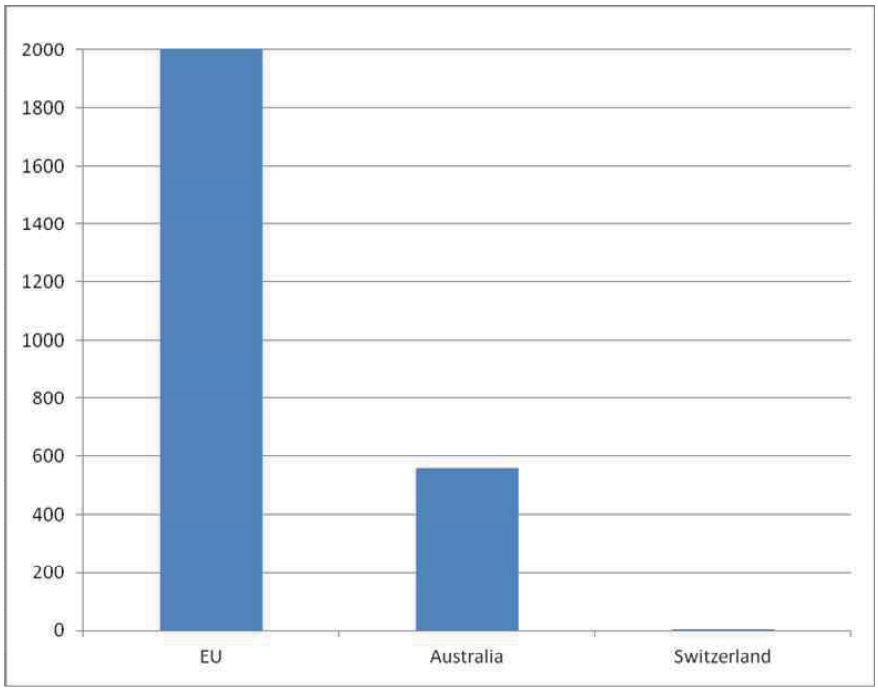
4.3 호주

지난 10년 동안 호주에서 탄소 가격과 배출권 거래는 정치적으로 논쟁을 일으키는 주제였다. 강력한 반대에 부딪혔던 탄소가격제도(CPM)는 노동당의 규칙에 따라 2012년 7월 1일에 도입되었다. 이 제도는 대상 단체는 정부로부터 연간 2.5%의 실질 비율이 인상된 23호주달러(AUD) 또는 16유로의 고정 탄소 가격으로 배출권을 구입할 수 있다고 규정했으며, 상쇄배출권 사용도 규정했다. 2015년 7월 1일 부로 CPM은 ETS로 전환될 계획이다.[208] 이런 맥락에서 EU와 호주는 각 제도의 연계에 합의했다. 단방향 연계는 2015년 7월 호주 ETS를 시작으로 도입될 예정이며, 호주 시설은 준수 의무의 50%까지 EUA를 양

208) EDF/IETA (2013) Australia - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

도할 수 있다. 두 제도 간의 완전한 양방향 연계는 2018년 7월로 계획되어 있으며, 두 제도 모두의 회사는 상대방 제도의 허가량을 사용할 수 있다.[209] 최근 선거 결과로 볼 때 호주 ETS 및 그에 따른 EU ETS 연계의 미래는 이 논문을 쓸 당시에 불확실하다. 2013년 9월 국가 선거에서 정부가 바뀌고 야당 지도자 토니 애벗이 수상이 되었다. 애벗은 다른 국가에 유사한 정책이 없는 탄소세와 ETS에 대한 강력한 반대자이며 선거에서 자신이 집권하면 탄소세와 ETS 계획을 폐기하겠다고 공약했다.[210]

그림 5: $MtCO_2e$ 단위로 최대 규모의 탄소배출권 시장 - EU, 호주 및 스위스



출처: Eilde 외(2009) 및 EDF/IETA(2013b)

209) European Commission (28.12.2012) “Australia and European Commission agree on pathway towards fully linking Emissions Trading systems.” Joint Press Release. Accessed on 11.10.2013.

210) Bridges Trade Bio Res (12.09.2013) “New Australia PM: Carbon Tax Repeal Tops Agenda” Available at: http://ictsd.org/i/news/biores/176738/, accessed on 11.10.2013.

호주 ETS 도입 및 EU ETS와의 연계에 관한 불확실성에도 불구하고 여러 가지 이유 때문에 호주의 경우를 분석할 가치가 있다. 첫째, 호주의 ETS가 모두 구현되고 EU와 호주 간의 연계가 제안된다면 이는 최초의 대륙 간 연계가 될 것이다. 둘째, 이전의 두 경우에 비해 호주는 560 $MtCO_2e$(*그림 5 참조*) 규모의 더 큰 탄소배출권 시장을 가질 수 있으며 따라서 EU가 상대적으로 큰 시장과 연계할 최초의 기회를 제공할 것이다. 셋째, EU와 호주 ETS 간 연계는 과거보다 훨씬 큰 이익을 창출할 수 있다.

호주 제도: 탄소세에서 배출권 거래로 이동 및 EU ETS와의 연계

코펜하겐협약에 따라 호주는 2020년까지 GHG 배출량을 2020년 대비 5% 감축하겠다고 공약했다. 국제 기후 거래의 경우 이 목표는 20% 증가할 수 있다.[211] 또한 더 장기간의 목표는 2050년까지 2000년 수준 대비 80% 더 낮게 감축하는 것으로 설정되었다. 호주는 자국의 목표를 달성하도록 돕기 위해 2012년 7월에 탄소세를 도입했으며, 이 제도는 2015년 7월 1일부로 ETS로 전환될 예정이다. 호주는 탄소세에서 ETS로 이동함과 동시에 EU ETS와 단방향 연계를 설정할 것이다. 2015년 ETS로 전환은 호주 제도가 완전한 양방향 연계를 통해 EU ETS에 연계할 계획인 2018년부터 시작할 것으로 계획된 여러 변화와 추가적인 수정을 수반한다. EU ETS에 대한 호주 ETS의 호환성을 강화하기 위해 호주는 지금까지 비용 억제 조치에 관한 수정과 교토 배출권 사용 규칙을 실시하기로 합의했다.

첫 번째 움직임으로 고정 가격 제도를 2015년 7월에 유연 가격 방식으로 교체할 것이다. 그러나 호주 정부는 가격 제한을 EUA 가격보

211) Australian Parliament (2012) Statement by the Honourable Greg Combet AM MP "Securing a clean Energy Future".

다 높은 20호주달러(14유로)로 설정하고 매년 5% 증가시킬 것이다. 계획된 EU ETS와의 연계를 고려하여, 호주는 2015년에 유연 가격 단계가 시작될 때 가격 하한제를 도입하지 않기로 합의했다. 또한 2015-2018년 기간 동안 계획된 가격 상한제를 양방향 연계가 발효될 것으로 계획된 2018년 7월 1일부로 폐지할 것이다.

교토 제도에 관하여 호주는 이 영역에서 EU 규칙과의 호환성을 강화하기 위해 CER과 ERU 사용을 회사 준수 의무의 12.5%로 양적 제한을 부과하기로 합의했다.[212] EU ETS와 마찬가지로 호주 ETS도 핵사업, 산업 가스 파괴 및 EU 기준과 일관되지 않은 대규모 수력발전 사업에서 발생한 CER과 ERU를 제외할 것이다.[213] EU-호주 연계에 대해 해결해야 할 수 있는 것으로 토론이 진행 중인 주제는 호주 탄소 배출권(ACCU), 즉 농업과 토지 이용 관리의 사업을 포함한 저탄소 영농 계획(CFI)을 통해 발생한 국내 배출권의 사용에 관한 것이다. ACCU 사용은 현재 회사 준수 의무의 5%로 제한되지만 호주가 유연 가격 제도로 이동한 후에는 제한이 없어질 것으로 예상된다. 농업 및 토지 이용 관리 활동을 통해 발생된 배출권은 EU ETS에서는 허용되지 않는다. 따라서 ACCU의 역할은 두 제도 간의 양방향 연계를 설정하기 전에 규명되어야 한다.[214]

2015년에 호주 제도는 배출권의 무제한 이월을 허용할 것이다. 따라서 이 점에서 EU와 호주 간의 차이점은 없을 것이다. 그러나 호주는 이월을 회사 준수 의무의 5%로 제한할 계획이다. 차입은 EU ETS에서

212) European Commission (28.12.2012) “Australia and European Commission agree on pathway towards fully linking Emissions Trading systems.” Joint Press Release. Accessed on 11.10.2013.

213) Australian Parliament (2012) Statement by the Honourable Greg Combet AM MP “Securing a clean Energy Future”.

214) EDF/IETA (2013) Australia - The World’s Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

묵시적으로만 가능하지만 양적 제한은 없다. 호주 ETS와 EU ETS 연계로 EU의 관례가 호주로 확대될 수 있으며 따라서 계획된 양적 제한이 제거될 것이다.[215]

위반에 대한 벌칙 제도도 ETS로 전환하면서 수정될 것이다. 현재 제도 하에서 자신의 의무를 준수하지 못한 회사는 고정 배출권 가격의 1.3배의 벌금을 지불해야 한다. 이 제도는 해당 특정 연도의 벤치마크 평균 경매 수수료의 2배의 벌금으로 교체될 것이다.[216] 배출권 가격에 따라 벌금은 톤당 100유로로 설정된 벌금을 부과하고 회사에게 미달된 배출권의 이월을 요구하는 EU 벌칙 제도와 비슷한 금액일 수 있다. 이 차이점은 어느 제도도 결과적으로 가격 제한을 부과하는 벌칙 제도를 시행하지 않으므로 연계를 방해한다고 볼 수 없지만, 그런데도 EU는 이 점에 관하여 추가 조율을 요구할 수 있다. 연계가 가장 덜 엄격한 벌칙 규칙을 전체 제도로 확대함에 따라, EU는 위반 회사가 미달된 배출권을 이듬해로 이월하도록 요구하고 EU 벌금 수준으로 설정된 벌금 도입할 것을 호주에 요구할 수 있다.

탄소세에서 ETS로의 이동은 부문 적용대상에 영향을 미치지 않을 것이다. 탄소세 제도와 마찬가지로 ETS는 연간 25,000 tCO_2e의 임계값을 넘는 대부분의 부문을 대상으로 할 것이다. 교통 부문은 해당 기간의 평균 탄소 가격을 기준으로 매 6개월마다 계산한 동등한 탄소 가격을 통해 부분적으로 대상이 될 것이다. ETS는 호주 배출량의 60%를 대상으로 할 것으로 예상된다. 호주 ETS는 CO_2, N_2O 및 PFC에 더하여 ETS에서 대상으로 하지 않는 가스인 메탄(CH4)도 대상으로 할 수 있다.[217]

---

215) EDF/IETA (2013) Australia - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

216) EDF/IETA (2013) Australia - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to Emissions Trading.

217) EDF/IETA (2013) Australia - The World's Carbon Markets: A Case Study Guide to

EU ETS와 마찬가지로 호주 제도의 배출권 할당은 무상 할당과 경매의 혼합이 될 것이다. 배출량 집약적이고 무역을 수행하는 산업은 무상 할당의 자격을 얻게 될 것이다. EU 규정과 마찬가지로 호주도 산업 벤치마크를 기준으로 무상 배출권을 정할 것이다. 배출량이 매우 많은 산업은 산업 평균 기준의 94.5%까지 받을 것이며 배출량이 꽤 많은 산업은 66%까지 받을 것이다.

호주의 경험에서 얻은 교훈

현재 호주는 ETS를 시행하고 있지 않지만 고정 징수금을 통해 탄소 가격을 설정하고 있다. 2015년 7월로 계획된 ETS로의 전환은 연계가 없는 상태에서도 위에 요약한 대로 이미 여러 변화를 실행하고 있다. 그러나 연계 협상은 호주가 EU ETS와의 연계를 촉진하기 위해 몇몇 추가 개정을 실행하도록 자극할 것이다. 개정은 가격 억제 조치와 국제 상쇄배출권 사용 규칙에 관한 것이다. 호주는 가격 하한제 도입을 억제하고 2018년 7월부로 가격 상한제를 포기하기로 합의했다. 또한 호주 정책 결정자는 교토 제도의 사용을 위해 양적 제한을 도입했으며 양적 요구사항을 EU ETS에 적용되는 것과 대체로 맞추었다. 따라서 EU ETS와의 연계가 가능하도록 하기 위해 호주는 자국의 제도에 대한 몇 가지 규제 관리를 중단해야 했다. 연계는 호주가 계획한 차입에 대한 양적 제한을 EU ETS에 존재하지 않는다는 이유로 제거할 수 있으므로 추가 양보가 요구된다.

두 제도 간에 몇 가지 차이점이 지속되고 있으므로 호주는 추가적인 양보를 해야만 EU ETS와 완전한 양방향 연계를 설정할 수 있을 것이다. CFI에 따라 농업 및 토지 이용 관리의 사업을 통해 발생한 ACCU 사용은 EU 정책자가 미래의 협상에서 호주 측의 추가 양보를

Emissions Trading.

요구하는 문제로 제기될 가능성이 있다. 측정, 보고 및 검증 규칙도 연계 협상에서 역할을 할 것으로 예상된다.[218] 호주와 EU는 앞의 두 경우보다 감축 공약이 더 크게 다르지만, 이는 지금까지 두 제도 간의 양방향 연계를 위한 문제를 노출하지 않았다.

연계는 부문 적용대상, 할당 방법 및 특히 호주 제도에 따른 메탄 포함(EU ETS에서 대상이 아닌 가스)의 사소한 차이점 때문에 호주의 경쟁력 우려를 초래할 수 있다. 호주 ETS에 따른 메탄 포함은 탄소 누출 및 EU 상대역과 달리 메탄 배출에 대해 지불 의무가 있는 호주 석탄 산업의 경쟁력 우려를 제기할 수 있다[219]. 그러나 이러한 우려는 연계와 상관없이 존재할 수 있으며 따라서 연계를 방해하지 않을 것이다.

이러한 양보와 우려에도 불구하고 호주는 EU ETS와의 연계로 많은 이익을 얻을 것이며, 호주가 연계 설정을 위해 수용해야 하는 양보를 능가할 가능성이 있다. 호주 정부의 추정에 따르면 호주의 감소 비용은 모든 감축을 국내에서 수행할 경우 2배가 될 수 있다.[220] EU의 더 낮은 감소 비용은 양방향 연계가 설정될 경우 호주 단체가 직면할 수 있는 배출권 가격을 감소시킬 수 있다.[221] 결국 호주는 자국의 배출량 감축 목표를 더 비용 효과적인 방법으로 달성할 수 있을 것이다. 호주 탄소배출권 시장은 노르웨이나 스위스 시장보다 훨씬 더 클 수 있지만, 호주 ETS의 대상인 회사는 가격 안정성과 예측성이 더 크고 더 광범위하며 더 유동적인 탄소배출권 시장에서 여전히 이익을 얻을 것이다.

---

218) European Commission (2012) FAQ: Linking the Australian and European Union emissions trading systems.

219) The Carbon Briefing: Australia's punt on the EU ETS – how does it work? Accessed on 11.10.2013.

220) Insert AU presentation.

221) Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young (2013) South Korea's Emissions Trading Scheme.

호주에 대한 추가 이익은 연계 합의로 창출될 수 있는 제도적 감금 효과일 수 있다. 현재 개발 결과를 보면 호주는 탄소세와 계획된 ETS로 나누어져 있고 정권 교체로 이전 정부가 취한 의사결정을 역전시킬 위험이 있는 것으로 나타났다. 이는 기업에 대해 불확실성을 일으키고 저탄소 투자를 지연시킬 수 있다. ETS가 도입되면 국제적 연계로 ETS 폐지의 가능성이 낮아질 것이므로 호주 기업의 확실성과 예측성이 강화될 수 있다.

EU의 경우 호주 ETS와의 연계는 중요한 단계를 의미할 수 있다. 코니 헤데가드가 기후 행동에 대해 유럽위원회가 표현했듯이, EU ETS와 호주 ETS 간의 연계는 "기후 변화에 대한 강력한 국제 협력의 증거를 제공하고 강력한 국제 탄소배출권 시장 확립을 향한 추가적인 동력을 형성"할 것이다.[222] 따라서 EU의 경우 호주와의 연계는 특히 최초의 대륙 간 연계고 비교적 규모가 큰 탄소배출권 시장에 연계하는 것이므로 중요한 신호 작용을 할 수 있다. 국가가 ETS를 효과적인 기후 정책 도구로 간주한다는 것을 보여줄 뿐만 아니라 국내 제도의 연계를 통해 국제 협력을 증진할 가능성도 있다. 이전의 두 경우에 비해 호주 탄소배출권 시장의 규모는 연계가 EU ETS의 대상 단체가 접근할 수 있는 탄소배출권 시장의 규모를 크게 확대할 수 있다는 것을 의미한다. 또한 호주는 연계된 시장에서 배출권 가격에 더 큰 영향력을 행사할 수 있다. 가격이 호주에서 더 높을 것으로 예상되므로, 호주 제도와의 연계로 EUA에 대한 가격이 상승하여 EU의 낮은 배출권 가격 문제에 대한 해결책이 제공될 수 있다.

이전의 사례와 마찬가지로 호주의 경우도 연계가 제도 간의 완전한 조율을 요구하지 않는 것으로 나타났다. 부문 적용대상의 작은 차이점 또는 배출권 할당 등 몇 가지 차이점과 관련 우려는 연계와 상관

222) European Commission (28.12.2012) "Australia and European Commission agree on pathway towards fully linking Emissions Trading systems." Joint Press Release. Accessed on 11.10.2013.

없이 존재할 수 있으며 따라서 제도 연계에 장벽이 되지 않을 것이다. 그러나 호주의 경우 특정 차이점은 두 제도를 연계하기 위해 극복해야 하고 EU ETS와 연계된 제도에서 개정이 이루어져야 하는 것으로 나타났다. 가격 관리 조치를 제거하고 교토 상쇄배출권 수용을 위해 규칙을 개정한 후 호주 제도를 수정해야 한다는 EU의 요구사항이 이 점을 입증한다.

4.4 ETS 간의 기존 연계 사례에서 얻은 교훈

여러 차이점에도 불구하고 노르웨이, 스위스 및 호주는 몇몇 흥미로운 결론을 도출할 수 있으며 연계 영역에서 소중한 교훈을 제공한다.

첫째, 위의 사례에서 EU ETS와의 연계가 제도 간의 완벽한 조율을 요구하지 않는 것으로 나타났다. 몇 가지 차이점은 작거나, 쉽게 극복할 수 있거나 관련 우려가 연계와 상관없이 존재할 수 있기 때문에 장벽으로 작용하지 않는다. 이러한 논리적 근거는 MRV 규칙, 새 가입자 처리, 거래 기간 및 할당 방식에 적용된다. 예를 들어 노르웨이와 스위스 사례에서는 MRV 제도의 작은 차이점이 제도만 강력하다면 연계를 방해하지 않는 것으로 나타났다. 모든 경우에서 배출권 할당에 관한 차이점이 존재하지만 이는 관련 우려가 연계가 없더라도 존재하므로 장벽으로 작용하지 않았다.

그러나 두 번째로 EU는 연계를 정치적으로 수용되도록 하고 환경 효과를 확보하기 위해 특정 차이점의 극복을 요구한다. EU는 주로 벌칙 제도와 국제 상쇄배출권 사용의 조율 및 비용 억제 조치의 제거를 요구한다. 적용범위와 적용대상이 조금 다를 수 있지만 노르웨이의 경우 EU는 대개 약간의 조율을 요구할 것으로 나타났다.

셋째, 모든 분석된 사례에서 EU ETS의 수정이 일어나지 않지만 EU ETS에 연계하는 제도에서는 수정이 일어나는 것으로 나타났다. 노르

웨이, 스위스 및 호주는 EU ETS에 연계가 가능하도록 하기 위해 자국 제도의 여러 요소를 변경해야 했다. 결국 EU에 연계한 제도는 절충에 직면한다.

넷째, 요구된 양보에도 불구하고 제도가 EU ETS의 연계로부터 많은 이익을 얻는다. 상대적으로 작은 탄소배출권 시장인 다른 제도는 더 넓고 더 유동적인 시장 및 대상 단체의 가격 안정성과 예측성 향상으로 이익을 얻는다. EU에 연계된 또는 연계하는 제도는 배출량을 더 비용 효과적인 방법으로 감축할 수 있다. 또한 노르웨이와 스위스 사례에서는 중요한 거래 파트너로서 EU ETS에 연계하면 자국 제도와 EU ETS 간의 서로 다른 탄소 가격으로 인해 존재할 수 있는 국내 경쟁력 우려의 완화에 도움이 될 수 있다. 상황에 따라 EU와의 연계가 추가적인 이점을 제공할 수 있다. 예를 들어 호주 사례는 제도적 감금 효과를 창출하여 ETS 정책의 확실성과 예측성을 강화할 수 있는 것으로 나타났다.

끝으로 EU는 연계를 통해 실질적인 절충에 직면하지 않지만, ETS가 인기 있고 효과적인 기후 정책 도구일 뿐만 아니라 ETS가 연계를 통해 기후 변화 영역에서 국제 협력을 증진하는 데 도움이 될 수도 있다는 것을 보여 주기 위해 다른 국내 ETS에 연계에 깊은 흥미를 가지고 있다.

5. EU와 한국의 탄소배출권 거래제도 연계

한국 ETS는 2015년에 시작될 것으로 계획되어 있다. 다른 제도와의 잠재적 연계는 토론에서 이미 특징을 밝혔으며 연계 조항이 마스터 플랜에 포함될 수 있다. 따라서 한국 제도에 대한 연계 선택권을 평가하는 것은 특히 몇몇 제도 특징에 대한 의사결정이 여전히 진행 중인 시점에서 시의적절하다. EU 탄소배출권 시장의 규모와 다른 제도와 연계해 본 이전 경험을 생각할 때 EU는 연계를 위한 매력적인 파트너이다.

5.1 EU-한국 연계 탄소배출권 시장에 대한 논리적 근거

EU-한국 연계 탄소배출권 시장은 한국과 EU에 모두 이익이 될 수 있다. 일부 이점은 다른 연계 사례와 같다. 그러나 EU-한국 사례는 양측에 모두 부가적인 장점을 제공한다.

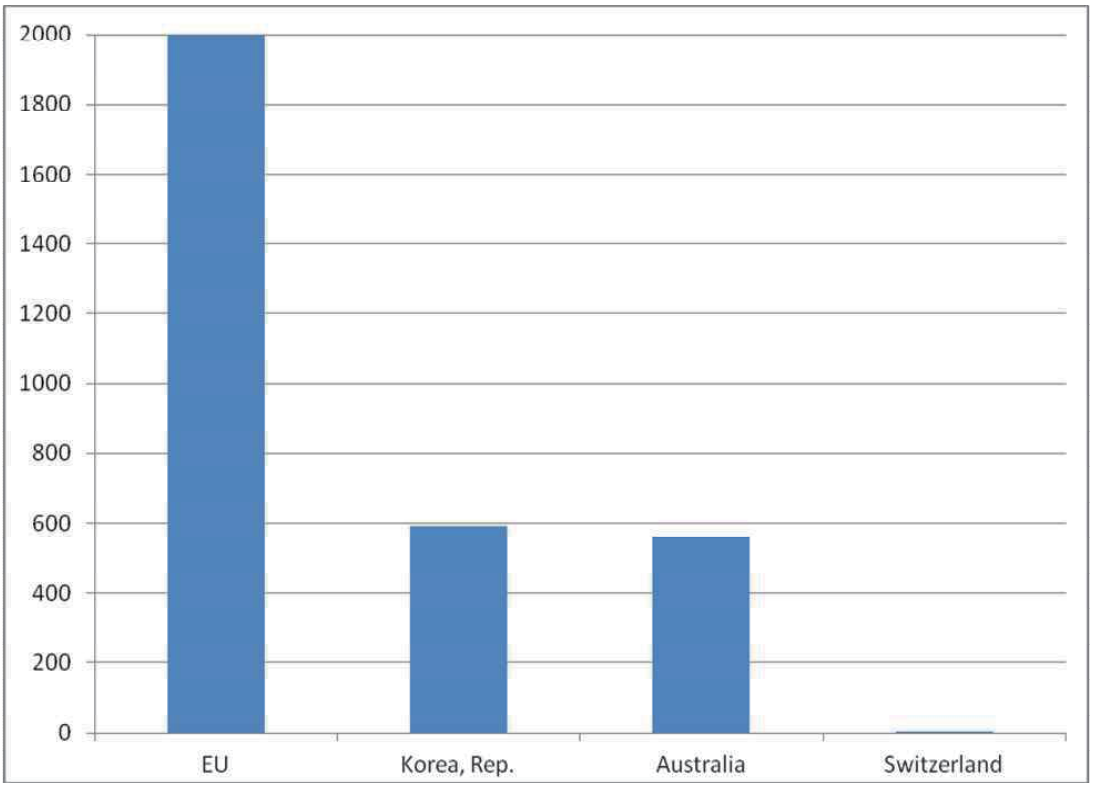
한국의 시각으로 본 이점

한국의 경우 세계 최대의 탄소배출권 시장에 연계하는 것이 여러 가지 이유로 매력적인 선택이 될 수 있다. 첫째, 모든 연계 사례와 마찬가지로 GHG 배출 감축을 연계가 없을 때보다 더 비용 효과적인 방법으로 달성할 수 있어 한국이 전체적인 효율 이익을 실현할 수 있다. 이러한 이익은 탄소 가격이 다른 제도에 비해 높을 것으로 예상되는 한국의 경우 특히 크다. 제안된 한국 ETS 설계에 따르면 전력과 산업 부문의 저비용 감소 선택권은 감축 목표 달성에 부족할 가능성이 있으며 감소 비용은 tCO_2e당 100유로보다 더 높은 수준에 이를 수

있다.[223] EU ETS에 연계로 가격 수렴을 통해 한국 탄소 가격이 감소할 수 있으며, 따라서 한국 ETS의 대상인 단체의 준수 비용이 낮아질 수 있다.

둘째, EU ETS에 연계는 한국 제도의 대상인 회사가 더 넓고 더 유동적인 탄소배출권 시장에 접근할 수 있을 것이다. 이전 사례, 특히 스위스와 노르웨이에 비해 한국은 연간 590 $MtCO_2e$의 더 큰 탄소배출권 시장을 가지고 있다(*그림 6 참조*).

그림 6: $MtCO_2e$ 단위로 최대 규모의 탄소배출권 시장 - EU, 한국, 호주, 스위스



출처: Eilde 외(2009) 및 EDF/IETA(2013b)

223) Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young (2013) South Korea's Emissions Trading Scheme.

그러나 한국 시장 규모의 3배가 넘는 EU 탄소배출권 시장은 한국 참가자에게 훨씬 더 광범위한 감소 기회를 제공할 수 있다. 더 크고 더 유동적인 시장은 가격 휘발성을 추가로 감소시킨다. 대상 단체는 계획 확실성의 개선을 통해 더 안정된 가격에서 이익을 볼 수 있다. 한국 ETS에 대한 현재 계획은 시장 안정화 조치를 규정하고 있지만, 연계는 정부 개입 없이 가격 안정성을 강화할 기회를 제공할 수 있다.

셋째, 연계는 탄소 누출 위험을 줄일 가능성이 있다. 위에서 언급했듯이, 한국 탄소 가격은 다른 제도에 비해 상대적으로 높을 가능성이 있다. 탄소 가격이 낮은 EU ETS에 연계하면 한국 회사가 가격 수렴을 통해 준수 비용을 줄일 수 있다. 더 낮은 가격은 다시 한국의 탄소 누출 위험을 줄일 가능성이 있다.

이러한 이점에 더하여 한국은 EU ETS 연계로 한국 제도의 대상인 회사에 대해 창출되는 신호 효과로 크게 이익을 얻을 수 있다. 교토의정서에 따른 구속적인 감축 공약이 없어 한국 정부의 경우 시간 불일치 문제가 창출될 수 있다. 그러나 EU ETS와 연계하면 정책의 역행 가능성이 낮아지고 회사에게 ETS가 우월한 더 많은 보장을 제공함으로써 저탄소 기술에 대한 투자를 촉진할 것이다.

EU 시각으로 본 이점

EU-한국 연계 탄소배출권 시장은 한국뿐만 아니라 EU에도 이익이 될 수 있다. 이 논문에서 연구한 모든 연계 사례 중에서 한국은 가장 큰 탄소배출권 시장을 가진 파트너일 것이다. 거의 600 $MtCO_2e$에 이르는 규모로 연계는 EU ETS에 중요한 상승효과를 제공할 수 있다.

첫째, 한국 ETS와의 연계는 EU가 접근하는 탄소배출권 시장의 규모를 크게 확대할 수 있다. 호주와의 연계가 처음 계획대로 진전된다면, 한국 및 호주 ETS와의 연계는 현재 EU 탄소배출권 시장 규모의

약 1.5배의 연계된 탄소배출권 시장을 창출할 수 있다. 비용 효율 이익에 대한 잠재력도 클 수 있다. 한국에서 예상되는 높은 감소 비용은 EU의 많은 순 판매 단체가 한국 시설에 판매할 배출권의 더 높은 가격으로 이익을 얻을 수 있다는 것을 의미한다.

둘째, 한국은 큰 탄소배출권 시장을 통해 이전의 사례보다 EU의 배출권 가격에 더 큰 영향을 미칠 수 있다. 한국 탄소 가격은 상대적으로 높을 것으로 예상되므로 연계는 가격 수렴을 통해 EU의 배출권 가격을 인상시킬 수 있다. 따라서 한국 ETS에 대한 연계는 EU의 낮은 탄소 가격 문제에 대한 일부 해결책이 될 수 있다.

끝으로 국제 정책 수준에서 볼 때 한국 ETS와의 연계는 EU에 매우 매력적일 수 있다. 즉, 대륙 간 연계의 또 다른 사례이자 부속서 I 이외 국가와의 최초 연계 사례를 제공할 것이다. 한국 ETS와의 연계는 국제 기후 변화 행동에 대한 공약과 그와 관련한 ETS의 기여에 관하여 EU의 신호 효과를 더욱 강화할 수 있다.

5.2 EU-한국 연계 탄소배출권 시장에 대한 기존 촉진요소

한국 ETS에 대한 현재 계획은 EU ETS와의 연계를 촉진할 수 있는 몇 가지 설계 특징을 포함하고 있다. 한국 제도를 절대 배출량 목표를 가진 총량제한 배출권 거래제로 설계하려는 의도는 기술적으로 덜 복잡하고 총량 무결성, 경쟁력 문제 및 한국 ETS가 강도 목표를 대신 사용할 경우 더 커질 수 있는 유동성 충격에 관한 우려의 여지를 적게 해서 EU 제도와의 연계를 더 쉽게 만들 수 있다.

현재 BAU 예측에 따르면 한국 배출권 감축 공약은 연계를 EU에서 정치적으로 수용되기에 충분할 만큼 의욕적일 수 있다. 현재 BAU 시나리오에 따르면 한국의 목표는 사실 가장 의욕적이라 할 수 있다. 따라서 예측된 BAU 배출 수준의 작은 감소는 연계를 수용하기 어렵

게 만들 만큼 낮은 목표가 아닐 것이다. 한국법제연구원의 연구에 따르면 한국과 EU의 BAU 수준 감축 목표는 거의 비슷하다. 이 연구에서 배출량을 2020년까지 1990년 수준 대비 20% 감축한다는 EU 목표는 2020년 BAU 수준 기준으로 30.5% 감축에 해당하는 반면에, 한국 목표는 2020년 BAU 수준 기준으로 30% 감축을 요구한다.[224)]

더욱이 EU ETS와 한국 ETS에 따른 이월 규칙이 이미 맞추어져 있다. 두 제도 모두 거래 기간 이내와 거래 기간 간의 이듬해로 배출권 이월을 허용한다. 그러므로 두 제도 간의 연계는 이 영역의 양보를 요구하지 않는다.

EU와 한국 ETS 연계의 또 다른 촉진요소는 MRV 규칙에 관하여 높은 수준의 엄격성이다. 두 제도 모두 대상 단체에 대해 배출량 측정과 매년 보고 및 보고 내용의 독립적 검증을 요구한다. ETS 작동을 위해 강력한 MRV 체제의 중요성에 비추어 볼 때, 이처럼 높은 수준의 유사성은 한국과 EU ETS 간 연계의 수용과 효과에 기여할 수 있다.

끝으로 배출권 할당의 차이점은 연계와 상관없이 존재할 수 있어 연계를 방해하지 않지만 유사한 할당 방식으로 경쟁력 우려를 감소시킬 수 있다. 한국과 EU 제도 모두 탄소 누출 위험이 큰 것으로 간주되는 산업에 대해 배출권 무상 할당의 특별 규정을 두고 있으며 그러한 회사를 식별하기 위한 정의도 두 제도 모두 같다.

5.3 EU-한국 연계 탄소배출권 시장에 대한 예상 장벽

한국 ETS에 대한 현재 계획은 EU ETS와의 연계에 장벽으로 작용할 수 있는 몇 가지 설계 특징을 포함하고 있다. 또한 여러 제도 요

224) Economic analysis of the status of carbon markets and the possibilities offered by the linkage of international carbon markets (2012).

소가 아직 개발 예정이며 선택에 따라서는 연계를 더욱 복잡하게 만들 수도 있다. 특정 장벽은 두 제도 간의 근본적인 차이점에 기인하는데, 이런 차이점은 대부분의 경우 EU 정책 결정자가 연계를 수용하지 않게 만들 수 있다.

할당 재조정

연계에 큰 장벽이 될 수 있는 요소는 할당 재조정을 허용하는 한국 조항에 기인할 수 있다. 한국 회사가 예비 풀에서 추가 배출권을 요청할 수 있도록 한 규정은 해당 EU 상대역들의 경쟁력 우려를 일으킬 수 있다. 연계와 상관없이 존재할 수 있는 이러한 우려보다 더 큰 우려는 한국 당국이 예외적인 상황에서 사용 가능한 배출권의 총량을 증가시킬 권한이 있다는 사실에 기인하는 문제일 수 있다. 연계된 시장에서 이 규정은 공동 탄소배출권 시장에 사용 가능한 배출권의 총량을 증가시킬 수 있다. EU는 교토 의정서에 따라 구속력 있는 감축 공약이 적용되고 있으며 이 의제에 대한 환경 효과가 높다. 사용 가능한 배출권 풀의 증가는 EU 정책 결정자가 수용하지 못할 가능성이 있다. 따라서 한국 정부가 할당량을 재조정할 수 있는 규정은 EU ETS와의 연계를 방해할 수 있다.

시장 안정화 조치

시장 안정화 조치를 통한 정부의 개입을 허용하는 한국 ETS의 규정은 연계에 상당한 장벽이 될 수 있다. EU ETS에서 백로딩 계획의 승인을 획득하기 위해 어려움이 수반되며 의사결정을 둘러싼 토론에서 반복되는 가격 휘발성과 붕괴 문제에도 불구하고 EU의 많은 회원국이 탄소배출권 시장 개입에 반대하는 것으로 나타났기 때문이다. 백로딩 조치는 이동이 미래에 반복되지 않을 것이라는 보장이 있을 때

두 번째 시도에서만 승인되었다. 따라서 미리 정의된 상당한 폭의 가격 또는 거래량 변화의 경우 정부의 개입을 허용하는 한국 ETS의 유연성은 EU의 반대에 직면할 가능성이 있다. 한국 제도의 여러 시장 안정화 조치는 배출권 가격의 대폭적인 증가를 예방하기 위한 것이다. EU의 낮은 배출권 가격 문제에 비추어 볼 때, EU 정책 결정자는 가격 억제 조치를 규정하는 제도와의 연계를 허용할 수 있다. 한편 시장 개입에 대한 한국 규정도 대폭적인 가격 붕괴를 해결하기 위한 것이다. 이 영역에서 EU의 문제를 생각할 때 연계는 해결책의 일부를 제공할 수 있다. 더욱이 한국 의사 결정자는 탄소배출권 시장의 안정화를 허가하는 유연성을 포기할 의사가 없을지 모른다. 가격 변동과 붕괴에 대한 EU의 경험에서 한국은 교훈을 얻을 수 있으며 국가가 같은 문제에 직면할 위험이 없다고 볼 수 있다.

적용범위와 적용대상

EU와 한국 ETS 간의 적용범위와 적용대상 차이점은 연계에 상당한 장벽을 초래할 위험이 있다. CH4, HFC 및 SF6 세 가지 추가 GHG 포함과 한국 ETS의 간접 배출량은 연계 협상에서 EU의 반대에 직면할 수 있다. EU는 직접적이고, 정확하게 모니터링할 수 있는 배출량만 대상으로 하기로 선택했다. 한국 제도의 확장된 적용범위와 적용대상은 모니터링과 회계의 어려움을 수반하므로 연계에 문제를 초래할 수 있다. 그러나 몇몇 추가 GHG 포함은 수용될 수 있다. 호주에 대한 사례 연구에서 호주 ETS는 메탄 배출량을 대상으로 하려고 하는 것으로 나타났다. 그러나 호주 ETS의 메탄 포함은 연계 협상 중에 EU의 어떤 반대에도 직면하지 않았다. 더욱이 최근 토론에서 EU 자체가 메탄 배출량을 규제하는 방법을 찾고 있는 것으로 나타났다.[225] 모든 대

225) http://www.euractiv.com/energy/shale-gas-firms-face-methane-emi-news-530893Accessedon 21.10.2013.

상 가스를 높은 정확도로 모니터링 하는 능력은 연계된 제도에서 추가 GHG를 수용하기 위해 중요할 수 있다. 이 점에서 간접 배출량을 정확히 계상하기 어려운 점은 EU ETS와 한국 ETS 간의 연계에 특히 과제가 될 수 있다. 간접 배출 포함은 보고와 준수 프로세스를 복잡하게 할 뿐만 아니라 배출권의 잘못된 할당을 초래할 수도 있다.[226] 이러한 위험과 어려움에 비추어 볼 때 EU는 현재 계획된 형태라면 한국 ETS와의 연계를 수용하지 못할 수 있다. 그러나 EU가 한국 제도의 간접 배출 포함을 수용할 의사가 있다면 배출량과 감축량의 이중 계상을 방지하기 위해 매우 정확한 회계를 확실히 요구할 것이다.

단, 주어진 상황에서 연계를 수용하지 못할 가능성은 EU뿐만이 아니다. 한국 정책 결정자는 EU ETS의 적용범위와 적용대상이 너무 제한적이라고 생각할 수 있다. 추가 GHG가 글로벌 경고에 미칠 영향과 간접 배출량 포함을 통해 에너지 효율을 개선할 잠재력 때문에 한국이 EU ETS와의 연계를 꺼릴 수 있다. 또한 적용범위와 적용대상의 차이점은 경쟁력 우려 때문에 연계에 반대할 수 있는 한국 기업계의 저항에 직면할 수도 있다. 특정 한국 회사는 자사의 GHG 배출이 대상이 되는 것으로 볼 수 있는 반면에, EU의 해당 상대역은 그렇게 보지 않을 수 있다. 이러한 우려와 결과는 연계와 상관없이 존재하지만, 그런데도 적용범위와 적용대상의 차이점은 한국에서 연계에 대한 강한 저항을 불러일으킬 수 있으며, 기업이 이미 ETS 도입에 강한 반대 의사를 밝힌 바 있다.[227]

226) Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young (2013) South Korea's Emissions Trading Scheme.

227) Bloomberg New Energy Finance/Ernst & Young (2013) South Korea's Emissions Trading Scheme.

벌칙 제도

한국 벌칙 제도의 설계는 연계에 장벽이 될 가능성이 있다. 지금까지 위반 회사에 대한 벌칙 수수료만 합의되었다. 한국 ETS에 따른 벌금은 톤당 69유로를 상한점으로 하는 배출권 시장 가격의 3배로 설정되었다. 벌칙 규칙의 설계에 대한 가장 적절한 의사결정, 즉 위반 회사가 추가로 미달된 배출권을 이월해야 하는지 여부에 대해서는 아직 정해지지 않았다. 그러한 요구사항이 없으면 EU ETS와의 연계가 어려워질 수 있다. 그 이유는 한국 벌금의 한계가 결국 회사에게 미달된 배출권을 제출하도록 요구하지 않으면 ETS의 가격 상한을 형성할 것이라는 사실 때문이다. 연계는 가격 한계가 EU ETS로 전파될 수 있다는 것을 의미하고, 가격 통제 조치에 대한 EU의 반대와 EU의 낮은 배출권 가격 문제를 생각할 때 이는 EU 정책 결정자가 수용하기 어렵다. 한국이 미달된 배출권의 이월 요구사항을 추가하도록 결정한다면 이는 연계를 촉진할 수 있다. 그러나 EU는 설정된 수준의 더 높은 벌금을 추가로 요구할 수 있다.

배출권 차입

EU와 한국 ETS 간의 연계에 장벽이 될 수 있는 또 다른 차이점은 배출권 차입에 대한 규칙과 관련이 있다. 한국은 차입을 회사의 준수 요구사항 중 10%로 제한하려 하고 있다. EU ETS에서 차입은 묵시적으로만 가능하지만 양적 제한은 없다. EU ETS에 차입의 양적 제한이 없다는 점에 비추어, 한국 정책 결정자는 EU의 특징이 한국 ETS에 파급되어 제한을 결국 무력화시킬 수 있으므로 연계를 수용하지 못할 수 있다.

국제 상쇄배출권 사용에 대한 규칙

국제 상쇄배출권 사용에 대한 규칙도 EU와 한국의 ETS 간의 연계를 방해할 수 있다. 앞의 분석에서 연계는 배출권의 공통 풀을 초래하므로 상쇄배출권 사용에 관하여 제도 간의 일부 조율을 요구하는 것으로 나타났다. 한국의 양적 제한은 더 엄격할 가능성이 있다. 한국 ETS의 대상인 단체는 III단계부터 총 상쇄배출권 제한량(국내 및 국제)의 최대 50%에 대해서만 국제 상쇄배출권 사용이 허용되며, 이 비율은 회사의 준수 의무의 10%로 설정될 것이다. 국제 상쇄배출권에 대한 자격 기준은 이 논문을 쓸 당시에 알려져 있지 않다. 그러나 EU는 한국이 유사한 상쇄배출권, 즉 핵 시설, 토지이용, 용도변경, 임업 활동 및 산업 가스 파괴와 관련된 사업에서 발생한 상쇄배출권을 제외시킬 것으로 기대할 가능성이 있다. 유엔의 상쇄배출권 시장에 대한 연계 및 그에 따라 한국 ETS에 따른 CER과 ERU가 수용되는지에 대해서는 이 논문을 쓸 당시에 확실하지 않다. 교토 상쇄배출권에 관한 한국 정책 결정자의 유보는 유엔 상쇄배출권 시장에 연계된 EU ETS와의 연계를 방해할 수 있다.

자발적 옵트인

한국은 자국의 ETS에서 자발적 옵트인을 제공할 계획이다. 자발적 참여에 대한 세부사항은 아직 밝혀지지 않았다. 그러나 너무 일반적인 배출권 할당은 높은 수준의 옵트인을 촉발하여 배출량 증가를 초래할 수 있기 때문에 EU ETS와의 연계를 방해할 수 있다. 이로 인해 EU가 연계를 수용하지 않을 수 있다. 구체적 사항에 따라 자발적 옵트인은 연계에 장벽이 될 가능성이 있다.

5.4 연계 시 용인할 수 있는 차이점

5.3항에서 분석한 차이점은 장벽으로 작용하여 EU ETS와 한국 ETS 간의 연계를 방해할 수 있다. 그러나 두 제도간의 연계가 설계 특징의 완전한 조율을 요구하지 않을 것이므로 EU-한국 연계 탄소배출권 시장에서 특정 차이점을 지속시킬 수 있다.

새 가입자 처리와 설비 폐쇄에 대한 규칙은 연계에 장벽이 될 가능성이 낮다. 한국 계획에는 새 가입자에 대한 배출권 유보를 조성할 것으로 나타났다. 그러나 유보 규모와 유보 배출권 할당 규칙은 아직 결정되지 않았다. 설비 폐쇄 처리에 대한 규정도 이 논문을 쓸 당시에 알려지지 않았다. 그러나 앞의 사례 연구 및 EU 회원국 자신 간의 초기 규칙 차이점을 볼 때 이는 EU와 한국 간의 연계를 위해 완전한 조율을 요구하지 않는 영역인 것으로 보인다.

배출권 할당에 관해서는 확실히 차이점이 존재할 것이다. 첫째, 이 제도가 2015년에야 시작되는 한국 ETS에서는 무상 할당량이 더 높을 것인 반면에, EU ETS는 현재 8년을 시행해 왔고 따라서 무상 할당이 더 많이 경매로 대체되고 있다. 배출권 무상 할당 방식도 탄소 누출 위험이 상당한 것으로 간주되는 회사에 관하여 서로 다를 것이다. 이 범주에 속하는 한국 회사는 모든 배출권을 수수료 없이 받을 것인 반면에, 해당 회사의 EU는 산업 벤치마크 방법을 기초로 무상 배출권을 할당한다. 그러나 사례 연구에서 할당 방식의 차이점은 대부분의 경우 존재하지만 연계를 방해하지 않는 것이 입증되었다. 그러한 차이점은 무상 할당을 통한 초기의 부의 할당 때문에 공평성 우려를 야기할 수 있지만, 이 우려는 연계와 상관없이 존재할 수도 있다. 따라서 EU와 한국은 연계를 가능하게 하기 위해 자국의 할당 방식을 맞출 필요는 없다.

한국 ETS에 대한 계획은 현재 대상 단체가 미달된 배출권을 이월하는 준수 일자를 지정하지 않고 있다. EU의 준수 일자는 4월 30일이다. 그러나 한국은 준수 일자를 EU의 일자에 맞출 필요는 없을 것이다. 앞에서 언급했듯이 준수 일자는 장벽으로 작용하지 않으므로 연계된 제도 간에 조율할 필요가 없다. 반대로 준수 일자의 변화는 탄소배출권 시장의 유동성을 강화하여 이익이 될 수 있다.

5.5 한국에 대한 절충안

앞의 평가에서 논한 많은 차이점은 EU가 수용하지 못할 수 있으므로 EU ETS와 한국 ETS 간의 연계를 가능하게 하기 위해 한국 제도의 수정을 요구할 수 있다. 결국 한국 정책 결정자는 국가가 연계의 결과로 직면할 양보와 잠재적 손실을 기준으로 EU ETS와 연계의 이점을 저울질해야 한다. 한국의 정책 우선순위에 비추어 절충을 고려해야 한다.

이점 검토

환경 효과는 한국 정책 결정자에게 높은 우선순위를 가진다. 구속력 있는 감축 공약이 없는데도 한국은 국가가 녹색 성장을 달성하고 세계 경제에서 경쟁적 지위를 보장하도록 돕기 위해 배출량 감축을 공약했다. 동시에 가격 안정성과 예측성이 상대적으로 높은 중요성을 가지고 있다. 그러므로 ETS를 시작할 때 한국은 연계의 결과로 상당한 가격 인상을 수용할 가능성이 낮다. 그러나 EU ETS와의 연계가 한국 탄소 가격을 인상시킬 가능성은 낮다. 반대로 한국의 탄소 가격은 다른 제도에 비해 높아질 것으로 예상된다. 따라서 한국 ETS와 EU ETS의 연계는 한국 단체의 허가량 가격을 감소시켜 감축 목표를 더 낮은 비용으로 달성시킬 가능성이 높다. 감소 비용이 낮은 한국

회사는 순수 판매자로서 자신이 판매하는 배출권에 대해 더 낮은 가격을 받을 것이므로 손해를 볼 수 있다. 그러나 앞에서 언급한 여러 순수 판매자는 더 낮은 가격의 EUA의 구매를 통해 자신의 준수 의무를 더 값싸게 달성할 수 있으므로 순수 판매자에서 순수 구매자로 지위를 변경하더라도 연계에서 이익을 볼 수 있다. 높은 탄소 가격에 대한 기대를 생각할 때 한국이 연계를 통해 실현할 수 있는 전체적인 비용 효율성은 할당 우려를 가중시킬 가능성이 있다.

부가적인 이익으로 두 제도 간의 연계로 얻어지는 더 넓고 더 유동적인 탄소배출권 시장은 가격 휘발성을 줄일 수 있다. 이는 한국이 시장 안정화 조치에 대한 규정을 폐지하기로 결정하면 약간의 가격 안정성을 제공하거나 심지어 현재 설계에서 부가적인 예측성을 제공할 수 있다. 또한 한국 의사결정자는 연계를 통해 제도적 감금 효과 및 관련 신호 효과를 창출하고 그 덕분에 저탄소 기술에 대한 투자를 촉진할 가능성이 있고 이는 자국의 녹색 성장 의제에서 중요한 측면이라는 이점을 고려해야 한다.

EU ETS와 연계할 경우 한국 탄소 가격의 감소가 예상되므로 한국의 탄소 누출 위험이 감소할 수 있다. 한국의 탄소 가격이 더 낮아지면 배출량이 감소하여 탄소 비용이 더 낮거나 없는 국가로 이행할 가능성이 있다. 그러나 두 제도의 적용범위와 적용대상 차이점 때문에 한국 제도의 대상 회사가 추가 가스 포함 또는 모든 부문에 적용 가능한 임계값 기반 제도사용을 통해 여전히 탄소 누출 위험이 더 높아질 수 있으므로 탄소 누출 위험을 줄일 잠재력을 제한할 수 있다. 그러나 탄소 누출의 발생과 한도 및 위험을 줄이기 위한 연계의 정확한 잠재력은 불확실하며 그런 점에서 연계 의사결정에 큰 영향력을 행사하지 않을 수 있다.

양보 검토

탄소 누출 위험을 줄일 잠재력을 제한하는 것 외에도 적용범위와 적용대상의 차이점은 한국 회사에 경쟁력 우려를 초래할 수 있다. 한국 제도는 3개의 추가 GHG를 대상으로 하고 간접 배출을 포함하기 위해 임계값 기반 접근방식에 의해 모든 부문에 ETS를 적용시킬 계획이다. 따라서 한국 회사는 EU의 대상이 아닌 상대역의 최저가 보장으로 경쟁력이 떨어질 것을 두려워할 수 있다. 기업 처리의 이러한 불공정은 연계가 없어도 존재할 수 있지만, 그런데도 한국 회사는 특히 한국 ETS에 이미 강력히 반대했던 점에 비추어 이를 이유로 연계에 반대할 수 있다.

이전의 연계 사례에 비추어 한국은 EU ETS와 연계가 가능하도록 하기 위해 자국의 ETS를 여러 차례 수정해야 할 것 같다. 앞의 평가에서 한국은 배출권 할당을 재조정하고 시장을 안정화하기 위해 개입하는 자국의 유연성을 포기해야 할 수 있는 것으로 나타났다. 더욱이 EU는 아마 벌칙 제도가 위반 회사에게 미달한 배출권의 이월을 요구해야 한다고 요구할 수 있다. 이러한 움직임이 합쳐져서 가격 억제 조치를 폐지함으로써 정부의 가격 안정화 권한이 줄어들지만 EU 연계를 더 유력하게 만들 수 있다. 또한 한국은 연계가 EU의 묵시적이지만 무제한의 차입 규칙을 한국 제도로 확대할 수 있기 때문에 배출권 차입에 대한 양적 제한을 초기해야 할 가능성이 있다.

아울러 연계를 위해 국제 상쇄배출권 사용에 관한 양보가 필요할 수 있다. 한국은 교토 제도의 사용 및 국제 상쇄배출권 사용에 대한 더 높은 양적 제한에 동의해야 할 가능성이 크다. 동시에 한국은 수용한 사업 배출권의 유형을 제한해야 할 수 있다. EU 규칙에 비추어 한국은 핵 시설, LULUCF 및 산업 가스 파괴와 관련된 사업에서 발생

한 배출권을 제외해야 할 가능성이 크다.

끝으로 적용범위와 적용대상은 한국이 양보를 수용해야 할 수 있는 또 다른 영역이다. 한국은 적용범위와 적용대상에서 더 제한적인 제도와 연계를 수용해야 할 수 있을 뿐만 아니라, EU가 연계에 합의하기 위해 간접 배출량 및 추가된 3가지 GHG 중 일부의 제외를 요구할 수도 있다.

한국으로서는 연계를 위해 분명히 여러 양보를 수반할 수 있다. 이러한 양보와 자국의 제도에 대한 규제 관리의 상실을 EU ETS와 연계로 한국이 실현할 수 있는 상당히 클 수 있는 이점과 대비하여 저울질해야 한다. 정책 결정자는 EU ETS 연계로 수반되는 잠재적 이익, 양보 및 위험을 세심하게 검토해야 할 것이다.

5.6 EU에 대한 절충안

EU로서는 한국과의 연계에서 주로 이익을 수반할 수 있다. 앞의 연계 사례와 유사하게 양보는 필요한 특징을 EU ETS의 특징과 맞추기 위해 한국 제도에서 주로 양보가 일어날 가능성이 크다. 따라서 EU로서는 한국과의 연계가 별다른 양보를 요구하지 않고 여러 가지 장점이 있다.

한국 탄소 시장의 규모는 공동 시장에서 탄소 가격에 미칠 한국의 영향력이 클 수 있다는 것을 암시한다. 한국의 높은 탄소 가격 예상과 EU의 낮은 배출권 가격 문제가 겹쳐져서 EU 시각으로 볼 때 연계는 강력한 동기가 부여될 수 있다. 한국 ETS와의 연계는 EUA 가격을 부양하는 솔루션의 일부를 제공할 수 있다. 또한 최초의 아시아-태평양 ETS 국가와의 연계로 기후 변화 영역의 국제 협력에 대한 EU의 공약 및 ETS를 통한 국제 기후 변화 행동 진전에서 EU의 성공에 대한 중요한 신호 효과가 될 수 있다.

그러나 한국의 규모는 위험의 여지도 있다. 상대적으로 큰 탄소 시장인 EU는 더 작은 제도와 연계할 경우보다 한국의 발전에 더 많이 노출된다. 그러나 잠재적으로 큰 이익은 위험 노출에 관한 우려를 능가할 가능성이 높다.

끝으로 한국과의 연계 협상은 EU가 주로 다른 제도의 조율을 요구할 수 있었던 이전의 협상과 다를 수 있다. EU와 다른 제도 간의 차이점은 대개 작고 다른 제도는 세계 최대 탄소 시장에 연계하여 큰 이익을 얻을 수 있었다. 한국도 EU ETS와의 연계에서 상당한 이익을 실현할 가능성이 있지만, 한국은 자국의 몇몇 제도상 특징을 기꺼이 양보할 가능성이 적을 수 있다. EU의 가격 휘발성과 붕괴 문제에서 교훈을 생각하여, 한국은 시장 안정화 조치에 관하여 자국의 유연성을 포기하는 것을 쉽게 납득하기 어려울 수 있다.

5.7 한국 탄소배출권 거래 제도를 위한 함축적 의미와 권고

평가에서 EU ETS와의 연계가 특히 비용 효과에 관하여 한국에 상당한 이익을 제공할 잠재력이 있는 것으로 나타났다. 따라서 한국 의사 결정자는 EU ETS와의 가능한 미래의 연계를 진지하게 검토해야 한다.

한국 ETS에 대한 현재 계획에 따르면 특정 제도 요소가 이미 EU ETS와 연계를 촉진할 수 있는 방법으로 설계되었다. 예를 들어 절대 총량제한 배출권 거래제에 대한 선택, 감축 목표의 유사한 의욕, 배출권 이월에 대한 동일한 규칙, MRV 규칙의 밀접한 유사성 및 탄소 누출 위험이 큰 것으로 간주되는 회사의 식별을 위한 동일한 정의가 그것이다. 이러한 요소는 두 제도 간의 연계를 위한 기존 촉진요소가 된다.

EU ETS와의 조율

그러나 분석에서는 여러 요소가 계획대로 구현될 경우 두 제도 간의 연계를 방해할 수 있는 커다란 장벽으로 작용할 수도 있는 것으로 명확히 나타났다. 한국이 연계를 통해 제공해야 할 이익을 실현하는 데 관심이 있다면 자국의 제도에서 여러 요소를 수정할 준비를 해야 한다. 한국은 특히 EU가 제기하는 다음과 같은 요구를 위해 준비해야 한다. 첫째, 당국이 할당량을 재조정하도록 허용하는 조항을 폐지해야 한다. 둘째 시장 안정화 조치를 통해 개입하는 유연성을 포기해야 한다. 수정은 역시 2015년의 ETS 도입 전 또는 연계가 일어날 가능성이 적은 초기 시험 단계 중에 이루어져야 한다.

특정 설계 요소에 대한 의사결정은 아직 내려지지 않았다. 한국이 자국의 제도를 EU ETS와 연계하는 데 진지한 관심이 있다면 의사 결정자는 효과와 핵심 우선순위를 약화시키지 않으면서 연계를 촉진하는 설계를 선택해야 한다. 한국 ETS 설계를 책임지고 있는 부처에서는 특히 다음 측면을 검토해야 한다. 첫째, 위반 회사에게 해당 벌금 지불에 더하여 미달된 배출권을 이월하도록 요구하는 조항을 도입한다. 둘째, 핵 시설, LULUCF 및 산업 가스 파괴와 관련된 활동을 제외하는 국제 상쇄배출권 사용에 대한 질적 요구사항을 부과한다.

한국 ETS로 EU의 특징 전파

또한 한국 의사결정자는 연계의 결과로 EU ETS의 특정 요소가 자국의 제도로 전파되는 것에 대한 준비를 해야 한다. 첫째, 한국은 국제 상쇄배출권 사용에 대한 더 관대한 양적 제한에 동의하고 연계된 탄소배출권 시장에서 교토 배출권을 기꺼이 수용해야 할 가능성이 있다. 한국 회사가 국제 상쇄배출권에 대한 엄격한 양적 제한을 가진

현재 설계에서 감축 공약을 달성하기 어려울 것으로 예상되는 점에 비추어 이는 EU ETS와의 연계와 상관없이 국가의 이익이 될 수 있다. 둘째, EU ETS와의 연계는 EU ETS에 따라 제한이 존재하지 않는 배출권 차입에 대한 양적 제한을 한국이 결국 폐지하는 것이 될 수 있다.

기존의 불확실성

적용범위와 적용대상에 관하여 일부 수정과 양보가 필요할 가능성이 높지만, 변화가 이루어져야 할 한도는 서로 다른 여러 측면을 다루고 미래의 진전에 따라 영향을 받을 수 있으므로 예측하기 어렵다. 또한 적용범위와 적용대상은 EU가 기꺼이 양보할 수 있는 영역이다. 추가 가스를 대상으로 포함시키려면 EU와 한국 둘 다의 양보가 필요할 수 있다. 호주 ETS에서 메탄을 포함시킬 계획이고 이것이 EU-호주 협상 중에 장벽으로 작용하지 않았다는 사실, 그리고 EU가 미래에 메탄 배출을 규제하는 방법을 찾을 의도가 있다는 점은 EU가 이 확장된 적용대상을 가진 한국 제도와의 연계에 기꺼이 동의할 수 있다는 것을 암시한다.

다른 두 가지 가스 HFC와 SF6 및 간접 배출 포함의 경우 결과를 예측하기가 더 어렵다. 한국 정책 결정자는 EU가 HFC와 SF6 및 간접 배출의 제외를 요구할 수 있다는 점을 인식해야 한다. 가능성이 매우 낮지만 EU는 이 확장된 적용대상에서 한국 ETS와의 연계에 동의하기 위해 정확한 모니터링과 회계의 증거를 요구할 수 있다. 그러나 EU 정책 결정자도 한국이 자국의 ETS에서 추가 GHG 또는 간접 배출을 기꺼이 제외하지는 않을 수도 있다는 점을 고려해야 한다.

정책 결정자에 대한 권고

한국의 정책 결정자가 EU ETS와의 연계에 관하여 현재 생각하기 시작할 것을 권고한다. 그러면 그러한 연계에 대한 관심과 연계를 통해 한국이 실현할 수 있는 이익이 명확히 규명될 수 있다. 그런 다음 정책 결정자는 이러한 이익을 한국이 EU ETS와 연계의 결과로 직면해야 할 수 있는 양보와 위험을 주의 깊게 평가해야 한다. 많은 양보는 제도 설계의 차이점 때문에 초래될 수 있다. 따라서 한국은 자국의 현재 계획에 대한 특정 변경이 장기적으로 이익이 될 수 있는지 여부를 검토해야 한다. 2015년 ETS를 시작하기 전에 관련 특징을 맞춰서 조율을 강화하면 미래의 변경 구현과 관련된 어려움을 방지할 수 있다. 또는 할당의 재조정이나 시장 안정화 조치 등 연계를 방해할 가능성이 있는 특정 요소는 일시적 조치로 구현하고 단계적으로 폐지할 수 있다. 이렇게 하면 한국은 미래에 연계를 가능하게 하면서 자국의 ETS 시험 기간 동안 더욱 유연성을 가질 수 있다.

EU와 한국의 의사 결정자는 조기에 의욕, 우선순위 및 장벽을 솔직하게 토론하기 위해 허심탄회한 대화를 시작해야 한다. 이를 통해 양자가 연계의 기회와 한계에 대해 더 잘 이해하고 미래의 협상을 촉진할 수 있을 것이다. 그러한 대화는 2015년에 한국이 ETS를 도입하기 전에 미리 시작할 수 있다. 예를 들어 호주의 사례에서는 ETS가 아직 시작되지 않았는데도 협상을 시작하고 합의에 도달한 것으로 나타났다.

한국이 ETS를 시작할 때 상당한 절충에 직면할 준비가 되어 있지 않다면 처음에는 EU ETS에 대한 단방향 연계를 설정하는 것을 검토할 수 있다. 노르웨이는 EU ETS와 완전한 양방향 연계를 시행하기 전에 단방향 연계를 시행했으며 호주도 같은 길을 걸을 계획이다. 단방향 연계는 핵심적인 이익을 여전히 제공하면서도 법적으로나 실무

적으로 더 쉽게 구현할 수 있다. 한국 ETS의 대상인 회사는 더 큰 탄소배출권 시장에 접근한다는 이익을 얻을 수 있고 준수 비용을 낮출 가능성이 크다. 동시에 한국은 자국의 제도를 EU ETS와 즉시 조율해야 하는 것이 아닐 수 있으므로 유연성과 차이점을 보존할 수 있다. 그러고 나서 한국 ETS가 수정을 촉진하기에 충분할 만큼 오래 시행한 다음, 차후에 양방향 연계를 협상할 수 있을 것이다.