

연료전환을 위한 탄소가격 반영 정책 비교분석

유종민* · 이서진**†

*홍익대학교 경제학부 부교수, **홍익대학교 경제학부 조교수

Comparative Analysis of Policies Reflecting Carbon Prices for Fuel Conversion

Yu, Jongmin* · Lee, Seojin**†

*Associate Professor, Dept. of Economics, Hongik University, Seoul, Korea

**Assistant Professor, Dept. of Economics, Hongik University, Seoul, Korea

ABSTRACT

To achieve national reduction goals, greenhouse gas reduction in the power generation sector is important. Although the burden of reduction is continually given to the power generation sector under the greenhouse gas emission trading system as a major policy tool, criticism has been raised that the carbon price burden is not properly signaled. This paper aims to provide evidence of policies that enable fuel conversion of power generation using permit allocation schemes. We conduct policy scenario analyses on fuel conversion that allow policy makers to choose a microscopic permit-allocation policy considering the coal, natural gas, and carbon market conditions.

Key words: Emission Trading Scheme, Fuel Conversion, Benchmark Allocation, Auctioning

1. 논의의 배경

우리나라는 중국과 더불어 유일하게 온실가스 배출권 거래제(Emissions Trading Scheme: 이하 ETS)를 운영하면서 중양집권적 전력가격 결정에 따른 배출권 시장의 전력시장의 연동가능성이 차단되어 있는 제한적 시장시스템을 가지고 있다. ETS의 본 취지 상 제도에 편입되기 힘들 정도의 소규모 기업이나 개인들은 전기 사용에 따른 화석연료 증가 기여분을 전기비용 부담을 통해서 간접적으로 배출권 구매 비용을 부담한다고 전제하고 있으나, 한국과 같이 전기 소매시장 가격이 통제된 상태에서는 발전사들의 소비자로의 배출권 구매 비용 부담 전가가 시장 기능을 통해 이뤄지지 않게 된다. 이에 따라 독점 소매판매 사업자라고 할 수 있는 (주)한국전력공사(이하 한전)가 발전사들의 배출권 구매비용을 사후에 정산해주는 형식을 취하게 된다. 소매 전력시장이 자율화되어 전기가격을

배출권 비용에 용이하게 반영할 수 있어서 사전에 별도의 배출권 구매비용 정산이 필요 없는 중국을 제외한 대부분의 해외사례와 상반된다. 문제는 이러한 사후정산 방식이 발전사에게 온실가스 배출에 대한 감축유인을 충분히 줄 수 없어 연료전환이 이뤄질 수 없었다는 점이다.

연료전환은 시설교체 등을 통한 개별 전원의 온실가스 저감을 제외하고는 발전부문에 있어서는 거의 유일하고 효과적인 저감 수단이기 때문에, ETS가 이러한 정책목표 달성에 기여할 수 있었는지는 그간의 많은 사전 연구에서 관심을 받아왔다. 이에 대부분의 배출권 가격 모형에 있어서는 통과의례처럼 항상 석탄 및 LNG, 배출권 가격 상관관계 분석이 필수적인 방식으로 인식되어 왔다(Delarue, Voorspools and D'haeseleer, 2008; Koch and Bassen, 2013; Yu and Mallory, 2014; Han T. and Lim D., 2019; Zhou and Huang, 2021). 그러나 국내 ETS의 경우 연료전환 및 전원 구성의 중요성은 강조되고 있음에도 사후정산 방식으로 인해 이전 연구들에서 거의 예외 없이 유의미한 효과를 증명

†Corresponding author : sjlee@hongik.ac.kr (94, Wausan-ro, Mapo-gu, Seoul, 04066, Korea. Tel. 82-2-320-1750)

ORCID 유종민 0000-0001-9996-734X

이서진 0000-0003-2827-1091

하지는 못했다(Yu J. et al, 2017; Lee and Yu, 2017; Sohn D. and Jeon Y., 2018; Park J. et al, 2018; Sohn I. et al, 2019; Bae S., 2020; Lee J., 2020). 해외에서는 전력생산에 따른 별도 정산이라는 절차가 아예 없기 때문에 사전연구도 없지만, 본고에서 관심을 가지는 할당방식에 따른 연료전환 가능성에 대한 연구도 일부 이루어진 바 있다(Cramton and Kerr, 2002; Falbo, Felletti, and Stefani, 2013).

본고의 기여는 다음과 같다. 첫째로, 기존 발전비용 정산 방식을 그대로 둔 상태에서 온실가스 감축이라는 추가적 목표를 위해 한국전력거래소에서 과도기적으로 도입되어 2022년까지 운영되어 온 배출권 비용 정산제도를 분석하고, 그 한계점에 대한 분석을 통해 환경급전 방식의 진화해야 할 필요성을 고찰한다. 실제로 제3차 ETS 계획기간 하에서 환경급전의 핵심 매커니즘인 연료전환 효과가 가장 극대화하기 위해 할당 방식으로 발전부문의 석탄발전과 LNG발전에 동일한 벤치마크 배출계수를 적용하는 제도도 고려했었는데, 기존 할당 방식(유무상 및 조정계수)과 실제 배출권 가격/연료비(각종 세금 등 포함)의 정확한 관계에 대한 사전연구 부재가 제도 미채택의 사유였기 때문이다. 이에 둘째로 본고에서는 다양한 시나리오를 감안한 연료전환 가능성 여부를 점검한다. ETS의 기본적인 작동 원리 측면에서는 새로울 것이 없지만, 특히 이러한 논의가 의미있는 이유는 부문간 감축목표가 존재하는 국내 정책 고유의 조정계수 등 할당 관련 지수가 현재 우리나라에 유효한 연료가격 및 배출권 가격 상태와 어떠한 상관관계를 가질 것인지가 그간 별도로 고려되지 못했기 때문이다. 뿐만 아니라 유무상 할당 여부에 따라서도 급전순위 조정이 이뤄지기 때문에 이에 대한 종합적 분석도 최초로 시도한다.

2. 배출권 정산 방식 관련 정책현황

산업부문에서는 생산(판매)원가에 배출권 구매 의무준수 비용이 반영되면 이는 최종재 판매가격 상승으로 소비자들에게 전가된다. 이는 제품의 가격상승과 매출감소로 이어지고, 그 결과, 시장원리에 의해 자연스럽게 탄소집약적 제품 소비를 줄일 수 있게 한다. 반면에 발전부문에서는 기후환경요금으로 배출권 의무준수비용을 전기요금에 전가한다 하더라도 많은 경우 전력수요가 이에 탄력적으로 반응하지 않아 소비자측 수요가 일정한 경우가 많고, 전력회사들도 급전지시에 경직적으로 반응해왔다. 생산량 감축 외 감축수단도 변변치 않으므로 전력회사의 배출권

구매비 혹은 발전부문 온실가스 배출감축 비용은 변동비적 성격(전력생산량에 배출량이 거의 비례)을 지닌다.

도매전력의 독점수요자라 할 수 있는 한전의 자회사 혹은 민간발전사에 대한 배출권 구매비용의 정산 방식은 전원별로 상이한 원료 및 배출권 비용을 발전원가에 한꺼번에 반영하는 원가 반영 방식과 이와는 별도로 배출권 비용을 정산하는 별도 정산 방식으로 나뉜다. 원가 연동제는 입찰을 통한 사전 정산방식으로 전원간 또는 동일 발전기간 급전 우선순위 변동이 가능하고 배출권 가격이 이에 영향을 미칠 수 있다. 반면 사후 별도 정산 방식은 급전순위 변동이 어렵고 온실가스 감축 인센티브 없을 수 있다.

그런데 전력시장운영규칙에 표현된 배출권 구매비용 정산에 대한 지금까지의 정부 입장과 기본원칙은 첫째, 배출권의무준수비용이 전력시장체계(전력시장가격 등)에 미치는 영향을 최소화하고 둘째, 배출권의무준수비용 정산은 현재의 전력시장 계통운영과 분리 운영하는 것이다. 이는 기존의 전력시장이 발전원가를 온전히 반영할 수 없는 비용기반전력시장(이하 CBP: Cost Based Pool)인 탓이 가장 크고, 이러한 한계조건 하에서 배출권의 발전원가 반영 방식은 별도 정산방식을 택할 수밖에 없었다.

하지만 배출권을 사는 만큼 그대로 보상이 이뤄질 경우 감축의 주체인 발전사들과 비용을 부담하는 한전이 분리되어 있는 상황에서 감축의 인센티브가 주어지지 못하는 문제가 있다. 발전사들이 직접 배출량을 감축하지 않고 배출권을 구매하더라도 어차피 한전으로부터 대부분 보상을 받기 때문이다. 정치적 고려에서 자유롭지 못한 전력 소매가격 때문에 매출이 제한되어 있는 한전은 배출권 정산비용을 줄일 유인이 있으나, 자회사 등과 분리되어 있는 상태에서 저감 인센티브가 전달되지 않을 수 있기 때문이다.

정산금 = MIN[(기준배출량 - 최종할당량), 순구매량] × 기준가격

① 정산기준배출량 : 50% 전원평균 배출계수 + 50% 기준년도 배출계수 감안 당해 직접 배출량

② 최종할당량 : 무상할당량 - 할당 취소 + 추가할당 - 이행년도 순차입량

③ 배출권 순구매량 : 구매량 - 판매량 + 이행년도 순차입량

④ 기준가격 : MIN(KRX현물평균, 발전부문 장외구매단가, 발전부문 장내구매단가, 발전부문 경매평균가)

출처: 전력거래소 비용평가세부운영규정(2019)

이에 2017년부터 한국전력거래소(Korea Power Exchange)에서는 발전사들이 구매 사후에 정산 받더라도 감축의 인센

티브가 주어지도록 배출권 비용 정산 기준을 세워 운용 중이다. 전력거래소는 ETS 이행연도 종료 후 다음 해의 말일까지 이행연도의 배출권거래비용 기준가격을 결정한다. 이와 같은 정산방식을 택할 경우 동일 전원과 비교해 효율이 좋거나 적극적인 저감활동이 있을수록 더 유리한 정산을 받게 된다.

하지만 위와 같은 감축 인센티브에도 불구하고, 발전부문의 배출권의무준수비용 정산금은 환경규제에 의한 발전원가에 대한 보상이 아닌 일종의 발전부문의 지원금으로 인식되어 많은 비판을 받아왔다. 물론 가장 이상적으로는 유럽과 같이 ETS가 발전부문의 연료전환을 유도하고 온실가스 감축을 하기 위해서는, 근본적으로 배출의무준수비용을 전기요금에 전가할 수 있는 방식의 전력시장 구조개편이 선행되어야 한다. 하지만 전력 도매시장 단계에서 가격전가가 막혀 있는 현재 구조하에서는 필요 불가결한 보상방식이라 평가할 수 있다.

3. 환경급전 논란

그럼에도 불구하고 기존의 한전으로부터 발전사에 대한 사후 보전적인 비용 정산 방식은 지속적인 비판을 받아왔다. 앞서 설명한 바와 같이 정산단계에서의 온실가스 저감 인센티브가 주어진다 하더라도, 또한 배출권 매입비용이 소비자에게 시차를 두고 전가되게 되어 전기가격 부담은 피할 수 없게 되에도, 연료전환은 이뤄지지 않는 것이다. 이에 더해 배출권 구입 비용을 제3자인 한전이 사후에 일부라도 보상해준다는 사실 자체가, 발전사로 하여금 구매비용 절감에 대한 인센티브를 줄여 부담없이 배출권 매입에 나설 수 있게 하고 그로 인한 가격 인상을 초래한다는 비판도 가능하다.

이러한 시스템적으로 연료전환이 불가능한 현실을 타개하기 위해 2019년부터 전력시장규칙 개정 등을 통해 환경급전을 하여 배출권 가격이 얹혀진 채로 전력시장에서 거래되어 정산제도를 없애는 방향의 개선이 추진되어 왔다. 특히 제3차 계획기간(2021~2025년) 동안 주 연료와 상관없이 전환부문에 동일한 벤치마크(이하 통합 BM: Benchmark) 계수를 적용하는 방안이 제시되며 할당계획 수립을 둘러싸고 큰 논쟁이 있었다.

벤치마크 방식은 동종 업종의 배출효율을 고려해 상위 효율 기업의 평균수준을 산출하여 배출권을 할당하는 방식으로서, 효율이 좋고 온실가스 배출량이 단위당 적은 사업장에 유리하다. 그런데, 석탄과 천연가스를 각각 주 연료로 사용하는 전환부문에 적용될 벤치마크 계수를 적

용하는 방식으로서 연료별로 각각 별도의 BM 할당 계수를 정하는 연료별 BM의 경우 석탄과 천연가스는 할당에 있어 아예 다른 기준을 적용 받아 상대적으로 배출효율성이 나쁜 석탄이 보호를 받게 된다. 따라서 연료전환이 어렵다는 지적에 따라 석탄, LNG, 중유 등 연료를 통합해 석탄발전과 LNG발전에 동일한 배출계수를 적용하는 방안이 적용되면 할당량이 천연가스에 비해 줄어들어 배출권 구매 부담이 커진 석탄 등 다배출 사업장의 반발이 클 수밖에 없다.

그런데 배출권 시장 및 연료가격에 따라 통합BM방식을 채택했음에도 불구하고 시장상황에 따라 연료전환이 제대로 이뤄지지 않을 수도 있다. 통합BM 방식이 제안될 당시 낮았던 천연가스 가격이 최근 원자재 가격 상승 및 우크라이나 전쟁 등으로 이후 크게 올랐는데 이 경우에는 여전히 석탄이 우선 급전순위를 받게 된다. LNG 연료비 상승 시 석탄 선호도가 강해져 배출권 가격도 그만큼 상승해 연료전환은 더 어려워진다. 게다가 그동안 동일 업체 및 원별 과거 배출량에 근거한 Grandfathering(연료별 GF)방식으로 할당될 경우 조정계수와 BM 할당방식이 채택될 경우 정책변수까지 연료전환 여부에 영향을 미치게 되기 때문에 이에 대한 종합적인 고찰이 필요한 상황이다.

4. 시나리오 분석

실제 배출권 가격/연료비(각종 세금 등 포함) 차이/유무상 및 통합BM 제도를 둘러싼 다양한 시나리오를 감안한 연료전환 조건을 점검하기 위해, 이러한 독립변수 변화에 따른 연료전환 여부를 수리적 모형으로 표현한다. 시나리오 분석에 있어서 다음과 같은 가정을 전제한다. 첫째, 전환부문에서의 연료전환 외 저감은 없다. 실제 정산과정에서 비판받는 점이기도 하고 일단 설비가 완공된 이후에는 급전지시를 받아 발전 및 온실가스 배출을 위한 배출권 구매 외에는 발전사 입장에서는 별다른 옵션이 없기도 하다. 둘째, 동일 전원은 같은 배출전망치(kg/KWh)를 가진다고 단순화한다. 당연히 최신 설비의 경우 배출효율이 높으나 본고에서는 배출원을 석탄 및 천연가스 발전사업자로 단순화한다. 셋째, 운영비와 관련된 자잘한 비용이 포함될 수도 있으나, 연료전환의 기준이 되는 가격 격차는 유무상 할당정책 및 가격에 따른 배출권 총구매비용에 연료비를 더한 값을 발전원별로 비교한 값으로 단순화한다.

한국의 CBP 전력도매시장의 경우 비용에 근거해 기존에 설치된 시설 및 고정비가 아닌 연료비의 반영에 국한

하여, 저가 한계비용을 가지는 전원을 기저발전으로 가져가고 도매가격(SMP: System Marginal Price)은 전원 중 발전비용 가장 높은 발전기로 정의하는 방식이다. 석탄과 같이 생산 전력 대비 연료비가 저렴한 전원을 기저발전으로 삼고 비싼 천연가스 등을 첨부부하 발전에 활용해왔으나, 오히려 온실가스 배출량은 오히려 기저발전을 담당하는 에너지원에서 높은 경우가 있다. 이 경우 ETS가 적용될 경우 급전 우선순위가 상대적 가격차에 따라 급격히 바뀌게 된다. 가장 흔하게 사용되는 기저 및 첨부부하 발전원이면서도 온실가스를 배출해 ETS와 연동되는 석탄 및 천연가스의 관계에 국한에서 보고자 한다.

배출권의 구매 의무가 주어질 경우 두 대체가능 발전원 간의 유불리가 결정되는 전통적으로 가격 평행 관계식은 다음과 같다. 석탄 연료가격(P_C)에 추가해 천연가스 가격(P_{NG})대비 추가적인 온실가스 발생량에 따른 배출권 구매 비용(P_{carbon})이 더해지는 형식이다.

(BAU_C : 석탄배출계수, BAU_{NG} : 천연가스배출계수)

$$P_{NG} = (BAU_C - BAU_{NG}) \cdot P_{carbon} + P_C$$

분석에 있어서 전제가 되는 유연탄 및 천연가스의 가격 추세는 Fig. 1과 같다. 최근 전세계적인 온실가스 Net-zero 선언 및 우크라이나 전쟁 등 상황 때문에 최근 두 발전원 간 가격 격차가 커져서 연료전환이 거의 불가능하기 때문에, 본고에서는 이러한 상황이 일시적이라는 전제 하에 2020년 이전의 가격 수준(유연탄 60원/KWh, LNG 80/KWh)을 적용하여 연료전환 가능성을 추산해보았다.

하지만 이러한 가격 격차 추세가 향후 미래에 어떻게 될지 모르는 상황이기 때문에, 다양한 할당방식 적용 시 전환부문 감축목표 달성을 위한 중간목표로서의 연료전환이란 정책목표를 가능케하는 배출권 시장가격과 유연탄-LNG 가격차이를 가능해 볼 정책실무적 필요가 있다.

본고에서는 할당정책에 따른 이러한 연료비 가격 평행 관계를 알아보고자 하므로 위의 식을 여러 방향으로 응용할 수 있다. 현재 탄소누출 업종을 제외하고 대부분의 할당은 무상으로 주어지고 있는 상황이다. 하지만 그냥 무료로 주는 것이 아니라, 기업의 기존 배출 양태에 변화를 주는 방향으로 온실가스 감축의 인센티브를 주어야 하기 때문에 실제로는 필요량(과거 3년 기간의 평균)에서 특정 할인율을 적용하여 일부만을 지급하게 되고 이를 무상 사전할당

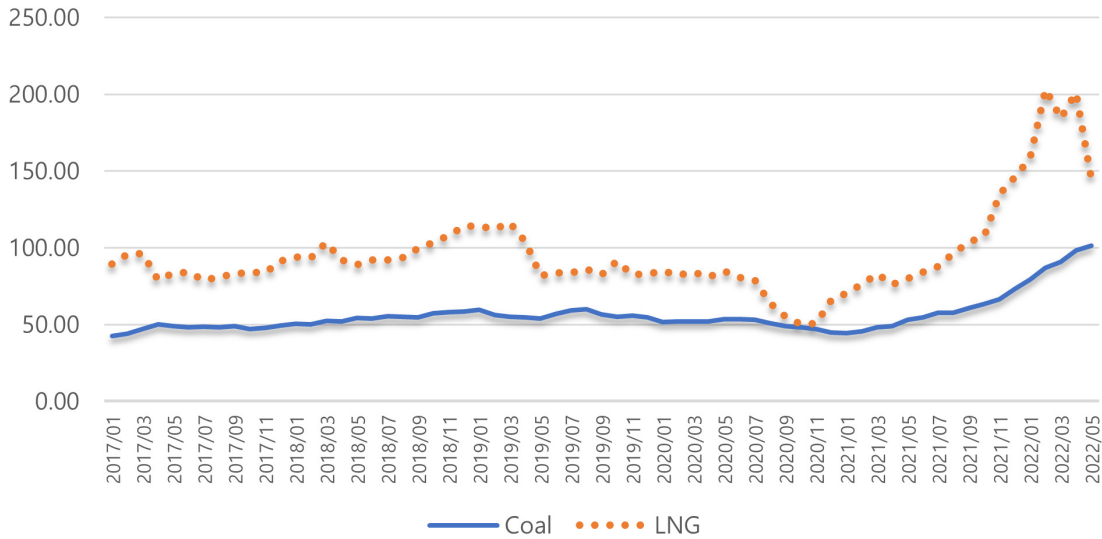


Fig. 1. Fuel prices for power generation per kWh¹⁾

Source: Korea Power Exchange

1) 실질적으로 발전사들의 연료전환에 영향을 끼치는 발전용 원료 단가는 한국가스공사 등에서 결정하지만, 정산기준 등 구체적인 방식은 정책적으로 결정되는 경우가 대부분이다. 실제 현물시장은 국내 현장의 가격결정 방식과 다소 시간차가 있으며 주로 거래유동성이 큰 유연탄 CFR 동북아 5,750 kcal/kg NAR (USD/ton)과 천연가스 Platts JKM™ (Japan Korea Marker) LNG 가격을 사용한다. Platts JKM™ 은 LNG 관련 현물 화물의 벤치마크 가격 평가로서, 동북아시아와 국제 시장에서의 현물 거래, 입찰, 단기, 중기, 장기 거래에서 사용되어 한국, 중국, 일본, 대만으로의 착선인도조건물의 현물 시장 가치를 반영한다. 동북아 쪽 이송물량은 사실 국제 LNG 수요의 대부분을 차지한다.

의 조정계수라 칭한다. 조정계수는 계획기간 내의 업종별 감축률에 무상할당비율²⁾을 곱하여 만들어진다. 3차 계획기간 전반기(2021 ~ 2023) 부문별 조정계수는 전환일반(0.88), 전환기타(0.84), 산업단지 전환(0.91), 산업(0.96), 건물(0.9), 수송(1.00), 폐기물(0.80), 공공기타(0.84)이다.

$$\begin{aligned} \text{업체별 할당량} &= \\ \text{업체별 할당신청 인정량} \times \text{조정계수} \times \text{무상할당비율} \\ \text{조정계수} &= \text{사전할당량} / \text{할당신청 인정량} \end{aligned}$$

이 경우 무상조정계수(이하 δ)를 반영한 가격 평형 관제식은 다음과 같다. 본고에서는 전체 배출권 수급을 고려하지는 않기 때문에 무상할당에서의 조정계수는 개별 기업 입장에서는 시장에서 구매하거나 감축해야 하는 비율이라고 해석해도 무난하다. 애초에 업종별 감축목표가 개별기업으로 쪼개진 것이기 때문이다.

$$\begin{aligned} BAU_{NG}(1-\delta) \cdot P_{carbon} + P_{NG} \\ = BAU_C(1-\delta) \cdot P_{carbon} + P_C \end{aligned}$$

$\delta = 1$ 의 의미는 Grandfathering 방식의 경우 기존 배출량 취득권을 그대로 인정해주는 식으로 감축 유인이 전혀 없는 것을 의미한다. 이 경우 순수하게 연료가격에 따라 발전원을 선택하게 된다. 다른 극단으로 $\delta = 0$ 인 경우 모두 유상할당 혹은 시장구매 하는 것을 의미하며 조정계수 수준에 따라서 위 식의 좌우변 상대적 크기에 따른 연료 선택이 결정된다. Table 1은 무상 조정계수와 배출권 가격 수준에 따른 전원별 비용 차이에 대한 시나리오 분석 결과를 보여준다. 배출에 따른 연료 및 배출권 구매비 차이

가 음수일 경우 천연가스 사용 비용이 석탄보다 작아져 연료전환이 이뤄지는 상황으로서, 이하 표 등에서 연료전환이 발생하는 시나리오는 음영으로 표현한다.

최근 EU-ETS에서와 마찬가지로 한국에서도 Benchmark 할당방식을 확대하려고 노력하고 있다. 주로 최종생산품이 동일한 업종 내에서 동일 Benchmark 할당계수를 적용하는데 그 이유는 최종 생산품이 동일하고 품질 비교의 문제가 없기 때문에 투입물만 비교하면 되는 등 형평성의 문제가 없기 때문이다. 이를 온실가스 원단위 배출효율($tCO_2eq / \text{제품생산량}$)에 따른 할당방식이라 하고, 3차 계획기간 동안 대상업체의 평균수준 원단위를 기준으로 할당한다. 따라서 목표 벤치마크 기준치가 높아질수록 유상할당과 유사해져서 시장 전체적으로 배출권의 전반적인 구매량은 올라갈 것임을 짐작할 수 있다. 이러한 벤치마크 할당에 따른 연료 전환 조건식은 BM 계수, $a(= \text{상위업체기준})$ 다음과 같이 재정의할 수 있다.

$$\begin{aligned} (BAU_C - ((1-a) \cdot BAU_{NG} + a \cdot BAU_C)) * \\ P_{carbon} + P_C \\ = (BAU_{NG} - ((1-a) \cdot BAU_{NG} + a \cdot BAU_C)) * \\ P_{carbon} + P_{NG} \end{aligned}$$

기준을 높이면 원단위 기준으로 상위권은 그 영향이 중립적이나, 하위권은 배출권을 사거나 저감해야 하는 압력이 커지게 된다. 위 수식을 정리하면 다음과 같다.

$$\begin{aligned} (BAU_C - BAU_{NG}) * P_{carbon} \\ > \text{or} < (P_{NG} - P_C) \end{aligned}$$

(천연가스 사용) or (석탄 사용)

Table 1. Effect of Permit-Allocation Adjustment Rate for Fuel Conversion

(Unit: 1,000 Korean Won/KWh)

$\delta \backslash P_{carbon}$	30	40	50	60	70	80	90
0.7	15.05	13.40	11.75	10.10	8.45	6.80	5.15
0.6	13.40	11.20	9.00	6.80	4.60	2.40	0.20
0.5	11.75	9.00	6.25	3.50	0.75	-2.00	-4.75
0.4	10.10	6.80	3.50	0.20	-3.10	-6.40	-9.70
0.3	8.45	4.60	0.75	-3.10	-6.95	-10.80	-14.65
0.2	6.80	2.40	-2.00	-6.40	-10.80	-15.20	-19.60
0.1	5.15	0.20	-4.75	-9.70	-14.65	-19.60	-24.55
0	3.50	-2.00	-7.50	-13.00	-18.50	-24.00	-29.50

Source: Author's calibration

2) 3차 계획기간 중 원칙적으로 10% 유상할당이 적용되나, 탄소누출업종 등을 반영하여 예외적인 경우에만 100% 무상할당 적용.

결국 앞서 무상할당 식에서 $\delta = 0$ (즉 100% 유상)의 효과와 가격효과 동일한 평형식을 도출할 수 있고 실질적인 통합BM 계수의 높고 낮음에 따른 연료전환 자체의 영향은 이론적으로 없다는 것을 알 수 있다. 유상할당에 비해 $a\%$ 벤치마크 계수인 BM의 목표치에 따른 가격역전 효과는 실질적으로 없다는 것이다. 일반적으로 상위 기준을 높일 수록 유상할당과 유사해지는(혹은 연료전환 효과를 높이는) 것이 아니냐는 오해가 있다. 그러나, 위 식에서 볼 수 있듯이 벤치마크 목표 수준과 유상할당은 관계가 없다. 예컨대 작업 과정 전반에 걸쳐 오염물질을 최소화할 수 있는 우수 상용화 기술을 뜻하는 최상가용기법(BAT; Best Available Technology) 기준에서는 모두 무상으로 받게 되어 재원을 들여 배출권을 확보해야 하는 유상할당효과가 전무하기 때문이다.³⁾ Table 2에서는 BM 목

표치를 제외하고 연료비 차이를 감안한 연료전환 가능성에 대한 시나리오를 제시한다.

사실 통합BM 여부는 유상할당과는 별개의 문제이다. 통합BM을 적용했다는 것은 발전부문 전체적으로 할당되는 배출권의 양이 이미 정해져 있다고 할 때 이를 어떻게 배분할지의 문제이기 때문이다. 무상으로 배분하는 기준은 특정 상위권 그룹의 배출계수를 기준으로 한 통합BM을 사용한다 하더라도, 유상할당 비중(혹은 무상할당 조정 계수)는 함께 별도로 적용될 수 있다. 예컨대 유상할당 비중을 40% 한다면 나머지 60% 무상할당되는 배출권의 분배 기준이 통합BM으로 결정된다는 것이다. Table 3는 상위 50% 수준의 배출계수 기준으로 벤치마크 할당할 때 유상할당 비중을 각기 다르게 적용할 때 연료의 전환 가능성을 표현한다. 이에 통합BM을 활용한 무상할당과 이

Table 2. Fuel Price Gap Impact for Fuel Conversion for Benchmark Allocation

(Unit: 1,000 Korean Won/KWh)

P_{carbon} Price gap (KRW/kWh)	30	40	50	60	70	80	90
70	53.50	48.00	42.50	37.00	31.50	26.00	20.50
60	43.50	38.00	32.50	27.00	21.50	16.00	10.50
50	33.50	28.00	22.50	17.00	11.50	6.00	0.50
40	23.50	18.00	12.50	7.00	1.50	-4.00	-9.50
30	13.50	8.00	2.50	-3.00	-8.50	-14.00	-19.50
20	3.50	-2.00	-7.50	-13.00	-18.50	-24.00	-29.50
10	-6.50	-12.00	-17.50	-23.00	-28.50	-34.00	-39.50
0	-16.50	-22.00	-27.50	-33.00	-38.50	-44.00	-49.50

Source: Author's calibration

Table 3. Policy Mix of Auctioning with 50% Benchmark Allocation

(Unit: 1,000 Korean Won/KWh)

P_{carbon} Auctioning %	30	40	50	60	70	80	90
10%	10.93	7.90	4.88	1.85	-1.18	-4.20	-7.23
20%	10.10	6.80	3.50	0.20	-3.10	-6.40	-9.70
30%	9.28	5.70	2.13	-1.45	-5.03	-8.60	-12.18
40%	8.45	4.60	0.75	-3.10	-6.95	-10.80	-14.65
50%	7.63	3.50	-0.63	-4.75	-8.88	-13.00	-17.13
60%	6.80	2.40	-2.00	-6.40	-10.80	-15.20	-19.60
70%	5.98	1.30	-3.38	-8.05	-12.73	-17.40	-22.08
80%	5.15	0.20	-4.75	-9.70	-14.65	-19.60	-24.55
90%	4.33	-0.90	-6.13	-11.35	-16.58	-21.80	-27.03
100%	3.50	-2.00	-7.50	-13.00	-18.50	-24.00	-29.50

Source: Author's calibration

3) 벤치마크 목표 수준이 높아지면 배출권 구매량이 늘어난다는 점에선 유상할당 효과와 유사하지만, 연료전환 가능성의 변수가 되지는 못한다는 점이 다르다.

에 더해 유상할당이 더해질 때의 연료전환 시나리오를 사례로서 제시한다.

이처럼 발전부문의 연료전환은 유무상 할당비율, 연료 가격 차이, 배출권 가격, BM 방식 비중 등 다양한 요인에 의해 영향받게 된다. 정책당국 입장에서 배출총량(본고에서는 연료전환)이란 목표를 달성할 수 있는 주 수단은 탄소 가격 수준이라는 거시적 수단이지만, 미시적 정책 수단으로서 연료별 과세 방식에 따른 가격차이 혹은 배출권 할당 방식이 함께 동원될 수 있음을 인지하고 다각적으로 활용할 필요가 있다.

5. 결론 및 시사점

사회 전부문에 있어 전력의 탈탄소화, 전 산업부문에서 전기화(electrification)가 진행 중이기 때문에 발전부문에서의 온실가스 저감도 필수적인 상황에서 온실가스 감축은 수요감소 외에는 결국 연료전환이 핵심이다. 발전연료로서 재생 및 원자력을 제외하고는 화석에너지 중에서는 석탄의 천연가스로의 대체가 당분간은 중요한 지향점인 상황이다.

온실가스 감축의 가장 핵심적인 정책인 배출권거래제에서도 이를 위한 지속적인 할당과 관련한 미시적인 제도 개선 노력이 계속되고 있다. 한국에서도 3차 계획기간 당시 발전부문의 할당방식 개선을 두고 많은 논쟁이 있었으나, 기업 혹은 연료전환에 미치는 파급효과에 대한 사전 연구가 미흡하여 실제로는 큰 제도 변화가 어려웠다. 이에 실제 배출권 비용 정산 및 할당방식을 정하기 위해 연료전환 가능성에 대한 시나리오 분석의 필요성이 제기되었고, 본고에서는 연료가격, 할당방식, 배출권 가격 등에 따라 실무적으로 정책방향을 결정할 수 있도록 시나리오 분석을 수행하였다.

수치분석을 통해 발전원료 국세시세에 따라 연료전환이 실제로 발생할 수 있는 유상할당의 비중을 제시하였고, 100% 유상할당과 동일한 연료전환 효과를 보이면서도 할당대상 기업 간 우열을 두는 벤치마크 할당방식을 통해 동일한 연료전환 효과를 도출함을 보인다. 따라서 기업에 대한 부담 및 배출권 시장의 수급상황을 고려한 정책 선택 가능성을 열어주고 있다. 기존의 정산제도의 한계를 극복하는 대안으로서 배출권 시장의 할당방식을 고민할 때, 본고의 분석결과는 구체적 정책 선택의 근거로 활용될 수 있다.

사사

2019년 대한민국 교육부와 한국연구재단의 지원(NRF-2019S1A5A8032508)과 홍익대학교 2022년 학술진흥연구비 지원을 받아 연구하게 되었음. 연구에 많은 조언을 주신 2021년 당시 녹색성장위원회 위원일동, 환경부 장이재 과장, 전력거래소 곽왕신 처장, 홍익대학교 고현명/엄태용 RA, 마지막으로 자세한 논평과 지적으로 논문의 완성도에 도움을 주신 익명의 심사자분들께 깊은 감사를 드립니다.

References

- Bae S. 2020. Urgent need for environmental power supply in consideration of the environment when establishing energy policy: Held a discussion forum on the topic of 'The current status of environmental power supply and development plan: Discuss considerations for efficient and rational system design. *Electric Power* 14(1): 60-63.
- Cramton P, Kerr S. 2002. Tradeable carbon permit auctions: How and why to auction not grandfather. *Energy policy* 30(4): 333-345.
- Delarue E, Voorspools K, D'haeseleer W. 2008. Fuel switching in the electricity sector under the EU ETS: review and prospective. *Journal of Energy Engineering* 134(2): 40-46.
- Falbo P, Felletti D, Stefani S. 2013. Free EUAs and fuel switching. *Energy Economics* 35: 14-21.
- Han T, Lim D. 2019. Effect of Non-Market Environmental Regulations on the Use of Coal and Emission Price in EU. *Environmental Policy* 27(1): 151-179.
- Koch N, Bassen A. 2013. Valuing the carbon exposure of European utilities. The role of fuel mix, permit allocation and replacement investments. *Energy Economics* 36: 431-443.
- Lee J, Yu J. 2017. Market analysis during the first year of Korea emission trading scheme. *Energies* 10(12): 1974.
- Lee J. 2020. Real Option Study on SME's Fuel Switching Offset Project under Emission Allowance Price

- Uncertainty. *Korean Energy Economic Review* 19(1): 59-87.
- Park J, Jo Y, Noh J. 2018. Scenario Analysis of Low-Carbon Generation Mix Considering Social Costs. *Trans. Korean. Inst. Elect. Eng.* 67(2): 173-178.
- Sohn D, Jeon Y. 2018. Learning-by-doing Effect on Price Determination System in Korea's Emission Trading Scheme. *Environment and Resource Review* 27(4): 667-694.
- Sohn I, Ahn Y, Lee S. 2019. Performance analysis of the first planning period of the greenhouse gas emission trading system. *KEEL*, 19-09.
- Yu J, Mallory M. L. 2014. Exchange rate effect on carbon credit price via energy markets. *Journal of International Money and Finance* 47: 145-161.
- Yu J, Yu J, Kim J, Lee J. 2017. The Effectiveness of GHG Abatement Policies in Korea - Examining Changes since the Launch of the ETS . *Environmental Policy* 25(2): 231-247.
- Zhou Y, Huang L. 2021. How regional policies reduce carbon emissions in electricity markets: Fuel switching or emission leakage. *Energy Economics* 97: 105209.