

CDM 사업의 투자분석 정보를 활용한 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석 방법론 보완

노동운

에너지경제연구원 선임연구위원

Complementing of the Methodology of Estimating Greenhouse Gases Emission Abatement Costs of Clean Development Mechanism Projects Using Investment Analysis Information

Noh, Dong-Woon

Senior Research Fellow, Korea Energy Economics Institute, Ulsan, Korea

ABSTRACT

The Korean government and private sectors participating in the Emission Trading Scheme are expected to utilize a cooperative approach alongside sustainable development mechanisms of the Paris Agreement to achieve the 2030 greenhouse gases (GHG) emissions target. It is necessary to estimate the GHG emission abatement costs of the Clean Development Mechanism (CDM) projects to forecast the abatement costs of the two approaches found in the Paris Agreement; this is because these three approaches are market-based mechanisms. A few papers have estimated the abatement costs of CDM projects using information in conjunction with investment analysis, but these studies have various drawbacks such as discounting the emission reductions and extending the CDM project lifetimes to a technical lifetime. The purpose of this paper is to complement the current methodology of estimating the abatement costs of CDM projects. Complementary implications are drawn from a review of the current methodology used, and specific methodology to estimate the abatement costs of CDM projects are suggested based on an investment analysis of a simple cost analysis, investment comparison, and benchmark analysis. Additionally, a means of obtaining the necessary information for this methodology is suggested.

Key words : Clean Development Mechanism, Certified Emission Reduction, GHG Emission Abatement Cost, Additionality, Investment Analysis, Benchmark Analysis

1. 서론

2015년 파리에서 개최된 제21차 기후변화협약당사국 총회(COP21)에서는 선진국(부속서 I 국가)만 온실가스 감축에 참여했던 교토의정서 체제와 달리 개도국(비부속서 I 국가)도 기후변화 대응노력에 참여하는 파리협정(Paris Agreement)이 체결되었다. 3년 후인 2018년 12월 폴란드 카토비체에서 개최된 제24차 기후변화협약당사

국총회에서는 국제탄소시장을 규정한 파리협정 제6조를 제외한 조항에 대한 세부이행규칙(rulebook)이 마무리되었다.

파리협정 제6조의 세부이행규칙은 다음 해인 2019년 12월 스페인 마드리드에서 개최된 제25차 기후변화협약 당사국총회(COP25)에서도 마무리되지 못했다. 2020년 12월에 영국 글래스고우에서 개최될 예정이었던 제26차 기후변화협약당사국총회가 코로나바이러스로 인해 2021년

†Corresponding author : dwroh@keei.re.kr (44543, Climate Change Research Team, Korea Energy Economics Institute, 405-11 Jongga-Ro, Jung-gu, Ulsan, Republic of Korea, Tel. +82-52-714-2282)

ORCID 노동운 0000-0003-2473-1206

으로 연기됨에 따라 제6조의 세부이행규칙은 2021년 말에 완료될 것으로 예상된다.

파리협정(UN, 2015) 제6조에는 협력적 접근법과 지속가능메커니즘 및 비시장메커니즘이 규정되어 있다. 협력적 접근법은 국가 간 협력을 통해 온실가스를 감축하고 그 결과를 활용하는 제도이며, 지속가능메커니즘은 유엔의 중앙집권적인 구조를 통해 온실가스 감축사업이 관리되고 감축결과가 시장에서 거래되는 제도이다. 비시장메커니즘은 지속가능개발에 대한 기여 차원에서 사업이 추진되지만 온실가스 감축사업의 결과는 거래되지 않는다. 협력적 접근법은 일본의 양자사업(JCM, Joint Crediting Mechanism)과 유사하며 지속가능 메커니즘은 교토의정서 체제의 청정개발제도(CDM, Clean Development Mechanism)와 유사한 제도이다(UN, 1998). 온실가스 감축결과가 국제적으로 거래된다는 점에서 협력적 접근법과 지속가능 메커니즘을 파리협정의 시장메커니즘이라고 정의할 수 있다.

우리나라는 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 국제탄소시장을 활용하여 16.2백만 CO₂톤을 확보할 계획이다.¹⁾ 정부가 확보해야 할 해외 온실가스 감축실적 이외에 온실가스 배출권거래제에 참여하고 있는 민간부문이 배출권 제출량의 최대 5%인 상쇄로서 해외 감축실적을 활용할 것으로 예상된다(Republic of Korea, 2021a). 해외 온실가스 감축실적 활용은 단순하게 국제 탄소시장에서 감축결과를 구매하는 방안, 그리고 협력적 접근법이나 지속가능발전 메커니즘을 활용하여 해외 온실가스 감축사업에 투자하여 감축결과를 확보하는 방안이 가능할 것으로 예상된다. 지속가능발전메커니즘의 방법론은 청정개발제도(CDM)의 방법론을 기반으로 개발될 예정이며(UNFCCC, 2019), 따라서 CDM의 기능을 유지하기 때문에 시장기능에 의하여 운영될 것으로 예상된다. 협력적 접근법에 의한 온실가스 감축사업 역시 경제적 타당성을 기반으로 추진되기 때문에 시장기능이 적용될 것으로 예상된다.

정부는 정부가 확보해야 할 16.2백만 CO₂톤의 해외 감축실적을 협력적 접근법을 이용하여 비용 효과적으로 확보하기 위한 연구를 진행한 바 있다(Noh et al., 2020). 배출권거래제에 참여하고 있는 기업은 제2차 배출권거

래제 기간(2018~2020)부터 CDM 사업의 감축결과인 인증 감축량(CER, Certified Emission Reduction)을 국내 감축목표 달성의 상쇄로 사용할 수 있게 허용되었다(Republic of Korea, 2019). 따라서 정부와 민간기업은 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해서 파리협정의 협력적 접근법과 지속가능발전 메커니즘을 활용할 것으로 예상된다.

정부와 민간기업이 해외 감축실적을 비용 효과적으로 확보하기 위해서는 협력적 접근법과 지속가능발전 메커니즘 사업의 온실가스 감축비용에 대한 전망이 필요하며, 이러한 전망을 위해서는 과거 온실가스 감축사업의 온실가스 감축비용에 대한 분석이 선행되어야 한다. 파리협정의 협력적 접근법과 지속가능발전 메커니즘은 시장 메커니즘이라는 측면에서 CDM과 유사한 특성을 지니고 있기 때문에 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 분석할 필요가 있다. CDM 사업의 온실가스 감축비용을 분석하기 위해서는 분석 방법론이 필요하지만 분석 방법론에 관한 기존 연구가 극히 제한되어 있고, 감축비용 분석 방법론에 관한 구체적인 방법이 제시되지 않았으며, 감축비용 분석에 필요한 정보를 어디에서 확보해야 하는지, 그리고 감축비용 분석 방법론을 어떻게 설정해야 하는지를 분명하게 제시하고 있는 연구가 부족한 실정이다.

본 연구의 목적은 기존의 분석 방법론 검토를 통해 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 분석하는 방법론을 보완하고, 분석에 필요한 정보를 확보하는 방법을 제시하는 것이다. 제2장에서는 청정개발사업의 온실가스 감축비용 분석에 관한 선행연구를 조사하고, 기존 연구의 미비점을 보완하여 온실가스 감축비용 분석 방법론을 보완할 수 있는 시사점을 도출하게 된다. 제3장에서는 제2장의 시사점을 바탕으로 CDM 사업의 3가지 투자분석 방법별(단순비용 분석법, 투자비교 분석법, 기준내부수익률 분석법)로 적용될 온실가스 감축비용 분석 방법론을 보완하는 구체적인 방법을 제시하고, 온실가스 감축비용 분석에 필요한 정보를 확보하는 방법을 제시하게 된다. 제4장에서는 결론을 맺게 된다.

1) “기후위기 대응을 위한 탄소중립·녹색성장 기본법(2021.8.31.) 제8조(중장기 온실가스 감축목표 등), 제35조(국제 감축사업의 추진), 시행령 초안 제4조(중장기 온실가스 감축목표 등)와 제47조(국제 감축사업의 사전 승인 기준·방법 및 절차)에서는 해외 온실가스 감축실적 활용과 승인 절차를 규정하고 있으나 해외 감축실적의 활용 규모에 관한 정보는 제공하지 않고 있다(Republic of Korea, 2021b). 따라서 본 연구에서는 기존의 온실가스 감축 로드맵에서 설정된 해외 온실가스 감축규모를 인용하기로 한다.

2. 선행연구 및 시사점

2.1 선행연구

청정개발제도(CDM) 사업의 온실가스 감축비용을 분석한 연구는 많지 않은 실정이다. 본 절에서는 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 분석한 연구와 기타 온실가스 감축비용 분석과 관련된 다양한 사항에 관한 연구를 검토하게 된다.

첫째, Rahman and Kirkman (2015)은 2013년 12월까지 UNFCCC에 등록된 7,659개 CDM 문서(PDD, Project Design Document)의 정보를 이용하여 13개 유형별²⁾로 CDM 사업의 온실가스 감축비용(emission abatement cost)을 분석했다. 온실가스 감축비용을 평준화된 비용(LCC, Levelized Cost of CER)으로 정의했으며, 초기 투자비와 운영유지비 및 CDM 사업의 인증 온실가스 감축량(CER, Certified Emission Reduction) 발행 관련 비용(행정비용, 모니터링 보고서 비용, 검증보고서 비용)의 합계를 온실가스 감축에 소요되는 비용으로 정의하고,³⁾ 이를 CER 발행기간의 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정했다. CER 수입만 발생하는 사업의 경우에는 온실가스 감축에 소요되는 비용과 사업 전체에 소요되는 비용이 일치하기 때문에 온실가스 감축비용이나 사업에 소요되는 비용을 온실가스 감축에 소요되는 비용으로 정의했다. 그러나 전력과 같은 부수적인 제품의 생산이 있는 경우에는 사업의 비용에서 부수적 제품의 판매수입을 제외한 비용을 온실가스 감축에 소요되는 비용으로 정의했다. 적용된 할인율은 자본의 임차 이자율로서 평균 10.9%(2.4% ~ 18.0%)로 나타났다. 비용의 기준년도에 대한 언급은 없지만 2013년 기준으로 추정된다.

온실가스 감축비용(LCC)을 추정한 결과 평균 감축비용은 \$188.98/CER로 분석되었으며, 수송부문 사업의 감축

비용이 가장 높고(\$1,671.56/CER), 다음으로는 태양광(\$270.40/CER), 연료전환(\$150.47/CER), 탈루배출(\$79.24/CER), 바이오매스(\$62.73/CER), 풍력(\$58.39/CER), 조력 및 지열(\$52.38/CER), 조림 및 재조림(\$41.19/CER), 매립가스(\$37.49/CER), 수력(\$34.04/CER), 에너지효율(\$21.00/CER), 메탄감축(\$13.14/CER), 산업용 가스(\$3.07/CER)로 나타났다⁴⁾. 다른 연구에 비해 감축비용이 높게 추정된 요인을 1) CER 발행비용을 비용에 포함했으며, 2) 미래의 CER 발행량을 CER 발행실적 비율로 할인함으로써 감축량이 감소했고, 3) CER을 이자율(time value of money)를 이용하여 할인한 것으로 해석했다. 추가성 평가를 통과하기 위해 의도적으로 초기 투자비를 높게 설정했다는 의혹과 운영유지비를 CER 발행기간이 아니라 사업기간으로 연장하여 높게 추정한 점을 또 다른 요인으로 설명했다.

온실가스 감축량이 증가할수록 감축비용이 낮아지는 규모의 경제 효과(economies of scale)⁵⁾, CDM 사업의 CER 발행기간이 장기일수록 감축비용도 하락하는 시간 효과(economies of time), 최근에 도입된 사업의 감축비용이 낮아지는 기술발전 효과도 분석했다⁶⁾. CER 비용이 낮은 사업이 CDM 사업 분포에서 가장 높은 비중을 차지할 것이라는 예상과 다른 결과가 도출된 요인으로는 1) 투자유치국의 우호적인 환경정책이나 재정 및 제도, 2) 산업용 가스와 같은 저비용의 감축기회 고갈, 3) 탄소시장의 불확실성과 CER 가격 하락으로 인해 CER 가격보다는 부수적인 제품(전력이나 열)의 생산이 확보되는 사업에 투자하는 선호로 설명했다.

둘째, Castro and Michaelowa (2010)은 16개 국가의 108개 CDM을 대상으로 UNEP Riso Center과 UNFCCC의 경제지표인 내부수익률(IRR, Internal Rate of Return), 순현재가치(NPV, Net Present Value), 현금흐름 자료를 이용하여 CDM 사업별 온실가스 감축비용(emission abatement cost)과 감축 잠재량을 추정하고 온실가스 한계

2) 13개 사업 유형은 1) 풍력, 2) 수력, 3) 바이오매스, 4) 에너지 효율, 5) 메탄감축/회피, 6) 태양광, 7) 매립가스, 8) 산업용 가스(HFC, PFC, SF₆, N₂O) 감축, 9) 연료전환, 10) 시멘트, 탈루배출, 11) 조림 및 재조림, 12) 조력, 지열 및 혼합 재생에너지, 13) 수송이다.

3) CER 발행비용(issuance fee)은 CER 발행량이 20,000tCO₂ 이하인 경우에는 0.15/CER, 20,000tCO₂ 이상인 경우에는 0.20/CER으로, 모니터링 보고서(monitring report)는 1년에 한 번 작성하고 검증 보고서(verification report)는 CER 발행규모와 상관없이 사업 형태와 장소 및 제출기일에 따라 비용에 차이가 발생하는 것으로 가정했다.

4) CDM 사업의 9%에 해당하는 사업의 온실가스 감축비용은 음(-)의 수준이며, 감축비용(CER 비용)이 양의 수준인 경우에도 CER 가격이 사업의 평균비용을 상회하는 한 수익성이 있을 것으로 추정되었다.

5) 태양광, 바이오매스, 매립가스, 산업용 가스의 온실가스 감축비용은 감축량이 증가할수록 사업 전체의 평균보다 빠른 속도로 하락하며 나머지 사업의 감축비용은 사업 전체의 평균보다 느린 속도로 하락하는 것으로 나타났다.

6) 사업의 시작기간이 최근일수록 감축비용이 상승하는 경우는 저비용의 감축기회가 고갈되기 때문에 고비용의 감축기회를 찾게 되면서 비용이 상승하는 효과로 설명될 수 있지만 오히려 시간이 지나면서 기술발전이 이루어져 비용이 하락하는 요인도 감안해야 한다고 설명하고 있다.

감축비용(MAC)곡선을 도출했다. CDM PDD의 투자분석(investment analysis) 자료를 이용하여 비용(초기투자비, 운영비)에서 수입(전력판매수입)을 차감한 값의 현재가치를 사업기간 전체의 예상 온실가스 감축량(CER 예상 발행량)으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정했다. CER 판매수입만 발생하는 사업은 사업기간을 CER 발행기간으로 정의했고, CER 이외의 판매수입(전력판매수입 등)이 발생하는 사업은 사업기간을 사업의 운영기간으로 정의했다. 할인율이나 기준내부수익률은 동일 국가내에서 사업마다 다양하게 나타났으나 사업별로 동일한 할인율과 기준내부수익률로 수정해서 적용했으며, 분석의 단순화를 위해 거래비용은 포함하지 않았다. 16개 사업형태별 온실가스 감축비용은 최저 $-\$5/tCO_2$ 에서 최고 약 $\$15/tCO_2$ 의 분포를 보였으며, 동일 사업형태 내에서도 할인율, 사업기간, 기술에 의해 감축비용이 다양하게 나타났다. 특히 산업용 가스(N_2O) 감축사업은 높은 지구온난화지수(GWP)로 인해 감축비용이 매우 낮게 분석된 반면 수력이나 재생에너지(풍력)의 감축비용은 높은 수준으로 분석되었다. 온실가스 감축량당 초기 투자비는 최저 $\$0$ 에 가까운 수준에서 최고 $\$80/tCO_2$ 로서 대규모 설비투자 요구되는 사업(수력, 풍력, 천연가스)은 높고 그 외 사업(N_2O , 매립가스, 바이오가스)은 낮게 분석되었다. 감축량의 1/3은 음의 감축비용으로, $1.7 GtCO_2$ 의 감축량은 감축비용 $\$4/tCO_2$ 수준에서 달성 가능하는 등 잠재량의 80% 이상이 낮은 감축비용에서 달성 가능하고, 최대 감축 잠재량은 감축비용 $\$50/tCO_2$ 수준에서 연간 $2 GtCO_2$ 에 이르는 것으로 분석되었다. 가격은 2010년 불변가격으로 추정된다.

셋째, Fearnough et al. (2018)은 2017년 4월까지 유엔에 등록된 CDM 중에서 2013~2020년에 CER이 발생될 것으로 예상되는 CDM을 대상으로 CER 수입을 제외한 순현금흐름(초기 투자비+운영비)-(수입+비용 감소)을 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정했다. 이미 등록된 CDM을 분석대상으로 설정했다는 점에서 사전 거래비용(pre-implementation transaction cost)은 비용에 포함하지 않았으나 진행중 거래비용(implementation transaction cost, CER 발행에 필요한 비용)은 비용에 포함

했다. 추정 결과 온실가스 감축 잠재량은 $42억 tCO_2$ 이 중에서 $38억 tCO_2$ 는 1유로 이하의 감축비용에서 달성할 수 있는 수준으로 분석되었다. 감축량이 많고 감축비용이 낮은 이유는 대부분의 CDM 사업이 CER 판매수입이 없어도 운영비용을 충당할 수 있을 정도의 수입(전력이나 열 판매수입)을 갖고 있기 때문으로 제시했다. 비용은 모두 2016년 불변가격이다.

넷째, Han and Youn (2007)은 북한 개성지역 조림 CDM 사업의 비용을 조림 및 산림 관리비용($\$1,528/ha$), 사업 준비 비용($\$421.53/ha$), CDM 행정비용($\$96.32/ha$)으로 구분하여 총 비용($\$2,036.68/ha$)을 추정하고, 이를 20년 사업 기간에 발생될 온실가스 감축량($374tCO_2/ha$)으로 나누어서 온실가스 감축비용을 $\$5.44/tCO_2$ 로 추정했다. 조림비용은 개성공단의 인건비를 적용하여 매년 5% 상승하는 것으로 가정했고, 풀베기와 산림 가지치기 등의 산림 관리비용은 산림청의 비용을 적용했다. 사업 준비 비용은 Prototype Carbon Fund의 비용과 외국 문헌의 비용을 적용했으며, CDM 행정비용은 등록비용과 배출권 검증비용 및 배출권 인증비용으로 구분하여 적용했다. 비용은 2004년 기준으로 추정된다.

다섯째, Chadwick (2006)은 거래비용(거래비용)을 CDM 사업 구상 및 문서(PDD) 준비 비용, 타당성 평가와 국가 승인 및 유엔 등록과 관련된 비용, 방법론 개발 비용, 모니터링 및 감축량 검증 비용, CER 판매 시의 적응비용(CER 판매량의 2%) 등 CDM 구상에서 CER 발행까지의 모든 단계에서 발생하는 비용으로 정의했다. 거래비용은 거래비용이 없는 경우에 비해 CER 공급량을 감소시키고 공급가격을 인상시키는 영향을 미칠 것으로 예상했다. 기존 문헌의 자료를 인용하여 문서준비 비용($\$75,000$)⁸⁾, 승인 및 등록비용($\$55,000$)⁹⁾, 방법론 개발비용($\$200,000$) 등의 사전 거래비용(up-front transaction cost)을 방법론 개발이 없는 경우($\$130,000$)와 방법론 개발이 있는 경우($\$330,000$)로 구분하여 추정했다. 진행 중 거래비용(on-going transaction cost)에는 연간 모니터링 보고서 작성비용과 감축량 검증보고서(verification report) 작성비용($\$8,000$)이 포함된다. 연간 CER 발생량($2,700tCO_2$)에 판매단가($\$20/tCO$)를 곱한 CER 판매수입($\$54,000$)에서 연간 모니

7) CDM의 경우 기준 배출량과 사업 배출량의 차이를 엄격하게 관리하는 과정에서 거래비용(transaction cost)이 발생한다고 설명하면서 거래비용을 “CER 가격의 일부로서, 대기중에서 온실가스를 제거하는 물리적 과정이나 CER 수요의 수준과 관련이 없는 비용”으로 정의했다.

8) 문서 준비비용은 사업구상비용($\$40,000$)과 PDD 작성비용($\$35,000$)으로 구성된다.

9) 승인 및 등록비용은 DOE 타당성 평가비용($\$40,000$), DNA 승인비용($\$5,000$), 유엔 CDM 등록비용 $\$10,000$ (최종 준비비용 $\$5,000$ +등록비용 $\$5,000$)으로 구성된다.

터링 비용(\$8,000)을 차감하면 연간 \$46,000의 수입이 발생하는 것으로 가정했다. 사업기간을 5년으로 설정하고 방법론 개발 비용이 발생하지 않는 경우와 발생하는 경우에 일정 내부수익률(IRR) 확보에 필요한 CER 판매단가를 추정했다. 방법론 개발이 발생하지 않는 경우에 10%의 내부 수익률에 도달하기 위해서는 CER 판매 단가가 \$16/tCO₂ 이상, 방법론 개발비용이 발생하는 경우에는 \$35/tCO₂ 이상에 이르러야 한다고 분석했다. 따라서 사전 비용이 높을수록 일정 수준의 내부 수익률에 도달하기 위해서는 CER 가격이 높아야 한다는 결론을 도출했다. 경제적 타당성을 갖기 위해서는 초기 투자비가 높을수록 더 높은 CER 가격이 필요하며, 온실가스 감축량(CER)이 많을수록 규모경제의 효과에 의해 낮은 CER 가격에서도 일정 수준의 내부 수익률을 달성할 수 있는 것으로 나타났다. 비용은 모두 2006년 기준으로 추정된다.

여섯째, Rahman et al. (2015)는 UNEP Riso Center의 데이터베이스 자료를 사용하여 2010년까지 UNFCCC에 제출된 6,970개의 CDM 사업을 대상으로 CDM 사업 유형별(재생에너지, 효율개선 등), 온실가스 감축 규모별(대규모 및 소규모), 입지별(대륙), 시간별(2005년 이전과 2012년 이후)로 구분하고, 추정 함수식을 수립하여 온실가스 감축비용(abatement cost)을 분석했다. 투자 유치국의 실질 이자율을 할인율로 적용하고, 투자비와 운영비의 합계에서 전력 판매수입을 차감한 비용을 온실가스 감축에 소요되는 비용으로 정의했다. 온실가스 감축량이 많은 사업의 온실가스 감축비용은 낮아지며(규모경제의 효과)¹⁰⁾, 사업기간이 장기인 갱신행 사업의 감축비용이 사업기간이 단기인 고정형 사업의 감축비용보다 낮고(시간 효과), 최근에 도입된 사업의 감축비용이 점차 낮아지는 것(기술발전효과)으로 분석되었다. 평균 온실가스 감축비용은 조립 및 재조립이 가장 높고 다음으로는 수요측 효율개선, 공급측 효율개선, 재생에너지, 수송, 메탄회피, 연료전환, HFC 및 N₂O 감축 순으로 낮아지는 것으로 분석되었다. 감축비용이 가장 낮은 HFC 및 N₂O 감축사업은 전체 사업의 1%에 불과한 반면 감축비용이 높은 재생에너지사업이 전체 CDM 사업의 77%를 차지하고 있어 감축비용 순서와 CDM 사업 수의 비중은 연관성이 없는 것으로 나타났다. 이러한 현상은 저비용의 감축사업이 고갈되고, 감축결과(CER)를 확실하게 발생시킬 수 있는 기술(재생에너지)에 투자하며, 탄소시장의 높은 불확실성으로

인해 투자자들이 부수입(전력 판매수입)을 발생시키는 사업(전력을 발생시키는 재생에너지 CDM 사업)에 투자하는 경향으로 설명했다. 중국과 인도에서 감축비용이 높은 재생에너지 CDM 사업이 가장 많이 추진된 요인으로는 정태적 잇점(comparative advantage, 감축비용 차이)보다는 경쟁적 잇점(competitive advantage, 천연자원의 부존량과 해당 국가의 지원정책)을 더 중시하여 투자자들이 의사결정을 하는 것으로 설명했다. 거래비용(transaction cost)이 감축비용 대비 높은 비중을 차지하기 때문에 투자자들이 감축비용을 투자결정의 가장 높은 우선순위로 고려하지 않는다는 결론을 도출했다.

일곱째, Shin and Cho (2013)은 3,936개의 CDM사업을 대상으로 등록연도, 국가, 사업 유형, 자본시장 활성화 정도, 이행주체(DOE, Designated Operational Entity)별로 투자분석에 사용된 할인율과 벤치마크의 유형과 수준을 분석했다. 투자분석법에 적용된 5가지 종류의 할인율과 벤치마크는 정부채 수익률, 재무비용의 예상치나 요구수익률(타인자본, 자기자본, 자본 전체), 회사내부 벤치마크, 정부공인 지표나 지침, 기타 등으로 구분했다. 분석대상 CDM 사업의 70%는 정부의 공인 지표나 지침(정부가 제시한 할인율이나 내부수익률)을 사용했으며, 25%는 재무비용의 예상치나 요구수익률을 사용했고, 4%는 정부채 수익률을, 나머지 1%는 회사내부 벤치마크나 기타를 사용한 것으로 나타났다. 정부의 공인 지표나 지침(정부가 제시한 할인율이나 내부수익률)의 경우 할인율은 9~12.6%로 나타났으며, 재무비용의 예상치나 요구수익률의 경우 할인율은 12.3~15.4%로 나타났다. 또한 시간의 흐름에 따라 할인율이 낮아지는 경향이 나타났다.

여덟째, Sims et al. (2003)은 발전부문에서 효율개선(열병합발전 기술), 저탄소기술 도입(천연가스 복합발전), 연소전 배출가스 처리 기술(IGCC), 원자력 확대, 재생에너지(수력, 풍력, 바이오매스, 태양광, 태양열) 확대 등의 온실가스 감축수단을 활용하여 2010년과 2020년의 부속서 I 국가와 비부속서 I 국가의 온실가스 감축 잠재량과 감축비용을 추정했다. 석탄화력발전소와 천연가스발전소를 기준기술로 설정하고 감축기술이 기준기술을 2010년에 20%, 2020년에 50%를 대체한다고 가정할 경우 2010년의 감축량은 50~150 tC로서 발전부문 예상 배출량(3,150 tC)의 1.6~4.8%에 해당되며, 2020년의 감축량은 350~700 tC로서 예상 배출량(4,000 tC)의 8.8~17.5%에 해당

10) 조립 및 재조립, 재생에너지, 수송부문의 CDM 사업의 규모경제 효과가 다른 사업(메탄회피, 연료전환, HFC 및 N₂O 감축)에 비해 높게 나타났다.

된다고 분석했다. 석탄화력발전을 대체할 경우 온실가스 감축비용(10% 할인율 적용)은 IGCC(-\$10 ~ \$40/tC)가 가장 낮고 태양광(\$175 ~ \$1,400/tC)이 가장 높은 수준이며, CCGT는 \$0 ~ \$156/tC, 원자력은 -\$38 ~ \$135/tC, 수력은 -\$31 ~ \$127/tC, 풍력은 -\$82 ~ \$135/tC, 바이오매스는 -\$92 ~ \$117/tC로 분석되었다. 감축기술의 비용은 지역마다 상이하므로 감축비용의 범위가 넓게 분석되었다. 규모의 경제 효과에 의해 태양광과 같은 발전원의 발전단가는 대폭 하락할 가능성이 높은 것으로 나타났다. 가격은 2010년 가격으로 추정된다.

아홉째, Kirkman et al. (2013)은 2012년 5월까지 유엔에 등록된 4,810개의 CDM과 BNEF의 DB에 포함된 2,966개의 부속서 I 국가 사업을 대상으로 지열, 현재의 수력댐, 신규 수력 댐, 소수력, 태양광, 태양열, 풍력으로 구분하여 사업당 설비능력, 설비당 투자비 등을 비교했다. 사업당 평균 설비능력(MW)은 CDM 사업이 부속서 I 사업에 비해 3~5배 높은 수준이며, 설비당 평균 투자비(\$/MWe)는 CDM 사업이 부속서 I 사업에 비해 15~50% 낮고, 사업당 투자비 규모는 2000~2012년 기간에 빠른 속도로 증가했다. 부속서 I 사업에 비해 CDM 사업의 설비능력이 크고 설비당 투자비는 낮으며 설비 규모가 빠르게 대규모화된 현상은 CDM 사업의 규모의 경제 효과의 결과로 해석했다.¹¹⁾

열째, Greiner and Michaelowa (2003)은 CDM 사업의 투자분석(investment analysis)에 대한 틀이 설정되기 이전에 투자 추가성(investment additionality)에 대한 평가 기준을 제시하면서 투자분석에 대한 이론적인 기초를 제시했다. 투자 추가성을 CDM이 수익성이 있는 사업을 보조해주는 것을 방지할 수 있는 수단으로 정의했다.¹²⁾

투자 추가성 평가 지표로 4가지를 제안했다. 1) 정성적 지표로서 장애요인¹³⁾을 제시했다. 기준이 되는 사업(reference case)에는 발생하지 않지만 CDM으로 제안된 사업에는 발생하는 장애요인, CDM 사업 개발자가 실질적인 장애요인을 확인하고 이를 극복할 수 있는 활동을 제시하는 장애요인으로 구분했는데 두 기준 모두 다양한 장애요인이 CDM 사업 추진을 저해한다는 점을 증명하

는 평가기준으로 제시했다. 장애요인을 나열하는 것보다는 장애요인을 극복할 활동을 제시한다는 점에서 두 번째 기준이 현실적으로 적용하기 유용한 기준이라고 평가했다. 2) 기준 사업(reference case)에 입각한 경제지표로서 CDM 사업의 비용(투자비, 총비용, 사회적 비용), CDM 사업의 순현재가치(NPV), CDM 사업의 내부수익률(IRR) 등 3가지 기준을 제시했다. 즉, CDM 사업의 비용(투자비, 총비용, 사회적 비용)이 기준 사업의 비용보다 높은 경우, CDM 사업의 순현재가치(NPV)가 기준사업의 순현재가치보다 낮은 경우, CDM 사업의 내부수익률(IRR)이 기준사업의 내부수익률보다 낮은 경우 등 3가지 경우로 구분했는데, 이러한 세 가지 평가기준은 모두 제안된 CDM 사업이 기준 사업에 비해 경제적으로 매력적이지 않다는 점을 증명하는 평가 기준이라고 설명했다. 비용만 고려한 기준이 비용과 수입까지 고려한 기준에 비해 조작 가능성이 가장 낮고 적용하기 유리하지만 투자비, 총비용, 단위당 비용 중에서 어느 비용을 비용으로 사용할 것인가의 문제, 그리고 CDM 사업과 기준이 되는 사업에는 동일한 강도의 수입이 발생할 것이라는 가정을 문제로 지적했다. 3) 절대치에 입각한 평가기준(threshold-based criteria)으로서 CDM의 내부수익률(IRR)과 CDM 사업의 상환기간(payback period)을 제시했다. 즉, CDM의 내부수익률(IRR)이 상한치보다 낮거나 CDM 사업의 상환기간이 최소한의 상환기간보다 장기기간이라는 평가기준이 있는데, 두 기준은 모두 특정 기준(벤치마크)에 비해 CDM 사업이 경제적으로 매력적이지 않다는 점을 입증하는 평가기준이라고 설명했다. 경제적 매력 정도를 정확하게 측정할 수 있다는 점과 상환기간이 장기인 사업도 높은 내부수익률을 갖는 경우도 발생한다는 점에서 상환기간보다는 내부수익률을 보다 유용한 평가지표라고 판단했다. 4) CDM 사업의 수입에 대한 CER 수입의 기여도를 평가기준으로 제시했다. NPV, IRR, payback period를 이용하여 CER 수입이 사업의 수입에 상당히(significantly) 기여했는지의 여부를 평가하는 기준이다. 그러나 미래의 CER 가격 전망 자료가 필요하다는 점, 그리고 CER 판매 없이 수익성이 높은 사업일지라도 CER

11) CDM 사업의 90% 이상과 부속서 I 국가의 사업의 65%가 투자 유치국의 재원에 의존하고 있으며, 나머지는 외국 자본이 일부 포함되어 있다. 대규모 사업일수록 외국 자본의 조달 비율이 높고 외국자본의 비중은 시간이 지나면서 높아지고 있는데 이러한 추이는 대규모 재생에너지 사업에서 더욱 뚜렷하게 나타나고 있다. 자본의 출처는 부속서 I 국가가 대부분을 차지하고 있다.

12) 투자를 신규투자(greenfield), 설비확장, 대체, 효율개선 등으로 구분하고 이러한 투자는 온실가스 배출량을 증대시키지만 기준 배출량(baseline) 대비 온실가스를 감축할 수 있으며, 투자 종류별로 CDM(온실가스 감축사업)에 대한 투자와 사업 전체에 대한 투자가 동일한 경우와 상이한 경우를 구분했다.

13) 장애요인을 정치적, 경제적, 기술적, 기타 장애요인으로 구분하기도 한다

수입이 수입에 크게 기여하는 경우가 발생할 수 있다는 문제점을 지적했다.

경제적 지표에 입각한 IRR이나 NPV와 같은 지표가 조 작 가능성이 가장 낮고, 투자 추가성을 가장 잘 평가할 수 있다는 점에서 최적의 평가지표로 평가했다. 상환기간이 장기인 사업도 높은 IRR을 갖는 경우가 있으며, CER 가격이 낮다 할지라도 투자비 규모가 적고 CER 발행량이 많은 경우(메탄회수, LFG)에는 CER 수입이 사업의 수입에 크게 기여하는 경우가 있기 때문에 수입에 대한 CER 기여도는 좋은 평가지표가 될 수 없다고 평가했다. 기준 사업(reference case)에 입각한 평가 지표(비용 비교, NPV 비교, IRR 비교)는 모든 형태의 사업에 적용할 수 있으며, 특히 사업 추진 여부보다는 어떤 기술을 선택할 것인지를 결정할 경우에 적절한 지표로서 대규모 투자를 요구하는 사업(메탄회수사업)이나 수요를 충족해야 하는 사업(발전 사업)에 적절한 지표로 평가했다. 절대치에 입각한 평가 기준(threshold-based criteri)은 CDM 사업과 다른 사업의 선택을 결정할 때 적절한 평가지표로서, 어느 정도의 수입은 발생하지만 CER 수입이 없으면 사업을 추진할 정도의 수익이 발생하지 않는 경우에 적절한 평가지표이며 경제 지표로는 IRR이 적절하다고 평가했다. 정성적 지표인 장애요인은 정치적 이유나 경제적 이유로 인해 특별히 지원이 필요한 경우, 최빈국과 같이 선진국의 직접 투자를 받지 못하는 경우에 장애요인을 해결하는 활동을 명기하는 것만으로 CDM 자격을 부여하는 것이 바람직하다고 주장

했다. 소규모 신재생에너지 사업과 같은 경우에는 거래비용이 높기 때문에 투자 추가성을 면제하는 것이 바람직하다고 제안했다.

열 한 번째, 유엔의 국제재생에너지기구(IRENA, 2019)는 태양광발전이나 풍력발전 등의 재생에너지발전의 설비당 투자비가 급격하게 하락하고 설비 이용율이 상승하여 에너지 생산단가(LCOE)가 2000년대에 급격하게 하락했다고 분석했다. 태양광발전의 설치비는 2010년의 \$4,702/KW에서 2019년에는 \$995/KW로 9년 동안 79% 하락했으며, 설비 이용율은 14%에서 18%로 향상되어, 평균전력생산비(LCOE)는 \$0.378/KWh에서 2019년에는 \$0.068/KWh로 급락했다. 해상풍력발전의 설치비는 2010년의 \$4,650/KW에서 2019년 \$3,800/KW로 18% 하락했으며 설비 이용율은 36.8%에서 43.5%로 상승하여 평균전력생산비는 \$0.161/KWh에서 2019년 \$0.115/KWh로 29% 하락했다. 육상풍력발전의 설치비는 2010년 \$1,949/KW에서 2019년에는 \$1,473/KW로 24% 하락했으며 설비 이용율은 27.1%에서 35.6%로 상승했고, 평균 전력생산비는 \$0.086/KWh에서 2019년에는 \$0.053/KWh로 36% 하락했다. 설비당 투자비와 평균 전력생산비가 상승한 지열발전과 수력 발전을 제외한 모든 재생에너지의 전력생산단가는 하락한 것으로 나타나고 있다.

이러한 기존 연구에 대한 사항은 다음의 Table 1과 같이 정리될 수 있다.

Table 1. Review of previous literatures on methodology to estimate emission abatement cost

literature	data	elements of methodology	advantage	shortfall
Rahman and Kirkman (2015)	registered 7,659 projects (-Dec. 2013)	methodology [(cost-revenue)/CER issues]	estimate emission abatement cost, economies of scale, economies of time, technology development	discount future CER issues and include CER issuance cost in cost, no specific method by investment analysis
Castro and Michaelowa (2010)	108 projects of UNFCCC and Riso center	methodology [(cost-revenue)/CER issues]	estimate emission abatement cost	assessment period is expanded to technological lifetime, no specific method by investment analysis
Fearnough et al. (2018)	registered projects which are expected to issue CERs in 2013-2020	methodology [(cost-revenue)/CER issues]	estimate emission abatement cost and reduction potential	not include pre-implementation transaction cost, but include implementation transaction cost in cost, no specific method by investment analysis
Han and Youn (2007)	afforestation projects in North Korea	cost (cost/CER issues)	estimate cost for management, preparation, administration	not include CER sales revenue and transaction cost
Chadwick (2006)	-	transaction cost	estimate transaction cost specifically, economies of scale, economies of time, technology development	no information on methodology
Rahman et al. (2015)	registered 6,970 projects (-Dec. 2010)	cost functions	examine cost of emission abatement, economies of scale, economies of time, technology development	not estimate abatement cost of each project
Shin and Cho (2013)	registered 3,936 projects	discount rate, IRR	suggest information on discount rate and benchmark IRR	no information on methodology
Sims et al. (2003)	technologies	cost of technologies	estimate emission abatement cost and reduction potential of representative technologies	no information on methodology
Kirkman et al. (2013)	registered 4,810 projects of UNFCCC and 2,966 projects of BNEF DB	investment cost	comparison investment cost of CDM projects with projects in Annex I parties	no information on methodology
Greiner and Michaelowa (2003)	-	theory for investment analysis	suggest 4 criteria for investment analysis	no information on methodology
IRENA (2019)	-	investment cost	trend of investment cost of project types	no information on methodology

Source: Formulated by the author

2.2 선행연구 시사점

앞서 살펴본 선행연구를 통해서 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석 방법론에 대해 총 여덟 가지 시사점을 도출할 수 있다. 이는 i) 온실가스 감축비용 분석 방법론 보완 방안, ii) 투자비용 및 운영유지비용과 거래비용의 관계, iii) 온실가스 감축량 및 사업의 기간의 설정, iv) 전력판매 수입과 같은 수입에 대한 정의, v) 할인율이다. 여기서 더 나아가 온실가스 감축비용 분석을 통해 CDM 사업의 특성을 파악할 수 있는 요소로서의 시사점으로 vi) 규모의 경제 효과(economies of scale), vii) 시간효과(economies of time), viii) 기술발전이 있으며, 이를 차례로 살펴보겠다.

첫째, 온실가스 감축비용 분석 방법론에 관한 시사점은 다음과 같다. 사업별 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 사업별로 추정한 연구는 Rahman and Kirkman (2015), Castro and Michaelowa (2010)에 국한되며, 이들 연구는 UNFCCC의 CDM 문서(PDD) 정보나 UNEP Riso Center의 정보를 이용하여 온실가스 감축비용을 추정했다. 온실가스 감축비용(emission abatement cost)은 비용(초기투자비, 운영비)에서 CER 수입을 제외한 수입(전력판매수입)을 차감한 값을 현재가치로 환산하고 이를 사업기간(통상 CER 발행기간)의 예상 온실가스 감축량으로 나누어서 추정하는 방법론을 사용하고 있으며, 온실가스 감축비용을 CER 비용 혹은 CER 가격으로 정의하기도 했다.

Rahman and Kirkman (2015)는 CER 발행규모를 과거의 발행 실적률을 미래의 예상 발행량 추정에 적용하여 할인함으로써 미래의 CER 발행규모를 임의적으로 감소시킨 문제점을 지니고 있다. 이러한 방법은 CDM 사업의 온실가스 감축 잠재량을 축소시켜서 결과적으로는 온실가스 감축비용을 상승시키는 요인으로 작용했다는 점에서 감축비용 분석에 왜곡을 초래했다고 평가할 수 있다.

Castro and Michaelowa (2010)는 전력 판매수입이 발생한 사업의 사업기간을 CER 발행기간이 아닌 사업의 운영기간으로 확대하여 적용함으로써 운영기간까지 연장되어서 비용이 증가한 문제점을 가지고 있다. 이는 온실가스 감축에 소요되는 비용과 온실가스 감축비용을 과다하게 추정하는 직접적인 요인으로 작용하는 문제점을 내포하고 있다.

따라서 Rahman and Kirkman (2015) 및 Castro and Michaelowa (2010)와 유사하지만 이들 연구자의 문제점을 고려하여 온실가스 감축비용 분석 방법론을 보완하는 것이 필요하다. 즉, 사업의 비용(초기투자비, 운영비)에서

CER 수입을 제외한 사업의 수입(전력판매수입)을 차감한 값을 현재가치로 환산하고 이를 CER 발행기간의 예상 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용(emission abatement cost)을 추정하는 방법론을 적용하되 온실가스 예상 감축량을 할인하지 않고 사업기간을 CER 발행기간으로 국한하는 보완이 필요하다. 이에 두 가지 보완 사항을 고려할 수 있다.

한 가지 보완사항은 미래의 온실가스 감축량을 할인하지 않고 CDM 사업의 PDD에서 제시하고 있는 예상 감축량을 사용하는 것이 합리적이다. CDM 사업의 예상 온실가스 감축량(CER 발행량)은 국제 탄소시장의 탄소가격 등 다양한 요인에 의해 변경될 가능성이 있지만 이를 예단하여 과거의 발행 실적률을 미래의 예상 발행량에 적용하여 온실가스 감축량 규모를 할인하는 것은 자의성이 높다고 할 수 있다. 따라서 CDM 사업의 PDD에서 제시하고 있는 예상 온실가스 감축량을 사용하는 것이 자의성이 배제된 비교적 중립적인 감축량이라고 할 수 있다.

다른 한 가지 보완 사항은 CDM 사업의 기간은 운영기간이 아니라 CER 발행기간으로 국한하는 것이 합리적이다. 본 연구는 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 분석하는 방법론을 보완하는 연구이기 때문에 온실가스 감축과 관련된 비용과 수입을 실제 발생하는 기간으로 국한하는 것이 합리적이다. CER 판매수입 이외에 전력판매수입과 같은 부수적인 수입이 발생하는 수력발전 CDM 사업과 같이 통상 사업의 운영기간(50년 혹은 100년)이 CER 발행기간(고정형은 10년, 갱신형은 21년)보다 장기간인 경우가 있다. 이런 사업의 경우에 온실가스 감축량은 현실적으로 사업이 운영되는 기간 동안 저탄소 전력이 공급되어서 온실가스가 감소되었다 할지라도 CDM 사업의 온실가스 감축량으로 CER 발행규모에 국한되기 때문이다. 사업 전체에 소요되는 비용은 사업의 운영기간 전체에 걸쳐 발생하지만 온실가스 감축에 필요한 비용은 온실가스 감축량이 발생하는 기간인 CER 발행기간에 발생하게 된다. 따라서 정확한 온실가스 감축비용을 분석하기 위해서는 온실가스 감축과 관련된 수입과 비용이 발생하는 기간으로 국한해서 분석하는 것이 합리적이다.

둘째, 투자비 및 운영비, 그리고 거래비용과의 관계에 대한 시사점은 다음과 같다. Rahman and Kirkman (2015)과 Rahman et al. (2015)은 초기 투자비를 CDM 사업을 추진하기 위한 설비 구입 및 이와 관련 비용, 그리고 CDM 준비와 관련된 사전 거래비용(사업 구상 비용, PDD 작성비용, 온실가스 배출량 추정 방법론 개발비용, DOE 타당성

평가 비용, DNA 승인 비용, 유엔의 CDM 등록 비용)으로 구성하고, 사전 거래비용을 함몰비용(sunk cost)으로 인식하여 투자비에 포함했다. 그러나 Fearneough et al. (2018)은 CDM 사업이 이미 유엔에 이미 등록되었다는 이유로 사전 거래비용을 투자비에 포함하지 않았다. 사전 거래비용은 CDM 사업을 추진하는 과정에서 반드시 지출해야 하는 비용이기 때문에 함몰비용으로 인식하여 투자비에 포함시키는 것이 바람직하다. 평가기간 말의 잔존가치는 현금흐름에서 자산으로 반영하는 것이 합리적이다.

Chadwick (2006)는 연간 운영유지비용에 진행중인 거래비용(매년 모니터링 보고서 작성비용, 감축량 검증비용, CER 발행 비용 등)을 포함했으나 대부분의 연구는 포함하지 않고 있다. CDM 사업의 전체 주기를 감안하면 진행중인 거래비용도 운영유지비용에 포함하는 것이 이론적으로 타당하지만 CDM의 PDD 정보에는 진행중인 거래비용에 관한 정보가 포함되어 있지 않기 때문에 이를 운영비에 포함하는 것은 불가능하다. 모든 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석에 진행중인 거래비용을 포함하지 않기 때문에 온실가스 감축비용이 일부 사업에 국한되어 왜곡될 가능성은 낮다고 할 수 있다.

셋째, 온실가스 감축량 및 사업의 기간에 관한 시사점은 앞에서 이미 설명한 바와 같다. 온실가스 감축량을 할인하지 않고 CDM PDD에서 제시하고 있는 CER 발행기간의 예상 CER 발행량으로 설정하는 것이 합리적이다. 사업의 기간은 사업이 물리적으로 유지되는 기술적인 기간인 운영기간이 아니라 온실가스 감축량이 발생하는 CER 발행기간으로 국한하는 것이 합리적이다.

넷째, 사업의 수입은 전력판매 수입과 같은 모든 수입을 포함하는 것이 합리적이다.

다섯째, 할인율에 관한 시사점으로, 현금흐름을 순현재가치(net present value)로 환산할 때 할인율은 투자 유치국 정부가 제공하는 할인율이나 기준 내부수익률을 사용하거나, 자본시장의 임대비용을 사용하는 경우도 있었다. 할인율이 한 국가내에서 사업마다 상이할 경우에는 국가별로 동일한 할인율을 조정하여 감축비용을 분석한 경우도 있었다. 할인율은 투자 유치국 정부가 제공하는 할인율을 적용하는 것이 바람직하다.

여섯째, 규모의 경제 효과 분석 방법론에 관한 시사점은 다음과 같다. Rahman and Kirkman (2015)과 Rahman et al. (2015)는 규모의 경제 효과를 설비규모 보다는 온실가스 감축량을 기준으로 분석했는데, 이는 다양한 사업의 규모경제 효과를 비교할 가장 보편적인 기준으로 온실가

스 감축량을 적용한 것으로 이해된다. 발전사업(수력발전, 풍력발전, 태양광발전)의 규모는 통상 발전설비 능력으로 설정하지만 비발전사업(매립가스, 효율개선, 연료전환, 메탄회피 등)의 경우에는 발전설비가 없기 때문에 발전사업과 비교하기 위해서는 공통으로 적용되는 기준으로 온실가스 감축량을 설정하는 것이 합리적이다. 따라서 규모경제의 효과는 온실가스 감축량과 온실가스 감축비용의 관계를 통해서 분석하는 것이 합리적이다.

계량경제 분석을 이용하여 온실가스 감축비용과 단위 설비(MW)당 투자비의 관계를 분석한 연구에서는 설비(MW)당 투자비가 감소한다는 결과를 규모경제의 효과로 제시하기도 했다. 규모경제의 효과에 의해 온실가스 감축량이 많을수록 낮은 CER 가격에서도 일정 수준의 내부수익률을 달성할 수 있는 연구결과도 제시되었으며(Chadwick, 2006), 투자비가 비교적 높은 태양광발전의 경우 발전단가가 대폭 하락할 수 있다는 가능성을 제시하기도 했다(Sims et al., 2003). 규모 경제의 효과를 분석하는 방법은 다양할 수 있지만 가장 일반적인 방법으로는 온실가스 감축량과 온실가스 감축비용의 관계를 통해서 분석하는 것이 합리적이며, 이러한 관계를 설명할 수 있는 유연한 방법론을 활용하는 것도 합리적인 방법이라고 할 수 있다.

일곱째, 시간효과 및 기술발전 효과 분석 방법론에 관한 시사점은 다음과 같다. Rahman and Kirkman (2015)과 Rahman et al. (2015)은 시간 효과(economies of time)를 CDM 사업의 기간이 장기인 갱신형 사업의 온실가스 감축비용이 단기인 고정형 사업의 감축비용보다 낮다는 점으로 입증했다. 따라서 동일한 사업형태의 CDM 사업을 대상으로 고정형과 갱신형 사업의 온실가스 감축비용을 비교하는 방법이 합리적인 분석 방법으로 평가된다.

또한 기술발전 효과는 최근에 도입된 사업일수록 온실가스 감축비용이 하락한다는 점을 통해서 평가하는 것이 합리적이다. 기술발전 효과는 동일한 사업형태의 CDM 사업을 대상으로 등록년도를 기준으로 최근에 등록된 사업의 온실가스 감축비용이 이전에 등록된 사업의 온실가스 감축비용에 비해 하락하는 추이를 통해 분석하는 것이 합리적이다. Chadwick (2006)은 초기 투자비가 높은 사업일수록 온실가스 감축비용이 높아야 하는데 이는 투자비가 많이 소요되는 사업이 경제적 타당성을 갖기 위해서는 보다 많은 수입이 필요하기 때문에 CER 판매수입도 높아야 한다는 것이다. 따라서 이러한 사실을 분석하기 위해서는 투자비를 투자비 총액으로 설정하기 보다는 단위 설비당 투자비로 설정하는 것이 합리적이다.

여덟째, 온실가스 감축비용 분석 방법의 이론과 관련된 시사점은 다음과 같다. 투자 추가성 평가 관련 연구(Greiner and Michaelowa (2003))에서 제시한 평가 방법론 중에서 정성적 지표인 장애요인은 투자분석의 장애요인 분석법(barrier analysis)으로 발전했고, 기준 사업(reference case)에 입각한 경제지표 중에서 비용은 단순비용분석법(simple cost analysis)으로, 평가지표(NPV, IRR) 비교는 투자비교분석법(investment comparison analysis)으로, 절대치에 입각한 평가기준(threshold-based criteri) 중에서 IRR에 입각한 평가는 기준내부수익률 분석법(benchmark analysis)으로 발전한 것으로 분석된다.

이러한 시사점을 바탕으로 본 논문에서는 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석 방법론을 보완하는 방안을 제시하게 된다. 즉, 본 연구는 CDM 문서(PDD)에서 제공되는 투자분석 정보와 CDM 사업의 실현(ex-post)된 온실가스 감축량이 아니라 실현(ex-ante)될 감축량을 사용하여 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 분석하는 방법론을 제시하게 된다. Rahman and Kirkman (2015)는 실현될 온실가스 감축량(CER 발행규모)을 과거의 발행 실적률을 미래의 예상 발행량 추정에 적용하여 미래의 온실가스 감축량(CER 발행규모)을 임의적으로 할인한 문제점을 갖고 있기 때문에 본 연구는 이러한 문제점을 보완하기 위해 온실가스 감축량을 할인하지 않고 CDM 문서에서 제공한 감축량을 사용하기로 한다. Castro and Michaelowa (2010)는 CDM 사업의 기간을 CER 발행기간이 아닌 사업의 운영기간으로 확대 적용함으로써 비용을 증가시킨 문제점을 갖고 있는데, 본 연구는 사업기간을 CER이 실제 발생하는 CER 발행기간으로 제한하여 임의적인 비용 상승을 방지하게 된다. 본 연구는 기존 분석 방법론에서 문제가 되었던 온실가스 감축량 할인과 사업기간 연장 문제를 보완하는 방법을 제시하게 된다.

본 연구에서 사용하는 온실가스 감축비용(emission abatement cost)은 CDM 사업의 인증 온실가스 감축량인 CER 한 단위를 확보하기 위한 비용을 의미한다. CDM 사업의 세 가지 투자분석법 모두 할인율이나 내부수익률을 이용하여 사업 기간의 모든 비용을 현재가치로 환산하기 때문에 온실가스 감축비용은 평준화된 비용의 개념이며, 따라서 온실가스 감축비용을 평준화된 CER 비용이라고 할 수 있다. CDM 사업이 경제적 타당성을 갖게 될 경우의 CER 비용은 CDM 사업이 경제성을 갖기 위한 최소한의 CER 비용을 의미하기 때문에 온실가스 감축비용은 CER 유보가격(reservation price)과 같은 개념이다. 온실가

스 감축비용은 온실가스 한계감축비용(MAC, Marginal Abatement Cost)으로 불리기도 한다. 연구마다 다양한 용어를 사용하기 때문에 본 연구에서는 온실가스 감축비용으로 통일하기로 한다.

3. 온실가스 감축비용 분석 방법론 보완

본 장에서는 CDM 사업의 온실가스 감축 비용 분석 방법론을 보완하기 위한 방안으로서 ‘투자분석 정보’를 활용하는 구체적인 방법을 제시하게 된다.

제안된 온실가스 감축사업이 CDM 사업으로 등록되기 위해서는 추가성(additionality) 평가 절차를 통과해야 한다. 추가성 평가법에는 최초활동 분석법, 장애요인 분석법, 투자분석법, 일상활동 분석법이 있으며, 사업에 따라서 추가성 평가 방법이 상이하게 적용된다. 모든 사업이 투자분석을 통과해야 하는 것은 아니기 때문에 등록된 CDM 사업 중에서 투자분석을 거치지 않은 사업도 많이 존재하고 있다. CDM 사업의 투자분석에는 i) 단순비용 분석법, ii) 투자비교 분석법, iii) 내부수익률 분석법이라는 세 가지 방법론이 있으며, 사업 형태에 따라서 한 가지 방법론을 적용하여 투자분석을 실시한다.

투자분석에는 CDM 사업별 투자비와 운영비 등의 비용 자료, 전력판매 수입과 같은 수입 자료, 할인율이나 내부수익률(IRR) 및 순현재가치(NPV)와 같은 경제지표에 관한 정보가 필요하지만 투자분석 방법론에 따라서 사용하는 자료와 경제지표가 상이하다. 투자 분석 방법에 따라서 온실가스 감축비용 분석 방법과 사용하는 자료가 상이함에도 불구하고 선행 연구에서는 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석 방법을 투자분석 방법별로 구분하지 않고 일반적인 분석 방법만 제시했다. 따라서 본 연구에서는 온실가스 감축비용 분석 방법론을 투자분석 방법론에 따라서 상이하게 적용하는 방법과 필요한 정보 및 이러한 정보의 확보 방안을 제시하게 된다. 본 장에서는 먼저 CDM 사업의 추가성 평가 절차를 살펴보고, 다음으로는 투자분석 방법에 따라서 CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석 방법론을 보완하는 구체적인 방법을 제안하며, 이어서 온실가스 감축비용 분석 방법론에 따라 필요한 정보와 이러한 정보를 확보하는 방안을 분석한다.

3.1 추가성 평가 절차

교토의정서 제12조(5(c))에서는 CDM 사업의 온실가스

감축이 CDM 사업이 제안되지 않는 경우에 비해 추가적(additional)이어야 한다고 규정하고 있다(UNFCCC, 1998). UNFCCC의 지침(UNFCCC, 2012a, 2019)에 의하면 추가성(additionality) 평가 절차¹⁴⁾는 최초 활동법(first of its kind), 대안 분석(identification of alternatives), 투자 분석법(investment analysis), 장애요인 분석법(barrier analysis), 일상활동 분석법(common practice analysis)으로 구분된다.

STEP 0(최초 활동법)은 제안된 CDM 사업이 해당 지역에서 최초의 기술이나 활동인지의 여부를 파악하는 방법으로서, 제안된 CDM 사업의 활동이 해당 국가나 지역에서 최초인 경우에는 제안된 CDM 사업이 추가적이라고 평가되어 CDM으로 등록될 수 있다(UNFCCC, 2012a). 최초 활동이 아니라면 대안 확인단계(STEP 1)로 진행해야 한다(UNFCCC, 2017).

STEP 1(대안 확인)에서는 의무적인 법 및 규제를 충족하면서 제안된 CDM 사업의 현실적이고 신뢰할만한 대안적인 활동을 파악하게 된다. 첫 번째 단계에서는 제안된 CDM 사업과 동일한 서비스나 산출물을 제공하는 현실적이고 신뢰할 만한 모든 대안을 파악해야 한다. 이러한 대안에는 1) CDM으로 등록되지 않은 제안된 활동, 2) 제안된 CDM 사업과 동일한 서비스(전력, 열 등)나 산출물(시멘트 등)을 생산하지만 투자가 이루어지지 않는 활동, 3) 투자나 지출이 이루어지지 않는 현 상황의 연속(예를 들면 매립지 메탄을 계속 대기중에 방출하거나 N₂O의 지속적 방류 등), 4) 투자나 지출이 필요한 현 상황의 연속(운영유지비가 필요한 보일러의 지속적 사용 등), 5) 기타 현실적이고 신뢰할만한 활동, 6) CDM으로 등록되지 않았지만 이후에 이행될 활동 등 6가지가 있다. 제안된 CDM 사업이 다양한 시설과 기술을 포함하고 있다면(열병합발전), 각 시설과 기술에 대해 별도의 대안적인 활동(전력 생산과 열생산)을 파악해야 한다. 두 번째 단계는 모든 대안들이 의무적인 법이나 규제를 충족하는지를 파악하며, 법이나 규제를 충족하지 못하는 경우에는 이러한 법이나 규제가 체계적으로 집행되지 않거나 이러한 미집행이 그 지역에서 만연되었다는 점을 입증해야 한다. 제안된 CDM 사업이 법과 규제를 준수할 유일한 사업이라면 추가적이지 않다고 평가된다(UNFCCC, 2012a).

대안을 확인한 이후에는 STEP 2(투자분석)나 STEP 3(장애요인 분석) 중 하나를 수행하거나, 아니면 두 단계를

모두 수행할 수 있다. STEP 2(투자분석)은 3가지 투자 분석법(단순비용분석법, 투자비교분석법, 내부수익률분석법)을 이용하여 CER 판매수입이 없을 경우에 제안된 CDM 사업이 경제적으로나 재정적으로 가장 매력적이지 않거나, 최소한 다른 한 대안적인 사업에 비해 경제적이거나 재정적으로 매력적이지 않다는 점을 입증하는 단계이다. 매력적이지 않다면 추가적이라고 평가된다. 제안된 CDM 사업이 추가적이라고 평가되면 STEP 4(일상활동 분석)로 진행해야 하며, 만약 추가적이지 않다면 STEP 3(장애요인 분석)로 진행해야 한다.

STEP 3(장애요인 분석)은 1) 제안된 사업이 CDM으로 등록되지 않으면 제안된 사업의 추진을 저해할 요인이 존재하거나, 2) 아니면 비교 가능한 대안 중 최소 한 사업의 이행을 저해하지 않는 장애요인이 존재한다면 제안된 CDM 사업이 추가적이라고 평가하는 단계이다. 장애요인 분석을 위해서는 신뢰할만하고(credible) 사업 이행을 방해(prohibitive)할 장애요인을 설정해야 한다. 장애요인은 투자 장애요인(investment barrier)과 기술적 장애요인(technological barrier)으로 구분되며, 투자 장애요인은 제안된 CDM 사업과 유사한 사업이 보조금이나 비상업적인 지원을 받지 않으면 사업이 추진될 수 없고, 제안된 CDM 사업과 관련된 리스크로 인해 국내 및 국제 자본시장으로부터 자본을 확보할 수 없다는 장애요인을 의미한다. 기술적 장애요인은 제안된 CDM 사업에서 채택될 기술을 운영할 수 있는 숙련된 노동력이 없고, 기술의 이행과 유지에 필요한 인프라가 부족하며, 비교 가능한 제품이나 서비스를 생산하는 다른 기술에 비해 제안된 CDM 사업의 기술적 실패가 높으며, 제안된 CDM 사업의 기술이 해당 지역에서는 이용 가능하지 않다는 장애요인을 의미한다. STEP 3에서 장애요인이 존재한다고 확인되면 STEP 4(common practice analysis)로 진행해야 하며, 만약 장애요인이 없다고 평가되면 제안된 사업은 추가적이지 않다고 평가되어 CDM으로 등록될 수 없다.

STEP 4(일상활동분석)은 제안된 사업이 관련 부문이나 지역에서 일상적으로 행해지는 것이 아니라는 점을 증명하는 접근법으로서, 일상적인 활동이 아니라면 사업이 추가적이라고 평가되면 CDM 사업으로 등록될 수 있으며, 일상적이라고 평가되면 CDM으로 등록될 수 없다(UNFCCC, 2012a)¹⁵⁾.

CDM 집행위원회(EB)는 장애요인 분석법과 투자분석법

14) 추가성 평가는 교토의정서 초기에는 환경적 추가성, 경제적 추가성, 기술적 추가성, 규제적 추가성 등으로 구분되기도 했다(Greiner and Michaelowa, 2003).

및 일상활동 분석법을 2개의 대규모 추가성 평가 틀¹⁶⁾로 통합했다. 일상활동 분석법은 추가성 평가의 신뢰도를 향상시키기 위해 보조적으로 사용(Schneider, 2009)되며, 소규모 사업의 추가성 평가를 위해서는 별도의 방법론을 적용하고 있다. 추가성 평가 방법론이 투명하지 않고 또한 객관적인 기준보다는 주관적인 기준을 적용하는 사례가 많이 발생하고 있는 것으로 지적되고 있다(Schneider, 2009)¹⁷⁾.

UNFCCC 지침에 의하면 제안된 CDM 사업이 자동적으로 추가적으로 평가되는 기술(positive list)이 정의되어 있는데, 자동적으로 추가성이 면제되는 기술과 활동은 다음과 같다. 1) 이전에 매립가스를 대기중에 방출한 발전능력 10 MW 이하의 매립가스, 2) 바이오가스 관리에 대한 규제가 없고 발전능력 5 MW 이하의 폐수관리 메탄회수사업, 3) 태양광(PV), 태양열(CSP 포함), 해양풍력, 파력발전, 조력발전, 해양열발전이 연계된 전력망이나 독립된 전력망의 발전능력에서 해당 기술이 차지하는 비중이 2% 이하이거나 전체 설비능력이 50 MW 이하의 조건 중 하나를 충족할 경우, 4) 전력망에 연계된 소규모의 태양광(PV), 태양열(CSP 포함), 해양풍력, 파력발전, 조력발전, 100 KW 이하의 건물일체형(BIP) 풍력발전, 바이오매스발전 IGCC (BIGCC), 5) 독립된 전력망에 연계되면서 개별 설비능력이 일정 수준 이하이고 전체 발전설비능력이 15 MW 이하인 마이크로 수력(100 KW 이하), 마이크로 풍력(100 KW 이하), 태양광-풍력 결합(100 KW 이하), 지열발전(200 KW 이하), 바이오매스 가스화/바이오가스(100 KW 이하),

6) 농촌의 전기화율이 50% 미만인 지역의 농촌 전기화 활동, 그리고 전력망 확장에 의한 농촌 전기화 사업, 7) 가정, 지역사회, 중소기업(SMEs)이 이용하는 조리용 바이오가스, 소규모 관개(micro-irrigation), 농업용 효율적인 펌프-모터 조립 활동 등이다(UNFCCC, 2015, 2021).

3.2 온실가스 감축비용 분석 방법론 보완 및 필요한 정보

본 절에서는 투자 분석법에 따라 적용할 수 있는 I) 온실가스 감축비용 분석 방법론을 보완하는 구체적인 방안, ii) 감축비용 분석 방법별 적용되는 경제지표의 추정 방법, iii) 감축비용 분석에 필요한 정보 및 이러한 정보의 확보 방안을 제시하게 된다. 먼저 3가지 종류의 투자분석 방법이 적용되는 CDM 사업의 형태를 살펴보고, 다음으로는 각 투자분석법에 적용되는 재정지표를 계산하는 방법을 검토하며, 각 투자분석법에 따라서 적용할 수 있는 온실가스 감축비용 분석 방법론을 보완하는 구체적인 방안을 제시하게 된다. 이어서 감축비용 분석 방법론별로 필요한 정보와 정보 확보 방안을 소개하며, 마지막으로 투자분석의 민감도 분석 방법을 설명하기로 한다.

3.2.1 투자 분석법 적용

UNFCCC의 CDM 투자분석 지침에 따르면 투자 분석법¹⁸⁾에는 단순비용 분석법(simple cost analysis), 투자비교 분석법(investment comparison analysis), 기준내부수익률 분석법(benchmark analysis)이 있다(UNFCCC, 2012

- 15) 일상적에 대한 정의가 명백하게 제시되지 않고 있기 때문에 방법론마다 “일상적”에 대한 정의가 다르게 적용되고 있으며 정량적인 기준을 적용할 경우에는 통상 시장 보급률(penetration rate)을 적용하기도 한다. 어떤 방법론(AM0011)에서는 제안된 CDM 사업의 활동이 이와 유사한 사업의 5% 미만에 해당하면 일상적이지 않다고 정의하는 반면, 어떤 방법론(AM0041, AM0044, UNFCCC, 2012 b)에서는 제안된 사업과 유사한 그룹(control-group)의 33%가 제안된 CDM 사업과 유사한 활동을 사용하고 있으면 일상적이라고 정의하기도 한다. 비교가 되는 기술에 대한 정의를 의도적으로 너무 좁게 설정함으로써 제안된 CDM 사업의 기술과 유사한 기술이 이미 많이 보급되었음에도 불구하고 제안된 CDM 사업의 기술이 일상적이지 않다는 결론을 도출하는 경우가 있다. 반대로 비교가 되는 기준 기술의 정의를 너무 넓게 설정하여 CDM 사업의 기술의 시장 보급률을 의도적으로 매우 낮게 계산함으로써 CDM 사업의 활동이 일상적이지 않다는 결론을 도출하는 경우가 발생하기도 한다.
- 16) 대규모 사업에 적용하는 틀은 “Tool for the demonstration and assessment of additionality”와 “Combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality”이 있다. 2021년 8월 9일 현재 대규모 사업의 추가성을 평가하는 첫 번째 틀은 91개, 통합방법론 틀은 25개의 tool이 개발된 상태이다.
- 17) 추가성 평가 방법론을 개선하는 방안으로는 1) 추가성 평가 대신 의욕적인 동적인 기준(ambitious dynamic benchmark)을 도입하는 방안으로서, 해당되는 산업의 상위 20% 효율을 기준으로 설정하고 이를 정기적으로 갱신하여 이를 기준으로 추가성을 결정하지만 개도국에서 상위 20% 효율에 해당되는 정보를 확보하기 어렵다는 문제점이 있다. 2) 다음으로는 주관적이고 개인 기업에 해당되는 장애요인(barriers)의 적용을 배제하고 객관적인 장애요인 기준을 적용하는 것이다. 3) 최초의 기술이나 활동에 대한 객관적인 평가기준을 설정하는 것이며, 4) 대규모 CDM 사업에 대해서는 투자분석을 의무화하는 방안으로서, 대규모 사업은 금융기관을 통해 자금을 조달하며 의사결정에는 경제적 요인이 가장 강하게 작용되기 때문에 투자분석을 모두 실시하도록 의무화하여 추가성 평가를 보다 투명하고 객관적으로 바꿀 수 있다. 마지막으로 5) 일상적에 대한 정량적인 기준을 설정하는 것이다(Schneider, 2009).
- 18) CDM 사업에 대한 투자분석법이 적용되지 않으면 수익을 창출하는 사업에서도 온실가스 감축결과(CER)가 발생되고 이는 CDM의 온실가스 감축량이 과다 공급되는 결과를 초래할 것으로 지적되고 있다. CDM 사업의 투자분석 추가성(investment additionality) 평가를 거치지 않으면 교토의정서 제1차 공약기간(2008~2012년)에 공급될 CER은 22억 tCO₂에 이를 것이며, 이는 OECD 국가가 감축해야 할 규모의 20%에 해당하는 규모이다(Greiner and Michaelowa, 2003).

a). 제안된 CDM 사업이 투자분석을 실시하기 위해서는 먼저 CDM 투자분석 지침에 맞도록 투자분석 방법론을 선정해야 한다¹⁹⁾.

단순비용 분석법은 CDM 사업의 감축결과인 CER 이외의 다른 수입(전력판매수입 등)이 없는 경우에 적용되는 방법으로서, 제안된 사업으로 인해 온실가스 감축을 위한 추가적인 비용이 발생한다는 점을 입증하는 방법이다. 즉, 대안적인 사업 중 어느 하나의 사업에 비해 제안된 CDM 사업에서 추가적인 비용이 발생한다면(혹은 대안 중의 한 사업에 비해 비용이 높다면) 제안된 CDM 사업이 추가적이라고 평가된다.

투자비교 분석법은 CER 이외의 수입이 발생하는 경우(전력판매수입, 비용 감소 등), 그리고 사업의 산출물이 다른 사업에서 생산되지 않는 경우에 적용되는 방법론이다. 투자비교 분석법에 적절한 경제적 지표로는 내부수익률(IRR), 순현재가치(NPV), 비용/편익비율(B/C Ratio), 평균 에너지(전력) 생산단가(LCOE), 평균 열 생산단가(LCOH)가 있다. 제안된 사업의 경제적 지표(IRR, NPV 등)가 대안적인 사업의 경제적 지표보다 양호하지 않으면 제안된 사업이 경제적으로 매력적이지 않기 때문에 제안된 CDM 사업이 추가적이라고 평가된다.

기준내부수익률 분석법은 CER 이외의 판매수입(전력,

열의 판매 수입)이 발생하고 태양광발전이나 풍력발전과 같이 제안된 사업의 산출물이 다른 사업에서도 생산되는 사업에 적용되는 방법론으로서 주로 내부수익률(IRR)이 경제적 지표로 사용되고 있다. 제안된 사업이 전력을 전력망에 공급하는 사업일 경우, 또한 제안된 사업이 해당 지역에서 전력망에 전력을 공급하는 유일한 공급원(독점)일 경우에는 반드시 기준내부수익률 분석법을 적용해야 한다(UNFCCC, 2017). CER 판매수입을 제외할 경우, 제안된 사업의 내부수익률이 투자 유치국 정부가 제시하는 기준 내부수익률에 미치지 못하면 제안된 사업이 추가적이라고 평가된다.

투자비교 분석법 적용 시 모든 비용과 수입을 현재가치로 환산할 때 적용되는 할인율(discount rate)과 기준수익률(benchmark)은 1) 정부의 공채 이율(government bond rate), 2) 재정비용과 자본비용(cost of financing and required return on capital), 3) 기업의 내부 수익기준율(company internal benchmark), 4) 정부나 공식적인 기준 수익률(government/official approved benchmark, 기준내부수익률법), 5) 기타 다른 지표(any other indicators) 중에서 하나를 사용해야 한다. 경제적 지표(IRR) 계산에는 모든 비용(초기 투자비, 운영유지비), 그리고 CER 판매수입을 제외한 모든 수입(전력 및 열 판매수입, 세제 혜택, 보조금, ODA 등)이 포함되어야 한다²⁰⁾.

Table 2. Investment analysis methodologies and it's application

Methodology	Application	Economic indicators
simple cost analysis	there is no revenue except CER sales	cost
investment comparison analysis	there are other revenues except CER sales, and other project does not produce the same output as CDM project	NPV, IRR, B/C Ratio, LCOE, LCOH
benchmark analysis	there are other revenue except CER sales, and other project produces the same output as CDM project	IRR

19) 유엔(UNFCCC)의 투자분석 지침(Methodological tool : investment analysis, 2019)에서는 투자분석은 CER 판매수입이 없을 경우의 경제적 타당성을 평가하기 때문에 실제 사업활동을 CER 발행기간으로 한정할 필요는 없으며, 따라서 사업의 평가기간(period of assessment) 역시 CER 발행기간으로 국한시킬 필요는 없다고 제안하고 있다. 사업의 내부수익률(IRR)과 자기자본의 내부수익률(equity IRR) 산정 시 사업의 예상 운영기간(기술적 수명)을 반영해야 하며, 사업의 평가기간이 기술적 수명보다 짧을 경우에는 투자분석에 최소 10년 이상의 기간을 반영해야 한다. 평가 기간에 발생하는 운영비와 복구(rehabilitation) 비용은 모두 IRR 산정에 반영해야 한다고 제안하고 있다. 평가기간 말의 잔존 가치는 지역의 회계규칙이나 국제적인 우수사례에 준해서 평가되어야 하며, 장부가치(book value)와 잠재적 수익이나 손실에 대한 합리적 기대치를 모두 반영해야 한다고 권고하고 있다(UNFCCC, 2019). 본 연구는 온실가스 감축비용을 분석하는 방법론을 보완하는 방안을 제시하는 연구이기 때문에 온실가스 감축에 영향을 미치는 기간을 사업 기간으로 한정하고, 기술적 기간보다는 CER 발행기간을 사업기간으로 설정했다는 점에서 UNFCCC 투자지침의 권고사항과 차이가 있다.

20) 보조금은 종류에 따라서 수입이나 비용으로 분류하는 것이 합리적인데, 발전차액보조금(FIT)과 같은 보조금은 전력 생산의 비용을 감소시키는데 기여하기 때문에 비용으로 계상할 수 있을 것이다. CDM 양식과 절차(Modality and Procedure)가 채택된 2001년 11월 11일 이후에 시행된 개도국의 온실가스 감축정책은 CDM 사업의 추가성 평가시 고려하지 않도록 한 결정에 따라서 법이나 규제에 의해 의무적으로 시행하는 정책이나 조치는 baseline에 포함하지 않아도 되기 때문에 투자분석의 대상이 되지 않는다(CDM EB, 2001.11.11. 구체적인 정보를 제공해 주신 심사위원에게 고마움을 포함).

3.2.2 투자분석법의 경제지표 계산

투자분석법에 사용되는 경제지표에는 단순비용 분석법의 경우에는 비용, 투자비교 분석법의 경우에는 순현재가치(NPV)와 내부수익률(IRR), 기준내부수익률 분석법의 경우에는 내부수익률(IRR)이 주로 사용된다.

단순비용 분석법이 적용되는 경우의 비용은 온실가스 감축사업(CDM)을 추진하기 위해 추가되는 비용을 의미한다. CER 이외의 판매수입이 없는 사업이기 때문에 추가되는 비용은 모두 온실가스 감축을 위해 추가되는 비용이라고 볼 수 있다. 따라서 사업의 추가되는 비용과 온실

가스 감축을 위해 추가되는 비용이 동일하게 된다.

순현재가치(NPV)는 할인율을 적용하여 CDM 사업의 평가기간 동안 현금 유입액에서 현금 유출액을 차감한 가치를 의미한다. 현금 유입액은 전력 판매수입과 CER 판매수입, 그리고 기타 부수적 제품의 판매수입으로 구성된다. 현금 유출액은 투자비와 연간 운영유지비 및 기타 비용으로 구성된다. 순현재가치가 양의 수준이면 사업이 경제적으로 타당하며 순현재가치가 음의 수준이면 사업의 경제성이 없는 경우를 의미한다. 순현재가치 도출 식은 다음과 같다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{(ELE^t + CER^t + BYP^t)}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{(VET^t + OM^t + OTH^t)}{(1+r)^t}$$

NPV : 순현재가치
 ELE^t : t 년도의 전력 판매수입
 CER^t : t 년도의 CER 판매수입
 BYP^t : t 년도의 기타 부수제품 판매수입
 VET^t : t 년도의 투자비용
 OM^t : t 년도의 운영유지비용
 OTH^t : t 년도의 기타 비용
 t : CER 발행기간
 r : 할인율

내부수익률(IRR)은 사업 평가기간 동안 CDM 사업의 현금 유입액의 합계와 현금 유출액의 합계를 일치시켜주는 할인율이라고 할 수 있다. 현금 유입액은 전력 판매수입과 CER 판매수입, 그리고 기타 부수적 제품의 판매수

입으로 구성된다. 현금 유출액은 투자비와 연간 운영유지비 및 기타 비용으로 구성된다. 내부수익률 도출 식은 다음과 같다.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{(ELE^t + CER^t + BYP^t)}{(1+IRR)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{(VET^t + OM^t + OTH^t)}{(1+IRR)^t}$$

ELE^t : t 년도의 전력 판매수입
 CER^t : t 년도의 CER 판매수입
 BYP^t : t 년도의 기타 부수제품 판매수입
 VET^t : t 년도의 투자비용
 OM^t : t 년도의 운영유지비용
 OTH^t : t 년도의 기타 비용
 t : CER 발행기간
 IRR : 내부 수익률

3.2.3 온실가스 감축비용 분석 방법론 보완 방법

단순비용 분석법은 CER 판매수입 이외의 수입이 없고 비용만 발생하는 경우에 적용되는 방법론이기 때문에 추가적인 비용을 회수할 수 있는 CER 판매수입이 확보되어야 CDM 사업의 경제성이 확보될 수 있다. 추가되는 비용이 CER 판매수입과 동일한 수준이기 때문에 추가되는 비용을 온실가스 감축에 필요한 비용으로 정의했다. CER

발행기간에 추가되는 비용의 흐름을 할인율을 적용하여 현재가치로 환산하고 이를 CER 발행기간의 온실가스 감축량으로 나누면 현재 기준의 온실가스 감축비용을 추정하게 된다. 할인율은 통상 투자 유치국 정부가 제공하는 기준 내부 수익률이나 시장 이자율을 적용한다. 단순비용 분석법의 온실가스 감축비용 추정식은 다음과 같다.

$$EAC = \sum_{t=0}^n \frac{(CER^t)}{(1+r)^t} / GHG^t = \sum_{t=0}^n \frac{(VET^t + OM^t + OTH^t)}{(1+r)^t} / GHG^t$$

EAC : 단순비용분석법의 온실가스 감축비용(emission abatement cost)
 CER^t : t 년도의 CER 판매수입
 GHG^t : t 년도의 온실가스 감축량
 VET^t : t 년도의 투자비용
 OM^t : t 년도의 운영유지비용
 OTH^t : t 년도의 기타 비용
 t : CER 발행기간
 r : 할인율

투자비교 분석법을 사용하여 온실가스 감축비용을 분석하는 방법은 제안된 사업의 경제적 지표(IRR, NPV 등)를 가장 매력적인 대안의 경제적 지표와 일치시킬 경우의 CER 판매수입을 추정하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정하게 된다. 비용(초기 투자비, 연간 운영비 등)에서 CER 판매수입을 제외한 수입(전력판매수입, 열판매수입, 보조금, ODA 등)을 차감한 금액을 할인율을 적용하여 현재가치화하고, 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정하게 된다. 달리 표현하면, CDM 사업의 경제지표(IRR, NPV 등)와 비교가 되는 사업과의 경제지표 차이를 온실가스 감축에 소요되는 비용으로 정의하고, 이를 사업기간에 발생할 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용

을 추정하게 된다. 예를 들면, CER 판매수입을 제외한 CDM 사업의 순현재가치(NPV)가 -\$100억이고, 대안 중의 기준 사업(가장 매력적인 사업)의 순현재가치가 \$50억 일 경우, 제안된 CDM 사업의 순현재가치를 \$150억 증대시키고 이러한 증대된 가치를 CER 판매수입 혹은 온실가스 감축에 소요되는 비용으로 정의하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정하게 된다. 전력망에 전력을 공급하는 태양광이나 풍력발전은 대안적인 사업에서도 비슷한 산출물(전력)이 생산된다는 점에서 투자비교 분석법을 사용하지 않고 기준내부수익률 분석법을 적용해야 한다. 투자비교 분석법을 이용하여 온실가스 감축비용을 추정하는 식은 다음과 같다.

$$EAC = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(CER^t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{(VET^t + OM^t + OTH^t)}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{(ELE^t + BYP^t)}{(1+r)^t}} / GHG^t =$$

EAC : 투자비교분석법의 온실가스 감축비용(emision abatement cost)
 CER^t : t 년도의 CER 판매수입
 GHG^t : t 년도의 온실가스 감축량
 VET^t : t 년도의 추가적 투자비용
 OM^t : t 년도의 추가적 운영유지비용
 OTH^t : t 년도의 추가적 기타 비용
 ELE^t : t 년도의 전력 판매수입
 BYP^t : t 년도의 기타 부수제품 판매수입
 t : CER 발행기간
 r : 할인율

기준내부수익률 분석법을 이용하여 온실가스 감축비용을 추정하는 방법은 제안된 사업의 내부수익률이 투자유치국의 정부가 제시한 기준 내부수익률과 일치될 경우의 CER 판매수입을 추정하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정하게 된다. 즉, 비용(초기 투자비, 연간 운영비 등에서 CER 판매수입을 제외한 수입(전력판매수입, 열판매수입, 보조금, ODA 등)을 차감한 금액을 기준 내부수익율을 적용하여 현재가치화하고, 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용

을 추정하게 된다. 예를 들면, CER 판매수입이 없을 경우 제안된 사업의 내부수익률이 8%이고, 투자유치국 정부가 제시한 기준 내부수익률이 10%일 경우 제안된 CDM 사업의 내부수익률이 10%가 되도록 CER 판매수입을 추정하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정하게 된다. 기준 내부수익률은 해당 사업의 리스크를 반영하되 시장에서의 표준적인 보상을 대변하는 수익률로 선정되어야 한다.

$$EAC = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(CER^t)}{(1+IRR)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{(VET^t + OM^t + OTH^t)}{(1+IRR)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{(ELE^t + BYP^t)}{(1+IRR)^t}} / GHG^t =$$

EAC : 기준내부수익률법의 온실가스 감축비용(emision abatement cost)
 CER^t : t 년도의 CER 판매수입
 GHG^t : t 년도의 온실가스 감축량
 VET^t : t 년도의 추가적 투자비용
 OM^t : t 년도의 추가적 운영유지비용
 OTH^t : t 년도의 추가적 기타 비용
 ELE^t : t 년도의 전력 판매수입
 BYP^t : t 년도의 기타 부수제품 판매수입
 t : CER 발행기간
 IRR : 기준내부수익률

3.2.4 투자 분석법 적용에 필요한 정보

본 연구에서는 CDM 사업이 경제적 타당성을 갖게 될 경우의 CER 판매수입을 온실가스 감축량(CER 발행량)으로 나누어서 CDM 사업의 온실가스 감축비용(GHG emission abatement cost)을 추정하게 된다. 따라서 온실가스 감축비용은 CER 판매단가 혹은 CER의 유보가격(reservation price)로 이해하는 것이 합리적이다.

CDM 사업의 투자분석에 필요한 정보는 크게 비용(cost)과 수입(revenue)으로 대별되며, 이외에도 온실가스 감축량, 할인율, 내부수익률 등의 자료가 필요하다.

비용은 사업의 초기 투자비와 연간 운영유지비로 구분된다. 사업의 초기 투자비에는 사업에 필요한 기계 및 설비의 구입비용 뿐만 아니라 대지 구입, 설계비용, 시공비용 등이 포함된다. 운영유지비용에는 연료비용과 인건비, 보험료, 수리비용 등이 포함된다. 초기 투자비에는 CDM 문서(PDD) 준비 비용, 사업 타당성(validation) 평가 비용, CDM 문서의 CDM EB 제출 비용 등의 사전 거래비용(up-front transaction cost)이 함몰비용(sunk cost)으로 인식되어 초기 투자비에 포함된다. 그러나 온실가스 감축량 모니터링 보고서 작성 비용, 온실가스 감축량 검증(verification) 비용, CER 발행에 필요한 행정비용, CER 발행 시 지급하는 적용 비용(CER의 2%) 등의 진행중 거래비용(on-going transaction cost)은 투자비에 포함되지 않는다(Fearneough et al., 2018).

CDM 사업의 온실가스 감축에 소요되는 비용이 CDM 사업에 소요되는 비용과 반드시 일치하는 것은 아니다. CER 이외에 전력이나 열을 생산하는 CDM 사업(multi-output CDM project)의 비용에는 온실가스 감축에 필요한 비용 이외에 전력이나 열 생산에 필요한 비용이 포함되어 있기 때문에 사업의 비용이 온실가스 감축비용보다 높게 된다. 즉, 태양광이나 풍력발전과 같이 CER 이외에 전력이나 열을 판매할 경우에 이들 에너지의 생산에 필요한 비용이 추가되기 때문에 사업의 비용이 온실가스 감축비용보다 높으며, 에너지 효율개선 사업 역시 에너지 소비량 감소에 따른 비용 감소(수입 발생)가 발생하기 때문에 사업의 비용이 온실가스 감축비용보다 높게 된다. 반면, CER 이외의 제품을 생산하지 않는 CDM 사업(예를 들면 매립가스 사업, 메탄회수 사업 등)은 CER 수입이 유일하기 때문에 사업 비용과 온실가스 감축비용이 동일하

게 된다(Rahman and Kirkman, 2015).

CDM 사업의 수입은 전력판매 수입, CER 판매수입, 열 판매 수입, 기타 부수적 제품의 수입 등으로 구성된다. 전력판매 수입은 주로 전력망에 연계되는 재생에너지 사업에 해당되는 수입이며, CER 판매수입은 CDM 사업이 유엔기후변화협약(UNFCCC)에 등록되고 운영되어 온실가스 감축이 발생하면 이를 판매하여 얻게 되는 수입이다. 이 외에도 팜오일 찌꺼기와 같은 부수적인 제품의 판매수입도 수입에 포함되어야 한다.

투자분석에 필요한 또 다른 정보는 사업의 온실가스 감축량인데, 이는 CER 발행기간(crediting period)에 발생될 예상 감축량을 의미한다. 추가성 평가 절차의 대안 확인단계(STEP 1)에서 파악된 기준 시나리오의 온실가스 배출량과 CDM 사업의 온실가스 배출량 차이가 온실가스 감축량에 해당된다. 본 연구에서는 CER 예상 발행기간에 사업이 지속될 것이라는 가정에 의해 온실가스 감축량을 CER 발행기간의 전체 예상 온실가스 감축량으로 설정했다²¹⁾.

CDM 사업의 사업기간은 크게 CER 발행기간과 사업 운영기간으로 구분된다. 갱신형(renewable) CDM 사업의 CER 발행기간은 최초 7년과 추가적인 두 번의 갱신 등 총 21년이며, 고정형(fixed) 사업의 CER 발행기간은 10년으로 설정되어 있다. 조립사업의 경우 갱신형은 20년의 발행기간과 추가적인 두 번의 갱신 등 총 60년이며, 고정형은 30년으로 설정되어 있다. CER 발행기간은 실제 CDM 문서를 작성할 경우에는 CER 발행기간에 비해 1~2년 정도 짧은 경우가 있다. CDM 사업의 운영기간은 수력발전의 경우에는 100년이나 50년 등 장기간으로 적용되는 경우도 있으며 CER 발행기간보다 장기간인 경우가 대부분이다.

온실가스 감축에 필요한 비용과 수입은 모두 UNFCCC에 등록되어있는 CDM 문서(PDD)와 재무분석 문서(financial sheet)에서 자료를 확보할 수 있으며, 할인율과 내부수익률도 CDM 문서와 재무분석 자료에서 확보할 수 있다. CDM 사업 문서(PDD)에서는 CER 발행기간이 갱신형인 경우에는 통상 1차 발행기간(7년)에 대해서만 온실가스 감축량이 제시되어 있다. CDM 사업 문서와 함께 제시되는 재무분석 자료(IRR 분석자료)에 사업기간인 21년(고정형은 10년)과 상이한 CER 발행기간과 연도별 온실가스 감축량이 제시되어 있으면 제시된 발행기간과 감축량을 수정하지 않고 사용하는 것이 바람직하다. 그러나 발행기간과 연도별 감축량이 제시되지 않는 경우에는 발

21) EU ETS에서 grey CER을 사용하지 않은 2012년부터 CER 가격이 폭락하면서 다수의 CDM 사업이 지속되지 않은 경우가 발생했을 가능성도 있지만 본 연구에서는 이러한 가능성을 고려하지 않았다.

행기간을 21년(고정형은 10년)으로 설정하고, 제1차 발행 기간과 동일한 규모의 온실가스 감축량이 CER 발행기간 동안 지속적으로 발생될 것으로 가정하는 것이 합리적이

다. 온실가스 감축비용은 해당 국가의 GDP deflator와 대미 및 대유로 환율을 이용하여 특정 년도의 가격으로 환산해야 상호 비교가 가능하다.

Table 3. Information for investment analysis methodologies

Methodology	Cost	Revenue	Source
simple cost analysis	investment cost, O&M cost, other cost	CER sales	CDM PDD, financial sheet
investment comparison analysis	investment cost, O&M cost, other cost	electricity sales, heat sales, etc sales, CER sales, other sales	CDM PDD, financial sheet
benchmark analysis	investment cost, O&M cost, other cost	electricity sales, heat sales, etc sales, CER sales, other sales	CDM PDD, financial sheet

3.2.5 민감도 분석

주요 변수에 대한 가정을 합리적인 범위에서 변경할 경우에도 도출된 추가성 평가 결과가 확고(robust)하다는 점을 입증하기 위해 민감도 분석을 수행하게 된다. 사업의 비용이나 수입의 20% 이상을 차지하고 있는 변수는 민감도 분석의 대상이 되어야 하며, 20% 미만이지만 민감도 분석에 상당한 영향을 미칠 변수도 민감도 분석에 포함시킬 수 있다. 이런 변수에 대해 동일한 규모로 음과 양의 변동폭을 반드시 설정할 필요는 없으며, 과거의 추이를 감안하여 변수의 변동폭을 결정하는 것이 합리적이다 (UNFCCC, 2019). 통상 투자비, 원료나 연료의 구입 단가, 운영비, 전력이나 열의 판매단가, CER 전망 가격에 대해서 $\pm 10\%$ 의 변화율을 적용하여 민감도 분석을 실시하고 있다. 민감도 분석을 통해 추가성 평가 결과가 확고하다는 점이 확인되었고, 온실가스 감축비용 분석에서는 이러한 확고한 분석결과에서 도출된 수치를 활용하기 때문에 온실가스 감축비용 분석에서는 민감도 분석을 실시하지 않는 것이 합리적이다.

4. 결어

본 논문은 UN의 CDM 투자분석 지침을 참고하여 UNFCCC에 등록된 CDM 문서(PDD)의 투자분석에 사용된 정보를 이용하여 투자분석 방법별 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 분석하는 기존의 방법론을 보완하는 방법을 제안했다.

CDM 사업의 투자분석법에는 단순비용 분석법, 투자비

교 분석법, 기준내부수익률 분석법이 사용되고 있다. 온실가스 감축비용 추정에 필요한 정보는 초기 투자비, 연간 운영 및 유지비용, 전력이나 열 판매수입, CER 발행기간, CER 발행기간의 온실가스 감축량에 관한 정보, 할인율, 내부수익률 등의 정보가 필요하다. 이러한 정보는 모두 CDM의 문서(PDD, 투자분석 자료)에서 확보할 수 있다.

온실가스 감축비용(GHG emission abatement cost)은 할인율과 내부수익률을 적용하여 비용(초기투자비, 운영비 등)에서 CER 판매수입 이외의 수입(전력판매수입, 기타 부수적 제품의 판매수입 등)을 차감한 값, 즉, CER 판매수입을 사업기간(CER 발행기간)의 예상 온실가스 감축량으로 나누어서 추정하는 방법이 합리적이다.

단순비용 분석법의 경우에는 CER 발행기간에 추가되는 비용의 흐름을 할인율을 적용하여 현재가치로 환산하고 이를 CER 발행기간의 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정하는 방법이 합리적이다. 투자비교 분석법의 경우에는 제안된 사업의 경제적 지표(IRR, NPV 등)를 가장 매력적인 대안의 경제적 지표와 일치시킬 경우의 CER 판매수입을 추정하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정하는 방법이 합리적이다. 기준내부수익률 분석법의 경우에는 제안된 사업의 내부수익률이 투자유치국의 정부가 제시한 기준 내부수익률과 일치하도록 CER 판매수입을 추정하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정하는 방법이 합리적이다. 이와 같이 투자분석법에 따라서 온실가스 감축비용 분석 방법을 상이하게 적용하는 것이 합리적이다.

초기 투자비에는 설비 구입 및 설치에 필요한 비용 이

외에 CDM 준비와 관련된 사전 거래비용(사업 구상 비용, PDD 작성비용, 온실가스 배출량 추정 방법론 개발비용, DOE 타당성 평가 비용, DNA(Designated National Authority) 승인 비용, 유엔의 CDM 등록 비용)을 합몰비용(sunk cost)으로 인식하여 포함하는 것이 합리적이다. 연간 운영유지비는 CDM 사업의 운영에 필요한 비용이며, 진행중인 거래비용(매년 모니터링 보고서 작성비용, 감축량 검증비용, CER 발행 비용 등)은 포함하지 않으며, 운영유지비가 발생하는 기간은 사업기간이 아니라 CER 발행기간으로 국한하는 것이 합리적이다. 전력 및 열 판매수입이 발생하는 경우에는 판매단가와 판매량에 대한 정보가 필요하며, 전력 및 열의 판매수입은 사업기간이 아니라 CER 발행기간으로 국한시키는 것이 합리적이다. 온실가스 감축량은 CER 발행기간 전체의 예상 온실가스 감축량(CER 예상 발행량)으로 정의하는 것이 합리적이다. 현금흐름은 순현재가치(net present value)로 환산하며, 할인율과 내부수익률은 CDM 문서(PDD 및 투자분석)에 제시된, 투자 유치국 정부가 제공하는 할인율이나 기준 내부수익률을 적용하는 것이 합리적이다.

규모의 경제 효과는 설비규모가 아니라 온실가스 감축량을 기준으로 추정하는 것이 합리적이다. 시간효과는 동일한 사업형태의 CDM 사업을 고정형과 갱신형으로 구분하여 온실가스 감축비용을 비교하는 방법이 합리적이며, 기술발전 효과를 분석하기 위해서는 동일한 사업형태의 CDM 사업을 등록년도 순으로 나열하고 온실가스 감축비용 추이가 하락하는지의 여부를 평가하는 것이 합리적이다. 사업별 및 시간별 온실가스 감축비용의 추이를 분석하기 위해서는 분석 대상 국가의 GDP deflator과 환율정보를 이용하여 비용을 특정 연도의 가격으로 환산할 필요가 있다.

References

- Castro P, Michaelowa A. 2010. The impact of discounting emission credits on the competitiveness of different CDM host countries. *Energy Economics*, 70, 34-42.
- Chadwick B.P. 2006. Transaction costs and the clean development mechanism. *Natural Resources Forum*, 30, 256-271.
- Ferneough H, Day T, Warnecke C, Schneider L. 2018. Discussion paper: Marginal cost of CER supply and implications of demand sources. Umwelt Bundesamt and DEHSt, Berlin.
- Greiner S, Michaelowa A. 2003. Defining Investment Additionality for CDM projects-practical approaches, *Energy Policy*, 31, 1007-1015.
- Han K.J, Youn Y-C. 2007. Economic feasibility of afforestation CDM project in North Korea(in Korean with English abstract). *Journal of Korean Forest Society*, 96(3), 235-244.
- International Monetary Fund. International Financial Statistics. [accessed December 13, 2020]. <https://www.imf.org/en/Data#imffinancial>
- International Renewable Energy Agency. 2019. Renewable Power Generation Costs in 2019. Abu Dhabi.
- Kirkman G.A, Seres S, Haites, E. 2013. Renewable energy: Comparison of CDM and Annex I projects, *Energy Policy*, 63, 995-1001.
- Noh D-W. 2021. Methodology to estimate GHG emission abatement cost of CDM projects, *Journal of Climate Change Research*(forthcoming).
- Noh D-W and Kim S-I. 2020. Long-Term Strategy for Utilizing Internationally Transferred Mitigation Outcomes, Office of Prime Minister of Republic of Korea(in Korean).
- Noh D-W, Son I-S, Lim J-M, Kim S-I. 2021. GHG emission abatement cost of small scale hydro CDM projects-Chile, Peru, Vietnam, Srilank, Korea Energy Economics Institute, Energy Focus, Spring, 2021.
- Rahman S.M and Kirkman G.A. 2015. Costs of certified emission reductions under the Clean Development Mechanism of the Kyoto Protocol. *Energy Economics*, 47, 129-141.
- Rahman S.M, Larson D.F and Dinar A. 2015. Costs of greenhouse gas emissions abatement under the clean development mechanism. *Climate Change Economics*, 47, 129-141.
- Republic of Korea. 2019. Decree of Greenhouse Gas emissions trading scheme.
- Republic of Korea. 2021 a. Decree of Greenhouse Gas emissions trading scheme.

- Republic of Korea. 2021 b. Framework Law on Carbon Neutrality and Green Growth to address Climate Crisis.
- Schneider L. 2009. Assessing the additionality of CDM projects: practical experiences and lessons learned, climate policy, 9, 242-254.
- Shin D-H and Cho Y-S. 2015. An Analysis of Discount Rate for the Investment Analysis of the CDM Projects, Journal of Climate Change Research, 4(2), 127-140.
- Sims R.E.H, Rogner H-H, Gregory K. 2003. Carbon emission and mitigation cost comparisons between fossil fuel, nuclear and renewable energy resources for electricity generation, Energy Policy, 31, 1315-1326.
- United Nations. 1998. Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change.
- United Nations. 2015. Paris Agreement.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2001. CDM EB 16 Report, Annex 3, Clarification on the treatment of national and/or sectoral policies and regulations(paragraph 45(e) of the CDM Modalities and Procedures) in determining a baseline scenario.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2012 a. TOOL01, Tool for the demonstration and assessment of additionality, version 07.0.0.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2012 b. AM0044, Energy efficiency improvement projects-boiler rehabilitation or replacement in industrial and district heating sectors, version 02.0.0, sectoral scope)s):01.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2015. TOOL23, Methodological tool : Additionality of first-of-its-kind project activities, version 03.0.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2017. TOOL02, Combining tool to identify the baseline scenario and demonstration additionality, version 07.0.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2019. TOOL27, Methodological tool : Investment Analysis, version 10.0.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2019. Draft Text on Matters relating to Article 6 of the Paris Agreement: Rules, modalities and procedures for the mechanism established by Article 6, paragraph 4, of the Paris Agreement, Version 3 of 15 December 1:10 hrs.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2021. TOOL32, Methodological tool : Positive lists of technologies, version 03.0.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. Clean Development Mechanism(CDM). [accessed October 27, 2020]. <https://cdm.unfccc.int>
- Worldbank. World Development Indicators. [accessed December 13, 2020]. <https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators>;