

페루 청정개발제도(CDM) 사업 분석을 통한 온실가스 감축 비용 추정

임정민

부경대학교 경제학부 조교수

Estimating the Cost of Emission Reductions by Analyzing Clean Development Mechanism Projects in Peru

Lim, Jungmin

Assistant Professor, Department of Economics, Pukyong National University, Busan, Korea

ABSTRACT

There has been a widespread awareness of the need to achieve carbon neutrality by mid-20th century, especially upon the publication of IPCC 1.5°C Special Report in 2018. In order to cost-effectively achieve greenhouse gas reduction at a global level, the importance of cooperation between countries and the use of the international carbon market are emphasized more than ever. The Clean Development Mechanism (CDM) under the Kyoto Protocol will be reorganized into a “Sustainable Development Mechanism (SDM)” under the Paris Agreement. As the SDM is expected to inherit much of the CDM system, it is necessary to closely examine the performance and economic aspects of CDM projects in order to maximize the availability of the new international carbon market, SDM under the Paris Agreement. Despite its importance, research on the economic assessment of the emission reduction projects under the CDM has so far been scant. With an aim to establish an analytical basis to assess the economic feasibility of each type of emission reduction project and to draw implications for the national strategy for implementing the reduction projects abroad, this study estimated mitigation cost (\$/tCO₂) of 27 CDM projects in Peru. The reservation price of Certified Emission Reduction (CER) unit that ensures minimum economic feasibility of the project has been estimated and analyzed by project type. A comparison of reduction potential and cost of mitigation by CDM project type in Peru shows that methane recovery, landfill gas, wind power, and solar power generation are the most cost-effective types in Peru. For many countries including South Korea, engaging in more active reduction activities through overseas reduction projects may be an important means of achieving the national reduction goal and contributing to global efforts to abate greenhouse gas emissions. Thus, it is important for South Korea to put efforts to improve its understanding of the reduction potential, investment opportunities and cost effectiveness of mitigation projects in Peru as well as Chile, Vietnam, Myanmar and Sri Lanka designated as target bilateral cooperation countries.

Key words : Climate Change, Mitigation, CDM, CER, International Carbon Markets, ITMO, Peru

1. 서론

2021년부터 출범하는 파리협정(Paris Agreement) 체제에서는 이전 교토의정서 체제와 달리, 한국에게도 온실가

스 감축 의무가 부여되었다. 2030년 NDC 및 2050년 탄소 중립 등 국가 주도적으로 설정해 국제사회에 공표한 감축 목표를 실질적으로 달성하기 위한 범국가적 차원에서의 노력이 요구된다. 더 나아가 범지구적 차원에서 온실가스

†Corresponding author : jmlim@pknu.ac.kr (48513, Dep. of Economics, Humanities and Social Sciences-Business Administration Bldg. 45, Yongsong-ro, Nam-gu, Busan, Republic of Korea, Tel. +82-51-629-5310) ORCID 임정민 0000-0002-5444-5457

감축을 비용효율적으로 달성하기 위해서는 국가 간 협력과 국제 탄소시장 활용의 중요성이 그 어느 때 보다 강조된다. 한국 정부는 2016년 ‘1차 기후변화대응 기본계획’ (관계부처합동, 2016)을 통해 국제탄소시장 활용과 관련된 대응력 강화를 위해 다자 및 양자 협력의 중요성을 강조해 왔으며, 2021년 10월 상향 조정한 2030 NDC 목표 (2018년 대비 40% 감축)의 달성 수단으로서 국외감축 3,350만 tCO₂를 포함하였다.

이전 교토체제에서 국외감축 활동을 촉진해온 시장기반 감축 메커니즘인 청정개발제도(Clean Development Mechanism; 이하 CDM)는 파리협정체제 하에 전 세계가 참여하는 지속가능개발메커니즘(Sustainable Development Mechanism; 이하 SDM)으로 재편될 예정이다. SDM 관련 파리협정 세부이행규칙에 대한 당사국 간 협상이 아직 진행 중이나, SDM 또한 CDM의 체제를 상당 부분 계승할 것으로 전망된다. 따라서, 파리협정의 이행과 준수를 위해 새로운 국제협력 메커니즘인 SDM의 도입을 사전적으로 대비하고 국제 탄소시장의 활용 가능성을 극대화하기 위해서는, SDM의 전신인 CDM 하 이뤄진 해외 감축사업의 성과와 경제성에 대해 면밀히 살펴볼 필요가 있다. 그 중요성에도 불구하고, 현재까지 CDM 사업의 감축 실적에 대한 경제적 평가를 다룬 연구는 매우 미흡하다.

페루는 한국이 설정한 양자협력 우선 협상 대상국가 중 하나이다. 최종적으로 선정된 우선 협상 대상국가는 아시아 3개국(베트남, 미얀마, 스리랑카)과 남미 2개국(페루, 칠레)이다(KFQ, 2017). 본 연구는 지난 15년간 남미의 페루에서 이루어진 온실가스 감축사업(CDM) 중 비용 자료를 확보할 수 있는 사업 27개를 대상으로 각 사업별 온실가스 감축비용을 추정한다. 본 연구에서 중점적으로 분석하는 단위당 감축비용(\$/tCO₂eq.)은 각 CDM 사업 결과 발생한 온실가스 감축량이 갖게 될 경제적 가치가 얼마일 것인지를 추정함으로써 구해진다¹⁾. 즉, CDM 사업의 감축량이 UNFCCC에 의해 공식적으로 감축 실적으로 인증받아(Certified Emission Reductions; 이하 CERs), 국제탄소시장에서 판매되는 경우를 상정하여 분석을 진행한다. 본 연구에서는, CDM 사업이 최소한의 경제적 타당성을 확보하기 위한 CER의 판매단가를 추정하여, 해외 감축사업의 감축 비용을 분석한다. 본 연구는 다음과 같은 구조를 따른다. 먼저 2절에서는 연구의 대상이 되는 페루

CDM 사업의 형태와 규모, 비용 및 수입 구조, 온실가스 감축량 등의 주요 특성을 살펴본다. 3절에서는 온실가스 감축비용 추정 방법론을 살펴본 후 추정 결과에 대해 논의한다. 4절에서는 감축비용 추정 결과에 대한 민감도 분석을 수행한 후, 5절에서 끝맺음한다.

2. 페루 CDM 사업의 특성

2.1 페루 CDM 사업의 형태 및 규모

2020년 7월 기준 UNFCCC에 등록된 페루의 CDM 프로젝트는 65개이며, 수력발전이 42개, 풍력발전이 3개, 태양광발전이 5개로서 이들 3개 프로젝트가 전체의 77%를 차지하고 있다(Table 1). 본 연구의 분석대상이 되는 페루의 CDM 프로젝트는 총 27개로서 수력발전 11개, 풍력발전 3개, 태양광발전 5개, 매립가스 4개, 메탄회피 1개, 연료전환 2개, 효율개선 1개로 구성된다²⁾. 본 연구의 목적은 개별 CDM 사업을 상세히 분석하여 감축 비용을 추정하는 것이기에, 사업 투자 및 운영비 등 비용에 관한 정보가 없는 프로젝트는 분석대상에서 제외되었다.

Table 1. CDM projects by type in Peru

	No. of CDM Projects	
	All	Projects Studied
Hydro	42	11
Wind	3	3
Solar	5	5
Landfill Gas	4	4
Biomass Energy	2	-
Methane Avoidance	2	1
Fuel Switch	3	2
Reforestation	1	-
Energy Efficiency	3	1
Total	65	27

data:UNFCCC, CDM DB

분석대상인 27개 페루 CDM 프로젝트는 발전부문, 폐기물부문, 산업부문 등에서 추진된 감축 사업으로서, 발전부문에서 추진된 사업이 가장 많다. CDM 프로젝트의 부문별 분포에서 발전부문에는 20개, 폐기물부문에는 4개, 산업부문에는 2개, 농업부문 1개, 효율개선 1개 등 발전부문에서 추진된 CDM 사업이 가장 큰 비중을 차지하고 있다.

CDM 사업의 규모에 있어서 대규모 사업은 16개, 소규

1) Rahman and Kirkman(2015) 및 Rahman et al.(2015)은 이를 ‘Cost of CER’ 혹은 ‘abatement cost of GHGs’로 표현했다.

2) 분석대상 CDM 전체 리스트는 부록의 Table S1에 제시되어 있다.

모 사업은 11개로 대규모 사업이 60% 가량을 차지한다. 연료전환과 태양광과 풍력은 모두 대규모이며, 수력발전은 9개가 소규모, 2개가 대규모 사업에 해당된다³⁾. 매립가스는 3개가 대규모이고 1개는 소규모이며, 메탄회수는 소규모 사업이다.

CDM 사업의 등록일은 2007~2009년 기간에 속한 사업이 10개이며, 나머지 17개 사업은 2010~2013년 기간에 등록되었다. CER 발행기간(crediting period)은 대부분 갱신형(renewable)이며, 고정형(fixed) 프로젝트도 일부 있다. 최대 21년 갱신형이 총 23개, 10년의 고정형이 4개로 갱신형이 주를 이루고 있다. 고정형은 연료전환, 효율개선, 매립가스 사업 등에서 이루어지고 있다.

CDM 사업의 설비용량은 다양한 규모를 지니고 있으나 단위 설비용량은 소수력발전의 경우에는 1.8 MW~9.7 MW, 태양광발전은 290 W~360 W/모듈, 풍력발전의 경우 1.8 MW~2 MW 규모이다. 총 설비용량의 평균은 효율 개선이 가장 크며(854 MW), 다음으로는 대수력발전(115 MW), 풍력발전(47.5 MW), 태양광발전(19.6 MW) 순이며, 소수력발전의 설비용량이 가장 작은 규모(9 MW)이다. CDM 사업의 사업당 평균 전력 생산량은 대수력발전이 556,268 MWh, 소수력발전이 54,864 MWh, 태양광발전이 45,763 MWh, 풍력발전이 197,295 MWh로서, 대수력발전의 전력 생산량이 가장 높고 소수력발전의 생산량이 가장 낮은 수준으로 나타났다. 특히, CDM no. 2426 대수력 사업은 100만 MWh가 넘는 전력을 생산해 분석대상 27개 사업 중 가장 많은 전력을 생산하는 것으로 나타났다.

전력망에 전력을 공급하는 수력발전, 태양광발전, 풍력발전의 경우 설비용량(Capacity)과 전력생산량(Electricity Production)은 밀접한 상관관계를 나타낸다(Fig. 1). 총 설비용량은 대수력발전이 가장 크고(115 MW), 다음으로는 풍력발전(47.5 MW), 태양광발전(19.6MW), 소수력발전(9 MW)이다. CDM 사업당 평균 전력생산량(연간)은 대수력발전(556,268 MWh), 풍력발전(197,295 MWh), 소수력발전(54,864 MWh), 태양광발전(45,763 MWh) 순서이다.

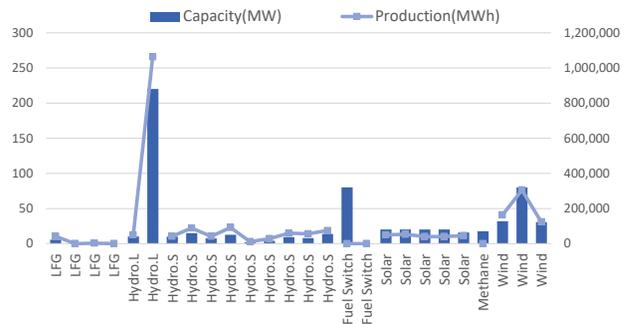


Fig. 1. Electricity Capacity and Production of Peru CDM Projects

2.2 페루 CDM 사업의 비용 및 수입 구조

다음으로 페루 CDM 프로젝트의 사업당 투자비(Capital Investment)를 살펴본다(Fig. 2, 이하 모든 금액 2020년 USD 기준). 3.62억 달러의 투자가 이루어진 CDM no. 2426 대수력발전 사업 때문에, 대수력의 평균 투자비가 가장 높게 나타났다. 다음으로는 풍력발전(\$95.7백만), 태양광발전(\$92.8백만), 소수력발전(\$18백만), 매립가스(\$3.5백만), 메탄회수(\$1.7백만) 순이다. 단위 용량당 투자비는 태양광발전(\$4.8백만/MW)이 가장 높고, 다음이 풍력발전(\$2.1백만/MW), 소수력발전(\$2백만/MW), 대수력발전(\$1.5백만/MW) 순이다.

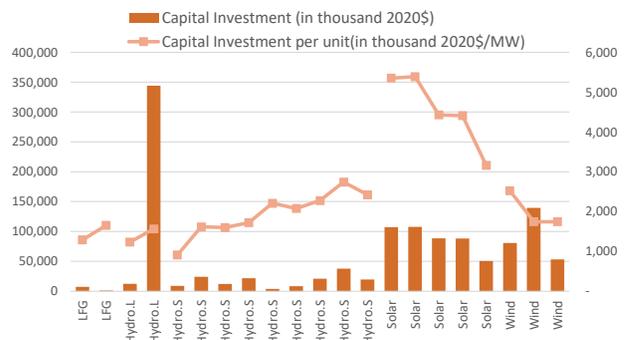


Fig. 2. Capital Investment of Peru CDM Projects

3) 다만, 대수력 프로젝트 2개 중 하나는 설비용량(10MW) 및 전력생산량(약 5만MWh) 차원에서는 소수력으로 분류된 사업들과 유사하다. 이로 인해 여러 측면에서 대수력 2개 사업간 편차가 매우 크게 나타난다.

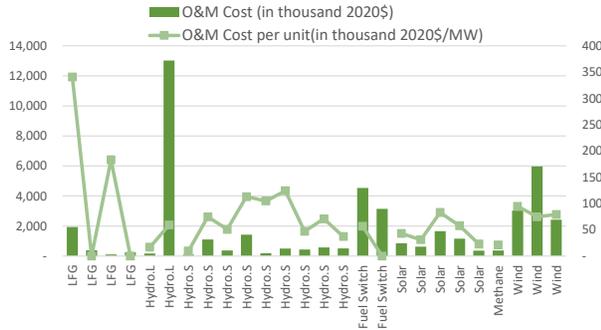


Fig. 3. Operation and Maintenance Cost of Peru CDM Projects

사업당 운영비(Operation and maintenance Cost, 2020년 USD 기준) 또한 CDM no. 2426 대수력 발전 사업으로 인해 대수력의 평균운영비(\$6.59백만)가 가장 높고 다음으로는 풍력발전(\$3.81백만), 태양광발전(\$0.93백만), 매립가스(\$0.67백만), 소수력발전(\$.58백만), 메탄회수(\$0.37백만) 순서로 나타났다(Fig. 3). 반면, 단위 용량당 운영비는 발전 용량이 작은 매립가스(LFG발전)(\$262천/MWh)가 가장 높고, 다음으로 풍력발전(\$82.8/MWh), 소수력발전(\$70.2/MWh), 태양광발전(\$47.5/MWh), 대수력발전(\$38/MWh) 순으로 나타난다(Fig. 3).

CDM 사업의 수입 구조를 살펴보면, 수력, 태양광, 풍력 발전 사업들은 CER 판매수입 외에도 전력 판매를 통한 추가수입이 발생한다. 반면에, 메탄회수사업, 연료전환 및 대부분의 매립가스 사업은 전력판매수입이 없는 사업이다. 이런 유형의 CDM 사업의 수입은 오직 CER 판매로부터 발생한다.

평균 전력 공급가격(Electricity Tariff, 2020년 USD 기준)은 대수력발전의 경우 \$42.3/MWh, 소수력발전은 \$47.3/MWh, LFG발전은 \$50.5/MWh이며, 연료전환 \$39.1/MWh, 태양광발전 \$255.6/MWh, 풍력발전은 \$97/MWh이다. 수력 발전의 경우 소수력 발전의 전력 공급가격이 대수력 발전의 전력 공급가격에 비해 높은 수준을 나타내고 있음을 확인할 수 있다. 태양광발전의 전력 공급가격이 가장 높고 대수력발전의 전력 공급가격이 가장 낮게 나타났다. 태양광·풍력을 제외하고는 대부분의 사업에서 전력 공급가격이 \$40/MWh 내외이다. 태양광발전의 전력 공급가격은 \$148-311/MWh로서, \$250/MWh 이상의 가격이 주를 이루고 있다.

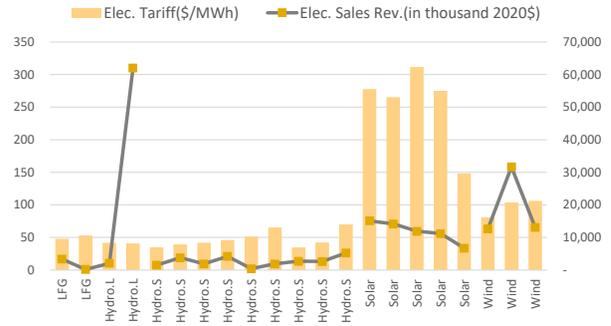


Fig. 4. Electricity Tariff and Total Sales Revenue of Peru CDM Projects

유형별 평균 전력 판매수입(Electricity Sales Revenue, 2020년 USD 기준)은 대수력발전이 \$32.0백만, 풍력발전이 \$19.1백만, 태양광발전이 \$11.8백만, 소수력발전은 \$2.7백만, LFG발전이 가장 낮은 \$0.2백만으로 나타났다(Fig. 4).

2.3 페루 CDM 사업의 온실가스 감축량

페루의 CDM 사업 중 태양광발전과 풍력발전, 대수력은 모두 대규모 사업으로서 재생에너지를 사용하여 전력을 생산하고 이를 전력망에 공급한다. 따라서 CDM Methodologies 중 ACM0002 (Grid connected electricity generation from renewable sources) 방법론을 적용하여 온실가스 감축량과 추가성을 평가한다. 특히, 소규모 수력발전의 경우 신재생에너지 전력을 전력망에 연계하는 AMS-I.D (Grid connected renewable electricity generation)를 적용한다.

또한, 매립가스 프로젝트는 대부분 대규모이기 때문에 방법론은 매립가스를 포집하여 연소 후에 대기중에 방류하는 사업에 적용하는 ACM0001 (Flaring or use of landfill gas)을 적용하고, 매립가스 연소를 통한 발전까지 활동에 포함하고 있는 사업의 경우 AMS-I.D (Grid connected renewable electricity generation) 또한 적용된다.

이러한 감축 추정 방법론에 따른 페루 CDM 사업의 연간 및 CER 발행기간의 온실가스 감축 예상량은 CDM no. 2426 대수력 발전이 440,352 tCO₂/yr와 9,301,348 tCO₂로 단일 사업 중 가장 높게 나타났다. 다음으로, 연료전환 156,901 tCO₂/yr 및 3,298,349 tCO₂, 풍력발전 138,528 tCO₂/yr 및 2,808,485 tCO₂, 매립가스 107,524 tCO₂/yr 및 2,225,385 tCO₂, 메탄회수 38,299 tCO₂/yr 및 804,279 tCO₂로 나타난다. 태양광발전(31,597 tCO₂/yr 및 663,533 tCO₂)와 소수력(32,462 tCO₂/yr 및 638,204 tCO₂)가 상대적으로 가장 적은 감축량을 가져오는 CDM 유형

에 해당한다(Fig. 5).

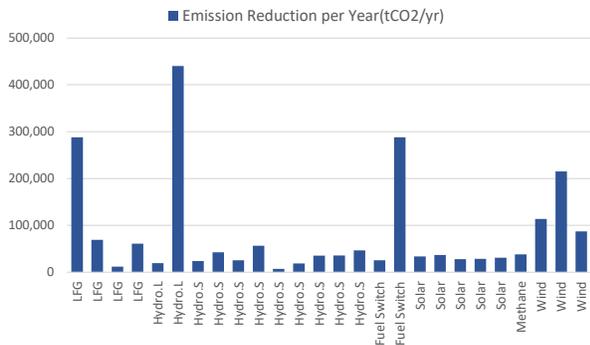


Fig. 5. Emission Reductions (ERs) per year from Peru CDM projects

CER 발행기간 총 온실가스 예상 감축량 대비 지금까지 발행된 CER 비중은 대수력(36.25%) 이외 모든 사업에서 매우 낮은 수준에 머물고 있다. 2020년 8월 기준 온실가스 예상 감축량(ERs) 중 CER 발행 감축량이 차지하는 비중은 대수력 다음으로 메탄회수 22.7%, 연료전환 16%, 매립가스가 8.65%, 소규모 수력발전 2.22%으로 나타나며, 태양광발전과 풍력발전은 현재까지 발생한 ERs를 CER로 공식 발행받아 감축실적으로 인정받은 유닛이 전혀 없는 실정이다.

이는 파리협정의 시장메커니즘 체계에 대한 불확실성이 아직 해소되지 않은 상황에서, 많은 CDM 사업들이 UN의 공식 인증을 거쳐 ERs를 CER로 발행하는 과정을 유보하고 있기 때문으로 파악된다. 향후 CDM을 대체하는 국제탄소시장 메커니즘이 확정된다면, 세부이행규칙에 따라 정도의 차이는 있겠으나 현재까지 미발행된 감축량이 향후 시장에 공급될 가능성이 있다.⁴⁾

3. 온실가스 감축 비용 추정

3.1 온실가스 감축비용 추정 방법론

본 연구에서는 해외 감축 사업의 온실가스 감축비용의

추정을 위해, 각 CDM 사업을 통해 발생할 것으로 예상되는 감축량(Emission Reductions; ERs)의 경제적 가치를 추정한다. 개념적으로, CDM 사업의 온실가스 감축비용은 각각의 CDM 사업이 일반적인 사업과 비교해 충분한 경제적 타당성을 갖기 위해 최소한으로 확보해야 할 감축 실적의 가격, 즉 “CER의 유보가격(Reservation Price)”을 의미한다고 볼 수 있다. 각각의 사업별로 추정된 감축 실적의 유보가격은, CDM 감축사업의 “생산물”인 ERs 생산의 한계비용(\$/tCO₂eq.)으로 해석할 수 있다.

이때, CDM 사업의 ERs 생산 한계비용을 결정하는 데에 크게 영향을 주는 변수 중 하나는 CDM 주최국(host country) 정부가 제시하는 ‘기준 내부수익률’ (benchmark IRR)이다. CDM 사업의 투자분석 방법으로 ‘기준수익률 분석법(benchmark analysis)’⁵⁾을 적용할 경우, 어떤 CDM 사업이 이 ‘기준 내부수익률’을 달성한다면 그 CDM 사업은 해당 분야의 일반적 사업과 비교해 기회비용의 측면에서 경제적 타당성을 가진다는 것을 의미한다. CDM 사업의 경우 CER 판매 없이는 경제적 타당성을 갖기 어렵다. 따라서, 본 연구에서는 상기 ‘기준 내부수익률’을 달성하기 위해 각 유형의 CDM 사업이 필요로 하는 CER의 최소 판매단가를 역으로 추정해 구한다. CDM 사업에 대한 비용(초기 투자비와 운영비의 현재가치)이 수입(전력판매 수입과 ‘CER 판매수입’의 현재가치)과 일치되는 경우, 즉, 기준 내부수익률 하에 CDM 사업의 비용이 모두 회수되기 위한 CER 판매단가를 추정하는 것이다.

예상 감축실적인 ERs는 100% CER 유닛으로 발행되며, 유닛이 실제 시장에서 판매되어 수입을 발생시킨다는 가정을 base scenario로 설정해 분석을 진행한다. ERs가 50% 혹은 25%만 CER 유닛으로 발행되어 경제적 가치를 인정받게 되는 경우에 대한 추가 분석 결과는 다음 4절에서 살펴본다.

무엇보다도 이러한 경제적 분석이 가능하기 위해서는, CDM 사업의 비용 및 수입 관련 정보가 필수적이다. 사업의 비용-수입 정보는 대개 CDM 사업계획서(PDD; Project Design Document), 회계정보(Financial Sheet) 등에 구체적으로 제시된다. 본 연구에서는 분석에 필수적인 비용-수입 정

4) 교토메커니즘 전환에 관한 최근 논의는 지난 COP25 (2019.12)에서 도출된 의장 명의 결정문 초안(Draft Decision Text, 2019.12.15., version 3.0)을 통해 확인할 수 있다. 해당 결정문 초안에 따르면, CDM 사업의 제6.4조(SDM) 전환은 CDM 투자유치국 승인 하에 2023.12.31까지 전환 완료된 사업 및 2020.1.1.일 이후 발생한 감축량을 대상으로 한다. 또한, CER 전환 조건은 a) 추후 결정될(TBD) 특정 일자 이후에 등록된 CDM 대상, b) 2020.12.31. 이전에 달성한 감축량에 대해 발행된 CER, c) 2025.12.31.까지 NDC 이행에 사용, d) CDM 투자유치국은 상응조정 유예 e) NDC 이행에 CER 사용 참여국은 상응조정 적용 등을 포함한다.
 5) Noh (2021)에서 설명된 바와 같이, 내부수익률 분석방법은 순현재가치법(NPV; Net Present Value)과 유사하며, 중요한 차이점은 내부 수익률(IRR) 및 할인율이 사용된다는 점이다. 분석 방법론에 대한 상세 사항은 Noh (2021)를 참고한다.

보를 상세히 제공하는 페루 CDM 사업 27개를 분석대상으로 삼는다. 구체적으로, 본 연구에서 이용되는 정보들은 2020년 8월까지 UNFCCC에 등록된 페루 CDM 프로젝트의 투자비 및 연도별 운영비, 전력 판매수입, 온실가스 (예상) 감축량 (ERs), 프로젝트 기간, CER 발행기간(Crediting Period), CER 미판매/판매 시 내부수익률(IRR without/with CER sales) 및 기준 내부수익률(Benchmark IRR) 등을 포함한다.

각 사업별 감축비용에 대한 기초적인 분석 후, CDM 사업별, 유형별 감축비용 추정 결과의 일관된 비교분석을 위해 모든 금액은 2020년 USD로 환산되어 제시된다. 즉, CER 최소 판매단가(유보가격)를 CDM 등록 연도를 기준으로 현재가치(present value)로 산정한 후, 페루의 GDP deflator를 이용해 2020년 가격으로 일괄 환산한다.

3.2 페루 CDM 사업 온실가스 감축비용 추정 결과

페루 CDM 사업의 투자분석은 주로 내부수익률(IRR) 분석법이 많이 사용되었는데, 이는 페루에서는 재생에너지 지원을 사용하여 전력을 생산하고 이를 전력망에 공급하는 수력발전, 태양광발전, 풍력발전 등의 CDM 사업이 주를 이루고 있기 때문이다. 반면, 전력 판매수입이 없고 비용만 발생하는 매립가스, 연료전환 사업같은 경우 단순비용분석법(simple cost analysis)이 적용된다.⁶⁾

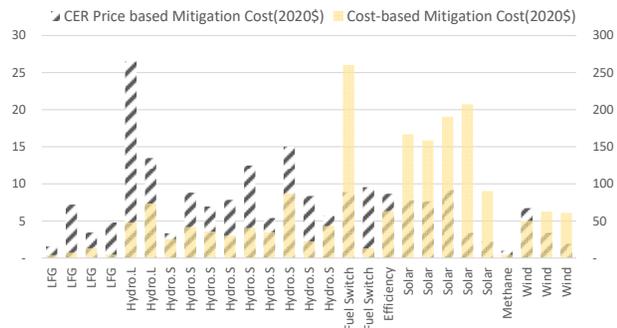


Fig. 6. CER Price- and Cost-based Mitigation Cost of Peru CDM Projects

페루 CDM 사업의 기준이 되는 기준 내부수익률 (benchmark IRR)은 약 12%로 제시되고 있으나 일부 사업

(LFG발전, 태양광발전)은 14%~15%의 상이한 내부수익률이 적용되는 등 사업별 차이를 보인다. CER 판매 이후의 실제 내부수익률에 관한 정보는 대부분 제공되지 않고 있으나, CER 발행기간(crediting period)을 계속해서 갱신 (즉, CDM 사업을 지속적으로 운영)하는 것을 단서로 보면 실제 내부수익률이 최소한 benchmark IRR을 상회했을 것으로 예상된다.

먼저 페루 CDM 사업 유형별 CER (유보)가격 기준 온실가스 감축비용(CER Price-based Mitigation Cost, 2020년 USD 기준) 분석에 대한 종합적 결과를 살펴보자(Fig. 6). 평균적으로 대수력발전이 톤당 가장 높은 감축비용(평균 \$20.00/tCO₂)을 필요로 하는 것으로 나타났다. 다음으로 연료전환(평균 \$9.22/tCO₂), 소수력발전(평균 \$8.21/tCO₂), 태양광발전(평균 \$6.05/tCO₂), 매립가스(\$4.25/tCO₂), 풍력발전(평균 \$4.02/tCO₂), 메탄회수(\$0.98/tCO₂) 순이다. 개별 사업 기준으로, 가장 낮은 수준의 CER 감축비용은 메탄회수(\$0.98/tCO₂), 풍력(\$1.93/tCO₂), 태양광(\$2.26/tCO₂), 소수력 (\$3.34/tCO₂) 발전 사업에서 나타난다.

반면, 수입을 제외하고 비용만을 고려할 경우 CDM 사업의 온실가스 감축비용(Cost-based Mitigation Cost)은 CER 유보가격 추정 방법론에 따른 감축비용에 비해 적게는 한두 배(전력판매 수입이 없는 사업은 두 값이 동일)에서 많게는 60배가량까지 더 크게 추정된다(Fig. 6 노란 막대). 이처럼 감축 사업으로부터의 수입을 고려하지 않을 경우, 감축 비용을 과대추산할 가능성이 높음을 알 수 있다. 특히, 두 방법론에 따른 태양광 발전의 감축비용 추정치에서 편차가 크게 나타났다.

페루 CDM의 비용 기준 감축비용 추정치(Fig. 6의 Cost-based Mitigation Cost)는 태양광발전에서 가장 높고 (평균 \$162.71/tCO₂), 연료전환(\$136.66/tCO₂), 대수력발전(\$60.96/tCO₂), 풍력발전(\$57.80/tCO₂), 소수력(\$40.17/tCO₂), 매립가스(\$7.31/tCO₂) 순으로 높게 나타났다. 개별 사업 기준으로, 매립가스, 메탄회수 사업에서 가장 낮은 수준을 보인다.

다음으로 페루 CDM 중 시행되는 사업 수가 많은 몇몇 유형에 대해 좀 더 상세한 논의를 이어간다. 첫째로, 소수력발전 CDM 사업의 CER 가격 기준의 온실가스 감축비

6) 수력발전, 태양광발전, 풍력발전과 같이 생산한 전력을 전력망에 판매하는 경우에는 CER 이외의 판매수입이 있기 때문에 단순비용분석법(simple cost analysis)을 적용할 수 없다. 이러한 경우 투자비 비교분석법(investment comparison)이나 내부수익률 분석법(benchmark analysis)을 사용해야 하지만, 전력망에 전력을 공급하는 경우에는 내부수익률 분석법을 사용해야 한다. 매립가스 사업은 매립지에서 발생된 메탄가스를 포집하여 연소 후에 대기 중에 방류하는 사업이 대부분이며, 전력을 공급하지 않고 비용만 발생할 경우 단순비용분석법을 적용했으며, LFG발전의 경우, 전력을 생산함에 따라 내부수익률 분석법이 적용되었다.

용(2020 USD 기준) 추정 결과를 살펴보자. Fig. 6에서 확인할 수 있다시피, 소수력발전 CDM 사업의 CER 유보가격은 평균적으로 \$8.21/tCO₂ (\$3.34-15.03/tCO₂), 비용만 고려한 온실가스 감축비용(2020 USD 기준) 평균은 \$40.17/tCO₂ (\$22.27-86.80/tCO₂)에 이르고 있어 비용 기준의 온실가스 감축비용이 CER 가격 기준 감축비용의 3~8배 수준인 것으로 나타났다.

특히, CDM no. 5538 소수력발전 사업은 CER 발행기간이 10년으로 고정된 사업으로, 다른 갱신형 사업에 비해 투자비 대비 CER 판매수익 발생의 기간이 짧은 관계로, 비용기준 감축비용이 매우 크게 나타나는 것으로 확인된다. 발행기간이 짧은 만큼 장기간 CER 판매를 통해 수익을 냄으로써 투자비를 회수할 수 있는 여지가 줄어들기 때문이다.

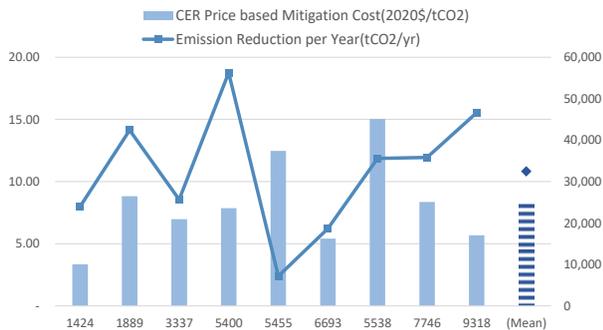


Fig. 7. Emission Reductions and Mitigation Cost of Small Hydroelectric CDM Projects in Peru

CER 유보가격 기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량과의 관계를 보면(Fig. 7), 사업당 온실가스 감축량이 높은 사업의 CER 가격은 낮고, 사업당 온실가스 감축량이 낮은 사업의 CER 가격은 상대적으로 높은 편으로 추정되었다($\rho = -0.2$). 이는 일정한 기준 내부수익률(예를 들어 12%)을 달성하는 조건 하에 “생산량”(감축량, ERs)과 “생산비용”(감축비용)이 서로 음의 상관관계를 갖음을 보여준다. 즉, 온실가스 감축에도 어느 정도의 규모의 경제가 나타남을 알 수 있다.

또한, 페루 소수력발전 CER 가격 기준 감축비용과 설비 용량당 투자비의 관계(Fig. 8)에서는 설비당 투자비가 높은 사업의 감축비용은 비교적 높게 나타나고, 반대로 사업설비당 투자비가 낮은 사업의 감축비용은 낮게 나타나는 경향을 확인할 수 있다($\rho = 0.4$). 이 또한 본 분석에서는 감축비용이 ‘기준 내부수익률’을 달성시키는 CER

유보가격을 의미함에 따라, 투자비가 높은 사업일수록 더 높은 가격으로 CER을 판매해야만 해당 사업이 경제적 타당성을 확보할 수 있다는 측면으로 이해할 수 있다.

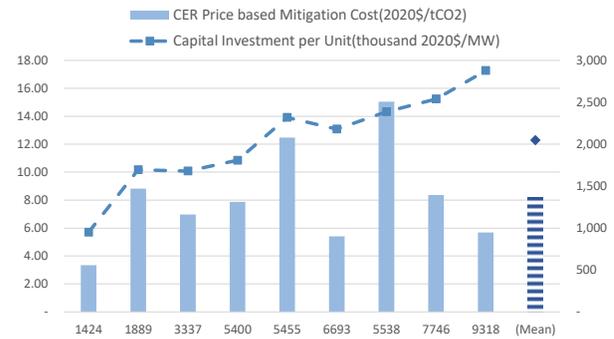


Fig. 8. Capital Investment per unit and Mitigation Cost of Small Hydroelectric CDM Projects in Peru

태양광발전 CDM 사업의 CER 가격 기준 온실가스 감축비용 (2020년 USD 기준) 평균은 \$6.05/tCO₂ (\$2.26 ~ 9.18/tCO₂)이며, 비용만 고려한 온실가스 감축비용 (2020년 USD 기준)의 평균은 \$162.71/tCO₂ (\$90.28 ~ 207.46/tCO₂)에 이르고 있어 태양광발전 비용 기준 온실가스 감축비용이 CER 가격 기준 감축비용의 30배에 달하는 것으로 분석되었다. 이처럼 투자비와 운영비 등 사업의 비용이 매우 큰 사업의 경우 비용만 고려하면 감축비용이 지나치게 높게 추정되므로, 사업의 “생산물”인 감축실적의 경제적 가치까지 고려하면 감축비용을 보다 합리적으로 추정할 수 있음을 알 수 있다.

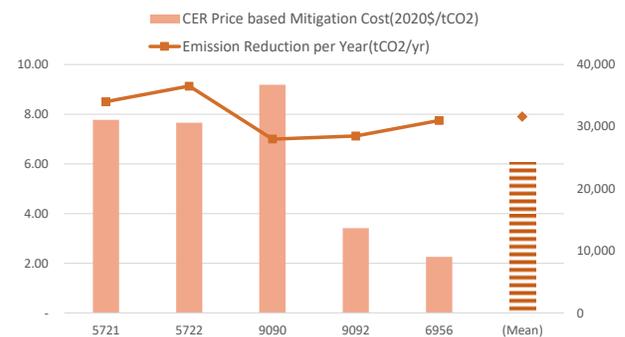


Fig. 9. Emission Reductions and Mitigation Cost of Solar Photovoltaic CDM Projects in Peru

앞서 살펴본 소수력발전 사업과 마찬가지로, 태양광발전의 CER 가격 기준 감축비용과 사업당 온실가스 감축량과의 관계에서도 약한 음의 상관관계가 나타난다(Fig. 9). 하지만 소수력발전 사업에 비해 그 관계가 약하게 나타난다. 이는, 온실가스 감축에 규모의 경제가 존재하기는 하나, 태양광발전의 경우 매우 빠른 기술진보가 일어나 상당한 발전효율의 개선이 있었기에, 그 효율개선 효과에 의해 규모의 경제 효과가 흐려진 것으로 파악된다. 사업당 감축량과 상관없이 태양광발전 사업의 감축비용이 시간이 지날수록 점차 낮아지는 경향을 보인다(Fig. 10).

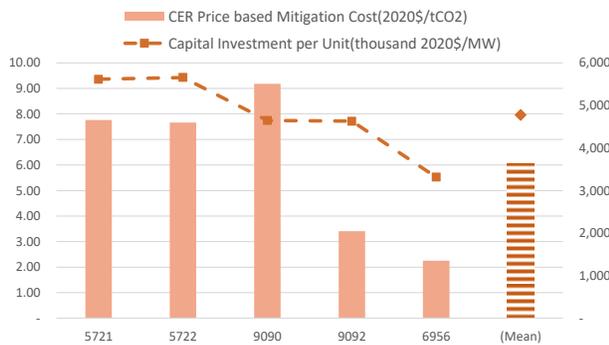


Fig. 10. Capital Investment per unit and Mitigation Cost of Solar Photovoltaic CDM Projects in Peru

이와 관련하여 Fig. 10에서 시간의 경과에 따라 태양광발전의 설비용량당 투자비가 뚜렷하게 감소하는 경향을 확인할 수 있다. 이는 IRENA(2019)에서 재생에너지 발전 설비당 투자비의 하락 추이에 대해 분석한 바와 일치한다. 페루의 태양광발전 사업이 등록된 연도는 모두 2012년이나 실제로 사업의 발행기간(crediting period)이 시작된 해는 2012~2015년에 걸쳐있다. 따라서, 짧은 기간이지만 태양광 기술이 비약적으로 발전하여 단위당 투자비가 하락하고, 그에 따라 태양광발전 CDM 사업의 감축비용(유보가격) 하락으로 이어진 것으로 해석된다.

3.3 페루 CDM 온실가스 감축량 및 한계감축비용

본 절에서는 앞에서 살펴본 다양한 유형의 페루 CDM 사업에 대한 한계감축비용 추정 결과와 온실가스 총 감축량을 연계하여 종합적으로 살펴본다. Fig. 11는 이를 요약적으로 보여준다. Fig. 11의 수평축은 온실가스 누적 감축량, 수직축은 CER 유보가격으로 추정한 한계감축비용(\$/tCO₂)를 의미하며, 사업유형별 6개의 그래프가 제시되

어 있다. 한계비용이 점차 증가함에 따라 각 사업유형별로 생산되는 누적 감축량이 점차 늘어나는 양상을 확인할 수 있다. 동 그래프를 통해, 각 비용 수준에서 공급 가능한 온실가스 감축량을 확인할 수 있다. 또한, 주어진 비용 수준에서 어떤 사업유형부터 추진하는 것이 효과적으로 감축 실적을 확보하는 방안인지에 대한 정보를 제공한다.

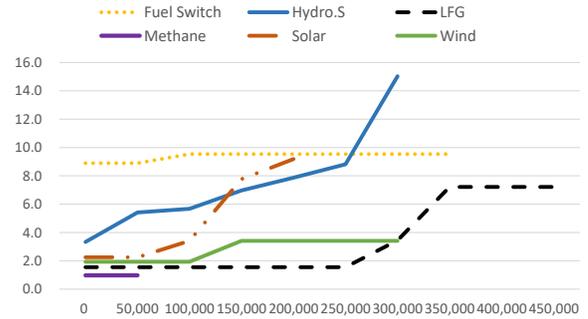


Fig. 11. Cumulative Emission Reductions (tCO₂) and Marginal Mitigation Cost (\$/tCO₂) by Types of CDM Projects in Peru

예를 들어, 한계감축비용 약 \$2/tCO₂ 수준에서 온실가스 감축을 위해 제일 먼저 고려해 볼 만한 사업 유형은 메탄회수, 매립가스, 풍력발전, 태양광발전 등이 있는데(그래프의 왼쪽 하단), 그 중 \$2/tCO₂ 비용 수준에서 가장 많은 감축량을 확보할 수 있는 사업유형은 매립가스(LFG)임을 확인할 수 있다. 페루 매립가스 사업을 통해 \$2/tCO₂의 낮은 비용에서 25만톤이 넘는 감축량을 확보할 수 있는데, 풍력발전 또한 비용이 매우 낮은 편에 속해, \$2/tCO₂의 비용으로 10만톤, 그보다 높은 \$3.4/tCO₂의 비용으로 추가 20만톤이 확보 가능하다고 해석할 수 있다. 반면에 메탄회수나 태양광 발전같은 경우 감축규모가 너무 작거나, 감축량을 늘려감에 따라 감축비용이 급격히 증가하기 때문에 비용효과적으로 많은 양의 감축실적을 확보하기는 어려운 사업 유형임을 확인할 수 있다. 연료전환의 경우 감축량은 많으나, 페루 CDM의 주요 사업유형 중 가장 높은 한계감축비용을 가지기 때문에, 비용효과성을 고려할 경우 투자 우선순위에서 밀려나게 된다.

다만 여기서 유의할 점은, Fig. 11의 사업별 한계비용곡선은 본 연구에서 분석대상으로 삼은 일부 감축사업의 한계비용과 감축량만을 포함하며, 페루 감축 사업 시장 전체를 대표하지는 않는다는 점이다. 이론적으로는, 페루

CDM 사업 중 본 연구의 분석대상에서 제외된 사업들의 한계비용곡선을 Fig. 11의 곡선들과 수평으로 합하는 방식으로 시장 전체를 나타내는 그래프를 재구성할 수 있다. 시장 전체에 대한 한계감축비용곡선은 Fig. 11의 우상향하는 곡선과 유사한 형태를 가지나, 주어진 비용수준에서 더 많은 감축실적 생산이 가능하다는 점에서 기울기가 보다 완만할 것이다.

엄밀히 말하며, 비용 효과적인 감축 사업 포트폴리오를 구상하기 위해서는 현재 운영되고 있는 페루의 모든 CDM 사업, 더 나아가 모든 협력 가능 국가 CDM 시장 전체에 대한 한계감축비용곡선을 도출할 필요성이 있다. 본 연구에서는 제한적이거나 비용정보를 제공하는 페루 사업을 위주로 하여 CDM 사업의 경제성을 분석하고 비용효과적 사업 추진 전략에 대한 기초적 논의를 시작하는 것에 의의를 둔다.

4. CER 발행률에 따른 민감도 분석

지금까지는 기준 내부수익률(benchmark IRR) 하에 CDM 사업 비용이 모두 회수되기 위한 CER 판매단가(유보가격)를 추정하기 위해, CDM PDD의 예상 감축실적(ERs)이 100% CER 유닛으로 발행되어 판매수입을 발생시킨다는 가정을 기반으로 하였다. 실제로는 CDM PDD 상에 제시된 예상 감축량의 일부만이 CER로 발행되어 수입을 발생시킨다. 예를 들어, UNFCCC는 2021년까지의 CER 공급 가능 총량을 50억톤 가량으로 예상했는데, 지금까지의 실제 CER 발행률을 바탕으로 공급량을 21억톤 정도로 조정하였다⁷⁾. 즉, CDM 사업 전반에 걸친 실제 CER 발행률(past rate of issuance)이 약 40% 정도인 것이다. 이때, CP2(2nd Crediting Period) 기간에 대한 페루 CDM사업의 CER 발행률은 이보다 훨씬 낮은 약 2%이다. 따라서, 모든 CDM 사업의 유닛 발행률을 100%라고 가정하고 CER의 유보가격을 추정하는 것은 다소 현실성이 부족하다고 판단된다.

이러한 측면에서, PDD의 예상감축량 중 일부만이 CER로 발행되는 현실적인 상황에서 CDM 감축 사업자가 부담하게 되는 한계감축비용을 추가적으로 분석해 볼 필요가 있다. 본 절에서는 전반적 발행률인 40%와 CP2의 낮은 발행률을 적절히 고려해, PDD상의 예상 감축량(ERs) 중 50% 혹은 25%만이 CER 유닛으로 발행되어 경제적

가치를 인정받게 되는 경우에 대해 한계비용을 추가 분석한 결과를 확인해본다. Base scenario와 같은 방식으로 PDD 상의 투자비와 운영비 하에 기준 내부수익률(benchmark IRR)을 달성하기 위한 CER 판매단가(유보가격)를 추정하되, 판매가능한 CER 자체가 ERs 100%가 아닌, 50% 혹은 25%일 경우를 다룬다.

Fig. 12는 민감도분석의 예시로서, 페루 소수력발전 사업을 대상으로 하여, 100% (base scenario; BS), 50% (S1), 25% (S2)의 CER 발행률을 적용한 민감도 분석 결과를 보여준다. 분석 결과에 따르면, CER 발행률과 CER 판매단가는 정확히 반비례의 관계를 가진다. 발행률이 100%에서 50%로, 혹은 50%에서 25%로 절반으로 감소하면, CER 유보가격은 2배씩 증가한다. 따라서, 만약 사업의 예상 감축량 중 일부만이 공식적인 감축 실적으로 인정받게 되어 수입을 발생시킬 경우, 감축 사업의 수익성이 매우 낮아져, benchmark IRR의 달성이 어려워진다. 달리 말하면, CER의 가격이 매우 높아야만 일정 수준의 수익성을 만족시킬 수 있다는 뜻이다.

세계 각국이 2050 탄소중립을 추진함에 따라 국제적으로 거래 가능한 CER 유닛 등의 온실가스 감축 실적에 대한 구매 수요가 증대되고 이는 국제 탄소 가격의 상승으로 이어질 가능성이 크다. 하지만, 감축 사업의 예상감축량 중 실제로 인정받을 수 있는 감축량이 얼마인가에 따라 온실가스 감축 톤당 한계비용에 큰 차이가 발생할 수 있다. 향후 파리협정 6조 하에 신규 감축 사업을 추진할 시 이러한 점을 유의할 필요가 있다.

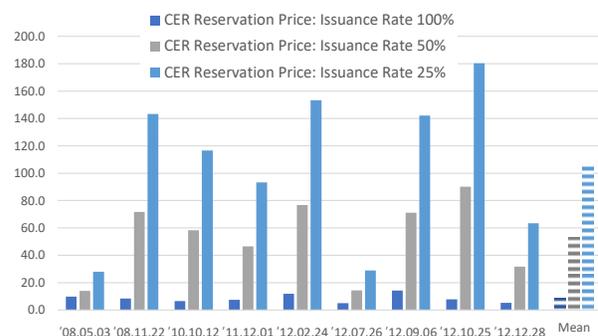


Fig. 12. Varying Marginal CER Reservation Price by CER Issuance Rate (Small Hydroelectric CDM Projects)

7) <https://cdm.unfccc.int/Statistics/Public/CDMinsights/index.html>

5. 결론

범세계적 공동의 노력만이 기후변화의 속도를 늦추고, 지구생태계와 인류가 파국으로 치닫는 것을 막을 수 있기에, 온실가스 감축을 위한 국가 간 협력 및 활발한 감축 사업 투자는 더욱더 그 중요성이 강조된다. 파리협정 하 새로운 국제협력 메커니즘은 아직 구체화되지 않았으나, 전신인 CDM의 체제를 상당 부분 이어나갈 것으로 예상된다. 따라서, CDM 체제 하 운영되고 있는 최신 감축사업에 대한 경제적 분석 결과를 바탕으로 향후 해외 감축사업의 향방을 가늠하는 것은 무엇보다도 중요하고 필요하다.

본 연구는 해외 감축사업의 유형별 경제성을 평가하고 감축 사업 추진 전략에 대한 함의를 이끌어 내기 위한 분석적 기초를 다지고자, 페루 27개 CDM 프로젝트의 투자비와 운영비, 전력판매 수입, 감축량 등을 모두 고려하여 사업별 톤CO₂당 감축 비용을 추정했다. 각 감축 사업이 최소한의 경제적 타당성을 확보하기 위한 CER의 판매단가를 추정함으로써 사업별 감축비용을 도출했다. 투자비와 운영비 등 사업의 비용이 매우 큰 사업의 경우 감축 사업으로부터 발생하는 수입을 제외하고 비용만 고려하면 감축 비용을 과대추산할 가능성이 높음을 확인할 수 있었다. 감축사업의 “생산물”인 감축실적의 경제적 가치까지 고려하면 감축비용을 보다 합리적으로 추정할 수 있는 것이다. 분석 결과, 사업당 온실가스 감축량이 높은 사업의 CER 가격은 낮게, 사업당 온실가스 감축량이 낮은 사업의 CER 가격은 상대적으로 높은 것으로 추정되었다. 즉, 온실가스 감축에도 어느 정도의 규모의 경제가 나타남을 확인할 수 있었다.

본 연구의 분석 결과가 비록 페루 감축사업의 전체를 포괄하지는 않지만 그 나름의 의미를 가지는 지점은, 사업 유형별 감축비용의 상대적 수준 비교를 가능케 한다는 점, 그리고 감축량이 증가함에 따라 한계비용이 증가하는 양상을 여러 사업유형에 걸쳐 대조해 볼 수 있다는 점을 들 수 있다. 이를 통해 비용효과적인 감축사업 추진 전략에 대한 유용한 정보를 얻을 수 있다. 페루 CDM 사업 유형별 감축량과 감축비용을 도식화해 비교해본 결과, 감축 규모와 비용 효과성을 동시에 고려했을 때 제일 먼저 고려해 볼 만 한 감축 사업 유형은 메탄회수, 매립가스, 풍력발전, 태양광발전 순으로 나타났다. 비용이 낮지만 미미한 감축량만을 발생시키는 사업이나, 감축량이 많지만 비용이 지나치게 높은 사업유형보다는, 상대적으로 낮은 비용에 많은 양의 감축실적을 확보할 수 있는, 즉 비용효과

적으로 규모 있는 감축이 가능한 유형이 투자 우선순위에 놓이게 된다. 이러한 투자 우선순위 분석은 여러 CDM 호스트 국가로 범위를 넓혀 국가 간 비교분석하는 것 또한 매우 유용한 정보를 제공한다(Noh et al., 2021b). 동일한 사업유형일지라도 감축 잠재력에 따라 국가별로 현저히 다른 감축비용이 도출되기 때문에, 이러한 국가 간 비교 분석은 우리나라 정부 또는 민간의 해외 감축사업 추진 전략에 대한 다양한 함의를 제공할 수 있을 것이다.

본 연구의 대상이 된 페루는 2008년부터 지속적으로 재생에너지원 비중 증대를 목표로 신재생에너지 투자 촉진 법령 제정, 지역 재생에너지 보급 확대 실행계획 수립, 에너지 효율 향상 및 재생에너지 확대에 중점을 두어 국가에너지계획(NEP)을 수립하는 등 적극적으로 신재생에너지 부문 정책을 펼치고 있다. 그럼에도 불구하고 페루 신재생에너지원별 잠재량에 비해서는 극히 일부분만이 개발되고 있다. 부존자원 대비 개발현황은 수력과 바이오가스가 6%를 상회하며, 태양광과 풍력의 개발 진행은 1% 이내로 상대적으로 부진함에 따라 향후 수력 외 신재생에너지원 개발 및 활용 가능성이 매우 높은 것으로 파악된다(KEA, 2020). 그 외에도, 현재 페루에서 폐수의 메탄 회수 혹은 매립가스 포집 및 소각 활동이 강력히 규제되는 대상이 아님에 따라, 미처리 폐수 배출 및 매립장 매립가스의 수동적 대기 방출(Passive LFG Venting) 관행이 흔하게 존재한다. 향후 페루의 온실가스 감축 활동이 강화됨에 따라 메탄회수 및 매립가스 관련 온실가스 감축사업 또한 점차 활성화 될 가능성이 있다.

탄소중립 사회를 실현하기 위해, 한국을 포함한 세계 각국은 더욱 활발한 감축 활동을 펼쳐나갈 것이다. 특히, 감축 의욕에 비해 국내적 감축 여력이 상대적으로 부족한 한국과 같은 국가들에게는, 해외 감축사업을 통한 감축실적 확보가 국가 감축 목표의 달성 가능성을 높여주는 하나의 중요한 수단이 될 수 있다. CDM을 계승하는 새로운 국제협력 메커니즘이 구체화 되어 확립될 때까지의 전환기 동안, 한국은 페루뿐만 아니라 우선 협상 대상국으로 지정한 칠레, 베트남, 미얀마, 스리랑카 등을 중심으로 각국의 감축 잠재력과 투자기회, 감축 사업의 비용효과성 등에 대한 이해도를 높이는 준비작업을 서두를 필요가 있다.

사사

본 논문은 에너지경제연구원 ‘국제 탄소시장 활용 중장기 온실가스 감축전략 및 국내 이행방안 마련을 위한 기초

연구(2020)’에서 저자가 작성한 일부 내용을 대폭 보완·발전시켜 학술논문 형태로 재구성하였음. 이 논문은 부경대학교 자율창의학술연구비(2021년)에 의하여 연구되었음.

References

- IRENA (International Renewable Energy Agency). 2019. Renewable Power Generation Costs in 2019. Abu Dhabi.
- KEA (Korea Energy Agency). 2020. Peru Energy Issue Report, 20(p.31).
- KFQ (Korean Foundation for Quality). 2017. Preparation of Measures to Strengthen Capability of Verification and Certification of Global Mitigation Projects under the Paris Agreement.
- Noh D-W. 2021. Methodology to estimate GHG emission abatement cost of CDM projects (in Korean with English abstract), Journal of Climate Change Research.
- Noh D-W, Son IS, Lim JM, Kim SI. 2021a. GHG emission abatement cost of small scale hydro CDM projects-Chile, Peru, Vietnam, Srilank, Korea Energy Economics Institute, Energy Focus, Spring, 2021.
- Noh D-W, Son IS, Lim JM, Kim SI. 2021b. Mitigation Cost of CDM activities in Four Countries (in Korean with English abstract), Journal of Climate Change Research.
- Rahman S.M, 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.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. Clean Development Mechanism (CDM). [accessed June 22, 2020]. <https://cdm.unfccc.int>

부록

Table S1. CDM projects in Peru

CDM project reference number	Registration project title	Project	PA/PoA	Project Classification	Project Type	Registered (date)	CER Crediting Period	
							Year	Period
708	Huaycoloro LFG	Landfill Gas	PA	Large	Landfill power	'07.03.05	21	'07.03.05-'28.03.04
1104	Ancon EcoMethane LFG	Landfill Gas	PA	Large	Landfill flaring	'07.11.30	21	'07.11.30-'28.11.29
2402	Bionersis Project Peru1	Landfill Gas	PA	Small	Landfill flaring	'09.05.04	10	'09.05.04-'19.05.03
5619	Modelo del Callao LFG	Landfill Gas	PA	Large	Landfill flaring	'12.08.20	21	'12.08.20-'33.08.19
1836	Poechos II Hydro	Power Generation	PA	Large	Hydro	'08.11.24	21	'09.04.01-'30.03.31
2426	El Platanal Hydro	Power Generation	PA	Large	Hydro	'09.09.17	21	'10.02.01-'31.01.31
1424	Carhuaquero IV Hydro	Power Generation	PA	Small	Hydro	'08.05.03	21	'08.05.03-'29.05.02
1889	La Joya Hydro	Power Generation	PA	Small	Hydro	'08.11.22	21	'09.07.25-'30.07.24
3337	Santa Cruz II Hydro	Power Generation	PA	Small	Hydro	'10.10.12	21	'10.10.12-'31.10.11
5400	Pias I Hydro	Power Generation	PA	Small	Hydro	'11.12.01	21	'11.12.01-'32.11.30
5455	Purmacana Hydro	Power Generation	PA	Small	Hydro	'12.02.24	21	'12.03.01-'33.02.28
6693	Nuevo Imperial Hydro	Power Generation	PA	Small	Hydro	'12.07.26	21	'12.08.01-'33.07.31
5538	Baños V Hydro	Power Generation	PA	Small	Hydro	'12.09.06	10	'12.09.06-'22.09.05
9318	Taurichuco Hydro	Power Generation	PA	Small	Hydro	'12.12.28	21	'15.07.01-'36.06.30
7746	Nueva Esperanza	Power Generation	PA	Small	Hydro	'12.10.25	21	'15.01.01-'36.12.31
1073	Peruvian Fuel-Switch	Fuel Switch	PA	Large	Oil to natural gas	'07.07.06	10	'05.01.01-'14.12.31
1902	Atocongo Fuel Switch	Fuel Switch	PA	Large	Coal to natural gas	'08.11.10	21	'08.11.10-'29.11.09
7609	Kallpa Thermoelectric	EE supply side	PA	Large	Single cycle to combined cycle	'12.12.31	10	'12.12.31-'22.12.30
5721	TACNA SOLAR 20 TS	Power Generation	PA	Large	Solar PV	'12.01.31	21	'12.11.01-'33.10.31
5722	Panamericana Solar	Power Generation	PA	Large	Solar PV	'12.03.12	21	'13.01.01-'33.12.31
9090	MAJES SOLAR 20T	Power Generation	PA	Large	Solar PV	'12.12.24	21	'13.07.01-'34.06.30
9092	Reparticion Solar	Power Generation	PA	Large	Solar PV	'12.12.24	21	'13.07.01-'34.06.30
6956	Moquegua FV Solar	Power Generation	PA	Large	Solar PV	'12.09.94	21	'15.01.01-'35.12.31
1249	Palmas del Espino Biogas	Methane Avoidance	PA	Small	Waste Water	'07.09.23	21	'07.09.23-'28.09.22
7419	Marcona Wind Farm	Power Generation	PA	Large	Wind	'12.09.28	21	'13.11.27-'34.11.26
7487	Cupisnique Wind	Power Generation	PA	Large	Wind	'13.03.19	20	'13.06.20-'33.06.19
7594	Talara Wind	Power Generation	PA	Large	Wind	'13.03.22	20	'13.06.20-'33.06.19

Source: United Nations Framework Convention on Climate Change.
Clean Development Mechanism(CDM) (<https://cdm.unfccc.int>)