

개도국 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용 추정

칠레, 페루, 베트남, 스리랑카를 중심으로

노동운 에너지경제연구원 선임연구위원(dwroh@keei.re.kr)

손인성 에너지경제연구원 부연구위원(isson@keei.re.kr)

임정민 부경대학교 조교수(jmlim@pknu.re.kr)

김수인 에너지경제연구원 연구원(sooinkim@keei.re.kr)



1. 서론

2015년 12월 프랑스 파리에서 개최된 제21차 기후변화협약당사국총회(COP21)¹⁾에서는 파리협정(Paris Agreement)이 체결되었다. 선진국(부속서 I 국가)만 온실가스 감축에 참여했던 교토의정서 체제와 달리 파리협정체제에서는 개도국(비부속서 I 국가)도 기후변화 대응노력에 참여해야 한다. 3년간의 논의를 거쳐 2018년 12월 폴란드 카토비체에서 개최된 제24차 기후변화협약당사국총회(COP24)에서는 제6조 시장메커니즘을 제외한 파리협정 이행을 위한 세부이행규칙(rulebook)이 마무리되었다.

파리협정 제6조인 시장메커니즘의 세부이행규칙은 다음 해인 2019년 12월 스페인 마드리드에서 개최된 제25차 기후변화협약당사국총회(COP25)에서 마무리될 예정이었으나 합의에 도달하지 못했다. 따라서 2020년 12월에 개최될 제26차 기후변화협약당사국총회(COP26, 2020.12, 영국 글래스고우)에서 논의가 마무

1) 유엔 기후변화협약당사국총회(COP, Conference of Parties)는 기후변화협약 관련 최고의 의사결정기구이다.

리될 예정이었으나 코로나 바이러스로 인해 제26차 기후변화협약당사국총회가 2021년 11월로 연기됨에 따라 시장메커니즘의 세부이행규칙은 2021년 말에 완료될 것으로 예상된다.

파리협정 제6조의 시장 메커니즘에는 협력적 메커니즘과 지속가능 메커니즘 및 비시장 메커니즘이 정의되어 있다. 협력적 메커니즘은 일본의 양자 협력사업(JCM)과 같이 국가와 국가 간 협력을 통해 온실가스를 감축하고 그 결과를 활용하는 제도이다. 지속가능 메커니즘은 교토의정서 체제의 청정개발제도(CDM)와 유사한 제도로서 유엔의 중앙집권적인 구조를 통해 온실가스 감축사업이 관리되고 감축결과가 시장에서 거래되는 제도이다. 비시장 메커니즘은 지속가능 개발에 대한 기여 차원에서 사업이 추진되지만 온실가스 감축사업의 결과는 거래되지 않는 제도이다. 온실가스 감축결과가 국제적으로 거래된다는 점에서 협력적 메커니즘과 지속가능 메커니즘을 파리협정의 시장 메커니즘이라고 정의할 수 있다.

주요 선진국과 개도국들이 탄소중립을 선언하고 있으며, 이를 반영한 장기저탄소개발전략(LEDs)을 유엔에 제출하고 있다. 2030년의 감축목표를 설정한 자발적 기여(NDC)가 파리협정의 장기 온도상승 목표를 달성하기 어려울 것으로 평가되고 있어 2023년에 파리협정의 지구적 이행점검(global stock taking)이 시행되면 자발적 기여를 강화해야 한다는 요구가 더욱 강하게 제기될 것으로 예상된다. 2030년의 감축목표 강화와 2050년의 탄소중립 선언으로 온실가스 감축노력이 강화되면 파리협정의 시장 메커니즘 활용이 활성화될 것으로 예상된다.

우리나라는 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 국제탄소시장을 활용하여 16.2백만CO₂톤을 확보할 계획이다. 국제탄소시장 활용에는 탄소시장에서 감축결과를 구매하는 방안과 해외 온실가스 감축사업에 투자하는 방안이 가능할 것으로 예상된다. 지속가능 메커니즘의 방법론은 교토의정서 청정개발제도(CDM)의 방법론을 기반으로 개발될 예정(파리협정 6.4조 초안, 2019.12)이며, 협력적 메커니즘의 방법론 개발에 대한 구체적인 지침은 없지만 온실가스 감축결과 역시 경제적 타당성을 기반으로 발생될 것으로 예상된다. 온실가스 감축결과가 국제적으로 거래되는 교토 메커니즘 중에서 CDM이 가장 활발하게 추진되었으며, 일부 CDM 사업과 감축결과(CER)는 파리협정의 시장 메커니즘으로 이전될 계획이다(파리협정 6.4조 초안, 2019.12).

2030년 온실가스 감축목표 달성에 필요한 해외 온실가스 감축결과를 비용 효과적으로 확보하기 위해서는 감축비용에 대한 분석이 필요하다. 우리나라가 베트남, 미얀마, 스리랑카, 칠레, 페루 등 5개 국가와 기후변화 양자협력을 추진하고 있기 때문에 이들 국가에서 온실가스 감축사업을 추진할 가능성이 높다. 본 원고에서는 우리나라와 양자협력이 추진되고 있는 국가 중에서 자료 이용이 가능한 4개 국가(칠레, 페루, 베트남, 스리랑카) 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 추정하고 국가 간 비교를 분석하기로 한다. 소수력발전은 발전설비 능력이 15MW 이하인 사업으로서 우리나라가 감축사업으로 추진 가능한 사업이다.

2. 분석 방법론

가. 방법론 개요

CDM의 추가성(additionality)을 평가하는 방법에는 최초기술 분석법, 장애요인 분석법, 투자분석법, 일상

활동 분석법이 있다. 추가성 평가에는 장애요인 분석법과 투자분석법 중에서 하나를 적용할 수 있으며, 일상활동 분석법은 추가성 평가의 신뢰도를 향상시키기 위해 보조적으로 사용되는 평가 절차이다(Lambert Schneider, 2009)²⁾. 투자분석법(investment analysis)은 추가성 평가 방법 중에서도 경제적 추가성을 평가하는 방법이라고 할 수 있다.

투자분석법은 CDM 사업에서 발생하는 온실가스 감축결과(CER)를 판매하지 않으면 CDM 사업의 경제적 타당성이 확보되지 않는다는 점을 입증하는 방법이다. 즉, CER 판매가 이루어질 경우에만 CDM 사업의 경제적 타당성이 확보될 수 있다는 점을 말해주고 있다. 본 연구에서는 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 추정하는 방법으로서 투자분석법의 정보를 활용하기로 한다. CDM 사업의 경제적 타당성이 확보된 경우의 CER 판매단가를 CDM 사업의 온실가스 감축비용으로 정의했으며 비용은 모두 2019년 가격으로 전환했다.

나. 투자 분석법을 이용한 감축비용 추정 방법론

투자분석법은 제안된 CDM 사업이 최소 한 개 이상의 다른 대안에 비해 경제적으로 가장 매력적이지 않거나 혹은 제안된 사업이 경제적으로 매력적이지 않다는 점을 증명하는 방법이다. 제안된 CDM 사업이 가장 매력적이지 않거나 매력적이지 않다고 평가되면 사업이 추가적(additional)이라고 평가되어 CDM 사업으로서의 자격을 갖추게 된다. 즉, 투자분석법은 CER 판매수입이 없다면 투자자가 투자 대상 선정 시 제안된 CDM 사업을 선호하지 않고 다른 사업을 선호할 것이라는 점을 증명하는 방법이다. 추가적이라는 의미는 제안된 사업이 CDM 사업으로 등록되어 발생된 감축실적(CER)을 판매할 경우에만 경제적 타당성을 갖게 된다는 의미이다.

투자분석법에는 단순비용분석(simple cost analysis), 투자비교분석법(investment comparison analysis), 기준 내부수익률 분석법(benchmark analysis)이 사용되고 있다(Lambert Schneider, 2009).

단순비용분석법은 CDM 사업의 감축결과인 CER 이외의 수입(전력판매수입 등)이 없을 경우에 적용되는 방법으로서, 제안된 사업으로 인해 추가적인 비용이 발생된다는 점을 입증하는 방법이다. 추가적인 비용이 발생하면 사업이 추가적이라고 평가된다.

투자 비교분석법은 CER 이외의 수입이 있을 경우, 그리고 사업의 산출물이 다른 사업에서 생산되지 않는 경우에 적용되는 방법론이다. 제안된 사업의 경제적 지표(IRR, NPV, B/C Ratio, LCOE 등)가 다른 대안의 지표보다 양호하지 않으면 제안된 사업이 추가적이라고 평가된다. 그러나 전력망에 전력을 공급하는 태양광이나 풍력발전사업은 대안적인 사업에서도 비슷한 산출물(전력)을 생산한다는 점에서 투자비교 분석법을 사용하지 않고 내부수익률 방법을 적용해야 한다. 기준 내부수익률 분석법은 CER 이외의 수입이 있고 태양광발전이나 풍력발전과 같이 제안된 사업의 산출물이 다른 사업에서도 생산되는 경우에 적용되는 방법론이다. CER 판매수입을 제외할 경우, 제안된 사업의 내부 수익률이 투자 유치국 정부가 제시하는 기준

2) 최초 활동법(first of its kind)은 제안된 CDM 사업이 해당 지역에서 최초의 기술이나 활동인지의 여부를 파악하는 방법으로서, 최초의 활동으로 평가되면 제안된 CDM 사업이 추가적이라는 결론에 도달하게 된다. 장애요인 분석법(barrier analysis)은 제안된 사업이 CDM으로 등록되지 않으면 사업 추진을 저해하는 요인이 존재한다는 점을 증명하는 접근법으로서 장애요인이 존재한다면 사업이 추가적이라고 평가된다. 일상활동 분석법(common practice analysis)은 제안된 사업이 관련 부문이나 지역에서 일상적으로 행해지는 것이 아니라는 점을 증명하는 접근법으로서 일상적인 활동이 아니라면 사업이 추가적이라고 평가된다.

내부수익률(혹은 할인율)에 미치지 못하면 제안된 사업이 추가적이라고 평가된다.

본 연구에서는 대부분 기준 내부수익률 분석법을 사용했으며, 일부 사업에서는 단순비용분석법이 적용되기도 했다. 세 종류의 투자분석법은 모두 기본적으로 CDM 사업의 투자비와 운영비 등의 모든 비용을 회수하고 일정 수준의 이윤이 확보될 경우의 CER 판매단가를 도출하는 방법론으로 활용되었다.

단순비용분석법이 적용되는 경우에는 CER 판매가 유일한 수입이기 때문에 CER 판매수입을 온실가스 감축량으로 나눈 값을 CER 판매단가로 추정했으며, 이를 온실가스 감축비용으로 정의했다. 투자비교 분석법의 경우에는 제안된 사업의 경제적 지표(IRR, NPV 등)를 가장 매력적인 대안의 경제적 지표와 일치시킬 경우의 CER 판매가격을 추정하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 CER 판매단가와 온실가스 감축비용을 추정하게 된다.³⁾ 기준 내부수익률법의 경우에는 제안된 사업의 내부수익률이 투자유치국의 정부가 제시한 기준 내부수익률과 일치하도록 CER 판매수입을 조정하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 CER 판매단가와 온실가스 감축비용을 추정하게 된다.⁴⁾

단순비용분석법은 CER 판매 이외의 수입이 없기 때문에 비용을 회수하기 위해서는 CER 판매수입이 최소한 비용을 회수할 수 있는 수준이 되어야 한다. 투자비교분석법과 내부수익률법의 경우에는 전력판매단가가 해당 정부에 의해 결정되기 때문에 전력판매수입을 조정하기는 현실적으로 어렵다. 따라서 CER 판매수입을 조정하여 사업의 경제적 타당성을 확보하는 것이다.

경제성 평가 방법에 사용된 경제지표에는 내부수익률(IRR)과 순현재가치(NPV)가 주로 많이 사용되었다. 내부수익률(IRR)은 사업평가기간 동안 CDM 사업의 현금 유입액의 합계와 현금 유출액의 합계를 일치시켜주는 할인율이라고 할 수 있으며, 내부수익률 도출 식은 다음과 같다.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+IRR)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+IRR)^t}$$

R_t: t 연도의 현금 유입액 C_t: t 연도의 현금 유출액 t: 기간 IRR: 내부 수익률

순현재가치는 CDM 사업의 사업평가기간 동안 현금 유입액에서 현금 유출액을 차감했을 경우의 현재가치를 의미한다. 순현재가치가 양의 수준이면 사업이 경제적으로 타당하며 순현재가치가 음의 수준이면 사업의 경제성이 없는 경우를 의미한다. 순현재가치 도출 식은 다음과 같다.

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{R_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

NPV: 순현재가치 R_t: t 연도의 현금 유입액 C_t: t 연도의 현금 유출액 t: 기간 r: 할인율

3) 예를 들면, 제안된 사업의 순현재가치(NPV)가 -\$100억이고, 대안 중의 가장 매력적인 사업의 순현재가치가 \$50억일 경우 제안된 사업의 순현재가치가 \$50억이 되도록 CER 판매수입을 조정하고 이를 온실가스 감축량으로 나눈 값이 CER 판매단가이며 이를 온실가스 감축비용으로 정의했음

4) 예를 들면, 제안된 사업의 내부수익률이 8%이고, 투자유치국 정부가 제시한 기준 내부수익률이 10%일 경우 제안된 사업의 내부수익률이 10%가 되도록 CER 판매수입을 조정하고, CER 판매수입을 온실가스 감축량으로 나눈 값이 CER 판매단가가 되며 동시에 제안된 사업의 온실가스 감축비용으로 정의됨

다. 투자 분석법 활용에 필요한 정보

CDM 사업의 투자분석에 필요한 정보는 크게 비용(cost)과 수입(revenue)으로 대별된다. 비용은 사업의 투자비와 운영비로 구분된다. 사업의 투자비에는 사업에 필요한 기계 및 설비의 구매비용뿐만 아니라 대지 구입, 설계비용, 시공비용 등이 포함된다. 운영유지비용에는 연료비용과 인건비, 보험료, 수리비용 등이 포함된다.

CDM 사업의 온실가스 감축비용 분석에 필요한 수입은 전력판매 수입, CER 판매수입, 열판매 수입 등으로 구성된다. 전력판매 수입은 주로 전력망에 연계되는 신재생에너지 사업에 해당되는 수입이며, CER 판매수입은 CDM 사업이 유엔기후변화협약(UNFCCC)에 등록되고 운영되어 온실가스 감축이 발생하면 이를 판매하여 얻게 되는 수입이다.

투자분석에 필요한 또 다른 정보는 프로젝트의 온실가스 감축량으로서, CER 발행기간(crediting period)에 발생될 감축량을 의미한다. CER 발행기간은 갱신형(renewable)인 경우에는 최대 21년(산림부문 CDM은 최초 20년의 발행기간 설정 이후에 2회 갱신 가능한 60년, 기타 부문의 CDM은 최초 7년의 발행기간 설정 후 2회 갱신 가능한 21년)이며, 고정형(fixed)인 경우에는 10년(산림부문은 30년)이다. 본 연구에서는 소수력발전의 CDM 사업을 분석 대상으로 설정했기 때문에 갱신형 CDM 사업의 최대 발행기간은 21년, 고정형의 발행기간은 10년이다.

CDM 사업 문서(PDD)에서는 CER 발행기간이 갱신 가능형인 경우에는 1차 발행기간(7년)에 대해서만 온실가스 감축량이 제시되어 있다. CDM 사업 문서와 함께 제시되기도 하는 재무분석 자료(IRR 분석자료)에 21년(고정형은 10년)과 상이한 발행기간과 연도별 온실가스 감축량이 제시되어 있으면 제시된 발행기간과 감축량을 본 연구에 사용했다. 그러나 발행기간과 연도별 감축량이 제시되지 않는 경우에는 발행기간을 21년(고정형은 10년)으로 설정하고, 제1차 발행기간과 동일한 규모의 온실가스 감축량이 발생될 것으로 가정했다.

표 1 투자분석방법별 온실가스 감축비용 추정에 필요한 정보

투자분석방법	비용	수입	경제성 지표
단순비용분석	투자비, 운영비	-	cost
투자비교분석	투자비, 운영비	전력/열 판매수입, CER 판매수입	IRR, NPV, BC Ratio, LCOE
기준내부수익률	투자비, 운영비	전력/열 판매수입, CER 판매수입	IRR

투자분석에 필요한 정보는 모두 CDM 사업문서(PDD)와 재무분석 자료에서 확보했다. CER 판매가격은 해당 국가의 GDP deflator을 이용하여 2019년 가격으로 환산했다.

라. 분석대상 CDM

본 연구에서 분석대상으로 설정한 소수력발전 CDM 사업은 베트남, 스리랑카, 칠레, 페루 등 4개 국가에서 추진되었던 소수력발전 CEM 사업이다. 우리나라와 기후변화 양자협력이 추진되고 있는 5개 국가 중에서 소수력발전 CDM 사업이 존재하지 않는 미얀마를 제외한 4개 국가를 분석대상으로 선정했다.

베트남에서는 2021년 1월 현재 203개의 수력발전 CDM 사업(대수력과 소수력 포함)이 유엔에 등록되어 있으며 이 중에서 자료가 이용 가능한 20개 사업을 분석대상으로 설정했다. 스리랑카는 13개의 등록 CDM 중에서 5개를 분석대상으로 설정했으며, 칠레에서는 34개의 등록된 CDM 중에서 9개의 소수력발전을 분석대상으로 설정했다. 페루에서는 42개의 등록 CDM 중에서 9개를 분석대상으로 설정했다. 4개 국가에서 총 43개의 소수력발전 CDM 사업을 분석대상으로 설정했다. 분석대상으로 선정한 대부분의 CDM 사업은 온실가스 감축비용 추정에 필요한 비용 및 수입과 관련된 자료가 존재한 사업들이다.

표 2 국가별 분석대상 소수력발전 CDM 사업(2021년 1월 기준)

구분	베트남	스리랑카	칠레	페루	합계
등록 CDM	203	13	34	42	292
분석대상 CDM	20	5	9	9	43

자료 : UNFCCC, CDM DB

3. 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

가. 칠레 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

분석대상 9개 소수력 발전 CDM 사업의 단위 설비용량은 2.25~9MW의 분포를 나타내며, 평균 설비용량은 7.2MW이다. 연평균 전력 생산량은 29,883MWh, 사업당 평균 투자비는 \$17,736천, 발전설비당 투자비는 \$2,484천/MW, 사업당 연간 운영비는 \$468천으로 나타났다.



소수력발전 CDM 사업의 평균 온실가스 감축량은 19,649tCO₂/년, CER 발행기간(10년, 21년)의 온실가스 감축 예상량 평균은 399,879tCO₂으로 분석되었다. 9개 전력망(1개 사업만 SEN(북부전력망)에 전력을 공급하고, 나머지 8개 사업은 SIC(중부전력망)에 전력을 공급)의 평균 온실가스 배출계수는 0.5704tCO₂/MWh, CDM 사업의 전력 판매단가는 \$58.37/MWh, 2020년 8월 기준 발행 CER이 온실가스 감축량에서 차지하는 비중은 5%로 분석되었다.

표 3 칠레 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축량 및 배출계수

CDM 번호	프로젝트명	배출계수 (kgCO ₂ /KWh)		CO ₂ 감축량 (tCO ₂)		발행 CER (tCO ₂ , B)	B/A (%)
		전력망	계수	연간	총량(A)		
1267	Puclaro Hydro	SIC	0.4380	15,418	323,778	67,078	0.21
3791	La Paloma Hydro	SIC	0.5112	9,713	203,973	3,426	0.02
4337	Trueno Hydro	SIC	0.6040	16,098	338,058	13,809	0.04
3830	Guayacán Hydro	SIC	0.6040	24,230	508,830	20,665	0.04
4800	San Clemente Hydro	SEN	0.4433	12,620	265,020	28,100	0.11
8162	DONGO Hydro	SIC	0.5680	20,503	410,060	-	-
8914	Bonito Hydro	SIC	0.6550	37,594	751,880	-	-
8981	Nalcas Hydro	SIC	0.6550	21,770	457,170	-	-
8867	Ensenada Hydro	SIC	0.6550	18,897	340,146	-	-
	(소수력 평균)	-	0.5704	19,649	399,879	14,786	0.05

소수력발전 CDM 사업의 CER 판매단가는 \$10.67/tCO₂(2019년 가격)로 분석되었으며, 가장 높은 감축비용(\$19.21/tCO₂, San Clemente Hydro)은 가장 낮은 감축비용(\$3.20/tCO₂, Puclaro Hydro)의 6배에 이르고 있다. 전력판매수입과 CER 판매수입 등 수입을 고려하지 않고 비용만 고려할 경우 CER 판매단가는 \$74.98/tCO₂으로서 수입을 고려한 CER 판매단가의 7배 수준에 이르고 있는데, 이는 비용만 고려한 감축비용이 실질 감축비용을 왜곡할 수 있다는 점을 말해주고 있다.

8개 사업이 투자분석법으로 내부수익률 분석법을 사용했으며, 1개 사업이 투자비교 분석법을 사용했다. 내부수익률 분석의 기준이 되는 기준 내부수익률은 6개 사업이 10.0%를 적용했으며, 나머지 3개 사업은 각각 10.3%, 9.7%, 13.15%를 적용했다. 칠레 정부가 10.0%의 기준 내부수익률을 제시했으나 사업 추진기관이 정부와 상이한 수익률을 적용했다.

표 4 칠레 소수력 CDM 사업의 온실가스 감축비용

CDM 번호	프로젝트명	투자분석법	내부 수익률(%)			감축비용 (\$/tCO ₂ , 2019년)	
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용 기준
1267	Puclaro Hydro	bench-analy	10.0	-	-	3.20	31.76
3791	La Paloma Hydro	inv-comp	9.70	-	-	13.65	96.66
4337	Trueno Hydro	bench-analy	10.30	10.30	14.08	13.56	63.69
3830	Guayacán Hydro	bench-analy	10.00	8.42		5.56	73.39
4800	San Clemente Hydro	bench-analy	10.00	8.78	10.70	19.21	96.94
8162	DONGO Hydro	bench-analy	13.15	8.27	-	8.03	87.51
8914	Bonito Hydro	bench-analy	10.00	8.54	-	13.10	77.13
8981	Nalcas Hydro	bench-analy	10.00	6.44	-	12.53	70.40
8867	Ensenada Hydro	bench-analy	10.00	8.57	-	7.17	77.32
(소수력 평균)		-	9.24	6.59	2.75	10.67	74.98

나. 페루 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

페루의 분석대상 9개 소수력발전의 단위 용량은 1.8~12.6MW의 분포를 보이며 평균 설비용량은 9MW, 전력 생산량은 54,714MWh로 분석되었다. CDM 사업당 투자비는 \$14,249천, 발전설비당 투자비는 \$1,613천/MW, 사업당 운영비는 \$448천으로 나타났다.

소수력발전의 전력 공급가격은 \$37/MWh, CDM 사업의 연간 및 CER 발행기간의 온실가스 감축량은 각각 32,462CO₂/년, 638,204CO₂으로 분석되었다. 전력망의 온실가스 배출계수는 0.622tCO₂/MWh이며, 2020년 8월 기준 발행된 CER(46,144 tCO₂)은 온실가스 감축량 대비 2.2%의 비중을 차지하고 있다. 페루 소수력발전 CDM 사업의 CER 판매단가는 \$7.83/CO₂이며, 비용만 고려한 온실가스 감축비용은 \$38.29/tCO₂로서 수입을 고려한 CER 판매단가의 3~8배 수준으로 나타났다. CDM 사업의 투자분석에는 모두 내부수익률 분석법이 사용되었으며, 기준이 되는 기준 내부수익률(benchmark IRR)은 12%로 제시되었다. 사업번호 5538의 CER 판매단가가 높게 나타난 이유는 CER 발행기간이 10년의 고정형 사업으로서 투자비 대비 CER 판매수입 발생 기간이 짧기 때문이다.

사업당 온실가스 감축량이 많은 사업의 CER 판매단가는 낮고, 사업당 온실가스 감축량이 적은 사업의 CER 판매단가는 높은 수준으로 나타나고 있어서 규모의 경제 효과가 어느 정도 나타난 것으로 평가된다. 페루 소수력발전 CER 판매단가를 기준으로 한 감축비용과 설비 용량당 투자비의 관계에서는 설비당 투자비가 높은 사업의 감축비용은 비교적 높고, 반대로 사업당 투자비가 낮은 사업의 감축비용은 낮게 나타나는 경향이 있다.

표 5 페루 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

CDM 번호	프로젝트명	투자분석법	내부 수익률(%)			감축비용(\$/tCO ₂ , 2019년)		
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준		비용 기준
						2019년	등록연도	
1424	Carhuaquero IV Hydro	Benchmark	12	10.46	12.23	3.18	2.26	24.50
1889	La Joya Hydro	Benchmark	12	7.74	10.66	8.4	6.13	40.05
3337	Santa Cruz II Hydro	Benchmark	12	8.29	10.84	6.64	5.41	34.01
5400	Pias I Hydro	Benchmark	12	8.41	-	7.5	6.30	29.01
5455	Purmacana Hydro	Benchmark	12	7.29	9.49	11.89	9.99	38.89
6693	Nuevo Imperial Hydro	Benchmark	12	10.65	13.83	5.15	4.38	32.95
5538	Baños V Hydro	Benchmark	12	7.48	10.47	14.33	12.04	82.74
9318	Taurichuco Hydro	Benchmark	12	10.3	12.73	5.41	4.60	41.24
7746	Nueva Esperanza	Benchmark	12	6.42	7.43	7.97	6.77	21.22
(소수력 평균)		-	-	-	-	7.83	6.43	38.29

다. 베트남 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

분석대상 20개 소수력 발전 CDM 사업의 단위 설비용량은 0.5~7.5MW의 분포를 나타내고 있으며, 평균 설비용량은 8.36MW, 사업당 연간 전력 생산량은 34,074MWh로 나타났다. 사업당 투자비는 \$10,532천, 설비당 투자비는 \$1,239천/MW, 사업당 운영비는 \$155천으로 분석되었다.

소수력발전의 전력 공급가격은 \$36/MWh, 사업당 온실가스 감축량은 19,163tCO₂/년, CER 발행기간(10년, 21년)의 예상 온실가스 감축량은 384,124CO₂로 분석되었다. 전력망 온실가스 배출계수는 0.5745tCO₂/MWh, 발행 CER(755,619tCO₂)은 감축량(7,682,474tCO₂)의 9.8%에 해당된다.

소수력발전 CDM사업의 CER 판매단가는 \$9.80/tCO₂이며, 최소 \$1.99/tCO₂에서 최고 \$23.12/tCO₂로서 최고 가격이 최소 가격의 11.6배에 이르러 편차가 크게 나타나고 있다. 비용만 감안한 온실가스 감축비용은 \$65.19/tCO₂로서 수입을 고려한 CER 판매단가의 6.6배 수준에 이르고 있다. 투자분석법으로는 모두 내부수익률법이 적용되었으며 기준 내부수익률 평균은 13.24%이며, 20개 사업 중에서 6개 사업이 13.8%를 적용했으며 나머지 사업은 다양한 내부수익률을 적용했다.

전반적으로 CDM 사업의 등록 연도가 최근일수록 온실가스 감축비용이 낮아지는 경향이 나타나고 있다. 사업당 온실가스 감축량이 많은 사업의 CER 판매단가는 높고, 반대로 사업당 온실가스 감축량이 적은 사업의 CER 판매단가는 낮은 경향을 보이고 있다. CER 판매단가와 설비당 투자비는 특별한 상관관계를 나타내지 않고 있으며, 설비당 투자비는 최근 등록된 사업일수록 완만히 상승하는 추세를 나타내고 있다.

표 6 베트남 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

CDM 번호	프로젝트명	투자분석법	내부 수익률(%)			감축비용(\$/tCO ₂ , 2019년)	
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용기준
2367	Phu Mau hydropower	bench-analy	11.70	9.09	12.44	3.98	44.04
2371	Muong Sang hydropower	bench-analy	12.38	9.32	12.51	1.99	39.75
2368	Suoi Tan hydropower	bench-analy	12.38	9.96	12.58	7.34	84.67
2372	So Lo hydropower	bench-analy	12.38	9.96	13.09	22.40	253.86
2627	Nam Pia Hydropower	bench-analy	14.30	9.91	-	11.80	51.43
3256	Coc Dam Hydropower	bench-analy	13.44	9.81	-	6.81	46.44
3514	Pa Khoang hydropower	bench-analy	12.38	10.47	15.19	8.45	59.87
3505	Dak Rung Hydropower	bench-analy	12.38	10.60	13.06	3.20	38.76
3942	Dak N'Teng Hydropower	bench-analy	12.38	10.45	12.61	4.08	48.11
4117	Song Ong Hydropower	bench-analy	12.60	10.83	-	4.13	44.38
4417	Ha Nang Hydropower	bench-analy	13.13	8.73	13.99	15.39	114.01
4392	Dak Hnol Hydropower	bench-analy	13.57	9.07	15.60	6.96	31.60
4384	Dak Doa Hydropower	bench-analy	12.31	8.88	14.27	18.90	101.99
5030	Nam Khanh Hydropower	bench-analy	12.50	7.86	-	6.77	32.39
6397	Ha Tay Hydropower	bench-analy	15.00	10.40	-	6.20	28.01
6393	Trung Ho & Van Ho	bench-analy	16.81	8.87	-	20.03	51.78
6937	A Roang Hydropower	bench-analy	13.80	10.04	15.46	14.31	81.60
7069	Ia H'Rung and Chu Prong	bench-analy	14.10	11.91	14.33	4.32	41.08
8813	Chieng Ngam Thuong	bench-analy	13.50	11.07	12.65	5.78	32.34
10097	Dak Pring Hydropower	bench-analy	13.80	8.60	13.83	23.12	77.78
	(소수력 평균)	-	13.24	9.79	13.69	9.80	65.19

라. 스리랑카 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

분석대상 5개 소수력 발전 CDM 사업의 단위 설비용량은 1.3~3.3MW의 분포를 나타내고 있으며, 평균 설비용량은 5.79MW, 평균 전력 생산량은 17,473MWh로 나타났다. CDM 사업당 투자비는 \$8,676천, 설비당 투자비는 \$1,508천/MW, 사업당 연간 운영비는 \$403천으로 분석되었다.

CDM 분석대상 사업은 모두 스리랑카 국가전력청인 Ceylon Electricity Board(CEB)의 전력망에 전력을 공급하고 있으며, 소수력발전의 평균 전력 공급가격은 \$90.41/MWh로 나타났다. CDM 사업의 연간 및 CER 발행기간(예상) 온실가스 감축량은 각각 13,573tCO₂/년, 283,143tCO₂이며, 전력망의 온실가스 배출계수는 0.7269tCO₂/MWh로 분석되었다.

스리랑카 CDM 사업의 평균 CER 판매단가는 \$5.41/tCO₂이며, 최소 \$0.6/tCO₂에서 최고 \$12.55/tCO₂로서 최고 가격이 최소 가격의 21배에 이르고 있다. 비용만 고려한 CDM 사업의 평균 온실가스 감축비용은 \$76.62/tCO₂로서 수입을 고려한 CER 판매단가 대비 14배 높은 수준으로 분석되었다.

CER 판매단가와 사업당 온실가스 감축량은 부의 상관관계를 나타내고 있는데, 사업당 온실가스 감축량이 많은 사업의 CER 판매단가는 낮고, 반대로 사업당 온실가스 감축량이 적은 사업의 CER 판매단가는 높게 나타남으로써 규모의 경제 효과가 나타나고 있는 것으로 평가된다. CER 판매단가와 설비당 투자비는 특별한 상관관계를 나타내지 않고 있다.

표 7 스리랑카 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용

CDM 번호	프로젝트명	투자분석법	내부 수익률(%)			감축비용(\$/tCO ₂ , 2019년)	
			기준 수익률	CER 제외	CER 포함	CER 기준	비용 기준
3531	Adavikanda, Kuruwita Division Hydro	bench-analy	18.31	16.13	18.59	4.53	45.48
5753	Grid connected hydro	bench-analy	10.00	9.8	11.64	0.60	172.38
9743	Kiriwaneliya Hydro	bench-analy	19.17	17.12	18.99	5.15	71.03
9831	Denawaka Ganga Hydro	bench-analy	19.61	16.53	-	4.24	42.71
9760	Kirkoswald Hydro	bench-analy	19.38	15.23	21.42	12.55	51.51
(소수력 평균)			17.29	14.96	17.66	5.41	76.62

마. 4개국의 온실가스 감축량 비교 분석

4개 국가(칠레, 페루, 베트남, 스리랑카)의 43개 소수력발전 전력망 온실가스 배출계수 평균은 0.5994tCO₂/MWh에 이르고, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 21,164tCO₂/건이며, 설비당 온실가스 감축량은 2,687tCO₂/MW로 분석되었다.

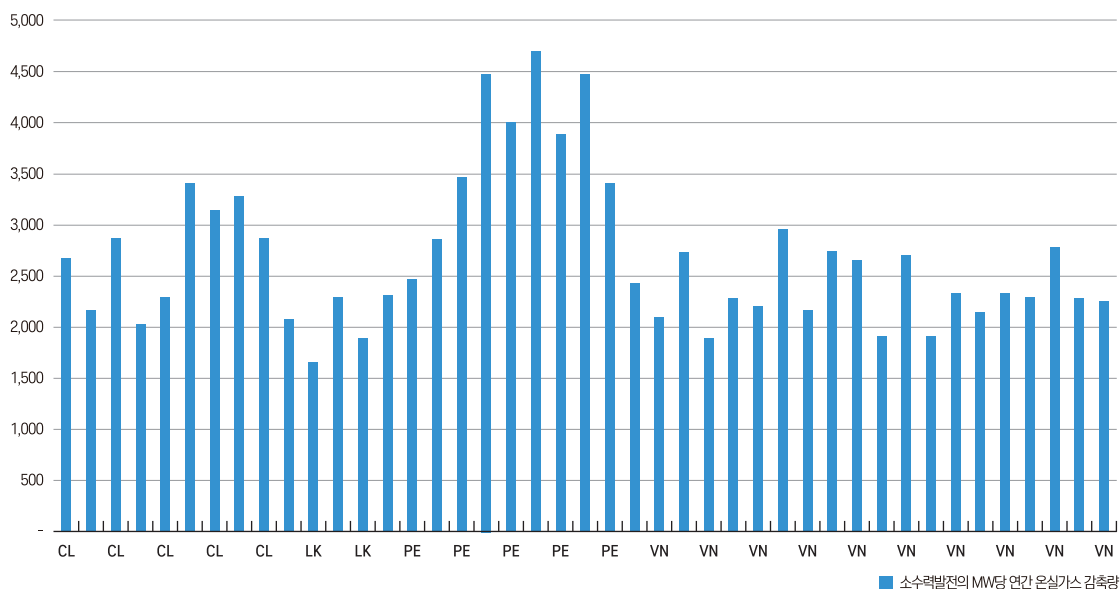
표 8 4개국 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축량

국가	전력망 평균 배출계수 (tCO ₂ /MWh)	사업당 연간 온실가스 감축량 (tCO ₂ /건)	MW당 연간 온실가스 감축량 (tCO ₂ /MW)
칠레	0.5704	19,649	2,743
베트남	0.3420	19,163	2,349
페루	0.6223	32,462	3,741
스리랑카	0.6563	11,560	2,040
전체	0.5994	21,164	2,687

소수력발전의 설비당 온실가스 감축량은 페루가 가장 높은 3,741tCO₂/MW이며, 다음은 칠레 2,743tCO₂/MW, 베트남 2,349tCO₂/MW이며, 스리랑카가 가장 낮은 2,040tCO₂/MW로 분석되었다. CDM 사업당 온실가스 감축량과 설비당 온실가스 감축량은 높은 상관관계를 나타내고 있는데 이는 규모가 큰 사업일수록 온실가스 감축량도 많다는 점을 말해주고 있다. 스리랑카의 전력망 배출계수가 가장 높았음에도 불구하고 설비 용량당 온실가스 감축량이 가장 낮은 요인은 설비 이용률이 낮기 때문인 것으로 해석된다.

그림 3 4개국 소수력발전의 설비용량(MW)당 온실가스 감축량

(단위 : tCO₂/MW)



바. 4개국의 온실가스 감축비용 비교분석

4개 국가 43개 소수력발전의 평균 온실가스 감축비용(CER 판매단가)은 \$9.23/tCO₂이며, 비용만 고려한 감축비용은 \$61.43/tCO₂로서 수입을 고려한 CER 판매단가에 비해 6.7배 높은 수준으로 분석되었다. 이는 소수력발전 CDM 사업은 대부분 전력판매수입이 존재하므로 비용만을 온실가스 감축비용으로 설정하는 것은 실질적인 감축비용을 왜곡시킬 수 있다는 점을 말해주고 있다.

CDM 사업의 등록 연도를 기준으로 분석한 평균 온실가스 감축비용(CER 판매단가)은 \$6.53/tCO₂로서 2019년 기준의 CER 판매단가의 71% 수준으로 나타났다. CDM 사업의 등록 연도가 각각 상이하기 때문에 등록 연도 기준의 온실가스 감축비용에 각국의 GDP deflator를 반영하여 2019년 기준의 감축비용을 추정했다. 따라서 등록 연도 기준의 온실가스 감축비용과 2019년 기준의 온실가스 감축비용은 해당 국가의 GDP Deflator 효과라고 할 수 있다.

표 9 4개국 소수력발전 CDM 사업의 CER 가격

(단위 : \$/tCO₂)

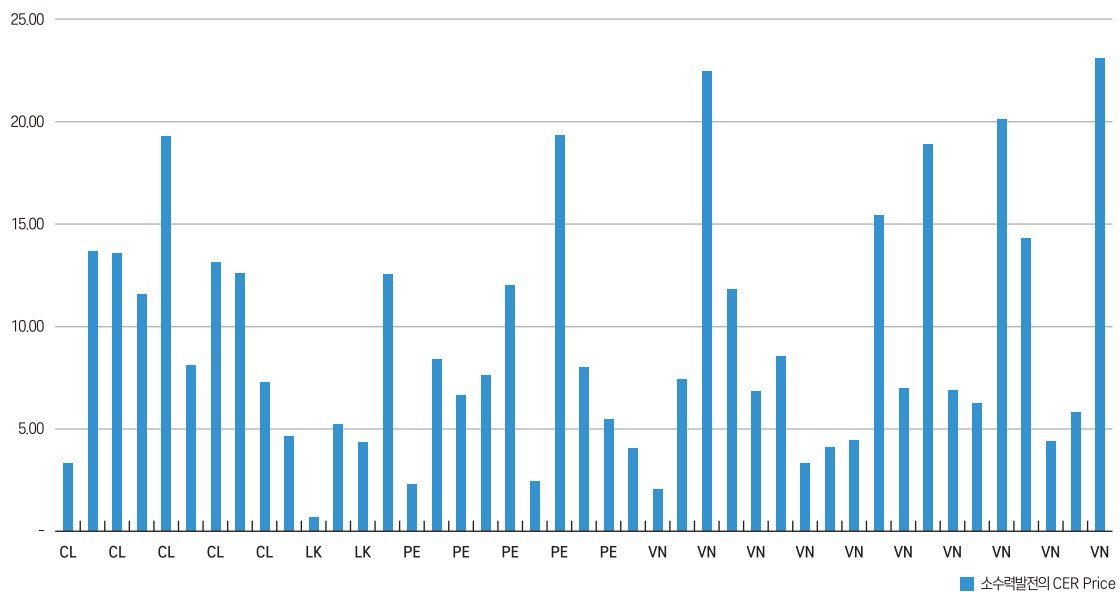
국가	등록 연도 기준	2019년 기준	비용 기준
칠레	8.48	11.33	72.86
베트남	6.22	9.81	62.97
페루	6.56	7.97	38.11
스리랑카	4.22	5.41	76.62
전체	6.53	9.23	61.43

소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용(CER 판매단가)은 칠레가 가장 높은 \$11.33/tCO₂이며, 다음으로는 베트남 \$9.81/tCO₂, 페루 \$7.97/tCO₂이며, 스리랑카가 가장 낮은 \$5.41/tCO₂로 분석되었다. 온실가스 감축비용에 미치는 영향은 매우 다양하기 때문에 국가 간 감축비용 차이의 원인을 파악하기는 쉽지 않지만, 구조적으로 보면 투자비와 운영비, 그리고 전력망 온실가스 배출계수가 가장 큰 영향을 미친 것으로 추정된다.

칠레(CL)의 2019년 가격 기준 온실가스 감축비용은 시간이 지나면서 하락하는 추이를 나타내고 있으며, 페루(PE)의 감축비용 역시 전반적으로 하락하는 추이를 나타내고 있으나, 베트남(VN)의 경우에는 시간에 따른 특별한 추이를 나타내지 않고 있다. 물가상승에 따른 가격효과를 제외한 경상가격을 기준으로 살펴보면 칠레와 페루의 온실가스 감축비용은 시간이 지나면서 하락하는 추이가 더욱 뚜렷하게 나타나고 있다.

그림 4 4개국 소수력발전의 온실가스 감축비용

(단위 : \$/tCO₂, 2019년 기준)



사. 4개국의 소수력발전 설비당 투자비 비교 분석

분석대상 43개 소수력발전 CDM 사업당 평균 투자비는 \$12,601,907이며 발전설비당 투자비는 \$1,609,267/MW로 나타났다. CDM 사업의 연간 운영비는 \$310,715이며 발전설비당 연간 운영비는 \$41,415/MW로 나타났다.

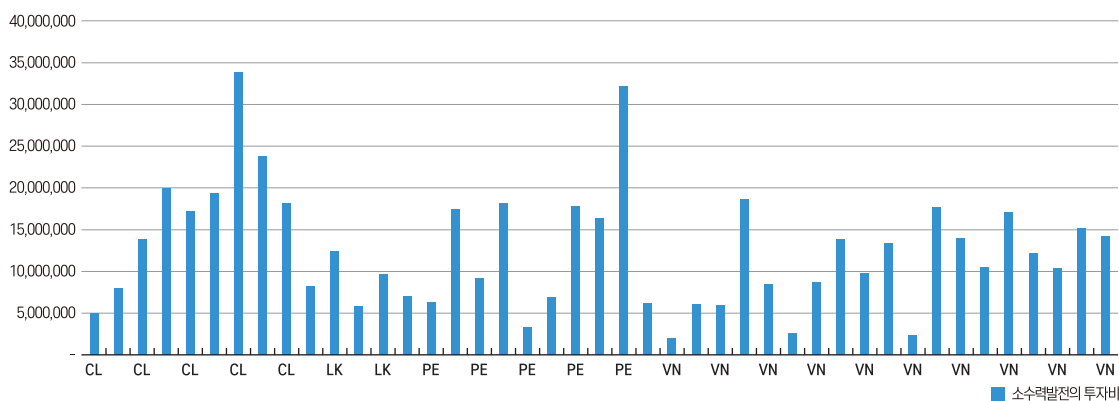
표 10 4개국 소수력발전 CDM 사업의 투자비 및 운영비

국가	투자비(\$)	운영비(\$)	설비당 투자비 (\$/MW)	운영비	
				설비당(\$/MW)	생산량당(\$/MWh)
칠레	17,736,423	468,021	2,483,951	65,747	14.47
베트남	10,531,715	154,992	1,239,233	18,018	4.40
페루	12,248,617	448,372	1,612,935	55,388	8.48
스리랑카	8,676,463	402,669	1,508,372	66,051	22.15
전체	12,601,907	310,715	1,609,267	41,415	9.42

소수력발전 CDM 사업당 투자비는 칠레가 가장 높은 \$17,736,423이며, 다음으로는 페루 \$12,248,617, 베트남 \$10,531,715이며, 스리랑카가 가장 낮은 \$8,676,463으로서 최저와 최고의 사업당 투자비가 두 배 수준에 이르고 있다.

그림 5 4개국 소수력발전의 투자비

(단위 : \$, 2019년 기준)

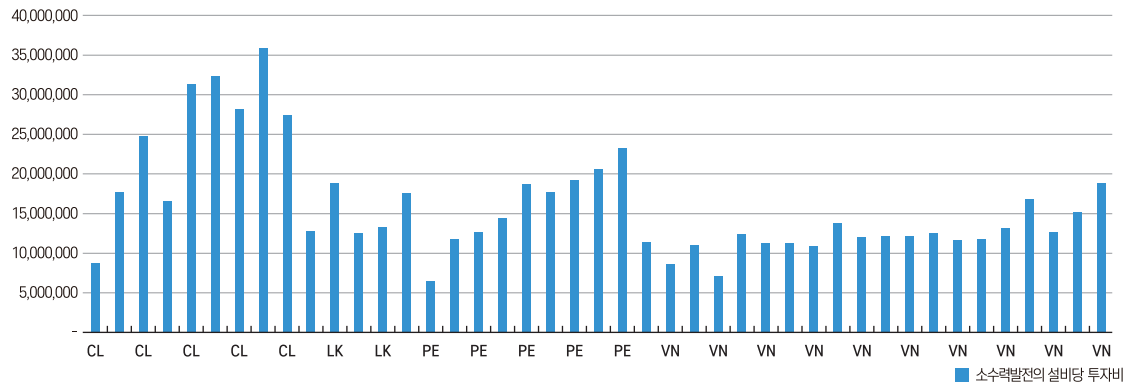


소수력발전 설비(MW)당 투자비는 칠레가 가장 높은 \$2,483,951이며, 다음으로는 페루 \$1,612,935, 스리랑카 \$1,508,372이며, 베트남이 가장 낮은 \$1,239,233으로 나타났다. 발전설비당 투자비 역시 가장 높은 국가의 투자비가 가장 낮은 국가의 투자비에 비해 두 배 높은 수준으로 나타나고 있다. 베트남의 발전설비

당 투자비가 가장 낮다는 점은 수력발전 잠재량이 풍부하고 소수력발전 건설에 유리한 조건을 갖추고 있다는 점을 말해주고 있다.

그림 6 4개국 소수력발전의 설비당 투자비

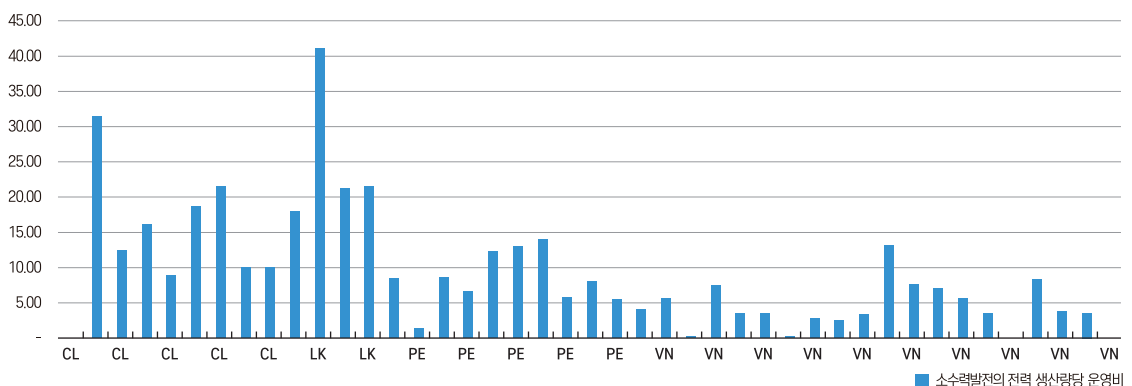
(단위 : \$/MW, 2019년 기준)



소수력발전의 사업당 운영비는 칠레가 가장 높은 \$468,021이며, 다음으로는 페루 \$448,372, 스리랑카 \$402,669이며, 베트남이 가장 낮은 \$154,992로 나타났다. 소수력발전의 전력 생산당 운영비는 스리랑카가 가장 높은 \$22.15/MWh이며, 다음으로는 칠레 \$14.47, 페루 \$8.48이며, 베트남이 가장 낮은 \$4.40으로서 가장 높은 국가의 운영비가 가장 낮은 국가 운영비의 5배 수준에 이르고 있다. 베트남의 전력 생산당 운영비가 가장 낮다는 점은 베트남이 수력발전에 유리한 국가임을 말해주고 있다.

그림 7 4개국 소수력발전의 전력 생산량당 운영비

(단위 : \$/MWh, 2019년 기준)

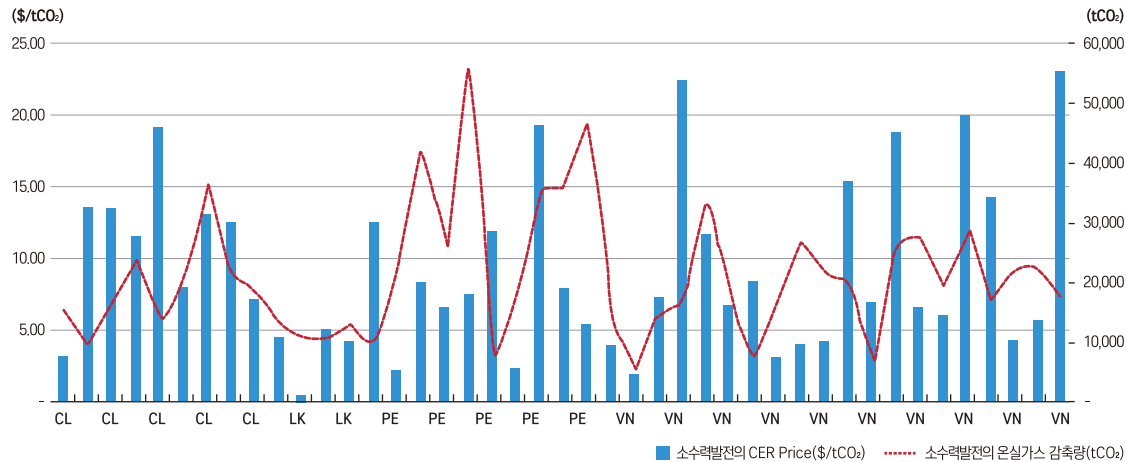


아. 4개국의 온실가스 감축규모와 감축비용 관계

분석대상 43개 소수력발전은 전반적으로 온실가스 감축규모가 큰 사업일수록 온실가스 감축비용이 높은 관계를 나타내고 있어서 소수력발전 CDM 사업에서는 규모의 경제 효과가 나타나지 않은 것으로 분석된

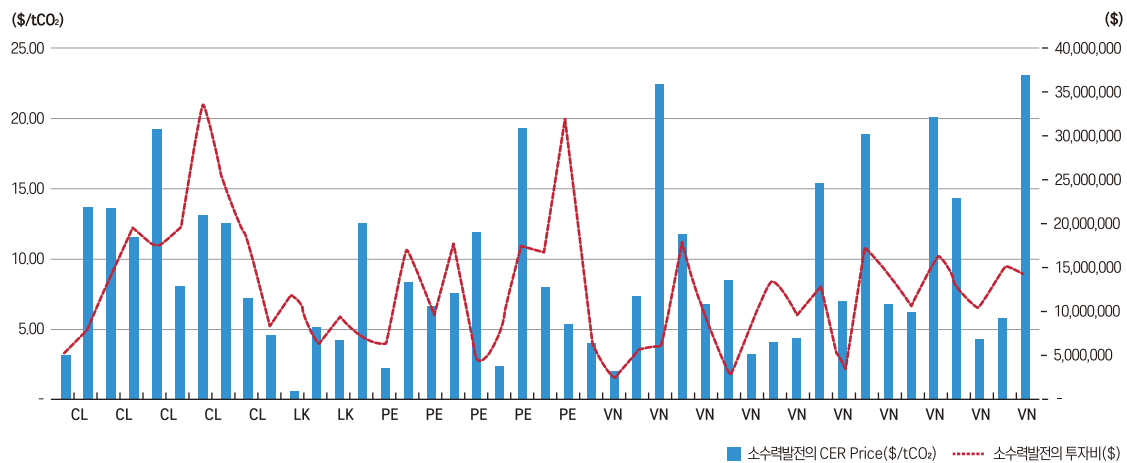
다. 사업 규모가 큰 사업일수록 CER 판매단가도 하락할 것으로 예상되었지만 현실적으로는 이러한 효과가 나타나지 않은 것으로 분석되었다.

그림 8 4개국 소수력발전의 온실가스 감축규모와 감축비용(2019년 기준)



소수력발전 CDM 사업의 투자비와 온실가스 감축비용을 비교해 보면 전반적으로 사업당 투자비가 높을수록 온실가스 감축비용이 높은 것으로 분석되었다.

그림 9 4개국 소수력발전의 투자비와 온실가스 감축비용(2019년 기준)



이상의 결과를 종합하면 소수력발전의 비용은 전반적으로 베트남이 가장 낮은 수준을 나타내고 있으며, 칠레와 페루가 높은 수준을 나타내고 있다. 이는 베트남의 수력발전 여건이 양호하다는 점을 반영하고 있는 것으로 해석할 수 있다.

4. 시사점

2050년까지의 탄소중립을 선언하는 국가가 증가하면서 파리협정의 시장 메커니즘을 활용하는 국가가 증가할 것으로 예상된다. 파리협정의 지속가능 메커니즘은 교토의정서 체제하의 청정개발제도(CDM)와 유사한 구조를 지니며, 협력적 메커니즘은 정부 간 협력을 통한 사업이지만 투자 사업을 추진한다는 점에서 시장 메커니즘의 기능이 작동될 것으로 예상된다. 우리나라가 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해서는 16.2백만CO₂톤의 온실가스 감축실적을 해외에서 공급해야 하며, 감축실적 확보에 필요한 온실가스 감축비용을 예상하는 것이 중요하다.

본 연구에서는 칠레, 페루, 베트남, 스리랑카 4개 국가 소수력 발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 분석했다. 개별 CDM 사업의 PDD와 재무분석 자료를 이용하여 각 CDM 사업의 CER 판매단가를 추정했으며 이를 CDM 사업의 온실가스 감축비용으로 정의했다.

소수력발전을 감축사업으로 추진하기 위해서는 수력발전 자원 잠재량과 수력발전, 특히 소수력발전으로 개발 가능성, 연결될 전력망에 대한 기술적인 조사가 선행될 필요가 있다. 칠레의 수력발전은 대부분 중앙 전력망(SIC)에 연결되어 건설되고 있는데 이는 중부지역의 소수력발전 여건이 비교적 양호하다는 점을 말해주고 있다. 소수력발전의 경우에는 대부분 농업 용수와 수력발전이 함께 운용되는 경우가 다수이기 때문에 농업용수 사용에 따른 발전제약 가능성도 함께 고려하는 것이 필요하다. 1999년에 가뭄으로 인해 중앙전력망의 전력공급이 차단되자 칠레 정부가 법을 도입하여 가뭄을 자연재해 목록에서 제외시켰다. 따라서 가뭄으로 인한 전력생산 중단에 대한 책임이 발전사업자에게 귀속되도록 되어 있으므로 향후 수력발전 사업 개발 시 이를 참조할 필요가 있다.

참고문헌

해외 문헌

- Lambert Schneider, Assessing the additionality of CDM projects : practical experiences and lessons learned, Oiko-Institut, 2009

웹사이트

- UNFCCC Clean Development Mechanism(CDM), Available at <https://cdm.unfccc.int/> 최종접속일: 2020. 10. 27.
- UNFCCC Database for PAs and PoAs, Available at <https://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html> 최종접속일: 2020. 10. 05.
- UNFCCC, 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 hr, 2019
- Worldbank World Development Indicators, Available at <https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators>; 최종접속일: 2020. 12. 13.