

## 4개 국가 CDM 사업의 온실가스 감축비용 비교 분석

### - 칠레, 페루, 베트남, 말레이시아

노동운\*<sup>†</sup> · 손인성\*\* · 임정민\*\*\* · 김수인\*\*\*\*

\*에너지경제연구원 선임연구위원, \*\*에너지경제연구원 연구위원, \*\*\*부경대학교 교수, \*\*\*\*에너지경제연구원 연구원

## Comparison of Greenhouse Gas (GHG) Emission Abatement Cost of Clean Development Mechanism (CDM) Activities in Four Countries Chile, Peru, Vietnam, and Malaysia

Noh, Dong-Woon\*<sup>†</sup> · Son, Insung\*\* · Lim, Jungmin\*\*\* · Kim, Sooin\*\*\*\*

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

\*\*Research Fellow, Korea Energy Economics Institute, Ulsan, Korea

\*\*\*Assistant Professor, Pukyong National University, Busan, Korea

\*\*\*\*Research Assistant, Korea Energy Economics Institute, Ulsan, Korea

### ABSTRACT

Estimation of the Greenhouse Gas (GHG) emission abatement cost of clean development mechanism (CDM) projects is essential for forecasting the abatement cost of the cooperative approach (Article 6.2) and the sustainable mechanism (Article 6.4) of the Paris Agreement. The purpose of this paper is to compare the GHG emission abatement cost of CDM projects among four countries using the abatement cost information each country. The average abatement cost was \$9.65/tCO<sub>2</sub> (2020 price) for all types of CDM projects across the four countries. The abatement cost of methane avoidance projects was the lowest (\$4.75/tCO<sub>2</sub>), followed by LFG (\$6.49/tCO<sub>2</sub>), small hydro (\$7.67/tCO<sub>2</sub>), biomass (\$9.36/tCO<sub>2</sub>), energy efficiency (\$10.02/tCO<sub>2</sub>), PV (\$10.82/tCO<sub>2</sub>), fuel switch (\$10.92/tCO<sub>2</sub>), and wind (\$18.27/tCO<sub>2</sub>). There were economies of scale for wind and energy efficiency CDM activities, and the higher investment needs for small hydro, PV, wind, LFG, and methane avoidance since their abatement costs are high. Economies of time existed for small hydro, LFG, methane avoidance, and energy efficiency, and there was an effect of technology development on wind, methane avoidance, and biomass. There was a correlation between abatement cost and the share of CDM activities for methane avoidance, small hydro, and PV CDM projects. A cost-effective mitigation strategy would be to proceed with projects that have higher mitigation potential at the same marginal abatement cost. Thus, at a marginal cost of \$10-20/tCO<sub>2</sub>, the effective strategy would be to proceed with LFG, energy efficiency, methane avoidance, small hydro, wind, biomass, fuel switch, and PV. At a cost of over \$30/tCO<sub>2</sub>, proceeding with LFG, wind, biomass, small hydro, fuel switching, and PV would be cost-effective.

*Key words : GHG Emission Abatement Cost, Economies Of Scale, Economies Of Time, Certified Emission Reduction, Clean Development Mechanism, Investment Analysis*

### 1. 서론

2015년 12월 프랑스 파리에서 개최된 제21차 기후변화협약당사국총회(COP21, Conference of the Parties)에서

파리협정(Paris Agreement)이 체결되었으며, 2021년부터 본격적인 이행에 들어갔다. 파리협정 제6조 탄소시장에 대한 세부이행규칙은 2021년 11월에 영국 글래스고우에서 개최될 제26차 기후변화협약당사국총회(COP26)에서

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

ORCID 노동운 0000-0003-2473-1206  
손인성 0000-0001-6780-4626

임정민 0000-0002-5444-5457  
김수인 0000-0001-7244-5357

마무리될 것으로 예상된다.

파리협정 제6.2조에서는 양국간 협력에 의해 온실가스를 감축하고 감축결과(ITMO, Internationally Transferred Mitigation Outcome)를 활용하는 협력적 접근법(Cooperative Approach)이 정의되어 있다. 제6.4조에서는 현재의 청정개발제도(CDM, Clean Development Mechanism)와 같이 유엔의 중앙집권적인 기구가 온실가스 감축사업을 관리하고 감축결과(ER, Emission Reduction)를 거래하는 지속가능 메커니즘(Sustainable Mecanism)이 정의되어 있다. 제6.8조에서는 지속가능개발 차원에서 온실가스 감축사업을 추진하되 감축결과를 시장에서 거래하지 않는 비시장 메커니즘이 정의되어 있다. 감축결과가 거래된다는 점에서 협력적 접근법과 지속가능 메커니즘 모두 시장 기능에 입각한 제도라고 할 수 있다.

파리협정 제2조에서는 산업화 이전(1850-1900) 대비 지구온도 2℃ 이내 상승을 넘어서 1.5℃을 지향하는 장기 목표가 설정되어 있다. IPCC의 1.5℃ 특별보고서에 의하면 1.5℃ 온도상승을 달성하기 위해서는 2050년까지 이산화탄소 순무배출(CO<sub>2</sub> net zero emission)을 달성하고 2030년까지 2010년 대비 온실가스 배출량을 45% 감축해야 한다. 이와 같은 2030년 자발적 기여(NDC, Nationally Determined Contribution) 강화와 세계 주요 국가의 탄소중립 선언으로 파리협정이 규정하고 있는 탄소시장 메커니즘 활용이 활발해질 것으로 예상된다. 선진국의 경우에는 자국 내에서 온실가스를 감축하는 데에는 많은 비용이 소요되기 때문에 개도국에서의 감축활동을 통해 자국의 2030년 온실가스 감축목표와 2050년의 탄소중립을 비용 효과적으로 달성하는데 해외 감축실적을 활용할 것으로 예상된다.

우리나라 정부는 2030년 온실가스 감축목표를 달성하기 위해 국제 탄소시장을 활용해서 16.2백만 CO<sub>2</sub>톤을 확보해야 하며, 온실가스 배출권거래제에 참여하고 있는 민간부문 역시 배출권 제출량의 최대 10%인 상쇄로서 해외 감축실적을 활용할 것으로 예상된다(Republic of Korea, 2021). 해외 온실가스 감축실적 활용은 국제 탄소시장에서 감축결과를 구매하는 방안과 협력적 접근법이나 지속가능 메커니즘을 활용하여 해외 온실가스 감축사업에 투자하여 감축결과를 확보하는 방안이 가능할 것으로 예상된다. 정부와 민간부문 모두 해외에서 온실가스 감축활동을 추진할 것으로 예상되기 때문에 어느 국가에서 어떤 분야가 온실가스 감축 유망분야가 될 것인지, 그리고 온실가스 감축비용은 얼마나 소요될 것인가에 대한 분석이

필요하다.

파리협정의 협력적 접근법과 지속가능 메커니즘은 시장 메커니즘이라는 측면에서 청정개발제도와 유사한 특성을 지니고 있기 때문에 협력적 접근법과 지속가능 메커니즘 사업의 온실가스 감축비용 전망을 위해서는 청정개발사업의 온실가스 감축비용을 분석할 필요가 있다. 본 연구의 목적은 청정개발제도(CDM)의 정보를 이용하여 우리나라와 협력관계가 추진되고 있는 국가를 대상으로 온실가스 감축 유망분야의 온실가스 감축비용과 비용 효과적인 감축 전략을 분석하는 것이다. 우리나라와 협력관계가 추진되고 있는 국가(베트남, 미얀마, 스리랑카, 칠레, 페루) 중에서 청정개발제도 프로젝트가 활발하게 추진되고 있는 3개 국가(베트남, 칠레, 페루)와 말레이시아를 분석대상 국가로 설정했다. 칠레의 분석 결과(Noh, 2021a), 베트남의 분석 결과(Son, 2021), 페루의 분석 결과(Lim, 2021), 말레이시아의 분석 결과(Kim, 2021)를 바탕으로 온실가스 감축비용과 비용 효과적인 감축전략을 분석했다.

## 2. 분석 방법론 및 분석 대상

### 2.1 분석 방법론

청정개발제도(CDM) 사업의 온실가스 감축비용 분석은 청정개발제도의 투자분석 방법을 활용했다. 이는 CDM 사업의 추가성(additionality)을 분석하는 방법으로서 사업에서 발생하는 감축결과(CER, Certified Emission Reduction)를 판매할 경우에 경제적 타당성이 확보될 수 있다는 점을 입증하는 방법이다.

청정개발제도 사업의 투자분석에는 단순비용분석(simple cost analysis), 투자비교분석법(investment comparison analysis), 기준 내부수익률 분석법(benchmark analysis)이 사용되고 있다(Schneider, 2009). 단순비용분석법은 CER 이외의 수입이 없을 경우에 제안된 사업으로 인해 추가적인 비용이 발생되면 추가적이라고 평가하는 방법론이다. 투자 비교분석법은 CER 이외의 수입이 있고 사업의 산출물이 다른 사업에서 생산되지 않는 경우에 제안된 사업의 경제적 지표(IRR, NPV, B/C Ratio, LCOE 등)가 다른 대안의 지표보다 양호하지 않으면 제안된 사업이 추가적이라고 평가하는 방법론이다. 기준 내부수익률 분석법은 CER 이외의 수입이 있고 태양광발전이나 풍력발전과 같이 제안된 사업의 산출물이 다른 사

업에서도 생산되는 경우에 제안된 사업의 내부 수익률이 투자 유치국 정부가 제시하는 기준 내부수익률에 미치지 못하면 추가적이라고 평가하는 방법론이다 (Noh, 2021a).

단순비용분석법의 경우에는 CDM 사업이 추진될 경우에 추가적으로 발생하는 비용을 사업기간(21년이나 10년)에 회수할 CER 판매수입을 추정하고, 이를 사업 기간에 발생될 온실가스 감축량으로 나누어서 감축비용을 추정하게 된다. 투자비교 분석법의 경우에는 CER 판매수입이 없을 경우의 CDM 사업의 경제적 지표(IRR, NPV, B/C Ratio, LCOE 등)가 비교 대상이 되는 사업의 가장 양호한 경제적 지표를 충족할 수 있는 수준의 CER 판매수입을 추정하고, 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 온실가스 감축비용을 추정하게 된다<sup>1)</sup>. 내부수익률의 경우에는 CER 판매수입이 없는 경우의 CDM 사업의 내부수익률이 청정개발사업이 추진되는 국가가 제시하는 기준 내부수익률을 충족할 수 있는 CER 판매수입을 추정하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 감축비용을 추정하게 된다<sup>2)</sup>. 온실가스 감축비용 추정 방법론에 관한 구체적인 내

용은 Noh (2021b)을 참조하기 바란다. 본 연구의 모든 비용은 2020년 비용이다.

## 2.2 분석 대상 CDM

본 연구의 분석대상 CDM 사업은 총 155개로서 칠레 53개 사업, 베트남 42개, 페루 27개, 말레이시아 33개이다. 2021년 5월 기준 4개 국가의 등록된 CDM 사업은 총 512개이므로 분석 대상 155개 사업은 등록된 CDM 사업의 30.3%에 해당된다. 분석대상 사업은 소수력발전이 42개로 가장 많으며, 다음으로는 메탄회수 25개, 매립가스 24개, 바이오매스 19개, 풍력 16개, 태양광 11개, 대수력 9개, 효율개선 5개, 연료전환 4개이다. 소수력발전이 전체 사업의 27%로 가장 큰 비중을 차지하고 있으며, 발전사업에 해당하는 태양광, 풍력, 소수력발전, 바이오매스는 총 88개로서 전체 사업의 57%를 차지하고 있다. 본 연구의 분석 대상 CDM 사업의 온실가스 감축량이나 전력 생산량 등의 자료는 실행된 값이 아니라 CDM 문서(PDD)에서 제공되는 수치로서 사업자가 예상하는 값이다.

Table 1. CDM projects by type (May 2021)

	Chile	Vietnam	Peru	Malaysia	Total
Registered CDM	53(114)	42(145)	27(70)	33(145)	155(512)
(Biomass)	6(12)	5(18)	-	8(42)	19(72)
(Efficiency)	-(2)	3(6)	1(3)	1(4)	5(15)
(Fuel switch)	1(2)	-	2(3)	1(1)	4(6)
(Karge hydro)	7(14)	-	2(27)	-	9(41)
(Small hydro)	9(20)	20(85)	9(17)	4(4)	42(126)
(LFG)	11(15)	5(7)	4(4)	4(9)	24(35)
(Methane avoidance)	4(7)	5(23)	1(8)	15(85)	25(123)
(PV)	6(20)	-	5(5)	-	11(25)
(Wind)	9(22)	4(6)	3(3)	-	16(31)
(Others)	-	-	-	-	(38)

\* ( ) is registered CDM

Source: UNFCCC, CDM DB

- 1) 투자비교 분석법이 적용되는 경우는 대부분 NPV 지표가 사용되기 때문에 CER 판매수입이 없을 경우의 CDM 사업의 NPV 값이 비교 대상이 되는 사업의 NPV 값을 충족할 수 있는 차이를 CER 판매수입으로 추정하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 감축비용을 추정하게 된다.
- 2) CER 판매수입이 없는 경우의 CDM 사업의 내부 수익률이 5%이고, 해당 국가가 제시하는 기준 내부 수익률이 12%일 경우 내부 수익률이 5%에서 12%로 상향될 경우에 해당하는 수입을 CER 판매수입으로 추정하고 이를 온실가스 감축량으로 나누어서 감축비용을 추정하게 된다.

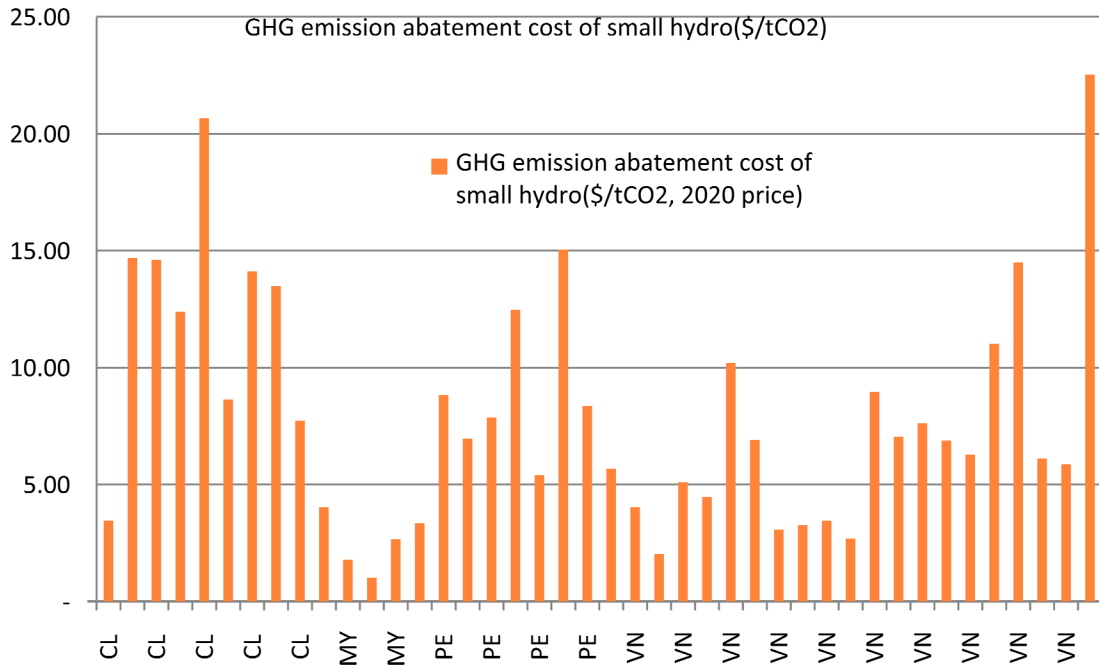


Fig. 1. GHG emission abatement cost of small hydro projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)  
(CL stands for Chile, MY for Malaysia, PE for Peru, VN for Vietnam)

### 3. 분석 결과

#### 3.1 소수력발전

##### 3.1.1 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용 비교분석

분석대상 42개 소수력발전의 2020년 기준 평균 온실가스 감축비용은 \$7.98/tCO<sub>2</sub>(2020년 기준)으로 분석되었다. CDM 사업의 비용만 고려하여 추정된 온실가스 감축비용은 \$50.10/tCO<sub>2</sub>로서 수입을 고려한 온실가스 감축비용에 비해 6.3배 높은 수준으로 나타났다. CDM 사업의 등록년도를 기준으로 추정된 온실가스 감축비용은 \$5.90/tCO<sub>2</sub>로 나타났다. 소수력발전의 온실가스 감축비용은 칠레가 가장 높은 \$12.19/tCO<sub>2</sub>이며, 다음으로는 페루 \$8.21/tCO<sub>2</sub>, 베트남 \$7.10/tCO<sub>2</sub>이며, 말레이시아가 가장 낮은 \$2.37/tCO<sub>2</sub>로 분석되었다. 누적 온실가스 감축량은 950천 tCO<sub>2</sub>이며, 가장 낮은 사업의 온실가스 감축비용은 말레이시아의 \$1.04/tCO<sub>2</sub>이며 가장 높은 감축비용은 베트남의 \$22.24/tCO<sub>2</sub>로 분석되었다. 온실가스 감축비용은 각 사업별 사업기간(고정형은 10년, 갱신형은 21년)을 반영하여 추정된 값이다.

Table 2. GHG emission abatement cost of small hydro projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

	Abatement cost (registered year)	Abatement cost (2020)	Abatement cost (cost-based)
Chile	8.48	12.19	78.40
Vietnam	5.25	7.10	43.18
Peru	6.43	8.21	40.17
Malaysia	2.14	2.37	43.31
Total	5.90	7.98	50.10

##### 3.1.2 소수력발전 CDM 사업의 특성

분석대상 42개 소수력발전의 전력망 온실가스 배출계수 평균은 0.5914 tCO<sub>2</sub>/MWh, CDM 사업당 평균 연간 온실가스 감축량은 22,140 tCO<sub>2</sub>/건, 설비(MW)당 평균 연간 온실가스 감축량은 2,881 tCO<sub>2</sub>/MW로 분석되었다.



Table 3. GHG emission reduction of small hydro projects

	Emission factor of grid (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Annual emission reduction (tCO <sub>2</sub> /project)	Annual emission reduction (tCO <sub>2</sub> /MW)
Chile	0.5704	19,649	2,743
Vietnam	0.5751	19,163	2,349
Peru	0.6223	32,462	3,741
Malaysia	0.6505	19,403	3,914
Total	0.5914	22,140	2,881

소수력발전이 전력을 공급하는 전력망의 온실가스 배출계수<sup>3)</sup>는 말레이시아가 가장 높은 0.6505 tCO<sub>2</sub>/MWh, 다음으로는 페루 0.6223 tCO<sub>2</sub>/MWh, 베트남 0.5751 tCO<sub>2</sub>/MWh이며, 칠레가 가장 낮은 0.5704 tCO<sub>2</sub>/MWh으로 나타났다. 이는 말레이시아 전력망의 전원 구성은 온실가스 배출계수가 비교적 높고, 칠레의 경우에는 저탄소 발전원의 비중이 높다는 점을 말해주고 있다. 전력망의 배출계수는 감축사업의 온실가스 감축량과 경제성에 직접적인 영향을 미치는 중요한 요소이다.

CDM 사업당 연간 온실가스 감축량은 페루가 가장 높은 32,462 tCO<sub>2</sub>/사업이며, 다음으로는 칠레 19,649 tCO<sub>2</sub>/사업, 말레이시아 19,403 tCO<sub>2</sub>/사업, 베트남이 가장 낮은 19,163 tCO<sub>2</sub>/사업으로 분석되었다. 사업당 온실가스 감축량은 사업의 규모 및 전력망의 온실가스 배출계수에 의해서 가장 큰 영향을 받게 된다. 페루는 소수력발전 CDM 사업의 연평균 전력 생산량이 가장 높은 수준(54,864 MWh)이고 전력망의 온실가스 배출계수는 말레이시아 다음으로 높은 점이 높은 온실가스 감축량 요인으로 작용한 것으로 풀이된다. 말레이시아의 배출계수가 가장 높고, 칠레와 베트남은 사업 규모도 비교적 적고 전력망의 온실가스 배출계수도 낮은 점이 낮은 온실가스 감축량 요인으로 작용한 것으로 풀이된다.

설비 용량(MW)당 연간 온실가스 감축량은 말레이시아가 가장 높은 3,914 tCO<sub>2</sub>/MW이며, 다음으로는 페루 3,741 tCO<sub>2</sub>/MW, 칠레 2,743 tCO<sub>2</sub>/MW이며, 베트남이 가장 낮은 2,349 tCO<sub>2</sub>/MW로 분석되었다. 설비당 온실가스 감축량은 전력망의 배출계수에 의해 가장 큰 영향을 받는다. 말레이시아와 페루는 전력망 배출계수가 높은 수준이며, 설비당 온실가스 감축량이 낮은 칠레와 베트남은 전력망 배출계수 역시 낮은 수준이다.

소수력발전 CDM 사업당 평균 투자비는 \$16,206,791 (2020년 기준)이며 설비(MW)당 투자비는 \$2,097,577로 나타났다. CDM 사업당 투자비는 칠레가 가장 높은 \$24,901,909이며, 다음으로는 페루 \$18,260,349, 베트남 \$12,957,591이며, 말레이시아가 가장 낮은 \$8,268,264로 나타났다. 설비(MW)당 투자비는 칠레가 가장 높은 \$3,502,400이며, 다음으로는 페루 \$2,048,471, 말레이시아 \$1,723,242이며, 베트남이 가장 낮은 \$1,562,372로 분석되었다. 소수력 사업의 사업당 및 설비당 투자비는 베트남과 말레이시아가 가장 낮은 수준이며 운영비는 베트남이 가장 낮은 수준으로서 베트남과 말레이시아가 다른 국가에 비해 소수력발전 사업을 추진하기에 경제적 여건이 양호하다는 점을 말해주고 있다.

Table 4. Investment and O&amp;M cost of small hydro projects

	Investment per project (\$)	O&M cost (\$)	Unit investment (\$/MW)	O&M cost	
				Unit (\$/MW)	per production (\$/MWh)
Chile	24,901,909	210,263	3,502,400	28,722	5.81
Vietnam	12,957,591	68,108	1,562,372	8,819	3.73
Peru	18,260,349	577,306	2,048,471	70,249	17.97
Malaysia	8,268,264	169,955	1,723,242	50,710	13.89
Total	16,206,791	217,383	2,097,577	30,237	8.19

3) 전력망의 배출계수는 CDM 사업의 온실가스 감축량 산정에 적용된 combined margin의 배출계수를 의미한다. 통상 operating margin과 build margin을 가중 평균해서 산정하며 사업마다 배출계수 산정 방식에 차이가 있다. 본 연구에서는 배출계수를 직접 산정한 것이 아니라 CDM 문서(PDD)의 배출계수를 인용했다.

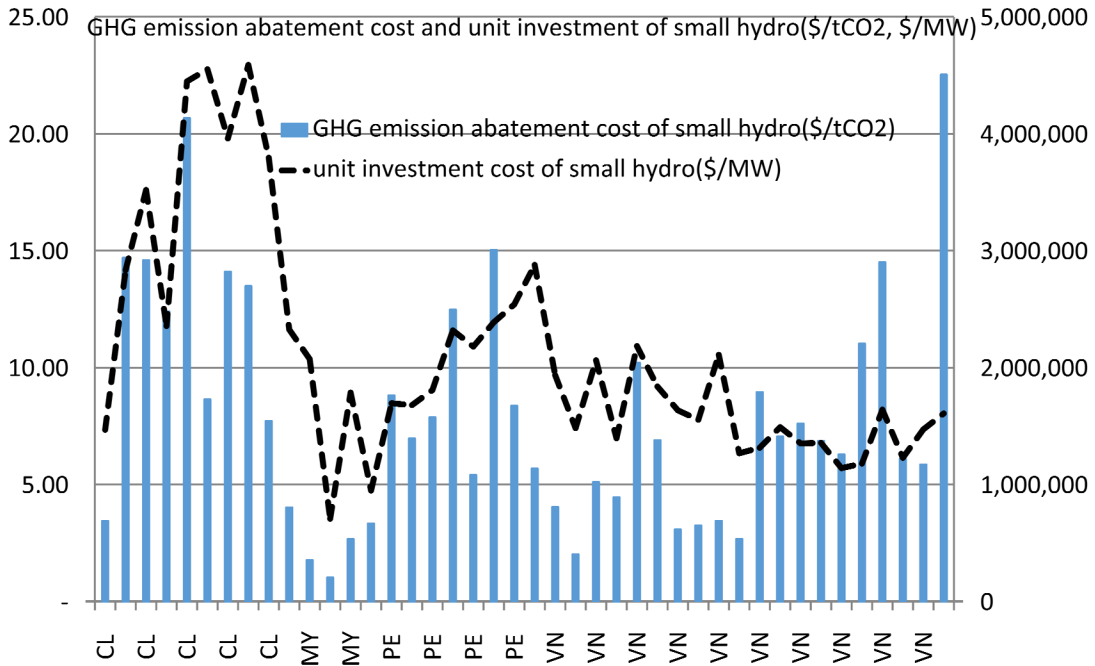


Fig. 2. GHG emission abatement cost and unit investment of small hydro projects (\$/tCO<sub>2</sub>, \$/MW)

3.1.3 소수력발전의 온실가스 감축비용과 감축량 관계

분석대상 42개 소수력발전 CDM 사업은 온실가스 감축 규모가 큰 사업일수록 온실가스 감축비용 역시 높아지는 약한 양의 상관관계(상관계수 0.0604)가 나타났다. Rahman and Kirkman (2015)와 Rahman et al. (2015)의 분석과 같은 규모의 경제 효과(economies of scale)는 나타나지 않은 것으로 평가된다.

3.1.4 소수력발전의 온실가스 감축비용과 투자비 관계

유엔의 국제재생에너지기구(IRENA, 2020)에 의하면 2010년부터 2019년까지 10년 동안 지열발전과 수력발전의 설비당 투자비는 상승한 반면 나머지 재생에너지의 설비당 투자비는 대폭 하락한 것으로 나타나고 있다. 태양광발전의 설치비는 2010년의 79%, 해상풍력은 18%, 육상 풍력은 24% 하락했으나 지열발전과 수력발전은 소폭 상승했다.

소수력발전 CDM 사업의 설비당 투자비는 칠레와 페루의 경우 전반적으로 상승하고 베트남의 경우에는 하락하여 칠레와 페루의 소수력발전 설비당 투자비는 IRENA의 분석과 일치하는 것으로 나타났다. 소수력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용과 설비당 투자비는 상당히 높은

양의 상관관계(상관계수 0.4962)를 나타내고 있어서 설비당 투자비가 높은 사업일수록 온실가스 감축비용도 높게 나타나고 있다. 온실가스 감축비용과 사업당 투자비 역시 강한 상관관계를 나타내고 있어서(상관계수 0.4071) Castro and Michaelowa (2010)의 분석과 같이 많은 투자비가 요구되는 사업일수록 높은 수입이 필요하며 또한 CER 판매단가도 높은 것으로 분석되었다.

3.1.5 소수력발전의 온실가스 감축비용과 시간효과 (economies of time)

소수력발전 사업 중에서 사업기간이 단기인 고정형 사업(통상 10년)의 온실가스 감축비용이 사업기간이 장기인 갱신형 사업(통상 21년)의 온실가스 감축비용보다 높을 것이라는 시간효과(Rahman et al, 2015)를 분석하기 위해 갱신형 사업과 고정형 사업의 온실가스 감축비용을 비교했다. 42개 소수력발전 사업 중에서 고정형 6개 사업(5개 사업은 10년, 1개 사업은 7년)의 평균 온실가스 감축비용은 \$10.69/tCO<sub>2</sub>로서 소수력발전 전체의 감축비용 평균(\$7.98/tCO<sub>2</sub>)에 비해 34% 높은 수준이며 갱신형 사업의 평균 감축비용(\$7.52/tCO<sub>2</sub>)에 비해서도 42% 높은 수준으로서 시간효과가 확인되었다.

### 3.1.6 소수력발전의 온실가스 감축비용과 기술발전 효과

국가 구분 없이 등록연도 순으로 CDM 사업을 나열하여 기술발전에 의해 최근 등록된 사업일수록 온실가스 감축비용이 낮아질 것이라는 효과를 검증한 결과 최근에 등록된 사업일수록 온실가스 감축비용이 오히려 상승하는 추이를 나타내고 있다. 가장 먼저 등록한 사업(2007년 9월 15일)의 온실가스 감축비용은 \$3.44/tCO<sub>2</sub>, 가장 최근에 등록된 사업(2015년 1월 20일)의 감축비용은 \$22.52/tCO<sub>2</sub>로서 약 3배 상승함에 따라 소수력발전에서는 기술발전의 효과가 나타나지 않은 것으로 평가된다. 국가별로 평가하면 칠레의 온실가스 감축비용만 최근에 도입된 사업일수록 하락하는 추이를 나타내고 있다.

## 3.2 태양광발전

### 3.2.1 태양광발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용 비교분석

분석대상 11개 태양광발전의 평균 온실가스 감축비용은 \$11.57/tCO<sub>2</sub>(2020년 가격 기준)이며, 비용만 고려한 감축비용은 \$126.35/tCO<sub>2</sub>로서 수입까지 고려한 온실가스 감축비용에 비해 10.9배 높은 수준으로 분석되었다. 태양

광발전 CDM사업의 온실가스 감축비용(2020년 기준)은 칠레가 \$16.17/tCO<sub>2</sub>이며, 페루가 \$6.05/tCO<sub>2</sub>로 나타났다. 베트남의 경우, CDM으로 등록된 태양광발전의 설비능력이 전력망 설비능력의 2%에도 미치지 못함에 따라 positive list로 등록되기 때문에 비용 관련 자료가 없어서 분석하지 못했다. 누적 온실가스 감축량은 784,598 tCO<sub>2</sub>이며, 온실가스 감축비용이 가장 낮은 사업은 페루의 \$2.15/tCO<sub>2</sub>이며 가장 높은 사업은 칠레의 \$24.35/tCO<sub>2</sub>로 분석되었다.

Table 5. GHG emission abatement cost of PV projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

	Abatement cost (registered year)	Abatement cost (2020)	Abatement cost (cost-based)
Chile	11.64	16.17	96.05
Vietnam	-	-	-
Peru	4.90	6.05	162.71
Malaysia	-	-	-
Total	8.57	11.57	126.35

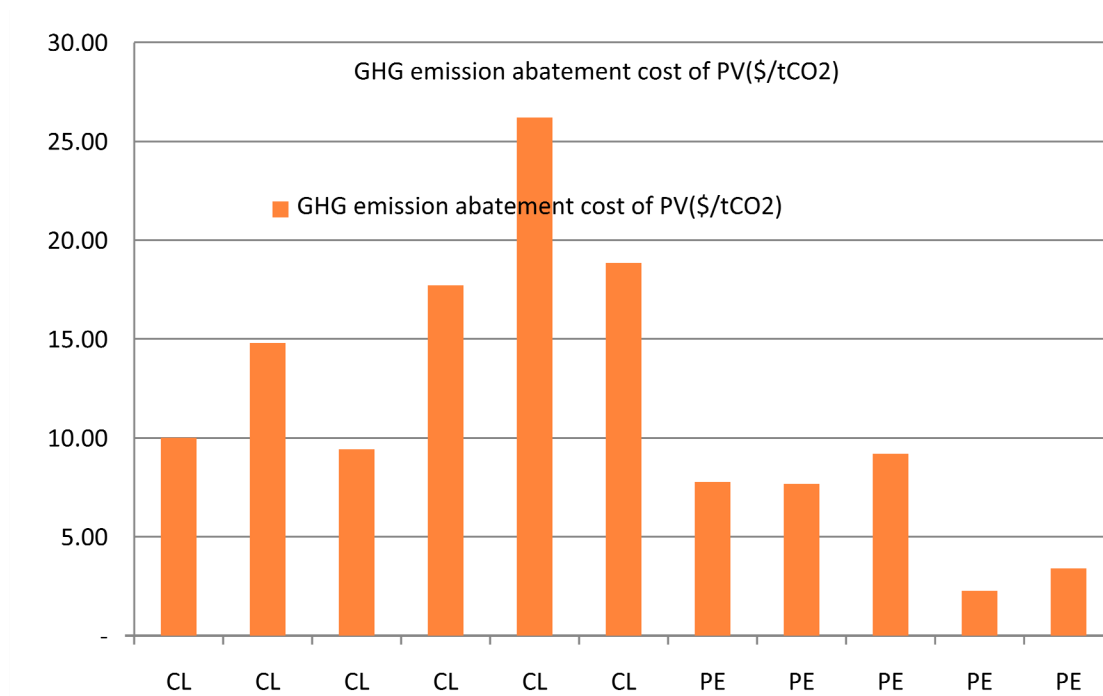


Fig. 3. GHG emission abatement cost of PV projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

### 3.2.2 태양광발전 CDM 사업의 특성

태양광발전 사업의 전력망 온실가스 배출계수 평균은 0.7141 CO<sub>2</sub>/MWh, 사업당 평균 온실가스 감축량은 71,317 tCO<sub>2</sub>/사업, 설비(MW)당 연간 온실가스 감축량은 1,870 tCO<sub>2</sub>/MW로 분석되었다. 전력망의 온실가스 배출계수는 칠레가 0.7594 tCO<sub>2</sub>/MWh이며 페루가 0.6597 tCO<sub>2</sub>/MWh이다. 태양광발전 CDM 사업당 온실가스 감축량은 칠레가 104,436 tCO<sub>2</sub>/사업이며, 페루가 31,597 tCO<sub>2</sub>/사업으로 분석되었다. 칠레 태양광발전 CDM 사업 중에서 1개 사업의 온실가스 감축량이 높게 나타난 것은 설비용량이 다른 사업에 비해 월등하게 큰 사업(250 MW)이기 때문이다. 칠레 태양광의 평균 설비능력(66.7 MW)은 페루 설비능력(19.2 MW)의 3.5배이며, 칠레의 태양광 사업당 평균 전력 생산량(161,849 MWh)은 페루 태양광 전력 생산량(45,763 MWh)의 3.5배에 이르고 있다. 또한 칠레의 전력망 배출계수와 사업규모가 페루보다 높은 점이 칠레의 사업당 온실가스 감축량이 높은 요인으로 작용했다. 태양광발전의 설비용량(MW)당 연간 온실가스 감축량은 칠레가 2,047 tCO<sub>2</sub>/MW이며, 페루가 1,657 tCO<sub>2</sub>/MW로 분석되었는데, 전력망 배출계수가 높은 칠레의 설비당 온실가스 감축량이 페루보다 높게 나타나고 있다. 태양광발전 CDM사업의 평균 투자비는 \$146,083,701이며 설비(MW)당 투자비는 \$4,072,175로 나타났다. 투자비는 칠레가 \$190,493,474이며, 페루가 \$92,791,972로 나타났으며, 태양광설비 능력이 월등하게 높은 칠레의 1개 사업을 제외하면 전반적으로 투자비는 \$1억 내외의 수준을 나타내고 있다. 태양광발전 설비(MW)당 투자비는 페루가 \$4,772,261/MW이며, 칠레가 \$3,488,770/MW로 나타났다.

### 3.2.3 태양광발전의 온실가스 감축비용과 감축량

분석대상 11개 태양광발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용과 연간 온실가스 감축량은 강한 양의 상관관계(상관계수 0.7968)를 나타내고 있다. 온실가스 감축량 규모가 큰 사업의 온실가스 감축비용은 낮고, 반대로 온실가스 감축규모가 적은 사업의 온실가스 감축비용은 높게 나타날 것으로 기대했으나 오히려 반대의 결과가 나타나므로 태양광사업에서는 규모경제의 효과가 나타나지 않는 것으로 분석된다.

### 3.2.4 태양광발전의 온실가스 감축비용과 투자비 관계

칠레의 설비당 투자비는 상승한 추이이나 페루는 전반적으로 하락하는 추이를 나타내고 있다. 칠레의 사업당 투자비는 상승한 추이이나 페루는 전반적으로 하락하는 추이를 나타내고 있으며 온실가스 감축비용 역시 칠레의 감축비용은 전반적으로 상승하고 있으며 페루의 감축비용은 전반적으로 하락하는 추이를 나타내고 있다. 온실가스 감축비용과 사업당 투자비는 강한 양의 상관관계(상관계수 0.7256)를 나타내고 있으며 감축비용과 설비당 투자비 역시 상당히 높은 양의 상관관계(상관계수 0.4743)를 나타내고 있다. 높은 투자비가 요구되는 사업일수록 CER 판매단가도 높게 나타나는 것으로 확인되었다.

### 3.2.5 태양광발전의 온실가스 감축비용과 시간효과(economies of time)

11개 태양광발전 사업 중에서 고정형은 3개 사업(CER 발행기간은 모두 7년)에 불과하며, 3개 사업의 평균 온실가스 감축비용은 \$6.75/tCO<sub>2</sub>로서, 태양광발전 전체의 평균 감축비용(\$11.57/tCO<sub>2</sub>)에 비해 낮은 수준이며 갱신형

Table 6. Investment cost and O&M cost of PV projects

	Investment per project (\$)	O&M cost (\$)	Unit investment (\$/MW)	O&M cost	
				Unit (\$/MW)	per production (\$/MWh)
Chile	190,493,474	2,227,340	3,488,770	67,690	22.76
Vietnam	-	-	-	-	-
Peru	92,791,972	932,398	4,772,261	47,541	30.78
Malaysia	-	-	-	-	-
Total	146,083,701	1,638,730	4,072,175	58,531	26.41

사업의 평균 감축비용(\$13.38/tCO<sub>2</sub>)에 비해서도 낮은 수준이어서 태양광발전에서는 시간효과가 나타나지 않는 것으로 평가된다.

### 3.2.6 태양광발전의 온실가스 감축비용과 기술발전 효과

국가 구분 없이 11개 태양광발전 사업을 등록년도 순으로 나열할 경우 온실가스 감축비용은 전반적으로 상승하는 추이를 나타내고 있다. 가장 먼저 등록한 사업(2012.1.31)의 감축비용은 \$7.77/tCO<sub>2</sub>이며, 가장 최근에 등록한 사업(2012.12.31)의 감축비용은 \$18.85/tCO<sub>2</sub>로 분석되어 기술발전 효과는 나타나지 않았다. 국가별로 태양광사업을 등록년도 순으로 나열할 경우, 페루의 온실가스 감축비용은 최근에 등록된 사업일수록 하락하는 추이를 나타내고 있어서 페루의 태양광발전에서는 기술발전의 효과가 나타난다고 평가할 수 있다.

## 3.3 풍력발전

### 3.3.1 풍력발전 CDM 사업의 온실가스 감축비용 비교분석

분석대상 16개 풍력발전의 평균 온실가스 감축비용은 \$19.22/tCO<sub>2</sub>(2020년 가격 기준)이며, 비용만 고려한 감축

비용은 \$98.53/tCO<sub>2</sub>로서 수입을 고려한 온실가스 감축비용에 비해 5.1배 높은 수준이다. 온실가스 감축비용(2020년 기준)은 베트남이 가장 높은 \$22.94/tCO<sub>2</sub>이며, 다음으로는 칠레 \$22.64/tCO<sub>2</sub>, 페루가 가장 낮은 \$4.02/tCO<sub>2</sub>으로 나타났다. 누적 온실가스 감축량은 2,195,927 tCO<sub>2</sub>이며, 온실가스 감축비용이 가장 낮은 사업의 감축비용은 페루의 \$1.84/tCO<sub>2</sub>이며 가장 높은 감축비용은 칠레의 \$38.23/tCO<sub>2</sub>로 분석되었다.

Table 7. GHG emission abatement cost of wind projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

	Abatement cost (registered year)	Abatement cost (2020)	Abatement cost (cost-based)
Chile	16.03	22.64	113.91
Vietnam	18.04	22.94	94.48
Peru	3.26	4.02	57.80
Malaysia	-	-	-
Total	14.14	19.22	98.53

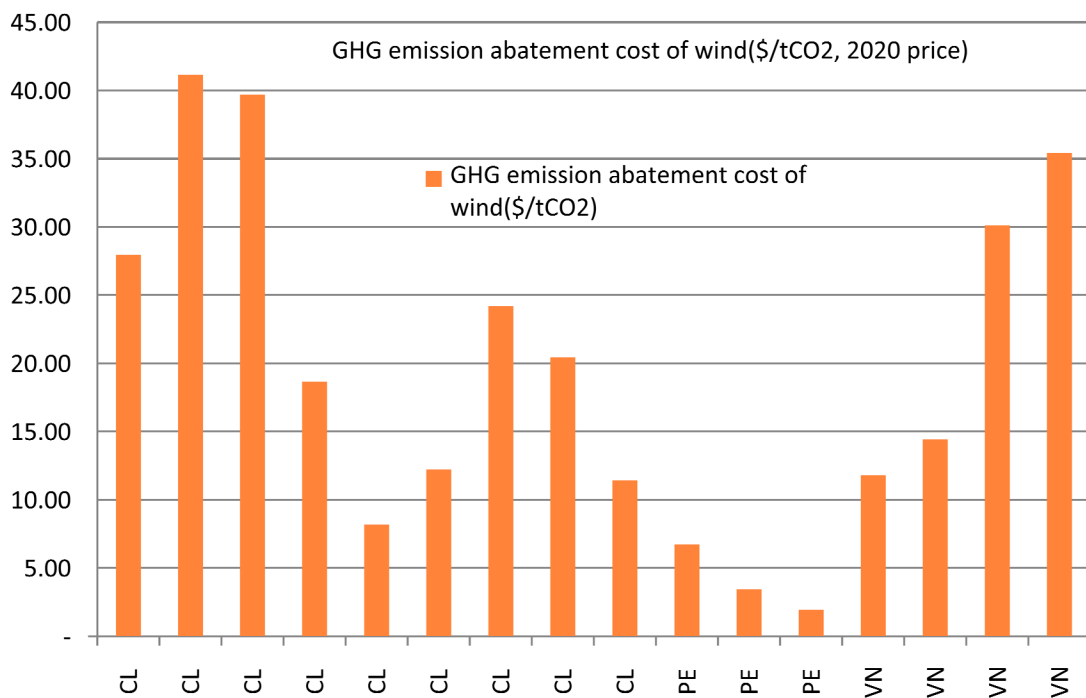


Fig. 4. GHG emission abatement cost of wind projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

### 3.3.2 풍력발전 CDM 사업의 특성

전력망 온실가스 배출계수 평균은 0.6553 tCO<sub>2</sub>/MWh, CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 137,245 tCO<sub>2</sub>/사업, 설비(MW)당 연간 온실가스 감축량은 1,963 tCO<sub>2</sub>/MW로 나타났다.

Table 8. GHG emission reduction of wind projects

	Emission factor of grid (tCO <sub>2</sub> /MWh)	Annual emission reduction (tCO <sub>2</sub> /project)	Annual emission reduction (tCO <sub>2</sub> /MW)
Chile	0.6809	166,112	1,757
Vietnam	0.5926	71,332	1,630
Peru	0.6623	138,528	3,027
Malaysia	-	-	-
Total	0.6553	137,245	1,963

전력망의 온실가스 배출계수는 칠레가 가장 높은 0.6809 tCO<sub>2</sub>/MWh이며, 다음은 페루 0.6623 tCO<sub>2</sub>/MWh이며, 베트남이 가장 낮은 0.5926 tCO<sub>2</sub>/MWh이다. 사업당 온실가스 감축량은 칠레가 가장 높은 166,112 tCO<sub>2</sub>/사업이며, 다음은 페루 138,528 tCO<sub>2</sub>/사업, 베트남이 가장 낮은 71,332 tCO<sub>2</sub>/사업으로 분석되었다. 설비용량(MW)당 연간 온실가스 감축량은 페루가 가장 높은 3,027 tCO<sub>2</sub>/MW이며, 다음으로는 칠레 1,757 tCO<sub>2</sub>/MW이며, 베트남이 가장 낮은 1,630 tCO<sub>2</sub>/MW으로 분석되었다.

분석대상 16개 풍력발전 CDM사업의 평균 투자비는 \$179,965,205이며 설비(MW)당 투자비는 \$2,662,385/MW로 나타났다. CDM 사업의 연간 운영비는 \$3,179,382이며 설비(MW)당 연간 운영비는 \$39,149/MW이며, 전력 생산당 연간 운영비는 \$15.13/MWh로 나타났다.

풍력발전 CDM 사업의 투자비는 칠레가 가장 높은 \$241,715,320이며, 다음으로는 베트남 \$104,209,376, 페루 \$95,722,634로 나타났다. 풍력발전 설비(MW)당 투자비는 베트남이 가장 높은 \$2,967,291/MW이며, 다음으로는 칠레 \$2,396,502/MW이며, 페루가 가장 낮은 \$2,102,178/MW으로 나타났다. 칠레와 페루의 설비당 투자비는 시간이 흐르면서 하락하는 추이를 나타내고 있으나, 베트남의 설비당 투자비는 시간이 흐르면서 상승하는 추이를 나타내고 있다.

풍력발전의 운영비는 칠레가 \$4,057,305로 가장 높고 다음으로는 페루 \$3,806,370, 베트남이 가장 낮은 \$733,624로 나타났다. 설비당 운영비는 페루가 가장 높은 \$82,808/MW이며 다음으로는 필레가 \$35,877/MW이며 베트남이 가장 낮은 \$13,765/MW로 나타났다. 전력 생산량당 운영비는 페루가 가장 높은 \$27.43/MWh이며 다음으로는 칠레가 \$13.83/MWh이며 베트남이 가장 낮은 \$8.82/MWh로 나타났다.

### 3.3.3 풍력발전의 온실가스 감축비용과 감축량 관계

풍력발전 CDM사업의 온실가스 감축량 규모와 온실가스 감축비용은 비교적 약한 부의 상관관계(상관계수 -0.2581)를 나타내고 있어 풍력발전에서는 약하지만 규모 경제의 효과가 나타나는 것으로 평가된다.

### 3.3.4 풍력발전의 온실가스 감축비용과 투자비 관계

분석대상 16개 풍력발전 CDM 사업의 설비당 투자비는 칠레와 페루의 경우에는 하락하는 추이가 나타나고 있으나 베트남은 전반적으로 상승하는 추이를 나타내지 않고 있다. 따라서 칠레와 페루의 풍력발전 설비당 투자비는 유엔의 국제재생에너지기구(IRENA, 2020)의 분석 결과와 같이 하락하는 추이를 나타내고 있다.

Table 9. Investment cost and O&M cost of wind projects

	Investment per project (\$)	O&M cost (\$)	Unit investment (\$/MW)	O&M cost	
				Unit (\$/MW)	per production (\$/MWh)
Chile	241,715,320	4,057,389	2,967,291	35,877	13.83
Vietnam	104,209,376	733,624	2,396,502	13,765	8.82
Peru	95,722,634	3,806,370	2,102,178	82,808	27.43
Malaysia	-	-	-	-	-
Total	179,965,205	3,179,382	2,662,385	39,149	15.13

풍력발전 CDM 사업의 사업당 투자비와 온실가스 감축비용은 약한 양의 상관관계(상관계수 0.0083)를 나타내고 있으나 설비당 투자비와 온실가스 감축비용은 강한 양의 상관관계(상관계수 0.7447)를 나타내고 있다. 따라서 Castro and Michaelowa (2010)의 연구 결과와 같이, 풍력발전의 경우에는 설비당 투자비와 온실가스 감축비용과의 높은 상관관계로 인해 높은 투자비가 요구되는 사업일수록 높은 수입이 필요하기 때문에 CER 판매단가도 높게 나타나는 효과가 풍력발전에서 확인되었다.

### 3.3.5 풍력발전의 온실가스 감축비용과 시간효과 (economies of time)

16개 풍력발전 사업 중에서 고정형은 3개 사업(2개 사업의 CER 발행기간은 7년, 1개 사업은 10년)에 불과하며, 3개 사업의 평균 온실가스 감축비용은  $\$5.59/\text{tCO}_2$ 로서 풍력발전 전체의 감축비용 평균( $\$19.22/\text{tCO}_2$ )에 비해 오히려 낮은 수준이며, 갱신형 사업의 평균 온실가스 감축비용( $\$22.37/\text{tCO}_2$ )에 비해서도 낮은 수준이므로 풍력발전에서는 시간효과가 나타나지 않는 것으로 분석된다.

### 3.3.6 풍력발전의 온실가스 감축비용과 기술발전 효과

국가 구분 없이 16개 풍력발전사업을 등록년도 순으로 나열할 경우 온실가스 감축비용은 약하지만 전반적으로 하락하는 추이를 나타내고 있다. 가장 먼저 등록된 사업(2009.4.3)의 감축비용은  $\$27.96/\text{tCO}_2$ 이며, 가장 최근에 등록된 사업(2014.12.18)의 감축비용은  $\$11.43/\text{tCO}_2$ 로 분석되었다. 가장 먼저 등록된 사업과 최근에 등록된 사업의 등록 기간은 약 5년의 차이가 발생하기 때문에 전반적인 기술발전 효과가 나타났다고 볼 수 있다.

칠레(등록연도 2009.4.3. ~ 2014.12.18)와 페루(등록연도 2012.9.28. ~ 2013.3.22)의 풍력발전의 온실가스 감축비용은 최근에 등록된 사업일수록 감축비용이 하락하여 칠레와 페루에서 기술발전의 효과가 나타난다고 평가할 수 있으나 페루의 경우에는 3개 사업에 불과하고 등록기간도 1년의 짧은 기간이기 때문에 일반화하기에는 무리가 있다.

## 3.4 바이오매스

### 3.4.1 바이오매스 CDM 사업의 온실가스 감축비용 비교분석

19개 바이오매스의 평균 온실가스 감축비용은  $\$10.46/\text{tCO}_2$ 이며, CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용은  $\$46.39/\text{tCO}_2$

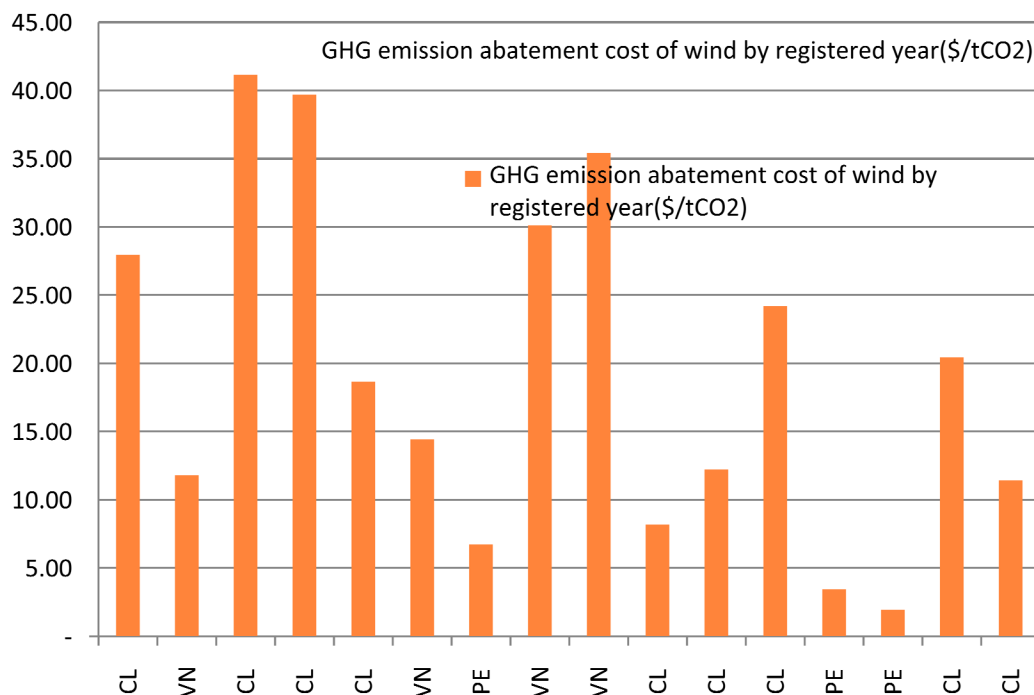


Fig. 5. GHG emission abatement cost of wind projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

로서 수입(비용 감소 포함)까지 고려한 온실가스 감축비용에 비해 4.4배 높은 수준이다. 온실가스 감축비용은 칠레가 가장 높은 \$16.19/tCO<sub>2</sub>이며 다음으로는 베트남이 \$12.61/tCO<sub>2</sub>이며, 말레이시아가 가장 낮은 \$4.83/tCO<sub>2</sub>으로 분석되었다. 누적 온실가스 감축량은 1,045,781tCO<sub>2</sub>이며, 온실가스 감축비용이 가장 낮은 사업의 감축비용은 말레이시아의 \$0.01/tCO<sub>2</sub>이며 가장 높은 감축비용은 베트남의 \$45.47/tCO<sub>2</sub>로 분석되었다.

Table 10. GHG emission abatement cost of biomass projects in 4 countries (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

	Abatement cost (registered year)	Abatement cost (2020)	Abatement cost (cost-based)
Chile	9.53	16.19	30.27
Vietnam	10.37	12.61	75.54
Peru	-	-	-
Malaysia	4.38	4.83	40.27
Total	7.58	10.46	46.39

### 3.4.2 바이오매스 CDM 사업의 특성

분석대상 19개 바이오매스 CDM 사업당 연간 온실가스 감축량은 55,041 tCO<sub>2</sub>/사업이다. 칠레의 온실가스 감축량이 75,821 tCO<sub>2</sub>로 높고 다음이 말레이시아 56,567 tCO<sub>2</sub>, 베트남의 감축량은 27,663 tCO<sub>2</sub>으로 나타났다. 분석대상 19개 바이오매스 CDM사업의 평균 투자비는 \$13,424,467이며 설비(MW)당 투자비는 \$858,931/MW로 나타났다. CDM 사업의 연간 운영비는 \$933,259이며 설비(MW)당 연간 운영비는 \$50,239/MW이며, 전력 생산당 연간 운영비는 \$21.81/MWh로 나타났다.

CDM 사업의 투자비는 칠레가 \$24,636,674로 가장 높고 다음으로는 말레이시아가 \$7,860,245이며 베트남이 가장 낮은 \$8,188,573으로 나타났다. 바이오매스 설비(MW)

당 투자비는 베트남이 가장 높은 \$2,341,335/MW이며, 다음으로는 칠레가 1,549,097/MW이며 말레이시아가 가장 낮은 \$138/MW로 나타났다.

### 3.4.3 바이오매스 온실가스 감축비용과 감축량 관계

바이오매스 CDM사업의 온실가스 감축비용과 연간 온실가스 감축량은 특별한 상관관계가 나타나지 않음에 따라(상관계수 0.0038) 바이오매스사업에서는 규모경제의 효과가 나타나지 않는 것으로 확인되었다. 바이오매스 CDM사업의 온실가스 감축비용과 설비당 투자비 역시 특별한 상관관계를 나타내지 않고 있다.

### 3.4.4 바이오매스의 온실가스 감축비용과 시간효과 (economies of time)

19개 바이오매스 사업 중에서 고정형은 10개 사업(CER 발행기간은 모두 10년)의 평균 온실가스 감축비용은 \$5.04/tCO<sub>2</sub>로서 바이오매스 전체의 감축비용 평균(\$10.48/tCO<sub>2</sub>)에 비해 오히려 낮은 수준이며, 갱신형 사업의 평균 온실가스 감축비용(\$16.49/tCO<sub>2</sub>)에 비해서도 낮은 수준이므로 바이오매스에서는 시간효과가 나타나지 않는 것으로 분석된다.

### 3.4.5 바이오매스의 온실가스 감축비용과 기술발전 효과

국가 구분 없이 19개 바이오매스 사업을 등록년도 순으로 나열할 경우 온실가스 감축비용은 전반적으로 하락하는 추이를 나타내고 있다. 가장 먼저 등록된 사업(2006.3.31)의 감축비용은 \$21.35/tCO<sub>2</sub>이며, 가장 최근에 등록된 사업(2013.12.30)의 감축비용은 \$6.00/tCO<sub>2</sub>로 분석되었다. 가장 먼저 등록된 사업과 최근에 등록된 사업의 등록 기간은 약 8년의 차이가 발생하기 때문에 전반적인 기술발전 효과가 나타났다고 볼 수 있다. 국가별로는 말레이시아에서 기술발전의 효과가 나타났다고 평가할 수 있다.

Table 11. Investment cost and O&M cost of biomass projects

	Investment per project (\$)	O&M cost (\$)	Unit investment (\$/MW)	O&M cost	
				Unit (\$/MW)	per production (\$/MWh)
Chile	24,636,674	1,105,607	1,549,097	50,506	17.43
Vietnam	8,188,573	937,284	2,341,335	84,659	37.68
Peru	-	-	-	-	-
Malaysia	7,860,245	801,481	138	99,381	15.18
Total	13,244,467	933,259	858,931	50,239	21.81



### 3.5 매립가스

#### 3.5.1 매립가스 CDM 사업의 온실가스 감축비용 비교분석

24개 매립가스 사업의 평균 온실가스 감축비용은 \$7.19/tCO<sub>2</sub>(2020년 가격 기준)이며, 비용만 고려한 감축비용은 \$14.72/tCO<sub>2</sub>로서 수입(비용 감소 포함)까지 고려한 온실가스 감축비용에 비해 2.0배 높은 수준이다. 온실가스 감축비용은 베트남이 가장 높은 \$15.71/tCO<sub>2</sub>이며, 다음으로는 칠레 \$5.67/tCO<sub>2</sub>이며, 페루 \$4.25/tCO<sub>2</sub>이며, 말레이시아가 가장 낮은 \$3.64/tCO<sub>2</sub>로 분석되었다. 누적 온실가스 감축량은 2,496,027tCO<sub>2</sub>이며, 온실가스 감축비용이 가장 낮은 사업은 칠레의 \$0.1/tCO<sub>2</sub>이며 가장 높은 감축비용은 베트남의 \$32.86/tCO<sub>2</sub>로 분석되었다. 매립가스의 온실가스 한계감축비용은 다른 사업에 비해 온실가스 감축량이 많은 편이며 대부분의 감축량이 \$20/tCO<sub>2</sub> 이하를 보이고 있는데 이는 매립가스 사업이 다른 사업에 비해 비용 효과적인 감축사업이 될 수 있다는 점을 말해주고 있다.

#### 3.5.2 매립가스 CDM 사업의 특성

CDM 사업당 평균 온실가스 감축량은 104,060 tCO<sub>2</sub>/사업으로서 베트남의 온실가스 감축량이 131,044 tCO<sub>2</sub>로서 가장 높고, 다음으로는 칠레 108,727 tCO<sub>2</sub>이며, 페루 107,524 tCO<sub>2</sub>이며,

말레이시아가 가장 낮은 54,029 tCO<sub>2</sub>으로 분석되었다. CDM사업의 평균 투자비는 \$11,138,069/사업이며, 연간 운영비는 \$606,714/사업로 나타났다. 매립가스 CDM 사업의 투자비는 베트남이 가장 높고 다음으로는 칠레, 말레이시아이며, 페루가 가장 낮은 수준으로 나타났다. 칠레의 대형 사업을 제외하면 칠레의 투자비는 대폭 낮아질 것으로 예상된다.

#### 3.5.3 매립가스의 온실가스 감축비용과 감축량 관계

CDM사업의 온실가스 감축량 규모와 온실가스 감축비용은 매우 약한 부의 상관관계(상관계수 -0.0381)를 나타내고 있으므로 매립가스 사업에서는 규모경제의 효과가 나타나지 않은 것으로 평가된다.

#### 3.5.4 매립가스의 온실가스 감축비용과 투자비 관계

사업당 투자비와 온실가스 감축비용은 상당한 양의 상관관계(상관계수 0.3353)을 나타내고 있으며, 온실가스 감축량당 투자비와 온실가스 감축비용 역시 상당한 양의 상관관계(상관계수 0.3926)을 나타내고 있다. 따라서 Castro and Michaelowa (2010)의 연구 결과와 같이 높은 투자비가 요구되는 사업일수록 높은 수입이 필요하기 때문에 CER 판매 단가도 높게 나타나는 효과가 매립가스에서 확인되었다.

Table 12. GHG emission abatement cost of LFG projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

	Abatement cost (registered year)	Abatement cost (2020)	Abatement cost (cost-based)
Chile	2.88	5.67	7.36
Vietnam	11.56	15.71	35.89
Peru	3.45	4.25	7.31
Malaysia	3.19	3.64	17.71
Total	4.83	7.19	14.72

Table 13. Investment cost and O&M cost of LFG projects

	Investment per project (\$)	O&M cost (\$)	Unit investment (\$/MW)	O&M cost	
				Unit (\$/MW)	per production (\$/MWh)
Chile	9,535,190	380,923	150	142,317	6.64
Vietnam	26,100,292	1,309,861	4,857,656	272,997	9.63
Peru	3,512,542	671,799	1,539,271	260,668	6.41
Malaysia	4,468,735	283,623	103	136,191	8.51
Total	11,138,069	606,714	533,163	67,936	7.26

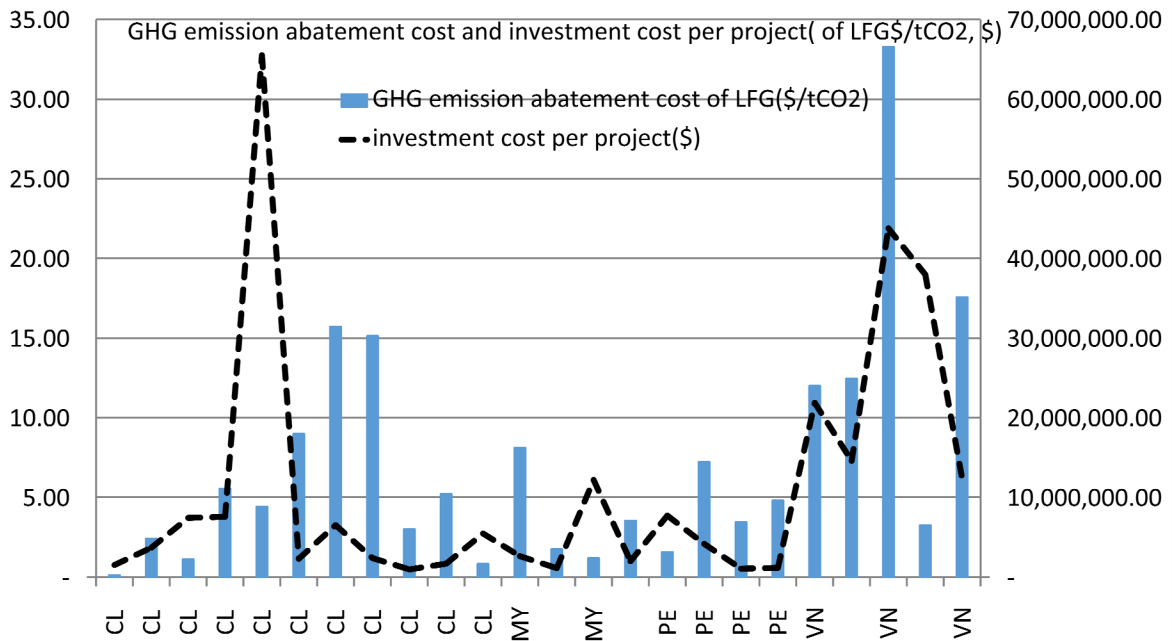


Fig. 6. GHG emission abatement cost and investment per project of LFG projects (\$/tCO<sub>2</sub>, \$/project)

3.5.5 매립가스의 온실가스 감축비용과 시간효과 (economies of time)

24개 사업 중에서 고정형은 10개 사업(CER 발행기간은 모두 10년)이며, 이들 사업의 평균 온실가스 감축비용은

\$11.22/tCO<sub>2</sub>로서 매립가스 전체의 감축비용 평균(\$7.19/tCO<sub>2</sub>)에 비해 높은 수준일 뿐만 아니라 갱신형 사업의 평균 온실가스 감축비용(\$4.39/tCO<sub>2</sub>)에 높은 수준이어서 매립가스에서는 시간효과가 명백하게 나타난 것으로 분석된다.

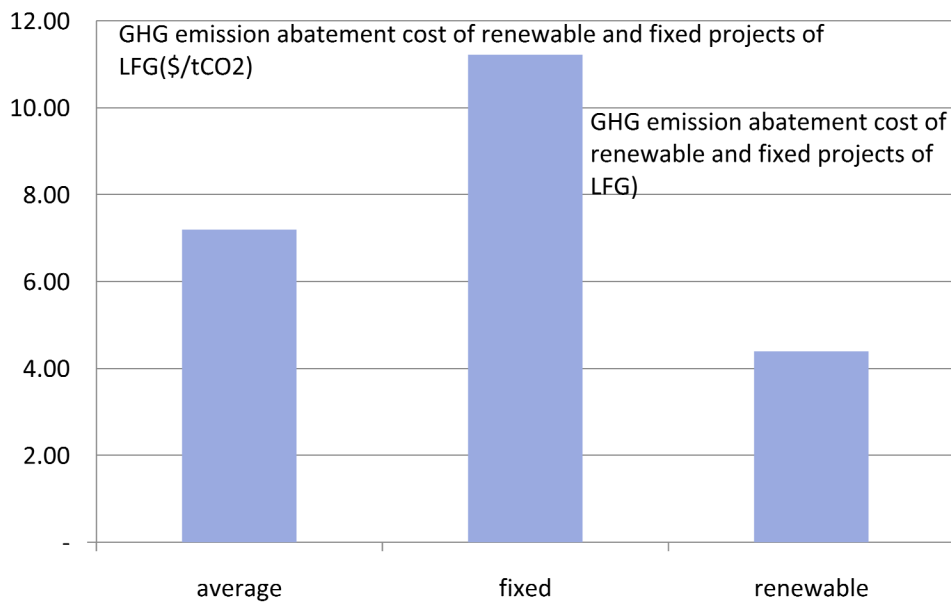


Fig. 7. GHG emission abatement cost of renewable and fixed LFG projects (\$/tCO<sub>2</sub>)

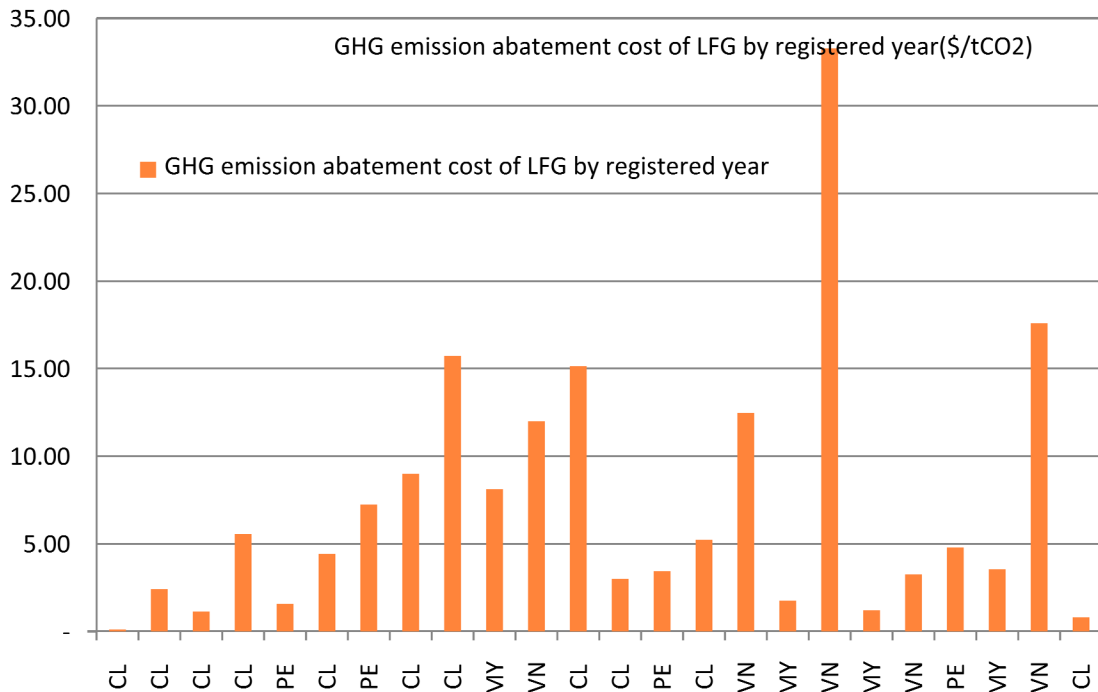


Fig. 8. GHG emission abatement cost of LFG projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

### 3.5.6 매립가스의 온실가스 감축비용과 기술발전 효과

국가 구분 없이 24개 매립가스 사업을 등록년도 순으로 나열할 경우 온실가스 감축비용은 상승한 이후에 하락하는 추이를 나타내고 있으나 추이는 매우 미약한 수준이다. 가장 먼저 등록한 사업(2005.12.3)의 감축비용은 \$0.11/tCO<sub>2</sub>이며, 가장 최근에 등록된 사업(2012.11.29)의 감축비용은 \$17.56/tCO<sub>2</sub>이지만 등록년도별 감축비용 등락이 심하게 나타남으로써 일반적인 추이를 도출하기 어렵기 때문에 최근 사업일수록 감축비용이 하락했다고 볼 수 없다. 칠레와 페루의 온실가스 감축비용은 최근에 등록된 사업일수록 하락하는 일반적인 추이를 나타내고 있어서 칠레와 페루에서 기술발전 효과가 나타났다고 평가할 수 있다.

## 3.6 메탄회수

### 3.6.1 메탄회수 CDM 사업의 온실가스 감축비용 비교분석

분석대상 25개 메탄회수의 평균 온실가스 감축비용은 \$4.83/tCO<sub>2</sub>(2020년 가격 기준)이며, CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용은 \$13.15/tCO<sub>2</sub>로서 수입(비요 감소 포함)까지 고려한 온실가스 감축비용에 비해 2.7배 높은 수준이다.

온실가스 감축비용은 칠레가 가장 높은 \$11.41/tCO<sub>2</sub>이며, 다음으로는 말레이시아 \$3.98/tCO<sub>2</sub>, 베트남 \$2.90/tCO<sub>2</sub>이며 페루가 가장 낮은 \$0.98/tCO<sub>2</sub>으로 분석되었다. 누적 온실가스 감축량은 1,261,359tCO<sub>2</sub>이며, 온실가스 감축비용이 가장 낮은 사업의 감축비용은 말레이시아의 \$0.7/tCO<sub>2</sub>이며, 가장 높은 감축비용은 칠레의 \$18.51/tCO<sub>2</sub>로 분석되었다.

Table 14. GHG emission abatement cost of methane avoidance projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

	Abatement cost (registered year)	Abatement cost (2020)	Abatement cost (cost-based)
Chile	5.73	11.41	11.41
Vietnam	2.15	2.90	12.83
Peru	0.69	0.98	4.35
Malaysia	4.12	3.98	14.31
Total	3.85	4.83	13.15

### 3.6.2 메탄회수 CDM 사업의 특성

사업당 평균 온실가스 감축량은 49,724 tCO<sub>2</sub>/건에 이르고 있다. 칠레의 온실가스 감축량이 140,040 tCO<sub>2</sub>로서 가

장 높고, 페루 38,299 tCO<sub>2</sub>, 말레이시아 32,654 tCO<sub>2</sub>이며, 베트남이 가장 낮은 30,967 tCO<sub>2</sub>/사업으로 분석되었다. CDM사업의 평균 투자비는 \$4,420,672이며, 연간 운영비는 \$239,728로 나타났다. 사업의 투자비는 칠레가 가장 높은 수준이며, 다음으로는 베트남, 말레이시아, 페루 순이다. 운영비는 칠레가 가장 높고 다음으로는 말레이시아, 베트남, 페루 순으로 나타났다.

### 3.6.3 메탄회수의 온실가스 감축비용과 감축량 관계

CDM 사업의 온실가스 감축량 규모와 온실가스 감축비용은 약한 양의 상관관계(상관계수 0.1271)를 나타내고 있으므로 메탄회수 사업에서는 규모경제의 효과가 나타나지 않은 것으로 평가된다.

### 3.6.4 메탄회수의 온실가스 감축비용과 투자비 관계

사업당 투자비와 온실가스 감축비용은 강한 양의 상관관계(상관계수 0.6136)를 나타내고 있으며, 온실가스 감축량당 투자비와 온실가스 감축비용 역시 강한 양의 상관관계(상관계수 0.6346)를 나타내고 있다. 따라서 높은 투자비가 요구되는 사업일수록 높은 수입이 필요하며, CER 판매 단가도 높게 나타나는 효과가 메탄회수에서 확인되었다.

### 3.6.5 메탄회수의 온실가스 감축비용과 시간효과 (economies of time)

25개 메탄회수 사업 중에서 13개 고정형 사업(CER 발행 기간은 모두 10년)의 평균 온실가스 감축비용은 \$5.51/tCO<sub>2</sub>로서 메탄회수 전체의 감축비용 평균(\$4.41/tCO<sub>2</sub>)에 비해 높은 수준일 뿐만 아니라 갱신행 사업의 평균 온실가스 감축비용(\$3.10/tCO<sub>2</sub>)에 비해 높은 수준이어서 메탄회수에서는 시간효과가 나타난 것으로 분석된다.

### 3.6.6 메탄회수의 온실가스 감축비용과 기술발전 효과

국가 구분 없이 25개 메탄회수 사업을 등록년도 순으로 나열할 경우 온실가스 감축비용은 전반적으로 하락하는 추이라고 할 수 있다. 가장 먼저 등록한 사업(2005.9.2)의 감축비용은 \$6.22/tCO<sub>2</sub>이며, 가장 최근에 등록한 사업(2010.1.20)의 감축비용은 \$2.05/tCO<sub>2</sub>로서 약 5년 간의 추이로서 최근 사업일수록 감축비용이 하락했다고 볼 수 있다. 25개 메탄회수 중에서 칠레와 베트남의 메탄회수 온실가스 감축비용은 최근에 등록된 사업일수록 하락하며, 말레이시아의 감축비용은 상승하는 추이를 나타내고 있

다. 따라서 칠레와 베트남의 메탄회수에서는 기술발전의 효과가 나타난다고 평가할 수 있다.

## 3.7 효율개선

### 3.7.1 효율개선 CDM 사업의 온실가스 감축비용 비교분석

분석대상 5개 효율개선의 평균 온실가스 감축비용은 \$10.20/tCO<sub>2</sub>(2020년 가격 기준)이며, CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용은 \$52.06/tCO<sub>2</sub>로서 수입(비용 감소 포함)까지 고려한 온실가스 감축비용에 비해 5.1 높은 수준이다. 온실가스 감축비용은 베트남이 \$13.74/tCO<sub>2</sub>로서 가장 높고 다음으로는 페루 \$8.67/tCO<sub>2</sub>이며, 말레이시아가 가장 낮은 \$1.12/tCO<sub>2</sub>로 분석되었다. 누적 온실가스 감축량은 1,585,587tCO<sub>2</sub>이며, 온실가스 감축비용이 가장 낮은 사업의 감축비용은 말레이시아의 \$1.14/tCO<sub>2</sub>이며 가장 높은 감축비용은 베트남의 \$15.72/tCO<sub>2</sub>로 분석되었다. 효율개선 사업의 온실가스 한계감축비용 곡선은 감축비용이 비교적 낮은 특징을 나타내고 있다.

Table 15. GHG emission abatement cost of efficiency projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

	Abatement cost (registered year)	Abatement cost (2020)	Abatement cost (cost-based)
Chile	-	-	-
Vietnam	11.51	13.74	61.05
Peru	7.02	8.67	63.62
Malaysia	1.01	1.12	13.52
Total	8.51	10.20	52.06

### 3.7.2 효율개선 CDM 사업의 특성

CDM 사업당 온실가스 감축량은 285,359 tCO<sub>2</sub>/사업으로서 페루의 온실가스 감축량이 927,957 tCO<sub>2</sub>로서 높고, 말레이시아는 555,763 tCO<sub>2</sub>/사업, 베트남은 33,956 tCO<sub>2</sub>/사업으로 나타났다. 칠레에서는 효율개선 CDM 사업을 분석하지 않았다. CDM 사업의 평균 투자비는 \$117,533,958이며, 연간 운영비는 \$3,665,918로 나타났다. 페루의 사업당 투자비가 가장 높고, 다음으로는 말레이시아, 베트남 순이며, 연간 운영비는 페루가 가장 높고, 말레이시아, 베트남 순으로 낮아졌다.

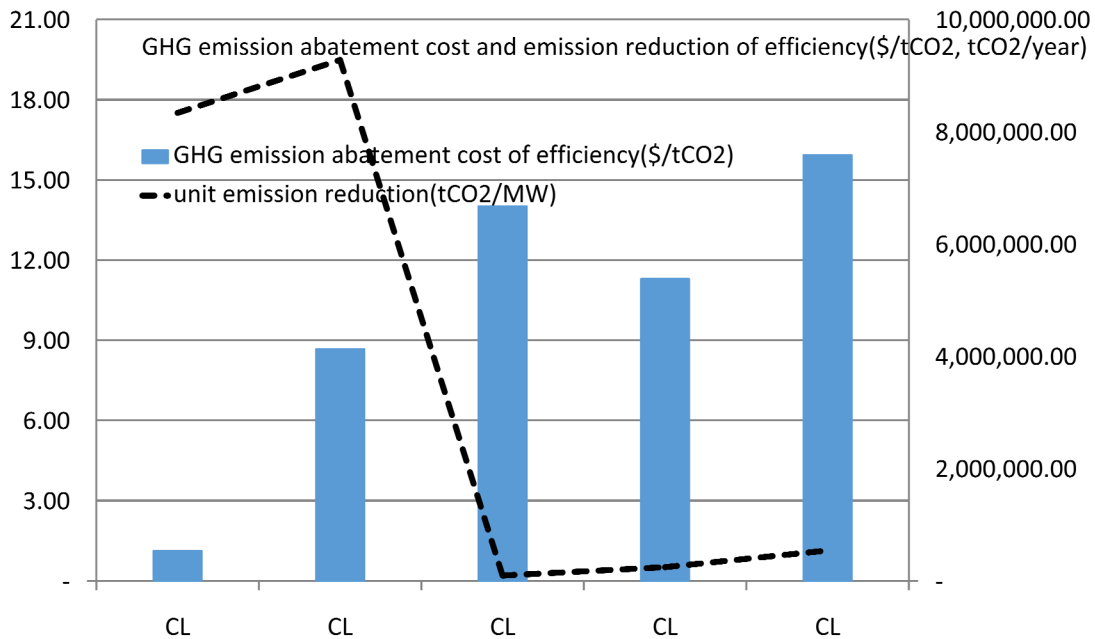


Fig. 9. GHG emission abatement cost and emission reductions of efficiency projects (/tCO<sub>2</sub>, \$/tCO<sub>2</sub>)

### 3.7.3 효율개선의 온실가스 감축비용과 감축량 관계

분석대상 4개 효율개선 CDM 사업의 온실가스 감축량 규모와 온실가스 감축비용은 매우 강하 부의 상관관계(상관계수 -5.5085)를 나타내고 있으므로 효율개선 사업에서는 규모경제의 효과가 나타난 것으로 평가된다.

### 3.7.4 효율개선의 온실가스 감축비용과 투자비 관계

사업당 투자비와 온실가스 감축비용은 상당한 부의 상관관계(상관계수 -0.2882)를 나타내고 있어서 높은 투자비가 요구되는 사업일수록 높은 수입이 필요하다는 효과는 효율개선에서 나타나지 않은 것으로 평가된다.

### 3.7.5 효율개선의 온실가스 감축비용과 시간효과 (economies of time)

5개 효율개선 사업 중에서 4개 고정형 사업(3개 사업은 CER 발행기간이 10년, 1개 사업은 4년)의 평균 온실가스 감축비용은 \$12.47/tCO<sub>2</sub>로서 효율개선 전체의 감축비용 평균(\$10.20/tCO<sub>2</sub>)에 비해 높은 수준일 뿐만 아니라 갱신형 사업의 평균 온실가스 감축비용(\$1.12/tCO<sub>2</sub>)에 높은 수준이어서 효율개선 사업에서는 시간효과가 나타난 것으로 분석된다.

### 3.7.6 효율개선의 온실가스 감축비용과 기술발전 효과

국가 구분 없이 5개 효율개선 사업을 등록년도 순으로 나열할 경우 온실가스 감축비용은 전반적으로 상승하는 추이다. 가장 먼저 등록한 사업(2005.9.18)의 감축비용은 \$1.12/tCO<sub>2</sub>이며, 가장 최근에 등록한 사업(2013.5.30)의 감축비용은 \$15.92/tCO<sub>2</sub>로서 약 6년 간의 추이로서 최근 사업일수록 감축비용이 상승했다고 볼 수 있다. 따라서 효율개선 사업에서는 기술발전의 효과가 나타났다고 평가할 수 없다.

## 3.8 연료전환

### 3.8.1 연료전환 CDM 사업의 온실가스 감축비용 비교분석

분석대상 4개 연료전환의 평균 온실가스 감축비용은 \$11.50/tCO<sub>2</sub>(2020년 가격 기준)이며, CDM 사업의 비용만 고려한 감축비용은 \$88.45/tCO<sub>2</sub>로서 수입(비용 감소 포함)까지 고려한 온실가스 감축비용에 비해 7.7배 높은 수준이다. 온실가스 감축비용은 칠레가 \$22.39/tCO<sub>2</sub>로 가장 높고 다음으로는 페루 \$9.22/tCO<sub>2</sub>이며, 말레이시아가 가장 낮은 \$5.18/tCO<sub>2</sub>이다. 누적 온실가스 감축량은 627,178 tCO<sub>2</sub>이며, 온실가스 감축비용이 가장 낮은 사업의 감축비용은 말레이시아의 \$5.30/tCO<sub>2</sub>이며 가장 높은 감축비용은 칠레의 \$20.81/tCO<sub>2</sub>로 분석되었다.

Table 16. GHG emission abatement cost of fuel switch projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

	Abatement cost (registered year)	Abatement cost (2020)	Abatement cost (cost-based)
Chile	10.56	22.39	22.39
Vietnam	-	-	-
Peru	7.05	9.22	136.66
Malaysia	4.68	5.18	58.08
Total	7.33	11.50	88.45

### 3.8.2 연료전환 CDM 사업의 특성

CDM 사업당 온실가스 감축량은 156,759 tCO<sub>2</sub>/사업으로서 말레이시아의 온실가스 감축량이 299,832 tCO<sub>2</sub>로서 가장 높고 다음이 페루 156,900 tCO<sub>2</sub>이며, 칠레는 13,545 tCO<sub>2</sub>로서 가장 낮은 수준이다. CDM 사업의 평균 투자비는 \$46,127,519이며, 연간 운영비는 \$4,279,573로 나타났다. 투자비는 말레이시아가 가장 높고, 칠레가 가장 낮은 수준이며, 연간 운영비 역시 말레이시아가 가장 높고 칠레가 가장 낮은 수준이다. 말레이시아의 대규모 1개 사업을 제외하면 투자비나 운영비는 높지 않은 수준이다.

### 3.8.3 연료전환의 온실가스 감축비용과 감축량 관계

CDM 사업의 온실가스 감축량 규모와 온실가스 감축비용은 강한 부의 상관관계(상관계수 -0.6662)를 나타내고 있으므로 연료전환 사업에서는 규모경제의 효과가 나타난 것으로 평가된다.

### 3.8.4 연료전환의 온실가스 감축비용과 투자비 관계

사업당 투자비와 온실가스 감축비용은 강한 부의 상관관계(상관계수 -0.5780)를 나타내고 있으며, 온실가스 감축량당 투자비와 온실가스 감축비용 역시 강한 부의 상관관계(상관계수 -0.6753)를 나타내고 있다. 높은 투자비가

요구되는 사업일수록 CER 판매단가도 높게 나타난다는 Castro and Michaelowa(2010)의 연구 결과는 확인되지 않았다.

### 3.8.5 연료전환의 온실가스 감축비용과 시간효과 (economies of time)

4개 연료전환 사업 중에서 고정형은 1개 사업(CER 발행기간은 10년)이며, 온실가스 감축비용은 \$8.90/tCO<sub>2</sub>로서 메탄회수 전체의 감축비용 평균(\$11.50/tCO<sub>2</sub>)에 비해 낮은 수준이며 갱신행 사업의 평균 온실가스 감축비용(\$12.37/tCO<sub>2</sub>)에 비해 낮은 수준이어서 연료전환에서는 시간효과가 나타나지 않은 것으로 분석된다.

### 3.8.6 연료전환의 온실가스 감축비용과 기술발전 효과

국가 구분 없이 4개 연료전환 사업을 등록년도 순으로 나열할 경우 온실가스 감축비용은 전반적으로 하락하는 추이를 나타내고 있다. 가장 먼저 등록한 사업(2005.7.18)의 감축비용은 \$22.39/tCO<sub>2</sub>이며, 가장 최근에 등록된 사업(2011.12.13)의 감축비용은 \$5.18/tCO<sub>2</sub>로서 약 6년간의 추이로서 최근 사업일수록 감축비용이 하락했다고 볼 수 있다. 따라서 연료전환에서는 기술발전의 효과가 나타났다고 평가할 수 있다.

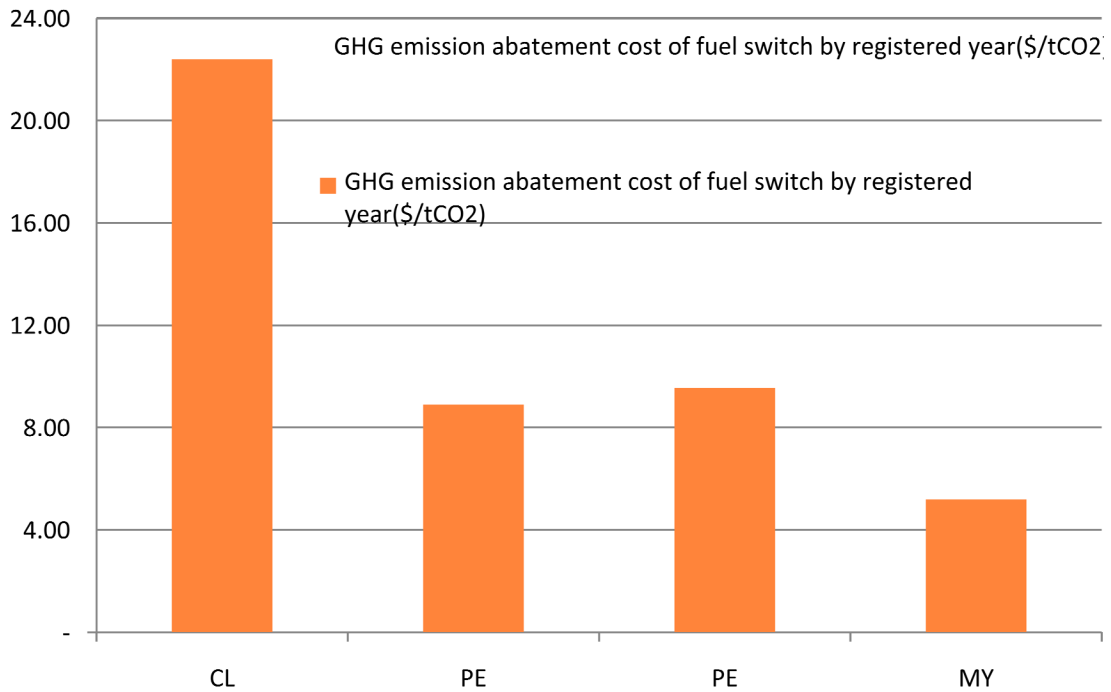


Fig. 10. GHG emission abatement cost of fuel switch projects (\$/tCO<sub>2</sub>)

### 3.9 CDM 사업의 온실가스 감축비용 비교분석 종합

전체 155개 CDM 사업의 평균 온실가스 감축비용은 \$9.65/tCO<sub>2</sub>이며, 메탄회수의 온실가스 감축비용(2020년 가격)이 가장 낮고, 다음으로는 매립가스, 소수력발전으로서 이들 사업의 온실가스 감축비용은 \$10/tCO<sub>2</sub> 이하로 분석되었다. 효율개선, 바이오매스, 연료전환, 태양광발전으로서 감축비용은 \$10/tCO<sub>2</sub> 내외 수준이며, 풍력발전의 온실가스 감축비용이 가장 높은 것으로 분석되었다. 메탄회수의 감축비용은 \$4.83/tCO<sub>2</sub>, 매립가스(LFG)

의 감축비용은 \$7.19/tCO<sub>2</sub>, 소수력발전은 \$7.98/tCO<sub>2</sub>으로서 \$10/tCO<sub>2</sub> 이하이며, 효율개선은 \$10.20/tCO<sub>2</sub>, 바이오매스는 \$10.46/tCO<sub>2</sub>, 연료전환은 \$11.50/tCO<sub>2</sub>, 태양광발전은 \$11.57/tCO<sub>2</sub>로서 \$10-15/tCO<sub>2</sub> 수준으로 분석되었다. 풍력발전은 \$19.22/tCO<sub>2</sub>로서 감축비용이 가장 높은 사업으로 분석되었다. CDM 사업 형태별 온실가스 감축비용은 큰 편차를 나타내고 있지만 본 연구에서는 국가 간 비교를 위해 사업 형태별 단순 평균 온실가스 감축비용을 추정했다.

Table 17. GHG emission abatement cost and emission reductions

	Abatement cost(\$/tCO <sub>2</sub> )	Emission reduction (tCO <sub>2</sub> )	Investment per project(\$)	Emission reduction per investment(tCO <sub>2</sub> /1,000\$)	Share of CER issue(%)
Biomass	10.46	55,041	13,244,467	11.17	0.23
Efficiency	10.20	285,359	117,533,958	5.39	0.03
Fuel switch	11.50	156,794	46,127,519	17.17	0.13
LFG	7.19	104,060	11,138,069	23.01	0.34
Large hydro	15.21	254,621	241,394,677	1.29	0.21
Methane	4.83	49,724	4,420,672	18.43	0.13
Small hydro	7.98	22,140	16,206,791	1.61	0.03
PV	11.57	71,327	146,083,701	0.51	0.00
Wind	19.22	137,245	179,965,205	0.79	0.05
Total	9.65	84,144	56,395,203	9.15	0.13

분석대상 155개 CDM 사업의 온실가스 감축비용을 사업별 및 국가별로 나타내면 맨 왼쪽부터 바이오매스 19개, 효율개선 5개, 연료전환 4개, 대수력발전 9개, 소수력발전 42개, 매립가스 24개, 메탄회수 25개, 태양광발전 11개, 풍력발전 16개 순서이다. 대부분 사업의 온실가스 감축비용은 \$10/tCO<sub>2</sub> 이하에 머물고 있으며 나

머지 사업의 온실가스 감축비용은 \$10-20/tCO<sub>2</sub> 수준에 그치고 있으나 일부 사업은 \$30/tCO<sub>2</sub>를 상회하기도 한다. 그림에서는 지면 제약상 각 사업에 대한 분석에서 설명하지 못한 사업 형태별 온실가스 감축비용의 분포를 보여주고 있는데 편차가 비교적 크게 나타나고 있는 점을 확인할 수 있다.



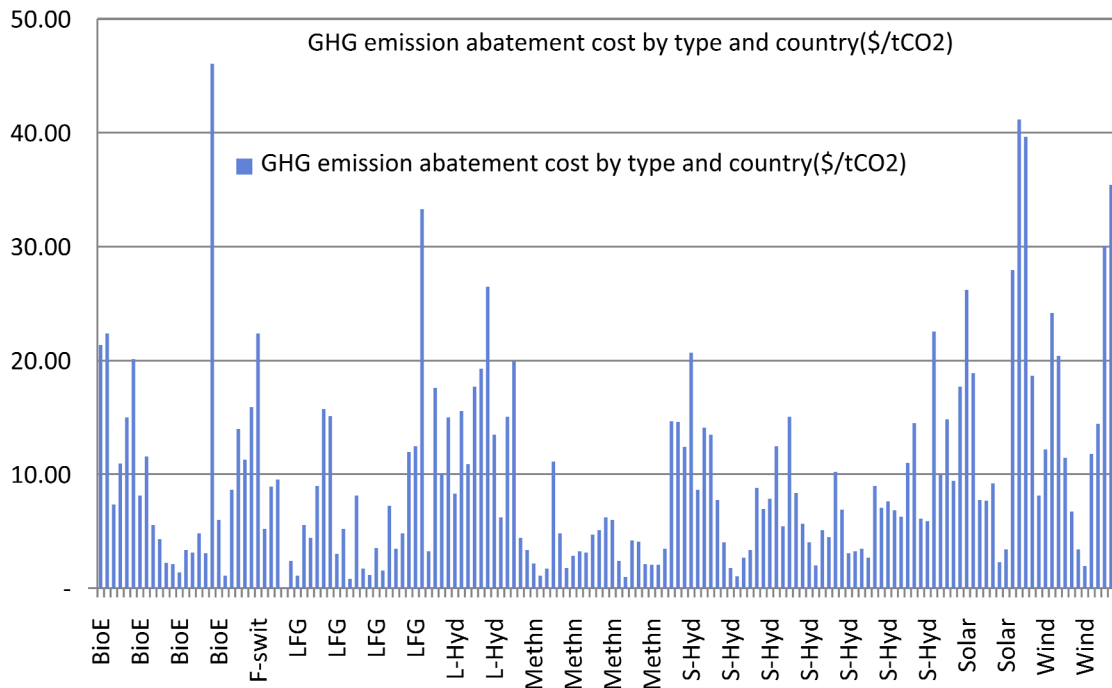


Fig. 11. GHG emission abatement cost of all CDM projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

CDM 사업의 사업당 연간 온실가스 감축량은 효율개선이 가장 높은 317,117 tCO<sub>2</sub>이지만 특이하게 감축량이 높은 페루의 1개 사업(927,957 tCO<sub>2</sub>)을 제외하면 효율개선의 감축량은 24,000 ~ 54,000 tCO<sub>2</sub>에 불과한 수준이다. 다음으로는 연료전환이 156,794 tCO<sub>2</sub>, 풍력발전이 137,245 tCO<sub>2</sub>, 매립가스가 104,001 tCO<sub>2</sub>으로서 이들 사업의 평균 온실가스 감축량은 100,000 tCO<sub>2</sub> 이상으로 분석되었다. 다음으로는 태양광발전이 71,327 tCO<sub>2</sub>이며 바이오매스가

55,041 tCO<sub>2</sub>이고, 메탄회수가 50,454 tCO<sub>2</sub>, 소수력발전이 가장 낮은 수준인 22,374 tCO<sub>2</sub>으로 분석되었다.

분석대상 155개 CDM 사업당 온실가스 감축량을 사업별로 나타내면 다음 그림과 같다. 대부분 사업의 사업당 온실가스 감축량은 50,000 tCO<sub>2</sub> 이하에 머물고 있으며 매립가스와 풍력의 감축량이 비교적 높은 수준을 나타내고 있다.

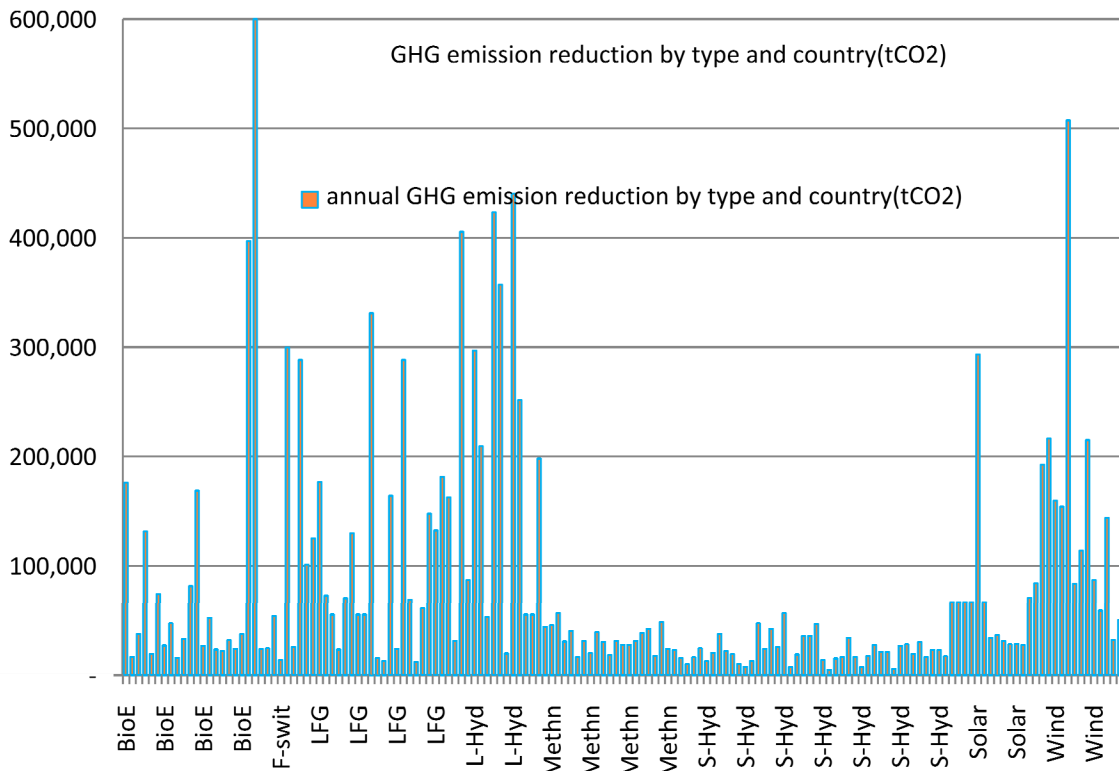


Fig. 12. GHG emission reduction of all CDM projects (/tCO<sub>2</sub>)

CDM 사업당 투자비는 풍력발전사업이 \$168,546,260 으로서 가장 높은 수준이며, 다음으로는 태양광발전이 \$136,768,008, 효율개선이 \$113,725,381 으로서 사업당 투자비가 \$1억을 상회하는 수준이다. 연료전환의 평균 투자비는 \$46,963,570, 바이오매스 \$10,794,682, 소수력 발전 \$15,585,665, 매립가스 \$10,554,647 으로서 사업당 투자비가 \$1,000만을 상회하는 수준이다. 메탄회수의 사업당 투자비는 \$4,239,878 으로서 가장 낮은 수준으로 분

석되었다.

CDM 사업당 투자비를 그림으로 나타내면 다음과 같다. 대수력발전과 특이하게 대규모인 효율개선 사업을 제외하면 전반적으로 풍력발전과 태양광발전의 투자비가 높은 수준을 나타내고 있다. 나머지 사업의 투자비는 비교적 낮은 수준에 머물고 있는 것으로 나타나고 있다.

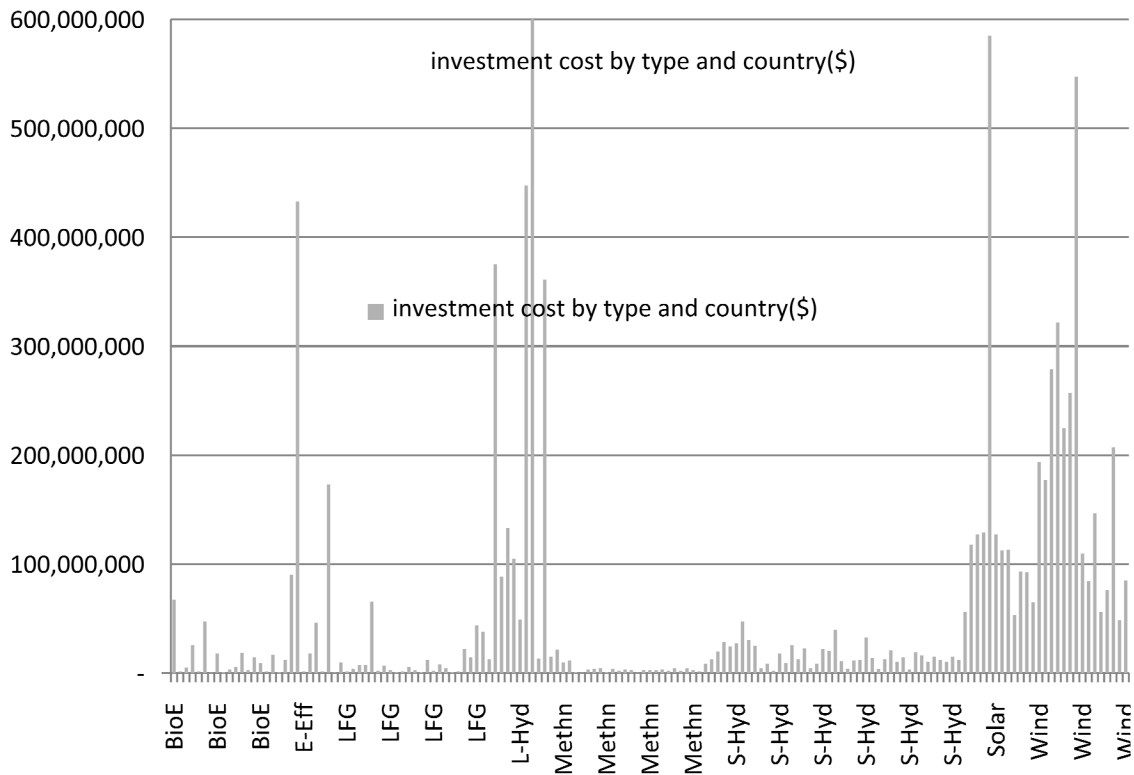


Fig. 13. Investment cost per project (\$, 2020 price)

투자비당 연간 온실가스 감축량은 매립가스가 가장 높은 23.01 tCO<sub>2</sub>/\$1,000이며 다음으로는 메탄회수가 18.43 tCO<sub>2</sub>/\$1,000, 연료전환이 17.17 tCO<sub>2</sub>/\$1,000, 바이오매스가 11.17 tCO<sub>2</sub>/\$1,000으로서 이들 사업의 온실가스 감축량이 10 tCO<sub>2</sub>/\$1,000를 상회하고 있다. 효

율개선도 비교적 높은 5.39 tCO<sub>2</sub>/\$1,000을 나타내고 있으며, 소수력발전과 태양광발전 및 풍력발전은 모두 2.0 tCO<sub>2</sub>/\$1,000 이하의 지표를 나타내고 있다. 이러한 지표는 이들 사업의 경제성을 상호 비교하는 하나의 지표가 될 수 있다<sup>4)</sup>.

4) 지표는 투자비당 연간 온실가스 감축량하므로 사업기간이 21년인 갱신형 사업의 경우 온실가스 감축량에 21을 곱하면 사업기간 전체의 투자비당 온실가스 감축량을 계산할 수 있다.

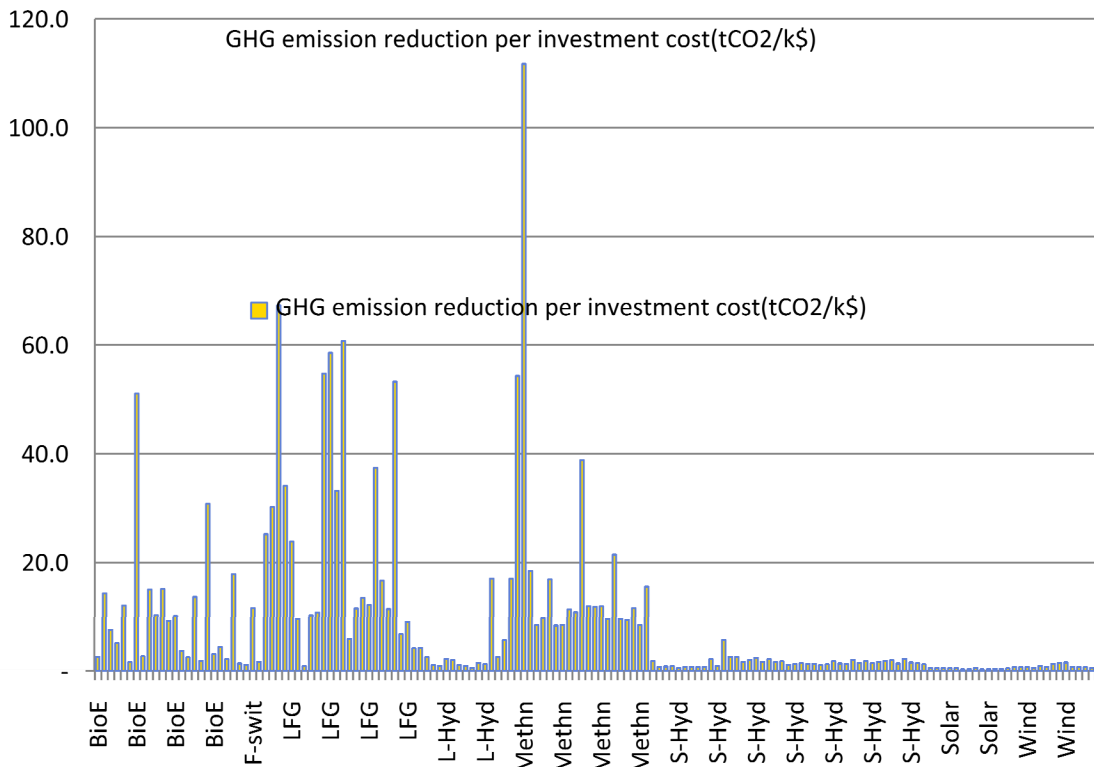


Fig. 14. Emission reduction per investment of all CDM projects (tCO<sub>2</sub>/\$1,000)

CDM 사업의 기간 전체 예상 온실가스 감축량 대비 발행된 CER의 비중은 사업별 큰 편차를 나타내고 있으나 전반적으로 낮은 수준을 나타내고 있다. 매립가스사업의 CER 발행비율은 비교적 높은 34%를 나타내고 있으며 다음으로는 바이오매스가 23%의 수준을 나타내고 있다. 메탄회수와 연료전환이 13%의 수준이며, 풍력발전과 효율개선은 5% 미만으로 나타나고 있다. 태양광발전의 CER 발행비율은 극히 낮은 것으로 나타나고 있는데 태양광사업의 CER 발행비율이 낮은 요인은 태양광사업이 최근에서야 CDM 사업으로 등록을 시작했기 때문인 것으로 풀이된다.

CDM 사업의 온실가스 감축비용이 낮은 사업일수록 등록된 CDM 사업이 많을 것으로 예상된다. 온실가스 감축비용은 메탄회수(\$4.83/tCO<sub>2</sub>)가 가장 낮는데 등록된 494개 CDM 사업의 26.9%의 가장 높은 비중을 차지하고 있어 온실가스 감축비용과 사업 분포가 높은 상관관계를 지니고 있다. 메탄회수 다음으로 온실가스 감축비용이 높은 사업은 매립가스(\$7.19/tCO<sub>2</sub>)이며 등록사업의 9.1%로서 사업 분포의 비중은 4위로서 감축비용과 사업 분포의 연관성이 낮게 나타나고 있다. 소수력발전(\$7.98/tCO<sub>2</sub>)이 3번째로 낮은 감

축비용을 나타내고 있는데 등록된 사업은 25.5%로서 2위를 나타내고 있어서 감축비용과 사업분포가 어느 정도의 일관성을 지니고 있는 것으로 볼 수 있다. 효율개선과 바이오매스는 감축비용이 4~5위의 낮은 순서이며 등록된 사업은 각각 7위와 3위를 나타내고 있어서 감축비용과 사업분포가 일관성을 지니고 있지 못하다. 태양광발전의 감축비용은 7번째로 높으며 등록된 사업에서 차지하는 비중은 6위이어서 비교적 상관관계를 나타내고 있으나, 연료전환의 감축비용은 6위인데 반해 등록된 사업은 가장 낮은 비중(8위)을 차지하고 있다. 풍력발전은 가장 높은 감축비용(\$19.22/tCO<sub>2</sub>)인데 등록된 사업의 비중은 6.3%로서 6위를 차지하고 있어서 감축비용과 사업분포가 일관성을 지니지 못하고 있다. 메탄회수와 소수력발전 및 태양광발전은 감축비용과 사업의 분포에 있어서 어느 정도의 연관성을 갖고 있지만 나머지 사업에서는 연관성이 결여된 것으로 분석된다. 이러한 분석 결과는 CDM 사업 추진에 대한 의사결정이 감축비용보다는 지원정책이나 부존자원과 같은 요인에 의해 많은 영향을 받았을 것이라는 연구결과(Rahman and Kirkman, 2015, Rahman et al, 2015)와 일치한다고 볼 있다.

Table 18. Relationship between GHG emission abatement cost and share of projects

MAC (\$/tCO <sub>2</sub> , 2020 price)			Share of CDM projects (%)		
Rank	MAC	Type	Type	Share	Rank
High ↑	19.22	Wind	Fuel switch	6(1.2%)	Low
	11.57	PV	Efficiency	15(3.0%)	
	11.50	Fuel switch	PV	25(5.1%)	↑
	10.46	Biomass	Wind	31(6.3%)	
Low ↓	10.20	Efficiency	LFG	45(9.1%)	↓
	7.98	Small hydro	Biomass	72(14.6%)	
	7.19	LFG	Small hydro	126(25.5%)	High
	4.83	Methane	Methane	133(26.9%)	

#### 4. 비용 효과적인 온실가스 감축전략

##### 4.1 CDM 사업별 한계감축비용 및 비용 효과적 감축 전략

전체 15개 CDM 사업의 온실가스 한계감축비용을 사업별로 나타내면 다음 그림과 같다. 온실가스 감축량 규모와

감축비용이 사업별로 차이가 나타난다는 점을 알 수 있다.

온실가스 감축량 측면에서는 매립가스가 가장 많은 감축량을 갖고 있는 것으로 나타났으며, 다음으로는 풍력발전이 많은 온실가스 감축량을 갖고 있고, 다음으로는 에너지효율, 메탄회수, 바이오매스, 소수력발전, 연료전환이며 마지막으로 태양광발전이 가장 적은 감축량을 갖고 있는 것으로 나타났다. 온실가스 한계감축비용 측면에서는

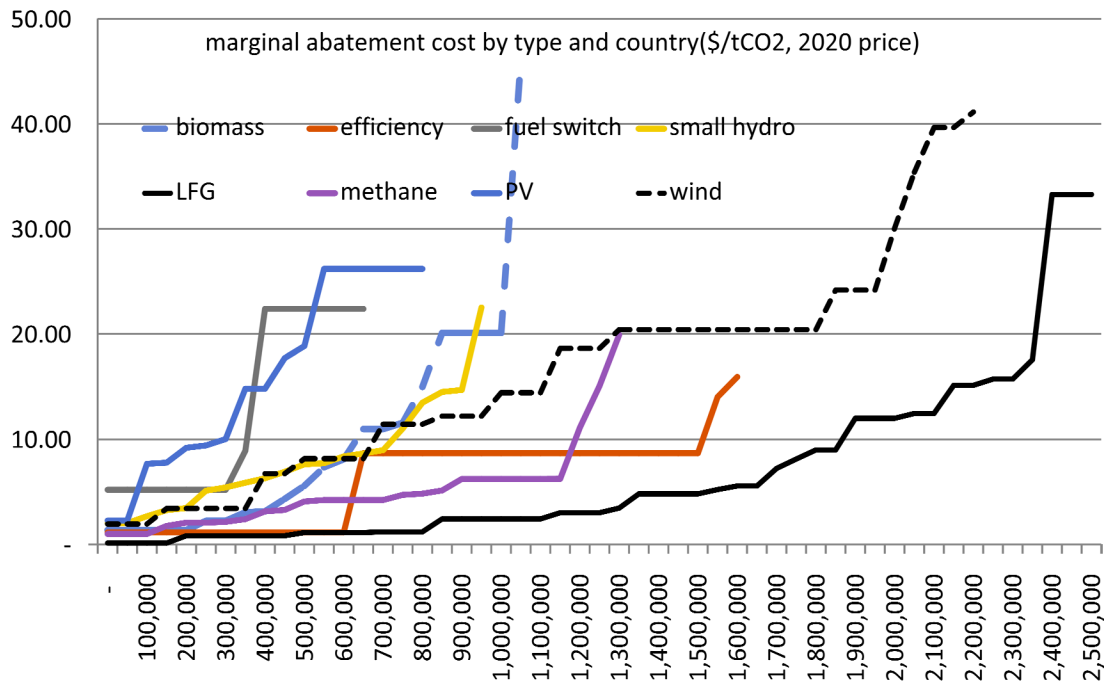


Fig. 15. GHG marginal abatement cost of CDM projects by type (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

매립가스의 한계감축비용이 전반적으로 가장 낮고, 다음으로는 메탄회수가 매립가스보다 높은 한계감축비용을 나타내고 있으며, 다음으로는 에너지효율, 풍력발전, 소수력발전, 바이오매스, 연료전환이며, 마지막으로 태양광발전이 가장 높은 한계비용을 나타내고 있다<sup>5)</sup>.

본 연구의 분석대상인 155개 CDM 사업이 CDM 사업 전체를 대변하고 국가 구분이 없다고 가정할 경우 비용 효과적인 온실가스 감축전략은 온실가스 한계감축비용이 동일한 수준에서 온실가스 감축량이 가장 많은 사업부터 사업을 추진하는 것이다.

온실가스 한계감축비용 \$10/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 매립가스사업의 온실가스 감축량이 1,805천 tCO<sub>2</sub>로 가장 높기 때문에 매립가스 사업을 가장 우선적으로 추진하고 다음으로는 에너지효율(1,325천 tCO<sub>2</sub>), 메탄회수(1,092천 tCO<sub>2</sub>), 소수력(668천 tCO<sub>2</sub>), 풍력발전(632천 tCO<sub>2</sub>), 연료전환(614천 tCO<sub>2</sub>), 바이오매스(557천 tCO<sub>2</sub>), 마지막으로 태양광(천 tCO<sub>2</sub>)을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축 전략이다. 한계감축비용 \$20/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 매립가스사업의 온실가스 감축량이 2,316천 tCO<sub>2</sub>로 가장 많기 때문에 매립가스 사업을 가장 우선적으로 추진하고 다음으로는 에너지효율(1,427천 tCO<sub>2</sub>), 메탄회수(1,243천 tCO<sub>2</sub>), 풍력발전(1,270천 tCO<sub>2</sub>), 소수력(900천 tCO<sub>2</sub>), 바이오매스(755천 tCO<sub>2</sub>), 태양광(491천 tCO<sub>2</sub>), 마지막으로 연료전환을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축 전략이다. 따라서 한계감축비용 \$10-20/tCO<sub>2</sub> 수준에서는 매립가스를 가장 먼저

추진하고 다음으로는 에너지효율, 메탄회수, 풍력발전과 소수력발전, 바이오매스, 마지막으로 태양광발전과 연료전환을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축전략으로 분석된다.

온실가스 한계감축비용 \$30/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 풍력발전(1,959천 tCO<sub>2</sub>)의 감축량이 가장 많기 때문에 풍력발전을 우선적으로 추진하고, 다음으로는 바이오매스(1,022천 tCO<sub>2</sub>), 소수력발전(930천 tCO<sub>2</sub>), 태양광발전(785천 tCO<sub>2</sub>), 마지막으로 연료전환(627천 tCO<sub>2</sub>)을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축 전략이다. 온실가스 한계감축비용 \$40/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 매립가스사업의 온실가스 감축량이 2,497천 tCO<sub>2</sub>로 가장 많기 때문에 매립가스 사업을 가장 우선적으로 추진하고 다음으로는 풍력발전(2,125천 tCO<sub>2</sub>)을 추진하며, 온실가스 한계감축비용이 \$50/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 풍력발전이 유일하게 온실가스 감축량 2,196천 tCO<sub>2</sub>를 나타내고 있다. 따라서 한계감축비용 \$30/tCO<sub>2</sub> 이상에서는 매립가스와 풍력발전을 우선적으로 추진하고, 다음으로는 바이오매스, 소수력발전, 연료전환, 그리고 마지막으로 태양광발전을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축전략으로 풀이된다.

온실가스 한계감축비용 \$10/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 7,213천 tCO<sub>2</sub>의 감축량을 확보할 수 있을 것으로 예상된다. \$20/tCO<sub>2</sub> 이하의 한계비용에서는 11,288천 tCO<sub>2</sub>를, \$30/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 12,600천 tCO<sub>2</sub>, \$40/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 12,948천 tCO<sub>2</sub>, 마지막으로 \$50/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 13,042천 tCO<sub>2</sub>를 감축할 수 있을 것으로 분석된다.

Table 19. Cumulative emission reduction per marginal abatement cost by project type (1,000 tCO<sub>2</sub>)

MAC	Biomass	Efficiency	Fuel switch	Small hydro	LFG	Methane avoidance	PV	Wind	Large hydro	Total
\$10/tCO <sub>2</sub>	557	1,325	614	668	1,805	1,092	225	632	297	7,213
\$20/tCO <sub>2</sub>	755 (+198)	1,427 (+102)	-	900 (+233)	2,316 (+511)	1,243 (+151)	491 (+267)	1,270 (+638)	2,272 (+1,975)	11,288 (+4,075)
\$30/tCO <sub>2</sub>	1,022 (+267)	-	627 (+14)	930 (+30)	-	-	785 (+293)	1,959 (+689)	2,292 (+20)	12,600 (+1,312)
\$40/tCO <sub>2</sub>	-	-	-	-	2,497 (+181)	-	-	2,125 (+166)	-	12,948 (+348)
\$50/tCO <sub>2</sub>	1,046 (+24)	-	-	-	-	-	-	2,196 (+71)	-	13,042 (+95)

\* ( ) is the additional emission reduction

5) 에너지효율개선사업과 메탄회수 사업의 온실가스 한계감축비용곡선은 상호 교차하기 있으며, 700,000 tCO<sub>2</sub> 이하에서는 에너지효율의 감축비용이 메탄회수사업의 감축비용보다 낮고, 700,000 ~ 1,200,000 tCO<sub>2</sub> 구간에서는 메탄회수의 감축비용이 에너지효율의 감축비용보다 낮고, 1,200,000 tCO<sub>2</sub> 이상에서는 다시 에너지효율의 감축비용이 메탄회수의 감축비용보다 낮은 것으로 분석된다.

온실가스 한계감축비용 구간별로 달성 가능한 연간 온실가스 감축량을 사업 형태별로 나타내면 한계감축비용 구간별로 증가되는 감축량을 파악할 수 있다. 전체적으로는 매립가스의 온실가스 감축 잠재량이 가장 많고 다음으로는 풍력발전, 에너지효율, 메탄회수, 바이오매스, 소수력, 연료전환, 태양광 순으로 온실가스 감축량이 작아지는 것을 알 수 있다. \$10/tCO<sub>2</sub> 이하(파란색)에서는 매립가스가 가장 큰 감축 잠재량을 나타내면 다음으로는 에너지효율, 메탄회수, 소수력, 풍력, 바이오매스, 연료전환, 태양광발전 순으로 감축 잠재량을 보이고 있다. \$20/tCO<sub>2</sub> 이하(빨간색)에서는 풍력발전이 가장 큰 폭으로 감축량이 증가(+638천 tCO<sub>2</sub>) 하는 것을 알 수 있으며 다음으로는 매립가스(+511천 tCO<sub>2</sub>), 소수력(+233천 tCO<sub>2</sub>), 바이오매스(+198천 tCO<sub>2</sub>), 메탄회수(+151천 tCO<sub>2</sub>), 에너지효율(+102천 tCO<sub>2</sub>)으로 나타나고 있다. 한계감축비용 \$30/tCO<sub>2</sub> 이하(갈색)에서는 풍력발전의 감축량(+689천 tCO<sub>2</sub>)이 가장 크게 증가하고 다음으로는 태양광발전(+293천 tCO<sub>2</sub>), 연료전환(+293천 tCO<sub>2</sub>), 바이오매스(+267천 tCO<sub>2</sub>), 마지막으로 소수력(+30천 tCO<sub>2</sub>)으로 나타나고 있다. \$40/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 매립가스가 가장 큰 폭으

로 감축량이 증가(+181천 tCO<sub>2</sub>), 다음으로는 풍력발전(+166천 tCO<sub>2</sub>)이며, \$50/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 풍력발전(+71천 tCO<sub>2</sub>), 바이오매스(+24천 tCO<sub>2</sub>) 순으로 나타나고 있다.

#### 4.2 국가별 CDM 사업의 온실가스 한계감축비용

국가별 비용 효과적인 온실가스 감축전략은 온실가스 한계감축비용이 동일한 수준에서 온실가스 감축량이 가장 많은 국가에서 감축사업을 추진하는 것이다.

온실가스 한계감축비용 \$10/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 칠레의 온실가스 감축량이 2,500천 tCO<sub>2</sub>로서 가장 높기 때문에 칠레에서의 온실가스 감축사업을 가장 우선적으로 추진하고, 다음으로는 페루(2,400천 tCO<sub>2</sub>), 말레이시아(2,000천 tCO<sub>2</sub>), 마지막으로 베트남(600천 tCO<sub>2</sub>) 순으로 추진하는 것이 비용 효과적인 감축 전략이다.

온실가스 한계감축비용 \$20/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 칠레의 누적 온실가스 감축량이 5,600천 tCO<sub>2</sub>로 가장 높기 때문에 칠레에서 감축사업을 가장 우선적으로 추진하고, 다음으로는 페루(2,900천 tCO<sub>2</sub>), 말레이시아(2,100천 tCO<sub>2</sub>), 마

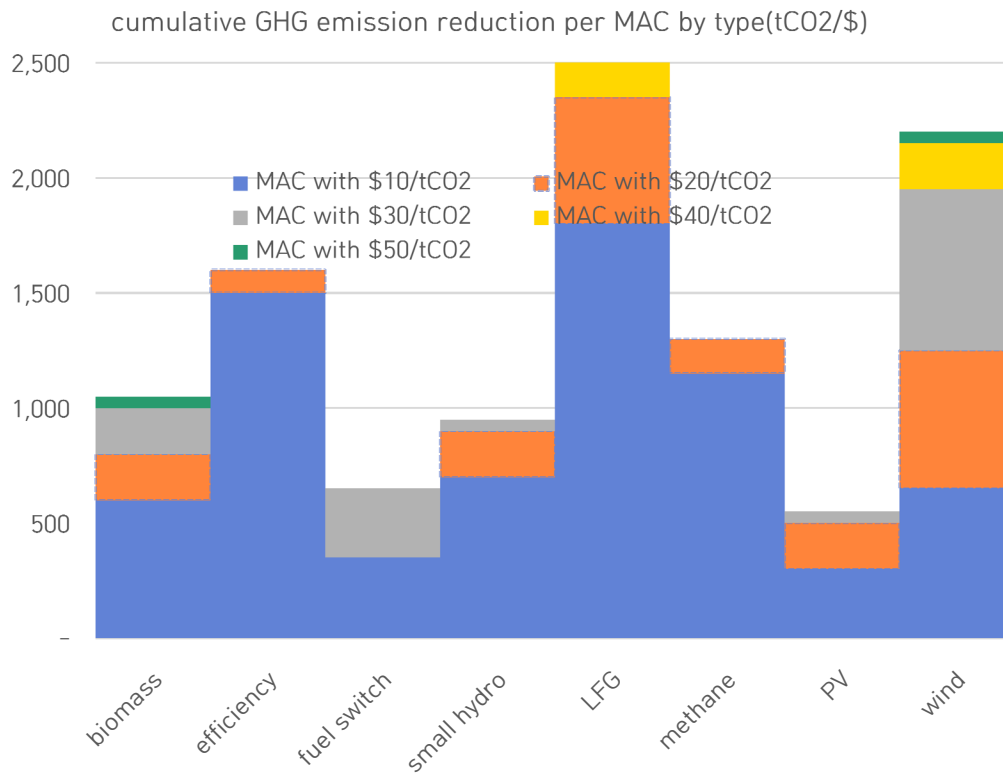


Fig. 16. GHG marginal abatement cost and emission reductions by project type (/tCO<sub>2</sub>, \$/tCO<sub>2</sub>)

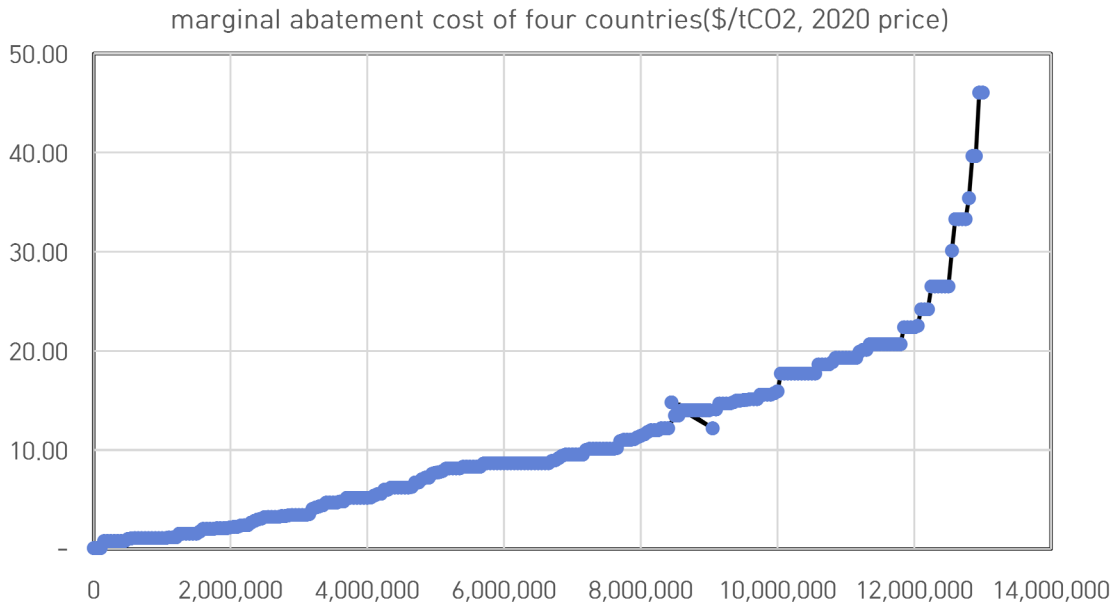


Fig. 17. GHG marginal abatement cost curve of all CDM projects (\$/tCO<sub>2</sub>, 2020 price)

지막으로 베트남(1,200천 tCO<sub>2</sub>)에서 감축사업을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축 전략이다.

온실가스 한계감축비용 \$30/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 칠레의 누적 온실가스 감축량이 6,100천 tCO<sub>2</sub>로 가장 높기 때문에 칠레에서 감축사업을 가장 우선적으로 추진하고, 다음으로는 페루(3,000천 tCO<sub>2</sub>), 마지막으로 베트남(1,500천 tCO<sub>2</sub>)에서 감축사업을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축 전략이다.

온실가스 한계감축비용 \$40/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 칠레의 온실가스 감축량이 6,400천 tCO<sub>2</sub>로 가장 높기 때문에 칠레에서 감축사업을 가장 우선적으로 추진하고, 다음으로는 베트남(1,500천 tCO<sub>2</sub>)에서 감축사업을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축 전략이다.

온실가스 한계감축비용이 \$50/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 베트남(1,600천 tCO<sub>2</sub>)에서만 감축사업을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축 전략이다.

이와 같이 온실가스 한계감축비용 구간별로 온실가스 감축량이 많은 국가별로 감축사업을 추진하면 \$10/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 7,500천 tCO<sub>2</sub>의 감축량을 확보할 수 있을 것으로 예상된다. \$20/tCO<sub>2</sub> 이하의 한계비용에서는 11,800천 tCO<sub>2</sub>를, \$30/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 12,700천 tCO<sub>2</sub>, \$40/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 13,000천 tCO<sub>2</sub>, 마지막으로 \$50/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 13,100천 tCO<sub>2</sub>를 감축할 수 있을 것으로 분석된다.

전체적으로는 칠레의 온실가스 감축 잠재량이 가장 많고 다음으로는 페루, 말레이시아, 마지막으로 베트남이 가장 적은 감축 잠재량을 갖는 것을 알 수 있다.

4개 국가 전체의 CDM 사업을 온실가스 한계감축비용 순서로 나열하면 다음 그림과 같은 온실가스 한계감축곡선이 도출될 수 있다. 한계감축비용 \$10/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 약 7,500천 tCO<sub>2</sub>을 감축할 수 있으며, \$20/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 11,800천 tCO<sub>2</sub>, \$30/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 12,700천 tCO<sub>2</sub>, \$40/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 13,000천 tCO<sub>2</sub>, \$50/tCO<sub>2</sub> 이하에서는 13,100천 tCO<sub>2</sub>를 감축할 수 있을 것으로 예상된다.

## 5. 결론

본 연구는 청정개발제도(CDM)의 정보를 이용하여 우리나라와 협력관계가 추진될 수 있는 베트남, 칠레, 페루, 말레이시아를 대상으로 155개 CDM 사업별 온실가스 감축비용을 분석한 연구결과를 종합적으로 비교 분석했고 온실가스 감축사업을 비용 효과적으로 추진할 수 있는 전략을 분석했다.

전체 155개 CDM 사업의 평균 온실가스 감축비용은 \$9.65/tCO<sub>2</sub>(2020년 가격)이며, 감축비용 분포에서 메탄회수사업의 온실가스 감축비용(\$4.75/tCO<sub>2</sub>)이 가장 낮고, 다음으로



는 매립가스사업(\$6.49/tCO<sub>2</sub>), 소수력발전(\$7.67/tCO<sub>2</sub>), 바이오매스(\$9.36/tCO<sub>2</sub>)으로서 이들 사업의 온실가스 감축비용은 \$10/tCO<sub>2</sub> 이하로 분석되었다. 효율개선(\$10.02/tCO<sub>2</sub>)과 태양광발전(\$10.82/tCO<sub>2</sub>) 및 연료전환(\$10.92/tCO<sub>2</sub>)의 감축비용은 \$10/tCO<sub>2</sub> 내외 수준이며, 풍력발전의 온실가스 감축비용(\$18.27/tCO<sub>2</sub>)이 가장 높은 것으로 분석되었다. 효율개선과 연료전환의 경우에는 적용된 세부 기술과 연료 등에 의해서 온실가스 감축비용에서 많은 차이가 나타날 수 있으므로 보다 세밀한 분석이 필요할 것으로 생각된다.

CDM 사업의 사업당 평균 연간 온실가스 감축량은 84,144 tCO<sub>2</sub>이며, 효율개선이 가장 높은 317,117 tCO<sub>2</sub>이지만 특이하게 감축량이 높은 페루의 1개 사업을 제외하면 효율개선의 감축량은 24,000 ~ 54,000 tCO<sub>2</sub>에 불과한 수준이다. 다음으로는 연료전환이 156,794 tCO<sub>2</sub>로서 가장 높고, 풍력발전 137,245 tCO<sub>2</sub>, 매립가스 104,001 tCO<sub>2</sub>으로서 이들 사업의 연간 온실가스 감축량은 100,000 tCO<sub>2</sub> 이상으로 분석되었다. 다음으로는 태양광발전이 71,327 tCO<sub>2</sub>이며 바이오매스가 55,041 tCO<sub>2</sub>이고, 메탄회수가 50,454 tCO<sub>2</sub>이며, 소수력발전이 가장 낮은 수준인 22,374 tCO<sub>2</sub>으로 분석되었다.

CDM 사업당 평균 투자비는 \$56,395,203이며, 풍력발전(\$168,546,260)이 가장 높고 다음으로는 태양광발전(\$136,768,008)과 효율개선(\$113,725,381)이 높은 수준이지만 페루의 대규모 효율개선 사업을 제외하면 풍력발전과 태양광발전 사업의 투자비가 \$1억을 상회하는 수준이다. 다음으로는 연료전환(\$46,963,570), 바이오매스(\$10,794,682), 소수력발전(\$15,585,665), 매립가스사업(\$10,554,647)은 \$1,000만을 상회하는 수준이며, 메탄회수(\$4,239,878)가 가장 낮은 수준으로 분석되었다.

사업별 투자비당 평균 온실가스 감축량은 9.15tCO<sub>2</sub>/\$1,000(2020년 가격)이며, 바이오매스가 가장 높은 672.4tCO<sub>2</sub>/\$1,000이며 다음으로는 매립가스가 83.2tCO<sub>2</sub>/\$1,000, 메탄회수가 40.5tCO<sub>2</sub>/\$1,000, 연료전환이 18.4tCO<sub>2</sub>/\$1,000으로서 이들 사업의 \$1,000당 온실가스 감축량이 10 tCO<sub>2</sub>를 상회하고 있다. 이러한 지표는 이들 사업의 경제성이 다른 사업에 비해 양호하다는 점을 말해주고 있다. 효율개선도 비교적 높은 5.6tCO<sub>2</sub>/\$1,000을 나타내고 있으며, 소수력발전과 태양광발전 및 풍력발전은 모두 2.0tCO<sub>2</sub>/\$1,000 이하의 지표를 나타내고 있다.

온실가스 감축량이 많을수록 온실가스 감축비용이 하락하는 규모경제의 효과(Rahman and Kirkman, 2015, Rahman et al, 2015)는 미약하지만 풍력발전에서 나타났

고, 5개의 사업에 불과하지만 효율개선 사업에서 나타난 것으로 분석되었다. 나머지 사업에서는 규모경제의 효과가 나타나지 않은 것으로 분석되었다. 2010년대에 특히 태양광발전과 풍력발전의 설비당 투자비가 빠른 속도로 하락했고 따라서 평균 에너지 생산비용(LCOE)로 빠르게 하락했다는 사실(IRENA, 2020)을 감안하면 규모경제의 효과가 나타나지 않은 분석결과는 사업별 분석 대상 사업의 기간이 짧은 한계 때문으로 풀이된다. 태양광사업은 많은 국가에서 CDM 사업으로 등록되기 시작했으며, 투자비 관련 분석을 요구하지 않는 positive list로 등록됨에 따라 분석에 이용할 수 있는 자료를 확보할 수 없었다. 세계의 등록된 태양광발전 CDM 사업을 대상으로 분석을 실시하면 규모경제의 효과를 더욱 명백하게 분석할 수 있을 것으로 사료된다.

투자비가 높을수록 투자비 회수를 위해 CER 판매수입이 높고 따라서 온실가스 감축비용도 높아지는 것으로 알려지고 있다(Castro, 2010). 사업당 투자비가 높으면 온실가스 감축비용도 높아지는 효과와, 설비당 투자비가 높으면 온실가스 감축비용도 높아지는 효과는 소수력발전, 태양광발전, 매립가스, 메탄회수에서 확인되었다. 풍력발전에서는 설비당 투자비가 높으면 온실가스 감축비용도 높아지는 효과가 나타났다. 사업 기간이 장기인 갱신형 사업의 온실가스 감축비용이 사업기간이 단기인 고정형 사업의 온실가스 감축비용보다 낮은 효과는 소수력발전, 매립가스, 메탄회수, 효율개선사업에서 나타나는 것으로 분석되었다. 일부 사업에서는 장기 사업의 감축비용이 단기 사업보다 오히려 높게 나타나는 경우도 있었다. 기술발전의 효과에 의해 최근에 등록된 사업일수록 온실가스 감축비용이 낮아지는 효과는 풍력발전, 바이오매스, 메탄회수 사업에서 나타나는 것으로 분석되었다. 재생에너지는 온실가스 감축비용에 영향을 미치는 지역적 특성이 강한 사업이기 때문에 지역적 특성을 무시한 채 사업을 등록년도 순으로 나열하여 기술발전 효과를 분석한 것은 향후 연구에서 해결해야 할 과제이다.

메탄회수와 소수력발전 및 태양광발전은 감축비용과 사업의 분포에 있어서 어느 정도의 일관성을 갖고 있지만 나머지 사업에서는 일관성이 나타나지 않았는데 이는 CDM 사업에 대한 의사결정 기준이 온실가스 감축비용 이외의 다양한 요인이 작용했다는 점을 말해주고 있다.

Table 20. GHG marginal abatement cost and economies of scale

	Biomass	Efficiency	Fuel switch	Small hydro	LFG	Methane avoidance	PV	Wind
Economies of scale	X	O	X	X	X	X	X	△
Investment	X	X	X	O	O	O	O	△
Economies of time	X	O	X	O	O	O	X	X
Technology development	O	X	X	X	X	O	X	O
Share of projects	-	-	-	△	-	O	-	-

비용 효과적인 온실가스 감축전략을 사업별로 분석하면 한계감축비용 \$10-20/tCO<sub>2</sub> 수준에서는 매립가스를 가장 먼저 추진하고 다음으로는 에너지효율, 메탄회수, 풍력발전과 소수력발전, 바이오매스, 마지막으로 태양광발전과 연료전환을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축전략으로 분석된다. 한계감축비용 \$30/tCO<sub>2</sub> 이상에서는 매립가스와 풍력발전을 우선적으로 추진하고, 다음으로는 바이오매스, 소수력발전, 연료전환, 그리고 마지막으로 태양광발전을 추진하는 것이 비용 효과적인 감축전략으로 풀이된다.

온실가스 한계감축비용 \$10-30/tCO<sub>2</sub> 수준에서는 칠레, 페루, 말레이시아, 베트남 순으로 감축사업을 추진하는 것이 비용 효과적인 전략이며, 온실가스 한계감축비용이 \$40/tCO<sub>2</sub> 이상에서는 칠레와 베트남에서 감축사업을 추진하는 것이 비용 효과적인 전략으로 분석된다.

본 연구에서는 사업별 투자비용의 차이에 대한 요인은 분석하지 않았으나 향후 연구에서 투자비용의 인자별 분석을 실시한다면 사업간 비교가 가능할 것으로 사료된다.

## References

- Kim SI. 2021. Estimation of marginal abatement cost of greenhouse gases from Malaysia's CDM projects, *Journal of Climate Change Research* (forthcoming).
- Castro P and Michaelowa A. 2010. The impact of discounting emission credits on the competitiveness of different CDM host countries. *Energy Economics*, 70, 34-42.
- International Monetary Fund. International Financial Statistics. [accessed December 13, 2020]. <https://www.imf.org/en/Data/#imffinancial>
- International Renewable Energy Agency. 2020. Renewable Power Generation Costs in 2019. Abu Dhabi.
- Noh D-W. 2021a. Estimation of GHG Emission Abatement Cost of CDM Projects in Chile, *Journal of Climate Change Research* (forthcoming).
- Noh D-W. 2021b. Complement of the Methodology to estimate GHG emission abatement cost of CDM projects using Investment Analysis Information, *Journal of Climate Change Research* (forthcoming).
- Noh D-W, Son IS, Lim JM, Kim SI. 2021. GHG emission abatement cost of small scale hydro CDM projects-Chile, Peru, Vietnam, Srilank, Korea Energy Economics Institute, Energy Focus, Spring, 2021.
- Lim JM. 2021. Estimating the Cost of Emission Reductions by Analyzing Clean Development Mechanism Projects in Peru, *Journal of Climate Change Research* (forthcoming).
- Son IS. 2021. Estimation of marginal abatement cost of greenhouse gases from Vietnam's CDM projects, *Journal of Climate Change Research* (forthcoming).
- 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. 2021. Decree of Greenhouse Gas emissions trading scheme.
- Schneider L. 2009. Assessing the additionality of CDM projects:practical experiences and lessons learned,

- climate policy, 9, 242-254.
- United Nations Environment programme. 2020. Emission Gap Report 2020.
- United Nations Framework Convention on Climate Change. 2016. Aggregate effect of the intended nationally determined contributions : an update, synthesis report
- United Nations Framework Convention on Climate Change. Clean Development Mechanism (CDM). [accessed Octobet 27, 2020]. <https://cdm.unfccc.int>
- 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>; 2020. 12. 13.