

강원풍력발전 CDM 사업 사례 연구

박금주*, 정재수, 이문구, 김두훈

Study on Gangwon Wind Park CDM project

Keumjoo Park, Jaesoo Jung, Moongu Lee, Doo-Hoon Kim

Abstract CDM(Clean Development Mechanism) is one of three Kyoto mechanisms. As a non-annex I party of UNFCCC, Korea can host CDM projects. Currently eight CDM projects are hosted in Korea under Kyoto protocol. Six of these CDM projects are related to renewable energy power generation. Renewable energy power plants assumes zero GHGs emission and has great potential to become CDM projects which is very environmental friendly energy. Gangwon wind park CDM project is the first renewable CDM project in Korea. In this research, emission factors and additionality proving process are studied, which are important procedures of doing CDM project.

Key words Kyoto Protocol(교토의정서), CDM(청정개발체제), UNFCCC(기후변화협약), Non-Annex I party(비부속국), Baseline(베이스라인), GHGs(온실가스), Additionality(추가성), Difference compensation Act(발전차액지원제도)

* (주)에코아이
 ■ E-mail : gjp@ecoeye.com ■ Tel : (031)716-2108 ■ Fax : (031)716-1848

Abbreviations

CDM : clean development mechanism
 ET : emission trading
 JI : joint implementation
 COP : conference of the parties
 MOP : meeting of the parties
 ERUs : emission reduction units
 CERs : certified emission reductions
 RMU : removal units

1. 서론

1997년 기후변화협약 3차 회의에서 Annex-I 국가의 감축 목표를 주요내용으로 하는 교토의정서가 채택되면서 당사국들은 공동의 그러나 차별화된 책임과 능력에 입각한 의무부담을

이행하기 위해 노력하기로 서명했다. 2004년 11월 러시아의 비준으로 의정서 발효요건이 충족되었고, 이후 90일이 지난 2005년 2월 교토의정서가 발효 되었다. 2001년 온실가스 다 배출국인 미국의 교토의정서 탈퇴 등으로 인해 교토의정서가 실제로 힘을 발휘할 수 있을지 많은 의문이 있었으나, 당사국들은 의무를 이행하기 위해 교토의정서의 세 가지 메카니즘인 공동 이행(JI), 청정개발체제(CDM), 과 배출권 거래(ET)를 활발하게 활용하고 있다. 교토의정서의 세 가지 메카니즘인 공동 이행은 교토의정서 6조에 규정된 제도로써 선진국 A국이 선진국 B국에 투자하여 발생된 온실가스 감축분(크레딧)의 일정량을 A국의 배출저감실적으로 인정하는 제도이고, 청정개발체제는 교토의정서 12조에 규정된 것으로 선진국이 개도국과 함께 참여하여 발생하는 온실가스 감축분을 선진국의 감축실적에 반영하는 체제와 개도국 단독 사업 수행으로 발생한 크레딧을

의무부담 선진국에 판매하는 체제로 이뤄져 있다. 배출권거래제는 교토의정서 17조에 규정된 제도로써 온실가스 감축의무가 있는 국가 간에 배출권을 거래하는 제도로써 유동성 있고 경제적인 방법으로 감축의무를 이행할 수 있다. 우리나라는 1차 의무기간(2008-2012)에는 감축의무가 없는 비 부속서 국가이고, CDM 사업의 사업 주최국으로서 온실가스저감 노력에 동참하고 있다. 2004년부터 2006년 2월 1일 현재 까지 등록된 CDM 사업은 총 79건으로 이중 국내에서 수행된 사업 중 UNFCCC 에 등록된 CDM 사업은 2건이고 타당성 확인 단계의 것까지 포함 하면 모두 9건으로 이 중 강원 풍력을 포함한 신재생에너지 부분이 5건을 차지한다(Table1). 국내외적으로 활발하게 CDM 사업이 진행되고 있다.

2005년 12월 열린 COP11/MOP1 회의에서 교토의정서 참가국들은 추가공약 이행기간 이후에도 당사국의 자격요건이 중단되지 아니하는 한 당사국은 이전 공약기간으로부터 제 6조, 12조 및 17조에 따른 ERUs, CERs, AAUs 및 RMUs 를 지속적으로 획득하고 기타 당사국은 본 당사국에 이전할 수 있다는 결정을 내렸다. 이러한 결정으로 인해 CDM 사업을 비롯한 교토의정서의 지속과 활성화에 대한 불확실성은 많이 감소된 상태이다.

우리나라는 CDM 사업의 주최국으로서 현재 활발하게 CDM 사업을 개발하여 진행하고 있다. 현재 진행되고 있는 사업 중에서 강원풍력발전 CDM 사업은 신재생에너지 부분의 최소 사업으로서 그 의미가 크다고 할 수 있다.

Table 1. Current status of CDM projects in Korea

사업명	사업종류	사업 규모 (kt CO2/yr)	크레딧 구매국	방법론
HFC 분해사업	HFC& N2O 저감	1400	일본	AM1
N2O배출저감	HFC& N2O 저감	9151	프랑스/ 일본	AM21
강원풍력 발전	재생에너지	131	일본	ACM2
시화조력 발전	재생에너지	311	na	ACM2
영덕 풍력 발전	재생에너지	60	일본	ACM2
수자원공사 소수력발전	재생에너지	20	na	AMS-I.D
저유황 왁스 수지 연료의 천연가스로 전환	연료전환	65	na	AM8
1MW 동해 태양광 발전	재생에너지	0.7	na	AMS-I.D

(출처: CDMPipeline, Jorgen Fenhann)

우리나라는 대체에너지 보급 촉진법의 일환으로 신재생에너지에 의해 생산된 전기에 대해 발전차액을 지원해주어 신재생에너지 이용 사업을 활성화 시키고자 노력하고 있다. 그러나 이러한 발전 지원 차액 제도는 경제성이 없는 신재생에너지 사업 분야의 지원 대책으로서 CDM사업의 UNFCCC 에 의해 인정 받기위한 중요 쟁점사항 중의 하나인 추가성 검증 분야 중 경제적 추가성 부분을 증명하는데 쉽지 않았고, 이러한 연유로 인하여 풍력사업을 비롯한 신재생에너지 부분의 CDM은 우리나라에는 사업으로서 불가능 하다고 여겨져 왔었다. 그러나 2004년 10월 에 열린 EB 16차 회의¹⁾에서 CDM 사업의 베이스라인 산정 시 고려해야할 법규나 정책에 대한 해명서를 통해 2001년 1월 이후 결정된 법규나 정책은 베이스라인 산정 시 고려치 않아도 됨을 밝혔다. 이에 강원풍력발전 CDM 사업이 가능하게 되었다. 본 연구에서는 강원풍력 사업 시 중요 쟁점 사항이었던 경제적 추가성 증명과 사업에 의한 저감량 산정방법과 그 과정에서 발생한 문제점을 살펴보기로 한다.

2. 강원풍력발전 CDM 사업

2.1 강원풍력 발전 CDM 사업 개요

강원 풍력 단지는 98MW 의 용량을 갖춘 국내 최대 규모의 풍력발전 단지로 강원도 대관령 삼양 농장에 세워졌고, 2006년 운영이 되고 있다. 강원 풍력 발전 CDM 사업은 풍력을 이용하여 생산된 전력을 배전망을 통해 횡계 변전소에 연결시켜 전력을 판매하는 사업으로 화석연료를 이용한 발전사업의 대체로 인한 온실가스배출 저감량을 인정받는 사업이다. 강원 풍력 사업으로 인해 생산된 전력이 화석연료를 대체함으로써 배출이 저감할 것이라고 예상되는 이산화탄소의 양은 연간 대략 149,563 톤 정도로 예측된다. 강원 풍력 CDM 사업은 건설단계 및 운영과정에 있어서 지역주민의 일자리를 창출함으로써 인해 지역의 지속적 발전에 이바지하기도 한다.

강원풍력 CDM사업은 에너지 부분의 범주에 속하는 사업으로 도입된 방법론은 UNFCCC의 승인된 방법론인 ACM0002:Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources

1) EB 16차회의 보고서 부속서 3

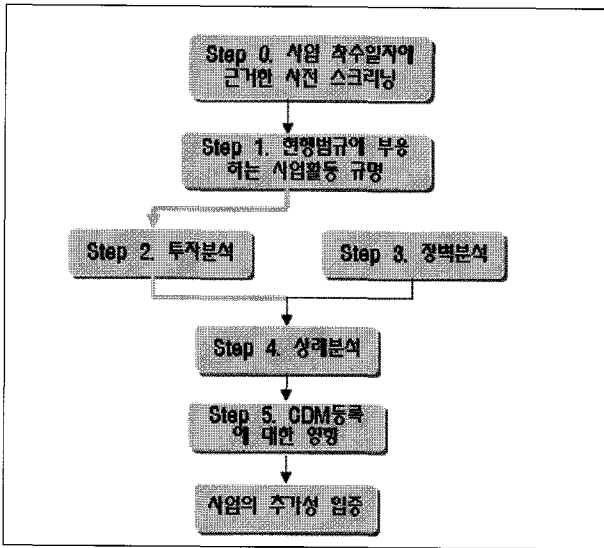


Fig. 1 Additionality tool(출처: CDM EB)

를 사용 했다.

이 방법론은 풍력, 수력, 태양열, 지열 및 조력등의 재생에너지 원료로 해서 생산된 전력이 배전망에 연결되어 기존의 화력 발전으로 인해 생산된 전력을 대체하는 전력의 양만큼 사업에 의한 배출저감량을 산정하는 방법론으로 강원풍력 CDM 사업에 합당한 방법론이라 할 수 있다.

사업에 적절한 방법론이 선택되어지면 베이스라인과 사업에 의한 배출저감량을 산정 할 수 있고, 그다음 중요한 절차는 CDM EB16차 회의에서 제안한 추가성 툴(Additionality tool)을 이용한 사업의 추가성을 입증해야 한다.

3. 강원풍력 CDM 사업의 추가성

강원풍력 CDM 사업의 추가성 입증 과정을 추가적 저감 입증과 경제적 입증 과정 두 부분에 관한 내용을 증점적으로 논 의해 보기로 한다.

3.1 추가적 온실가스 저감 증명

사업에 적합한 방법론인 ACM0002의 방법에 따라서 사업의 베이스라인 배출량이 산정되어 진다. 베이스라인 산정을 하기 위해서는 배출계수가 계산해야하는데 배출계수(EF)는 다음의 3단계에 걸쳐 계산된다.

단계 1. 운전한계 배출계수(EFOM,y) 계산

ACM0002 에 제시된 바에 의하면 EFOM,y는 네 가지 방식중 하나를 선택해서 계산한다. (a) 단순 운전한계(SimpleOM), (b) 단순 조정 운전한계(Simple adjusted OM), (c) 급전데이터 분석 운전한계(Dispatch Data Analysis OM) 및 (d)운전한계 평균 (Average OM). 한국전력공사(KEPCO)의 자료에 따르면 우리나라의 저비용/기저부하(low cost/must run)의 전력생산량의 점유율은 42.84%로 단순 OM 계산 (simple OM) 법이 선택되어 졌다.²⁾ 적용 방법론 ACM0002에 따르면 OM은 모든 발전원에 의해 생산된 단위 전력당 발전가중 배출량 평균으로 계산 한다. 그러나 저가로 운전되는 발전소나 기저부하(must run) 발전소는 제외한다. 현재 우리나라에서 기저부하로 고려해야할 발전 형태로는 수력, 원자력, 저가 바이오매스, 지역, 국내산 석탄을 이용한 발전소를 포함한다. OM의 계산은 최근 3년간의 평균값을 사용하여 다음의 식을 이용하여 계산된다.

$$EFOM, simple, y = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad (1)$$

여기서, $F_{i,j,y}$ 는 해당 발전원 j 의 y 년 에 사용된 연료 i 의 양으로 단위는 GJ로 나타내며 $COEF_{i,j}$ 는 연료 i 의 CO2 배출 계수 이고 해당 발전원의 탄소 함량과 산화율을 고려해준 값으로 tCO2/GJ 로 표현 된다. 우리나라의 경우 국가 특이 계수가 존재치 않으므로 IPCC default 계수를 이용하여 계산되어 진다. $GEN_{j,y}$ 는 발전원 j 에 의해 배전망에 송전되는 전력 (MWh)을 나타낸다. 강원풍력의 경우 발전원 j 은 풍력, y 는 2001년부터 2003년까지의 기간을 선택했다. 위의 방정식을 사용해 계산하면 운전한계배출계수의 3년간의 평균값 0.7849 tCO2/MWh 가 된다.

단계2. 기초한계 배출계수(Build Margin Emission Factor: EFBM,y) 계산

기초한계 배출계수(EFBM,y)는 방정식 (2)을 이용하여 운전 전의 기초한계배출계수를 계산하는 방법(EFBM,y ex-ante)과 최초 크레딧 기간 동안 사업이 운전됨에 따라 발생하는 배출계 수를(EFBM,y ex-post) 해마다 갱신 하는 방법 두 가지가 있다. 기초한계 배출계수(EFBM,y)를 산정하기위해서는 샘플 발전소를 선택해야하는데, 샘플 발전소 m 을 선택하는 데에는 사업계획서(PDD) 제출 시기를 기준으로 가장 최근에 세워진 5개

2) 저비용/기저부하 전력생산이 전체 배전망에 공급되는 전력생산이 50%를 넘지 않으며 단순 한계운영법으로 EFOM,y를 계산해도 된다.

발전소 혹은 가장 최근에 세워진 발전체계의 20%를 구성하는 전력체계에 첨가된 발전 용량중 연간 발전량이 더 큰 것을 선택해야 한다.

강원풍력 CDM사업의 기초한계배출계수($EF_{BM,y}$) 산정은 운전전의 기초한계배출계수 산정법을 선택했다. 그리고 샘플 발전소를 선택을 위한 PDD 제출시기를 기준으로 최근 5개 발전소와 최근 첨가 용량 20%의 발전소를 비교한 결과는 Table 2와 같이 추가용량이 상위 20%를 차지하는 샘플 그룹이 60,221GWh 로 최근 건설된 5개 발전소의 1,585 GWh보다 훨씬 큰 용량을 차지함으로 기초한계배출계수 산정에 이용 되었다.

선택된 샘플 그룹을 선택하여 배출계수를 산정식(2)를 이용

Table 2. Sample plant group(m) for determining Build Margin Emission Factor (BMEF)

sample group	가장최근에 세워진 5개 발전소	가장최근에 세워진 추가용량이 20% 이상을 차지하는 발전소
전력량	1,585Gwh	60,221GWh
국내 총 전력 생산량에 대한 비율	0.52%	20.06%

하여 계산한다.

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad (2)$$

$F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ 와 $GEN_{m,y}$ 의 값은 샘플 발전소 m 에 방정식 (1)에 대한 사용된 의미와 유사 개념이다. 방정식 (2)를 이용하여 계산한 기초한계배출계수($EF_{BM,y}$)는 0.4338 tCO₂/MWh 가 된다.

단계 3. 베이스라인 배출계수(EF_y) 계산

Step1과 Step2의 결과로 나온 값을 바탕으로 베이스라인 배출계수 (EF_y)를 구한다. 계산식은 다음과 같다.

$$EF_y = w_{OM} EF_{OM,y} + w_{BM} EF_{BM,y} \quad (3)$$

여기서 가장값 w_{OM} 과 w_{BM} 의 값은 default 값인 0.5를 각각 부여하여 EF (tCO₂/MWh)를 산정한다. 방정식 (1)과 (2)에서 계산된 값을 방정식 (3)에 대입하여 계산하면, 강원 풍력발전

CDM사업의 해당년도 y의 배출계수(EF_y)는 0.6119 tCO₂/MWh 가된다. 강원풍력 CDM 사업은 풍력이라는 재생 에너지를 이용하여 발전하는 것으로 사업자체에 의한 온실가스 배출은 없는 것으로 간주한다. 그러므로 강원풍력 CDM 사업으로 예상되는 이산화탄소 배출 저감량은 계산식 (4)를 이용해 산정하고 저감량은 149,536 톤 CO₂ eq/년이 된다. 총 크레딧 기간을10년으로 선택하면 저감예상량은 1,495,360 톤 CO₂ eq. 이다. 그 계산식은 다음과 같다.

$$BE_y = EG_y \times EF_y \quad (4)$$

여기서 BE_y 는 해당년도 y 의 베이스라인 배출량을 나타내며, EG_y 는 해당년도 y 에 사업에 의해 배전망에 공급되는 전력량을 나타내며, 강원풍력CDM 사업에 의해 예상되는 전력량은 244,400 MWh 로 추정된다.

3.2 경제적 추가성

CDM사업이 시작기간이 2001년 1월 1일 이후의 사업인지에 대한 예비검사를 거치면, 사업의 대안과의 경제지표를 이용해 비교한다. 강원풍력의 경우는 발전원가를 선택해서 기존의 상용화된 발전사업인 핵 발전, 화력 발전, 대형수력 발전과의 비교를 수행했다(Table 3). 발전원가의 계산방법(5)은 한국전력 공사의 계산방법이다.

$$\begin{aligned} \text{순발전비} &= \frac{\text{단위건설비(원/kW)} \times \text{고정율(\%)}}{8760 \times \text{이용율} \times (1 - \text{소내소비율})} \\ &+ \frac{\text{열소비율(kcal/kWh)} \times \text{단위연료비}}{\text{열량(kcal/kg)} \times (1 - \text{소내소비율})} \quad (5) \end{aligned}$$

Table 3에서 볼 수 있듯이 (5)의 계산식을 이용한 결과로 볼 때 강원풍력발전 CDM 사업의 발전 원가는 80.52원/KWh으로 기존의 사업들과 비교해 볼 때 경제적으로 매력적인 사업이라고 판단할 수 없다.

강원풍력사업이 다른 대안에 비교해서 재정적으로 덜 매력적인 사업이라는 가정을 좀 더 투명하게 증명하기 위해 여러 가지 변수들, 연료비변동, 할인율 변동, 건설비변동, 이용률 변동을 이용해 분석했다. 다음 Table 4 에 그 결과가 나타나 있

고, 여러 가지 변수를 대입하여 비교한 결과 연료비 10% 상승 시에는 4번째 비싼 발전원가가 되고, 할인율이 7%인 경우는 5번째 비싼 발전원가, 건설비를 10% 증가 할 경우는 4번째 비싼 발전 원가 그리고 이용률을 5번째 비싼 발전원가 가 되어 강원 풍력은 그리 재정적으로 매력적인 사업이 아니라는 걸 알 수 있다.

우리나라는 대체에너지 이용 촉진법에 따라 재생에너지를 이용한 발전 사업에 대해 발전원가에 대한 차액 보전을 해준다. 우리나라의 발전원가차액제도로 2002년 개정된 시행령으로 마라케쉬 협정(2001년) 이후에 제정된 법이므로 경제 분석을 할 경우 고려치 않아도 된다. 사실 발전차액지원제도는 우리나라 재생에너지사업을 촉진시키고자하는 의도에서 설립된 것으로 재생에너지 이용 발전 사업은 어느 정도 수익을 보장받을 수 있기 때문에 사업으로 진행될 수 있었다. 정부의 발전차액지원제도로 인해 우리나라의 재생에너지이용 발전 사업은 CDM 사업이 될 수 없다는 견해였다. 그러나 2001년 10월 EB

16차 회의의 명사로 인해 COP11/MOP 1차 회의이후 채택되어진 국가의 법이나 산업부문별 법은 베이스라인 시나리오 결정에서 제외될 수 있게 되었다. 발전원가 차액보전으로 인한 발전판매액은 107.59원/KWh인데, 정부의 보조를 제외하면 57.79원으로서 발전원가의 80.52원이 되고 이 값을 기준으로 사업의 IRR 을 계산해 보면 그 값은 -3.80%로 전혀 사업으로 성립될 수 없는 계산결과 나온다. 이러한 IRR 값을 통해 볼 때 강원풍력사업은 상당히 경제적으로 덜 매력적으로 판단되어지면서, 이러한 비경제적인 사업을 위한 수익창출로 CERs의 수익이 첨가된다. CERs 판매가격을 톤당 5.5 로 하고 PDD 작성당시의 환율을 적용하여 원화로 계산하여 IRR을 구하면 -1.74%의 수치를 나타낸다.

사업의 투자비비교분석과 IRR 계산 결과를 살펴 볼 때 CERs이 없다면 강원풍력사업은 사업으로 성립될 수 없다는 결론에 이른다. 이런 결론은 CDM 사업의 경제적 추가성 부분을 만족시켜줌으로 강원풍력 CDM 사업은 재생에너지이용으로 인한 화석연료 대체효과, 그로인한 이산화탄소 배출저감, 그리고 경제성 없는 사업임에도 불구하고 지역의 지속가능 개발 과 환경적 추가성이라는 긍정적 결과를 보여주는 사업임을 증명 할 수 있다. 강원 풍력사업이 아직은 우리나라 에서 상용화된 사업이 아니므로 선진국에서 새로운 풍력에 관한 기술을 도입하여 적용해야 함으로 기술적 추가성 또한 증명 된다.

결과적으로 강원풍력사업은 환경적, 기술적 및 경제적 추가성을 보여주며, 지역경제의 고용창출 및 도로 등의 인프라 구축으로 인해 지속가능한 개발이기도 하다는 것을 증명함으로 강원풍력 CDM 사업은 재생에너지 이용 CDM 사업으로서의 추가성이 증명되었다.

Table 3. Results of unit cost for generation comparison between Alternatives

발전원	발전원가 (원/KWh)
강원풍력 (98MW)	80.52
핵발전 (1000MW)	43.99
무연탄 (500MW)	35.94
국내탄 (200MW)	80.48
중유 (100MW)	99.83
천연가스 (450MW)	142.62
양수발전(400MW)	95.81

Table 4. Results of Sensitivity analysis

발전원	연료비 10% 상승 시 발전원가 (원/KWh)	할인율 7% 경우 발전원가 (원/KWh)	건설비 10% 증가 시 발전원가 (원/KWh)	이용률 5% 증가 시 발전원가 (원/KWh)
강원풍력 (98MW)	80.52	75.64	88.57	68.47
핵발전 (1000MW)	44.42	41.26	47.94	41.93
무연탄 (500MW)	37.23	34.46	38.00	34.53
국내탄 (200MW)	84.17	77.57	84.83	77.33
중유(100MW)	104.44	96.43	105.21	94.83
천연가스 (450MW)	147.99	138.15	151.51	117.04
양수발전 (400MW)	95.81	87.10	105.39	66.95

4. 결론

사업이 CDM 사업으로서 타당하다고 인정받기위해서는 환경적, 기술적, 경제적 추가성이 있는 지속가능한 개발을 하는 사업임이 입증되어야 한다. 추가성 입증은 사업이 CDM 사업으로 등록되게 하는데 결정적 요인으로 작용한다. 현재 EB 16 회의에서 추천하는 5단계에 걸친 틀이 있고, 대부분의 사업들은 이 추가성 검증 틀을 이용하여 사업의 추가성을 검증해 간다. 사업의 추가성 검증은 투명한 방법으로 증명되어야 하고 가능한 한 가장 최근의 자료를 사용해야 하지만, 발전건설당

등의 통계자료를 입수하는 것이 쉽지가 않았다.

강원풍력 사업이 CDM 사업의 경제적 추가성 증명에 있어서 비교 분석을 선택했는데, 상용화된 발전원에 의한 발전원가 분석에 이용되는 데이터는 2003년 한국전력거래소에서 발표된 자료로 2001년 도 수치이다. 좀 더 최근의 자료가 연구 목적 및 CDM 사업 목적을 위해 이용할 수 있도록 되어야 할 것이다.

우리나라에서 행해지는 풍력, 조력, 태양열등의 재생에너지 발전 사업은 강원풍력 사업과 유사한 경우이므로 CDM 사업화의 가능성이 충분하다 할 수 있다. 이러한 의미에서 강원풍력 CDM 사업은 한국 내에서 재생에너지 이용 발전 사업이 CDM 사업의 선도적 역할을 담당했다고 할 수 있다.

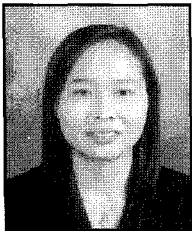
후 기

강원풍력사업이 CDM 사업으로 성공할 수 있도록 함께 연구 노력한 (주)에코아이의 동료들과 협조를 아끼지 않은 유니슨(주)에게 감사의 뜻을 전합니다.

References

- (1) CDM, EB Annex 3 16th meeting report
- (2) Ecoeye Co.,Ltd. 2005. Gangwon wind Power PDD
- (3) Jorgen Fenhann, CDM pipeline overview, 2006, UNEP Riso Centre, <http://www.cd4cdm.org/>
- (4) UNFCCC, CDM Methodology ACM0002
- (5) UNEP, CDM Information and guidebook, 2nd edition 2004a, <http://www.cd4cdm.org/Publications/cdm%20guideline%202nd%20edition.pdf>
- (6) UNFCCC, Documents, Guidelines for completing CDM-PDD, CDM-NMB and CDM-NMM http://cdm.unfccc.int/Reference/Documents/Guidel_Pdd/English/Guidelines_CDMPDD_NMB_NMM.pdf

박금주



1990년 고려대학교 농생물학과 농학사
2000년 워싱턴 주립 대학교 환경과학 석사

현재 (주)에코아이 책임 연구원
(E-mail : gjp @ecoeye.com)

정재수



1987년 경희대학교 토목공학과 공학사
1989년 서울시립대학교 환경공학과 공학석사
2004년 아주대학 환경공학과 공학박사

현재 (주)에코아이 대표이사
(E-mail : civilenvi@ecoeye.com)

이문구



1999년 아주대학 환경공학과 공학사

현재 (주)에코아이 카본캐팅 팀장
(E-mail : medaglia@ecoeye.com)

김두훈



1982년 서울대학교 기계설계학 학사
1984년 한국과학기술원 기계공학 석사
1991년 호주 Monash University 공학박사

현재 유니슨(주) 부사장
(E-mail : kimdh@unison.co.kr)