

대관령 풍력단지의 풍력발전량 및 경제성 분석

하정우 · 김수덕[†]

아주대학교 대학원 에너지학과

(2005년 2월 17일 접수, 2005년 4월 26일 채택)

A Study on the Wind Power Generation and Its Economic Feasibility at Daekwanryung

Jeong-woo Ha and Suduk Kim[†]

Department of Energy Studies, Graduate School, Ajou University

(Received 17 February 2005, Accepted 26 April 2005)

요 약

본 논문은 현재 건설 중인 대관령 풍력발전 단지의 풍력 발전 관련 풍속의 분포 및 풍력 발전량을 검토하고, 대관령 풍력 발전의 경제성을 분석하였다. 풍력발전에 있어 풍속의 분포가 핵심요소이고, 풍속분포는 shape factor 및 scale factor로 구성되는 Weibull 분포함수로 일반적으로 표현되나, 실제 풍속 분포자료를 조사하여 최적의 계수를 도출, 연간 풍력 발전량을 구하였다. 풍력발전 시설의 초기투자비 및 유지관리 비용은 국내 자료를 이용코자 하였으나, 관련 자료의 확보에 어려움이 있어 유럽풍력협회의 자료(EWEA, 2003.12)를 적용하였다. 결과는 현재 발전차액제도를 통해 보전되는 풍력에너지의 적정한 기준가격을 마련하는데 유익한 정보를 제공한다.

주요어 : 풍력 발전, 경제성, Weibull 분포

Abstract — An economic feasibility study is performed for the wind power generation with the examination of the wind speed and its distribution at Daekwanryung at which a wind farm is under construction. In this analysis, the distribution of wind speed is the key issue. The wind distribution which is usually expressed in terms of Weibull distribution with shape factor and scale factor needs to be reexamined to find the proper values of them according to the empirical wind speed data. After this kind of analysis is done, annual power generation of wind is calculated. Due to the lack of cost information, we applied EWEA data instead of the actual information from the site. The result would be of use to determine the 'reference price' of wind power under the current system of 'compensating subsidy for renewable power generation'.

Key words : Wind power generation, Economic feasibility, Weibull distribution

1. 서 론

친환경적이고 에너지 안보의 방안으로 에너지원 다원화의 한 방법이 될 수 있는 풍력발전이 얼마나 경제성

이 있는지, 또 지구 온난화의 주범인 이산화탄소를 얼마나 저감하는지 평가해보는 것은 교토의정서의 발효에 정과 환경에 대한 관심, 중동사정 변화와 유가급등에 의한 대체에너지에 대한 관심이 고조되고 있는 이때 의미 있는 작업이라 생각된다.

최근 들어 풍력발전 관련 기술들이 급격히 진전되어 유럽 등의 선진국에서는 수 MW급의 대형 풍력 발전 시스템을 개발하여, 풍력 발전단지에 설치 운영하는 사업을 활발하게 진행시키고 있다. 이런 결과들로 풍력발전

[†]To whom correspondence should be addressed.
Department of Energy Studies, Graduate School, Ajou University
Tel: 031-219-2689
E-mail: suduk@ajou.ac.kr

의 경제성 및 신뢰도가 과거 20년 전 보다 많이 나아졌다.

환경적 측면에서 보면, 1997년 기후변화에 관한 협약서인 교토의정서를 제정하여 중동부 유럽 11개국을 포함한 38개 선진국들에 대하여 2008~2012년 동안의 연평균 온실가스 배출량을 1990년 수준보다 평균 5.2% 낮은 수준으로 감축하도록 법적 의무로 규정하였다. 후속 조치로 2001년 이 의정서의 이행 방안에 대한 규정집인 마라케쉬 합의서(Marrakech Accords)가 통과되어 자국에 허용된 온실가스 배출량 중 일부를 거래할 수 있는 국제 배출권 거래제(IET, International Emissions Trading), 다른 선진국에 대한 투자로 발생한 온실가스 배출 감축에 대한 권리를 인정하는 공동이행제(JI, Joint Implementation), 개도국의 지속 가능한 발전을 지원하는 온실가스 배출 감축 프로젝트를 통해 얻은 CER(Certified Emission Reduction)을 투자국가의 권리로 인정하는 메카니즘인 CDM(Clean Development Mechanism)을 만드는 등 세계적으로 기후변화에 대한 관심이 제고되고 있다. 따라서 에너지 자원에 대한 외부 의존도를 감소시키고, 온실 가스를 감축시킬 수 있는 재생 에너지인 풍력발전의 경제적 환경적 효과를 평가하는 것이 필요할 것이다.

풍력발전의 경제성 평가를 위해서는 풍속분포의 함수인 풍력발전량을 도출하여야 한다. Kavak(2004) 및 RETScreen 매뉴얼에 의하면 풍속분포는 일반적으로 Weibull 및 Rayleigh 분포함수로 표현되며, Rayleigh 분포함수는 Weibull 분포함수의 특별한 경우로 shape factor가 2인 경우이다. Dowell(1996)도 풍속분포는 일반적으로 Weibull 분포함수와 유사하다고 하였고, Kavak(2004)은 터키의 Keban-Elazig 지역에서의 풍속분포는 Weibull 분포가 Rayleigh 분포보다 실측 분포에 더 근사하다고 하였다. 한편 Jaramillo(2004)는 Mexico La Ventosa 지역의 실제 연간 풍속분포는 지형적으로 영향으로 양봉 형태(쌍봉 낙타모양)이므로 단일 Weibull 분포함수로는 이 분포를 정확하게 묘사하지 못하므로, bimodal 확률분포함수(bimodal Probability Distribution Function)를 사용하여야 한다고 주장하였다.

본 논문은 기상청의 대관령 풍속자료를 이용, 풍속분포 함수를 검토하고, 그에 따른 대관령 풍력단지의 풍력 발전량이 대당 어느 정도인지 검토한 후, EWEA에서 발간한 풍력발전에 관한 자료를 이용하여 대관령에 건설 중인 풍력단지에 대하여 풍력발전의 경제성을 분석 평가하고자 한다. 따라서 2장에서는 풍력발전의 개요를, 3장에서는 기본적인 분석모형과 관련 자료의 특

성에 대해 설명한다. 4장에서는 대관령 풍력발전사업의 경제성 분석 결과를 SMP의 최고가격 적용시와 온실가스 저감량 기준에서 살펴보고, 내부수익률 달성을 위한 기준주매가격의 관점에서 분석해 보았다. 그리고 5장에서 결론을 제시하였다.

2. 풍력발전 개요

풍력발전은 태양에 의한 지구표면의 불균일한 가열에 의해서 발생한 바람의 운동에너지를 공기역학적인 힘을 일으키는 날개를 이용, 회전에너지로 변환시키고, 이 기계적 에너지를 발전기를 이용하여 전기에너지로 변환시켜 전력계통이나 수요자에게 공급하는 것으로, 현재 풍력에너지의 활용 방법 중에 가장 보편적인 방법이다.

태양에너지로부터 발생되는 풍력에너지량은 이론적으로 연간 53,000 TWh로 추정된다. 이것은 2020년 세계에서 소모할 것으로 예상되는 전력수요(25,579 TWh)의 2배 정도에 이르는 양이다(EWEA, 2004). 남한의 경우 이용 가능한 풍력 부존량은 약 2.16×10^6 kWh로 추정되나, 이 수치는 기상청의 관측 자료를 근거로 한 수치로써 관측 위치의 지형조건에 따라 달라질 수 있다(김광호/최항철, 2001).

풍력발전의 기본 구성 요소인 풍차는 지면에 대하여 회전체 축의 방향에 따라 수직축 및 수평축 풍차로 분류할 수 있으며, 수직축 형은 바람의 방향과 관계없이 운전할 수 있는 장점이 있으나, 수평축에 비해 설비 구조물에 대한 보강재료 비용이 크므로 전력계통과 연결하여 운전하는 상업용 풍력발전 시스템의 경우 대개 수평축 풍차를 이용하고 있다([그림 1] 참조).

풍력발전 시스템의 출력은 이론적으로 간단히 다음과 같이 표현할 수 있다.

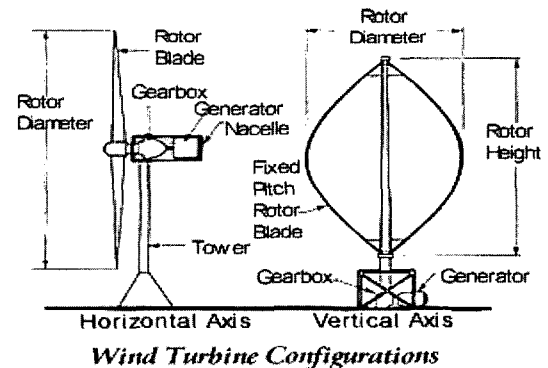


그림 1. 수평축 및 수직형 풍차 구조.

출처 : www.awea.org/faq/tutorial/wwt_basics.html

1) RETScreen은 'Natural Resources Canada'에서 운영하는 신재생 에너지 경제성 평가 프로그램(<http://www.retscreen.net/ang/menu.php>)

표 1. 풍력발전 설비 보급 현황 (2003년 말 기준, 단위 : MW).

국가명	2002년 말 기준	2003년 증가분	2003년 말 기준	2002년 증가율	점유율(2003년말 기준)	
미국	4,685	1,687	6,372	36%	16.2%	
캐나다	236	81	317	34%	0.8%	
유럽	23,308	5,467	28,775	23%	73.1%	
기타 지역	인도	1,702	408	2,110	24%	5.4%
	중국	468	100	568	21%	1.4%
	일본	414	272	686	66%	1.7%
	기타	415	118	533	28%	1.4%
	소계	2,999	898	3,897	30%	9.9%
합계	31,228(32,037)	8,133(8,344)	39,361(40,301)	26%	100.0%	

*출처 : AWEA(2004), () 내는 EWEA

$$P = \frac{1}{2} \eta C_p \rho V^3 A$$

여기서 η 는 동력전달장치 및 발전기와 같은 구성장치의 에너지 변환 효율, C_p 는 회전자의 동력 계수, ρ 는 공기 밀도, V 는 풍속, A 는 날개가 회전한 면적으로, 풍력발전량은 풍속의 세제곱에 비례하고 바람의 방향에 관계 된다. 풍속 및 풍향은 계절에 따라, 또 주야에 따라 수시로 변화하여 풍력발전기 출력은 안정되지 못하므로 풍력발전 시스템을 전력계통망에 연계시키거나 축전지 등의 전력 저장장치나 디젤 발전기와 같은 보조발전 시스템을 병행 운영함으로써 이를 보완한다.

풍력발전 시스템의 시동풍속(cut-in wind speed)은 풍력발전 시스템이 기동할 수 있는 최저풍속으로, 이 이상의 바람이 불어야 전기를 생산할 수 있으며 일반적으로 3.5~4.5 m/s값을 가진다. 시동풍속과 정격풍속(rated wind speed) 사이에서의 풍속에서는 풍속의 3승에 비례하는 출력특성을 가지며, 정격풍속 이상에서는 정격출력이 유지되도록 제어된다. 정지풍속(cut-out wind speed) 시까지 일정한 출력이 유지되다가 그 이상이 되면 시스템의 안전을 위하여 운전이 멈추도록 되며, 정지풍속은 일반적으로 20 m/s 정도이다(김광호 외, 2001).

풍력발전 시스템으로부터 생산되는 전력량을 증가시키려면 시스템의 시동풍속을 낮추거나 정지풍속을 올리는 방법을 고려해 볼 수 있겠으나, 일반적 풍속 분포 확률을 고려하면 그에 대한 투자에 비해서 얻는 전력 생산량 효과는 크지 않다(김광호/최항철, 2001).

지난 수십년간 풍력 발전기술이 급속히 진전되어 발전단가를 낮춤으로써 풍력 발전 시스템이 급격히 보급되고 있다. EWEA에 따르면 지난 15년간 풍력 터빈의 효율은 매년 2~3% 향상되어, 해안지역에서의 풍력발전 단가는 1980년대 중반의 8.8€ cents/kWh에 비해 4.1€ cents/kWh로 15년 정도 만에 50% 정도 낮아졌으며, 이

가격은 석탄 화력발전과 경쟁력이 있음을 뜻하고, 일부 지역에서는 가스 발전 방식과 경쟁가능한 수준이다. 또 터빈 1기의 용량도 20년 전의 25 kW에서 요즘에는 2.5 MW 용량의 것이 상업적으로 널리 사용되고 있으며, 3.6 MW급도 상업적으로 이용 가능하고, 지금은 5 MW 급이 개발되고 있는 중이다(EWEA, 2003, 2004).

AWEA(2004)에 의하면 풍력발전 분야에서 2003년 한 해 동안 전 세계적으로 8,133 MW의 설비가 신규 설치되어(2002년말 대비 26% 증가) 2003년 말 현재 풍력발전 설비용량은 39,361 MW에 이르고 있으며, 이 수치는 유럽 가정의 전력 사용량을 기준으로 볼 때 19백만 가정의 전력 사용량이다. <표 1> 풍력발전 설비 보급현황에서와 같이 풍력발전 설비의 분포는 90% 정도가 유럽 및 미국 시장에 집중되어 있으나, 2003년에 인도가 408 MW의 풍력발전 설비를 신규 설치함으로써, 위 두 지역의 점유율은 2002년 대비 약간 감소하였다. 이는 중국 등 개도국에서의 풍력발전 시장 성장 잠재력이 많이 있음을 시사한다.

3. 분석모형과 자료

풍력발전의 경제성 및 온실가스 배출 저감량 평가를 위한 도구로 RETScreen은 경제성 분석을 위한 쉬운 자료 입력 방법, 분석의 간편성으로 pre-feasibility 조사에는 유용하나, 다양한 변수에 대한 각 경우의 결과를 분석하는데 한계가 있다. 따라서 RETScreen의 로직을 GAUSS로 우리 실정에 맞도록 재 프로그래밍한 틀을 이용하였다. 이 틀은 풍력발전기의 설비특성, 평균 풍속 등 현장조건, 타당성 조사비용 등의 초기투자비, 유지보수 비용 등을 입력하면, 년 간 총 전력 생산량, 온실가스 배출 저감량 및 현금흐름, 내부수익률 등을 자동 계산하여 풍력발전 프로젝트의 경제성에 대하여 판단할 수 있도록 작성하였으며, 전력생산 및 재무부문의 두 부문으로 나눌 수 있다.

3-1. 분석모형

풍력발전의 경제성 평가는 시설 비용부문과 수익부문에 나누어진다. 수익부문은 생산된 전력의 판매로 인한 수입, 온실가스 저감 및 정부지원 등으로 인한 수입으로 구성되고, 비용부문은 사업계획의 타당성 조사, 시스템 설계, 터빈 등의 시스템 구매비용과 정기적인 설비 유지보수, 부채 상환 등의 비용 등으로 구성된다.

각종 수입 및 비용 계산 시에는 물가 상승률 등의 각종 주어진 escalation rate를 반영, 년 단위로 복리 계산하고 사업기간동안 현금흐름을 보여주며, 내부수익률 및 순 현재가치 등을 계산한다. 아래의 식은 프로젝트 순 현재가치가 앞항의 수익부문 현금흐름의 현재가치와 뒷항의 비용부문 현금흐름의 현재가치로 표시됨을 보여준다.

$$NPV = \sum_{i=0}^N \left(\frac{B(i)+GHG(i)}{(1+r)^i} \right) - \left(C_0 + \sum_{i=0}^n \frac{OM(i)}{(1+r)^i} \right)$$

- B(i) : 전력 판매 수입
- GHG(i) : 연간 온실가스 배출 저감에 따른 수입
- C₀ : 초기투자비
- OM(i) : 연간 유지보수(O&M) 비용
- r : 할인율
- n : 풍력터빈 예상수명

전력판매 수익 및 온실가스 저감량 등을 계산하기 위한 연간 풍력 발전량은 풍속분포 함수이며, 풍속분포 함수로 Weibull 확률분포함수를 사용하였고, Weibull 분포 함수는 scale factor 및 shape factor의 함수이나 아래 식에서 알 수 있는 바와 같이 scale factor는 보정된 평균 풍속의 함수이므로, Weibull 분포함수는 shape factor 및 보정된 평균풍속의 함수라 할 수 있다.

$$p(x) = \frac{k}{C} \left(\frac{x}{C} \right)^{k-1} \exp \left\{ - \left(\frac{x}{C} \right)^k \right\} \quad (1)$$

- p(x) : 풍속 x가 발생할 확률
- k : shape factor(1~3 사이의 값으로 풍력 밀도와 연관)

$$C = \frac{V_h}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{h} \right)}$$

h는 scale factor, Γ는 gamma 함수

V_h : 터빈 허브에서의 풍속

터빈허브에서의 풍속은 실제 풍속측정 높이와 터빈허브의 설치 높이가 상이하므로, 이에 대한 보정이 필요하며, 다음 식으로 계산 된다.

$$V_h = V_m \left(\frac{H_h}{H_m} \right)^a$$

- V_m : 측정위치에서의 풍속
- H_h : 터빈 허브의 높이
- H_m : 측정위치의 높이
- a : wind shear exponent(0.1~0.4 사이의 값으로 지형에 연관)

위 식의 결과로 나온 풍속별 확률과 장비 제작사가 제공한 풍력발전기의 출력 특성 P_x 및 연간 시간을 곱하면, 아래와 같이 압력, 온도, blade icing 손실 등을 보정하지 않은 연간 발전량을 구할 수 있다.

$$E = 24 \times 365 \times \sum_{x=0}^{25} P_x p(x) \quad (2)$$

- E : 보정하지 않은 연간 전력 생산량
- P_x : 풍속 에서의 터빈 출력(kW)

여기에 압력, 온도, blade icing 손실 등을 보정한 연간 풍력발전량은 다음과 같이 계산되고 이 값이 실제 생산된 전력량으로 재생(renewable)에너지이고 이 모델의 경제성 분석에 사용된다.

$$E_{re} = E \frac{P_m T_s}{P_s T_m} (1 - \lambda_a)(1 - \lambda_i)(1 - \lambda_d)(1 - \lambda_m) \quad (3)$$

- P_m : 설비운영지점의 년 평균 대기압(kPa)
- P_s : 표준 대기압(1013.3 kPa)
- T_m : 설비운영지점의 년 평균 절대온도(°K)
- T_s : 표준절대 온도(288.1°K)
- λ_a : 풍력 터빈 배열 손실률(0~20%)
- λ_i : 풍력 터빈 blade에 결빙 또는 분진 흡착으로 인한 손실률(0~10%)
- λ_d : 설비보수 등으로 인한 정지 손실률(2~7%)
- λ_m : 터빈의 기동 등 시 발생하는 손실 등의 기타 손실률(2~6%)

생산된 전력량 E_{re}에 전력구매가격을 곱하여 전력판매 수입 B(i)을, 또 E_{re}에서 송배전 손실을 제외한 전력에 온실가스 배출계수 및 배출 저감권 거래가격을 곱하여 연간 온실가스 배출저감에 따른 수입 GHG(i)를 구한다. 연간 유지보수 비용 OM(i)는 식 (2)의 전력량 E에 연간 유지보수 비용을 곱하여 구한다.

3-2. 대관령 풍력단지 Data

풍력발전의 경제성 및 온실가스 배출 저감량 평가를 위한 대상으로 향후 사업계획중인 풍력발전 단지 중 가장 규모가 큰 대관령 풍력발전 단지를 선정하였다.²⁾ 풍

2) 풍력사업단 홈페이지

표 2. 대관령 풍력단지 설비용량 및 운영 조건.

항 목	내 용
시설 용량	2 MW×49기
터빈 Hub 높이(m) ³⁾	78
평균풍속(m/s) ⁴⁾	4.36
평균온도(°C) ⁵⁾	6.4
평균대기압(kPa) ⁶⁾	101.61
wind shear exponent ^{**7)}	0.25
shape factor ^{**8)}	1.945 ⁹⁾
λ_a ^{**10)}	10%
λ_i ^{**11)}	2%
λ_d ^{**12)}	5%
λ_u ^{**13)}	4%
λ_m ^{**14)}	4%

출처 : * 기상청 홈페이지, ** RETScreen

력단지별 설비 용량 및 발전량 계산을 위한 풍속, 대기 온도, 대기압 등의 각종 자료는 <표 2>와 같다.

풍력발전 단지의 경제성 평가를 위해서는 타당성 조사, 설계비용, 토목공사, 설비 구입비등의 초기투자비의 분석이 반드시 수행되어야 하나, 국내에서는 대관령 풍

력발전 단지와 같은 대규모 사업을 시행한 실적이 없다. 관련자료도 매우 부족하여, 필요한 경우 EWEA(2003)를 적용하였다.

초기투자비는 풍력터빈 구입비, 기초공사비, 전력계통 연계 및 장비공사비, 토지이용비, 도로건설비등으로 구성된다. 이 비용은 [그림 2]에서 보는 바와 같이 국가별로, 풍력발전 규모별로 다소 상이하나 대략 900~1,150€/kW 범위이며, 시간이 지남에 따라 기술진보로 kW당 투자비가 감소함을 알 수 있다. 2001년에 풍력터빈 단가가 상승한 것은 초기 개발에 따른 규모의 경제가 이루어지지 않은 것으로 추정된다. 본 논문에서는 터빈 등의 수입에 따른 비용 및 향후의 기술진보를 고려하여 초기투자비를 1,100€/kW로 적용하였다.

또 다른 비용요소인 설비 유지관리 비용도 EWEA(2003)를 적용하였다. 이 비용은 보험료, 설비 보수, 예비품 확보, 행정비용 등을 포함한다. 독일, 영국, 스페인, 덴마크 통계에 의하면 생산된 전력량 kWh당 1.2~1.5 c€의 범위로 하여 매년 균등 적용하도록 언급되어 있는 바, 본 논문에서는 제작사와 원거리인 관계로 1.5 c€를 적용하였다. 풍력터빈의 예상수명으로 20년을 적용하였으

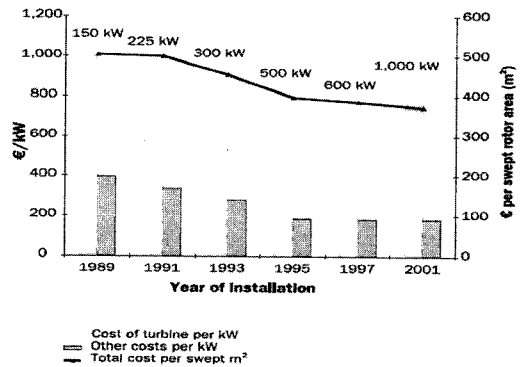
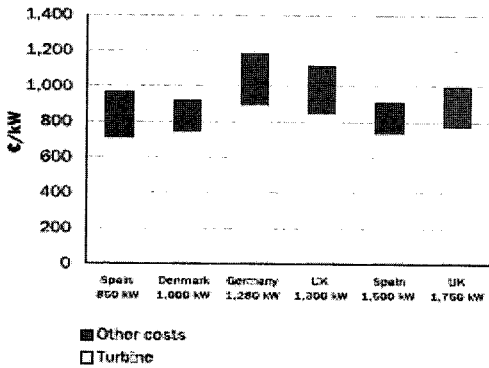


그림 2. 풍력발전 초기투자비 통계 곡선.

*출처 : EWEA(2003.12)

- 3) 터빈 용량을 기준으로 Vestas사의 brochure 자료를 적용
- 4) 2000년~2003년 4년간의 일 평균풍속의 평균값(측정위치 10 m)
- 5) 월 평년 기온의 년 평균 기온
- 6) 2003년 년 평균 대기압
- 7) 0.1~0.4 범위로써 사막 초는 해양에서는 0.13 이하이고, 도시지역 같은 곳에서는 0.4라고 RETScreen에서 언급되어 있는 바, 중간 값인 0.25를 적용
- 8) 1~3 범위로써, 일반적으로 낮은 값일수록 평균풍속 주위에서 풍속이 널리 분포됨. 위 4년간의 풍속 분포자료와 평균 풍속에 따른 Weibull 분포가 가장 유사한 분포가 이루어지는 값(3.2.1항 참조)
- 9) 현재의 값은 추가연구를 통해 더 정확한 값을 얻기 이전의 잠정추정치임.
- 10) 배열 손실률로 관계자의 조언에 따라 10% 적용
- 11) 평균 주위온도가 6.44°C이고 청정지역임을 고려 2% 적용
- 12) 2~7% 범위, 중강 값 5% 적용
- 13) 2~6% 범위, 중강 값 4% 적용
- 14) 2~6% 범위, 중강 값 4% 적용

며, 이는 대부분의 풍력터빈 설계 기준이 20년이라는 EWEA(2003)를 인용한 것이다.

전력판매에 대한 수입은 대체에너지 이용촉진법 우선 구매제도에 의해 풍력발전으로 생산된 전력 전량이 107.66 원/kWh에 고정가격으로 구매되고 있으므로, 이 기준가격을 적용하였고, 전력구매 가격의 상승률은 “0”로 가정하였다. 순 현재가치를 나타내기 위한 할인율은 EWEA (2003)에 의하면 5~10% 범위이므로, 중간 값인 7.5%를 적용하였고¹⁵⁾ 유토화에 대한 환율은 1,421원/€를 적용하였다. 이상에서 논의된 경제성 분석에 필요한 데이터를 요약 정리하면 다음과 같다.

- 초기투자비: 1,100€/kW(EWEA, 2003)
- 설비 유지관리 비용: 1.5 c€/kWh(매년 균등 적용)
- 유토화 환율: 1,421원/€
- 풍력터빈 예상수명: 20년
- 전력 판매가격: 107.66원/kWh 및 전력거래소 SMP 가격
- 전력 전력구매 가격의 상승률: 0%

3-3. Weibull 분포함수에서의 shape factor와 풍력 발전량

2000년~2003년 4년간의 일 평균풍속 자료의 풍속별 실제 분포는 Weibull 확률분포함수 계산에 따른 분포와 일치하지 않으므로, 이 오차가 클수록 식 (2)에 의한 풍력 발전량의 오차가 증가한다. 식 (1)에 의한 Weibull 확

표 3. 식 (4)를 만족하는 shape factor 및 연간 풍력 발전량(MWh).

구분	실분포에 의한 발전량 (MWh)	식 (4) 를 만족하는 shape factor 및 발전량	
		shape factor	발전량 (MWh)
대관령	1599.25 ¹⁶⁾	1.945	1134.78 ¹⁷⁾ (71.1%)

률분포함수는 shape factor 및 평균풍속, wind shear exponent의 함수이나, 평균풍속은 풍력단지별로 실측된 값으로 변수가 아니고, 또 wind shear exponent는 터빈 설치 높이가 풍속 측정높이와 다를 경우 고려되는 변수인 바, 실제 풍속분포와 Weibull 분포함수를 비교하는데 있어서는 shape factor만의 함수라고 할 수 있고, 실측 분포와 Weibull 분포간의 오차를 최소화 하는 방법으로 다음을 검토하였다.

$$\text{Min} \sum_{i=1}^n (P_{Ti} - P_{Wi})^2 \tag{4}$$

i : 풍속(1~25 m/s, 정수)

$P_{Ti} = P(x|x \leq i)$

P_{Wi} : 식 (1)의 Weibull 분포함수 값

<그림 3>에는 발전기 출력 곡선 및 풍속의 실제 분포와 shape factor가 1.38 및 2.5인 경우의 Weibull 분포를 비교하고 있다. 그림으로 보아도 shape factor의 크

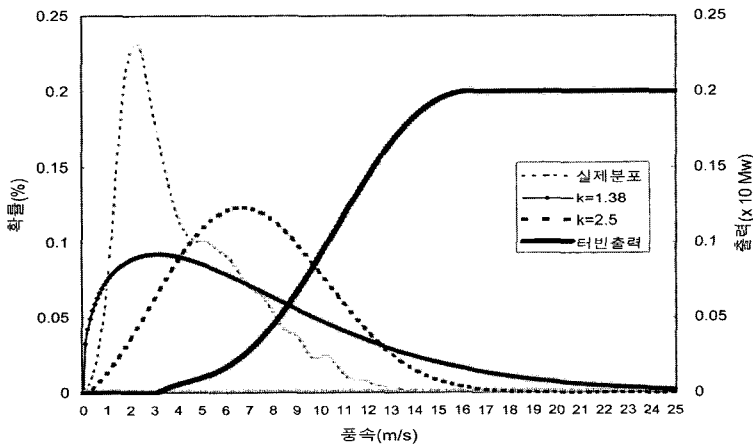


그림 3. 터빈출력, 풍속자료의 경험적 분포추정 및 Weibull 분포비교.

15) '04.7.20일의 무보증 회사채 수익률은 대우증권 홈페이지에 따르면 5년 만기인 경우 A- 등급은 5.66, BBB+ 등급은 6.52, BBB0는 8.98%임
 16) 각종 손실률 및 대기압, 대기온도, 터빈 Hub와 평균풍속 측정 높이차를 보정하지 않은 연간 풍력 발전량
 17) 각종 손실률 및 대기압, 대기온도, 터빈 Hub와 평균풍속 측정 높이차를 보정하지 않은 연간 풍력 발전량

표 4. 대관령 풍력 발전기(2 kW)의 shape factor별 연간 풍력발전량(MWh).

Shape factor	1.02	1.22	1.42	1.62	1.82	2.02	2.22	2.42	2.62	2.82
발전량 ¹⁹⁾	2039	1832	1599	1391	1222	1089	985	905	842	792
실 분포에 따른 발전량 대비 비율(%)	127.5	114.6	100.0	87.0	76.4	68.1	61.6	56.6	52.7	49.5

기에 따라 생성되는 Weibull 분포의 모양이 상당히 달라지고, 결국 터빈 출력과 함께 계산되어지는 발전량의 결과에 많은 영향을 미치게 될 것임을 보인다.

2 MW급의 풍력터빈이 국내에서 생산되지 않으므로, 발전기는 풍력발전량을 산출하기 위한 풍속터빈의 출력 자료는 풍력터빈 시장의 점유율 1위 업체인 Vestas사 풍력터빈 자료를 적용, 연간 풍력발전량을 검토하였다. <표 4>에는 동급 발전기 1기에 대해 shape factor별로 압력 및 온도, 터빈 설치 높이, 각종 손실률을 반영하지 않은 연간 풍력발전량 및 실제 풍속분포에 따른 발전량과의 비율을 나타내었다. 여기서 1~2.8의 shape factor 범위에 대해 실제 발전량과 약 50~125%의 오차를 보임을 알 수 있다. 이는 향후 풍력발전의 경제성을 평가할 경우, shape factor에 대한 보다 정확한 평가가 이루어져야 할 것임을 보여준다.

4. 대관령 풍력 발전사업 경제성 분석 결과

풍력발전으로 생산된 전력 구매단가를 전력거래소의

SMP로 적용하였을 때 풍력발전사업의 경제성을 분석한 결과 최근 4년간의 풍속 분포로는 내부수익률이 음(陰)으로 나타났고, 같은 조건에서 온실가스 저감 권리가 10€/tCO₂에 거래된다고 설정하면 내부수익률은 다소 개선되나 약 1.3% 정도로 풍력발전 사업은 경제성이 없는 것으로 분석되었다. 따라서 풍력발전전력 구매단가가 어느 정도이어야 풍력발전 사업의 수치 균형점이 이루어지는지를 분석하여 보았고, 또 현재의 우선구매제도에 의한 전력구매단가를 적용한 경우 수익성이 어느 정도인지도 참고로 산출하였다.

4-1. 전력거래소 시장 가격 적용시의 경제성

전력거래소의 1년간 계통한계가격(SMP)이 13.80~63.87 원/kWh 범위²⁰⁾에서 형성되었으므로, 이 가격 중 최고가인 63.87원/kWh를 풍력 발전 구매단가로 적용하고, 초기투자비를 1,100€/kW라 하여 내부수익률을 분석하면 <표 5>에서와 최근 4년간의 평균풍속(4.36 m/s)에서 음(陰)의 값으로 전혀 경제성이 없고, 온실가스 저감 권리가 톤당 10€에 거래된다고 가정하여도 여전히 수익성

표 5. 전력구매가격 63.87원/kWh 적용시의 내부수익률 비교(종축 : 풍속, 횡축 : shape factor)(온실가스 저감 권리 거래 비인정)

0	1.02	1.22	1.42	1.62	1.82	2.02	2.22	2.42	2.62	2.82
2.36	-8.59	-9.61	-10.74	-11.79	-12.71	-13.49	-14.13	-14.67	-15.12	-15.51
2.86	-6.03	-6.53	-7.28	-8.07	-8.83	-9.5	-10.08	-10.58	-11	-11.36
3.36	-4.09	-4.11	-4.49	-5.01	-5.57	-6.11	-6.61	-7.05	-7.44	-7.78
3.86	-2.6	-2.22	-2.23	-2.48	-2.82	-3.2	-3.57	-3.93	-4.26	-4.56
4.36	-1.45	-0.72	-0.41	-0.37	-0.5	-0.7	-0.94	-1.18	-1.42	-1.65
4.86	-0.56	0.45	1.05	1.35	1.45	1.43	1.34	1.22	1.08	0.94
5.36	0.12	1.36	2.21	2.75	3.07	3.23	3.28	3.29	3.26	3.21
5.86	0.65	2.06	3.1	3.86	4.38	4.72	4.93	5.06	5.13	5.18
6.36	1.05	2.58	3.79	4.72	5.42	5.93	6.29	6.55	6.73	6.86
6.86	1.36	2.97	4.29	5.35	6.2	6.87	7.38	7.76	8.05	8.27
7.36	1.58	3.25	4.64	5.81	6.77	7.56	8.2	8.71	9.11	9.42
7.86	1.74	3.43	4.87	6.1	7.15	8.04	8.79	9.41	9.91	10.32
8.36	1.84	3.54	5	6.27	7.37	8.33	9.16	9.89	10.46	10.96
8.86	1.9	3.6	5.06	6.33	7.46	8.46	9.34	10.11	10.78	11.36
9.36	1.93	3.6	5.14	6.31	7.44	8.45	9.35	10.16	10.88	11.52
9.86	1.92	3.56	4.98	6.22	7.33	8.33	9.24	10.06	10.8	11.47

19) 대관령 풍력발전기(2 kW) 1기의 각종 손실률 및 대기압, 대기온도, 터빈 Hub와 평균풍속 측정 높이차를 보정하지 않은 연간 풍력 발전량

20) '02.08.01~'03.07.31간의 SMP 중 Kernel Density Estimation 방식을 적용, 최상위 및 최하위 2.5% 지점

이 없을 것으로 예상되었다.

<표 5>에서 알 수 있는 바와 같이 풍력 발전 구매 단가가 63.87원/kWh인 경우 평균 풍속이 6.36 m/s 이상으로 shape factor가 2 정도의 값을 가져야 내부 수익률이 5.5% 이상으로서 경제성이 있을 것으로 판단되었다.

4-2. 온실가스 저감량 검토

풍력발전에 따른 전력생산이 기존 발전방식을 대체하므로, 풍력발전이 수요자에게 공급하는 전력량에 해당하는 만큼 기존발전 방식에 따른 온실가스 배출이 저감된다. 기존 발전방식의 발전원에 따른 온실가스 배출 계수와 발전량, 그리고 해당 온실가스 저감량은 <표 6>과 같다.

Protocol에서 정한 이산화탄소(CO₂), 메탄(CH₄), 이산화질소(N₂O), 불화탄소(PFC), 수소화불화탄소(HFC), 불화황(SF₆)의 6개 가스 중 이산화탄소, 메탄, 이산화질소만을 분석 대상으로 하였다.

$$CO_{2red} = E_{re}$$

$$\times \sum_{i=1}^n \left[\frac{\left((CO_{2i} + CH_{4i} \times CH_4CO_2) \times Occ_i + N_2O_i \times N_2OCO_2 \right) \times 3.6}{Confuel_i} \right]$$

CO_{2red} : 온실가스 저감량(tCO₂)

E_{re} : 각 종 손실률 등을 반영한 연간 전력 생산량(kWh)

i~n : 발전원(석탄, 수력, BC유, 천연가스, 원자력)

CO₂ : 발전원별 이산화탄소 배출 계수

CH₄ : 발전원별 메탄가스 배출 계수

H₄CO₂ : 메탄가스의 이산화탄소 환산 계수

N₂O_i : 발전원별 메탄가스 배출 계수

N₂OCO₂ : 이산화질소의 이산화탄소 환산 계수

Occ_i : 풍력으로 대체된 전력의 발전원별 점유율

Confuel_i : 풍력으로 대체된 전력의 발전원별 연료전환 효율

표 6. 에너지 원별 발전 점유율 및 온실가스 배출량.

발전원	점유율 (%) ²¹⁾	이산화탄소 배출계수 (kg/GJ) ²²⁾	온실가스 배출계수	발전량 (대당)	온실가스 저감량 (대당)
수력 및 양수 등	0.82	0	0.581 ²³⁾	연간 3,912 MWH	연간 2,001 tCO ₂
LNG 및 복합	17.43	56.1	tCO ₂ /MWH		
중유	5.46	77.4	(발전효율 및		
석탄	38.83	94.6	송배전 손실		
원자력	37.46	0	등 반영)		

표 7. 풍력발전 수치 균형점 비교(종축 : 풍속, 횡축 : shape factor) (내부수익률 7.5%를 보장할 수 있는 기준 구매가격)

0	1.02	1.22	1.42	1.62	1.82	2.02	2.22	2.42	2.62	2.82
2.36	245.1	281.1	329.3	384.8	443.4	443.4	443.4	443.4	443.4	443.4
2.86	179.2	189.8	207.6	229.2	252.8	276.7	300.1	322	342.3	360.7
3.36	145.3	145.7	151.4	160.1	170.2	180.8	191.5	201.9	211.8	220.9
3.86	125.7	121.4	121.5	124.3	128.3	133	138	143	147.9	152.5
4.36	113.4	106.7	104	103.7	104.7	106.5	108.6	110.8	113.1	115.4
4.86	105.3	97.2	93	91	90.4	90.5	91.1	91.9	92.8	93.8
5.36	99.7	91	85.8	82.7	81.1	80.3	80	80	80.1	80.4
5.86	95.8	86.7	80.9	77.3	75	73.5	72.7	72.2	71.9	71.7
6.36	93	83.7	77.6	73.5	70.8	68.9	67.7	66.8	66.3	65.8
6.86	91	81.6	75.4	71	68	65.8	64.3	63.1	62.3	61.7
7.36	89.5	80.2	73.9	69.4	66.1	63.7	61.9	60.6	59.6	58.9
7.86	88.6	79.3	72.9	68.3	64.9	62.4	60.4	58.9	57.8	56.9
8.36	87.9	78.7	72.4	67.7	64.3	61.6	59.5	57.9	56.6	55.6
8.86	87.6	78.5	72.2	67.5	64	61.3	59.1	57.4	56	54.8
9.36	87.4	78.5	72.2	67.6	64.1	61.3	59	57.2	55.8	54.5
9.86	87.4	78.7	72.5	67.9	64.4	61.6	59.3	57.5	55.9	54.6

21) 전력거래소 “04.4월 전력시장 운영실적 보고서”

22) RETScreen Default값 적용

23) CH₄(=21 CO₂) 및 N₂O(=310 CO₂) 발생분 포함

표 8. 현재의 기준가격에서의 내부수익률(종축 : 풍속, 횡축 : shape factor) (온실가스 저감 권리 비거래시)

0	1.02	1.22	1.42	1.62	1.82	2.02	2.22	2.42	2.62	2.82
2.36	-2.79	-4.05	-5.41	-6.67	-7.76	-8.67	-9.42	-10.01	-10.56	-11
2.86	0.45	-0.19	-1.14	-2.15	-3.08	-3.91	-4.62	-5.23	-5.73	-6.16
3.36	3	29.7	2.47	1.77	1.04	0.35	-0.29	-0.86	-1.35	-1.78
3.86	5.02	5.55	5.53	5.19	4.72	4.2	3.69	3.21	2.77	2.38
4.36	6.62	7.66	8.11	8.16	7.98	7.69	7.35	7.01	6.66	6.34
4.86	7.89	9.36	10.25	10.7	10.85	10.81	10.68	10.5	10.29	10.08
5.36	8.88	10.71	11.99	12.83	13.32	13.56	13.66	13.66	13.62	13.54
5.86	9.66	11.76	13.37	14.56	15.39	15.93	16.27	16.48	16.6	16.7
6.36	10.25	12.57	14.44	15.92	17.06	17.9	18.5	18.93	19.23	19.45
6.86	10.71	13.17	15.24	16.96	18.36	19.47	20.33	20.98	21.48	21.86
7.36	11.04	13.6	15.8	17.7	19.31	20.65	21.74	22.62	23.32	23.88
7.86	11.27	13.89	16.18	18.19	19.95	21.47	22.76	23.85	24.74	25.48
8.36	11.43	14.06	16.39	18.47	20.32	21.97	23.41	24.66	25.73	26.63
8.86	11.52	14.14	16.47	18.57	20.47	22.19	23.72	25.09	26.3	27.35
9.36	11.56	14.15	16.45	18.54	20.44	22.17	23.75	25.19	26.48	27.64
9.86	11.56	14.09	16.34	18.39	20.25	21.97	23.55	25	26.34	27.55

4.3. 풍력발전의 기준구매가격 검토

앞에서 분석한 바와 같이 전력 시장가격을 풍력발전
에 적용하여서는 수익성이 없으므로 풍력발전
에 대한 전력 구매 단가가 얼마나 되어야 주어진 내부수익률을 확보할 수 있는지를 검토하여 보았다. 온실가스 저감권리가 거래되지 않을 경우와 거래되는 경우를 계산하여 보았고 여기서는 전자의 결과만을 <표 7>에서 제시하였다. 여기서 할인율은 7.5%를 적용하였다.

지난 4년간의 평균 풍속자료에 근거, 온실가스 비거래시에는 104원/kWh, 거래시에는 96.7원/kWh에서 주어진 내부수익률을 확보할 수 있었다. 전력거래소의 계통한계 가격이 13.80~63.87원/kWh 범위에서 형성되고 있는 것을 감안하면, 풍력발전사업을 지속적으로 추진키 위해서는 상당한 보조금이 필요할 것으로 분석되는 결과 이라고 하겠다.

참고로 풍력발전
에 따른 전력구매단가가 현행대로 (107.66원/kWh)로 유지될 경우의 내부수익률을 분석해 보았다. 초기투자비가 1,100€/kW이고, 이를 100% 현금 투자하고, 또 풍력발전 전력구매단가가 풍력터빈의 예상수명 동안 상승하지 않는다고 가정할 경우 <표 8>에서와 같이 내부수익률은 온실가스 비거래시에는 8.11%, 거래시에는 9.29%로 분석되었다.

5. 결 론

대관령 풍력발전 사업에 대한 경제성 평가를 위해 초기투자비 및 설비 유지관리 비용 등의 비용 자료로는 EWEA(2003)를 이용하였고, 풍력 발전량 계산 및 현금 흐름 등의 분석을 위하여 RETScreen의 로직을

응용한 별도의 틀(GAUSS 프로그램)을 개발, 이용하였다.

그 결과 초기투자비 전액을 현금 투자한다고 현재의 전력요금(107.66원/kWh)이 풍력터빈의 예상수명(20년) 기간 동안 변동 없이 계속 유지된다고 하면, 1,100€/kW의 초기투자비에 대해 내부수익률은 8.11%로 나타났다. 본 논문에서 가정된 7.5%의 할인율과 비슷하거나 다소 높은 수준으로 향후 풍력 기술발전 등을 고려하면 충분히 수익성 있는 사업으로 사료된다. 풍력발전
에 따른 전력 구매단가를 시장가격인 전력거래소의 SMP 최고가(63.87원/kWh)를 적용할 경우에는 내부수익률은 음(陰)의 값으로 수익성 없으므로 풍력 발전사업을 계속 추진키 위해서는 보조금이 필요한 것으로 분석되었다. 한편 내부수익률과 할인율이 균형을 이루는 전력구매요금은 온실가스 저감권리의 비거래시에는 104원/kWh, 저감권리가 10€/tCO₂에 거래시에는 96.7원/kWh에서 균형을 이루는 것으로 나타났다.

본 논문에서는 풍력 관련 wind shear exponent, 각종 손실률 등의 여러 변수에 대한 값을 정확한 실측 및 통계에 의하지 않고, RETScreen 등에서 제공한 매뉴얼을 토대로 임의로 선정하였으므로 정확한 발전량이 산정되지 않았으리라 판단된다. 또 초기투자비 및 유지보수 비용도 EWEA의 자료를 인용하였기 때문에 풍력터빈 등 설비의 원거리 수송 및 구미 지역과는 상이한 경제 환경으로 비용이 다소 변동될 수 있으리라 예상된다. 따라서 향후 풍력 관련 wind shear exponent 등의 기술 요소에 대한 정확한 실측 및 통계자료가 확보되고, 풍력 발전단지 건설비용도 데이터베이스화되면 보다 정확한 분석이 가능할 것이다.

후 기

이 논문은 2003학년도 2학기 아주대학교 정착연구비 지원에 의하여 연구되었음.

참고문헌

1. 기상청 홈페이지(<http://www.kma.go.kr>).
2. 김광호; 최항철. 풍력에너지의 이용, 대한설비공학회, 설비저널, 2001.
3. 덴마크 풍력산업 협회, 홈페이지(<http://www.windpower.org>).
4. 에너지경제연구원. 발전부문 CDM 프로젝트의 온실가스 baseline 연구, 2003.
5. 에너지관리공단. 국내 에너지 절약사업의 온실가스 배출량 제산을 위한 베이스라인 설정 지침서(안) 마련, 2004.
6. 풍력사업단. 홈페이지(<http://www.kwedo.or.kr>).
7. 한국전력거래소. 전력시장 운영실적 보고서, 2004.4.
8. Akpınar, E. Kavak; Akpınar, S. A Statistical analysis of wind data used in installation of wind energy conversion systems, Energy Conversion and Management, forthcoming, 2004.
9. AWEA. Global Wind Energy Market Report, 2004.3.
10. Dowell, A.C.; Oram, C.E. A hysteresis-free wind pump, Wind Energy Conversion 1996, 1996, 75-80.
11. EWEA. Wind Energy - The Facts Vol.2 Costs & Price, 2003.12.
12. EWEA. Wind Force 12, 2004.
13. Geweke, John. Monte Carlo simulation and numerical integration, in Hans M. Amman, David A. Kendrick and John Rust, eds., Handbook of Computational Economics, Volume I, Elsevier, Chapter 15, 1996.
14. Jaramillo, O.A.; Borja, M.A. Wind speed analysis in La Ventosa, Mexico; a bimodal probability distribution case, Renewable Energy, 2004, 29, 1613-1630.
15. Krenz, Jerrord H. Energy Conversion and Utilization, Allyn and Bacon, Inc., 430-439.
16. OECD. Practical Baseline Recommendations for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector, Information Paper, 2002.
17. RETScreen 매뉴얼 (<http://www.retscreen.net/ang/menu.php>).
18. Silverman, B.W. Density Estimation for Statistics and Data Analysis, London: Chapman and Hall, 1986.
19. Wilcox, Rand R. Introduction to Robust Estimation and Hypothesis Testing, Academic Press, ISBN 0-12-752545-3, 1997.