

## 풍황 조사 및 분석 방법의 고찰과 풍력발전시스템의 경제성 분석

김성주  
서남대학교

### A study regarding investigation and analysis of the wind characteristics and a analysis of the economical efficiency for wind turbine system

Sung Ju Kim  
Seonam University

#### ABSTRACT

본 연구에서는 200kW급 풍력발전 시스템의 설치 지역으로 고려 중인 제주도 봉개동 지역의 풍황을 계측장비를 이용하여 7개월에 걸쳐 조사하였다. 측정된 자료들과 자체 제작 분석 프로그램을 사용하여 설치 예상 지역의 연간 예상 발전량 및 이용률 등과 같은 풍력자원을 분석하였다. 또한, 풍력자원 분석결과를 토대로 시스템의 설치 당위성 및 타당성의 판단기준의 하나인 발전단가 및 투자회수기간을 구하는 경제성 분석을 수행하였다.

#### 1. 서 론

풍력발전 시스템은 블레이드의 회전을 통해 발생하는 공기역학적 힘을 전기적 에너지로 변환하여 전력을 생산한다. 19C 유럽을 중심으로 시작된 풍력발전 시스템에 대한 연구 및 개발은 최근 경제성의 극대화를 위해 대형화 추세로 가고 있으며, 현재 수 MW급 시스템이 가동되고 있다. 한편, 시스템 개발과 아울러 풍력발전 시스템의 설치시 운전 효율, 즉 경제성의 극대화를 위한 중요한 요인 중의 하나가 바로 면밀한 풍황 조사 및 풍력자원 분석을 통한 설치 지역의 적절한 선택이라 할 수 있다. 이는 설치 지역에 따라 시스템의 효율이 매우 다양하게 바뀔 수 있기 때문이다. 따라서 풍황 조사 및 풍력자원 분석과 이를 통한 경제성 분석은 풍력발전 시스템의 설치에 앞서 반드시 고려되어야 할 중요한 사항이라 할 수 있으며, 이러한 이유로 관련 연구가 활발히 진행되고 있다.<sup>[1,2]</sup>

본 논문에서는 풍황 자료를 획득하기 위해 IEC 61400-12에서 권장하는 신뢰도 및 정확성에 충족되는 NRG Systems사의 장비를 주로 사용하여 8m 높이에서 풍황 조사를 수행하였다. 한편, 실제 200kW급 풍력발전 시스템의 허브는 30m이상의 높

이에 설치된다. 이는 8m 높이에서 획득된 풍속은 실제 시스템이 설치 될 높이에 맞도록 보정 할 필요가 있다는 것을 말해준다. 따라서, 본 연구에서는 풍속의 보정을 위해 실측지점의 높이와 보정 높이의 관계 및 지형의 거칠기를 고려하였으며,<sup>[3]</sup> 오차가 적고 비교적 보정이 용이한 Modified Power Law Model을 이용하였다.<sup>[1]</sup> 획득된 자료는 자체 제작한 분석 프로그램에 의해 풍력에너지 밀도, 연간 예상 발전량 등과 같은 풍력자원을 예측하는 데 사용하였으며, 풍력자원 분석 결과는 경제성 검토를 위해 발전원가와 투자회수기간을 계산하는데 사용하였다. 발전원가는 풍력발전 시스템의 경우 신규발전소에 해당하므로 발전원가 비교법 중 균등화 발전원가를 적용하였으며,<sup>[1]</sup> 투자회수기간은 자금확보 형태와 생산전력 소비형태에 따라 4가지 경우로 나누어 각각 계산하였다.<sup>[4]</sup>

#### 2. 본 론

##### 2.1 풍황 조사 및 풍력 자원 분석

##### 2.1.1 풍황 조사 방법 및 결과

본 연구에서 수행한 풍황 조사 관련 개요는 표 1과 같다.

표 1 풍황 조사 관련 개요

실측장소	제주시 봉개동 산 53번지 한화리조트 건설현장 공지(해발 약 440m)
실측기간	2002.3.26 - 2002.9.26 (3,937시간)
실측풍황	풍속/풍향
실측장비	① 풍속계: NRG #40 Anemometer ② 풍향계: NRG #200 P Wind Direction Vane ③ Data Logger: Wind Explore(NRG)

그림 1은 측정에 사용된 장비들이다. 서론에서 언급했듯이 실측장소에서 측정된 시간별 평균풍속 결과는 30m 높이로의 보정이 필요하다. 실측지점의 풍향 자료는 높이의 보정을 수행하여 원하는 높이에서의 풍속을 예측할 수 있으며, 이를 보정풍속이라 한다. 보정풍속을 구하는 방법은 다음과 같다. 일반적으로 정상적인 대기 경계층내에서는 풍속과 높이에 대해 다음 식의 관계가 성립된다.

$$\frac{U}{U_a} = \left(\frac{Z}{Z_a}\right)^a \quad (1)$$

여기서,  $U$ 와  $Z$ 는 각각 보정풍속과 보정높이를 나타내며,  $U_a$ 와  $Z_a$ 는 실측지점의 풍속과 높이를 나타낸다. 그리고,  $a$ 는 안정화된 난류 경계층에서는 1/7에 수렴하는 값을 가지게 되나, 주변의 지형이나 높이 및 일사조건 등 여러 가지의 요소에 의해 결정되는 보정상수이다. 보정상수는 Modified power law model을 사용하여 다음과 같이 구할 수 있다.

$$\begin{aligned} a &= a + b \ln[U_a] \\ a &= \frac{1}{\ln(Z_g/Z_0)} + \frac{0.088}{1 - 0.088 \ln(Z_a/10)} \\ b &= \frac{-0.088}{1 - 0.088 \ln(Z_a/10)} \end{aligned} \quad (2)$$

여기서,  $Z_g = \sqrt{Z \times Z_a}$ 이며 기하학적 평균높이(m)를 의미한다. 그리고  $Z_0$ 는 주변 지형의 거칠기 정도(roughness length, m)를 나타내는 값으로 본 논문에서는 0.055라 가정하였다.<sup>[5]</sup>

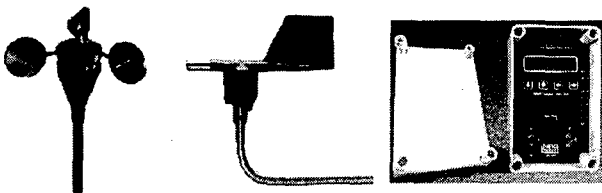


그림 1 풍속계, 풍향계 및 Data Logger

표 2에 8m 높이에서 측정된 월간 평균풍속, 측정시간 및 30m 높이에서의 보정 평균풍속을 나타내었다. 연 실측 평균풍속은 4.3m/s이고, 30m 높이에서의 보정 평균풍속은 5.2m/s로 계산되었다. 그림 2에는 실측지점의 풍향 변화와 점유율에 대한 측정 자료를 분석하여 [www.windpower.dk](http://www.windpower.dk)에서 제공하는 Wind Rose Plot 프로그램을 사용하여 측정 지역의 풍향 특성을 나타내었다. 남동풍이 13%의

점유율을 차지하는 주풍향이며, 전체적으로 풍향이 자주 바뀌는 한국의 풍향특성을 보이고 있다.

표 2 월간 측정 평균풍속과 보정 평균풍속의 변화

월	실측시간 (hrs)	실측평균풍속(m/s) (실측높이: 8m)	보정평균풍속(m/s) (보정높이: 30m)
3	129.6	4.8	5.7
4	720.0	5.9	6.8
5	744.0	3.8	4.6
6	720.0	4.0	4.8
7	744.0	4.9	5.8
8	744.0	4.0	4.8
9	653.6	3.5	4.3
계	3,937.0	4.3	5.2

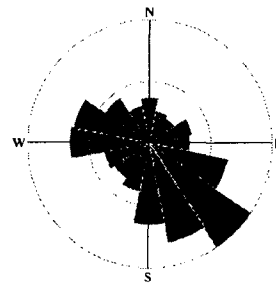


그림 2 실측 지점의 Wind Rose

### 2.1.2 풍력자원 분석

풍력발전기 설치에 앞서 반드시 고려되어야 할 필수 조건 중에 하나는 설치 후보지의 타당성을 검토하는 것이다. 측정된 풍향자료를 이용하여 표3과 같이 풍력에너지 밀도, 예상 발전량 및 이용률 등의 풍력자원을 분석하였다. 각각의 풍력자원에 대한 관계식은 다음과 같다.

$$POE(\text{풍력에너지밀도}) = 0.5 \rho V^3 \quad (3-1)$$

$$\text{예상발전량} = \int POE(V) \times h \times C_p(V) dV \quad (3-2)$$

$$\text{평균발전전력} = \text{예상발전량} / h \quad (3-3)$$

$$\text{이용률} = P_{aver} / P_{rat} \quad (3-4)$$

$$\text{전효율} = P_{aver} / (POE \times A) \quad (3-5)$$

여기서,  $\rho$ 는 공기밀도,  $V$ 는 10분 평균풍속,  $h$ 는 시간을 나타내며,  $C_p$ 는 그림 3과 같은 풍속별 시스템 효율을 나타낸다.  $P_{aver}$ ,  $P_{rat}$  및  $A$ 는 각각 평균발전전력, 정격발전전력 및 로터 디스크 면적을 나타낸다.

본 논문에서는 200kW급 풍력발전 시스템이 그림 3과 같은 효율을 가진다고 가정하였으며, 풍력자원 분석 결과는 표 3과 같다. 또한, 평균발전전력에 연간시간인 8760시간을 곱하여 구한 연간 예상발전량은 490,000kWh로 계산되었다.

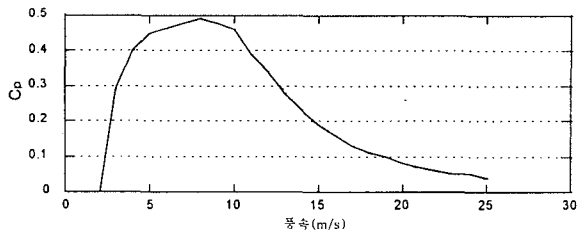


그림 3 200kW급 풍력발전 시스템의 풍속별 효율

표 3 풍력자원 분석 결과

	3	4	5	6	7	8	9	평균
보정 평균 풍속(m/s)	5.7	6.8	4.6	4.8	5.8	4.8	4.3	5.2
풍력에너지 밀도(W/m <sup>2</sup> )	204.0	421.5	143.9	146.6	349.2	206.3	109.9	215.1
예상 발전량 (MWh)	8.8	66.2	33.6	33.6	17.7	37.5	22.7	×
평균발전 전력(kW)	68.1	92.0	45.1	46.6	78.5	50.4	34.7	55.9
이용률	0.34	0.46	0.23	0.23	0.39	0.25	0.17	0.28
전효율	0.46	0.30	0.43	0.44	0.31	0.34	0.43	0.36

## 2.2 경제성 분석

발전원가와 투자회수기간을 구하여 경제성 분석을 수행하였다. 발전원가는 산출 방식에 따라 연도별 발전원가 방식, 수명기간 누계 발전원가 방식 및 균등화 발전원가 방식 등이 있는데, 본 논문에서는 신규발전소라 가정하여 균등화 발전원가 방식을 채택하였다. 투자회수기간은 자금확보 형태 및 생산전력 소비형태 등을 고려하여 예측하였다.

### 2.2.1 균등화 발전원가

균등화 발전원가는 경제 수명 동안의 고정비, 운전 유지비 및 연료비와 같은 소요비용을 할인율에 의하여 기준시점의 현재가치로 환산하고 그 값을 기준시점으로 할인된 총 전력생산량으로 나눈 금액이다. 발전원가는 다음의 식에 의해 구해지며, 본 논문에서는 변동유지관리비는 고려하지 않았다.

발전원가

$$= \frac{\text{연간투자비용} + \text{고정유지관리비} + \text{변동유지관리비}}{\text{연간총발전량}} \quad (4)$$

연간투자비용

$$= (\text{자본회수계수} + \text{감가상각률}) \times \text{실초기투자비용} \quad (5)$$

$$\text{자본회수계수} = \frac{\text{할인률}(1 + \text{할인률})^{\text{수명}}}{(1 + \text{할인률})^{\text{수명}} - 1} \quad (6)$$

실초기투자비용

$$= (\text{직접건설비} + \text{간접건설비} + \text{계통연계비}) \quad (7)$$

연간고정유지관리비용

$$= \text{법인세 및 체세(실초기투자비의 51\%/년)} \\ + \text{보혐료(실초기투자비의 22\%/년)} \\ + \text{운전유지비 및 수선유지비(실초기투자비의 0.5\%/년)} \quad (8)$$

여기서, 이자율 및 할인률은 연 9%, 감가상각률은 연 4%이며, 공사기간과 시스템의 내구수명은 각각 1년과 20년으로 가정하였다. 그리고 200kW급 풍력발전 시스템의 실초기투자비용은 350,000천원으로 가정하였다.

### 2.2.2 투자회수 기간

투자회수 기간은 여러 경우에 따라 다르게 계산되어질 수 있다. 본 논문에서는 자금확보 형태와 생산전력의 소비 형태에 따라 표4와 같이 구분하여 각각의 경우에 대해 투자회수기간을 예측하였다.

표 4 자금확보 및 생산전력 소비형태에 따른 구분

	자금확보형태		생산전력소비형태 (단가/kWh)	
	정부지원 (이자율)	자체확보 (대출금리 및 할인율)	전력거래소 판매	자체소비
I	○ (4.0%)		○ (50원~60원)	
II		○ (9%)	○ (107원 66전)	
III	○ (4.0%)			○ (71원 95전)
IV		○ (9%)		○ (71원 95전)

20년간 4.0%의 이자율로 정부 지원금을 받는 것으로 가정하였으며, 은행의 대출금리는 담보종류, 회사신용도, 대출기간 및 해당은행과의 거래실적 등에 따라 변동 가능하지만, 9.0%로 가정하였다. 각각의 경우에 대한 투자회수기간의 예측 시 고려해야 하는 연간 예상 수입액은 판매단가에 따라 달라진다. 정부지원금의 비율에 따라 전력산업기반조성기금 수혜여부가 결정되는데, 30%이상일 경우 수혜가 불가능하다. 전력산업기반조성기금 수혜여부에 따라 전력거래소 판매시 단가는 표4에 나타낸 바와 같이 달라진다(2002년말 현재). 자체소비의 경우는 제주도 일반용 고압단가인 71원 95전/kWh를 적용하였다(2002년말 현재). III, IV의 경우 풍력발전기의 설치로 인해 절약되는 기본요금을 투자회수기간 계산에 반영하였다. 제주도 일반용 전기단가 규정에 의한 kW당 기본요금과 표 3의 결과를 고려하여 계산한 연간 기본요금 절약액은 15,552천원이며, 이를 투자회수기간 계산에 반영하였다. 그림 4는 경제성 분석에 사용된 프로그램이다.

기종		Kowitec(200kW)			
내용		정부지원금		자체확보	
자금확보		판매시	자체소비	판매시	자체소비
사용여부		20.00			
수익		0			
이자(%)		4		3	
판매기(월)		55	71.95	107.66	71.95
총 공사금액(천원)		350,000			
설 공사금액(천원)		350,000			
평균 발전전력(kW)		60			
총 발전량(kWh/년)		490,000			
총 투자비용(천원)		350,000			
자본회수계수		0.07358175		0.109546475	
감가상각비율(정률법, %)		4.00			
연간 투자비용(천원)		39,754	39,754	52,341	52,341
연간 고정유지관리비(천원)		4,305			
변동 유지관리비(천원)		0	0	0	0
총 유지관리비(천원)		4,305	4,305	4,305	4,305
연간 기본요금 절약액(천원)		0	4,666	0	4,666
발전원가(원/kWh)		89.92	89.92	115.60	115.60
연간 예상 수입액(천원)		26,950	35,256	52,753	35,256
한전 매입 단가(원)		55	71.95	107.66	71.95

그림 4 경제성 분석 프로그램

### 2.2.3 발전원가 및 투자회수 기간 분석 결과

투자회수 가능액을 초기투자액으로 나눈 값을 각각의 이자율에 의한 자본회수계수 값과 가장 가까운 N년을 투자회수기간으로 추정하였다. 투자회수 가능액은 연간 예상 수입액에서 연간 고정 유지관리비를 제한 금액이다. 자체소비의 경우 연간 절약되는 기본요금을 연간 예상 수입액에 포함하여 분석하였다. 표 5와 그림 5에 200kW급 풍력발전 시스템 설치 시의 발전원가 및 투자회수기간의 분석 결과를 나타내었다. 연간 예상 수입액은 7개월간의 실측데이터와 판매가의 구분에 따라 계산하였다. 그림 5에서  $U_{sum}$ 은 연간자본회수가능액의 축적액이며,  $U_{sum}$ 은 초기투자액과 자본회수계수의 곱으로 나타나는 연간소요금액의 축적액을 의미한다. 분석결과 투자회수기간은 정부자금을 사용하고 생산 전력을 자체 소비하는 경우에 가장 짧은 것으로 나타났다. 물론 이 분석은 이자율 및 판매가 등의 기타 요인에 의해 달라질 수 있는 가능성이 있으나, 본 논문에서의 분석결과는 소요자금을 자체자금으로 충당 시 판매가 유리하며, 정부자금으로 충당 시 자체소비가 유리하다는 것을 보여주고 있다.

## 3. 결 론

7개월에 걸쳐 제주도 봉개동 지역의 풍향 및 풍속 자료를 측정하였다. 측정된 자료를 이용하여 설치 후보 지역의 풍력자원을 예측하였으며, 풍력발전 시스템의 설치 타당성 및 경제성을 검토하기 위해 필요한 발전원가 및 투자회수기간을 분석하였다. 풍향 조사 결과 200kW급 시스템 설치 후보지역의 30m 평균 보정풍속은 5.2m/s 이상이었으며, 특정한 주풍향이 없는 풍향특성을 가진 것으로 나타났다. 연간 예상 발전량은 490MWh, 발전원가는 자금확보 형태에 따라 정부지원 및 자체확보의 경우에 대해 각각 89원 92전과 115원 66전으로 계산

되었다. 투자회수기간은 소요자금이 자체자금인 경우 판매가 유리하며, 정부자금인 경우 자체소비가 유리하다는 분석결과를 얻었다.

표 5 200kW급 풍력발전 시스템의 경제성 분석 (단위: 천원)

	I	II
실초기투자비용	350,000	
연간투자비용	39,754	52,341
연간고정유지관리비	4,305	4,305
연간기본요금절약액	0	0
발전원가	89원 92전	115원 60전
판매가	50원 ~ 60원	107원 66전
연간예상수입액	24,500~29,400	52,753
투자회수기간	20년 이후	12~13년

	III	IV
실초기투자비용	350,000	
연간투자비용	39,754	52,341
연간고정유지관리비	4,305	4,305
연간기본요금절약액	4,666	4,666
발전원가	89원 92전	115원 60전
판매가	71원 95전	71원 95전
연간예상수입액	35,256	35,256
투자회수기간	12~13년	20년 이후

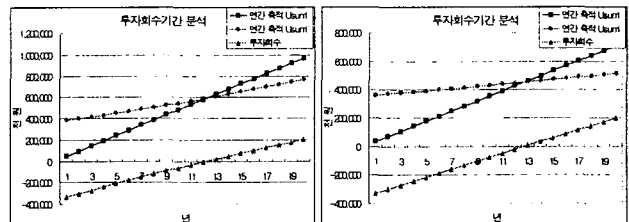


그림 5 투자회수기간 분석 결과

이 논문은 한화국토개발(주)의 풍력자원 조사 분석 용역에 의하여 연구되었습

## 참 고 문 헌

- [1] 김건훈외 8명, "강원도내 풍력발전 유망지역 건설 타당성 조사 연구," 한국에너지기술연구원 최종보고서, 2001년 11월.
- [2] 김중식외 8명, "남해군내 풍력자원 조사에 관한 용역," 한국화이바 연구보고서, 1999년 12월.
- [3] "Guidelines for Design of Wind Turbines : Chapter 3 External Conditions," Second Edition, DNV/Ris ø, 2002.
- [4] Park Chun-Seong, "An Economic Analysis on Investment for Lily Export Complex in Kyonggi Province," <http://www.farmskorea.co.kr>.
- [5] <http://www.windpower.dk>: Wind Energy Reference Manual.