와이블 형상계수에 따른 이용률 변화

권일한*, 김진한*, 백인수**, 유능수***

*강원대학교 대학원 기계메카트로닉스공학과(puma_7206@kangwon.ac.kr),

*강원대학교 대학원 기계메카트로닉스공학과(mkjh@kangwon.ac.kr),

**강원대학교 기계메카트로닉스공학과 조교수, 공학박사(paek@kangwon.ac.kr),

***강원대학교 기계메카트로닉스공학과 정교수, 공학박사(yooneso@kangwon.ac.kr).

Variation of Capacity Factors by Weibull Shape Parameters

Kwon, Il-han* Kim, jin-han* Paek, In-su** Yoo, Neung-soo***

*Dept. of Mechanical and Mechatronics Engineering, Graduate School, Kangwon National University(puma_7206@kangwon.ac.kr),

*Dept. of Mechanical and Mechatronics Engineering, Graduate School, Kangwon National University(mkjh@kangwon.ac.kr),

**Dept. of Mechanical and Mechatronics Engineering, Kangwon National University, Assistant professor, Ph.D(paek@kangwon.ac.kr),

***Dept. of Mechanical and Mechatronics Engineering, Kangwon National University, Professor, Ph.D(yooneso@kangwon.ac.kr).

Abstract

Effects of Weibull shape parameter, k , on capacity factors of wind turbines were investigated. Wind distributions with mean wind speeds of 5 m/s, 6 m/s, 7 m/s and 8 m/s were simulated and used to estimate the annual energy productions and capacity factors of a 2MW wind turbine for various Weibull shape parameters. It was found from the study that the capacity factors of wind turbines are much affected by Weibull shape parameters. When the annual mean wind speed at the hub height of a wind turbine was about 7 m/s, and the air density was assumed to be 1.225 kg/m^3 , the maximum capacity factor of a 2 MW wind turbine having a rated wind speed of 13 m/s was found to occur with the shape parameter of 2. It was also found that as the mean wind speed increased, the Weibull k parameter which yielded the maximum capacity factor increased. The simulated results were also validated by predictions of capacity factors of wind turbines using wind data measured in complex terrain.

Keywords : Weibull Distribution(와이블 분포), Shape Parameter(형상계수), Scale Parameter(척도계수), Annual Energy Production(연간에너지 생산량), Power Curve(성능곡선), Capacity Factor(이용률)

1. 서 론

최근 전 세계적으로 지구 온난화와 화석에너지 고갈로 인하여 신재생에너지 개발에 대한 연구의 관심이 급속도로 높아지고 있다. 그 중 풍력은 영구적이고 환경오염이 없는 에너지로서 재생에너지원 중 낮은 발전단가로 인해 세계적으로 연구가 활발히 진행되고 있으며 풍력발전 단지의 건설이 증가하고 있는 추세이다.

풍력자원은 풍력발전단지의 경제성에 가장 큰 영향을 미치기 때문에 풍력발전단지의 입지 선정 시 고려해야 할 가장 중요한 요소이다. 따라서, 풍력발전단지의 입지 선정 시 대상 지점에 대한 정확한 풍력자원 분석 및 예측이 필요하다. 그동안 정확한 풍력 자원 예측을 위한 다양한 연구가 국내에서 지속적으로 수행되어 왔다 [1-4].

풍력자원이 우수한 지역의 선정은 일반적으로 기상관측 타워로부터 관측한 실측 풍황 자료를 이용하여 풍속 또는 풍력 에너지 밀도에 대한 바람자원지도를 작성하고, 그 값이 높은 지역을 선정하게 된다. 풍력자원이 우수한 지역이 선정되면, 설치될 풍력발전기의 출력곡선을 이용하여, 연간 발전량을 예측하게 된다. 이와 같은 풍력발전단지의 발전량 예측은 대상 지점의 실측 풍황 데이터를 형상계수 (Shape Factor) k 와 척도계수 (Scale Factor) C 로 이루어진 와이블 분포 (Weibull distribution) 함수로 변환하고, 이를 설치될 풍력발전기의 성능곡선(Power Curve)과 수치 적분을 하여 이루어진다[3].

기존의 풍력자원 예측에 대한 연구는 기 관측된 풍황자료를 이용하여 대상 지역의 풍황을 예측하고, 그 예측 결과를 실측값과 비교하는 연구가 주를 이루고 있다[5-9]. 하지만, 실측 풍황데이터의 와이블 분포 함수를 나타내는 변수중의 하나인 형상 계수가 풍력발전단지의 연간 발전량에 직접적으로 어떤 영향을

미치는지에 대한 연구는 극히 제한적이다.

따라서, 본 논문은 이와 같은 풍력발전단지 발전량, 또는 이용률 예측에 있어 와이블 분포함수 중 특히 형상계수 k 가 어떤 영향을 미치는지 분석해 보고자 한다.

2. 연구방법

본 연구에서는 5 m/s~8 m/s 의 허브높이 연 평균 풍속에 대하여 평균풍속이 일정할 경우, 각각에 대한 Weibull 형상계수 k 가 풍력발전기 이용률 (Capacity Factor, C.F.)에 어떤 영향을 미치는지 분석하였다.

이를 위해 먼저 평균풍속을 일정하게 유지하면서, 와이블 형상계수 k 값과 척도계수 C 값을 변화시켜가며 풍황을 생성하고, 와이블 확률분포 함수로 나타내었다. 그리고, 이 결과를 풍력발전기 성능곡선과 수치 적분을 수행하여 풍력발전기의 연간 이용률을 계산하였다.

풍력발전기의 이용률의 정의는 다음과 같다.

$$C.F. = \frac{\text{연간발전량}(MWh)}{\text{정격용량}(MW) \times 8760(hour)} \quad (1)$$

본 연구에서는 연간 발전량 및 이용률 예측을 위하여 허브 높이가 80m 인 Vestas사의 2MW급 풍력발전기를 사용하였다. Fig. 1은 해석에 사용된 풍력발전기의 출력 곡선을 나타낸다. Fig. 1에서 알 수 있듯이 풍력발전기의 정격풍속은 약 13 m/s 이다.

Fig. 1 Power curve of Vestas V90.

3. 해석 결과

3.1 k값에 따른 와이블 분포의 변화

풍속의 도수 함수로 일반적으로 사용되는 Weibull 분포함수는 다음과 같이 정의된다.

$$f(v) = \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{C} \right)^k \right] \quad (2)$$

식 (2)에서 f 는 확률을 나타내며, k 는 형상계수, C 는 척도계수, v 는 풍속을 각각 나타낸다. 와이블 분포함수의 척도계수 C 는 평균 풍속의 크기와 밀접히 관계되며, 형상계수 k 는 전체측정기간에 대한 풍속의 구간별 분포 형상과 밀접히 관계된다.

또한 평균풍속과 척도계수, 형상계수는 다음과 같은 관계를 갖는다 [10].

$$V_m = CT \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (3)$$

식 (3)에서, V_m 은 평균풍속, Γ 는 감마함수를 각각 나타낸다. 식 (3)을 살펴보면 평균풍속이 일정한 경우 형상계수와 척도계수는 서로 종속적인 관계를 갖게 되어 한 값이 변하면 다른 한 값도 변하며, 한 값이 결정되면 다른 한 값도 유일하게 결정되는 것을 알 수 있다.

Fig. 2는 형상계수 k 가 대부분의 풍황 실측데이터 값에 해당하는 1.1~3의 값을 갖는 경우에 대해 식 (3)의 C/V_m 을 계산한 결과를 보여준다.

Fig. 2 C/V_m in Eq.(3) with respect to shape factor k .

Fig. 2에서 살펴보면 C/V_m 은 k 가 약 2.2일 때 약 1.13의 최대값을 갖으며 k 가 이보다 작거나 큰 값에서 그 크기가 감소하는 경향을 갖는 것을 알 수 있다. 즉 k 가 1.1~3의 값을 갖는 경우 C 는 평균풍속보다 13% 이내로 큰 것을 알 수 있다.

식 (2)와 (3)을 이용하여 연평균풍속 5, 6, 7, 8 m/s에 대하여 동일한 평균풍속을 갖도록 k 값과 C 값을 변화시켜가며 생성한 Weibull 분포함수를 Fig. 3에 나타내었다. Fig. 3에서 알 수 있듯이 각각의 풍속에서 평균풍속이 일정할 때 형상계수 k 가 증가함에 따라 평균풍속을 중심으로 한 곡선의 정점이 점차 높아지며 풍속의 변화폭이 적어지는 경향을 갖는다. 또한 형상계수가 작아지면 평균 풍속을 중심으로 한 곡선의 정점은 점차 낮아지며 풍속의 변화폭이 커지는 경향을 갖는다.

Fig. 3 Weibull distribution for various mean wind speeds and k . (a) $V_m=5$ m/s, (b) $V_m=6$ m/s, (c) $V_m=7$ m/s, (d) $V_m=8$ m/s.

3.2 k값에 따른 이용률의 변화

Fig. 4는 5 m/s~8 m/s의 풍속에 대해서 형상계수 k 에 따른 풍력발전기 연간 이용률의 변화를 보여주고 있다.

Fig. 4에서 살펴보면 5, 6 m/s의 평균풍속에서는 형상계수 k 가 작을수록 높은 발전량을 보이며, 7, 8 m/s의 평균풍속에서는 형상계수 k 가 클수록 높은 발전량을 보인다. k 값은 대부분의 풍황 데이터의 k 값에 해당하는

Table. 1 Capacity factors vs. shape factors for various mean wind speeds.

$V_m=5$ m/s			$V_m=6$ m/s			$V_m=7$ m/s			$V_m=8$ m/s		
k	C [m/s]	C.F. [%]	k	C [m/s]	C.F. [%]	k	C [m/s]	C.F. [%]	k	C [m/s]	C.F. [%]
1.1	5.18	23.2	1.1	6.22	29.3	1.1	7.25	34.4	1.1	8.29	38.7
1.2	5.34	22.9	1.2	6.38	29.5	1.2	7.44	35.2	1.2	8.50	40.1
1.3	5.46	22.6	1.3	6.50	29.5	1.3	7.58	35.9	1.3	8.66	41.3
1.4	5.55	22.1	1.4	6.58	29.5	1.4	7.68	36.4	1.4	8.78	42.3
1.5	5.61	21.6	1.5	6.65	29.3	1.5	7.75	36.8	1.5	8.86	43.2
1.6	5.66	21.1	1.6	6.69	29.1	1.6	7.81	37.1	1.6	8.92	44.0
1.7	5.69	20.6	1.7	6.72	28.9	1.7	7.85	37.3	1.7	8.97	44.7
1.8	5.71	20.0	1.8	6.75	28.6	1.8	7.87	37.4	1.8	9.00	45.2
1.9	5.73	19.5	1.9	6.76	28.3	1.9	7.89	37.5	1.9	9.02	45.7
2.0	5.73	19.0	2.0	6.77	28.0	2.0	7.90	37.6	2.0	9.03	46.1
2.1	5.74	18.5	2.1	6.77	27.7	2.1	7.90	37.6	2.1	9.03	46.5
2.2	5.74	18.1	2.2	6.77	27.4	2.2	7.90	37.5	2.2	9.03	46.8
2.3	5.74	17.6	2.3	6.77	27.0	2.3	7.90	37.5	2.3	9.03	47.1
2.4	5.73	17.2	2.4	6.77	26.7	2.4	7.90	37.4	2.4	9.02	47.3
2.5	5.73	16.8	2.5	6.76	26.4	2.5	7.89	37.3	2.5	9.02	47.5
2.6	5.72	16.4	2.6	6.76	26.1	2.6	7.88	37.2	2.6	9.01	47.7
2.7	5.71	16.1	2.7	6.75	25.8	2.7	7.87	37.1	2.7	9.00	47.8
2.8	5.70	15.8	2.8	6.74	25.5	2.8	7.86	37.0	2.8	8.98	48.0
2.9	5.69	15.4	2.9	6.73	25.2	2.9	7.85	36.8	2.9	8.97	48.1
3.0	5.68	15.2	3.0	6.72	24.9	3.0	7.84	36.7	3.0	8.96	48.2

1.1~3 까지를 적용하였다. 또한 연간 발전량 계산을 위하여 공기의 밀도는 1.225 kg/m^3 로 가정하였다. Fig. 4에서 볼 수 있듯이 5 m/s에서는 k 값이 작을 때 이용률이 최대값을 보이는 경향을 보이고 있다. 또한 5 m/s로부터 풍속이 증가함에 따라 최대 이용률을 발생시키는 k 값은 점차 증가하는 것을 알 수 있다. 평균 풍속이 약 7 m/s 일 때 이용률의 최대값은 k 값이 약 2 일 때 (Rayleigh Distribution) 발생하게 되며, 풍속이 8 m/s의 경우는 k 값이 약 3 일 때 최대의 이용률을 갖게 된다.

Fig. 4에서와 같이 평균풍속에 따라 이용률에 대한 k 의 영향이 달라지는 이유는 평균풍속이 5 m/s와 같이 낮은 경우, k 값이 증가하여 와이블 분포함수의 정점이 5 m/s를 중심으로 높아지게 되는 경우 연간 풍속분포의 대부분이 풍력발전기 정격 풍속보다 낮은 범위에 분포하게 되며, 따라서 연간 발전량이

Fig. 4 Capacity factors vs. shape factors for various mean wind speeds. (a) $V_m=5$ m/s, (b) $V_m=6$ m/s, (c) $V_m=7$ m/s, (d) $V_m=8$ m/s.

줄어들기 때문인 것으로 판단된다. 마찬가지로 평균풍속이 8 m/s와 같이 높은 경우, k 값이 증가하여 와이블 분포함수의 정점이 8 m/s를 중심으로 높아지게 되는 경우 정격풍속보다 높은 풍속의 경우 풍속이 줄어들게 되

더라도, 정격풍속 이상에서는 발전량의 변화가 없는 반면, 8 m/s 보다 낮은 풍속들의 경우 풍속이 증가함에 따라 연간 발전량이 증가하기 때문인 것으로 판단된다.

또한, Fig. 4에서 살펴보면 평균 풍속은 동일하지만, k 값의 변화에 따라 풍력발전기의 발전량 또는 이용률은 차이를 보이는 것을 알 수 있다. 그러므로 경우에 따라서는 두 지점 중 평균 풍속이 낮은 지점이 높은 지점보다 k 값에 따라 풍력발전기의 연간 발전량은 더 높게 나올 수 있다는 것을 알 수 있다. 이는 풍력발전기의 위치선정시 평균풍속이나 에너지 밀도 외에 k 값의 크기를 고려하여 이용률을 최대화 하기 위한 위치를 선택해야 한다는 것을 의미한다. Table. 1은 Fig. 4의 결과에 대한 k , C , 그리고 이용률을 보여준다. 표에서 살펴보면 k 값이 1.1에서 3까지 변화하는 동안 C 값은 증가하다가 k 가 약 2.2 일 때 최대 값을 갖으며 다시 감소하는 것을 알 수 있다. 이는 식 (3)에서 C 값은 평균풍속을 감마함수로 나눈 값으로 계산되며, k 값이 2.2 일 때 감마함수는 최소값을 갖게되어 이 때 C 값은 최대가 되기 때문이다.

Fig. 5. Weibull shape parameter, k vs. mean wind speed with which maximum capacity factor is obtained. Power curve in Fig. 1 was used with a density of 1.225 kg/m^3 for the calculation of capacity factors.

Fig. 5와 Table. 2는 연평균 풍속 5 m/s~8 m/s에 대하여 각 풍속에서의 최대 이용률을 발생

시키는 와이블 형상계수 k 를 나타낸다. Fig. 5의 결과는 공기밀도 1.225 kg/m^3 와 Fig. 1의 풍력발전기의 성능곡선을 이용하여 계산하였다. Fig. 5에서 알 수 있듯이 풍속이 점점 높아짐에 따라 최대 이용률을 발생시키는 와이블 형상계수 k 가 점점 증가하는 것을 알 수 있다. 하지만, Fig. 5는 본 논문에서 적용한 Vestas V90 2MW의 출력곡선을 이용한 결과이므로, 다른 정격풍속을 갖는 풍력발전기의 경우 평균풍속에 따라 최대 이용률을 발생시키는 k 값은 Fig. 5의 결과와는 다르게 된다.

Table. 2 Mean wind speeds, shape parameters and scale parameters plotted in Fig. 5.

$\bar{V}$ [m/s]	k	C [m/s]	$\bar{V}$ [m/s]	k	C [m/s]	$\bar{V}$ [m/s]	k	C [m/s]
5.0	1.01	5.02	6.0	1.26	6.45	7.0	2.06	7.90
5.1	1.01	5.12	6.1	1.32	6.62	7.1	2.18	8.02
5.2	1.01	5.22	6.2	1.37	6.78	7.2	2.30	8.13
5.3	1.01	5.31	6.3	1.44	6.94	7.3	2.44	8.23
5.4	1.01	5.42	6.4	1.50	7.09	7.4	2.58	8.33
5.5	1.03	5.57	6.5	1.57	7.24	7.5	2.73	8.43
5.6	1.07	5.75	6.6	1.65	7.38	7.6	2.89	8.52
5.7	1.12	5.94	6.7	1.74	7.52	7.7	3.06	8.61
5.8	1.16	6.11	6.8	1.84	7.65	7.8	3.25	8.70
5.9	1.21	6.29	6.9	1.94	7.78	7.9	3.45	8.79
-	-	-	-	-	-	8.0	3.68	8.87

4. 토 의

와이블 형상계수 k 값에 따른 풍력발전기의 이용률 변화에 대한 해석 결과를 검증하기 위해, Fig. 6과 같이 실제 강원도 북갑지형에 위치한 총 3개 지점에 대하여, 동일한 Vestas V90 2MW 풍력발전기 성능곡선을 이용하여 연간 발전량 및 이용률을 예측하였다.

Fig. 6의 Site A, B, C, 3개 지점에는 각각 40m 높이의 기상관측 타워를 설치하여, 1년간 풍향 데이터를 관측하고, 이를 예측에 사용하였다. 각 지점의 데이터 측정기간, 평균

풍속, 측정지점의 고도, 그리고 지형의 복잡도를 나타내는 RIX 값이 표 3에 제시되어 있으며, 각 지점의 바람장미는 Fig. 7에 제시되어 있다. 표 3에서 살펴보면 세 지점의 RIX 값은 모두 10% 이상으로 복잡지형에 해당하는 것을 알 수 있다. 또한 Fig. 7을 살펴보면 A, B, C 지점의 주풍향이 각각 서, 서남서, 동북동임을 알 수 있다.

Fig. 6 Measurement Site

Table. 3 Description of Measurement Site

Site	Measurement Period	V_m (m/s)	Elevation (m)	RIX (%)
A	2009.12.10.~2010.12.09	7.48	700.0	11.4
B	2009.12.10.~2010.12.09	7.37	700.4	11.8
C	2009.12.26.~2010.12.25	7.38	1,375.0	18.2

Fig. 7 Wind Rose

Table. 4는 본 각 측정지점의 풍향계측타위

40m 높이에서 측정된 연평균 풍속(V_m)과 WindPRO Ver 2.7(WAsP Solver)를 이용한 80m 보정 평균 풍속($V_m@80$), 연 평균 밀도, 그리고, 높이가 보정된 데이터에 대한 와이블 형상계수 k 와 연간 발전량 AEP, 그리고 이용률 C.F.를 나타낸다. WindPRO 프로그램의 풍속 높이 보정 절차를 살펴보면 WAsP Solver를 이용하여 높이 보정을 하게 되며, 이때 지형 모델, 지표거칠기 모델, 장애물 모델등과 같은 유동변환 모델들을 이용하여 실측 높이에서의 와이블 함수를 보정된 높이의 와이블 함수로 변화시키게 된다 [11, 12].

Table. 4. Description of Measurement and Calculated Data

Site	V_m (m/s)	$V_m@80$ (m/s)	ρ (kg/m ³)	k	AEP (MWh)	C.F. (%)
A	7.48	7.74	1.146	1.61	6,536	37.3
B	7.37	7.79	1.146	1.58	6,743	38.5
C	7.38	7.77	1.071	2.17	6,499	37.1

Table. 4에서 살펴보면, 80m 높이에서의 평균풍속은 세 지점이 7.74~7.77 m/s 로 거의 유사하며, 밀도는 A와 B 지점이 C 지점에 비해 약 10% 이상 높은 것을 알 수 있다. 따라서, 밀도만으로 판단하면 A와 B 지점의 이용률은 밀도에 비례하기 때문에 C 지점보다 약 10% 이상 높을 것으로 예상된다. 하지만, 와이블 형상계수 k 의 크기는 A 지점과 B지점은 약 1.6 정도이며, C 지점은 2.17로 보다 큰 것을 알 수 있다. 또한, 세 지점의 평균풍속으로 볼 때 최대 이용률을 발생시키는 와이블 형상계수 k 값은 Fig. 5에서 알 수 있듯이 약 3.3 이다. 따라서, 밀도가 동일하다고 가정하고 와이블 형상계수 k 값만을 고려한다면, C 지점이 A와 B 지점에 비해 이용률이 높을 것으로 예상된다. 세 지점에서의 평균풍속과 밀도를 각각 8 m/s 와 1.225 kg/m³ 으로 가정하고, Fig. 3(d)를 이용하면 k 파라미터의 영향으로 C 지점이 A와 B 지점보다 이용률이

약 6.4 % 정도 높을 것으로 예상된다. 하지만, 밀도와 k 의 차이를 모두 고려한, 실제 세 지점의 이용률의 크기는 A 지점과 B 지점의 밀도에서의 증가분과 C 지점의 와이블 형상계수 k 에서의 증가분이 서로 상쇄되어 거의 유사한 결과를 보여주고 있는 것을 알 수 있다. 이는 앞서 분석한 와이블 형상계수 k 에 의한 이용률 변화와 일치하는 결과임을 알 수 있다.

5. 결 론

본 연구에서는 와이블 형상계수(k)와 풍력발전기 이용률의 관계를 분석 하였다. 평균풍속 5 m/s~8 m/s 에 대하여 각각의 평균풍속에서의 와이블 형상계수 (k)의 변화에 따른 Vestas V90 2MW 풍력발전기의 연간 이용률을 분석하였다. 분석결과 밀도를 1.225 kg/m³ 으로 가정하였을 경우 풍력발전기 허브높이 연 평균 풍속이 약 7 m/s 일 때 최대 이용률은 k 가 약 2 일 때 발생하였으며 k 가 작아지거나 커짐에 따라 이용률은 감소하였다. 또한 평균풍속이 증가함에 따라 최대 이용률을 발생시키는 와이블 형상계수 (k)의 값도 증가하는 경향을 보여주었다. 따라서, 동일한 평균풍속이지만, k 의 변화에 따라 발전량은 달라지게 되는 것을 알 수 있었다.

시뮬레이션 결과를 바탕으로 실제 강원도 북잡지형에서 위치한 3개 지점에 대해, 실측 데이터를 WindPRO 프로그램을 이용하여 80m 높이로 보정하고, 동일한 Vestas V90 2MW 풍력발전기를 적용하였을 때 앞서 분석한 와이블 형상계수(k)에 의한 이용률 변화와 일치하는 결과를 보여주었다.

따라서, 풍력발전기 위치선정시 평균풍속 또는 풍력에너지 밀도에 대한 고려 이외에 와이블 k 파라미터에 대한 고려가 충분히 이루어져야 한다고 판단된다.

후 기

본 연구는 2011(3차년도)년도 지식경제부의 재원으로 한국에너지 기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다.
(No. 20093021020030)

본 논문은 2012년 한국 풍력에너지학회 춘계 학술대회에서 발표되었습니다.

참 고 문 헌

1. Y. Hwang, I. Paek, K. Yoon, W. Lee, N. Yoo and Y. Nam, "Application of wind data from automated weather stations to wind resources estimation in Korea," Journal of Mechanical Science and Technology, Vol. 24, pp. 2017~2023, 2010.
2. 김현기, 김병민, 백인수, 유능수, 김현구, "풍향의 변동성에 따른 연간에너지 발전량의 변화," 한국태양에너지학회 논문집, Vol. 31, No. 5, pp. 1-8, 2011.
3. J. Woo, B. Kim, I. Paek, N. Yoo, and Y. Nam, "Investigation on selecting optimal wind turbines in the capacity factor point of view," Journal of the Korean solar energy society, Vol. 31, No.5, pp. 60-66, 2011.
4. J. Woo, H. Kim, I. Paek, N. Yoo, and Y. Nam, "Wind speed prediction in complex terrain using a commercial CFD code," Journal of the Korean solar energy society, Vol. 31, No. 6, pp. 8-22, 2011.
5. 우재균, 김현기, 김병민, 백인수, 유능수, "AWS 풍황데이터를 이용한 강원풍력발전단지 연간에너지발전량 예측", 한국태양에너지학회 논문집, Vol. 31, No. 2, 2011.

6. National Renewable Energy Laboratory, Wind Resource Assessment Handbook
7. 황지욱, 유기표, 김한영, 기상데이터와 웨이블 파라메타를 이용한 풍력에너지밀도 분포 비교, 한국태양에너지학회 논문집, Vol. 30, No.2, pp. 54 ~ 64, 2011.
8. “풍력공학입문, 기초이론부터 풍력발전기술까지”, 2002, 고경남, 허종철 공역, 문운당 2006
9. 고경남, 김경보, 허종철, 제주 서광지역에 대한 풍력에너지의 장기간 (10년) 특성, 한국태양에너지학회 논문집, Vol 28, No. 3, pp. 45 ~ 52, 2008.
10. J.F. MANWELL, J.G. MCGOWAN, A.L. ROGERS, Wind Energy Explained Theory, Design and Application 2nd, Wiley, p60, 2009.
11. WindPRO Ver 2.7 Manual, EMD.
12. I. Troen and E.L. Petersen, ,European Wind Atlas, Riso National Laboratory, p565, 1989.