

제주 북동부 지역의 지형과 대기변수에 따른 AEP계산의 정확성에 대한 연구

An Accuracy Estimation of AEP Based on Geographic Characteristics and Atmospheric Variations in Northern East Region of Jeju Island

고정우¹⁾ · 이병걸²⁾

Ko, Jung-Woo · Lee, Byung-Gul

Abstract

Clarify wind energy productivity depends on three factors: the wind probability density function(PDF), the turbine's power curve, and the air density. The wind PDF gives the probability that a variable will take on the wind speed value. Wind shear refers to the change in wind speed with height above ground. The wind speed tends to increase with the height above ground. also, Wind PDF refers to the change with height above ground. Wind analysts typically use the Weibull distribution to characterize the breadth of the distribution of wind speeds. The Weibull distribution has the two-parameter: the scale factor c and the shape factor k . We can use a linear least squares algorithm(or Ln-least method) and moment method to fit a Weibull distribution to measured wind speed data which data was located same site and different height. In this study, find that the scale factor is related to the average wind speed than the shape factor. and also different types of terrain are characterized by different the scale factor slop with height above ground. The gross turbine power output (before accounting for losses) was calculated the power curve whose corresponding air density is closest to the air density. and air desity was choose two way. one is the pressure of the International Standard Atmosphere up to an elevation, the other is the measured air pressure and temperature to calculate the air density. and then each power output was compared.

Keywords : Annual Energy Production, Wind Probability Density Function, Ln-least method, moment method

초 록

풍력발전 단지의 수익성 평가를 위해 연간 에너지 생산량(AEP; Annual Energy Production)의 계산이 중요하다. AEP를 계산하기 위해서는 바람의 확률밀도함수(PDF; Probability Density Function)와 풍력발전기의 발전곡선(PC; Power Curve)이 필요하며, AEP 예측의 정확성을 향상시키기 위해서는 허브 높이에서의 PDF예측과 그 높이의 공기밀도에 따른 풍력발전기 PC의 결정이 중요하다. 본 연구에서는 제주도 한동, 평대의 실관측 풍향탑(met mast) 자료를 이용하였으며 풍속의 PDF를 Weibull 분포 함수로 가정 하였고 Weibull 함수의 파라미터의 값이 높이에 따라 변화하는 양상을 확인하였다. Weibull 함수의 계산은 모멘트법과 LN-least법을 사용하였으며, 모멘트법과 LN-least법에 의한 형상계수의 경우 높이의 증가에 따라 변화를 보이지 않았고 평균값에서 ± 0.1 의 변화 패턴을 보였다. 척도계수의 경우 높이가 증가함에 따라 선형적으로 증가하였으며 지형별 분류에 따른 높이별 척도계수의 기울기는 확연한 차이를 보이고 있었다. 60m 높이에서 관측된 바람의 상대도수와 관측 값의 높이 보정에 의한 공기 밀도와 일반식에 의한 공기밀도를 각각 계산하여 그 결과에 대응하는 PC를 선택하여 AEP차이를 계산하였다.

핵심어 : 연간 에너지 생산량, 바람의 확률밀도함수, Ln-least법, 모멘트법

1) 주저자 · 제주대학교 대학원 풍력특성화 협동과정 박사수료(E-mail : tuba1215@hanmail.net)

2) 교신저자 · 정회원 제주대학교 해양과학대학 토목공학과 교수 · 공학박사(E-mail : leebg@empas.com)

1. 서론

풍력발전단지를 조성함에 있어 풍황에 대한 정확한 예측은 풍력단지의 수익성 예측에 매우 중요한 부분이다. 하정우 (2005), 대관령 풍력발전단지의 풍력발전량 및 경제성 평가, 에너지공학, 등의 선행연구에서도 경제성 평가시 풍황의 특성을 이용하여 경제성 평가를 수행하고 있다. 보다 정확한 연간 에너지 생산량(AEP ; Annual Energy Production)을 계산하기 위하여 첫 번째, 허브 높이에 따른 풍력밀도함수의 예측이 중요하다. IEC61400-1에서 풍력 발전 단지를 설계하기 위한 풍황 조사시 Met Mast(풍향탑) 높이의 최소 기준은 설치될 풍력발전기의 2/3이상의 높이를 기준으로 관측하게 되어 있다. 그러므로, Met Mast의 높이에서의 풍속과 실제 풍력 발전기의 허브의 높이에서의 풍속은 차이를 보이게 된다. 높이별 풍속변화(Wind Shear)는 일반적으로 높이가 높을수록 증가하므로 높이별 바람 확률밀도함수(PDF ; Probability Density Function)의 파라미터 값은 지형 분류에 따라 저면의 마찰력이 다르므로 파라미터 값을 변화게 된다. 또한 한 지점의 높이 변화에 따라서도 이 파라미터 값의 변화를 보이게 된다. 이에 (Stevens MJM, 1979)은 이에 관측 지역의 지형별 분류에 의한 높이별 PDF의 파라미터 값들의 변화를 계산했다. 본 논문에서는 지형 분류에 따른 임의의 높이에서의 파라미터 값의 예측이 가능한지 확인하였다. 다음으로, 풍력발전기의 발전곡선(PC ; Power Curve)은 공기밀도의 영향을 받기 때문에 60m 높이에서 관측된 바람의 상대도수와 관측 값의 높이 보정에 의한 공기밀도와 일반식에 의한 공기 밀도를 각각 계산하여 어느 정도 AEP 차이를 보이는 지를 파악하는 것 또한 중요하다.

2. 현장관측자료

2.1 관측위치

본 연구에 이용된 바람의 관측 지점은 제주도 북동부 지역의 평대리와 한동리 지역이다. 그 위치는 WGS타원체를 기준으로 각각의 경위도 좌표계는 N33 ° 31'55", E126 ° 50'52"(한동), N33 ° 31'55", E126 ° 50'52"(평대)이며, 한동과 평대사이 거리는 1.4km 정도 떨어져 위치하고 있다.



그림 1. 풍속측정 마스트위치(한동, 평대)

2.2 풍향탑(met-mast)

Met Mast의 60m, 59m, 50m, 40m, 30m에는 풍속계, 60m, 40m에는 풍향계, 2m지점에는 온도와 압력센서가 부착되어 있다. 관측 기간은 한동의 경우 2010년 12월 20일부터 2011년 8월 31일, 평대 지역의 경우 2010년 2월 6일부터 2011년 7월 31일이다.

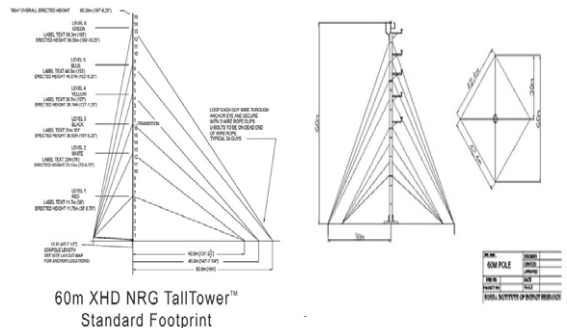


그림 2. 풍속측정 마스트 전경

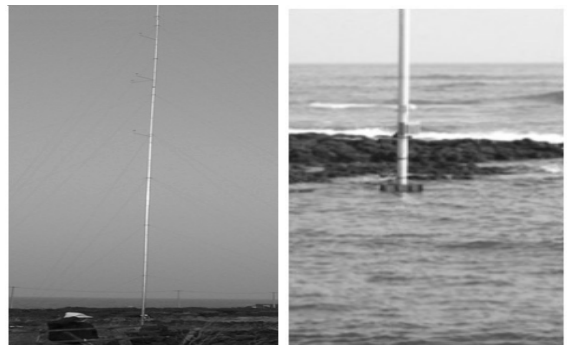


그림 3. 풍속측정 마스트 위치(한동, 평대)

3. 풍력확률밀도 계산

연간 에너지 생산량(AEP ; Annual Energy Production)을 예측하기 위하여 바람의 PDF가 필요하다. 풍속의 확률 분포에 잘 맞고 가장 많이 사용되는 확률분포를 고정남 등 (2009)은 Weibull 분포 함수라고 하였다. 본 연구에서도 제주 북동부 지역의 풍속을 상대도수, Rayleigh 분포, Weibull 분포로 계산한 결과 Weibull 분포가 가장 타당하다는 결론을 얻었고 제주 북동부 지역의 풍속은 Weibull 분포로 가정하였다. Weibull 분포 함수는 다음과 같다.

$$f(V) = \begin{cases} 0 & V < 0 \\ \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) & V \geq 0 \end{cases} \quad (1)$$

$k > 0, c > 1$

여기서, k : 형상계수(shape parameter), c : 척도계수 (scale parameter)이다.

Weibull 계수의 결정 방법은 적률(모멘트법)을 이용한 방법, 최소제곱근을 이용한 방법 등이 있다. 본 연구에서는 모멘트법을 이용한 방법과 최소 제곱근을 이용한 방법을 사용하여 각 방법에 의한 AEP 예측량의 차이를 비교해 보기 위하여 두 방법을 모두 사용하여 계산하였다.

3.1 모멘트법을 이용한 방법

$$\begin{aligned} \bar{V} &= \int_0^{\infty} V \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) dV \\ &= \int_0^{\infty} \frac{k}{c} V \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \left\{ \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) dV \right\} \\ &= \int_0^{\infty} \left(\frac{V}{c}\right)^{1/k} = CI \left(1 + \frac{1}{K}\right), 1 + \frac{1}{K} > 0 \end{aligned} \quad (2)$$

$$k = (\sigma/\bar{V})^{-1.086} \quad (3)$$

$$C = \bar{V}/\Gamma(1+1/k) \quad (4)$$

이 방법은 확률의 적률을 이용하여 Weibull 함수의 파라미터를 계산 하는 방법이다. Weibull 함수의 평균은 식(2)와 같이 유도 되며 이 식으로부터 식(3)의 k값을 계산할 수

있으며 k값을 알면 식(4)에서처럼 C값을 계산할 수 있다.

3.2 최소제곱근을 이용한 방법

최소 제곱근법을 LN-least법이라고도 한다. 이 방법은 관측된 데이터로부터 상대 도수를 구하고 누적 확률분포를 만든 다음 그 확률을 $\text{Ln}[-\text{Ln}(1-F(V))]$ 을 구하고 풍속에 대하여 자연로그를 $(\text{Ln}(V))$ 취하면 다음의 식을 얻을 수 있다.

$$x_i = \text{Ln } V_i \quad (5)$$

$$y_i = \text{Ln}[-\text{Ln}(1-F(V))] \quad (6)$$

각각의 x와 y는 선형문제가 되고 이를 최소화 하는 a, b를 구하는 문제가 된다. 이 때 구한 기울기와 절편을 이용하여 Weibull 파라미터의 형상계수와 척도계수를 구할 수 있으며 그 식은 다음과 같다.

$$c = \exp(-a/b), \quad k = b \quad (7)$$

아래 그림은 30m~60m 까지 상대도수의 변화와 60m 높이에서의 상대도수 모멘트법과 LN- Least 법에 의한 결과를 나타내는 그림이다.

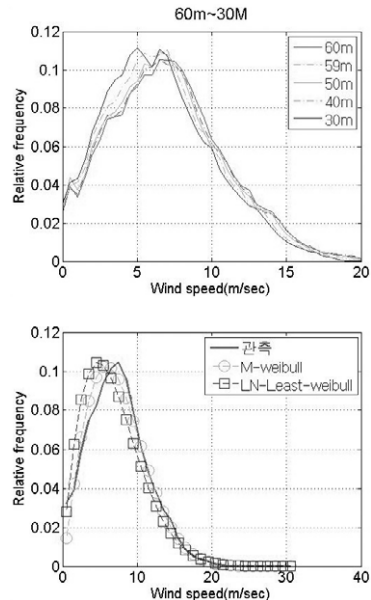


그림 4. 높이별 풍속의 상대 도수 & 상대도수와 모멘트법 LN-Least법 비교

그림 4에서 보듯이 관측된 풍속의 상대 도수나 모멘트 법과 LN-Least 법에 따른 Weibull 분포는 상당히 일치 하는 것을 확인 할 수 있었다. 모멘트법으로 구한 Weibull 분포가 정격 풍속(약15m/s)이후의 확률이 더 높으므로 이 방법이 전력에너지를 더 많이 예측 할 것으로 판단된다.

아래 그림의 높이별 모멘트법과 LN-Least 법에 따른 Weibull 분포의 변화를 보여주고 있다. 높이가 높아 감에 따라 PDF가 전체적으로 오른쪽으로 이동하며 그에 따라 평균 풍속이 증가하고 있다. 또한 정격 풍속 이후의 확률이 더 높으므로 고도가 높을수록 더 많은 전력 생산량이 발생할 것이라 판단 할 수 있다.

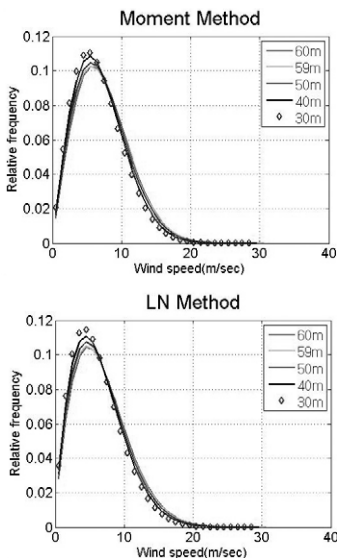


그림 5. 모멘트법과 LN-Least법에 의한 Weibull 분포의 높이별 변화 비교

3.3 영상에 의한 지형 분류

본 연구에서는 지형별 높이별 풍속의 파라미터 변화를 예측하여 제주지역에 적용하기 위한 연구로 실제 풍력발전을 위한 풍향탑이 설치 된 한동과 평대 지역을 방위별로 데이터를 재분류 하여 지형별 높이별 변화를 계산 하였다. 그림 6의 영상은 평대와 한동지역의 풍향탑이 설치된 지역으로 방위를 8개 방향으로 나누어 분류하였고, 이 방위를 바탕으로 지형은 해양, 공유수면, 농촌마을, 농작지로 각각 분류 하였다.

풍속은 고도가 높아짐에 따라 풍속은 증가 하게 된다. 또한 지형에 따라서 이 증가의 정도는 다르게 된다. 본 논문에서는 데이터를 방향별로 나누고 그 방향별 지형을

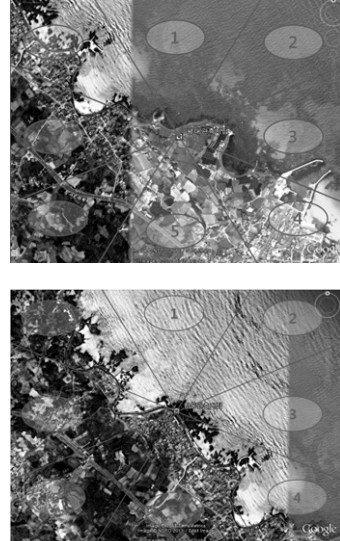


그림 6. 풍속측정 마스트 위치(평대,한동)

분류 하려 제주 북동부 지역의 지형별 높이별 풍속분포의 변화 정도를 확인 하고자 하였다. 평대 지역의 경우 1번, 2번은 해양지역으로 3번, 8번 지역은 공유수면으로 4번, 5번, 6번 지역은 농작지로 7번은 농촌 마을로 분류 하였고 한동 지역의 경우 1번, 2번, 3번, 4번, 8번 지역은 공유수면으로 5번, 6번 7번 지역은 농촌마을로 분류 하였다.

3.4 지형 분류에 따른 Weibull파라미터의 변화

그림 7은 각 높이별 풍속 센서에 의하여 풍속을 Weibull함수라 가정하였을 때 모멘트법에 의한 형상계수와 척도계수의 값들을 도식화 한 것이다. 그림에서 확인할 수 있는 것처럼 척도계수의 경우 높이가 증가함에 따라 증가 하는 경향을 확인 할 수 있었고 형상 계수는 좁은 범위 안에서 불규칙하게 변동하고 있는 것을 확인 할 수 있었다.

그림 8은 각 높이별 풍속 센서에 의하여 풍속을 Weibull 함수라 가정하였을 때 LN-least에 의한 형상계수와 척도계수의 값들을 도식화 한 것이다. 모멘트법과 같이 그림에도 척도계수의 경우 높이가 증가함에 따라 증가 하는 경향을 확인 할 수 있었고 형상 계수는 좁은 범위 안에서 불규칙하게 변동하고 있는 것을 확인 할 수 있었다.

모멘트법과 LN-least법에 의한 형상계수의 계산결과, 높이의 증가에 따른 변화는 보이지 않았고 평균값에서 ± 0.1 의 변화 패턴을 보였다. 즉, 척도 계수의 경우 지형에 따라

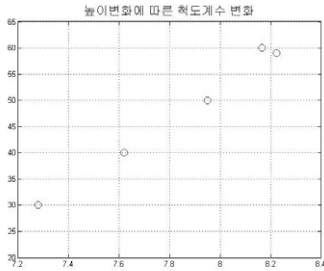
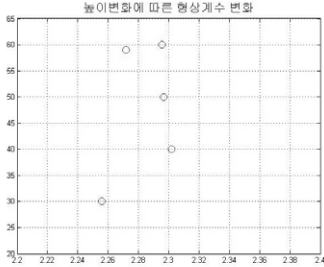


그림 7. 모멘트법에 의한 높이별 형상계수와 척도계수의 변화

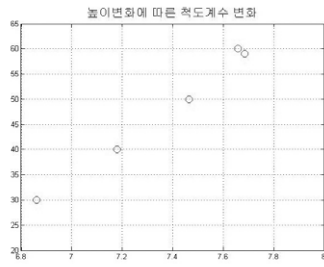
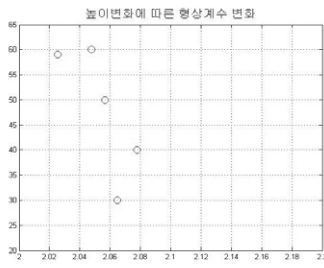


그림 8. LN-least법에 의한 높이별 형상계수와 척도계수의 변화

어떤 수렴되는 값을 사용하여도 무방한 것으로 판단되어진다. 척도계수의 경우 높이가 증가함에 따라 선형적 증가를 보이고 있었으며, 지형 분류에 따라 그 기울기 값은 차이를 보이고 있었다. 그러므로 지형의 높이에 따라 변하는 정도를 예측이 가능 할 것으로 판단되며 그 결과는 아래 표와 같다.

표 1. 지형분류에 따른 높이별 척도

지형분류	Moment법의 의한 C값의 기울기	LN-least법에 의한 C값의 기울기
해양	99~101	113~131
공유수면	21~48	22~54
농작지	27~38	28~37
농촌마을	25~37	26~40

4. 공기밀도 계산에 의한 출력곡선의 변화

4.1 공기밀도 변화에 따른 출력곡선의 변화

아래 그림은 풍력 발전기의 발전 성능을 나타내는 출력 곡선이다. 풍력 발전기는 VESTAS사의 3MW급 발전기로 풍력 발전기의 로터의 지름은 112m이다. 발전기의 시동 풍속은 3m/s이고 정격풍속은 12m/s이며 정지 풍속은 25m/s이다. 풍력 발전기는 공기 밀도에 따라 발생하는 출력 양에 차이를 보이게 된다. 일반적으로 공기 밀도가 낮아지면 생성되는 발전량은 적어지는 경향을 보이므로 허브(hub)높이에서의 공기 밀도 예측은 정확한 생산량 예측을 위해 중요하다.

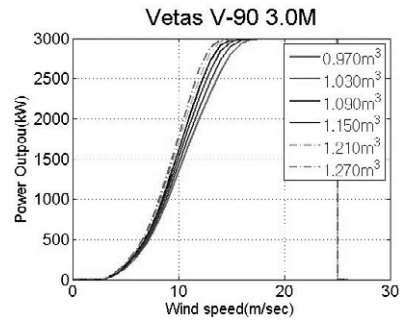


그림 9. 공기밀도 변화에 따른 출력곡선 변화 곡선

4.2.1 일반식을 이용한 공기밀도 계산

공기의 밀도의 경우 압력과 온도의 함수로 계산이 가능하다. 관측 자료가 없을 경우 평균 해수면에서 15 °c를 기준으로 공기밀도 상수는 $\rho_0 = 1.225\text{kg/m}^3$ 를 사용하고 있으며 대기압과 기온이 모두 측정되었을 경우 임의의 고도에 대한 공기압력 예측 식 (Manwell et. Al, 2002)을 적용하여 계산한다.

$$\rho = \frac{M}{R} \frac{p}{T} = 3.4837 \frac{p}{T} \quad (8)$$

여기서, 기압(p)의 단위는 Kpa이고 온도의 단위는 절대 온도(K)이다. 압력 및 온도의 경우 높이에 따른 변환 식 (Manwell et. Al, 2002)을 적용하여 계산한다.

$$p = 101.29 - (0.01837)z + (4.793 \times 10^{-7})z^2 \quad (9)$$

$$T = T_0 - Bz \quad (10)$$

여기서, z는 m 단위의 높이이고 T_0 는 평균 해수면 온도(288.16K)이며 B는 평균 고도 당 온도 감률 (0.00650K/m)이다.

4.2.2 관측 값을 이용한 공기밀도 계산

한동의 경우 평균 해수면에서 7m 높이, 평대의 경우 21m 높이에 온도계와 압력계가 설치되어 있다. 각 높이에 의한 온도, 압력, 공기 밀도의 변화는 다음 그림과 같다.

(Manwell et. Al, 2002)에 의해 제안된 압력과 온도의 높이에 대한 감률비를 이용하여 각각 관측된 온도, 압력을 높이별 감률로 평균 해수면에서 7m로 높이 보정후의 결과는 다음 그림과 같았다.

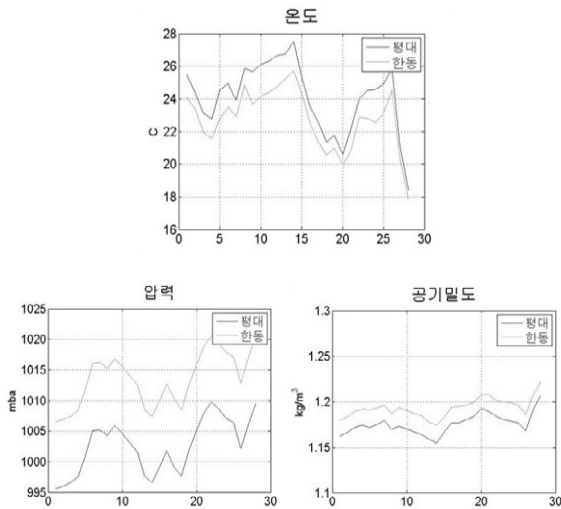


그림 10. 평대, 한동의 온도, 압력, 공기밀도

위 식에서 평대와 한동 지역의 온도와 압력의 변화의 높이 보정으로 상당부분 일치하는 결과를 얻었고 제주 지역의 경우도 일반적인 온도와 압력의 높이에 따른 감률 적용이 가능 한 것으로 보인다.

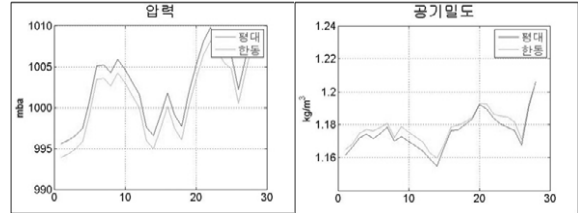
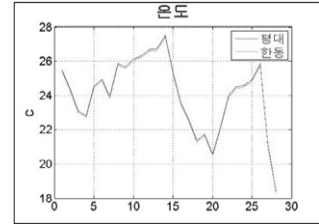


그림 11. 평대, 한동의 7m 높이 보정 후 온도, 압력, 공기밀도

5. 연간풍력생산량(AEP)의 추정

한동의 경우 2011년 8월 까지 압력계측기의 고장이 있어 관측을 못하였고 평대의 자료를 이용하여 높이 보정을 하여 관측값에 의한 공기밀도를 계산 하였고 관측된 60m의 풍속의 히스토그램을 이용하여 연간풍력생산량(AEP)을 계산 하였다. AEP는 다음 식으로 구하였다.

$$AEP = \left[\int_0^{\infty} P_w(V)p(v)dV \right] \times \text{시간}(h) \quad (11)$$

여기서, $P_w(V)$ 는 풍속 v에 대한 공기밀도에 따른 출력 $p(v)$ 는 풍속 v에서의 상대 도수이다.

설비 이용률 (Capacity Factor; CF)는 다음 식으로 구하였다.

$$CF = \frac{\text{실제발전량}(kWh)}{\text{정격출력}(kW) \times \text{시간}(h)} \quad (12)$$

관측데이터를 이용하여 일반식을 이용한 공기밀도 계산 후 AEP 계산과 관측값을 이용한 공기 밀도 계산 후의 AEP계산의 결과를 비교한 결과, 한동과 평대 지역 모두 여름 기간에는 일반식을 이용하여 계산 한 결과가 관측치 보다 높게 나왔으며 겨울기간에는 관측치가 계산치 보다 더 크기 나왔다. 이는 겨울기간의 풍속이 더 높기 때문이다. 전체적인 생산량은 한동 지역의 경우 관측값을 이용한 공기밀도 보정 후 AEP 계산시 결과가 0.7% 더 높게 나

왔지만, 평대의 경우 일반식을 이용한 AEP 계산 결과가 시 한동지역은 관측 값에 의한 공기 밀도 계산시가 0.3% 0.15% 더 많은 에너지를 얻는 것으로 나왔다. CF값은 역 더 높게 나타났고 평대 지역은 0.1%더 적게 나왔다.

표 2. 한동 지역의 공기밀도 일반식을 이용한 AEP 계산

	Hub Height Wind Speed	Time At Zero Output	Time At Rated Output	Mean Net Power Output	Mean Net Energy Output	Capacity Factor
Month	(m/s)	(%)	(%)	(kW)	(kW)	(%)
Jan	11.09	0.22	7.01	1,632.00	1,214,217	54.4
Feb	7.77	6.03	3.15	838.3	563,308	27.9
Mar	9.17	6.09	3.97	1,190.90	886,028	39.7
Apr	7.78	11.62	3.31	878	632,167	29.3
May	7.34	13.13	0.65	803.5	597,797	26.8
Jun	6.08	23.52	3.17	532.2	383,193	17.7
Jul	6.36	19.33	0.6	598	444,905	19.9
Aug	6.77	20.74	2.87	614.4	457,096	20.5
Sep	6.61	17.75	0.53	637	458,668	21.2
Oct	6.9	11.47	0.25	670.3	498,698	22.3
Nov	7.48	12.38	2.85	807.5	581,404	26.9
Dec	10.37	4.37	10.15	1,406.90	1,046,762	46.9
Overall	7.82	12.23	3.22	886.3	7,764,203	29.5

표 3. 한동 지역의 관측값을 이용한 공기밀도 보정 후 AEP 계산

	Hub Height Wind Speed	Time At Zero Output	Time At Rated Output	Mean Net Power Output	Mean Net Energy Output	Capacity Factor
Month	(m/s)	(%)	(%)	(kW)	(kW)	(%)
Jan	11.09	0.2	8.22	1,687.20	1,255,285	56.2
Feb	7.77	6.03	3.27	863.6	580,318	28.8
Mar	9.17	6.05	4.5	1,220.00	907,710	40.7
Apr	7.78	11.62	3.15	887.8	639,248	29.6
May	7.34	13.13	0.56	802.3	596,897	26.7
Jun	6.08	23.47	3.01	524	377,258	17.5
Jul	6.36	19.33	0.29	580.2	431,657	19.3
Aug	6.77	20.79	2.46	600.9	447,089	20
Sep	6.61	17.73	0.21	622.4	448,126	20.7
Oct	6.9	11.47	0.25	666.9	496,174	22.2
Nov	7.48	12.34	2.82	809.1	582,521	27
Dec	10.37	4.35	10.84	1,430.40	1,064,223	47.7
Overall	7.82	12.21	3.31	893.4	7,826,541	29.8

표 4. 평대 지역의 공기밀도 일반식을 이용한 AEP 계산

	Hub Height Wind Speed	Time At Zero Output	Time At Rated Output	Mean Net Power Output	Mean Net Energy Output	Capacity Factor
Month	(m/s)	(%)	(%)	(kW)	(kW)	(%)
Jan	11.69	0.18	11.58	1,746.00	1,299,061	58.2
Feb	7.97	5.9	3.99	868.2	583,454	28.9
Mar	9.47	5.89	6.5	1,234.10	918,149	41.1
Apr	8.02	10.53	3.82	911.3	656,165	30.4
May	6.64	11.58	0.16	607.5	451,980	20.3
Jun	4.82	26.55	0.05	286.8	206,504	9.6
Jul	5.87	18.66	0.29	477.8	355,497	15.9
Aug	6.28	16.08	2.76	542.3	403,492	18.1
Sep	6.62	15.65	1.18	627.2	451,580	20.9
Oct	8.04	9.83	2.84	917.8	682,841	30.6
Nov	7.01	15.32	1.23	751	540,692	25
Dec	10.06	11.16	15.93	1,317.80	980,438	43.9
Overall	7.72	12.28	4.22	859.6	7,529,835	28.7

표 5. 평대 지역의 관측값을 이용한 공기밀도 보정 후 AEP 계산

	Hub Height Wind Speed	Time At Zero Output	Time At Rated Output	Mean Net Power Output	Mean Net Energy Output	Capacity Factor
Month	(m/s)	(%)	(%)	(kW)	(kW)	(%)
Jan	11.69	0.16	12.28	1,791.40	1,332,781	59.7
Feb	7.97	5.88	4.04	886.3	595,582	29.5
Mar	9.47	5.87	7.08	1,254.90	933,670	41.8
Apr	8.02	10.46	3.73	913.4	657,612	30.4
May	6.64	11.51	0.09	596.9	444,114	19.9
Jun	4.82	26.57	0.02	276.5	199,105	9.2
Jul	5.87	18.66	0.09	452.7	336,786	15.1
Aug	6.28	16.04	2.04	515.9	383,813	17.2
Sep	6.62	15.63	0.95	602.5	433,824	20.1
Oct	8.04	9.81	2.73	901.7	670,879	30.1
Nov	7.01	15.35	1.23	753.9	542,789	25.1
Dec	10.06	11.13	16.33	1,327.60	987,739	44.3
Overall	7.72	12.26	4.25	858.3	7,518,722	28.6

6. 결론

풍력발전기에 의한 연간 생산량 발전량은 풍력발전기의 발전곡선과 바람의 확률밀도에 의해 계산되어진다. 높이별 풍속변화는 높이가 증가함에 따라 평균 풍속은 증가 하며

바람의 확률 밀도 역시 변화하게 된다. 따라서, 연간 생산량 발전량 정확성 향상을 위해 높이에 따른 바람의 확률밀도 함수의 결정이 필요하다. 또한, 풍력발전기의 발전곡선은 제조사에의 해 주어지는 값이기는 하나 공기밀도에 따라 생산량이 변하게 되므로 높이별 공기 밀도 변화 양상을 확

인 하는 것도 중요하다. 이를 위해 본 연구에서는 제주도 한동, 평대의 실관측 풍향탑(met mast) 자료를 이용하였다.

1. 풍속의 PDF를 Weibull분포 함수로 가정 하였고 Weibull 함수의 파라미터의 값이 높이에 따라 변화하는 패턴을 확인하였다. Weibull 분포의 파라미터 계산 시에 Moment법과 Ln-least법을 이용하였다. 그 후 Weibull 분포의 매개변수인 형상계수(Shape Parameter)와 척도계수(Scale Parameter)의 높이별 변화를 계산하였다. 두 방법 모두 높이의 증가에 형상계수의 경우는 가우시안 분포를 따라 랜덤하게 변하였지만, 척도계수의 경우는 높이의 증가에 따라 선형적으로 증가함을 알 수 있었다. 관측 자료를 지형적 분류에 따라 방향 별로 나누어 계산을 수행한 결과 저면 마찰이 큰 공유수면, 농작지, 농촌마을 보다 해양의 높이별 척도계수의 증가 기울기가 더 급한 것을 알 수 있었다.

2. 한동 지역과 평대지역은 1.4km정도 떨어진 지역으로 같은 높이에서의 온도와 압력이 같다고 가정하여 임의의 높이에 대한 예측식(Manwell et. Al, 2002)을 적용하여 온도와 압력 감률을 이용하여 한동 지역과 평대지역의 온도와 압력을 보정한 결과 유사한 결과를 얻었다. 그러므로 이 감률을 이용하여 압력과 높이 보정 후 공기밀도 계산에도 별 무리가 없을 것 같다는 결론을 얻었다. 60m의 실관측 데이터를 이용하여 상대도수 그래프를 생성한 후 공기밀도 변화에 따른 AEP와 CF를 계산 하였다. 일반식에 의한 공기 밀도 계산과 관측된 압력 온도에 의한 공기밀도 계산식을 이용하여 AEP와 CF 계산을 하였다, 그 결과, 한동과 평대 지역 모두 여름 기간에는 일반식을 이용하여 계산 한 결과가 관측치 보다 높게 나왔으며 겨울기간에는 관측치가 계산치 보다 더 크게 나왔다. 한동의 경우 관측값을 이용한 공기밀도 보정 후 AEP 계산시가 평대의 경우 일반식을 이용한 AEP 계산 시가 더 많은 발전량을 기대되었다. 예측의 정확성 향상을 위해서는 관측에 의한 공기 밀도 계산이 필요하다는 결론을 얻었다.

감사의 글

본 연구는 2009년도 지식경제부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP) 풍력특성화대학원 인력양성사업의 지원을 받아 수행한 연구결과입니다. (NO.20094020200020)

본 연구는 2012년 국토해양부의 지원을 받아 한국해양과학기술진흥원의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다. (NO.20090217)

참고문헌

- 고경남, 허종철 (2007), 풍력공학입문, 문운당, pp. 55-61.
 하정우, 김수덕 (2005), 대관령 풍력단지외의 풍력발전량 및 경제성 분석, 에너지 공학회지, 제14권, 제2호, 에너지 공학, pp. 123-132.
 Manwell JF, McGowan JG, and Rogers AL (2002), Wind Energy Explained, John Wiley & Sons Limited. pp. 54-61.
 Wind Energy Resource Atlas of the United States, <http://rredc.nrel.gov/wind/pubs/atlas/tables/A-8T.html>.
 IEC Standard 61400-1 3rd Edition (2005), Wind turbine generator systems - Part 1: Design requirements.
 Stevens MJM, Smulders PT (1979), The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes, Wind Engineering 3 edition, pp. 132-145.
 Wind Energy Reference Manual last accessed, <http://www.windpower.org>