

동심원 등가풍속을 이용한 대기안정도에 따른 풍력자원 변화에 관한 연구

Accounting for the Atmospheric Stability in Wind Resource Variations and Its Impacts on the Power Generation by Concentric Equivalent Wind Speed

류건화* · 김동혁** · 이화운*† · 박순영** · 유정우* · 김현구***
Geon-Hwa Ryu*, Dong-Hyeok Kim**, Hwa-Woon Lee*† ,
Soon-Young Park**, Jung-Woo Yoo*, and Hyun-Goo Kim***

(Received 11 January 2016; accepted 26 February 2016)

Abstract : The power production using hub height wind speed tends to be overestimated than actual power production. It is because the hub height wind speed cannot represent vertical wind shear and blade tip loss that aerodynamics characteristic on the wind turbine. The commercial CFD model WindSim is used to compare and analyze each power production. A classification of atmospheric stability is accomplished by Monin-Obukhov length. The concentric wind speed constantly represents low value than horizontal equivalent wind speed or hub height wind speed, and also relevant to power production. The difference between hub height wind speed and concentric equivalent wind speed is higher in nighttime than daytime. Under the strongly convective state, power production is lower than under the stable state, especially using the concentric equivalent wind speed. Using the concentric equivalent wind speed considering vertical wind shear and blade tip loss is well estimated to decide suitable area for constructing wind farm.

Key Words : 동심원 등가풍속(Concentric equivalent wind speed), WindSim, 모닌-오브코프 길이(Monin-Obukhov length), 대기안정도(Atmospheric stability), MERRA 재분석자료(MERRA reanalysis data)

***† 이화운(교신저자) : 부산대학교 대기과학과
E-mail : hwlee@pusan.ac.kr. Tel : +82-(0)51-583-2651
*류건화 : 부산대학교 대기과학과
**김동혁 : 부산대학교 환경연구원
**박순영 : 부산대학교 환경연구원
*유정우 : 부산대학교 대기과학과
***김현구 : 한국에너지기술연구원 신재생에너지 지원센터

*† Lee Hwa-Woon(corresponding author) : Div. of Earth
Environmental System, Pusan National University
E-mail : hwlee@pusan.ac.kr. Tel : +82-(0)51-583-2651
*Ryu Geon-Hwa : Div. of Earth Environmental System,
Pusan National University
**Kim Dong-Hyeok : Institute of Environment Studies, Pusan
National University
**Park Soon-Young : Institute of Environment Studies, Pusan
National University
*Yoo Jung-Woo : Div. of Earth Environmental System, Pusan
National University
***Kim Hyun-Goo : Korea Institute of Energy Research

1. 서 론

친환경적 에너지원으로 평가받고 있는 풍력 발전에 대한 투자가 전 세계적으로 확대되고 있는 추세이며 우리나라도 2014년까지 605.7 MW의 풍력설비용량을 구축하기에 이르렀다.¹⁾

풍력단지의 예비발전량을 산출하기 위해서는 지형, 고도, 풍향, 터빈배치, 후류효과 등을 고려해 주어야 하는데 이를 위해 상용CFD 모델인 WindSim이나 WAsP(Wind Atlas Analysis and Application Program), WindPro 등이 사용되고 있다.

한편, 발전량은 IEC 규정에 따라 허브고도 풍속을 이용해 산출되고 있다²⁾. 그러나 터빈의 대형화에 따라 로터면적이 넓어지면서 단지 허브고도 풍속만으로는 로터면적 내의 다양한 풍속과 풍향을 표현하기 어려워지고 있다³⁾. 이에 고도에 따른 연직적인 풍속의 변화를 함께 고려할 수 있는 등가풍속(Equivalent wind speed)으로 발전량을 산출해야 한다.⁴⁾ 실제 터빈의 출력곡선은 등가풍속을 이용한 출력곡선과 거의 일치하기도 한다는 연구결과가 있지만⁵⁾ 현재 보편적으로 알려져 있는 등가풍속은 로터면적을 수평방향으로 분할해서 그 면적에 의한 가중치로만 로터내부의 평균풍속을 산출해 낸다. 바람이 터빈을 통과하는 과정에서 블레이드는 여러 가지 공기역학적인 특성을 나타내는데 그 중 하나가 블레이드 끝단손실(Blade Tip Loss)이다. 블레이드가 회전하면서 끝단에서 난류가 발생하게 되고 그로 인해 풍속이 급격하게 줄어들기 때문에 해당부분에서의 발전량이 0에 가까워진다. 또한 블레이드 루트(블레이드 시작점)에서 팁(블레이드 끝점)까지 발전량에 기여하는 정도도 차이를 보인다.⁶⁾ 이러한 특성은 기존의 등가풍속 산출방법에는 고려되어있지 않기에 새로운 등가풍속 개념이 도입되어야 한다. 이에 본 연구에

서는 앞서 언급한 블레이드의 공기역학적 특성까지 고려된 동심원 등가풍속(Concentric equivalent wind speed)을 소개하고자 한다.

그러나 대기경계층 하부의 바람은 안정도에 따라 열적강제력과 기계적인 강제력이 동시에 관여하기에 정확한 풍속을 산출하기 어렵다⁷⁾. 대기안정도는 일중 시간 또는 계절에 따라 변하기 때문에 그에 따른 바람의 변화가 터빈의 발전량에 영향을 미치게 되기에 안정도에 따른 분석이 필수적이다. 일중 대기가 안정한 야간이 주간보다 발전량이 높으며⁸⁾, 대기가 안정할 때와 불안정할 때 발전량이 15%의 차이를 보인다.⁹⁾¹⁰⁾ 또, 강한 풍속전단(Wind shear)이 발생했을 때 발전량이 더 많지만¹¹⁾ 일정수준을 넘어서는 강한 풍속전단이 존재할 때는 오히려 발전량이 40%이상 감소하는 결과를 보이기도 했다.¹²⁾ 또한, 강한 풍속전단이 존재할 때 등가풍속과 허브고도 풍속은 1 ms^{-1} 이상의 차이를 보이기도 했고¹³⁾, 중립 또는 안정한 대기일 경우 허브고도 풍속을 이용한 발전량보다 등가풍속을 이용한 발전량이 더 낮다고 했다.¹⁴⁾ 한편 터빈의 출력곡선을 예측하기에 앞서 안정도를 고려하는 것이 정확성 향상에 도움을 주기도 한다.¹⁵⁾

본 연구에서는 기존의 등가풍속, 동심원 등가풍속, 허브고도 풍속을 이용한 각각의 발전량과 실제발전량과의 비교분석을 통해 정확성 정도를 판별하고 대기안정도에 따른 풍속전단이 각각의 풍속과 발전량에 미치는 영향을 함께 살펴보고자 한다.

2. 자료 및 연구방법

2.1 대상지역 및 기상자료

연구대상지는 제주도 서귀포시 성산읍 수산리에 위치한 성산풍력단지이고(Fig. 1), 성산



Fig. 1 Arrangements of MERRA climatology and Seongsan wind farm (left) and wind turbines placement at Seongsan wind farm (white circles) 2 area (right). The distance between MERRA climatology and wind farm is about 16.74 km

제 1단계와 성산 제 2단계로 나뉘어져 있다. 풍력단지 는 제주도 동쪽 해안으로부터 약 7.7 km 떨어져 있으며 주변 해발고도는 150 m이다. 풍력터빈은 덴마크 Vestas사에서 개발한 Vestas V80 2 MW모델이며 1단계에 6기, 2단계에 4기로 총 10기가 설치되어 있다(Table 1).

기상자료로는 MERRA(Modern Era Retrospective analysis for Research and Applications) 재분석자료가 사용되었다. MERRA 재분석 자료는 미국항공우주국(NASA)에서 1979년부터 위성자료와 여러 기상자료들을 자료동화시스템인 GEOS-5 (the Goddard Earth Observing

System Data Assimilation System Version 5)에 적용시켜 생산한 재분석자료이다.¹⁵⁾ MERRA 재분석자료는 수평적으로 위도 0.5°와 경도 2/3°의 해상도를 가지고 연직으로는 지표면에서 0.01hpa까지 72개 층으로 나뉘어져 있다.¹⁵⁾ MERRA 재분석자료는 실측값과 좋은 상관도를 보이는데 1시간단위로 0.85, 1달 간격으로는 0.94의 상관도를 가진다.¹⁶⁾ 성산단지의 풍황해석을 위해 2014년 1월 1일부터 12월 31일까지 총 1년간의 10 m, 50 m, 60 m 고도의 MERRA 재분석자료를 사용하였다. MERRA 측정지점과 성산풍력단지 사이의 거리는 16.74 km인데

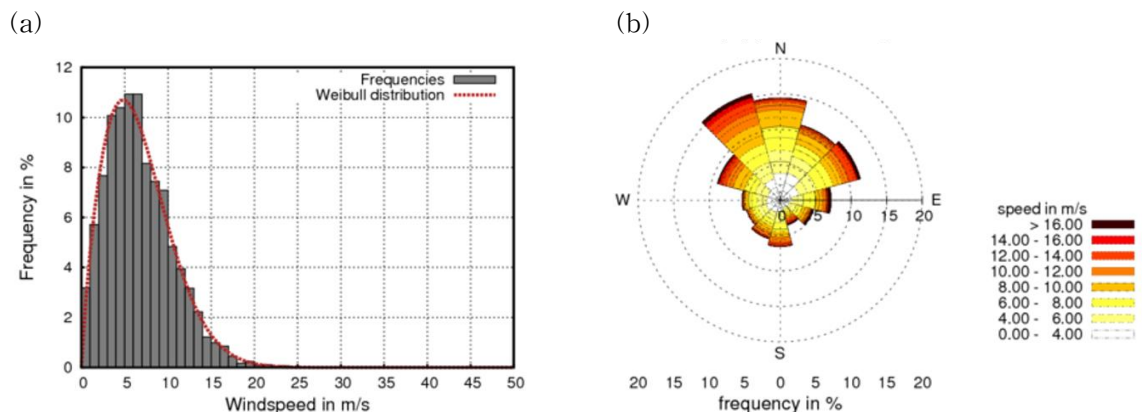


Fig. 2 The frequency distribution with Weibull fitting (a), and wind rose at Seongsan wind farm (b). The predominant wind direction at wind farm is N and NW ($\approx 30\%$)

(Fig. 1), 정확한 계산을 위한 관측탑과 터빈의 권장거리는 복잡지형에서는 2 km, 평지에서는 10 km이다.¹⁷⁾ 하지만 Woo et al.¹⁸⁾에 따르면 20 km 떨어진 관측탑과 풍력단지를 분석한 결과 실제발전량과의 오차는 7% 미만이었기에¹⁹⁾ 이에 따라 연구가 진행되었다. 연구대상지인 성산풍력단지에는 북풍 또는 북서풍 계열이 지배적이었고(Fig. 2(b)), 척도 계수(Scale parameter) A는 8.49, 형상 계수(Shape parameter) k는 1.94로 나타났다(Fig. 2(a)). 북풍 계열이 지배적이기에 성산 2단지 지역을 연구대상지로 선정했을 시, 1단지 터빈들의 후류영향이 적을 것으로 판단되어 2단지 지역에 위치한 4기의 터빈만을 등가풍속과 발전량 산출에 이용하였다.

Table 1. Seongsan wind farm properties and turbine characteristics

	Seongsan 1 area	Seongsan 2 area
Number of turbines	6	4
Capacity	12,000 kW	8,000 kW
Turbine model	Vestas_V80_2 MW	
Hub height	78 m	
Rated Power	2,000 kW	
Rotor diameter	80 m	
Cut in speed	4 ms^{-1}	
Rated speed	16 ms^{-1}	
Cut out speed	25 ms^{-1}	

2.2 CFD WindSim 및 입력자료

풍력단지 예비발전량 산출과 입지 타당성 조사에 많이 사용되는 CFD(Computational Fluid Dynamics) 모델인 WindSim은 노르웨이의 WindSim AS사에서 개발되었다. 풍력자원 평가를 위한 다른 상용프로그램인 WASP(Wind Atlas Analysis and Application Program)이나 WindPro보다 복잡지형에서의 유동박리

(Flow Separation)나 난류모사를 더 명확히 해준다는 장점을 가지고 있다.²⁰⁾ WindSim은 총 6개의 모듈이 순차적으로 진행이 되어 연간발전량(AEP, Annual Energy Production)을 산출해준다(Fig. 3). 지형자료를 바탕으로 해석하고자하는 도메인영역을 설정한 뒤 입력시킨 기상자료가 RANS (Reynolds Averaged Navier - Stokes)방정식을 통해 계산되어 도메인에 겹쳐진다. 이어서 사용자가 원하는 좌표에 풍력터빈을 설치하고 이렇게 만들어진 풍력자원지도를 기반으로 터빈의 후류영향이 고려된 발전량이 계산된다.²¹⁾ 본 연구에서는 WindSim ver 7.0을 기반으로 지형자료는 SRTM 3" (90 m)자료를 사용하였고 지면 거칠기(z_0 , Roughness length)는 환경부 1" (10 m)자료를 사용하였다. 또한 모델에 적용된 초기값과 변수설정은 Table 2에 나타나 있다.

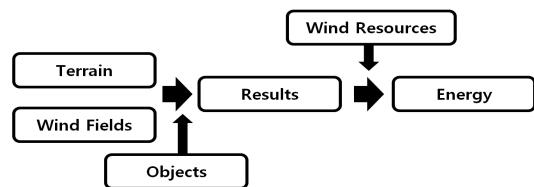


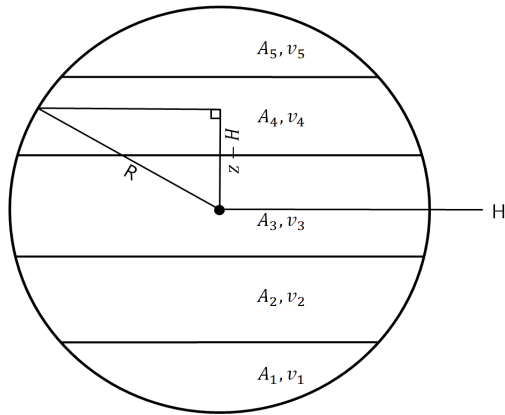
Fig. 3 Data processing procedures in WindSim

Table 2. WindSim variable settings

Parameter	Value	Parameter	Value
Height distribution	0.1	Grid spacing	150 m
Height of BL	500 m	Number of cells	1,085,780
Number of Iterations	300	Speed above BL	10 ms^{-1}
Wake model	Jensen model	Turbulence model	RNG k-ε model

2.3 수평 등가풍속 및 동심원 등가풍속

터빈의 대형화가 이루어지면서 로터면적도



$$c(z) = 2\sqrt{R^2 - (z - H)^2} \quad \dots(1)$$

$$A_i = \int_{z_i}^{z_{i+1}} c(z) dz \quad \dots(2)$$

$$v_{eq} = \left(\sum_{i=1}^{n_h} v_i^3 \frac{A_i}{A} \right)^{1/3} \quad \dots(3)$$

R : Rotor diameter, H : Hub height
 A : Area swept by the rotor disk, A_i : Area of the i th sector
 v_i : average wind speed measured at height i , z_i : Height of the i^{th} sector

Fig. 4 Horizontally divided segments of turbine rotor disk area (left) and equivalent wind speed equation (right). Eq. (1) is for tangent line length, (2) is to figure out the area of segments and (3) is equivalent wind speed equation

늘어나게 되고 더 이상 허브고도 풍속(HB : hub height wind speed)만으로는 로터 내 전체의 풍향과 풍속을 나타내기 어렵다. 따라서 로터면적 내의 연직시어에 따른 터빈발전량의 변동을 고려할 수 있는 변수를 정의하는 것이 등가풍속(Equivalent wind speed)의 개념이다.⁴⁾

Fig. 4의 오른쪽에 있는 3가지의 식으로 등가풍속을 산정할 수 있다. 우선 식 (1)을 이용해 고도별로 활선의 길이를 구한 뒤, 식 (2)를 통해 2개의 특정고도 사이로 적분을 해서 세분화된 로터 각 부분의 면적을 구한다. 마지막 식 (3)을 통해 면적비가 적용된 등가풍속을 산정한다.

등가풍속을 구하기 위해서는 분할된 각 면적을 대표할 풍속값이 필요하지만 MERRA 재분석자료가 제공하는 고도만으로는 한계가 있기 때문에 원하는 고도에서의 풍속값을 재산정할 필요가 있다. 식 (4)를 통해 다양한 고도에서의 풍속을 구할 수 있다. 뒤에서 소개할 안정도 매

개변수인 MO 길이(Monin-Obukhov length)를 적용시킨 풍속값인데 식 (4)의 마지막 항인 Ψ_m 은 안정도에 따라 좌우된다. 대기가 안정할 경우 식 (5), 불안정할 경우 식 (6), 그리고 중립일 경우는 식 (8)이 적용되어야 하는데 이는 안정도에 따른 운동량과 열 플럭스의 변화가 바람의 연직분포 형태를 결정하기 때문이다.¹⁹⁾

$$u(z) = \frac{u_s}{k} [\ln(z/z_0) - \Psi_m(z/L)] \quad \dots(4)$$

$$\Psi_m(z/L) = -5 \cdot z/L \quad \dots(5)$$

$$\Psi_m(z/L) = 2\ln\left[\frac{(1+x)}{2}\right] + \ln\left[\frac{(1+x^2)}{2}\right] - 2\tan^{-1}(x) + \frac{\pi}{2} \quad \dots(6)$$

$$x = [1 - (16 \cdot z/L)]^{1/4} \quad \dots(7)$$

$$\Psi_m(z/L) = 0 \quad \dots(8)$$

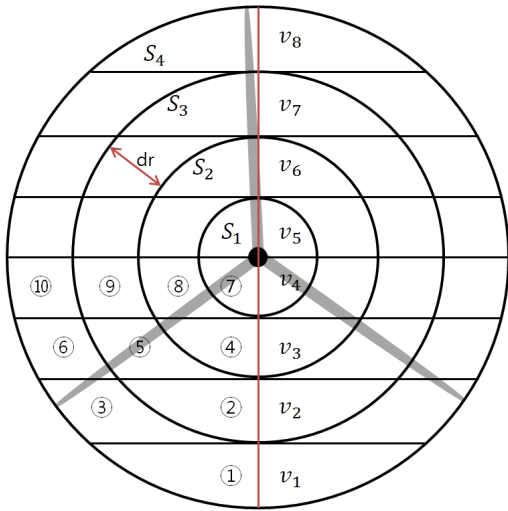


Fig. 5 Concentrically divided segments of turbine rotor disk area. The number of concentric circles can be set up randomly

이 기존의 등가풍속은 분할된 면적에 따른 가중치가 적용되기 때문에 허브고도 근처에서의 발전량 기여도가 가장 높게 적용되는 오류가 발생한다. 풍력밀도 (WPD, Wind Power Density)의 정의에 의해 터빈의 발전량은 풍속에 대부분 의존하게 되는데²²⁾ 로터면적이 수평으로 분할되어 등가풍속이 산정되면 풍속이 가장 강한 로터의 최상부 근처가 아닌 허브고도 근처에서 발전량이 가장 많다는 결과가 반영된다. 공기역학적인 측면을 고려하게 되면 블레이드 루트(허브근처)에서 블레이드 팁(끝부분)에 이르기까지 부분별로 발전량에 기여하는 정도에 차이를 보이고⁶⁾, 블레이드 팁에서는 와류의 발생으로 풍속감소를 일으키고 이는 발전량 저하로 이어져 0에 가까운 값을 초래한다.²³⁾ 따라서 좀 더 정확한 등가풍속 산출을 위해서 기존에 적용되던 바람을 맞는 면적에 의한 가중치와 더불어 블레이드 부분별 가중치를 추가시켰다. 이에 로터면적을 수평이 아닌 여러 개의 동심원 영역으로 나누어

“동심원 등가풍속(Concentric equivalent wind speed)”이라는 개념을 도입하였다. Fig. 5처럼 로터면적을 4개의 동심원으로 분할한 뒤 ① ~ ⑩까지의 면적을 산출한다. 이는 아래의 식 (9)와 식 (10)을 통해 가능하다. 산출된 각 구역의 면적들을 각각 $S_1 \sim S_4$ 로 나누어 면적가중치를 구한 뒤 각 고도에 맞는 풍속에 곱해주는 데 이때 동시에 고려해 주어야 하는 것이 블레이드 부분별 발전량기여도이다. 이는 McCosker⁶⁾의 연구 결과를 적용시켰다(Table 3). 표에서 볼 수 있듯이 블레이드 팁 근처에서 발전량이 저하되는 것을 확인할 수 있다.

$$c(h) = \sqrt{(ndr)^2 - (h-H)^2} - \sqrt{(n-1)dr^2 - (h-H)^2} \quad \dots (9)$$

$$A_i = \int_{z_i}^{z_{i+1}} c(h) dz \quad \dots (10)$$

$$v_{eq} = \left(\sum_{i=1}^{n_h} v_i^3 \frac{A_i}{A} \cdot \omega \right)^{1/3} \quad \dots (11)$$

dr : distance between inner circle and outer circle

h : relevant height

ω ; weighting value by turbine blade element

2.4 대기안정도 분류

풍속전단 계수 α 를 이용하는 방법이 가장 간편하지만 열적인 요인을 배제한 채 기계적인 요인만을 고려하고 경험식에 의존한다는 점, 대기가 중립상태임을 가정한다는 점 때문에 정확한 안정도를 판별할 수 없다는 한계점

$$L = - \frac{u_*^3}{k \frac{g}{T_0} \cdot \overline{w' T'}} \quad \dots (12)$$

$$U = u_* / k \cdot \ln(z/z_0) \quad \dots (13)$$

을 보인다.²⁴⁾ 따라서 대기안정도를 분류하기 위해 식(12)를 이용해서 Monin -Obukhov 길이를 산출하였다. MO 이론은 바람과 난류의 특성이 오로지 고도 z , 풍속 U , 지표면 열 플럭스 $\overline{w'T'}$, 그리고 부력항 g/T_0 의 4가지 매개변수에 의해서만 결정된다는 최초의 기본적인 상사이론이며²⁵⁾ 따라서 지표면 플럭스와 온도를 동시에 고려할 수 있다.²⁶⁾ 본 카르만 상수 k 는 0.4, 중력가속도 g 는 $9.81ms^{-2}$ 로 적용시켰고 마찰속도 u_* 는 (13)식을 통해 산출하였다. 또한 T_0 와 지표면 열 플럭스는 MERRA 재분석자료를 이용하였다. MO 길이에 의한 안정도분류기준은 Table 4에 나타나 있다.

3. 결 과

3.1 풍속 비교

2.3에서 소개된 식을 통해 수평 등가풍속(EQ), 동심원 등가풍속(CEQ), 허브고도 풍

속(HB)을 각각 산출해서 일변화패턴을 살펴 보았다(Fig. 6). 세 풍속 모두 서로 비슷한 시계열 분포양상을 보였지만 주야간에 관계없이 평균적으로 HB($7.01 ms^{-1}$), EQ($6.97 ms^{-1}$), CEQ($6.91 ms^{-1}$)순으로 CEQ가 가장 낮은 풍속을 보였다. 한편, 야간으로 진행되면서 각 풍속간의 차가 커지는 경향을 보였는데 특히 CEQ가 그 변화폭이 가장 컸다. 이는 일몰 후 야간으로 넘어가는 시간대에서는 안정도가 급변하기 때문에 상하층 풍속차가 커지고 이는 연직시어의 증가를 초래하며 CEQ와 HB의 풍속차를 커지게 한다. 반대로 경계층 내 혼합작용이 활발한 주간에는 상하층 풍속차가 작아 연직시어를 고려할 수 있는 EQ나 CEQ와 비교했을 때, 시어를 고려할 수 없는 HB와 큰 차이가 없다. 다만 야간에 HB-EQ의 차이보다 HB-CEQ의 차이가 더 큰 이유는 CEQ 산출 시 로터 가장 자리에 적용되는 가중치가 줄어들어 따른 영향으로 판단된다.

Table 3. Wind power contribution by turbine blade elements

L/R	0.150	0.250	0.350	0.450	0.550	0.650	0.750	0.850	0.950
Power (W)	23.51	42.95	61.57	79.50	96.86	113.61	129.11	139.98	125.38

Table 4. Atmospheric stability classification by Monin-Obukhov length

Stability Class	Range
Strongly Stable	$0 m \leq L \leq 100 m$
Stable	$100 m < L \leq 600 m$
Near-neutral	$ L > 600 m$
Convective	$-600 m \leq L < -50 m$
Strongly Convective	$-50 m \leq L < 0 m$

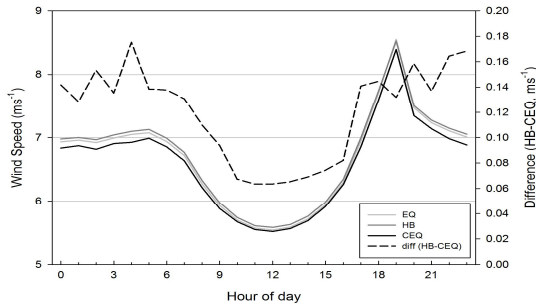


Fig. 6 The diurnal change of wind speeds. Gray line represents EQ, dark gray line is HB, black line is CEQ and dotted line means difference HB with CEQ. They show a tendency to be low at daytime and further increase after sunset

3.2 발전량 비교

EQ와 CEQ, HB를 이용한 발전량 변화양상을 분석하고 실제발전량과 비교해 보고자 시계열 분석을 해보았다(Fig. 8). 이에 앞서 실제발전량 자료 중 결측값이 존재하는 시간대를 제외한 후 시계열 분석에 사용하였다. 자료이용률은 Table 5에 나타나 있다.

Table 5. Data availability of power production each turbine

Turbine	Hour(8760)	Availability
7	7326	83.6%
8	7392	84.4%
9	7367	84.1%
10	7427	84.8%

여름철에는 겨울철에 비해 발전량이 감소하는 경향을 보였는데 우리나라 중관기압장의 분포특성으로 인해 겨울철의 풍속이 여름철보다 높기 때문이고²⁷⁾ 여름철 일중 고온현상이 유지되면서 대기불안정에 따른 경계층 내 활발한 난류현상이 발전량을 감소시키며,⁹⁾ 태풍과 같은 강풍으로 터빈의 가동중지가 영향을 준 것²⁸⁾으로 보인다. 한편, 일변화에서는 발전량이 대부분 풍속에 의존하는 만큼 풍속일변화와 비슷했으나 역시 야간에 그 차이가 뚜렷하게 나타

났다. 주간에는 WindSim 발전량은 실제발전량과 비슷한 수치를 보였지만 야간에는 더 높은 수치를 보였다. 하지만 주간에는 발전량이 낮아지고 야간에는 높아지는 추세는 실제발전량과 WindSim 모의결과가 같음을 볼 수 있었다.

3.3 대기안정도 영향

2.4절에서 소개한 Monin-Obukhov length를 이용해서 하루 중 대기안정도의 변화양상을 살펴보았다(Fig. 7). 주간에는 중립과 불안정이 주를 이룬 반면 야간에는 중립과 안정상태가 지배적이었다. Fig. 10의 풍속대별 출현빈도를 살펴보면 세 풍속 모두 불안정할 때는 저풍속대의 빈도가 많고, 반대로 안정할 경우 고풍속대의 빈도가 상대적으로 많아지는 것을 확인할 수 있다. 다만 HB의 경우 안정할 때 고풍속대의 빈도가 더 많음을 보였고 이는 Fig. 6에 나타난 바와 같이 풍속일변화양상에서 HB가 EQ나 CEQ에 비해 더 높은 풍속을 보이는 데 영향을 준 것으로 보인다. 실제로 일평균 풍속변화를 살펴보면 대체로 불안정할 때는 풍속이 낮고 안정할 때는 풍속이 높아지는 것을 확인할 수 있었고 특히 CEQ의 경우 풍속이 가장 낮아짐을 보였다.

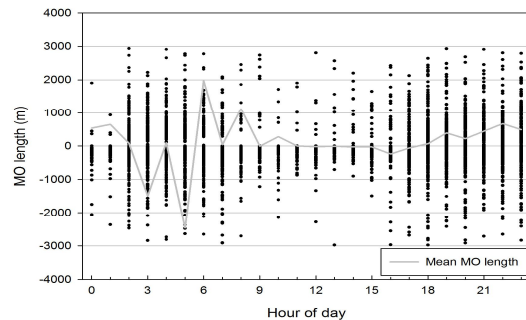


Fig. 7 Scattering plot using Monin -Obukhov length and mean MO length (gray line). In daytime, strongly convective state is predominant and stable & neutral states are presented in nighttime

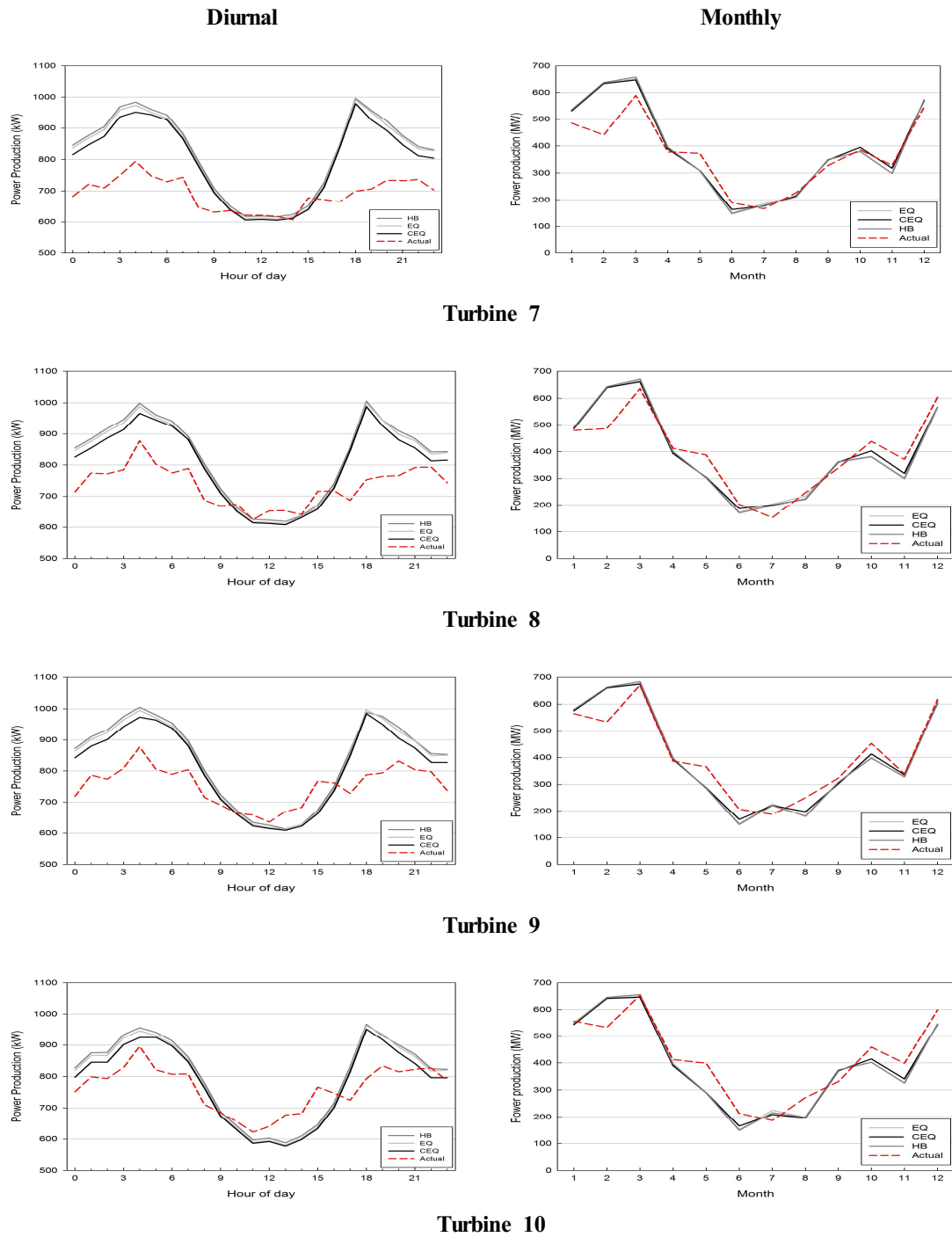


Fig. 8 Power production of each turbine at Seongsan wind farm. Each line represents diurnal(left) or monthly(right) variation of production using EQ(gray line), CEQ(black line), HB(dark gray line), respectively and red dotted line means actual power production

Table 6. Mean wind speed according to atmospheric stability

	EQ	CEQ	HB
Strongly convective	5.78	5.76	5.83
Stable & Strongly stable	9.39	9.33	9.54

단위 : ms^{-1}

발전량 또한 안정도에 따라 그 차이를 보였다. Fig. 9를 보면 안정할 경우 HB는 1166 kW, EQ는 1152 kW, CEQ는 1140 kW의 평균 발전량을 나타냈고 실제발전량은 933 kW에 달했다. 반면 불안정한 경우 HB는 895 kW, EQ와 CEQ는 각각 883 kW와 871 kW를 나타냈고 실제발전량은 734 kW를 보였다. 풍속의 안정도분석과 마찬가지로 발전량 또한 안정할 때가 불안정할 때에 비해 모의발전량과 실제발전량이 많음을 볼 수 있었다. 안정도에 따른 HB와 CEQ의 실제발전량과의 오차감소율을 Table 7에 나타내었다. 안정할 경우 HB보다 CEQ가 실제발전량과의 오차를 12.6% 감소시켰고 불안정할 경우 CEQ가 17.5%의 오차를 감소시킨 것을 확인할 수 있었다. EQ에 비해서는 안정할 경우 5.7%, 불안정할 경우 8.8%의

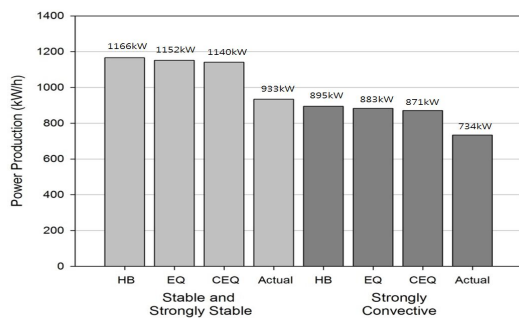
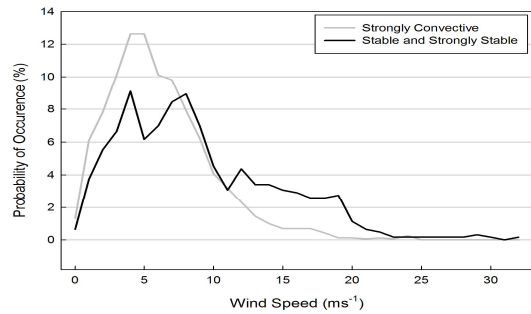


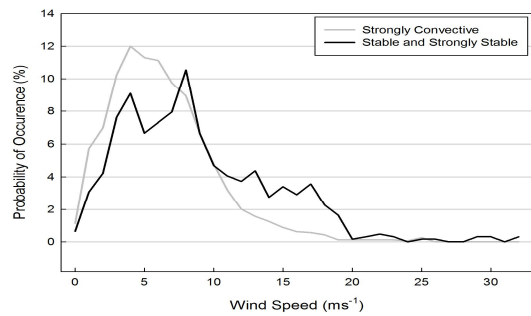
Fig. 9 Mean power production per hour according to atmospheric stability. Gray bars mean power production under stable state and black bars represent production under strongly convective state

오차감소율을 보였다. 따라서 대기가 불안정할 경우 CEQ가 기존의 HB나 EQ보다 실제발전량에 더 가까워질 수 있음을 보였다.

(a) HB



(b) EQ



(c) CEQ

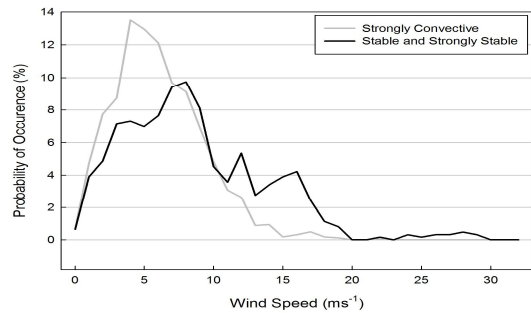


Fig. 10 The frequency of wind speed according to atmospheric stability. Low classes of wind speed tend to be predominant under convective state (gray line) and High classes of wind speed show a tendency to superior under stable state(black line)

Table 7. Wind power production according to each stability and error reduction rate against actual production by HB, EQ and CEQ

	HB (kW/h)	EQ (kW/h)	CEQ (kW/h)	Actual (kW/h)	Error reduction rate (HB-CEQ)(%)	Error reduction rate (EQ-CEQ)(%)
Stable & Strongly Stable	1166	1152	1140	933	12.6	5.7
Strongly Convective	895	883	871	734	17.5	8.8

4. 결 론

기존의 허브고도 풍속(HB)을 이용한 발전량 산출은 로터면적 내부의 연직시어의 효과를 고려할 수 없기에 실제발전량에 비해 큰 차이를 보였다.⁴⁾ 이를 보완하기 위한 수평 등가풍속(EQ)은 연직시어의 효과는 고려할 수 있지만³⁾ 공기역학적 현상에 따른 블레이드의 부분별 발전량 기여도를 고려하지 못했다. 이에 본 연구에서는 풍력단지의 예비발전량 산출결과를 정확하게 조정하기 위해 로터면적 내부의 연직시어와 블레이드의 부분별 발전량 기여도를 모두 고려할 수 있는 동심원 등가풍속(CEQ, Concentric equivalent wind speed)이라는 개념을 도입하였고 세 가지 풍속을 이용한 발전량과 MO length를 이용한 대기안정도에 따른 영향을 알아보고자 했다. 그 결과는 다음과 같다.

- (1) CEQ는 HB보다 일평균 약 1.4% (0.1 ms^{-1}) 낮게 모의되었으며 주간에는 일평균보다 0.02 ms^{-1} 낮게, 야간에는 0.04 ms^{-1} 높게 산출되었다.
- (2) CEQ가 기존의 HB나 EQ보다 낮아지는 이유는 로터 최상층의 블레이드 끝단손실을 고려한 가중치의 영향 때문이다.
- (3) MO length로 분류한 안정도에 따르면 주간에는 중립과 불안정이, 야간에는 중립과

안정한 상태가 지배적이었다. 안정한 대기에서는 풍속이 더 높아 발전량도 주간에 비해 많음을 보였고 불안정한 대기에서는 낮은 풍속으로 인해 낮은 발전량을 보였다. 이는 WindSim 결과뿐만 아니라 실제 발전량에서도 같은 결과를 보였다.

- (4) 안정도별로 실제발전량과의 오차감소율을 살펴보았을 때, 안정할 경우에는 HB보다 CEQ를 사용해서 발전량을 산출하면 12.6%의 오차감소율을, 불안정할 경우에는 17.5%의 오차감소율을 보여 불안정할 경우 CEQ의 영향정도가 큰 것으로 판단된다.

CEQ를 이용한 발전량은 기존의 HB나 EQ를 이용했을 때와 같이 대기안정도에 따른 변화추이를 잘 나타내 주었을 뿐만 아니라 과다모의 되었던 발전량도 낮아져 실제발전량에 더 가깝게 모의될 수 있었다. 이에 CEQ를 이용한 예비발전량 산출은 풍력단지 적지선정과 예비평가에 더 향상된 정확도를 제공할 수 있음을 보여준다. 하지만 MERRA 관측점이 풍력단지와 다소 거리가 멀었던 점, 지표근처에 해당하는 상세한 고도자료의 부족은 본 연구의 한계점으로 남는다. 향후 기상관측탑의 실측자료를 이용한다면 더 정확한 결과를 얻을 수 있을 것으로 판단된다.

후 기

본 연구는 한국에너지기술연구원 위탁과제로 수행되었습니다.

References

1. Oh, M. J., Variability Estimation of Wind Power Fluctuation in South Korea Based on Electricity Supply and Demand Plan, M. Dissertation, Hongik University, 2014.
2. Wagner R., Courtney M., Gottschall J., Lindelow-Marsden P., Accounting for the speed shear in wind turbine power performance measurement, 14(8), pp. 993-1004, 2011.
3. Dennis L. Elliot and Jack B. Cadogan, Effects of wind shear and turbulence on wind turbine power curves, European Community Wind Energy, 1990.
4. Antoniou I., Wagner R., Søren M. Pedersen, Uwe Paulsen, Helge A. Madsen, Hans E. Jørgensen, Kenneth Thomsen, Peder Enevoldsen, Leo Thesbjerg, Influence of wind characteristics on turbine performance, European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEA), 2007.
5. Wagner R., Canadillas B., Clifton A., Feeney S., Nygaard N., Poodt M., Martin C., Tuxen E., Wagenaar J., Rotor equivalent wind speed for power curve measurement comparative exercise for IEA Wind Annex 32, Journal of Physics : Conference Series. 524, 012108, 2014.
6. McCosker J., Design and Optimization of a Small Wind Turbine, M. Dissertation, Rensselaer Polytechnic Institute, 2012.
7. Yoo, J. W., Lee, H. W., Lee, S. H., Kim, D. H., Characteristics of Vertical Variation of Wind Resources in Planetary Boundary Layer in Coastal Area using Tall Tower Observation, Journal of Korean Society for Atmospheric Environment, Vol. 28, No. 6, pp. 633-638, 2012.
8. Antoniou I. and Søren M. Pedersen, Influence of turbulence, wind shear and low-level jets on the power curve and the AEP of a wind turbine, European Wind Energy, 2009.
9. Wharton S. and Lundquist K. L., Assessing atmospheric stability and the impacts on wind characteristics at an onshore wind farm, Wind Energy, Vol. 15, Issue 4, pp. 525-546, 2012.
10. Wharton S. and Lundquist K. L., Atmospheric stability affects wind turbine power collection, Environ. Res. Lett. 7, pp. 2-8, 2012.
11. Rareshide E, Tindal A, Johnson C, Graves AM, Simpson E, Bleeg J, Harris T, Schoborg D, Effects of complex wind regimes on turbine performance. In : Scientific proceedings, American Wind Energy Association WINDPOWER Conference, Chicago, ILL (USA), 2009.
12. Hunter R, Pedersen TF., Dunbabin P., Antoniou A., Frandsen S., Klug H., Albers A., Lee, W. K., European wind turbines testing procedure developments. Task 1 : Measurement method to verify wind turbine performance characteristics”, Riso National Laboratory, Roskilde, RISOE R-1209 (EN), 2001.
13. Honrubia A., Viguera-Rodriguez A., Gomez E., Lazaro, D. Rodriguez-Sanchez, The Influence of Wind Shear in Wind Turbine Power Estimation, 2010.
14. Sumner J. and Masson C., Influence of atmospheric stability on wind turbine power performance curves, Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 128, pp. 531-538, 2006.
15. Rienecker M. R., and Co-authors, MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Journal of Climate, Vol. 24, Issue 14, 2011.
16. Lileo S., Berge E., Undheim O., Klinkert R.,

- Bredesen R., Vindteknikk K., Long-term correction of wind measurements, State of the art, guidelines and future work, Elforsk report 13:18, 2013.
17. MEASNET, Evaluation of Site-Specific Wind Conditions Version 1, pp. 8-12, 2009.
 18. Woo, J. K., Kim, H. G., Paek, I. S., Yoo, N. S., Nam, Y. S., Wind Speed Prediction in Complex Terrain using a Commercial CFD Code, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 31, Issue 6, pp. 8-22, 2011.
 19. Kim. Jin-Han, Il-Han Kwon., Ung-Sik Park., Neung-Soo Yoo., In-Su Paek., "Prediction of Annual Energy Production of Wind Farms in Complex Terrain using MERRA Reanalysis Data", Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 34, No. 2, pp.82-90, 2014.
 20. Tristan Wallbank, WindSim Validation Study - CFD validation in Complex terrain, pp. 1-7, 2008.
 21. Park, K. S., Prediction of Annual Energy Production for Wind Farm using Computational Fluid Dynamics and Various Wake Models, M. Dissertation, Dept. of Aerospace Engineering, Chonbuk National University, 2015.
 22. Hwang, J. W., You, K. P., Kim, H. Y., Comparison of Wind Energy Density Distribution Using Meteorological Data and Weibull Parameters, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 30, No. 2, pp. 54-64, 2010.
 23. Schubel P. J., Crossley R. J., Wind Turbine Blade Design, Energies, Vol. 5, No.9, pp. 3425-3449, 2012.
 24. Wharton S. and Lundquist K. L., Atmospheric Stability Impacts on Power Curves of Tall Wind Turbines - An Analysis of a West Coast North American Wind Farm, Environ. Res. Lett 7, 2010.
 25. Monin A. S. and Obukhov A. M., Basic laws of turbulent mixing in the ground layer of the atmosphere, Tr. Akad. Nauk SSSR Geoph. Inst. 151: 163-187, 1954.
 26. Venora A., Monin-Obukhov Similarity Theory Applied to Offshore Wind Data_Validation of Models to Estimate the Offshore Wind Speed Profile in the North Sea, Master of Science Thesis, Delft, 5th, 2009.
 27. Ko, J. W., Lee, B. G., An Accuracy Estimation of AEP Based on Geographic Characteristics and Atmospheric Variations in Northern East Region of Jeju Island, The Journal of the Korean Society of Surveying, Geodesy, Photogrammetry and Cartography, Vol. 30, No. 3, pp. 295-303, 2012.
 28. Jeong, S. Y., Study on the offshore Construction and Operation Characteristic of Large Scale Wind Turbines in the Domestic Typhoon Condition, M. Dissertation, Hoseo University, 2015.