

포항지역 풍속전단 형태분석과 측정-보정-예측법의 응용

김 현구*

Analysis of Wind Shear Patterns and Application of Measure-Correlate-Predict at Pohang Region

Hyungoo Kim

Key words : long-term correlation(장기간 보정), Measure-Correlate-Predict(측정-보정-예측), wind shear(풍속전단), wind profile exponent(풍속분포지수)

Abstract : This paper presents an overview analysis on the observed wind shear at Pohang Steel Works, focusing on diurnal patterns and the frequency of high nighttime shear at the site in case of land breeze. In addition, this paper discusses the importance of accurate shear estimates for reliable evaluation of wind energy density. In order for a long-term correlation of the site, three Measure-Correlate-Predict methods were tested with Pohang wind data and it was shown that the linear MCP gives poor estimation due to the geographic characteristics of complex terrain where the severe transformation of wind direction was accompanied.

1. 서론

풍력발전 단지조성을 위한 풍력자원 평가 시 중요한 평가요소 중 하나는 풍속전단이다. 지속적인 풍력발전기의 대형화에 따라 회전자(rotor) 직경이 증가하게 되었고 이에 따라 회전자에 높은 풍속전단에 의한 고응력(high stress)이 발생하여 결과적으로 구조적인 하자유발의 잠재요인이 되고 있다. 김현구 등(2005)에 의하면 우리나라는 해안지역의 풍력자원이 내륙에 비하여 상대적으로 우수한 것으로 평가되었는데, 우리나라의 해안지역에서는 해륙풍에 의한 일간 풍향, 풍속변동이 상존하며 특히 해풍일 경우에는 바람이 해수면을 지나서 유입되므로 풍속전단이 작는데 반하여 육풍일 경우에는 육상의 지형지물에 의해 풍속전단이 크게 발생하기 때문에 전술한 풍력발전기 회전자의 구조적인 안전성과 내구성 측면을 고려할 때 정밀한 풍환경 분석이 필요하다고 사료된다.

본 연구에서는 포항지역에서 풍력자원 평가(김현구 등, 2003)를 위해 측정된 풍황자료를 이용하여 해안지역 풍속전단의 형태를 분석하고 아울러 제한된 높이의 저층 측정값을 풍력발전기 허브(hub) 높이의 고층으로 어떻게 외삽(extrapolation)하여 산정하여야 할지에 대한 방법론을 고찰하였다.

한편 풍력단지로서의 입지조건 및 경제적 평가 시 필수적인 평가요소 중 하나는 풍력단지의 장기간 운영 시 경제성 평가로, 이를 위해서는 장기간 보정 분석이 필요하다. 즉, 풍력자원 평가를 위한 현실실측은 여러 가지 제약 때문에 단기간 측정자료에 국한되므로 이를 통계적인 예측방법을 이용하여 장기간 보

정하게 되는데, 이 때 대상지역 인근의 신뢰도 높은 기상측정소 관측자료를 이용하여 측정-보정-예측 분석을 수행하는 것이 일반적인 평가방법이다. 그런데 우리나라의 경우에는 지형의 복잡성에 의해 측정지점과 참조지점 간의 선형적인 기상학적 상관성을 가정한 MCP 분석이 과연 어느 정도로 효용이 있을지에 대한 확인 및 검토가 반드시 필요하다고 판단된다.

본 연구에서는 선형 MCP, 행렬 MCP 그리고 결합 확률(joint probability) MCP 분석법을 포항지역에 적용하여 MCP 분석법 3종에 대한 비교검토를 실시하고 최적의 방법을 선별하였다.

2. 풍속전단 형태분석

2.1 풍황측정 개요

본 연구에서는 포항제철소 풍력발전 단지조성 타당성 조사를 위하여 측정, 검증된 풍황자료(김현구, 2003)를 이용하였다. 풍황측정은 Fig.1에 표시된 바와 같이 경상북도 포항시 영일만에 위치한 포항제철소 부지 내 바다쪽 선단의 등대입구 측정지점 #1에서 수행되었으며, 풍황측정기인 NRG-NOW 9200과 9300 2식을 설치하여 20, 30, 40m 높이에서 풍속, 풍향, 기온을 측정하였다. 측정기간은 2001년 10월에서 2002년 11월까지 14개월간으로 결측은 없었으며 10분 평균 자료로 수합하였다.

1) 포항산업과학연구원 환경에너지센터
E-mail : hyungoo@rist.re.kr
Tel : (054)279-6615 Fax : (054)279-6239

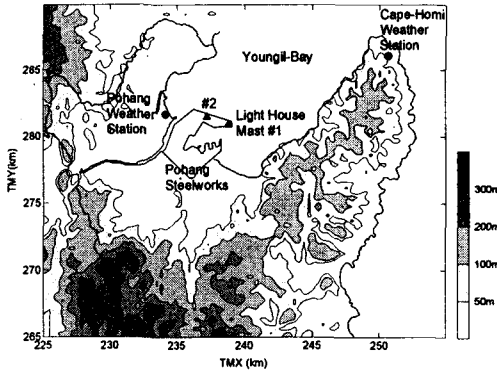


Fig.1 Wind mast locations at Pohang Steel Works

2.2 풍속분포지수 산정

대기경계층(atmospheric boundary layer)은 난류경계층의 일종으로 풍속의 연직분포형태는 로그법칙(logarithmic-law) 또는 지수법칙(power-law)으로 근사할 수 있으나 공학적인 용도에는 주로 활용이 간편한 다음의 지수분포식이 사용된다. 아래 식에서 $V(z)$ 는 지면높이 z [m]에서의 풍속[m/s]이며 V_{ref} 는 기준높이 z_{ref} 에서의 풍속 그리고 α 는 풍속분포지수 또는 풍속전단지수이다.

$$V(z) = V_{ref} (z / z_{ref})^\alpha \quad (1)$$

한편 풍속분포지수는 Eq.1로부터 다음과 같이 유도된다. 아래 식에서 첨자 1, 2는 풍황측정기의 각기 다른 높이, 즉 동일한 측정지점의 20m, 30m 또는 40m 높이를 의미한다.

$$\alpha = \ln(V_2 / V_1) / \ln(z_2 / z_1) \quad (2)$$

Table 1 Summary of Wind Turbine Design Certifications

	IEC	DNV	GL
Wind shear exponents for normal operating conditions	$\alpha=0.2$ For all wind speed classes	Unstable $\alpha=0.16$ Neutral $\alpha=0.22$ Stable $\alpha=0.35$	$\alpha=0.16$ For wind class I and II sites
Wind shear exponents for extreme events	Equivalent to shear exponent $\alpha=1.13$ in steady flow	Discussed but no firm recommendation	Equivalent to shear exponent $\alpha=0.55$ in steady flow

Table 1에 제시된 풍력발전기 국제 설계인증인 IEC(International Electrotechnical Commission, 1998)에서는 정상가동 시 모든 풍속등급에 대해 $\alpha=0.20$ 를 제시하고 있으며 그 외 공인 인증인 DNV(Det Norske Veritas, 2001)은 대기안정도에 따라 각기 다른 지수값을, 그리고 GL(Germanischer Lloyd)은 0.16을 제안하고 있다. 이렇게 다소 엇갈리는 풍속분포지수에 대한 제안기준은 풍속분포지수를 정확하게 산정하는 것이 쉽지 않다는 것을 의미하지만 풍력발전에 있어서 풍력에너지는 풍속의 세제곱에 비례하기 때문에 풍속분포지수의 정확한 산정은 매우 중요한 과정으로 신중한 분석과 검토가 절대적으로 요구된다.

2.3 풍속전단 형태분석

Fig.2는 전술한 방법에 따라 산출된 월별 풍속분포지수로 하계에는 낮고 동계에는 높은 양상을 보이고 있다. 초지에서 측정된 경우면 식물생장에 의해 하계의 풍속분포지수가 높은 것이 일반적이지만(김현구와 최재우, 2002) 등대인구 측정지점은 식물생장의 영향이 없는 곳이며, 따라서 동계에 포항제철소를 거쳐 바다로 환기되는 남서풍 계열이 탁월한 관계로 풍상부에 위치한 공장건물과 연돌 등의 인위적 거칠기 요소의 영향에 의해 풍속분포지수가 크게 산출된 것으로 판단된다. Fig.3에 제시한 월별 풍향변동 그래프를 보면 이러한 경향이 확인되는데, 2월은 계절풍에 의해 남서풍이 탁월하지만 풍속분포지수가 가장 낮은 9월은 특히 북동계열의 강풍이 지배적으로 나타나고 있어 앞서의 분석이 유효함을 입증한다.

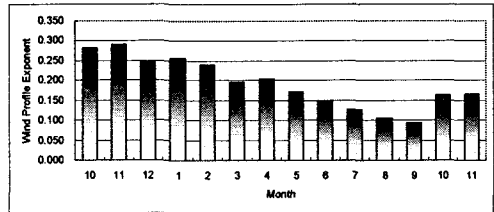
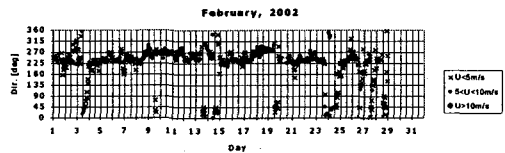
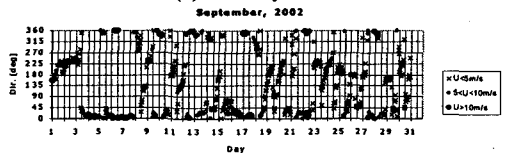


Fig. 2 Monthly wind profile exponents



(1) February 2002



(2) September 2002

Fig. 3 Variations of wind direction

한편 풍향별 풍속분포지수를 도시한 Fig.4를 보면 역시 시내와 포항제철소를 거쳐 바다로 환기되는 남서풍 계열에서 앞서 분석한 공장건물에 의한 전단효과가 나타나고 있으며 바다에서 내륙으로 유입되는 동북풍 계열의 풍속지수가 가장 낮게 나타나고 있다.

Fig.5는 풍속분포지수값에 따른 출현빈도를 도시한 그래프로, 풍속분포지수의 산출구간을 20, 30m로 선택한 경우, 30, 40m구간으로 선택한 경우 그리고 20, 40m 구간으로 선택한 경우로 구분하여 도시하였다. 전반적으로 저층구간인 20, 30m 구간보다 고층구간인 30, 40m 구간에서 산출된 풍속분포지수가 높은 지수값의 출현빈도가 높게 나타나고 있는데, 이는 고층에서는 극한 전단풍속이 발생할 확률이 크다는 것을 의미한다. 즉, 포항지역 풍황측정의 경우에도 $\alpha > 0.5$ 의 출현빈도가 15%를 초과하고 있으며 10분 평균 풍속에 의한 풍속분포지수가 0.75를 초과하는 큰 풍속전단이 발생하므로 구조적인 안정성을 검토해볼 충분한 이유가 있다고 사료된다.

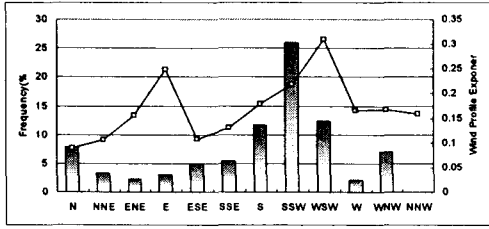


Fig. 4 Wind profile exponents by wind direction

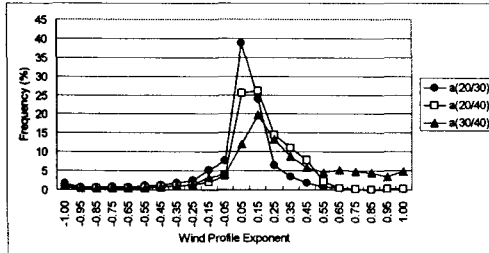


Fig. 5 Distribution of wind profile exponents by height

본 연구에서 분석한 20~40m의 저층구간에서도 풍속전단의 형태는 구간별로 일정하지 않은 반면 multi-MW 풍력발전기의 허브높이는 일반적으로 65m 이상이므로 고층구간에서의 풍속전단에 대한 정밀한 분석이 필요함을 시사한다. 실제로 현재 국내에서 사용되는 풍황측정기는 주로 40m 높이이지만 풍력발전기의 설치추세는 대형화에 따라 고층화되고 있어 풍황 측정높이와 풍력발전기 허브높이의 차이가 갈수록 커지고 있는 추세임을 고려할 때 지형적인 요인으로 풍속전단이 클 것으로 예상되는 단지후 보지에서는 60m 이상의 풍황측정기를 이용한 측정이 추천되며 또한 현재 가동 중인 풍력발전기의 풍황 측정자료를 이용한 분석도 필요하다고 판단된다.

2.4 풍속 높이보정

대부분의 경우 풍황측정기의 높이제약에 의해 풍속분포식(Eq.1)을 이용하여 측정풍속을 풍력발전기 허브높이의 풍속으로 보정하여 설계를 한다. 이때 높이보정 방법에 따라 외삽결과에 오차가 포함되는데, 외삽된 허브높이에서의 풍력에너지밀도를 산출할 경우에는 오차가 세제곱으로 증폭되므로 풍속 높이보정은 풍력자원 평가 및 풍력단지 설계시 매우 중요한 부분이다.

본 연구에서는 풍속의 높이보정에 따른 오차를 분석하기 위하여 풍황측정기 30m 높이에서의 측정풍속에 Table 2와 같이 여러 가지 조건별 풍속분포지수를 적용하여 40m 높이에서의 풍속 및 풍력에너지밀도를 산출하여 상호비교하였다.

참고로 높이보정에 따른 풍속보정값의 정량적인 비교를 위하여 L2-Norm을 다음과 같이 정의하였다.

$$L_2 \|x_n\| = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} \|x_n\|^2}; \quad x_n = \frac{V_{mast} - V_{ref}}{V_{ref}} \quad (3)$$

예측된 풍력에너지밀도를 보면 월별 또는 풍향별 풍속분포지수를 적용한 경우와 비교하여 풍력발전기 국제 설계인증에서 제시하는 풍속분포지수가 유

호한 보정결과를 제공함을 확인할 수 있다. 그러나 풍속 예측값의 L2-Norm을 살펴보면 비록 풍력에너지밀도의 예측은 DNV와 IEC의 제안값이 가장 좋은 결과를 보였지만 이는 과소예측과 과대예측이 상쇄되었기 때문이며 실제적인 시간별 예측값의 누적오차는 주야간으로 구분된 풍속분포지수를 적용한 경우가 가장 적음을 알 수 있다. 따라서 이러한 비교를 장기간으로 확장한다면 풍력에너지밀도의 예측값도 주야간별 풍속분포지수에 의한 산출결과가 가장 정확할 것으로 예상된다. 한가지 언급할 것은 본 연구에서는 동해안의 특정지역 풍황측정에 대한 분석이므로 이러한 결과를 일반화하기 위해서는 보다 다양한 국내 사례에 대한 분석이 요구된다.

Table 2 Comparison of the predicted energy density at 40m-height by using 30m-height measurements

Method	a	WED [W/m ²]	% Diff.	L2-Norm
Mast at 40m		257.29	-	-
Monthly	Fig.3	245.54	-4.6%	8.965
Annual	0.193	250.65	-2.6%	8.496
Day/Night	0.17/0.22	250.83	-2.5%	8.533
Directional	Fig.5	244.61	-4.9%	-
IEC	0.20	251.92	-2.1%	8.545
DNV	0.22	257.32	-0.1%	8.600

* Night: 2200~0600

3. 측정-보정-예측법 응용

풍력발전 단지설계 시 풍황측정기에 의한 단기간 실측의 불확실성을 최소화하기 위해서 필수적으로 장기간 보정을 수행하여야 한다. 일반적으로 단기간 측정이라고 하더라도 최소한 12개월간의 연속측정이 이루어져야 장기간 보정이 가능하며 단기간 측정이 9개월 이하일 경우 장기간 보정의 오차는 10%를 초과하기 때문에 풍력발전사업의 경제성 분석시 상당한 오차를 초래할 수 있다.

본 연구에서는 포항지역 풍속의 장기변화 추세의 고찰을 위해 우선적으로 등대인구 측정지점으로부터 동쪽 5km 지점에 위치한 포항기상대(Fig.1)의 장기간 기상관측자료를 활용하였다.

3.1 측정-보정-예측법

MCP(Measure-Correlate-Predict) 방법은 두 지점간의 기상자료를 통계적 상관분석법으로 보정함으로써 장기간 풍속변화를 예측하기 위하여 개발된 방법으로, MCP에 의한 풍속예측식은 다음과 같다.

$$V_{mast} = a(d_{ref}, V_{ref}) V_{ref} + b(d_{ref}, V_{ref}) \quad (4)$$

여기서 아래첨자 mast와 ref는 각각 측정지점과 참조지점, V와 d는 풍속과 풍향을 의미하며 a와 b는 각각 측정지점과 참조지점 풍속간의 선형보정계수 및 절편으로 참조지점의 풍속 및 풍향범위의 함수로 결정되는 계수값이다. 가장 일반적인 선형적 MCP 방법은 a와 b가 단지 참조지점 풍향의 함수로만 결정된다고 가정하는 것이며(Walmsley & Bagg, 1978), 행렬 MCP 분석법(Woods & Watson, 1997)은 a와 b를 참조

지점의 풍향, 풍속의 선형적 함수로 정의되는 행렬로 설정하되 삼각행렬(tri-diagonal matrix)로 간소화하는 방법이다. 최근에는 풍속의 등급별, 풍향별 출현빈도의 결합확률(joint probability)을 이용한 MCP 분석법(Garcia-Rojo, 2004)이 제안되었는데 기존 MCP와 비교하여 대폭적으로 예측정확도를 향상시킬 수 있으며 복잡지형에도 적용가능한 것으로 보고되고 있다.

Table 3은 MCP 방법에 따른 측정지점의 풍력에너지 밀도 예측결과를 비교한 것으로, 예상대로 선형적 MCP에 비하여 행렬 MCP의 예측값이 더 정확하게 산출되었으나 3가지 방법 중 결합확률 MCP 방법의 예측 정확도가 오차범위 2.5% 이내로 가장 신뢰할만한 수준임을 알 수 있었다.

한편 Fig.6은 풍향별 출현빈도를 비교한 그래프로 막대그래프는 각각 측정지점과 참조지점에서 관측된 풍향별 출현빈도이고 원형은 일반적인 MCP 그리고 삼각형은 결합확률 MCP의 예측결과로, 앞서 고찰한 바와 같이 참조지점에서의 풍향만을 고려한 선형적 MCP는 풍향 예측결과에 상당한 오차가 포함되었음이 확인된다. 참고로 Fig.7은 MCP 방법 중 결합확률 MCP 방법에 의해 예측된 풍속의 시간변동을 도시한 그래프로 경우에 따라 참조지점과 측정지점의 풍속차가 10m/s를 초과하지만 MCP 방법으로 정확한 예측이 가능함을 보여주는 일례이다.

Table 3 Comparison of the predicted energy density by MCP methods

Method	V [m/s]	WED [W/m ²]	% Diff.
Mast at 40m	5.41	206.89	Ref.
Conventional	5.37	176.12	-14.9%
Matrix	5.38	183.16	-11.5%
Joint Prob.	5.39	212.00	+2.5%

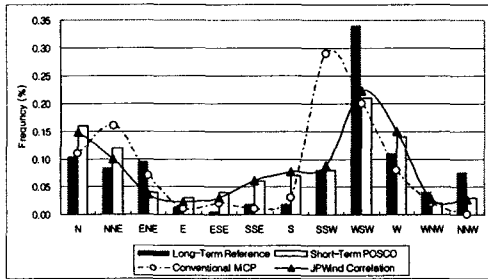


Fig.6 Comparison of frequencies of wind direction at the mast, the reference site and the MCP predictions

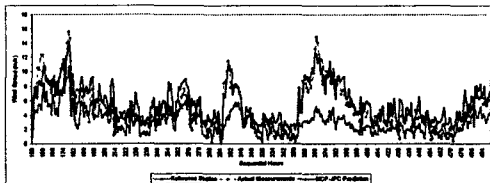


Fig.7 Comparison of wind speed variations at the mast, the reference site and the MCP predictions

3.2 분석기간별 MCP 예측오차

본 연구에서는 MCP 기간에 따른 예측오차를 실증적으로 검토하기 위하여 포항기상대로부터 영일만

을 가로질러 15km 동쪽에 위치한 호미곶 무인기상관측소를 각각 참조지점과 측정지점으로 지정하여 MCP 분석을 실시하였다. Fig.8은 MCP 기간을 3개월에서 5년까지 변화시켜가며 예측결과와 오차를 분석한 그래프로 MCP 분석을 위한 참조지점과 측정지점의 공통기간이 1년 미만일 경우 풍력에너지 밀도 예측결과와 오차가 15% 이상임에 비하여 4년 이상의 장기간에 대해 MCP를 수행한 경우에는 오차가 5% 이내로 감소함을 확인할 수 있다. 한편 결합확률 MCP 방법을 적용하면 이러한 오차는 대폭적으로 감소됨을 확인하였으며 또한 MCP 분석을 위한 공통기간이 길면 길수록 예측정확도는 향상되며 최소한 1년간의 측정기간이 필요한 앞서 설명한 바와 같다.

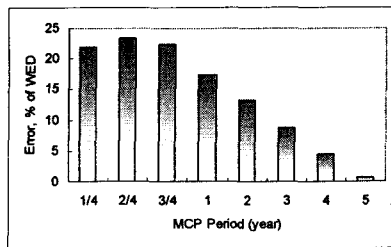


Fig.8 Comparison of prediction errors of wind energy density by MCP period

4. 결론

풍력발전기의 설계 또는 선정과 풍력단지 개발시 지속적이거나 빈번한 높은 풍속전단의 출현은 설비의 구조 안전성 및 내구성의 측면에서 매우 중요한 고려사항이다. 반면 높은 풍속전단은 허브높이에서의 고풍속을 의미하므로 오히려 풍력발전량을 증가시킬 수 있는 기회이기도 하므로 다각도의 측면에서 면밀한 검토가 요구된다. 본 연구에서는 포항제철소 부지 내 풍향측정자료를 이용하여 풍속전단 형태분석을 수행하였으며 해안지역 해륙풍 특성에 의해 육풍시 다소 큰 풍속전단이 발생하며 이를 고려한 외상계산에 의해 풍력자원 산출이 필요함을 확인하였다. 한편 풍력발전량의 장기간 예측시 사용되는 MCP 방법을 포항지역에 응용하여 비교분석한 결과, 지형의 복잡성으로 인하여 측정지점과 참조지점 간의 풍향편차가 큰 우리나라의 상황에서는 선형적 MCP 방법에 비하여 행렬 MCP 또는 결합빈도 MCP 방법이 유효한 예측결과를 제시함을 검증하였다.

References

- 김현구, 최재우 (2002) Calculation of wind profile exponent in Pohang area, 한국풍공학회지, Vol. 6, No. 1, pp. 47-52.
- 김현구 (2003) 포항제철소 내 가용 대체에너지원에 대한 경제성 평가 및 적합성 연구, 포항산업과학연구원 연구보고서 2003A315, 포스코.
- 김현구, 최재우, 손정봉, 정우식, 이화운 (2003) 풍력발전 단지조성을 위한 바람환경 분석, 한국대기환경학회지, Vol. 19, No. 6, pp. 745-756.
- 김현구, 최재우, 이화운, 정우식 (2005) 한반도 바람지도 구축에 관한 연구 I. 원격탐사자료에 의한 중관 바람지도 구축, 한국신재생에너지학회지, Vol. 1, No. 1, pp. 44-53.