

# MCP방법을 이용한 장기간 풍속 및 풍력에너지 변동 특성 분석

## Variability Characteristics Analysis of the Long-term Wind and Wind Energy Using the MCP Method

현승건\* · 장문석\*\*† · 고석환\*\*\*

Hyun Seung-Gun\*, Jang Moon-Seok\*\*† and Ko Suk-Hwan\*\*\*

(Submit date : 2013. 5. 13., Judgment date : 2013. 5. 20., Publication decide date : 2013. 9. 13.)

**Abstract :** Wind resource data of short-term period has to be corrected a long-term period by using MCP method that is a statistical method to predict the long-term wind resource at target site data with a reference site data. Because the field measurement for wind assessment is limited to a short period by various constraints.

In this study, 2 different MCP methods such as Linear regression and Matrix method were chosen to compare the predictive accuracy between the methods. Finally long-term wind speed, wind power density and capacity factor at the target site for 20 years were estimated for the variability of wind and wind energy.

As a result, for 20 years annual average wind speed, Yellow sea offshore wind farm was estimated to have 4.29% for coefficient of variation, CV, and -9.57%~9.53% for range of variation, RV. It was predicted that the annual wind speed at Yellow sea offshore wind farm varied within ±10%.

**Key Words :** 풍력자원(Wind resource), 장기간 보정(Long-term correlation), 측정-상관-예측(Measure- Correlate-Predict), 변동계수(Coefficient of variation), 변동범위(Range of variation)

### 1. 서 론

풍력기술 중에서 가장 대표적으로 널리 사  
용되고 있는 풍력발전기술은 바람이 가진 운

동에너지를 전기적 에너지로 변환시켜 발생된  
전력을 전력계통이나 수용가에게 공급하는 기  
술을 통칭하는 것으로서 정의할 수 있다. 이러  
한 풍력기술 중 바람이 가지고 있는 운동에너

\*\*† 장문석(교신저자) : 한국에너지기술연구원  
E-mail : msjang@kier.re.kr, Tel : 064-800-2238  
\*현승건 : 한국에너지기술연구원  
\*\*\*고석환 : 한국에너지기술연구원

\*\*† Jang Moon-Seok(corresponding author) : Korea Institute of  
Energy Research  
E-mail : msjang@kier.re.kr, Tel : 064-800-2238  
\*Hyun Seung-Gun : Korea Institute of Energy Research  
\*\*\*Ko Suk-Hwan : Korea Institute of Energy Research

지인 풍력에너지는 풍속의 3승에 비례하므로 정확한 풍속데이터 계측, 분석 및 예측은 풍력발전단지의 개발을 위한 필수적이고 매우 중요한 요소이다. 특히 대부분의 풍력발전시스템은 20년의 작동 수명으로 설계 및 제작되어 풍력발전단지에 건설됨에 있어서 약 20년간의 풍력에너지를 예측하여야 한다. 풍력자원 조사는 계측기간이 길수록 예측정확도가 증가하나 20년이라는 기간을 투자하기에는 현실적으로 불가능하기 때문에 최소 1년에서 3년에 걸쳐서 계측이 이루어지고 장기간 보정(long-term correlation) 및 분석이 필요하다. 즉 풍력자원 평가를 위한 현장 실측은 여러가지 제약으로 인해 단기간 측정 자료에 국한되므로 이를 통계적인 예측방법을 이용하여 장기간 보정하게 된다.<sup>1)</sup>

본 연구에서는 해상풍력단지 건설에 앞서서 해 앞바다에 설치 운용 중인 HeMOSU-1에서 측정된 풍황 데이터를 기반으로 장기간 풍속 예측을 위한 NCAR 재분석 데이터를 선별하고 MCP 방법을 결정하여 20년간의 장기간 풍속, 풍력에너지밀도의 변동성에 대해 분석 및 평가하고 해상풍력단지의 설비 이용률 변동성에 대하여 논하고자 한다.

## 2. Measure-Correlate-Predict 기술

MCP기술은 풍력발전단지 개발을 위하여 측정된 측정데이터(1년~3년)와 인근에 위치한 장기간 풍황 측정데이터를 이용하여 두 지점 사이의 상관관계를 분석하고 개발 예정지의 장기간 풍황 특성을 예측하는 기술로서 단기간 측정데이터와 장기간 측정데이터는 반드시 같은 시간대에 측정된 중복 자료가 필요하며 중복되지 않은 기간에 대하여 예측하게 된다. Linear regression법<sup>2)</sup>은 대상지점과 참조지

점 사이의 관계를 선형으로 묘사하는 방법으로 식(1)을 이용하여 표현할 수 있다.<sup>3)</sup>

$$V_{mast} = a(V_{ref}, D_{ref}) + b(V_{ref}, D_{ref}) \quad (1)$$

여기서, *mast*는 대상지점, *ref*는 참조지점을 V와 D는 풍속과 풍향을 의미한다. *a*와 *b*는 각각 측정지점과 참조지점의 풍속간의 선형보정계수 및 절편으로 참조지점의 풍향범위의 함수로 결정되는 계수이다. 일반적인 선형 MCP법은 *a*와 *b*가 단지 참조지점 풍향의 함수로만 결정된다고 가정한다<sup>4)</sup>.

Matrix법은 Linear regression MCP법의 접근보다 더 정확한 풍향분포의 추정을 목표<sup>5), 6)</sup>로 하는 기술로서 대상지점과 참조지점의 각 데이터의 풍향에 따라 Matrix bin으로 분할하여 각 방향에 대해 독립적인 상황으로 하여 참조지점의 풍향, 풍속의 선형적 함수로 정의되는 행렬로 설정하되 삼각행렬로 간소화하는 방법이다.

그 외 Weibull Scale법, Wind Index법, Joint probabilistic법 등 많은 MCP방법<sup>7), 8)</sup>이 제안되어 사용되고 있으나 본 논문에서는 일반적으로 가장 많이 사용되고 있는 Linear regression MCP방법과 Matrix MCP방법만을 고려하였다.

## 3. 측정현황

### 3.1 측정지역

본 연구에서 사용된 기상자료는 서남해 2.5GW 해상풍력개발을 위한 실증단계 연구(자원분석 및 단지개발)<sup>9)</sup>를 위하여 설치된 해상기상관측 타워(HeMOSU-1 : Herald of Meteorological and Oceanographic Special Unit-1)에서 측정된 풍황 자료를 이용하였고 참조사이트의 데

이터는 NCAR(National Center for Atmospheric Research) 재분석 자료로서 Fig. 1과 Table 1에 위치와 좌표를 나타내었다.

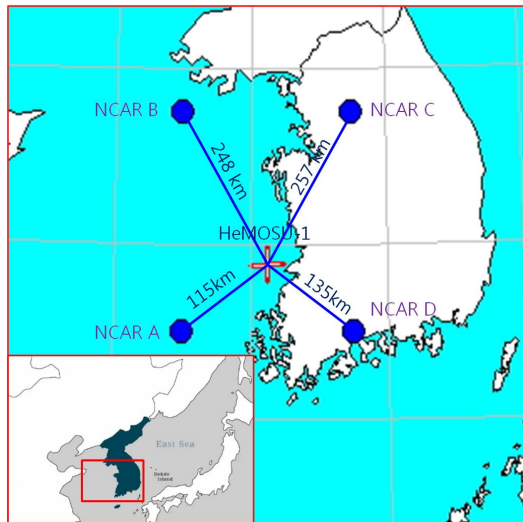


Fig. 1 Location of measurement site and reference sites

측정지점은 전라북도 격포항으로부터 약 30km 떨어진 지점에 위치하고 있으며 각 참조지점들과의 거리는 약 115km, 248km, 257km 및 135km 떨어져 있다.

Table 1 Coordinate of measurement site and reference sites

Site	Location		Meas. Height [m]
	Longitude [m]	Latitude [m]	
HeMOSU-1	126°07'43"	35°27'55"	96
NCAR A	125°	35°	42
NCAR B	125°	37°30'	42
NCAR C	127°30'	37°30'	42
NCAR D	127°30'	35°	42

### 3.2 측정자료

각 지점의 풍황 자료는 Table 2와 Fig. 2와 같이 HeMOSU-1의 데이터는 2011년 2월 15일부터 2012년 12월 31일까지 약 23개월 간의 10분 평균 측정 데이터로 평균 풍속이 7.00m/s이고 와이블 분포의 형상계수  $k$ 는 1.9 및 척도계수는 7.9m/s이며 수거율이 약 95.7%이다. 그리고 각 참조지점의 데이터 기간은 1993년부터 2012년까지 20년간의 360분 평균 데이터를 이용하였고 수거율은 모두 100%이다. 참조지점 NCAR A의 20년간의 평균 풍속은 5.85m/s이며 와이블 분포의 형상계수  $k$ 는 1.86 및 척도계수는 6.59m/s이고 NCAR B의 평균 풍속은 5.04m/s이며 와이블 분포의 형상계수  $k$ 는 1.94 및 척도계수는 5.69m/s이다. NCAR C의 평균 풍속은 4.23m/s이며 와이블 분포의 형상계수  $k$ 는 1.8 및 척도계수는 4.77m/s이고 NCAR D의 평균 풍속은 4.9m/s이며 와이블 분포의 형상계수  $k$ 는 1.86 및 척도계수는 5.53m/s로 분석되었다.

Table 2 Description of wind data set at measurement site and reference site

Site	Measurement Period	Time Step [min]	Recovery rate [%]
HeMOSU-1	'11.02.15 ~ '12.12.31	10	95.7
NCAR A	'93.01.01 ~ '12.12.31	360	100
NCAR B	'93.01.01 ~ '12.12.31	360	100
NCAR C	'93.01.01 ~ '12.12.31	360	100
NCAR D	'93.01.01 ~ '12.12.31	360	100

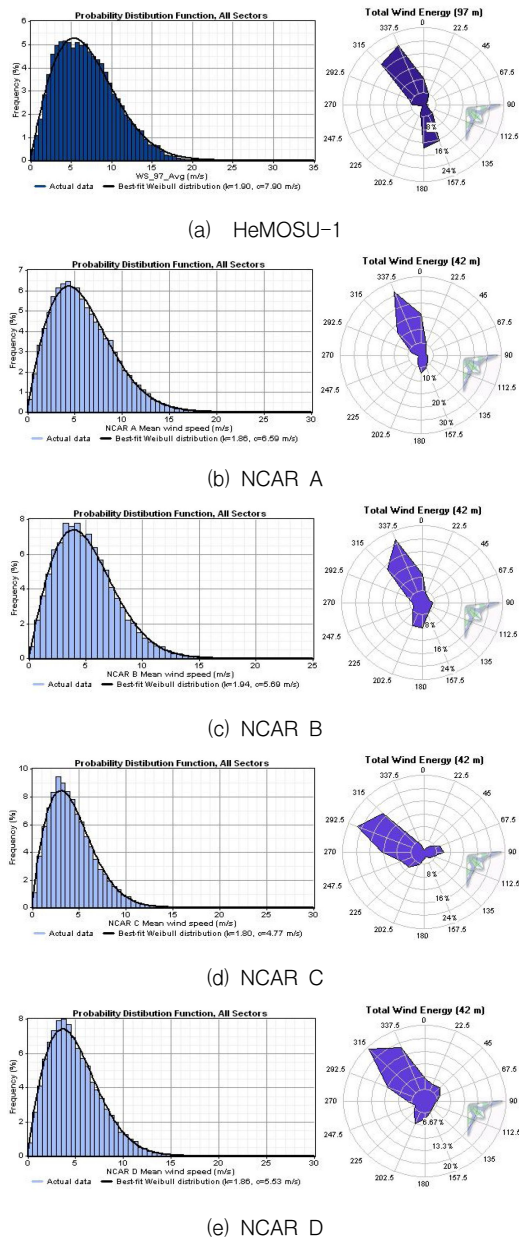


Fig. 2 Weibull distribution and energy rose

#### 4. 자료의 상관관계 분석

MCP분석에 앞서 측정지점과 참조지점간의 상관계수를 산출하였으며 상관 계수가 높은 참조지점을 선정하여 MCP분석에 이용하였다. 이

때 HeMOSU-1데이터는 NCAR 데이터의 시간대에 따라 360분 평균 데이터로 변환하였다.

Fig. 3에 측정지점인 HeMOSU-1의 풍속에 대한 참조지점인 NCAR A의 풍속 상관관계를 나타내었으며 두 지점간의 상관계수(R)은 0.749이다. Table 3에서 각 참조 지점 풍속과의 상관계수(R)를 나타내었다. NCAR C와 NCAR D지점은 한반도 내륙에 위치해 있어 상관계수가 낮은 것으로 판단되며 NCAR B 지점은 측정지점과의 위도차 때문에 풍속의 상관계수가 낮은 것으로 사료된다.

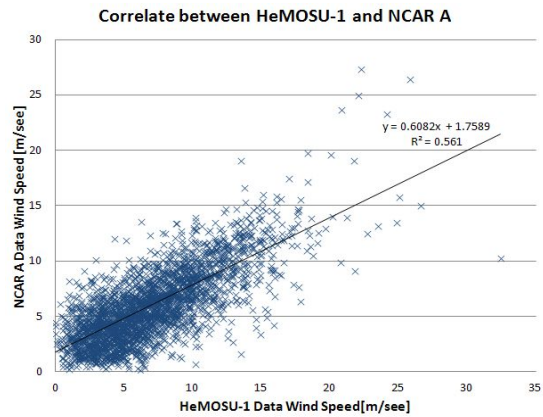


Fig. 3 Correlate between HeMOSU-1 and NCAR A

Table 3 Correlation coefficient between measurement and reference site

Ref.	NCAR A	NCAR B	NCAR C	NCAR D
Meas.				
HeMOSU-1	0.749	0.5971	0.5293	0.6758

Fig. 4은 측정지점과 참조지점 NCAR A 간의 풍향변동을 상호 비교한 풍향 전환도이다. 측정지점과 참조지점 사이의 상대적 풍향의 편차는  $-30^{\circ} \sim 10^{\circ}$ 로 나타내고 있으며  $30^{\circ} \sim 80^{\circ}$ 와  $280^{\circ}$ 부근에서 상대적인 풍향편차가 크게 나타나고 있는 것으로 보아 풍향의 상대변

동을 고려한 MCP 방법의 적용이 더욱 정확할 것으로 예상된다.

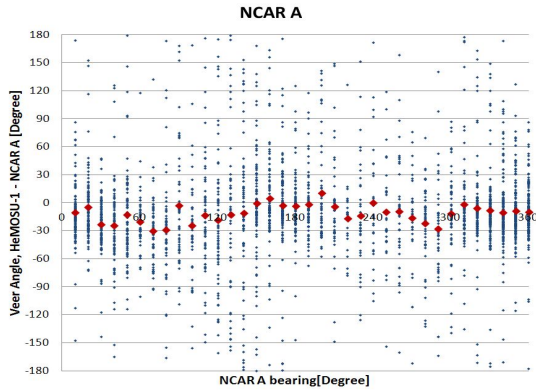


Fig. 4 Veer plots of wind directions at HeMOSU-1 and NCAR A

### 5. Measure-Correlate-Predict 모델 평가

Table 4에서는 측정 지점에서 측정된 풍속을 각 MCP법에 의해 예측된 풍속과 비교하였다. 예측정확도 평가를 위한 상대오차계산은 다음의 식(2)와 같다.

$$Relative\ error = \frac{True\ value - Predicted\ value}{True\ Value} \quad (2)$$

Linear regression MCP 방법의 상대 오차는 15.4%이고 Matrix MCP 방법의 상대 오차는 12%로 산출되어 Linear regression MCP 방법보다는 Matrix MCP방법의 예측 값이 더 정확하게 산출되었다.

한편 Fig. 5는 풍향별 풍력에너지밀도를 비교한 그래프로 막대그래프는 측정된 풍력에너지밀도이고 원형 꺾은선 그래프는 Linear regression MCP 방법이다. 또한 마른모 꺾은선 그래프는 Matrix MCP 방법으로 예측된 풍력에너지밀도로서 Fig. 3 풍향 전환도에서 고찰한 바와 같이 상대적으로 풍향 편차가 클 때 Linear regression MCP 방법은 풍향 예측 결과에 상당한 오차가 포함된다고 사료된다. Linear regression MCP 방법보다는 Matrix MCP 방법의 예측 값이 비교적 측정값과 비슷한 경향으로 변화하는 것으로 나타났다.

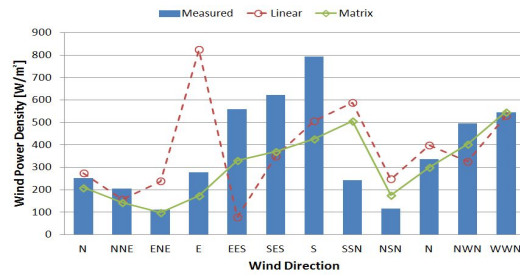


Fig. 5 Comparison of mean wind power density of direction at measured and the MCP predicted datas

Table 4 Comparison of mean wind speed of direction at measured and the MCP predicted datas

		N	NNE	ENE	E	EES	SES	S	SSN	NSN	N	NWN	WWN
Linear Regression	Measured [m/sec]	6.2	5.8	4.5	4.6	6.5	8.3	8.7	6.1	4.4	6.2	7.3	8.3
	Predicted [m/sec]	6.3	5.2	4.9	5.0	3.7	5.8	7.4	7.0	5.4	6.7	6.2	7.7
	error [%]	-1.5	9.8	-8.5	-10.3	42.9	30.3	15.5	-15.1	-22.9	-7.3	14.3	6.4
Matrix	Measured [m/sec]	6.2	5.8	4.5	4.6	6.5	8.3	8.7	6.1	4.4	6.2	7.3	8.3
	Predicted [m/sec]	6.0	5.1	4.5	3.9	5.2	6.8	6.9	7.2	5.1	5.6	7.0	7.7
	error [%]	3.3	11.7	1.2	13.9	19.9	18.2	20.6	-18.9	-16.3	9.3	4.2	6.5

## 6. 측정지점의 장기간 풍속의 예측

### 6.1 풍속예측

Fig. 6에서 Matrix MCP법을 이용하여 예측된 20년간의 풍속 및 풍력에너지밀도를 나타내었다. 20년간의 평균 풍속은 6.86m/s이고 최대 풍속 7.51m/s, 최저 풍속 6.20m/s로 예측되어 연간 풍속의 표준편차는 0.29m/s이다. 또한 20년간 평균 풍력에너지밀도는 436.6W/m<sup>2</sup>로 풍력에너지 등급이 3에서 4등급 정도로 우수한 풍력에너지를 가지고 있다.

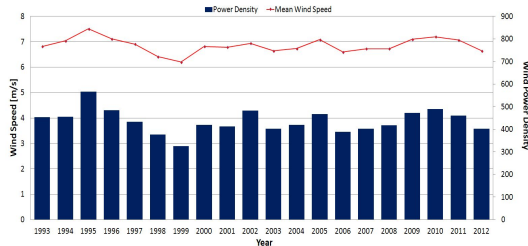


Fig. 6 Predicted variability of annual average wind speed and wind power density

### 6.2 풍속변동

예측된 풍황의 변동을 정량화하여 평가하기 위해 식(2)와 식(3)을 이용하여 계산되었다. 여기서 CV는 변동계수(Coefficient of Variation)이고 RV는 변동범위(Range of Variation)<sup>10)</sup>이다.

$$CV = \frac{\sigma}{\bar{y}} \quad (2)$$

$$RV = \frac{\bar{V}_{\max} \text{ or } \bar{V}_{\min} - \bar{y}}{\bar{y}} \quad (3)$$

여기서  $\sigma$ 은 각 연 평균의 표준편차,  $\bar{y}$ 은 20년 전체의 평균값을 의미하고  $\bar{V}_{\max}$ 과  $\bar{V}_{\min}$ 은 20년간 최대 및 최소 값이다.

서해 2.5GW 풍력발전단지는 1차적으로 5MW급 풍력발전시스템 100기를 설치할 것으로 계획하고 있어 5MW급 풍력발전시스템인 H사의 5MW 풍력발전시스템을 기반으로 설비 이용률을 추정하였다. 이때 풍력발전시스템은 10 x 10의 형태로 9D의 이격거리를 두었으며 설비 이용률을 추정하기 위해 WindPRO의 Park 모듈을 사용하였다. Fig. 7에서 서해 2.5GW 풍력발전단지 건설 예정 터빈 배치도를 나타냈다.



Fig. 7 Layout for Yellow Sea Wind Farm

Fig. 8에서 서해 2.5GW 풍력발전단지 건설 예정지에서의 정규화된 연 평균 풍속과 연간 설비이용률의 변동을 나타냈다.

Table 5에서 계산된 CV 및 RV를 나타내고 있으며 20년간의 풍속변화에 대한 변동계수는 4.29%, 변동범위는 -9.57%~9.53%로 추정되었고 풍력에너지밀도의 변동계수는 11.91% 및 변동범위는 -25.56%~29.87%로 추정되었다. 또한 서해 해상풍력발전단지의 설비이용률 변동계수는 7.88%이고 변동범위는 -17.19%~17.5%로 변동하는 것으로 추정된다.

예측지점의 풍속의 변화는 10%이내에서 변화하여 일반적인 변동 수준으로 평가 되었다<sup>11)</sup>.

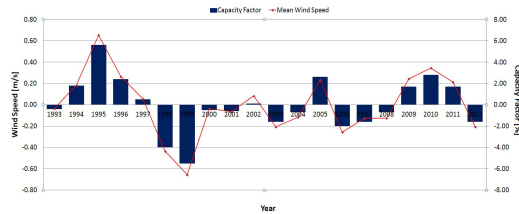


Fig. 8 Predicted variability of normalized annual average wind speed and normalized annual capacity factor at Yellow Sea wind farm construction site

Table 5 Coefficient of variation and range of variation

	CV[%]	RV[%]	
Wind Speed	4.29%	-9.57%	9.53%
Wind Power Density	11.91%	-25.56%	29.87%
Capacity Factor	7.88%	-17.19%	17.50%

## 7. 결 론

서남해 2.5GW 해상풍력발전단지 건설을 위해 서해 앞바다에서 설치 운용 중인 HeMOSU-1에서 측정된 풍황 데이터를 기반으로 장기간 풍속 예측을 위한 NCAR 재분석 데이터를 선별하고 MCP 방법을 결정하여 20년간의 장기간 풍속, 풍력에너지밀도의 변동성에 대해 분석 및 평가하고 실제 해상풍력단지 건설에 앞서 해상풍력단지의 설비 이용률 변동성을 추정하였다.

- (1) 측정지점인 HeMOSU-1의 풍속에 대한 참조지점인 NCAR A 풍속의 상관계수(R)은 0.749로써 참조지점인 NCAR A와의 상관관계는 적당한 수준으로 나타났다.
- (2) Linear regression MCP 방법의 상대 오차는 15.4%이고 Matrix MCP 방법의 상대 오차는 12%로 산출되어 Linear regression MCP 방법보다는 Matrix MCP방법의 예

측 값이 비교적 정확하게 산출되었다.

- (3) 20년간의 연평균 풍속변화에 대한 변동계수는 4.29%, 변동 범위는 -9.57%~9.53%로 추정되었고 풍력에너지밀도의 변동계수는 11.91% 그리고 변동 범위는 -25.56%~29.87%로 추정되었다. 또한 서해 해상 풍력발전단지의 설비이용률 변동계수는 7.88%이고 변동범위는 -17.19%~17.5% 범위에서 변동하는 것으로 추정된다.
- (4) HeMOSU-1 지점에서의 풍속 변화는 10% 이내에서 변화하여 일반적인 변동 수준으로 평가 되었다.

## 후 기

본 연구는 산업통상자원부, 한국에너지기술평가원(KETEP)의 재원으로 수행중인 「서남해 2.5GW 해상풍력 개발을 위한 실증단계 연구」 과제(과제번호 2011T100100307)의 지원을 받은 연구결과물입니다.

## 참 고 문 헌

1. Hyun-gu Kim, Analysis of Wind Shear Patterns and Application of Measure- Correlate-Predict at Pohang Region, Journal of The Korean Society for New and Renewable Energy, Vol. 1, No. 2, 2004.
2. Walmsley, J. L. & Bagg, D. L. A method of correlating wind data between two station with application to the Alberta Oil Sands, Atmos. Ocean, Vol. 16, 1978
3. Gyeong-il Kwak, An Application of MCP Technique to Jeju Island, Korea, WWEC, 2009.
4. A Derrick, Development of the measure-correlate-Predict strategy for site assessment, Proceedings of the BWEA, 1992

5. J. C. Wood and S. J. Watson, A new matrix method of predicting long-term wind roses with MCP, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 66, 1997.
6. P. E. J. Vermeulen, A. Marjanyan, A. Abrahamyan, J. H. den Boon, Application of matrix MCP analysis in mountainous Armenia, Proceedings of the EWEA, 2001
7. E. Sreevalsan, Siddarth Shankar Das, R. Sasikumar and M. P. Ramesh, Wind Farm Site Assessment Using Measure-Correlate-Predict(MCP) Analtsis, Wind Engineering, Vol. 31, No. 2, 2007.
8. Anthony L. Roger, John W. Rogers, James F. Manwell, Comparison of the performance of four measure-correlate-predict algorithms, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Vol. 93, 2005
9. Moon-Seok, Jang, A Study on the Demonstration Project for 2.5 GW Offshore Wind Farm of the Southern part of Yellow Sea(Resource Analysis and Wind Farm Development), KIER Report, 2012
10. Kyung-nam Ko, Jong-chul Huh, Prediction of long-term wind speed and capacity factor using Measure-Correlate-Predict method, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 32, No. 6, 2012
11. Nakao T, Sugiya T, Kato H, Kobayashi Y. Characteristic on the wind variability for the planning of wind turbine generation systems. Journal of the Japan Wind Energy Association, Vol. 28, No. 4, 2004