

풍력-기상자원지도에 기반한 제주 행원 풍력발전단지 효율성 평가

변재영* · 강미선 · 정현숙

기상청 국립기상연구소 응용기상연구과, 156-720, 서울특별시 동작구 여의대방로16길 61

Evaluation of Wind Turbine Efficiency of Haengwon Wind Farm in Jeju Island based on Korean Wind Map

Jae-Young Byon*, Mi-Sun Kang, and Hyun-Sook Jung

Applied Meteorological Research Division, National Institute of Meteorological Research,
Korea Meteorological Administration, Seoul 156-720, Korea

Abstract: This study evaluates wind farm efficiency at Haengwon in Jeju Island. The actual energy production at Haengwon wind farm is compared with the estimated energy production based on Korean wind map which is developed at the National Institute of Meteorological Research/KMA. The validation of wind map at Gujwa located near the Haengwon wind farm shows that the wind speed is overestimated. The diurnal variation of wind speed shows a maximum value in the afternoon due to the effect of sea-land breeze. The ratio of the actual energy production at Haengwon wind farm and the estimated energy production based on the Korean wind map is 24.8%, while the distribution of energy frequency is similar each other. The difference of energy production is caused by mechanical error of the turbine and the overestimation of the simulated wind map. This study will contribute to the repowering of turbines for improving the efficiency of wind farm in the future.

Keywords: wind farm, wind map, energy production, turbine, sea-land breeze

요약: 풍력 발전단지의 효율성 평가를 위하여 풍력-기상자원지도로부터 이론적 잠재량을 계산하고 행원 발전단지 발전량과 비교하였다. 풍력-기상자원지도는 기상청 국립기상연구소에서 개발된 1 km 해상도 자료를 이용하였다. 풍력-기상자원지도와 AWS(구좌) 풍속의 비교 검증 결과는 풍속이 과대 모의되었으며, 행원 발전단지 풍속의 일 변동성은 해륙풍의 영향으로 오후에 최대가 되는 일 변동 특성을 보였다. 풍력-기상자원지도로부터 산출된 발전량과 행원 발전단지 발전량의 비율은 24.8%이나, 발전량 빈도수 분포 형태는 유사하였다. 발전량 차이의 원인은 터빈의 기계적 오류, 풍력-기상자원지도 풍속의 과대 모의에 기인한 것으로 생각된다. 본 연구는 향후의 발전단지 효율성 증가를 위한 터빈의 재배치에 기여 할 것이다.

주요어: 풍력발전단지, 풍력-기상자원지도, 발전량, 터빈, 해륙풍

서론

기상관측이 시작된 이래 지구온난화에 의하여 전

지구의 평균 기온은 지속적으로 증가하고 있다 (IPCC, 2007). 지구온난화의 가장 큰 요인은 이산화탄소와 같은 온실기체이며, 석유, 석탄과 같은 화석 연료는 이산화탄소 배출의 주 원인이 된다. 선진국에서는 2020년까지 온실가스 배출량을 20%이상 감축하는 목표를 세우고 있다. 온실가스 감축을 위해서는 화석 연료를 대체하는 에너지 개발이 필요하며 신재생에너지 산업의 확대가 하나의 방법이 될 수 있다.

신재생에너지는 태양, 풍력, 소수력, 해양에너지, 지열 등이 포함되며 선진국의 개발 현황은 태양과 풍력에너지 위주로 연구되어왔다. 한국의 에너지 정

*Corresponding author: byonjy@kma.go.kr
Tel: +82-70-7850-6805
Fax: +82-2-841-2787

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

책은 원자력 위주였으며, 신재생에너지 개발은 초보 단계이다. 신재생에너지 중 풍력발전은 무공해, 무한정의 바람을 이용하며 환경친화적인 장점은 있으나, 반면에 풍력 터빈의 소음, 고가의 초기 투자 비용과 같은 단점도 있다. 그러나, 풍력 발전은 높은 기술성숙도와 낮은 발전단가로 선진국에서 신재생에너지 중 가장 활발하다.

세계 풍력발전 산업은 1990년대 초를 시작으로 1995년부터 연간 1 GW 이상의 발전규모이며, 특히 2005년 이후 급격히 성장하고 있다. 2001년부터 4년간 연평균 8.1% 성장한데 반하여 2005년 이래 4년 동안 연평균 32.9% 성장하였다. 유럽연합(European Union, EU)의 풍력발전 설치 용량은 2008년 이후 31.4%를 넘어서고 있다. 중국과 독일은 모두 26 GW 수준의 설비 용량을 가지고 있으며, 중국이 연간 13.8 GW를 신규로 건설함으로써, 매 4년마다 풍력설비가 2배 이상 증가하여 향후 세계 풍력산업의 주도적 역할을 할 것으로 전망하고 있다(Song et al., 2012).

세계풍력에너지협회(World Wind Energy Association, WWEA)에 의하면 2009년 한국의 풍력발전 전력생산량 규모는 364.4 MW로 세계 28위를 기록하였으며, 이는 세계 평균의 10%에 해당하는 양이다. 국내의 풍력발전단지는 강원도와 동해, 제주도를 중심으로 개발되었다. 우리나라의 풍력개발사업은 1988년부터 1991년까지 전국 64개의 기상관측소, 일부 도서 및 내륙지역에서 관측된 풍속 자료를 이용하여 풍력자원 특성을 분석하고 1992년 풍력발전기를 개발, 설치하여 운영하였다. 국내 풍력 발전은 2011년까지 28곳에 393,845 MW의 용량이 조성되었다. 제주 지역에 조성된 풍력발전은 1998년 8월 행원 풍력 발전단지를 시작으로 국내 설치된 총 용량의 22.9% 를 차지하고 있다. 제주 지역의 발전설비 공급 능력은 2011년 기준으로 780 MW이며 그 중 풍력이 차지하는 비중은 11.6%이다(Kang et al., 2012).

풍력발전단지 조성을 위해서는 정확한 풍력정보가 중요하므로, 최적의 입지선정에 활용 가능한 기상정보 개발이 필요하다. 특히 우리나라와 같은 복잡한 지형에서 풍속의 공간적 변동성은 매우 크다. 풍력발전단지 입지 선정을 위한 과학적 정보 제공을 위해서는 상세하고 정확한 풍향 정보를 제공하는 풍력-기상자원이지도가 필요하다. 따라서 국립기상연구소에서는 1 km 해상도의 전국 풍력-기상자원이지도 개발

하여 보급하고 있다. 풍력-기상자원이지도는 평균 풍속, 최대 풍속, 강풍 비율 등 다양한 바람 정보를 제공하고 있다(Byon et al., 2010).

현재 운영되는 대부분의 국내 풍력발전단지는 발전단지 근처의 기상관측 자료를 이용하여 개발되었다. 그러나, 복잡한 지형과 지표이용도가 변화할 때 풍속은 공간적으로 크게 변화한다. 또한 지상 기상관측자료와 터빈고도 풍속과의 외삽에 의한 오차가 발생한다. 그러므로, 기존에 개발되어 운영중인 발전단지의 효율성은 고해상도 풍력-기상자원이지도와 발전단지 발전량 자료를 이용하여 평가할 필요가 있다. 그러므로 본 연구에서는 풍력-기상자원이지도로부터 산출되는 이론적인 잠재전력생산량과 발전기에서 측정된 발전량 자료를 비교하여 풍력발전단지의 효율성을 분석하고자 한다. 본 연구에서는 행원 풍력발전단지 근처에서의 풍력-기상자원이지도 검증 결과를 제시하고 행원 풍력발전단지 효율성을 분석하였다.

자 료

풍력-기상자원이지도와 풍속 관측

국립기상연구소 풍력-기상자원이지도는 미국 NCAR (National Center for Atmospheric Research)에서 개발된 중규모 수치모델 WRF (Weather Research and Forecasting, Skamarock et al., 2008)을 이용하여 1 km 해상도에 대하여 개발되었다(Byon et al., 2010). 풍력-기상자원이지도는 1998년부터 2009년까지의 평균 기상상태를 대표하는 TMY (Typical Meteorological Year) 기법을 이용하여 모의되었다(Kim et al., 2009, 2011).

수치모델을 이용하여 개발된 풍력-기상자원이지도의 정확도는 지상 관측 및 고층 관측자료를 이용하여 검증되었다(Byon et al., 2010). 그러나 선행연구는 한반도에서 관측된 전체 영역에 대하여 검증되었으므로 본 연구에서는 분석하고자 하는 행원 발전단지 근처의 자동기상관측장비(AWS)에서 관측된 바람 자료를 이용하여 풍속의 통계적 검증 (Bias와 RMSE)을 수행하고, 풍력-기상자원이지도의 고도 50 m 풍향·풍속의 정성적 분포를 검증한다. Bias와 RMSE (Root Mean Square Error)의 계산은 식 (1)과 식 (2)를 따른다.

$$\text{Bias} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (M_i - O_i) \quad (1)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (M_i - O_i)^2} \quad (2)$$

여기서, M_i 는 풍력-기상자원지도 산출 풍속, O_i 는 관측된 풍속, N 은 전체 자료 개수다.

풍력 발전기 터빈의 고도는 지상으로부터 50 m 이상이다. 반면 AWS 관측 자료의 지표층 풍속은 고도 10 m이다. 그러므로 10 m 높이의 풍속을 행원 풍력 발전기 고도인 50 m 풍속으로 보정한다. 일반적으로 대기 경계층 내에서 풍속의 보정 방법은 다음과 같은 바람 지수식을 이용한다.

$$V_h = V_m \left(\frac{H_h}{H_m} \right)^\alpha \quad (3)$$

여기서 V_h 는 풍력발전기 높이에서의 풍속, V_m 은 관측 높이에서의 풍속, H_h 는 풍력발전기 높이, H_m 는 관측 높이, α 는 표면 거칠기와 관련된 인자이다. 일반적으로 α 는 지형에 관련되어 0.1-0.4의 값을 갖는다. 본 연구에서는 Ryu et al. (2009) 의해 제시된 행원 지역에 대한 0.14를 이용한다.

발전량

풍력발전단지에서 생산되는 발전량의 비교는 풍력-기상자원지도로부터 계산되는 이론적인 잠재발전량과 비교된다. 이론적인 잠재전력발전량(Potential Electricity Production, PEP)은 식 (4)을 이용하여 산출된다(Yim et al., 2007).

$$PEP = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (4)$$

잠재전력생산량(PEP)은 공기의 밀도(ρ)와 풍력발전기 블레이드 통과면적(A), 풍속의 세제곱(v)에 비례한다. 공기의 밀도는 표준대기 상태 공기 밀도(1.225 kg m^{-3})를 이용하였다.

이론적인 잠재전력발전량과 풍력발전기에서 얻어지는 실제 전력생산량의 비교는 제주 행원 발전단지 전력량을 이용하였다. 행원 발전단지는 제주시 구좌읍 행원리에 위치하고 있으며, 단지내에는 전체 15기의 풍력 터빈이 설치되어 있다. Fig. 1은 제주 행원리 위치와 Fig. 2는 행원 발전단지에 설치된 풍력발전기의 배치도이다. 행원 풍력발전단지의 발전 효율성 조사를 위하여 풍력발전기 15기 중 본 연구에서는 10호기를 연구 대상으로 선정하였다. 분석 기간은 2012년 2월부터 9월까지 8개월 전력생산량 자료를 분석하였다.

결 과

풍력-기상자원지도 검증

PEP 계산에 이용되는 풍력-기상자원지도의 정확성 검증을 위하여 행원 발전단지근처의 구좌 AWS 관측 자료를 이용하였다. 식 (1)과 (2)를 이용한 풍속의 통계적 검증 결과 연 평균 Bias는 1.6 m s^{-1} 이며, 연 평균 RMSE는 2.5 m s^{-1} 를 나타냈다. Bias와 RMSE의 최대는 모두 여름철에 나타났으며, 대체로 봄에 최소가 되는 경향을 보였다. Fig. 3는 구좌 AWS와 풍력-기상자원지도 고도 10 m 풍속의 월별 비교이다. 관측된 풍속의 최대 값은 12월에 6.0 m s^{-1} 의 풍속이나, 풍력-기상자원지도에서는 1월에 7.0 m s^{-1} 로 가장 높은 풍속을 나타냈다. 풍속의 최대 값이 나타나는 시

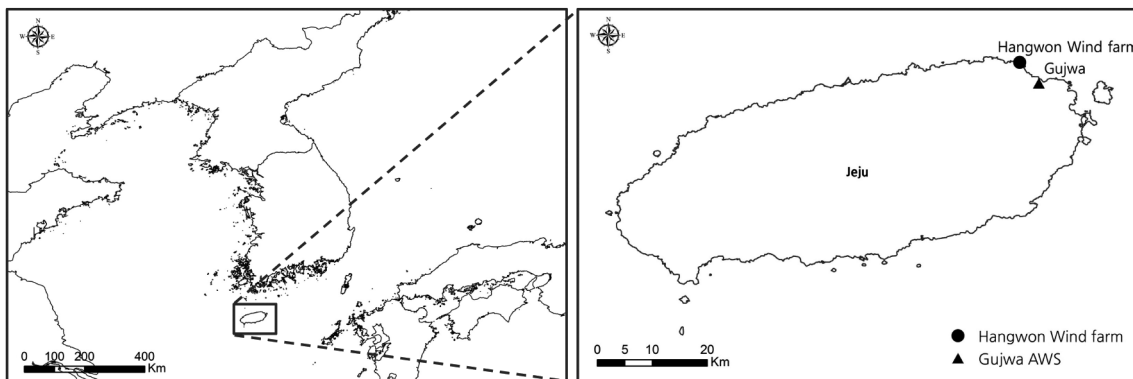


Fig. 1. Location of Haengwon wind farm in Jeju Island.

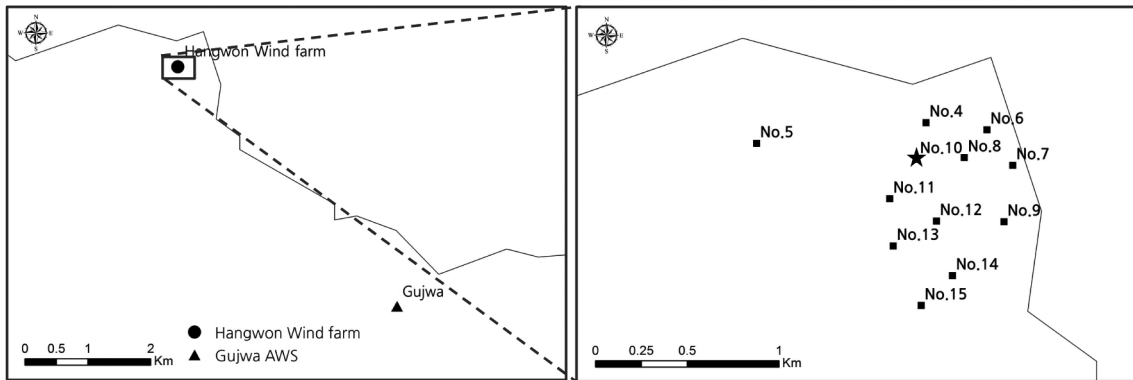


Fig. 2. Map of turbine at Haengwon wind farm. Turbine number 10 is used for wind power analysis in this study.

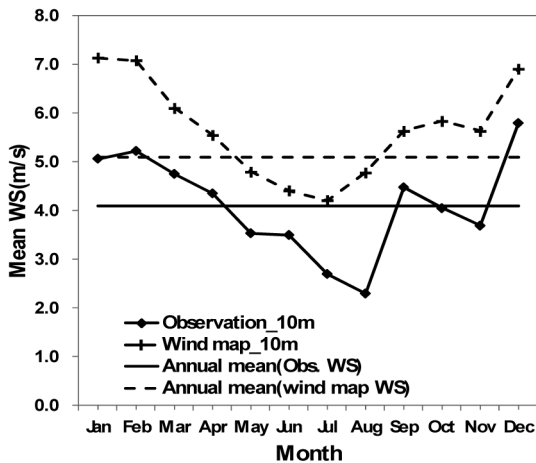


Fig. 3. Monthly variation of 10 m wind speed above ground level between AWS observation and Korean wind map at Gujwa. Solid line and dashed line indicate observation and wind map, respectively.

기는 12월에서 2월까지의 겨울철이며 관측값과 풍력-기상자원지도의 최대 시기가 잘 일치하고 있다. 관측된 가장 낮은 평균 풍속은 8월에 2.0 m s^{-1} 의 크기를 보였으며, 7월과 8월은 풍속의 최소값을 나타내는 시기이다. 풍력-기상자원지도에서도 7월에 4.0 m s^{-1} 의 풍속으로 최소값을 보이며 6월과 7월에 최소 시기를 보였다. 관측된 연 평균 풍속은 4.0 m s^{-1} , 풍력-기상자원지도의 풍속은 5.0 m s^{-1} 로서 풍력-기상자원지도는 과대 모의되었으나 월별 시간적 변동 경향성은 일치하였다.

Fig. 4는 바람장미를 이용하여 풍향을 검증하였다. 검증은 연 평균 풍향과 계절 별 풍향에 대하여 실시하였다. 관측된 연 평균 풍향은 풍속의 크기에 따라

다른 경향을 보인다. 약한 풍속($0-4 \text{ m s}^{-1}$)에서는 주 풍향이 뚜렷하지 않으나 강풍 사례(4 m s^{-1} 이상)에서는 주로 북동풍과 북서풍이 나타났다. 반면 풍력-기상자원지도의 풍속 분포는 북서풍이 뚜렷하며 특히, 9 m s^{-1} 이상의 강풍에서 북서풍 경향은 아주 강하게 나타났다. 풍력-기상자원지도의 풍향은 여름을 제외하고는 대부분 북서풍의 경향이 우세하다. 봄에는 풍력-기상자원지도에서 대부분 북서풍이 존재하며 남풍도 약하게 나타났다. 관측된 봄철 풍향은 북풍 계열이다. 여름은 풍력-기상자원지도에서 동, 남, 서풍이 고르게 분포하고 있으며, 관측된 풍속은 남동, 남서, 북서풍이 크다. 여름철 풍속의 크기는 관측보다 과대 모의의 경향이 크며 풍향은 대체로 일치함을 보인다. 가을의 풍력-기상자원지도 풍향은 북서풍이 주풍향이며 북동풍도 존재한다. 가을철 관측된 풍속에서 강풍은 주로 북동풍으로서 풍력-기상자원지도와의 풍향과 풍속 오차가 크게 나타났다. 겨울철 풍향 분포는 풍력-기상자원지도에서 북서풍이 강하게 나타나며 관측된 북서풍 풍속의 크기는 풍력-기상자원지도와 유사함을 보인다. 북동풍도 관측은 되었으나 풍력-기상자원지도에서는 나타나지 않으며 풍속의 오차는 북동풍에서 크다.

관측된 풍속과 풍력-기상자원지도 풍속의 일 변동성을 비교하였다(Fig. 5). TMY 기간 동안 풍속의 일 변동성은 오후(1200LST-1600LST) 시간동안 최대를 나타낸다. 오후에 최대가 나타나는 일 변동은 풍력-기상자원지도와 관측이 잘 일치하고 있으나 풍속 크기 차이는 1 m s^{-1} 정도로써 풍력-기상자원지도에서 과대하게 나타났다. 풍속의 일 변동을 계절별로 조사한 결과 대부분의 계절에서 일 변동이 존재한다. 봄

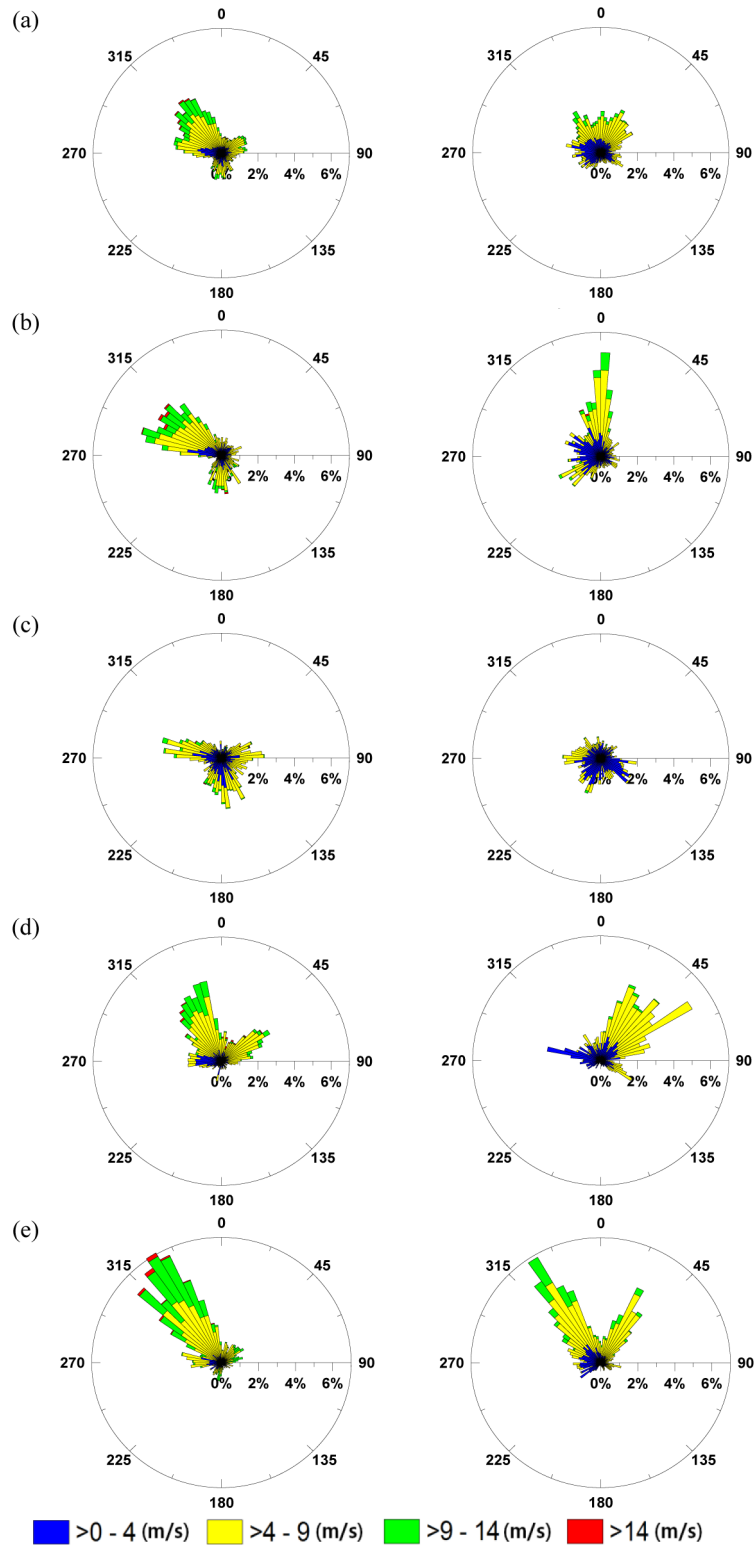


Fig. 4. Comparison of wind direction between wind map (left column) and observation (right column) at Gujwa for 10m wind speed during (a) annual mean, (b) spring, (c) summer, (d) autumn, (e) winter.

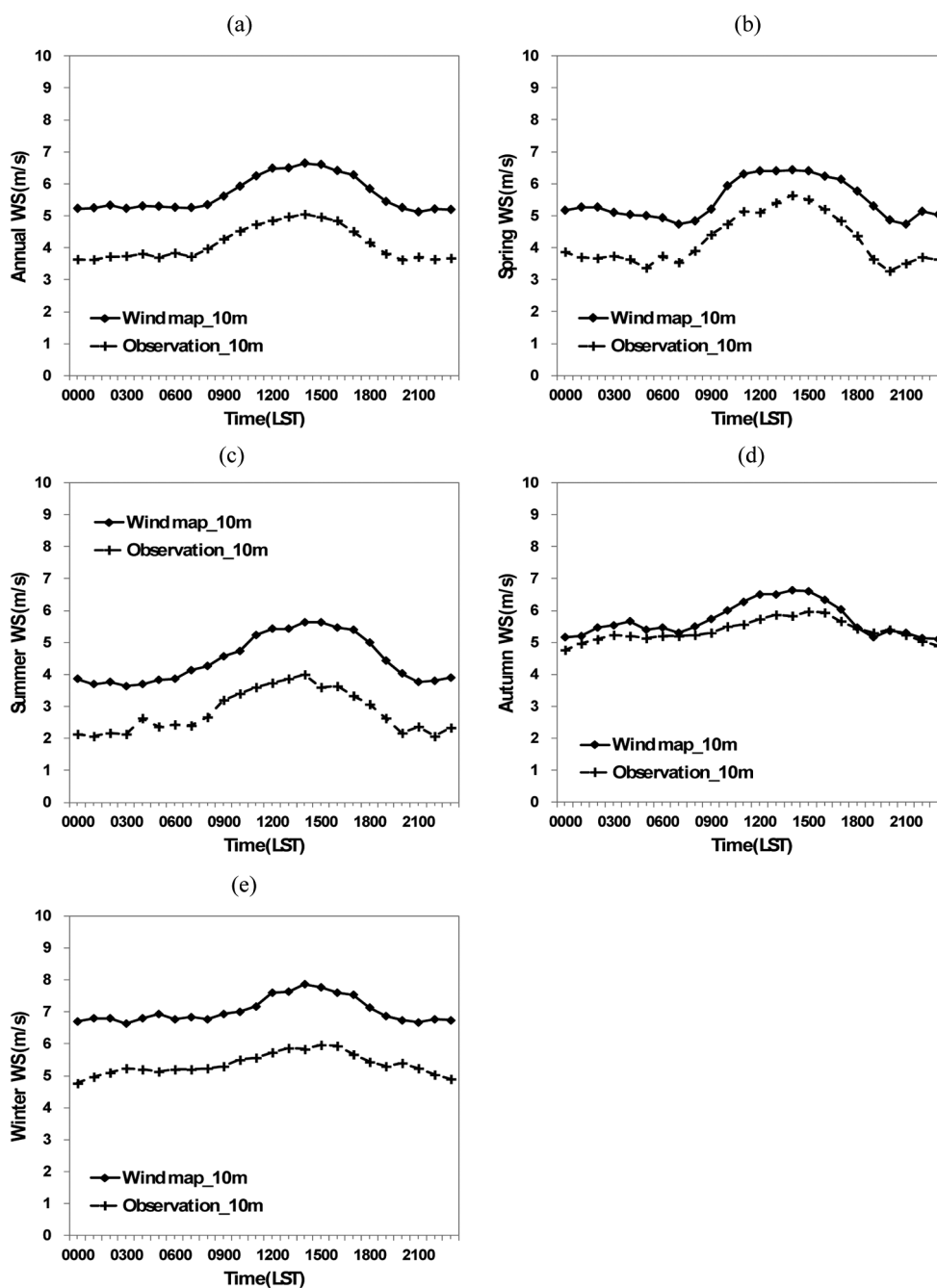


Fig. 5. Diurnal variation of wind speed for AWS observation and wind map at Gujwa during (a) annual mean, (b) spring, (c) summer, (d) autumn, (e) winter. Solid line and dashed line indicate wind map and observation, respectively.

에는 오후 시간동안 풍속의 최대가 나타나며 일 변동의 최대는 여름철에 나타난다. 관측된 풍속은 $2\text{--}3\text{ m s}^{-1}$ 이하였으며 오후에 3 m s^{-1} 정도로 증가하였다. 가을과 겨울은 오후에 최대가 나타나는 일 변동은

존재하나 풍속 최대 시간과 최소 시간의 크기 차이는 감소하였다. 풍력-기상자원지도와 관측된 풍속의 차이는 가을에 최소였으며 야간과 새벽 시간은 거의 일치하고 있다. 겨울은 일 변동이 약화되었으며, 풍

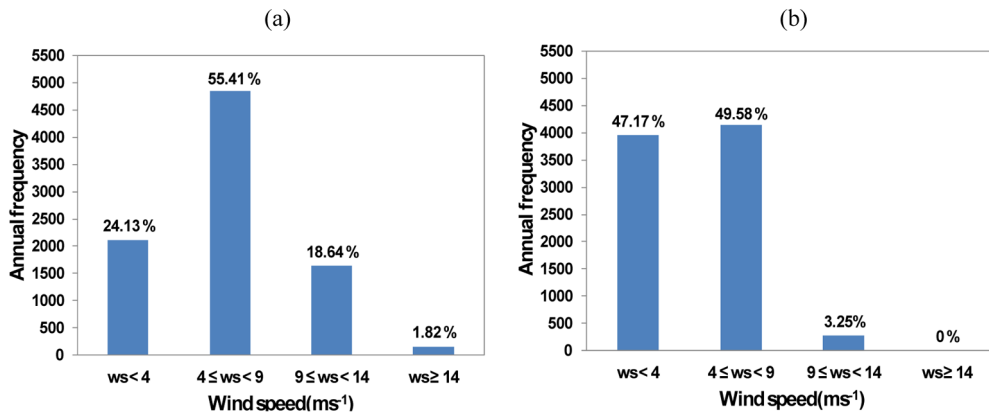


Fig. 6. Comparison of wind speed ratio between (a) wind map and (b) observation at 50 m above ground level.

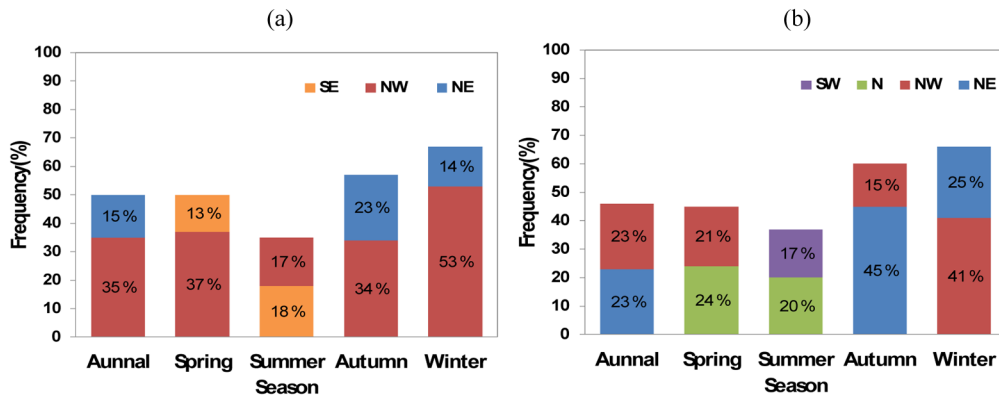


Fig. 7. Comparison of main wind direction between (a) wind map and (b) observation at 10 m above ground level.

력-기상자원지도와 관측된 풍속의 오차는 증가하였다. 풍속 일 변동의 주요 원인은 해륙풍의 영향이며 여름철은 대규모 종관적인 영향에 의한 바람보다는 국지적인 해륙풍이 발생하는 계절이므로 일 변동이 뚜렷하며, 겨울철은 종관적인 영향에 의해 해륙풍 효과는 작아진다(National Institute of Meteorological Research, 2010).

Fig. 6에서는 행원 풍력발전단지의 발전 가능한 풍속의 비율 조사를 위하여 풍속 등급별로 비율을 조사하였다. 풍력발전에 활용 가능한 풍속 조사를 위해서는 AWS 관측 풍속을 식 (1)을 이용하여 터빈 고도의 풍속으로 변환하여 조사하였다. 풍력 발전기는 4 m s⁻¹ 미만의 약한 풍속에서는 터빈의 가동이 없으며 4 m s⁻¹ 이상의 풍속에서 시동이 되고 14 m s⁻¹ 풍속까지는 발전량이 풍속의 세제곱에 비례하여 지속적으로 증가한다. 그러나 14 m s⁻¹ 이상의 풍속에서는 풍속이 증가하더라도 발전량이 증가하지는 않으며 일

정한 형태를 보인다. 또한 풍속의 크기가 25 m s⁻¹ 이상이 되면 풍력 터빈의 운영을 중지하여야 한다(Park et al., 2010, Ryu et al, 2009).

따라서 풍속의 등급을 위의 풍력 발전이 가능한 풍속의 크기에 따라 분류하여 조사하였다. 풍력-기상자원지도에서의 풍속 등급 크기는 4 m s⁻¹ 이상과 9 m s⁻¹ 미만의 크기에서 약 55% 정도로 최대값을 나타낸다. 관측된 풍속은 4 m s⁻¹ 미만의 풍속에서 47%, 4 m s⁻¹ 이상과 9 m s⁻¹ 미만의 크기에서 약 50% 비율을 보인다. 9 m s⁻¹ 이상의 풍속에서도 풍력-기상자원지도는 관측보다 큰 값을 보인다. 이러한 이유는 풍력-기상자원지도의 풍속이 과대 산출되었기 때문이다. 풍력발전에 활용 가능한 풍속의 비율은 풍력-기상자원지도에서 약 76%, 관측된 풍속은 53%로써 차이가 23%정도 되었다.

풍력발전은 풍향이 일정한 바람이 지속적으로 불 때 발전이 효율적이다. 따라서 Fig. 7에서는 관측된

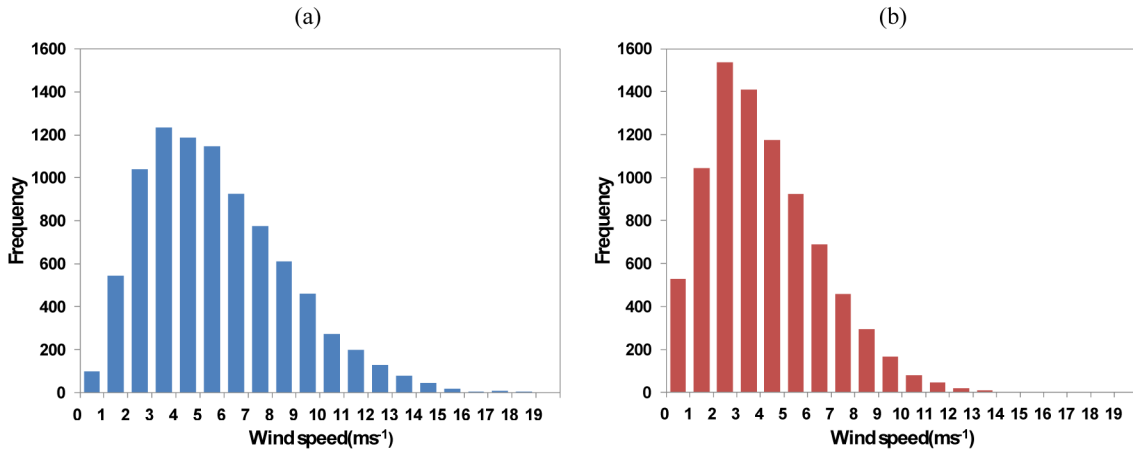


Fig. 8. Comparison of wind frequency between (a) wind map and (b) observation at 10 m above ground level.

바람과 풍력-기상자원지도의 주 풍향을 비교하였다. 구좌 AWS의 연 평균 주 풍향은 북서풍(NW)과 북동풍(NE)이 각각 약 23%정도이며, 풍력-기상자원지도는 북서풍(NW)이 35%, 북동풍(NE)이 약 15% 정도를 보여 북서풍이 과대 모의되었다. 계절별 주 풍향을 비교하면 봄철 관측된 바람은 북풍(N), 북서풍(NW)이 각각 24%, 21%를 보였으며, 풍력-기상자원지도는 북서풍(NW), 남동풍(SE)이 37%, 13%를 보여 북서풍이 과대 모의되었다. 여름은 남서풍(SW)과 북풍(N)이 17%, 20% 관측되었는데 뚜렷한 주 풍향 없이 대부분의 모든 풍향에서 10% 이상의 크기를 보였다. 풍력-기상자원지도의 풍향 크기는 남동(SE), 북서풍(NW)이 각각 18%, 17%를 나타냈는데 다른 방향에서도 10% 이상을 나타낸다. 가을철 풍향은 북서(NW), 북동풍(NE)이 대부분 차지하며 이러한 경향은 관측과 풍력-기상자원지도가 일치하나 관측에서는 북동풍(NE, 45%)이 북서풍(NW, 15%)보다 크게 나타났으며, 풍력-기상자원지도는 북서풍(NW, 34%)이 북동풍(NE, 23%)보다 크게 나타났다. 북서풍(NW)과 북동풍(NE)이 주 풍향으로 나타나는 경향성은 겨울철에 더욱 뚜렷하다. 관측된 겨울철 풍향은 북서풍(NW) 41%, 북동풍(NE) 25%이며, 풍력-기상자원지도의 풍향은 북서풍(NW) 53%, 북동풍(NE) 14%를 보였다. 주 풍향 비율 크기의 오차는 존재하나 주 풍향의 방향에서 관측과 풍력-기상자원지도는 일치하고 있다.

Fig. 8에서는 관측된 풍속과 풍력-기상자원지도 풍속의 빈도수를 이용하여 검증하였다. 관측된 풍속의

최대 빈도수는 2-3 $m s^{-1}$ 에서 나타나며 3 $m s^{-1}$ 이하의 약한 풍속은 풍력-기상자원지도의 풍속 빈도수보다 크다. 그러나 관측된 4 $m s^{-1}$ 이상의 풍속 빈도수는 풍력-기상자원지도의 풍속 빈도수보다 작다. 4 $m s^{-1}$ 크기 정도의 빈도수는 관측과 풍력-기상자원지도가 잘 일치하고 있으며 5 $m s^{-1}$ 이상 풍속의 빈도수는 오차가 증가하는 경향을 보인다.

발전량 분석

풍력발전단지의 효율성 지표(Capacity Factor, CF)는 풍력발전단지의 잠재전력생산량(Potential Electricity Production, PEP)과 풍력발전기에서 실제 얻어지는 전력의 비율(Actual Electricity Production, AEP)로써 정의되며 식 (5)와 같다.

$$CF = \frac{AEP}{PEP} \tag{5}$$

즉, 바람이 갖는 PEP에 대한 풍력발전기의 가동률 및 손실률을 고려한 실제전력생산량(AEP)의 비율 의미하며, 실제 설비의 전력 생산 효율을 진단하는 지표이다.

분석 기간 동안 잠재 발전량은 2,637,255 kWh이며 행원 발전단지의 실제 발전량은 654,068 kWh으로써 발전량 비율은 24.8%를 보였다. 전 세계 평균 19.8% (Xi et al., 2009) 보다 큰 값을 보여 제주 행원 발전단지는 풍력발전을 위한 적합한 지역으로 판단되며 발전량의 크기를 월 별로 조사하였다(Fig. 9). 실제 발전량은 이론적인 잠재 발전량과 크기 차이는 크다.

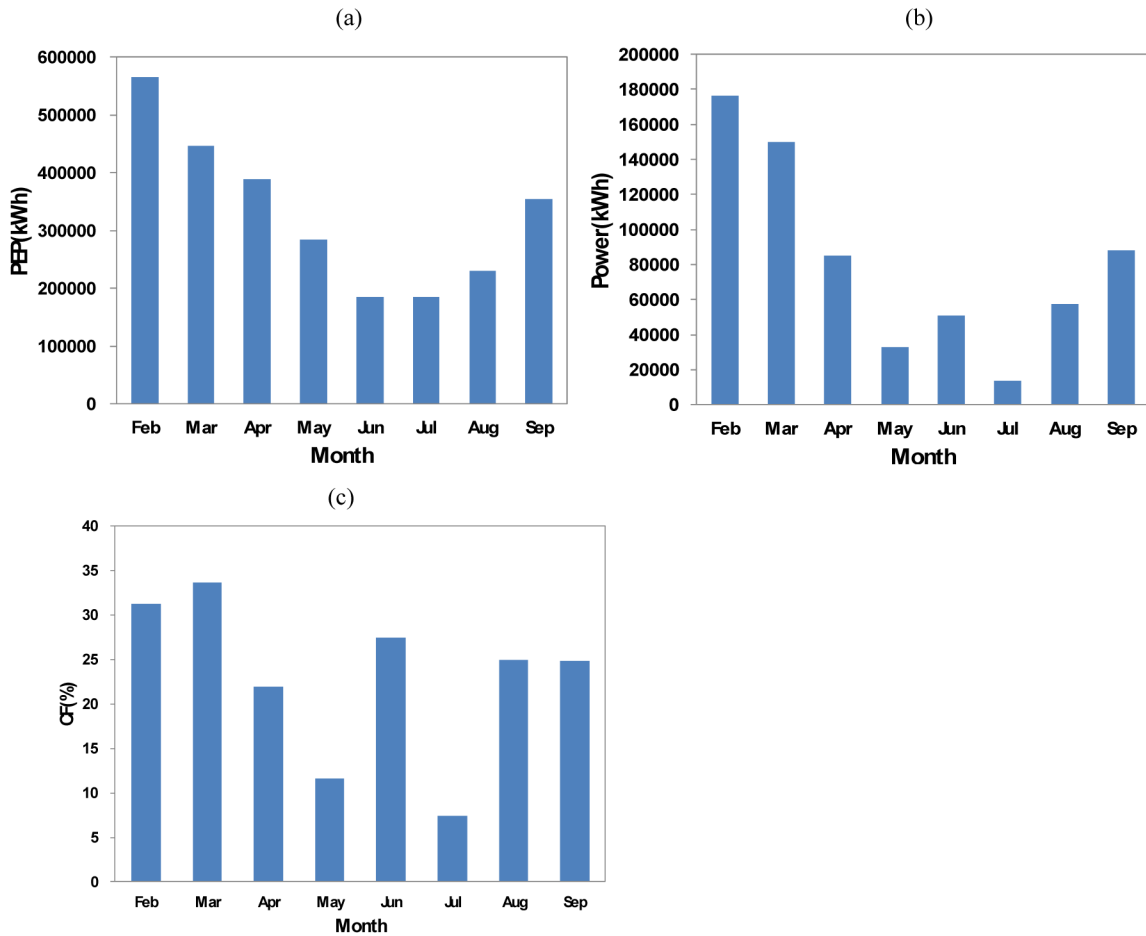


Fig. 9. Monthly variation of (a) the estimated wind production based on wind map at 50 m above ground level, (b) the actual production, and (c) capacity factor at Haengwon wind farm.

그러나, 봄과 겨울철은 증가하고 여름철은 감소하는 V자형 형태를 보이는 경향은 잘 일치하고 있다. 발전량의 최대는 2월, 최소는 7월에 나타났으며 2월과 3월은 증가하는 시기이며 6월과 7월은 감소시기이다. 효율성 지표는 3월에 최대값을 보이며 최소는 7월에 나타난다. 5월과 7월을 제외하고는 대부분 20% 이상이다.

발전량 오차의 크기 차이는 풍속 예보 오차에서 기인하는 가능성이 가장 크다. 구좌 AWS와 자원지도의 검증 결과에서 풍력-기상자원지도의 풍속은 관측보다 과대 모의되었다. 발전량은 풍속의 세제곱에 비례하므로 과대 모의된 풍속 오차는 발전량의 큰 오차를 유발할 수 있다. 발전량 오차의 다른 요인은 발전기 운영과 관련될 수 있다(Ko et al., 2007). 발전기 운영은 풍속에 의한 발전기 가동 시간 및 발전

기 터빈의 기계적인 오류에 의한 정지를 포함한다. 즉, 약한 풍속과 아주 강한 풍속, 터빈의 기계적 결합에 의한 가동률이 포함되므로 발전기 운영 시간을 조사하여 발전단지 효율성을 평가하고자 한다(Fig. 10). 2월, 3월, 9월은 발전기 가동시간이 500시간 정도로 비슷한 시간을 보였으며, 7월은 발전기 가동시간이 작는데 약한 풍속도 원인이 될 수 있지만, 이 기간 동안 태풍의 영향으로 발전기 가동이 중지되어 가동 시간이 작다.

Fig. 11은 잠재 발전량과 실제 발전량의 크기에 따른 빈도수 분포이다. 발전량은 100 kWh 이하에서 가장 크고, 발전량이 증가함에 따라 빈도수는 감소하는 경향을 보인다. 잠재 발전량과 실제 발전량을 비교하였을 때 잠재 발전량의 빈도수는 실제 발전량보다 매우 큰 경향을 보인다. 이는 위에서 설명한 바와 같

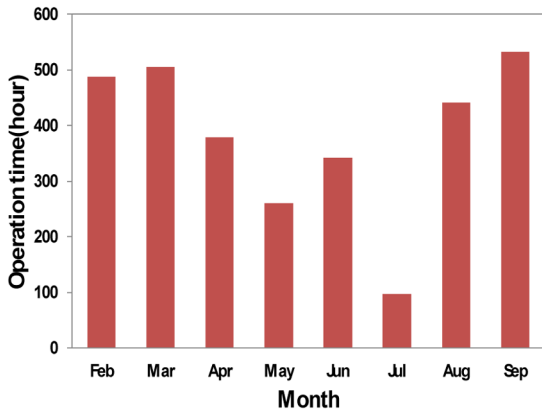


Fig. 10. Monthly distribution of operation time of wind turbine at Haengwon wind farm.

이 풍력-기상자원지도 풍속의 과대 모의와 발전기의 기계적인 오류에 의해서 정지가 될 수 있으므로 실제 발전량은 이론적인 잠재 발전량보다 작다.

계절에 따른 잠재 발전량과 실제 발전량 빈도수를 조사하였다(Fig. 12). 잠재 발전량의 분포에서 여름은 100 kWh 이하의 발전량에서 최대를 나타낸다. 발전량 크기가 증가함에 따라 여름철에 나타나는 빈도수는 크게 감소한다. 여름철에는 약한 풍속 때문에 발전량의 크기가 작은 경우의 빈도수가 많다. 봄, 가을, 겨울의 발전량 빈도수 분포는 발전량의 크기가 작은 경우는 겨울에 최소이나 발전량이 증가함에 따라 봄, 가을의 빈도수는 감소하고 겨울철 빈도수가 가장 크게 증가한다. 겨울은 주로 강한 풍속이 발생하여 발

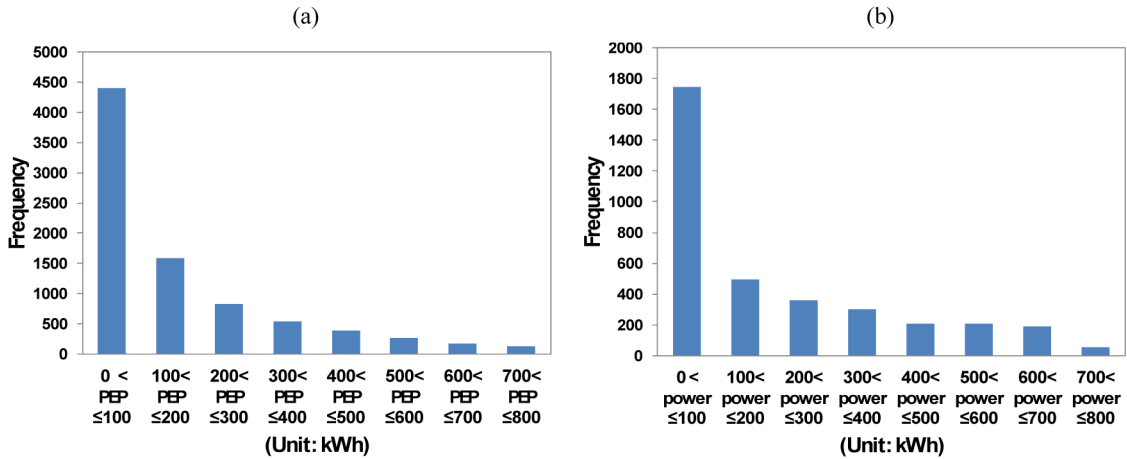


Fig. 11. Comparison of wind power frequency between (a) the estimated production and (b) the actual production at Haengwon wind farm.

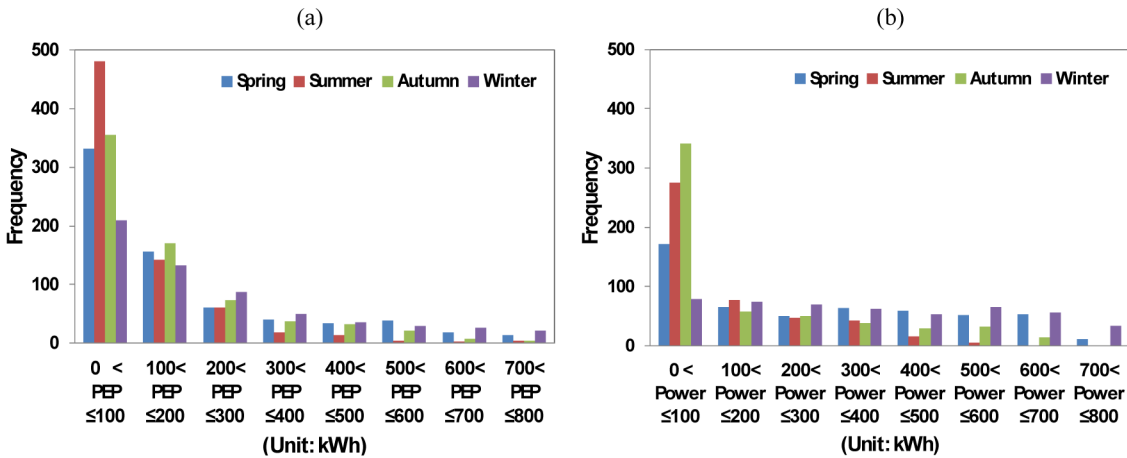


Fig. 12. Seasonal variation of wind power frequency for (a) the estimated production based on wind map and (b) the actual production at Haengwon wind farm.

전량의 빈도수가 증가한다. 실제 발전량의 분포에서도 100 kWh 이하의 발전량은 여름과 가을에 높은 빈도수를 보이며 겨울은 가장 작은 빈도수를 나타낸다. 발전량 크기가 증가함에 따라 여름과 가을철 빈도수는 점차 감소하며 봄과 겨울은 빈도수가 증가하고 있다. 잠재 발전량과 실제 발전량의 크기 차이는 존재하나 계절별 특징과 빈도수 분포의 형태는 잘 일치하고 있다.

결 론

국립기상연구소에서 개발된 풍력-기상자원지도로부터 발전단지의 운영 효율성을 조사하기 위하여 제주 행원발전단지에 대하여 평가하였다. 수치모델을 이용한 풍력-기상자원지도 검증은 행원발전단지 근처의 구좌 AWS 자료를 이용하였다.

풍력-기상자원지도의 연 평균 풍속은 5.0 m s^{-1} , 구좌의 관측된 풍속은 4.0 m s^{-1} 를 보였으며, 과대 모의되는 경향은 모든 계절에서 나타났다. 풍속의 통계적 검증 결과 연 평균 Bias는 1.6 m s^{-1} 이며, 연 평균 RMSE는 2.5 m s^{-1} 를 나타내어 풍속은 과대 모의되고 있음을 지시한다. 그러나 풍속의 최대는 겨울, 최소는 여름에 나타나는 경향은 관측과 풍력-기상자원지도는 잘 일치하였다. 행원 풍력발전단지 근처에서는 풍속의 일 변동성이 특징적으로 나타났다. 풍속은 오후 시간에 최대이며, 야간에는 감소하였다. 일 변동성은 특히 여름철에 뚜렷하였는데 일 변동성은 주로 해륙풍에 의하며 해륙풍은 중관적인 영향이 작은 여름철에 잘 나타나기 때문이다. 오후에 풍속이 최대가 되는 일 변동성은 풍력-기상자원지도와 관측에서 잘 일치하며 오후 시간 동안 최대 풍속은 전력 소모가 큰 낮 시간 동안 풍력 발전 활용도가 클 것으로 생각된다.

풍력 발전기 터빈은 4 m s^{-1} 이상의 풍속에서 가동이 되고 풍속의 크기가 25 m s^{-1} 이상이 되면 풍력 터빈의 운영을 중지하게 된다. 그러므로 풍력 발전에 활용 가능한 풍속의 비율을 조사한 결과 풍력-기상자원지도에서는 약 76%, 관측된 풍속은 53% 정도를 나타냈다. 이러한 결과는 풍력-기상자원지도 풍속의 과대 모의에 의한 것으로 볼 수 있다. 제주 구좌의 관측된 풍향은 주로 북서풍과 북동풍이며, 풍력-기상자원지도의 주 풍향 북동풍 및 북서풍과 일치하였다. 풍력-기상자원지도와 관측된 풍속의 검증 결과로부터

풍속은 과대모의, 봄과 가을철 풍향의 오차가 크다는 것을 알 수 있었다. 수치모델에 의해 개발된 풍력-기상자원지도는 모델이 가지는 불확실성에 의해 정확도의 한계를 가지므로 지속적인 개선이 필요할 것으로 보인다.

풍력-기상자원지도로부터 산출된 이론적인 발전량과 발전단지의 실제 발전량을 비교한 결과 발전량 비율은 24.8%로써 전 세계 평균 19.8%보다 큰 값을 보여 제주 행원 발전단지는 풍력 발전 적합 지역으로 판단되었다. 이론적인 발전량과 실제 발전량의 크기 차이는 있으나, 분포 형태는 봄과 겨울철은 증가하고 여름철은 감소하는 형태는 일치하고 있다. 발전 효율성 감소의 원인은 모의된 풍력-기상자원지도의 풍속 오류와 터빈의 기계적 오차로부터 발생될 수 있다. 풍력-기상자원지도의 검증 결과는 관측된 풍속보다 과대 모의되었는데 풍속의 오차가 감소하면 효율성은 더 증가할 것이다.

본 연구에서는 행원 풍력발전단지의 터빈 15기 중 10호기를 대상으로 효율성을 분석하였다. 풍력 발전기의 효율성은 난류의 영향으로 발전 단지 내에서도 차이가 존재할 수 있다. 향후에는 발전단지 터빈의 전체적인 효율성 조사가 필요하며 본 연구의 결과는 풍력발전의 효율성 증대를 위한 터빈의 재배치 등에 활용될 수 있다.

감사의 글

이 연구는 국립기상연구소 주요사업 “응용기상기술 개발” 연구의 일환으로 수행되었습니다.

References

Byon, J.Y., Choi, Y.J., and Seo, B.K., 2010, Characteristics of a wind map over the Korean Peninsula based on mesoscale model WRF. *Atmosphere*, 20, 195-210. (in Korean)

IPCC, 2007, *Climate change: The physical science basis-Summary for policy makers*. IPCC WGI Fourth Assessment Report, 18 p.

Kang, M.S., Jin, K.M., Kim, E.H., Oh, S.B., and Lee, J.M., 2012, A study on the determining ESS capacity for stabilizing power output of Hang-won wind farm in Jeju. *Journal of the Korean Solar Energy Society*, 32, 25-31. (in Korean)

Kim, H.J., Jung, S., Jung, Y.L., Choi, Y.J., and Kim, K.R., 2009, A study on the establishment of TMY (Typical

- Meteorological Year) for wind resource in Korea. Korean Journal of Applied Statistics, 22, 943-960. (in Korean)
- Kim, H.J., Jung, S., and Choi, Y.J., 2011, On generation of 2010 TMY for the wind resources of the Korean Peninsula via two-stage algorithm and representative property of the TMY. Journal of the Korean Data Analysis Society, 13, 269-281. (in Korean)
- Ko, K.N., Kang, M.J., and Huh, J.C., 2007, Operational characteristics of wind turbine generator systems in Hangwon wind farm. Journal of the Korean Solar Energy Society, 27, 1-9. (in Korean)
- National Institute of Meteorological Research, 2010, A study on the characteristics of sea-land breeze in Jeju island using wind vector data of AWS, 57 p. (in Korean)
- Park, Y.H., Kim, K.B., Her, S.Y., Lee, Y.M., and Huh, J.C., 2010, A study on the wind data analysis and wind speed forecasting in Jeju area. Journal of the Korean Solar Energy Society, 30, 66-72. (in Korean)
- Ryu, G.H., Kim, K.S., Kim, J.C., and Song, K.B., 2009, A study on estimation of wind power generation using weather data in Jeju island. The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers, 58, 2349-2353.
- Skamarock, W.C., Klemp, J.B., Dudhia, J., Gill, D.O., Barker, D.M., Duda, M.G., Huang, X., Wang, W., and Powers, J.G., 2008, A description of the advanced research WRF version 3. NCAR Tech. Note NCAR/TN-475+STR, National Center for Atmospheric Research, Boulder, CO, USA, 125 p.
- Song, K., Bang, C.H., Park, Y.S., and Choi, Y.J., 2012, Research and analysis for developing of evaluation on the site selection of wind farm. Journal of the Wind Engineering Institute of Korea, 16, 3-12. (in Korean)
- Yim, S.H.L., Fung, J.C.H., Lau, A.K.H., and Kot, S.C., 2007, Developing a high-resolution wind map for a complex terrain with a coupled MM5/CALMET system. Journal of Geophysical Research, 112, 5106-5121.
- Xi, L., McElroy, M.B., and Kiviluoma, J., 2009, Global potential for wind-generated electricity. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America (PNAS), 106, 10933-10938.

2013년 9월 6일 접수
2013년 10월 4일 수정원고 접수
2013년 11월 2일 채택