

# AWS 풍황데이터를 이용한 강원풍력발전단지 연간에너지발전량 예측

우재균\*, 김현기\*, 김병민\*, 백인수\*\*, 유능수\*\*

\*강원대학교 대학원 기계메카트로닉스공학과(venimaru@kangwon.ac.kr),  
\*강원대학교 대학원 기계메카트로닉스공학과(kimhk@kangwon.ac.kr),  
\*강원대학교 대학원 기계메카트로닉스공학과(rhapsodist@kangwon.ac.kr)  
\*\*강원대학교 기계메카트로닉스공학과 조교수, 공학박사(paek@kangwon.ac.kr)  
\*\*강원대학교 기계메카트로닉스공학과 정교수, 공학박사(yooneso@kangwon.ac.kr)

## Prediction of Annual Energy Production of Gangwon Wind Farm using AWS Wind Data

Woo, Jae-kyoon\* Kim, Hyeon-gi\* Kim, Byeong-min\* Paek, In-su\*\* Yoo, Neung-soo\*\*

\*Dept. of Mechanical and Mechatronics Engineering, Graduate School, Kangwon National University(venimaru@kangwon.ac.kr),  
\*Dept. of Mechanical and Mechatronics Engineering, Graduate School, Kangwon National University(kimhk@kangwon.ac.kr),  
\*Dept. of Mechanical and Mechatronics Engineering, Graduate School, Kangwon National University(rhapsodist@kangwon.ac.kr),  
\*\*Dept. of Mechanical and Mechatronics Engineering, Kangwon National University, Assistant professor, Ph.D(paek@kangwon.ac.kr),  
\*\*Dept. of Mechanical and Mechatronics Engineering, Kangwon National University, Professor, Ph.D(yooneso@kangwon.ac.kr).

### Abstract

The wind data obtained from an AWS (Automated Weather Station) was used to predict the AEP(annual energy production) of Gangwon wind farm having a total capacity of 98 MW in Korea. A wind energy prediction program based on the Reynolds averaged Navier-Stokes equation was used. Predictions were made for three consecutive years starting from 2007 and the results were compared with the actual AEPs presented in the CDM (Clean Development Mechanism) monitoring report of the wind farm. The results from the prediction program were close to the actual AEPs and the errors were within 7.8%.

Keywords : 풍력(Wind Power), 자동기상관측소(Automatic Weather Station), 연간에너지발전량(Annual Energy Production), 복잡지형(Complex Terrain), 에너지예측(Energy Prediction)

## 1. 서 론

최근 전 세계적으로 지구 온난화와 화석에너지 고갈문제로 인하여 신재생에너지 개발에 대한 연구의 관심이 급속도로 높아지고 있다. 그 중 풍력은 영구적이고 환경오염이 없는 재생에너지원중 비교적 낮은 발전단가로 현재 전 세계적으로 연구가 활발히 진행 되고 있다[1].

풍속은 풍력발전단지의 경제성에 가장 큰 영향을 미치는 인자이기 때문에 풍력발전단지의 입지 선정시 우수한 풍력자원, 즉, 풍속이 강한 지역에 입지를 선정하여야 한다[2]. 이를 위해 풍력발전 단지가 건설될 대상 지점의 풍황 실측자료를 이용한 풍력자원 분석 및 예측이 필요하며, 정확한 풍력자원예측을 위한 여러 연구가 국내에서 지속적으로 수행되어 왔다[3-6].

실측 풍황자료를 얻기 위해서는 기상관측타워를 설치하거나, 우리나라 전역에 설치된 자동기상관측기(AWS)의 데이터를 이용하게 된다. 기상관측타워 설치를 통한 자료의 입수는 타워설치 및 데이터 측정을 위해 시간 및 경제적 부담이 따르게 되지만 질이 좋은 풍황자료를 얻을 수 있고, 반면 자동기상관측소의 데이터를 이용하는 경우 시간적, 경제적인 부담은 적지만 지면으로 부터의 측정 높이가 낮아 풍황 데이터의 정확도에 문제가 있을 수 있게 된다.

풍력자원은 고도에 따라 증가하기 때문에 우리나라의 경우 육상 풍력발전단지의 대부분이 높은 산지에 형성되어 있다. 따라서, 복잡지형에 대한 풍황예측의 정확도에 대한 연구가 많이 이루어지고 있다 [3-6, 10]. 또한 복잡지형에서의 예측 정확도를 높이기 위해 CFD 를 이용한 복잡지형 풍황예측에 대한 연구가 활성화 되고 있다 [7, 8].

최근 자동 기상관측 데이터를 CFD 풍황해석 프로그램에 적용하여 복잡지형의 풍력자원해석을 수행하는 연구가 수행되었다[9]. 그 결과, 자동기상관측소의 풍황데이터가 복잡지형에서의 풍속을 예측하는데 적용가능하다

는 연구결과가 제시되었다. 하지만 풍속이 아닌 풍력에너지 또는 발전량 예측을 수행한 연구는 문헌상에서 찾아보기 매우 어렵다. 따라서, 본 연구에서는 국내 최대의 98MW 풍력발전단지인 강원풍력발전단지의 발전량을 인근 자동기상관측소의 자료와 상용 CFD 프로그램을 이용하여 예측하고 이를 실제 발전량과 비교 분석하여, 그 적용 가능성을 알아보고자 한다.

## 2. 발전단지 현황 및 풍황자료 분석

### 2.1 발전단지 현황

강원풍력발전단지는 강원도 평창군 대관령에 위치한 국내 최대 규모의 98MW급 풍력발전단지로서 총 풍력발전기 49기가 설치되어있다. 강원풍력발전단지를 구성하는 풍력발전기는 VESTAS사의 2MW급 풍력발전기(V80-2000)이다. 풍력발전기 로터(Rotor)의 지름은 80m이며, 허브(Hub) 높이는 일반적인 VESTAS V80 풍력발전기보다 낮은 60m 이다. 풍속별 풍력발전기의 발전성능을 나타내는 출력곡선은 그림 6과 같으며, 시동풍속은 4 m/s, 정격풍속은 15 m/s, 그리고 종단풍속은 25 m/s 이다. 또한 로터의 정격 회전속도는 16.7 rpm 이다.

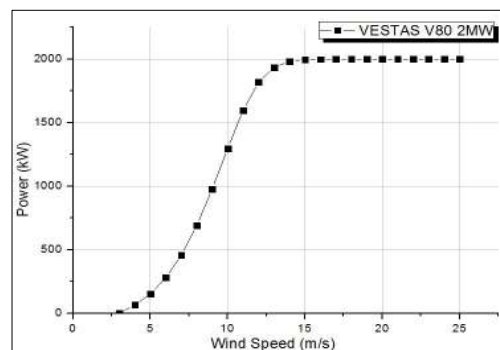


그림 1. Power curve of VESTAS V80

강원풍력발전단지에 설치된 총 49기의 풍력발전기의 좌표는 위성지도상의 Mapping을

통하여 계산되었으며, 위성사진을 통한 강원 풍력발전단지의 조감도는 그림 2와 같다.

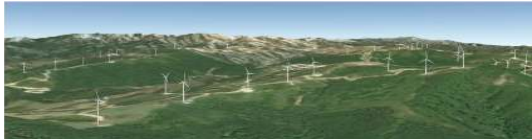


그림 2. Bird's eye-view of the Gangwon Wind Farm

대관령 풍력발전단지의 발전량을 예측하기 위한 풍황자료가 측정된 자동기상관측기는 그림3에 제시된 바와 같이 풍력발전단지에서 남동쪽으로 수 km 떨어진 지점에 위치하고 있다. 자동 기상관측기 실측지점과 강원풍력발전단지의 최 인근 풍력발전기까지의 이격거리는 2.64km이며, 가장 멀리 떨어진 풍력발전기까지의 이격거리는 9.15km이다.



그림 3. Measurement Site Information

## 2.2 풍황자료 분석

풍황예측 프로그램을 이용한 연간발전량예측을 위해서는 적어도 1년 이상의 10분 평균된 풍속 및 풍향데이터가 필요하다. 본 연구에 사용된 자동기상관측소(AWS)의 데이터는 10m의 높이에서 측정된 10분 평균 풍속 및 풍향 데이터이다. 해석을 위해 2007년~2009년까지 총 3년의 데이터가 이용되었으며 데이터의 회수율(Recovery Rate)은 약 99%에 달하였다. 3년동안의 연평균 풍속이 표 1에 제시되어 있다. 표에서 알 수 있듯이 3년동안의 연

평균 풍속변화는 비교적 작은 것으로 나타났다.

표 1. Annual wind speed measured with AWS

| Year | wind speed (m/s) |
|------|------------------|
| 2007 | 3.37             |
| 2008 | 3.32             |
| 2009 | 3.38             |

강원풍력발전단지의 연간에너지 발전량예측에 사용된 2007~2009년의 대관령 기상대 자동기상관측소의 실측자료를 분석한 결과가 그림 4에 제시되었다.

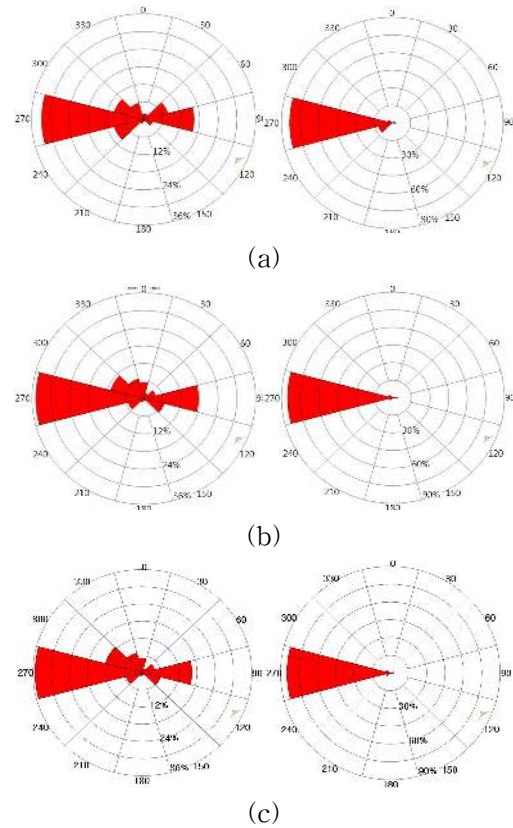


그림 4. Analysis of Wind Data (%). Left: Wind Rose (%), Right: Energy Rose (%), (a) 2007 (b)2008 (c)2009.

그림 4에서 알 수 있듯이 방위별 빈도수(Wind Rose) 와 에너지 밀도 모두 서쪽(270°)에서

우세하게 나타났다. 동(90°)풍의 경우와 서북서(300°)풍의 경우 빈도수는 다소 있지만, 풍속이 낮아 에너지 밀도는 상대적으로 낮은 것으로 분석되었다. 또한 2007년의 경우 다른 해와 달리 서(270°)풍의 빈도와 에너지 밀도의 퍼센트가 작고 서남서(240°) 방향의 빈도와 에너지 밀도 퍼센트가 에너지 밀도가 약간 큰 것을 알 수 있다.

대관령 기상대와 강원풍력발전단지의 이격 거리는 2.64km~9.15km로 대관령 기상대와 강원풍력발전단지가 동일한 기후권이라 가정한다면 국부적인 영향에 따른 바람에 왜곡이 없는 지점일 경우 주풍향이 서풍(270°)일 것으로 예상된다.

그림 5는 대관령 기상대의 월별 평균풍속을 나타낸다. 대관령 기상대의 월별 평균풍속은 11월~3월까지 3.5m/s이상의 평균풍속을 보이고 있음을 알 수 있다. 이는 여름에 비해 겨울에 다소 높은 값을 보이는 일반적인 월별 풍속 경향과 일치한다.

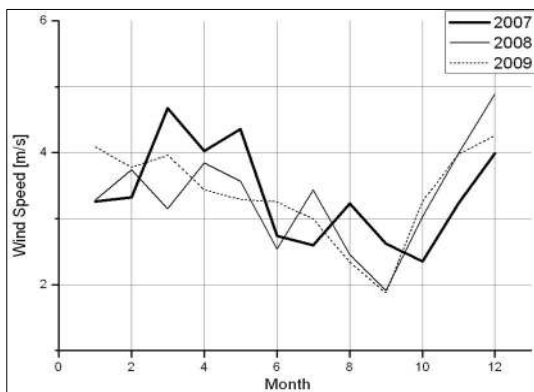


그림 5. Monthly Mean Wind Speed (m/s)

그림 5의 데이터를 시간별로 분석한 결과는 그림 6에 제시되어 있다. 그림 6에서 알 수 있듯이, 13시~16시까지의 평균 풍속이 4.5m/s 이상으로 높게 측정되었으며 낮의 풍속이 밤의 풍속보다 높게 측정되었음을 알 수 있다.

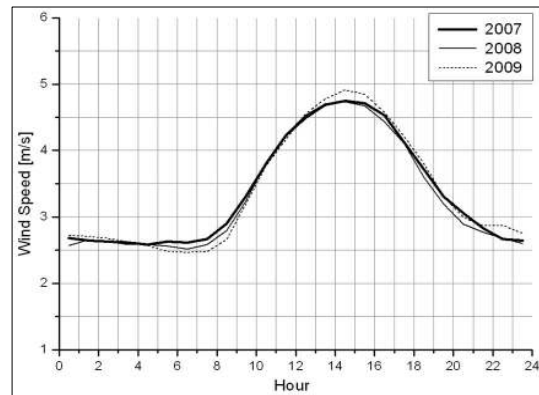


그림 6. Mean Diurnal Profile (m/s)

### 3. 해석 프로그램 및 모델링

#### 3.1 해석 프로그램

본 연구에서 해석 프로그램으로 사용된 WindSim 프로그램은 1997년 노르웨이의 WindSim AS 사에 의해 유동장과 풍력자원 계산을 위해 개발되었다. 전산유체역학(CFD: Computational Fluid Dynamics)에 기반을 둔 프로그램인 WindSim은 3차원 유동장(Flow Field)의 비선형해를 얻기 위해 비압축성 유동에 대한 Reynolds Averaged Navier - Stokes (RANS) 식과 Standard k-epsilon 난류모델을 사용한다[13].

WindSim 해석을 위해서는 먼저 그림 7에 제시된 것과 같이 Terrain 모듈을 통해 전자 지도와 지표거칠기를 입력하여 지형에 대한 정보를 모사한 후, 모사된 지형(x-y)과 대기의 높이(z)의 경계로 이루어지는 3차원 공간영역을 해석을 위한 격자로 나누게 된다.

모델링 이후에는 Wind Field 모듈에서 바람장(Wind Field) 해석이 수행되며 해석되는 유동장의 요소는 압력(Pressure), 속도(Velocity: u, v, w), 난류의 운동에너지(Turbulent Kinetic Energy) 그리고 난류의 소실율(Turbulent Dissipation Rate)이다.

해석영역 내에서의 WindSim 해석은 일반적으로 30°간격으로 나뉘어진 Sector별 RANS 방정식을 적용하며 이루어지며, 사용

자가 설정한 초기 경계 조건으로부터 수행되어 시간 평균된 정상상태의 해를 얻게 된다.

해석을 위해 고도에 따라서 풍속이 변화하는 대기 경계층의 높이는 500m로 가정되었으며, 이 값은 많은 문헌상에서 지균풍의 높이를 설명하기 위해 많이 사용되는 높이이다 [13]. 대기 경계층 밖의 풍속은 10m/s로 일정한 값으로 설정되어 해석에 적용되었다. WindSim에서 대기경계층의 풍속을 일정하게 적용하였을 때, 야기될 수 있는 해석오차는 거의 없는 것으로 알려져 있다 [13]. z 방향의 상부 경계 높이는 해석지역에 따라 WindSim에 의해 자동으로 결정되며, 해석영역의 어떤 지역에서도 바람장에 대한 차단효과를 피하기 위한 충분히 높은 높이로 결정된다. 복잡지형의 경우 이 높이는 대략 8-9 km에 달한다. 3차원 해석영역의 x, y 방향의 경계에는 풍속의 Log Profile이 적용된다. 이 조건은 x, y축 방향으로 무한히 평탄한 지형이 연결되어 있다고 가정한 것과 같다. 따라서, x, y축 방향의 경계와 인접한 영역의 해석은 Log Profile의 경계조건의 영향을 받게 되므로 본 연구에서는 지도 경계로부터 최단거리의 풍력발전기까지의 거리를 적어도 5km 이상으로 고려하여 Map Size를 30km×30km로 결정하였다. 또한 등고선 간격은 25m를 사용하였다.

WindSim 해석을 수행하기 위한 격자 생성 방법은 관심영역에 대하여 셀(Cell)을 조밀하게 나누고 관심영역 밖에서는 비교적 덜 조밀하게 나누게 되는 Refinement Method를 사용하였으며, 그 결과가 표 2에 제시되었다. 표에서 알 수 있듯이, 총 셀 수는 x방향 290개, y방향 288개, z 방향 50개로 총 400만개 정도이며, 직사각형의 Refinement 영역 안에서의 셀의 x-y 크기는 50.8m, 70.7m이며, 그 이외의 지역은 보다 큰 범위를 갖게 된다.

z 방향의 셀 크기는 지면에서 가까울수록 작아지고 지면에서 멀어질수록 커지도록 설정하였다. 본 연구에서 사용된 풍황데이터는

풍속과 풍향의 측정높이가 10m이므로 z방향으로의 가장 작은 셀의 크기가 측정높이인 10m보다 작도록 설정하였다. 지면에서 가까운 10개의 셀의 높이의 최소값과 최대값이 표 3에 제시되어 있다.

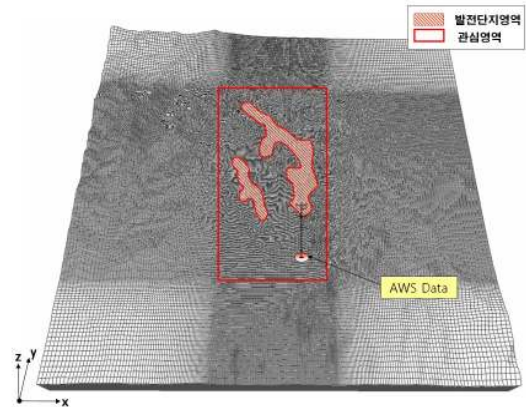


그림 7. Modeling of WindSim

표 2. The Results of Mesh Generation

|                     | X(m)       | Y(m)       | Z(m)     | 합 계       |
|---------------------|------------|------------|----------|-----------|
| Cell Size [Max-Min] | 50.8-252.5 | 70.7-353.9 | Variable |           |
| Number of Cells     | 290        | 288        | 50       | 4,176,000 |

표 3. Result of Height Distribution Factor

|    | z-dist. min (m) | z-dist. max (m) |
|----|-----------------|-----------------|
| 1  | 2.0             | 2.3             |
| 2  | 9.9             | 11.3            |
| 3  | 25.8            | 29.5            |
| 4  | 49.7            | 56.8            |
| 5  | 81.6            | 93.2            |
| 6  | 121.4           | 138.8           |
| 7  | 169.2           | 193.4           |
| 8  | 225.0           | 257.2           |
| 9  | 288.8           | 330.0           |
| 10 | 360.5           | 412.0           |

바람 유동장에 영향을 미치는 지표거칠기는 그림 8에 제시된 바와 같이 서로 다른 4개

의 영역으로 나누어 설정하였다. 각각의 영역에 대한 지표거칠기 값은 바다와 강(Sea, River)은 Roughness class 0, 농경지(Farmland)에 해당하는 영역은 Roughness class 1, 마을(Village)에 해당하는 영역은 Roughness class 2.8, 그리고 숲(Forest)에 해당하는 영역은 Roughness class 3.0으로 설정하여 모델링하였다[15].

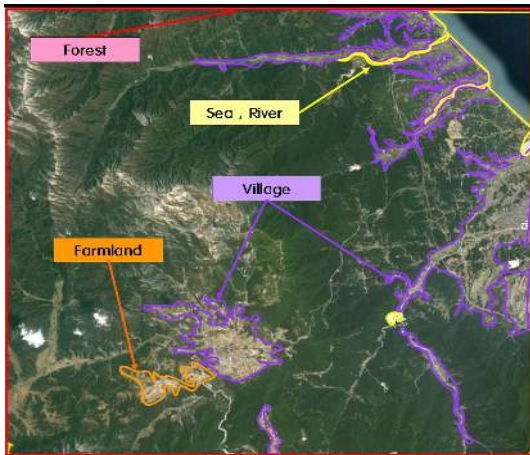


그림 8. Roughness Modeling of Gangwon Wind Farm

#### 4. 해석결과

자동기상관측소(AWS)의 풍황데이터를 이용하여 예측한 강원풍력발전단지의 연간에너지발전량과 실제 연간에너지발전량의 비교를 위해서 강원풍력발전단지의 CDM 보고서 내의 모니터링 (Monitoring) 분야 보고서를 참조하였다 [12]. CDM 보고서에는 강원풍력발전단지의 2007년, 2008년 그리고 2009년의 실측연간에너지 발전량이 제시되어 있으며, 실측 연간에너지발전량이 표 4에 제시되어져 있다.

표 4. Annual Energy Production(AEP) of Gangwon Wind Farm

| 년도   | 실측 연간에너지 발전량(MWh) |
|------|-------------------|
| 2007 | 232,377.1         |
| 2008 | 223,936.5         |
| 2009 | 214,977.8         |

표 4에 제시된 실측 발전량과 WindSim의 해석결과와의 비교를 위해서는 강원풍력발전단지의 가동률이 고려되어야 한다. 강원풍력발전단지의 각 해의 가동률은 대략적으로 96%정도라고 알려져 있어[14], 이를 2007년~2009년 까지 동일하게 해석 결과에 적용하였다. 따라서, 본 연구의 결과에는 이에따른 불확도가 존재하게 된다.

WindSim에서 계산된 풍력발전기 발전량은 15°C 해수면 대기압에서의 공기밀도인 1.225 kg/m<sup>3</sup> 일 때의 발전량이므로 실제 강원풍력발전단지에 적용된 풍력발전기의 발전량을 계산하기 위해, 각각의 풍력발전기 허브고도에 대한 온도와 압력을 계산하여 이로부터 밀도를 계산하고 발전량을 보정하였다. 각 풍력발전기 별 온도와 압력 계산을 위해 약 12.3 km 떨어진 강릉기상대(해발고도 26m)에서 측정된 약 40년동안의 연평균 온도와 압력을 기준으로 문헌에 제시된 다음의 식을 이용하여 각 풍력발전기의 허브 높이에 대한 값으로 보정한 후 밀도를 계산하였다[11].

$$T_h = T_b + L(H_h - H_b) \quad (1)$$

$$P_h = P_b \left[ \frac{T_h}{T_b} \right]^{-\frac{gM}{R_u L}} \quad (L \neq 0) \quad (2)$$

식 (1), (2)에서 T는 온도, H는 해발고도, P는 압력, L은 기온감률, g는 중력가속도, M은 공기의 물질량, R<sub>u</sub>는 기체상수(8.314J/K·mol)를 각각 나타낸다. 그리고, 하첨자 b는 기준지점, h는 풍력발전기 허브를 각각 나타낸다. 기온 감률은 대류권에서 일반적으로 사용되는 -0.0065 K/m를 사용하였다. 각 풍력발전기 높이에서의 온도와 압력을 계산한 이후 식 (3)의 이상기체 상태 방정식을 이용하여 공기의 밀도를 계산하였다.

$$\rho_h = \frac{P_h M}{R_u T_h}, \quad (3)$$

마지막으로 각 풍력발전기의 발전량은

$$P = P_{WindSim} * \frac{\rho_h}{1.225} \quad (4)$$

를 이용하여 계산하였다.

WindSim 의 발전량 예측결과를 위의 보정식을 이용하여 보정한 결과가 표 5에 제시되어 있다. 표에서 알 수 있듯이 WindSim의 해석결과는 실측연간발전량과 2007년 -7.8%, 2008년 +1.9%, 2009년 +5.1%의 오차를 보이고 있어 모든 경우에 있어 7.8% 이내의 일관된 예측 우수성을 보여주고 있다. 오차에서의 +/-는 실측AEP에 대한 과/소 예측을 각각 나타낸다.

표 5. Comparison of Actual Annual Energy Production (AEP) and Predictions from WindSIM.

| 년도               | 2007      | 2008      | 2009      |
|------------------|-----------|-----------|-----------|
| 실측AEP (MWh)      | 232,377.1 | 223,936.5 | 214,977.8 |
| WindSim AEP(MWh) | 214,197.4 | 228,133.0 | 225,883.0 |
| WindSim 해석오차(%)  | -7.8      | +1.9      | +5.1      |

## 5. 토 의

자동 기상관측기 풍향자료와 WindSim을 이용하여 2007년~2009년 강원풍력발전단지 의 발전량을 예측한 결과 모든 해에 대하여 약 8% 이내의 해석 오차를 보여주었다. 하지만, 연간 발전량 예측을 서로 비교해 보면 2007년의 경우 다른 해에 비해 WindSim 의 예측 발전량이 다소 작은 것을 알 수 있다. 이는 그러나 그림 4에 제시된 기상관측기의 측정 자료에서 2007년의 연평균 에너지 밀도가 다른 해와 비교하여 크게 차이가 나지 않는다는 사실과 비교해 볼 때 서로 상충되는 결과이다. 따라서, 그 이유를 알아보기 위해,

연도별 각 풍력발전기에서의 발전량을 비교하였다. 그림 9와 그림 10은 각각 풍력발전기 배치도와 그에 해당하는 연간 풍력발전기별 발전량을 보여주고 있다.



그림 9. WTG layout of Gangwon Wind Farm

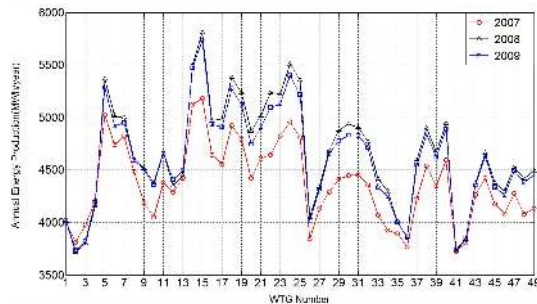


그림 10. AEP of each WTG

그림 10에서 살펴보면, 대부분의 풍력발전기에서는 2007년의 발전량보다 2008년, 2009년의 발전량이 높게 예측되었음을 알 수 있다. 하지만, 몇몇의 풍력발전기는 2007년의 발전량과 큰 차이를 보이지 않고 있다. 그림 10에서 연간 발전량의 차이가 없는 풍력발전기 1, 13, 41 과 차이가 큰 풍력발전기 10, 15, 49의 방향별 발전량을 표 6에 비교하였다. 방향은 그림 4의 방향별 풍향빈도가 높은 W(270°), WNW(300°), E(90°), ESE(120°), ENE(60°),

WSW(240°)의 6방위를 선택하였다.

표 6. Comparison of Predictions of Sectorwise Annual Energy Production(AEP) from WindSim.

| WT No. | Sector    | Annual Energy Production [MWh] |          |          |
|--------|-----------|--------------------------------|----------|----------|
|        |           | 2007                           | 2008     | 2009     |
| 1      | W(270°)   | 2,710.4                        | 3,177    | 3,059.5  |
|        | WNW(300°) | 439.0                          | 461.2    | 564.1    |
|        | E(90°)    | 173.9                          | 207.2    | 185.5    |
|        | ESE(120°) | 57.5                           | 183.2    | 157.2    |
|        | ENE(60°)  | 200.5                          | 103.9    | 133.7    |
|        | WSW(240°) | 695.2                          | 216.9    | 258.6    |
|        | 합계        | 5,588.3                        | 6,140.5  | 6,109    |
| 13     | W(270°)   | 2,683.5                        | 3,145.1  | 3,027.4  |
|        | WNW(300°) | 548.0                          | 603.0    | 745.2    |
|        | E(90°)    | 150.2                          | 179.9    | 160.6    |
|        | ESE(120°) | 83.6                           | 263.0    | 222.4    |
|        | ENE(60°)  | 265.7                          | 130.3    | 167.4    |
|        | WSW(240°) | 830.9                          | 280.5    | 323.6    |
|        | 합계        | 9,319.3                        | 10,461.8 | 10,432   |
| 41     | W(270°)   | 2,587.4                        | 3,006.1  | 2,901.7  |
|        | WNW(300°) | 417.2                          | 434.5    | 530.0    |
|        | E(90°)    | 143.4                          | 172.0    | 153.4    |
|        | ESE(120°) | 49.0                           | 156.7    | 135.4    |
|        | ENE(60°)  | 172.5                          | 91.7     | 117.9    |
|        | WSW(240°) | 619.5                          | 184.2    | 224.2    |
|        | 합계        | 12,688.8                       | 14,322.8 | 14,270.4 |
| 10     | W(270°)   | 2,878.8                        | 3,413.8  | 3,271.8  |
|        | WNW(300°) | 555.1                          | 606.0    | 746.4    |
|        | E(90°)    | 177.7                          | 211.6    | 189.5    |
|        | ESE(120°) | 81.1                           | 255.5    | 216.2    |
|        | ENE(60°)  | 112.8                          | 63.9     | 81.9     |
|        | WSW(240°) | 500.8                          | 138.2    | 174.1    |
|        | 합계        | 16,494.3                       | 18,873.6 | 18,776.2 |
| 15     | W(270°)   | 3,178.6                        | 3,901.4  | 3,648.6  |
|        | WNW(300°) | 756.5                          | 907.7    | 1,123.4  |
|        | E(90°)    | 347.5                          | 407.2    | 366.9    |
|        | ESE(120°) | 151.3                          | 453.0    | 386.5    |
|        | ENE(60°)  | 230.4                          | 116.3    | 149.7    |
|        | WSW(240°) | 723.8                          | 229.8    | 271.8    |
|        | 합계        | 21,158.6                       | 24,659.2 | 24,451.3 |
| 49     | W(270°)   | 3010                           | 3,568    | 3,426.9  |
|        | WNW(300°) | 540.5                          | 587.4    | 723.4    |
|        | E(90°)    | 201.8                          | 239.0    | 214.5    |
|        | ESE(120°) | 80.7                           | 254.3    | 215.3    |
|        | ENE(60°)  | 111.1                          | 63.0     | 80.8     |
|        | WSW(240°) | 497.1                          | 136.9    | 172.7    |
|        | 합계        | 25,102.7                       | 29,370.9 | 29,112.2 |

표에서 살펴보면, 1, 13, 41의 풍력발전기의

경우 2007년에서 2008, 2009의 변화를 살펴보면 ENE(60°), WSW(240°) 방향의 발전량이 감소하였으며, 이와 유사한 크기로 W(270°), WNW(300°), E(90°), ESE(120°) 방향의 발전량이 증가하였음을 알 수 있다. 하지만, 10, 15, 49의 풍력발전기의 경우, ENE(60°), WSW(240°)에서 감소한 발전량 보다, W(270°), WNW(300°), E(90°), ESE(120°)에서 증가한 발전량이 현저히 큰 것을 알 수 있다.

2007년의 발전량과 큰 차이를 보이지 않는 1, 13, 41 풍력발전기의 공통점을 살펴보면, 그림 10에 알 수 있듯이 지형이 서남서(240°) 또는 남남서(210°) 방향으로 경사진 지형임을 알 수 있다. 하지만, 2007년에 비해 발전량이 크게 향상된 10, 15, 49 풍력발전기들의 공통점은 지형이 서(270°)쪽 방향으로 경사진 지형이다. 이는 그림 4에 제시된 방향별 바람의 빈도나 에너지 밀도에서 살펴보면 2007년의 경우 서남서(240°)풍이 존재하였으나, 2008년이나 2009년에는 서(270°)풍으로 방향으로 바뀌었음을 알 수 있다. 따라서, 2008년과 2009년에는 서풍이 증가한 상황에서 지형적으로 서(270°)쪽 방향으로 경사진 지형들에서 바람의 Speed Up 현상이 보다 크게 예측되어, 전체적으로 발전량이 2007년에 비해 다소 증가되어 예측된 것으로 판단된다. 하지만 실측 발전량은 WindSim의 예측과 달리 2007년에 최대값을 보였으며 2008, 2009년에 다소 감소하였다. 이는 강원풍력발전단지의 연간 가동률 변화에 따른 것으로 판단된다.

## 6. 결 론

자동기상관측소(AWS)의 데이터를 이용하여 CFD 프로그램인 WindSim 프로그램을 통해 강원풍력발전단지의 연간에너지발전량을 예측하였다. 예측된 2007년~2009년 동안의 연간발전량과 실측된 연간에너지 발전량의 비교를 통하여 자동기상관측소(AWS)의 데이



터 이용가능성을 검토하였다. 가동율을 96%로 가정하고, 인근 강릉 기상대의 온도와 압력 데이터를 각 풍력발전기 허브 높이로 보정하고, 각각의 연 평균 밀도를 이용하여 WindSim의 연간 발전량 예측결과를 보정 하였을 때 실측 연간발전량과 비교하여 7.8% 이내의 오차를 보였다.

일반적으로 자동기상관측소(AWS) 데이터는 설치고도가 낮고, 풍속 및 풍향을 측정하는 높이가 지표면에서 10m 정도로 낮아 지형적인 영향을 많이 받기 때문에, 발전량 예측에 있어 사용하기 적합하지 않은 데이터로 알려져 있다. 하지만, 이번 연구에 적용된 대관령 자동기상관측기의 경우, 강원풍력발전단지와 의 거리 그리고 고도차이가 크지 않아, 해석 프로그램을 이용한 예측이 실측값과 매우 근접함을 알 수 있었다. 하지만, WindSim 프로그램의 예측 정확성을 보다 면밀히 비교 분석하기 위해서는 복잡지형에서의 더 많은 해석 데이터의 비교 분석이 이루어져야 할 것이다.

## 후 기

본 연구는 2010(2차년도)년도 지식경제부의 재원으로 한국에너지 기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다. (No. 2009T100100621).

## 참 고 문 헌

1. M.S. Jang, and H.J. Bang, The Current Status and the Prospects of Wind Energy, Journal of the Environmental Sciences, Vol.18, No 8, pp.933~940, 2009.
2. J.S. Bae, M.S. Jang, Y.C. Ju, J.E. Yoon, and N.H. Kyung, Wind Resource Assessment of Antarctic King Sejong Station, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol.25, No 3, pp.53~60, 2005.
3. M. Lee, S.H. Lee, and N. Hur, A numerical study on the effect of mountainous terrain and turbine arrangement on the performance of wind power generation, Journal of the Korean Society of Mechanical Engineers, Vol. 34, No 10, pp.901~906, 2010.
4. N.H. Kyong, J.E. Yoon, M.S. Jang, D.S. Jang, and J.C. Huh, A refinement of WAsP prediction in a complex terrain, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 23, No 4, pp.21~27, 2003.
5. N.H. Kyong, J.E. Yoon, J.C. Huh, and D.S. Jang, An assessment of WAsP prediction in a complex terrain, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 23, No 1, pp.39~47, 2003.
6. E.H. Cheang, C.J. Moon, E.S. Kim, and Y.H. Chang, A study on wind source interpolation based on shape of complex topography, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 29, No 6, pp.62~68, 2009.
7. E. Berge, A.R. Gravdahl, J. Schelling, L. Tallhaug, and O. Undheim, Wind in complex terrain. A comparison of WAsP and two CFD-models, Proceedings of the 2006 EWEC, Athens, Greece, Feb. 27-Mar. 2.
8. R. Cattin, B. Schaffner, and S. Kunz, Validation of CFD wind resource modeling in highly complex terrain, EWEC Athens, 2006.
9. Y.S.Hwang, I.Paek, K.Y.Yoon, W.S.Lee, N.S.Yoo and Y. S.Nam, Application of wind data from automated weather stations to wind resources estimation in Korea, Journal of Mechanical Science and Technology, Vol. 24, No 10, pp.201

- 7~2023, 2010.
10. Y.H. Kim, and H.C. Lim, Study on development of onshore wind farm estimation of wind energy production, Journal of the Wind Engineering Institute of Korea, Vol. 14, No 1, pp.9~17, 2010.
  11. WindPRO Manual 2.7, EMD International A/S, pp2-1 ,2010
  12. S.S. Ju, CDM Monitoring Report 2009, Gangwon Wind Park Project (CDM Registration Reference Number0222), 2010.
  13. D. Fallo, Wind energy resource evaluation in a site of central Italy by CFD simulations, Ph. D. Diss., Univ. of Cagliari, DiMeCa, 2007.
  14. Private Communication with the personal in Gangwon Wind Park.
  15. J.F. Manwell, J.G. McGowan, and A.L. Rogers, Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, JOHN WILEY & SONS, LTD, England, pp.33~50, 2002.
  16. N.G. Mortensen, A.J. Bowen and I. Antoniou, Improving WAsP predictions in (too) complex terrain, Proceedings of the 2006 EWEC, Athens, Greece, Feb. 27-Mar. 2.