

碩士學位論文

풍력발전단지 설계프로그램의
예측성능 비교 평가에 관한 연구

The logo of Jeju National University is a large, stylized 'J' shape. The left vertical stroke of the 'J' is composed of three curved, flame-like shapes in blue, green, and grey. The right vertical stroke is a solid purple 'J'. In the center of the 'J' is a small square containing a stylized 'J' and the word 'JEJU'. The entire logo is surrounded by a circular border containing the text 'JEJU NATIONAL UNIVERSITY 1952' at the top and '제주대학교' at the bottom.

濟州大學校 大學院

에너지응용시스템학부 기계공학전공

吳 炫 錫

2009年 2月

풍력발전단지 설계프로그램의 예측성능 비교 평가에 관한 연구

指導教授 許 鐘 哲

吳 炫 錫

이 論文을 工學 碩士學位 論文으로 提出함

2009年 2月

吳炫錫의 工學碩士學位 論文을 認准함

審査委員長 _____ 印

委 員 _____ 印

委 員 _____ 印

濟州大學校 大學院

2009年 2月

A study of comparative analysis on the
performance of software for wind farm
design

Hyun-Seok Oh

(Supervised by Professor Jong-Chul Huh)

A thesis submitted in partial fulfillment of the requirement
for the degree of Master of Engineering

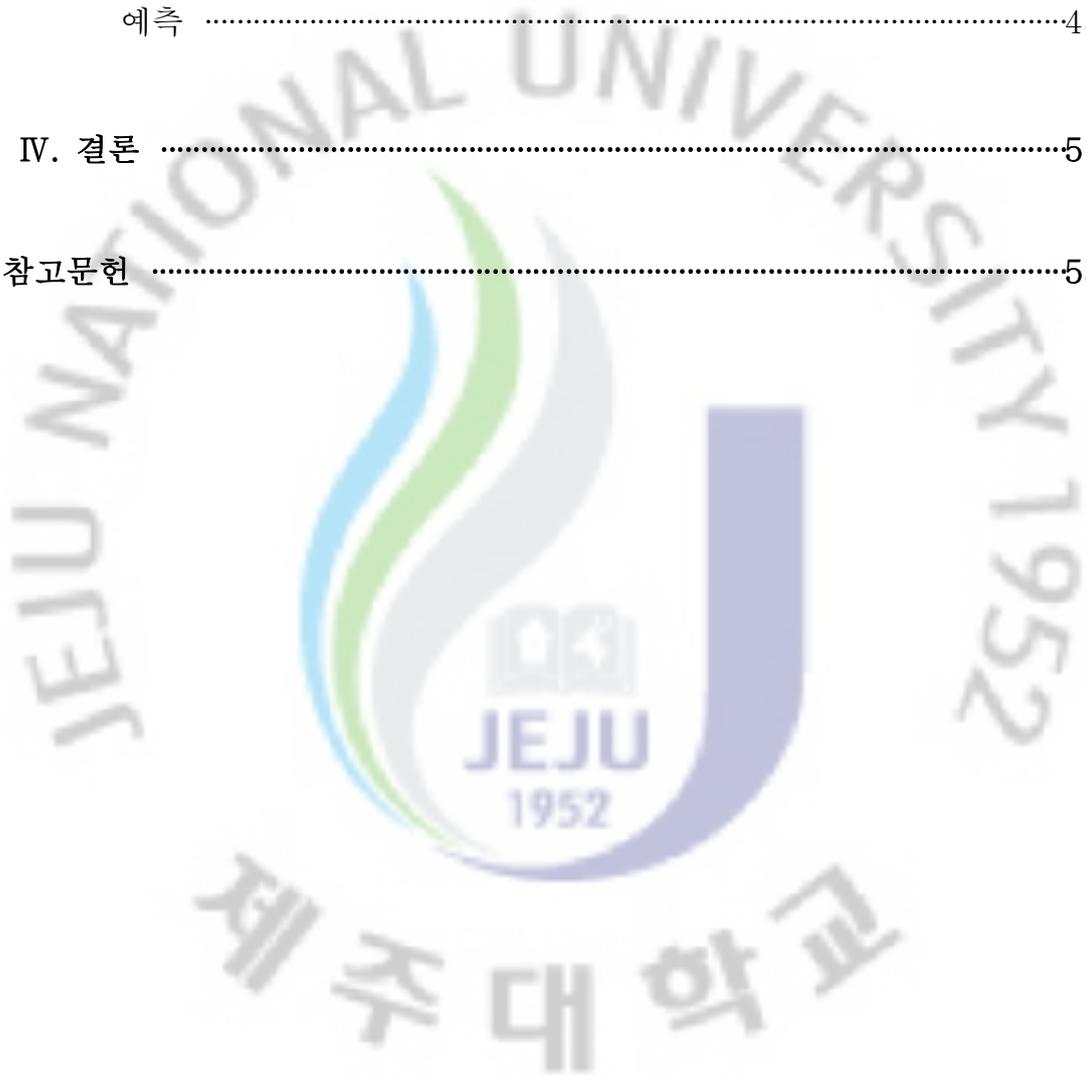
Department of Mechanical Engineering
GRADUATE SCHOOL
JEJU NATIONAL UNIVERSITY

2009. 2.

목 차

List of Figures	iii
List of Tables	v
NOMENCLATURE	vi
SUMMARY	viii
I. 서론	1
1.1 연구배경 및 목적	1
II. 해석모델 및 해석방법	3
2.1 거칠기 효과	4
2.2 산악지형 모델	7
2.3 장애물 모델	11
2.4 연간발전량	12
2.5 해석방법	14
2.6 WindPRO의 계산모델	17
III. 결과 및 고찰	18
3.1 측정방법	18
3.2 실측자료 분석	25
3.2.1 행원	26
3.2.2 회천	28
3.2.3 수산	29
3.2.4 조천	30

3.3 회천, 수산, 조천지역 데이터를 사용한 행원지역 예측	31
3.3.1 바람 프로파일 비교	31
3.3.2 와이블 파라메타 비교	38
3.3.3 연간발전량 비교	40
3.4 행원지역 데이터를 사용한 회천, 수산, 조천지역의 바람 프로파일 예측	48
 IV. 결론	 51
참고문헌	53



LIST OF FIGURES

Fig. 2-1 Perspective plot of Askervein hill	8
Fig. 2-2 Experimental data with relative speed-up	8
Fig. 2-3 Upstream and hill-top wind profile	9
Fig. 2-4 Comparison of wind profile on Askervein hill	10
Fig. 2-5 Profiles of reduction of wind speed behind obstacle	12
Fig. 2-6 WAsP interface	16
Fig. 2-7 WindPRO interface	17
Fig. 3-1 Site map	20
Fig. 3-2 Elevation of the sites	22
Fig. 3-3 Cross sections from Hangwon site to the other sites	23
Fig. 3-4 Digital map on elevations and roughness lengths of the sites	24
Fig. 3-5 Wind characteristics of Hangwon site (2005.11 ~ 2006.10)	27
Fig. 3-6 Wind characteristics of Hangwon site (2006.5 ~ 2007.4)	27
Fig. 3-7 Wind characteristics of Hoechun site (2005.11 ~ 2006.10)	28
Fig. 3-8 Wind characteristics of Soosan site (2005.11 ~ 2006.10)	29
Fig. 3-9 Wind characteristics of Jochun site (2006.5 ~ 2007.4)	30
Fig. 3-10 Measurement data and predicted wind profiles at Hangwon site (2005.11 ~ 2006.10)	32
Fig. 3-11 Measurement data and predicted wind profiles at Hangwon site (2006.5 ~ 2007.4)	34
Fig. 3-12 Wind profiles predicted from the wind data at Hoechun site	35
Fig. 3-13 Wind profiles predicted from the wind data at Soosan site	36
Fig. 3-14 Wind profiles predicted from the wind data at Jochun site	37
Fig. 3-15 Power curve of VESTAS-V47 wind turbine	41
Fig. 3-16 Hangwon wind farm	45
Fig. 3-17 Wind profiles predicted from the wind data at Hoechun site	49
Fig. 3-18 Wind profiles predicted from the wind data at Soosan site	49

Fig. 3-19 Wind profiles predicted from the wind data at Jochun site50

Fig. 3-20 Cross section of northwestern part from Soosan site50



LIST OF TABLES

Table 2-1 Roughness class	5
Table 3-1 Specifications of sensors	20
Table 3-2 Collected wind data	25
Table 3-3 Comparison of wind speed at Hangwon site (2005.11~2006.10)	33
Table 3-4 Comparison of wind speed at Hangwon site (2006.5 ~ 2007.4)	35
Table 3-5 Comparison of Weibull parameters predicted from the wind data at Hoechun site	39
Table 3-6 Comparison of Weibull parameters predicted from the wind data at Soosun site	39
Table 3-7 Comparison of Weibull parameters predicted from the wind data at Jochun site	40
Table 3-8 Prediction for Hangwon site using the wind data at Hoechun site	43
Table 3-9 Prediction for Hangwon site using the wind data at Soosan site	43
Table 3-10 Prediction for Hangwon site using the wind data at Jochun site	44
Table 3-11 Electric power production of No.8 wind turbine at Hangwon wind farm	46
Table 3-12 Electric power production of No.9 wind turbine at Hangwon wind farm	46
Table 3-13 Comparison of AEP	47

NOMENCLATURE

\bar{V}	: wind speed [m/s]
A	: Weibull scale parameter [m/s]
k	: Weibull shape parameter
Z_0	: Roughness length [m]
h	: Height of roughness element [m]
S	: Cross-section facing wind [m ²]
A_H	: Average horizontal area [m ²]
b	: Constant (≈ 0.014)
g	: Gravitational acceleration [m/s ²]
V^*	: Friction velocity [m/s]
P	: Electric power production [W]
$P(\bar{V})$: Power curve
$\text{Pr}(\bar{V})$: Probability density function
α_i	: \bar{V}_i / A
$G_k(\alpha)$: incomplete gamma function of the $1/k$ times
E	: Electric power production per one hour [W/s]
A_s	: Area swept of rotor [m ²]
C_e	: Total efficiency of WTG at given wind speed
V_z, V_h	: Wind speed at height z, h [m/s]
α	: Wind gradient exponent
y_i	: Measurement data of number i
x_i	: Predicted data of number i
n	: The number of data

P_e : Energy production [Nm/s]

ρ : Air density [kg/m³]



Summary

Two applications, the WAsP and the WindPRO, for a wind farm design have been used to evaluate the performance of the prediction in the northeastern part of Jeju island. Four sites were selected for this study, which were Hangwon and Jochun located in a coastal area, and Hoechun and Soosan located in a mountainous area. The wind data acquisition period was for 1 year for all sites. Using the wind data from Jochun, Hoechun and Soosan, the two applications estimated wind resource of Hangwon. On the other hand, based on the wind data from Hangwon, wind resources of the other sites were also estimated. As a result, it was found that Hangwon site had the highest value of mean wind speed in the four sites. At 30m height over ground level, mean wind speed of the four sites ranged from 5.1m/s to 6.6m/s, which means good for wind energy development. In the case of prediction for Hangwon using wind data of Soosan, relative error for mean wind speed and annual energy production(AEP) was within 15 percent, which was overestimated. In the case of prediction for Hangwon using wind data of Hoechun and Jochun, relative error for those was within -14 percent and -21 percent, respectively, which meant underestimation. When the AEP predicted using the two applications was compared with real AEP of number 8 wind turbine of Hangwon wind farm, relative error was about $\pm 10\sim 30$ percent. Nevertheless, the two applications, the WAsP and the WindPRO would be enough to use for estimation of wind resource at a candidate site, because comparatively small relative errors occurred in this investigation. To evaluate wind energy more accurately, it is necessary to obtain lots of wind data and electric power production data from real wind turbines.

I. 서 론

1.1 연구배경 및 목적

전 세계 풍력발전기의 누적 보급량은 2006년 말 현재 약 75,000MW에 이르고 있으며 그 증가폭은 더욱 커지고 있다. 독일, 덴마크 등의 유럽이 전 세계적으로 풍력기술을 선도해 나가고 있으며 향후 육상 풍력의 제한성에 기인하여 해상풍력 기술에 대한 연구가 활발히 진행될 것으로 예측된다. 국내 풍력산업의 경우, 선진국 대비 약 70%수준의 기술력을 확보하고 있으며 세계적인 추세에 발맞추어 2008년부터 단기(2008~2012), 중기(2013~2020), 장기(2021~2030)로 구분하고 풍력발전시스템 기술분야, 풍력발전 단지개발 기술분야, 운영 및 연계 기술분야로 세분하여 지속적으로 기술개발을 추진하고 있다^[1].

유럽에서는 1981년부터 수행되어진 연구결과를 토대로 덴마크 국립연구소인 Risoe에서 유럽공동체(EC)의 풍력자원지도인 'European wind atlas'를 1987년에 발간하여 관련 산업과 연구에 활용되고 있다. 국내에서도 풍력자원지도의 중요성을 인지하여 육상과 해상 그리고 원해의 풍력자원지도 제작 목표가 추진 중에 있으며 차후 풍력자원지도가 완료되면 국내 육 해상풍력발전단지 설계에 많은 도움이 될 수 있을 것이다.

국내에서 바람자원이 풍부한 제주도는 2008년 현재 약 34MW의 풍력발전기가 보급되어 있다. 동부지역은 제주도의 행원풍력발전단지가 구좌읍 행원리에 약 10MW가 설치되어 있고 서부지역은 한국남부발전의 한경풍력발전단지(21MW)와 제주도의 풍력발전기(1.7MW)가 한경면 용수리 해안가 일대에 들어서 있다. 제주도는 2020년까지 제주도 육 해상에 풍력발전기를 500MW 설치한다는 계획을 최근에 발표했다. 따라서 제주도와 인근 해역 전체에 대한 풍력 자원 조사가 선행되어야 하며, 동시에 현재까지 확보된 제주도의 바람데이터를 충분히 활용할 필요도 있다. 그러나 제주지역 특성상 중산간 지역은 곳곳마다 기생화산이 분포하고 있어 복잡지형에 해당하고 제주도 근해에 대한 풍황자료가 불충분하므로,

향후 제주도내에 풍력발전단지를 건설하기 위해서는 풍황의 정확한 평가가 필요하고^{[2][3][4][5]}, 이를 통해 보다 더 효율적인 풍력단지설계가 이루어져야 할 것이다^[6].

풍황 예측과 풍력단지설계를 목적으로 널리 사용되고 있는 코드로는 덴마크 Risoe 연구소의 WAsP(Wind atlas analysis and application program)과 덴마크 EMD사의 WindPRO 등이 있다. WAsP은 복잡지형을 지나는 유동장 해석을 위하여 개발된 유한 체적 모델을 이용하며, 사용된 유동이론은 Jackson과 Hunt의 선형이론이다^{[7][8][9]}. WindPRO는 이러한 Risoe 연구소의 풍황 예측기술에 의존한 WAsP 계산모듈(WAsP-interface)을 활용할 수 있으며, 더욱이 Risoe 연구소에서 개발한 해석모델을 EMD사가 수정 보완한 계산모듈(ATLAS)도 포함하고 있어 국내에서의 그 예측성능이 기대되고 있다. 이러한 ATLAS는 진보된 WAsP모델과 비교하여 평탄지형을 기준으로 완만한 언덕과 장애물효과를 고려하도록 설계되어 있다^{[10][11]}.

본 연구는 제주도 중산간과 일주도로변 등 단순지형과 복잡지형의 각 지점에서 측정된 바람데이터를 이용하여 10km이상 장거리 예측성능을 풍력발전단지 설계 프로그램인 WAsP과 WindPRO를 이용하여 비교 평가하고 그 적용가능성을 알아보고자 함에 있다. 제주도는 국내에서도 풍황이 우수한 지역이므로 여러 단체에서 특정 지역을 선정하여 바람데이터에 대한 수집이 이루어졌으나 그동안 측정된 바람데이터는 국소 지역에만 그 값을 활용하였기 때문에 기 측정된 데이터의 활용빈도가 낮았다. 그러나 장거리예측의 성능을 비교분석하여 그 적용범위에 대한 신뢰구간을 파악하고 기 측정된 주변지역의 바람데이터를 활용한 선정 지역의 풍황 조사를 시행한다면 현재 계획 중이거나 차후 진행할 풍력발전단지 설계 시, 본 연구의 비교 평가를 통한 설계 코드의 신뢰도를 바탕으로 기 측정된 바람데이터의 활용도를 높이고 중복되거나 불필요한 기상측정마스트의 건설을 없애며 데이터수집기간을 줄임으로써 예산 감축과 건설기간 단축효과를 볼 수 있을 것이며 더 나아가 국내에서 진행되고 있는 풍력자원 평가연구 및 풍력자원 지도 제작에도 도움이 될 것이다.

II. 해석모델 및 해석방법

자연 상태에서 지형에 따라 급격한 변화를 보이는 연속적인 대기 유동의 예측은 현재의 슈퍼 컴퓨터로도 역부족이며, 예측을 한다고 하여도 낮은 신뢰성과 낮은 해상도로 직접적으로 활용하기가 곤란하다. 따라서 특정 높이, 특정 지표 거칠기에서의 풍속 분포 함수를 예측하는 Wind atlas method를 사용한다. 이는 자연 상태의 풍속 분포가 두 상수, 척도계수(Scale parameter) A 와 형상계수(Shape parameter) k 로 묘사되는 와이블 분포 함수(Weibull distribution function)에 근접한다는 가정을 바탕으로 이루어지며, 이는 풍속이 매우 낮은 지역을 제외한 대부분의 지역에서 만족된다^[12]. 이러한 Wind atlas method를 통해 예측을 수행하기 위해서는 지표 거칠기 변화와 지형의 높이 변화를 고려하는 모델이 필수적이다. 지표거칠기 변화의 영향을 계산하기 위한 Roughness change model, 언덕에 의한 Speed effect를 계산하기 위한 Hill model, 장애물에 의한 영향을 계산하는 Shelter model등이 사용된다. 와이블 분포 함수는 다음 식(2-1)과 같다.

$$f(u) = \frac{k}{A} \left(\frac{\bar{V}}{A} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{\bar{V}}{A} \right)^k \right] \quad (2-1)$$

식(2-1)에서 \bar{V} 는 풍속을 나타내고 A 는 분포되는 풍속의 평균치와 관계하며, k 는 분포된 풍속의 편차와 관계하는 상수이다. k 는 클수록 높은 속도 구간에서 높은 풍속 빈도를 가지며, 풍속분포는 넓게 분포하는 것을 의미한다.

풍력자원 예측을 수행하기 위해서는 해당되는 특정지역의 세 가지 주된 현상에 대해 주의하여야 한다. 거칠기 효과(Roughness effect), 지형상의 효과(Orographic effect) 그리고 장애물 효과(Shelter effect)는 서로 독립적이지 않으며 프로그램 구동 시 그 값이 적용되기 때문에 정확한 값이 입력되어야 한다.

2.1 거칠기 효과(Roughness effect)^{[10][13]}

특정 지역의 표면 거칠기 값과 해당지역에서 일정한 거리 내에 있는 장애물의 수치 값은 거칠기 효과에 함께 적용된다. 거칠기는 거칠기 요소(Element)의 분포와 크기에 의해 결정되며 일반적으로 경작지나 도심지, 초목지 등에 따라 그 값을 결정하게 된다. European wind atlas^[14]에서는 일반적으로 이를 4가지 상태로 구분하고 있으며 지형 상태에 따라 거칠기 등급(Roughness class)으로 나타내고 있다.

바다나 호수 등 수면지역은 바람 장애요소가 없고 거칠기 효과가 가장 적은 지역으로 거칠기 길이 0.0002m를 입력하며 거칠기 등급은 0이다. 넓은 초원으로 구성되어 바람 장애요소가 거의 없는 지역은 거칠기 길이 0.03m를 입력하며 거칠기 등급 1이라 한다. 1000m 정도의 거리를 두고 바람 장애요소인 주택이나 나무가 간헐적으로 보이는 지역은 거칠기 길이 0.1m를 입력하며 거칠기 등급 2라 한다. 교외지역이나 삼림지역을 포함하며 가로수나 방풍나무가 있는 마을이나 경작지등 수백미터내의 가까운 거리에 바람 장애요소가 즐비해 있는 지역은 거칠기 길이 0.4m를 입력하며 거칠기 등급 3이라 한다. WAsP과 WindPRO에서 사용하는 표면 상태에 따른 거칠기 길이와 등급을 Table 2-1에 정리하였다.

Table 2-1 Roughness class

Surface condition	Roughness class	Roughness length	Relative energy %
Water areas.	0	0.0002	100
Mixed Water and land area or very smooth land.	0.5	0.0024	73
Open farmland with no crossing hedges and with scattered buildings. Only smooth hills.	1	0.03	52
Farmland with some buildings and crossing hedges of 8m height and about 1250m apart.	1.5	0.055	45
Farmland with some buildings and crossing hedges of 8m height and about 800m apart.	2	0.1	39
Farmland with closed appearance and dense vegetation – crossing hedges of 8m height and about 250m apart.	2.5	0.2	31
Villages, small towns, very closed farmland with many or heigh hedges, Forrest, many abrupt orographic changes, etc.	3	0.4	24
Large towns, cities with extended build-up areas.	3.5	0.8	18
Large cities with build-up areas and high buildings.	4	1.6	13

거칠기 길이 Z_0 의 물리적 의미는 지표면에서부터 평균풍속이 0이 되는 지점의 높이를 말하며, 거칠기 요소와 길이와의 관계를 나타낸 Lettau의 경험식은 다음 식(2-2)와 같다^{[15][16]}.

$$Z_0 = 0.5 \times \frac{(h \times S)}{A_H} \quad (2-2)$$

여기서, h : 거칠기 요소의 높이 [m]
 S : 바람이 접하는 면적 [m²]
 A_H : 평균 수평 지표면적 [m²]

위 식(2-2)를 이용하면 A_H 가 S 보다 클수록 Z_0 가 잘 맞지만 A_H 가 S 와 같을 경우 Z_0 가 과대평가되어지는 경향이 있다. 그 이유는 거칠기 요소는 대개 조밀하게 구성되어지기 때문에 유동이 상승하게 되며 S 와 h 의 일부분만 거칠기에 영향을 미치기 때문이다. 더욱이 이러한 유동의 상승으로 인해 거칠기 요소의 중간지점과 끝 지점 사이에서 거칠기 길이가 재 측정되며 이 측정된 높이는 거칠기 길이를 대신하여 다양한 지표면의 유동예측에 고려되어 계산된다. 결국 위 식(2-2)는 공극률(Porosity)을 0으로 하여 거칠기 요소는 투과율이 없는 고체라고 가정한다. 따라서 일반적으로 위 식에서 계산된 Z_0 값을 줄임으로 거칠기 요소의 공극률 효과를 대신하고 있다.

거칠기 요소 중 나무의 계절별 변화와 지표면의 적설로 인한 거칠기 길이의 변화가 있다. 이는 해당지역의 기후와 관계하기 때문에 충분히 고려되어야 할 사항이다. Fig.9는 'European wind atlas'에서 제시한 지형 표면의 특징과 거칠기 길이, 그리고 거칠기 등급을 나타내고 있다.

육상의 여러 지표 상태, 특히 삼림이나 경작지등에서 식물들의 생태적 변화는 일정한 풍속을 다양화시키듯, 그와 비슷한 현상이 해상에서 풍속의 영향을 받은 파도와 물결을 통해 일어나며 물의 점성과 표면장력을 무시 했을 때 다음의 식(2-3)으로 나타낼 수 있다^[17].

$$Z_0 = b \left(\frac{V^{*2}}{g} \right) \quad (2-3)$$

여기서, b : 상수 (≈ 0.014)
 g : 중력가속도 [m/s^2]
 V^* : 마찰속도 [m/s]

이 식을 사용하였을 때 해면의 거칠기 길이는 0.0002m가 가장 나은 결과를 나타냈다. 그러나 보통 해면의 거칠기 길이로 0m가 주어지며 이는 해면과 해안가를 구별하기 위한 조치이다.

2.2 산악지형 모델(Orographic flow model) ^{[10][13]}

지형효과로 인한 바람 프로파일은 Askervein hill의 실험결과로부터 명확하게 분석된다. Askervein hill은 Scotland에 위치한 언덕으로, 이에 대한 실측연구는 광범위한 측정 점에서 여러 종류의 계측기를 사용하여 수회 반복 측정을 함으로써 신뢰도가 높은 결과를 획득한 연구로 평가되어지고 있다. Fig. 2-1은 Askervein hill의 등고선 평면도이며 풍속과 풍향을 수집하는 기상 측정마스트가 지형의 각 높이에 따라 일렬로 설치되어 있는 실험장소를 볼 수 있다.

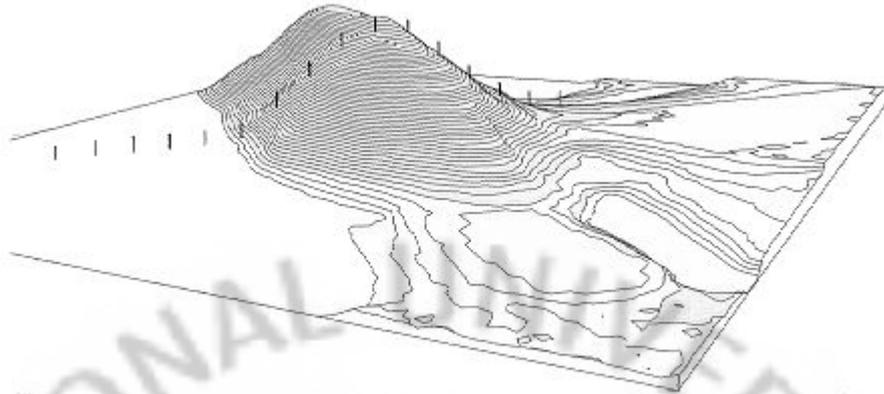


Fig. 2-1 Perspective plot of Askervein hill

위의 실험 장소로부터 언덕정상을 기점으로 하여 일정한 거리마다 위치한 각 기상마스트에서 측정된 지면으로부터 10m 높이의 풍속을 이용하여 바람의 이동 경로에 따른 수평적 풍속 증감형태(Horizontal speed-up profile)의 측정 데이터를 Fig. 2-2에 제시하였다.

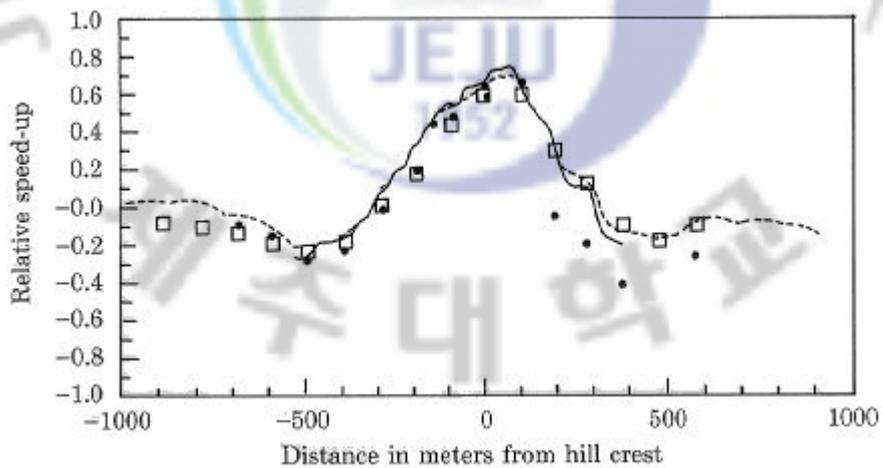


Fig. 2-2 Experimental data with relative speed-up

여기에서 풍속증가율(Relative speed-up)은 다음의 식(2-4)와 같이 정의된다.

$$\text{Relative speed-up} = \frac{(\overline{V}_2 - \overline{V}_1)}{\overline{V}_1} \quad (2-4)$$

풍속 \overline{V}_2 와 \overline{V}_1 의 측정 높이는 지표면에서부터 같은 높이이며 측정된 데이터는 점으로 표시되고 산악지형 모델의 결과는 사각형으로 표시하였다. 실선과 점선은 또 다른 수치 해석 프로그램의 결과를 나타낸다. 언덕 전반부인 풍상면에서는 실측과 모델결과가 잘 일치하였으나 언덕후면에서는 큰 차이를 보였는데 이는 실제 실험장소가 유사구조의 주변언덕들이 존재하기 때문에 이의 영향으로 인한 유동박리 현상으로 설명할 수 있다. 언덕정상에서 나타난 풍속의 증가는 약 80% 정도의 증가를 보이고, 언덕의 앞면과 뒷면에서는 약 20~40% 정도의 감소가 나타남을 알 수 있다^[18].

수직적 풍속 증감 형태(Vertical speed-up profile)를 나타낸 Fig. 2-3은 이상적인 언덕의 정상과 언덕 경사면의 바람의 흐름의 형태를 나타낸다. L 은 모델 해석 시 언덕의 특징을 구분 짓는 값으로 언덕 중턱에서 언덕 너비의 1/2이고, l 은 풍속증가율이 최대일 때의 높이를 의미한다.

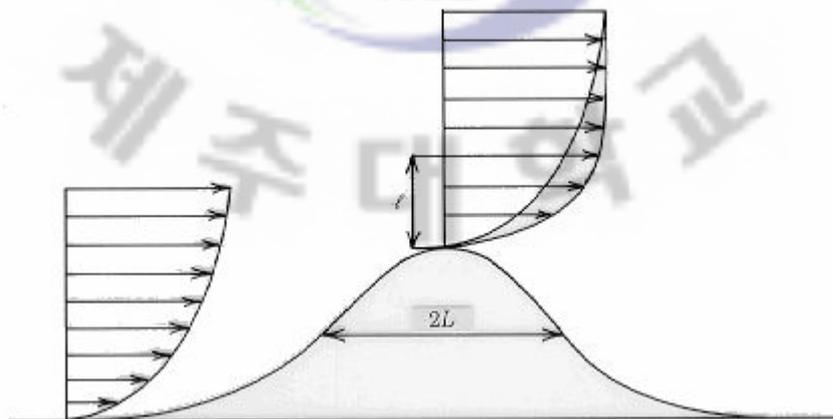


Fig. 2-3 Upstream and hill-top wind profile

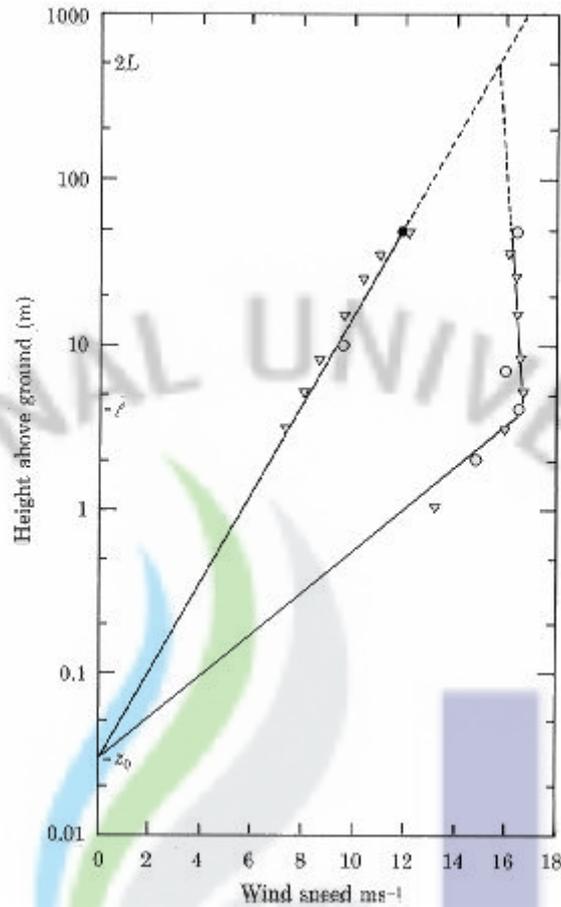


Fig 2-4 Comparison of wind profiles on Askervein hill

Fig. 2-4는 Askervein hill의 정상과 언덕 시작점에서 동시에 측정된 바람데이터를 나타내고 있다. 언덕 시작점에서 측정된 바람데이터는 높이가 증가할수록 대수 법칙에 의해 선형적으로 일정한 높이까지 증가하는데 반하여 언덕 정상에서 측정된 바람데이터는 최대 풍속 증가율이 발생하는 높이 l 이 언덕 시작점의 높이의 $1/2$ 에서 보여 지고 있으며 높이 $2L$ 에서 언덕 시작점의 그래프와 만나고 있고 높이 l 에서 높이 $2L$ 까지는 거의 일정한 값을 가지고 있다.

WASP에서는 위에서 설명한 바와 같이 복잡 지형과 단일 언덕 지형 등 산악 지형에 대한 풍속을 계산하기 위해서 BZ-model을 사용하고 있다. BZ-model은 Jackson과 Hunt이론의 언덕 효과에 바탕을 두고 있다^[19]. 이 모델은 수치계산을 위해 각 격자(grid)마다 지형 값이 입력되며 이 값은 수치지도에서 제공되

는 등고선의 값을 이용하게 된다. 정확한 예측을 위해서는 측정지점과 예측지점이 동일한 기후조건이어야 하며 주된 풍속과 풍향이 안정적이고 주위의 지형이 완만하고 안정적이어야 한다^[20].

2.3 장애물 모델(Shelter model)^{[10][13]}

장애물(Shelter)이란 어떤 지형에서 방해물로 인해서 발생한 상대적인 풍속감속에 효과를 주는 물체를 의미하며 물체의 공극률과 부피, 형상에 따라 영향 받게 된다. 보통 장애물의 경우 그에 대한 풍속감속 효과가 나타나는데 그와는 반대로 언덕에서의 풍속증가율과 유사한 현상이 장애물 근처와 그 위를 지날 때 발생하게 된다.

장애물과 거칠기 요소의 구분은 프로그램마다 상이하다. WAsP의 경우, 바람 데이터 측정높이나 풍력발전기의 허브높이에서 그 높이의 1/3 이상의 물체가 반경 50배의 측정높이나 허브높이만큼의 거리 내에 존재하는 경우에 이 물체를 장애물이라 정의하고 있으며 WindPRO의 경우 바람데이터 측정높이나 풍력발전기의 허브높이의 1/4이상의 물체가 반경 1000m이내에 있는 경우를 말한다. 그 외의 경우에는 거칠기의 값으로 대체하여 입력하고 있다. Fig. 2-5는 프로그램이 장애물에 대한 유동현상에 대해 계산하는 방법을 보여준다.

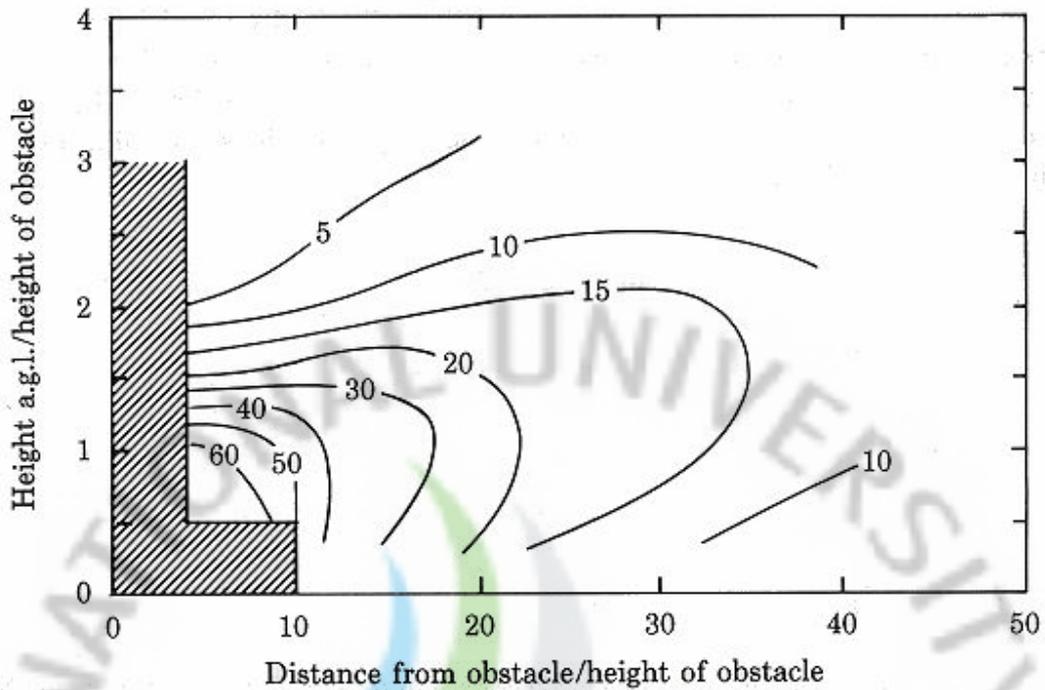


Fig. 2-5 Profiles of reduction of wind speed behind obstacle

2.4 연간발전량(Annual energy prediction)^{[10][13]}

풍력발전기의 연간발전량 산정 시 출력곡선(Power curve)과 허브높이에서의 풍속의 확률밀도함수를 아는 것이 중요하며, 이 두 개의 함수로 평균에너지생산량을 예측할 수 있는 출력밀도곡선(Power density curve)을 얻을 수가 있다. WAsP에서 풍력발전기 연간발전량 P 의 계산식은 다음의 식(2-5)으로 표현된다.

$$P = \int_0^{\infty} \text{Pr}(\bar{V}) P(\bar{V}) d\bar{V} \quad (2-5)$$

출력곡선 $P(\bar{V})$ 는 풍력발전기 기중에 의해서 결정되고 풍력발전기 제작사에 의해 제공된다. 확률밀도함수 $\text{Pr}(\bar{V})$ 는 와이블 분포 함수이며 풍력발전기 허브 높이의 값을 이용하며 식 (2-6)과 같다.

$$P = \int_0^{\infty} \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{\bar{V}}{A}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{\bar{V}}{A}\right)^k\right] P(\bar{V}) d\bar{V} \quad (2-6)$$

일반적으로 적분 식은 수치해석과 컴퓨터 분석 작업 시 어려움을 갖고 있으므로 몇 개의 노드를 이용하여 부분적 선형함수(Piecewise linear function)로 근접시킬 수 있다. 근사식으로 표현된 출력곡선은 다음의 식(2-7)으로 표현된다.

$$P(\bar{V}) = \frac{P_{i+1} - P_i}{V_{i+1} - V_i} (\bar{V} - V_i) + P_i \quad (2-7)$$

위 식(2-7)은 식(2-6)이 가진 어려움에 대한 해결책을 제시하며 다음의 식(2-8)과 같이 표현할 수도 있다.

$$P = \sum_i \frac{P_{i+1} - P_i}{\alpha_{i+1} - \alpha_i} (G_k(\alpha_{i+1}) - G_k(\alpha_i)) \quad (2-8)$$

여기서, $\alpha_i : \bar{V}_i / A$

$G_k(\alpha) : 1/k$ 배의 불완전한 감마함수

WindPRO에서는 다음의 식(2-9)을 이용하여 연간발전량을 계산하고 있다. 이 식은 풍력발전기에서 시간당 생산할 수 있는 발전량(E)을 먼저 산정한 후 그 값을 통해 연간발전량을 계산하는 방식이다.

$$E = \frac{1}{2} \rho \bar{V}^3 A_s C_e \quad (2-9)$$

여기서, A_s : 로터의 회전면적 [m^2]
 C_e : 주어진 풍속에서 풍력발전기의 전체효율

주어진 풍력발전기의 출력곡선은 대기 온도와 압력의 함수인 공기밀도에 영향을 받게 된다. 일반적으로 출력곡선은 $15^\circ C$ 의 공기온도와 $1013.25 hPa$ 의 압력을 조건으로 한 $1.225 kg/m^3$ 의 공기밀도를 표준으로 삼고 있다.

풍력발전단지에서 연간발전량을 계산하기 위하여 고려되어지는 후류손실에 대하여 WAsP에서는 N.O. Jensen wake model(1984)을 사용하고 있으며 WindPRO에서는 N.O. Jensen wake model(1984)과 함께 Ainslie wake model(1986), G.C. Larsen model(1999)을 선택적으로 사용하며 또한 후류손실모델(Wake loss model)에 따른 난류모델(Turbulence model)을 적용할 수 있다^[21].

2.5 해석방법

WAsP과 WindPRO는 단지설계 프로그램으로 특정지역의 바람데이터를 이용하여 원하는 지역의 풍향을 예측할 수 있으며 또한 발전단지 건설 시 예상되는 발전량을 산정해 낼 수 있다. 와이블 분포 함수를 대표로 여러 해석모델을 적용한 통계 값을 통해 예측 수행을 하는 이 프로그램은 데이터 수집지점에서 예측 대상지점의 지표면의 상태나 지형에 따라 풍속의 변화로 인해 그 결과에 영향을 미친다. 특히 풍속의 3제곱 값인 풍력에너지밀도는 풍력발전기의 연간발전량과 밀접한 관계가 있으므로 정확한 풍속예측이 절실히 요구된다.

따라서 이번 연구는 행원사이트로부터 10km이상 떨어진 서로 다른 지형을 가진 3사이트(조천, 회천, 수산)에서 얻은 바람데이터를 이용하여 행원사이트의 풍

황을 예측하고, 행원사이트에서 얻은 실측 데이터와 비교하여 그 예측성능을 평가하였다. 반대로 행원사이트로부터 얻은 바람데이터를 이용하여 나머지 3사이트에 대하여 바람 프로파일 예측성능도 평가하였다. WindPRO의 METEO, ATLAS, WAsP-interface 모듈을 사용하여 바람 프로파일과 와이블 파라미터를 계산하고 WAsP의 결과도 함께 계산하여 WindPRO의 METEO 결과를 기준으로 비교하였다. 연간발전량의 경우 WindPRO의 PARK 모듈을 통하여 선행된 ATLAS와 WAsP-interface의 값을 적용한 결과 및 WAsP의 결과를 행원풍력발전단지의 8호기 실제발전량과 비교하였다.

본 연구에서 사용한 WAsP은 Version 9.0이며 입력 값은 풍속, 풍향 값과 그 값의 측정높이, 수치지도와 사이트별 좌표 값, 그리고 풍력발전기와 각 풍력발전기에 해당하는 출력곡선이 사용된다. WAsP은 수집된 풍속, 풍향 값을 입력하여 데이터 수집지역의 풍황을 분석한다^[22]. 이 분석된 자료와 연구 목적에 부합하게 매핑(Mapping)된 수치지도를 통해 선정된 기대지역의 풍황을 예측한다. 이 예측 값은 와이블 분포 함수를 이용하여 통계화 된 값을 이용한 것이다. 수치지도 내에 풍력발전단지를 건설하고 설치된 각 발전기마다 그에 해당하는 출력곡선을 입력하면 그에 따른 결과가 보고서를 통해 출력되어진다. 출력 값은 수집지역과 예측해당지역의 와이블 분포 함수의 각 파라메타 A 값, k 값, 평균풍속이 있으며 발전단지 내 풍력발전기의 연간발전량, 후류손실, 설비이용률(Capacity Factor), 바람장미, RIX(Roughness index) 등이 있다. Fig. 2-6은 WAsP의 작업창을 나타낸다.

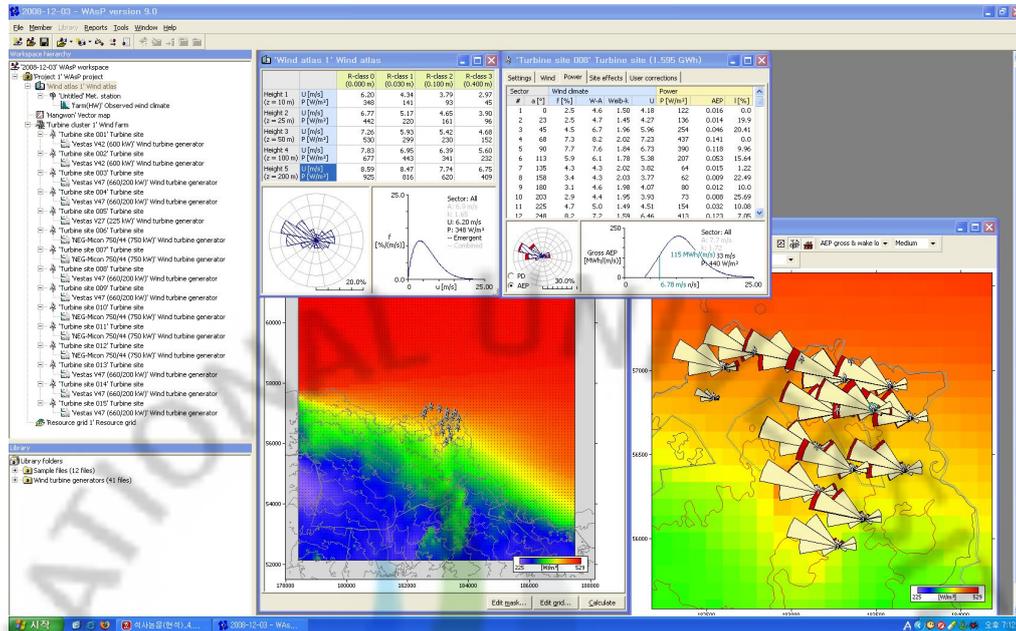


Fig. 2-6 WAsP interface

또 다른 상용 소프트웨어로 사용한 WindPRO는 Version 2.5를 사용하였으며 입력 값은 위의 WAsP의 값과 추가하여 바람데이터의 측정 날짜 및 시간, 풍속 표준편차가 있다. 따라서 WindPRO는 위에서 설명한 WAsP의 결과들을 나타낼 수 있으며 난류강도 및 시간대별 풍향 변화량을 추가로 확인할 수 있다. Fig. 2-7은 WindPRO의 작업창을 나타낸다.

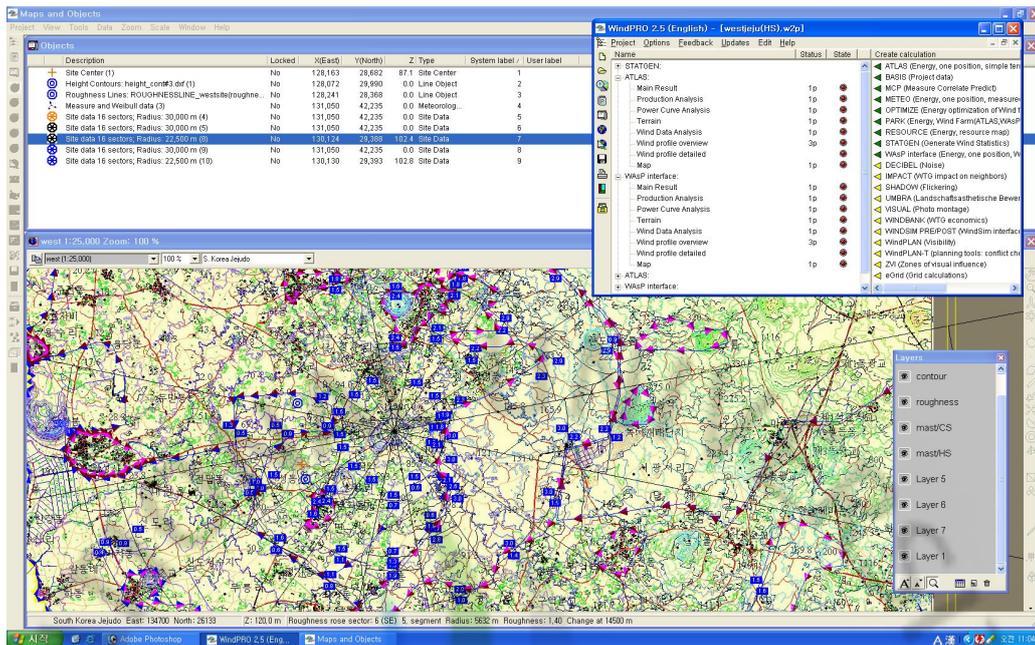


Fig. 2-7 WindPRO interface

2.6 WindPRO의 계산모델

이번 연구를 위해 사용한 WindPRO의 계산모델은 총 6가지로 METEO, ATLAS, WasP-interface, STATGEN, PARK, RESOURCE이다. 그 중 풍향 계산모델은 총 3가지로 METEO, ATLAS, WasP-interface가 있으며 실측 데이터를 통계화 하는 STATGEN모델이 따로 존재하며 풍향 분석 시 선행되는 모델이다. ATLAS와 WasP-interface 계산 시 이 통계화 된 Wind statistics가 필요하며 Risoe 연구소의 WasP 코드를 이용하여 계산한다.

METEO는 실제 수집데이터를 먹 법칙을 이용하여 높이별 풍속 보정 후 연간 에너지를 계산하는 방법으로 수치지도와 Wind statistics가 필요 없어 연간발전량, 설비이용률 등을 계산할 때 실제 데이터가 적용되고 데이터 수집지점에서 그 값을 신뢰할 수 있다.

ATLAS는 수집데이터를 통해 생성된 Wind statistics와 거칠기 길이 그리고 해발고도를 이용하여 연간에너지를 계산하는 방법으로 Wind statistics의 통계치를 이용하기 때문에 실제데이터가 필요 없고 대상지역의 모든 곳에서 그 값을 계산할 수 있다. 그러나 WindPRO 매뉴얼에 따르면 복잡 지형에서는 권장하지 않고 있다.

WAsP-interface는 ATLAS와 기본적으로 계산조건이 같지만, 해발고도 값을 통해 주변지역의 언덕효과를 자동고려하기 때문에 복잡 지형에 권장된다.

PARK는 풍력발전단지내의 풍력발전기의 발전량을 계산하는 모듈로 풍향 계산 모듈을 통하여 풍향 분석이 선행된 후 구동이 가능하다. WindPRO는 5가지 후류 모델과 그에 따른 난류 모델을 통해 보다 정확한 결과 값을 도출한다.

RESOURCE는 풍향 분석이 끝난 수치지도 내의 지정된 높이에서 분석된 자료를 RSF파일(RSF Grid file)이나 WRG파일(WAsP Resource grid file)로 변환해주는 모듈로 이 RSF 파일과 WRG파일을 지원하는 모든 프로그램에서 풍력 에너지지도로 활용할 수 있다.

Ⅲ. 결과 및 고찰

3.1 측정방법

기상측정마스트에 부착된 계측장비에 의해 측정되는 Data는 풍속, 풍향, 일사량, 온도, 대기압, 습도이다. 측정된 데이터들은 센서 선에 의해 미국 NRG사의 #9300 Wind data logger를 통해 지속적으로 풍속 및 풍향 등의 데이터들을 10분 또는 1시간 평균값으로 저장하게 되며, 일정기간 후 Data logger에서 data가 저장된 메모리 카드를 회수하여 컴퓨터를 통해 자료를 읽고 분석하는 과정을 거치게 된다.

풍속센서는 일반적으로 많이 사용되는 NRG #40 Anemometer를 설치하였다. 이 풍속센서는 전기신호의 강하를 막기 위하여 조그만 교류 발전기에 의해 펄스를 발생하여 그 주파수로서 풍속신호를 측정하게 되어 있다. 풍속센서의 보정은 원제작사의 테스트에 의한 보정보고서를 통해 알 수 있다. #40 Anemometer는 약 0.78m/s의 풍속에서 가동되며, 거리상수는 3.0m, 보정상수는 0.7658m/s/Hz로서 선형적으로 신호가 변하는 특성을 지니고 있다.

풍향센서는 일반적으로 많이 이용되는 가변저항식의 200P 모델을 이용하였다. 비교적 신뢰도가 우수한 편이며, 선형도는 최대 1.0%, 반응도는 1m/sec로서 작은 풍속에서도 작동하게 된다. 온도센서는 100S의 모델로서 정확도는 최대 $\pm 1.11^{\circ}\text{C}$, 비선형도는 최대 $\pm 0.33^{\circ}\text{C}$, 열적 시정수는 5분 전기적 시정수는 250 μS 이다. 일사량계는 일사량에 비례하여 미소전류가 흐르는 High-stability silicon photovoltaic형으로서 안정도는 12개월간 2% 미만으로서 안정적인 상태를 유지한다. 대기압 측정은 0.046/kPa의 보정상수와 최대 0.1%의 비선형도를 지닌 센서를 설치하였다. 다음의 Table 3-1에 설치된 각종 센서의 성능사양을 정리하였다.

Table 3-1 Specifications of sensors

Sensor	Raw Sensor Output	Data Output Range	Resolution
Anemometer	0Hz to 125Hz	1m/s to 96m/s	0.271%
Wind Direction vane	0 V to excitation Voltage	360° rotation	0.271%
Temperature Sensor	0 to 2.5V	-40°C to 52.5°C	0.271%
Pyranometer	93.7microamps/ 1000 watts m ⁻²	0 to 3000 W/m ²	0.271%
Pressure Sensor	0 to 10.55kPa	15 to 115kPa	0.271%

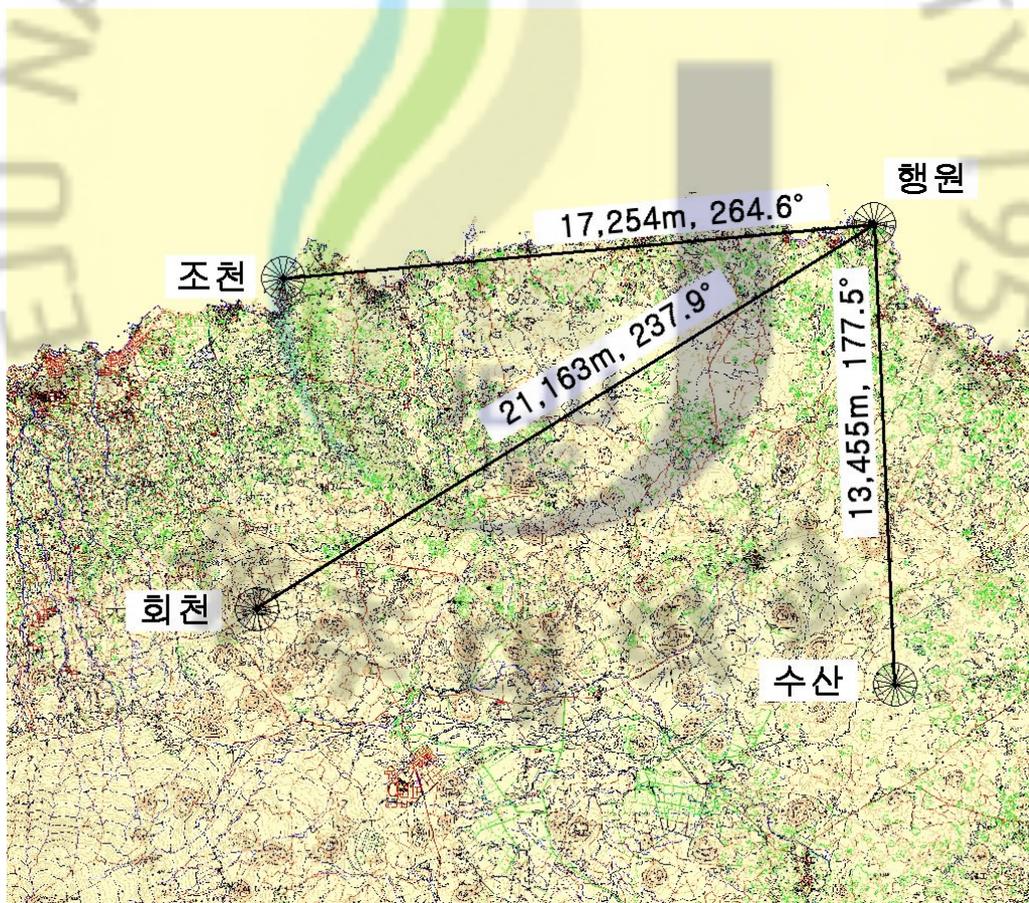


Fig. 3-1 Site map

Fig. 3-1은 실측지점의 지형을 나타낸다. 제주시 구좌읍 행원리에 위치한 기상측정탑은 행원풍력발전단지와 인접한 김녕-세화해안도로에서 바닷가 방향으로 설치하였으며 갯바위가 많은 지형이다. 발전단지 주변으로는 단층높이 건물로 구성되어 있는 소규모의 행원농공단지가 있다. 행원풍력발전단지 내에는 1m 내외의 돌담과 3~5m 높이의 방풍림이 간헐적으로 들어서 있다. 이 연구에서 행원사이트는 타 사이트(회천, 수산, 조천)에서 수집된 바람데이터를 이용한 예측결과를 비교분석할 기준사이트이다.

제주시 조천읍 조천리에 위치한 기상측정탑은 조천-함덕해안도로에서 바닷가 방향으로 인접한 초지에 설치하였으며 주변에 1m 내외의 돌담이 있다. 조천리는 행원리보다 마을이 크며 중심가는 2~3층 높이의 건물들이 다수 들어서 있다. 기상측정탑은 마을중심과는 1~2km 정도 동북방향으로 떨어져 있으며 행원사이트와 비교하면 바닷가 갯바위에서 보다 안쪽 내륙으로 들어와 있는 개인 소유지에 설치되었으며 행원사이트에서 서쪽방향으로 약 17km 떨어져 있다^[23].

제주시 회천동에 위치한 기상측정탑은 쓰레기매립장 내에 위치하였으며 반경 1~2km의 매립장의 중심이므로 짧은 초지로 구성된 넓은 지역이다. 이 지역은 남쪽으로 한라산이 자리 잡고 있으며 북쪽으로는 제주 시내가 보이는 경사면으로 400m고도의 높은 지대이다. 중산간 지역인 매립장 주변은 나무가 많고 주변에는 기생화산이 몇몇 존재한다. 행원사이트에서 남서쪽방향으로 약 21km 떨어져 있으며 데이터 수집지역 중 행원과 가장 멀리 떨어져 있다.

서귀포시 성산읍 수산리에 위치한 기상측정탑은 제주도 동쪽 중산간 지역 중 넓은 목초지가 발달한 지역으로 비교적 평활한 지형을 보이고 있고 남동 방향과 남서방향으로 작은 기생화산이 위치하였으며 해발고도가 약 200m이다. 북서방향 5km내로도 역시 기생화산들이 관찰되고 있으며 그 높이가 다양하게 분포되어 있다. 행원사이트에서 남쪽으로 약 13km 정도 떨어져 있으며 회천사이트와 비교 시 경사가 완만하고 작은 기생화산이 발달하여 언덕효과의 영향이 높을 것으로 예상된다^[24].

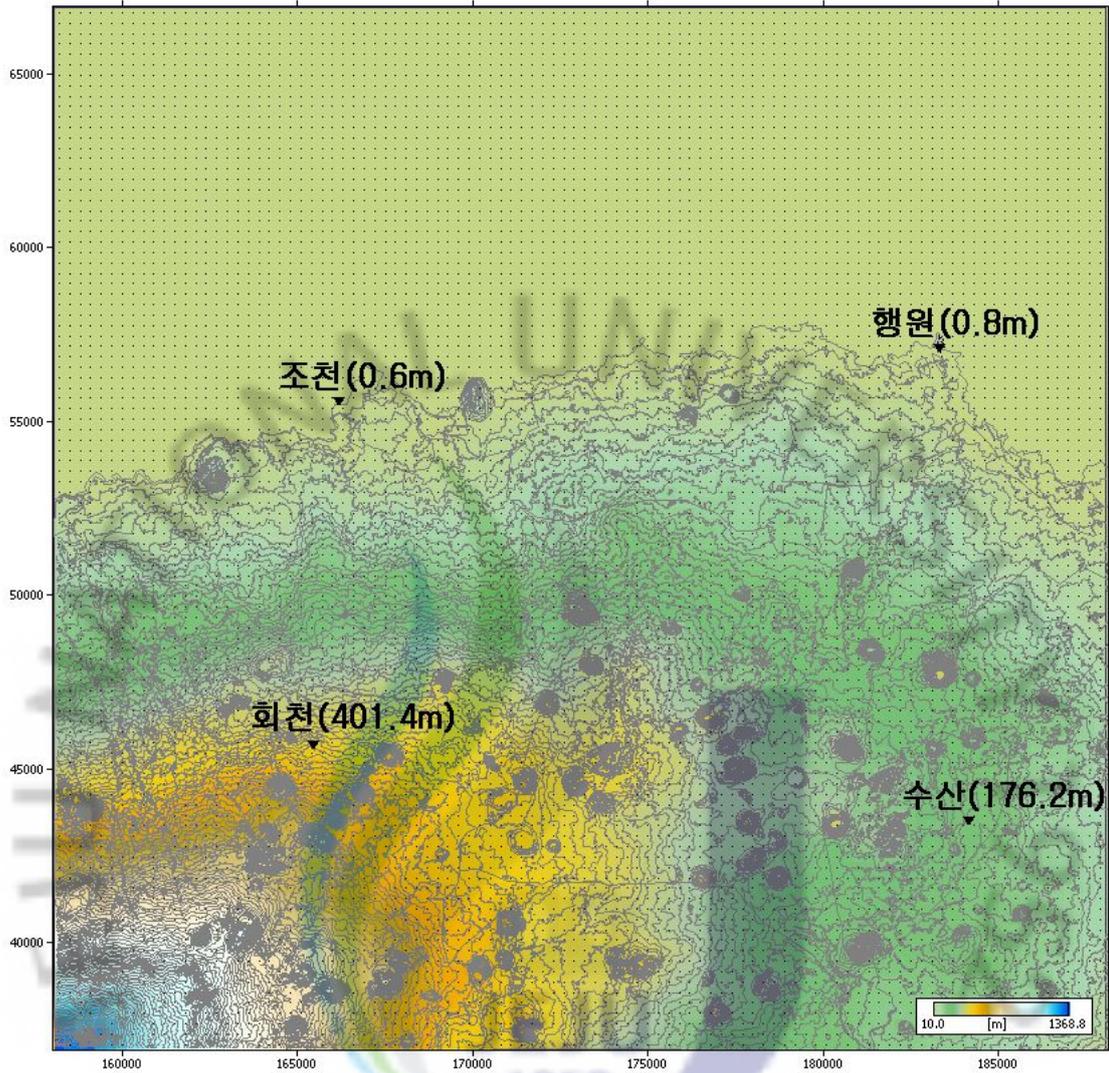


Fig. 3-2 Elevation of the sites

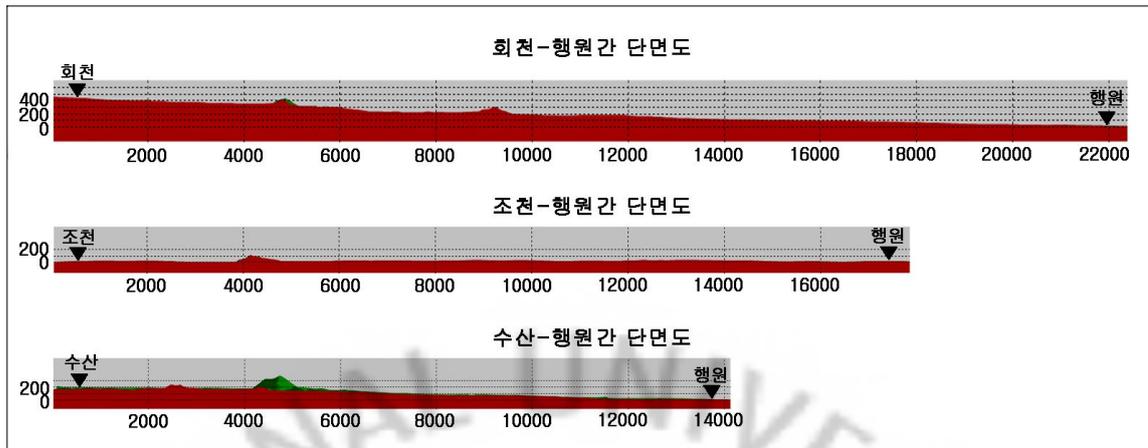


Fig. 3-3 Cross sections from Hangwon site to the other sites

Fig. 3-2에 나타난 바와 같이 행원과 조천은 해안가에, 회천과 수산은 중산간에 위치하였으며 회천이 수산보다 해발고도가 높은 지역이다. Fig. 3-3은 예측 대상지점인 행원과 각 바람데이터 수집지점과의 지형단면도이다. 세 군데의 수집 지역이 모두 예측대상지점과 멀리 떨어져 있어 단면도 양끝 점에 대한 경사각이 크지 않으며 중간에 지형이 높은 지대들이 관찰되고 있다. 회천-행원간 단면도는 회천에서 5km와 9km지점에 주변지형보다 약 50m 높게 나타나고 있으며 수산-행원간 단면도는 수산에서 5km지점에 주변지형보다 100m이상의 큰 기생화산이 확인된다. 해안가-해안가 단면인 조천-행원 단면도에서도 조천으로부터 4km 지점에서 높은 지대가 확인되고 있다.

Fig. 3-4는 제주도 동북부지역의 축적 1:25,000 수치지도 상에 이번 평가에 필요한 거칠기 길이를 입력한 것이다. 이 지도의 실제사이즈는 30(km) × 30(km)이며 거칠기 길이는 위성사진과 WAsP과 WindPRO 매뉴얼의 거칠기 길이 표를 참고하여 작업하였다. 지표 상태는 고도와 상관없이 지역마다 달랐지만 전체적으로 동쪽보다 서쪽의 거칠기 길이가 높았다. 그 이유로 서쪽은 중산간 지대에서 한라산 국립공원내의 삼림지대와 방풍나무로 둘러싸인 감귤과수원이 일주도로변까지 있으며 동쪽은 중산간 지대에서 목초지인 목장지대가 많고 일주도로변으로는 과수원보다는 채소를 경작하는 밭이 많았다. 거칠기 길이 입력 값은 바다 0m, 해안가와 일주도로변 0.03m~0.1m, 중산간 0.03m~0.2m, 산림과 시가지는 0.4m 이다.

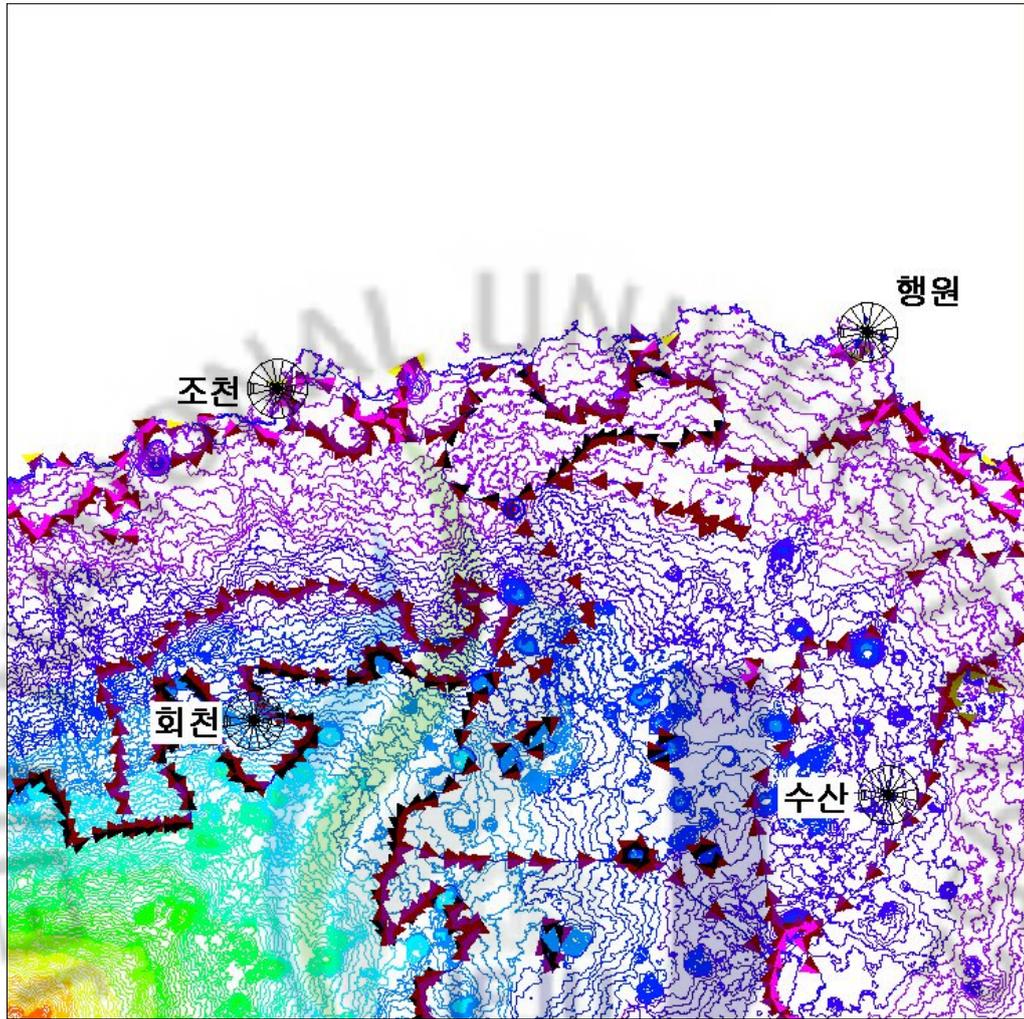


Fig. 3-4 Digital map on elevations and roughness lengths of the sites

3.2 실측자료 분석

회천과 수산사이트의 측정기간은 2005년 11월 1일부터 2006년 10월 31일이며, 조천사이트는 2006년 5월 1일부터 2007년 4월 30일이다. 행원사이트는 상이한 각 사이트의 측정기간을 전부 포함하는 2005년 11월 1일부터 2007년 4월 30일이며 사이트 별 예측 수행 시 필요기간을 선택하여 비교분석 하였다. 기준 측정높이는 지면으로부터 30m, 1년간의 데이터이며 회천은 1시간평균 데이터 그리고 그 외의 지역은 10분 평균 데이터를 사용하였고 데이터회수율은 행원과 회천 그리고 수산이 100%, 조천 99%이다. 사이트 별 풍속계의 높이는 Table 3-2에 나타냈듯이 행원 45m, 37.5m, 30m, 22.5m, 15m이며 회천 30m, 15m, 수산 50m, 40m, 30m, 20m, 조천 30m, 20m이다. 여기서 기준 측정높이인 30m보다 낮은 풍속데이터는 METEO 모듈에서 바람 프로파일 생성 시 먹지수 계산을 위해 사용되었고 행원 30m이상의 풍속데이터는 예측된 결과 데이터와 비교목적으로 사용되었다.

Table 3-2 Collected wind data

	Height of Anemometers								Period
	15 m	20 m	22.5 m	30 m	37.5 m	40 m	45 m	50 m	
Hangwon	○	-	○	○	○	-	○	-	2005.11.1 ~ 2007.4.30
Hoechun	○	-	-	○	-	-	-	-	2005.11.1 ~ 2006.10.31
Soosun	-	○	-	○	-	○	-	○	2005.11.1 ~ 2006.10.31
Jochun	-	○	-	○	-	-	-	-	2006.5.1 ~ 2007.4.30

3.2.1 행원

Fig. 3-5는 2005년 11월 1일부터 2006년 10월 31일간 30m에서 측정된 행원의 풍속에 대한 도수분포도와 와이블 분포도 그리고 풍향의 빈도를 알 수 있는 바람장미이다. 이 지역은 10m/s이상의 바람이 약 22% 정도로 높고 15m/s 이상의 바람이 5% 정도 차지하고 있다. 대부분의 풍력발전기의 시동풍속인 4m/s 미만의 바람은 약 27%이다. 와이블 분포도의 A , k 값은 각각 7.3m/s, 1.62이고 평균풍속은 6.6m/s이다. 주 풍향은 서풍이 약 12%, 동풍이 약 10%를 차지하고 있으며 두 개의 주 풍향을 중심으로 바람장미가 형성되고 있다.

Fig. 3-6은 2006년 5월 1일부터 2007년 4월 30일간 30m에서 측정된 행원 지역의 와이블 분포도와 바람장미로 조천사이트와 비교하기 위함이다. 이 기간은 10m/s이상의 바람이 약 20% 정도이며 15m/s 이상의 바람이 3% 정도 차지하고 있다. 4m/s이하의 바람은 약 28%이다. 와이블 분포도의 A , k 값은 각각 7.0m/s, 1.65이고 평균풍속은 6.3m/s이다. 주 풍향은 서풍으로 서북서풍과 서남서풍과 함께 33%를 차지하고 있으며 동풍도 11%를 차지하고 있다.

Fig. 3-5와 Fig. 3-6이 거의 같은 양상을 보이는 것은 같은 기상 측정탑에서 얻은 데이터이며 사용된 데이터 수집기간이 2006년 5월 ~ 2006년 10월(6개월간) 기간 동안 겹치고 있기 때문이다.

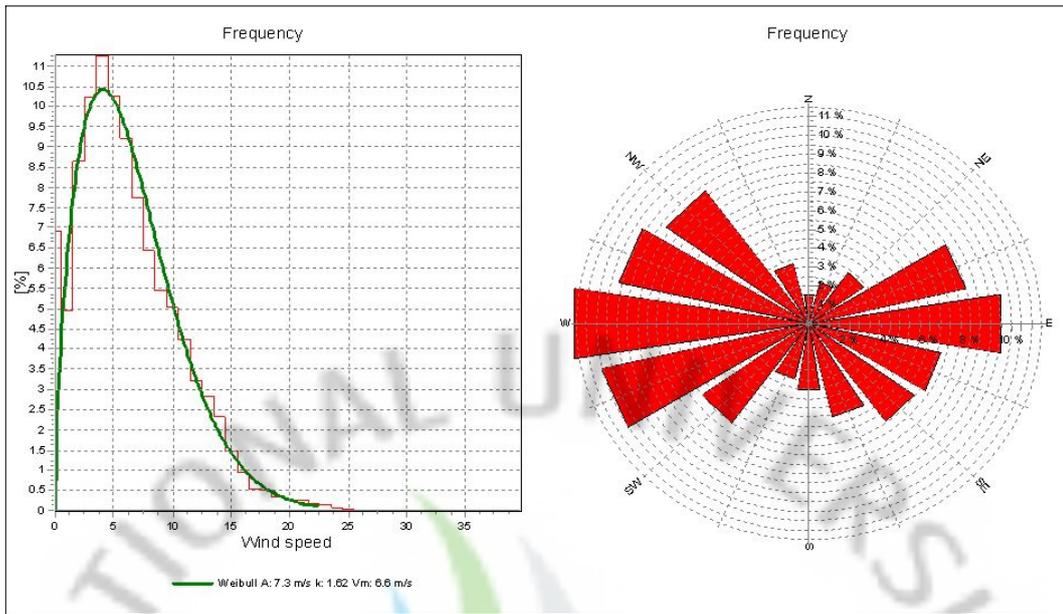


Fig. 3-5 Wind characteristics of Hangwon site (2005.11 ~ 2006.10)

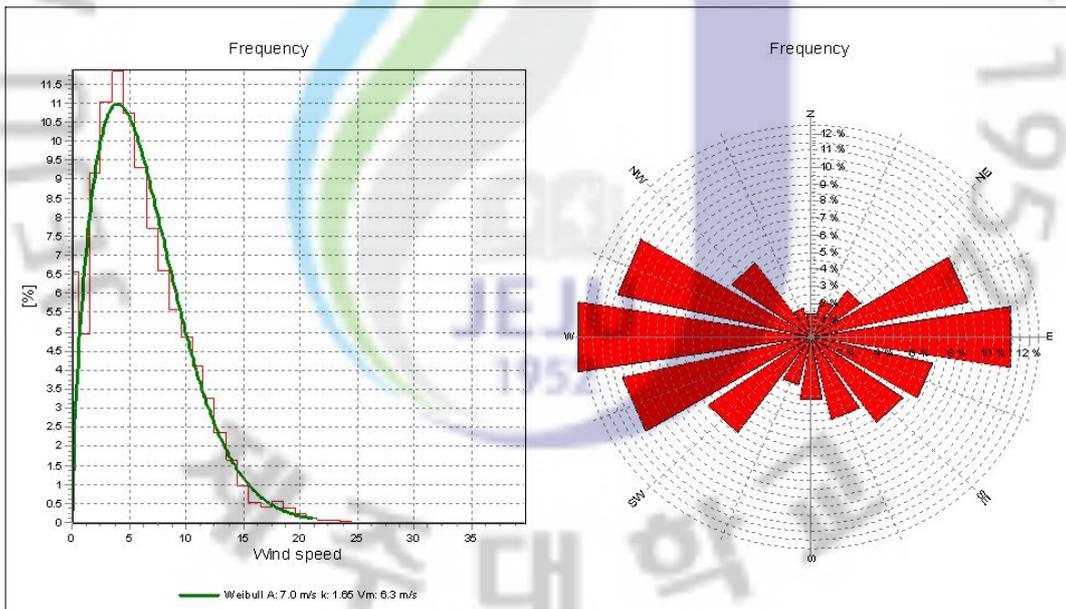


Fig. 3-6 Wind characteristics of Hangwon site (2006.5 ~ 2007.4)

3.2.2 회천

Fig. 3-7은 2005년 11월 1일부터 2006년 10월 31일간 30m에서 측정된 회천의 도수분포도와 와이블 분포도 그리고 바람장미이다. 이 지역은 10m/s이상의 바람이 약 11%정도로 행원보다 많이 낮고 15m/s 이상의 바람이 2%정도 차지하고 있다. 4m/s미만의 바람은 약 35%이다. 와이블 분포도의 A , k 값은 각각 6m/s, 1.65이고 평균풍속은 5.4m/s이다. 서풍에서 북서풍까지의 주 풍향을 가지고 있으며 40%를 차지하고 있다.

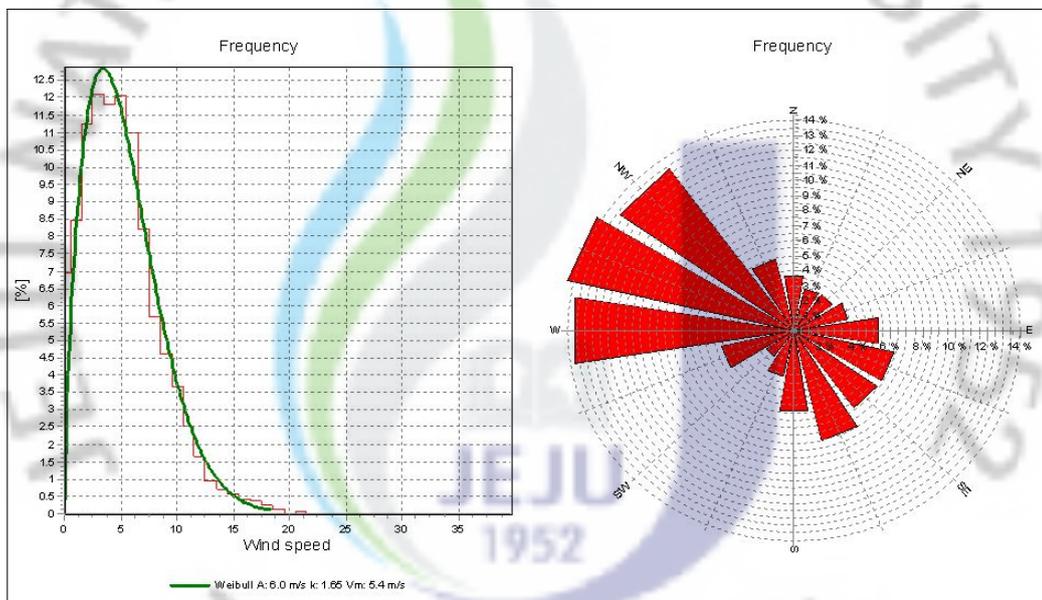


Fig. 3-7 Wind characteristics of Hoechun site (2005.11 ~ 2006.10)

3.2.3 수산

Fig. 3-8은 2005년 11월 1일부터 2006년 10월 31일까지 수산지역의 도수 분포도와 와이블 분포도 그리고 바람장미이다. 이 지역은 10m/s이상의 바람이 약 10%정도로 행원보다 낮고 15m/s 이상의 바람이 1%정도 차지하고 있다. 4m/s미만의 바람은 약 31%이다. 와이블 분포도의 A , k 값은 각각 6.0m/s, 1.79이고 평균풍속은 5.3m/s이다. 뚜렷한 북서풍의 주 풍향을 가지고 있으며 약 20%를 차지하고 있다. 서북서풍으로도 12%의 바람이 불고 있어 다른 방향보다 상대적으로 높다.

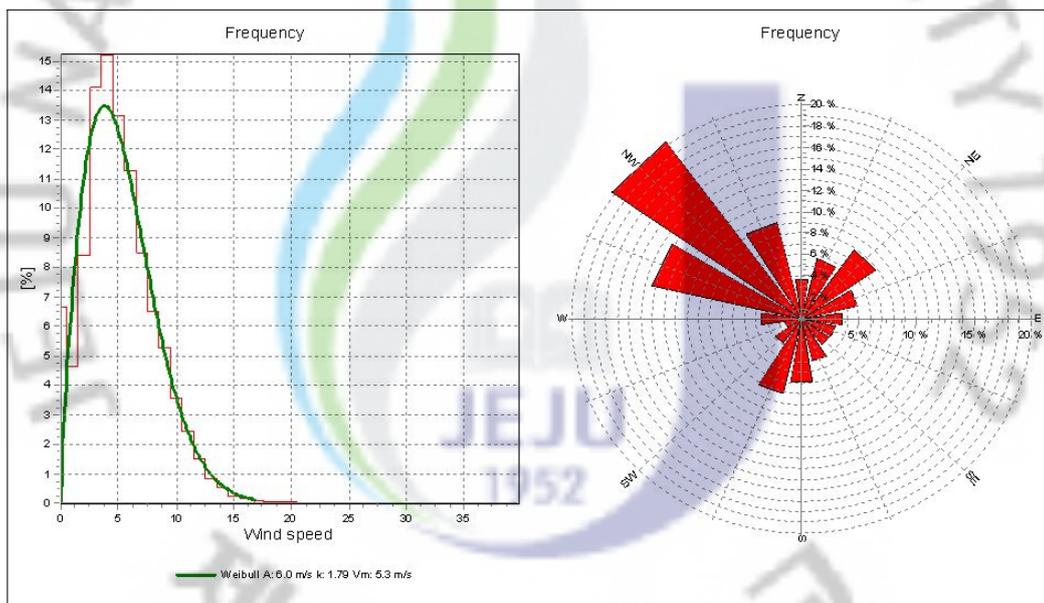


Fig. 3-8 Wind characteristics of Soosan site (2005.11 ~ 2006.10)

3.2.4 조천

Fig. 3-9는 조천지역의 와이블 분포도와 바람장미로 2006년 5월 1일부터 2007년 4월 30일간의 실측 데이터이다. 이 지역은 10m/s이상의 바람이 약 11%정도이며 15m/s 이상의 바람이 1%정도 차지하고 있다. 4m/s이하의 바람은 약 39%이다. 와이블 분포도의 A , k 값은 각각 5.7m/s, 1.56이고 평균풍속은 5.1m/s이다. 뚜렷한 주 풍향이 없으며 동풍과 북서풍이 약 10%씩 차지하고 있다. 북풍에서 북동풍까지를 제외하고 골고루 바람이 불고 있다.

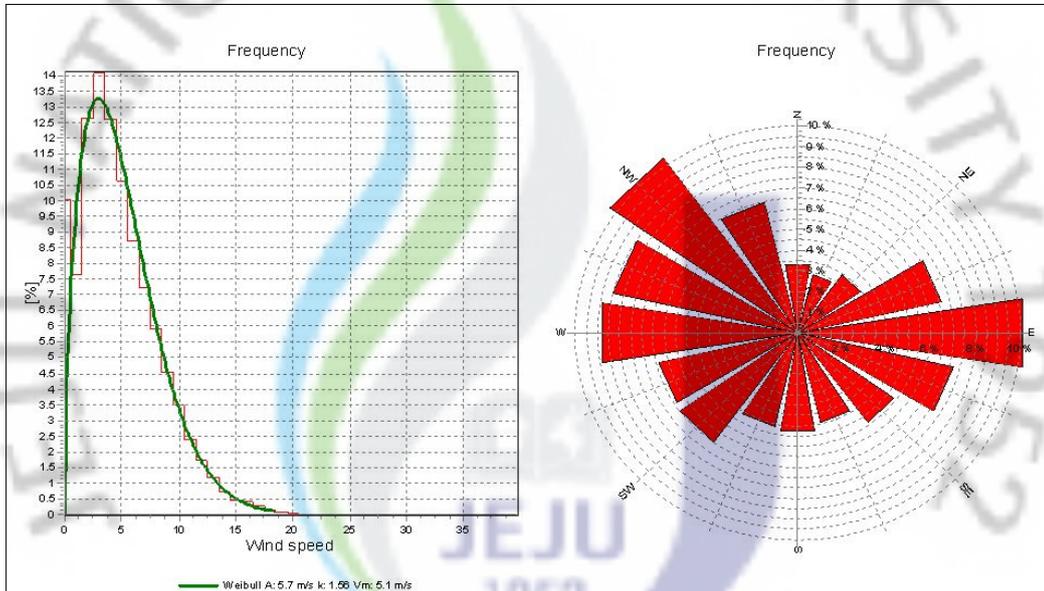


Fig. 3-9 Wind characteristics of Jochun site (2006.5 ~ 2007.4)

3.3 회천, 수산, 조천지역 데이터를 사용한 행원지역 예측

3.3.1 바람 프로파일 비교

바람 프로파일은 선정지역의 높이별 풍속을 나타내며 앞에서 측정된 데이터로부터 측정높이를 기준으로 외삽하여 그 이상의 높이에서 풍속을 예측하는데 목적이 있다. 주로 대수법칙과 멱 법칙을 이용한 외삽방법이 있으며 WAsP은 대수법칙을 이용하여 외삽한다. WindPRO의 경우, ATLAS와 WAsP-interface는 STATGEN에서 생성된 Wind statistics에 의해 바람 프로파일이 고려되기 때문에 WAsP 코드에서 사용되는 대수법칙을 이용하고 있으며 METEO는 멱지수를 이용한다. 대수법칙 사용 시 거칠기 길이(z_0) 값은 수치지도의 값을 이용하여 도출하고 있으며 멱 법칙 사용 시 멱지수(α)는 직접 입력하거나, 측정된 2개 이상의 높이별 풍속에서 계산하여 멱 법칙에 적용되고 있다.

대수법칙(Log law)과 멱 법칙은 다음의 식(3-1), 식(3-2)와 같다.

$$V_z = V_h \left(\ln \frac{z}{z_0} / \ln \frac{h}{z_0} \right) \quad (3-1)$$

$$V_z = V_h \left(\ln \frac{z}{h} \right)^\alpha \quad (3-2)$$

여기서, V_z, V_h : 높이 z, h 에서의 풍속 [m/s]
 α : 멱지수

Fig. 3-10은 행원지역의 바람 프로파일로 데이터 수집기간은 2005년 11월 ~ 2006년 10월 이다. METEO, ATLAS, WAsP-interface는 WindPRO의 각 모듈에서 생성된 그래프를 말하며, WAsP 그래프만이 WAsP에서 생성된 것이

다. 실제 수집된 바람데이터의 1년간 평균은 그래프와 비교하기 쉽도록 포인트로 나타내었다.

METEO 모듈은 실측데이터와 멱지수를 통한 외삽으로 바람 프로파일을 생성하기 때문에 실측값에 가장 근접한다고 볼 수 있으며, 그 외의 WindPRO 모듈과 WAsP에서는 실측데이터를 통계화한 통계데이터를 이용하기 때문에 예측 값이다.

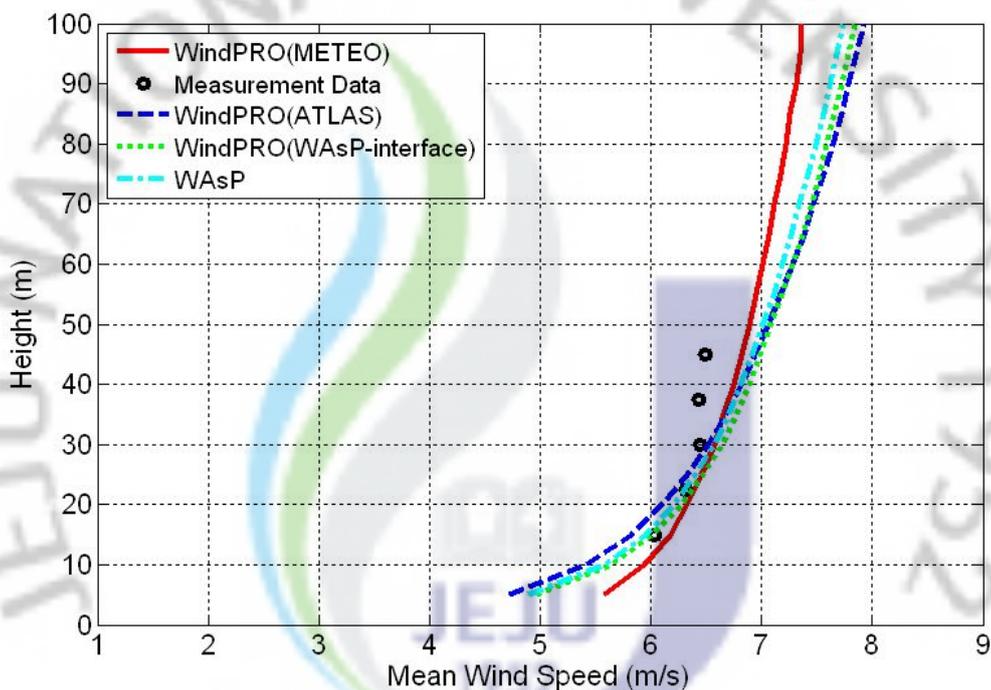


Fig. 3-10 Measurement data and predicted wind profiles at Hangwon site (2005.11 ~ 2006.10)

이 연구는 30m 높이의 수집데이터를 기준으로 평가하였으며 바람 프로파일도 마찬가지로이다. 따라서 METEO의 그래프는 30m의 실측데이터 점에 근접하여 지나야 하며 15m 데이터를 이용하여 멱지수를 얻었으므로 15m에서도 실측데이터 점에 근접하여 지나야한다. 그 외의 행원지역 바람 프로파일은 자기예측을 수행한 결과이므로 예측된 그래프가 30m 실측데이터와 근접하며 수치지도에 입력된 거칠기 길이를 참조한 대수 법칙의 식을 통해 30m이상에서 외삽된 그래프

가 생성된 것이다.

METEO의 바람 프로파일은 15m, 22.5m, 30m의 실측데이터의 바깥으로 겹쳐 지나는 것을 알 수 있으며 37.5m, 45m의 실측데이터와는 육안으로 약 0.3m/s 차이가 나타나고 있다. 37.5m, 45m의 실측데이터는 프로그램 모듈 구동 시 입력되지 않은 값으로 단지 WASP과 WindPRO 모듈의 외삽 값과 비교를 위한 것이다. 그 외의 바람 프로파일도 위와 같은 양상을 보이고 있으며 예측된 풍속이 METEO보다 약간 과대평가되고 있음을 알 수 있다.

각 프로그램과 모듈마다 바람 프로파일 풍속 결과가 조금씩 상이하기 때문에 RMSE(Root mean square error)식을 사용하여 정확도를 살펴보았다. 식 (3-3)은 계산된 값이 작을수록 실제 데이터와 잘 부합한다고 할 수 있다.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - x_i)^2}{n}} \quad (3-3)$$

여기서, y_i : i 번째의 측정데이터
 x_i : i 번째의 예측데이터
 n : 데이터 개수

Table 3-3 Comparison of wind speed at Hangwon site
 (2005.11~2006.10)

	Height over ground level					RMSE	
	15m (m/s)	22.5m (m/s)	30m (m/s)	37.5m (m/s)	45m (m/s)	Total data	30m over
Measurement Data	5.92	6.22	6.35	6.33	6.39		
METEO	5.44	6.29	6.48	6.63	6.75	0.307	0.281
ATLAS	5.72	6.11	6.42	6.65	6.84	0.269	0.321
WASP- interface	5.92	6.27	6.55	6.73	6.89	0.301	0.387
WASP	6.06	6.42	6.69	6.88	7.03	0.421	0.525

Fig. 3-10의 실측 풍속 값과 자기 예측 값 그리고 RMSE의 값을 Table 3-3에 나타냈다. 모든 데이터를 이용한 RMSE를 비교하였을 시 WAsP보다는 WindPRO에서 계산된 바람 프로파일이 더 정확하며, 30m이상의 데이터만 사용한 자기 예측 결과 비교에서도 WindPRO의 ATLAS 결과가 0.321로 가장 일치하고 있음을 알 수 있다.

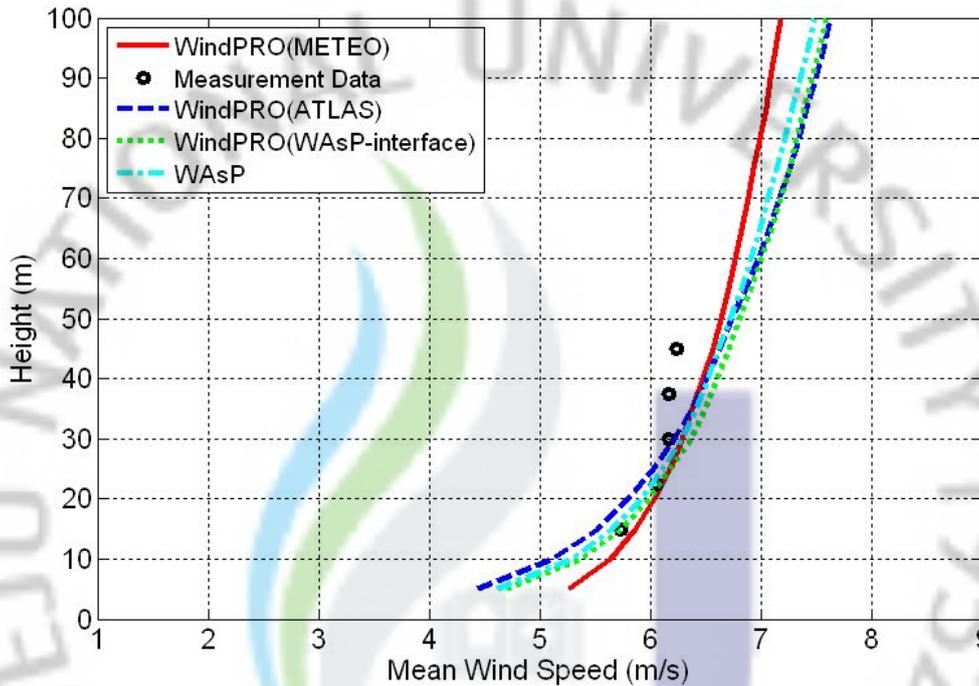


Fig. 3-11 Measurement data and predicted wind profiles at Hangwon site (2006.5 ~ 2007.4)

Fig. 3-10과 데이터 수집기간이 상이한 Fig. 3-11은 그래프 형태변화 없이 연 평균풍속이 감소된 만큼 전체적으로 왼쪽으로 이동하였다. 이 결과 값 역시 RMSE 식을 통해 Table 3-4에 나타내어 프로그램이나 계산 모듈의 정확도를 파악할 수 있다. 모든 데이터를 이용한 RMSE를 비교하였을 시 WAsP보다는 WindPRO에서 계산된 바람 프로파일이 더 정확하며 30m이상의 데이터만 사용한 자기 예측 결과 비교에서도 WindPRO의 ATLAS 결과가 0.279로 가장 일치하고 있음을 알 수 있다.

Table 3-4 Comparison of wind speed at Hangwon site
(2006.5 ~ 2007.4)

	Height over ground level					RMSE	
	15m (m/s)	22.5m (m/s)	30m (m/s)	37.5m (m/s)	45m (m/s)	Total data	30m over
Measurement Data	5.73	6.04	6.16	6.16	6.23		
METEO	5.86	6.10	6.28	6.44	6.56	0.211	0.259
ATLAS	5.52	5.91	6.21	6.44	6.62	0.242	0.279
WAsP- interface	5.73	6.08	6.36	6.54	6.70	0.285	0.368
WAsP	5.83	6.19	6.46	6.65	6.8	0.371	0.467

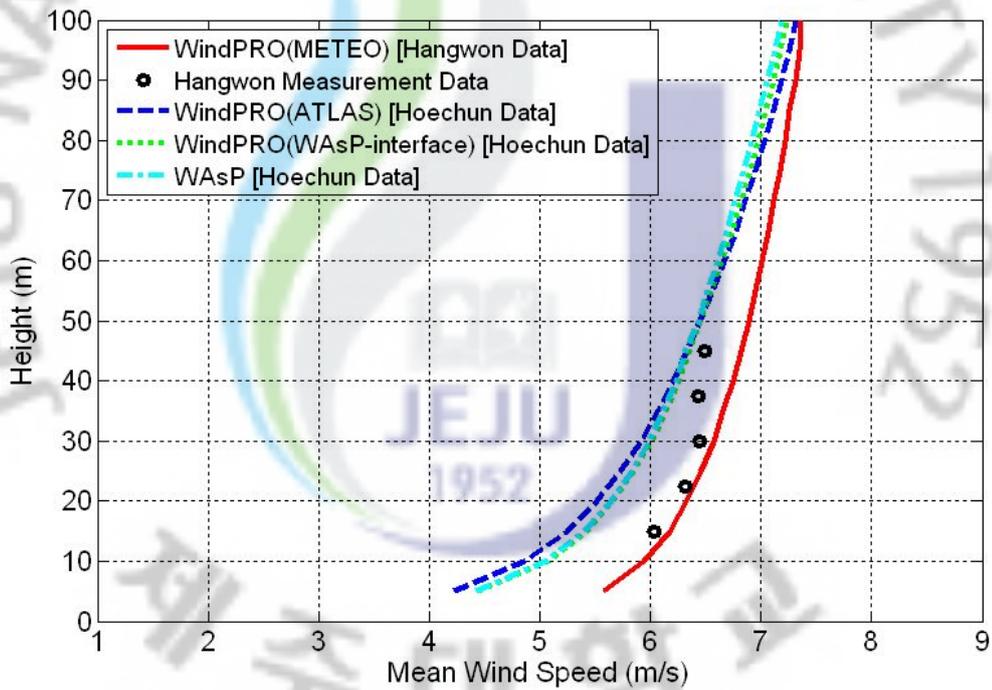


Fig. 3-12 Wind profiles predicted from the wind data at Hoechun site

Fig. 3-12는 회천에서 측정된 바람데이터를 이용하여 예측된 행원지역의 바람 프로파일이다. METEO 모듈의 그래프와 포인트로 표현한 실제데이터는 행원 지역에서 수집한 데이터로 상호비교를 위해 나타내었으며 WindPRO의 두 모듈

인 ATLAS, WAsP-interface의 그래프와 WAsP의 그래프가 회천 데이터를 이용한 행원지역 예측 그래프이다.

세 개의 예측된 그래프가 서로 겹치고 있으며 비교기준인 METEO 그래프와는 30m에서 약 0.6m/s 과소평가하고 있으나 그 높이가 높아질수록 간격이 줄어들고 있다. 실측데이터와 비교하였을 때 45m에서 예측된 세 개의 그래프가 약 0.1m/s까지 근접하였으며 50m에서는 좀 더 정확한 예측이 가능할 것으로 기대된다.

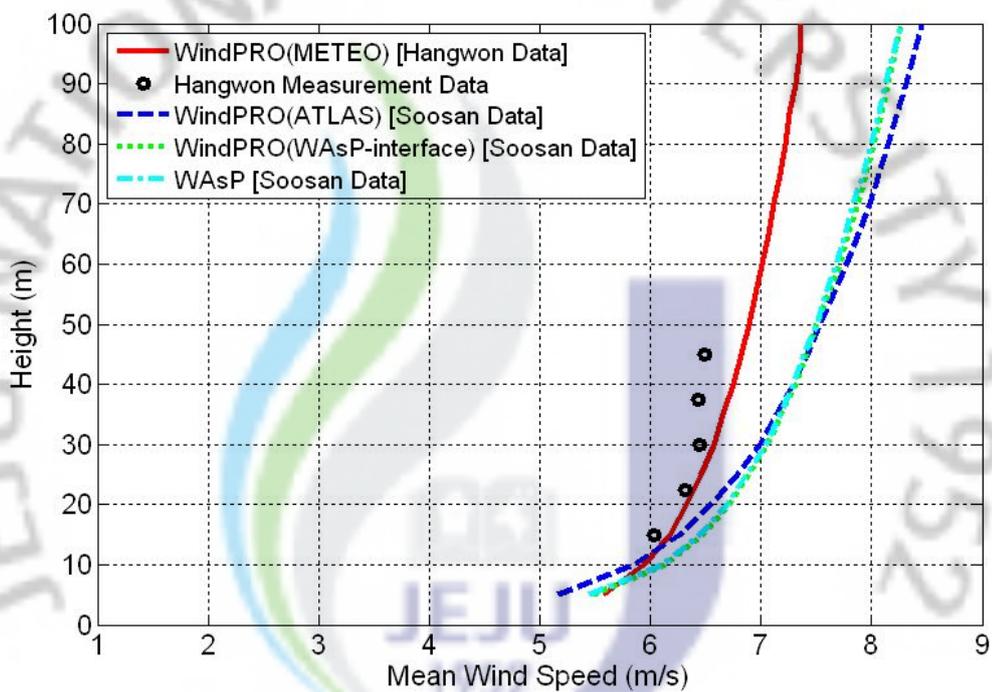


Fig. 3-13 Wind profiles predicted from the wind data at Soosan site

Fig. 3-13은 수산에서 측정된 바람데이터를 이용하여 예측된 행원지역의 바람 프로파일이다. 회천지역의 바람 프로파일과 마찬가지로 METEO 모듈의 그래프와 포인트로 표현한 실제데이터는 행원지역에서 수집한 데이터로 상호비교를 위해 나타낸 것이며 WindPRO의 두 모듈인 ATLAS, WAsP-interface의 그래프와 WAsP의 그래프가 회천 데이터를 이용한 행원지역 예측 그래프이다.

역시 세 개의 예측된 그래프가 서로 겹치고 있으며 40m 근처에서 교차하고 있음을 알 수 있다. 그러나 회천데이터를 이용한 예측된 그래프와 다르게 수산의

그래프는 METEIO 그래프보다 과대평가하고 있으며 그 상대오차도 높다. 30m에 서는 약 0.5m/s 차이를 보이고 있으며 50m에서 0.6m/s 그리고 높이가 높아질 수록 상대오차는 점점 증가하고 있다.

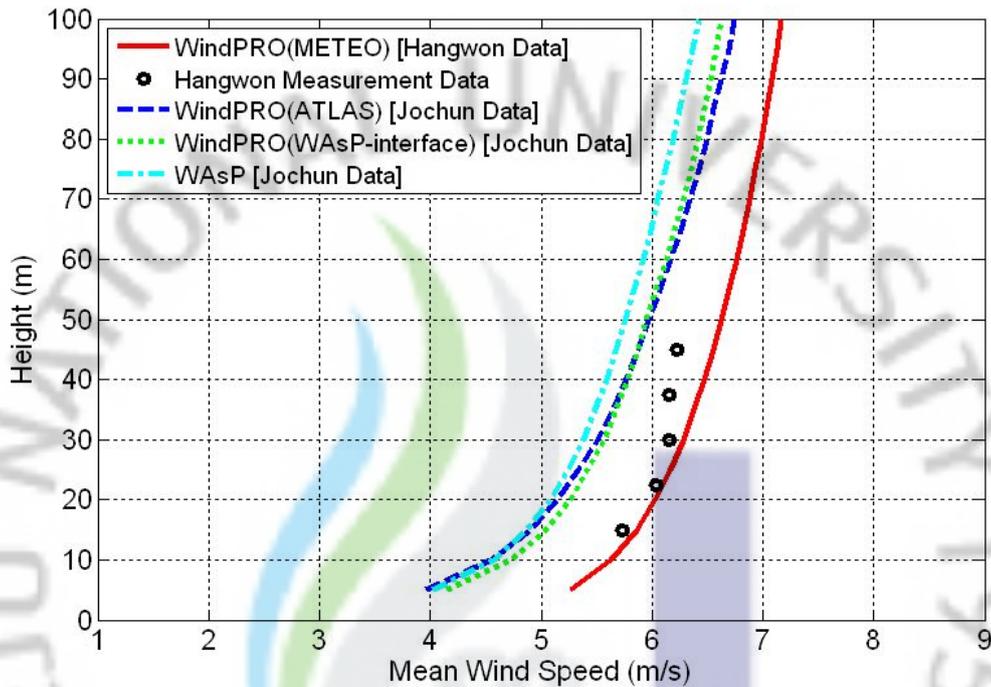


Fig. 3-14 Wind profiles predicted from the wind data at Jochun site

Fig. 3-14는 조천에서 측정된 바람데이터를 이용하여 예측된 행원지역의 바람 프로파일이며 기본적으로 Fig. 3-12이나 Fig. 3-13과 같다.

세 가지 모듈을 통해 예측된 그래프 중 WindPRO의 계산모듈인 ATLAS와 WAsP-interface의 그래프는 서로 겹치고 있으나 WAsP의 결과는 두 그래프보다 조금 낮은 풍속을 보여주고 있으며 높이가 높아질수록 그 차이가 조금씩 커지고 있다. METEIO 그래프와 비교 시 전체적으로 30m에서 약 0.8m/s 과소평가하고 있으며 50m에서는 WindPRO의 두 모듈 결과는 간격이 근소하게 줄어들고 있으며 WAsP의 결과는 근소하게 증가하고 있다.

3.3.2 와이블 파라메타(Weibull parameter) 비교

WAsP이나 WindPRO는 와이블 분포 함수를 이용하여 특정지역에서 수집된 바람데이터 샘플로 Wind Statistics를 생성하여 대상지역의 풍황을 예측하고 있다. 와이블 분포 함수의 척도계수 A 값과 형성계수 k 값은 대상지역 풍황 예측에 중요한 매개변수이다.

실측데이터의 와이블 매개변수를 기준으로 각 프로그램과 계산 모듈의 예측값의 상대오차를 구하였다. Table 3-5는 회천 실측데이터를 이용한 행원지역의 와이블 매개변수의 예측 값이다. 전체적으로 k 값만 약 13~15% 오차를 보이고 있으며 A 값은 양호한 예측을 하고 있다.

Table 3-6에 나타난 수산 실측데이터를 이용한 행원지역의 와이블 매개변수 예측 상대 오차는 회천 실측데이터를 이용한 것보다 크게 나타나고 있다. A 값은 세 개의 모듈이 전부 16% 과대평가를 하고 있으며 k 값 역시 21~24% 과대평가 하고 있어 다른 지역 실측 데이터로 예측한 값과 비교하여 가장 큰 상대오차를 갖고 있다.

조천 실측데이터를 이용하여 행원지역 와이블 매개변수의 예측은 Table 3-7에 나타내었다. A 값은 -5~-9% 과소평가하고 있으며 k 값은 실측값에서 계산된 k 값과 거의 일치하고 있다.

Table 3-5 Comparison of Weibull parameters predicted from the wind data at Hoechun site

	A-Parameter (m/s)	Wind Speed (m/s)	k-Parameter
Hangwon Measurement Data	7.33	6.57	1.618
ATLAS (Relative Error)	7.25 -1%	6.44 -2%	1.852 14%
WAsP-interface (Relative Error)	7.26 -1%	6.44 -2%	1.865 15%
WAsP (Relative Error)	7.2 -2%	6.43 -2%	1.83 13%

Table 3-6 Comparison of Weibull parameters predicted from the wind data at Soosun site

	A-Parameter (m/s)	Wind Speed (m/s)	k-Parameter
Hangwon Measurement Data	7.33	6.57	1.618
ATLAS (Relative Error)	8.50 16%	7.53 15%	1.977 22%
WAsP-interface (Relative Error)	8.47 16%	7.50 14%	2.002 24%
WAsP (Relative Error)	8.50 16%	7.50 14%	1.960 21%

Table 3-7 Comparison of Weibull parameters predicted from the wind data at Jochun site

	A-Parameter (m/s)	Wind Speed (m/s)	k-Parameter
Hangwon Measurement Data	7.00	6.30	1.650
ATLAS (Relative Error)	6.67 -5%	5.97 -5%	1.635 -1%
WAsP-interface (Relative Error)	6.65 -5%	5.95 -6%	1.646 0%
WAsP (Relative Error)	6.4 -9%	5.76 -9%	1.62 -2%

3.3.3 연간발전량 비교

풍력발전단지 설계프로그램을 사용하는 이유는 결국 같은 입지조건 내에서도 발전량을 증대하기 위한 최적의 사이트를 찾기 위함이다. 연간발전량은 풍력발전기의 허브높이에서 연평균풍속에 대한 출력곡선의 발전량을 합하여 계산할 수 있다. Fig. 3-15는 VESTAS사의 660kW급 V-47기종의 출력곡선으로 행원풍력발전단지에서 현재 7기가 가동 중에 있다. 굵은 그래프가 평균풍속 대비 풍력발전기 시간당 발전량을 나타내고 또 하나의 그래프는 풍력발전기의 출력계수를 의미하며 자연풍 상태의 바람에너지에서 풍력발전기가 얻을 수 있는 출력의 비율을 나타낸다^{[25][26]}. 출력 계수 C_e 의 최댓값은 이상적인 풍력발전기에서도 0.593이고 실제 고성능 풍력발전기에서 0.45~0.5정도의 값을 가진다. 다음의 식(3-4)에 나타내었다.

$$C_e = \frac{P_e}{\frac{1}{2}\rho A_s V^3} \quad (3-4)$$

여기서, P_e : 에너지 생산량 [Nm/s]
 ρ : 공기밀도 [kg/m^3]
 A_s : 로터의 회전면적 [m^2]

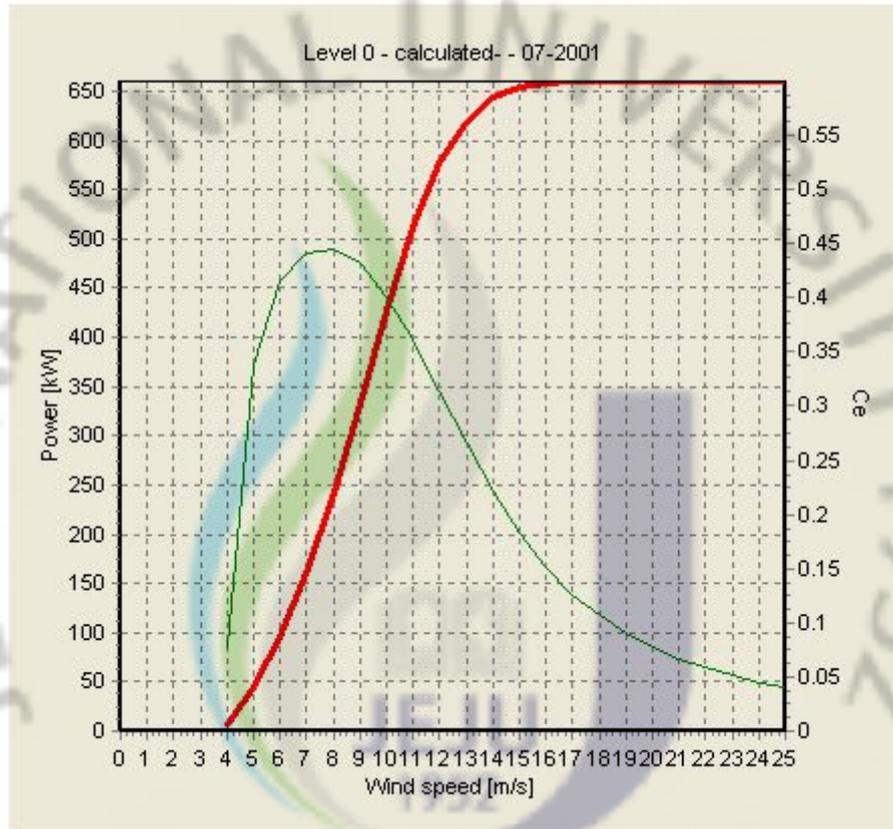


Fig. 3-15 Power curve of VESTAS-V47 wind turbine

VESTAS V-47은 660kW의 정격용량을 갖고 있으며 허브높이는 45m이다. 따라서 연간발전량, 설비이용률 등 비교 대상 값은 허브높이인 45m기준으로 계산하여 비교하였다. 각 프로그램과 모듈에서 계산된 결과와 직접 이론식을 대입하여 계산한 결과의 연간발전량과 설비이용률을 측정지점 별로 Table 3-8, Table 3-9, Table 3-10에 나타내었다. 직접 이론식을 이용하여 계산한 Measurement Data의 경우 30m, 10분 또는 1시간 평균 풍속데이터를 딱 법칙

을 통해 외삽 하여 허브높이의 풍속을 구하였고 이 풍속을 이용하여 발전량을 구하였다. 또한 Measurement Data와 METEO의 값은 행원 측정지점에서 얻은 바람데이터를 이용한 결과이고 다른 모듈과 프로그램 값은 각 수집지점에서 측정된 바람데이터를 이용한 행원지점 예측한 값이다. 여기서, AEP-10%의 값은 예측된 연간발전량의 10%를 감한 값으로서 풍력발전기의 출력곡선의 불확도를 고려한 값이라 할 수 있다.

Table 3-8에서 설비이용률의 경우, 행원 실측데이터를 이용한 Measurement Data는 29.6%, METEO는 30.1% 그리고 회천 실측데이터를 이용한 ATLAS는 25.8%, WAsP-interface는 26.1%, WAsP은 26.3%를 보이고 있다. 모듈의 연간발전량 및 설비이용률은 METEO 대비 -12%~-14%의 상대오차를 가지고 있어 예측결과가 양호하며 Fig. 3-12의 바람 프로파일과 같이 과소평가하고 있음을 알 수 있다.

3.3.2절에서 수산 실측데이터로 행원지역의 바람 프로파일과 와이블 매개변수의 값을 비교했을 때 다른 지역보다 상대적으로 많은 오차를 갖고 있었지만 Fig. 3-13에서 확인할 수 있듯이 45m에서의 평균풍속 예측 값 차이는 다른 두지역과 비슷하다. 따라서 연간발전량 및 설비이용률의 예측결과도 회천데이터를 이용한 예측과 비슷하게 METEO 대비 14%~15% 정도 나타내고 있다. Table 3-9에서 연간발전량은 ATLAS는 34.2%, WAsP-interface 34.2%, WAsP 34.6%로 다른 지역의 바람데이터를 사용한 예측결과보다 높게 계산하고 있으며 전체적으로 과대평가하고 있다.

조천의 경우, 데이터 수집기간이 상이하므로 기준이 되는 Measurement Data와 METEO의 값이 위의 두 지점과 다르다. Table 3-10의 행원 실측데이터를 이용한 설비이용률은 Measurement Data 27.2%, METEO는 27.9% 그리고 조천 실측데이터를 이용한 설비이용률 예측 값은 ATLAS 23.1%, WAsP-interface 23.1%, WAsP 22.1%이며 연간발전량은 Measurement Data 1,573.9MWh, METEO 1612.4MWh, ATLAS 1,334.5MWh, WAsP-interface 1,339MWh, WAsP 1,276MWh 보이고 있다. 상대오차가 회천 실측데이터의 예측 값보다 높지만 -20% 내외로 양호한 수준이라 할 수 있다.

Table 3-8 Prediction for Hangwon site using the wind data at
Hoechun site

	AEP (MWh)	AEP -10% (MWh)	Wind Speed (m/s)	Wind Power density (W/m ²)	C.F (%)
Measurement Data	1708.7	1538	6.5	469	29.6
METEO	1739.1	1565	6.8	419	30.1
ATLAS (Relative Error)	1490.3 -14%	1341 -14%	6.3 -7%	317 -24%	25.8 -14%
WAsP-interface (Relative Error)	1508.9 -13%	1358 -13%	6.4 -6%	320 -24%	26.1 -13%
WAsP (Relative Error)	1523 -12%	1371 -12%	6.32 -7%	326 -22%	26.3 -12%

Table 3-9 Prediction for Hangwon site using the wind data at
Soosan site

	AEP (MWh)	AEP -10% (MWh)	Wind Speed (m/s)	Wind Power density (W/m ²)	C.F (%)
Measurement Data	1708.7	1538	6.5	469	29.6
METEO	1739.1	1565	6.8	419	30.1
ATLAS (Relative Error)	1976.9 14%	1779 14%	7.4 9%	474 13%	34.2 14%
WAsP-interface (Relative Error)	1979.4 14%	1781 14%	7.4 9%	469 12%	34.2 14%
WAsP (Relative Error)	2001 15%	1801 15%	7.4 9%	483 15%	34.6 15%

Table 3-10 Prediction for Hangwon site using the wind data at Jochun site

	AEP (MWh)	AEP -10% (MWh)	Wind Speed (m/s)	Wind Power density (W/m ²)	C.F (%)
Measurement Data	1573.9	1417	6.2	313	27.2
METEO	1612.4	1451	6.6	367	27.9
ATLAS (Relative Error)	1334.5 -17%	1201 -17%	5.9 -11%	294 -20%	23.1 -17%
WAsP-interface (Relative Error)	1339 -17%	1205 -17%	5.9 -11%	291 -21%	23.1 -17%
WAsP (Relative Error)	1276 -21%	1148 -21%	5.7 -14%	275 -25%	22.1 -21%

행원 바람데이터 수집지점은 행원풍력발전단지 내에 있으며 4호기로부터 북쪽 바닷가 방향에 위치하고 있다. Fig 3-16에서 나타났듯이 전체적으로 행원지역에 설치된 풍력발전기는 1호기에서 9호기까지 행원지역의 해안가를 따라 활처럼 구부러진 형태로 배치되어 있으며, 추후에 설치된 11호기부터 15호기까지는 내륙으로 들어와 있다. 1,2호기 VESTAS V-42(600kW)와 5호기 VESTAS V-27(225kW) 그리고 4,5,8,9,13,14,15호기 VESTAS V47(660kW)가 있으며 MEG-MICON사 6,7,10,11,12호기 NM750(750kW)가 있다.



Fig. 3-16 Hangwon wind farm

프로그램을 통해 예측된 연간발전량과 실제 연간발전량을 비교해 보기 위하여 2007년 12월 1일부터 2008년 11월30일까지 일 년 동안 설비가동률과 발전량을 얻었으며 그 중 VESTAS사 V-47기종의 8호기와 9호기의 설비가동률이 각각 96%와 100%이므로 WAsP과 WindPRO에서 예측된 연간발전량과 비교하기에 적합하다. 8호기와 9호기의 월별 발전량과 설비가동률은 Table 3-11, Table 3-12와 같다. 가동시간은 9호기가 약간 많으나 연간발전량은 8호기가 1,604,942kWh이며 9호기가 1,385,961kWh로 8호기가 218,981kWh 많이 전력 생산하였다. 이러한 발전량의 차이는 후류손실효과와 발전기의 노후화로 인해 특정 호기의 출력곡선이 떨어지는 현상을 들 수 있는데 8, 9호기가 약 9년 간 운행되어진 점과 예상되는 후류손실보다 많은 손실 차가 발생한 것을 미루어 본다면 9호기의 발전량 감소가 후자의 원인으로 인해 뚜렷한 차이를 보인 것으로 생각된다. 따라서 8호기의 출력곡선이 9호기보다 초기성능에 부합하다 할 수 있기 때문에 8호기가 예측 연간발전량 비교 시 기준이 되는 실제 연간발전량으로 선정하기에 적합한 것으로 생각된다^{[27][28]}.

Table 3-11 Electric power production of No.8 wind turbine at
Hangwon wind farm

Year	Month	Production (kWh)	Availability (%)
2007	12	233,546	97
2008	1	218,344	100
	2	251,864	100
	3	187,946	100
	4	118,952	91
	5	104,874	95
	6	89,938	92
	7	29,225	95
	8	90,418	98
	9	67,546	100
	10	71,027	90
	11	141,262	100
Total		1,604,942	96

Table 3-12 Electric power production of No.9 wind turbine at
Hangwon wind farm

Year	Month	Production (kWh)	Availability (%)
2007	12	209,001	99
2008	1	181,042	100
	2	199,617	100
	3	154,701	100
	4	103,324	100
	5	93,443	100
	6	108,463	100
	7	24,168	100
	8	79,210	100
	9	59,656	100
	10	63,159	100
	11	110,177	100
Total		1,385,961	100

풍력발전단지 설계 시 후류손실에 대한 고려는 필수 사항이다. 이론적으로 단지 설계 시 우선 주 풍향을 고려하고 풍력발전기가 주 풍향에서 충분한 바람에너지를 받을 수 있도록 주 풍향과 수선 상에 일렬로 설치되는 것이 이상적이라 할 수 있다. Table. 3-13은 연간 발전량 비교 시 후류 손실까지 감안하기 위하여 각 모듈 및 프로그램 구동 시 행원풍력발전단지의 15개의 풍력발전기를 기준별로 정확한 사이트에 위치시켰다. WindPRO의 각 모듈은 WAsP에서 사용하는 후류 모델인 N.O. Jensen wake model(1984)을 적용하였으며 난류모델은 적용하지 않았다. 같은 사이트라도 측정기간에 따라 연도별 평균풍속은 변하기 마련이다^{[29][30]}. 따라서 바람데이터와 연간 발전량의 측정기간이 일치하지 않은 면이 있었지만 비교할 만한 결과를 보였다.

Table 3-13 Comparison of AEP

Used data for prediction	Used Modules for prediction	AEP(MWh)	Relative Error(%)
Real Data(NO.8) at Hangwon Wind Farm		1,604.9	
Hoechun Data	ATLAS	1,309.8	-18%
	WAsP-interface	1,371.6	-15%
	WAsP	1,313.0	-18%
Soosan Data	ATLAS	1,783.8	11%
	WAsP-interface	1,759.9	10%
	WAsP	1,786.0	11%
Jochun Data	ATLAS	1,187.8	-26%
	WAsP-interface	1,233.3	-23%
	WAsP	1,116.0	-30%

조천 수집데이터의 WAsP 결과 값이 상대오차가 -30%이었으며 수산 수집데이터의 WAsP-interface 모듈 결과 값이 10%의 상대오차로 가장 작은 값을 가지고 있다. 전체적으로도 수산 측정데이터로 예측된 값들이 과대평가하고 있으며 조천 측정데이터의 값의 상대오차가 가장 큰 것을 알 수 있다. 회천의 값보다 조천의 상대오차 값이 더 클 수밖에 없는 이유는 3.2절의 실측자료 분석 시 조천 지역 측정기간의 행원 연 평균풍속이 6.3m/s이었으며 타 사이트 측정기간의 행원 연 평균풍속이 6.6m/s이므로 그에 대한 차도 포함되었기 때문이라 할 수 있다.

3.4 행원지역 데이터를 사용한 회천, 수산, 조천지역의 바람 프로파일 예측

행원에서 측정된 바람데이터를 이용하여 각 사이트의 바람 프로파일을 예측하고 그 값을 각 사이트의 바람 프로파일과 비교하였다. Fig. 3-17과 Fig. 3-18의 회천과 수산 사이트에서는 WindPRO의 모듈 중 ATLAS의 그래프가 WAsP-interface 모듈과 WAsP의 그래프에서 벗어나고 있으며 그 중 회천에서는 각 예측된 그래프의 기울기가 비슷하나 ATLAS 모듈의 결과가 많이 벗어나 과대평가를 하고 있으며 수산에서는 METEO 그래프의 기울기가 예측된 각 모듈의 그래프에 비하여 완만하여 그래프자체가 맞지 않고 있기 때문에 낮은 높이에서는 WAsP-interface와 WAsP 결과가, 60m 이상에서 ATLAS의 결과가 맞고 있다.

Fig.3-19의 조천 사이트를 제외하면 이렇게 ATLAS의 결과가 과대평가하는 것을 볼 수 있는데 이는 복잡지형에 해당하는 제주도 중산간 지역에서 대한 ATLAS 모듈의 한계라 할 수 있다.

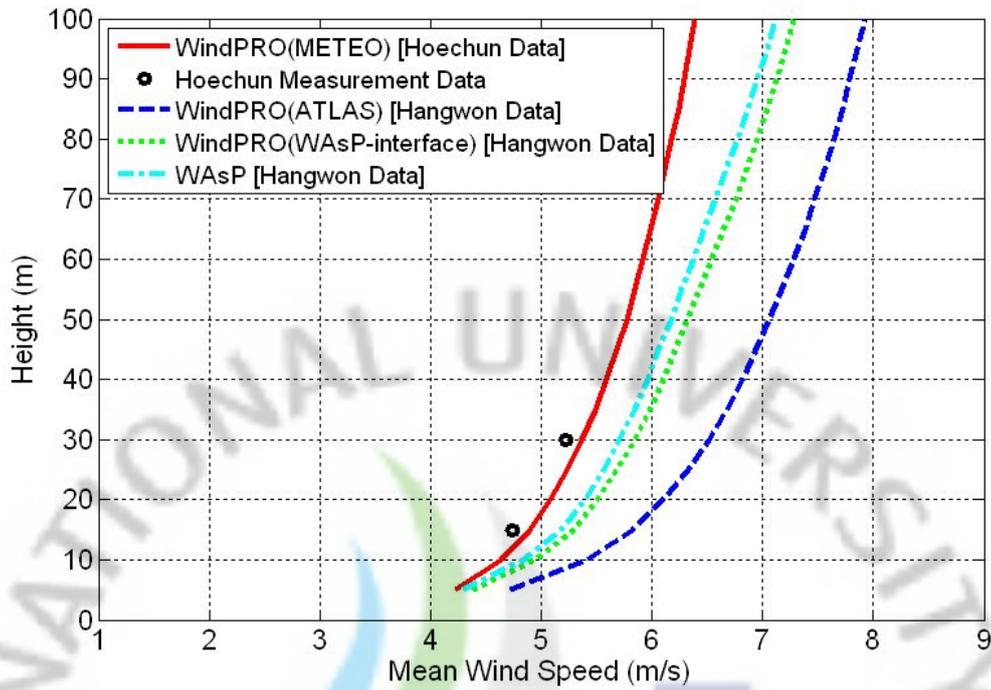


Fig. 3-17 Wind profiles predicted from the wind data at Hoechun site

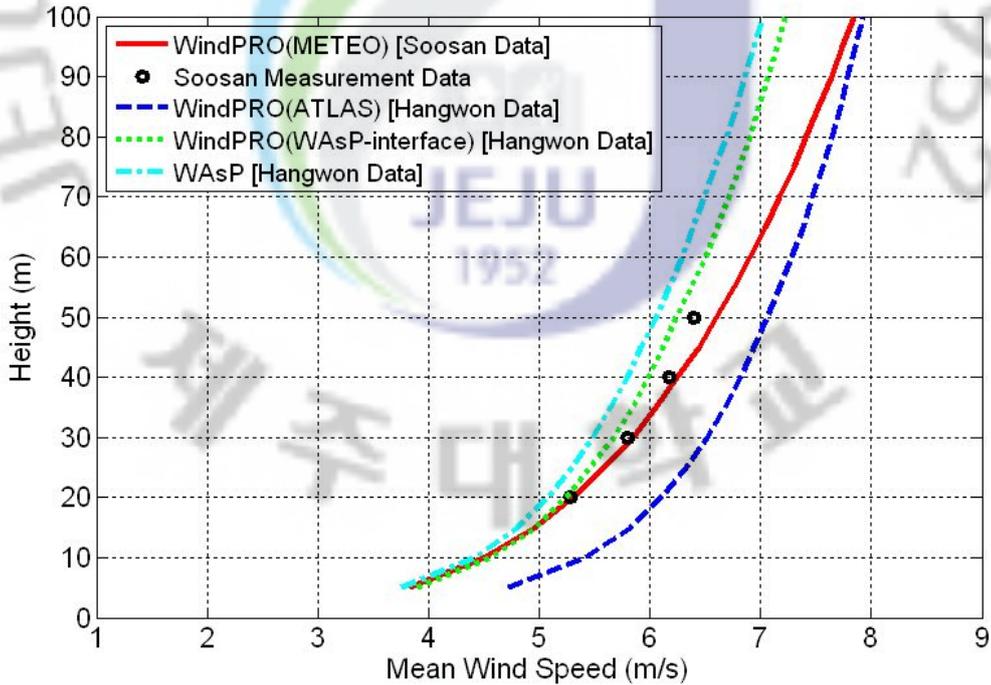


Fig. 3-18 Wind profiles predicted from the wind data at Soosan site

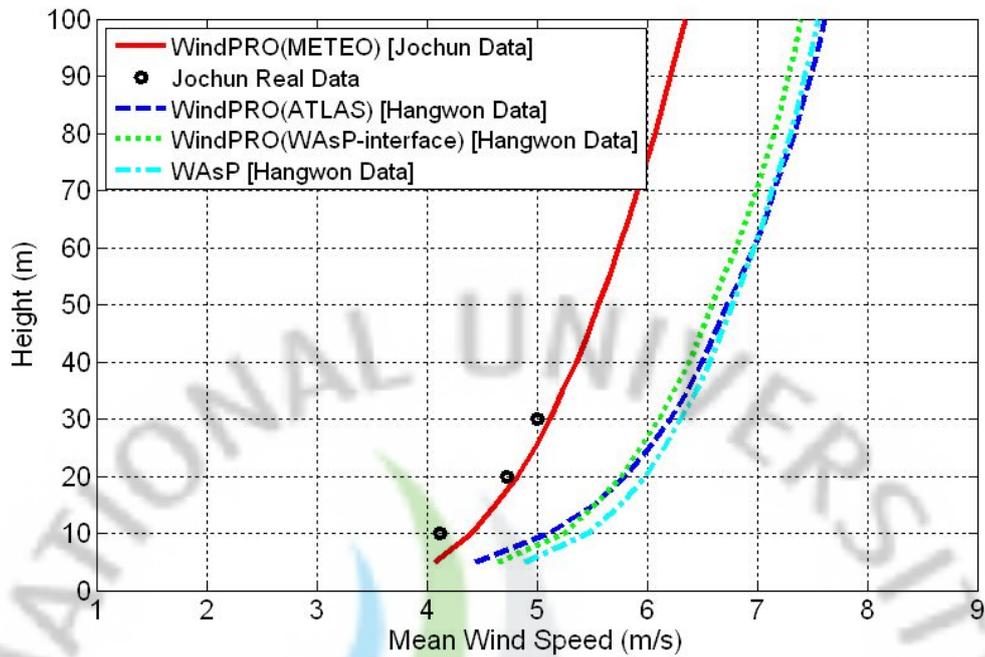


Fig. 3-19 Wind profiles predicted from the wind data at Jochun site

수산사이트가 타 사이트보다 예측 값의 그래프가 전체적으로 맞지 않고 있음을 알 수 있는데 그 이유 중 하나로 수산사이트의 주 풍향이 뚜렷한 북서풍임에 반해 수산사이트에서 북서방향으로 6km까지의 단면도인 Fig 3-20을 확인하면 북서 방향으로 2,800m와 4,000m에 기생화산이 분포하고 있고 또한 그 주변으로도 3~4개가 더 확인되고 있어 타 사이트에 비해 복잡한 지형을 이루고 있어 결과에 반영된 것이라 생각된다^[31].

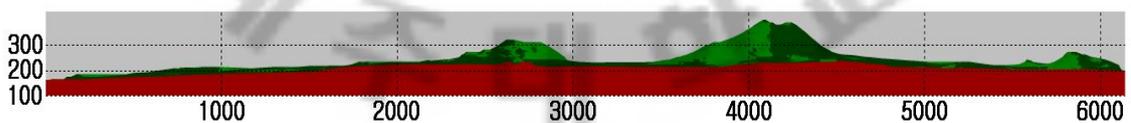


Fig. 3-20 Cross section of northwestern part from Soosan site

IV. 결론

본 연구에서는 제주도 중산간과 일주도로변 등 평탄지형과 복잡지형의 각 지점에서 측정된 바람데이터를 이용하여 10km이상 장거리 예측성능을 풍력발전단지 설계 프로그램인 WAsP과 WindPRO를 이용하여 비교 평가하였고 그 적용가능성을 알아보았다. 대상 지역은 해안가 지역인 행원, 조천과 산악지역인 회천, 수산이고, 바람 데이터 수집 기간은 1년 이다.

행원사이트로부터 10km이상 떨어진 서로 다른 지형을 가진 3사이트(조천, 회천, 수산)에서 얻은 바람데이터를 이용하여 행원사이트의 풍황을 예측하고, 행원사이트에서 얻은 실측 데이터와 비교하여 그 예측성능을 평가하였다. 반대로 행원사이트로부터 얻은 바람데이터를 이용하여 나머지 3사이트에 대하여 바람 프로파일 예측성능도 평가하였다.

측정지점 중 30m 높이에서 행원의 연평균 풍속이 측정기간 기준 6.6m/s로 가장 높으며 4지점의 연평균풍속이 약 5.1~6.6m/s사이에 분포하고 있어 전체적으로 좋은 풍황을 가지고 있었다. 수산 실측데이터를 이용한 행원사이트 예측에서 평균풍속과 연간발전량은 상대오차가 15%이내로 과대평가되었으며 바람 프로파일 자체가 맞지 않았다. 이는 수산의 주 풍향인 북서풍 방향으로 기생화산이 분포하는 복잡한 지형에 해당하여 다른 사이트보다 신뢰성이 떨어진 것으로 판단된다. 행원사이트에서 가장 먼 거리에서 측정된 회천 실측데이터를 사용하여 행원사이트의 평균풍속과 연간발전량을 예측한 결과, 상대오차 -14% 이내로 과소평가 되었다. 또한 조천 실측데이터를 통한 행원사이트 예측 시에도 풍속과 연간발전량의 상대오차가 -11~-21%로 과소평가 되었지만 예측 사이트와의 거리가 10km 이상인 것을 감안하면 WindPRO 와 WAsP 모두 충분히 이용 가능한 예측성능을 가졌다고 평가된다.

그러나 행원데이터를 이용한 회천, 수산 사이트 예측의 경우 ATLAS 모듈의 바람 프로파일 결과가 WAsP-interface나 WAsP의 결과와 다른 그래프를 나타내었으며 METEO보다 상대오차가 컸다. 이는 ATLAS 모듈이 평탄지형에서 구동하도록 EMD사에서 개발되었기 때문에 그 예측의 한계를 보여주었다고 사료된

다.

행원풍력발전단지의 8호기의 2007년 12월부터 2008년 11월까지의 연간발전량 기준으로 모든 예측 값의 연간발전량 비교 시 $\pm 10\sim 30\%$ 정도의 상대오차를 가졌으며 예상을 크게 벗어난 차이를 보이지 않아 WindPRO모듈과 WAsP의 결과 값은 신뢰할 수 있다고 생각된다. 향후 풍력발전단지의 실제발전량과 바람데이터의 축적이 이루어지고, 예측오차 발생 요인이 분석된다면, WAsP과 WindPRO를 이용하여 보다 정확한 풍황 및 발전량 예측이 가능할 것으로 생각된다.



참고문헌

- [1] 한국태양에너지학회, 태양에너지, 한국태양에너지학회지, Vol.7.3, 2008. pp13~15.
- [2] IEC 61400-12, Wind turbine generator systems, Safety requirements, Part 1, International Electrotechnical Commission, 2004.
- [3] 박경호 외, 풍력자원조사 및 분석(I), 한국에너지기술연구소, 1989.
- [4] 박경호 외, 풍력자원조사 및 분석(2), 한국에너지기술연구소, 1990.
- [5] 허종철 외, 제주도내 풍력자원 조사에 관한 연구 용역(II), 제주도, 2000.
- [6] 고경남, 허종철, 풍력공학입문, 문운당출판사, 2006.
- [7] 경남호, 윤정은, 장문석, 장동순, 허종철, 복잡지형에서의 WAsP 예측성 평가, 한국태양에너지학회 논문집, Vol.23, No.1, 2003.
- [8] 경남호, 윤정은, 장문석, 장동순, 허종철, 복잡지형에서의 WAsP 예측성 향상 연구, 한국태양에너지학회 논문집, Vol.23, No.4, 2003.
- [9] 변수환, 고경남, 허종철, 행원 풍력발전단지의 WAsP 적용 및 평가, 한국태양에너지학회 논문집, Vol.24, No.3, 2004.
- [10] EMD International A/S, WindPRO 2.5 User Guide, Chapter 3, 1st Edition, 2006.
- [11] EMD International A/S, WindPRO Module Description, p19~26, 2006.
- [12] 경남호, 윤정은, 장문석, 장동순, 한반도해역의 해상 풍력 자원 평가, 한국태양에너지학회 논문집, Vol.23, No.2, 2003.
- [13] Risoe National Laboratory, WAsP 9 help facility, Modelling with WAsP, 2007.
- [14] Risoe National Laboratory, EUROPEAN WIND ATLAS, Chapter 1, 1989.
- [15] Lettau, H., Note on aerodynamic roughness-parameter estimation

- on the basis of roughness-element description, Journal of Applied Meteorology, 8: 828~832, 1969.
- [16] Leon Lyles, B. E. Allison, Wind profile parameters and turbulence intensity over several roughness element geometries, Transactions of the ASAE, 1979.
- [17] Charnock, H., Wind stress on a water surface, Quarterly Journal of Royal Meteorological Society, Vol. 81, 1955, p639~640.
- [18] 김현구, 이정묵, 노유정, 실지형을 지나는 대기유동에 대한 수치모델의 검증, 한국대기보전학회지, 제14권, 제3호.
- [19] Jackson PS, Hunt JCR, Turbulent wind flow over a low hill, Quarterly Journal of Royal Meteorological Society, Vol. 101, 1975, p929~955.
- [20] Bowen AJ, Mortensen NG, Exploring the limits of WAsP : the wind atlas analysis and application program. Proceedings of the 1996 European Union Wind Energy Conference in Goeteborg, Sweden, 1996, pp. 584-587.
- [21] EMD International A/S, WindPRO 2.5 User Guide, Wake Models, 1st Edition, 2006.
- [22] 허종철 외, 풍력 실증연구 사이트 선정 및 선정요건 분석에 관한 연구, (주)효성중공업연구소, 2006.
- [23] 허종철 외, 최적 풍력 실증 입지 적합성 평가, (주)효성중공업연구소, 2005.
- [24] 한국남부발전주식회사, 대체에너지 발전단지 건설 타당성조사, 2004.
- [25] IEC 61400-12, Wind turbine generator systems, Wind turbine power performance testing, Part 12, International Electrotechnical Commission, 2004.
- [26] 김건훈, 주영철, 김대호, 1.5MW 풍력발전시스템 출력 성능시험 및 불확도 분석, 한국태양에너지학회 논문집, Vol.26, NO.4, 2006.
- [27] 강문중, 고경남, 허종철, 행원 풍력발전단지에서 풍력발전시스템의 운전

특성, 한국태양에너지학회 논문집, Vol.27, No.1, 2007.

[28] Ko, Kyung-Nam, Kang, Mun-Jong, Huh, Jong-Chul, Analysis of Annual System Operating Characteristics at Hangwon Wind Farm on Jeju Island, 한국태양에너지학회 논문집, Vol.28, No.2, 2008.

[29] 고경남, 김경보, 허종철, 제주 서광지역에 대한 풍력에너지의 장기간(10년) 특성, 한국태양에너지학회 논문집, Vol.28, No.3, 2008.

[30] 제주지방기상청, 2007 제주도 AWS 상세기후특성집, 제주도 AWS 상세기후특성집, 2007.

[31] Anthony J. Bowen, Niels G. Mortensen, WAsP prediction errors due to site orography, Risoe National Laboratory, 2004.

