



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

碩士學位論文

MERRA 재해석 자료를 이용한
풍력 발전량 예측 성능평가

濟州大學校 産業大學院

風力工學科

愼 仁 揆

2016年 2月

MERRA 재해석 자료를 이용한 풍력 발전량 예측 성능평가

指導教授 許 鐘 哲

愼 仁 揆

이 論文을 風力工學科 碩士學位 論文으로 提出함

2016年 2月

愼仁揆의 風力工學科 碩士學位 論文을 認准함

審査委員長

고경남



委 員

최경현



委 員

김민준



濟州大學校 産業大學院

2016年 2月



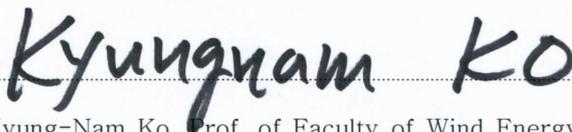
Performance Assessment for Prediction of Wind Power Production using MERRA Reanalysis Data

In-Kyu Shin
(Supervised by professor Jong-Chul Huh)

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

2016. 2.

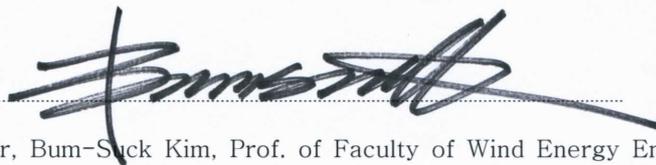
This thesis has been examined and approved.



Thesis director, Kyung-Nam Ko, Prof. of Faculty of Wind Energy Engineering



Thesis director, Jong-Chul Huh, Prof. of Mechanical Engineering



Thesis director, Bum-Suck Kim, Prof. of Faculty of Wind Energy Engineering

.....
Date

Faculty of Wind Energy Engineering
GRADUATE SCHOOL of INDUSTRY
JEJU NATIONAL UNIVERSITY



목 차

List of figures	ii
List of tables	iv
Summary	v
I. 서 론	1
1. 연구배경	1
2. 연구목적	5
II. 대상 풍력단지 개요 및 바람 데이터 기초분석	6
1. 환경 풍력단지 개요	6
2. 기상계측타워(Mat-Mast) 바람 자료 현황	8
1) 기상계측타워(Mat-Mast) 현황	8
2) 계측지점 바람 자료 분석	10
3. MERRA 재해석 자료 현황	13
1) MERRA 재해석 자료 현황	13
2) MERRA 재해석 자료 분석	14
III. 발전량 예측 및 비교분석	18
1. 환경풍력 발전실적 분석	18
1) 발전량 산정 이론	18
2) 환경풍력 발전실적 분석	19
3) 연간 발전량(AEP) 보정	26

2. 기상계측타워 자료를 이용한 한경풍력단지 발전량 예측.....	35
1) 한경풍력단지 AEP 예측	35
2) 한경풍력단지 예측 AEP 분석	37
3. MERRA 재해석 자료를 이용한 한경풍력단지 발전량 예측	39
1) 한경풍력단지 AEP 예측	39
2) 한경풍력단지 예측 AEP 분석	40
4. 예측발전량 종합비교	42
1) 연간 총 에너지 생산량(AEP) 비교	42
2) 연간 설비 이용률(CF) 비교	43
 IV. 결 론	 44
 참고문헌	 46

List of figures

Fig. 1	Wind turbine installed capacity in South Korea.....	1
Fig. 2	Wind farm in South Korea.....	3
Fig. 3	The CFs of wind farms by province of South Korea.....	3
Fig. 4	The wind farm and source of wind data.....	5
Fig. 5	Hankyung wind farm.....	6
Fig. 6	Power curves of wind turbines studied.....	7
Fig. 7	Location of Met mast.....	8
Fig. 8	Wind measuring instruments.....	9
Fig. 9	Met mast mean wind speed & directional energy at Roughness 1, Height 50m	11
Fig. 10	Met mast weibull distribution at hub height of 60m.....	11
Fig. 11	Met mast energy rose at hub height of 60m.....	11
Fig. 12	Met mast mean wind speed at hub height of 60m.....	12
Fig. 13	Met mast wind direction frequency at hub height of 60m.....	12
Fig. 14	Location of MERRA reanalysis data.....	13
Fig. 15	MERRA mean wind speed & directional energy at roughness 1: Height 50m	15
Fig. 16	MERRA weibull distribution at hub height of 50m.....	15
Fig. 17	MERRA energy rose at hub height of 50m.....	15
Fig. 18	MERRA mean wind speed at hub height of 50m.....	16
Fig. 19	MERRA directional frequency at hub height of 50m.....	16
Fig. 20	Annual energy production for each turbine.....	19
Fig. 21	Monthly power production of Hankyung I_NM72C_1,500kW.....	21
Fig. 22	Monthly down time at Hankyung I.....	21
Fig. 23	Monthly repair time at Hankyung I.....	22
Fig. 24	Monthly power production of Hankyung II_V90_3,000kW.....	22

Fig. 25	Monthly down time at Hankyung II	23
Fig. 26	Monthly repair time at Hankyung II	23
Fig. 27	Turbine repair time at Hankyung	25
Fig. 28	Electric production loss with month at Hankyung I	27
Fig. 29	Electric production loss and repair time with Month at No. 1 Turbine	27
Fig. 30	Electric production loss and repair time with Month at No. 2 Turbine	28
Fig. 31	Electric production loss with month at Hankyung II	29
Fig. 32	Electric production loss and repair time with Month at No. 7 Turbine	29
Fig. 33	Electric production loss and repair time with Month at No. 9 Turbine	30
Fig. 34	Corrected AEP for each turbine at Hankyung	30
Fig. 35	Corrected monthly energy production for each turbine at Hankyung	31
Fig. 36	Corrected CF for each turbine at Hankyung	31
Fig. 37	AEP for each turbine before and after the correction at Hankyung	33
Fig. 38	CF for each turbine before and after the correction at Hankyung	33
Fig. 39	Production and CF of each wind turbine using met mast data	35
Fig. 40	Met mast AEP Comparison for Each turbine	37
Fig. 41	Met mast CF Comparison for Each turbine	38
Fig. 42	Production and CF of each wind turbine using MERRA reanalysis data	40
Fig. 43	MERRA AEP Comparison for Each Turbine	41
Fig. 44	MERRA CF Comparison for Each turbine	41
Fig. 45	Comparison of the relative error for AEP obtained using met mast and MERRA data	42
Fig. 46	Comparison of the relative error for AEP obtained using met mast and MERRA data	43

List of tables

Table 1	Wind farm in south korea	2
Table 2	Wind turbine specification of Hankyung	7
Table 3	Location of wind turbines in Hankyung, UTM-WGS84	7
Table 4	Met mast coordinates	8
Table 5	Wind sensor information	9
Table 6	Met mast mean wind speed	10
Table 7	Met mast wind power density	10
Table 8	MERRA reanalysis data coordinates	13
Table 9	MERRA mean wind speed	14
Table 10	MERRA wind power density	14
Table 11	Weibull parameters of MERRA and met mast	17
Table 12	AEP of Hankyung I	20
Table 13	AEP of Hankyung II	20
Table 14	Down and repair time at Hankyung I	24
Table 15	Down and repair time at Hankyung II	24
Table 16	Electric production loss at Hankyung I	26
Table 17	Electric production loss at Hankyung II	28
Table 18	Corrected AEP at Hankyung I	32
Table 19	Corrected AEP at Hankyung II	32
Table 20	AEP & CF for each turbine before and after the correction at Hankyung	34
Table 21	Overall result from WindPRO calculation using met mast data	35
Table 22	The result of WindPRO calculation using met mast data for each turbine	36
Table 23	Met mast AEP & CF comparison	37
Table 24	Overall result from WindPRO calculation using MERRA reanalysis data	39
Table 25	The result of WindPRO calculation using MERRA reanalysis data for each turbine	39
Table 26	MERRA AEP & CF Comparison	40

Summary

Using MERRA (Modern Era Retrospective analysis for Research and Application) reanalysis data, wind resource assessment has been performed when there is no wind data measured on met mast. However there are not many studies about reliability of MERRA reanalysis data in South Korea. The investigation was carried out for evaluating how much MERRA reanalysis data is reliable for wind resource assessment. The evaluation result was compared with that obtained using wind data measured on met mast. The real annual energy production (AEP) was obtained from Hankyung wind farm with 21 MW capacity of wind turbines, which was used as a reference wind farm. The measurement period was all from January 13, 2010 to January 12, 2011. The collecting points for MERRA reanalysis data and met mast data were 24 km and 14.1 km away from Hankyung wind farm, respectively. The wind farm design software, WindPRO, was used for AEP prediction.

The results show that using MERRA reanalysis data caused -16.25 % error for AEP, and -17.40 % error for Capacity Factor. On the other hand, the prediction using met mast data resulted in -7.19 % error for AEP, and -8.42 % for Capacity Factor. Based on this result, it is not recommended to use MERRA reanalysis data whose collecting point is as far away as this investigation for wind resource assessment. However it could bring more accurate AEP prediction to use MERRA reanalysis data from collecting point closer to a given site.

I. 서 론

1. 연구 배경

풍력발전기는 2,000 여년 전 유럽 터키 지역에서 탑 위에 날개를 장착한 바퀴가 바람이 부는 방향에 직각으로 회전하면서 낮은 곳에 있는 물을 퍼올리는데 사용했던 풍차에서 기원한다. 11세기경부터는 바람자원이 풍부한 유럽지역을 중심으로 풍차가 곡식을 갈거나 치수 목적으로 보급되었는데 특히 국토가 해수면보다 낮아 배수가 필요했던 네덜란드(Netherlands)에서 본격적으로 발달했다.

근래에 이르러 에너지 고갈로 인한 화석연료의 가격상승 및 화학연료 과다 사용으로 인한 환경문제로 해결하기 위하여 바람자원을 전기 에너지로 변환하는 풍력발전기로 발전하게 되었다.

대기오염과 온실효과에 따른 CO₂ 배출규제의 국제사회의 움직임 속에서 풍력에너지가 신·재생에너지원 중에서도 현실성 있는 대안으로 부각되어 유럽에서 뿐만 아니라 아시아·남미 등에서도 성장세를 보이고 있다.

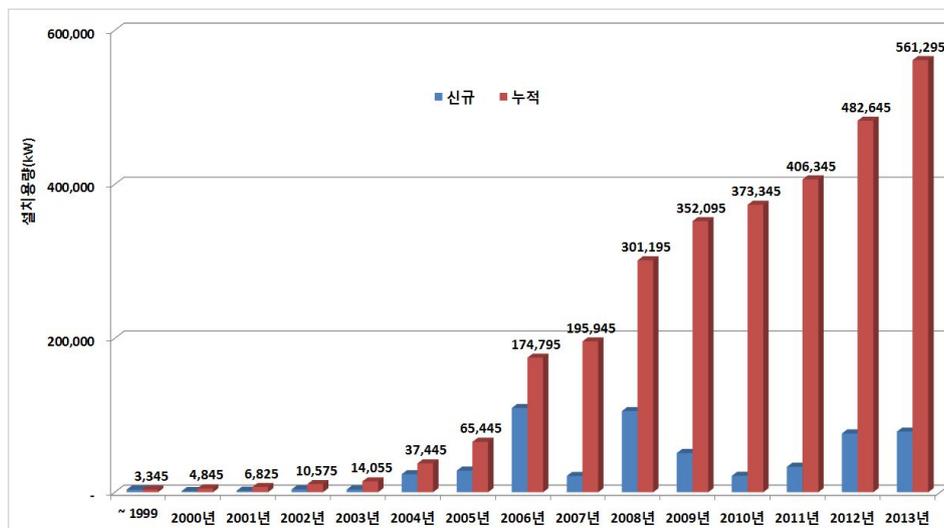


Fig. 1 Wind turbine installed capacity in South Korea^[25]

국내에서도 정부정책을 통해 풍력산업을 육성·보급하면서 제2의 조선 산업으로 육성하여 21세기 신 성장 동력으로 성장시키고자 계획하고 있다.

이러한 움직임 속에서 Fig. 1과 같이 2000년도 이전 국내 풍력발전기 설치용량은 3,345kW에서 2013년 561,295kW로 160,000% 이상 증가하였다. 2014년 10월 기준 국내 풍력발전기 풍력단지 운영 현황은 Table 1과 Fig. 2와 같고 지역별 설비 이용률은 Fig. 3과 같이 바람 자원이 우수한 경북 내륙, 강원도, 제주도를 중심으로 설비이용률이 높은 것을 볼 수 있다. 증가하는 풍력 설비용량만큼 풍력분야 기초 연구도 활발히 이루어져 왔으며, 바람 자료를 바탕으로 한 풍력발전기의 연간발전량(AEP)의 예측을 다루는 연구도 활발히 진행되어왔다.

Table 1 Wind farm in South Korea^[25]

단지명	용량(kW)	사업자	단지명	용량(kW)	사업자
행원	9,795	제주에너지공사	영월접산	2,250	강원도청
울릉도	600	경북도청	성산2	8,000	남부발전
포항	660	경북도청	시화	3,000	수자원공사
전북	7,900	전북도청	영흥1	22,000	남동발전
한경	21,000	남부발전	경포	3,000	포스코플랜텍
대관령	2,640	강원도청	대명(GEC)	3,000	대명GEC
매봉산	8,800	강원도청	경인	3,000	수자원공사
영덕	39,600	영덕풍력	월정(해상)	3,000	에기연
강원	98,000	강원풍력	가시리	15,000	제주도
신창	1,700	제주도청	월정(해상)	2,000	에기연
양양	3,000	중부발전	태백	18,000	남부발전
월정	1,500	제주도(에기연)	영광	2,000	DMS
대기	2,750	효성	가파도	500	남부발전
고리	750	한수원	경주	16,800	동서발전
태기산	40,000	포스코건설	영광지산	3,000	동서발전
신안	3,000	신안풍력	창죽	18,000	남부발전
영양	61,500	영양풍력	신안(복합)	9,000	동양건설
성산1	12,000	남부발전	행원마을	2,000	행원마을
현중	1,650	현대중공업	영흥2	24,000	남동발전
새만금	2,000	전라북도	대관령2	2,000	강원도청
삼달	33,000	한신에너지	대명영암	40,000	대명GEC
누에섬	2,250	경기도	호남	20,000	동서발전
용대	3,000	인제군청	김녕실증	10,500	제주도
김녕	1,500	제주도	윈드밀 양산	10,000	윈드밀 파워
월령	2,000	제주도	가사도	400	한국전력



Fig. 2 Wind farm in South Korea^[25]

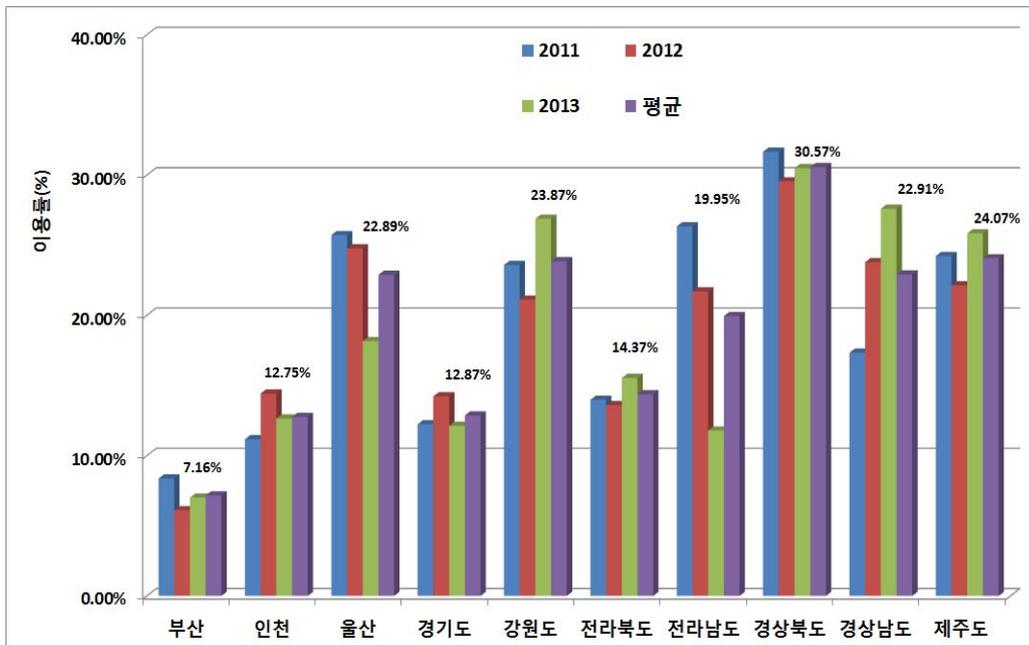


Fig. 3 The CFs of wind farms by province of South Korea^[25]

풍력발전단지의 타당성 분석은 해당 사이트에 대한 풍력자원 측정 및 평가를 시행하고, 이를 토대로 경제성 분석 및 환경영향 평가 등 인·허가에 필요한 사항들을 고려하여 최종 풍력단지 선정에 하게 된다. 이 때 가장 우선시 되는 풍력 자원 평가는 기상자료를 바탕으로 유력한 지역을 선정하고 기상계측타워(Met Mast)를 설치하여 최소 1년 이상의 바람 자료를 측정한다. 이 자료를 기반으로 해당 지역의 연간 예측 가능한 풍력발전량(AEP)을 예측하고 최적의 풍력단지를 설계한다.

연간 발전량 예측을 위해서는 선형유동 모델 기반의 WAsP(Wind Atlas Analysis and Application Program)을 Solver로 사용하는 WindPRO와 RANS(Reynolds Averaged Navier-Stokes)방정식 기반의 3차원 유동장 해석프로그램인 WindSim이나 Meteodyne WT 프로그램이 주로 사용된다.

또한, 기상계측타워 설치가 곤란한 경우 대안으로 최근 MERRA(Modern Era Retrospective analysis for Research and Application)나 NCAR(National Center for Atmospheric Research) / NCEP(National Center for Environmental Prediction) 등의 재해석 자료를 바탕으로 한 연간 풍력자원 예측에 관한 연구가 진행되고 있다.^{[1],[2],[5]} 또한 국내에서도 MERRA 재해석 자료를 바탕으로 한 해상풍력발전단지 연간발전량 예측에 대한 타당성 검증, 복합지형 내 풍력발전단지 연간에너지 발전량 예측 검증이 이루어 졌다.^[4-5]

하지만 그 검증 대상에서 운영 중인 풍력단지를 대상으로 하는 MERRA 재해석 자료의 예측성 검증은 극히 제한적이고, 같은 기간 기상계측타워 바람 자료를 기반으로 연간발전량을 예측하고 그 결과를 비교 분석한 연구는 아직 사례가 없다. 이는 실제 발전량 취득에 어려움이 있기 때문이라 생각된다.

본 연구에서는 실제 풍력단지의 연간발전량, 기상계측타워 바람 자료를 이용한 발전단지의 연간 예측 발전량, MERRA 재해석 자료를 기반으로 한 연간 예측 발전량을 비교하여 MERRA 재해석 자료를 이용했을 경우 예측 신뢰성을 검증하고자 한다.

2. 연구 목적

기상계측타워를 통한 바람 자료 취득이 곤란한 경우 MERRA 재해석 자료를 바탕으로 한 풍력자원 평가에 대한 연구가 지속적으로 이루어지고 있다. 주요 내용은 내륙의 복합지형에 기상계측타워 설치가 제한적인 경우나 건설비용 증가 및 인·허가가 곤란한 해상풍력의 경우 MERRA 재해석 자료를 통해 연간발전량을 예측하고 그 신뢰성을 해외 풍력단지의 실제발전량과 검증 했거나, CDM 보고서 상에 제출된 연간발전량을 상대로 검증하고 있다.^[2] 이는 실제 운영 중인 풍력단지에서 발전기별 출력정보(SCADA 데이터 등) 취득에 어려움이 있기 때문이다.

본 연구에서는 MERRA 재해석 자료로 실제 운영 중인 풍력단지의 총 연간 에너지 생산량을 예측하고 이를 실제 발전기별 총 연간 에너지 생산량이 기록된 SCADA 자료와 비교하여 신뢰성을 검증하고자 한다. 또한, 연구 대상이 되는 기간 동안 대상 풍력단지 인근 기상계측타워 바람 자료를 바탕으로 풍력단지의 연간발전량을 예측하고, 실제 풍력단지와 MERRA 재해석 자료를 통해 예측한 연간발전량을 추가 비교하였다.

대상 풍력단지는 제주도 한경면에 소재한 한경풍력단지로 선정하였으며, 기상계측타워는 제주도 모슬포 인근 해상에 위치하고 있으며 한경풍력단지와의 직선 거리는 약 14.1km이다. MERRA 재해석 자료는 한경풍력단지와의 직선거리가 약 24km 지점에서 취득된 자료를 활용했다. 이때, 연간발전량 예측은 WindPRO를 통해 수행되었다.

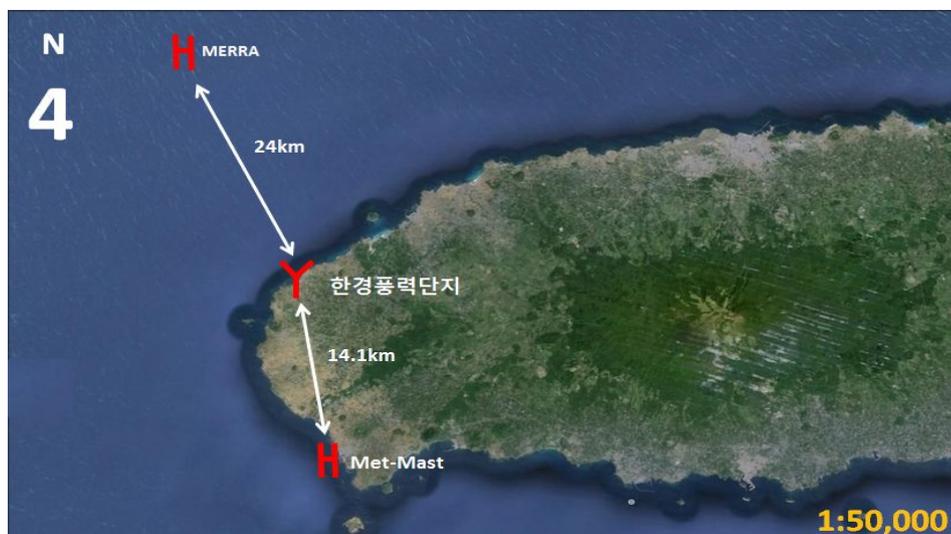


Fig. 4 The wind farm and source of wind data

II. 대상 풍력단지 개요 및 바람 데이터 기초분석

1. 한경풍력단지 개요

본 연구에 대상이 되는 한경풍력단지는 Fig. 5에서 보는 것과 같이 제주특별자치도 제주시 한경면 일대에 위치한 국내 최초 대단위 육상풍력단지로 9기의 풍력발전기가 설치된 설비용량 총 21MW 풍력단지이다.

풍력단지 구성은 Table 2에서 보듯이 1단계 설비는 NEG Micon 1.5MW 용량의 NM72C 기종이 4기가 운영(총 6MW) 중이며, 2단계 설비는 Vestas 3.0MW 용량의 V90 기종이 5기가 운영(총 15MW) 중에 있다.

2003년 6월 건설 사업이 시작된 한경 I 단계 단지는 2004년 3월 총 4기가 상업운전을 시작하였고, 2007년 7월 착공한 한경II 단계는 2008년 1월 준공 후, 2015년 현재 10여 년간 운영 중인 대규모 단지로 오랜 시간 설비운영을 통해 다량의 자료를 축적하여 국내 풍력 설비 정비 및 기술역량을 선진화하는데 기여하였다.



Fig. 5 Hankyung wind farm

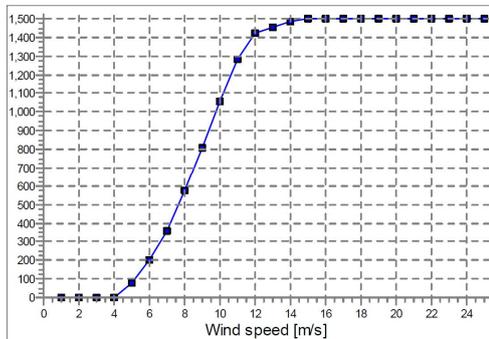
Table 2 Wind turbine specification of Hankyung

단 계	I 단계	II 단계
설비용량	6MW	15MW
제 작 사	NEG Micon	VESTAS
기 종	NM72C(1.5MW)	V90(3.0MW)
설치수량	4기	5기
로터직경	72m	90m
허브높이	60m	80m
제어방식	스틀제어	피치제어

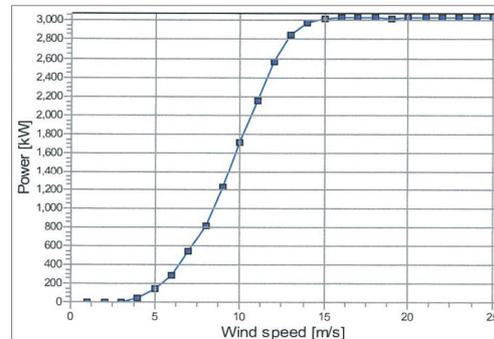
Table 3 Location of wind turbines in Hankyung, UTM-WGS84

호기	East	North	기종
1	236,521	3,692,965	NM72C
2	236,249	3,692,737	NM72C
3	236,285	3,692,072	NM72C
4	235,849	3,691,899	NM72C
5	236,852	3,692,940	V90
6	236,741	3,693,161	V90
7	236,257	3,692,430	V90
8	236,527	3,692,001	V90
9	235,993	3,692,242	V90

풍력 발전기의 출력곡선은 Fig. 6에 나타난다. 1단계 NM72C 기종은 시동풍속 4 m/s, 정격풍속 14 m/s, 종단풍속 25 m/s 이고, 2단계 V90기종이 시동풍속 4 m/s, 정격풍속 14 m/s, 종단풍속 25 m/s 이다.



(a) NEG Micron NM72C(1.5MW)



(b) Vestas V90(3.0MW)

Fig. 6 Power curves of wind turbines studied

2. 기상계측타워 바람 자료 현황

1) 기상계측타워 현황

본 연구에서 사용되는 바람 자료는 Fig. 7에서 보는 것과 같이 제주특별자치도 서귀포시 대정읍에 위치하였고, 좌표는 Table 4와 같다. 자료는 2010. 1. 13 ~ 2011. 1. 12 (1년)에 취득된 데이터를 활용하였다.



Fig. 7 Location of Met mast

Table 4 Met mast coordinates

UTM(north)-WGS84 Zone	
East	North
242,593	3,679,299

기상계측타워는 최대 높이 60m에서 풍속과 풍향을 측정할 수 있게 계측기를 설치하였고, 사용된 계측기는 Fig. 8은 각 계측기센서 정보는 높이별로 Table 5와 같다.



Fig. 8 Wind measuring instruments

Table 5 Wind sensor information

No.	Height(m)	계측기 종류	Description
1	60	풍속계	NRG #40 Anem.(m/s)
2	59	풍속계	NRG #40 Anem.(m/s)
3	50	풍속계	NRG #40 Anem.(m/s)
4	40	풍속계	NRG #40 Anem.(m/s)
5	30	풍속계	NRG #40 Anem.(m/s)
7	60	풍향계	NRG #200P Wind Vane
8	40	풍향계	NRG #200P Wind Vane
9	2	온도계	NRG #110S(℃)
10	2	압력계	BP-20 Barom.(mb)
11	2	습도계	RH-5 Humidity(%RH)

2) 계측지점 바람 자료 분석

2010. 1. 13 ~ 2011. 1. 12 (1년) 관측지점의 바람 자료를 분석한 결과 다음과 같다. 이때, 데이터 회수율은 100%이다. Mean Wind Speed(m/s)는 Roughness Class/Length별로 Table 6 과 같이 나타나고 있다. Roughness Class 증가 하면서 Mean Wind Speed는 감소하는데 높이 50m 기준으로는 최대 7.9 m/s에서 최소 2.1 m/s로 감소한다.

Table 6 Met mast mean wind speed

Height (M)	Roughness Class/Length				
	0	1	2	3	4
	0.00m	0.03m	0.10m	0.40m	1.50m
10.0	6.3	4.6	4.0	3.1	2.1
25.0	7.9	5.5	4.9	4.1	3.1
50.0	7.4	6.3	5.7	5.0	4.0
100.0	8.1	7.4	6.8	6.0	5.1
200.0	8.8	9.0	8.2	7.3	6.3

Wind Energy(kWh/m²/year) 역시 Roughness Class/Length별로 Table 7과 같이 분석되었다. 높이 50 기준에서는 최대 4,224 kWh/m²/year에서 Roughness Class 4에서 최소 711 kWh/m²/year로 감소한다.

Roughness Class 1, Height 50m에서의 Mean Wind Speed(m/s)와 Wind Energy(kWh/m²/year)는 Fig. 9와 같다.

Table 7 Met mast wind power density

Height (M)	Roughness Class/Length				
	0	1	2	3	4
	0.00m	0.03m	0.10m	0.40m	1.50m
10.0	2,740	1,179	776	374	110
25.0	3,496	1,854	1,352	808	364
50.0	4,224	2,566	1,975	1,297	711
100.0	5,488	3,960	3,036	2,055	1,257
200.0	7,497	7,222	5,529	3,817	2,416

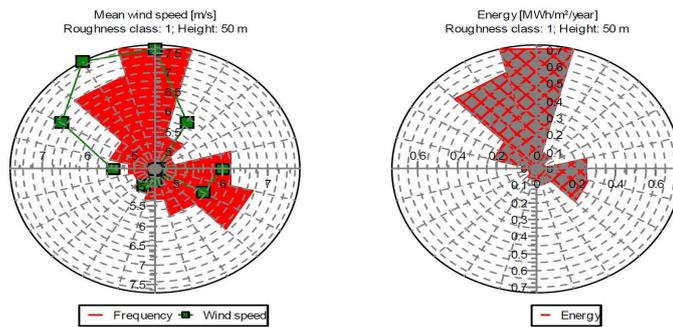


Fig. 9 Met mast mean wind speed & directional energy at Roughness 1, Height 50m

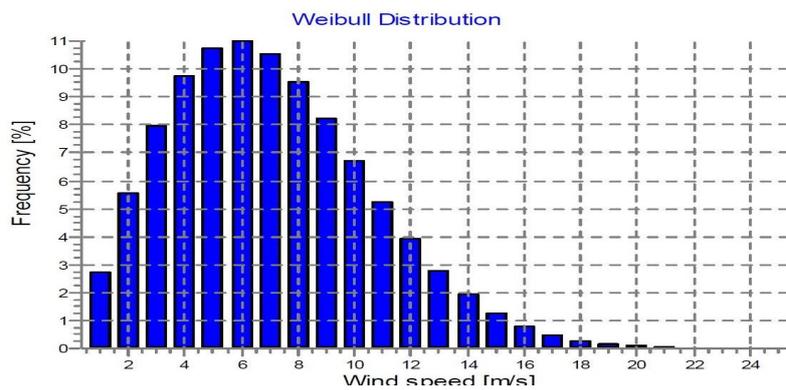


Fig. 10 Met mast weibull distribution at hub height of 60m

Hub Height 60m에서 바람 자료 분석 현황을 Fig. 10~13에 나타낸다.

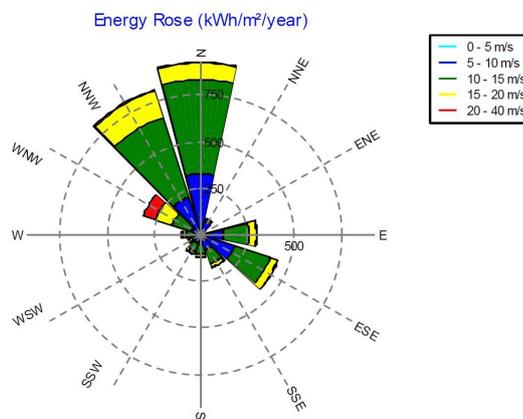


Fig. 11 Met mast energy rose at hub height of 60m

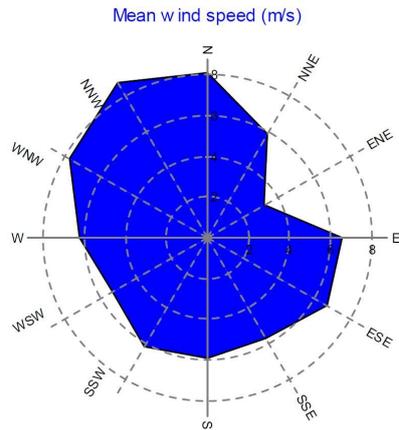


Fig. 12 Met mast mean wind speed at hub height of 60m

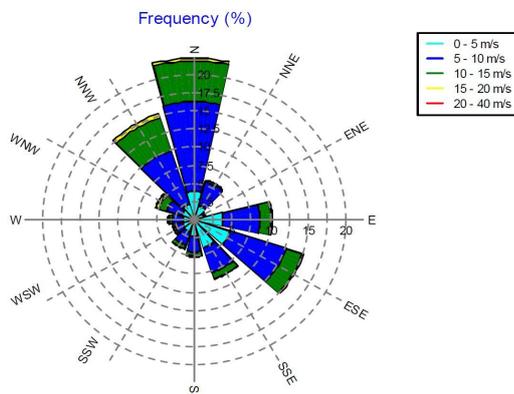


Fig. 13 Met mast wind direction frequency at hub height of 60m

측정지점에서 바람은 10m/s 이상이 약 20.7%이고 대다수 풍력발전기의 시동 풍속인 4m/s 미만인 경우는 39.7%이다. 와이블 분포의 척도계수 C와 형상계수 k의 값은 각각 7.98m/s 2.076이고 평균풍속이 7.07m/s이다. 또한 에너지 장미를 통해 북풍의 에너지 밀도가 높은 바람이 형성되어 있는 것을 알 수 있다.

3. MERRA 재해석 자료 현황

1) MERRA 재해석 자료 현황

본 연구에 사용된 MERRA 재해석 자료는 한경풍력단지에서 북북서쪽으로 약 24Km 떨어진 곳에서, 기상 계측타워와 동일한 기간인 2010. 1. 13 ~ 2011. 1. 12 동안의 데이터를 활용하였다.

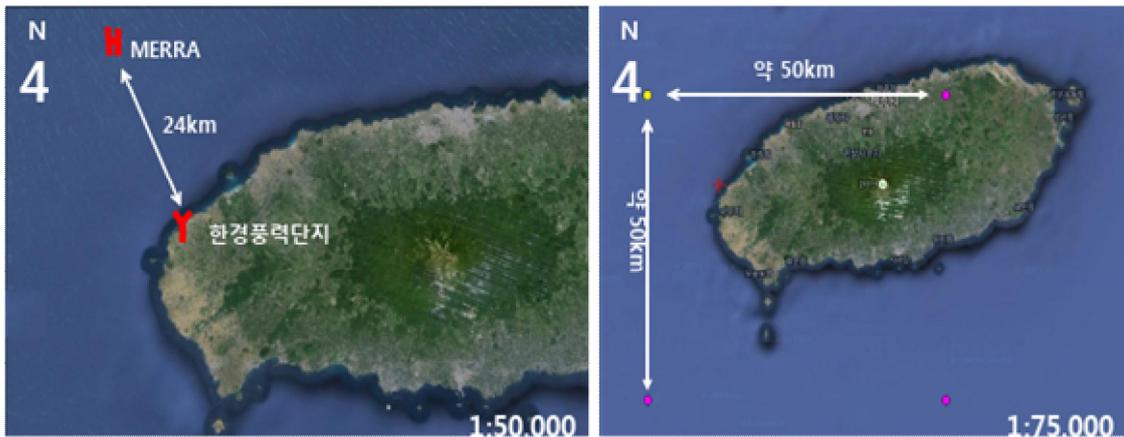


Fig. 14 Location of MERRA reanalysis data

MERRA 재해석 자료는 미국 NASA에서 제공하는 바람자료로 인공위성을 통해 관측한 기상자료를 바탕으로 재해석해서 제공해주는 바람 자료이다. 이때 지구 전체에 대해 위도 $1/2^\circ$, 경도 $3/2^\circ$ 에 해당하는 지점에서의 지표면에서부터 지상 72m 총 72개의 자료를 제공한다. 제주도 인근에서는 Fig. 14와 같이 4 곳의 지점에서 자료를 제공하는데 한경풍력에서 가장 근거리 지점의 자료를 사용했다. 이때, MERRA 재해석 자료의 UTM좌표는 Table 8과 같고 본 연구에는 지상 50m 자료를 사용했다.

Table 8 MERRA reanalysis data coordinates

UTM(north)-WGS84 Zone	
East	North
221,480	3,710,743

2) MERRA 재해석 자료 분석

동 기간 동안 MERRA 재해석 자료를 분석한 결과 다음과 같다. Mean Wind Speed(m/s)는 Roughness Class/Length별로 Table 9로 나타난다. 높이 50m 기준에서는 최대 7.1 m/s이고 Roughness Class 4에서 최소 3.8 m/s 값을 보인다.

Table 9 MERRA mean wind speed

Height (M)	Roughness Class/Length				
	0	1	2	3	4
	0.00m	0.03m	0.10m	0.40m	1.50m
10.0	6.0	4.4	3.8	3.0	2.0
25.0	6.6	5.2	4.7	3.9	3.0
50.0	7.1	6.0	5.5	4.7	3.8
100.0	7.7	7.1	6.5	5.7	4.8
200.0	8.4	8.6	7.9	7.0	6.0

Table 10 MERRA wind poewr density

Height (M)	Roughness Class/Length				
	0	1	2	3	4
	0.00m	0.03m	0.10m	0.40m	1.50m
10.0	2,168	930	611	296	87
25.0	2,776	1,473	1,073	637	289
50.0	3,363	2,058	1,580	1,040	570
100.0	4,363	3,196	2,448	1,662	1,017
200.0	5,939	5,813	4,451	3,079	1,956

Wind Energy(kWh/m²/year) 역시 Roughness Class/Length별로 Table 10과 같이 분석되었다. Mean Wind Speed와 유사하게 Roughness Class에 따라 50m에서 최대 3,363 kWh/m²/year 에서 최소 570 kWh/m²/year 값을 보이고 있다.

Roughness Class 1, Height 50m에서의 Mean Wind Speed(m/s)와 Wind Energy(kWh/m²/year)는 Fig. 15와 같고 Hub Height 50m에서 바람 자료 분석 현황을 Fig. 16~19에 나타낸다.

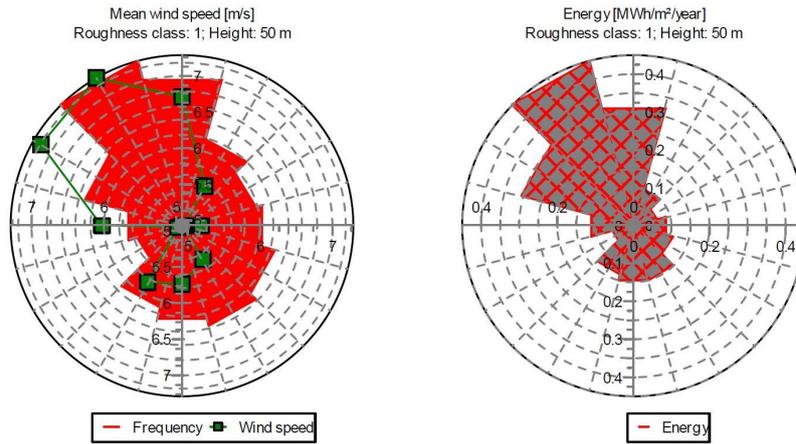


Fig. 15 MERRA mean wind speed & directional energy at roughness 1: Height 50m

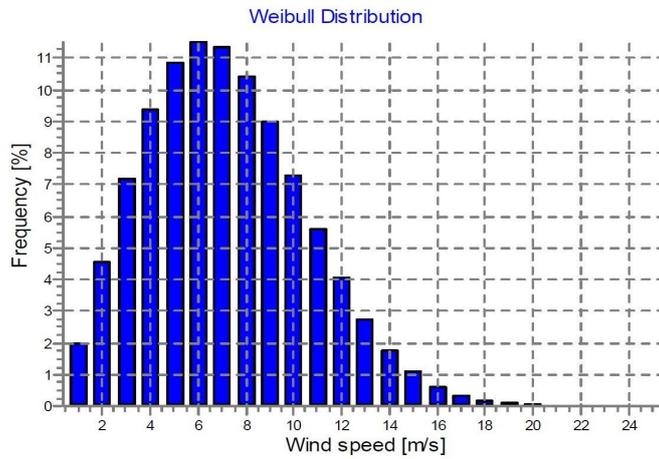


Fig. 16 MERRA weibull distribution at hub height of 50m

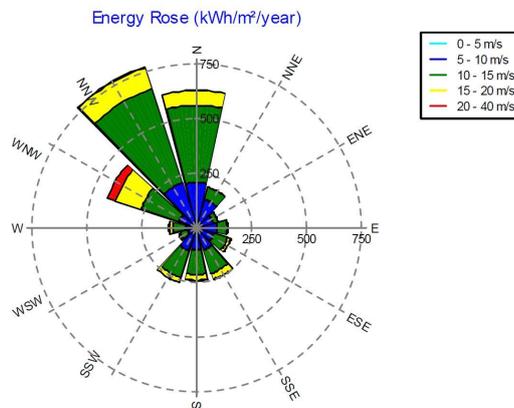


Fig. 17 MERRA energy rose at hub height of 50m

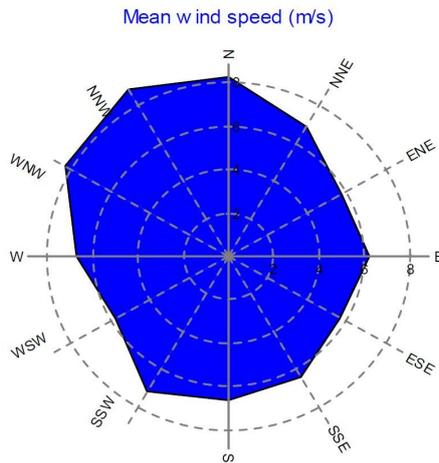


Fig. 18 MERRA mean wind speed at hub height of 50m

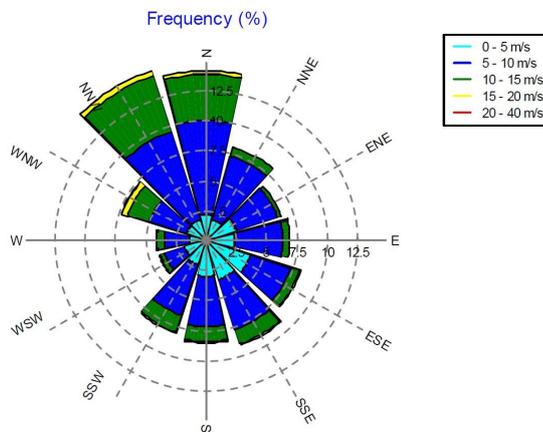


Fig. 19 MERRA directional frequency at hub height of 50m

측정지점에서 바람은 10m/s 이상이 약 22.2%이고 대다수 풍력발전기의 시동 풍속인 4m/s 미만인 경우는 35.6%이다. 와이블 분포의 척도계수 C와 형상계수 k의 값은 각각 8.10m/s 2.262이고 평균풍속이 7.18m/s이다. 또한 에너지 장미를 통해 북풍의 에너지 밀도가 높은 바람이 형성되어 있고 동 기간 기상계측타워 (Met-Mast) 자료를 분석한 결과와 비슷한 경향을 보이고 있다.

MERRA Data와 기상계측타워 Data의 웨이블 분포 자료는 Table 11과 같다.

Table 11 Weibull parameters of MERRA and met mast

Sector	C (m/s)		Wind Speed (m/s)		k		Frequency (%)	
	MERRA	M.M	MERRA	M.M	MERRA	M.M	MERRA	M.M
0	9.31	9.07	8.29	8.08	2.837	2.770	14.1	22.2
1	7.70	6.61	6.91	5.89	3.255	2.807	8.1	5.6
2	6.48	3.56	5.75	3.19	2.600	1.620	6.5	1.6
3	7.04	7.44	6.25	6.59	2.528	2.012	6.9	10.3
4	6.37	7.58	5.65	6.72	1.855	2.192	8.2	15.2
5	7.29	6.44	6.46	5.73	2.026	1.796	9.1	8.6
6	7.47	6.64	6.61	5.91	2.091	1.787	8.5	5.1
7	8.12	7.00	7.20	6.21	2.421	1.891	8.1	4.3
8	6.48	5.94	5.75	5.38	1.867	1.472	4.1	3.0
9	7.60	6.97	6.74	6.22	2.069	1.688	4.2	3.4
10	9.45	8.74	8.37	7.81	2.074	1.671	7.4	5.4
11	9.90	9.84	8.85	8.76	3.023	2.750	14.8	15.3
ALL	8.10	7.98	7.18	7.07	2.262	2.076	100.0	100.0

Ⅲ. 발전량 예측 및 비교분석

1. 한경풍력 발전실적 분석

1) 발전량 산정 이론

단위면적당 풍력자원량(Ideal) 즉, 평균축출력(API: Average Power Intercepted, MW/km²)을 정의는 다음과 같다.

$$API = WPD \times A \div A_{WT}$$

여기서,

WPD : 풍력밀도(Wind Power Density, MW/m²)

$A = \pi D^2 \div 4$, m² : 풍력발전기 회전자 면적

D : 회전자 직경(m)

A_{WT} : 풍력발전기 단위차지 면적 (Unit Area Occupied by a Wind Turbine, km²)

참고로 A는 지표면과 수직한 평면, A_{WT} 는 지표면과 평행한 평면이다.

API가 산정되면 다음과 같이 연간에너지 생산량(AEP:Annual Energy Production, TWh/yr)을 구한다.

$$AEP = API \cdot FLH \cdot CF \cdot \eta_a \cdot \eta_w$$

여기서,

FLH(Full Load Hour) : 8,760hr(연간 총 시간수=24시간/일 × 365일/년)

CF : 설비이용률(Capacity Factor, %)

η_a : 설비가동률(Availability)

η_w : 배열효율(Array Efficiency)

설비이용률은 풍력발전기의 성능곡선(Power Curve, P MWh)과 바람지도의 풍속빈도(Wind, Speed Frequency, f)로 다음과 같이 계산된다.

$$CF = \frac{1}{W_{TC}} \int_{V_{in}}^{V_{out}} F(V) \cdot P(V) dV$$

여기서,

WTC(Wind Turbine Capacity)는 풍력발전기 정격출력

V_{in} 과 V_{out} 는 각각 시동풍속(Cut In Wind Speed)과 중단풍속(Cut Out Wind Speed)⁶⁾

2) 한경풍력 발전실적 분석

본 연구의 대상기간 동안 한경풍력 발전기의 실제 발전량을 스카다(SCADA) Data로 취득하였다. Met-Mast 바람 자료 취득기간과 동일한 기간 동안(2010.1.13 ~ 2011. 1. 12, 1년) 한경풍력단지의 총 발전량(AEP)은 48,520 MWh, 이용률(CF)은 26.48% 수준이다. 이를 호기별로 분류하여 보면 Fig. 20과 같다.

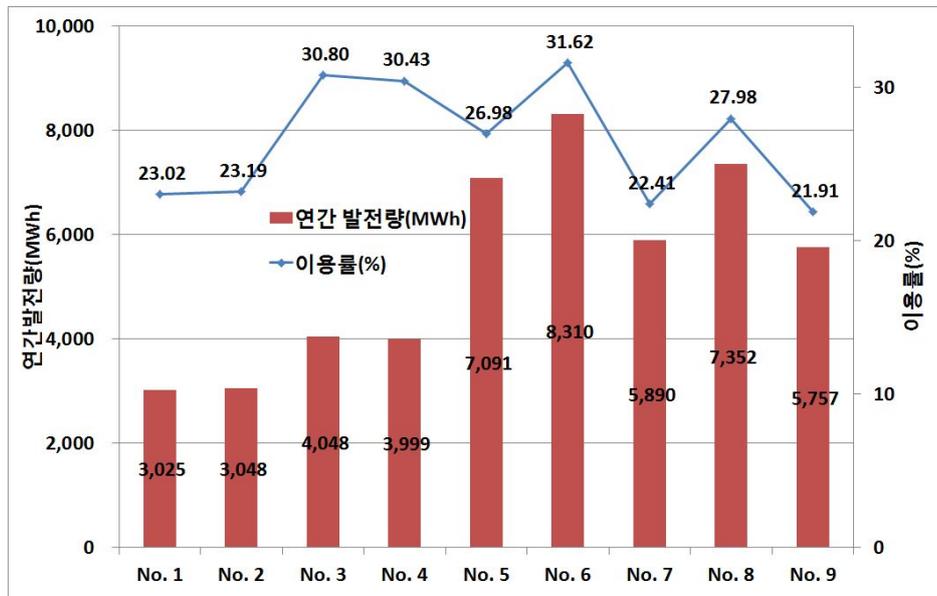


Fig. 20 Annual energy production for each turbine

한경 3호기, 한경 4호기, 한경 6호기에서 이용률(CF)이 30%이상 우수한 운전실적을 보였으며, 한경 7호기에서 최저인 22.41%를 나타낸다. 이에 종합하여 한경풍력단지 종합 이용률은 26.48%로 앞서 Fig. 2에서 확인되는 제주지역 3개년도(2011년~2013년) 평균 이용률 24.07%보다 2.41% 상회한다. 종합 발전실적은 풍력단지(한경1단계, 한경2단계) 별로 Table 12와 Table 13에서 확인할 수 있다.

Table 12 AEP of Hankyung I (단위: kWh, %)

	No. 1	No. 2	No. 3	No. 4
1월	74,863	557,438	577,752	590,574
2월	264,656	395,479	431,070	451,800
3월	503,347	563,650	549,492	599,870
4월	334,073	358,237	311,542	354,912
5월	232,805	236,131	243,963	220,492
6월	110,082	72,084	115,329	120,668
7월	268,083	31,954	248,551	259,794
8월	103,299	175,242	196,481	195,912
9월	117,251	166,562	185,883	166,877
10월	337,645	198,639	266,043	382,099
11월	320,954	292,335	317,009	236,296
12월	358,164	0	604,446	419,220
총 합	3,025,222	3,047,751	4,047,561	3,998,514
합 계	23.02	23.19	30.80	30.43

Table 13 AEP of Hankyung II, 단위: kWh, %

	No. 5	No. 6	No. 7	No. 8	No. 9
1월	1,011,714	1,171,552	853,975	1,063,677	1,221,035
2월	731,102	836,268	104,545	780,792	622,927
3월	1,093,670	1,101,175	497,622	1,056,153	1,087,236
4월	652,511	704,206	660,471	651,352	442,670
5월	475,352	470,768	407,787	456,664	50,510
6월	257,366	235,982	207,036	245,230	241,046
7월	483,160	398,150	463,380	512,818	552,626
8월	346,754	306,176	326,518	391,406	159,220
9월	373,622	479,016	436,370	458,498	70,462
10월	578,452	807,182	525,618	523,082	0
11월	296,234	641,730	553,968	518,904	461,864
12월	791,502	1,157,902	852,972	693,332	847,820
합 계	7,091,439	8,310,107	5,890,262	7,351,908	5,757,416
C. F.	26.98	31.62	22.41	27.98	21.91

설비용량이 동일한 1호기~4호기(한경1단계)와 5호기~9호기(한경2단계)의 월별 발전실적을 나누어서 살펴보면 연간발전량에서 호기별로 상당한 차이를 보이고 있다. 동일 단지임을 감안하면 풍속변화에 따른 결과라고 보기보다는 고장정지에 따른 발전 손실이 호기 당 차이를 보이기 때문이라고 생각된다. 이에 대한 것은 다시 논한다.

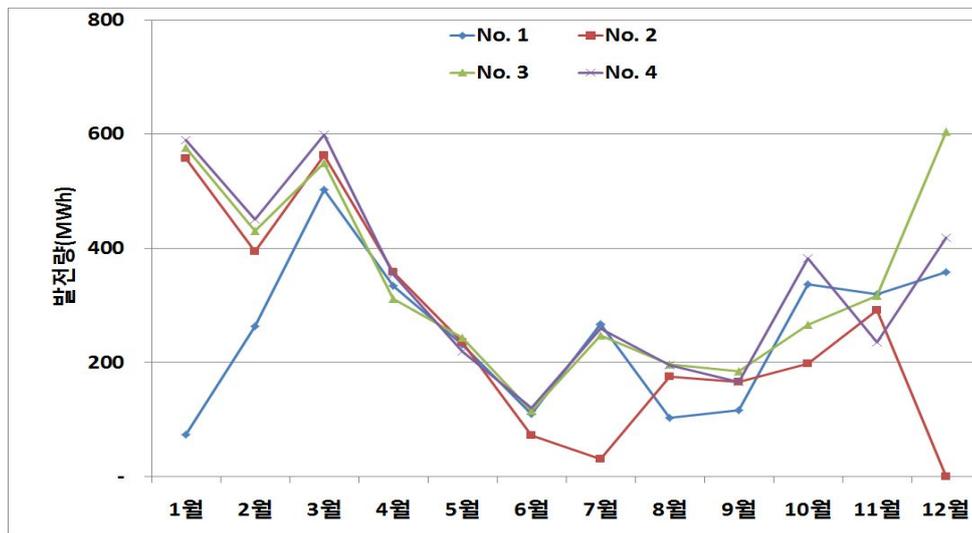


Fig. 21 Monthly power production of Hankyung I_NM72C_1,500kW

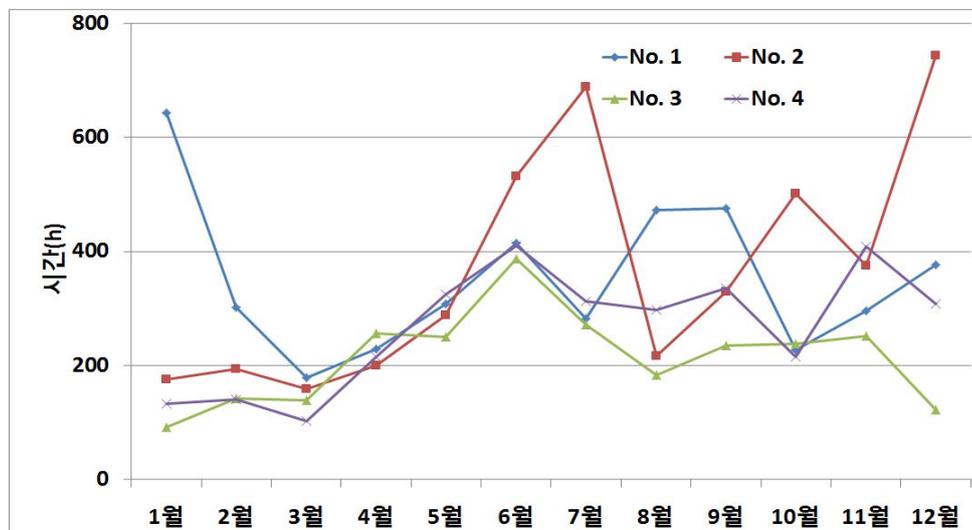


Fig. 22 Monthly down time at Hankyung I

한경 I 단계의 경우 Fig. 21서 한경 1호기가 1월, 2월 발전실적이 타호기 대비 현저히 떨어지는 것을 볼 수 있다. 한경 2호기의 경우는 12월 1개월 발전실적이 Zero 임을 알 수 있다. 이는 한경 1단계 호기별 발전정지 시간을 보여주는 Fig. 22와 고장정지 시간을 알 수 있는 Fig. 23에서 확인되는 것 과 같이 호기별 고장정지에 따른 차이가 발전량 차이를 발생하는 것이라 할 수 있다. 또한 이때 발전량과 고장 정지시간은 호기별로 정반대의 상관관계가 있음을 확인 할 수 있다.

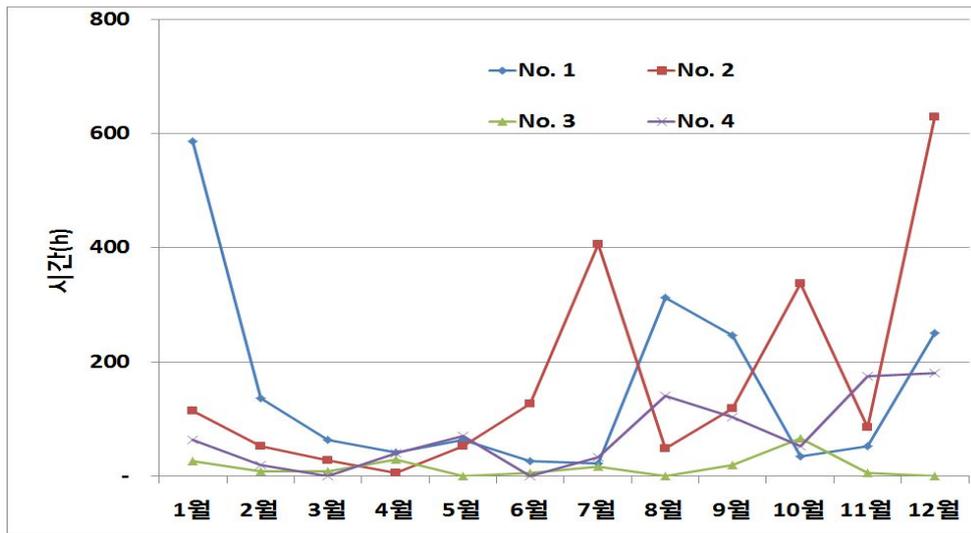


Fig. 23 Monthly repair time at Hankyung I

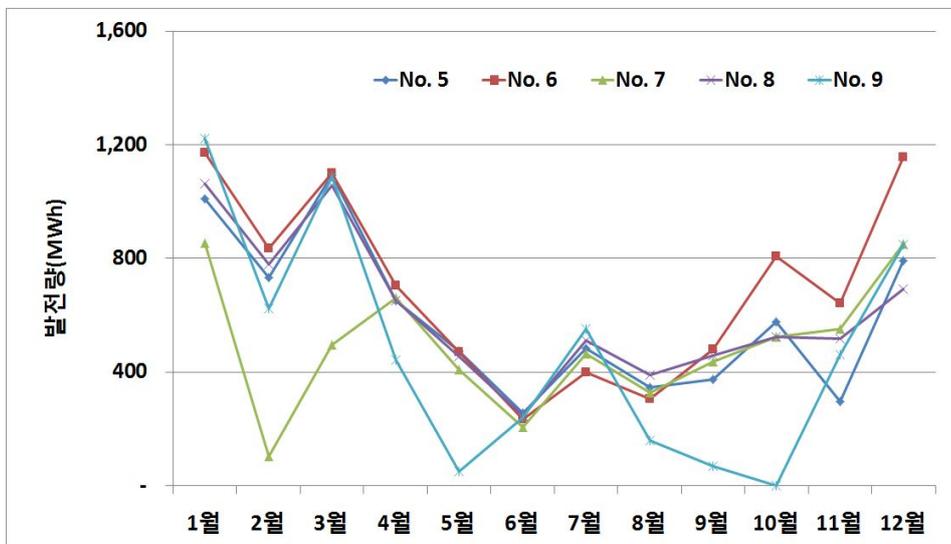


Fig. 24 Monthly power production of Hankyung II_V90_3,000kW

한경 II단계의 경우도 Fig. 24에서 보이는 것과 같이 9호기의 경우가 4월, 5월, 8월, 9월 발전실적이 저조할 뿐 아니라 10월에는 발전실적이 Zero이다.

또한, 7호기의 경우도 2월, 3월 타 호기 대비 발전실적이 저조한 것을 알 수 있는데, 이 또한 한경 I단계와 마찬가지로 발전정지에 따른 손실전력이 발생한 것이라 판단되고 이는 한경 II단계 발전정지 시간과 고장정지 시간을 보여주는 Fig. 25와 Fig. 26에서 확인 할 수 있으며, 이때, 연간 발전량과의 관계가 한경 I 단계와 마찬가지로 정반대의 관계임을 확인할 수 있다.

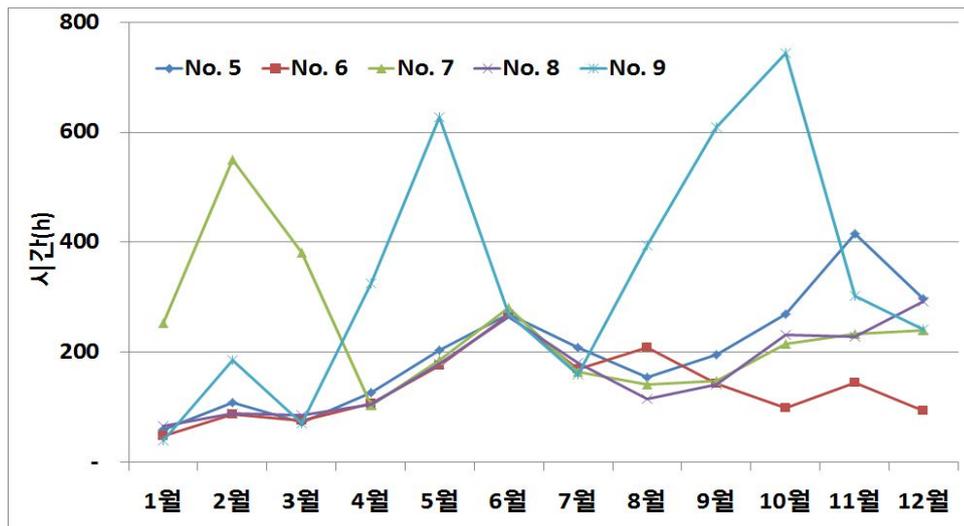


Fig. 25 Monthly down time at Hankyung II

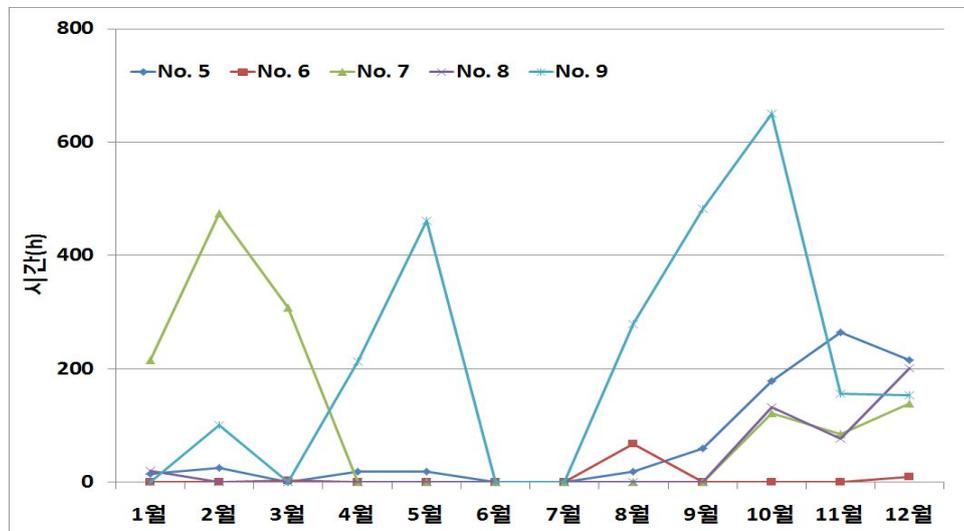


Fig. 26 Monthly repair time at Hankyung II

환경 I 및 환경 II 단계 호기별 월별 발전정지 시간과 고장정지 시간은 Table 14와 Table 15에서 상세히 알 수 있다.

Table 14 Down and repair time at Hankyung I, 단위 : h

구분	No. 1		No. 2		No. 3		No. 4	
	발전 ¹⁾	고장 ²⁾	발전	고장	발전	고장	발전	고장
1월	643	586	176	115	92	26	133	63
2월	302	136	194	53	142	9	140	19
3월	179	64	159	28	139	9	103	0
4월	229	42	200	6	256	29	216	40
5월	308	64	288	52	250	0	325	71
6월	415	26	532	127	387	6	410	0
7월	282	22	689	406	271	16	312	33
8월	472	313	217	49	184	0	297	141
9월	476	246	330	118	235	19	336	104
10월	227	34	501	338	238	66	216	52
11월	296	53	375	85	252	6	408	175
12월	377	251	744	629	122	0	308	180
계	4,206	1,837	4,405	2,006	2,568	186	3,204	878

Table 15 Down and repair time at Hankyung II, 단위 : h

구분	No. 5		No. 6		No. 7		No. 8		No. 9	
	발전	고장	발전	고장	발전	고장	발전	고장	발전	고장
1월	60	15	48	0	253	215	66	20	39	0
2월	108	25	88	0	550	474	89	0	185	101
3월	73	0	76	3	381	308	85	0	70	0
4월	126	19	107	0	103	0	106	0	325	213
5월	204	19	176	0	186	0	179	0	627	461
6월	269	0	267	0	281	0	265	0	270	0
7월	208	0	170	0	165	0	181	0	160	0
8월	155	19	208	67	141	0	115	0	394	279
9월	196	59	143	0	148	0	142	0	610	482
10월	269	178	99	0	216	122	231	132	744	650
11월	416	265	145	0	233	85	228	77	302	156
12월	297	215	94	9	240	139	293	201	242	154
계	2,381	814	1,621	79	2,897	1,343	1,980	430	3,968	2,496

- 1) 발전정지 시간 : Cut-in Speed 이하, 설비운영상 발전정지, 고장정지 시간을 모두 포함하여 발전기 출력단 기준 전력생산을 하지 않은 시간
 2) 고장정지 시간 : 발전정지 시간 중 설비 Trouble로 인해 발전기 출력이 정지된 시간

전체적으로 발전실적을 분석해 본 결과 동절기 고 풍속 시 고장정지 시간이 증가하고 하절기 저 풍속에서 고장 정지시간은 줄어드는 경향을 보이고 있다. 해풍을 직접적으로 맞는 한경 1,4,7,9호기가 육상으로 다소 안쪽으로 위치한 한경 3,8호기 보다 고장정지 시간이 높게 나타나는 경향도 알 수 있다. 또한, 동 기간 동안 주 풍향이 북풍으로 주 풍향 방향에서 가장 앞 열에 배치된 한경 6호기가 고장정지 시간이 79시간으로 설비고장에 따른 손실발전이 최소이다. 또한, 뒤 열에 배열된 호기에서 상대적으로 고장정지 시간이 증가하는 경향이 있다. 이를 Fig. 27에 나타낸다.

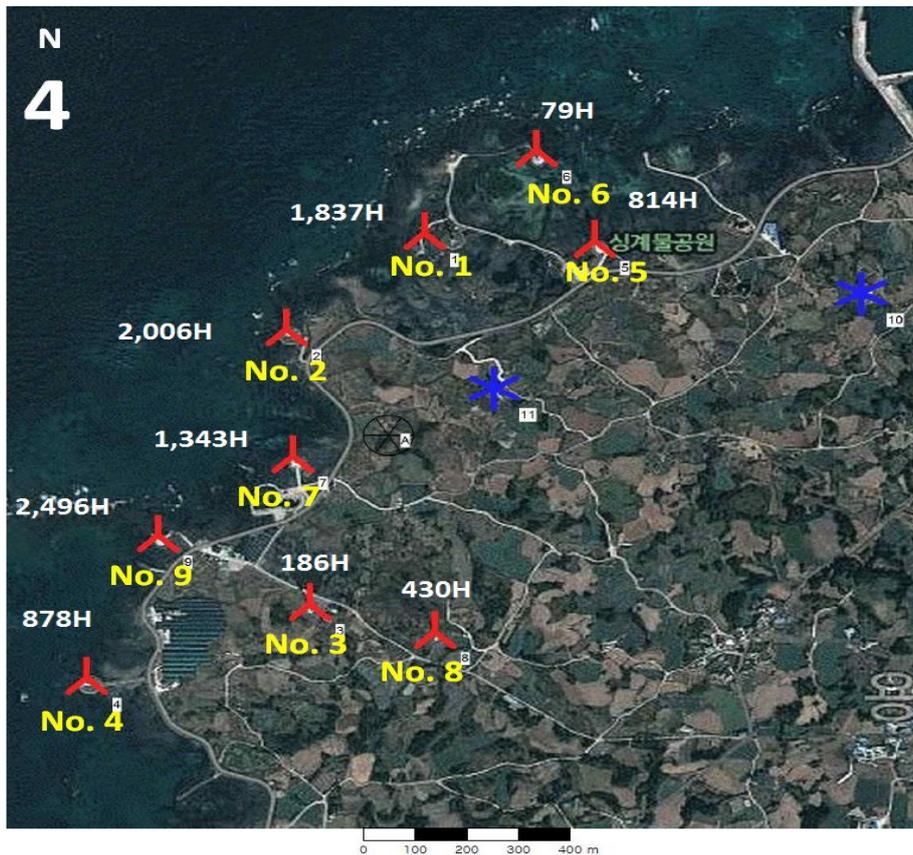


Fig. 27 Turbine repair time at Hankyung

3) 연간 발전량(AEP) 보정

WindPRO 프로그램으로 발전량 예측 시 발전기 별 고장정지에 따른 발전량 손실을 감안하지 않기 때문에 본 연구의 신뢰성을 높이기 위해서는 고장정지에 따른 발전량 손실을 보정하여 실제 발전전량을 산출했다. 이에 한경풍력 단지 각 풍력발전기에 대해 고장정지에 따른 손실 발전량을 다음과 같이 보정했다.

한경풍력 II 단계(한경 5호기~한경 9호기)는 제작사인 베스타스에서 제공하는 SCADA내에 고장에 따른 손실 발전량을 산출하는 Tool이 있어 고장정지 시간에 상당하는 손실 발전량이 계산되어 데이터로 제공된다. 이에 한경 5호기에서 한경 9호기 손실 발전량은 스카다 자료를 활용하여 보정하였다.

한경풍력 I 단계(한경 1호기~한경 4호기)는 2013년 SCADA Server 교체로 해당기간(2010.1~2011.1, 1년) 동안 Server Data가 손실되어 SCADA 자료를 확인할 수 없어, 고장정지 시 풍력단지 내 운전 중인 동일기종에서 얻어진 산술 평균발전량을 손실 발전량으로 보정했다. 이때 비교대상 풍력발전기가 모두 발전정지 하였을 경우 그 값은 Zero로 처리했다.

상기 방법으로 손실발전량을 산출했을 때 한경풍력 I 단계(NM72C)는 연간 총 3,550 MWh에 해당하고 호기별, 월별 손실 발전량은 Table 16에 나타내었다.

Table 16 Electric production loss at Hankyung I, 단위: kWh

월	No. 1	No. 2	No. 3	No. 4	합계
1월	569,913	91,256	37,171	59,176	757,516
2월	163,362	68,285	630	17,869	250,146
3월	67,238	33,695	14,064	0	114,996
4월	32,670	27,471	21,115	22,461	103,716
5월	24,744	29,913	250	39,763	94,671
6월	5,949	50,489	2,396	0	58,833
7월	1,265	212,878	4,074	21,093	239,309
8월	101,888	12,889	0	28,587	143,364
9월	95,415	77,993	15,233	63,308	251,948
10월	17,708	175,487	54,756	20,533	268,484
11월	23,154	58,042	2,214	104,302	187,711
12월	253,576	614,766	0	210,996	1,079,337
합계	1,356,881	1,453,162	151,901	588,087	3,550,032

호기별 손실발전량 연간 추이는 Fig. 28에서 보이는 것과 같다. 손실발전량이 가장 많은 환경1호기, 환경2호기를 월간 고장 정지시간과 손실 발전량의 관계를 살펴보면 Fig. 29와 Fig. 30같이 유사한 패턴을 보이고 있다. 이에 손실 발전량 산출에 신뢰성을 확인할 수 있다.

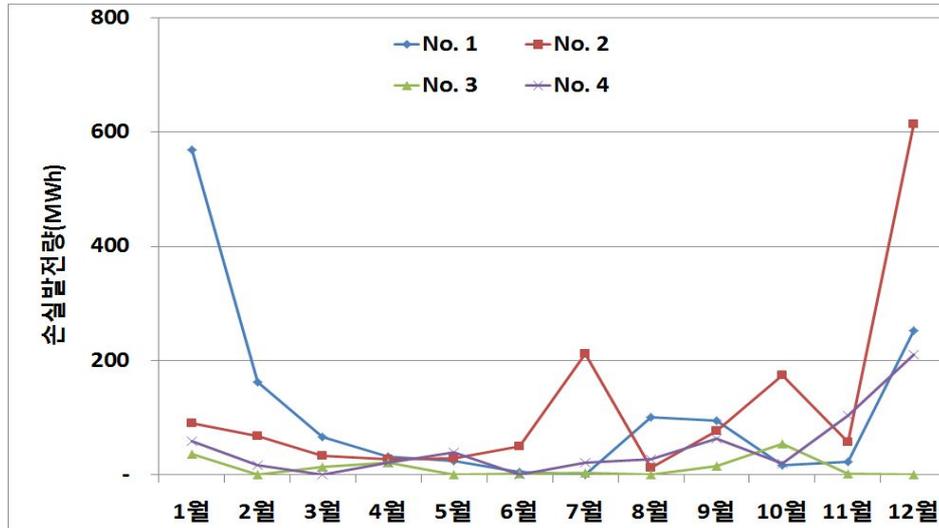


Fig. 28 Electric production loss with month at Hankyung I

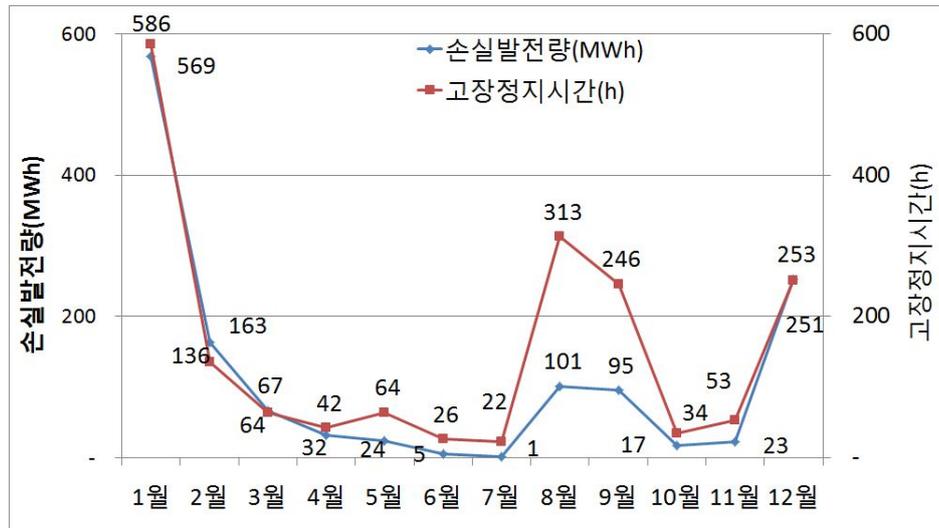


Fig. 29 Electric production loss and repair time with Month at No. 1 Turbine

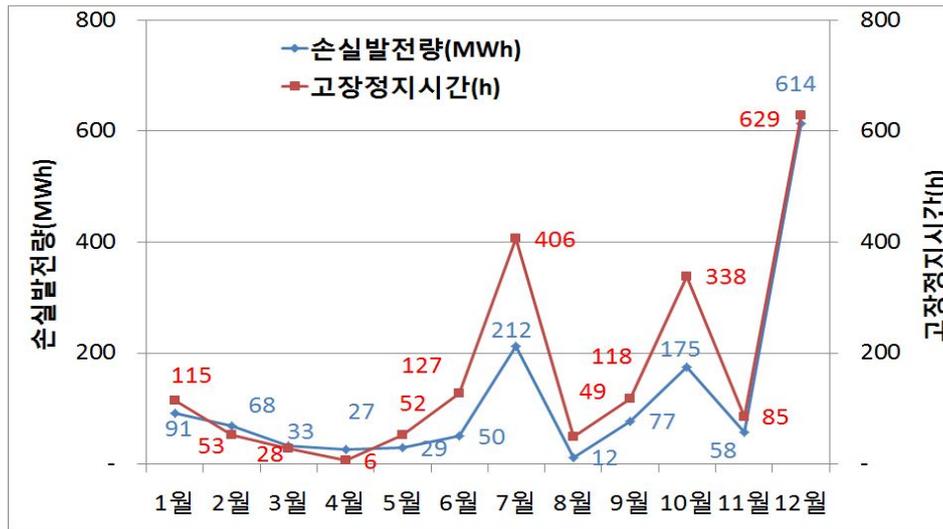


Fig. 30 Electric production loss and repair time with Month at No. 2 Turbine

한경풍력 II 단계(V90)의 경우, 동 기간 손실 발전량은 스카다 자료를 취득하여 정리했으며 연간 총 손실발전량은 6,710 MWh로 월별, 호기별로 정리하여 Table 17과 Fig. 31로 나타냈다. 한경 9호기가 연간 손실 발전량이 2,700MWh로 가장 많았으며 한경6호기가 62MWh로 가장 낮았다.

손실발전량이 가장 많은 2개 호기(한경7호기, 한경9호기)의 발전 정지시간과 손실 발전량 사이의 관계가 Fig. 32와 Fig. 33과 같이 유사한 패턴을 보이고 있음을 확인할 수 있다.

Table 17 Electric production loss at Hankyung II, 단위:kWh

월	No. 5	No. 6	No. 7	No. 8	No. 9	계
1월	43,634	0	274,112	39,505	0	357,251
2월	63,120	0	690,462	0	216,382	969,963
3월	0	8,462	557,052	0	0	565,514
4월	26,185	0	0	0	236,374	262,559
5월	24,509	0	0	0	396,804	421,313
6월	0	0	0	0	0	0
7월	0	0	0	0	0	0
8월	10,423	40,667	0	0	211,317	262,407
9월	95,893	0	0	0	373,947	469,840
10월	189,115	0	219,238	210,284	763,000	1,381,636
11월	297,910	0	48,940	75,049	179,098	600,997
12월	327,112	13,157	321,814	433,080	323,879	1,419,042
합계	1,077,901	62,286	2,111,617	757,917	2,700,800	6,710,521

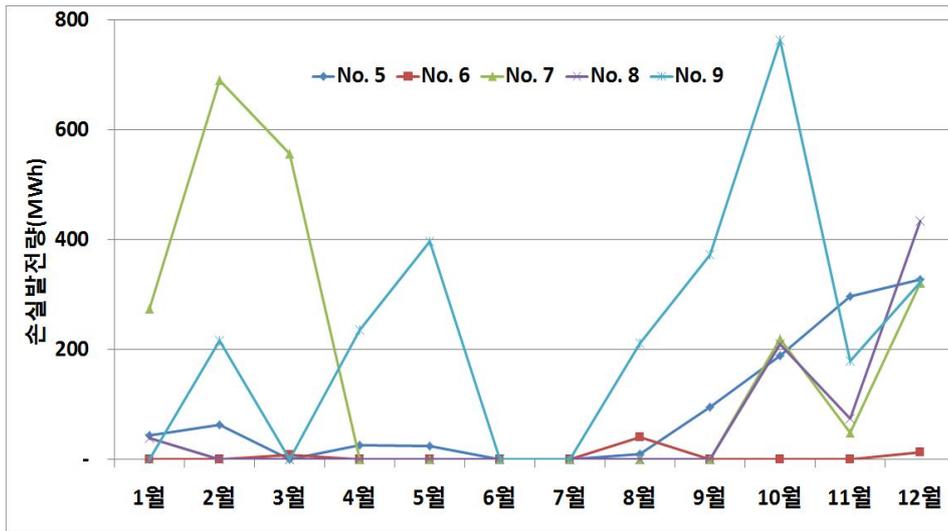


Fig. 31 Electric production loss with month at Hankyung II



Fig. 32 Electric production loss and repair time with Month at No. 7 Turbine

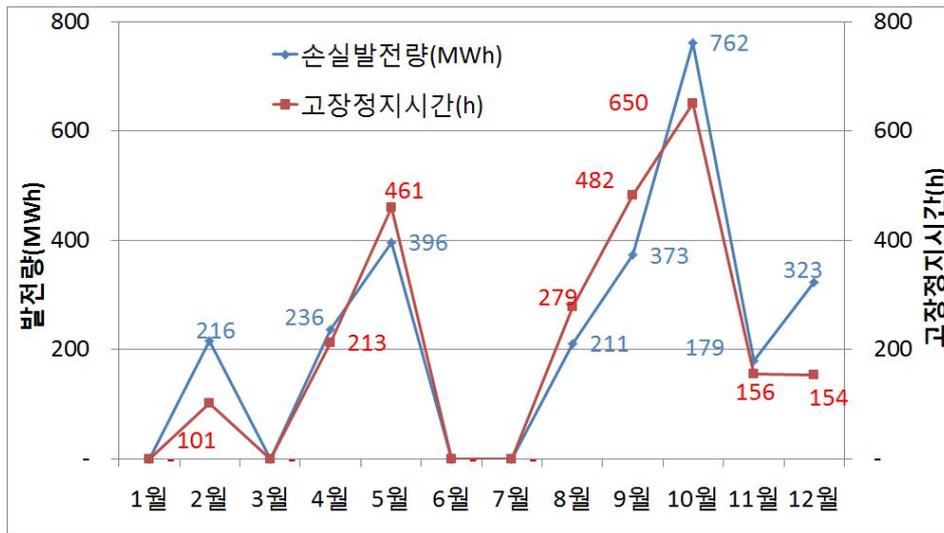


Fig. 33 Electric production loss and repair time with Month at No. 9 Turbine

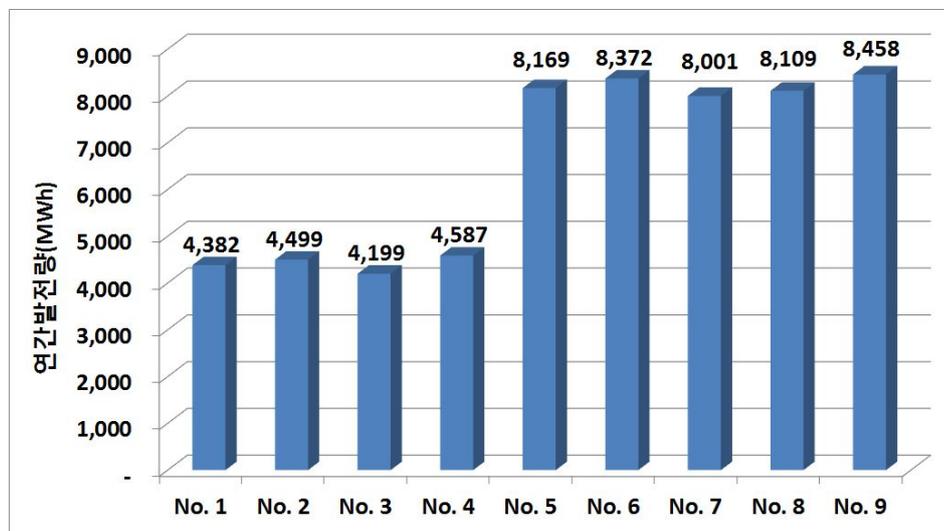


Fig. 34 Corrected AEP for each turbine at Hankyung

이렇게 발전기별 손실발전량을 보정한 한경풍력단지 발전기 전체 연간 총 에너지 생산량은 58,780 MWh이고 Fig. 34로 호기별 AEP, Fig. 35로 월별 발전량 변동을 관찰하였다. 이 때 호기별 이용률(CF) 현황은 Fig. 36에 나타냈다.

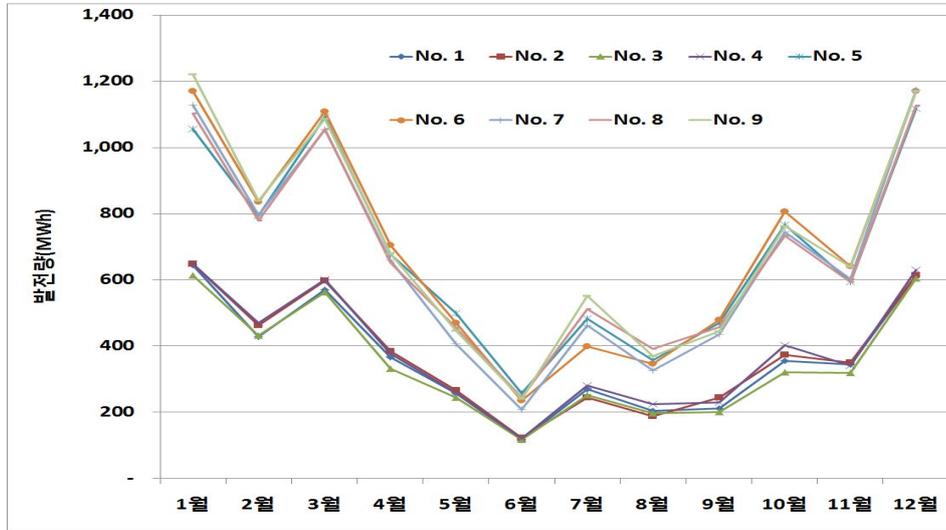


Fig. 35 Corrected monthly energy production for each turbine at Hankyung

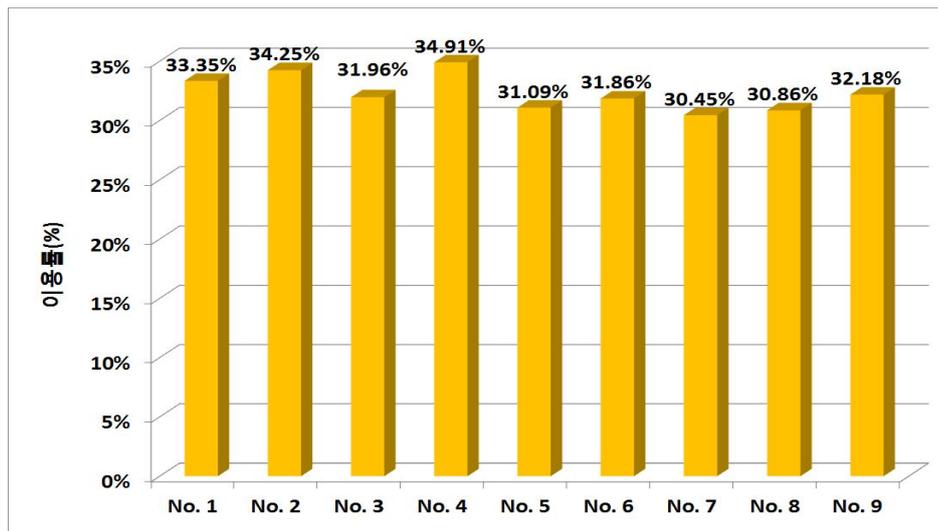


Fig. 36 Corrected CF for each turbine at Hankyung

보정된 연간 발전량(AEP) 한경 I 단계와 한경 II 단계로 종합하여 Table 18과 Table 19에 나타낸다.

Table 18 Corrected AEP at Hankyung I, kWh, %

	No. 1	No. 2	No. 3	No. 4
1월	644,776	648,694	614,923	649,750
2월	428,018	463,764	431,700	469,669
3월	570,585	597,345	563,556	600,297
4월	366,743	385,708	332,657	377,373
5월	257,549	266,044	244,213	259,962
6월	116,031	122,573	117,725	120,961
7월	269,348	244,832	252,625	280,887
8월	205,187	188,131	196,855	224,499
9월	212,666	244,555	201,116	230,185
10월	355,353	373,066	320,139	402,632
11월	344,108	350,377	319,223	340,598
12월	611,740	614,766	604,732	630,216
종합	4,382,104	4,499,855	4,199,464	4,587,029
CF	33.35%	34.25%	31.96%	34.91%

Table 19 Corrected AEP at Hankyung II, kWh, %

	No. 5	No. 6	No. 7	No. 8	No. 9
1월	1,055,348	1,171,552	1,128,087	1,103,182	1,221,035
2월	794,222	836,268	795,007	780,792	839,309
3월	1,093,670	1,109,637	1,054,674	1,056,153	1,087,236
4월	678,696	704,206	660,471	651,352	679,044
5월	499,861	470,768	407,787	456,664	447,314
6월	257,366	235,982	207,036	245,230	241,046
7월	83,160	398,150	463,380	512,818	552,626
8월	357,177	346,843	326,518	391,406	370,537
9월	469,515	479,016	436,370	458,498	444,409
10월	767,567	807,182	744,856	733,366	763,000
11월	594,144	641,730	602,908	593,953	640,962
12월	1,118,614	1,171,059	1,174,786	1,126,412	1,171,699
종합	8,169,340	8,372,392	8,001,879	8,109,825	8,458,216
CF	31.09%	31.86%	30.45%	30.86%	32.18%

연간 발전량(AEP)을 보정하기 전·후를 살펴보면 Fig. 37, Fig. 38와 같고 Table 20에 상세히 나타냈다.

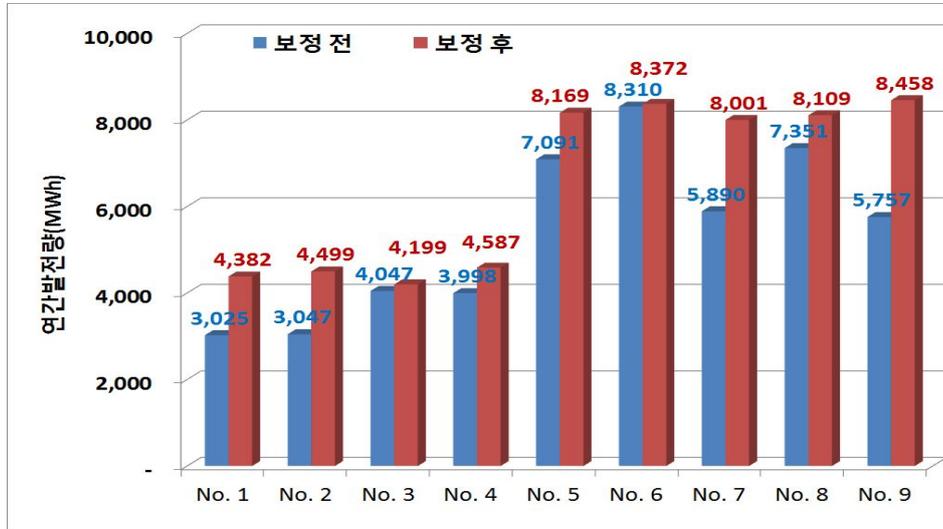


Fig. 37 AEP for each turbine before and after the correction at Hankyung

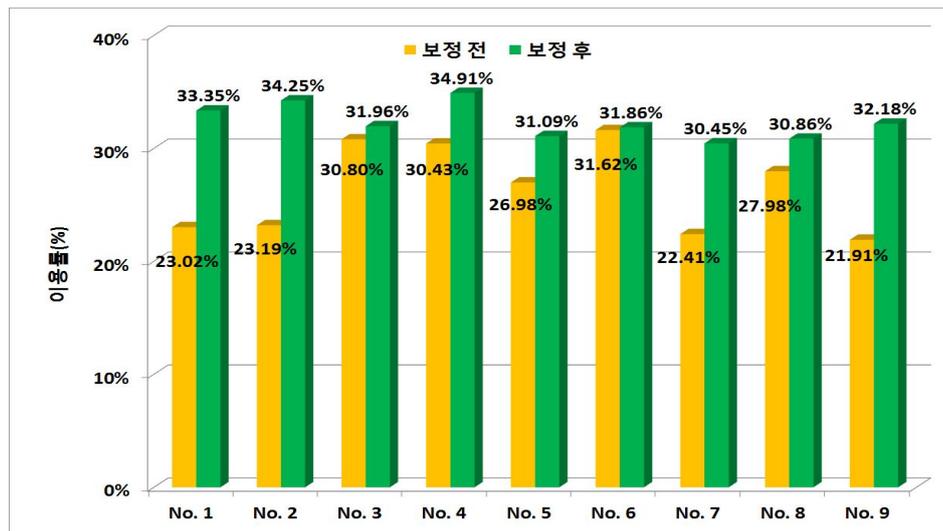


Fig. 38 CF for each turbine before and after the correction at Hankyung

Table 20 AEP & CF for each turbine before and after the correction at Hankyung

풍력발전기	AEP(kWh)		CF(%)	
	보정 전	보정 후	보정 전	보정 후
No. 1	3,025,222	4,382,104	23.02	33.35
No. 2	3,047,751	4,499,855	23.19	34.25
No. 3	4,047,561	4,199,464	30.80	31.96
No. 4	3,998,514	4,587,029	30.43	34.91
No. 5	7,091,439	8,169,340	26.98	31.09
No. 6	8,310,107	8,372,392	31.62	31.86
No. 7	5,890,262	8,001,879	22.41	30.45
No. 8	7,351,908	8,109,825	27.98	30.86
No. 9	5,757,416	8,458,216	21.91	32.18
총합	48,520,180	58,780,104	26.48	32.32

총 AEP는 48,520MWh에서 58,780MWh로 CF는 26.48%에서 32.32%로 상승하였다. 고장정지 시간이 길었던 한경1호기, 한경2호기, 한경7호기, 한경9호기가 보정 전·후 값의 변동차가 컸고, 상대적으로 고장정지 시간이 작았던 한경 6호기의 경우는 AEP가 8,310MWh에서 8,372MWh, CF가 31.62%에서 31.86%로 그 보정 값이 매우 작다. 이는 해당기간 고장 정지 시간이 79시간으로 우수한 설비 운영 신뢰도를 보였기 때문이다.

2. 기상계측타워(Mat-Mast) 자료를 이용한 한경풍력 단지 발전량 예측

1) 한경풍력단지 AEP 예측

WindPRO(Ver. 2.9)를 통해 II-2.-2)에서 다루었던 기상계측타워로부터 한경풍력단지의 AEP를 예측하였다. 풍력단지 총 AEP는 54,551.5 MWh이고 세부결과는 Table 21에 나타낸다. 한경 1단계(1호기~4호기)는 허브 높이가 60m, 한경 2단계(5호기~9호기)는 허브 높이가 80m고, 기상계측타워의 자료는 MERRA 자료와 동일하게 50m 자료를 사용하여 각 발전기별 허브높이로 발전량을 산출했다.

Table 21 Overall result from WindPRO calculation using met mast data

WTG Combination	Resert Park [MWh/y]	Gross(no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park Efficiency [%]	CF [%]	Mean Speed [m/s]
Park	54,551.5	60,016.1	90.9	29.6	7.2

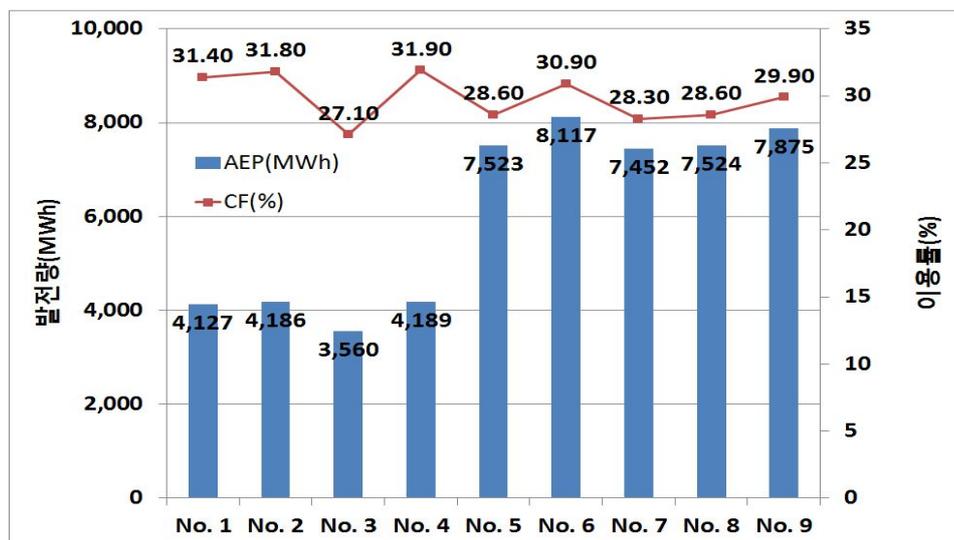


Fig. 39 Production and CF of each wind turbine using met mast data

Table 22에서는 각 풍력 발전기별 AEP, CF, Efficiency, Mean wind Speed를 살펴보았다. 단지 내의 각 발전기의 효율이 가장 우수한 것은 95.49%의 Efficiency값을 보이는 한경 6호기이고 가장 저조한 것은 Efficiency 80.04%의 한경 3호기이다. 이를 좀 더 살펴보면 Fig. 39에서 보는 것과 같이 한경1단계에서 대체적으로 30% 이상의 CF값과 약 4,000 MWh의 이상의 AEP값이 계산되었는데, 3호기에서 타 호기 대비 AEP 및 CF값이 저조하게 예측되었는데 이는 주풍향인 북풍을 기준으로 해서 3호기의 경우 전방에 7호기, 2호기, 1호기가 있고 좌우로는 각각 9호기 및 8호기가 위치하고 있어 후류에 의한 영향이 강해 발전량 예측값이 떨어지는 것으로 판단된다. 또한 6호기의 경우가 AEP와 CF가 한경2단계 타 발전기 대비 우수한 것으로 예측되는 것도 주 풍향에서 전방에 간섭되는 발전기가 없어 후류 영향이 작아서 예측발전량이 우수한 것으로 생각된다.

Table 22 The result of windPRO calculation using met mast data for each turbine

풍력발전기	AEP(MWh)	Efficiency(%)	CF(%)	Mean Speed(m/s)
No. 1	4,126.7	93.31	31.4	7.05
No. 2	4,186.4	93.96	31.8	7.08
No. 3	3,559.8	80.04	27.1	7.08
No. 4	4,188.7	93.28	31.9	7.12
No. 5	7,523.0	90.43	28.6	7.31
No. 6	8,116.6	95.49	30.9	7.39
No. 7	7,451.7	87.97	28.3	7.38
No. 8	7,524.0	89.81	28.6	7.34
No. 9	7,874.8	92.29	29.9	7.41

2) 한경풍력단지 예측 AEP 분석

한경풍력단지 실제 연간 에너지 생산량과 Met mast 바람 자료를 이용한 예측 연간 에너지 생산량은 Table 23과 같다.

한경풍력단지 총 발전량은 기상계측타워 바람자료를 이용해서 예측된 연간 에너지 생산량이 54,551.5 MWh로 실제발전량에 -7.19% 편차를 보이고 있고 이용률의 경우도 비슷한 수치인 -8.42%의 편차를 보이고 있다. 이때 ± 기호는 실제 AEP 대비 예측 AEP가 많았을 경우 (+), 부족했을 경우 (-)로 표시하였다. 이를 호기별 예측발전량과 실제 발전량을 비교해 보면 Fig. 40과 같다.

Table 23 Met mast AEP & CF comparison

M.M 예측발전량 [A]		실제발전량(보정) [B]		예측 편차(%) [C=(A-B)/B]	
AEP(MWh)	CF(%)	AEP(MWh)	CF(%)	AEP	CF
54,551.5	29.6	58,780.1	32.32	-7.19	-8.42

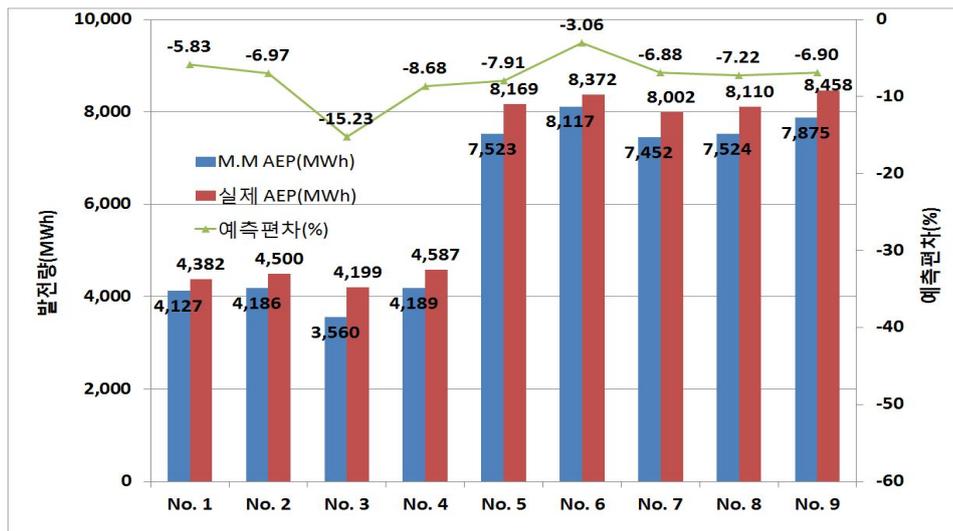


Fig. 40 Met mast AEP Comparison for each turbine

한경3호 경우 오차 -15.23%로 상대적으로 예측량에 편차가 많이 발생했고, 한경6호기의 경우 예측편차가 -3.06%로 예측 AEP가 실제 AEP와 유사한 값을 보임을 알 수 있다. 호기별 이용률(CF)은 Fig 41와 같고, AEP와 유사하게 한경 3호기에서 가장 많은 편차 -15.21%를 보이고, 한경 6호기의 경우 실제 CF와 거의 동일한 값으로 편차는 -3.01%이다.

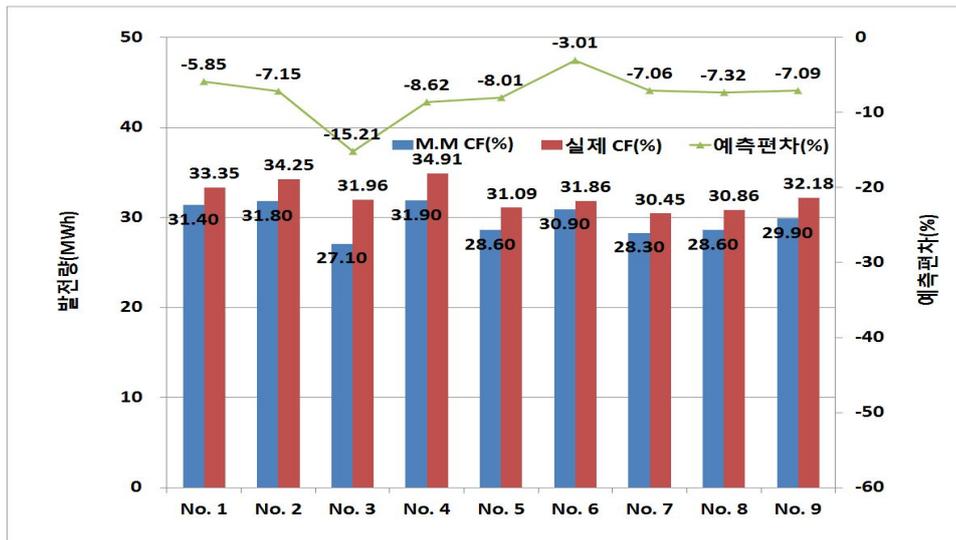


Fig. 41 Met mast CF Comparison for Each turbine

3. MERRA 재해석 자료를 이용한 한경풍력단지 발전량 예측

1) 한경풍력단지 AEP 예측

III-2.-1)에서 Met-Mast 자료를 이용해서 한경풍력단지 AEP를 예측했던 것과 동일한 방법으로 WinPRO(Ver. 2.9) 프로그램을 사용해서 MERRA 재해석 자료를 이용해서 한경풍력단지의 연간 에너지 총 생산량dmf 예측했다.

예측된 AEP는 45,819.1MWh이고 이때 이용률(CF)은 24.9%이다. 자세한 결과는 Table 24에 나타낸다. 이때, MERRA 재해석 자료는 50m 제공자료를 활용하여 각 한경 1단계, 2단계 허브높이(60m, 80m)로 계산되었다.

MERRA 재해석 자료를 이용해서 한경풍력단지 발전량을 예측했을 경우는 한경 4호기가 발전기 배치 효율이 가장 우수한 것을 Table 25를 통해 알 수 있으며 이때 Efficiency는 92.88%이다.

Table 24 Overall result from WindPRO calculation using MERRA reanalysis data

WTG Combination	Resert Park [MWh/y]	Gross(no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park Efficiency [%]	CF [%]	Mean Speed [m/s]
Park	49,225.4	55,176.1	89.2	26.7	7.0

Table 25 The result of windPRO calculation using MERRA reanalysis data for each turbine

풍력발전기	AEP(MWh)	Efficiency(%)	CF(%)	Mean Speed(m/s)
No. 1	3,652.0	89.58	27.8	6.84
No. 2	3,710.2	89.86	28.2	6.88
No. 3	3,446.1	83.85	26.2	6.87
No. 4	3,874.6	92.88	29.5	6.92
No. 5	6,594.0	86.88	25.1	7.08
No. 6	7,195.1	92.46	27.4	7.16
No. 7	6,740.4	86.59	25.6	7.16
No. 8	6,762.8	88.11	25.7	7.11
No. 9	7,250.2	92.26	27.6	7.19

Fig. 42에서는 각 호기별 예측된 AEP와 CF를 비교해 볼 수 있는데, 한경 1단계(1호기~4호기) 발전기 CF가 한경 2단계(5호기~9호기) 발전기 CF 보다 우수한 것을 확인할 수 있다.

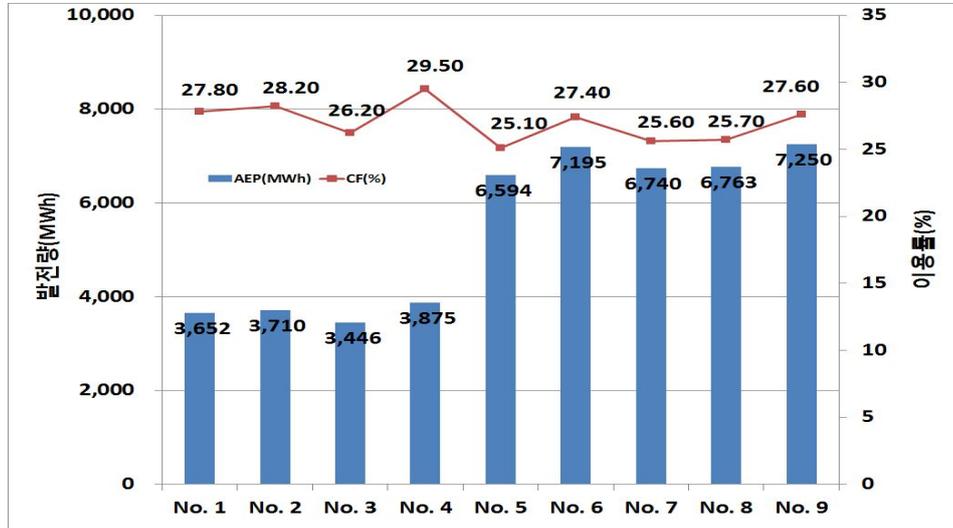


Fig. 42 Production and CF of each wind turbine using MERRA reanalysis data

2) 한경풍력단지 AEP 분석

한경풍력단지 실제 연간 에너지 총 생산량(AEP)과 MERRA 재해석 자료를 바탕으로 예측한 연간 에너지 총 생산량(AEP)은 Table 26과 같다.

Table 26 MERRA AEP & CF Comparison

MERRA 예측발전량 [A]		실제발전량(보정) [B]		예측 편차(%) [C=(A-B)/B]	
AEP(MWh)	CF(%)	AEP(MWh)	CF(%)	AEP	CF
49,225.4	26.7	58,780.1	32.32	-16.25	-17.40

MERRA 재해석 자료를 바탕으로 한경풍력단지 총 AEP 예측했을 때 Fig. 43에서 보는 것과 같이 그 값은 49,225.4MWh로 실제 AEP 58,780.1MWh와 -16.25%, 이용률은 26.7%로 실제 CF 32.32% 대비 -17.40%의 편차를 보이고 있다.

호기별 AEP의 경우는 한경 5호기가 -19.28%로 가장 많은 편차값을 보이고 한경 6호기가 -14.06%로 가장 작은 편차값을 보이나 대체적으로 15% 이상의 높은 차이값을 보이고 있다.

Fig. 44에서 보는 것과 같이 호기별 CF의 경우도 AEP와 비슷한 예측편차를 보이고 있다. 한경5호기에서 최대 -19.27%의 예측편차를 보이고 한경6호기에서 -14.00%로 가장 작은 값의 편차를 보이고 있다.

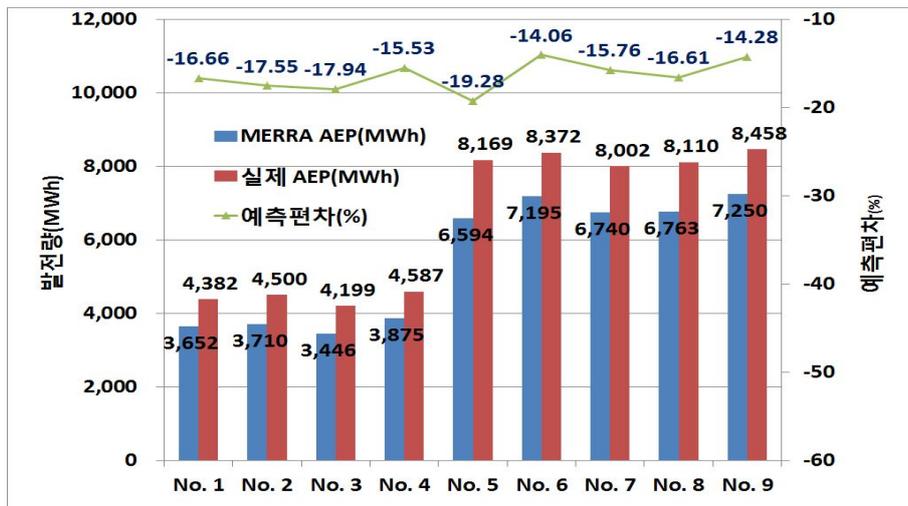


Fig. 43 MERRA AEP Comparison for Each Turbine

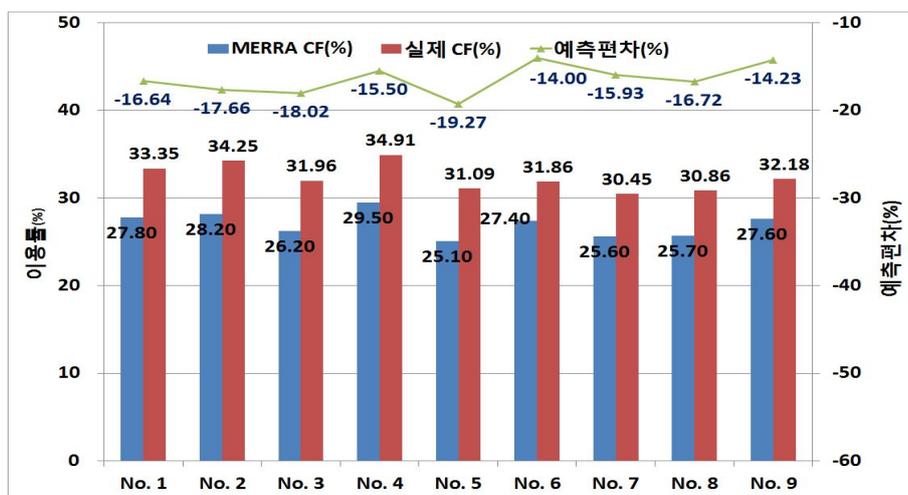


Fig. 44 MERRA CF Comparison for Each turbine

4. 예측발전량 종합 비교

1) 연간 총 에너지 생산량(AEP) 비교

기상계측 타워 바람자료를 이용했을 때와 MERRA 재해석 자료를 사용했을 때의 실제발전량 대비 예측 편차는 Fig. 45와 같다.

기상계측타워 바람자료를 이용했을 경우 예측편차가 평균 -7.19%이고 MERRA 재해석자료를 사용했을 경우는 -16.25%였다.

Met mast를 이용해서 연간 발전량을 예측했을 경우 한경 6호기 가장 예측성이 우수하고 한경 3호기가 가장 예측성이 떨어지는 것을 확인 할 수 있다. 이는 앞서 살펴본 Fig. 5에서 보면, 한경 6호기의 경우 주 풍향에서 가장 앞쪽에 있어 후류의 영향이 거의 없어 그에 따른 발전 손실이 작아 실제발전량과 가까운 예측값을 확인할 수 있었다. 하지만 한경 3호기의 경우 주 풍향으로 앞 쪽으로는 한경 7호기, 한경 2호기, 한경 1호기가 있고 좌우로 각각 한경 9호기, 한경 8호기가 있어 간섭되는 발전기의 후류 영향을 많이 받는 것으로 예측된 것이다.

하지만 MERRA 재해석 자료를 이용해서 발전량을 예측 했을 경우는 호기별로 예측편차가 많이 발생하는 경향은 보이지 않으나 대체적으로 실제발전량 대비 예측편차가 Met mast 자료를 이용했을 경우보다 많이 나는 것을 확인할 수 있다.

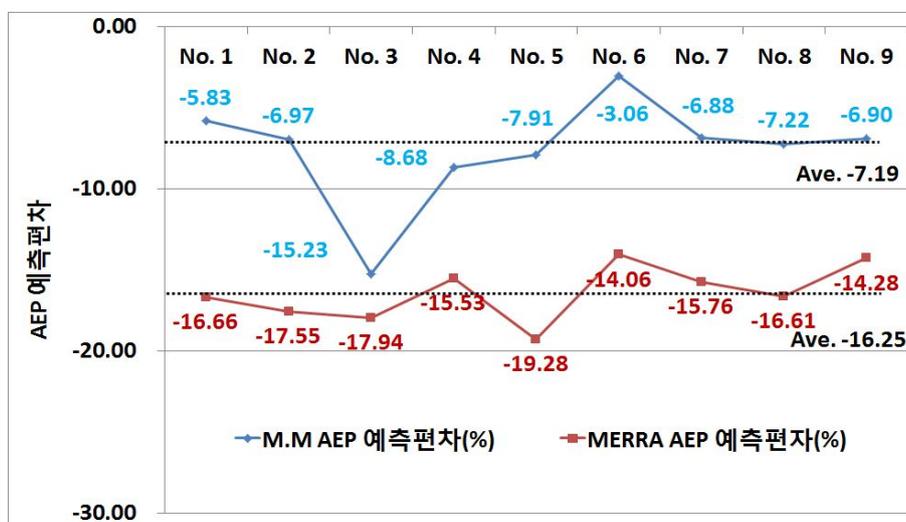


Fig. 45 Comparison of the relative error for AEP obtained using met mast and MERRA data

2) 연간 설비 이용률(CF) 비교

기상계측 타워 바람자료를 이용했을 때와 MERRA 재해석 자료를 사용했을 때의 실제 설비이용률 대비 예측 편차는 Fig. 46과 같다.

기상계측타워 바람자료를 이용했을 경우 예측편차가 평균 -8.42%이고 MERRA 재해석자료를 사용했을 경우는 -17.40%이다.

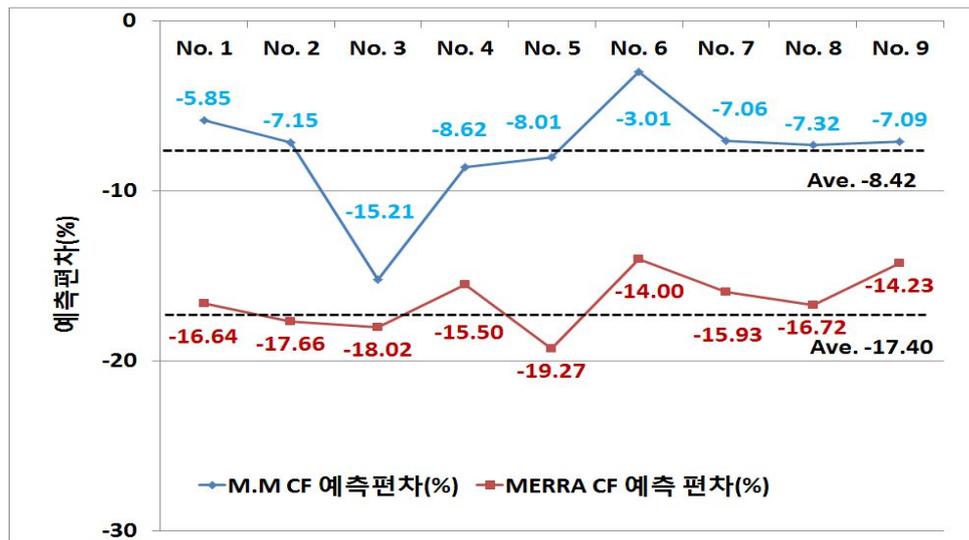


Fig. 46 Comparison of the relative error for AEP obtained using met mast and MERRA data

IV. 결 론

본 연구에서는 근래에 지속적인 연구가 이루어지는 MERRA 재해석 자료의 연간 발전량 예측값을 평가하고자 했다. 평가는 실제 운영 중인 풍력단지인 한경풍력단지의 실제발전량과 한경풍력단지 인근의 기상 계측타워에서 실측한 바람 데이터를 이용해 예측한 발전량을 비교 대상으로 시행했다. 이 때, 발전량 예측은 WAsP 기반의 WindPRO 2.9 소프트웨어를 사용했고 그 결과 아래와 같은 결과를 도출할 수 있었다.

1. 기상계측타워 바람 데이터를 통해 한경풍력단지 전체 발전량을 예측했을 경우, 실제 발전량과 비교하여 -7.19%의 예측편차가 발생했다. 이때, 이용률 예측편차는 -8.42%였다.
2. MERRA 재해석 자료를 이용해 한경풍력단지의 연간 발전량을 예측했을 경우, 실제 발전량과 비교하여 -16.25%의 예측편차가 발생했다. 이때, 이용률 예측편차는 -17.40%였다.

종합하면, 기상계측타워 바람 자료를 이용해서 예측한 연간 발전량은 대상 풍력단지에서 14.1km의 거리차이에도 불구하고 예측 정확도가 약 93%로 아주 우수한 결과를 확인하였고 MERRA 재해석 자료를 이용해서 발전량 예측 시 예측률이 AEP 기준 약 83%로 다소 저조한 것을 확인 할 수 있었다.

이를 근거로 하면 본 연구와 비슷한 조건에서 MERRA 재해석 자료의 경우 풍력단지 발전량 예측이나 풍력단지 평가에 활용하기에는 무리가 있을 것으로 생각된다.

하지만 본 연구에서 검토하지 않았던 계측지점간의 거리를 고려해 볼 필요가 있다. MERRA 재해석 자료의 지리적 위치가 한경풍력단지와 약 24km 떨어진 원거리라는 점이 예측편차를 크게 하는 원인이 될 수도 있을 것이다.

이와 관련해서 원거리 예측의 경우 관련 연구^{[4][7]}를 보면 선형해석 소프트웨어인 WindPRO 보다 CFD 소프트웨어인 WindSim이나 Meteodyne_WT를 활용하여 예측했을 경우 그 신뢰도가 더욱 높은 것으로 평가하고 있다. 본 연구대상에 대해서도 WindSim이나 Meteodyne_WT 소프트웨어 활용해 그 결과를 상대비교해본다면 더욱 신뢰성 있는 연구가 될 것이다.

참고문헌

- [1] Schwartz, M., George, R., & Elliott, D. The Use of Reanalysis Data for Wind Resource Assessment at the National Renewable Energy Laboratory.
- [2] Kim, B. M., Woo, J. K., Kim, H. G., Peak, I.S., & Yoo, N. S. Validation Study of the NCAR Reanalysis Data for a Offshore Wind Energy Prediction. Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 32, No. 1, pp. 1-7, 2012
- [3] Rienecker, M. M., Suarez, M. J., Gelaro, R., Todling, R., Bacmeister, J., Liu, E. & Woollen, J., MERRA: NASA's Modern-era Retrospective analysis for Research and Application. Journal of Climate, Vol. 24, No. 14, pp. 3624-3648, 2011
- [4] Song, Y., Kim, H. G., Byeon, J. H., Peak, I. S., & Yoo, N. S., A Feasibility Study on Energy Production of the Offshore Wind Farm using MERRA Reanalysis Data. Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol 35, No. 2, pp 33-41, 2015
- [5] Prediction of Annual Energy Production of Wind Farms in Complex Terrain using MERRA Reanalysis Data. Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 34, No. 2, pp.82-90, 2014
- [6] 김현구, 2008, “남한 풍력자원 잠재량의 예비적 산정”, 한국태양에너지학회, Vol. 28, No. 6, 3
- [7] Park, M. H., Ko, K. N., & Huh, J. C., Wind Farm Design Considering Turbulence Intensity on Complex Terrain, Journal of the Korea Solar Energy Society, Col. 33, No. 6, 2013
- [8] Lee, W. S., Hwang, Y. S., Peak, I. S., & Yoo, N. S., Assessment of Resources Predictions using Commercial Codes in Complex Terrains of Korea. Journal of Industrial Technology, Kangwon natl. Univ, Korea, No. 29 B, 2009

- [9] 배재성, 장문석, 주영철, 윤정은, 경남호, “남극 세종기지의 풍력자원 분석”,
Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 25, No. 3, pp. 53-60, 2005
- [10] Russel G. Derickson, Micheal Mcdiarmid, brad C. Cochran, Jon A. Peterka.
"Resolving difficult issues of wind power micrositing in complex terrain",
AWEA Global WINDPOWER 2004 Conference, Chicago, Illinois, 2004
- [11] 경남호, 윤정은, 허종철, 장돈순. “복합지형에서의 WAsP 예측성 평가”,
Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 23, No. 1, pp. 39-47, 2003
- [12] 김석우, 김현구, “남극 세종기지에서의 풍력자원 국소배치 민감도 분석”,
Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 27, No. 4, pp. 1-9, 2007
- [13] 경남호, 윤정은, 장문석, 장동순, 허종철, “복합지형에서의 WAsP 예측성 향
상 연구”, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 23, No. 4, pp.
21-27, 2003
- [14] Anthony J. Bowen, Niels G. Mortensen, "WAsP prediction errors due to Site
orography", Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark, December 2004
- [15] 윤광용, 유능수, 백인수, “복잡지형에 대한 WAsP의 풍속 예측성 평가”, 한
국 풍력에너지학회 추계학술대회 논문집, 2008.
- [16] Niels G. Mortensen, Anthony J. Bowon, Ioannis Antoniou, "Improving
WAsP Prediction in (TOO) Complex Terrain", European Wind Energy
Association, March, 2006
- [17] 변수환, 고경남, 허종철, “행원 풍력발전단지 WAsP 적용 및 평가”, Journal
of the Korean Solar Energy Society, Vol. 24, No. 3, pp. 1-7, 2004
- [18] 오현석, 고경남, 허종철, “제주 북동부지역을 대상으로 한 WindPRO의 예측
성 평가”, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 29, No. 2, pp.
22-30, 2009
- [19] 고월, 김병수, 이중혁, 백인수, 유능수, “MERRA 재해석 데이터를 이용한 중
국 동하이대교 풍력단지 에너지발전량 예측”, Journal of the Korean Solar
Energy Society, Vol. 35, No. 3, pp. 1-8, 2015
- [20] 경남호, 윤정은, 장문석, 장동순, “한반도해역의 해상풍력 자원평가”, Journal
of the Korean Solar Energy Society, Vol. 23, No. 2, 2003

- [21] Niels g. Mortensen, Anthony J. Bowen. Joannis Antoniou, "Improving WAsP Predictions in (TOO) Complex Terrain", Wind Wnergy Department, Riso National Laboratory, Mechanical Engineering Department University of Canterbury Christchurch, New Zealand, 2007
- [22] BTM wind report, "World Market Update2013: Internatioal Wind Energy Development · Forecast 2014-2018.
- [23] WindPRo user's manual and help. <http://www.emd.dk>.
- [24] Meteodyn WT user's manual and help, <http://www.emd.dk>.
- [25] 한국풍력산업협회 홈페이지 <http://www.kweia.or.kr>

감사의 글

직장생활을 병행하면서 2년 6개월 동안의 산업대학원 생활은 처음 예상했던 것 보다 훨씬 더 많은 어려움이 있었다. 연일 계속되는 회사업무에 지친 몸을 이끌어 학업에 열중하기에는 육체적으로 한계에 부딪힐 때도 많아 포기하고 싶은 순간도 많았습니다. 풍력특성화 대학원의 여러 학우 여러분과 특히, 지도 교수님이었던 허종철 교수님의 사려깊은 배려와 관심이 없었다면 애초에 불가능한 일이었을 지도 모른다는 생각이 됩니다. 대학원 생활을 마무리하고 졸업논문은 심사받는 현 시점에서 현안 상황이 발생할 때마다 지도교수님의 세심한 가르침이 가장 먼저 생각나는 이유도 그런 이유일 것이다. 무엇도보다 지난 시간동안 관심 가져 주신 지도교수님의 따뜻한 배려에 감사드립니다. 또한 금번 졸업논문을 준비하면서 누구보다 관심으로 지도해주시고 많은 시간을 할애해 주신 고경남 교수님께도 감사를 드립니다. 바쁘신 일정 중에도 본인의 졸업을 위해 주말에도 시간을 할애해 주시면서 지도해주시는 열정에 다시 한 번 감사의 말씀을 드립니다.

또한 본 논문에 사용된 WindPRO 프로그램에 대해 상세히 지도해 준 풍력대학원의 주범철 연구원과 신동헌 연구원께도 감사한 마음을 전합니다. 본업에 바쁜 일정 속에서도 프로그램 사용법에서부터 도출결과의 신뢰성을 함께 검토해 주신 세심한 관심에 감사드립니다. 더불어 풍력대학원 학과 사무실에서 근무하시는 선생님들께도 지난 대학원 교과과정동안 세심히 학사일정을 챙겨 주심을 감사드립니다.

업무 공백 없이 논문작성을 하고자 했으나 논문 준비에 소요되는 시간동안 옆에서 지원해 주신 남부발전의 같은 팀 동료들에게도 감사드립니다. 여러모로 주변 사람들의 지원이 있었기에 졸업논문까지 준비할 수 있는 기회를 가지게 되어 감사드리고 앞으로 기회가 된다면 풍력 산업현장에서 근무하면서 도움주신 모든 분들에게 감사한 마음을 조금이나마 보답하고자 국내 풍력 산업 발전을 위해 미약하지만 최선을 다하겠습니다.

산업대학원 수업이 야간과정으로 진행되어서 가정에 소홀할 수밖에 없었던 점도 미안하면서도 고맙게 생각합니다. 개인적으로는 대학원을 다니면서 결혼을 하게 되었고 두 아이의 아버지가 되어 무엇으로도 형언할 수 없는 기쁨을 누렸지만 대학원 과정으로 인해 다소 소홀했던 시간은 평생 살아가면서 보답하겠습니다.

2016년 2월

신 인 규