

풍력발전단지의 예측이용율과 실제이용율 비교분석에 관한 연구

고 병 옥, 문 승 재*, 유 호 선**†

한국중부발전(주), *한양대학교 기계공학부, **승실대학교 기계공학과

Comparison between Expected and Actual Capacity Factors of a Wind Farm

Byung-Euk Koh, Seung-Jae Moon*, Hoseon Yoo**†

KOREA MIDLAND POWER CO.,LTD, Seoul 135-791, Korea

*School of Mechanical Engineering, Hanyang University, Seoul 133-791, Korea

**Department of Mechanical Engineering, Soongsil University, Seoul 156-743, Korea

(Received September 8, 2010; accepted January 21, 2011)

ABSTRACT : This study shows the comparison between expected and actual capacity factors of a wind farm through wind resource analyzation. The expected capacity factor comes from an 'automatic weather system' run by the Korean national weather service and a 'meteorological mast' run by a project owner. Based on this comparison and analysis, the importance of meteorological mast micro-siting and selection of wind turbine class and type, will be studied along with presenting important implications for wind farm expansion and development.

Key words : wind resources, availability factor, capacity factor, turbulence intensity

1. 서론

최근 국가별 에너지확보를 위한 소리없는 전쟁과 함께 각 기업별로 지속가능한 성장을 위한 청정에너지 개발경쟁이 심화되는 등 기존 화석연료를 중심으로 한 에너지 패러다임이 녹색에너지를 중심으로 재편되고 있다. 이에 발맞추어 전 세계 신재생에너지 보급 및 확대는 각국의 신재생에너지 장려정책 및 연구 개발 등과 더불어 급속한 성장세를 보이고 있다. 98%의 에너지를 외국에서 수입하고 있는 에너지 빈국인 우리나라에서는 '저탄소 녹색성장'을 국정 최우선 과제로 선정함과 동시에 신재생에너지 산업기반마련을 위한 발전차액지원제도를 통한 자발적인 형태의 보급에서 2012년에는 의무적으로 일정량을

신재생에너지로 발전해야 하는 신재생에너지 의무비율할당제를 통해 적극적인 신재생에너지 확대에 큰 노력을 기울이고 있다. 특히 풍력발전은 국가선정 3대 신재생에너지 핵심 전원 중 하나로 바람이 우수한 강원도와 제주도를 중심으로 활발한 사업개발이 이루어지고 있다.

본 연구에서는 풍력발전단지 사업개발과 타당성조사 시 가장 중요한 풍황을 정확하게 예측하고 건설예정지역에 적합한 풍력발전단지를 구성하기 위하여 기상청에서 설치한 자동기상측정장치와 풍력발전소 내에 설치된 풍황계측타워에서 측정한 바람데이터로 풍황, 난류강도 및 이용율을 예측하고 이를 실제 설비 이용율과 비교분석하였다. 이를 통해 풍력발전단지 개발시 핵심 고려사항인 풍황계측타워의 위치 선정과 적합한 난류강도가 반영된 풍력발전 주기기 선정의 중요성에 대해 알아봄으로써 향후 활발한 풍력발전단지 확대 및 사업개발에 있어 중요한 시사점을 제시하고자 한다.

† Corresponding author

Tel: 82-2-820-0661; Fax +82-2-820-0668

E-mail address: hsyoo@ssu.ac.kr

2. 국내 풍력발전 시장현황 및 정책

우리나라의 신재생에너지 보급률은 국내 총 에너지량 대비 2005년 기준으로 2.13%를 차지하고 있으며 2008년 기준으로는 2.43%를 차지하고 있다. Fig. 1에는 2008년을 기준으로 한 우리나라의 신재생에너지 전원별 공급비중을 나타내고 있다. 수력발전이 72.6%로 대부분을 차지하고 있으나 우리나라 신재생에너지 통계에는 5 MW 이상의 대수력발전이 포함되어 있으므로 국제기준을 적용할 경우 순수 신재생에너지 전원중에는 풍력발전의 비중이 높은 것을 확인할 수 있다. 풍력발전은 국토면적이 좁고 3면이 바다로 둘러싸인 우리나라의 특성을 고려하면 향후 해상풍력의 보급과 더불어 그 비율은 더 높아질 것으로 예상된다.

우리나라 각 지방자치단체에 의해 설치되어 운전 중인 풍력발전소는 2010년 2월 기준으로 총 40기이며, 총 설비용량은 29.495 MW 이다. 대부분 외국산 기자재를 이용하여 연구용으로 설치된 풍력발전단지로 용량이 작고, 강원도와 제주도에 집중되어 있다. 시범단지용으로 운전 중인 지방자치단체의 발전단지와 달리 민간자본에 의해 건설되어 운영 중인 발전설비는 2008년을 기점으로 투자수익 확보를 위한 상업용 발전단지로 건설되기 시작하였으며, 2010년 2월 기준 총 170기, 316.7 MW 설비가 운전중에 있다. 하지만 풍력발전기 성능인증을 위하여 설치된 효성, 한진산업 및 유니스의 풍력발전기를 제외하면 대부분의 설비가 베스타스(Vestas), 미쓰비시(Mitsubishi) 그리고 약시오나 등 외국산 기자재이다.

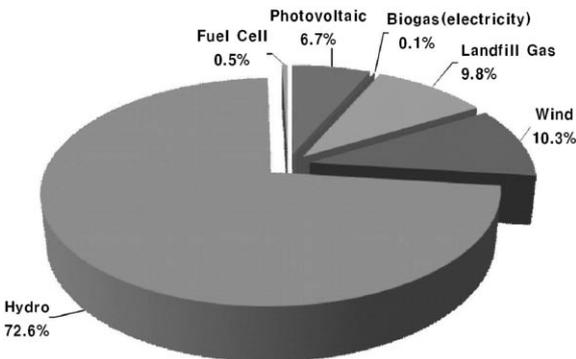


Fig. 1. Portion of renewable resources in Korea of 2008.⁽¹⁾

우리나라의 신재생에너지 정책을 살펴보면 지금까지는 발전차액지원제도를 기초로 초기 시장형성단계에 머물러 있지만 2012년부터는 발전사업자가 의무적으로 발전량의 일부분을 신재생에너지로 발전해야 하는 신재생에너지 의무비율할당제 시행을 기점으로 공급율이 크게 늘어날 전망이다. 2010년 9월 17일 개정된 “신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법 시행령과 시행규칙”에 따라 500 MW 이상의 발전설비를 보유하고 있는 14개 발전회사는 2012년부터 전년도 발전량의 2%를 의무적으로 신재생에너지로 발전해야 하며 이 비율은 2022년에는 10%까지 늘어날 예정이다. 이를 통해 국내 신재생에너지 설치용량은 향후 크게 성장할 것으로 예측된다. 특히, 풍력발전은 기술개발 난이도와 개발기간 및 설비용량을 고려하였을 경우 가장 능동적으로 신재생에너지 의무비율할당제에 대응할 수 있는 최적의 전원이 라고 할 수 있다. 이에 더하여 풍력발전은 신재생에너지 전원중 유일하게 화석연료를 사용하는 기존의 화력발전소에서 생산된 전력의 가격과 비슷한 수준의 그리드 패리티(grid parity)에 도달한 전원이므로 경제성 확보가 용이하여 향후 폭발적인 성장세를 보일 것으로 예상된다.

3. 양양풍력발전단지 개요

3.1 양양풍력 주기기

본 연구의 연구대상인 양양풍력발전단지는 강원도 인제군 기린면 진동리에 위치하고 있으며 Fig. 2와 같이 양양양수발전소 상부댐 양단에 1.5 MW급 2기



Fig. 2. Complete view of a Yangyang wind farm.

Table 1 Yangyang wind turbine specification

Manufacturer		Acciona Wind Power (Spain)	
Model		AW77-1500 GL II	
Rated output(kW)		1,500	
Designed wind speed (m/s)	Cut in	4	
	Rated	11.8	
	Cut out	25	
Rotor	Hub height(m)	80	
	Diameter(m)	77	
	Rotation speed(rpm)	14.4~18.3	
Generator	Type	Induction generator	
	Rotation speed(rpm)	900~1,450	
	Rated rotation speed(rpm)	1,320	
Gearbox	3 stage helical gear		
Output control	Pitch control		
Turbine class	IEC Class II A		

가 설치되어있다. 양양풍력발전단지의 주기는 스페인 악시오나사의 AW77이고 동국 S&C와 제일 EMD사에서 단지설계, 주기기 공급 및 설치공사를 수행하였다. 2005년 7월 25일 착공하여 2006년 6월 30일 준공하였으며 풍력발전을 통한 녹색 청정에너지 생산뿐만 아니라 UN에 청정개발체제(CDM : Clean Development Mechanism) 사업으로 등록되어 연간 5,395톤의 이산화탄소를 절감하고 있다. 이에 따라 2010년 10월 29일 유럽기후거래소(ECX : European Climate Exchange) 기준 탄소배출권 거래단가인 12.46 €/CO₂톤을 적용하였을 경우 발전 수익 외에도 약 1억5백만원/년의 수익을 추가로 얻을 수 있다.

양양풍력 주기기의 세부사항은 Table 1과 같다. 출력이 발생되기 시작되는 시동풍속(Cut-in speed)은 4 m/s이고 주기기 보호를 위한 정지풍속(Cut-out speed)은 25 m/s이며 정격출력인 1,500 kW가 발전되는 풍속은 11.8 m/s부터 정지풍속인 25 m/s까지이다. 풍력발전기의 허브높이와 로터의 회전지름은 각각 80 m와 77 m이고 피치제어방식을 통해 출력을 제어한다. 풍력발전기의 표준형식은 IEC Class II A 등급이 선정되었다.

3.2 풍황계측장치

본 연구에서는 풍력발전단지 인근 자동기상측정장치와 풍력발전단지 내에 설치한 풍황계측타워를 활용하여 이용율을 예측하였다.

용하여 이용율을 예측하였다.

풍황계측타워의 풍속계와 풍향계는 주기적으로 전 문기관의 교정을 거쳐 측정기 오차를 최소화하였다. 기상청에서 설치한 자동기상측정장치는 10 m 높이에 풍속계와 풍향계가 설치되어있고 2 m 높이에 온도계와 압력계가 설치되어 있다. 풍황계측타워는 30 m에 풍속계와 풍향계가 15 m 높이에 풍속계가, 2 m 높이에 온도계와 압력계가 설치되어 있어 허브높이로 풍속 환산시 다른 높이의 값들을 상호 활용하여 실제 풍속과의 오차를 최소화할 수 있다.

4. 풍황분석 및 이용율 예측

4.1 풍황계측 및 이용율 예측과정

풍력발전단지의 건설 및 경제성분석을 위해서는 다른 발전원의 연료에 해당하는 풍황계측과 분석을 정확하게 수행하여 오차범위를 최소화해야 한다.

풍황계측 과정은 다음과 같다. 기상청 관측자료와 구글어스 등의 인터넷 전자지도를 활용하여 풍황이 우수하고 주위 지형지물이 단순하면서 산의 능선부와 같이 풍력발전에 적합한 지형을 선정한다. 이후 풍력발전단지 개발이 가능할 것으로 예상되는 지점을 선택한 후 현장조사를 실시한다. 현장조사를 통해 접근도로와 인근 민가와와의 거리 및 조사부지내 나무의 식재형태 등을 통해 풍황계측타워 설치 가능 여부를 확인한다. 현장 조사결과를 통해 풍황계측이 가능할 것으로 판단되면, 설치와 관련한 세부측량을 실시하고 관련 기관으로부터 인허가를 취득하여 풍황계측타워를 설치한다. 이후 최소 1년간의 풍황계측을 통해 주기적으로 데이터를 취득하고, 풍황계측타워를 유지 및 관리하여 풍황측정이 동일한 조건하에 이루어 질 수 있도록 한다. 이처럼 연속적인 데이터를 이용한 모델링을 통해 풍력발전단지 연간발전량과 이용율을 예측한다.

이용율 예측은 크게 풍속측정, 허브높이 풍속으로 환산, 풍력발전기 출력산출, 연간발전량 산출 및 이용율 산출 등의 과정으로 이루어진다.^[2]

10 m 높이의 자동기상측정장치와 30 m 높이의 풍황계측타워를 통해 측정된 풍속은 실제 출력 및 에너지로 변환될 풍력발전기 허브높이인 80 m로 환산하여야 한다. 계측기 높이에서 허브높이로의 환산을 위해서는 멱 법칙(power law)이 사용된다.

$$V_z = V_h \times \left(\frac{z}{h}\right)^{\frac{1}{n}} \quad (1)$$

여기서, V_z 와 V_h 는 지상으로부터 높이 z, h 에서의 풍속을 나타내며 $1/n$ 은 멱지수를 나타낸다. n 값은 지형에 따라 구분되며 매우 평탄한 지형에서의 n 값은 10, 초원에서는 7, 건물이 없는 도시에서는 4, 대도시 교외에서는 3, 대도시 중심에서는 2이다.

발전출력 P 는 단위시간당 에너지이므로 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$P = \frac{1}{2} \times \frac{dm}{dt} \times V^2 \quad (2)$$

여기서, dm/dt 은 질량유량과 같으므로 ρAV 로 변환할 수 있고 이를 dm/dt 에 대입하면, 풍력발전기 출력공식은 다음과 같다.

$$P = \frac{1}{2} \rho AV^3 \quad (3)$$

식 (3)에 의하면 풍력발전기 출력은 공기밀도인 ρ 와 로터의 회전면적인 A 에 비례하고 풍속 V 의 세제곱에 비례한다. 동일 지역에서 더 많은 출력이 높아지기 위해서는 블레이드 길이를 늘려서 로터의 회전면적을 가능한 크게하고, 동시에 풍속이 높은 지역에 풍력발전기를 설치하여야 한다. 풍력발전기의 출력은 풍속의 세제곱에 비례하므로 풍속이 높을수록 출력은 기하급수적으로 늘어난다.

실제 현장에 설치된 풍력발전기의 출력을 예측하기 위해서는 인증성능시험시 측정된 풍력발전기 출력곡선을 활용한다. 파워커브(power curve)라고도 불리는 이 곡선은 x축에 풍속 [m/s]을 표시하고 y축에는 출력 [kW]을 표시하여 풍력발전기의 풍속에 따른 실제출력을 산출할 수 있다.

일반적으로 특정 풍속에서의 출력을 나타내는 출력곡선을 산출하고나면 실제 해당풍속이 얼마나 자주 나타났는지를 나타내는 출현비율을 고려하여 연간발전량을 아래의 식 (4)와 같이 추정할 수 있다.

$$E_p = \sum_{V_{cut-in}}^{V_{cut-out}} [P(V) \times f(V) \times 8760] \quad (4)$$

여기서, $P(V)$ 는 풍속 V 에서의 생산전력 [kW]을 나타내고 $f(V)$ 는 풍속 V 의 출현율 [%]을 의미한다. 따라서 시동풍속에서 정지풍속 사이의 출력이 발생하는 풍속 각각의 출력과 출현율을 위의 식 (4)에 따라 구한 후 이 값들을 합하면 연간발전량(annual energy production)인 E_p 를 산출할 수 있다. 연간발전량이 산출되면 아래의 식 (5)를 통해 이용율(capacity factor) C_f 를 구할 수 있으며 R_o 는 풍력발전기의 정

격출력 [kW]을 나타낸다.

$$C_f = \frac{E_p}{8,760R_o} \quad (5)$$

이외에도 풍력발전단지 이용율에는 다양한 인자들이 영향을 끼치지만 특히 풍속, 가동율, 난류강도의 영향이 가장 크다.

가동율(availability factor) A_f 는 식 (6)과 같이 풍력발전기가 고장없이 운전을 할 수 있는 정도 [%]를 나타내는 것으로, 가동율이 높아진다고 반드시 이용율이 향상되는 것은 아니지만 가동율이 낮아지면 이용율은 낮아진다. 아래의 식에서 O_h 는 운전가능시간 [h]을 나타낸다.

$$A_f = \frac{O_h}{8760} \quad (6)$$

난류강도(turbulence intensity) T 는 최대풍속, 평균풍속과 함께 풍력발전기 주기기 등급을 선정하는데 사용되는 값으로 적절한 난류강도가 반영된 주기기 등급선정이 이루어지지 않을 경우 설비수명에 악영향을 끼침은 물론 잦은 고장을 유발하여 가동율을 떨어뜨리게 되고, 결과적으로 이용율이 떨어진다. 난류강도는 식 (7)과 같이 평균풍속 표준편차와 평균풍속의 비로 구한다.

$$T = \frac{\sigma_{10min}}{V_{10min}} \quad (7)$$

여기서, σ_{10min} 은 10분 평균풍속의 표준편차 [m/s]를 나타내고 V_{10min} 은 10분 평균풍속 [m/s]을 나타낸다.

4.2 자동기상측정장치를 이용한 풍황 및 이용율 예측

양양풍력발전소 인근에 위치한 자동기상측정장치에서 취득된 풍속과 풍향 등의 풍황데이터를 활용하여 양양풍력발전단지의 풍황과 이용율을 예측하였다. 모델링에는 덴마크 RISO연구소에서 개발하여 현재 전 세계에서 풍력발전단지 모델링으로 가장 많이 사용되고 있는 WAsP을 사용하였다.

자동기상측정장치의 데이터를 이용한 풍력자원 측정결과, 10 m 높이에서의 평균풍속은 2.85 m/s로 측

정되었으며 바람의 출현빈도가 가장 높은 방향은 남풍이다. 가동율을 90%로 가정한 이용율은 33.9% 이고 발전차액지원금액인 107.66 원/kWh을 15년간 적용하였을때의 내부수익율은 11.81%로 할인율 6%를 상회하여 경제성이 있는 것으로 예측되었다.

4.3 풍황계측타워를 이용한 풍황 및 이용율 예측

WindPRO와 WAsP 모델링을 통하여 분석한 풍황 분석 결과, 양양풍력 1호기와 2호기의 평균풍속은 허브높이에서 5.4 m/s와 5.8 m/s로 예측되었으며 이는 사업타당성여부를 판단하는 일반적인 평균풍속 6 m/s에는 약간 못 미치는 풍속이다. 풍력발전기의 가동율을 100%로 가정했을 경우의 이용율은 20.8%로 분석되었으며 이를 실제 양양풍력발전단지 가동율인 84.7%를 적용하여 예측한 이용율은 17.6%로 실제 이용율인 20.0%와는 큰 오차를 보이지 않음을 알 수 있다. 이를 통해 계측기 높이가 높은 풍황계측타워가 설치되지 않았음에도 불구하고, 풍황계측타워가 단지내에 설치됨에 따라 오차가 적은 데이터를 수집할 수 있었고, 주위 지형지물의 영향이 적절하게 반영된 풍황을 계측하였기 때문에 비교적 실제이용율과 유사한 이용율을 예측할 수 있었다고 분석된다.

4.4 풍황계측타워를 이용한 난류강도 예측

풍력발전기 등급의 결정은 Table 2와 같이 최대풍속, 평균풍속 및 난류강도의 값에 따라 정해진다. 예측된 난류강도 값이 이 기준을 넘어서면 설비수명과 가동율 확보를 위해 한 단계 더 높은 등급으로 제작하여야 한다. 측정된 풍황과 예측된 값들이 IEC Class I 등급을 만족시키지 못한다면, 해당지역에 맞는 별도의 풍력발전기를 S(special) 등급으로 설계하고 제작하여야 설비수명이 보장되며 가동율 저하를 막을 수 있다.

난류강도는 풍황계측타워를 통해 측정된 풍속을 통해 구할 수 있으며 양양풍력 주기기 등급은 IEC Class II A 이다. 이는 설계 및 예비타당성 조사시 극한풍속

은 42.5 m/s를 넘지 않았고, 평균풍속은 8.5 m/s를 넘지 않았으며 풍속 15 m/s에서의 난류강도 값은 18%를 넘지 않는 지형이라는 것을 의미한다. Table 2의 V_{ref} 는 측정기간중 10분 평균 최대풍속을 의미하고 V_{ave} 는 10분 평균풍속, I15 는 15 m/s 풍속에서의 난류강도 값을 나타낸다.

풍황측정타워에서 측정된 데이터를 이용하여 실제 허브 높이와 동일한 80 m에서의 난류강도 값을 산출하기 위한 모델링 결과, 풍속 14.5 m/s에서의 난류강도 값은 각각 21%와 19.8%로 나타났다. 이는 풍력발전기 등급을 결정하는 풍속 15 m/s로 환산하면 그 값이 약간 낮아지는 것을 감안하더라도 양양풍력발전기 선정시 적용된 IEC Class II A 의 기준값인 18%를 크게 상회하는 값이다. Fig. 3과 같이 양양풍력에 적용된 IEC Class II A 기준치와 1, 2호기 난류강도 값을 동시에 비교해보면 실제 난류강도 값들은 기준치를 크게 상회하고 있는 것을 알 수 있다. 이는 양양풍력발전소의 지형이 매우 복잡하여 난류강도 값이 높은 바람이 허브높이까지 직접적인 영향을 끼치고

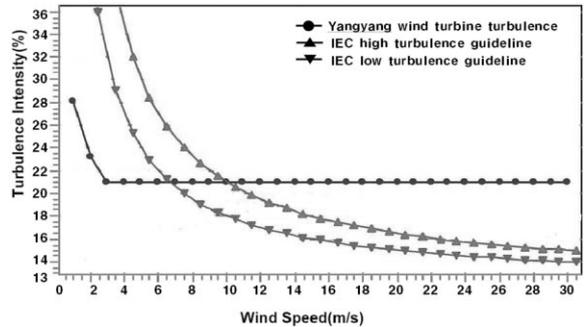


Fig. 3 Comparison between IEC guideline and turbulence intensity at hub height measured by meteorological mast.

Table 2 Wind turbine class⁽³⁾

Wind turbine class	I	II	III	IV	Special
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	30	Values to be specified by the designer
V_{ave} (m/s)	10	8.5	7.5	6	
A /15	0.18	0.18	0.18	0.18	
B /15	0.16	0.16	0.16	0.16	

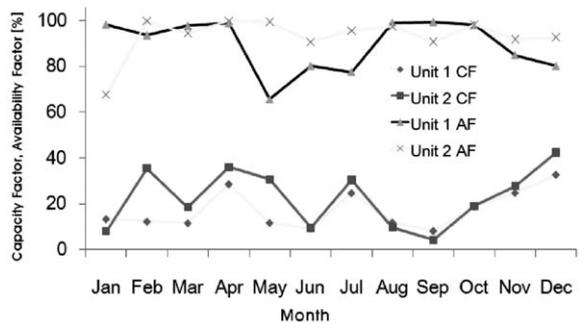


Fig. 4 Actual availability and capacity factor of unit 1 and 2.

있음을 보여주는 것이다.

5. 실제이용율 분석 및 예측이용율과의 비교 분석

5.1 실제이용율 분석

양양풍력 1호기와 2호기의 설비이용율과 가동율을

Fig. 4에 나타내었다. 가동율은 발전을 할 준비가 되어있는 상태의 정도를 나타내는 것이므로 가동율이 낮아지면 이용율이 낮아지는 것을 확인 할 수 있다. 실제 설비이용율과 가동율을 세부적으로 분석해보기 위해 풍력발전기가 정지한 사유를 살펴보면 Table 3과 같다.

1호기는 블레이드 고장에 따른 제작사의 하자정비를 위하여 약 40시간 정지하였으며, 장기간이 소요되

Table 3 Analyzation of wind turbine outage

Classification	Unit 1				Unit 2				Sum			CF loss (%)	
	no	Outage time	Outage days	loss (%)	no	Outage time	Outage days	loss (%)	no	Outage time	Outage days		
R e s e t	January	7	98	4.1	0.24	2	31	1.3	0.09	9	129	5.4	0.17
	February	7	102	4.3	0.25	7	104	4.3	0.31	14	206	8.6	0.28
	March	0	0	0.0	0.00	3	41	1.7	0.12	3	41	1.7	0.06
	April	1	8	0.3	0.02	3	43	1.8	0.13	4	51	2.1	0.07
	May	1	14	0.6	0.03	1	4	0.2	0.01	2	18	0.8	0.02
	June	0	0	0.0	0.00	0	0	0.0	0.00	0	0	0.0	0.00
	July	12	167	7.0	0.40	2	32	1.3	0.10	14	199	8.3	0.27
	August	1	7	0.3	0.02	2	19	0.8	0.06	3	26	1.1	0.03
	September	1	4	0.2	0.01	0	0	0.0	0.00	1	4	0.2	0.01
	October	1	14	0.6	0.03	0	0	0.0	0.00	1	14	0.6	0.02
	November	0	0	0.0	0.00	0	0	0.0	0.00	0	0	0.0	0.00
	December	8	115	4.8	0.28	3	22	0.9	0.07	11	137	5.7	0.18
Subtotal		39	529	22.0	1.27	23	296	12.3	0.89	62	825	34.4	1.11
Trouble	Blade	1	40	1.7	0.10	0	0	0.0	0.00	1	40	1.7	0.05
	Yaw gear	1	432	180.0	1.04	0	0	0.0	0.00	1	432	18.0	0.58
	V contactor	0	0	0.0	0.00	1	48	2.0	0.14	1	48	2.0	0.06
	Rotary joint	0	0	0.0	0.00	1	120	5.0	0.36	1	120	5.0	0.16
	Blade motor	0	0	0.0	0.00	1	288	12.0	0.87	1	288	12.0	0.39
Subtotal		2	472	181.7	1.14	3	456	19.0	1.38	5	928	38.7	1.24
Overhaul	A level	1	120	5.0	0.29	1	120	5.0	0.36	2	240	10.0	0.32
	C level	1	56	2.3	0.13	1	64	2.7	0.19	2	120	5.0	0.16
Subtotal		2	176	7.3	0.42	2	184	7.7	0.56	4	360	15.0	0.48
etc	Public complain outage	1	280	11.7	0.67	1	290	12.1	0.87	2	570	23.8	0.76
Subtotal		1	280	11.7	0.67	1	290	12.1	0.87	2	570	23.8	0.76
Sum		44	1457	60.7	3.5	29	1226	51.1	3.7	73	2683	111.8	3.6
Availability Factor		83.4%				86.0%				84.7%			
Capacity Factor		17.4%				22.6%				20.0%			
Maximum Capacity Factor		20.9%				26.3%				23.6%			

는 A급 계획예방정비와 단기간이 소요되는 C급 계획 예방정비를 위해 1호기와 2호기 각각 176시간과 184시간 정지하였다. 이처럼 주기기 공급사의 하자 사항과 계획예방정비에 의한 불가피한 정지를 제외하고 요 기어(yaw-gear), 브이 컨택터(v-contactor), 로터리 조인트(rotary joint), 블레이드(blade) 구동부 등의 고장에 의한 정지가 888시간이나 되었으며 이에 따라 2.42%의 이용율이 추가로 저하되었다. 그 외에도 현장에서 알람이 발생되었을 경우 중앙 제어실이 아닌 풍력발전타워 현장에서 알람을 리셋해야 함에 따라 발생한 시간지연으로 1호기, 2호기가 각각 529시간, 296시간 정지되었다. 양양풍력의 중앙제어실은 양수발전소 하부댐에 위치하고 있으나 풍력발전기는 상부댐에 위치하고 있어 현장리셋을 위해서는 차량으로 30분 이상을 이동해야 한다. 알람이 리셋되지 않을 경우 발전이 재개되지 않고, 정지된 상태로 있으므로 이용율이 리셋을 위한 시간지연에 따른 이용율 저하도 1, 2호기 합쳐 2.16%에 달하는 것으로 분석되었다.

풍력발전기 정지에 따른 손실이용율과 손실액은 다음과 같다. 양양풍력발전소는 발전차액지원제도에 의해 15년간 1 kWh당 107.66원의 수익을 올릴 수 있다. 이를 자세히 살펴보면 계통한계가격이 풍력발전 발전차액지원금액보다 높은 경우에는 계통한계가격을 받고, 계통한계가격이 발전차액지원금액보다 낮은 경우에는 107.66원/kWh을 보장받는 구조이다. 따라서 Table 4와 같이 예측된 손실액은 풍력발전 발전차액지원금액인 107.66원/kWh을 기준으로 예상한 최소 손실액이므로 실제 손실액은 이보다 더 크다고 할 수 있다.

위의 손실이용율은 양양풍력 실제 가동율인 84.7%를 기준으로 정지사유가 발생하지 않았을 경우와 비교한 이용율 감소분이다. 고장정비정지의 세부원인

을 살펴보면, ‘진동에 의한 알람(Vibration Monitor Alarm)’과 ‘피치각도 이상에 따른 알람(Pitch position different from pitch set point)’ 등에 의한 정지가 많이 발생하였고, 이는 난류강도가 높은 풍황의 특징이 반영된 결과라고 할 수 있다. 특히 양양풍력발전단지에서는 우리나라 풍력발전단지 1세대로 대부분의 유지정비를 제작사에 의존해야 하는 형태이고 전문적인 풍력발전 엔지니어가 육성되지 않은 상태여서, 고장정지 발생시 원인 분석에 장기간 소요됨은 물론 제작사와의 하자처리에 관한 합의가 오래 소요되어 정지시간이 더 길어지게 되었다. 많은 국내기업들이 한국형 풍력발전기를 개발하기 위하여 많은 노력을 기울이고 있음에도 불구하고, 대부분의 기자재는 외국산이어서 자재공급에 장기간 소요되는 것 또한 정지시간이 길어지고 가동율과 이용율이 낮아지게 된 원인으로 분석된다. 이는 제반 양양풍력발전단지의 문제뿐만 아니라 국내 운전중인 풍력발전소가 당면하고 있는 큰 문제로서, 향후 풍력발전 전문엔지니어를 육성하고, 운전 및 유지정비의 경험과 노하우를 습득하여 기자재 국산화 및 정지시간 최소화를 위한 유지정비 전략이 요구된다. 현재까지는 운전, 유지정비 경험 부족으로 고장이 발생한 경우 이를 통해 고장정비 사례를 습득하고 있는 실정이다.

5.2 실제이용율과 예측이용율 비교

Table 5는 예측이용율과 실제이용율을 비교하여 보여주고 있다. 실제 양양풍력발전단지의 연간 가동율 84.7%를 동일하게 적용하였을 경우의 이용율을 비교해보면 풍황계측타워에서 측정된 데이터를 모델링한 이용율 예측치는 17.8%로 실제이용율인 20.0%와 큰 오차를 보이지 않았지만 자동기상측정장치에서 측정된 데이터를 모델링한 이용율 31.9%와는 큰 오차를 보이는 것을 확인할 수 있다. 또한 실제 설비가동율은 일반적으로 경제성 분석시 적용하는 가동율인 90%에 크게 못미치는 84.7%를 나타내었는데, 이는 직접적인 이용율 저하의 원인중 하나로 볼 수 있다. 자동기상측정장치에서 측정된 예측이용율은 큰 오차를 보이지만 풍황계측타워에서 측정된 예측이용율은 실제 이용율과는 큰 차이를 나타내지 않은 이유는 풍황측정장치 설치위치가 풍력발전단지 내에 위치함으로 인해 자동기상측정장치와는 달리 실제 풍력발전단지의 지형지물과 풍황을 적절히 반영하여 예측할 수 있었고, 전문검증기관의 교정을 거친 풍황계측 전용장치를 사용하였으며 적절한 난류강도가 반영된 주기기를 모델링시 반영하였기 때문

Table 4 Loss by reduced capacity factor.

Reasons of outage	Capacity factor loss [%]	Loss(W)
Reset delay	0.94	26,554,275
Bi-week overhaul	0.09	2,574,960
Planned overhaul	0.41	11,587,320
Unplanned outage	0.76	21,372,168
Public complaint outage (higher harmonic wave)	0.65	18,346,590
Sum	2.85	80,435,313

풍력발전단지의 예측이용율과 실제이용율 비교분석에 관한 연구

Table 5 Comparison of expected and actual wind resources study 요약할 수 Fig. 5 Wind map of meteorological mast and automatic weather system.

Classification	Expected from AWS	Expected from MM	Actual	Ramarks
Capacity factor [%]	31.9	17.8	20.0	AF 84.7%
Internal rate of return [%]	11.81	4.4	4.4	Discount rate 6%
Main wind direction	South	West	West	
Measurement place	4.5 km far from wind farm	In the wind farm		
Availability factor [%]	90(assumption)	90(assumption)	84.7	

으로 요약할 수 있다.

Fig. 5는 기상청 자료를 바탕으로 우리나라의 풍속 분포를 나타낸 풍황지도이다. 음영이 진할수록 풍속이 높은 지역으로 예측된다는 의미이다. A 지점은 풍황계측타워가 설치된 지점이고, 아래에 표시된 B 지점은 자동기상측정장치이다. 두 측정지점간의 거리는 약 4.5 km이지만, 기상청에서 예측한 풍속분포를 보면 음영의 차이가 나는 것을 통해 풍속분포가 다르다는 것을 알 수 있으며, 앞 장에서 살펴본 것처럼 두 지점 인근 지형의 복잡성이 다르기 때문에 상당히 큰 오차가 발생하였다고 할 수 있다.

이용율에 차이가 발생한 두번째 이유는 기상측정장치와 풍황계측타워의 차이에 있다. 기상측정장치는 전국의 기후를 관측하여 기상자료로 참고하는데 설치목적이 있기 때문에 풍속계와 풍황계의 정확한 교정이 이루어지지 않은 채 장기간 계측이 이루어진다. 높이도 10 m로 낮기 때문에 측정된 풍속과 풍황의 영향을 80 m 허브높이로 환산할 경우 오차가 커질 수밖에 없는 구조적인 시스템을 가지고 있다. 이에 반하

여 풍황계측타워는 풍력발전단지 개발을 위한 목적으로 설치된 것이므로 정확한 데이터의 취득을 위해 풍속계와, 풍황계 등을 검증기관을 통해 교정받은 후 사용하므로 오차를 최소화할 수 있다. 그리고 계측타워의 높이도 30 m 이므로 자동기상측정장치의 10 m와 비교하여 허브높이로 환산시 실제 풍황과의 오차를 작게하여 예측하는 것이 가능하며 풍황계측타워의 높이를 허브높이와 가까운 높이로 설치할수록 실제 풍황과의 차이는 더욱 작아질 것이다.

오차가 발생한 마지막 원인은 적절한 난류강도가 반영된 주기기 선정이 이루어지지 않음에 따른 가동율 저하이며 이는 직접적인 이용율 저하의 원인이 된다. 난류강도 값은 복잡한 지형일수록 크게 나타나며 고도가 증가할수록 감소하는 것이 일반적이다. 지형이 복잡할수록 일정한 속도의 바람이 꾸준하게 불지 않아 풍속의 표준편차 값이 커지기 때문에 난류강도 값이 높아지는 것이고, 고도가 증가할수록 주위 지형 지물의 영향을 많이 받지 않기 때문에 난류강도 값은 작아지는 것이다. 모델링을 통한 양양풍력발전단지의 난류강도는 매우 높은 값을 보인다. 높은 난류강도는 풍력발전기에 피로하중을 가중시키며, 정격출력에서는 풍력발전기의 풍력을 감소시키는 등의 악영향을 끼친다. 이는 곧 가동율 저하의 직접적인 원인이 되어 이용율 감소를 초래한다.

6. 결론

본 연구에서는 기상청에서 설치한 자동기상측정장치와 풍황계측타워를 통해 측정된 바람데이터를 이용하여 풍황을 분석하고 이용율을 예측해보았다. 이를 실제이용율과 비교해보면 자동기상측정장치 예측치와는 약 59.5%의 큰 오차가 발생하였지만 풍황계측타워 예측치와는 약 11%의 비교적 크지 않은 오차가 발생하는 것을 확인할 수 있었다. 이를 통해 향후 국내 풍력발전단지 개발시 신뢰성 있고 정확한 사업

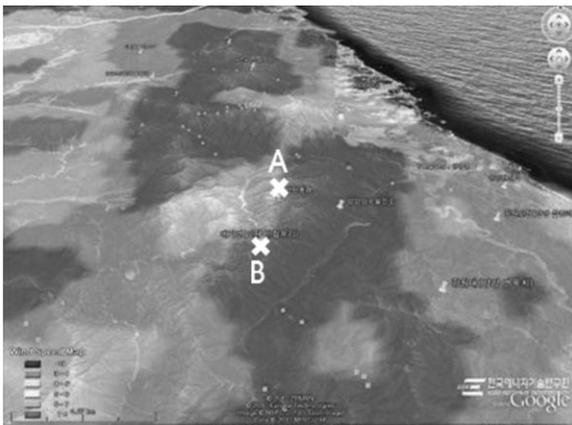


Fig. 5 Wind map of meteorological mast and automatic weather system.

타당성 분석을 위한 고려요소를 확인하고, 다음과 같은 결론을 얻을 수 있었다.

- (1) 풍력발전단지 개발시 기상청 자동기상측정장치에서 측정한 데이터 및 분석결과는 실제 풍력발전기 허브높이로 환산시 오차가 크고 건설예정부지의 지형지물이 정확히 반영되지 않아 실제 이용율과는 큰 오차를 나타내므로 최초 예비타당성 조사시 참고용으로만 활용하여야 한다.
- (2) 풍력발전단지 인근 계측데이터와 실제 발전단지 내 계측 데이터를 비교해본 결과 신뢰성 있는 풍황자원 분석과 이용율을 예측하기 위해서는 개발예정단지내에 풍황계측장치를 설치하고 지형지물의 영향을 적절히 반영하여 예측하여야 한다.

- (3) 풍력발전단지 내 풍황에서 최대한의 에너지를 산출하여 최대 출력으로 발전함과 동시에 이용율 저하를 방지하기 위해서는 난류강도 값이 정확히 반영된 적절한 풍력발전 주기기 등급을 선정하여 가동율을 높여야 한다.

참고문헌

1. 에너지관리공단 신재생에너지센터, 2010, “2008년 신재생에너지 보급통계”, pp. 4-5.
2. 허종철 · 고경남 역, 2006, “풍력공학입문”, 초판, 서울 : 문운당.
3. IEC, 2005, “International standard : wind turbine 61400-1 ed.3”, pp. 21.