

[논문] 한국태양에너지학회 논문집

Journal of the Korean Solar Energy Society

Vol. 27, No. 1, 2007

행원 풍력발전단지에서 풍력발전시스템의 운전특성

고경남*, 강문종**, 허종철***

*제주대학교 청정에너지사업단(gnkor2@cheju.ac.kr), **제주대학교 기계공학과 대학원(kmj0608@cheju.ac.kr),
***제주대학교 기계에너지시스템공학부(jchuh@cheju.ac.kr)

Operational Characteristics of Wind Turbine Generator Systems in Hangwon Wind Farm

Ko, Kyung-Nam*, Kang, Mun-Jong**, Huh, Jong-Chul***

* Clean Energy Education Center, Cheju National University(gnkor2@cheju.ac.kr),
** Dept. of Mechanical Engineering, Graduate school, Cheju National University(kmj0608@cheju.ac.kr),
*** Faculty of Mechanical Energy System Engineering, Cheju National University(jchuh@cheju.ac.kr)

Abstract

This paper reveals both the operational situation and the cause of the error occurred in wind turbine generator system of Hangwon wind farm in Jeju island. The four wind turbines were selected for this work, and the monitored period was for six months. Wind resource in the wind farm was analyzed, and the estimated energy production was compared with the actual energy production. As a result, with a decrease of system error, the estimated energy production was in good agreement with the actual energy production. The errors occurring in components such as gearbox and hydraulic motor affected the Availability of the wind turbine. Also, poor external conditions such as a strong wind, lightning and gust caused a standstill of wind turbines.

Keywords : 풍력발전단지 (Wind farm), 풍력자원 (Wind resource), 설비 가동률 (Availability), 설비 이용률 (Capacity Factor), 풍력터빈 발전량 (Wind turbine production)

기 호 설 명

I : 난류강도 (%)
 σ : 표준편차 (m/s)
 a : 기울기 파라메타 (slope parameter)
 V_{hub} : 허브높이에서의 풍속 (m/s)

1. 서 론

지구온난화에 따른 기상이변에 대처하기 위하여 국제사회는 권고적 성격의 의무를 부과하는 기후변화협약이 그 실효성에 의문이 제기되자, 구속적 의무부과를 규정하는 교토의정서를 채택하였다. 2005

접수일자:2006년 12월 12일, 심사완료일자:2007년 3월 5일

년 2월에 교토의정서가 발효되면서 2013년부터 우리나라도 온실가스 의무감축국으로 편입될 가능성이 높다. 더욱이 화석연료의 고갈 및 고유가에 대한 대책이 논의되면서 세계 각국은 신재생에너지 개발에 박차를 가하고 있다.

그 중에 청정에너지원으로 각광 받고 있는 풍력은 그 설비용량이 전 세계적으로 약 60,000MW (2005년 기준)에 이르고 있으며, 2010년까지 매년 평균 16.4 %씩 증가할 것으로 전망되고 있다¹⁾. 또한 풍력에너지 산업이 최근 5년 동안 평균 20.5 %의 성장을 보인 것은 세계 각국이 풍력발전을 통하여 신재생에너지를 개발하려는 노력을 보여 준다.

우리나라도 세계의 흐름에 발맞춰 풍력관련 기술 개발 및 풍력발전시스템 보급에 박차를 가하면서 제주 행원 풍력발전단지, 영덕 풍력발전단지, 최근에 준공된 대관령 풍력발전단지 등에 전국적으로 약 172MW(2006년 10월 기준)가 설치되어 운전되고 있으며, 이 가운데 600kW 이상 중대형 발전기가 전체 용량의 대부분을 차지하고 있다. 그러나 이들 대부분은 외국산 풍력발전시스템으로, 고장이 잦아 가동 중단 시간이 늘어나면서 신재생에너지 설비 보급에 한계를 보이고 있다²⁾. 현재 우리나라에 설치되어 있는 대부분의 풍력발전기는 덴마크 VESTAS사의 풍력발전시스템이다. 따라서 국내에는 시스템 고장 시 적절히 대처하여 다시 운전 가능하도록 할 수 있는 전문 정비요원이 별로 없다고 볼 수 있으며, 주로 제작사의 전문 기술진에게 유지보수, 점검 등을 의뢰하고 있다. 최근에는 제작사의 전문교육을 직접 이수하며 조금씩 기술을 익혀나가는 곳도 있으므로, 운전 및 유지보수 기술 확보가 매우 중요한 시점이라 할 수 있다.

따라서 본 연구에서는 우선 제주 행원지역 기상 측정마스트로부터 얻은 풍황 데이터를 분석하여, 그 지역의 풍력자원 특성을 파악한다. 그리고 행원 풍력발전단지에 설치된 기종 중 VESTAS사의 풍력발전시스템을 대상으로 모니터링을 통해 얻은 고장 발생 기록내용을 조사하고, 자주 발생하는 시스

템 고장에 대한 원인을 분석하여 풍력발전단지 운영 기술 확보에 일조하고자 한다.

2. 행원 풍력발전단지 개요

행원 풍력발전단지는 제주특별자치도 제주시 구좌읍 행원리에 위치하고 있으며, 단지 내에는 VESTAS 및 NEG-Micon 기종으로 총 15기, 9.795MW가 설치되어 있다. 45m 기상측정마스트가 해안가에 설치되어 있으며, 이로부터 풍황 데이터를 수집하여 분석하였다.

그림 1은 DGPS-53 수신기로 측정한 각 풍력발전기와 기상측정마스트의 정확한 위치 좌표를 디지털지도에 입력한 결과이다³⁾. 전체적으로 행원지역에 설치된 풍력발전기는 먼저 설치된 1호기에서 9호기까지는 행원지역의 해안가를 따라 배치되어 있으며, 나중에 설치된 10호기에서 15호기까지는 내륙 쪽에 배치되어 있다.

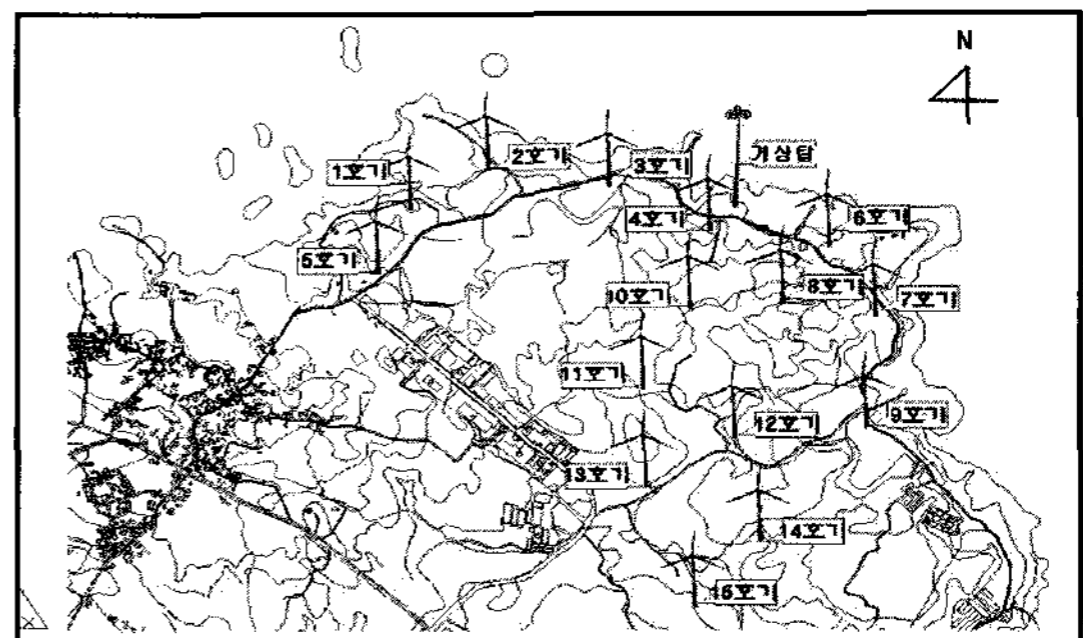


그림 1. 제주 행원 풍력발전단지의 시스템 위치도

행원 풍력발전단지의 시스템 운전특성을 조사하기 위하여 단지 내의 풍력발전기 15기 중 VESTAS사의 600kW급 2기(1, 2호기)와 660kW급 2기(4, 15호기)를 연구대상으로 선정하였고, 시스템 제원은 표 1과 같다. 또한 VESTAS사가 제공한 풍력발전시스템 모니터링 프로그램 (Vestas Remote Panel for Windows)으로 시스템 고장 데이터를 수집하였다.

3. 행원 풍력발전단지내의 풍황 자료 분석

풍력발전시스템의 운전특성을 분석을 하기 위하여 먼저 단지 내의 풍황을 분석하였다. 기상 데이터는 10분 평균 데이터를 이용하였으며, 풍력자원 측정기간 및 시스템 모니터링 기간은 2005년 4월 1일부터 9월 30일까지 6개월이다. 또한 바람데이터는 직접 관련 식⁴⁾에 적용하여 분석하였다.

표 1. VESTAS 풍력발전시스템의 제원

	V42 - 600kW	V47 - 660kW
발전기	3상 비동기식	3상 비동기식
로터 직경	42m	47m
허브 높이	45m	45m
날개 회전수	28.5 ~ 32 rpm	28.5 ~ 32 rpm
발전기동기회전수	1800 rpm	1800 rpm
시동 풍속	4 m/s	4 m/s
중단 풍속	25 m/s	25 m/s
제어 방식	pitch control	pitch control
전압 주파수	480V, 60Hz	690V, 60Hz

측정기간 중에 기상측정마스트의 45m 풍속계가 고장 났다. 그래서 멱법칙(Power law)⁵⁾에 따라 37.5m 와 30.0m 에서의 실측 풍속을 이용하여 멱지수를 구한 결과, 0.104를 얻었다. 이 값을 풍력발전시스템의 허브 높이인 45m에 적용하여 월별 평균풍속을 구하였고, 그림 2는 그 결과이다. 외삽에 따른 영향을 조사하기 위하여, 같은 방법으로 풍속계의 고장이 발생하지 않은 2006년 데이터를 분석한 결과, 실측 풍속과 외삽한 후의 값은 약 1.8 %의 상대오차를 보였다. 따라서 이 연구에서도 비슷한 정도의 상대오차가 예상된다.

그림 2에서 7월에 4.5 m/s로 가장 낮은 평균풍속을 보이고 9월에 가장 높은 6.6 m/s의 풍속을 보이고 있으며, 6개월간의 전체 평균풍속은 5.3 m/s이다. 9월에 높은 풍속을 보인 것은 그 기간에 태풍 나비(NABI)의 영향권에 있어 평균풍속을 상

회한 것으로 확인 되었다.

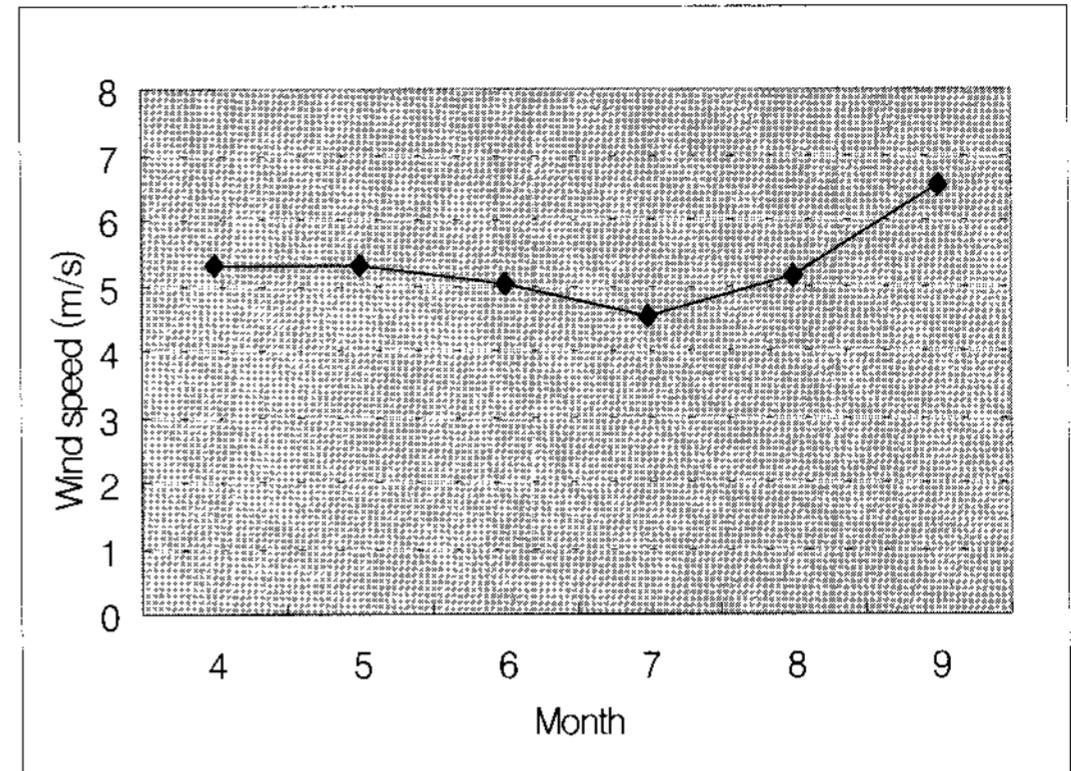


그림 2. 월별 평균풍속

그림 3은 측정기간 동안 45m에서의 바람장미를 나타낸다. 주 풍향은 북풍과 북북동풍으로 뚜렷하며, 약 78 %의 빈도수를 보이고 있다.

그림 4는 월별 평균풍력에너지밀도를 나타낸다. 평균풍속과 마찬가지로 7월에 123 W/m²으로 가장 낮고, 9월에 377 W/m²의 가장 높은 값을 보이고 있다. 또한 평균풍속과 비교할 때, 평균풍력에너지밀도가 월별로 차이가 심한 것은 풍력에너지밀도가 풍속의 3제곱에 비례하기 때문이다. 측정기간 동안 전체 평균은 224W/m²이었다.

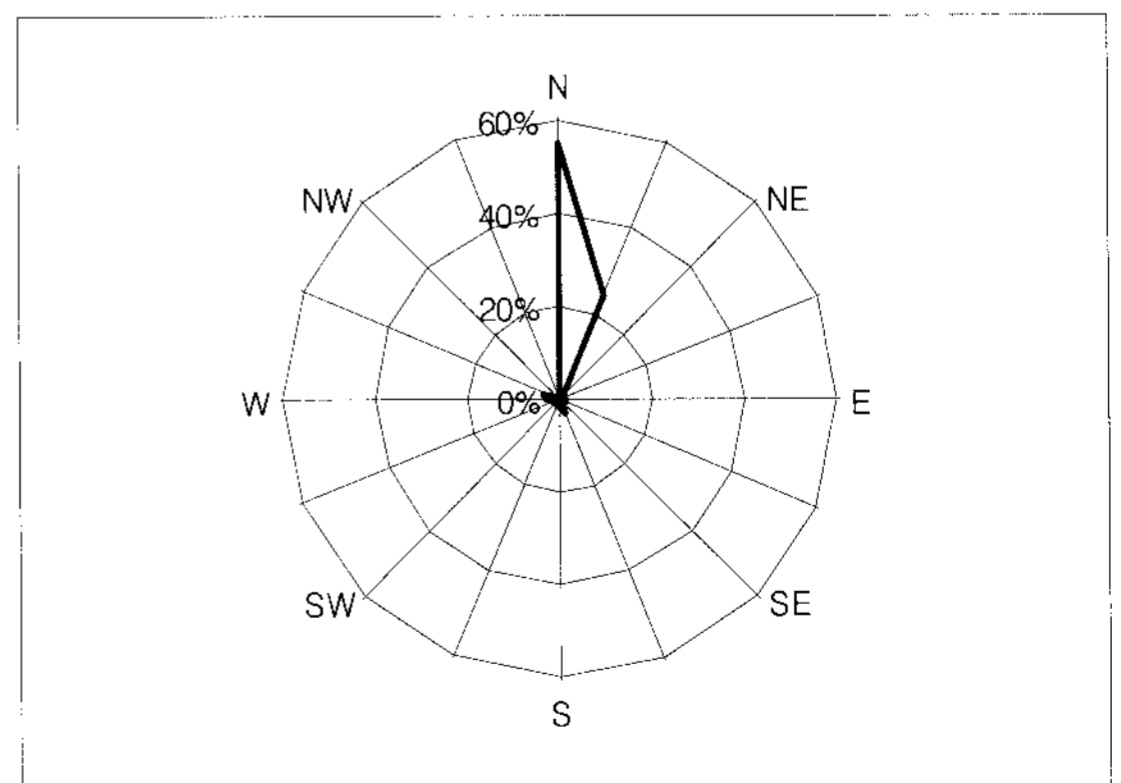


그림 3. 바람장미

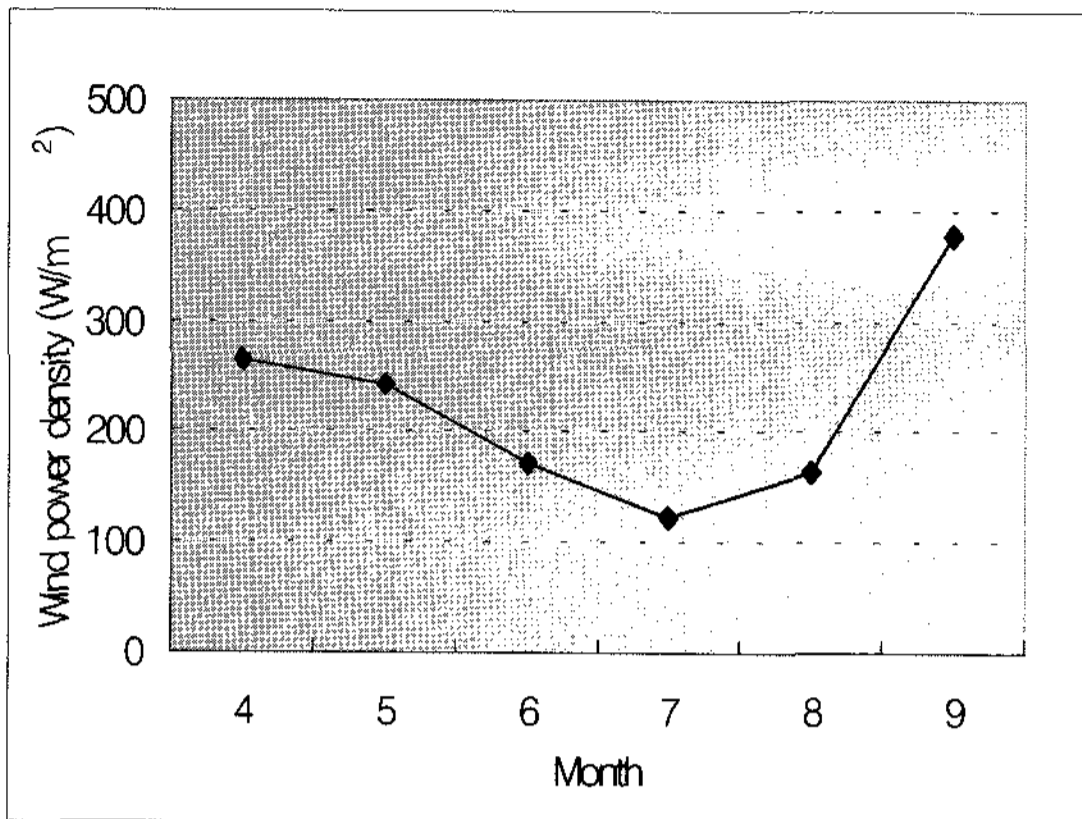


그림 4. 월별 평균풍력에너지밀도

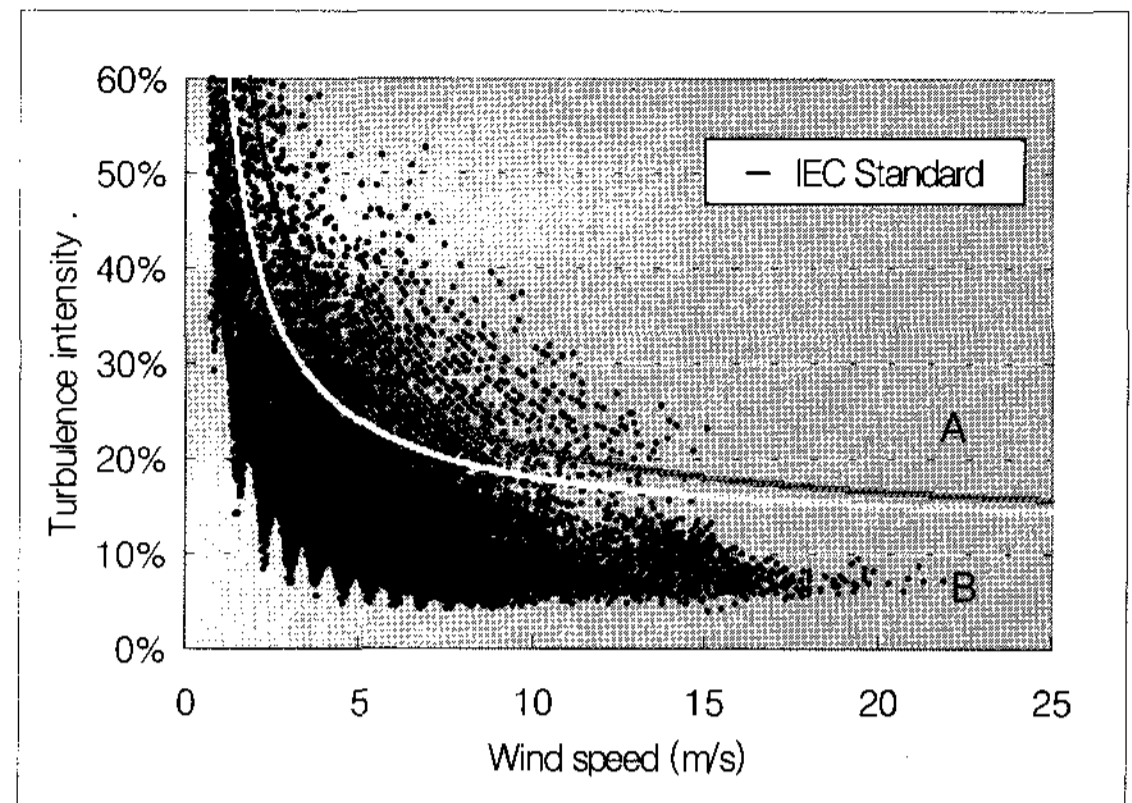


그림 5. 37.5m 에서의 난류강도

그림 5와 그림 6은 37.5m 와 30.0m에서의 난류강도를 나타낸다. 난류강도 I 는 다음 식으로 구하였다.

$$I = \frac{\sigma}{V} \quad (1)$$

여기서 σ 는 표준편차이고, V 는 각 높이에서의 10분 평균풍속이다. 난류특성을 분석하기 위해 IEC 61400-1 안전요구사항6)의 난류특성 값을 그림에 삽입하였다. IEC 규격에서 난류강도 I 를 정의하기 위한 표준편차 σ 는 다음 식과 같다.

$$\sigma_1 = I_{15} (15m/s + a V_{hub}) / (a + 1)a \quad (2)$$

여기서 a 는 기울기 파라메타(Slope parameter)이고, IEC 규격에서 제시된 값을 취한다. 그림에서 두 곡선에 의해 난류특성을 구분 할 수 있는데, A는 고 난류특성 구역을 나타내고, B는 저 난류특성 구역을 나타낸다. 두 그림에서 시동풍속인 4 m/s이상에서 난류강도의 평균값은 37.5m에서 12.7 %이고, 30.0m에서는 13.1 %이다.

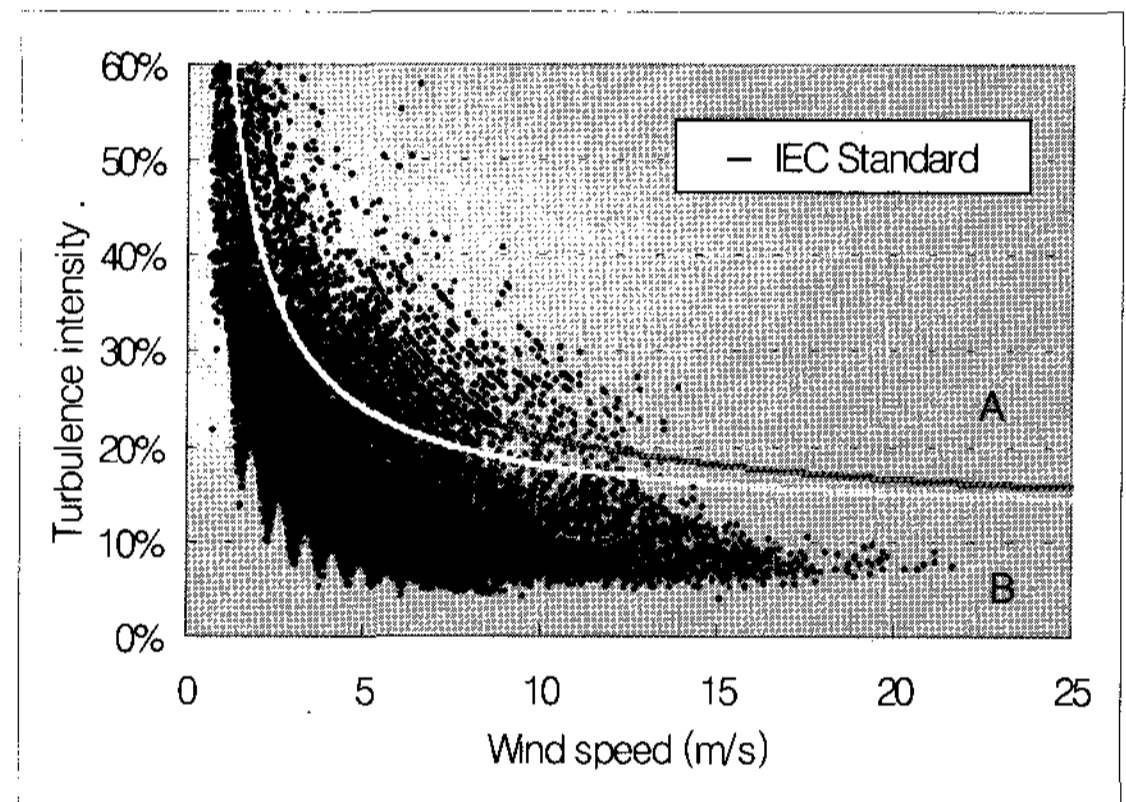


그림 6. 30.0m 에서의 난류강도

IEC 규격에서 풍력발전시스템 클래스를 정의할 때, 풍속 15 m/s에서의 난류강도 값으로 고 난류특성 및 저 난류특성을 구분한다. 두 그림에서 풍속이 15 m/s 및 그 이상에서의 난류강도 값들은 거의 모두가 저 난류특성인 B구역에 속한다. 고 난류는 저 난류보다 재료의 피로를 증가시키고, 터빈의 수명을 보다 감소시키므로⁴⁾, 측정기간 동안 풍력발전시스템들은 고 난류로 인한 악영향을 거의 받지 않으며 운전되었다고 할 수 있다. 또한 두 그림에서 난류강도 값들은 비슷한 분포를 보이고 있다.

4. 풍력발전시스템의 고장 영향 분석

시스템 고장을 논하기 전에, 우선 각 풍력발전시스템의 건설완료 시점을 파악할 필요가 있다. 1, 2호기는 1998년 2월에 같이 설치 완료되었고, 4, 15호기는 각각 1999년 3월, 2003년 4월에 설치 완료되었다.

풍력발전시스템의 발전량에 영향을 주는 여러 인자들 중 고장은 직접적으로 발전량에 영향을 미친다. 표 2는 각 풍력발전시스템의 월별 시스템 고장 횟수 및 고장시간을 나타낸다. 표에서 시스템별로 고장시간이 가장 긴 달의 수치를 음영으로 표시하였다. 또한 표에 아래 식과 같은 설비 가동률 (Availability)⁷⁾도 함께 나타내었다.

$$Availability = \frac{\text{총가동시간}}{\text{총운전시간}} \quad (3)$$

위 식에서 총 가동시간에는 고장, 정비, 점검 등에 필요한 운전휴지 시간을 포함하지 않는다.

1호기의 경우 고장으로 인한 시스템정지가 8, 9월에 집중되어 있음을 알 수 있으며, 2호기의 경우 7, 8, 9월, 4호기의 경우 8, 9월에 시스템 고장 시간이 긴 것을 알 수 있다. 가장 최근 설치된 15호기의 경우 현재 가장 짧은 시스템 고장 시간을 보이고 있다.

그림 7은 600kW 풍력터빈 1호기와 2호기의 예상 발전량과 실제 발전량을 나타낸다. 예상 발전량은 제작사가 제공한 출력곡선(Power curve)을 기초로 기상측정마스트에서 얻은 각 실측 풍속에 대응하는 발전량을 모두 합하여 구하였다. 1호기의 경우 9월에 높은 평균풍속에도 불구하고 실제 발전량과 많은 차이를 보이는 것은 표 2에서 확인되는 것과 같이 시스템 고장으로 정지해 있는 시간이 길기 때문이며, 2호기의 경우에도 7월에 실제 발전량과 예상 발전량이 많은 차이를 보이고 있는 것은 이 기간 동안 고장이 집중되었기 때문이다.

표 2. 각 시스템의 월별 고장횟수, 시간 및 설비 가동률

Month	1호기		2호기		4호기		15호기	
	no.	error time (h:min:sec)	no.	error time (h:min:sec)	no.	error time (h:min:sec)	no.	error time (h:min:sec)
05. 4	30	24:46:12	0	-	0	-	0	-
05. 5	33	20:14:36	1	2:26:58	1	24:41:44	1	2:27:01
05. 6	18	12:09:13	0	-	2	24:55:00	1	11:58:42
05. 7	12	2:13:00	9	182:58:51	4	47:58:28	3	0:14:08
05. 8	32	89:39:29	3	70:11:37	33	232:22:46	0	-
05. 9	43	152:16:14	2	71:07:01	5	94:16:38	5	0:40:13
Total	168	301:18:44	15	326:44:27	45	380:05:26	10	15:19:59
Avail.	93.1 %		92.5 %		91.3 %		99.7 %	

반면, 고장 시간이 짧거나 없을 때 오히려 예상 발전량 보다 실제 발전량이 높게 나온 경우도 있다. 예를 들면, 4월에는 1, 2호기 모두 예상 발전량 보다 실제 발전량이 높다. 이것은 후류의 영향으로 생각된다. 즉, 4월에는 시동풍속인 4 m/s 이상의 서풍 및 남풍계열의 바람이 각각 16.5 %와 6.4 % 불었음을 데이터로부터 확인 하였고, 이 바람들은 그림 1에 보이는 바와 같이 기상측정마스트에 도달하기 전에 여러 풍력터빈들의 후류의 영향을 받아서 풍속이 약화 되었다고 생각된다. 즉, 서풍과 남풍계열의 바람이 불 때에 후류의 영향을 별로 받지 않은 1, 2호기의 실제 발전량보다 후류의 영향을 받은 기상측정마스트에서의 예상 발전량이 적게 예측되었다고 생각된다.

2호기의 경우 9월에 높은 평균풍속과 함께 고장으로 인한 정지시간이 길지 않았음에도 불구하고 낮은 발전량을 보인 것은 풍력발전시스템의 하프 운전(half operation)으로 인한 결과이다. 즉, 9월에 2호기는 K700(Bypass contactor) 접촉면 불량으로 많은 전력을 받아들일 수 없어서 시스템 안정을 위해 정격출력 600kW의 시스템을 인위적으로 최대 300kW만 생산할 수 있도록 조치를 취

하여 많은 전력을 생산하지 못했다.

그림 8은 660kW 풍력터빈인 4호기와 15호기의 예상 발전량과 실제 발전량을 나타낸다. 4호기의 경우, 8, 9월에 전체 고장의 85 %가 이 시기에 집중되어 있어서 많은 발전 손실이 있었음을 알 수 있다. 15호기의 경우, 시스템 고장이 거의 없지만 후류의 영향을 받은 것으로 보이는 달은 예상 발전량보다 조금 낮은 실제 발전량을 보이고 있다.

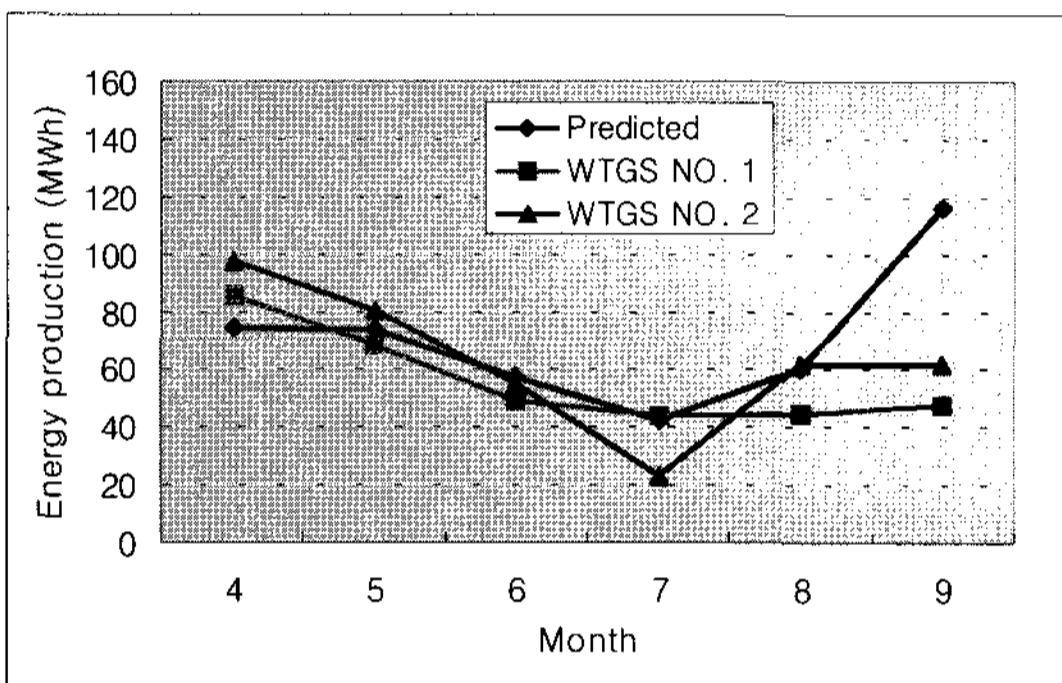


그림 7. V42-600kW 예상과 실제 발전량 비교

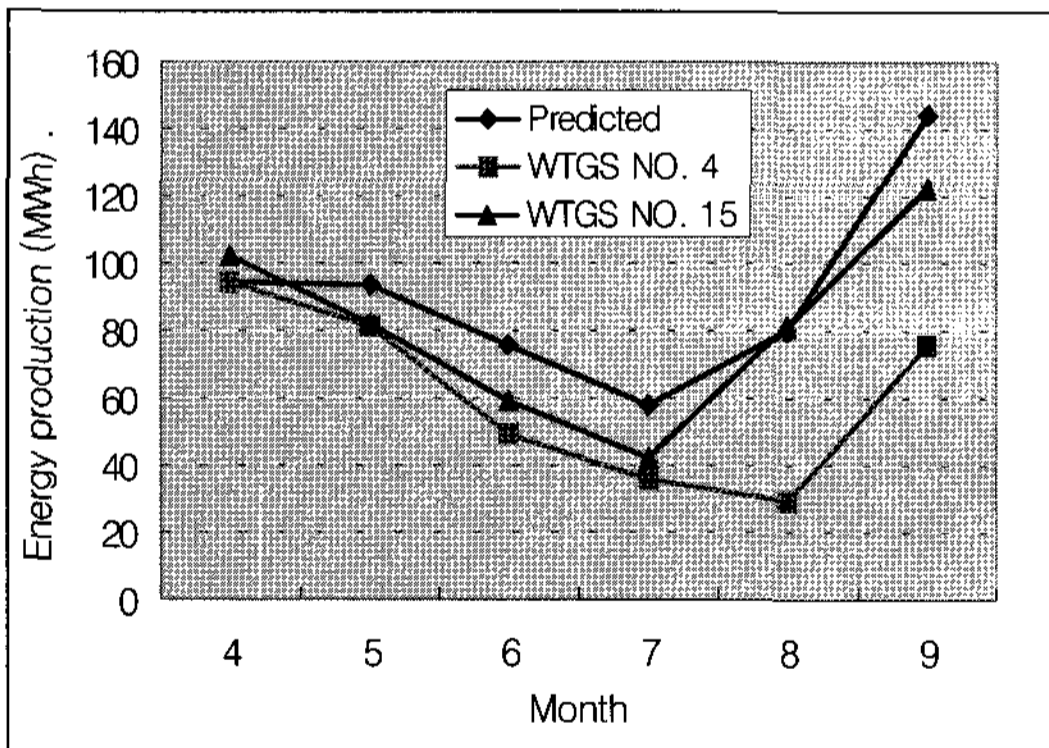


그림 8. V47-660kW 예상과 실제 발전량 비교

종합하면 대상 풍력터빈들은 90 %이상의 높은 설비 가동률을 보이는 가운데 시스템 고장이 발전량에 직접적으로 영향을 미치고 있음을 확인할 수 있다. 또한 후류의 영향으로 발전량이 감소함을 추정할 수 있다.

표 3은 측정기간 동안 풍력발전시스템의 예상 및 실제 설비 이용률 C.F.(Capacity Factor)를 나타낸다. 설비 이용률은 다음 식으로 구하였다⁵⁾.

$$C.F. = \frac{\text{실제 발전량}(kWh)}{\text{정격출력}(kW) \times \text{시간}(h)} \quad (4)$$

표 3. 각 시스템별 예상 및 실제 C.F. (%)

Month	예상	실제(600kW)		예상	실제(660kW)	
		1호기	2호기		4호기	15호기
05. 4	17.3	19.8	22.6	19.8	19.9	21.4
05. 5	16.5	15.3	18.0	19.1	16.6	16.7
05. 6	13.2	11.3	12.8	15.9	10.3	12.4
05. 7	9.6	9.8	5.1	11.8	7.2	8.5
05. 8	13.4	10.0	13.9	16.3	5.9	16.7
05. 9	26.9	11.0	14.2	30.4	16.0	25.7
Avg.	16.1	12.9	14.4	18.9	12.7	16.9

이 표에서도 예상 C.F.는 기상측정마스트에서 측정된 풍속과 제작사에서 제공한 출력곡선에 근거하여 계산되었다. 따라서 기상측정마스트가 풍력터빈의 후류의 영향을 받고, 동시에 대상 풍력터빈이 고장발생이 거의 없고 후류의 영향을 받지 않았을 때에는 예상 C.F.보다 실제 C.F.가 더 높은 결과를 보였다.

예상 발전량과 실제 발전량을 비교한 그림과 마찬가지로 시스템 고장이 많은 기간에는 예상 C.F.보다 낮은 실제 C.F.를 보이고 있으며, 시스템 고장 시간이 짧은 15호기의 경우 예상과 실제 C.F.가 비슷한 값을 보이고 있다. 이 연구의 연구기간은 한국의 기후 특성상 풍속이 비교적 낮은 기간이므로 1년 동안의 평균 C.F.를 구한다면 20 % 이상이 될 것으로 생각된다.

또한 660kW 시스템의 C.F.가 600kW 시스템보다 평균 2.8 % 큰 것은 시스템의 대형화에 따른 이점을 잘 보여주고 있는 예이다.

5. 시스템 고장원인 분석

덴마크 VESTAS 사에서 제공하는 모니터링 프로그램을 통해 분석 할 수 있는 것은 12개 분류로 나누어진 270여개의 고장 내용이다. VESTAS 풍력발전시스템 매뉴얼⁸⁾에는 시스템 고장에 관한 설명이 나와 있지만, 전문교육을 이수한 제작사의 정비요원이 현장에서 참고하는 수준이다. 즉, 설명이 매우 간단하여 아직 경험과 기술이 부족한 국내 정비요원이 아무 문제없이 현장에서 고장내용을 해석하여 적용하기에는 어렵다고 할 수 있다. 그러나 본 연구에서는 측정기간 동안의 고장내역을 모두 정리하였으며, 그 중 가장 고장시간이 긴 것부터 현장에서 그 원인을 조사하였다. 즉, 풍력발전단지 운영기술 확보를 위해 현장에서 VESTAS 매뉴얼을 참고하면서 시스템 고장원인을 조사하였다.

표 4는 모니터링 기간 동안 발생한 시스템 고장 기록을 정리한 것이다. 표에서 시스템별로 고장횟수가 가장 많거나 고장시간이 가장 긴 수치에 음영 표시를 하였다.

1호기의 고장기록 중 가장 많은 시간을 차지하는 것은 'Low gear oil pressure'이다. 이 고장은 5초 이상 기어박스의 오일압력이 저압일 때에 S412(압력스위치센서)에서 감지하여 풍력터빈을 잠시 멈추게 한다. 운전요원이 해당 풍력터빈에 직접 가서 기어박스의 오일압력이나 오일필터를 점검하여, 오일이 부족할 경우에는 보충하고, 오일필터가 오염됐을 경우에는 교환하여 재가동하여야 한다.

또한 고장횟수가 가장 많은 것은 'High gear temperature: __℃'이다. 이 고장은 기어내부의 온도가 20초 동안 80℃를 넘었을 때에 나타나는

표 4. 각 시스템 별 고장 횟수 및 고장시간

Error text	Wind turbine generator systems							
	V42 1호기(98.02)		V42 2호기(98.02)		V47 4호기(99.03)		V47 15호기(03.04)	
	No.	Error Time (hh:mm:ss)	No.	Error Time (hh:mm:ss)	No.	Error Time (hh:mm:ss)	No.	Error Time (hh:mm:ss)
Top CT __ missing (pos.)					1	(*)0:30:32		
CT3220 initial. error pos. _					1	0:30:33		
Extr. low voltage L: __ V	1	0:02:20	1	0:02:26	1	0:18:40		
ExEx low voltage L: __ V	3	3:11:47	3	2:48:35	2	17:56:57	6	3:12:38
Thermoerror yawmotor F__	2	25:58:49						
Low oil-level, hydraulic					1	88:24:05		
Thermoerror hydraulicmotor			1	58:21:56				
Hydr. Temperature high : __℃	1	(*)95:12:34						
Max. Windspeed acc. __ m			1	54:07:42			1	11:58:42
Low gear oil pressure	11	208:57:36						
High gear temperature: __℃	145	63:08:12			21	180:16:05		
Feedback = __, Brake	1	(*)78:03:15						
Error temp.sensor R __℃					11	92:39:06		
Feedback = __, Bypass contactor			1	0:28:38				
RCC timeout							1	0:01:00
Too many auto-restarts: __	4	(*)33:20:31			7	(*)87:08:01		
Emergency circuit open			2	70:38:27 (*)1:10:27				
External 24V power supply eq.			1	0:07:39				
WATCHDOG was not trigged							2	0:07:39
Trip Q Feedback error			5	140:09:08				
Total	168	301:18:44	15	326:44:27	45	380:05:26	10	15:19:59

고장이다. 고장 발생 시 잠시 멈춤(Pause) 상태가 되며, 기어내부의 온도가 정상 상태로 내려오면 자동으로 재가동 된다. 이 고장이 자주 발생하면, 오일이 오일냉각기를 통해 잘 흐르는지 점검해야 한다. 1호기와 4호기의 경우, 풍속이 약 10 m/s 이상의 강풍이 불 때에 이러한 고장이 발생하는 것으로 확인되었다. 정격풍속이 17 m/s인 것을 감안하면, 1호기와 4호기는 기어박스의 윤활계통 점검 및 기어의 기계적인 결함 유무를 점검하여야 할 것이다.

표에서 (*)로 표시된 것은 고장시간이 다른 고장시간과 겹쳐서 같이 나타난 경우이다. 예를 들면, 'High gear temperature: __℃'는 10회를 초과하여 고장이 기록되면, 'Too many auto-restarts: __'라는 고장이 기록되고, 시스템은 잠시 멈춤 상태가 된다. 이때 두 종류의 고장시간이 일부분 중복된 것이다. 결국, 'Too many auto-restarts: __'는 고장 발생 및 자동 재가동이 10회 이상 반복되면, 관리자의 확인 점검을 필요로 하는 고장이라고 볼 수 있다. 이 고장은 시스템을 원격(remote)으로 재가동 시킬 수 있다. 마찬가지로 'Low gear oil pressure'는 'Feedback = __, Brake' 및 'Hydr. Temperature high : __℃'와 고장시간이 일부분 중복되어 나타난 고장이다. 이러한 관계를 표에 화살표로 나타내었다.

2호기의 고장기록 중 가장 많은 시간과 횟수를 차지하는 것은 'Trip Q Feedback error'이다. 이 고장은 접촉기(Contactor)중 유압모터의 고장으로 피드백신호에 이상이 있을 때에 발생하였다. 유압모터를 멈추게 하기위하여 차단기(Q8)가 급히 작동한 것이다. 이러한 고장 시 풍력터빈은 비상정지하고 1분 후 정상상태가 되면 자동으로 재가동 된다. 특별한 경우, 운전요원이 직접 해당 풍력터빈의 비상 장치를 열어서 적절한 조치를 하여야 한다. 비상 장치를 열면, 'Emergency circuit open'이라는 고장 메시지와 시간이 기록된다. 이때에도 2종류의 고장발생 시간이 중복된 경우가 있다. 그

시간을 표에 화살표로 표시하였다.

4호기의 고장기록 중 가장 많은 시간과 횟수를 차지하는 것은 'High gear temperature: __℃'이다. 1호기와 마찬가지로 강풍이 불 때에 발생하였고, 이는 'Too many auto-restarts: __'와 일부 중복된 시간에 발생한 것을 확인하였다.

마지막으로 15호기에서 가장 긴 시간을 기록한 고장은 'Max. Windspeed acc. __m'이다. 이 고장은 돌풍이 불 때에 나타나는 것으로서, 시스템은 잠시 멈춤 상태가 되며, 원격으로 재가동 할 수 있다. 그러나 고장시간은 약 12시간으로 다른 호기에 비하면 매우 짧다고 할 수 있다. 고장 횟수가 가장 많은 것은 'ExEx low voltage L: __V'이다. 이 고장은 계통의 한 상이 80ms 동안 공칭 전압의 25% 이상 떨어졌을 때에 나타난다. 사람이 느끼지 못할 정도의 정전과 같이 순간적으로 전압이 크게 떨어졌을 때에 나타나는 고장인 것이다. 이는 조사결과, 낙뢰의 영향으로 밝혀졌다. 이 고장이 발생한 시점 중 2005년 7월 30일 21시 30분에서 22시 사이는 모든 기종이 비상정지 상태였음을 확인하였다. 이때의 낙뢰분포를 그림 9에 나타낸다⁹⁾. 행원지역은 제주도 북동쪽에 위치하고 있으므로, 이 때 행원지역에 집중적으로 낙뢰가 발생했음을 알 수 있다. 따라서 향후 낙뢰보호 대책이 요구된다.

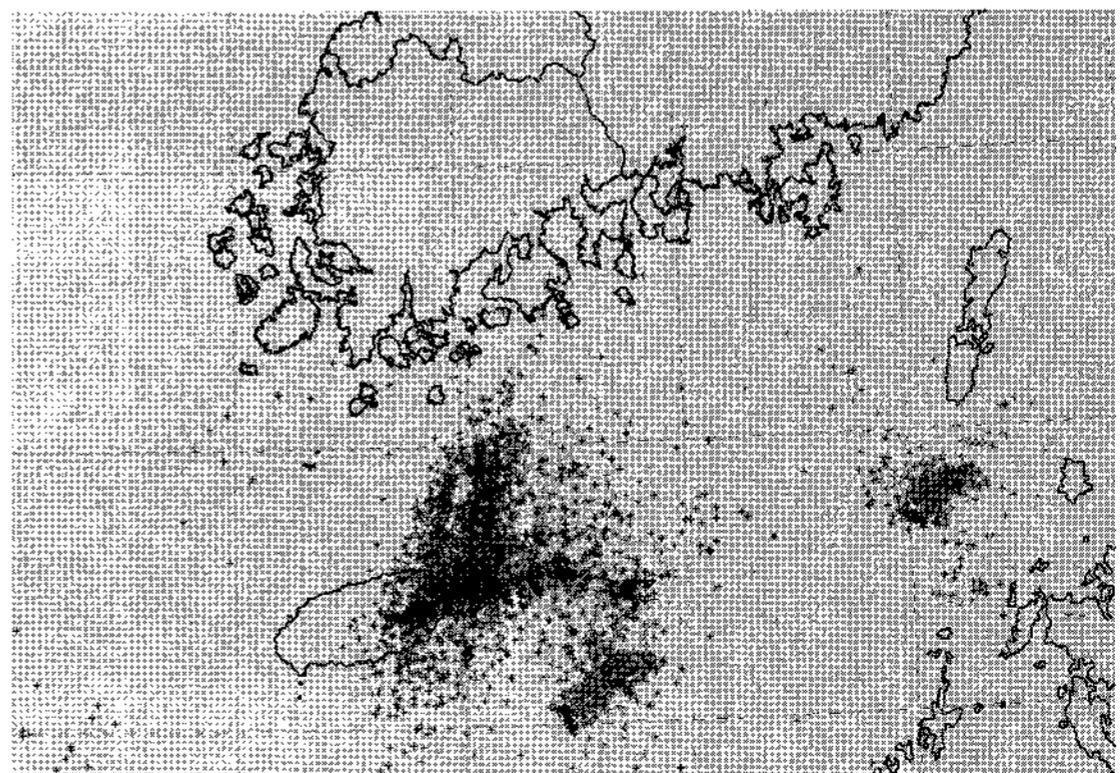


그림 9. 낙뢰분포 (2005년 7월 30일 21시 30분~22시)

6. 결 론

이 연구에서는 제주 행원 풍력발전단지에서 운전 중인 풍력발전시스템의 운전특성과 고장원인을 분석하였다. 시스템 고장이 많이 발생한 달은 예상 발전량 보다 훨씬 적게 전력이 생산되었고, 고장이 없거나 적은 달은 실제 발전량이 예상 발전량에 거의 근접하거나 오히려 조금 높았다. 따라서 적절한 시스템 감시 및 유지보수가 매우 중요하다. 또한 후류의 영향으로 발전량이 감소하는 것을 추정할 수 있었다.

기어박스, 유압모터 등 구성부품의 고장이 설비 가동률 및 이용률에 큰 영향을 미치고 있음을 확인하였고, 강풍, 낙뢰, 돌풍 등 기상조건 악화로 인한 시스템 정지를 확인할 수 있었다. 따라서 고장이 잦은 구성부품에 대한 유지보수기술 확보가 시급하고, 기상조건 악화에 대한 대책이 연구되어야 할 것이다.

후 기

이 연구를 위해 도움을 준 제주특별자치도 청정 에너지과 관계자 여러분과 행원 풍력발전단지 이양 구님께 감사드립니다.

참 고 문 헌

1. BTM Consult ApS, <http://www.btm.dk/>, 2006
2. 세계일보, 대체에너지 개발 용두사미?, <http://www.sedye.com/service5/view>, 2006. 5. 9
3. 변수환, 고경남, 허종철, 행원 풍력발전단지의 WAsP 적용 및 평가, 한국태양에너지학회, 제 24권 3호, 2004
4. J.F. Manwell, J.G. McGowan A.L. Rogers, Wind Energy Explained, John Wiley & Sons Ltd, 2004
5. 고경남, 허종철, 풍력공학입문, 문운당, 2006
6. IEC, Wind Turbine Generator Systems. Part 1: Safety Requirements, 2nd Ed., IEC 61400-1, 1999
7. IEC, Wind Turbine Generator Systems. Part 12: Wind Turbine Power Performance Testing, 1st Ed., IEC 61400-12, 1998
8. Vestas Wind Systems A/S, V42-600kW, V47-660kW Manual, 2004
9. 기상청, <http://www.kma.go.kr>