



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](#)

석사학위논문

Meteodyn WT를 이용한
제주 육상풍력단지 설계

제주대학교 대학원

풍력특성화협동과정

박 미 호

2014 년 2 월

목 차

List of Figures	iii
List of Tables	iv
Nomenclature	v
Abstract	vii
I. 서 론	1
1. 연구배경	1
2. 연구동향	2
3. 연구목적	4
II. 풍력발전단지 내의 후류 및 난류모델	5
1. 후류 효과	5
2. 후류의 발생원리 및 특성	6
3. 후류의 분류	10
4. 후류 및 난류 모델	12
1) Wake Model	12
2) Turbulence Model	20
III. 풍력단지 설계 S/W 및 분석대상	26
1. WindPRO	26
2. Meteodyn WT	26
3. 분석대상	27
1) 분석지역	27
2) 풍황자원분석	30
IV. 후류를 고려한 단지설계 방법 및 결과	35
1. 소프트웨어 검증	35
1) WindPRO	35
2) Meteodyn WT	38
2. 단지설계 방법	40
1) 기존의 단지설계 방법	40
2) 단지설계 방법 제안	40
3. 단지설계 결과	42
V. 결 론	47
참고문헌	49

List of Figures

Fig. 1 Wake effect.	5
Fig. 2 1D flow through an actuator disc.	6
Fig. 3 Wake velocity development for various α values [Sanderse, 2009].	9
Fig. 4 Velocity profile in the wake of a wind turbine.	10
Fig. 5 N.O. Jensen's wake model.	12
Fig. 6 Axisymmetric flow behind a wind turbine.	14
Fig. 7 Case of a wind turbine partially located in the wake cone generated of an other wind turbine.	15
Fig. 8 Eddy Viscosity Model.	16
Fig. 9 The added TI with the distance in the wake.	20
Fig. 10 Effect of the added TI to the effective TI.	21
Fig. 11 Factor taking wind velocity into account, β	22
Fig. 12 β for turbines in a row and a cluster.	22
Fig. 13 Gasiri site for wind farm with a contour by WindPRO	27
Fig. 14 Gasiri site for wind farm with a contour by Meteodyn WT	27
Fig. 15 The picture of Met. mast's location	30
Fig. 16 Illustration of Met. mast.	31
Fig. 17 The pictures of sensor installed on Met. mast..	31
Fig. 18 Wind rose of the measured data.	33
Fig. 19 Turbulence intensity of the measured data	33
Fig. 20 Jeju Samdal Wind farm.	35
Fig. 21 Predicted and measured TI (55m, 30°).	38
Fig. 22 Predicted and measured TI (55m, 60°).	39
Fig. 23 Flow chart for wind farm design considering TI.	41
Fig. 24 Initial layout on the AEP at 80m a.g.l.	42
Fig. 25 Final layout on the ambient TI at 80m a.g.l.	42
Fig. 26 Final layout on the AEP at 80m a.g.l.	44

List of Tables

Table 1 Wind power market in South Korea	1
Table 2 Loss categories and typical value	2
Table 3 Proportionally constant and exponent	24
Table 4 Properties of configuration for grid	28
Table 5 Gasiri site and type of wind turbine	28
Table 6 Met. mast properties	30
Table 7 Specification of sensors	32
Table 8 Scale & Offset value for sensors	32
Table 9 Description of each case	36
Table 10 Comparison between measured and simulated data	36
Table 11 TI and AEP of initial layout including wake impact in the case of 15m/s, 4D	44
Table 12 TI and AEP of final layout including wake impact in the case of 15m/s, 6D	45

Nomenclature

기 호	설 명	단 위
A	: 면적	$[m^2]$
A_∞	: 대기압에서의 유관의 면적	$[m^2]$
A_d	: 디스크에서의 유관의 면적	$[m^2]$
A_w	: 후류에서의 유관의 면적	$[m^2]$
C_{wake}	: 후류 감소 계수	
C_P	: 출력계수	
$C_{P_{max}}$: 최대출력계수	
C_T	: 추력계수	
D_{rotor}	: 로터에서의 직경	$[m]$
D_w	: 특정거리 X에서의 후류 직경	$[m]$
D_M	: 초기 속도 손실	
E	: 디스크가 흡수한 에너지	$[W]$
$I_{u_{mean}}$: 평균 난류 강도	
$I_{u_{ambient}}$: 주변 난류 강도	
$I_{u_{added}}$: 추가 난류 강도	
$I_{u_{representative}}$: 대표 난류 강도	
$I_{u_{standarddeviation}}$: 측정된 난류강도의 표준편차	
$I_{u_{rot}}$: 회전자에서의 난류 강도	
I_{park}	: 단지 난류 강도	
P	: 출력	$[W]$
K	: 비례상수	
S	: 회전자직경과 거리의 비	
T	: 디스크에 가해지는 추력	$[N/m^2]$
$U_{downwind}$: 회전자 후방에서의 풍속	$[m/s]$
U_{upwind}	: 회전자 전방에서의 풍속	$[m/s]$
U_∞	: 대기압에서의 풍속	$[m/s]$
U_d	: 디스크에서의 풍속	$[m/s]$
U_w	: 후류에서의 풍속	$[m/s]$
V_{hub}	: 허브에서의 풍속	$[m/s]$
X	: 회전자로부터의 거리	$[m]$
X_n	: 근접후류의 길이	$[m]$
a	: 축방향 유도계수	

c_1	: 무차원 혼합 길이	
c_t	: 분포 추력 계수	
h_H	: 허브 높이	[m]
k	: 후류 손실 상수	
l	: Prandtl의 혼합길이	
m	: 질량	[kg]
\dot{m}	: 질량유량	[kg/s]
p_d^+	: 디스크 직전 +압력	[N/m ²]
p_d^-	: 디스크 직후 -압력	[N/m ²]
r	: 반지름	[m]
z_{00}	: 등가 표면 거칠기	[m]
α	: 지수	
β_ν	: 풍속에 따른 가중치	
β_i	: 이격거리에 따른 가중치	
ρ	: 공기밀도	[kg/m ³]

Abstract

The investigation on wind farm design using CFD technique was carried out to reduce turbulence intensity in a wind farm then the design method for maximum Annual Energy Production, AEP, and minimum turbulence intensity was proposed with combination of WindPRO and Meteodyn WT.

Since the flow model of WAsP utilizes two dimensional linearized equation to calculate the wind resource, it can not be used steeper terrain than 15 degrees or more. To solve this problem, the commercial software Meteodyn WT was introduced in this study, which utilizes Navier-stokes equation with three dimensional coordinate to improve the accuracy of calculation of wind resource.

A potential wind farm in Gasiri of Jeju Island was selected where 55m-met mast data was collected for 31 months. The initial layout of wind turbines with maximum AEPs was derived using WindPRO which is mainly used for wind farm design in South Korea and is highly known to the wind industry around the world. Then the distribution of turbulence intensity on complex terrain of the potential wind farm was calculated and visible by Meteodyn WT. Based on the distribution, wind turbines were positioned manually. Three times iteration were performed additionally to find the positions where wind turbines have minimum turbulence intensity and maximum AEP. The distances between turbines were 5 rotor diameter, D, 6D and 7D, of which 6D was identified as the best layout for the purpose of this study.

As a result, wind turbines could be deployed at positions with 7.78% reduction in representative turbulence intensity and 2.23% increase in AEP. The final layout did not meet the category of higher turbulence intensity of 16% specified in IEC standards 61400-1 because of higher turbulence intensity at the potential wind farm surrounded by complex terrain.

It is necessary to take into account wake effect in wind farm design to obtain maximum AEP and avoid wind turbine failure in order to guarantee wind turbine's lifetime.

I. 서 론

1. 연구배경

풍력발전은 발전단가가 저렴하여 기존의 발전양식을 대체할 수 있는 유망산업 분야이다. 예를 들어 2007년 HSBC, Power for a new generation 보고서에 의하면 육상풍력 1kWh 생산에 €0.054의 비용이 소요되어, 석탄화력 €0.06 및 가스 화복합발전 €0.05와는 경쟁이 가능한 수준이다.¹⁾

년도	설비용량(KW)		발전량(M Wh)	증가율(%)
	신규	누계		
~ 99	3,345	3,345	5,839	
2000	1,500	4,845	16,685	45%
2001	1,980	6,825	12,590	41%
2002	3,750	10,575	14,881	55%
2003	3,480	14,055	24,865	33%
2004	23,390	37,445	47,442	166%
2005	28,000	65,445	129,888	75%
2006	109,350	174,795	238,911	167%
2007	21,150	195,945	375,641	12%
2008	105,250	301,195	436,034	54%
2009	50,900	352,095	680,228	17%
2010	21,250	373,345	812,356	6%
2011	33,000	406,345	857,235	9%
2012	76,300	482,645	911,463	19%
2013	9,000	491,645		
평균				54%

Table 1 Wind power market in South Korea

현재, 우리나라에 설치되어 운영 중인 풍력발전단지는 총 491.6MW로 2000년 이후 연평균 54%의 설비증가율²⁾을 보여주고 있으며, 전남 4GW, 서남해 2.5GW, 제주 2.0GW등이 정책 등을 펴고 있는 점을 감안할 때 가까운 미래에 1GW 용량이 국내에 설치되어 운전 될 것이라 생각된다. 이처럼 풍력발전단지가 증가하고 있지만, 단지설계 시 필요한 기술력 축적은 풍력기술 선도국에 비해 부족한 실정이다. 우리나라는 유럽에 비해 산악지역이 많으므로 풍력단지 설계 시 풍력시스템 후방에 생기는 후류영향으로 인한 풍황의 속도저감현상과 난류강도의 증가를 반드시 고려하여야 한다.

2. 연구동향

풍력단지의 타당성 조사를 진행할 때, 연간전력생산량(AEP : Annual Energy Production)은 프로젝트의 성공여부를 결정하는 중요한 인자이다. AEP를 정확히 예측하는 기술은 매우 중요하나 실제 신뢰성 있는 장기간 바람 데이터 습득이 어렵고 오랜 시간 동안 지속적인 연구가 필요하기 때문에 일부 대학에서 연구를 진행 할 뿐 많은 국내 풍력연구자들의 관심배제영역이 되어 왔다.

Table 2 Loss categories and typical value³⁾

Loss category	Low (%)	Typical (%)	High (%)
Wake effects	3.0	6.7	15.0
Availability	2.0	6.0	10.0
Electrical	2.0	2.1	3.0
Performance	0.0	2.5	5.0
Environmental	1.0	2.6	6.0
Curtailments	0.0	0.0	5.0
Total losses	7.8	18.5	37.0

현대의 풍력발전단지는 바람으로부터 에너지를 최대한 추출하여 최대의 전력을 생산할 수 있도록 개개의 풍력시스템을 최적의 위치에 배치하고 있다. 이러한 최적의 풍력시스템 배치를 위하여 흔히 풍력단지설계 전용 소프트웨어인 WAsP, WindPRO, WindFarmer, Metedyn WT, WINDSIM 등이 사용되고 있다. 그러나 풍력발전단지 내에서 전방에 위치한 풍력시스템에서 발생하는 후류로 인하여 후방에 위치한 풍력시스템의 출력을 감소시키게 된다.

Table 2는 실제 풍력발전기를 운전하면서 발생할 수 있는 전형적인 손실의 정도를 AEP에 대한 비율로 나타낸 것이다. 여러 가지 손실들 중 후류로 인해 생기는 손실이 가장 높다는 것을 보여주고 있고, 따라서 후류의 속도저감현상의 정확한 예측이 개개 풍력시스템의 정확한 AEP 예측으로 이어질 수 있다는 것을 시사하고 있다.

따라서 풍력발전단지 설계자는 후류를 중요한 인자로 고려하여 풍력발전단지를 설계해야 하며, 이를 통하여 각 풍력발전기 간의 배열간섭(Array interference)을 최소화하고 전력생산량을 극대화 시켜야 한다.

그 뿐만 아니라 단지 연구배경에서 언급하였듯이 난류강도에 대한 예측도 풍력시스템 배치 시 매우 중요한 인자이다. 단지 내 난류강도의 증가로 인해 발생하는 문제점으로는 풍력시스템의 각 부품들을 체결하는 볼트, 너트들이 정기점검 계획보다 빨리 헐거워져 비정기 점검 횟수가 증가하는 점과, 극한 하중 및 피로 하중의 증가로 인한 풍력시스템의 설계수명 보장이 어려워진다는 점이다. 이에

대한 대책 중 하나는 난류강도를 분석하여 풍력시스템 특정각도에서의 작동을
정지시켜 난류강도를 줄이는 Sector Management 전략을 대상 풍력발전단지에
적용시키는 것이다. 이러한⁴⁾ 전략이 최근 풍력단지 설계 시 난류강도를 줄이기
위해 사용되어 지고 있다.

3. 연구목적

풍력단지 설계 시 우리나라는 물론 세계적으로 널리 사용되고 있는 WAsP(Wind Atlas Analysis and Application Program)은 선형이론모델을 이용하여 풍력자원 분석을 수행하므로 난류강도를 고려한 풍력발전단지 설계를 수행하기에는 한계가 있다.⁵⁾ 특히 복잡지형에 위치한 풍력발전단지에 WAsP를 이용하여 풍력자원을 분석 할 경우 언덕효과, 유동박리현상, 대기안정도를 고려하기가 어렵다. 따라서, 주변 지형의 복잡도를 나타내는 RIX(Ruggedness Index)를 이용한 보정식을 통하여 예측율을 향상시키는 노력을 진행하여왔다. 그러나 이 보정방법은 지형경사각이 5도 이상부터 오차율이 증가하기 시작하여 15도 이상에서는 유동박리현상에 의해 더 이상 적용하기가 어려워진다. 또한, 각종 파라미터 선정 시 경험에 의한 의존도가 높아 타 풍력단지에서 진행된 연구사례를 참조데이터로 사용하기에는 각 단지마다 지형적인 특성이 달라서 신뢰성이 부족하다. 이러한 문제를 해결하기 위해서 Navier-Stokes 방정식과 난류모델을 3차원 유동장에서 수치해석하여 근사값을 구하는 전산유체해석(CFD: Computational Fluid Dynamics)을 이용하여 최대한 실제 환경조건과 비슷하게 모사하는 풍력자원평가 방법이 적용되어왔다. 최근에는 상용소프트웨어로 개발된 Meteodyn WT의 예측율이 WAsP보다 높다는 연구결과⁶⁾가 나와서 관심이 고조되고 있다.

이 연구에서는 제주도에 널리 분포하는 오름(작은산)의 영향과 이웃하는 풍력시스템의 간섭으로 인한 난류강도를 CFD기법을 적용하여 개발된 S/W인 Meteodyn WT v4.5를 이용하여 분석하였다. 오름으로 둘러싸인 복잡지형특성을 보여주는 제주도 가시리에 위치하고 풍력지구로 지정된 사이트에 난류강도를 최소화 하는 풍력단지설계를 수행하여 우리나라에서 주로 사용되는 WAsP 및 WindPRO로부터의 결과를 향상시키는 방안을 제시하고자 한다.

II. 풍력발전단지 내의 후류 및 난류모델

1. 후류 효과

물체에 유체의 흐름이 부딪칠 때, 물체 배후의 흐름을 후류라고 한다. 이러한 후류는 일반적으로 육안으로는 보이지 않지만 후방에 위치하는 물체에 영향을 미친다. Fig. 1는 실제 해상풍력단지에서의 후류를 보여주는 유명한 사진⁷⁾이며 후류를 시각적으로 잘 보여주고 있다.

바람이 풍력시스템으로 유입되면서 날개의 회전력에 의해 섭동이 생기고 이에 의해 접선방향성분을 얻게 되어 날개 배후에서의 유동은 축방향과 접선방향의 회전을 갖는 유동으로 변하게 된다. 이렇게 변화된 바람은 풍력발전단지 내에서 개개의 풍력시스템 사이의 간섭을 일으켜서 풍속이 감소하게 되는데 이러한 현상을 후류 효과라고 한다. 후류 효과는 풍속의 감속과 난류강도(Turbulence intensity)의 증가를 야기하여 풍력발전기의 발전량을 감소시키고 풍력시스템의 고장 및 구성부품의 마모 등의 원인이 되고 있다.



Fig. 1 Wake effect.⁷⁾

풍력발전기 후방의 유동에 섭동현상을 일으키는 요인으로서는 타워도 포함되지만 로터블레이드에 비하면 그 영향이 적다고 할 수 있다. 이러한 후류를 분석하기 위해 경험적인 또는 수치적인 모델을 이용할 수 있다.

2. 후류의 발생원리 및 특성⁸⁾

풍력시스템에서의 후류 발생 원리는 1차원 운동량이론으로 설명할 수 있다. Fig. 2는 액추에이터 디스크를 통과하는 1차원 흐름을 나타낸다.

실제 풍력발전기의 로터 블레이드는 2개 또는 3개의 블레이드가 중심부의 허브와 함께 회전하고 있다. 여기서는 간단히 하기 위하여 실제 로터 블레이드 대신 단순히 바람의 운동에너지를 출력으로 변환시키는 가상의 액추에이터 디스크를 사용하여 나타내었다.

바람이 액추에이터 디스크를 통과하는 동안 운동에너지가 감소하게 되고, 풍속은 U_∞ (Free wind velocity)로부터 U_w (Wake wind velocity)까지 점진적으로 감소하게 된다. 유동을 1차원으로 고려하면, 연속방정식 및 질량보존의 법칙에 따라 다음과 같이 나타낼 수 있다.

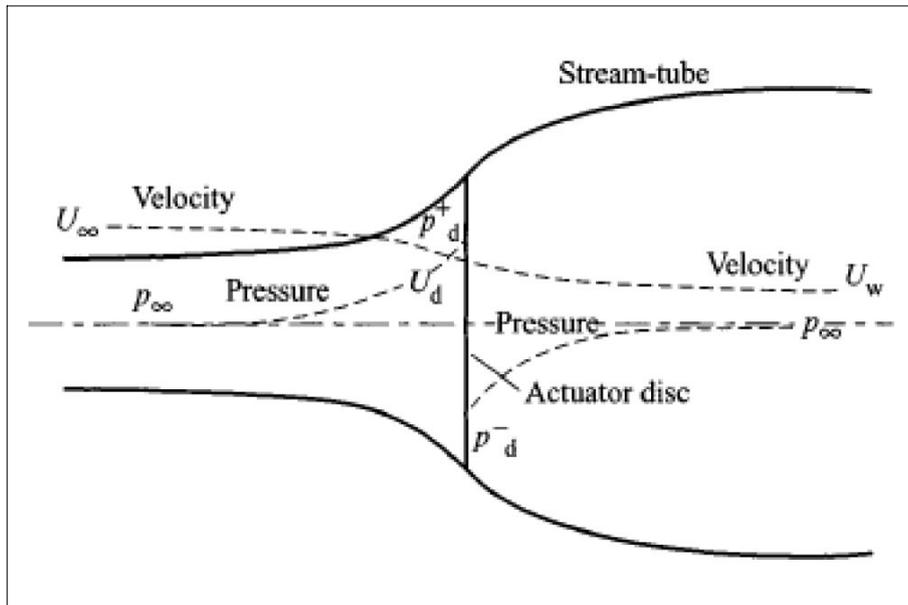


Fig. 2 1D flow through an actuator disc.

$$\dot{m} = \rho A_\infty U_\infty = \rho A_d U_d = \rho A_w U_w \quad (2)$$

\dot{m} 는 질량유량, ρ 는 공기밀도를 나타내며, A_∞ , A_d , A_w 는 대기압, 디스크, 후류에서의 유관의 면적을 나타낸다. U_∞ , U_d , U_w 는 대기압, 디스크, 후류에서의 속도를 나타낸다.

디스크의 전방과 후방사이에 발생하는 압력차에 의해 디스크에 가해지는 추력 T 는 아래 식과 같이 나타낼 수 있다.

$$T = \dot{m}(U_\infty - U_w) = (p_d^+ - p_d^-)A_d \quad (3)$$

p_d^+ , p_d^- 는 디스크 직전 및 직후에서의 +압력 및 -압력을 나타낸다.

U_∞ 와 U_w 의 풍속 차에 의해 발생하는 에너지 추출량 E는 식 (4)과 같이 나타낼 수 있다.

$$E = \frac{1}{2}m(U_\infty^2 - U_w^2) \quad (4)$$

여기서 m은 질량이다.

풍속의 저감과 질량유량에 의해서 아래 식 (5)와 같이 출력 P(Power)를 나타낼 수 있다.

$$P = \frac{1}{2}\dot{m}(U_\infty^2 - U_w^2) \quad (5)$$

디스크에 가해지는 추력을 고려하여 변형하면 식 (6)로 나타낼 수 있다.

$$P = TU_d = \dot{m}(U_\infty - U_w)U_d \quad (6)$$

따라서 다음과 같은 식(7)을 유도할 수 있다.

$$U_d = \frac{1}{2}(U_\infty + U_w) \quad (7)$$

위 식들을 정리하고 $a = 1 - \frac{U_d}{U_\infty}$ 로 정의되는 축방향 유도계수(Axial induction factor)를 적용한다. 그러면 풍력터빈으로부터 추출할 수 있는 출력과 자연풍이 보유하고 있는 출력의 비로 정의되는 출력계수(Power coefficient)를 아래 식 (8)과 같이 나타낼 수 있다.

$$C_P = \frac{P}{P_\infty} = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho u_\infty^3 A_d} \quad (8)$$

a의 함수인 다음 식(9)와 같이 나타낼 수 있다.

$$C_P = (u_\infty + u_w)(u_\infty^2 - u_w^2)/u_\infty^3 = 4a(1-a)^2 \quad (9)$$

식(9)을 미분하여 $C_{P_{\max}}$ 를 계산하면 $a = \frac{1}{3}$ 에서 0.59를 구할 수 있다. 이것이 풍력 터빈의 이론적 최대 효율이라 할 수 있는 베츠(Betz)계수이다.

마찬가지로 추력계수(Thrust coefficient) C_T 를 식 (10)에 의해 구할 수 있다.

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 A_d} = 4a(1-a) \quad (10)$$

C_P 가 최대가 되는 $a = \frac{1}{3}$ 에서 추력계수는 0.89로 높은 값을 보여준다. 또한 디스크를 통과한 풍속 U_d 와 대기의 자유풍속 U_∞ 의 비는 아래 식과 같이 나타낼 수 있다.

$$U_d/U_\infty = (1-2a) = \sqrt{1-C_T} \quad (11)$$

따라서 후류를 해석하는 데에 추력계수 C_T 값이 중요하게 사용되고 있고, 식 (11)은 뒤에 설명하는 N.O. Jensen 모델에서 사용된다.

또한, 풍력시스템 후단에서의 후류는 풍속이 감소하고 면적이 증가하는 것을 알 수 있으며, C_T 가 높을 수록 Wake Expansion도 크게 된다.

디스크에서 급격한 압력 감소가 일어나고 후류에서 점차 대기압으로 복구가 된다.

유선의 굴곡은 근접후류와 대기의 자유 흐름지역의 압력차를 복구하는 역할을 한다.

비점성 Vortex system을 적용하여 후류안 풍속의 성장에 대한 이론을 식(12)으로 표현할 수 있다.

$$u_i/u_\infty = 1 - \frac{1-b}{2} \left(1 + \frac{2x}{\sqrt{1+4x^2}}\right) \quad (12)$$

u_i 는 후류에서의 풍속, x 는 회전자로부터의 거리, $b = \sqrt{1-C_T}$ 를 나타낸다. 식 (12)를 그래프로 그리면 Fig. 3과 같다.

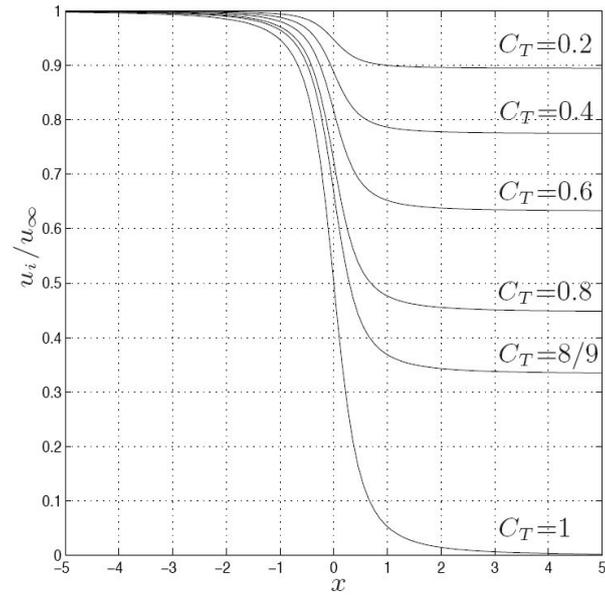


Fig. 3 Wake velocity development for various C_T values [Sanderse, 2009].

회전자로부터 2D 거리에서 u_w 와 같아지고 있다. 이 u_w 는 다음 풍력시스템의 회전자에 적용하여 출력을 계산할 수 있다.

3. 후류의 분류

Fig. 4에 보이는 바와 같이 풍력시스템 후방에서의 후류는 보통 근접후류(Near wake)와 원거리후류(Far wake)로 나뉘게 된다.

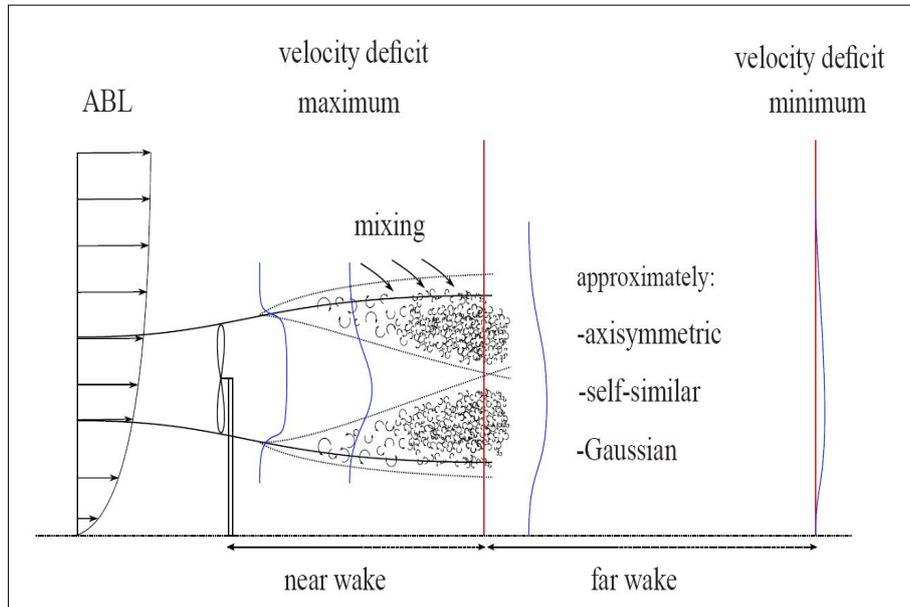


Fig. 4 Velocity profile in the wake of a wind turbine.⁸⁾

풍력발전기의 후방으로부터 약 $1D$ (D 는 회전자 직경을 의미)안에서는 풍력시스템의 에너지흡수로 인한 압력이 급격히 감소된다. 이 지역은 풍력시스템의 기하학적 형상에 영향을 받는 구간이다. 여기서, 축방향 압력구배는 후류손실(Wake deficit)의 성장속도에 아주 중요한 영향을 미친다. Ainslie⁹⁾은 최대 속도 손실(Maximum Velocity Deficit)은 $1D \sim 2D$ 에 위치한다고 예측하였다. 그러나 경계선 밖의 난류강도가 상대적으로 낮게 되면 이 구간은 증가한다. 실제 측정에 기반한 연구를 진행한 Schepers¹⁰⁾는 후류가 최대로 팽창하는 구간을 $2.25D$ 라고 명시하였다.

이후 경계선 밖의 상대적으로 강한 풍속이 경계선 안으로 유입되면서 회전자로부터 발생한 후류와 섞이게 된다. 이 지역이 약 $2D \sim 4D$ 지역이다. 이 지역은 후류 모델, 후류에 의한 간섭, 난류 모델, 지역적인 영향에 따라 특성이 변한다. 보통 $2D \sim 5D$ 사이에서 경계선 밖의 풍속과 경계선 안의 후류와 혼합되는 구역이 허브 중심축까지 확대되면 근접후류가 지속되는 구간이 끝나게 된다.¹¹⁾ 이후 압력구배는 별로 중요하게 되지 않고 풍속의 감소가 둔해지는 원거리 후류가 되며 후류가 완전히 발달하게 된다.

일반적으로 후류에 의해 후방에 위치한 풍력발전기에 가해지는 기계적 하중은 증가하게 된다. 정상운전 중인 풍력발전기가 후류로 인한 반복하중을 받게 되면 피로하중이 증가하게 되는데 덴마크에 위치한 Vindeby 해상풍력단지에서는 약 80%의 피로하중 증가가 측정되었다. 따라서 후류효과를 최소화시키기 위해서 풍력발전기 사이의 이격거리 선정이 매우 중요하게 되는데, 일반적으로 주풍향으로는 6D 이상, 옆바람방향으로는 3D 이상을 적용하여 설계한다. 그러나 Hojstrup¹²⁾는 기계적인 난류발생에 대하여 15D까지 고려해야 한다고 언급하였다. IEC 61400-12-1¹³⁾에서는 후류의 영향이 최대 20D까지 유효함이 명시되어있다.

4. 후류 및 난류 모델

1) Wake Model

WindPRO와 Meteodyn WT에서 제공하는 후류모델을 중심으로 간략하게 설명하였으며, 본 논문에서 사용된 모델은 N.O. Jensen Model이다.

(1) N.O. Jensen Model

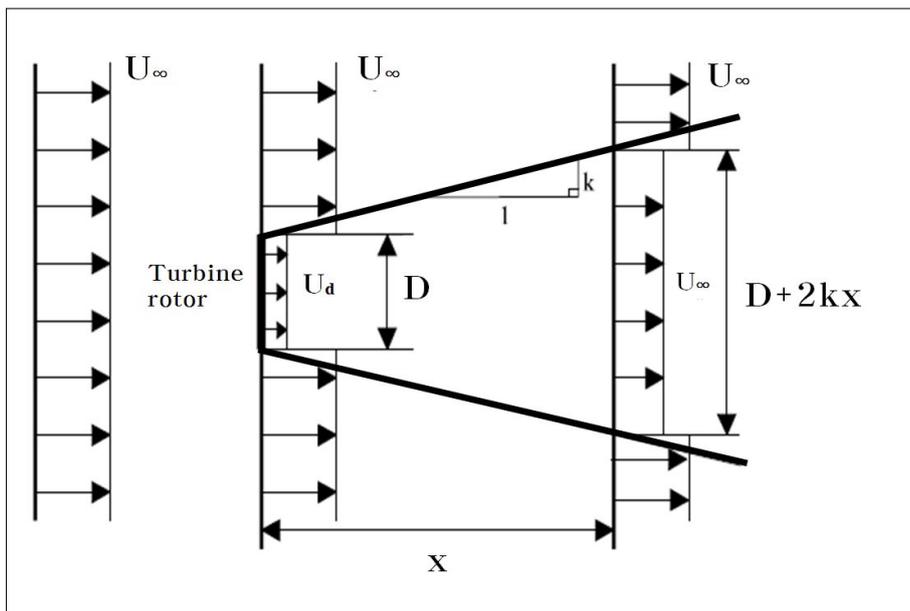


Fig. 5 N.O. Jensen's wake model.¹⁴⁾

이 후류 모델은 단일 후류 모델로 Katic에 의해서 문서화 되었다. Fig. 5와 같이 운동에너지 모델로서 1차원 흐름만을 고려하였으며, 후류의 성장은 선형적이다. 후류 내의 난류강도는 고려되지 않았다. 각 지점에서의 후류의 지름은 식 (13)에 의해 유도되며, 완전히 발달된 후류에서의 풍속은 식 (14)와 같이 나타낼 수 있다.

$$D_w = D(1+2ks) \quad (13)$$

$$U_w = U_\infty \left(1 - \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{(1 + 2kS)^2}\right) \quad (14)$$

위의 두 식은 회전자 후방으로부터의 각 거리에 따른 상대 거리, $S=X/D$ 에 의해 변하며, k (후류손실상수; Wake Decay Constant)는 육상에서는 0.075를 주로 사용하며, 해상에서는 0.04가 추천된다.¹⁵⁾

(2) Modified Park Model

저감된 풍속을 계산하기 위하여 기존에 사용되는 후류모델 중 Jensen, N.O가 분석(1983)하고 Katic, I.(1993)가 제안한 Park 모델을 S. Frandsen이 수정한 Modified Park 모델을 사용하였다. 여기서 사용된 허브 높이에서의 풍속은 Speed-up에 의한 영향이 반영되었다.

Fig. 6에 나타낸 이 모델은 Kinematic Model로서 1차원의 운동량만을 고려하였으며, 후류에서의 Turbulence Intensity는 고려되지 않았다.

k (Wake Decay Constant)는 식 (15)를 이용하여 Iu_{rot} (허브높이에서의 난류강도)와 함께 계산되어진다.

$$k = \frac{1}{2} * Iu_{rot} \quad (15)$$

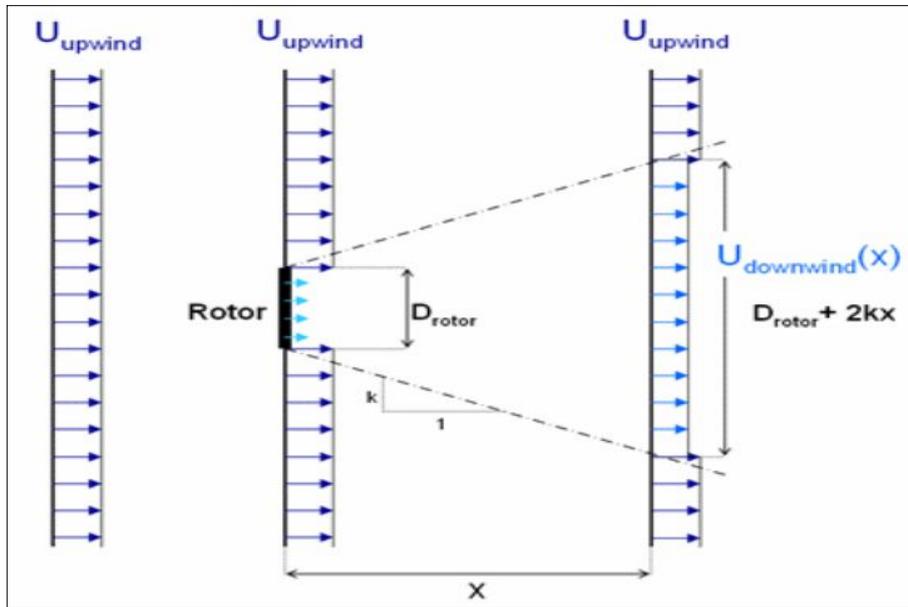


Fig. 6 Axisymmetric flow behind a wind turbine.¹⁷⁾

후류안에서의 풍속감소계수 C_{wake} 는 식 (16)을 이용하여 구할 수 있다.

$U_{downwind}(x)$ 는 후류내에서 풍력시스템으로부터 거리 X 에서의 풍속, U_{upwind} 는 전방에서 불어오는 풍속, C_t 는 풍력시스템의 추력계수를 나타낸다.

$$C_{wake} = \frac{U_{downwind}(X)}{U_{upwind}} = 1 - (1 - \sqrt{1 - C_t}) \left(\frac{D_{rotor}}{D_{rotor} + 2kX} \right)^2 \quad (16)$$

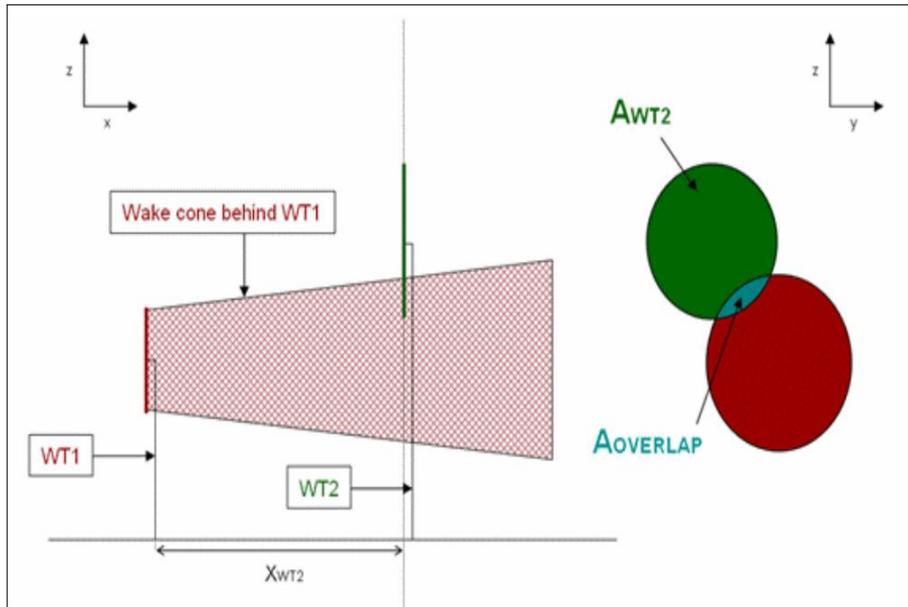


Fig. 7 Case of a wind turbine partially located in the wake cone generated of an other wind turbine.

후방에 위치한 풍력시스템이 전방에서 생성된 후류의 영향을 받는 경우 중첩된 면적을 이용하여 후류의 중첩영향을 고려할 수 있으며, 식 (17)에 의하여 계산된다.

$$C_{wake} = \frac{U_{downwind}(X_{WT2})}{U_{upwind}} = 1 - (1 - \sqrt{1 - C_i}) \left(\frac{D_{rotor}}{D_{rotor} + 2kx_{WT2}} \right)^2 \left(\frac{A_{overlap}}{A_{WT2}} \right) \quad (17)$$

C_{wake} 를 이용하여 후류 영향을 고려한 풍속을 계산하고 이를 이용하여 AEP를 계산하게 된다.

(3) Eddy viscosity Model¹⁶⁾

Eddy Viscosity와 Navier-Stokes 방정식을 이용하며 축대칭을 가정하여 계산한다. 원통 좌표계를 사용하며 난류를 고려한다. 풍력발전기 주위의 개략적인 유동흐름을 Fig. 8에 나타내었다. 이 모델은 축대칭 풍속분포를 가정하고 있으므로 이 그림에서는 풍속분포의 절반만 표현한 것이다.

위에 적용되는 경계조건을 나타내기 위해 식 (18)을 이용한다.

$$1 - \frac{U_w}{U_\infty} = D_M \exp\left[-3.56\left(\frac{r}{b}\right)^2\right] \quad (18)$$

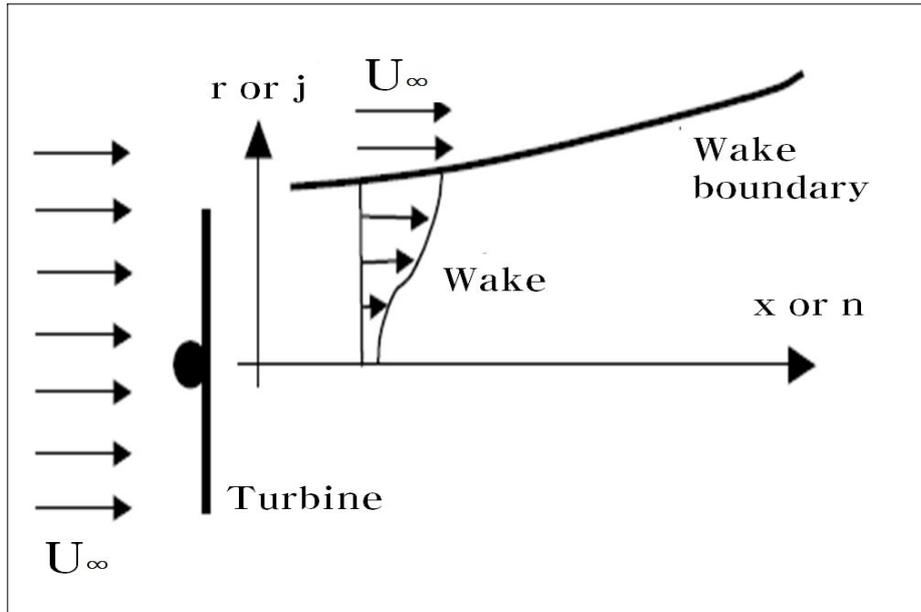


Fig. 8 Eddy Viscosity Model.¹⁷⁾

여기서 D_M (초기 속도 손실; Initial velocity deficit)과 D_w 는 실험데이터에 의해 식 (19) 및 식 (20)로 나타낼 수 있다.

$$D_M = C_T - 0.05 - (16C_T - 0.5)I/1000 \quad (19)$$

$$D_w = \frac{3.65C_T}{8D_M(1-0.5)D_M} \quad (20)$$

여기서, I = 난류강도이다.

(4) EWTS II Model

이 모델은 Prandtl의 난류경계층 이론에 기초한 것이다. 비회전, 비압축성이며 점성을 적용시켰고, Wind Shear는 무시되어 축대칭 형태를 이룬다.

후류의 반경은 식 (21)을 사용하며, 축방향속도 손실량(Axial Velocity Deficit)은 식 (22)를 사용한다.

$$R_w(x) = \left(\frac{35}{2\pi} \right)^{\frac{1}{5}} (3c_1^2)^{\frac{1}{5}} (C_T A (x+x_0))^{\frac{1}{3}} \quad (21)$$

$$(\Delta U)_1(x,r) = -\frac{U_\infty}{9} (C_T A (x+x_0))^{-\frac{1}{3}} \times \left[r^{\frac{3}{2}} (3c_1^2 C_T A (x+x_0))^{-\frac{1}{2}} - \left(\frac{35}{2\pi} \right)^{\frac{3}{10}} (3c_1^2)^{-\frac{1}{5}} \right]^2 \quad (22)$$

여기서 c_1 은 무차원 혼합 길이로 $c_1 = l(C_T A x)^{-1/3}$ 로 구할 수 있으며, 여기서 l 은 Prandtl의 혼합길이, A 는 회전자 투영면적을 나타낸다.

(5) Deep-Array Wake Model¹⁸⁾

지난 몇 해 동안 후류 연구자들은 다수의 열로 배치된 대형풍력단지(100MW 이상)에서 사용되는 후류 모델이 후류에 의한 손실을 과소평가하고 있음을 인식하게 되었다. 이를 해결하기 위한 대체 모델은 Park, modified Park 그리고 EV(Eddy Viscosity Model)모델을 포함해야했다. 이 대체 모델의 가장 중요한 고려대상은 경계선 밖의 외부유동과 이웃하는 풍력시스템간의 상호작용을 무시하도록 가정되는 것이었다. 일반적으로 풍력시스템이 출력을 얻기 위해서는 회전자를 통과한 바람의 풍속이 감소되는 지역이 생긴다.

많은 수의 대형 풍력시스템의 존재로 풍력발전단지 내부와 외부주위의 PBL(Planetary Boundary Layer)안에서의 바람 프로파일을 변화시킨다. 이 같은 현상은 풍력시스템의 출력을 감소시키는 요인이 된다. 상대적으로 낮은 거칠기와 풍력시스템으로부터 유도된 항력의 차이가 Deep-Array Effect를 만들게 되며, 이 현상이 발생하는 해상풍력발전단지에서의 실험데이터를 통하여 바람 프로파일의 변화가 관측되었다. 육상풍력발전단지에서는 Deep-Array Effect가 약화되나 이론을 통해 대형풍력발전단지의 경우는 여전히 주요고려대상임을 보여주고 있다. 새로운 대체 모델은 Deep-Array Effect를 적당한 정확도로 예측 할 수 있도록 요구된다. 기압경도, 온도, 난류 등의 수 많은 인자를 고려하여야만 이를 해결할 수 있으나 가까운 미래에 단순한 경험식에 의해 계산이 되도록 새로운 모델이 개발되어질 것이다. Deep-Array Effect를 정확히 고려하기 위해 Sten Frandsen에 의해 향상된 이론을 이용하고 있다. 이 이론은 무한한 열로 이루어진 균일하고 높은 표면 거칠기를 갖는 지역으로 나타낸다. 표면 거칠기는 주위유동에 항력을 발생시켜 PBL내에서의 유동에 변화를 야기시킨다.

풍력발전단지 등가 표면 거칠기는 식 (23)에 의해 나타낼 수 있으며, 분포추력계수(Distributed Thrust Coefficient)는 식 (24)를 사용하여 구할 수 있다.

$$z_{00} = h_H \exp\left(-\frac{\kappa}{\sqrt{C_t + (\kappa/\ln(\frac{h_H}{z_0}))^2}}\right) \quad (23)$$

$$c_t = \frac{\pi}{8s_d s_c} C_t \quad (24)$$

여기서 사용된 k는 Von Karman 상수로 약 0.4에 해당한다.

일단 등가 표면거칠기가 정의되면 식 (25)을 이용하여 허브 높이의 풍속 deep

을 구할 수 있다.

$$\frac{v'_h}{v_h} = \left(\frac{z_{00}}{z_0} \right)^{0.07} \frac{\ln(h_h/z_{00})}{\ln(h_h/z_0)} \quad (25)$$

여기서 v'_h 와 v_h 는 풍력발전단지 배열안과 원거리후류에서의 풍속을 각각 나타낸다.

Frandsen의 이론은 풍력시스템 개개의 후류효과를 고려하지 않으며, 배열안을 구별되지 않은 표면 거칠기를 적용하고 무한한 바다로 고려하고 있다.

이 뜻은 풍력시스템으로 들어오는 유동이 Upwind 또는 Downwind에 상관없음을 나타내는데 이는 실제상황과는 상이하다. 이를 해결하기 위해서는 Frandsen의 이론을 수정해야 하는데 하나의 방법으로 풍력시스템을 하나의 거칠기의 요소로 고려하고 주위의 표면 거칠기 또한 증가한다고 가정하는 것이다.

2) Turbulence Model

WindPRO와 Meteodyn WT에서 제공하는 난류모델을 중심으로 간략하게 설명하였으며, 본 논문에서 사용된 모델은 Frandsen Turbulence Model이다.

아래에 설명된 4가지 이외에도 B.Lange 모델 등이 있으나 여기서는 생략하였다.

(1) Frandsen Turbulence Model¹⁹⁾

이웃하는 풍력시스템간의 후류로 인해 증가되는 추가난류강도(The added turbulence intensity)는 Frandsen과 Thogersen이 제안한 아래 식(26)으로 계산할 수 있다.

$$I_{v_{added}} = \frac{1}{1.5 + 0.3 \left(\frac{X}{D} \right) \sqrt{V_{hub}}} \quad (26)$$

x는 풍력시스템간의 이격거리, D는 회전자 직경, 후류를 생성하는 풍력시스템의 허브높이의 평균풍속을 말한다.

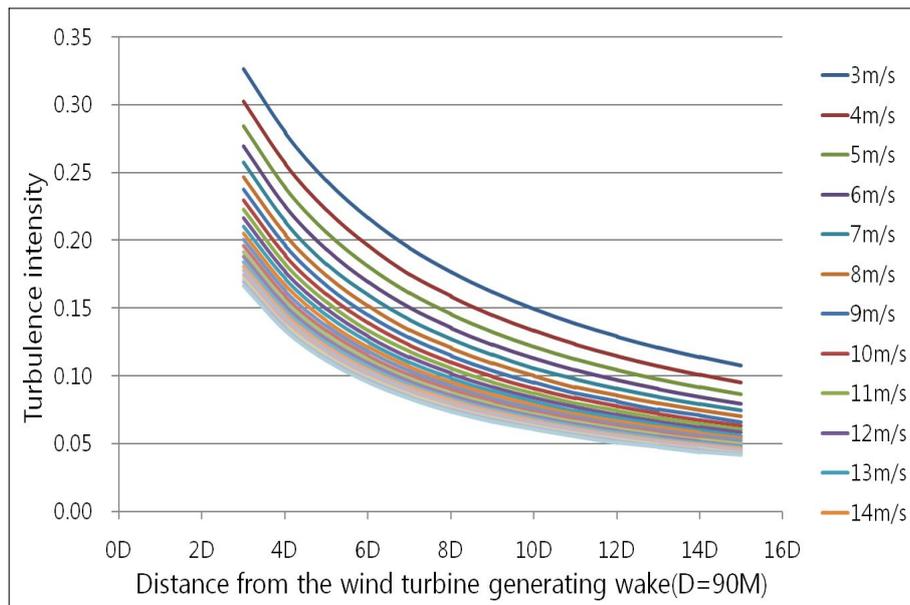


Fig. 9 The added TI with the distance in the wake.

공식을 이용하여 Fig. 9에 이격거리에 따른 추가난류강도의 변화를 나타내었다. 풍속이 증가할수록 이격거리에 따른 난류강도의 영향이 감소하고 있음을 알 수 있다.

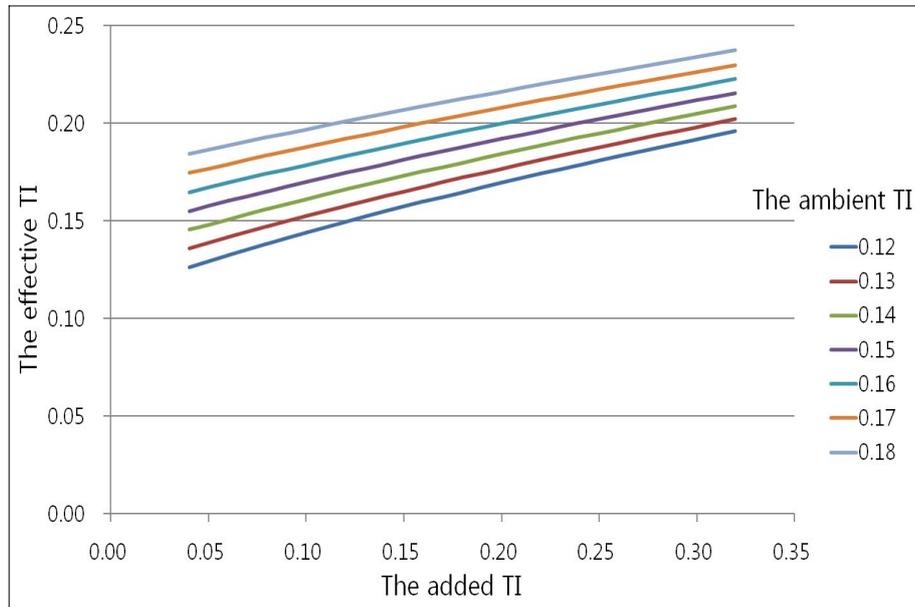


Fig. 10 Effect of the added TI to the effective TI.

유효난류강도를 구하기 위해서 아래 식(27)을 사용한다.

$$I_{u_{effective}} = \sqrt{I_{u_{ambient}}^2 + I_{u_{added}}^2} \quad (27)$$

Fig. 10는 후류로 인해 증가하는 추가난류강도가 유효난류강도에 미치는 영향을 보여주고 있다. 저 난류지역일수록 추가난류강도의 영향이 증가하고 있음을 보여주고 있다.

(2) Danish Recommendation²⁰⁾

1992년에 제안된 단순한 모델로서 풍력단지 내에 위치한 개개의 풍력발전기의 이격거리가 7DX5D 이내 일 때는 추가 난류 강도에 0.15가 사용될 수 있는데, 여기서 제안된 식 (28)에서는 풍속과 이격거리에 따라 가중치를 부여하여 세분화하였다.

$$I_{park} = \beta_v \cdot \beta_t \cdot 0.15 \quad (28)$$

여기서 I_{park} 는 단지 난류 강도에 해당하며, β_v 는 Fig. 15에 따라 부여되는 풍속에 따른 가중치이고, β_t 은 Fig. 16에 따라 부여되는 이격거리에 따른 가중치이다.

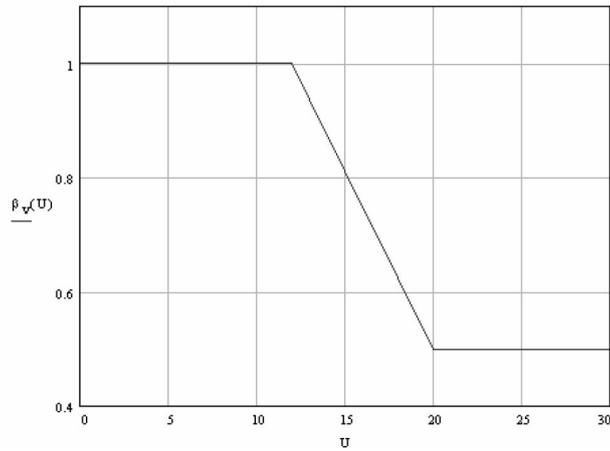


Fig. 11 Factor taking wind velocity into account, β_v

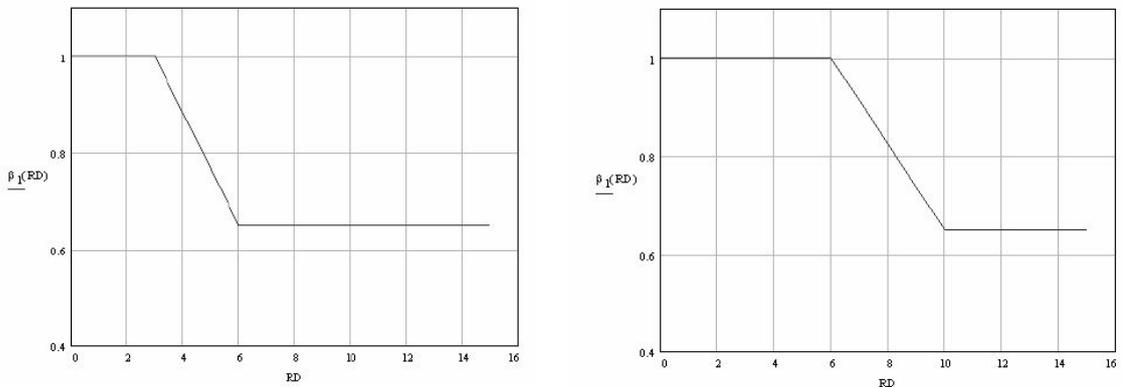


Fig. 12 β_t for turbines in a row and a cluster.

단지 난류 강도를 계산한 후 식 (29)를 이용하여 유효 난류 강도를 계산 할 수 있다.

$$I_{total} = \sqrt{I_{ambient}^2 + I_{park}^2} \quad (29)$$

(3) D.C. Quarton & TNO Laboratory²¹⁾

D.C. Quarton과 J.F. Ainslie이 후류로 발생하는 추가 난류 강도 공식을 제안하였으며, 공식안의 파라미터들은 Quarton, Ainslie 그리고 네덜란드 TNO 연구소에서 재교정하였다.²²⁾

$$I_{added} = K_1 \cdot C_T^{\alpha_1} \cdot I_{ambient}^{\alpha_2} \cdot (X/X_n)^{\alpha_3} \quad (30)$$

K_1 은 비례상수이며 $\alpha^1, \alpha^2, \alpha^3$ 은 지수이고, X 는 회전자로부터의 거리 X_n 은 근접 후류의 길이이다.

비례상수 및 지수값들은 Table 3에 의해 정할 수 있다.

Table 3 Proportionally constant and exponent

Reference	K_1 -Constant	α^1 -Constant	α^2 -Constant	α^3 -Constant
Quarton and Ainslie (Original)	4.800	0.700	0.680	-0.570
Quarton and Ainslie (modified)	5.700	0.700	0.680	-0.960
Dutch TNO laboratory	1.310	0.700	0.680	-0.960

(4) G.C Larsen²³⁾

G.C. Larsen 난류 모델은 후류안에서의 난류 등급을 정하기 위해 사용되어진 단순한 실험 공식이다.

$$I_{added} = 0.29S^{-1/3} \sqrt{1 - \sqrt{1 - C_T}} \quad (31)$$

추가 난류 강도는 식(31)에 의하여 구할 수 있으며, S 는 회전자직경과 거리의 비, C_T 는 추력 계수이다.

이 난류 모델은 풍력발전기 사이의 이격거리가 2D이상일 때에만 적용될 수 있다.

III. 풍력단지 설계 S/W 및 분석대상

1. WindPRO

WindPRO에서 연동되는 WAsP(Wind Atlas Analysis and Application Program)은 덴마크 Riso연구소에서 개발하였으며, 복잡지형을 지나는 유동장 해석을 위하여 개발된 유한 체적 모델을 이용한다.

유동이론은 Troen(1990)의 BZ-model을 사용하였는데 이는 언덕을 지나는 유동해석을 위한 Jackson과 Hunt 이론(1975)과 유사하다.²⁴⁾

WinPRO의 경우 선형적으로 단순화된 후류모델 및 난류모델이 적용되어 풍력발전단지내 각 풍력시스템에서의 풍속저감량과 난류강도의 증가를 분석할 수 있도록 설계되었다. 그러나 오름에 의한 난류강도의 증가는 구할 수 없는 단점이 있다.

2. Meteodyn WT

이 소프트웨어는 2003년 Didier Delaunay에 의해 프랑스에서 개발되었고, 현재 전세계 40여개국에서 사용되어지고 있지만 우리나라에서는 아직 WAsP만큼 사용하고 있지는 않다. Meteodyn WT는 전산유동해석법을 기반으로 설계되었는데, 유동을 정상류 및 비압축성으로 가정하고 직교 좌표계를 사용하였다. RANS(Reynolds Averaged Navier-Stokes)방정식과 1-equation 난류모델식을 사용한다. 이 난류모델은 난류운동에너지를 계산하므로써 복잡지형에서 후류영향에 따른 유동변화를 계산하는데 적합하다. 난류모델에 사용되는 난류길이 척도는 계산 초기에 Yamada와 Arritt가 제시한 모델²⁵⁾을 이용하여 계산되는데, 이 모델은 대기안정도를 고려할 수 있다. 경계층 조건에서 유입 조건은 Ekman function²⁶⁾과 로그법칙을 이용하여 풍속의 수직분포를 모사하였고, 지반조건으로는 Monin-Obukhov 이론을 이용하여 평균풍속과 실제 지형거칠기를 고려할 수 있도록 하였다. 이 모델은 자동으로 Forest canopy를 고려하게 되며, 지면거칠기의 30배로 가정된다. 또한, IEC 표준을 준수하여 복잡지형에서의 난류강도를 계산하여주고, 난류에 대해 자세히 고려하여 풍력발전단지를 설계할 수 있는 사용자 인터페이스를 제공한다.

WinPRO와 같은 선형적인 후류모델과 난류모델이 적용되었지만 Meteodyn WT에서는 3차원에서의 실제 유동각의 난류강도를 구할 수 있으며, 지형에 의한 Speed up 효과를 고려하여 WindPRO보다 상세한 풍속저감량과 난류강도의 증가를 분석할 수 있다.

3. 분석대상

1) 분석지역

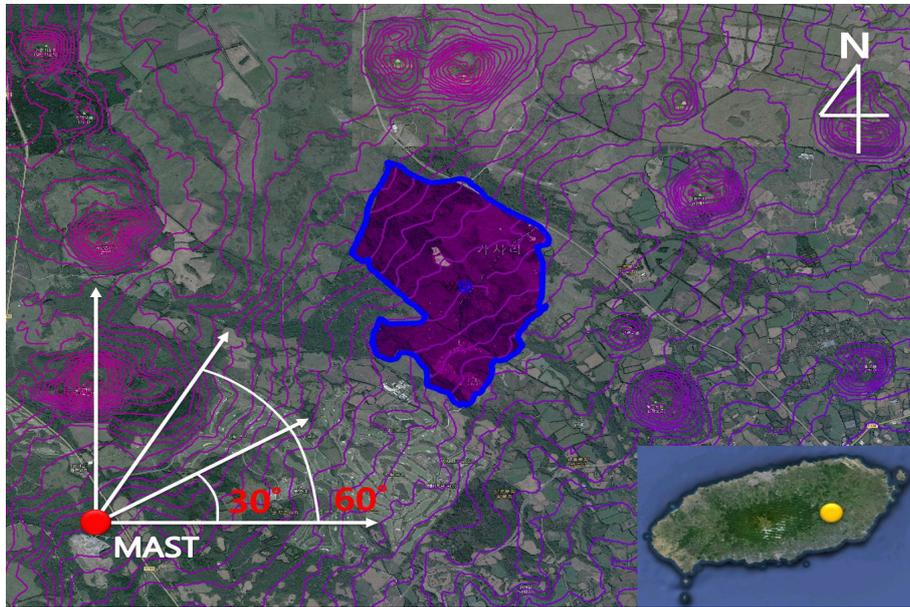


Fig. 13 Gasiri site for wind farm with a contour by WindPRO

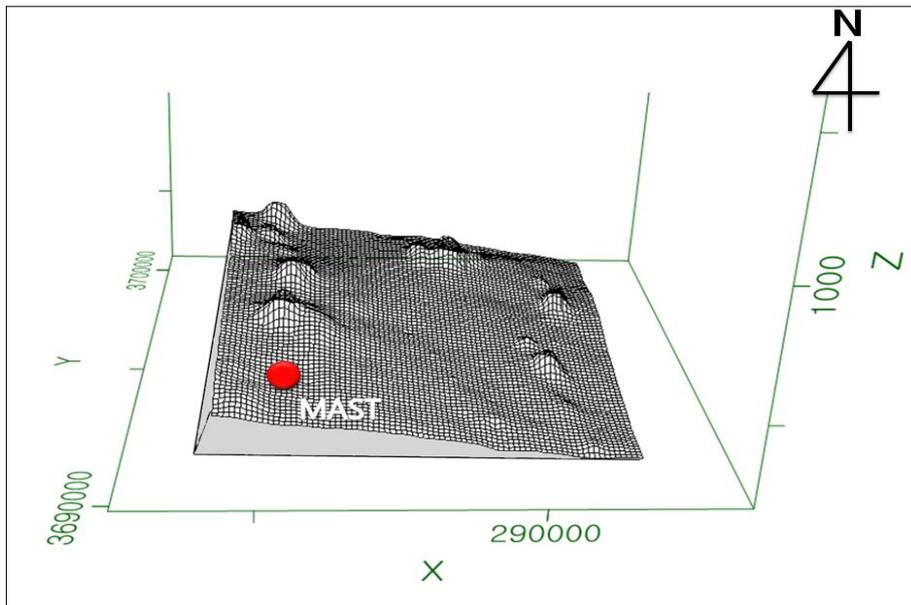


Fig. 14 Gasiri site for wind farm with a contour by Meteodyn WT

Fig. 13은 WindPRO를 이용하여 작성한 가시리 풍력지구를 보여준다. 굵은선 안쪽이 선정된 풍력지구이고 남서쪽으로 떨어진 곳에 기상탑이 설치되었다. 농지와 목초지로 형성되어 있으며, 북쪽으로는 골프장이 위치하고 있다. 가시리 풍력지구가 오름들로 둘러싸여 있음을 2D로 파악할 수 있다.

Fig. 14는 Meteodyn WT를 이용하여 생성한 가시리 풍력지구를 보여준다. 분석대상인 가시리 풍력지구의 지형형상을 3D로 보여주고 있어 오름 높낮이를 시각적으로 쉽게 확인할 수 있다. 가시리 풍력지구는 오름으로 둘러싸인 지형을 보여주고 있으며, 한라산 정상방향인 북서쪽과 서쪽은 지형이 높고, 동쪽 및 남동쪽으로는 지형이 낮아지는 형태를 보이고 있어 주풍방향으로 풍속의 가속현상이 있을 것으로 판단된다.

Table 4 Properties of configuration for grid

Properties	Parameters
Minimum horizontal resolution	50m
Minimum vertical resolution	10m
Horizontal expansion coefficient	1.1
Vertical expansion coefficient	1.2
Verticality parameter	0.7
Smoothing	1
Forest model	Robust model
Maximum iteration number	25
Thermal stability class	2 = neutral stability
Mesh	1,215,293 points (197*199*31)
convergence	100%

Table 5 Gasiri site and type of wind turbine

Location	Gasi-ri, Pyoseon-myeon, Seogwipo-si, Jeju-do, South Korea	
Capacity	30MW = 3MW × 10Units	
Type of wind turbine	Name	Vestas V90
	Diameter	90m
	Hub height	80m
	Control type	Variable Pitch
	Cut-in	4m/s,
	Regulated	15m/s
	Cut-out	25m/s

Table 4은 가시리 풍력지구의 CFD해석을 위하여 구성한 격자의 파라미터를 보여준다. 최소격자길이는 수평방향으로 50m, 높이방향으로 10m를 입력하였고 표에서의 파라미터가 적용되면 총1,215,293포인트를 갖는다.

Table 5에 가시리 풍력지구 및 적용된 풍력시스템을 나타낸다. VESTAS V90 기종을 사용하였으며, 날개직경은 90m이고 허브높이는 80m이다.

2) 풍황자원분석

(1) 기상탑의 위치 및 측정기간



Fig. 15 The picture of Met. mast's location

Table 6 Met. mast properties

Location	Sumang-ri, Namwon-eup, Seogwipo-si, Jeju-do, South Korea
Coordinate system	285360.25, 3693006.50 (UTM WGS 84)
Measurement period	2006. 11 ~ 2009. 6 (31 months)
Height of anemometer	55m, 40m, 30m
Distance	4.2 km away from WF
Measured data	Wind speed, Wind direction, Humidity, Temperature

Table 6에 풍력지구내의 난류강도를 분석하기 위해서 사용된 기상탑의 위치 및 측정기간을 나타내었다. 가시리 풍력지구로부터 남서쪽으로 4.2km떨어진 위치에 설치되었으며, 측정기간은 2006.11 ~ 2009.6으로 31개월간이다. 측정위치 주변으로 나무가 울창하여 높은 거칠기를 보여주고 있어 측정된 난류강도가 높을 것을 예상할 수 있다.

(2) 풍황자원 측정장비

풍력발전단지 후보지에 대한 풍력자료의 측정과 분석은 본 논문에서 다루는 이웃하는 풍력터빈에 의해 발생하는 풍속저감현상과 난류강도 증/감의 분석 결과의 신뢰성을 확보하는데 결정적인 영향을 미치는 요소로서 매우 중요한 자료가 된다. 따라서, 후보지내에 풍속/풍향 특성예측을 위한 측정구조물을 설치한 후 풍황자원을 실측하여 분석하였다.

측정용 Pole과 계측장비(NRG Symphonie)의 도해도를 Fig. 16에 나타내었으며, Table 7, 8에 각 센서에 대한 내용을 나타내었다.

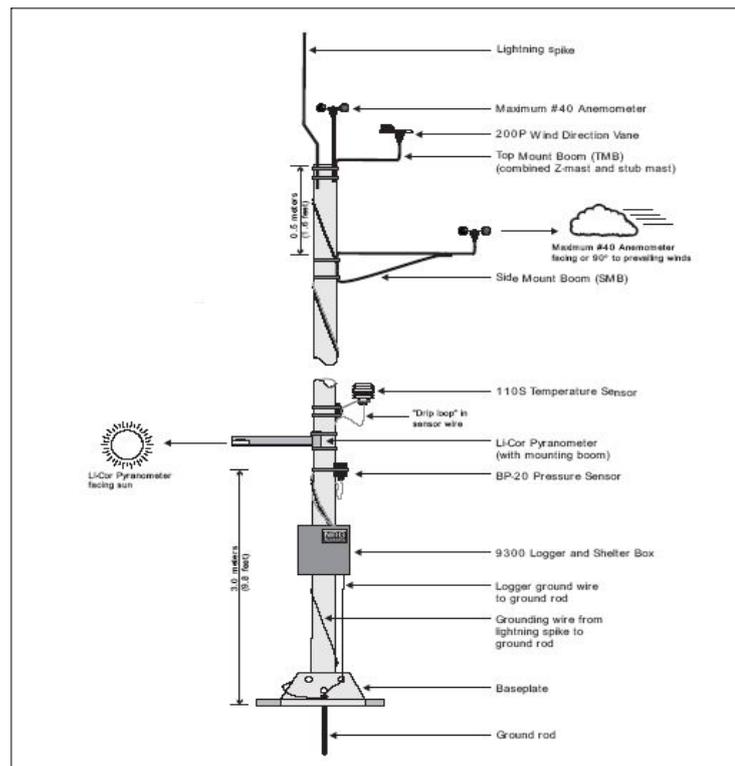


Fig. 16 Illustration of Met. mast.



Fig. 17 The pictures of sensor installed on Met. mast..

Table 7 Specification of sensors

Sensor	Raw Sensor Output	Data Output Range
NRG #40 Anemometer	0 to 120Hz	0 to 91.63m/sec
#200P Wind Direction vane	0 to 10K ohm 0 to 2.5V 8°dead band about north	0 to 359 degrees
#110S Temperature Sensor	0 to 2.5V	-40℃ to 52.5℃
BP-20 Pressure Sensor	0 to 5V	78.5 to 108.6kPa

Table 8 Scale & Offset value for sensors

Item	Anem.			Vane	Temp.	Barom.
Height	55m	40m	30m	55m	2m	2m
Unit	m/s	m/s	m/s	Degree	℃	mb
scale	0.762	0.765	0.765	0.351	0.138	0.426
offset	0.36	0.35	0.35	0	-86.383	647.406

(3) 풍황자원분석 결과

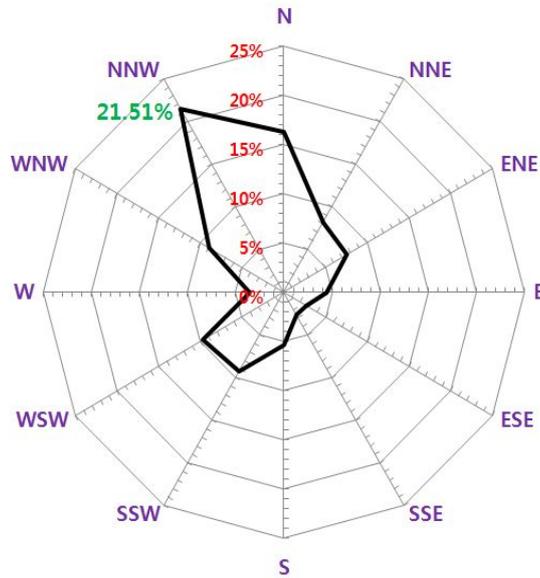


Fig. 18 Wind rose of the measured data.

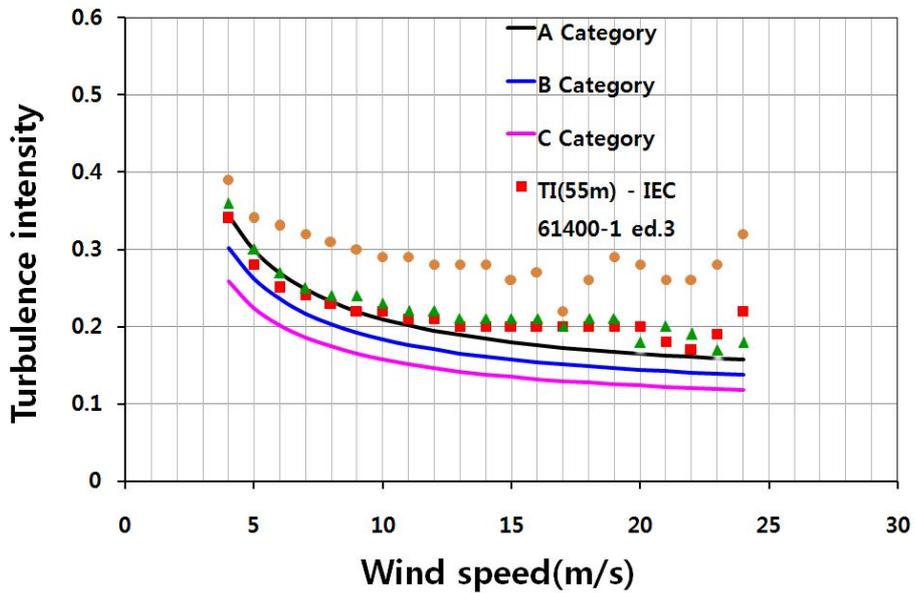


Fig. 19 Turbulence intensity of the measured data (30m, 40m, 55m).

Fig. 18은 측정된 바람데이터를 이용하여 12방위로 작성한 바람장미이다. 주풍향은 북북서로 21.51%의 높은 빈도율을 보여주고 있으며, 전형적인 제주도 바람 특성인 북풍계열의 바람이 많이 불고 있는 것을 알 수 있다. 난류강도는 IEC

61400-1 ed.3기준에 따라 아래와 같은 식 (1)을 사용하였다.

$$I_{u_{representative}} = I_{u_{mean}} + 1.28I_{u_{standard\ deviation}} \quad (1)$$

Fig. 19는 난류강도분포를 나타낸다. 보이는 바와 같이 난류강도가 높게 측정되었는데 이는 측정지역 주변지형의 높은 거칠기와 오름으로 인한 영향으로 보여진다. 해상풍의 경우 풍속에 따른 파도표면의 거칠기 증가로 고풍속으로 갈수록 난류강도가 증가하게 된다.²⁷⁾ 본 논문에서의 난류강도분포도 이와 비슷한 경향을 보여주고 있는데, 그 이유는 다수의 오름이 분포한 제주도 지형에서 고풍속의 유동이 통과할 때 발생하는 유동박리현상에 의한 난류성분 증가 때문으로 생각된다.

IV. 후류를 고려한 단지설계 방법 및 결과

1. 소프트웨어 검증

1) WindPRO

WindPRO 프로그램의 후류모델을 이용하여 검증을 진행하였다. 제주도 삼달 풍력발전단지에서 모든 풍력발전기들이 정상 작동된 이후 1년간 나셀에서 측정된 SCADA 데이터를 이용하여 후류의 영향을 분석하였다. Fig. 20은 제주 삼달 풍력발전단지의 풍력시스템 배치도이다.

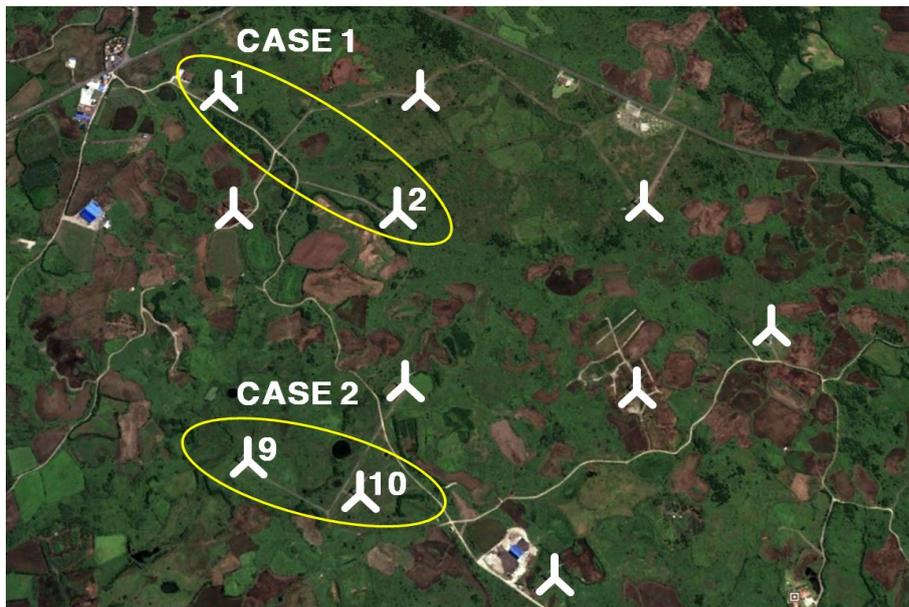


Fig. 20 Jeju Samdal Wind farm.

후류의 영향을 조사하기 위해서는 복잡지형의 영향을 최대한 배제할 필요가 있으므로, 다른 풍력발전기들이 설치된 지형에 비하여 비교적 평평한 지대에 설치된 풍력발전기 두 쌍을 선정하였다. Table 9는 선정된 풍력발전기의 CASE별 조건을 나타낸다.

Table 9 Description of each case

	No.	Elevation (m)	Distance (m)	Angle (°)
CASE 1	WTG 1	145.8	572 (6.3D)	308.1
	WTG 2	140.5		
CASE 2	WTG 9	125.0	287 (3.2D)	287.6
	WTG10	125.7		

CASE 1의 경우 WTG(풍력발전기) 1호기와 WTG 2호기, CASE 2의 경우 WTG 9호기와 WTG 10호기를 선택하고 3가지의 후류모델을 적용하여 WindPRO로 예측한 값과 실제 발전량을 비교하였다. WindPRO(Ver. 2.7)에서는 각 CASE 모두 전방의 풍력터빈에서 발생하는 후류를 후방의 풍력터빈이 직접적으로 영향을 받도록 가상의 풍향 각을 설정하였고, 7m/s의 바람을 가상으로 발생시켜 적용하였다. 실제 발전량 데이터는 WindPRO에서 설정한 풍향 및 풍속에 대해서만 추출하여 그 평균값을 구하였다.

주변난류강도가 클수록 주위의 유동과 후류가 빠르게 혼합되면서 손실된 풍속이 복구가 되게 되므로 주변난류강도의 입력값에 따라 그 결과가 크게 변하게 되며 후류 영향 고려시 매우 중요한 인자이다.

각 모델에 적용된 주변난류강도는 16%이며 이는 삼달풍력발전소 지형에 맞는 Mixed farmland에 적절한 수치이다.

Table 10 Comparison between measured and simulated data

	Measured data	Prediction with wake model of WindPRO		
		N.O. Jensen	Eddy Viscosity	EWTS II
CASE 1 (WTG2/WTG1)	65%	82%	89%	91%
CASE 2 (WTG9/WTG10)	59%	66%	81%	79%

Table 10은 실제 발전량으로부터 구한 후류의 영향과 WindPRO에서 예측된 값을 보여주고 있다. 즉, 전방에 위치한 풍력발전기 출력량에 대한 후방의 풍력발전기 출력량의 비를 구한 결과이다. CASE 1과 CASE 2 모두 각 후류모델 중 N.O. Jensen 모델이 가장 실제 발전량 비와 가깝게 예측하고 있다. 그러나 실제 발전량은 가장 근사하게 예측한 N.O. Jensen 모델보다도 낮은 발전량을 보여주

고 있으며, 이 경우 후류의 영향이 과소평가되어 계산되고 있음을 알 수 있다.

모든 후류모델은 유저가 입력하는 난류강도에 민감하게 반응하며 후류손실량과 반비례관계에 있다. 즉, 본 연구에서 실제값과 최대한 근사한 결과를 얻기 위해서는 유저가 임의로 난류강도를 낮추고 후류손실을 증가시킴으로서 가능하다.

2) Meteodyn WT

여기서 사용한 Meteodyn WT의 계산결과에 대한 검증을 하기 위하여 기상탑에서 측정된 풍황데이터를 이용하였다. 30m와 40m에서 측정된 바람데이터를 이용하여 55m에서의 난류강도를 예측하고, 실제 55m에서 측정된 난류강도와 비교함으로써 검증을 진행하였다.

Fig. 13에 도시한 바와 같이 기상탑 위치에서 30°와 60° 방향에서 측정된 바람데이터를 선정하여 예측 값과 비교분석하였다. 그 이유는 기상탑에서 30도와 60도 방향으로 해석도메인이 가장 길기 때문에 유입되는 유동이 지형의 특성을 가장 잘 나타낼 것으로 판단되었기 때문이다.

Fig. 21와 Fig. 22는 그 결과를 보여준다. 저풍속 영역에서는 오차가 다소 발생하나 10m/s이상의 고풍속영역에서는 정확도가 높다. IEC 61400-1 ed.3에 의하면 15m/s의 풍속에서 난류강도를 평가하므로 Meteodyn WT는 난류강도의 예측 정확도가 비교적 높은 편이라고 판단된다. 그러나 여러 조건에 대하여 계속 검증하여 장단점을 확실히 파악하여야 할 것이다. 또한 30° 방향보다 60°방향에서의 오차가 적음을 알 수 있는데, 그 이유는 Fig. 13에서 보이는 것처럼 30°방향으로는 고도차가 170m의 오름에 의해 유입되는 유동에 영향을 미치나 60°방향에는 고도차 50m의 작은 오름이 있어 상대적으로 유입되는 유동에 영향을 적게 주기 때문으로 생각된다.

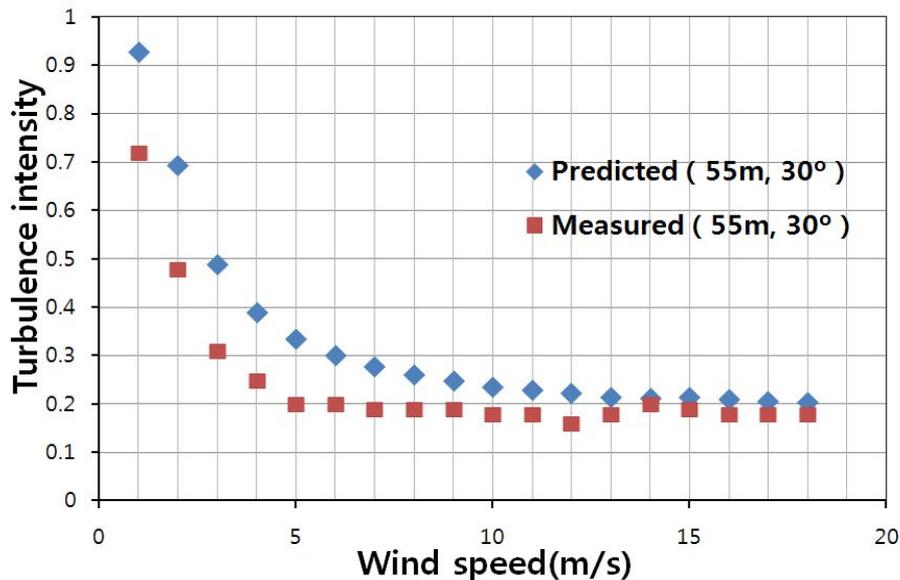


Fig. 21 Predicted and measured TI (55m, 30°).

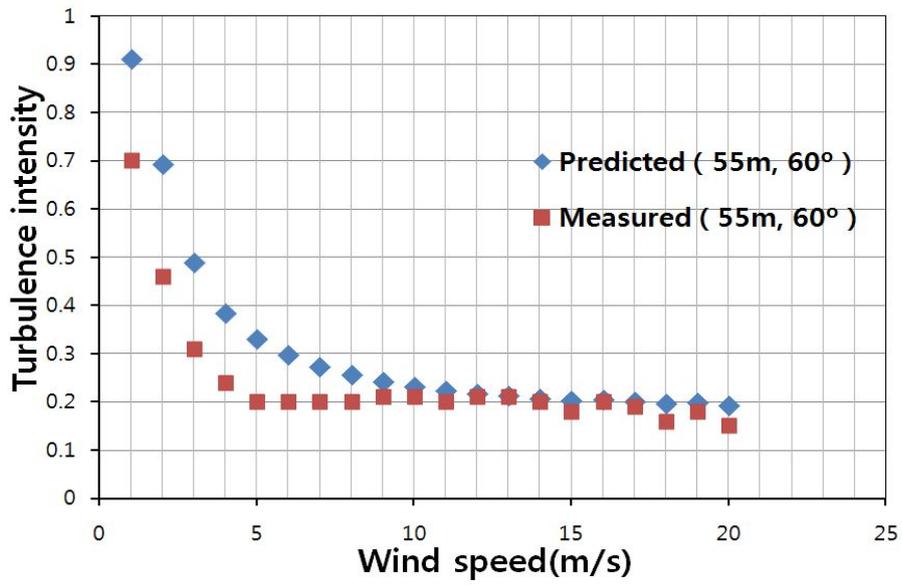


Fig. 22 Predicted and measured TI (55m, 60°).

2. 단지설계 방법

1) 기존의 단지설계 방법

국내에서는 주풍방향으로 3D에서 4D사이의 이격거리와 기상탑에서 측정된 풍향분석자료를 바탕으로 이웃하는 풍력발전기에 의한 난류강도의 증감을 고려하여 육상풍력발전단지 배치를 수행한다. 그러나 이러한 단지배치방법은 평탄한 지역에서는 적합할 수 있으나 제주도 지형처럼 오름이 다수 분포할 경우 오름에 의한 난류강도증가를 과소평가할 수 있다.

제주도 가시리 육상풍력발전단지를 예로 들면, 주풍방향으로 3D에서 4D의 이격거리를 두고 바둑판형식으로 배치를 진행하였으나 준공 이후 근접한 오름에 의한 난류강도증가로 인해 고장 발생이 증가하였다. 이러한 사실로 보아 가시리 육상풍력발전단지는 주변난류강도의 영향을 과소평가하여 단지배치를 수행하였던 것으로 보인다고 판단 될 수 있으나, 현 시점에서의 풍력단지배치 기술축적이 부족한 현실 또한 그대로 반영되었다고 볼 수 있다. 가시리 육상풍력발전단지에서 SCADA등을 통한 실제 측정된 발전량 자료를 습득하기가 어려워 풍력발전기의 정확한 이용률 및 설비가동률 등의 정량적 분석은 하지 못하였으나 본 논문에서는 Meteodyn WT를 이용하면 이웃하는 오름에 의해 발생하는 주변난류강도증가를 분석함으로써 각 풍력터빈이 받는 난류강도를 재계산할 수 있다.

2) 단지설계 방법 제안

기존의 풍력발전단지 설계 툴인 WindPRO는 AEP를 최대화하여 각 풍력시스템을 배치시키는 OPTIMIZE 모듈을 사용자가 이용할 수 있도록 하였으나 오름 및 이웃하는 풍력시스템의 난류강도까지 고려한 최적배치를 할 수는 없다. 이러한 단점을 보완하기 위해서 오름 및 풍력시스템에 의해 발생하는 난류강도를 고려하여 풍력단지설계를 수행할 수 있는 Meteodyn WT를 적절히 조합하여 풍력단지설계과정에 적용시키면 난류강도를 고려하고 연간발전량을 최대화하는 최적설계를 할 수 있다.

이 연구에서 난류강도를 고려한 풍력발전단지 설계 방법은 Fig. 23과 같으며, 그 과정은 다음과 같다.

1) WindPRO 모듈 중 최적화배치 모듈을 이용하여 AEP를 최대로 하는 초기 단지를 설계한다.

2) Meteodyn WT를 이용하여 각 풍력시스템에서의 난류강도를 계산한다.

- 3) Meteodyn WT를 이용하여 풍력발전단지내 난류강도 지도를 생성한다.
- 4) Meteodyn WT를 이용하여 각 풍력시스템에서의 난류강도와 생성된 난류강도 지도를 고려하여 상대적으로 감소한 난류강도 지역으로 위치를 변경한다.
- 5) Meteodyn WT를 이용하여 이웃하는 풍력시스템의 후류영향을 고려하여 풍력시스템간의 이격거리를 선정한다.
- 6) Meteodyn WT를 이용하여 AEP를 최대화하고 난류강도를 최소화하는 조건을 만족할 때까지 4 ~ 5의 과정을 반복한다.
- 7) 풍력단지 풍력시스템 배치를 확정한다.

이러한 난류강도를 고려한 풍력발전단지 설계방법은 AEP는 최대화시키면서 난류강도로 인해 풍력시스템이 받는 악영향을 줄이는데 기여할 수 있을 것이라 생각된다.

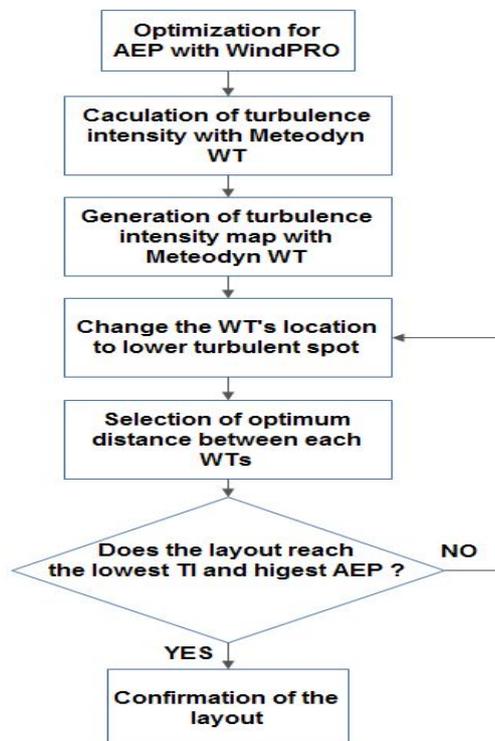


Fig. 23 Flow chart for wind farm design considering TI.

3. 단지설계 결과

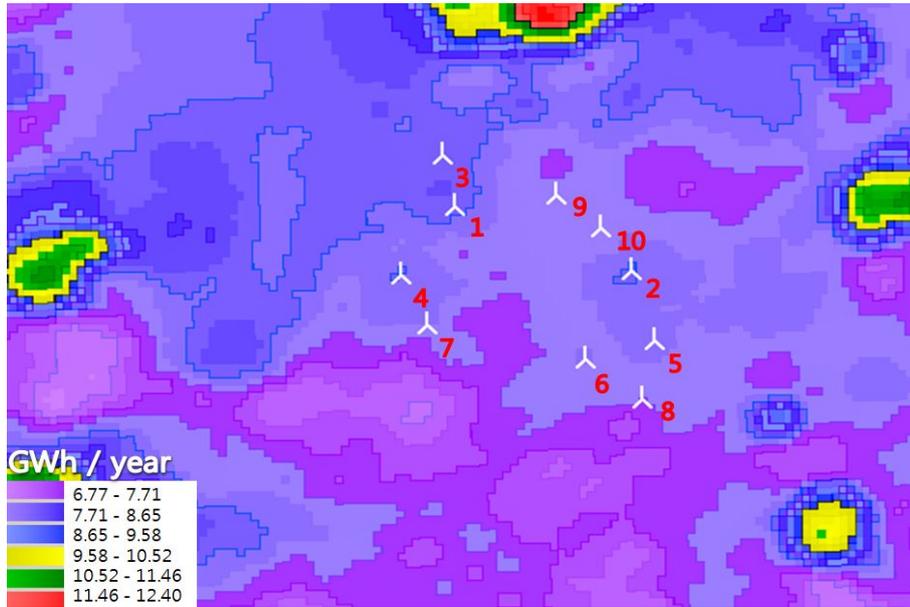


Fig. 24 Initial layout on the AEP at 80m a.g.l.

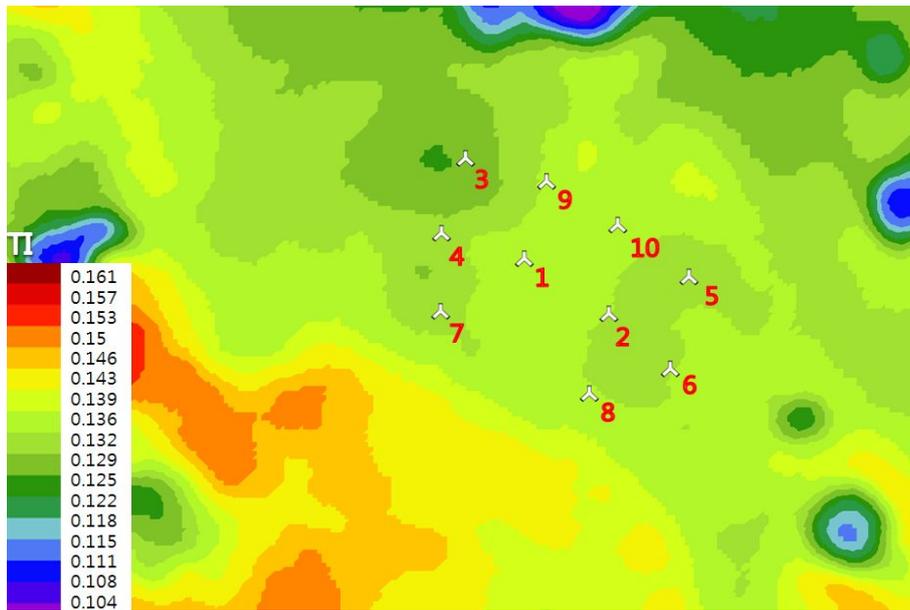


Fig. 25 Final layout on the ambient TI at 80m a.g.l.

WindPRO에 내장된 RESOURCE 모듈을 이용하여 풍력자원지도를 생성시키고 이 지도를 바탕으로 OPTIMIZE 모듈을 이용하여 AEP가 최대가 되는 최적배치를 수행하였다.

Fig. 21은 그 결과를 보여준다. 최소 이격거리는 360m(4D), Random Pattern, 그리고 Full energy 최적화 방법을 적용하였다. 50m의 격자로 생성한 풍력자원 지도를 이용하여 최적배치를 수행한 결과이다. 이 그림은 가시리 풍력지구 및 주변의 80m높이에서의 AEP 분포를 보여준다.

Fig. 24에 나타낸 WindPRO를 사용한 초기 풍력단지설계 결과를 얻은 다음, Meteodyn WT를 이용하여 전술한 (2) ~ (7)의 과정을 수행하였다. 그 결과를 Fig. 25에 나타내었다. 각 풍력발전기의 위치가 달라졌음을 알 수 있다. 이 그림은 Meteodyn WT로 생성한 난류강도 분포를 나타낸 것으로서 WinPRO에서는 얻지 못하는 결과이다. 주변에 위치한 오름과 골프장 등에 의한 거칠기 증가로 인하여 주변 난류강도가 높은 수치를 보여주고 있다.

이 결과를 얻기 위한 계산 과정은 다음과 같다. 즉, Modified Park Model과 Frandsen Turbulence Model의 이론, 그리고 풍력단지의 가용면적을 고려하여 이격거리를 선정하였다. 그 결과, 5D, 6D, 7D의 이격거리가 가장 적절한 것을 알 수 있었고, 이 이격거리에 대하여 AEP를 최대로 하면서 난류강도는 최소로 하는 지점을 선정하기 위하여 반복 계산하였다. 이 연구에서는 3번의 추가반복계산으로 6D의 이격거리가 적절함을 알 수 있었다. 즉, 6D의 이격거리가 7D의 이격거리보다 난류강도가 낮았으므로 6D의 이격거리를 최적 배치거리로 선정하였다. 그 이유는 이격거리를 7D로 계산하면서 추가난류강도의 감소량보다 주변 난류강도의 증가량이 높게 되어 유효난류강도가 오히려 증가하였기 때문으로 생각된다.

여기서 고려된 풍력단지의 경우 유효난류강도를 줄이기 위해서 풍력시스템간의 이격거리 선정이 무엇보다도 중요하다. 그러나 이격거리가 특정거리(본 연구에서는 6D)이상이 될 경우 이격거리에 의한 추가난류강도의 감소량보다 주변 난류강도의 증가량이 높게 되어 유효난류강도가 오히려 증가하는 것을 알 수 있었다. 그러나 산악지형의 경우 거칠기가 높고 고도변화가 심하여 단지 내에서의 주변난류강도의 변화가 심하지만, 풍력시스템간의 후류중첩효과에 의한 추가난류강도 증가는 상대적으로 낮게 된다. 이러한 지형의 경우에는 풍력시스템간의 이격거리뿐만 아니라 고도에 따른 주변난류강도가 적은 지점으로의 위치선정도 유효난류강도를 줄이기 위해 매우 중요한 요인임을 알 수 있다.

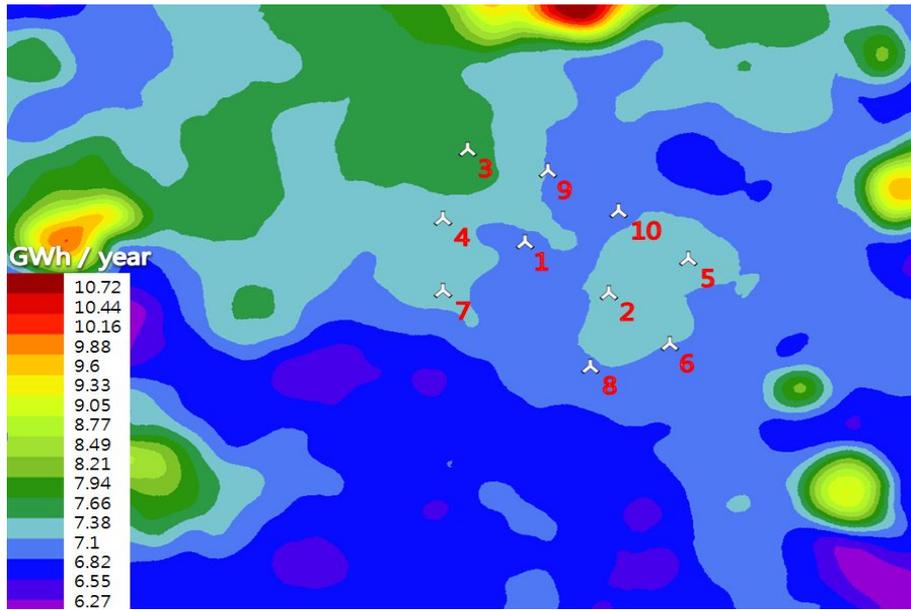


Fig. 26 Final layout on the AEP at 80m a.g.l.

Fig. 26은 재배열 된 각각의 풍력시스템을 풍력자원지도 위에 도시한 그림이다. 각 풍력시스템의 위치에 따른 풍력자원량의 변화는 그리 크지 않아 보인다. 그러나 풍력자원지도만 갖고 연간발전량을 분석할 수 없다. 왜냐하면 후류에 의한 풍속저감현상을 고려할 수 없기 때문이다. 이를 해결하기 위하여 Metedyn WT를 이용하였으며 Table 11과 Table 12에 정량적으로 분석된 내용을 나타내었다.

Table 11 TI and AEP of initial layout including wake impact in the case of 15m/s, 4D

WTG No.	Ambient TI	Added TI	Effective TI	Representative TI	AEP (MWh/year)	Wake loss
1	0.123	0.104	0.168	0.212	5726.5	-22.6
2	0.133	0.128	0.192	0.236	5815.9	-20.5
3	0.122	0.005	0.124	0.167	7293.5	-2.5
4	0.121	0.006	0.123	0.167	6913.0	-6.3
5	0.134	0.114	0.179	0.223	5681.8	-20.9
6	0.128	0.049	0.14	0.183	6053.9	-15.9
7	0.123	0.152	0.204	0.248	5444.2	-24.3
8	0.132	0.088	0.163	0.207	5647.1	-19.5
9	0.138	0.006	0.139	0.182	6721.6	-4.2
10	0.137	0.068	0.162	0.206	6159.5	-12.9
MEAN	0.1291	0.0720	0.1594	0.2031	6145.7	-14.9

Table 11은 WinPRO를 이용하여 얻은 초기배치에 대한 후류영향이 고려된 난류강도와 AEP를 정량적으로 보여준다. 난류강도는 IEC 61400-1 ed.3에서 난류강도 범위를 정할 때 사용하는 15m/s 풍속에서의 값이다. 지형고도와 표면거칠기에 의존하는 주변난류강도의 경우 0.121~0.138범위의 값을 보여주는 반면에 이웃하는 풍력시스템으로부터 발생하는 추가난류강도의 경우는 0.005~0.152로 상대적으로 변화폭이 크다.

Fig. 24에 작성된 배치를 바탕으로 각 값들을 고려해 볼 때 주풍방향으로 배치되고 후방에 위치한 풍력시스템의 추가난류강도가 클 뿐만 아니라 후류손실도 높게 분석되고 있음을 알 수 있다.

Table 12 TI and AEP of final layout including wake impact in the case of 15m/s, 6D

WTG No.	Ambient TI	Added TI	Effective TI	Representative TI	AEP (MWh/year)	Wake loss
1	0.129	0.068	0.149	0.193	5768.4	-18.2
2	0.131	0.092	0.161	0.205	5646.8	-20.7
3	0.121	0.003	0.122	0.166	7295.8	-2.6
4	0.123	0.009	0.125	0.168	6698.3	-7.7
5	0.133	0.031	0.144	0.188	6475.8	-10.3
6	0.133	0.09	0.164	0.207	5764.4	-18.9
7	0.123	0.032	0.134	0.178	6334.0	-12.2
8	0.13	0.082	0.155	0.199	5698.2	-19.3
9	0.132	0.009	0.134	0.177	6649.1	-6.3
10	0.137	0.029	0.148	0.192	6543.5	-7.3
MEAN	0.1292	0.0445	0.1436	0.1873	6287.4	-12.3

Table 12는 Meteodyn WT를 이용하여 난류강도가 최소화되게 설계된 최종배치에 대한 난류강도와 AEP를 정량적으로 보여준다. 초기배치보다 7.78%의 대표 난류강도가 감소되고 AEP는 2.3%증가한 단지배치를 수행할 수 있었음을 알 수 있다. 그 이유는 수정 후 풍력시스템의 각 위치가 변경되어, 각 위치에서의 후류 특성 및 풍황특성이 달라졌고, 이로 인하여 AEP가 조금 증가하는 결과를 가져왔다고 생각된다. 주변 난류강도의 경우 증가량이 미미하며, 추가 난류강도는 확연하게 감소하였음을 알 수 있다.

풍력발전단지내의 난류강도 대표값을 분석하여 IEC 61400-1 ed.3에서 명시된 난류강도 등급 중 고난류강도인 16%범위에 적합한 위치를 선정하지 못하였다. 그 이유는 가시리 풍력지구에 사용된 기상탑 위치에서의 높은 조도계수와 흐름에 의한 영향으로 측정된 데이터의 난류강도가 Fig. 4에 보이는 것처럼 원래 높

게 측정되었기 때문으로 생각된다. 또한, 후류에 의한 풍속감소로 인해 발생하는 에너지손실량은 주풍향의 열방향 순으로 심해지고 있으며, 중심에 배치된 1번, 2번 풍력시스템의 후류손실이 가장 큰 것을 알 수 있다. 그 이유는 후류의 중첩효과로 인한 풍속이 저감되는 현상이 증가하기 때문으로 보인다.

V. 결 론

여기서는 WinPRO RESOURCE 모듈을 이용하여 풍황자원지도를 생성시키고 OPTIMIZE 모듈을 이용하여 AEP가 최대가 되는 기초배치를 시행하였다. 복잡 지형의 경우 선형이론을 기반으로 설계되어진 WAsP은 이격거리 4D이상의 소규모 풍력발전단지에서 적절한 예측결과를 보여주지만 15도 이상 일 때는 복잡지형에서의 유동왜곡에 의한 난류혼합과정에 의한 풍속프로파일의 부정확성과 유동박리에 의한 SPEED-UP 또는 SLOW DOWN 현상을 적절히 반영하지 못하여 풍황특성분석에 적합하지 않으므로 전산유동해석법을 기반으로 설계 되고 복잡 지형 분석에 적합한 Meteodyn WT v4.5를 이용하여 오름의 영향을 고려한 난류강도를 분석하였다. Fig. 24에서 도시된 초기배치를 토대로 풍력발전단지내의 난류강도 대표값을 분석하여 IEC 61400-1 ed.3에서 명시된 난류 등급 중 VESTAS V90(IA)의 난류등급인 고 난류 범위 16%에 대한 적합성을 평가하였다. 고 난류 범위 16%를 초과하는 풍력시스템의 경우 Meteodyn WT v4.5를 이용하여 난류강도지도를 생성시키고 풍력시스템의 위치를 난류강도가 적은 위치로 변경함으로써 난류강도를 고려한 육상풍력발전단지배치를 수행하였다.

풍력지구로 지정된 가시리 육상풍력발전단지의 경우 3MW 용량의 풍력발전기를 10대 총 30MW를 설치하기에는 면적이 협소하기 때문에 IEC 61400-1 ed.3에서 제시되는 고 난류강도 18%를 충족시키는 단지설계를 수행하기는 힘들 것으로 예상된다. 그러나 이 연구를 통하여 WinPRO OPTIMIZE 모듈을 사용한 초기 배치보다는 7.78%의 대표난류강도가 감소되고 AEP는 2.3%증가한 단지배치를 할 수 있었다. 효과적으로 후류를 고려한 배치를 수행하였다고 보여진다.

허나 IEC 규정에서 제시하는 난류강도 범위에 적합한 위치를 선정하지 못하였는데 그 이유는 가상풍력발전단지에 사용된 마스트 위치에서의 높은 조도계수와 오름에 의한 영향으로 측정된 데이터의 난류강도가 높게 측정되었기 때문으로 생각된다. 이는 풍력발전단지설계를 위한 초기 마스트 설치위치 선정 시 주위 환경요건(거칠기, 오름등)에 대한 자세한 분석을 통한 위치선정이 필요함을 나타낸다고 볼 수 있다.

(1) WindPRO에서 제공하는 후류모델 중 선형모델인 N.O. Jensen 모델이 삼달 풍력발전단지에서는 다른 후류모델보다 적합하였다.

(2) Meteodyn WT의 경우 난류강도의 예측율이 15m/s에서는 정확하였으나 15m/s 이하에서는 측정결과 대비 과예측하는 현상이 나타났다.

(3) 풍력발전단지 설계 시 WindPRO와 Meteodyn WT를 적절히 조합하여 최적단지배치를 수행할 수 있었으며, 그 결과 지형에 의한 후류영향과 풍력시스템 간의 후류영향도 동시에 고려하여 풍력시스템을 배치할 수 있었다.

(4) Meteodyn WT를 이용하여 WinPRO OPTIMIZE 모듈을 사용한 초기풍력 시스템 배치보다 7.78%의 대표 난류강도가 감소하고, AEP는 2.3%증가한 풍력시스템 배치를 할 수 있었다.

(5) 복잡지형에서의 대표 난류강도를 줄이기 위해서 풍력시스템 사이의 이격거리뿐만 아니라 오름에 의한 주변 난류강도를 줄이기 위한 위치선정이 고려되어야 할 것이다.

참고문헌

- 1) HSBC, "Power for a new generation", 2007.
- 2) Korea Wind Energy Industry Association, <http://www.kweia.or.kr>
- 3) Michael C. Brower, "WIND RESOURCE ASSESSMENT", WILEY, 2012.
- 4) Morten Nielsen, Presentation of Windfarm Assesment Tool, Riso DTU, 2011.
- 5) Seok-Woo Kim, Hyun-Goo Kim, Sensitivity analysis of wind resource micrositing at the antarctic king sejong station, The korean solar energy society, 2007, Vol.27, No.4, pp.1~9.
- 6) Rui Faria Pereira, Ricardo Andre Guedes, Carlos Silva Santos, Comparing WAsP and MeteodynWT estimates for the "regular" user, EWEC2010.
- 7) C. Steiness, <http://www.ict-aeolus.eu/about.html>.
- 8) B. Sanderse, "Aerodynamics of wind turbine wakes", Energy research Centre of the Netherlands, ECN-E--09-016, 2009.
- 9) J.F.Ainslie, "Calculating the field in the wake of wind turbines", Journal of wind engineering and Industrial Aerodynamics, 1988, Vol. 27, pp. 213~224.
- 10) J.G. Schepers, "ENDOW:Validation and improvement of ECN's wake model", Technical Report, Energy research Centre of the Netherlands, ECN-C-03-034, 2003.
- 11) A. Crespo, J. Hernández, and S. Frandsen, "Survey of modelling methods for wind turbine wakes and wind farms", Wind Energy, 1999, Vol. 2, pp. 1~24.
- 12) J.Hojstrup, "Spectral coherence in wind turbine wakes", Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodyamics, 1999, Vol. 80, pp. 137~146.
- 13) IEC International Standard, IEC 61400-12-1 : 2005, Wind turbines Part 12-1:Power performance measurements of electricity producing wind turbines.
- 14) EMD International A/S, "Introduction to Wind Turbine Wake Modelling and Wake Generated Turbulence", WindPRO/PARK.
- 15) EMD International A/S, Modelling of the Variation of Air Density with Altitude through Pressure, Humidity and Temperature, WindPRO/ENERGY.

- 16) TAO HAN, "The assessment of dynamic wake effects on loading", Master of Science Thesis, TUDelft, 2011.
- 17) Douwe J. Renkema, "Validation of wind turbine wake models", Master of Science Thesis, TUDelft, 2007.
- 18) Michael C. Brower, Nicholas M. Robinson, The OPENWIND Deep-Array Wake Model, AWS Truepower, 2012.
- 19) Meteodyn WT, Help Facility and On-Line Documentation, Technical basis.
- 20) Recommendation for the fulfillment of the requirements found in the technical criteria, Danish Energy Agency, 1992.
- 21) Quarton and Ainslie, Turbulence in Wind Turbine Wakes, Wind Engineering, 1990, Vol.14, No.1, pp. 15-23.
- 22) European Wind Turbine Standards II, ECN-C--98-096, 1998
- 23) G.C.Larsen, J. Højstrup, H.A. Madsen, Wind Fields in Wakes, EUWEC '96, Gothenburg, 1996.
- 24) Anthony J. Bowen and Niels G. Mortensen, WAsP prediction errors due to site orography, Riso-R-995(EN), 2004.
- 25) P. J. Hurley, An evaluation of several turbulence schemes for the prediction of mean and turbulent fields in complex terrain, 1986.
- 26) J. R. Garratt, The atmospheric boundary layer, Cambridge Atmospheric and space sciences series, 1992.
- 27) Hyun-Goo Kim, Tae-Yoon Jeong, Moon-Seok Jang, Analysis on turbulence intensity characteristics at Gimnyeong, Jeju-do by applying IEC 61400 wind turbine standards, The Korean solar energy society, 2010, Vol.30, No.6, pp.59~65.
- 28) Tony Burton, Nick Jenkins, David Sharpe, Ervin Bossanyi, "Wind Energy Handbook, ed.2", WILEY, 2012.
- 29) James F. Manwell, Jon G. McGowan, Anthony L. Rogers, "Wind energy explained, ed.2", WILEY, 2010.
- 30) Kyung-Nam Ko, Jong-Chul Huh, Estimation of the wake caused by wind turbine and complex terrain by CFD wind farm modelling, The Korean solar energy society, 2011, Vol.31, No.5, pp.19~26.

감사의 글

2년간의 석사과정이 총알같이 지나가고, 배우고 연구한 내용을 정리하여 졸업 논문을 마무리 하게 되었습니다. 그 동안 많은 시간을 보람차게 보낼 수 있었고 너무나 좋은 사람들을 만날 수 있었기에 이렇게 감사의 마음을 전합니다.

제주도의 풍력산업을 위해 인력양성부터 도내 기업육성까지 온 심혈을 기울이며, 인생을 살아오신 제주대학교 기계공학과 허종철 교수님, 저의 지도교수님이시자 저에게 삶의 지혜를 나누어 주셨기에 제가 석사과정을 무사히 마칠 수 있었습니다. 허종철 교수님 감사합니다.

풍력특성화대학원 학생들의 교육과 인턴/취업 등 맡은바 일을 열심히 수행하시는 고경남 교수님, 제가 인턴(ECN)을 끝내고 학교로 돌아왔을 때 2편의 논문을 작성할 수 있도록 밤낮을 가리지 않으며 지도해주신 덕분에 제가 졸업논문까지 작성할 수 있었습니다. 고경남 교수님 감사합니다.

ECN에서 20년 근무를 하면서 풍력에 인생을 바치신 코어트 선생님, 네덜란드에서 잘 적응할 수 있도록 저에게 최선을 다해주신 덕분에 6개월 동안 무사히 지낼 수 있었습니다. 코어트 선생님 감사합니다.

방학마다 풍력특성화대학원 학생들에게 재료역학과 공업수학을 가르쳐주신 조경호 교수님, 통계와 함께 석사의 자세를 느끼게 해주신 배진호 교수님, 토론과 발표를 통해 수업을 진행함으로써 학생들의 참여를 이끌어 내셨던 박상렬 교수님 정말 감사합니다.

오랜 시간동안 제주대 기계공학과 학생들에게 기계설계부터 프로그래밍까지 자기시간을 할애하면서까지 가르쳐주셨던 고규현 선생님과 양경부 선생님 감사합니다.

삼달풍력발전소에서 저와 같이 1년여 동안 근무하면서 저에게 인생의 꿈을 다시 한번 갖게 해주시고 석사생활동안 논문을 작성할 수 있도록 값진 데이터를 제공해주신 장대현 소장님, 최정선 과장님 감사합니다.

자신의 역할을 톡톡히 하며 좋은 길을 걸어가고 후배들을 이끌어 주시는 유체역학실험실 문종이형, 경일이형, 준철이형, 현석이형, 승건이형 그리고 석사생활동안 동거동락 했던 상현이형(박사과정), 치훈이형, 현재 실험실장인 부지런한 수영이, 나와 같이 iKR에 입사하여 같이 일하게 된 믿음직한 현우, 앞으로 유체역학실험실을 이끌어갈 지훈과 효정, 열심히 노력하는 동범, 열정이 있는 동현, 항상 밝은 범철, 취업이 잘되어 실험실을 빛내주고 있는 경대, 태식, 믿음, 대기, 보연, 실험실 막내로서 최선을 다하는 희전, 인섭, 현수까지 모든 유체역학실험실원들에게 감사의 글을 전합니다.

그 외에도 풍력 스테디를 같이 했던 정우형, 혁준이형을 비롯한 1기 선배님들, 2기 동기들, 3기 후배님들, 행정실 선생님들에게 감사드립니다.

마지막으로 항상 저를 위해 모든 것을 아낌없이 주시고 저를 사랑해 주시는 나의 부모님과 동생 충호에게 앞으로도 멋진 아들, 형이 될 것을 약속하며, 감사하다는 말씀을 전하고 싶습니다.

모든 분들께 다시 한번 감사의 마음을 전합니다.