



[2019-9-WD-001]

부유식 풍력발전기의 동특성을 고려한 풍력발전 단지의 배치 최적화

김현기¹⁾ · 한원석²⁾ · 이수갑³⁾*

Wind Farm Layout Optimization Considering Dynamic Characteristic of Floating Wind Turbine

Hyunkee Kim¹⁾ · Wonsuk Han²⁾ · Soogab Lee³⁾*

Received 31 October 2018 Revised 14 January 2019 Accepted 5 August 2019

ABSTRACT A process for optimizing the layout of a wind farm considering the dynamic characteristics of a floating wind turbine was developed. Mathematical modeling of the rotor and wake of the floating wind turbine was performed. For the single wake analysis of a floating wind turbine, the GDW model in FAST was replaced with an unsteady vortex lattice method and a nonlinear vortex correction method. The corrected method was combined with the GCL model to perform multiple wake analysis. Ten 2MW Tjaereborg wind turbines were used for optimization. In this study, COBYLA and NSGA2 were used as the optimization algorithms that considered the annual energy production, installation cost, and grid installation cost as a cost model. The optimization was performed 2 cases by setting AEP and LCOE as objective functions. For each case, AEP increased 6% at and LCOE decreased 3%.

Key words Floating wind turbine(부유식 풍력 발전기), Wind farm(풍력 발전 단지), Cost model(소비 모델), Layout optimization(배치 최적화), Wake effect(후류 효과)

Nomenclature

 A : rotor swept area c_1 : empirical constant in GCL c_l : lift coefficient c_m : moment coefficient C_T : thrust coefficient D : rotor diameter l : mixing length n : normal vector $R_{9.6D}$: wake radius at 9.6D r : radial position r_w : wake radius u_r : radial wake perturbation u_x : axial wake perturbation V : wind speed Γ : circulation $\Gamma_{corrected}$: corrected circulation ϕ : velocity potential ϕ_∞ : free stream

1) Ph.D. Candidate, Department of Mechanical and Aerospace Engineering, Seoul National University

2) M.S. Candidate, Department of Mechanical and Aerospace Engineering, Seoul National University

3) Professor, Department of Mechanical and Aerospace Engineering, Engineering Research Institute, Seoul National University

*Corresponding author: solee@snu.ac.kr

Tel: +82-2-880-7384

Fax: +82-2-876-4360

Subscript

AEP	: annual energy production
COBYLA	: constrained optimization by linear approximation
FAST	: fatigue, aerodynamics, structures, turbulence
GDW	: generalized dynamic wake
LCOE	: levelized cost of energy
NSGA2	: non-dominated sorting genetic algorithm2
UVLM	: unsteady vortex lattice method
NVCM	: nonlinear vortex correction method

1. 서론

에너지에 대한 수요의 증가와 제한된 화석에너지로 인하여 재생에너지중 하나인 풍력 에너지에 대한 관심이 증가하고 있다. 그로인해 풍력발전기에 대한 연구는 활발히 일어나고 있고, 화석에너지에 비해 아직 부족한 에너지 생산 단가도 점점 줄어들고 있는 추세이다^[1]. 특히, 육상풍력발전기에 비하여 소음과 시야 문제가 거의 없는 해상풍력발전기가 점점 더 늘어나고 있다.

적은 공간의 제약과 일정하게 유지되는 풍력자원으로 인하여, 해안에서 먼 깊은 바다에서의 풍력자원은 관심을 받고 있으나, 고정식 풍력발전기는 수심이 깊어짐에 따라서 기하급수적으로 설치비용이 증가한다는 문제가 있다. 따라서 수심이 깊은 조건에서는 고정식보다 부유식 풍력발전기가 경제적이며, GL Garrad Hassan는 50m 이상의 수심이 되면 부유식 풍력발전기가 고정식 풍력발전기보다 더 경제적이라는 연구결과를 내었다^[2]. 게다가 2017년 말에 테스트 운영을 시작한 세계 최초의 부유식 풍력발전 단지인 스코틀랜드의 30MW급 HYWIND는 최대 이용률 65%을 달성함으로써, 기존의 풍력발전기들 보다 월등히 높은 이용률을 보여주었다^[3].

부유식 풍력발전기에 적용되는 비정상적인 공력 효과는 터빈의 피로 하중, 연간 전력 생산량 예측 및 공력 소음에 영향을 준다. 이런 비정상적인 공력 현상은 주로 난류, 대기 경계층 효과, 바람 전단의 방향 및 공간 변화, 앞의 터빈에서 발생한 후류, 해류, 조류, 그리고 파도와 같은 복잡한

환경 조건에서 비롯된다. 게다가 부유식 풍력발전기는 플랫폼이 고정되지 않았다는 특징으로 인하여 6-자유도 운동을 한다. 특히, 파도와 해류에 영향을 받은 관성 운동으로 인해 유도속도가 시간에 따라 변하는 복잡한 유동 특성을 가지고 있다.

2000년 Suzuki가 Peters and He의 연구 결과를 참고로 하여 헬리콥터의 유도속도를 계산하는 GDW(Generalized Dynamic Wake)를 개발하였다^[4,5]. 그 후, NREL에서 블레이드 요소-운동량 이론과 GDW 모델을 내장한 FAST(Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence) 프로그램을 개발하여 풍력 발전기의 유동 해석을 수행하였다^[6]. 하지만, GDW의 모델은 헬리콥터의 공력 해석을 수행하기 위해서 개발된 모델이므로, 풍력발전기처럼 저속으로 회전하는 상황에서는 정확도가 떨어지는 문제가 있다. 이를 해결하기 위해, 2016년 Minu Jeon는 FAST의 공력 해석 모델인 블레이드 요소-운동량(BEM) 이론과 GDW 모델을 비정상 와류 격자 기법으로 대체하여 단일 부유식 풍력발전기의 유동과 소음을 해석하였다^[7].

본 논문에서는 부유식 풍력 발전 단지의 배치 최적화를 수행하기 위해서 Minu Jeon이 개발한 비정상 와류 격자 기법을 이용한 유동 해석 모델을 사용하였다. 부유식 풍력 발전기 하나의 공력해석을 위해서는 풍력 발전기 간의 후류 간섭 효과를 고려할 필요가 없지만, 풍력 발전 단지의 배치를 위해서는 다중 후류에 대한 고려가 필요하기 때문에 G.C. Larsen이 개발한 GCL 모델을 사용하였다. 또한, 최적화를 수행하기 위해서, 덴마크 공대에서 개발한 TOPFARM 플랫폼을 사용하였다^[8]. 최적화 알고리즘으로는 COBYLA와 NSGA2를 이용하였고, 비용 모델로는 연간 에너지 생산량, 기반설치 비용, 전력망 설치 비용을 고려하였다. 이를 통해, 부유식 풍력 발전 단지의 최적 배치를 구하였다.

2. 수학적 모델링

2.1 비정상 와류 격자 기법

비정상 와류 격자 기법(UVLM)은 공기역학적 양력과 항력을 예측하는 기법이다. 비정상 와류 격자 기법은 각 블레이드를 따라 흐르다가 하류로 대류되는 와류를 표현할 수

있다. 지배방정식은 물체의 경계와 후류 영역을 제외한 전체 영역에서 식 (1)을 만족하는 포텐셜 유동의 비압축성, 비점성, 비회전 유동을 가정한 라플라스 방정식이다^[9,10].

$$\nabla^2 \Phi = 0, \vec{V} = \nabla \Phi \quad (1)$$

Green의 상반정리를 이용하여 라플라스식을 소스(source)와 더블렛(doublet)분포의 합으로 나타낼 수 있으며, 식 (1)의 일반해는 더블렛 분포를 순환강도 분포로 치환하면 아래와 같은 식을 얻을 수 있다.

$$\Phi = \frac{1}{4\pi} \int_{body+wake} \Gamma n \times \nabla \left(\frac{1}{r} \right) dS + \Phi_{\infty} \quad (2)$$

블레이드 주변 유동과 와류의 후류는 와류 링 요소로 모델링되며, 두 가지 경계조건이 사용된다. 첫 번째 경계조건은 동체의 경계면을 통과하는 법선 속도가 0이 되어야 한다.

$$(\nabla \Phi + \Phi_{\infty})n = 0 \quad (3)$$

두 번째 경계 조건은 동체의 움직임으로 인해 발생하는 유동의 외란이 동체에서 떨어져야 한다.

$$\lim_{r \rightarrow \infty} \nabla \Phi = 0 \quad (4)$$

자유류에서 점성 효과를 나타내기 위해서 Lamb-Oseen 모델을 이용하였다.

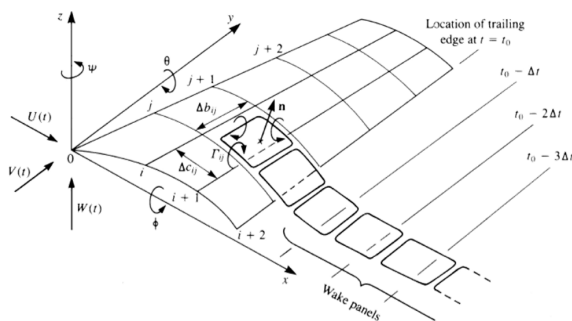


Fig. 1. Unsteady Vortex Lattice Method^[10]

2.2 비선형 와류 보정 기법

풍력발전기에 영향을 주는 다양한 요소들 중에는 제어할 수 없는 외부 환경이 있다. 대형화된 풍력발전기는 풍속 전단에 큰 영향을 받으며 비정상 유동 특성을 가진다. 풍력발전기는 난류에 의해 불안정한 대기 환경과 풍속전단에 큰 영향을 받고, 풍속 변화에 따른 요(Yaw) 에러로 인해 비정상 유동 특성을 가진다. 그로 인해 비정상 와류 격자 기법은 점성으로 인한 실속을 고려하지 못하고, 두께로 인한 효과를 계산하지 못한다. 이 문제를 해결하기 위해서 비선형 와류 보정 기법이 사용되었다. 비선형 와류 보정 기법(NVCM)은 점성효과가 고려된 lookup table의 c_l, c_m 과 비교하여, 오차가 있을시 구속 와류를 가감시켜 오차가 일정 이하가 되도록 보정하는 기법이다. 보정된 c_l, c_m 을 이용하여 보정된 $\Gamma_{corrected}$ 을 얻고, $\Gamma_{corrected}$ 을 이용하여 공력 계산을 수행한다^[7,10].

2.3 FAST

FAST는 NREL(National Renewable Energy Laboratory)에서 개발한 피로, 공기역학, 구조, 난류를 고려한 풍력발전기의 동특성을 분석하는 프로그램이다^[6,11]. FAST에서는 부가질량, 복사, 부력, 해류, 회절, 그리고 비선형 요소들을 고려하여 계산하는 수리학 모듈이 포함되어 있다. FAST의 유동해석 모듈은 블레이드 요소-운동량 이론과 GDW을 기반으로 되어있다.

Fig. 2는 부유식 풍력발전기의 공력특성을 해석하기 위해 FAST의 블레이드 요소-운동량 이론과 GDW을 비정상 와류 격자 이론을 기반으로 개발한 유동해석 프로그램으로

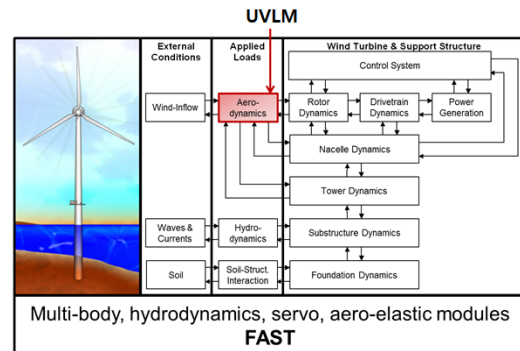


Fig. 2. aerodynamic model of FAST^[6]

대체한 것을 도시한 모식도다.

Fig. 3은 GDW 모델을 비정상 와류 격자 모델로 대체 했을 때의 비교 그래프다. 피치의 변화에 따른 동적 특성을 고려하기 위하여 Tjaereborg 풍력발전기의 측정 데이터를 사용하였다. 해당 실험 데이터는 부유식 풍력발전기의 동적 특성을 모사하기 위하여, 블레이드의 피치각을 시간에 따라 0.2도에서 3.9도로 변화시켰을 때의 데이터이다^[12].

BEM 모델은 후류가 평형 상태인 것을 가정하기 때문에, 실험에서 나타나는 동적 유입류로 인해 생기는 유도 속도의 급격한 변화를 고려하지 못한다. 반면, GDW와 UVLM은 동적 유입류에 의한 유도 속도의 급격한 변화를 고려하여 실험값과 비슷한 결과를 보여주었다. 하지만, GDW는 헬리콥터의 유도속도를 구하기 위해 개발된 모델인 만큼, 풍력발전기의 공력해석을 수행하기에는 문제가 있다. GDW는 하중이 적게 걸리는 블레이드, 즉 유도속도가 평균유량에 비해 상대적으로 작다고 가정한 모델이기 때문에, 저속에서는 정확한 해석이 되지 않는다^[13]. 반면, UVLM은 속도에 대한 가정을 하지 않고 비압축성, 비점성, 비회전을 가정한 모델로, 이 가정으로 인해 생기는 오차는 비선형 와류 격자 기법을 통해 보완하였다. 그로인해 비정상 와류 격자 기법이 FAST의 기본 공력해석 모델인 BEM, GDW 모델보다 더 정확한 값을 보여줬다.

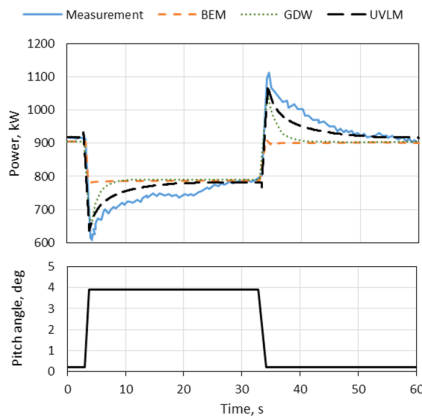


Fig. 3. Comparison graph of GDW and UVLM^[7]

2.4 GCL 모델

Larsen에 의해 제안된 후류해석 기법^[14]을 이용하여, 여러 대의 풍력발전기 상황에서의 다중 후류 해석을 진행하였

다. GCL 모델은 후류 속도 저감의 반 해석적 기법과 후류의 난류장의 특성을 경험식으로 모사한 방법이다. 경험식은 실제 운용중인 터빈에서 얻은 측정값에 기반하여 실속, 피치와 다양한 풍속 상태를 반영하고 있다. 후류반경(r_w), 축방향(u_x), 반경방향(u_r) 후류 섭동은 식 (5)~(7)과 같이 구해진다.

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

$$u_x(x, r) = \frac{u_\infty}{9} (C_T A (x + x_0)^{-2})^{\frac{1}{3}} \times (r^2 (3c_1^2 C_T A (c + c_0))^{-\frac{1}{2}} - \left(\frac{35}{2\pi}\right)^{\frac{3}{10}} (3c_1^2 f)^{-\frac{1}{5}})^2 \quad (6)$$

$$u_r(x, r) = -\frac{u_\infty}{3} (C_T A)^{\frac{1}{3}} x^{-\frac{5}{3}} \times (r^2 (3c_1^2 C_T A x)^{-\frac{1}{2}} - \left(\frac{35}{2\pi}\right)^{\frac{3}{10}} (3c_1^2)^{-\frac{1}{5}})^2 \quad (7)$$

C_T 는 추력 계수, A 는 회전 면적이다. 여기서 c_1 , x_0 , d_1 은 아래와 같다.

$$c_1 = (105/2\pi)^{-1/2} \left(\frac{d_1 D}{2}\right)^{5/2} (C_T A x_0)^{-5/6} \quad (8)$$

$$x_0 = \frac{9.6D}{\left(\frac{2R_{9.6D}}{d_1 D}\right)^3 - 1} \quad (9)$$

$$d_1 = \sqrt{\frac{1 + 1/\sqrt{1 - C_T}}{2}} \quad (10)$$

여기서 $R_{9.6D}$ 는 해상 풍력 발전 단지 분석을 통해 경험식으로 얻은 9.6D거리에서의 후류 반경이다.

3. 최적 설계 알고리즘

3.1 최적화 알고리즘

부유식 풍력 발전 단지의 배치 최적화를 하기 위해서 본

논문에서는 앞서 언급한 단일 풍력발전기의 후류를 계산하는 비정상 와류 격자 기법과 다중 후류를 상황을 고려하는 GCL 모델을 적용하여 풍력 발전 단지에서의 다중 후류 효과를 고려하였다.

배치 최적화를 수행하는 플랫폼으로는 덴마크 공대에서 개발한 TOPFARM을 이용하여 최적화를 수행하였다^[8]. TOPFARM은 NSGA의 다중 목적 함수 최적화 모듈인 OpenMDAO(Open-source Multidisciplinary Design Analysis and Optimization)와 FUSED_WIND(Framework for Unified Systems Engineering and Design of Wind Plants)가 포함되어 있다.

최적화의 비용함수로는 연간 에너지 생산량(AEP: Annual Energy Production), 기반 비용(foundation cost), 전력망 비용(grid cost)을 고려하였다.

Fig. 4는 TOPFARM 플랫폼을 이용한 부유식 풍력 발전 단지 배치 최적화의 전체 순서도를 나타낸 것이다. 맨 처음, 경계선을 포함한 지형 및 바람 데이터를 입력한다. 그 후, FAST, 비정상 와류 격자 모델, GCL 모델을 통하여, 풍력 발전기 각각의 연간 에너지 생산량을 구한다. 구해진 연간 에너지 생산량과 다른 비용함수인 기반설치 비용, 전력망 설치 비용을 고려하여 목적함수를 만든다. 만들어진 목적함수를 최적화 알고리즘을 통해 배치하고, 제약 조건을 만족할 때까지 이 과정을 반복 수행한다.

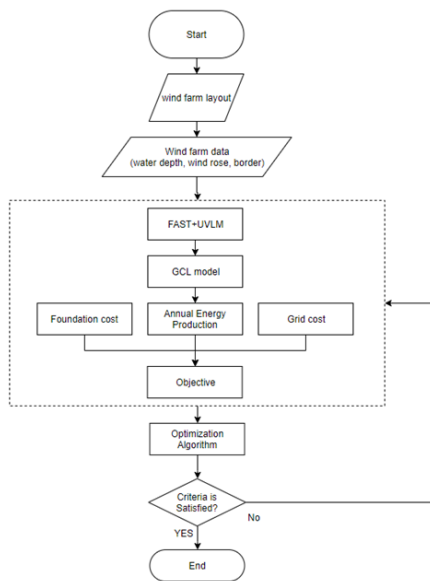


Fig. 4. Optimization flowchart

3.1.1 비우위 정렬 진화 알고리즘 2

NSGA2는 비우위 정렬 진화 알고리즘(NSGA)^[15]을 개선한 알고리즘으로, 기존의 진화 알고리즘에 자동 보정반복을 적용한 다중 목적 함수 최적 설계 알고리즘이다. NSGA2에서는 최적 해를 찾기 위해 빠른 Pareto 우성과 최적에 기반한 비우위 정렬 기법을 사용하였다. NSGA2는 모집단 기반의 기법이므로, 잠재적 해의 모집단을 임의의 세대로 시작한다. 모집단에 대한 평가가 이루어지고, 그에 따라 비우위 정렬 기법에 따라서 해의 순위를 부여한다. 정렬된 해들은 서로 다른 선에 할당하고, 할당된 선으로부터 자손 집단을 생성한다. 그 후, 모집단과 자손집단을 이진 토너먼트 선택에 기반한 재조합과 돌연변이 연산자를 사용하여 새로운 모집단을 만들고, 이 과정들을 기준에 만족할 때까지 반복한다.

3.1.2 선형 근사에 의해 제한된 최적 설계

COBYLA는 Powell가 제안한 목적 함수의 미분을 알 수 없는 제약 조건에 대한 수치적 최적화 방법이다^[16]. COBYLA는 선형 계획법을 통해서 제한된 최적화 문제를 반복적인 계산을 통해 근사한다. 반복 계산중에 선형 계획법을 통해 최적 해의 후보군을 구한다. 후보군은 기존의 목표 및 제약 조건으로 최적해 여부를 평가한다. 최적해가 아닐 경우, 산출된 후보군은 알고리즘의 다음 반복에 사용되는 선형 계획법을 개선하는데 사용된다.

3.2 비용 모델

사용된 비용의 총합을 C 라고 했을 때, C 는 다음과 같이 표현된다^[15].

$$C = CF + CI + CT + CE \quad (11)$$

CF 는 기초비용(foundation cost), CI 는 기반 비용(installation cost), CT 는 인프라 구조물 비용, CE 는 전기 인프라 비용이다. CI 는 풍력 발전 단지의 지형학적 위치와 각각의 풍력발전기의 접근성에 대한 변수이다. 해상풍력발전의 경우 수심에 기반으로 하여 CI 가 결정된다. 부유식 풍력발전기의 경우는 전체 수심의 규모에 비해 수심의 변화량이 크지 않기 때문에, 모든 설치 가능한 위치에서 동

일한 설치 장비와 인적 자원을 필요로 한다. 그러므로 본 논문에서는 CI를 상수로 설정하였다.

3.2.1 연간 에너지 생산량

연간 에너지 생산량은 n 개의 운용 가능 풍속 범위와 그에 따른 m 개의 터빈에서 발생하는 출력의 확률 밀도 함수를 이용하여 얻을 수 있다. 풍력 발전기가 24시간 365일 가동된다고 가정할 때, 다음과 같이 나타낸다.

$$AEP = 365 \times 24 \times \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m P_{ij}(U) Power_{ij}(U) \quad (12)$$

3.2.2 기반 설치 비용

풍력 발전 단지의 풍력 발전기 기반 비용은 다음과 같이 정의 된다^[16].

$$CF = \sum_{i=0}^{n_{WT}} CT_i(x_i, y_i) \quad (13)$$

CT_i 는 i 번째 풍력 발전기의 기반 비용을 의미하고, (x_i, y_i) 는 i 번째 풍력 발전기의 직교좌표계 격자상의 위치를 나타내고, n_{WT} 는 풍력 발전 단지에 설치된 풍력 발전기의 개수이다. 이와 같이, 기반 비용함수는 개별 풍력 발전기의 설치 단가에 의해 결정된다. 본 논문에서는 풍력 발전기가 설치될 해상의 수심(m)만을 고려하여 기반 비용 함수를 정의하였다. 해상 풍력 발전기의 기반 비용은 아래와 같은 수심에 관한 선형 함수로 나타낼 수 있다.

$$CT_i(x, y) = CT_r + \Delta h(x_i, y_i) CT_g \quad (14)$$

기준 기반 비용인 CT_r 은 수심 8미터에서의 풍력 발전기 비용의 20%로 설정되었고, 함수의 기울기 값인 CT_g 는 풍력 발전기 비용의 2%로 설정하였다. $\Delta h(x_i, y_i)$ 는 (x_i, y_i) 에서의 수심이다.

3.2.3 전력망 설치 비용

전력 하부 구조물 비용인 전력망 비용은 아래와 같이 모델링 하였다^[17].

$$CG = \int_{\Gamma} C(x, y) ds \quad (15)$$

$c(x, y)$ 는 1미터당 케이블 비용, S 는 모든 풍력 발전기를 연결할 수 있는 최소 길이의 케이블 궤적, ds 는 궤적의 무한소 곡선 요소이다.

전력망 설치 비용의 최소화를 위하여 전력망 설치의 두 단계를 거친다. 먼저 가까운 풍력발전기들과의 연결을 통하여 그룹들을 만든다. 그 후, 각각의 그룹들을 연결하는 전력망을 설치하여 모든 풍력발전기의 전력망이 연결되도록 한다.

3.3 최적화 대상

최적화에 사용된 지형 및 바람장미 데이터는 제주도의 풍력발전 단지의 데이터로 사용하였다. Fig. 5는 제주도의 지형데이터에 임의로 풍력발전기를 설치한 그림으로, 최적화하기 전의 기준 위치로 설정하였다. 빨간색 점선은 풍력 발전기의 경계선이고, 파란색 점은 각각의 풍력발전기를 의미한다. Fig. 6은 Fig. 5에 부합하는 바람장미 데이터다.

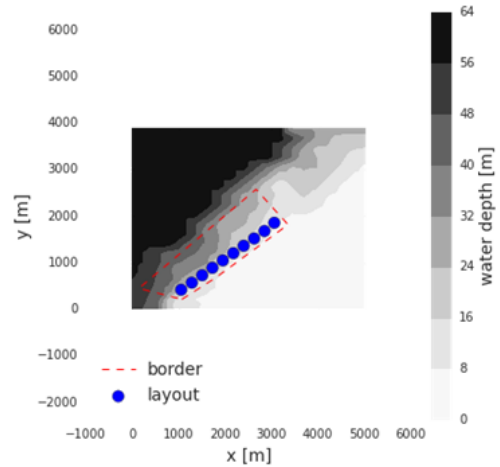


Fig. 5. baseline layout

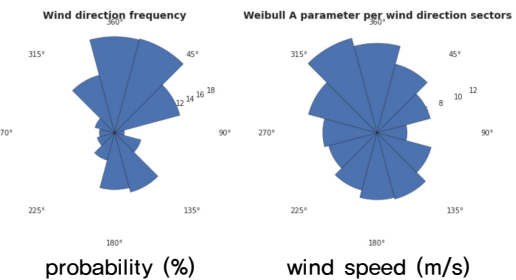


Fig. 6. Wind rose data

최적화에 사용된 풍력발전기의 모델은 총 10개의 2MW Tjaereborg를 사용하였다^[12].

4. 최적화 결과

최적화는 제주도 풍력 발전 단지의 지형 및 바람장미 데이터를 이용하여 진행되었다. 연간에너지 생산량과 LCOE가 목적함수로 사용되었다. LCOE(Levelized Cost of Energy)는 다음과 같이 계산했다.

$$LCOE = \frac{\text{grid} + \text{foundation}}{AEP} \quad (16)$$

Table 1. Optimization constraints

	Objective	constraints
case 1	AEP	foundation cost<1.1 min.dist<2.4D border
case 2	LCOE	AEP>1.0 min.dist<2.4D border

Table 1는 각각의 목적함수에 따라 최적화에서 사용한 제한 조건들을 나타낸 표다. min.dist는 풍력 발전기간의 최소 이격 거리를 뜻하는 것이고, D는 풍력발전기 로터의 지름을 뜻한다. Border는 제한된 위치 내에서 풍력발전기가 벗어나지 않게 하는 구속 조건이다. 풍력발전기 간의 후류 효과를 최소화 하기 위해서는 7D이상의 이격 거리를 주어야 하나, 본 논문에서는 이격 거리를 2.4D로 설정하였다. 이는 한정된 공간에서의 최적화를 수행해서, 후류효과를 줄이기 위한 공간을 확보하지 못하기 때문이다. 그래서 본 논문은 가까운 이격 거리로 인한 후류 간섭 효과를 GCL 모델로 계산하여, 후류 효과로 인한 출력 저하까지 고려한 최적화를 수행하였다.

Case 1의 경우, 제한조건으로 기존배치 대비 새로운 배치의 기반 설치비용의 값이 1.1 이하가 되도록 설정하였다. 이는 연간 에너지 생산량을 증가시키기 위해서는 후류 효과가 서로 영향을 받지 않을수록 좋다는 것을 고려하여, 경계선에만 풍력발전기가 배치되는 것을 막기 위해 설

정하였다.

Case 2의 경우, 최적화 배치 과정에서 오히려 에너지 생산량이 감소하는 현상을 막기 위해서, 제한조건을 기존배치 대비 새로운 배치의 연간 에너지 생산량의 값이 1.0 이상이 되도록 설정하였다.

부유식 풍력발전기의 피치 변화는 0.2도에서 3.9도로 설정하였다. 최적 설계 알고리즘으로 사용된 것은 앞서 설명한 비우위 정렬 진화 알고리즘 2(NSGA2)와 선형근사에 의해 제한된 최적 설계(COBYLA)이다. NSGA2의 경우는 과도한 계산 비용 소모를 막기 위해서 반복계산 횟수를 15000으로 제한하였다.

Fig. 7의 (a)와 (b)는 목적함수를 연간에너지 생산량으로 했을 때의 최적화 배치 결과이다. 목표가 연간 에너지 생산량인 만큼, 전력망 설치 비용의 값은 고려하지 않고 최적화 배치를 수행하였다. 기반 설치 비용은 제한조건을 만족하는 선에서 배치를 수행하였다. Fig. 6의 바람장미를 보면 북풍이 강하게 부는 것을 확인 할 수 있는데, 그로 인하여 풍력발전기들이 좌우로 길게 배치되어 있는 것을 확인 할 수 있다. 또한, 기반설치 비용이 1.1 이하가 되도록 하는 제한 조건을 만족하기 위하여, 대부분의 풍력발전기들이 수심이 낮은 우하단 경계선에 배치되었다. 그리고 나머지 3~4개의 풍력발전기는 제한조건이 내에서 후류의 영향을 적게 받으려는 위치에 배치되었다.

Fig. 7의 (c)와 (d)는 목적함수를 LCOE로 했을 때의 최적화 배치 결과다. 목표가 LCOE인 만큼, 연간 에너지 생산량, 전력망 설치 비용, 기반 설치 비용을 모두 고려하여 최적화 배치를 수행하였다. Fig. 6의 바람장미가 북풍이 강하므로, 그로 인하여 풍력발전기들이 좌우로 길게 배치되어 있는 것을 확인 할 수 있다. 또한, 기반설치 비용을 최소화 하기 위하여, 대부분의 풍력발전기들이 수심이 낮은 우하단 경계선에 배치되었다. Fig. 7의 (a), (b)와 다르게 전력망 설치 비용을 고려하기 때문에, 풍력발전기들이 넓게 퍼지지 못하고, 서로 가까운 위치에 배치되었다.

Table 2은 최적화의 결과를 정리한 표다. 목적함수로는 연간에너지 생산량과 LCOE를 사용하였다. Case 1, 연간 에너지 생산량(AEP)의 경우에는 목적함수가 최대가 되도록 최적화를 진행했다. Case 2, LCOE는 목적함수가 최소가 되도록 최적화를 진행했다. 각각의 최적화마다 모든 비

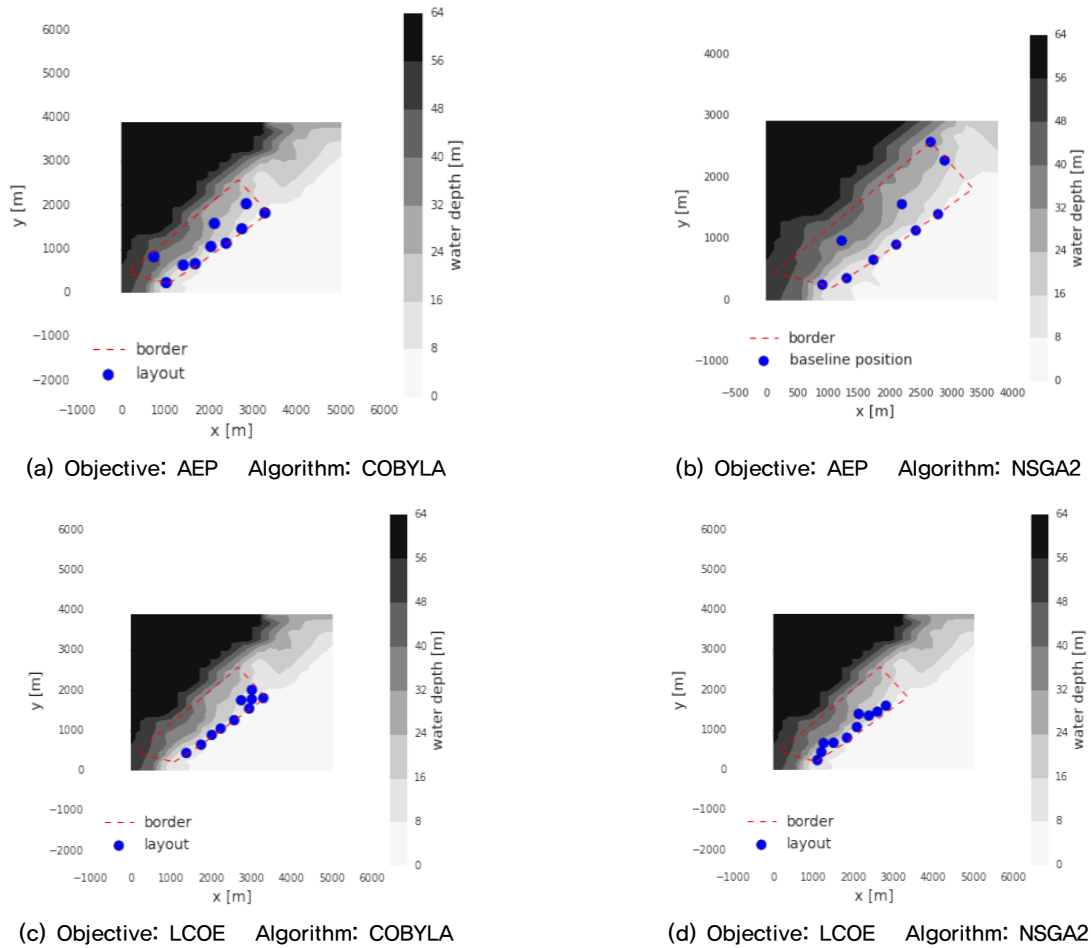


Fig. 7. Optimized wind farm layout

Table 2. Optimization result

Objective function	Algorithm	grid	AEP	foundation	iteration	Result (New layout/Previous layout)
case 1: AEP	COBYLA	1,59	1,05	0,92	392	1,05
	NSGA2	2,18	1,06	0,83	15000	1,06
case 2: LCOE	COBYLA	1,05	1,00	0,62	159	0,98
	NSGA2	1,01	1,01	0,60	15000	0,97

용함수들의 값과 계산비용도 함께 도시하였다.

Iteration은 최적화를 끝날때까지의 반복 계산 수행 횟수를 나타낸다. 두 최적화의 반복계산 시마다 걸리는 시간은 거의 일정하기 때문에, iteration의 차이가 계산비용의 차이를 의미한다. Result는 목적함수의 최적화 결과값으로, Fig. 5와 최적화를 통해낸 새로운 배치의 목적함수값의 비율을 나타낸다.

COBYLA와 NSGA2는 전체적으로 유사한 최적화 결과

를 냈다. 다만, NSGA2의 경우에 좀 더 좋은 결과를 냈지만 계산비용이 월등히 높았다. 반면, COBYLA는 NSGA2보다 계산 결과가 안 좋지만, 계산비용이 훨씬 적게 사용되었다. 이는 NSGA2가 경험식을 이용한 최적화로, 전역최적화에 수행한다는 특징으로 인해 높은 계산비용과 좋은 결과가 나온 것으로 보인다.

Case 1는 목적함수 AEP가 최대가 되도록 최적화를 한 결과다. 기존의 배치에 비해, 새로운 최적화 결과로 연간

에너지 생산량이 5%, 6% 증가했음을 확인했다. 이때, 최적화 알고리즘에 상관없이 전력망 비용이 크게 증가함을 확인할 수 있었다. 이는 AEP를 증가시키기 위해서 비용함수나 제한조건으로 사용되지 않은 전력망 비용을 신경쓰지 않아 나온 결과로 보인다. 반면, 기반 설치비용은 기존에 비하여 오히려 더 낮은 값을 보였는데, 이는 수심이 낮은 구간이 좌우로 길게 퍼져 있어서, 연간에너지 생산량을 높이는 배치의 경향성과 대치되지 않기 때문에 나온 결과로 보인다.

Case 2는 목적함수 LCOE가 최소가 되도록 최적화한 결과다. 기존 배치에 비해 새로운 최적화 결과 기존보다 2%, 3% 감소한 것을 확인할 수 있다. 이는 LCOE를 최소로 하기 위하여, 현재 배치에서 가장 낮추기 쉬운 기반 설치비용이 크게 낮아진 것을 확인할 수 있다. 단, 제한조건으로 인하여 연간에너지 생산량은 거의 변화가 없다는 것을 확인할 수 있었다.

5. 결론

부유식 풍력발전기의 후류를 예측하는 수학적 모델링을 이용하여 다양한 목적함수에 대한 부유식 풍력발전 단지의 위치 최적화를 진행하였다.

부유식 풍력발전기의 단일 후류 해석을 위하여 FAST의 GDW를 비정상 격자 모델로 대체하여 사용하였다. 비정상 격자 모델의 점성효과를 고려 못한다는 한계는 비선형 와류 보정 기법을 통해 보정했다. 대체된 비정상 격자 모델은 기존 GDW보다 실험값이 더 일치하는 것을 확인하였다. 이를 Larsen의 GCL 모델과 결합하여, 부유식 풍력발전 단지의 다중 후류 해석을 수행하였다.

최적화를 수행하기 위해, 덴마크 공대에서 개발한 TOPFARM 플랫폼을 사용하였다. 최적화 알고리즘으로는 COBYLA와 NSGA2를 사용하였고, 비용 모델로는 연간 에너지 생산량, 기반 설치비용, 전력망 설치비용을 사용하였다. 제주도의 지형 데이터와 바람장미 데이터를 사용하여 최적화를 진행하였다. 총 10개의 2MW Tjaereborg의 풍력발전기를 임의의 위치에 배치하여 최적화를 진행하였다.

최적화 결과, case 1의 경우 기존의 배치보다 연간에너

지 생산량을 6% 정도 높이고, case 2의 경우도 LCOE가 기존의 배치보다 3% 낮은 배치를 찾았다.

감사의 글

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다 (No. 20194030202300). 그리고 2018년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다(NO. 20183010025280).

References

- [1] Ahmed, F., Naeem, M., and Iqbal, M., 2017, "ICT and renewable energy: a way forward to the next generation telecom base stations", *Telecommun. Syst.*, 64(1), 43-56.
- [2] Arapogianni, A., and Genach, A.B., 2013, "Deep water—the next step for offshore wind energy", *European Wind Energy Association (EWEA)*.
- [3] Froese, M., 2018, "World's first floating wind farm delivers promising results", <https://www.windpowerengineering.com/business-news-projects/worlds-first-floating-wind-farm-delivers-promising-results>.
- [4] Suzuki, A., 2000, "Application of dynamic inflow theory to wind turbine rotors", Ph. D. thesis, Department of Mechanical Engineering, University of Utah 2000.
- [5] Peters, D.A., Boyd, D.D., and He, C.J., 1989, "Finite-state induced-flow model for rotors in hover and forward flight", *J. Am. Helicopter Soc.*, 34(4), 5-17.
- [6] Jonkman, J.M., and Buhl Jr., M.L., 2005, "Fast user's guide-updated august 2005 (No. NREL/TP-500-38230).", *National Renewable Energy Laboratory NREL*, Golden, Colorado.
- [7] Jeon, M., Lee, S., Kim, T., Lee, S., 2016, "Wake influence on dynamic load characteristics of offshore floating wind turbines", *AIAA Journal*, 54(11), 3535-3545.
- [8] Larsen, G.C., Madsen, H.A., Troldborg, N., Larsen, T.J., Réthoré, P., Fuglsang, P., Ott, S., Markou, H., Sørensen, J.N., Hansen, and K.S., et al., 2011, "TOPFARM-next

- generation design tool for optimisation of wind farm topology and operation”, Risø DTU, Roskilde, Denmark.
- [9] Katz, J. and Plotkin, A., 2001, “Low-speed aerodynamics”, 2nd ed., Cambridge University Press.
- [10] Hwang, B., Kim, H., and Lee, S., 2018, “Wind farm layout optimization using multidisciplinary model”, *J. Mech. Sci. Tech.*, 32(6), 2919-2924.
- [11] Jonkman, B.J., and Jonkman, J.M., 2013, “Addendum to the user’s guides for FAST, A2AD, and AeroDyn released March 2010-February 2013”, National Renewable Energy Laboratory: Golden, Colorado.
- [12] Øye, S., 1992, “Tjæreborg wind turbine: dynamic flow measurement”, AFM Notat VK-233, Department of Fluid Mechanics, The Technical University of Denmark.
- [13] Laino, D., and Hansen, A.C., 2004, “Current efforts toward improved aerodynamic modeling using the AeroDyn subroutines”, 42nd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit.
- [14] Larsen, G.C., 1988, “A simple wake calculation procedure”, Risø DTU, Roskilde, Denmark.
- [15] Srinivas, N., and Deb, K., 1994, “Multiobjective optimization using nondominated sorting in genetic algorithms”, *Evol. Comput.*, 2(3), 221-248.
- [16] Larsen, G.C., 2009, “A simple generic wind farm cost model tailored for wind farm optimization”, Report Risø, 1-25.
- [17] Costa, P., Martins, A., and Carvalho, A., 2004, “Optimization of energy generation in wind farm through fuzzy control”, In EWEC.