

연구논문

인공신경망을 통합한 풍력발전 개발모델 연구

김경수¹ · 장일식^{2,3*}¹주식회사 씨지오, ²조선대학교 첨단에너지공학과, ³조선대학교 에너지자원공학과

Study on a Development Model of Wind Power Generation Integrating an Artificial Neural Network

Kyoung-Soo Kim¹ and Ilsik Jang^{2,3*}¹CGO, Seoul, Korea²Department of Advanced Energy Engineering, Chosun University, Gwangju, Korea³Department of Energy Resources Engineering, Chosun University, Gwangju, Korea

*Corresponding Author. Ilsik Jang, isjang77@chosun.ac.kr, Department of Advanced Energy Engineering and Department of Energy Resources Engineering, Chosun University, Gwangju, Korea

Received

17 July 2023

Final version Received

14 August 2023

Accepted

28 August 2023

Abstract

Despite the Korean government's keen interest in wind power generation, wind farm construction continues to be ad hoc in terms of both selection of location and utilization wind resources in the country. In this study, an artificial neural network (ANN) model was developed to predict the economics of wind power generation using wind vector characteristics, grid linkage, and geographical characteristics. A regional wind power resource distribution map was constructed considering economic feasibility. An optimization method was established to optimize the size of the wind power complex, grid connection, and type of wind turbine to secure maximum economic benefits for promising wind power locations. The optimization method used could quantify various key factors and support economic analysis through a sensitivity analysis between the various impact factors of wind power projects. The optimization method led to identifying locations for onshore and offshore wind farms with high economic potential in the Southwest Sea and near Jeju Island.

Key words : wind power generation, artificial neural network, economic analysis, resource distribution map, optimization method

요약

우리나라의 풍력발전은 정부와 지자체의 높은 관심에도 불구하고 입지선정과 풍력자원의 활용에서 임기응변식 풍력단지조성 및 실증단계에 머물러 있다. 이 연구는 국내 풍력의 자원화에 영향을 미치는 인자인 바람의 벡터적 특성, 계통연계, 지리적 특성 등을 사용하여 풍력발전의 경제성을 예측하는 인공신경망 모델을 개발하였으며, 이를 통해 경제성 측면에서 광역적 풍력자원 분포도를 구축하였다. 분포도에서 확인한 풍력발전 유망위치에 대해 최대의 경제성을 확보하기 위한 단지규모, 계통연계 방안, 풍력터빈의 종류를 최적화하는 최적화 기법을 구축하였다. 최적화 기법은 풍력사업 영향인자들 간의 민감도분석을 통해 각종 주요인자를 정량화하고 경제성 분석 결과를 도출할 수 있다. 최적화 기법을 통해 서남해 및 제주도 부근의 경제성이 높은 육상 및 해상 풍력개발 가능 단지를 도출하였다.

주요어 : 풍력발전, 인공신경망, 경제성분석, 자원분포도, 최적화 기법

서 론

2016년 파리기후협약 발표 후 탄소중립을 선언한 국가는 140여 개국에 달하며, 우리나라도 2020 ‘탄소중립 선언’과 ‘2050 탄소중립 추진전략’을 발표하면서 풍력, 태양광 등 신재생에너지의 중요성이 더욱 커지고 있다(MOTIE, 2021). 우리나라는 제3차 국가에너지 기본계획에서 신재생에너지의 보급률을 전체 전력공급비의 30% 이상으로 향상시키는 중장기 목표를 설정하고 신재생에너지를 이용한 발전사업 확대를 추진하고 있다(MOTIE, 2019). 그러나, 현재 우리나라는 신재생에너지 발전량을 목표치만큼 확충할 경우 막대한 비용이 필요할 뿐만 아니라, 입지조건을 고려한 대규모 발전단지 건설부지의 부족 문제에 당면해 있다.

풍력은 태양광과 함께 상업적 기술수준을 갖춘 현실적인 신재생에너지원이다. 국내에서는 특히 태양광과 풍력 등 재생에너지 도입을 확대한다는 정책기조 하에 과거 20여 년간 많은 개발가능 자원 분석과 연관기술개발 그리고 정부의 지원 정책을 토대로 중·소규모의 발전단지 개발이 이루어 졌고, 대규모 단지 개발이 계획되고 있다.

태양광 발전은 신규 설치용량 측면에서 2016년부터 2020년까지 연평균 52%의 성장률을 보이며 국내 신재생에너지원으로 주요한 부분으로 성장하였다(Industry News, 2023). 하지만 우리나라의 경우 발전 가능한 일조량이 계절별로 차이가 많으며 일별 3~4시간 이하로 전력생산이 가능한 상황이다. 또한, 우리나라의 지리적 제한성으로 인해 대규모의 대체 가능한 발전단지 개발이 어려우며, 발전사업의 인허가 문제 및 계통연결을 위한 선로 부족문제 등으로 태양광 발전 사업의 확장에 한계를 보이고 있다.

이에 반해 풍력 발전은 아직 국내 기술수준이 제한적이지만 삼면이 바다라는 지형적인 여건으로 대규모 발전단지 조성이 태양광에 비해 월등히 우수하다. 특히, 좁은 내륙의 제한된 여건을 탈피해 도서지역과 해양에서 대규모 개발이 상대적으로 용이하다. 이는 이미 우리나라와 유사한 조건을 가지고 있는 영국이나 다수의 유럽국가들의 지난 10년 간의 성공사례에서 확인할 수 있다. 하지만 풍력발전의 확장성에도 불구하고 우리나라 전 국토에 비해 풍력자원은 일부 지역에 편중되어 있어 실용적 측면에서 접근이 절실히 요구되며, 막대한 예산을 절감하는 방안을 도출해야 할 필요성과 체계적인 개발계획 및 자원대비 발전량예측이 요구된다.

풍력발전 개발을 위해서는 풍력자원평가 및 경제성 분석 등의 기술이 필요하다. Haaren and Fthenakis(2011)은 지리정보시스템(GIS, geographic information systems)에 기반하여 뉴욕 주에서 50 MW 규모의 풍력발전단지에 적합한 지역을 3단계로 거쳐 선별하였다. 즉, 풍력발전단지 건설이 불가능한 지역, 경제성 및 환경적 영향을 분석하여 50

MW 풍력발전에 가장 적합한 지역을 선별하였다. 그러나, 이들은 특정 규모의 풍력발전단지에 대한 입지 선정만 하였을 뿐 해당 지역에서의 각종 경제성인자를 고려한 사업성 있는 최적 풍력발전단지 규모를 결정하지 못한 한계가 있었다.

Kang *et al.*(2011)은 국내 개발조건을 반영하여 해상풍력단지의 경제성분석을 수행하였다. 이들은 특정 지역의 경제성에 영향을 주는 주요인자를 도출하고 이를 통한 경제성을 도출하였으나 최적화 사업모델을 제시하지는 않았다. Gorsevski *et al.*(2013)은 오하이오주 북서쪽 지역의 풍력발전단지 입지선정을 위한 시스템을 개발하여 적합성 지도를 통해 의사결정자들이 적절한 입지선정을 할 수 있도록 하였다. Park *et al.*(2015)은 다중 배제분석을 이용하여 강원도 내 유망 풍력발전단지를 선정하고 그 지역에서의 최적 풍력단지규모를 선정하고자 하였다.

Latinopoulos and Kechgia(2015)는 그리스 지역에서 지리정보시스템에 기초한 다중기준 풍력발전단지 위치선정 시스템을 개발하였다. 이들의 연구 역시 입지선정을 위해 개발되었으며 해당 지역에서의 최적 풍력발전단지 규모를 최적화하지는 않았다. Song *et al.*(2016)은 국가 바람지도와 상용 단지설계 프로그램을 활용하여 국내 해상풍력단지의 풍력발전 잠재량을 선정하였으며, Kim *et al.*(2018)은 새만금 가력도의 풍력발전단지에 대한 연간발전량을 예측하고 검증하였다.

Mosetti *et al.*(1994)은 대규모 풍력단지에서 발전량을 최대화하는 풍력터빈들의 위치를 유전알고리즘을 사용하여 최적화하였다. Emami and Noghreh(2010)은 개량된 형태의 유전알고리즘과 함께 경제성 인자를 고려하여 풍력터빈의 배치를 최적화하였다. Chowdhury *et al.*(2012)은 입자 군집 최적화(PSO, particle swarm optimization) 알고리즘을 활용하여 전력발전량을 최대로 하는 풍력터빈 배치와 풍력터빈의 종류를 최적화하고자 하였다. 풍력발전의 대규모 확대에 대응하기 위해 풍력 발전의 확률적인 특성을 반영하려는 연구도 진행되고 있다. Kim *et al.*(2021)은 확률론적인 안정도 해석 알고리즘을 제안하여 선로 과부하 및 전압유지기준 범위 위반 여부를 분석하여 발생가능한 문제를 확인하였다. Lee and Shin(2022)는 정확한 풍속 모델링을 기반으로 풍력 발전 용량에 대한 위치 최적화와 확률론적 조류 계산법을 결합하여 풍력발전의 리스크를 평가하였다.

기존의 풍력단지 최적화 연구들은 세부적인 풍력발전단지 계획을 세우는 데 있어 효율적으로 사용될 수 있으나 넓은 지역에 대해 풍력발전 경제성이 높은 지역을 선별하고 최적의 발전 규모를 결정하여야 하는 풍력발전 초기단계의 중요 의사결정에는 적용하기 어렵다는 한계가 있다. 기존

의 풍력발전과 관련한 최적화 연구들은 정해진 풍력단지규모 최적화 또는 정성적이거나 환경적인 요소만을 고려하여 입지선정을 하거나 선정지역에서의 터빈 배치의 집중화한 체계가 있다.

이 연구에서는 풍력자원이 존재하는 광범위한 지역에 가장 경제적인 풍력발전 계획을 도출하였다. 분석지역이 넓고 다양한 경제성 요소들을 고려할 경우에 많은 계산시간이 소요되며 실용적으로 유망한 분석지역을 선별하여 분석하기 어렵다. 이를 극복하기 위해 이 연구에서는 인공신경망(ANN, artificial neural network)을 활용하여 유망지역을 쉽게 선별하고 효율적인 풍력발전사업 최적화를 수행하였다. 이 연구에서 개발한 풍력발전 사업성 평가 체계를 통해 최적 풍력발전사업 규모, 계통연계방안, 최적 풍력터빈 종류, 최적 발전시나리오 및 경제성 등을 모두 도출할 수 있다. 풍력발전 사업이 실제 실행되기 위해서는 경제성 확보와 더불어 사회적 수용성(Wüstenhagen *et al.*, 2007) 즉, 지역수용성, 시장수용성, 사회-정치적 수용성도 반드시 확보되어야 하지만, 이 연구에서는 경제성 확보 측면만 고려하였다.

연구방법

풍력발전량 예측

풍력발전량 예측은 주어진 기상자료와 지리정보를 바탕으로 분석하려는 지점에 풍력발전기를 설치하였을 때의 연간 발전량을 예측하는 것으로서, 경제성 분석을 통해 최적 발전시나리오를 선정하는데 있어 매우 중요한 요소이다. 이 연구에서는 상용소프트웨어인 WAsP 11을 사용하여 풍력발전량 예측을 수행하였다(Wasp, 2023). WAsP 11는 1) 측정지의 풍력자원자료 분석단계, 2) 대상지의 풍력자원 예측단계, 3) 대상지의 발전량 계산단계를 통해 풍력 발전량을 예측한다.

먼저, 측정지의 풍력자원자료 분석단계에서는 분석지역 근처의 기상탑에서 시간단위로 측정된 1년 이상의 풍속 및 풍향자료를 사용하여 연평균 바람의 방향과 크기 분포를 분석한다(Fig. 1).

대상지의 풍력자원 예측단계에서는 이전 단계에서 도출한 풍력자료와 대상지의 지형을 고려하여 수치해석적 유체 유동모델을 통해 대상지의 풍향과 풍속을 예측한다. 수치해석적 유체 유동모델은 잭슨-헌트 모델(Jackson-Hunt model)이 사용된다(Jackson and Hunt, 1975). 잭슨-헌트 모델은 선형화 된 Navier-Stokes 방정식 모델로서 정상상태유동 및 선형 이송(advection) 조건의 가정을 통하여 계산속도가 빠르면서도 비교적 정확한 결과를 도출할 수 있는 효율적인 모델이다.

마지막으로 대상지의 발전량 계산단계에서는 사용하고 자 하는 풍력터빈의 성능곡선을 사용하여 연간 발전량을 계산한다. 풍력터빈의 성능곡선은 Fig. 2와 같이 특정 터빈이 각 풍속조건에서 얼마만큼의 발전량을 낼 수 있는지를 나타내는 곡선이다.

풍력터빈 성능곡선과 대상지의 예측된 풍력자원분포를 바탕으로 연간 풍력 발전량은 식 (1)과 같이 계산된다.

$$E = Y \int_{V_{cutin}}^{V_{cutout}} P(V) f(V) dV \tag{1}$$

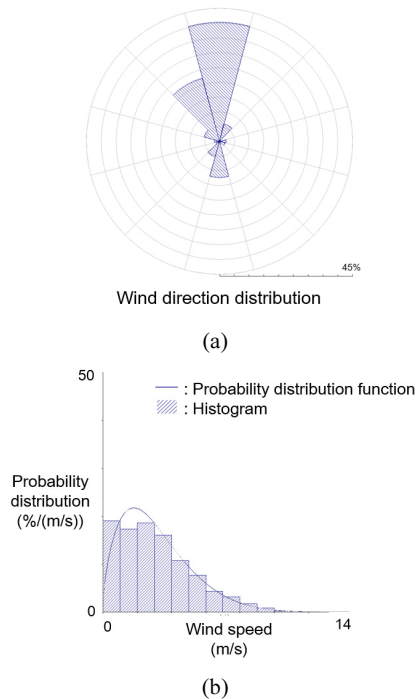


Fig. 1. Illustration of the observed wind climate: (a) wind rose diagram and (b) wind speed distribution.

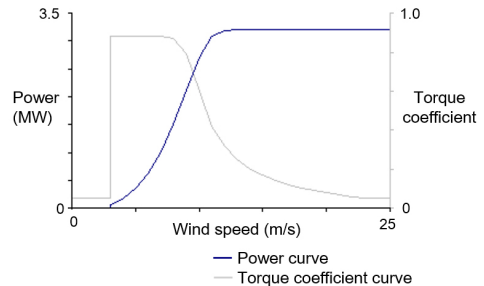


Fig. 2. Power curve of Vestas V90 3 MW.

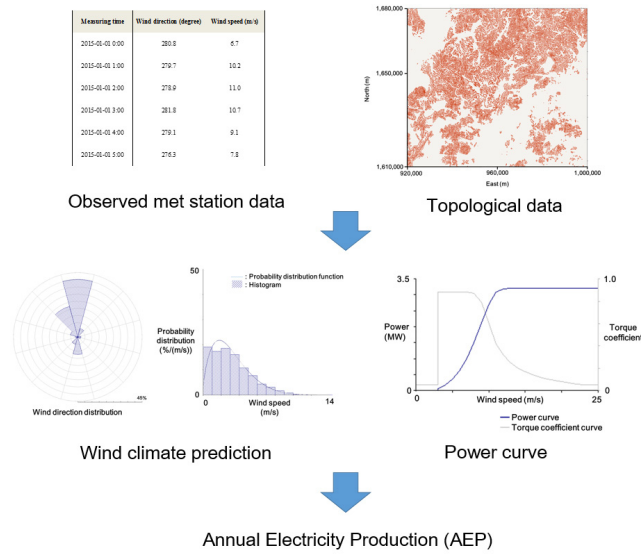


Fig. 3. Schematic diagram of AEP calculation in WAsP 11.

여기서, E 는 연간 풍력 발전량(AEP, annual electricity production)이며, $P(V)$ 는 성능곡선에서 풍속 V 에서의 발전량이다. $f(V)$ 는 분석지역의 풍력분포에서 풍속 V 의 확률밀도함수 값이며, Y 는 1년에 해당하며 365일 혹은 8,760 시간의 값을 갖는다. V_{cutout} 은 풍력터빈의 성능곡선에서 발전량을 산출할 수 있는 최대의 풍속이며, V_{cutin} 은 최소의 풍속이다. WAsP 11내의 연간발전량 계산의 총 과정을 요약하면 Fig. 3과 같다.

ANN을 통한 풍력발전량 대리모델 구축

본 연구에서는 분석하고자 하는 광역적 지역을 소규모 격자로 나누고 풍력발전사업성을 분석할 경우, 분석해야 하는 대상이 수백 개에서 많게는 수천 개에 이르게 된다. 이때, WAsP 11의 유체모델링을 통해 연간발전량을 예측하는 경우 매우 긴 계산시간이 소요되기 때문에 입력인자의 최적화 수행이 현실적으로 불가능하게 된다. 이를 해결하기 위해 인공신경망을 활용한 프록시(proxy) 모델을 적용하였다. 이때 일정 규모의 랜덤 샘플링으로 분석 지역을 선정하고 WAsP 11을 적용하여 연간발전량 예측 및 경제성을 분석한 후, 이 결과를 ANN 모델 학습자료로 사용하였다.

ANN은 생물학의 신경망에서 영감을 얻은 통계학적 학습 알고리즘이다(Jain et al., 1996). 생물학적 신경세포의 신호전달과정을 모방하여 ANN은 비선형적 관계를 가진 입력정보와 출력정보에 대한 처리를 수행한다. 기본적으로 ANN은 Fig. 4와 같이 입력층(input layer), 은닉층(hidden layer), 출력층(output layer)으로 구성된다. 각 층은 다수의

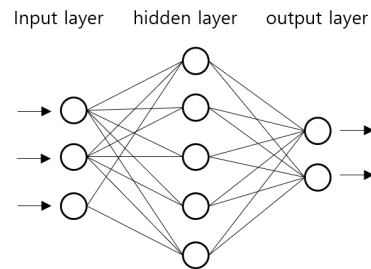


Fig. 4. Concept diagram of an artificial neural network.

뉴런으로 구성되어 있으며, 이전 층으로부터 전달받은 신호는 활성화 함수(activation function)에 의해 비선형화된 후 다음 층으로 전달된다. 층과 층 사이의 신호 전달강도는 가중치로 조정된다.

전방 전달 신경망(feed forward networks)을 통해 신호가 입력층에서 출력층으로 전달되며, 역전파 알고리즘(back propagation algorithm)을 통해 신경망의 학습이 이루어진다. 역전파 알고리즘은 신경망의 예측값과 실제값 사이의 예측 오차를 최소화하도록 가중치를 조절하는 과정이다.

경제성 분석 방법

최적의 경제성을 가진 풍력발전 사업 시나리오를 결정하기 위해 다양한 시나리오들에 대해 정확한 경제성 분석과 비교가 이루어져야 한다. 연평균 풍향 및 풍속 등 풍력자원을 바탕으로 송전망 구축안, 풍력기종, 풍력발전 규모에 관한 여러 시나리오들을 고려하고, 경제성 분석을 위한 주요 인자들

을 파악한다. 주요인자에는 CAPEX(capital expenditures), OPEX(operating expenditure), 매출액 등이 포함된다.

CAPEX는 사업에서 미래의 이윤을 창출하기 위해 지출된 비용을 의미한다. 풍력발전사업에서 지출되는 CAPEX는 크게 풍력발전소 설치를 위한 비용과 계통연계(grid linkage)를 위한 설치비 두 가지로 나눌 수 있다. 먼저, 풍력발전소 설치를 위한 CAPEX는 풍력발전소에는 풍력터빈 설치 및 공사비용, 해상풍력발전소 자켓 설치비용, 인건비, 초기 부지 매입비용, 인·허가비용 등이 있다. 계통연계를 위한 CAPEX는 발전소에서 생산된 전력을 인근 변전소나 계통연계망에 연결하는데 들어가는 비용을 의미한다. 계통선로 구축비용, 해저 케이블 설치 비용, 변전소 설치 비용, 관련 부지 매입 비용 등이 이에 해당한다.

OPEX는 갖춰진 설비를 운영하는 데 드는 비용을 의미한다. 풍력 발전 사업에서의 주요 OPEX로는 O&M(operation & maintenance) 비용과 LTSA(long-term service agreement) 비용 등이 있다. 여기서 O&M 비용이란 풍력발전소 운전, 유지 및 보수, 관리 등에 필요한 비용이며, LTSA 비용은 주기적인 풍력터빈 보수 및 장비 교체를 위해 공급업체와의 장기 계약에 들어가는 비용을 의미한다.

매년 발생하는 CAPEX 비용, OPEX 비용, 매출액의 총합을 통해 연간 순현금흐름(net cash flow)를 구할 수 있다. 계산된 현금흐름의 경제성은 순현재가치(NPV, net present value), 내부수익률(IRR, internal rate of return)을 통하여 평가한다. 먼저, NPV의 경우 최초 투자 시기부터 사업이 끝나는 시기까지의 연도별 순편익의 흐름을 현재가치로 환산하여 합한 값이다(식 (2)).

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (2)$$

여기서 t 는 현금투자기간, N 은 사업전체기간을 의미한다. C_t 는 시간 t 에서의 총 현금흐름, r 은 할인율을 의미한다. IRR은 어떤 사업에 대해 사업기간 동안의 현금수의 흐름을 현재가치로 환산하여 합한 값이 투자지출과 같아지도록 할 인하는 이자율을 말한다. 본 연구에서는 가장 높은 내부수익률의 시나리오를 최적 발전사업계획으로 선택하였다.

풍력발전모델 최적화 기법

이 연구에서는 풍력발전사업을 위한 유망한 지역을 선정하고 풍력발전 최적 개발계획을 수립하기 위해 Fig. 5와 같이 Step 1과 Step 2로 이루어진 최적화 기법을 구축하였다. Step 1에서는 서남해, 제주도 해상 등 분석대상인 광역적 영역을 격자로 나누고 랜덤 샘플링을 통해 일정한 수의 지역을 선정 후, WASP 11 소프트웨어를 적용하여 해당 위

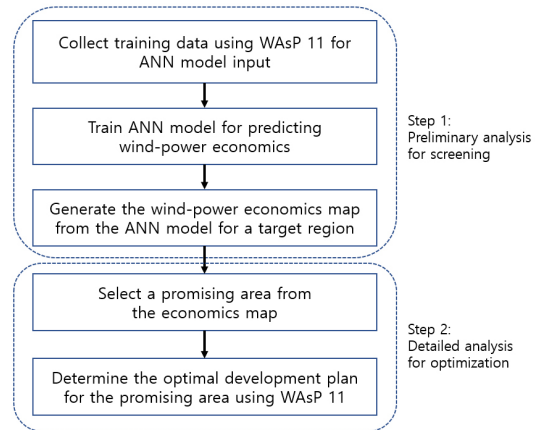


Fig. 5. Flowchart of the optimization method for wind power development.

치의 풍력발전 경제성을 분석한다. 이러한 자료를 입력자료로 사용하여 풍력발전 경제성 예측을 위한 ANN 모델을 구축하고, 이를 활용하여 광역적 영역에 대한 경제성 예측 맵을 생성한다.

Step 2에서는 경제성 예측 맵으로부터 풍력발전 개발 가능성이 높은 유망한 지역을 선별한다. 해당 유망지역은 ANN 모델의 경제성 예측을 기반으로 선정되었기 때문에 WASP 11의 결과에 비해 오차가 발생할 수 있다. 이와 같은 불확실성을 줄이기 위해 마지막 단계로서 해당 유망지역에 대해 WASP 11을 직접 적용하여 풍력발전 최적 개발계획과 이에 따른 경제성을 확정한다.

연구 결과

자료 수집 및 통합

지역단위의 풍력발전사업 모델 최적화를 위해서는 우리나라의 지리정보, 풍력자원분포, 송전망 구축 현황, 각종 경제성 인자 등에 대한 자료를 수집 및 통합하는 것이 선행되어야 한다. 먼저 우리나라의 지역별 수치지형도 및 수치해도 등의 자료를 국토지리정보원 사이트를 통해 제공받은 후 지리정보맵을 구축하였다(Ngii, 2023). 지리정보맵을 기반으로 지역을 격자 단위로 세분화하여 원하는 지역을 선택하여 분석할 수 있도록 하였다. Fig. 6은 전남과 제주 의 육·해상 영역에 대해 격자화한 것이다. 일반적으로 우리나라의 풍력발전소는 해안지대에 주로 밀집되어 설치되기 때문에 해안 지역에 대해 더 작은 격자로 세분화하여 풍력발전사업을 분석하였다.

국내 풍력자원분포 자료는 연간발전량 계산과 사업성 예측의 중요한 자료이다. 현재 우리나라 기상청에서는 기상,

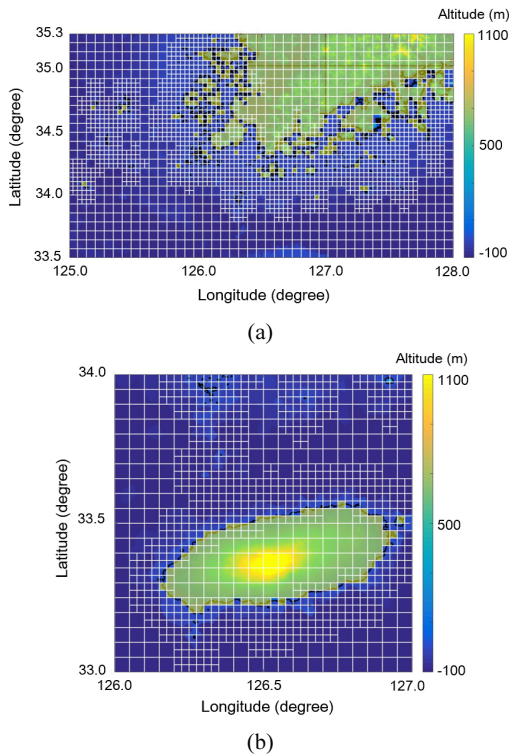


Fig. 6. (a) GIS data integration with gridding in (a) Jeonnam region and (b) Jeju region.

고층, 해양, 항공, 황사 총 5가지의 기상관측 데이터를 제공하고 있다(KMA, 2023). 분석지역의 자원분포와 연간발전량 등을 예측하기 위해서는 인접 기상탑 등에서 1년 이상 측정된 실시간 풍향, 풍속 등의 자료가 필요하다. 이는 지상 및 해양 기상관측 자료를 통해 얻을 수 있다.

우리나라의 경우 대부분 사업자가 풍력발전소에서 발전된 전력을 기존 계통연계망까지 연결하는 비용을 부담하여야 한다. 따라서 풍력발전사업의 경제성분석과 최적화에는 분석지역에 풍력발전소가 설치되었을 때 계통연계망에 연결하기 위한 비용분석이 동반되어야 한다. 계통연계망은 변전소를 중심으로 연결된다. 한편으로부터 Table 1과 같이 기존 변전소의 전압, 위치, 용량, 전압자료를 수집하였다.

풍력발전사업의 경제성 분석에 있어서 비용인자와 편익인자와 같은 경제성인자들은 매우 중요하다. 이러한 경제성인자들이 어떠한 값을 사용할 지에 대한 정확한 가이드라인은 없으며 본 연구에서는 기존 제주지역 및 전남지역의 풍력발전사업 보고서들과 업계 현황을 참고하여 Table 2에서 4에 제시된 경제성 분석 인자를 사용하였다¹⁾. Table

1) 2017년도 사업자의 비공개 문서로부터 확보한 자료에 근거함.

Table 1. Example of a power transmission line and substation data

Position	Substation	Voltage (kV)	Capacity (MVA)
511	Naju	154	240
522	Gwangyang	345	1620.3
523	Koheung	154	180
524	Gurye	154	120
525	Bakwoon	154	120
526	Bulkyo	154	120
527	Suncheon	154	180

Table 2. Basic cost values for wind farm installation

Parameters	Values
Jacket price (M₩)	1,705 (3 MW) 2,212 (5 MW)
Contingency cost (M₩/MW)	17.1 (onshore) 42.8 (offshore)
Initial business cost (M₩/MW)	23.9 (onshore) 39.9 (offshore)
Turbine cost (M₩)	5,900 (GE) 6,600 (Hyosung) 8,300 (Hyundai) 5,200 (Vestas V112) 5,900 (Siemens SWT) 5,500 (Doosan DS)
Onshore construction cost (M₩)	425
Offshore construction cost (M₩)	843 (5~20m) 1,370 (20~40m) 2,906 (40~60m)

Table 3. Basic cost values for power transmission system installation

Parameters	Values
22.9 kV line (M₩/km)	658 (onshore) 2,592 (offshore)
154 kV line (M₩/km)	1,085 (onshore) 2,775 (offshore)
Onshore 154 kV substation (M₩/bank)	1,204
Offshore 154 kV substation (M₩/bank)	1,899

Table 4. Basic cost values for wind farm operation

Parameters	Values
O&M cost (MM₩/MW)	30.1
LTSA cost (MM₩/MW)	33.8
Labor and miscellaneous (MM₩/MW)	10.5

2는 풍력발전소 설치에 관련한 비용 인자들을, Table 3은 송전망 구축에 관련한 비용 인자들을, Table 4는 발전소 운영비용과 관련한 비용 인자들을 나타낸다. 터빈의 종류에 따라 가격차이가 있으며, 육상보다는 해상인 경우 설치비용이 더 큰 것을 확인할 수 있다.

광역규모의 풍력발전 경제성 맵 구축

이 연구에서 제시한 최적화 기법(Fig. 5)에 의해 전남과 제주의 광역규모의 지역에 대해 풍력발전 경제성 맵을 구축하였다. 이를 위해 경제성 예측 ANN 모델 구축이 필요하며, 모델 학습을 위해 Fig. 7과 같이 격자 영역을 선정하여 학습에 사용될 데이터를 구축하였다. 실제 풍력발전사업은 육상과 해상에 따라 경제성과 주요 사업성 인자들이 다르기 때문에 육상과 해상지역을 위한 ANN 모델을 각각 구축하는 것이 바람직하다. Fig. 7(a)는 전남지역의 육상 영역 50개 지점을 선정한 것이며, Fig. 7(b)는 전남 해상 영역 중 100 곳을 선정한 결과를 나타낸다.

Fig. 5에 제시된 풍력발전모델 최적화 기법에 따라, 각 샘플 위치에 대해 WAsP 11을 사용하여 연평균 풍향 및 풍속을 예측하고, 송전망 구축 안, 풍력기종, 풍력발전 규모에 관한 시나리오들을 고려하여 최적의 경제성이 나오는 개발 계획을 결정하였다. 이후 광역적 영역에 대한 경제성 맵을

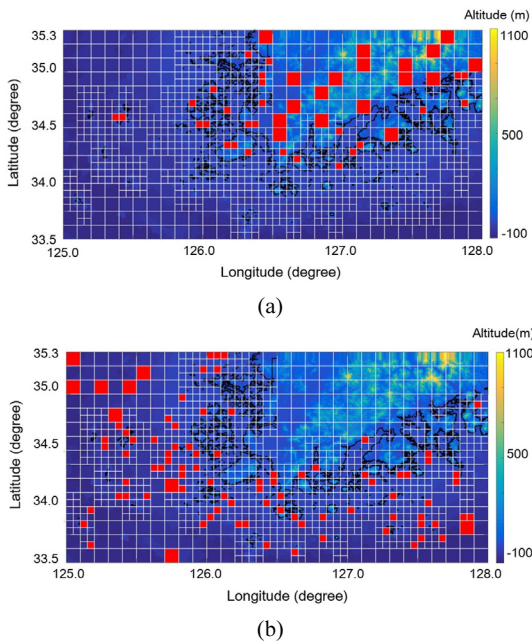


Fig. 7. (a) Random sampling (red grids) for input data generation for ANN model in Jeonnam region: (a) onshore case (b) offshore case.

도출하기 위해 ANN 모델을 구축하였다. ANN 모델의 입력층, 은닉층, 출력층은 각각 1개의 층으로 구성하였으며, 출력값으로 내부수익률인 IRR을 할당하였으며, 은닉층 뉴런 수는 5개를 사용하였다. 입력층의 입력자료를 결정하기 위해 풍력발전에 영향을 주는 다양한 인자들과 경제성과의 상관관계 분석을 수행하였다. 그 결과 Fig. 8과 같이 분석되었으며, 상관계수의 크기가 0.25 이상인 것만 최종 입력변수로 선정하였다. 그 결과 Table 5와 같이 육상풍력발전인 경우 ANN의 입력자료로서 고도, 인접 변전소까지의 거리, 평균 풍속이 선정되었으며, 해상풍력발전인 경우 수심, 인접 변전소까지의 거리, 평균 풍속이 입력자료로 결정되었다.

육상과 해상에 대해 Fig. 7과 같이 50개와 100개의 지점에 대한 자료를 사용하여 ANN 모델을 학습시켰다. 이때 가용한 입력자료로부터 학습자료, 검증자료 시험자료의 비

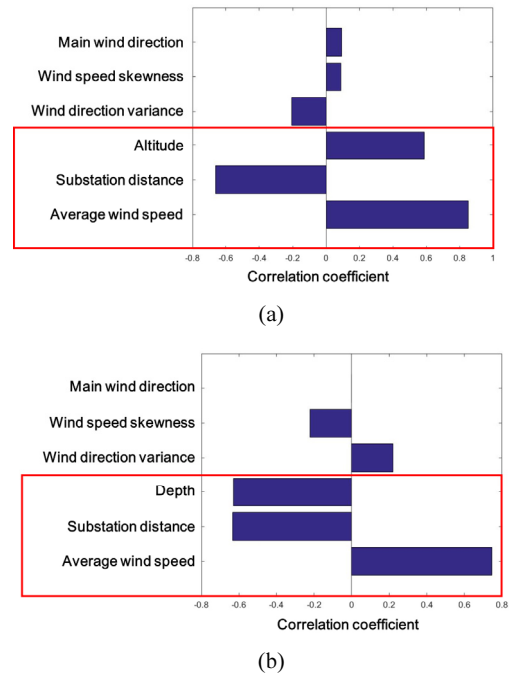


Fig. 8. Sensitivity analysis for the effect of various variables on wind farm economy: (a) onshore case (b) offshore case.

Table 5. Input parameters for the ANN model

Onshore	Offshore
Average wind speed	Average wind speed
Altitude	Water depth
Distance from adjacent substation	Distance from adjacent substation

울을 70%:15%:15%이 비율로 나누어 ANN 모델의 성능을 분석하였다. Fig. 9는 전남지역의 육상풍력발전전에 대해 학습한 ANN 모델의 성능을 나타낸다. 검증자료와 시험자료의 결과로부터 ANN 모델이 적절하게 구축되었다는 것을 확인할 수 있다.

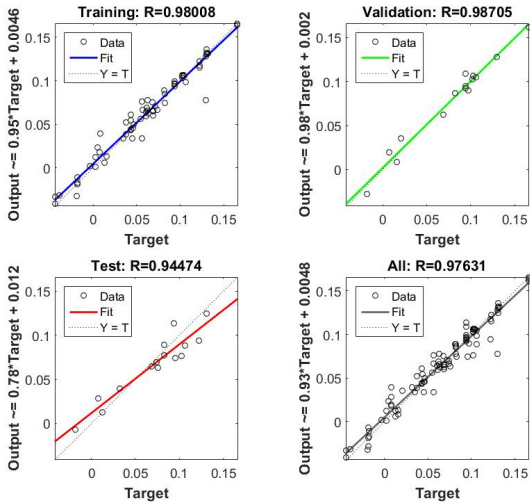


Fig. 9. Comparison of the ANN model training for Jeonnam onshore case.

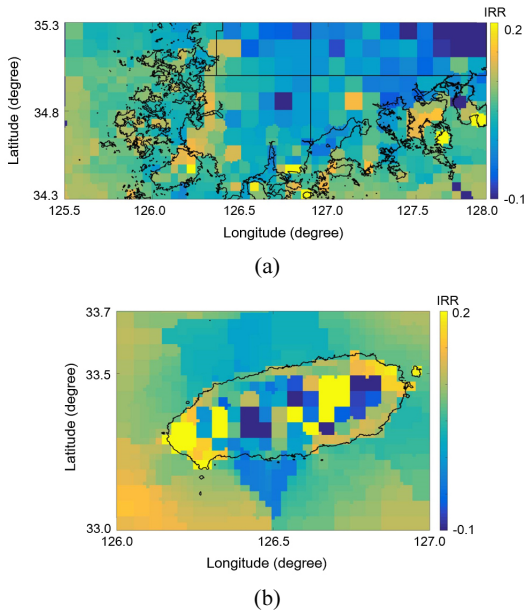


Fig. 10. Economic feasibility map for wind power in (a) Jeonnam region and (b) Jeju region.

전남의 해상지역 및 제주도 육해상 지역에 대한 ANN 모델도 학습을 통해 구축한 후, 전제 영역에 대한 풍력발전모델 경제성 맵을 생성하였다. Fig. 10은 전남지역과 제주도 지역에 대하여 ANN 모델을 통해 구축한 지역별 IRR 분포 결과를 나타낸 것이다.

모델 검증

개발된 모델의 검증을 위해 적용한 지역은 Fig. 11과 같으며 제주특별자치도 제주시 한경면 인근 해상이다. 해당 지역의 사업 타당성 검토가 사전에 수행되어 세전 내부수익률이 9.49% 정도의 경제성을 가질 것으로 예상되어 100 MW급의 풍력발전단지를 설치하는 것으로 결정되었다²⁾. 해상 풍력발전단지 개발을 위한 주요 정보는 Table 6에 정리되어 있다. 그 외 비용 분석을 위한 인자는 Table 2~4의 자료 중 해상설비 자료를 사용하였다. 사업성 분석에서는 총 프로젝트 기간을 30년으로 설정하였으며 초기 투자는 4년안에 모두 이루어진다고 가정하였다.

인공신경망을 통해 구축한 프록시 모델은 Fig. 12와 같다. 빨간색으로 표시한 지역이 제주도 한경면 내 분석지역



Fig. 11. Target area analyzed in Hangyeong-myeon.

Table 6. Input parameters used in the Hangyeong-myeon analysis

Parameters	Values
Average wind speed (m/s)	7.73
Water depth (m)	17
Distance from adjacent substation (km)	9.5
Project life (yrs)	30
Inflation (%)	2.5
Discount rate for NPV (%)	9

2) 2017년도 사업자의 비공개 문서로부터 확보한 자료에 근거함.

이며 프록시 모델 상에서는 9%의 내부수익률을 갖는 것으로 분석되었다. 기존 사업성 검토에서는 해당 지역의 내부 수익률은 9.49%로 도출되었으므로 프록시 모델 상의 내부 수익률과 그 차이가 크지 않음을 확인할 수 있다.

분석지역에 대해 최적화 기법의 절차를 적용하여 최적 개발시나리오를 도출하였으며, Table 7에 그 결과를 요약하였다. 먼저, 풍력발전사업 모델부터 비교하면 기존 사업성 분석결과와 동일하게 풍력발전사업 규모가 100 MW급 일 때 경제성이 극대화되는 것으로 평가되었다. 송전망 구축의 경우에도 기존 사업성 분석결과와 동일한 154 kV 변전소를 풍력발전소 인근에 신설하는 방안이 도출되었다.

반면, 결정된 터빈의 종류와 개수에서 차이가 발생하였다. 기존 보고서에서는 Vestas V112 터빈 33개 설치를 고려하였으나, 이 연구에서는 3가지 터빈(Vestas, Siemens, Doosan 터빈) 중 Siemens SWT 터빈 31개 설치를 최적모델로 제안하였다. 이러한 차이로 인해 개발된 시스템으로 풍력발전사업의 경제성 분석결과 9.66%의 내부수익률이

도출되어 검토보고서보다 약간 높은 결과를 보였다. 이는 사업이 검토될 시점과 비교연구가 진행된 시점간 차이가 있어 개발된 시스템에서 사용하는 비용인자 값, 발전량 예측에 사용한 기상자료 등이 달라 발생한 결과로 생각할 수도 있으나, 한편으로는 이 연구에서 개발된 시스템의 최적화된 결과로서 경제성 측면에서 최적화된 결과라고 평가할 수 있다.

소규모(100 MW급) 발전 최적설계

기존의 사업계획이 수립된 지역뿐만 아니라 인공신경망으로 구축된 프록시 모델 상에서 유망한 지역으로 선별된 지역들에서 최적화를 수행하여 풍력발전 유망지역을 제안하였다. 분석지역은 제주 육상중 ANN으로 구축한 프록시 모델상에서 유망한 지역으로 선정하였다. 구체적인 위치는 Fig. 13에 표시된 바와 같이 위도 34.9도 경도 126.08도 인근의 육상지역으로 20%에 가까운 높은 내부수익률을 갖는 지역이다. 해당지점은 고도 40 m, 계통연계 거리 12 km, 풍속 7.45 m/s인 지역이다.

프록시 모델을 적용하여 선별된 지점에 대해 최적개발 계획 선정을 위해 Fig. 5의 Step 2인 정밀분석 과정을 수행하였다. 그 결과, 최적 사업계획과 경제성은 Table 8과 같이 분석되었다. 100 MW급 개발을 위해 Vestas 터빈 33개를 설

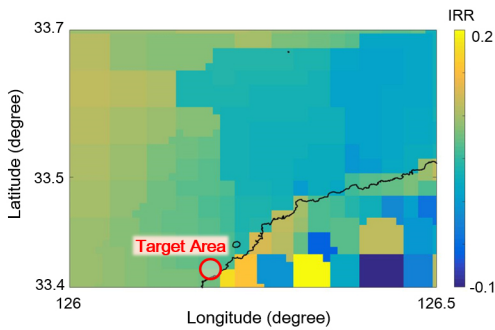


Fig. 12. Proxy model result in the Hangyeong-myeon analysis.

Table 7. Results of the business analysis in Hangyeong-myeon

Parameters	Previous analysis	Proposed business model
Capacity (MW)	100 MW	100 MW
Wind turbines	Vestas V112	Siemens SWT
Wind turbine numbers	33	31
Substation	Construct 154 kV 4bank	Construct 154 kV 4bank
NPV (M₩)	11,490	21,902
IRR (%)	9.49	9.66
CAPEX (M₩)	402,200	422,091
OPEX (M₩)	352,916	320,037
Revenue (M₩)	940,083	908,273

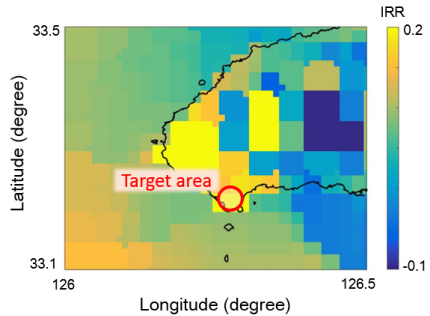


Fig. 13. Proxy model result of the promising area in Jeju.

Table 8. Proposed business model of the promising area in Jeju

Parameters	Proposed business model
Capacity	100 MW
Wind turbines	Vestas V112
Wind turbine numbers	33
Substation	Construct 154 kV 4bank
NPV (M₩)	150,241
IRR (%)	16.05

치하며, 최종 경제성은 프록시 예측 보다는 낮지만 16.05%의 내부수익률로서 개발 유망성이 높은 지역임을 알 수 있다. 이를 통해 본 연구에서 제안한 프록시 모델이 효과적으로 유망지역을 선별할 수 있다는 것을 확인하였다.

대규모(400 MW급) 발전 최적설계

전라남도 서남해 등을 중심으로 100 MW급 이상의 풍력발전단지 설치 등이 논의되고 있어 이 연구에도 개발한 시스템의 확장성을 검증하기 위하여 전남 해상에서 400 MW급 풍력발전단지 개발 최적화를 수행하였다. 적용지역은 구축된 프록시 모델 상에서 높은 경제성을 보이는 지역 중에 하나로 위도 125.88도 경도 34.37도의 진도군 인근 해상이다(Fig. 14). 해당지점은 수심 35 m, 계통연계 거리 28 km, 연평균 풍속 8.0 m/s인 지역이다.

해당지역에서 정밀분석(Fig. 5의 Step 2 적용)을 통한 최적화를 수행한 결과, 400 MW급 풍력발전단지의 최적 사업계획과 경제성은 Table 9와 같이 분석되었다. Siemens 터빈 125개를 설치하는 시나리오이며, 내부수익률 12.2%로 높은 수준의 경제성을 보이는 것으로 나타났다. 이러한 결과를 통해 전남 해상지역에서의 400 MW급 이상의 대규모 풍력발전단지 설치 사업의 상업적 성공 가능성이 높은

것을 확인할 수 있다. 이러한 유망지역 선별과 최적 사업계획의 도출결과는 향후 풍력발전단지 개발계획 수립을 하는데 있어 유의미한 가이드라인으로서 사용될 수 있을 것으로 전망된다.

결 론

이 연구에서는 ANN 기반의 풍력발전 최적화 기법을 제시하였다. 제시된 최적화 기법에서는 유망입지를 선정하고 풍력자원을 체계적으로 활용하기 위해 풍력단지 설계 영향인자를 정량적으로 분석한 후 다양한 경제성 평가인자를 통합하였다. 풍력 자원화의 영향인자인 풍속 및 풍향, 계통연계, 지리적 특성, 그리고 경제성 지표를 사용하여 ANN 모델을 구축하고 광역적 영역에 대한 풍력발전 모델의 경제성 맵을 생성하였다. 그리고 경제성 맵을 근거로 수익성을 최대화할 수 있는 단지규모, 계통연계방안, 풍력터빈을 최적화하였다.

개발한 최적화 기법은 100 MW급 해상풍력 발전단지를 대상으로 검증하였으며, 풍력단지의 규모에 따라 유망지역을 선정하고 최적화사업모델을 제시함으로써 현장 적용성을 분석하였다. 소규모 100 MW급 풍력발전 단지로 제주 육상의 16.1%의 높은 수익율의 최적 사업모델을 개발하였으며, 대규모 400 MW급에서는 전남 해상에서 12.2%의 수익율을 가지는 사업모델을 제시하였다.

실제 풍력발전 사업에서는 기술적 타당성을 바탕으로 경제성 확보가 사업개발에서 주요 이슈이긴 하지만 사회적 수용성 또한 매우 중요한 요소이다. 풍력발전 사업의 타당성을 확보하기 위해서는 경제성 확보뿐만 아니라 사회적 수용성 확보도 반드시 고려해야 하지만 이 연구에서는 사회적 수용성을 고려하지 못한 한계를 지니고 있다. 그러나, 이 연구에서 개발한 기법은 현재 운영 또는 계획 중인 풍력사업의 개선에 활용하거나 GW급 풍력발전 최적화 모델로 확장이 가능하며, 기술 및 경제적 측면에서 향후 우리나라 풍력자원을 체계화하는 주요한 도구로 활용할 수 있다.

사 사

이 연구는 김경수의 학위논문(Kim, 2017)을 바탕으로 작성되었습니다.

References

Chowdhury, S., Zhang, J., Messac, A., and Castillo, L., 2012. Unrestricted wind farm layout optimization (UWFLO): Investigating key factors influencing the maximum power

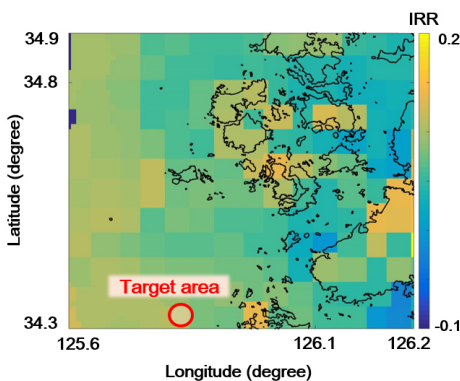


Fig. 14. Proxy model of a 400 MW wind farm.

Table 9. Proposed business model of a 400 MW wind farm

Parameters	Proposed business model
Capacity (MW)	400
Wind turbines	Siemens SWT
Wind turbine numbers	125
Substation	Construct 154 kV 4bank
NPV (M₩)	341,636
IRR (%)	12.24

- generation, *Renewable Energy*, 38(1), p.16-30.
- Emami, A. and Nogreh, P., 2010. New approach on optimization in placement of wind turbines within wind farm by genetic algorithms, *Renewable Energy*, 35(7), p.1559-1564.
- Gorsevski, P.V., Cathcart, S.C., Mirzaei, G., Jamali, M.M., Ye, X., and Gomezdelcampo, E., 2013. A group-based spatial decision support system for wind farm site selection in northwest ohio, *Energy Policy*, 55(1), p.374-385.
- Haaren, R.V. and Fthenakis V., 2011. GIS-based wind farm site selection using spatial multi-criteria analysis (SMCA): evaluating the case for New York State, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), p.3332-3340.
- Industry News, 2023.08.07., <https://www.industrynews.co.kr/news/articleView.html?idxno=44825>
- Jackson, P.S. and Hunt, J.C., 1975. Turbulent wind flow over a low hill, *Journal of the Royal Meteorological Society*, 101, p.929-955.
- Jain, A.K., Mao, J., and Mohiuddin, K.M., 1996. Artificial neural networks: a tutorial, *Computer*, 29(3), p.31-44.
- Kang, K.S., Lee, J.S., Kim, J.Y., and Ruy, M.S., 2011. Economic analysis of offshore wind farm considering domestic development conditions of Korea, *Journal of Wind Energy*, 2(1), p.37-43.
- Kim, G.M, Jung, S.Y., Oh, S.C., Lee, J.G., Shin, H.Y., and Hur, J., 2021. Probabilistic security analysis based on renewable energy scenario modeling, *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, 70(8), p.1075-1081.
- Kim, H., Song, Y., and Paek, I., 2018. Prediction and validation of annual energy production of garyeok-do wind farm in saemangeum area, *Journal of Wind Energy*, 9(4), p.32-39.
- Kim, K.S., 2017. *Development of the Integrated Optimization Model of Wind Farm by using Artificial Neural Network*, Ph.D. Thesis, Seoul National University, Korea.
- KMA, 2023.07.28., <https://bd.kma.go.kr/kma2020/svc/main.do>
- Latinopoulos, D. and Kechgia, K., 2015. A gis-based multi-criteria evaluation for wind farm site selection: a regional scale application in greece, *Renewable Energy*, 78(1), p.550-560.
- Lee, R. and Shin, H., 2022. Probabilistic load flow for assessment of wind power integration using a c-vine copula function, *The Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, 71(1), p.35-44.
- Mosetti, G., Poloni, C., and Diviacco, B., 1994. Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 51(1), p.105-116.
- MOTIE, 2019. *Energy Fundamental Plan*, MOTIE report, Sejong, Korea.
- MOTIE, 2021. *Carbon-neutral Energy Technology Roadmap*, MOTIE report, Sejong, Korea.
- Ngii, 2023.07.10., <https://www.ngii.go.kr/kor/main.do>
- Park, U.S., Yoo, N.S., Kim, J.I., Kim, K.S., Min, D.I., Lee, S.W., Paek, I., and Kim, H.G., 2015. The selection of promising wind farm sites in gangwon province using multi exclusion analysis, *Journal of the Korean Solar Energy Society*, 35(2), p.1-10.
- Song, Y., Kim, C.J., Paek, I., and Kim, H.G., 2016. Evaluation of implementation potential of offshore wind farm capacity in Korea using national wind map and commercial wind farm design tool, *Journal of the Korean Solar Energy Society*, 36(4), p.21-29.
- Wasp, 2023.07.10., <https://wasp.dk/wasp>
- Wüstenhagen, R., Wolsink, M., and Bürer, M.J., 2007. Social acceptance of renewable energy innovation: an introduction to the concept, *Energy Policy*, 35(5), p.2683-2691.



김 경 수

2017년 서울대학교 대학원 지구환경시스템공학부 공학박사

현재 주식회사 씨지오 대표
(E-mail; dive9111@gmail.com)



장 일 식

2002년 서울대학교 대학원 지구환경시스템공학부 공학박사

현재 조선대학교 교수
(E-mail; isjang77@chosun.ac.kr)