



해상풍력 집적화단지의 외부 후류에 따른 발전량 및 경제적 손실 민감도 분석: 전남 신안군 집적화단지를 중심으로

류건화^{1)*} · 이도희²⁾ · 김종호³⁾ · 이준용⁴⁾ · 김영곤⁵⁾

Sensitivity of Energy and Economic Losses to External Wakes in Offshore Wind Farm Clusters: Case Study of Shinan Cluster

Geonhwa Ryu^{1)*} · Dohee Lee²⁾ · Jungho Kim³⁾ · Jun Yong Lee⁴⁾ · Young-Gon Kim⁵⁾

Received 13 October 2025 Revised 17 November 2025 Accepted 17 November 2025 Published online 11 December 2025

ABSTRACT This study investigates the quantitative impact of external wake effects and inter-farm spacing within large offshore wind cluster zones, with emphasis on the Shinan Cluster, Korea. As Korea pursues government-led planned site development under the upcoming Offshore Wind Special Act, the spatial clustering of multiple wind farms poses concerns regarding external wake-induced energy and revenue losses. By simulating an energy yield assessment, a hypothetical 390 MW offshore wind farm was modelled adjacent to the Shinan offshore wind cluster zone. Sensitivity analysis was performed for 12 scenarios with, varying cluster completion levels (30%, 60%, and 100%) and inter-farm spacing (0, 1, 3, and 5 km). The results show that increasing the inter-farm spacing from 0 km to 3 and 5 km reduced the external wake loss rates to 5.2% and 4.3% from 8.0%, respectively. For project developers, this translates to annual power sales loss reductions of 20.3 billion KRW (3 km) and 16.7 billion KRW (5 km) based on a 3.5 REC scenario. These findings provide empirical evidence for establishing minimum inter-farm spacing guidelines to prevent revenue losses and stakeholder disputes in planned aggregation zones. This study offers actionable insights for policymakers and developers, thus supporting sustainable offshore wind cluster designs within Korea's emerging regulatory framework.

Key words External wake loss(외부 후류 손실), Offshore wind farm(해상 풍력 단지), Offshore wind cluster(해상풍력 집적화단지), Wake model(후류 모델), Capacity factor(설비 이용률), Annual energy production(연간발전량)

1. 서론

전 세계적으로 기후변화 대응과 에너지 안보 강화를 위한 재생에너지 전환이 가속화되면서, 해상풍력발전은 가장 주목받는 신재생에너지 공급원 중 하나로 자리 잡고 있다.^[1,2] 유럽은 덴마크, 독일, 영국을 선두로 이미 수십 GW 규모의 해상풍력단지 운영 경험을 쌓아왔으며, 최근 중국을 비롯한

- 1) Principal Consultant / APAC Lead, Wind&Site, OWC
- 2) Consultant, Wind&Site, OWC
- 3) Executive Director, Jeonnam Offshore Wind Power Co., Ltd.
- 4) Principal Researcher, Green Energy Institute
- 5) CEO, KPGLab Co., Ltd.

*Corresponding author: geonhwa.ryu@owcltd.com

Tel: [REDACTED]

아시아 국가들은 계획입지를 바탕으로 대규모 클러스터 조성을 위한 활발한 개발과 투자가 이뤄지고 있다.^[3~5] 우리나라도 제11차 전력수급기본계획에 따라 2030년까지 18.3 GW의 육·해상풍력 보급 목표를 설정하고, 특히 전남 신안, 인천, 군산 등지에 대규모 집적화단지를 계획·추진하는 등 해상풍력 중심의 에너지 전환 정책을 본격화하고 있다.^[6]

해상풍력발전단지의 입지 방식에는 산업계 등 민간 주도하에 개별적으로 부지를 확보하는 ‘개별입지’와, 지자체의 주도하에 40 MW 초과 대규모 신재생 발전단지 입지를 발굴 및 계획하는 ‘집적화단지’, 그리고 중앙정부가 해상풍력 특별법 등 제도적 근거에 따라 개발구역을 계획·지정하는 ‘계획입지’ 방식이 존재한다.^[7,8] 계획입지제도가 중앙정부에 의해 최적 입지와 인허가 체계를 설계해 대규모 해상풍력 보급을 체계적·일괄적으로 추진하도록 한 국가 주도형 top-down 모델이라고 한다면, 집적화단지는 각 지자체가 발굴한 입지와 주민수용성 중심으로 단지개발을 추진하는 지역 주도형 bottom-up 모델이라고 할 수 있다. 특히, 집적화단지로 선정이 된다면 중앙정부로부터 일부 인허가 지원과 함께, 추가적으로 재생에너지를 통해 생산된 전력 1 MWh당 최대 0.1 REC의 인센티브가 부여될 수 있으며, 이로 인해 발생하는 수익은 지자체 및 지역 주민에게 환원될 수 있다. 또한 집적화단지로 지정됨에 따라 한국전력공사에 공동접속설비 구축을 요청할 수 있는 자격도 주어지기에 대규모 그리드 연계, 인허가 효율화, 환경영향 최소화, 지역 상생 등 다양한 정책적 장점이 강조되고 있다. 산업부와 한국에너지공단은 2020년부터 ‘공공주도 해상풍력 단지개발 지원사업’을 추진함에 따라 군산, 보령, 태안, 신안, 여수, 인천, 포항, 고흥 등 지자체 주도의 대규모 해상풍력 발전단지 조성을 지원해오고 있다.^[8] 이에 전북 1.4 GW, 신안 3.2 GW의 해상풍력단지가 2025년에 산업부로부터 집적화단지로 공식 지정되었으며, 인천, 보령 등 다른 지자체 역시 해상풍력특별법 시행 이전 집적화단지 지정을 위해 민관협의회 개최 등을 통해 단계적으로 절차를 추진하고 있다.

2026년 3월 해상풍력특별법의 본격적인 시행을 앞두고, 국내 정책은 계획입지를 통한 대규모 해상풍력 보급에 초점을 맞추고 있으나,^[9,10] 현행 법령에는 개별단지 간 최적 이격거리(Optimal spacing)와 관련된 구체적 기준이나, 외부 후류(External wake)로 인한 발전 손실 저감 방안에

대한 규정이 사실상 부재하다. 특히, 현재의 국내 해상풍력 정책 및 제도는 대규모 집적화·계획입지의 양적 확대에 치중된 반면, 실제 클러스터화 결과로써 예상되는 개별단지 간 발전량 손실, 외부 후류에 따른 금융·경제적 손실, 그리고 사업자 간 갈등관리 방안 등 질적 논의는 미흡한 상황이다. 더불어 장래 정부주도 개발 및 계획입지 확산 시, 단지 간 적정 이격거리 및 해상 공간 배분 기준 마련이 시급하다는 인식이 점차 고조되고 있다. 실제로 유럽 등 선진 해상풍력 시장에서는 대규모 클러스터 내 또는 인접 단지 간 외부 후류 영향으로 발전량 손실 및 수익 감소 분쟁 사례가 빈발하고 있으며, 영국 Hornsea 등에서는 발전량 손실 보상, 이격거리 정책, 사업자 간 손해 배상 소송 등 다양한 이해관계자 갈등이 제기된 바 있다.^[8]

본 연구는 신안군 해상풍력 집적화단지에 가상의 해상풍력단지(390 MW)를 추가하여, 집적화단지의 완성도(30%, 60%, 100%)와 단지별 이격거리(이격없음, 1 km, 3 km, 5 km) 변화에 따른 12가지 민감도 분석 시나리오에서 외부 후류에 의한 발전량 손실과 이에 상응하는 경제적 손실(SMP, REC 등 수익구조 고려)을 정량적으로 산출한다. 국내외 실무사례에서 드러난 법·제도 미비 및 후류 손실로 인한 관계자 간 분쟁·소송 문제를 고려할 때, 본 논문은 실제 정부, 정책입안자 및 사업자에게 계획입지 해상풍력단지의 공간 구조 설계 기준 마련을 위한 실질적 기초자료를 제공한다는데 그 의미가 있다.

나아가, 발전량 손실의 객관적 정량화와 경제적 영향 분석을 통해, 정부와 업계가 집적화 클러스터 내 최소 이격거리 설정 및 후류 관리 기준 도입의 필요성을 명확하게 인식할 수 있으며, 정책적 분쟁 예방 및 해상풍력 산업의 지속 가능한 성장 환경 조성에 기여할 것으로 기대된다. 또한, 본 연구의 결과는 장래 해상풍력 보급 확대 시 단지 간 공간 배분·계획입지 정책 수립, 입지 선정 전략, 사업 타당성 평가 등에 근거 자료가 될 수 있다.

2. 외부 후류/이격거리 관련 사전 연구

2.1 외부 후류 효과

해상풍력 단지의 집적화 및 계획입지 확대에 따라, 인접

풍력단지 간 근접 배치로 인한 외부 후류 현상이 점차 증대하게 대두되고 있다.^[11~13] 일반적으로 후류란 풍력터빈이 바람의 에너지를 전기로 변환하는 과정에서 터빈 후방에 형성되는 저속 및 난류 증폭과 관련된 유동 현상으로, 전방 터빈에서 방출된 후류가 후방 터빈의 발전 성능에 부정적 영향을 끼치는 현상이다. 이는 내부 후류와 같이 단일풍력단지 내에서만이 아니라, 집적화구역에서 인접 단지 간에도 발생하며, 단지 규모가 커지고 배치가 밀집될수록 그 영향은 더욱 증대된다. 후류는 주로 풍속 저하, 난류 증가, 에너지 손실 등으로 나타나며, 그 결과 후방 터빈 및 단지의 연간 발전량 및 수익성 감소로 이어진다.^[14,15] 따라서 집적화단지 설계 단계에서 외부 후류 효과의 정량적 분석과 최적 이격거리 도출은 사업자·정부·정책입안자에게 꼭 필요한 근거 자료로 기능한다.

2.2 해상풍력단지 간 이격거리

해상풍력단지 간 이격거리는 집적화 또는 계획입지를 통한 대규모 단지 개발에서 외부 후류로 인한 발전 손실을 최소화하고, 장기적 에너지 효율성과 사업자 간 갈등을 예방하는 데 핵심적인 공간설계 기준이다. 단지 간 충분한 이격거리를 확보하지 않을 경우, 인접 단지에서 유발되는 외부 후류의 영향으로 터빈의 발전 효율 저하와 경제적 손실뿐 아니라 법적 분쟁까지 초래될 수 있다.^[16] 이에 따라 각국은 정책적·공학적 기준을 마련하여 해상풍력단지 간 이격거리를 관리하고 있다.

영국의 경우, Round 4 해상풍력 입찰에서 신규 프로젝트 간에는 7.5 km, 기존 인접 프로젝트와는 최소 5 km의 이격거리를 명시하고 준수하도록 규정하고 있다.^[8] 이는 외부 후류에 의한 발전 손실을 사전적으로 방지하고, 단지 간 항로 확보를 위한 전략적 조치이다. 대만에서도 각 해상풍력단지 사이에 최소 1.2 km의 이격거리를 법으로 규정하고 있다. 반면 독일, 네덜란드, 덴마크 등은 별도의 단지 간 이격거리 기준은 없으나, 해양공간계획(Marine Spatial Planning) 절차 및 해상교통, 환경 등 종합적 요소를 고려해 자연스럽게 단지 간 배치를 조정한다.

한국은 현재 외부 후류 영향 저감을 위한 해상풍력단지 간 최소 이격거리 법령이 부재한 상황이다. 해상교통안전 진단 시행 지침에 따라, 통항 선박의 경로 기준을 중심으로

최대 통항 선박 길이의 6배 + 500 m + 0.3 해리 등 해상교통안전 중심의 단지 이격거리가 제시되고 있으며, 이 기준은 에너지 생산성과 후류 영향에 대한 충분한 고려보다는 해양 안전에 초점이 맞춰져 있다.

정부 주도 계획입지 및 대규모 집적화단지 개발이 본격화되는 국내 현실에서, 해외 정책사례와 과학적 연구 결과를 바탕으로 풍력단지 간 최소 이격거리 기준을 제도적으로 마련할 필요가 있다. 이를 통해 외부 후류 영향에 따른 발전생산·경제적 손실을 사전에 방지하고, 장기적으로 산업의 지속가능성 및 사업자 간 이해관계 조정에 긍정적 효과를 가져올 수 있을 것이다.

3. 연구 방법

3.1 연구대상지

2025년 9월 기준, 산업통상자원부 전기위원회 자료에 따르면 우리나라에서는 총 109개의 해상풍력 프로젝트가 발전 사업 허가를 취득하였으며, 이들의 합산 설비용량은 약 34.8 GW에 달한다(허가 취소 및 반납 제외). 이 중 60% 이상은 전남에 집중되어 있으며, 해당 지역에만 68개(약 21.3 GW)의 프로젝트가 승인받아 국내 해상풍력 개발의

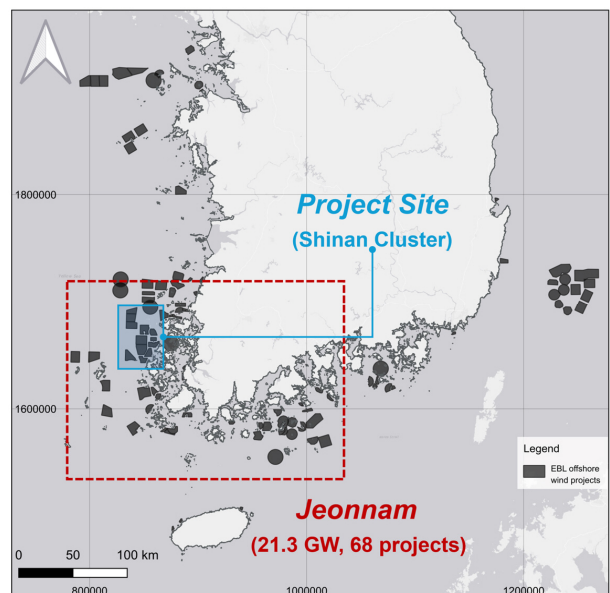


Fig. 1. The spatial distribution of offshore wind projects in South Korea which have secured energy business licenses, visualized using QGIS

Table 1. Status of offshore wind projects with energy business licenses by region in South Korea as of Sep. 2025

| Region | No. of Projects | Total Capacity [MW] | Rate [%] |
|----------------------------|-----------------|---------------------|----------|
| Gyeonggi | 1 | 200 | 0.6 |
| Gyeongnam | 4 | 926 | 2.7 |
| Gyeongbuk | 1 | 96 | 0.3 |
| Busan | 2 | 136 | 0.4 |
| Ulsan (2 nd) | 13 | 5,961 | 17.1 |
| Incheon (3 rd) | 8 | 3,415 | 9.8 |
| Jeonnam (1 st) | 68 | 21,339 | 61.3 |
| Jeonbuk | 3 | 529 | 1.5 |
| Jeju | 4 | 307 | 0.9 |
| Chungnam | 5 | 1,929 | 5.5 |
| Total | 109 | 34,838 | 100.0 |

중심지 역할을 하고 있다(Fig. 1, Table 1). 울산과 인천 역시 각각 약 6.0 GW, 3.4 GW의 사업이 진행되고 있어, 대규모 해상풍력 클러스터 개발이 전국적으로 확산되고 있음을 보여준다.

대표적으로 전남 신안군에서는 10개의 집적화단지(총 3,166 MW)가 2025년 4월 산업부로부터 신재생에너지 집적화단지로 공식 지정된 바 있다. 이에 본 연구는 신안군의 집적화단지 구역을 사례로 선정하여, 대규모 집적화 배치에서 외부 후류에 의한 발전량 손실을 정량적으로 분석하고자 한다.

3.2 집적화단지 외부 후류 모의

본 연구에서는 전라남도 신안군의 일부 집적화단지 구역을 대상으로, 국내 해역에서 발생할 수 있는 외부 후류로 인한 발전량 손실을 정량적으로 평가하고자 한다. 이를 위해 먼저 신안 집적화단지 인근에 가상의 해상풍력 프로젝트 구역을 설정하고, 내부에 풍력터빈을 임의로 배치하였다. 풍력터빈은 IEA에서 개발한 15 MW 오픈소스 모델¹⁾을 활용해 집적화단지와 가상의 단지에 각각 배치하여, 실제 개발에 준하는 배치 시나리오를 구현하였다.

설계된 단지의 용량 및 터빈 수는 지역 특성을 반영해 에너지 밀도 기준(평균 약 5.0 MW/km²)으로 산정하였고, 가

1) 국제에너지기구(IEA)와 미 재생에너지연구소(NREL)가 개발한 초대형 해상 풍력터빈의 표준 설계 모델이며, 15 MW 정격출력, 150 m 허브고도, 240 m 로터직경, 직구동 발전기(Direct Drive) 등 최신 산업 트렌드 반영한 오픈소스형 참조모델임

상의 풍력단지는 후류 효과를 강조하기 위해 약 9.0 MW/km²의 밀도를 적용하여 총 390 MW 규모로 설계하였다. 아울러, 서남해상의 우세 풍향(북서~북북서풍)을 고려하여 후류 영향을 보수적으로 평가할 수 있도록 최대한 풍하측에 가상 풍력단지를 위치시켰다. 신안 집적화단지의 1번~10번 구역은 단지별 에너지 밀도 기준에 따라 각각 프로젝트 용량이 산정되었다(Table 2, Fig. 2). 한편, 본 연구의 분석 절차는 아래와 같다.

1. 전남 신안 집적화단지 내 가상의 해상풍력단지를 가정함
2. 15 MW 표준설계모형 풍력터빈을 활용하여 집적화단지 및 가상 풍력단지 설계를 수행함
3. 집적화단지 내 각 프로젝트 영역의 완공 및 운영 비율에 따른 3가지 시나리오(30%, 60%, 100%)를 구성함
4. 집적화단지 내 각 프로젝트 영역 간의 이격거리 조정에 따른 4가지 시나리오(이격없음, 1 km, 3 km, 5 km)를 구성함
5. 운영 비율, 이격거리 조정에 따라 총 12가지 케이스에 기반하여, 외부후류 손실에 따른 발전량 손실의 민감도 분석을 수행함
6. 각 케이스와 관련하여 최신 SMP+REC 기준으로 2.0, 2.5, 3.5, 4.5 REC에 대한 경제적 손실의 민감도 분석을 수행함

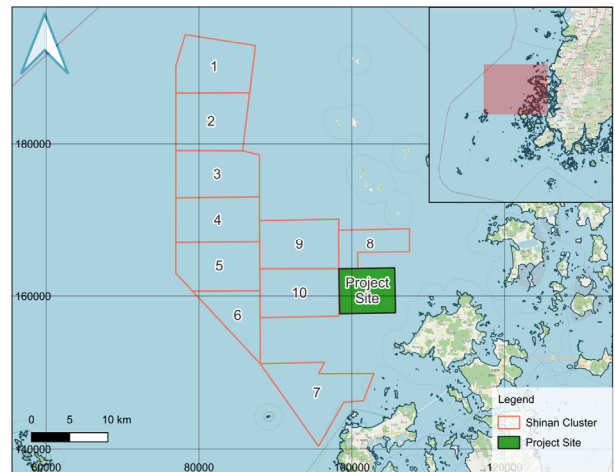


Fig. 2. Assumed Shinan offshore wind cluster (red zones 1-10) and arbitrarily located offshore wind project site (green) for external wake simulation in this study

Table 2. Basic assumptions and wind farm layout design for each subarea (No.1-10) and a hypothetical site of the Shinan offshore wind farm cluster

| Site No. | Site area [km ²] | Wind farm capacity [MW] | No. of WTGs | Wind farm density [MW/km ²] | Long-term average wind speed at hub height [m/s] | Rotor diameter / Hub height [m] | WTG spacing | |
|--------------|------------------------------|-------------------------|-------------|---|--|---------------------------------|------------------|------------------|
| | | | | | | | Prevailing [RDs] | Cross wind [RDs] |
| Project Site | 43.1 | 390 | 26 | 9.1 | 7.33 | 240 / 150 | 7.0 | 5.0 |
| 1 | 67.9 | 345 | 23 | 5.1 | 7.51 | 240 / 150 | 10.0 | 5.5 |
| 2 | 69.4 | 360 | 24 | 5.2 | 7.53 | 240 / 150 | 9.0 | 5.5 |
| 3 | 66.0 | 345 | 23 | 5.2 | 7.55 | 240 / 150 | 9.5 | 5.5 |
| 4 | 65.4 | 345 | 23 | 5.3 | 7.58 | 240 / 150 | 9.5 | 5.5 |
| 5 | 67.9 | 345 | 23 | 5.1 | 7.58 | 240 / 150 | 9.5 | 5.5 |
| 6 | 42.1 | 225 | 15 | 5.3 | 7.61 | 240 / 150 | 9.5 | 5.0 |
| 7 | 76.0 | 390 | 26 | 5.1 | 7.19 | 240 / 150 | 9.0 | 5.5 |
| 8 | 33.8 | 165 | 11 | 4.9 | 7.41 | 240 / 150 | 10.0 | 6.0 |
| 9 | 67.3 | 315 | 21 | 5.3 | 7.49 | 240 / 150 | 9.5 | 5.5 |
| 10 | 65.0 | 345 | 23 | 5.1 | 7.48 | 240 / 150 | 9.5 | 5.0 |

결과적으로, 각 시나리오별로 연간발전량 손실과 경제적 손실을 추정함으로써, 외부 후류가 사업 성과에 미치는 영향과 관련 정책적 시사점을 정량적으로 분석하였다.

3.3 풍력자원 입력자료

풍력자원 입력자료로는 Vortex MAPS 중규모 모델링 데이터를 활용하였다. Vortex MAPS는 지역 풍력자원 평가에 특화된 WRF (Weather Research and Forecasting) 기상수치모델 기반 데이터로, ERA5 등 재분석자료를 바탕으로 특정 지역에 대해 20년 이상의 기간과 1-3 km의 수평해상도로 장기 평균 풍속, 난류강도, 수직·수평 프로파일을 생산한다.^[17] 이 데이터셋은 대기 모델링, 풍력자원 평가, 태풍 및 극치기상 분석 등 다양한 응용 분야에서 활용되며, 특히 해상 및 육상 풍력 프로젝트의 에너지 생산량 예측 및 리스크 평가에 필수적인 자료로 평가받고 있다. 본 분석에 사용된 Vortex MAPS는 후보지별 장기 풍력자원 특성(평균풍속, 풍향, 기온, 난류강도 등)을 제공한다. 특히 Vortex MAPS는 장기간 기후 특성을 반영하는 대체 자료로, 대규모 해상풍력 집적화단지의 초기 설계단계에서 공간적 분포 및 높이별 프로파일 분석에 적합하다.^[6]

3.4 외부 후류 민감도 분석

3.4.1 집적화단지 운영 비율

구역 1-10의 집적화단지 내 개별 사이트가 동시에 완공 및 운영되지 않는다는 점, 그리고 모든 개별 사이트 개발이 원활히 추진되지 못할 수 있다는 가능성을 종합적으로 고려해서 10개 사이트의 운영 비율에 따라 외부 후류 손실에 대한 민감도 분석 시나리오를 아래와 같이 구성하였다.

1. 시나리오 Base: 외부 후류가 발생하지 않을 경우(가상의 풍력단지만 입지할 경우)
2. 시나리오 1: 집적화단지 내 10개 중 30%에 해당하는 프로젝트(3개)만 완공되었을 경우(무작위 선정)
3. 시나리오 2: 10개 중 60%에 해당하는 프로젝트(6개)만 완공되었을 경우(무작위 선정)
4. 시나리오 3: 10개 중 100%에 해당하는 모든 프로젝트(10개)가 완공되었을 경우

3.4.2 단지 간 이격거리 조정

가상의 프로젝트 구역과 1-10의 집적화단지 내 개별 사이트 간 이격거리 조정에 대한 민감도 분석 시나리오를 아래와 같이 구성하였다. 이격거리 기준은 대만의 1.2 km, 영국의 5.0-7.5 km의 최소이격거리 가이드라인을 고려하

여, 그와 유사하게 0, 1, 3, 5 km로 각각 적용하고자 한다.

1. 시나리오 1: 모든 단지 간 이격거리가 적용되지 않고 서로 붙어 있는 경우
2. 시나리오 2: 모든 단지 간 이격거리를 1 km로 적용하는 경우
3. 시나리오 3: 모든 단지 간 이격거리를 3 km로 적용하는 경우
4. 시나리오 4: 모든 단지 간 이격거리를 5 km로 적용하는 경우

3.4.3 최종 민감도 분석 시나리오

Table 3에 최종 민감도 분석 시나리오를 나타내었다. 가상의 프로젝트가 홀로 입지하여, 외부 후류에 의한 발전량 손실이 발생할 수 없는 경우를 ‘Base case’로 설정하였고, 이격거리 없이 30%의 집적화단지가 운영되는 경우인 Case 1부터, 이격거리 5 km와 집적화단지가 100% 운영되는 경우인 Case 12까지 총 12개의 시나리오에 대한 연간발전량 평가가 수행된다. 내부 후류에 의한 발전량 손실만 발생하는 Base case 대비, Case 1부터 12까지 정량적으로 발전량 손실, 경제적 손실이 얼마나 발생할 수 있는지 살펴보고자 한다. 각 케이스별 발전단지 및 터빈 배치 결과를 Fig. 3에 나타내었다.

Table 3. Sensitivity analysis scenarios based on cluster completion level and wind farm spacing

| Scenario | 0% completion | 30% completion | 60% completion | 100% completion |
|-------------|---------------|----------------|----------------|-----------------|
| No Buffer | Base case | Case 1 | Case 2 | Case 3 |
| 1 km buffer | | Case 4 | Case 5 | Case 6 |
| 3 km buffer | | Case 7 | Case 8 | Case 9 |
| 5 km buffer | | Case 10 | Case 11 | Case 12 |

3.5 후류모델

3.5.1 Jensen 후류 모델

일반적으로 Park 모델이라고 불리는 Jensen 후류모델은 풍력터빈 후방에서 발생하는 원거리 영역의 풍속 저감을 선형적으로 단순화하여 예측하는 해석적 모델이다(식 (1)).^[18,19] 이 모델은 풍력터빈이 추출한 에너지로 인해 후방에 생긴

저속·고난류 영역이 일정 거리별로 선형적으로 확산하면서 풍속이 점차 회복된다는 가정을 전제로 한다.

$$U(x) = U_0 \left(1 - \frac{1 - \sqrt{1 - C_t}}{(1 + 2kx/D)^2} \right) \text{ [m/s]} \quad (1)$$

여기서 $U(x)$ 는 터빈으로부터 x 거리만큼에 해당하는 풍속에서의 상대풍속이며, U_0 는 터빈 유입 전의 free stream에 해당한다. C_t 는 추력계수(Thrust coefficient)를 의미하며, k 는 후류소산계수(Wake decay constant, WDC)를 의미한다. 해상의 경우 일반적으로 0.04–0.06의 WDC를 적용하며, 본 연구에서는 0.04의 보편적인 값을 가정하였다. D 는 터빈의 로터 직경에 해당한다. Jensen 모델은 계산이 간편하고 상용 소프트웨어 등에서 기본 후류 모델로 사용되면서 변수 조정이 용이해 해상, 육상 등 여러 환경에서 적용이 가능하다. 반면, 난류강도 변화, 대규모 단지에서의 터빈 간 상호작용, 풍속 분포의 비선형적 특성, 대기안정도 효과 등은 효율적으로 반영하지 못한다는 단점이 있다. 이에 실제 풍력단지에서의 정확도 한계 및 후류 손실 과소평가 경향이 있다고 알려져 있다.

3.5.2 TurbOPark 후류 모델

후류의 선형 확장을 가정하는 Jensen 모델과 달리, TurbOPark(Turbulence Optimised Park model) 모델은 후류로 생성된 난기류가 거리에 따라 감쇠함에 따라 후류 확장이 느려진다는 사실을 설명한다.^[20] 또한 터빈 간 상호작용에 대한 물리적 해석을 보완하여, 복수의 후류 중첩 상황에 대한 풍속 저감, 난류강도, 열적 효과 등 비선형 상호작용을 더 정교하게 반영한다. 이에 단일 터빈의 후류뿐 아니라 전체 단지 내 복잡한 중첩 상황에서 유도 손실을 예측할 수 있다는 장점이 있다.^[21~24]

TurbOPark 모델의 수식 구조는 Jensen 모델을 기본 프레임으로 하되, 각 터빈의 후류가 하루에 미치는 영향 및 총합 풍속 저감은 확률적 접근 및 가중치 방식을 적용한다.^[24] 이에 대규모 클러스터에서의 외부 후류를 모의하는데 적절하지만, 해상에서의 외부 후류의 영향 거리와 지속 시간에 대해 과대모의할 수 있기에 상대적으로 보수적인 발전량 평가 결과를 기대할 수 있다.

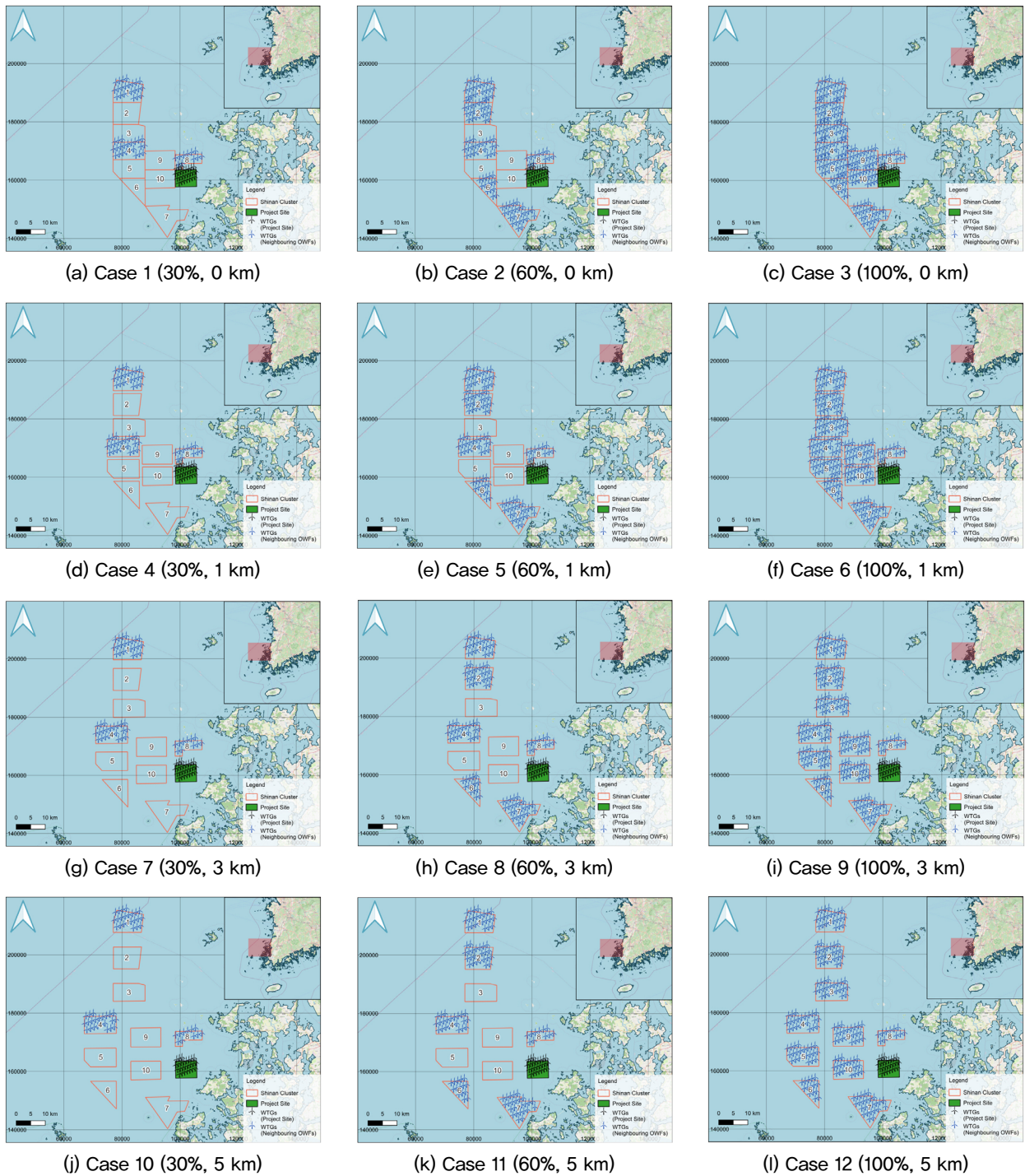


Fig. 3. Configuration of external wake scenarios considering completion of wind farm cluster and wind farm spacing: (a) Case 1, (b) Case 2, (c) Case 3, (d) Case 4, (e) Case 5, (f) Case 6, (g) Case 7, (h) Case 8, (i) Case 9, (j) Case 10, (k) Case 11 and (l) Case 12

3.5.3 외부 후류 평가를 위한 후류 모델 선정

해상풍력 집적화단지의 외부 후류 손실 분석을 위해 Jensen 모델과 TurbOPark 모델을 선정하였으며, 각 모델

의 편향적인 후류 손실 산정 특성을 고려하여 가중치 0.5를 적용한 앙상블 모델링 기법을 활용해 최종 손실 값을 산정하였다. Jensen 모델은 후류 확산을 단순화하여 후류 손실

을 과소모의할 수 있다는 한계가 있으며, TurbOPark 모델은 비선형 누적 후류 효과를 구현함으로써 후류 손실을 과대모의할 위험이 있다. 이러한 상이한 특성을 보완하기 위해 두 모델을 독립적으로 적용한 결과에 동일 가중치를 부여하여 통합된 평가를 수행하였다.

한편, Eddy Viscosity(EV) 후류 모델은 풍력자원 관측자료 없이 조기 예비 평가가 진행되는 본 프로젝트의 상황에 적합하지 않아 후보군에서 제외하였다. Eddy Viscosity 모델은 대기난류 특성 및 유동장 상세 정보가 요구되며, 충분한 현장 관측 및 상세 유동 파라미터가 부재할 경우 불확실성이 크게 확대된다.^[25,26] 또한, 해당 모델은 높은 계산복잡도 및 대규모 해상풍력단지 조기 검토 단계에서 실용성이 떨어지는 단점이 있어 본 연구에서는 후보군으로 선정하지 않았다. 390 MW 용량의 프로젝트 지역에 대해 Base case (내부 후류만 고려한 시나리오)로 각 후류 모델을 적용한 내부 후류 손실률 시뮬레이션 결과를 Table 4에 나타내었다.

Eddy viscosity의 경우, 상대적으로 내부후류 손실률이 과소모의되어 편향된 결과를 보였기에 앙상블 모델링에서 제외하였으며, Jensen과 TurbOPark 모델에 대해 각각 0.5의 동일한 가중치를 적용하여 최종 내부후류를 산출했다. 해당 후류모델은 외부후류 시뮬레이션에서도 동일하게 적용되었다.

Table 4. The summary result of preliminary EYA simulation for internal wake losses including blockage effect

| Scenario | Wake model | Internal wake losses [%] | Weighting value | Adjusted wake losses [%] |
|--|----------------|--------------------------|-----------------|--------------------------|
| Base case (considering only internal wake) | Jensen | 11,91 | 0,5 | 12,43 |
| | TurbOPark | 12,96 | 0,5 | |
| | Eddy Viscosity | 9,51 | - | - |

4. 분석 결과

4.1 발전량 평가를 위한 기본 가정

P50 발전량은 장기 평균 발전량의 50번째 백분위 수로, 예측된 발전량 이상이 실현될 확률이 50%임을 의미한다.

본 수치는 풍력발전 프로젝트의 사업성 평가, 투자자 대상 수익성 분석, 금융 기관의 대출 및 보증 심사 등에 참고자료로 활용된다(사업성 평가 시 Best case 시나리오로 활용됨).^[6] 실제로 보다 보수적인 리스크 평가를 위해 P75, P90 등 하위 확률값도 함께 산정되지만, P50은 기술적·경제적 의사결정의 기준선 역할을 한다.

P50 발전량은 풍력발전 프로젝트의 장기 발전량 예측에서, 다양한 손실 인자를 반영하여 산출한다. 발전량 손실은 후류 손실(Turbine interactions), 전기적 손실(Electrical losses), 기계 또는 터빈 가동률 저하(WTG performance), 환경(Environmental losses), 계통 제한(Curtailment losses), 유지보수 및 점검(Non-availability), 기타 예외 손실 등으로 대분류된다. 각 손실 인자는 이론적 연평균 발전량(Gross AEP), 즉 손실률이 적용되지 않은 연간발전량 산정 이후, 항목별 손실값을 곱셈 방식으로 통합 적용한다. 이를 통해 손실이 반영된 '순 발전량(Net AEP)'이 도출되고, 이 값이 확률적 관점에서 P50 발전량에 해당한다. 본 연구에서 후류를 제외하고 가정한 손실률은 Table 5와 같다.

$$Losses_{Total} = 1 - [(1 - loss_A) \times (1 - loss_B) \times \dots \times (1 - loss_N)] \quad (2)$$

식 (2)를 기반으로, 후류를 제외한 총 손실률은 10.8%로 가정하였으며, 이는 경험적으로 국내 환경 특성 기반 관점에서 적용할 수 있는 적절한 수준의 손실률 수치라고 할 수 있다.^[6]

한편, P90/P50 비율은 발전량의 불확실도 분석이 제한된 상황에서, P90 발전량을 신속하게 추정할 수 있는 보조

Table 5. The breakdown of general loss assumptions excluding turbine interactions (wake losses)

| Item of Losses | Assumed value | |
|-----------------------|---------------|--------------|
| | Losses [%] | Efficiencies |
| Non-availability | 5,4 | 0,946 |
| Electrical efficiency | 3,5 | 0,965 |
| WTG performance | 1,7 | 0,983 |
| Environmental | 0,6 | 0,994 |
| Curtailment | 0,0 | 1,000 |
| Total | 10,8 | 0,892 |

지표로 활용된다.^[27] 이 비율은 전체 프로젝트 발전량 분포가 얼마나 좁거나 넓은지를 나타내며, 해당 수치가 1에 가까울수록 예측 발전량에 대한 불확실성이 낮음을 의미한다. 일반적으로 해상풍력 프로젝트에서는 풍력자원의 변동성이 육상에 비해 상대적으로 낮기 때문에, P90/P50 비율이 0.87~0.93 수준이면 사업성이 충분하다고 평가하는 기준으로 사용된다. 즉, 손실 및 불확실성이 적정 수준에 있다는 의미로, 신뢰도 높은 투자와 금융 기관의 심사가 가능하다고 할 수 있다.

이에 본 연구에서는 풍력자원 관측자료 및 상세설계자료가 부재한 상황에서 불확도 평가를 독립적으로 수행할 수 없다고 판단하여, P90/P50 비율을 0.9로 가정하여 P90 발전량을 추정하였다.

4.2 발전량 손실 시뮬레이션 결과

Table 6은 해상풍력 집적화단지 내 외부후류 영향 분석에서, 단지 간 이격 거리 및 개별 사이트의 운영 비율에 따라 가상 프로젝트 사이트의 발전량 민감도 평가 결과를 정리한 것이다. 시나리오별로 내부·외부후류 손실률, 총 손실률, P50 기준 연간발전량(AEP), P50 설비이용률(Capacity

Factor, CF), 그리고 이로부터 추정된 P90 AEP 및 P90 CF를 함께 제시하였다. P90 AEP와 CF는 4.1절에서 설명하였듯이 각 시나리오의 P50 결과에 대해 P90/P50 비율로 0.9를 적용하여 근사적으로 도출하였다.

분석 결과, 개별 시나리오별로 단지 외부후류 손실이 1.6%에서 최대 8.0%까지 다양하게 나타났으며, 전체 손실률 역시 이에 따라 변화하는 경향을 보였다. 외부후류가 가장 크게 나타나는 경우는, 단지 간 이격거리가 고려되지 않고, 집적화단지 내 모든 개별단지가 운영되는 경우인 Case 3에 해당한다. 단지 간 이격거리를 기준으로 살펴보았을 때(운영 비율이 100%인 경우), 이격거리가 적용되지 않은 Case 3의 외부후류 8.0%에서 이격거리가 1 km, 3 km, 5 km로 증가할 때 각각 6.6%, 5.2%, 4.3%로 상당히 감소하는 경향을 보였다. 이는 이격거리 조건에 의해 단지 간 거리가 증가할수록 후류가 회복될 수 있는 충분한 수평적 구간이 확보되기 때문이다.

집적화단지의 운영 비율 관점에서 외부후류의 변화 정도를 살펴보면, 현재와 같이 단지 간 이격거리가 지정되지 않은 상황에서는 Base case(외부후류가 없는 시나리오) 대비 외부후류가 집적화단지 운영 비율 30%, 60%, 100% 조건

Table 6. The summary of EYA result for each external wake case. P90 AEPs for each case were roughly estimated from P50 AEPs applying P90/P50 ratio of 0.90 without detailed uncertainty assessment due to absence of onsite measurement data

| Case | Buffer [km] | Completion [%] | Gross yield [GWh/y] | Internal wake loss [%] | External wake loss [%] | Total wake losses [%] | Total losses [%] | P50 yield [GWh/y] | P50 Capacity factor [%] | P90 yield* [GWh/y] | P90 Capacity factor* [%] |
|------|-------------|----------------|---------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|------------------|-------------------|-------------------------|--------------------|--------------------------|
| Base | - | - | 1392.5 | 12.4 | - | 12.4 | 21.9 | 1,087.2 | 31.8 | 978.5 | 28.6 |
| 1 | 0 | 30 | 1392.5 | 12.4 | 3.7 | 15.6 | 24.8 | 1,047.5 | 30.7 | 942.7 | 27.6 |
| 2 | 0 | 60 | 1392.5 | 12.4 | 5.0 | 16.8 | 25.9 | 1,032.4 | 30.2 | 929.2 | 27.2 |
| 3 | 0 | 100 | 1392.5 | 12.4 | 8.0 | 19.4 | 28.1 | 1,000.5 | 29.3 | 900.5 | 26.4 |
| 4 | 1 | 30 | 1392.5 | 12.4 | 3.1 | 15.1 | 24.3 | 1,054.1 | 30.9 | 948.7 | 27.8 |
| 5 | 1 | 60 | 1392.5 | 12.4 | 4.4 | 16.3 | 25.3 | 1,039.6 | 30.4 | 935.6 | 27.4 |
| 6 | 1 | 100 | 1392.5 | 12.4 | 6.6 | 18.2 | 27.1 | 1,015.6 | 29.7 | 914.0 | 26.8 |
| 7 | 3 | 30 | 1392.5 | 12.4 | 2.2 | 14.3 | 23.6 | 1,063.8 | 31.1 | 957.4 | 28.0 |
| 8 | 3 | 60 | 1392.5 | 12.4 | 3.4 | 15.4 | 24.6 | 1,050.1 | 30.7 | 945.1 | 27.7 |
| 9 | 3 | 100 | 1392.5 | 12.4 | 5.2 | 17.0 | 26.0 | 1,031.0 | 30.2 | 927.9 | 27.2 |
| 10 | 5 | 30 | 1392.5 | 12.4 | 1.6 | 13.9 | 23.2 | 1,069.4 | 31.3 | 962.5 | 28.2 |
| 11 | 5 | 60 | 1392.5 | 12.4 | 2.8 | 14.9 | 24.1 | 1,056.6 | 30.9 | 950.9 | 27.8 |
| 12 | 5 | 100 | 1392.5 | 12.4 | 4.3 | 16.2 | 25.2 | 1,041.0 | 30.5 | 936.9 | 27.4 |

* P90 AEP and P90 CF were assumed from general assumption of P90/P50 ratio of 0.9

에 따라 각각 3.7%, 5.0%, 8.0%로 급격히 상승하는 것으로 나타났다. 이에 따라 P50 수치 기준 설비 이용률이 최대 2.5%까지 차이를 나타냄을 확인하였다.

한편, 불확도 반영 없이 P90/P50 ratio를 0.90으로 고정 적용한 결과, 모든 시나리오별 P90 설비 이용률은 P50 수치 대비 약 3.0%가량 감소한 값으로 산정된다. 이 경우, Case 3은 Base case 대비 설비 이용률이 2.2%, P90 연간 발전량이 8.0%가량 외부후류에 의해 손실됨을 보였다. 결과적으로 사업자가 해상풍력 프로젝트를 수행하고자 하는 해역 인근의 타 프로젝트 완공 규모 및 비율이 커질수록, 이격거리가 좁을수록 외부후류로 인한 연간발전량 손실이 정량적으로 증가할 수 있음을 시사한다. 이는 해상풍력 발전단지가 일정 범위 내에서 집적화 형태를 나타낼수록 연간발전량 평가 시 외부후류에 의한 영향을 자세히 검토하고 반영해야 함을 보여준다. 특히, 설계 및 운영 단계에서 인접한 타 풍력단지의 프로젝트 진척 정도, 운영 기간, 터빈 기종 등 복합적인 상황을 충분히 고려해야 함을 의미한다. 외부후류 손실은 단순 발전량 감소가 아닌, 해상풍력 프로젝트 사업자의 재무적, 계약적 안정성에 전반적으로 부정적 영향을 미칠 수 있기 때문이다.

4.3 경제적 손실 시뮬레이션 결과

4.3.1 SMP와 REC 시나리오

신안 집적화단지 내 가상의 해상풍력 프로젝트의 외부후류에 의한 경제적 손실 산정을 위해 SMP(System Marginal Price)와 REC(Renewable Energy Certificate) 값을 함께 고려하였다. REC는 발전사업자가 신재생에너지로 생산한 전력의 환경가치를 증명하는 인증서로, RPS(신재생에너지 공급의무화) 제도 하에서 대규모 발전사업자가 발급받아 신재생에너지 공급 의무를 이행할 수 있다.

고정가격계약 경쟁입찰에서는 SMP와 REC 가격(또는 가중치를 적용한 REC 단가)의 합산 가격을 기준으로 발전사업자와 공급의무자 간 20년 장기 계약이 체결된다. 이 때, REC 가중치는 2021년 7월에 개정된 “신·재생에너지 공급의무화제도 및 연료 혼합의무화제도 관리운영지침(RPS 고시)”에 따라 연안 해상풍력은 2.0(간석지 또는 방조제), 해상풍력은 2.5의 기본가중치를 가지고 입지 특성(연계거리, 수심)에 따라 달리 복합가중치 형태로 적용된다. 발전사업

자는 실제 발전량에 SMP 및 REC 단가를 곱하여 매출을 산출하며, 외부후류 손실 등 발전량 저하가 발생하는 경우 경제적 수익이 직접적으로 감소하게 된다.

따라서 외부후류 손실 시나리오 분석 시, SMP와 다양한 REC 가중치를 함께 조합하여 경제적 손실 민감도를 평가하는 것은 해상풍력 사업의 사업성 검토 및 투자 안정성을 판단하는 데 매우 중요한 방법이다. 이에 본 연구에서는 SMP+REC 합산 시나리오별 발전 수익 변화를 분석함으로써, 외부 후류 영향에 의한 장기 경제적 피해 규모에 대해 정량적으로 산출했다.

본 분석에서 활용하고자 하는 ‘2025년 국내 상반기 해상풍력 고정가격계약 경쟁입찰 공고’에서 상한가격은 SMP+1REC 기준, 육지 지역에 대해 176,565원/MWh로 제시되었다. 그 중 기준 전력거래가격(기준 SMP)이 육지 지역에 대해 86,350원/MWh로 명시되었기에 1 REC는 90,215원으로 산출된다. REC의 경우, 다양한 REC 가중치(2.0, 2.5, 3.5, 4.5 등)에 따라 경제적 손실 민감도 분석을 수행하였다. 이는 연안과 해상의 각 기본가중치인 2.0, 2.5와 더불어 국내에서 가장 REC 가중치가 클 것으로 예상되는 울산 부유식 클러스터의 예상값이 수심과 연계 거리를 고려하면 약 4.5로 산출되기 때문에 이를 최댓값으로 가정하여 시나리오를 구성하였다. 이에 아래 4.3.2절에서 각 SMP 및 REC 단가, 그리고 가중치 시나리오별로 경제적 피해 규모를 비교·평가함으로써, 외부 후류 손실이 연간발전량에 미치는 영향을 검토하고 국내 해상풍력 사업자들의 사업성 확보에 필요한 정량적 근거를 제시하고자 하였다.

4.3.2 경제적 손실 민감도 분석

Table 7에 외부 후류에 의한 연간발전량 저하 시뮬레이션에 기반한 경제적 손실 민감도 분석 결과를 나타내었다. 경제적 손실에 대한 민감도 분석은 P90 연간발전량에 대해서만 수행하였다. 이는 실제 금융 조달 과정에서 사용되는 보수적 발전량 지표가 일반적으로 P90 값에 기반하기 때문이다. 따라서 P90을 기준으로 외부 후류로 인한 발전량 감소를 경제적 손실로 전환하여 분석하는 것이, 실제 투자 리스크와 금융적 손실을 보다 현실적으로 반영할 수 있다는 점에서 타당하다고 판단하였다.

실제로 Fig. 2에서 제시한 가상의 해상풍력단지(프로젝

Table 7. Summary of sensitivity analysis on economic losses based on P90 AEP due to external wake losses, comparing four SMP and REC scenarios (2.0, 2.5, 3.5, 4.5 RECs). All economic losses are presented as the difference from the Base case without external wake effects

| Case | Buffer [km] | Completion [%] | External wake loss [%] | P90 yield [GWh/y] | P90 CF [%] | AEP change [%] | Economic losses for each SMP, REC scenario [0.1 billion KRW/year] | | | |
|------|-------------|----------------|------------------------|-------------------|------------|----------------|---|---------------|---------------|---------------|
| | | | | | | | SMP + 2.0 REC | SMP + 2.5 REC | SMP + 3.5 REC | SMP + 4.5 REC |
| Base | - | - | - | 978,5 | 28,6 | Base | Base | Base | Base | Base |
| 1 | 0 | 30 | 3,7 | 942,7 | 27,6 | - 3,7 | - 95,4 | - 111,6 | - 143,9 | - 176,1 |
| 2 | 0 | 60 | 5,0 | 929,2 | 27,2 | - 5,0 | - 131,6 | - 153,9 | - 198,4 | - 242,9 |
| 3 | 0 | 100 | 8,0 | 900,5 | 26,4 | - 8,0 | - 208,3 | - 243,5 | - 313,9 | - 384,3 |
| 4 | 1 | 30 | 3,1 | 948,7 | 27,8 | - 3,1 | - 79,7 | - 93,1 | - 120,1 | - 147,0 |
| 5 | 1 | 60 | 4,4 | 935,6 | 27,4 | - 4,4 | - 114,5 | - 133,9 | - 172,6 | - 211,3 |
| 6 | 1 | 100 | 6,6 | 914,0 | 26,8 | - 6,6 | - 172,1 | - 201,2 | - 259,4 | - 317,6 |
| 7 | 3 | 30 | 2,2 | 957,4 | 28,0 | - 2,2 | - 56,3 | - 65,8 | - 84,8 | - 103,9 |
| 8 | 3 | 60 | 3,4 | 945,1 | 27,7 | - 3,4 | - 89,2 | - 104,3 | - 134,4 | - 164,6 |
| 9 | 3 | 100 | 5,2 | 927,9 | 27,2 | - 5,2 | - 135,0 | - 157,8 | - 203,4 | - 249,1 |
| 10 | 5 | 30 | 1,6 | 962,5 | 28,2 | - 1,6 | - 42,8 | - 50,1 | - 64,6 | - 79,1 |
| 11 | 5 | 60 | 2,8 | 950,9 | 27,8 | - 2,8 | - 73,6 | - 86,0 | - 110,9 | - 135,8 |
| 12 | 5 | 100 | 4,3 | 936,9 | 27,4 | - 4,3 | - 111,0 | - 129,8 | - 167,3 | - 204,8 |

트 사이트)의 공간적 입지 조건을 고려할 때, 수심이 평균 20 m 미만이고 연계 거리가 약 20 km 내외이므로, 수심 및 연계 거리 기준으로 REC 가중치가 3.5를 초과하지 않을 것으로 판단된다. 다만, 다양한 REC 가중치 시나리오를 가정하여 분석을 수행함으로써 사업자가 잠재적인 경제적 손실 규모를 정량적으로 보다 명확히 인지할 수 있도록 시나리오를 구성하였다.

Table 7에서 확인할 수 있듯이, Case 3은 외부 후류 영향으로 인한 연간발전량 손실이 가장 크게 나타나며, 이에 따라 REC 가중치가 2일 경우 연간 약 208.3억 원의 손실이, REC 가중치가 4.5일 경우에는 연간 약 384.3억 원의 손실이 발생할 수 있음을 보여준다. 해상풍력단지의 운영 기간을 보수적으로 20년으로 가정할 경우, 최대 약 7,700억 원에 달하는 상당한 경제적 손실이 발생할 수 있다. 이러한 결과는 Ryu *et al.*(2025)의 연구와도 맥락을 같이한다. 해당 연구에서는 Orsted의 Hornsea 프로젝트가 영국의 Outer Dowsing 프로젝트(Corio & TotalEnergies)와의 외부후류로 인한 보상 문제를 제기하는 과정에서, 운영 기간 동안 최소 5,500만 유로에서 최대 1억 9,900만 유로(약 900억 원~3,230억 원, 1유로=1,630원 가정)의 금전적 손실이 발생할 수 있다고 영국 정부에 제출한 자료를 인용

하였다. 특히 Hornsea 프로젝트와 Outer Dowsing 프로젝트 간 평균 이격거리가 약 20~30 km임을 고려할 때, 이격거리를 적용하지 않은 본 연구의 Case 3에서는 그보다 훨씬 큰 규모의 손실이 발생할 수 있음을 합리적으로 예상할 수 있다.

터빈 간 이격거리를 5 km, 집적화단지 내 가동 비율이 100%인 Case 12의 경우, REC 가중치가 2.5, 3.5, 4.5로 증가할수록 손실액은 연간 129.8억 원, 167.3억 원, 204.8억 원으로 증액되었다. 그러나, 이격거리가 적용되지 않은 Case 3과 비교했을 때, 약 47% 정도의 손실 정도가 감소되는 것을 확인할 수 있다.

따라서 외부 후류에 따른 연간발전량 저하는 단순한 기술적 성능의 저하를 넘어, 프로젝트의 장기적인 수익성과 금융 안정성에 중대한 영향을 미칠 수 있음을 시사한다. 특히 해상풍력 개발이 대규모 집적화단지를 중심으로 추진되는 최근 경향을 고려할 때, 외부 후류 문제는 단일 프로젝트 차원을 넘어 다수 사업자 간의 이해관계 충돌과 직결될 수 있다. 이는 곧 제도적·정책적 차원에서 보상 구조의 마련, 프로젝트 간 이격거리 설정 원칙 수립, 그리고 후류 완화 기술의 적극적 도입과 같은 대응 방안이 필수적으로 논의되어야 함을 의미한다.

5. 결론 및 시사점

본 연구에서는 정부 주도의 해상풍력 집적화단지 개발이 확대됨에 따라, 단지 간 이격거리와 외부 후류 영향이 발전량 및 경제성에 미치는 정량적 영향을 신안 집적단지 사례를 바탕으로 분석하였다. 12개 시나리오의 민감도 분석 결과, 단지 간 이격거리를 0 km에서 1 km, 3 km, 5 km로 점차 확대할수록 외부 후류로 인한 발전량 손실이 -8.0%에서 각각 -6.6%, -5.2%, -4.3%로 낮아졌으며, 그에 따른 연간 전력 판매 손실도 최대 146.6억 원에 이르는 감소 효과가 확인되었다(REC 3.5 기준 Case 3과 Case 12). 이는 발전사업자 간의 분쟁 가능성을 최소화하고, 단지 집적화의 수익성 손실을 완화할 수 있는 최소 이격거리 가이드라인과 같은 정책적 기준의 필요성을 강조한다.

현재 국내 해상풍력 인허가 및 설계 지침에는 외부 후류 영향에 대한 제도적 고려가 미흡함에도 불구하고, 대규모 단지 집적화가 현실화됨에 따라 외부 후류 손실에 대한 발전사업자 간 이해관계 조율과 보상 체계 마련의 중요성이 증대되고 있다. 이에 본 연구에서는 아래와 같이 세 가지 법적 및 제도적 보완점을 제시하고자 한다.

첫째로는 외부 후류 평가에 관한 자료 제출 의무화다. 영국에서는 해상풍력 프로젝트에 대한 누적영향평가(Cumulative Impact Assessment, CIA)를 제출하게 명시하는데,^[28] 이는 단일 프로젝트가 환경 및 지역사회에 미치는 과거, 현재, 미래 활동의 중복 영향 평가를 의미한다. 이는 해상풍력 프로젝트가 주변 환경에 상호 작용하는 누적 영향을 식별하고 완화 조치를 알리면서 이해관계자와 규제 기관에 관련 사항에 대한 명확성을 제공하는 역할을 한다.^[29,30] 유럽과 같이 국내에서도 단일 프로젝트에 대해 주변의 운영 중인 또는 계획된 풍력단지로부터 발생하는 외부 후류에 의한 영향평가를 제도적으로 명시할 경우, 풍력발전단지의 입지 검토, 설계, 인허가 단계에서 객관적인 자료를 토대로 사업자 간 합리적인 조율 및 완화 방안 수립이 가능하다. 또한, 잠재적 갈등이나 법적 분쟁 발생을 사전에 예방할 수 있다는 장점도 존재한다. 즉, 이러한 제도는 사업자가 프로젝트의 경제성을 다양한 시각에서 분석·검토할 수 있는 기반을 제공한다. 이에 사업자의 프로젝트 구역의 일정 반경(예시, 최대 20~30 km 반경) 내에 기존 운영 중이거나 발

전 사업 허가를 받은 다른 프로젝트가 존재할 경우, 정부가 외부 후류 영향평가를 의무적으로 수행하도록 규정함으로써, 사업자 간 책임과 조정이 명확해지고 프로젝트의 공정성 및 신뢰성이 한층 강화될 수 있다고 판단된다.

둘째, 외부 후류 및 상호영향 정량화를 위한 R&D와 국내 기준 및 모델 개발이다. 후류 영향평가 관련 R&D 과제의 확대, 현장 데이터 기반의 실증연구 결과에 대한 민간 공유는 풍력산업에서 발생할 수 있는 사업자 간 갈등을 예방하고, 산업 전반의 신뢰도를 크게 높일 수 있는 핵심 요소이다. 국가 차원에서 후류 영향에 대한 폭넓은 연구와 민간의 데이터 개방 및 첨단 예측 모델 개발이 이루어질 경우, 사업자는 더욱 객관적이며 정밀한 기준에 근거해 발전량 손실을 산정할 수 있으며, 입지 선정 과정에서의 분쟁 및 소송 위험도 현저히 낮아진다.

셋째, 계획입지단계에서 개별 발전단지 간 최소 이격거리를 규정해야 한다는 점이다. 계획입지 단계에서 풍력발전단지 간에 최소 이격거리를 명확히 규정하는 것은 외부 후류 손실을 체계적으로 관리하고, 사업의 경제적 안정성과 산업 전반의 신뢰성을 확보하기 위한 핵심적 정책 조치이다. 외부 후류는 인접 발전단지의 터빈 운전 조건 및 에너지 생산량에 직·간접적으로 영향을 미치며, 이격거리가 부족할 경우 집적화로 인한 후류 강화, 발전량 손실, 부품 피로도 증가 등 운영·경제성 저하가 발생한다. 또한 최소 이격거리 제도는 환경적 안전성, 해상 교통, 어업 활동 등 지역사회와의 조화로운 공존을 촉진하며, 장기적으로는 국내 해상풍력 산업의 지속가능한 성장과 국제적 경쟁력 확보에도 중요한 역할을 한다. 이에 2.2절에서 언급한 국가별 해상풍력단지 간 이격거리 기준, 그리고 외부후류 영향에 대한 민감도 분석 결과 등을 검토하여 종합적인 한국형 해상풍력단지 간 이격거리 기준을 계획입지단계에서 규정하여 제도 초기부터 적용할 필요가 있다.

글로벌 재생에너지 네트워크 플랫폼을 보유한 Tamarindo에 의하면 2025년 영국 해역에서 외부후류에 의한 발전량 이슈와 관련되어 소송 및 분쟁 하에 있는 프로젝트의 총 용량은 20 GW에 달한다고 밝혔다. 외부 후류에 의한 경제적 손실 보상 이슈는 집적화 형태로 진행될 해상풍력 계획입지제도 하에서 향후 국내 시장에서도 발생할 가능성이 높다. 이를 예방하기 위해 개별단지 간 충분한 공간 확보와

집적화 제어 전략이 병행되어야 하며, 정책 도입 초기 단계에서는 계측자료 기반 불확도·리스크 평가, 다양한 배치 및 기상조건 하의 경제성 시나리오 분석 등 후속 연구가 필요하다.

본 논문은 한국형 해상풍력 계획입지 모델의 지속가능성 확보와 이해관계자 간 공정하고 투명한 제도 마련을 위한 실증적 토대를 제공하며, 향후 해상풍력 정책 설계 및 클러스터 개발을 위한 전략적 자료로 활용될 수 있다는 점에서 학술적·실무적 의의를 가진다.

6. 향후 논의 사항 및 한계점

본 연구는 전남 신안 집적화단지의 고해상도 중규모 모델링 기반의 기상 조건과 개별단지 운영 비율 및 단지 간 이격거리 시나리오를 중심으로 외부 후류가 발전량 및 경제성에 미치는 영향을 정량적으로 평가하였으나, 다음과 같은 한계와 확장 가능성을 갖고 있다.

첫째, 본 연구의 수치모델링 결과는 신안 해역의 특정 기상 및 풍황 조건(예, 연평균 풍속, 주풍향, 난류강도 등)에 의존하므로, 타 해역이나 상이한 기상환경에서의 외부 후류 손실 패턴은 다르게 나타날 수 있다. 따라서 향후 연구에서는 대기 안정도, 경계층 구조, 풍속 연직 프로파일 등 다양한 기상 변수의 변화에 따른 후류 영향의 민감도를 종합적으로 검토함으로써, 시뮬레이션과 현실 간의 불확실성 해소를 위한 검증이 필요하다. 실제 발전량 측정값과 다양한 환경조건하 수치모델 결과를 지속적으로 비교·검증하여 일반화 가능성에 대한 체계적 고찰이 요구된다.

둘째, 단지 간 이격거리 확대는 외부 후류 손실을 완화한다는 점에서 긍정적이지만, 이와 동시에 해상공간 이용의 비효율 및 전력 인프라(송전, 계통접속) 확보, 부가 토목공사 등 추가 개발 비용이 필연적으로 수반된다. 이에 따라 이격거리를 늘림에 따라 후류로 인한 발전량 손실이 감소하는 이익과, 공간·인프라 비용 등 경제적 부담이 증가하는 손실 간의 균형점을 모색하는 정량적 고찰이 필요하다. 특히, 후류 영향 감소에 따른 발전량 손실 감소 효과가 특정 이격거리 이상에서 완만해지는 현상이 존재할 수 있음을 고려해야 하며, 본 연구 결과를 기반으로 사회적·경제적 편

익 증대가 실질적으로 최적화되는 구간을 도출하는 것이 정책적·산업적 측면에서 중요하다.

셋째, 향후 국내 대규모 해상풍력 집적화단지의 지속가능성과 국제 경쟁력 제고를 위해, 다양한 후류 영향 파라미터(풍력터빈 허브고도별 후류 확장 특성, 클러스터 반경, 누적운영연수 등)를 반영한 한국형 최소 이격거리 기준 및 외부 후류 영향평가 체계의 정립이 필수적이다. 이를 위해 실제 관측 기반의 후류 실증 데이터 구축과, 국가 R&D 등을 통한 예측·보상 모델 개발이 병행되어야 하며, 정책 결정자에게는 보다 세분화된 기준 적용과 입지별 최적화의 중요성이 강조된다.

감사의 글

본 연구는 2022년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원의 신재생에너지핵심기술 개발사업의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(과제번호: 20223030020230).

References

- [1] Seo, H., Bak, S., Yun, D., Yu, J., and Jung, S., 2024, "Korean Offshore Wind Electrical Power Generation: Current Status and Prospects", *J. Korean Soc. Environ. Eng.*, **46**(7), 382-394.
- [2] Putuhena, H., White, D., Gourvenec, S., and Sturt, F., 2023, "Finding space for offshore wind to support net zero: A methodology to assess spatial constraints and future scenarios, illustrated by a UK case study", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **182**, 113358.
- [3] Ahn, S., Heo, K.-Y., Lee, D., and Ha, T., 2025, "Unlocking nearshore wind energy potential: regional assessment of nearshore resource hotspots along the Korean peninsula", *Ocean Eng.*, **331**, 121256.
- [4] Kang, H.G., Kim, B.H., Kim, H.J., Yang, C.J., and Jeong, H.C., 2024, "Prospects of Cumulative Installed Power Capacity of Domestic Offshore Wind Projects for K-RE100", *New. Renew. Energy*, **20**(2), 44-54.
- [5] Jung, C., Sander, L., and Schindler, D., 2024, "Future

- global offshore wind energy under climate change and advanced wind turbine technology”, *Energy Convers. Manag.*, **321**, 119075.
- [6] Ryu, G., Lee, D., Kim, H., and Sargin, O., 2024, “Case Study on Offshore Wind Resource and Energy Yield Assessment in South Korea According to International Standard Guidelines”, *Journal of Wind Energy*, **15**(3), 38-61.
- [7] Park, M.C., Park, J.H., Lee, G.Y., Lee, C.M., Yu, G.H., Jang, H.W., and Park, H.S., 2024, “Consideration on Pre-Feasibility Studies for Large-scale Offshore Wind Farms Led by Local Governments, Focusing on the Case of Shinan-gun”, *New. Renew. Energy*, **20**(2), 65-70.
- [8] Ryu, G., Lee, D., Kim, J., and Kim, Y.-G., 2025, “Policy Implications and External Wake Loss Risks in Clustered Offshore Wind Farms: Domestic Empirical Assessment and Regulatory Reform Based on UK Cases”, *Journal of Wind Energy*, **16**(3), 5-22.
- [9] Lee, J.-B., 2025, “A Study on the Transitional Measure under the Offshore Wind Power Bill for Business Operator Who Received Power Generation Business License - From the Perspective of Just Transition”, *Environmental Law and Policy*, **33**(1), 105-147.
- [10] Bae, J.-S., 2025, “Legal Challenges for Addressing Climate Change and Achieving Carbon Neutrality: Focusing on the Significance and Implications of the Enactment of the Offshore Wind Power Special Act”, *Jeonbuk Law Review*, **77**, 191-226.
- [11] Rosencrans, D., Lundquist, J. K., Optis, M., Rybchuk, A., Bodini, N., and Rossol, M., 2024, “Seasonal variability of wake impacts on US mid-Atlantic offshore wind plant power production”, *Wind Energy Science*, **9**(3), 555-583.
- [12] Pryor, S. C., and Barthelmie, R. J., 2024, “Power Production, Inter- and Intra-Array Wake Losses from the U.S. East Coast Offshore Wind Energy Lease Areas”, *Energies*, **17**(5), 1063.
- [13] Barthelmie, R. J., Thompson, K. B., and Pryor, S. C., 2025. “Factors Impacting Projected Annual Energy Production from Offshore Wind Farms on the US East and West Coasts”, *Energies*, **18**(15), 4037.
- [14] Putra, M.J., Oğuz, E., and Uzol, N.S., 2025, “Investigation of Energy Production of an Offshore Wind Farm Using FAST.Farm’s Dynamic Wake Meandering Model and FLORIS”, *Innovations in Sustainable Maritime Technology—IMAM 2025*, 420-432.
- [15] Cao, J., Qin, Z., Gao, X., Pu, T., Zhu, W., Ke, S., and Shen, X., 2023, “Study of aerodynamic performance and wake effects for offshore wind farm cluster”, *Ocean Eng.*, **280**, 114639.
- [16] Akhtar, N., Geyer, B., Rockel, B., Sommer, P.S., and Schrum C., 2021, “Accelerating deployment of offshore wind energy alter wind climate and reduce future power generation potentials”, *Scientific Reports*, **11**, 11826.
- [17] Ryu, G., Lee, D., Han, S.J., Kim, J.-H., Kim, Y.-G., and Moon, C.J., 2025, “Comparison and Verification of EMD-WRF and ERA5 Meteorological Data with Offshore Measurement Data for Assessing Offshore Wind Resources in the Southwest Sea of Korea”, *J. Wind Eng. Inst. Korea*, **29**(1), 3-14.
- [18] Martinez-Trespacios, J.A., Barile, D.A., Millan-Gandara, J.L., Useche, J., and Otero, A.D., 2025, “Combined Effect of ABL Profile and Rotation in Wind Turbine Wakes: New Three-Dimensional Wake Mode”, *Energies*, **18**(17), 4726.
- [19] Rodrigues, R.V., and Moura, A.H., 2025, “Benchmarking Engineering Wake Models for Assessing Wind Farm Wakes Interaction”, *J. Phys.: Conf. Ser.*, **3016**(1), 012045.
- [20] Hildebrand, T., Jäger, F., Gloria, N., Michaelis, L., Krasnov, A., Callies, D., and Pauscher, L., 2025, “Offshore wakes measured by an adaptive dual-Doppler scanning lidar system”, *J. Phys.: Conf. Ser.*, **3025**(1), 012005.
- [21] Malecha, Z., and Chorowski, M., 2025, “Estimation of Wind Farm Losses Using a Jensen Model Based on Actual Wind Turbine Characteristics for an Offshore Wind Farm in the Baltic Sea”, *Computation*, **13**(1), 20.
- [22] Van Binsbergen, D., Daems, P.J., Verstraeten, T., Nejad, A., and Helsen, J., 2024, “Performance comparison of analytical wake models calibrated on a large offshore wind cluster”, *J. Phys.: Conf. Ser.*, **2767**(9), 092059.
- [23] Centurelli, G., Messmer, T., Wagner, M., Umdenstock, H., Quintana, R., and Peinke, J., 2025, “Wind farm wake recovery: LES and engineering models compared to wind tunnel data”, *J. Phys.: Conf. Ser.*, **3016**(1),

- 012055.
- [24] Scott, R., Hamilton, N., Cal, R.B., and Moriarty, P., 2024, “Wind plant wake losses: Disconnect between turbine actuation and control of plant wakes with engineering wake models”, *J. Renew. Sustain. Energy*, **16**(4), 043303.
- [25] Maheshwari, P., Haize, J., and Pallud, M., 2024, “Modeling of Blockage and Wake Effect: Comparison with Field data”, *J. Phys.: Conf. Ser.*, **2767**(9), 092021.
- [26] Anangapal, H.B., and Victor, K., 2024, “Wake model selection in offshore wind energy: balancing efficiency and cost in Indian offshore wind farms”, *Eng. Res. Express*, **6**(4), 045562.
- [27] Ryu, G., Sargin, O., Lee, D., Kim, H., Pulo, A., Kim, H.G., Kim, C.K., Moon, C.-J., and Kim, J.Y., 2025, “Wind speed interannual variability with measured data validations and its impact on energy yield in the Southwest Sea of Korea”, *Scientific Reports*, **15**(1), 33696.
- [28] Kuempel, C.D., Stockbridge, J., O’Neill, T., Griffiths, L.L., Frid, C.L., and Brown, C.J., 2025, “Frameworks and best practices for cumulative impact accounting in offshore energy development”, *Marine Policy*, **173**, 106571.
- [29] Rasiński, A., and Malecha, Z., 2025, “Wake Losses, Productivity, and Cost Analysis of a Polish Offshore Wind Farm in the Baltic Sea”, *Energies*, **18**(15), 4190.
- [30] Fliegner, F.J., Kleidon, A., and Traber, T., 2025, “Cross-Border Cooperation to Mitigate Wake Losses in Offshore Wind Energy: A 2050 Case Study for the North Sea”, *Int. J. Energy Res.*, **2025**(1), 2518424.