



유럽 주요국과 한국의 해상풍력개발 정부 정책 비교연구

박재희¹⁾ · 김범석^{2)*}

A Comparative Study on Government's Policy for Offshore Wind Power Development between Major European Country and Korea

Jaehee Park¹⁾ · Bumsuk Kim^{2)*}

Received 24 April 2019 Revised 17 July 2019 Accepted 29 July 2019

ABSTRACT South Korea announced Renewable Energy 3020 with a goal to supply a 20% share of renewable energy to the national energy mix by 2030. This paper suggests the implications of the government policy of offshore wind power development in Korea. The scope of the study compares the development policies with European countries, UK, Germany, Netherlands and Korea. The leading European countries are implementing a government lead-centralized development policy, in which the government takes the majority of the up-front development risk and undertakes the site selection, permission, and grid connection. Korea is implementing a developer led decentralized development policy, in which the developer takes full responsibility throughout all development phases and can make significant risks and delays.

Key words Energy transition(에너지 전환), Renewable energy 3020(재생에너지 3020), Offshore wind power development(해상 풍력개발), Renewable energy support policy(재생에너지 지원정책)

1. 서론

우리나라는 국내 총생산량(GDP, Gross Domestic Product) 기준으로 경제 규모가 세계 29위 수준인 것에 비해 에너지(8위), 석유(9위), 전력(8위) 소비량이 상대적으로 높다^[1]. 특히 국제협력개발기구(OECD, Organization for Economic Cooperation and Development)에 가입된 국가 중에서

이산화탄소배출량 증가속도가 가장 빠른 것으로 평가된다. 이에 따라 우리 정부는 지난 2015년 12월, 파리기후변화협약(Paris Climate Change Accord)에서 국가 온실가스 감축 목표를 2030년 배출전망치(BAU, Business As Usual)인 851 백만 톤 대비 37% 감축하겠다고 선언했다^[1]. 우리나라는 미세먼지에 대한 국민적 인식 전환과 일부 동해 남부 지역의 지진 발생문제 등으로 청정하고 안전한 에너지 수요가 크게 증대되고 있다. 정부는 2017년 12월, 제8차 전력수급 기본계획을 통해 기존 발전소의 운영효율 향상과 친환경 및 안전성 확보를 위한 재생에너지 중심의 에너지 수급체계 전환을 골자로 하는 국가에너지전환정책을 발표하였다^[2,3]. 여기에는 2030년까지 재생에너지 발전량 비율

1) Ph.D. Candidate, Multidisciplinary Graduate School Program for Wind Energy, Jeju National University

2) Associate Professor, Faculty of Wind Energy Engineering, Graduate School, Jeju National University

*Corresponding author: bkim@jejunu.ac.kr

Tel: +82-64-754-4400 Fax: +82-64-702-2479

을 20%로 상향 조정하고 누적설비용량을 63GW까지 확대하기 위해, 태양광 37GW와 풍력 16GW(육상 3GW, 해상 13GW)를 보급한다는 계획이 포함되어 있다. 국토면적의 약 70% 이상이 산악지대인 우리나라는 대규모 육상풍력단지개발에 불리한 복잡 지형의 특징을 보이는데, 여기에 다부처 인허가체계 및 사회적 수용성 문제가 더해져 풍력단지 보급률이 매우 저조한 상황이다⁴⁾. 그동안의 불리한 사업개발환경에도 불구하고, 우리 정부는 에너지전환 정책과 조선·해양산업과의 연계를 통한 에너지신산업 창출을 위해 공격적인 재생에너지 3020 목표하에 육상풍력 중심의 산업을 해상풍력 중심으로 빠르게 전환하려는 노력을 기울이고 있다.

글로벌 해상풍력 산업은 주요 국가들의 에너지 전환정책의 중심에 있으며, 신시장 창출형 산업으로써의 가치가 인정되어 에너지균등화비용(LCOE, Levelized Cost of Energy) 저감을 위한 기술개발이 빠르게 진행되고 있다⁵⁾. 현재(2018년 말) 전 세계적으로 21.7GW의 해상풍력단지개발이 완료되었고, 연평균 5GW 이상의 신규단지가 추가로 건설 중이다⁶⁾. 해상풍력단지개발은 유럽의 북해지역을 중심으로 빠르게 확장되고 있으며, 글로벌 총 설비용량의 83%(18GW)가 이 지역에 설치되었다. 세계에서 가장 큰 해상풍력 시장으로 평가받고 있는 영국은 총 7.9GW 규모의 해상풍력단지를 건설하였고, 뒤를 이어 독일(6.3GW), 덴마크(1.3GW), 네덜란드(1.1GW) 순서로 시장규모가 평가된다⁷⁾.

단지설계, 자원측정, 구매, 설치, 운영, 유지보수, 철거 등을 포함한 총비용과 전력판매량과 보조금으로 구성된 총 수익의 비로 표현되는 에너지균등화비용(Levelized Cost Of Energy)은 풍력산업의 경제성과 사회적 수용성에 큰 영향을 미친다. 세계 최초의 Vindeby(1991, 4.95MW, 덴마크) 해상풍력단지의 LCOE는 150€/MWh 수준이었는데, 2010년에는 원자재 가격상승과 환율 불안정성, 경기침체 등의 외부 요인으로 의해 190€/MWh까지 상승하여 낮은 경제성으로 인한 해상풍력단지의 개발 불안정성이 단기적으로 나타나기도 했다^{8,9)}. 이후 급속도로 확대된 해상풍력산업과 발전단가 감소와 민간투자를 유인하는 성공적인 지원 정책 및 기술개발에 힘입어 Borssele I&II(네덜란드, 2016) 해상풍력단지의 LCOE는 73€/MWh 수준으로 급감했으며, 2017년 4월, 독일을 시작으로 현재 덴마크와 네덜란드에서

개발 중인 해상풍력단지들은 전통적인 화석연료를 사용하는 발전원과 같은 수준(grid-parity)의 LCOE에 도달한 것으로 보고되고 있다^{10,11)}.

유럽연합은 지난 20년간의 단지개발 및 운영 경험을 토대로 치밀한 중장기적 경제성 확보전략을 수립했고, 이에 근거한 정책적 지원을 뒷받침하여 현재의 세계 해상풍력 산업을 과점할 수 있었다. 유럽연합은 전체 에너지 믹스에 서의 재생에너지원 점유율을 2020년까지 20%¹²⁾로 확대하기 위해 세부 실행방안¹³⁾을 수립하여 지속 가능한 해상풍력 시장의 확대발전방안을 고민해왔다. 구체적으로, 주요 유럽 국가들의 풍력에너지 보급확산정책 분석¹⁴⁾, 국가별 지원정책과 풍력단지개발방식의 차이¹⁵⁾가 해상풍력 보급 확산에 미치는 영향, 그리고 해상풍력발전의 LCOE 저감 목표달성을 위한 단지개발비용¹⁶⁾과 입찰 시스템¹⁷⁾ 분석 및 정책 제언 등에 관한 연구가 체계적으로 진행되고 있다. 이중 투자자와 개발자의 사업 불확실성 해소 측면에서, 각국 정부는 해상풍력개발의 초기 방법론이었던 이들의 책임이 강조된 지원정책의 한계를 극복하기 위해 개발방법론, 계통연계, 보조금 지원제도, 공급망(supply chain) 육성 등 주요 프로젝트 가치사슬의 통합 관리 및 지원을 위한 지속적인 정책 및 제도개선방안을 개발하였다. 이를 통해 해상풍력단지개발사업 위험도를 크게 완화할 수 있었고, 이는 현재의 유럽 중심의 해상풍력산업과 시장 확산에 매우 효과적인 유인책이 되었다.

우리나라와 같은 신흥국 시장에서는 지속 가능한 정책 지원방안, 효율적인 공급망, 검증된 기술 분야에 대한 경험 부족, 산업구조의 차이 및 기술격차 등으로 인해 유럽의 개발방식을 직접 수용하기가 어려울 수 있다. Kern 등¹⁸⁾과 Higgins 등¹⁹⁾은 유럽의 해상풍력 보급목표치에 따른 정부 정책의 변화와 그 동인에 관한 연구를 수행하였고, 해상풍력단지개발을 위한 정부 주도형 개발 지구 및 지역 선정방식이 보급 가속화에 효과적인 수단이라고 기술하고 있다. 그러나 우리나라의 해상풍력단지 개발방식은 개발자가 직접 사업부지를 선정하고, 관련 인허가에 대한 모든 부분을 책임지는 방식이기 때문에 사업부지선정에 관한 다양한 방식과 각각의 장단점을 직접 비교하기에는 한계가 있다.

Mani 등²⁰⁾과 Liou 등²¹⁾은 신흥 국가의 해상풍력 보급 확산을 위한 정책 개선점의 도출을 위해 각각 인도와 대만

을 대상으로 유럽 선도국가와의 지원정책 비교에 관한 연구를 수행하였다. 이들의 연구에서는 정부의 지원정책이 해상풍력 산업 확대에 중요한 요인으로 작용한다는 부분을 공통으로 강조하고 있으나, 발전차액지원제도(FIT, Feed-in Tariff)만을 다루고 있다는 점에서 국내의 신재생에너지의 무할당제(RPS, Renewable energy Portfolio Standard)와의 연계점을 확인하기가 어렵다. Park 등^[22]은 독일과 우리나라의 재생가능에너지 정책 거버넌스 비교연구를 통해 국내 정책 거버넌스의 재구축 필요성을 주장하였고, Yang 등^[23]은 해상풍력 개발부지 선정에 중심으로 유럽과의 비교연구를 통해 효율적인 사업개발 추진 방안을 제시하고자 했다. 그러나 해상풍력개발 초기에 우리나라와 같은 개발자 중심의 정책을 추진한 유럽이 현재는 정부 중심의 개발방식으로 전환하게 된 주요 원인 및 정책의 변화과정에 관한 내용을 다루지는 않는다. 따라서 우리나라의 산업 환경적 실정을 고려하여, 단계적으로 적용이 가능한 정책 등에 관한 구체적인 실행방안을 제시하는 목적으로는 한계점이 있다.

우리나라에서 대규모 해상풍력단지개발을 성공적으로 추진하기 위해서는 유럽의 해상풍력개발방식에 대한 분석과 이해를 통해 보급목표, 개발방법, 계통연계, 지원제도에 대한 지속 가능한 정부 정책과 지원방안을 적기에 수립하여야 한다. 따라서 본 연구에서는 글로벌 해상풍력 산업을 선도하고 있는 영국, 독일, 네덜란드의 개발 정책 사례분석 및 비교를 통해 현재 우리나라의 해상풍력개발정책을 진단하고, 정책적 개선방안에 대한 시사점을 도출하고자 한다.

2. 해상풍력 정책개발 요소

해상풍력단지개발을 위한 주요 국가들의 정부 정책은 장기적인 국가 재생에너지 보급목표의 설정으로부터 시작된다. 이후 주무 부처에서는 국가 에너지 믹스 변화, 탈탄소 정책, 지역산업 활성화 방안 등 핵심 정책과 연계하여 해상풍력 보급목표를 수립하고 단기 로드맵을 구축한다. 보급목표 달성을 위한 적정수준의 보조금 지원 및 규제 완화 정책 등과의 통합 과정을 거쳐 체계적인 개발 로드맵이 완성된다. 이를 통해 에너지 정책의 기본 철학과 비전을 제

시하는 국가 에너지기본계획보다 더욱 구체적이고 신뢰성 높은 정보를 제공하여, 민간 사업자와 투자자들의 사업 불확실성을 해소함으로써 지속 가능한 시장 구축 가능성을 높인다.

성공적인 개발 로드맵을 추진하기 위해서는 부지선정, 인허가, 전력인프라 및 보조금 지원제도와 같은 4가지 개발 요소에 대해 상세하고 지속 가능한 정책적 지원방안의 수립이 요구된다.

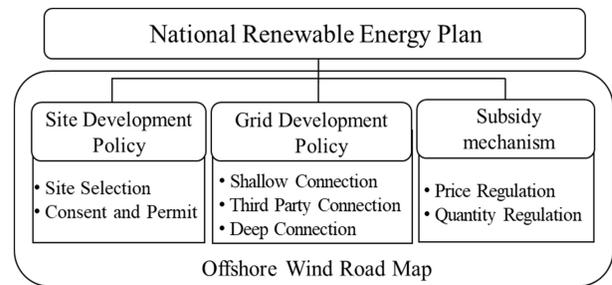


Fig. 1. Government policy framework of offshore wind

사업부지 개발은 부지선정, 자원 조사, 인허가, 설치시공 단계로 구성된다. 부지 선정과정에서는 개발 가능한 해역을 대상으로 광범위한 사전조사가 수행되는데, 발전량 예측을 위한 풍황자원 조사, 설치시공과 운영 및 유지보수 비용 추정을 위한 해안 이격거리 및 해양환경(조류, 파고, 수심, 지반, 해저면 지형 등) 조사가 이루어진다. 또한, 어업, 해상운송경로, 군사지역, 환경보전지역, 해상전력망 연결, 해저지형 등의 다양한 입지 제한요건에 대한 검토가 요구되기 때문에 이 과정에서 많은 시간과 비용이 소요된다. 해상풍력 부지 선정방식은 국가별 개발 환경에 따라 다양한 정책들이 실행되고 있으며, 부지선정에 대한 모든 책임을 민간 개발자에게 부여할 것인지 또는 정부주도하에 기본 사전조사를 통한 개발 구역이나 부지를 선정할 것인지로 구분될 수 있다.

인허가 사항은 부지 선정방식에 크게 영향을 받으며 일반적으로 사업개발자가 해상풍력발전단지의 설계 및 특정 요구사항이 기술된 단지개발계획 관련 문서를 작성하여 관련 부처에 제출하는 것으로부터 시작된다. 이 외에 중요 고려사항으로 공공 협의를 위한 문서 공개, 이해 관계자들과의 이견 조율, 민원 처리를 위한 주민 청문회 및 동의서,

환경영향평가 범위와 조사 수준을 결정하는 것이 있으며, 추가로 건설 일정, 환경보전방법, 이해 당사자에 대한 보상금 지급 범위 및 안전 조치 등이 포함된 보고서가 요구될 수 있다.

해상풍력발전을 비롯하여 모든 발전원은 국가 전력망에 연결되어야 하는데, 해상 전력 인프라 구축에 필요한 막대한 비용 투자는 해상풍력 개발의 성패를 좌우하는 중요한 요소로 작용하고 있다. 해상 전력 인프라 자산을 구축하고 운영하는 계통연계 정책은 정부와 사업개발자 사이의 할당 책임에 따라 달라질 수 있다.

해상풍력발전은 기존 화석연료를 기반으로 한 에너지원에 비해 전력 생산비용이 상대적으로 높아서 국가별로 재생에너지 보급확산을 위한 다양한 보조금 지원정책들을 시행하고 있다. 재생에너지 확대를 위한 보조금 지원제도는 크게 재생에너지원으로부터 생산된 전력의 거래가격이 에너지원별 표준비용을 고려한 기준가격(시장가격)보다 낮은 경우, 발전사업자에게 차액을 지원하는 가격기반정책(FIT)과 발전사업자가 공급하는 전력의 일정 비율을 재생에너지로 공급하도록 하는 수량기반정책인 공급의무화제도(RPS)로 구분할 수 있다.

3. 유럽의 해상풍력개발 정책

3.1 개발 배경

1957년 로마 조약 당시 유럽의 에너지 수입 의존도는 20%였으나 2014년에 53.4%로 증가했고, 전력수요 또한 매년 1.5%씩 증가해왔다^[24]. 또한, 전력 인프라와 기존 발전시설의 설계 수명이 만료되어 대규모 송배전망 재정비를 위한 투자가 필요했다^[24]. 지난 1973년과 1979년에 잇따른 석유파동의 영향으로 에너지 수입 의존도를 낮추기 위한 대체 에너지원 개발 필요성이 크게 대두되었으며, 풍력발전이 하나의 선택지로써 고려되었다. 1980년대에는 풍력발전기 개발을 위한 연구 지원, 육상풍력단지 보급 촉진을 위한 초기 개발자금지원 등이 이루어졌으나, 1980년대 이후 원유 가격의 급격한 하락으로 인해 재생에너지 산업과 정부 지원은 점차 축소되었다. 석탄, 석유, 가스 등의 화석연료 기반의 1차 에너지원들은 연료비용이 다른 발전원보다 저렴하

고 안정적인 전력 공급이 가능하다는 편리함이 있지만, 미세먼지를 포함한 많은 대기오염물질과 온실가스 배출 등의 문제점이 끊임없이 지적되어왔다. 이에 대응하기 위해 국가간 기후변화협약이 채택되었고 1992년 유엔기후변화협약(UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change)을 시작으로, 교토 의정서(Kyoto Protocol, 1997)를 통해 온실가스 배출량을 2020년까지 20%(1990년 기준), 2030년까지 40% 줄인다는 구체화 된 실행계획을 발표했다^[25]. 이후 유럽에서는 기후변화와 대기오염 문제에 대응하고 에너지 자립도 향상을 위해 재생에너지원 중에 가장 경제성이 높은 육상풍력발전에 집중적으로 투자했다.

육상풍력단지의 급격한 보급확산으로 인해 2000년 이후부터 덴마크, 네덜란드, 독일을 비롯한 유럽 국가들의 육상풍력 시장이 포화상태에 이르렀고, 지속적인 녹색 시장 촉진 정책과 재생에너지에 대한 소비자들의 사회적 수용성 증가로 인해 2010년 이후부터는 북해를 중심으로 해상풍력 산업으로의 빠른 전환이 가능하게 되었다^[26~28]. 또한, 2010년 이후의 조선·해양플랜트 산업 침체 여파로 인한 높은 실업률과 경기침체 문제를 극복하기 위해, 적극적인 해상풍력 산업육성정책을 시행했다. 이를 통해 조선·해양플랜트 연관업종을 해상풍력 산업으로 성공적으로 전환 시킬 수 있었고, 고품질 일자리를 창출하는 등의 지역경제 자극을 통해 지속 가능한 경제 성장 동력원을 확보할 수 있었다^[29~31].

해상풍력 산업은 국가별로 서로 다른 개발 환경에 많은 영향을 받으며, 대표적인 성공사례로 평가되는 영국, 독일, 네덜란드에서 시행 중인 해상풍력 산업육성정책의 차별적 요소를 비교 분석하였다.

3.2 해상풍력 보급목표와 실행전략

재생에너지 보급목표달성에 있어 대규모 해상풍력단지 개발의 중요성이 크게 강조되고 있는 현 상황에서, 부지선정방식, 인허가체계, 전력인프라 구축, 보조금체계에 관한 구체적인 지원정책의 수립은 사업 안정성 강화, 연관산업 동반성장 및 발전단가 경쟁력 확보에 매우 중요하다.

유럽연합은 2007년에 개최된 국가 정상회의를 통해 2020년까지 신재생에너지 비중을 20%(2020)까지 확대하는 것에 동의하였고, 재생에너지 지침(Renewable Energy Directive,

2009)을 채택함으로써 회원국이 국가 재생에너지 실행계획(National Renewable Energy Action Plan)을 수립하도록 하였다.

2011년, 영국의 에너지 기후변화 부(DECC, Department of Energy & Climate Change)는 2020년까지 국가 전력 수요의 15% 이상을 재생에너지원으로 전환한다는 중장기 목표를 설정했으며, 이후 UK Renewable Energy Roadmap을 발표하고 해상풍력 발전 비용 저감 전담팀(CRTF, Offshore Wind Cost Reduction Task Force)을 조직했다. CRTF는 2020년까지 18GW의 해상풍력단지개발을 완료하고, LCOE를 £100/MWh 수준까지 감소시키기 위한 실행전략을 수립했다^[32~34]. 2018년 말 기준으로 영국은 약 7.9GW의 해상풍력단지가 상업운전 중이다.

2010년, 독일 정부는 Energy Concept 2050^[35]의 발표를 통해 2020년까지 국가 전력수요에 대한 재생에너지 비율을 35%, 2030년까지 50%로 단계적으로 전환한다는 장기 목표를 설정했으며, 재생에너지 법(EEG, German Renewable Energy Sources Act) 개정을 통해 2030년까지 총 15GW의 해상풍력단지 보급을 목표로 한다는 발표를 했다. 독일은 계통연계 불확실성을 제거하고 체계적인 해양공간개발전략에 의한 해상풍력 보급확산 필요성을 인지하고, 'WindSeeG'(German Offshore Wind Act)를 통해 해양공간계획과 국가 전력 계통연계지원을 위한 개발지구지정 및 전력계통연계방안을 단계적으로 계획하고 있으며, 2018년 말을 기준으로 총 6.3GW의 해상풍력단지가 상업운전 중이다^[36, 37].

네덜란드는 정부, 환경단체, 기업인들이 함께 네덜란드 에너지 조약 2013~2023(The Dutch Energy Agreement 2013~2023)의 체결을 통해 국가 전력수요에 대한 재생에너지 비율을 각각 14%(2020), 16%(2023)로 확대하며, 15,000여 개의 일자리 창출 및 해상풍력 LCOE 40% 절감 등의 목표를 제시하였다. 이를 실현하기 위해 정부는 Dutch

Offshore Wind Roadmap 2030을 통해 2015년부터 2019년까지 매년 700MW 규모의 해상풍력단지를 정부주도형 입찰제도를 통해 개발 중이다. 2023년에 4.5GW, 2030년까지 총 11.5GW의 해상풍력단지개발을 목표로 가장 저렴한 에너지 가격으로 해상풍력을 개발 중이며 빠른 시장 성장이 예상된다. 2018년 말 기준으로 총 1.1GW의 해상풍력 단지가 상업운전 중이다^[38, 39].

3.3 개발부지 선정 및 인허가권 취득

해상풍력과 육상풍력 정책의 가장 큰 차이점은 해양 공간의 계획 및 사용에 있다. 전통적으로 해양 공간은 수산업, 관광업, 해상 물류 및 교통으로 이용되어왔으나, 해양과학기술의 발달로 인해 석유, 가스, 해양 광물 및 생물 자원, 해수자원, 해양 에너지 자원 등으로 이용 범위와 대상이 점차 확대되어왔다. 해상 자원에 대한 수요가 높아질수록 해양 공간에 대한 이해 관계자의 범위와 역할이 복잡해짐에 따라, 유럽을 비롯한 세계 60개국에서는 해양공간계획(Marine Spatial Management)의 수립을 통해 국가별 해양에너지자원에 대한 효율적인 관리 체계를 구축하고 있다^[40]. 이를 에너지, 산업, 정부, 어업, 자원보존 및 관광 분야의 이해당사자들과의 해양 자원 이용 권한 조정을 위한 수단으로 사용 중이다. 영국, 독일, 네덜란드에서는 국가 해상풍력 보급목표달성을 위해 해양공간계획에 근거한 개발부지선정 작업이 시행되고 있으며, 정부주도형 개발지역 선정 정책을 적극적으로 추진하고 있다.

유럽의 해상풍력단지 개발지역 선정방식은 사업자가 직접 개발부지를 선정하는 개발자 부지선정(Open Door) 방식, 정부에서 해상풍력단지의 개발을 허용하는 광범위한 지역을 선정하는 지구 선정(Zone) 방식, 정부에서 지정한 협소한 개발부지에 한해서만 개발이 허용되는 정부 부지선정(Site Specific) 방식으로 구분된다.

Table 1. Site selection and permitting process

Country	Zone identification	Site selection	Site investigation	Permitting	Construction
UK	Crown Estate	Developer	Developer	Developer via PINS ⁽³⁾	Developer
Germany	BSH ⁽¹⁾	BSH ⁽¹⁾	BSH ⁽¹⁾	Developer via BSH ⁽¹⁾	Developer
Netherlands	RVO ⁽²⁾	RVO ⁽²⁾	RVO ⁽²⁾	RVO ⁽²⁾	Developer

1) BSH, Germany's Federal Maritime and Hydrographic Agency 2) RVO, Netherlands Enterprise Agency 3) PINS, Planning Inspectorate

Table 1은 국가별 해상풍력단지 개발부지선정 방식을 비교한 것으로, 영국은 2009년까지 개발자 부지선정방식을 적용했지만 2009년 이후부터 해양관리기구(MMO, Marine Management Organization)의 전략 환경영향평가를 통한 해양공간계획을 바탕으로 해양구역에 관한 권리를 가진 영국왕립토지위원회(The Crown Estate)에서 개발 지구를 지정하고 입찰을 통해 개발자 선정 및 개발을 진행하는 방식을 시행하고 있다^[41]. 또한, 해상풍력 관련 법규 재정비 및 규제기관 일원화에 의한 개발과정 및 인허가 간소화 등의 지원정책을 통해 2008년 이후부터는 계획법(Planning Act)에 따른 단일개발승인 명령(DCO, Development Consent Order) 제도를 시행하고 있다.

독일은 해양 시설물에 관한 법령(Marine Facilities Ordinance, 1997)을 개정하여 연방 해운 수로 국(BSH, Federal Maritime and Hydro-graphic Agency)이 해상풍력개발권의 인허가를 비롯해 각종 개발권에 대한 단독 의사결정 권한을 부여받았다. 이후, 지속적인 재생에너지 법 개정을 통해 개발자의 사업위험부담을 완화하고 보급 안정성을 강화하기 위해 정부에서 사전 입지조사, 계통연계 및 관련 인프라 구축 등을 전담하며, 사업개발자들은 인허가 및 추가적인 현장 조사에 한해서만 책임지는 개발방식으로 전환하였다^[42].

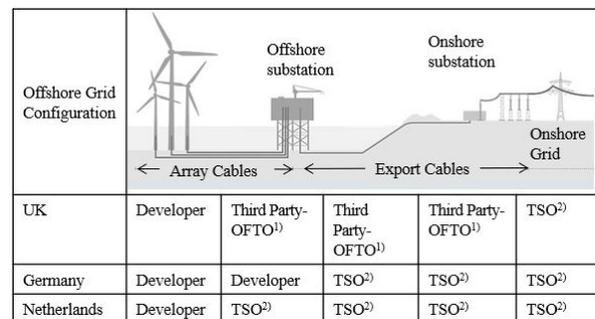
네덜란드 역시 해상풍력 법(Offshore Wind Energy Act, 2015)을 시행하여 경제성 산하의 기업 청(RVO, Netherlands Enterprise Agency)에서 사전 입지조사, 인허가, 환경영향평가, 계통연계 및 관련 인프라 구축 등을 책임지며, 지정된 사업개발부지의 공개입찰을 통해 개발권리에 대한 단일 허가권을 부여하는 중앙집중형 개발부지선정방식을 시행하고 있다^[43].

3.4 계통연계

유럽 국가들의 계통연계지원정책은 국가별로 다르지만, 외부 송전망 연결 지원정책의 차이에따라, 경부담 접속 방식(shallow connection)과 중 부담 접속 방식(deep connection)으로 구분할 수 있다^[44]. 개발 초기 유럽은 사업개발자 부담 방식인 중 부담 접속 방식을 채용했으나, 개발자의 계통연계에 대한 부담을 경감시키고 송전 시스템의 운영 안정성 및 LCOE를 낮추기 위해 경 부담 접속 방식으

로 전환했다. 따라서 현재는 해상풍력단지의 내부 송전망을 제외한 모든 계통연계시설이 독립된 계통 전담 운영기관 또는 해상 계통운영자에 의해 개발 및 운영되고 있으며, 국가별로 일정 금액의 계통접속 비용을 사업개발자들에게 요구하거나 전기 판매 금액에 포함하여 지급함으로써 사업 안정성을 크게 강화하고 있다.

Fig. 2에 나타난 바와 같이, 해상풍력단지의 송전망은 풍력발전기와 해상 변전소를 연결하는 내부 송전망과 해상 변전소와 육상 변전소를 연결하는 외부 송전망으로 구분된다. 영국은 사업개발자가 전체 송전망을 개발하는 대신에 개발이 완료된 이후에는 경쟁 입찰을 통해 제3의 해상계통 운영사(OFTO, Offshore Transmission Owner)가 송전망 자산의 소유권을 취득한 후 운영을 전담한다. 독일은 경부담 접속 방식을 채택하고 있어 내부 송전망과 해상 변전소 개발범위까지만 사업개발자의 책임으로 본다. 반면 네덜란드는 내부 송전망에 대해서만 개발자 책임으로 운영하고, 해상 변전소 이후의 개발은 독립 계통 전담 운영기관(TSO, Transmission system operation)이 책임질 수 있도록 한다. 사업개발자의 초기비용부담 완화 및 사업 안정성 강화 측면에서는 정부와 계통 전담 운영기관이 계통연계의 많은 부분을 개발하는 네덜란드의 계통연계 정책이 가장 효과적일 수 있다.



- 1) OFTO, Offshore Transmission Owner
- 2) TSO, Transmission system operation

Fig. 2. Responsibility for offshore grid development

3.5 지원정책

현재 유럽의 주요 지원정책은 가격 기반의 발전차액지원 제도로서, 대부분 입찰을 통해 지원 금액을 결정하는 발전차액 유연 지원제도(sliding feed-in premium)를 시행하

Table 2. Government subsidy of offshore wind

Subsidy mechanism				
	Fixed feed-in tariff (FIT)	Sliding Feed-in premium (FiP)	Cap & floor	Fixed
Country	UK	Germany	Netherlands	
Subsidy name	CFD	Greenstream certification	SDE+	
Options	Sliding Feed-in Premium	Sliding Feed-in Premium	Sliding Feed-in Premium	
Subsidy period	15yrs	20yrs + year of commissioning	15yrs + 1year banking	

고 있다(Table 2).

영국은 국가 해상풍력 보급 규모를 기준으로 지원정책을 변화시켜왔으며, 해상풍력개발 초기(2002~2012)에는 1GW 규모의 보급목표달성을 위해 투자금의 10%를 사업개발자에게 지원하는 투자 보조금 제도(Offshore Wind Capital Grants)를 시행했다. 이후 중기(2012~2017)에는 5GW(누적 설비용량) 규모로의 보급확산을 위해 재생에너지 의무공급제(RO, Renewable Obligation)와 FIT 제도를 시행했다. 이후 시장이 성숙기에 진입한 2017년부터는 발전차액 유연 지원제도인 차액 정산제도를 시행하고 있다^[45,46]. 독일의 경우, 초기(2000~2014)에는 해상풍력 투자자들에게 장기적 사업 안정성을 부여하기 위해 고정 요금 기반의 FIT 제도를 시행하였고, 2014년 이후부터 발전차액 유연 지원제도를 시행하고 있다. 네덜란드는 2008년부터 발전차액 유연 지원제도를 시행하고 있다^[45~47].

유럽은 기존 발전원 대비 경제성이 다소 낮은 해상풍력 단지개발사업의 장기적인 재정 안정성을 부여하기 위해 녹색 투자은행(Green Investment Bank, 2012) 및 녹색 펀드를 설립하여 국가적 경기침체상황에서도 지속적인 해상풍력단지개발을 장려했다^[48]. 또한, 국가 해상풍력 보급목표달성을 위한 체계적인 일정 관리와 사업개발 초기에 높게 나타나는 민간투자 위험도를 완화했다.

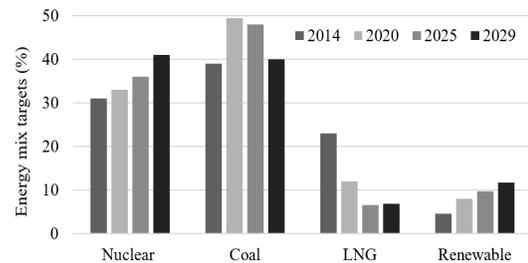
4. 우리나라 해상풍력개발 정책

4.1 개발 정책

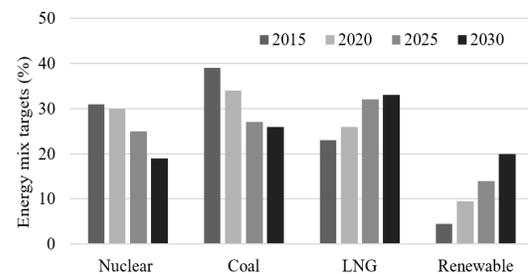
우리나라의 에너지 운용 및 수급 전략은 5년마다 향후 20년 동안의 계획을 수립하는 국가 에너지기본계획과 2년마다 향후 15년의 계획을 수립하는 전력수급 기본계획을 기본으로 한다. 2014년에 발표된 제2차 국가 에너지기본계획^[49]은 수요관리중심으로의 정책 전환과 분산형 발전 시스템 및 LNG 발전 확대를 골자로 하였으나 계획에 미치지 못했다.

Fig. 3은 에너지원 별 발전량의 목표 변화를 나타낸 것으로, 제7차 전력수급 기본계획^[50]에서는 신재생에너지 발전량을 2029년까지 11.7%, 설비 규모를 20.1%로 조정한다는 계획이었으나 2017년 12월에 발표한 제8차 전력수급 기본계획^[3]에 따르면, 2030년까지 신재생에너지 발전량과 설비 규모를 각각 20.0%와 40.7%로 확대하는 등 기존의 두 배에 달하는 공격적인 목표를 수립하고 있다.

또한, 에너지전환을 핵심가치로 하는 신재생에너지 3020 정책의 목표달성을 위해 신규설비 95% 이상을 태양광과 풍력 등의 청정에너지로 공급하고 총 누적설비가 63.8GW 규



(a) The 7th basic plan for long-term electricity supply and demand



(b) The 8th basic plan for long-term electricity supply and demand

Fig. 3. Changes in national energy mix targets by energy source in South Korea

모에 달하는 신재생에너지 보급확산을 통해 2030년 재생 에너지 발전비중을 20%로 확대하는 계획을 발표하였다. 이를 위해 해상풍력과 육상풍력 보급목표를 각각 13GW와 3GW로 설정하였다^[51].

4.2 해상풍력발전 보급목표

우리 정부는 대체에너지개발촉진법(1987)을 제정 및 공포하고 1988년부터 본격적으로 신재생에너지기술개발사업에 착수했다. 2000년에 들어서는 실증연구사업과 성능평가사업 등 보급 활성화를 위한 기반 확충에 주력하였으며, 2002년에는 대체에너지의 이용 의무화 조항을 신설하여 공공기관의 신축건물에 대해 대체에너지 사용을 의무화하도록 했다. 2003년부터는 제2차 신재생에너지기술개발 및 이용, 보급 기본계획(2003~2012)의 수립을 통해 최초로 신재생에너지 비중목표(5%, 2011)를 발표하였다.

우리나라의 신재생에너지 보급목표치는 Table 3과 같이 지속해서 변경되어왔다^[52]. 제8차 전력수급 기본계획에 따르면 우리나라는 2030년까지 태양광(33%), 해상풍력(23%), 바이오매스(7%), 육상풍력(5%), 연료전지 및 폐기물(30%) 발전을 통해 신재생에너지 보급률을 20%로 확대할 계획이며, 해상풍력단지는 13GW 규모로 개발한다는 목표를 갖고 있다.

우리 정부는 2008년에 저 탄소 녹색성장이라는 국가 비전을 제시하였고, 당시의 지식경제부를 중심으로 그린에너지산업 발전전략(2008. 09), 신재생에너지 발전전략(2010. 10)을 발표하였다. 이들 발전전략 보고서를 인용하면, 풍력산업을 제2의 조선 산업으로 육성하겠다는 목표하에 처음으로 해상풍력발전 분야에의 구체적인 정부 지원정책이

언급되고 있으며, 해상풍력발전기 개발 및 대규모 해상풍력단지 조성에 총 9조 원에 달하는 예산 투입 계획을 발표했다. 이후 해상풍력 추진 로드맵(2010.11)을 발표하였고 해상풍력추진단을 발족하여 2019년까지 서남해안 일대에 2.5GW 규모의 대규모 해상풍력단지 개발을 완료한다는 목표를 수립했다^[52]. 초기에는 2013년까지 전북 부안 및 영광 지역 해상에 100MW 규모의 실증단지를 개발(Phase I)하여 국산 풍력발전기 및 해상풍력공급망을 육성한 후, 2016년까지 900MW 규모의 시범단지를 조성(Phase II)하고 2019년까지 1500MW 규모의 해상풍력단지를 추가로 건설하여 총 2.5GW 규모의 해상풍력단지 건설(Phase III)을 계획했었다. 정부는 국산 풍력발전기 개발, 지역 항만 및 배후시설개발, 부품공급망 육성, 해외시장진출 등을 위한 정책적 지원을 발표하였으나 정권 교체 및 잦은 정책 변화 등으로 사업이 크게 지연되어 현재에는 60MW로 축소된 실증단지 건설이 진행 중에 있다^[53]. 현재 상업운전 중인 해상풍력단지는 한국남동발전이 제주에서 운영 중인 탐라 해상풍력단지(30MW, 2017.11)가 유일하여, 탐라 해상풍력 단지를 포함하여 국내에 설치된 해상풍력설비용량은 총 5개소 35MW이다^[54].

4.3 개발부지 선정 및 인허가권 취득

우리나라의 해상풍력개발은 개발자 부지 선정방식으로 써, 적지 선정, 현장 조사, 인허가, 계통연계, 주민동의, 관련 인프라 구축에 관한 대부분을 사업개발자가 책임지는 구조이다. 해상풍력발전사업을 위한 인허가는 전원설치 관련 주요 인허가 사항, 사전협의 사항, 개별 법령에 따른 협의 사항, 전원개발사업 실시계획 승인 사항, 기타 착공을 위한

Table 3. Renewable energy targets and supply proportions in South Korea

Year	National New & Renewable Energy Plan	Renewable energy supply proportion	Targets
2003	2 nd basic plan for technology development, application, and deployment of new & renewable energy	2.06%	3% by 2006
			5% by 2011
2009	3 rd basic plan for technology development, application, and deployment of new & renewable energy	2.5%	4.3% by 2015
			12% by 2030
2014	2 nd national master plan for energy	4.1%	11% by 2035
2015	7 th basic plan on electricity demand and supply	4.6%	11.7% by 2029
2017	8 th basic plan on electricity demand and supply	4.8%	20% by 2030

허가 및 신고 사항으로 구분된다.

사업개발자들이 부지를 선정할 이후, 해당부지에 대한 타당성 조사 및 기초 기술설계 용역을 진행하면서, 산업통상자원부에 전기발전사업허가를 직접 신청해야 한다. 이 과정에서 1년 동안의 환경영향평가에 대한 환경부 검토 및 승인이 필요하며^[55], 영해와 배타적경제수역 부지를 이용함에 따른 공유수면의 점용 또는 사용허가를 해양수산부로부터 획득해야 한다. 그러나, 제주특별자치도의 경우, 제주특별자치도 설치 및 국제자유도시 조성을 위한 특별법 제 303조 제1항에, 신에너지 및 재생에너지 중 풍력 발전사업 (20,000kW 초과)에 관한 것에 한정하여 산업통상자원부장관의 권한을 도지사의 권한으로 하고 있다. 특히 제주특별자치도는 내륙지방과는 달리 도 조례로 정하는 바에 따라 풍력발전지구를 지정·육성하는 지구지정방식을 적용하고 있으며, 풍력 자원의 공공적 활용을 위해 풍력발전사업심의위원회의 운영을 통한 사업개발 지구지정 및 인허가에 관련된 행정적 절차를 이행한다는 측면에서 유럽의 지구지정 방식과 일부 유사한 점이 있다.

4.4 계통연계

우리나라는 송배전용 전기설비 이용규정^[56]에 따라 개발자가 비용을 부담하는 비용유발자 지급 원칙(cost-payer principle)인 중 부담 접속 방식을 적용하고 있고, 기존의 전력 계통을 안정적으로 유지하기 위해 마련된 풍력발전단지의 계통 접속기준(안)의 적용을 통해 접속 지점 및 설비요건 등을 엄격하게 규정한다. 특히 해상 전력 인프라 구축을 위한 신규 접속 설비 건설은 개발자가 신재생에너지 발전기의 계통연계기준에 따라 접속 연계하여 운영하며, 10MW급 이상의 대용량 설비는 154kV의 변전소에 직접 접속되어야 한다. 현재까지 우리나라에서 건설 운영 중인 해상풍력 발전기는 모두 해안으로부터의 이격거리가 1km 이내로 유럽의 평균 이격거리인 41km^[57]에 비해 짧아 단지개발에서 전력 계통연계 비용이 차지하는 비중이 상대적으로 낮은 편이지만, 개발이 예정된 원거리 해상풍력단지들은 장거리 접속이 불가피한 상황에 직면하게 된다.

이 경우, 해상 변전소, 케이블 설계 및 설치 비용 등의 추가로 인해 높은 초기 투자비용^[58]에 대한 부담과 대규모 해상풍력발전단지 계통연계에 대한 경험 부족으로 인한 큰 사

업 불안정성 등이 예상되며, 이는 결국 재생에너지 목표달성률 하락과 LCOE 상승에 따른 사회적 수용성 저하로 이어질 가능성이 크다.

4.5 지원정책

우리나라는 재생에너지확대를 위해 초기에 FIT 제도를 시행하였으나 2012년에 지원 보조금 조달 문제를 해결하고 재생에너지의 시장 경쟁 촉진을 위해 RPS 제도를 도입하여 시행하고 있다^[59]. 따라서, 현재 500MW 이상의 발전설비(신재생에너지 설비는 제외)를 보유한 21개 발전사업자(18년 기준)에게 총발전량의 일정비율 이상을 신재생에너지로 공급하도록 의무화하고 있다.

연도별 의무할당비율은 Table 4에 나타낸바 같이 RPS 제도가 도입된 2012년부터 지속적인 조정이 이루어지고 있으며, 2023년까지 10%로 상향 조정될 계획이다. RPS 제도는 발전사업자가 신재생에너지 설비를 이용하여 전기를 생산, 공급하였을 경우 거래 가능한 신재생에너지 공급인증서(REC, Renewable Energy Certificate)를 발급하고, 신재생에너지 원별 발전량(MWh)을 기준으로 가중치를 곱하여 부여한다.

해상풍력발전의 경우, 기존에는 해안으로부터의 연계 거리 기준에 따라 1.5~2.0 수준으로 부여해왔는데 2018년 5월에 발표된 해상풍력 REC 가중치 개정안에 따르면 연계 거리에 따라 최소 2.0에서 최대 3.5까지 부여하기로 했다. 따라서 연계 거리 기준 5km 이하의 해상지역은 가중치 2.0, 5km를 초과하여 10km까지는 2.5, 10km를 초과하여 15km까지는 3.0, 15 km를 초과할 경우 3.5의 가중치가 적용될 예정이다^[59].

Table 4. RPS fulfillment and obligation

	2012	2014	2016	2017
RPS obligation rate (%)	2.0	3.0	3.5	4.0
RPS obligation (1000REC)	6,420	12,905	16,970	18,975
RPS Fulfillment (1000REC)	4,154	10,078	15,355	17,626
RPS Fulfillment rate (%)	64.7	78.1	90.5	92.9

5. 유럽과 우리나라의 해상풍력 정책 비교

해상풍력 보급 초기의 유럽은 부족한 운영 경험과 사업 개발 실적에 정부 정책의 복잡성과 불확실성이 더해져 개발이 지연되는 등의 어려움을 겪었다. 그러나 이후, 통합적인 지원정책 개발 및 규제 개선 등의 노력을 통해 사업개발 위험성을 완화하고 투자 안정성을 강화하여 현재의 해상풍력 강국으로써의 기반을 마련했다고 평가할 수 있다^[60]. 유럽은 사업개발자, 공급 업체, 규제기관 및 기타 이해 관계자의 의견을 적극적으로 수렴하여 해상풍력 보급목표를 설정했고, 구체적이고 지속 가능한 이행 방안을 담고 있는 해 해상풍력 개발 로드맵에 근거하여 프로젝트 개발의 중장기적 불확실성을 제거하려는 노력을 기울이고 있다. 특히, 과감한 정부 조직 개편을 통해 마련된 해상풍력 전담조직을 중심으로, 자국 산업의 보호적 규제 및 원스톱 인허가 등과 같은 사업개발자 중심의 지원정책을 시행하고 있다.

Table 5에 국가별 신재생에너지 목표와 해상풍력 보급 계획을 나타내었다. 영국은 해상풍력 중심의 대규모 재생에너지 확대를 위해 별도의 전담팀을 구성하였고, 2020년 보급목표(18GW) 달성을 위한 구체적인 발전단가 절감계획을 수립했다. 독일은 지속적인 재생에너지 법 개정을 통해 2030년까지 15GW의 해상풍력 보급목표와 재생에너지 비중을 50%까지 확대하려는 목표를 갖고 있다. 특히 네덜란

드는 2013년에 발표된 국가 해상풍력 로드맵을 통해 2020년까지 해상풍력 발전단가를 40% 줄이겠다는 목표를 설정하였으나, 이를 크게 상회 하는 60% 이상의 발전단가 감소를 조기에 달성하여 현재 정부의 보조금 지원이 없이 해상풍력단지를 개발 중이다.

우리나라의 풍력발전 보급목표는 저탄소 녹색성장 정책(2008)에서 에너지전환 정책(2017)으로 이어져 오는 과정에서 큰 폭으로 수정되어왔다. 특히 정부 주도로 국내의 해상풍력 시장창출을 위해 시작된 서남해 2.5GW 해상풍력단지개발 프로젝트(2012)는 오랜 사업지연 및 개발 규모축소 등의 논란 속에 여전히 축소된 규모의 실증단지(Phase I, 60MW) 건설단계에 머물러 있다. 그동안 우리나라의 풍력발전산업은 2017년에 발표된 재생에너지 2030 목표달성을 위한 구체적인 실행전략의 부재, 복잡한 다부처 인허가 절차, 여전히 만족스럽지 못하다고 여기는 지원정책 및 사회적 수용성 문제로 인해 보급이 크게 지연되어 시장 매력도 감소 및 시장규모 축소로 이어지고 있다. 가까운 미래의 우리나라 해상풍력 산업은 국산 풍력터빈 경쟁력 하락, 부품 및 서비스 공급망 부족, 전력 인프라 구축 지연 등의 문제가 더해져 LCOE 경쟁력 하락에 따른 사회적 수용성 문제가 더욱 가속화될 것으로 전망된다. 2016년에 수행된 전력 신산업 국내기업 실태조사 분석결과^[61]에 따르면, 국내 기업(128개사)들이 체감하고 있는 사업개발 지연요소로써

Table 5. National renewable energy plan and offshore wind roadmap

Country	Gov't initiation	Renewable energy targets	Offshore wind roadmap
UK	Dept. of Energy & Climate Change (DECC)	<ul style="list-style-type: none"> · 2011 UK Renewable roadmap · National energy mix 15% by 2020 · CO2 emission 34% (↓) by 2020 	<ul style="list-style-type: none"> · Offshore wind cost reduction task force · Offshore wind energy deployment target 18GW by 2020 · Offshore wind energy cost reduction target 40% (↓, £100/MWh) by 2020
Germany	Germany's Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH)	<ul style="list-style-type: none"> · 2010 energy concept 2050 · National energy mix 35% by 2020 · National energy mix 50% by 2030 	<ul style="list-style-type: none"> · Renewable energy Act, EEG · German offshore wind Act, WindSeeG · Offshore wind energy development target 15GW by 2030
Netherlands	Ministry of Economic Affairs, Netherlands Enterprise Agency (RVO)	<ul style="list-style-type: none"> · Energy agreement 2013-2023 · Energy agenda · National energy mix 14% by 2020 · National energy mix 36% by 2023 	<ul style="list-style-type: none"> · Dutch offshore wind roadmap 2030 · Offshore wind energy development target 4.5GW by 2023, 11.5GW (2030) · Offshore wind energy cost reduction target 40% (↓) by 2020
Korea	Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE)	<ul style="list-style-type: none"> · 2017 8th Basic plan on electricity demand and supply · National energy mix 20% by 2030 	<ul style="list-style-type: none"> · 2010 Offshore wind roadmap · 2010 Offshore wind development target 2.5GW by 2019 · 2017 Offshore wind development target 13GW by 2030

정부의 정책적 지원 부족(48.8%)과 불확실한 내수시장 잠재력(48.0%)을 큰 애로사항으로 인식하고 있다.

Table 6에 나타난 바와 같이, 유럽은 해상풍력 단지개발이 환경에 미치는 영향, 타 행위에 대한 간섭, 그리고 다양한 이해당사자 사이의 갈등 문제를 해소하고 해양 공간의 효과적인 관리를 위해 해양공간계획을 도입했다. 해안선을 기준으로 12해리(약 22km)까지의 영해는 지방정부에서, 그 밖의 배타적경제수역은 다양한 국가 전략과의 연계성을 고려하여 중앙정부에서 해양공간계획을 수립하고 있다. 따라서 유럽국가들은 해상풍력 보급목표 달성을 위해 정부 주도적인 영해 해양공간조사 및 평가를 수행하고, 잠재적 개발 지구 또는 개발부지를 선정하여 해상풍력 보급계획의 가시성과 중앙 통제권을 높이는 동시에 사업개발자의 안정성을 보장하고 있다. 우리나라도 해양공간계획에 대한 중요성을 인식하여, 개별 해양 공간의 특성을 고려한 해양용도구역 지정, 사전 입지 적정성 검토를 위한 해양 공간 적합성 협의제도 도입 등을 골자로 하는 해양공간계획 및 관리에 관한 법률(2018.04, 해양수산부)을 제정했으며, 2022년까지 해역통합관리를 목표로 전 해역 해양공간통합관리 추진 로드맵을 마련할 예정이다.

유럽은 관계법의 제·개정을 통해 해상풍력단지개발계획을 조정하고, 정부에서 개발지역 선정, 개발 허가권, 건설, 운영, 계통연계, 보조금 지원 등의 모든 단계에 관여한다. 특히, 인허가절차 간소화를 위한 부처 통합형 복합민원처리(One-stop shopping) 방식을 도입했고, 이를 통해 복

잡하고 시간 소모적인 인허가 과정을 일원화하여 개발자의 행정 절차상 어려움을 크게 해소하고 해양에너지 개발 및 보급을 촉진할 수 있었다^[62].

유럽은 사업개발자로부터 전력계통연계 및 송전망 시설 관리 기능을 분리하여 전력수급 안정화 및 LCOE의 지속적인 하락을 유도하고 사업개발 안정성을 강화하고 있다. 독립적인 계통 운영기관이 다수의 해상풍력단지를 대상으로 하는 공용 해상송전망 인프라를 구축하여 국가 전력망의 표준화 및 계통 관리, 비용 절감, 사업개발자의 초기 비용부담 완화를 위한 지원책을 제공한다. 국가 전력망 구축 사업은 대규모 투자비용과 오랜 시간이 소요되기 때문에 초기 단계부터 해양공간개발계획 및 개발지구지정과 연계하여 효과적인 인프라 구축을 위한 체계적인 계획 수립이 중요하다.

진술한 바와 같이, 우리나라는 개발지역선정부터 부지조사, 인허가, 계통연계 및 민원 해결에 이르는 모든 부분을 개발자가 책임지는 개발자 부지선정방식을 채택하고 있다. 해상풍력단지개발 경험 및 실적이 부족한 국내의 사업개발자들은 제한적인 정보에 의존하여 개발부지를 선정하고 각종 인허가를 동시에 진행해야 하는 등의 부담이 가중되고 있다. 국내 최초의 상업용 해상풍력단지인 제주 탐라 해상풍력단지는 2006년 8월에 발전사업허가를 획득하고 개발사업 시행 승인을 획득했음에도 불구하고 각종 인허가 획득과 주민 수용성 등의 문제로 인해 2015년 3월에 착공될 수 있었다.

Table 6. Characteristics of marine spatial management regime

Country	Allocation of sea bed rights	Marine spatial management regimes
UK	Tendered / Zone	<ul style="list-style-type: none"> · National marine spatial management adopted in 2010 · Multi-site tendering of Zones · Sea-bed leases awarded from the Crown Estate
Germany	Open, moving to Tender	<ul style="list-style-type: none"> · National marine spatial management adopted in 2009 · Guidelines for spatial development, targets and principles for functions and uses in the German sea basins Priority areas for shipping, sea cables and pipelines and offshore wind energy
Netherlands	Tender / Site specific	<ul style="list-style-type: none"> · New national water plan(2016~2025) defines suitable areas for offshore wind energy and is poised to use tenders for specific sites · Government led site investigation for offshore wind energy development · Single-site tendering process, concessions awarded to projects with best price per kWh
Korea	Open	<ul style="list-style-type: none"> · National maritime spatial management adopted in 2018 and to be implemented in 2018 by ministry of oceans and fisheries

유럽과 우리나라는 각각 발전차액과 RPS 제도를 통해 보조금을 지원하고 있다. 유럽의 경우 전력판매시장이 민간에게 개방되어 재생에너지원에 의한 발전비용상승분을 전기요금에 반영할 수 있어, 고정식에서 변동식 발전차액 지원제도로의 변화를 통해 가격 기반의 보조금 정책을 유지할 수 있었다. 우리나라는 한국전력공사에서 독점적으로 전력을 공급하기 때문에 에너지원 별로 차이가 나는 발전 비용을 전기요금에 반영하지 못해 정부 예산으로 발전차액 보조금을 지원했었다. 그러나 신재생에너지 발전량이 증가함에 따라 발전차액 보조금 지원 규모 또한 증가하여 정부의 보조금 지원에 대한 부담이 가중되었고, 결국 FIT 제도는 2012년에 폐지된다. 현재는 보조금 지원에 대한 정부의 부담을 완화하면서 발전사업자들의 재생에너지 사업 투자를 촉진하기 위해 RPS 제도를 시행하고 있다⁵⁷⁾. 그동안 우리나라는 프로젝트 경험 부족, 제한적인 내수 공급망, 사업자 주도형 개발방식 및 복잡한 인허가절차 등의 사업개발 지연요소들로 인해 해상풍력발전의 LCOE 경쟁력이 낮아 투자 매력도가 크지 않았다. 이에 우리 정부는 2018년 5월에 신재생에너지 투자 활성화를 위한 REC 가중치를 개정·발표(산업통상자원부)하였고, 해상풍력 사업자들은 연계 거리에 따라 2.0에서 3.5까지 4단계로 차등 적용되는 REC를 적용받고 있다.

6. 정책적 시사점 및 토론

우리나라 해상풍력 보급목표 달성의 성패는 비가역적인 국가 해상풍력 보급목표의 수립과 이를 뒷받침하는 안정적인 지원정책의 실현 가능성에 있다. 그동안 우리 정부는 신재생에너지 보급 목표(2003)를 수립하고 해상풍력추진로드맵을 발표(2010)했지만, 신재생에너지 정책과 중장기 보급목표의 잦은 변경으로 인해 해상풍력단지개발이 크게 지연되거나 축소되어왔다. 유럽의 해상풍력개발 성공사례를 통해 본 우리나라 해상풍력의 보급확산전략은 다음과 같은 6가지 측면에서 개발 또는 보완이 필요하다.

첫째, 지속가능하고 강력한 중앙집중형 재생에너지개발 지원체계의 구축이 필요하다. 해상풍력 산업육성을 위한 정책개발, 규제 개선, 실행계획수립, 사업지원, 인허가 등

의 결정 권한을 갖는 전담부처(또는 위원회)를 구축통합하여, 국가 재생에너지 목표달성과 개발촉진을 위한 법률적 근거 및 통합 지원체계를 마련할 필요가 있다. 특히 사업자가 6종의 관련법과 40여 종의 인허가를 진행하기에는 국내 인허가절차가 매우 복잡하고 담당 부처가 많아 빈번한 계획 변경 → 발전단가 상승 → 사업지연·취소 → 민간투자위축 → 시장창출실패로 이어져 왔으며, 인허가에 필요한 기간을 크게 단축하게 하고 창구를 일원화하는 원스톱 방식의 인허가 시스템 도입이 필요하다. 이를 위해 산업통상자원부, 환경부, 해양수산부, 국방부, 개별 지자체로 흩어진 인허가절차를 전담기구에서 통합 관리하거나, 조율하여 사업자의 행정적 편의 제공할 필요가 있다.

둘째, 국내 보급목표 달성을 위한 계획적인 시장창출 및 관리, 난개발 방지, 사업 성공 가능성을 높이기 위해서는 정부에서 해양공간계획 수립을 통한 해상풍력개발 지역 및 지구를 지정하는 개발방식으로서의 신속한 전환이 필요하다. 현재의 사업자 주도형 개발방식으로는 소규모 해상풍력단지의 난개발이 예상되며 대규모 해상풍력단지개발을 위한 부지확보가 어려울 수도 있다. 단기(~2023), 중기(2024~2030), 장기(~2050)로 구분된 기간별 보급목표를 수립하여 해상풍력단지개발에 적합한 해상구역을 지정·고시할 필요가 있다. 해상풍력개발지구는 500MW~1,000MW 규모로 지정하는 것이 바람직하며, 풍력터빈의 최소설비용량(예, 5MW 이상) 제한을 통해 발전단가 감소를 유도하여야 한다.

셋째, 공공인프라 지원을 통한 해상풍력발전단가 감소 및 사업 안정성을 강화하여야 한다. 국내에는 아직 해상풍력개발을 위한 구체적인 계통연계정책이 마련되지 않았고 비용유발자부담원칙을 적용함에 따라, 해상송전망 구축에 필요한 과중한 초기투자비용 지출에 의한 발전단가 상승 및 개발 가능지역 제한 등의 문제가 나타날 수 있다. 따라서, 정부가 공기업 또는 독립송전사업자를 선정하여 계통연계 인프라 시설을 지원할 필요가 있는데, 해상풍력개발지구 지정 계획 수립이 선행된 후 중장기적 계통연계구축계획이 수립되어야 계획적인 해상풍력단지개발 및 사업 안정성 확보가 가능하다. 또한, 대규모 해상풍력단지 집적지역을 중심으로 설치, 시공, 운영 및 유지보수지원을 위한 공동 배후항만시설의 구축이 필요하며, 기존의 해상물류항만시설을

보유하고 있는 지자체 중심의 확장계획을 수립하여야 한다. 그동안 서남해 해상풍력개발사업의 지원을 위해 전라북도에서 해상풍력 배후항만사업(2012년)을 유치하였으나, 해상풍력단지개발의 축소·지연, 국내 풍력산업 위축에 따른 기업철수 등의 악재로 건설계획이 사실상 무산된 바 있다. 중장기적 관점에서의 배후항만시설계획은 해상풍력 개발지구지정 계획 수립이 선행된 후 실행되어야 계획적인 해상풍력단지개발 및 사업 안정성 확보가 가능하다.

넷째, 균형 있는 국내 공급망 구축을 위한 연관산업 연계와 국제협력 강화가 필요하다. 해상풍력 산업의 성공을 위해서는 균형 있는 내수 공급망 구축을 통한 경제성 확보가 중요하며, 개발 프로젝트 전 주기 관점에서 국내 공급망을 진단하고 부족한 부분은 지역산업 연계를 통한 자체육성 또는 주변국 협력을 통한 보완전략의 마련이 요구된다. 특히, 수출 주도의 고도성장을 이룩한 국내 산업 특성상 대부분 정책 및 연구개발 방향이 수출전략품목 중심이며, 해상풍력 산업을 프로젝트 개발 관점에서 바라보지 못한 잘못을 통해 국내 공급망의 적기 구축에 실패한 것으로 평가할 수 있다. 특정 발전설비개발에 국한된 지원만으로는 국내 해상풍력 산업의 경쟁력을 크게 강화할 수 없고, 오히려 일정 규모의 시장을 조기 창출하는 것이 민간투자자에 의한 주력품목 개발을 촉진할 수 있음을 그동안 우리의 경험과 주요국의 풍력산업육성사례를 통해 확인할 수 있다. 따라서, 영국과 같이, 해상풍력발전비용 절감위원회(Offshore Wind Cost Reduction Task Force)를 설립하여 국내 공급망 분석을 통한 단계별 발전단계 저감 목표를 설정하고, 연관 산업과의 연계전략 및 주요 공급망별 육성지원계획을 수립하여야 한다.

다섯째, 정부주도의 초기 해상풍력 시장창출을 통한 민간투자 및 개발을 촉진하여야 한다. 초기에는 RPS 강화 또는 한시적 발전차액 제도 도입 등의 유인책을 통해 지자체 또는 발전공기업 주도의 사업개발 확산을 유도하고, 국내 사업자들의 프로젝트 기획, 관리, 시행, 운영 및 유지보수 경험확보지원을 위해 일정 규모 이상의 대형 해상풍력단지 개발에 대한 해외 사업자와의 공동개발방식 등을 고려할 수 있다. 이후에는 경쟁 입찰제도를 도입하여 2030년까지 자유 경쟁 입찰방식의 사업자 선정을 통해 민간투자를 활성화하고, 국내외 컨소시엄 사업자 모두에게 공정한 기회를 부

여하여 발전단계 경쟁에 의한 유럽 수준의 경제성을 확보하여야 한다. 이를 통해 성숙한 해상풍력 산업으로의 진입 및 국가 3020 재생에너지 보급목표의 동시적 달성이 가능할 것으로 판단된다.

마지막으로, 국민(또는 주민) 참여사업에 대한 홍보 및 지원방안 확대를 통해 사회 구성원들의 적극적인 참여를 유도해야 한다. 정부의 친환경적 에너지 정책에 대한 홍보와 투명한 정보공개를 통한 소통과 사회적 합의는 친환경 정책에 대한 사회적 수용성 향상에 필수적인 요소이다.

7. 결론

우리나라는 재생에너지 3020 목표달성을 위해 해상풍력 13GW 보급계획을 발표했다. 본 연구에서는 유럽 주요국의 해상풍력 산업 육성사례 분석을 통해 우리나라의 관련 산업 현황과 개선점을 분석하고 3020 목표달성을 위한 정책적 시사점을 도출하였다. 유럽의 해상풍력은 경험과 보수적 기술집약 산업으로써 윈스톱 방식의 정부주도형 개발을 통해 사업자의 위험도를 완화했고, 시장성속도 향상에 따른 민간투자 및 발전단계 경쟁 가속화로 인해 일부 지역에서는 그리드 패리티에 도달하는 완전한 자유 경쟁 시장이 형성되고 있다. 반면 우리나라는 개발부지선정부터 현장 조사, 인허가, 계통연계 및 민원 해결에 이르는 전 단계를 사업개발자의 책임으로 하는 방식을 채택하고 있어, 사업 초기의 개발위험도가 상대적으로 높고 사업지연 가능성 또한 큰 것으로 분석된다. 특히 프로젝트 생애주기 별 내수 공급망 구축이 미흡하고 해상풍력 프로젝트 개발 및 운영·유지보수 경험이 부족한 부분은 발전단계 경쟁력 약화의 주요 요인으로 지적되고 있으며, 향후 사회적 수용성 측면에서 부정적인 요인으로 작용할 가능성이 크다. 따라서 우리나라의 해상풍력 보급목표 달성 및 이를 기반으로 하는 에너지신산업의 창출을 통한 국가 경쟁력 강화를 위해서는 비가역적이고 지속 가능한 국가 해상풍력 보급목표의 수립과 정부 중심의 통합적이고 체계화된 해상풍력개발 및 관리 체계의 선제적 구축이 매우 중요하다.

감사의 글

이 논문은 2018년도 제주대학교 교원성과지원사업에 의하여 연구되었음.

References

- [1] Byeon, J.R., 2016, "Korea Energy Handbook 2016", Korea Energy Management Corporation, Gyeonggi-do, pp. 17-57.
- [2] Lee, D.H., and Park, J.H., 2018, "Study on the improvement of penetration rate of new and renewable energy to public institutions: centered on police office", *New. Renew. Energy*, 14(4), 57-75.
- [3] Baik, W.K., 2017, "The 8th basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand", Minister for Trade, Industry and Energy, Sejong City, pp. 3-8.
- [4] Baik, W.K., and Kim, C.S., 2016, "New and renewable energy white paper 2016", Ministry of Trade, Industry and Energy, Korea and Korea Energy Agency, Seoul, pp. 110-117.
- [5] Henderson, A., Morgan, C., Smith, B., Sørensen, H., Barthelmie, R., and Boesmans, B., 2003, "Offshore wind energy in Europe-a review of the state of the art" *Wind Energy*, 6, 35-52.
- [6] Fried, L., 2018, "GWEC global wind statistics 2018", The Global Wind Energy Council, Belgium, p. 2.
- [7] Campbell, S., 2019, "Complete country by country guide to installed wind capacity", *Wind Power Monthly*, UK, pp. 36-37.
- [8] Krohn, S., Morthorst, P.E., and Awerbuch, S., 2009, "The economics of wind energy", *European Wind Energy Association*, Denmark, pp. 111-114.
- [9] Sieminski, A., 2016, "Levelized cost of new generation resources in the annual energy outlook 2011", Department of Energy, U.S, pp. 14-22
- [10] Uibleisen, M., Schorlemer, B.V., and Groneberg, S., 2017, "Offshore wind: an update on the first tender round", Ashurst, Germany, p. 1.
- [11] Vree, B., and Verkaik, N., 2017, "TKI Wind op Zee offshore wind cost reduction progress assessment", TKI Wind op Zee, Netherlands, p. 4.
- [12] Haas, R., Resch, G., Panzer, C., Busch, S., Ragwitz, M., and Held, A., 2011, "Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources-Lessons from EU countries," *Energy*, 36(4), 2186-2193.
- [13] Klessmann, C., Held, A., Rathmann, M., and Ragwitz, M., 2011, "Status and perspectives of renewable energy policy and deployment in the European Union-What is needed to reach the 2020 targets?," *Energy Policy*, 39(12), 7637-7657.
- [14] García-Álvarez, M.T., Cabeza-García, L., and Soares, I., 2017, "Analysis of the promotion of onshore wind energy in the EU: feed-in tariff or renewable portfolio standard?," *Renewable Energy*, 111, 256-264.
- [15] Fitch-Roy, O., 2015, "An offshore wind union? Diversity and convergence in European offshore wind governance," *Climate Policy*, 16, 586-650.
- [16] Voormolen, J.A., Junginger, H.M., van Sark, W.G.J.H.M., 2016, "Unravelling historical cost developments of offshore wind energy in Europe," *Energy Policy*, 88, 435-444.
- [17] Bruijne, R. Erp, F., and Leguijt, T., 2016, "Get set to bid for the next offshore wind projects in The Netherlands," *Renewable Energy Focus*, 17, 15-16.
- [18] Kern, F., Smith, A., Shaw, C., Raven, R., and Verhees, B., 2014, "From laggard to leader: explaining offshore wind developments in the UK", *Energy Policy*, 69, 635-646.
- [19] Higgins, P., and Foley, A., 2014, "The evolution of offshore wind power in the United Kingdom", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, 599-612.
- [20] Mani, S., and Dhingra, T., 2013, "Critique of offshore wind energy policies of the UK and Germany-what are the lessons for India," *Energy Policy*, 63, 900-909.
- [21] Liou, H.M., 2015, "Comparing feed-in tariff incentives in Taiwan and Germany" *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50, 1021-1034.
- [22] Park, J.H., 2017, "A Comparative study on the German and Korean renewable energy governance," *Koreanische Zeitschrift fuer Wirtschaftswissenschaften*. 35, 37-57.
- [23] Yang, H.S., 2014, "Regulatory pathways for siting and permitting offshore wind facilities", *Korean Soc. Mar.*

- Environ. Saf., 20(1), 71-77.
- [24] Edge, G., and Blanchard, L., 2007, "Delivering offshore wind power in Europe", The European Wind Energy Association, Belgium, pp. 4-5, 8-9.
- [25] Delbeke, J., and Vis, P., 2016, "EU climate policy explained", European Union, Belgium, pp. 4-24.
- [26] Eerens, H., and Visser, E.D., 2008, "Wind-energy potential in Europe 2020-2030", The European Topic Centre on Air and Climate Change, Netherlands, pp. 15-16.
- [27] Ladenburg, J. and Dubgaard, A., 2007, "Willingness to pay for reduced visual disamenities from offshore wind farms in Denmark," Energy Policy, 35, pp. 4059-4071.
- [28] Twidell, J., and Gaudiosi, G., 2009, "Offshore wind power", Brentwood: Multi-Science Publishing Company, UK, pp. 3-15.
- [29] Cable, V., Davey, H.E., and Fallon, M., 2013, "Offshore wind industry strategy: business and government action, Department for Business, Energy and Industrial Strategy", UK, pp. 6-7.
- [30] Fitch-Roy, O., 2013, "Workers wanted: The EU wind energy sector skills gap", The European Wind Energy Association, Belgium, p. 6.
- [31] Wieczorek, A.J., Negro, S.O., Harmsen, R., Heimeriks, G.J., Luo, L. and Hekkert, M.P., 2013, "A review of the European offshore wind innovation system", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 26, 294-306.
- [32] Huhne, C., Jones, C., Foster, A., Ewing, F., 2011, "UK renewable energy roadmap", Department of Energy & Climate Change, UK, p. 9.
- [33] Jamieson, A., 2012, "Offshore wind cost reduction task force report", Department of Energy & Climate Change and Renewable UK, UK, pp. 3-5.
- [34] Wardlaw, A., 2018, "Ambitious 2030 vision", The UK's Offshore Wind Industry Council, UK.
- [35] Schmid, J., Hauer, A., Schmidt, D., Schmidt, M., Staiß, F., Stadermann, G., Sterner, M., and Stryi-Hipp, G., 2010, "Energy concept 2050", ForschungsVerbund Erneuerbare Energien, Germany, pp 12-13.
- [36] Redl, C., 2016, "The recent revision of renewable energy act in Germany", Agora Energiewende, Germany, pp. 4-7.
- [37] Rohring, K., Richts, C., Bofinger, S., Jansen, M., Siefert, M., Pfaffel, S., and Durstewitz, M., 2017, "Energie-wirtschaftliche bedeutung der offshore-windenergie für die energiewende", Fraunhofer IWES, Germany, pp. 18-19.
- [38] Geert Harm Boerhave, 2015, "SDE+ Tender Offshore Wind Energy", Netherlands Enterprise Agency, Netherlands, pp. 4-8.
- [39] Wiebes, E., 2018, "Offshore wind energy roadmap 2030", Dutch Minister of Economic Affairs and Climate Policy, Netherlands, pp. 1-16.
- [40] Ehler, C.N., 2018, "Final report of 2nd international conference on marine/maritime spatial planning", IOC-UNESCO and EC-DGMare, France, p. 33.
- [41] UKTI's Offshore Wind Team, The Crown Estate, Green Investment Bank, RenewableUK, 2015, "UK offshore wind: opportunities for trade and investment", UK Trade and Investment, UK, pp. 10-17.
- [42] Barley, K., 2017, "Renewable energy sources act [EEG 2017]", Germany Federal Minister of Justice and Consumer Protection, Germany, pp. 64-65.
- [43] Bruijne, R.D., 2015, "Offshore wind energy in the Netherlands-The roadmap from 1,000 to 4,500 MW offshore wind capacity", Netherlands Enterprise Agency, Netherlands, pp. 5-7.
- [44] Moon, Y.H., Lee, J.H., Jeong, G.H., Gang, D.J., and Song, J.H., 2014, "A rational scheme to provide locational market signal for efficient operation of Korean power system", Korea Electrotechnology Research Institute, Gyeongsang-do, pp. 4.
- [45] Delay, T., and Jennings, T., 2008, "Offshore wind power: big challenge, big opportunity", Carbon Trust, UK, pp. 77-87.
- [46] Amin, A.Z., and Sawyer, S., 2012, "30 years of policies for wind energy", International Renewable Energy Agency and Global Wind Energy Council, UAE, pp. 64-71, 121-133.
- [47] Wigand, F., 2016, "Renewable energy auctions in Germany and the Netherlands", Ecofys, Netherlands, pp. 11-13.
- [48] Fulton, M., Cotter, L., Kahn, B.M., Sharples, C., Baker, J., and Capalino, R., 2011, "UK offshore wind: opportunity, costs & financing", Deutsche Bank, U.S, pp. 14-15.
- [49] Yoon, S.J., 2014, "2nd Korea Energy Master Plan",

- Ministry of Trade, Industry and Energy, Sejong City, p. 30.
- [50] Yoon, S.J., 2015, "The 8th basic plan for long-term electricity supply and demand", Minister for Trade, Industry and Energy, Sejong City, p. 9.
- [51] Ministry of Trade, Industry and Energy, 2017, "Implementation plans for renewable 20 by 2030", Ministry of Trade, Industry and Energy, p. 2.
- [52] Offshore Wind Development Task Force, 2011, "2.5GW Southwest offshore wind project development", Ministry of Trade, Industry and Energy, p. 15.
- [53] Lee, S.Y., 2015, "Southwest offshore wind project-business enforcement plan", Korea Offshore Wind Power, Seoul, pp. 26-27.
- [54] Korean Wind Energy Industry Association (KWEIA), 2018, "2017 KWEIA ANNUAL REPORT ON WIND ENERGY INDUSTRY of KOREA", Korean Wind Energy Industry Association (KWEIA), pp. 8-14.
- [55] Yang, H.S., 2014, "Regulatory pathways for siting and permitting offshore wind facilities", Korean Soc. Mar. Environ. Saf., 20(1), 71-77.
- [56] Cho, H.I., 2016, "Regulations for the use of electric equipment for transmission and distribution", Korea Electric Power Corporation, Jeolla-do, pp. 12-19.
- [57] Pineda, I., 2018, "Offshore wind in Europe-Key trends and statistics 2017", Wind Europe, Belgium, p. 15.
- [58] Lako P., and Koyama, M., 2016, "Wind Power Technology Brief", The International Renewable Energy Agency, UAE, pp. 8-9.
- [59] Kim, C.S., 2018, "Renewable energy 2030 Policy and RPS implementation plan", Korea Energy Management Corporation, Gyeonggi-do, pp. 7-9.
- [60] Boyle, G., 2007, "Offshore wind: the potential to contribute a quarter of UK electricity by 2024", Wind Engineering, 31(2), 65-74.
- [61] Lee, C.H., Lee, B.G., Moon, S.H., and Kim, J.H., 2016, "A research project for development of new business of energy industries", Korea Smart Grid Association, Seoul, p. 83.
- [62] Iea-Retd, 2012, "Offshore renewable energy: accelerating the deployment of offshore wind, tidal and wave technologies", International Energy Agency, p. 157.