

국내 해상풍력 타당성 검토 및 추진전략

김도형 선임연구원 (환경전력연구원 녹색성장연구소)

1. 서론

지구온난화에 대한 범지구적 위기의식 확산으로 온실 가스 감축 요구가 확대되고 있다. 최근 온실가스 최대배출국인 미국의 기후협약 참여 가시화로 글로벌 온실가스 감축 의무화 및 신재생에너지 시장이 본격화될 것으로 예상된다. 우리나라는 “저탄소 녹색성장”이라는 국가적 비전 아래 정부와 민간 연구기관을 중심으로 신재생에너지 개발에 총력을 기울이고 있다. 정부는 제1차 국가에너지 기본계획 (’08.8)에서 2030년까지 신재생에너지 사용비율을 1차 에너지의 11.5%로 확정하였다 (그림 1)[1]. 이는 전력에너지로는 26%에 해당하며, 1 GW 용량의 원자로 15기가 100% 가동률로 운전하는 양에 해당한다. 이러한 목표를 달성하기 위해 정부는 최근 RPS 시행령을 발표하였는데, 이는 설비규모 500 MW 이상의 발전사업자

로 하여금 자신이 공급하는 에너지의 일정분을 신재생에너지로 공급토록 의무화하는 것으로 2012년부터 총 발전량의 2%를 신재생에너지로 공급해야 하고, 2020년까지는 비중은 10%로 높여야 한다 [2].

현재 전 세계 신재생에너지 중 풍력은 신재생에너지 투자의 45%를 차지하고 있으며 가장 경제성이 있는 에너지원으로 평가받고 있다. 하지만, 육상풍력의 경우 지속적인 개발에 따른 양호한 입지의 고갈과 소음 및 경관문제에 의한 민원 등으로 개발한계에 이르게 되었다. 이에 따라 해상풍력에 대한 관심이 점차 고조되고 있으며 지식경제부에서는 해상풍력발전의 국내 도입 촉진 및 타당성 평가를 위한 정책 과제를 제안하여, 현재 “국내 해역의 중형 해상풍력 플랜트 타당성 조사 연구 (’08.10 ~ ’11.2)”가 수행되고 있다 [3]. 이 연구의 결과물을 바탕으로 2010년 11월 2일 “해상풍력 TOP-3 로드맵 추진”이 지경부 장관 주재로 발표되었으며, 본 논고는 해상풍력 추진 로드맵의 주요 내용들에 관한 기술적인 배경설명에 대한 것이다.

2. 국내 해상풍력 타당성 검토

2.1 해상풍력 부존량 분석

국내에 해상풍력발전을 도입하기 위해서는 먼저 풍력자원에 대한 분석이 선행되어야 한다. 일반적으로 해상풍력 개발 적정 입지 선정을 위하여 표 1과 같

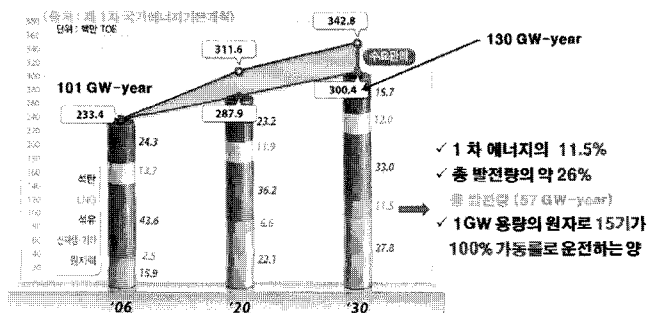


그림 1. 2030년 에너지 수요전망 및 에너지 믹스.

은 기준이 널리 사용되고 있다 [4]. 이를 활용하여 수심 30 m 이상의 해역을 배제한 상태에서 풍황자원 및 해안에서의 이격거리 등을 분석하였으며, 경관 위해 및 어업에의 영향과 같은 사회적 측면 등을 반영하여 국내 해상풍력의 부존량을 산정하였다 [4]. 해

표 1. 입지평가 기준.

평가항목	세부 평가기준
풍 황	바람 3등급 이상
	태풍 발생빈도와 최대풍속
해 황	파향별 파고 및 주기
	평균조차, 최대조차, 조류속
	수심 (30 m 이상 배제), 해저질, 지반상태
	지진활동도, 지진력
환경보호	환경보호지역, 조류 이동 및 서식지 유무
입지조건	항구, 변전소 등으로부터의 이격거리
기타	어장, 채사장, 군사시설, 항로, 국립공원 유무

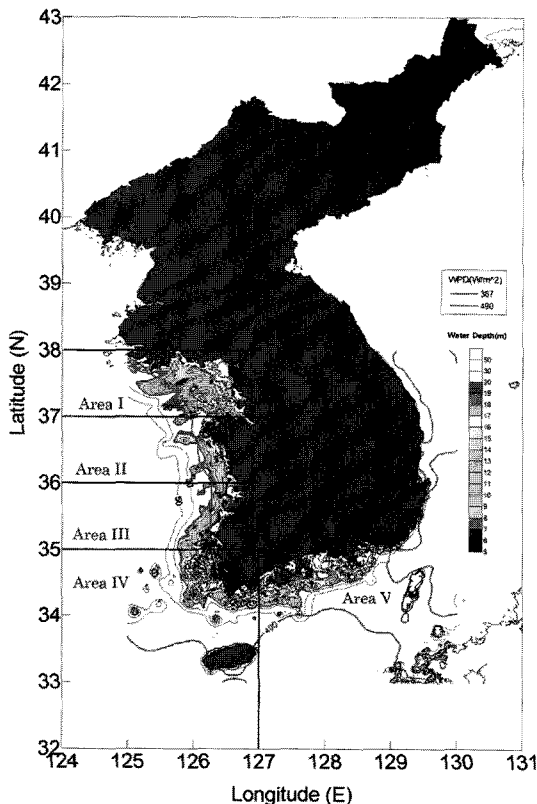


그림 2. 남서해안 해상풍력관련 인자 분포도.

상풍력 부존량의 지역별 분포를 파악하기 위하여 그림 2와 같이 5개 권역을 구분하였다. 각 권역별 부존량을 구분한 결과, 표 2와 같이 0.7~1.4 GW 단위의 개발용량을 보유하고 있으며, 수심별로는 20 m까지는 5.7 GW, 이를 30 m 지역까지 확대할 경우 약 11 GW 규모의 총 발전용량을 확보할 수 있음을 확인하였다.

또한, 부존량 평가결과를 바탕으로 향후 단지의 확장성 및 전력망과의 연계성을 고려하여 권역을 세분화하고 우선 개발가능부지로 선정하였다. 선정기준은 바람조건 3등급 이상, 수심 20 m 이내, 기존 전력망과의 연계거리 20 km 이내, 해안 이격거리 10 km

표 2. 권역별 해상풍력 발전용량.

권역	수심 5-20 m		수심 0-30 m	
	면적 (km²)	용량 (GW)	면적 (km²)	용량 (GW)
I	180	1.3	337	2.4
II	103	0.7	305	2.2
III	151	1.1	291	2.1
IV	166	1.2	291	2.1
V	201	1.4	320	2.3
계	801	5.7	1,544	11.1

표 3. 우선개발가능 지역 비교분석.

지역	바람등급 (Class)	수심 (m)	변전소 이격거리 (km)	단지규모 (MW)
태안	3	15~20	20	100 ↑
군산	3	15~20	30	100 ↓
부안-영광	3	10~20	15	300 ↑
신안	3	15~20	30	100 ↑
진도	3	15~20	15	100 ↑

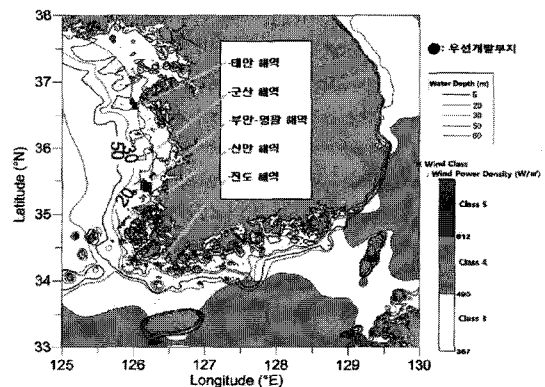


그림 3. 우선개발가능지역 선정결과.

표 4. 국내의 풍력분야의 기술수준분석.

품목	자원평가	단지설계	풍력발전시스템	감시전단	운용 및 유지보수	계통연계
비중	10%	10%	50%	9%	10.5%	10.5%
수준	80%	90%	70%	60%	70%	90%

품목	블레이드	중속기	발전기	전력변환 장치	타워	배어링 및 피치 시스템	시스템 설계 및 평가
비중	10%	5%	7.5%	5%	5%	7.5%	10%
수준	75%	50%	50%	50%	100%	50%	70%

표 5. 기기제작사별 해상풍력기기 개발일정.

업체명	주요 사양		기기 공급 일정			비고
	용량	발전기	기술개발	실증	생산	
D社	3 MW	PMG	'06.8~'09.7	'11.4~'12.4	'12.1~	자체개발
S社	5 MW	미정	'10.1~'11.12	'13.1~'13.12	'13.7~	기술도입
Y社	3.6 MW	PMSG	'9.6~'11.12	'12.1~'12.12	'13.1~	자체개발
R社	3.5 MW	PMSG	'10.1~'12.7	'12.8~'13.12	'14.1~	자체개발
H社	5 MW	미정	'09.9~'12.1	'12.2~'12.12	'13.1~	자체개발

이상을 적용하였다. 이에 대한 결과는 표 3 및 그림 3과 같다. 이를 살펴보면, 부안-영광 지역이 풍향 및 수심조건이 양호하고 계통연계도 유리하여 우선 개발지역으로 가장 적합함을 알 수 있다.

2.2 국내 기술수준 분석

풍력자원의 부존량 평가를 통하여 국내 해상풍력의 개발가능성을 확인하였으며, 이를 구체화하기 위해 필요한 해상풍력관련 기술에 대한 수준분석을 검토하기로 하였다. 풍력발전분야의 전반적인 기술수준을 분석한 결과는 표 4와 같으며, 여기서 수준이 의미하는 바는 풍력선진국의 기술력을 100%로 보았을 때의 국내 기술수준 정도이다.

먼저, 풍력기기분야를 살펴보면 육상풍력은 750 kW, 2 MW 등 시스템 위주의 기술개발이 추진되어 실증 및 상업운전 실적을 바탕으로 시장진입단계에 와 있으나, 해상풍력은 3 MW급이 실증단계에 있고 5 MW의 대형시스템은 기술개발 단계로서 사업화를 위해서는 지속적인 연구가 필요한 실정이다. 자체 기술개발을 주도하고 있는 기존업체와 기술도입을 통한 조기 시장진입을 목표로 하는 신생업체를 중심으로 국산 해상풍력발전시스템 개발에 주력하고 있으며 2013년을 기점으로 기기 양산을 추진(표 5)할 전망이다.

계통분야를 살펴보면, 최근 세계적으로 해상풍력

발전 보급량이 확대되면서 발전된 전기를 기존 전력망에 연계하는 기술이 매우 중요한 이슈가 되고 있으며 단지규모가 GW급으로 커지면서 기술적으로는 기존 교류송전에서 직류송전방식으로 변화하고 있는 추세이다 [5]. 유럽에서는 북해에 20 GW급 해상풍력단지를 조성하고 고압직류송전 (HVDC) 연계방식을 채용하여 유럽 각국의 전력망을 연결하는 Super-Grid 방안을 추진 중에 있다 [5].

대규모 발전원을 전력계통에 연계하기 위한 방법은 크게 고압 교류 (HVAC : High Voltage Alternating Current) 방식과 고압직류 (HVDC : High Voltage Direct current) 방식으로 구분할 수 있다. 표 6은 HVAC와 HVDC의 장단점에 대해 기술하였다. HVAC는 상대적으로 저가인 변압기를 사용하여 기존의 계통망에 쉽게 연계가 가능하지만, 전력전송 시 3상 전기 공급을 위해 최소 세 개의 케이블이 필요하고, AC 케이블은 그 특성상 전기를 저장하는 커패시터 역할을 하기 때문에 장거리 전송 시 케이블 손실이 발생하여 전력 보상장치가 필수적으로 요구된다. 반면에, HVDC는 기존의 전력망에 연계하기 위해 고가의 변환기기가 필요하지만 2선의 케이블이면 전력전송이 가능하고 AC 케이블과는 달리 전력손실이 매우 적어 장거리 대용량 전력전송에 경제적으로 매우 유리한 특징이 있다 [5]. 국내 해상풍력의 경우에

표 6. HVAC와 HVDC 송전방식의 비교 분석.

구분	HVAC	HVDC
망 연계성	• 전력계통망 이용 가능, 저렴	• 변환설비(컨버터 등)에 의 한 고가
전력품질	• 전력제어 불가능, 계통 불안정, 유도장에 발생	• 전력제어 가능, 고장파급 방 지(계통안정) • 전력 예비율을 낮출 수 있음
대용량, 장거리 송전	• 송전선: 6 EA • 거리 및 용량이 증가함에 따라 경제성이 떨어짐	• 송전선: 2 EA • 송전 효율이 좋아 대용량 송 전 유리 • 전압, 주파수가 다른 계통 연계가능
친환경성		• 단위 면적당 전송효율이 크 며, 전자파 발생가능성 적음
성장동력 가능성	• 기술이 오래되어 부가 가치가 높지 않음	• 전력전자 소자 발달, DC 연 계에 대한 경제성 향상, 고 부가가치 산업

도 장기적으로 대규모 단지건설을 고려할 경우, 대용량 발전전력을 수요처에 안정적으로 공급하기 위해서는 직류송전방식에 대한 검토가 진행 중에 있다.

마지막으로는, 해상풍력단지의 경제성을 좌우할 수 있는 지지구조물 설치를 포함하는 단지조성 분야의 기술수준을 분석하였다. 풍력선진국의 경우에는 해상 기상탐에 의한 장기 풍황조사를 바탕으로 신뢰성 있는 풍황자원의 개발을 유도하고 있으나, 국내의 경우에는 자원평가를 위한 해상풍황 설계측은 초기 단계이며 풍황 장기 예상을 위한 기준 기상자료도 불분명한 상황이다. 현재 타당성 조사 연구의 일환으로 국내 최초의 실험역 풍황자료 및 해황자료 수집을 위한 해상 기상탐이 올해 상반기에 위도 인근 해상에 설치되었다. 관련 분야별 기술수준은 표 7과 같다. 표에서 알 수 있듯이 전반적인 기술수준은 선진국 대비 60~80% 선으로 연구개발이 시급한 실정이며 특히, 지지구조물의 경우에는 전용 설계기준이 수립되어 있지 않아 해상풍력 산업 활성화 시 해외 설계사에 기술종속이 우려되는 분야이다. 또한, 인증 분야 역시 매우 취약한 상태로서 이에 대비하지 않을 경우, 국산 터빈의 수출 시 고가의 인증비를 해외 인증업체에 지불해야하는 상황이 발생할 수 있다. 이러한 기술적 한계를 조기에 극복하기 위해서는 국가주도의 체계적인 연구개발사업의 진행과 함께 해상풍력 단지설계 및 시공을 위한 전문회사의 육성이 필요하다.

2.3 해상풍력 타당성 검토 결과

풍황 및 제반 평가기준을 고려하여 국내 해상풍력 자원을 분석한 결과, 수심 20 m까지는 5.7 GW 이를 수심 30 m의 해역까지 확장할 경우 약 11 GW 규모의 개발량을 보유하고 있음을 확인하였다. 또한, 분야별 기술수준 검토결과 선진국 대비 50~60%대에 머물러 있는 일부 분야를 제외하고는 선진국과의 기술격차가 크지 않기 때문에 실증단지 구축을 통한 연구개발을 병행하는 사업방식을 선택한다면 해상풍력 도입의 기술적 문제점은 해결될 수 있을 것으로 판단된다. 결과적으로, 적정 부존량과 기술수준을 보유하고 있고 가장 경제성이 있는 신재생에너지원으로 평가되고 있는 풍력 에너지를 이용한다는 측면을 고려할 때, 현재 시점에서의 해상풍력의 국내 도입은 타당성이 있음을 확인하였다.

3. 국내 해상풍력 추진전략

3.1 예상 사업절차 분석

국내의 경우 해상풍력 발전사업 시행경험이 전무하므로 먼저 해외사례를 참조하여 예상 인허가 절차 및 사업절차를 분석할 필요가 있다. 그림 4에서 보이는 바와 같이, 해외 해상풍력 선도국의 대부분은 단지개발-환경영향평가-건설에 이르는 사업 인·허가 대부분이 단일 부처에서 처리되는 방식 (Single Window Process)을 채택하고 있으며 일부 국가의 경우에만 관련부처의 개별허가 (Multi Window Process)방식을 취하고 있다 [6].

국내 해상풍력 사업은 발전(전기)사업 허가를 기준으로 인허가 절차가 진행될 것으로 예상되며 사업 규모 및 설비용량에 따라 정부부처 혹은 해당 지자체의 승인이 필요할 것으로 보인다. 그에 따라 사업 부지에 대한 제반 인허가 사항을 취득하기 위해서는 5~6개의 정부부처와 3~4개 이상의 유관기관의 승인을 얻어야 하는 복잡한 사업추진절차가 예상된다. 따라서 국내에서도 해외사례와 같이 유사/중복되는 허가조건을 일원화하고 인허가청을 단일 창구화 하는 제도적 정비가 필요함을 알 수 있다.



3.2 해상풍력 도입의 제문제

현재 국내에는 해상풍력용 터빈을 연구 및 사업 차원에서 개발 중에 있지만, 즉시 시장에 진출할만한 수준으로 신뢰성이 검증된 풍력터빈은 없는 상황이다. 따라서 현재 상태에서 일반 사업자가 해상풍력단지 개발사업을 시행한다면 당연히 검증된 외국의 풍력터빈을 채택할 수밖에 없는 상황이다. 이런 상황이 지속된다면 국내 해상풍력 산업은 시작 단계

에서부터 외국 선진사에 기술이 종속될 뿐만 아니라, 신재생에너지에 대한 정부지원이 시행될 경우 외국산 기기로 생산된 전력을 높은 가격으로 구매해주는 상황이 발생할 수도 있다. 결국, 국내 해상풍력 산업의 활성화를 위해서는 국산 터빈의 채용이 필수적이며, 이의 전제조건인 기기 신뢰성 확보를 위해서는 실증단지의 구축이 선행되어야 한다. 국내 터빈 제작사는 실증단지에서의 운영경험을 바탕으로

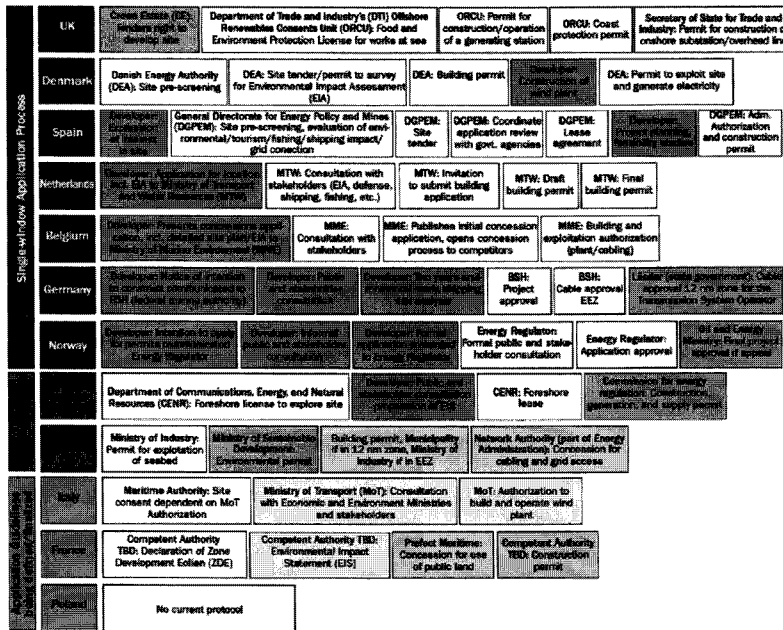


그림 4. 유럽의 해상풍력단지 인허가 절차 [6].

표 7. 단지조성 분야 기술수준분석.

핵심기술	선진국 기술수준	국내 기술수준	비교
자원분석 및 평가	실 해역 기상관측도 보편화	해상풍력 자원지도 구축	80%
입지조사 및 평가	국가의 체계적인 조사 지원	광역 조사 자료 미비	80%
환경영향평가	환경영향평가 기법 및 도구 개발 생태계 환경영향에 대한 다각도 연구	해의 평가도구의 차용 일부지역 해양환경 조사 중	70%
단지배치 (Micro-siting)	다수의 전문회사 및 해석S/W 존재	외국기술 도입 활용 중	80%
지지구조물 설계	다수의 전문회사 존재	외국기술에 의존 중	60%
지지구조물 설계기준	DNV, GL, IEC 등 설계기준 보편화	전용 설계기준 없음	60%
지지구조물 시공	다수의 설치 경험	유사 구조물 시공경험 풍부	80%
풍력터빈 설치	다수의 설치 경험	수행 경험 없음	60%
전력선 부설	전문회사 다수	유사 시공 경험 있음 국내 전문회사 준비 중	80%
사업인증	인증제도 보편화	국외 인증 의존	60%
구조물 감시진단	대형단지를 위한 설계검증 및 개선	유사 분야 경험 있음	80%

제반 문제점을 개선하여 기기의 신뢰도를 높이고 Track Record를 확보함으로써 향후 해외 수출의 기반을 다질 수 있을 것이다.

그림 5는 해상풍력 계통 연계 방안에 대한 하나의 예를 나타낸다. 해상풍력의 경우 입지의 특수성으로 인해 대단지 개발이 경제적이며 이로 인해 전력선의 규모가 배전급이 아닌 송전급으로 예상되기 때문에 기존 전력망에의 연계 가능여부가 사전에 검토되어야 한다. 또한, 육상의 전력설비로부터 최소 10km 이상 멀리 떨어져 있기 때문에 계통연계비용이 막대하게 소요되므로 현 제도에서와 같이 개발자가 이 비용을 부담할 경우, 해상풍력단지는 사업성을 확보하지 못할 가능성이 크기 때문에 이에 대한 정부의 지원여부 및 분담방안이 검토되어야 한다. 이와 더불어 해상풍력단지의 향후 확장성을 고려한 연계방안이 개발 초기부터 수립되어야 하며, 국내 해상풍력 총 개발 가능량 및 입지분포를 고려한 전력계통망 구축전략이 선행되어야 중복투자를 방지할 수 있다.

앞서 살펴본 바와 같이, 국내 풍황조건은 절대적으로 유리하지 않기 때문에 유럽 대비 동일한 투자비가 소요될 경우 경제성이 매우 저조할 수 있으므로

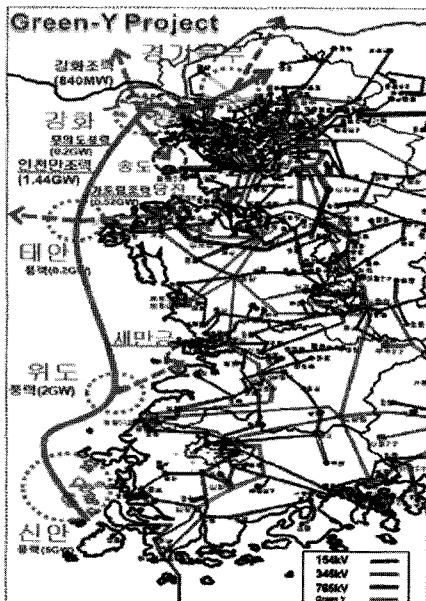


그림 5. 해상풍력 계통 연계 방안.

사업성을 확보하기 위해서는 기술개발을 통한 사업비 절감이 필수적이다. 또한, 해상풍력은 사업 및 기술의 불확실성이 높은 분야로 인식되고 있기 때문에 국내에서 초기에 민간주도의 사업개발을 추진할 경우, 사업자는 투자매력을 담보하기 위하여 과도하게 정부의 지원을 요구할 가능성이 있다. 따라서 국가에서 사업부지 및 개발규모를 통제하며 시범사업 성격으로 추진할 필요가 있고, 기술이 성숙되고 산업화에 성공한 이후에 시장경쟁을 유도하여야 한다. 이는 무분별한 초기 투자로 발생될 수 있는 정부의 재정부담을 피할 수 있는 대안이 될 것이다. 결론적으로, 해상풍력을 전원개발 측면이 아닌 국가의 신성장동력으로서 정의하고 기술국산화를 통한 연관산업 육성 및 수출산업으로 자리매김하는 것이 필요하다.



(a)



(b)

그림 6. 해상풍력의 성공을 위한 단계적 추진.

3.3 해상풍력 세부 추진전략

국내 해상풍력 도입에 따른 상기의 제문제를 해결하기 위해서는 그림 6과 같은 단계별 접근방법이 필요하다. 먼저, 초기에는 실증단지를 구축하여 분야별 R&D 사업을 추진하고 기기의 신뢰성을 검증하는 Test bed로서의 역할을 수행함으로써 국내 해상풍력 분야별 기술 확보에 중점을 둔다.

사업규모는 초기에 터빈 5~6기 정도로 운영하고 이후 100 MW급으로 확장하여 연구개발을 추진함으로써, 지지구조물에 대한 설계기준을 수립하고 국산 풍력기기의 Track Record를 확보하는 기회로 활용한다. 이후 시범사업단계에서는 기술·정책부분을 완비하여 사업의 불확실성을 해소하고 정부가 국산기기의 사용을 의무화함으로써 국내 해상풍력 산업을 활성화하고 이를 통해 개발자 및 기기 제작사로 하여금 운영경험을 습득하는 기회를 제공하도록 한다.

마지막으로, 해상풍력이 성장단계에 이르게 되면 국산 기기의 해외수출을 추진하는 등 산업화에 초점을 맞추어야 한다. 이와 더불어 양호한 입지에 대한 난개발 위험을 방지하기 위해 해상풍력 개발가능지에 대한 국가적인 관리가 이루어져야 한다. 정부에서 예정보지에 대한 개발순위를 확정하고 공모를 통해 이를 개발자에게 분양하는 방식이 가장 합리적인 대안이 될 것이다.

앞 절에서 설명한 바와 같이 해상풍력 추진을 위해서는 실증단지 구축을 통한 관련 기술 분야 전반에 대한 연구개발이 선행되어야 한다. 해외 해상풍력 선진국의 추진사례를 참조하여 국내에서도 그림 7과 같이 정부 및 계통사(전력망 사업자)가 중심이 되어 실증단지 사업단을 구성하고 개발자의 역할을 수행한다. 정부는 실증단지 구축을 위한 정책수립 및 제도적 지원을 제공하며, 국내 관련산업의 육성에 필요한 핵심 기술 분야에 대한 연구개발을 지원한다.

지자체는 실증단지 구축사업

에 참여하여 관련 인·허가 및 해상풍력의 사회적 수용성 향상에 기여하도록 한다. 계통사는 해상에서 생산된 전기를 적정 수요처에 공급하기 위한 계통망 구성을 담당하며 이에 대한 필요재원은 정부와의 협의를 통하여 결정하도록 한다. 또한, 발전사업자, 지지구조물에 대한 설계·시공사, 터빈 제작 및 설치 회사 등은 공모방식을 통하여 선정한다.

풍력터빈 제작사는 기기의 Track Record 확보를 목표로 터빈을 자체 비용으로 제작하여 설치하고, 실증단지 운영 중에 기기의 제반 문제점을 개선하여 상업화가 가능할 수준으로 제작하여 이후 사업자에게 판매하도록 한다. 실증 단지에 대한 입지선정, 자원평가, 단지 기본설계, 환경 기초조사 등은 국내 연구기관의 해상풍력 타당성 조사연구결과를 활용하고 풍력터빈의 경우에는 제작사 공모를 통해 Test bed에 제공 가능한 풍력터빈의 제원과 기수, 공급기한 및 제공조건 등을 평가하여 실증단지 사업단에서 선정한다.

사업자는 실증단지 조성 이후 전체 발전단지 개발을 위해 투자자를 모집하여 개발을 추진하고 환경영향평가 및 국내 관련 인·허가를 진행한다. 이와 더불어 연구기관들은 분야별로 필수적인 기술에 대한 R&D를 추진하고 인증분야의 경우에도 공모를 통한 사업자 참

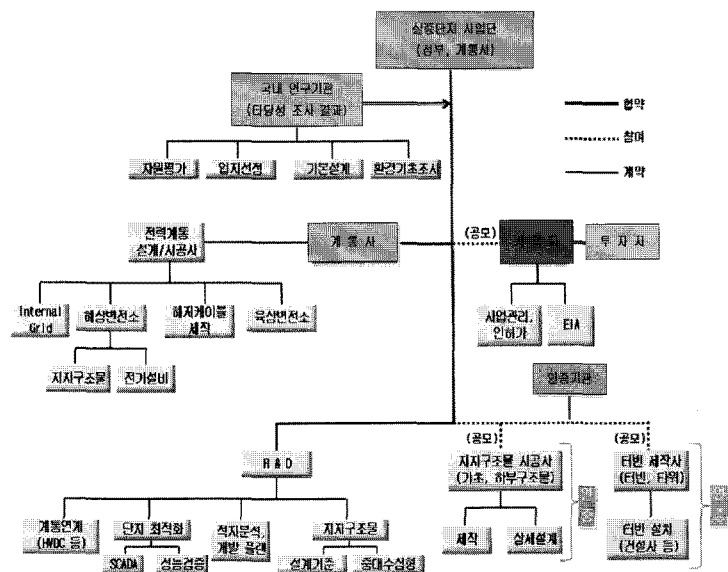


그림 7. 해상풍력 실증단지를 위한 기관별 역할 분석.

여로 국내 해상풍력 인증기관의 육성을 도모한다.

해상풍력의 성공적 도입을 위해서는 해상에서 생산된 전력을 육상의 수요처에 공급하기 위한 전력선 연계망의 구성이 필수적이다 (그림 5). 서남해안을 중심으로 분포하고 있는 해상풍력단지 입지를 고려할 때, 향후 대규모 단지 개발 시 생산된 전력의 대부분은 인근 지역에서 소비가 불가능하고 최대 수요처인 수도권으로 보내져야 할 것이다. 이를 위해서는 육상 전력계통망 신설이 불가피한데 이때 대용량의 송전선로 건설로 발생하는 막대한 사업비와 함께 환경훼손에 의한 민원에 직면할 경우 장기간의 사업 지연이 예상된다.

서남해안에서 개발된 발전전력을 수도권으로 송전하기 위해서는 345 kV 또는 765 kV의 대용량 송전선로의 신설이 불가피한데, 이를 우선개발이 가능한 약 8 GW의 발전용량에 한정한다고 하더라도 약 11조의 투자비가 소요되며 여기에 별도의 예비전원과 배후계통보강비까지 고려할 경우 천문학적인 비용이 소요될 전망이다.

따라서 해외 해상풍력 선도국의 경험을 바탕으로 HVDC 해저케이블을 이용하여 해상풍력단지로부터 수도권 수요처로의 전력 직송을 계획하는 것이 합리적일 것이다. 해저케이블의 경우 직송에 따른 전기품질 확보 및 육지 배후계통 보강을 최소화할 수 있을 뿐만 아니라, 해저선로를 이용하여 경과지를 구성함으로써 환경훼손 및 소유지 보상 등의 민원을 피할 수 있고, 그에 따른 사업비를 대폭 절감할 수 있다. 또한, 서해권 일대에서 개발되고 있는 조력, 화력 등에서 생산한 전력을 수송하는 수단으로도 활용될 수 있는 이점이 있다.

즉, 한반도 남서해안을 아우르는 신재생에너지 개발용 HVDC 국가 기간망 (Green Grid)을 구축하는 것이다. 이를 구체화하기 위해서는 해상풍력 및 기타 신재생에너지의 개발계획을 고려하여 장기적인 전력계통 마스터플랜 형식으로 추진되어야 할 것이다.

4. 결론

해상풍력 부존량 및 기술수준 분석을 통하여 현

재 시점에서의 국내 해상풍력 도입의 타당성을 확인하였다. 또한, 기기의 신뢰성 확보방안, 생산된 전력의 기존 전력망에의 연계문제 및 사업성 확보를 위한 정부의 정책방향 등 주요 이슈에 대한 점검을 통하여 국내 해상풍력의 추진전략을 제시하였다. 최종적으로, 실증에서 시범 및 성숙단계로 이어지는 국내 해상풍력의 단계별 접근방법을 도출하였고, 실증단지의 구축 필요성과 운영방안 그리고 남서해안을 아우르는 신재생에너지용 국가 기간망의 구축을 제안하였다.

지경부는 이를 배경으로 “해상풍력 TOP-3 로드맵 추진”을 발표하였으며, 대한민국에 새로운 성장동력이 창출될 것으로 기대된다.

참고 문헌

- [1] 지식경제부, “2030 국가 에너지 기본 계획”, 2008.
- [2] 지식경제부, “신재생에너지 촉진법 시행령”, 2010.
- [3] 유무성, 강금석, 이준신, 김지영 “부존량 및 기술수준 분석을 통한 국내 해상풍력 추진전략”, 신재생학회 논문집 3월호, p.20, 2010.
- [4] J. Y. Kim et al., “A study on the site selection of offshore wind farm around Korean peninsula”, ICOE 2010, p.1, 2010.
- [5] 김찬기, 곽노홍, 이정석, 장재원, “남북한 전력연계망안에 관한 연구”, 전기학회 학술발표회, 2008.
- [6] European Wind Energy Association, Offshore report 2009.

저|자|약|력|



성 명 : 김도형

◆ 학 력

- 1998년 연세대학교 공과대학 금속공학과 공학사
- 2000년 광주과학기술원 신소재공학과 공학석사
- 2005년 광주과학기술원 신소재공학과 공학박사

◆ 경 력

- 2005년 - 현재

한전전력연구원 녹색성장연구소 선임연구원