

해상풍력발전단지 간의 전력계통 연계에 관한 경제성 분석 연구

Economic Evaluation of Power Grid Interconnection between Offshore Wind Power Plants

문 원 식* · 조 아 라** · 김 재 철†
(Won-Sik Moon · Ara Jo · Jae-Chul Kim)

Abstract - An offshore wind power plant (WPP) is very expensive and different from an onshore wind power system in many ways. There has been a continuous increase in the capacity of the offshore WPPs. Therefore it is essential to analyze the feasibility and reliability of the offshore wind power to optimize their redundancy. Besides, it is very important to study a planning for grid interconnection of adjacent offshore WPPs. This paper proposes a economic evaluation method to interconnect with adjacent offshore substations in offshore wind power grid. Also, we suggest the probabilistic reliability method to calculate a probabilistic power output of the wind turbine and a cost of the expected energy not supplied that is used as the reliability index of the power system.

Key Words : Offshore wind power plant, Grid interconnection, Economic evaluation, Offshore substation, Reliability

1. 서 론

유럽과 미국, 중국을 중심으로 대규모 해상풍력발전단지의 건립이 증가하고 있으며, 우리나라 역시 연구개발을 통해 대규모 해상풍력발전 단지를 조성하는 단계에 있다. 우리나라 서남해안에 대규모 해상풍력발전단지 건설을 목표로 하고 있으며 2015년까지 100MW급 풍력단지(실증단계), 2017년까지 400MW급 풍력단지(시범), 2020년까지 2GW급 풍력단지(확산단계)를 조성할 계획이다[1, 2].

두 개 이상의 해상풍력발전단지가 서로 연계되어 전력생산 중인 단지는 일반적이진 않으나, 영국의 Greater Gabbard Offshore Wind Farm 사례가 대표적이라 할 수 있다[3]. 풍력단지 전체 용량은 504MW이며, 그림 1과 같이 3.6MW 풍력터빈 100기로 이루어진 Inner Gabbard 단지와 3.6MW 40기로 이루어진 Galloper 단지가 우리나라 송전전압에 가까운 132kV 해저 송전선로로 서로 연계되었다. Inner Gabbard 단지의 해상변전소는 132/33kV, 90/90/180MVA 용량의 변압기 세 대로 구성되어 있으며, Galloper 단지의 해상변전소는 132/33kV, 90MVA 용량의 변압기 두 대로 구성되어 있다. 우리나라와의 차이를 구분하면, 육상 연계점에서 소용량의 단지가 더 가깝게 위치해있는 반면 영국의 Greater Gabbard 해상풍력발전단지는 상대적으로 용량이 더 큰 약 380MW의 Inner Gabbard가 육상 연계점에서 가깝게 위치해 있다. 그러나 육상연계점과의 거리가 46km로서 우리

나라 400MW가 육상 연계점으로 약 20km 떨어진 점과 비교하면 두 배 이상의 이격거리를 보인다. 그렇기 때문에 영국의 풍력단지는 보다 적은 용량의 Galloper 단지에서 생산된 전력을 Inner Gabbard 변전소 변압기의 고압 측으로 송전한 후 육상으로 전송하는 체계로 되어 있다. 이를 위해선 연계되는 변압기의 고압 측에 스위치 기어를 비롯한 전력설비의 설치가 가능하도록 설계가 선행되었을 것이다.

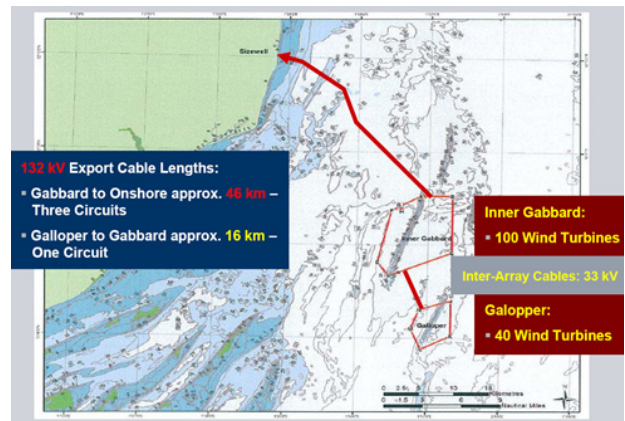


그림 1 영국 Greater Gabbard 해상풍력발전단지
Fig. 1 UK, Greater Gabbard Offshore Wind Farm

우리나라 해상풍력발전단지의 연계선로에 대한 타당성을 분석하기 이전에, 영국의 해상풍력발전단지 사례와 우리나라의 차이점을 분석하였으며 이를 바탕으로 연계선로의 경제성 분석을 할 것이다. 향후 다양한 용량의 해상풍력발전단지가 우리나라 해상에 건설될 것으로 예상되는 가운데 기존 해상풍력발전단지 변전소 간의 계통연계를 통한 상호 경제성 및 신뢰성을 높이는 연구가 필요할 것이다. 본 논문은 연계선로의 투자비용과 연료선로를 통해 얻을 수 있는

† 교신저자 : 숭실대학교 전기공학과 교수·공박

E-mail : jckim@ssu.ac.kr

* 숭실대학교 전기공학과 박사 수료

** 숭실대학교 전기공학과 석사과정

접수일자 : 2014년 11월 18일

수정일자 : 2014년 11월 24일

최종완료 : 2014년 11월 25일

공급지장비용 감소를 비교하여 경제성을 분석하였다. 바람을 통해 전력을 생산하는 풍력발전기의 출력을 확률론적으로 모델링하였으며, 경제성 평가를 위해 발전단지의 전력계통을 비용 측면으로 모델링하였다.

2. 해상풍력발전 단지의 전력계통 구성

2.1 해상풍력발전 단지의 전력계통

일반적으로 해상풍력발전시스템은 그 규모 또는 형태에 따라서 다양하게 이루어지는데 크게 풍력터빈들과 내부 그리드 케이블로 구성되는 내부망 그리드, 효율적인 에너지 전송을 위한 해상변전소, 송전 케이블로 구성되며 이는 그림 2와 같다[4]. 내부망 그리드는 해상풍력발전단지 내의 풍력터빈들을 해저케이블을 통해 연결하여 각 풍력터빈에서 생산되는 에너지를 해상변전소로 집약시키는 역할을 한다. 해상변전소는 해상풍력발전단지 건설시 육상연계를 위해 해상변전소를 설치하게 되며 내부 그리드의 배전급 전압을 외부망 송전 케이블의 고압레벨로 승압시켜 각 풍력터빈에서 생산된 전력을 보다 효율적으로 육상으로 전송할 수 있게 된다. 해상변전소와 육상연계지점을 연결하는 송전 케이블은 해상변전소를 통해 승압된 고압의 전압레벨로 해상풍력발전단지에서 생산된 에너지를 육상으로 전송하게 된다.

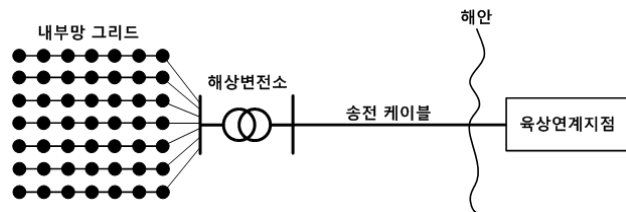


그림 2 해상풍력발전 단지의 전력계통 구성도
Fig. 2 Power System Configuration of Offshore Wind Power Plant

2.2 해상풍력발전 단지의 전력계통 구성 시 고려사항

해상 풍력발전터빈에서 생산된 전력은 해상변전시스템과 외부망 해저케이블을 통해 육상 전력계통으로 연계된다. 송전시스템의 저하된 신뢰도는 해상 풍력발전 시스템의 전력 생산에 심각한 영향을 미치기 때문에 적절한 신뢰도 유지가 매우 중요하다. 그러나 해상 구조물은 육상 구조물에 비해 매우 고가이며 설치하는데 있어서도 많은 비용이 발생하는 만큼 경제성 확보를 위해 적절한 신뢰도를 갖춘 전력시스템 구축이 중요하다[5]. 육상 전력설비에 적용하는 N-1 contingency를 동일하게 적용하는 것보다는 경제성 및 신뢰성 관점에서 설비의 전력 생산량과 고장에 따른 공급지장 비용을 적절히 고려한 설비 시스템 구축이 반드시 필요하다.

해상 시스템의 신뢰성, 가용성, 유지 보수성에 관한 고려사항은 육상 시스템과 다르다. 주요한 차이는 해상 인프라의 투자비용이 높고, 대부분의 시설이 흔히 나타나는 기상 상태로 인해 접근 거리가 멀다는 사실이다. 해상풍력발전 단지를 설계할 때 중요한 것은 전반적인 시스템 가용성에 미

치는 영향과 운전비용, 선행 자본 투자비용에 따른 설계 결과를 명확하게 이해하는 것이다. 필요한 시스템 가용성의 달성과 자본 투자 및 운전비용의 절감 사이에서 균형을 찾아야 한다.

시스템에 도입되는 여유도(Redundancy)는 비용 대비 위험의 크기에 대한 결정하는 문제이다. 여유도를 도입하면 운전 위험성은 크게 감소될 것이지만 그만큼 비용이 증가하게 된다. 위험성은 특정 컴포넌트의 고장 가능성과 고장으로 인해 나타날 수 있는 위험 영향의 정도를 통해 확인된다. 여유도에 대한 비용은 대개 주요 시스템의 고장 발생시 이를 대신할 수 있는 보조 시스템을 설치하는데 필요한 투자라고 할 수 있다. 위험성이 높은 경우에는 여유도 비용이 높더라도 허용될 것이다. 해상 시스템의 여유도 비용은 일반적으로 육상 시설보다 높으므로 시스템에 적용되는 여유도 수준에 영향을 미칠 수 있다[6].

3. 경제성 평가를 위한 해상풍력발전단지 모델

3.1 해상풍력발전 단지의 확률론적 모델

3.1.1 해상풍력발전단지 특성

풍력발전단지의 발전원은 바람이기 때문에 풍력단지가 설치되는 곳의 바람자원 특성을 분석하는 것은 매우 중요하다 [7]. 특히, 풍력발전기에서 생산된 전기에너지가 육상으로 송전되기 위해서는 반드시 송전시스템의 해저케이블을 거치기 때문에 해저케이블의 고장은 시스템 전체 전력전송에 직접적인 영향을 미치게 되며 전체 사업의 경제성을 떨어뜨리는 요인이 된다. 바람을 통해 풍력발전기에서 생산된 전력이 해저케이블의 고장으로 인해 전력전송이 이뤄지지 않는다면 풍력터빈에 남아있는 전력이 풍력발전 단지의 주파수에 악영향을 미치게 되어 2차 손실까지 발생할 수 있다. 따라서 풍속의 빈도와 풍력터빈의 출력 특성을 통한 풍력발전 단지의 확률론적 전력생산량 도출은 해저케이블 고장으로 인해 발생하는 공급지장 비용을 산출하는데 중요한 요소가 된다.

3.1.2 확률론적 해상풍력발전단지 출력 모델링

해상풍력발전단지 내의 많은 컴포넌트들 중 외부망 해저케이블은 단지로부터의 집약된 에너지가 육상으로 전송되는 것이며 고장시 전력전송에 직접적으로 영향을 주게 된다. 결국 해저케이블의 여유도를 결정하는 문제는 에너지 관점의 신뢰도 측면에서 매우 중요한 부분을 차지한다. 공급지장 에너지를 계산하기 위해서는 컴포넌트의 고장률(failure rate), 고장 시 평균 수리시간(mean time to repair: MTTR) 및 이와 관련된 비용 데이터가 필요하게 되며 최종적으로 이를 통해 컴포넌트의 여유도를 결정할 수 있게 된다[8, 9]. 이 때 계산된 결과를 비용으로 환산하여 연간 손실금액을 구할 수 있게 된다.

해상풍력발전단지는 일정한 출력을 내지 않고 풍속에 따라 출력의 크기가 변동하게 된다. 즉, 해상풍력발전단지의 출력은 풍속에 의해 결정되게 된다. 결국 풍속의 분포에 따라 단지 전체 출력의 분포 또한 달라진다. 공급지장 에너지

를 보다 정확하게 계산하기 위해서는 이러한 해상풍력발전단지 출력의 확률분포를 고려할 필요가 있다. 출력의 확률분포를 계산하기 위해서는 풍속의 확률분포와 풍력터빈의 출력특성을 이용한다[10, 11].

일반적으로 풍속에 대한 확률분포는 Weibull 분포 함수를 이용해 나타낼 수 있으며 식 (1)과 같다[2].

$$Prob(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right] \quad \text{for } v \geq 0, A \geq 0, k \geq 0 \quad (1)$$

여기서, $Prob(v)$: 풍속 v 에서의 확률
 k : dimensionless shape parameter of distribution
 A : the scale parameter

다음으로 풍력터빈은 풍속의 범위에 따라 다른 출력특성을 갖게 되며 식 (2)와 같다[2].

$$P_{WT}(v) = \begin{cases} 0 & : v < V_c \\ \frac{1}{2} \rho A_s C_p \eta_m \eta_g v^3 & : V_c \leq v < V_r \\ \frac{1}{2} \rho A_s C_p \eta_m \eta_g V_r^3 & : V_r \leq v < V_f \\ 0 & : v > V_f \end{cases} \quad (2)$$

여기서, $P_{WT}(v)$: 풍속 v 에서의 출력 [MW]
 ρ : air density [kg/m³]
 A_s : blade sweep area [m²]
 C_p : coefficient of performance of the turbine
 η_m : the transmission efficiency
 η_g : the generator efficiency
 V_c : cut-in wind speed [m/s]
 V_r : rated wind speed [m/s]
 V_f : cut-out wind speed [m/s]

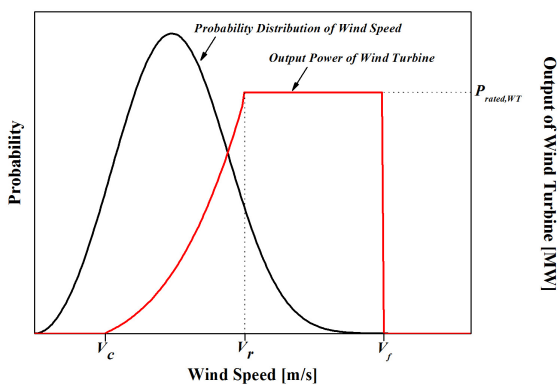


그림 3 풍속에 따른 Weibull 분포함수 및 풍력터빈의 출력특성 곡선
Fig. 3 Weibull probability distribution function of the wind speed and power output curve of the wind turbine

풍속에 대한 Weibull 확률분포 함수와 풍속에 따른 풍력터빈의 출력특성을 그림 3에 나타내었다. 이 때, 모든 풍력

터빈에 대해 동일한 풍속을 적용하면 해상풍력발전단지의 전체 출력은 풍력터빈 1기의 출력에 풍력터빈의 대수를 곱하여 계산할 수 있다. 이를 고려한 해상풍력발전단지 전체 출력의 확률밀도는 그림 4와 같다.

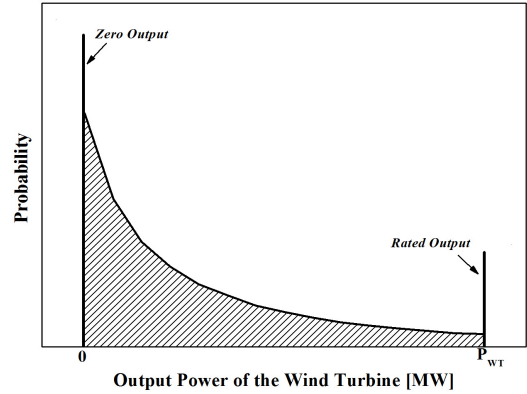


그림 4 풍력발전단지의 발전출력에 관한 확률분포함수
Fig. 4 Probability distribution function of the power output of the wind power plant

그림 4에서 앞뒤에 이산적으로 나타나는 확률은 각각 해상풍력발전단지의 출력이 0과 정격출력의 확률을 의미한다. cut-in 풍속 미만 혹은 cut-out 풍속 이상에서는 출력이 0이 되며 정격풍속과 cut-out 풍속 사이의 범위에서는 일정한 정격출력을 발생시키기 때문에 두 가지 경우에 대한 확률이 높음을 알 수 있다. 두 확률 사이에 존재하는 연속적인 확률은 cut-in 풍속과 정격풍속 사이에서 발생하는 해상풍력발전단지의 출력을 나타낸다. 이 범위에서는 풍력터빈의 출력특성에 따라 출력이 변화하게 된다.

이 범위에서는 풍력터빈의 출력이 풍속에 따라 변하게 된다. 이를 기반으로 풍력터빈의 평균 출력은 식 (3)과 같이 구할 수 있다[4].

$$P_{avg} = \int_0^{P_{WT}} x \cdot f_p(x) dx \quad (3)$$

여기서, P_{avg} : 풍력터빈의 평균 출력 [MW]
 x : 풍력터빈의 출력([그림 3]에서의 가로축) [MW]
 $f_p(x)$: 출력 x 의 확률([그림 3]에서의 세로축)

3.2 해상풍력발전단지의 전력계통 비용 모델

3.2.1 케이블 설치비용

케이블 설치비용은 케이블 제작에 대한 단가 및 설치를 위한 운송, 매설 비용을 모두 포함한다. 이에 대한 케이블의 단위 길이 당 비용에 해상풍력발전단지 전력시스템 레이아웃 및 해상변전소 위치에 따라 결정되는 케이블 길이를 곱해 구할 수 있다. 식 (4), (5)은 각각 collector cost에서의 설치비용, substation cost에서의 케이블 설치비용을 나타낸다. 여기서 collector cost는 내부망 그리드의 케이블 비용이며, substation cost는 외부 송전케이블의 비용을 의미한다.

$$C_{ins}^C = \sum_{i=1}^{N_F} \sum_{j=1}^{m(i)} IC_{in}^{(i)}(j) l_{in}^{(i)}(j) \quad (4)$$

$$C_{ins}^S = \sum_{i=1}^{N_F} IC_{ter}^{(i)} l_{ter}^{(i)} + IC_{ex} l_{ex} N_{ex} \quad (5)$$

여기서, N_F : 피더 수

$IC_{in}^{(i)}(j)$: i번째 피더에서의 j번째 inter-array 케이블 선종에 따른 단위 길이당 설치비용 [억원/km]

$IC_{ter}^{(i)}$: i번째 피더에서의 terminal 케이블 선종에 따른 단위 길이당 설치 비용 [억원/km]

IC_{ex} : Export 케이블 선종에 따른 단위 길이당 설치 비용 [억원/km]

$l_{in}^{(i)}(j)$: i번째 피더에서의 j번째 inter-array 케이블 길이 [km]

l_{ex} : Export 케이블 길이 [km]

N_{ex} : Export 케이블 회선 수

이 때 각 케이블의 길이는 케이블이 연결하는 두 컴포넌트 사이의 직선 거리(straight-line distance)를 의미하며 본 논문에서는 모든 위치에 대해서 설치 가능하다고 가정한다.

3.2.2 에너지공급지장 비용

다음으로 공급지장 에너지는 케이블의 고장으로 인해 육상 계통으로 전송되지 못하는 에너지의 손실을 의미한다. 이는 케이블의 고장률과 관련이 있으며 확률적으로 계산할 수 있다. 케이블이 정상적인 상태(가용)와 고장난 상태(비가용)로 구분할 수 있으며 각 상태에 대한 확률은 식 (6)과 같이 계산된다[12, 13].

$$p = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad q = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}, \quad p + q = 1 \quad (6)$$

여기서, p : 케이블이 가용한 상태의 확률

q : 케이블이 비가용한 상태의 확률

λ : 케이블의 고장률 [회/년]

μ : 케이블의 수리율 [회/년]

각 고장률과 수리율은 케이블마다 그 길이에 따라 달라지며 이에 따라 확률이 결정된다. 케이블이 여러 개로 구분되어 있기 때문에 하나의 케이블의 비가용한 상태의 확률은 해당 케이블의 비가용 확률과 나머지 케이블들의 가용 확률을 모두 곱하여 계산되며 각 케이블의 고장은 서로 독립적이다. 또한 고장률의 경우 모든 MV 케이블에 대해 선종에 관계없이 동일하다고 가정하였다. 각 케이블이 고장났을 때 예상되는 손실 전력의 크기는 해당 케이블이 부담하는 풍력 터빈의 평균출력의 합으로 볼 수 있다. 식 (7), (8)은 각각 collector cost에서의 공급지장 에너지 비용, substation cost에서의 공급지장 에너지 비용을 나타낸다.

$$C_{unavail}^C = c_E \times 8760 \times \frac{(1+I)^L - 1}{I(1+I)^L} \sum_{i=1}^{N_F} \sum_{j=1}^{m(i)} Prob_{in}^{(i)}(j) P_{avg,in}^{(i)}(j) \quad (7)$$

$$C_{unavail}^S = c_E \times 8760 \times \frac{(1+I)^L - 1}{I(1+I)^L} \left[\sum_{i=1}^{N_F} Prob_{ter}^{(i)} P_{avg,ter}^{(i)} + Prob_{ex} P_{AVG} \right] \quad (8)$$

여기서, c_E : 에너지 발전 단가 [억원/MWh]

$Prob_{in}^{(i)}(j)$: i번째 피더의 j번째 inter-array 케이블 비가용 상태의 확률

$Prob_{ter}^{(i)}$: i번째 피더의 terminal 케이블 비가용 상태의 확률

$Prob_{ex}$: Export 케이블 비가용 상태의 확률

4. 사례 연구

4.1 경제성 분석을 위한 고려사항

영국의 경우, Inner Gabbard와 Galloper 단지에서 생산된 전력이 Inner Gabbard의 해상변전소 고압 측에 모아진 후 132kV 해저 송전선로 3회선을 통해 육상 전력계통으로 송전하고 있다. 그러나 우리나라 해상풍력발전단지의 경우 그림 5와 같이 실증단지과 시범단지가 각각 해저 송전선로를 통해 육상 전력계통으로 송전할 것이다. 다만, 두 풍력발전단지의 신뢰성 확보를 위해 두 풍력발전단지의 해상변전소 고압 측을 154kV 해저 송전선로로 연계함에 목적이 있다. 특히 100MW 급의 실증단지의 경우 150MVA 1회선의 154kV 해저 송전선로로 구성되어 있기 때문에 그 송전선로에 고장이 발생할 경우 그로인한 공급지장 손실이 발생할 수 있다. 또한 400MW 시범단지에서도 송전선로의 고장이 발생할 수 있고 그로인한 공급지장 에너지 손실이 발생할 수 있다. 그러나 두 단지의 해상변전소를 해저 케이블로 연계하는 비용이 매우 크기 때문에 충분한 경제성을 검토한 후 그 여부를 결정해야 한다.

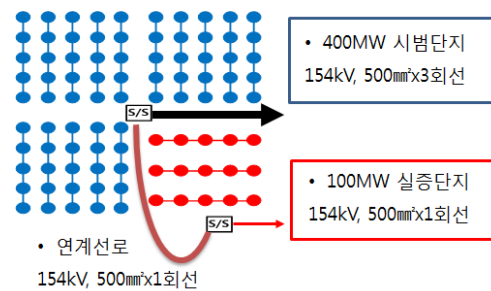


그림 5 실증 및 시범단지의 두 변전소 간의 계통연계
Fig. 5 Grid interconnection between two offshore substations of testing and demonstration offshore wind power plant

연계선로의 경제성 분석을 위한 목적함수는 다음과 같다. 두 변전소 연계를 위한 해저 송전선로 건설비용과 실증, 시범 단지의 송전선로 고장제약으로 발생하는 공급지장 에너지

지 비용을 비교하여 송전선로의 건설비용이 공급지장 비용보다 낮을 경우 연계선로를 건설하게 된다. 더 많은 요소를 검토해야 하지만 연계선로를 건설함의 목적이 공급지장비용을 최소화하기 위한 것인 만큼 두 비용에 대해 우선적으로 비교 검토하였다.

4.2 사례 연구

그림 5는 실증단지과 시범단지 간의 연계 구조를 나타낸 것이다. 기존의 100MW 실증단지는 154kV 500mm² 1회선을 통해 해저 송전선로가 구성되었다. 그러나 400MW 시범단지의 해저 송전선로 구성방식은 미확정된 사항이므로, 본 연구에서는 시범단지의 해저 송전선로를 154kV 500mm² 3회선으로 구성하는 것으로 가정하였다.

표 1 모의 해상풍력발전단지 파라미터

Table 1 Parameters of the offshore wind power plant for simulation

구분	값
실증단지(100MW)의 풍력 용량	5 [MW]×20
시범단지(400MW)의 풍력 용량	5.5 [MW]×72
풍력터빈의 정격 풍속	12 m/s
Cut-in 풍속	4 m/s
Cut-out 풍속	25 m/s
평균풍속	6.94 m/s
Weibull 파라미터 (K)	1.87
Weibull 파라미터 (A)	7.82
내부망 전압레벨(V_{in})	33 [kV]
외부망 전압레벨(V_{ex})	154 [kV]
역률(pf)	0.95
설비 이용률(CF)	30 [%]
해상풍력발전단지 수명(N)	20 [년]
할인율(i)	7 [%]
에너지 발전 단가(c_E)	246 [원/kWh]
외부망 케이블 (XLPE Three-core cable with copper, 500mm ²)	
선로 및 설치 비용(C_{ex})	24 [억원/km]
정격용량	151 [MW]
AC 저항(R_{ex})	0.0631 [Ω /km]
고장률(λ_{ex})	0.00895 [회/년·km]
수리율(μ_{ex})	347.6 [회/년]

실증단지와 시범단지 간의 연계선로의 경제성에 가장 큰 영향을 미치는 요소는 연계선로 건설비용이다. 특히, 시범단지의 풍력터빈 위치 및 단지 배치 구조가 확정되지 않은 상황에서 시범단지의 해상변전소 위치까지 갖고 있는 불확정성을 고려하기는 현실적으로 매우 어렵다. 그러나 향후 진행될 사업의 경제성을 분석하고 그 경향을 파악하는데 의미를 두고자 두 단지를 연결하는 해저 연계선로는 154kV 500

mm² 1회선으로 구성하며, 선로 길이는 12km로 가정하였다. 실증단지의 해저 송전선로 길이는 10.2km이며, 시범단지의 해저 송전선로 길이는 20.6km로 산정하였다. 이 같은 길이는 육상 연계지점을 중심으로 해상변전소의 직선좌표를 기준으로 산출한 것으로써 실제로는 이보다 더욱 길어질 가능성이 높으나 동일한 조건을 만족시키기 위하여 직선거리를 기준으로 하였다. 그 외 케이블 고장 데이터, 풍속, 단지 수명, 에너지 단가, 할인율, 가용률 등 단지 관련 파라미터를 표 1에 제시하였다[1, 2].

표 2 실증 및 시범 단지 계통연계 구조

Table 2 Power system interconnection configurations for testing and demonstration offshore wind power plant

구분	실증-시범 단지 미연계	실증-시범단지 연계	
구조도			
풍력발전 단지용량	100MW	400MW	500MW
연계선로 투자비용	-	-	247.2억 원
공급지장 비용	35.35억 원	2.76억 원	0.4억 원
합계	38.1억 원		247.6억 원

표 2는 실증-시범단지의 연계선로 적용에 관한 경제성 분석 결과를 제시한 것이다. 실증단지와 시범단지를 서로 연계할 경우 공급지장비용에 있어서는 급격히 감소하는 것으로 확인할 수 있었다. 그러나 연계선로를 건설하는 소요되는 초기투자비용이 공급지장 비용의 감소를 통해 얻는 수익과 비교하여 매우 높은 것을 확인할 수 있었다. 해저 케이블의 자재비 및 시공비는 연구 결과에 가장 크게 영향을 미치는 요인 중 하나로서, 향후 정확한 케이블 가격을 반영하고 400MW 시범 단지의 해저 송전선로 구성에 따른 변동요소를 고려한다면 향상된 결과를 얻을 수 있을 것이라 것이다. 그러나 실증단지와 시범단지의 연계 조건을 초기 설계과정부터 반영한 것이 아니기 때문에 연계선로에 대한 경제성의 타당성은 많이 떨어지는 것으로 분석할 수 있었다.

5. 결 론

본 논문은 서로 다른 해상풍력발전단지의 전력계통 연계에 관한 것으로써, 높은 초기투자비용과 공급지장비용을 고려하여 경제적 분석을 통한 방법론을 제시하였다. 해외 사례와 비교하고 현재 개발 중인 우리나라 해상풍력발전단지를 대상으로 모의 사례연구를 제시하였다. 또한 본 논문은 풍력발전단지의 발전특성을 반영하기 위해 풍력터빈 출력의 확률론적 모델링을 수행하였으며, 신뢰도 기반의 경제성 분석을 위해 해저케이블의 고장률을 고려한 공급지장비용을 산출하였다. 경제성 분석을 위한 해석 모델을 개발하였기

때문에 향후 개발되는 해상풍력발전단지에 대해서도 전력계통 연계에 관한 경제성 분석에 활용할 수 있을 것이다.

감사의 글

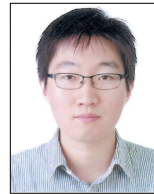
본 연구는 2011년도 지식경제부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제(No. 2011T100200064)입니다.
 본 연구는 2014년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원(No. 201319081946)을 받아 수행한 연구 과제입니다.

References

[1] J. Won, W. Moon, J. Huh, and J. Kim, "A study on Siting of HVAC Offshore Substation for Wind Power Plant using Submarine Cable Cost Model," KIEE, Vol. 62, No. 4, pp. 451-456, 2013.
 [2] W. Moon, J. Kim, and J. Won, "Transformer Capacity Evaluation of Offshore Wind Farm Substation Applied to Korean site," T&D Conference and Exposition, 2014 IEEE PES, pp.1-5, April 2014.
 [3] G. Gerdes, A. Tiedmann, and S. Zeelenberg, "Case study: European offshore wind farms - a survey for the analysis of the experiences and lessons learnt by developers of offshore wind farms," DENA, 2007.
 [4] T. Ackermann, Wind Power in Power Systems, 2nd Edition, A John Wiley & Sons, Ltd., 2012.
 [5] J. Feltes, R. Hendriks, S. Stapleton, R. Voelzke, B. Lam, and N. Pfuntner, "Twixt Land and Sea : Cost-Effective Grid Integration of Offshore Wind Plants", IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 10, No. 2, pp. 53-61, Mar. 2012.
 [6] CIGRÉ, Working Group B3.26, "Guidelines for the Design and Construction of AC Offshore substations for Wind Power Plants," CIGRÉ Documents 483, Dec 2011.
 [7] M. Lee, G. Kim, S. Jeong, D. Ko, and K. S. Kang, "Assessment of offshore wind energy at Younggwang in Korea," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 21, pp. 131-141, May 2013.
 [8] T. Sulawa, I. Jami, and R. Pound, "Balancing Availability, Reliability and Future Regulatory Impact Against Overall Project Capex for Offshore Wind Farms," 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium, Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, Jul. 2009.
 [9] A. R. Henderson, L. Greedy, F. Spinato, C. A. Morgan, "Optimising redundancy of offshore electrical infrastructure assets by assessment of overall economic cost," European Offshore Wind Energy Conference 2009 Stockholm, Sweden, Sep. 14-16, 2009.

[10] Y. Zhang, A. Chowdhury, and D. Koval, "Probabilistic wind energy modeling in electric generation system reliability assessment," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 47, no. 3, pp. 1507 - 1514, May/June 2011.
 [11] W. Li, S. Pai, M. Kwok, and J. Sun, "Determining rational redundancy of 500-kV reactors in transmission systems using a probability-based economic analysis approach: BCTC's practice," IEEE Trans. Power Systems, vol. 19, pp. 325-329, Feb. 2004.
 [12] M. Banzo and A. Ramos, "Stochastic Optimization Model for Electric Power System Planning of Offshore Wind Farms," IEEE Trans. Power Syst., Vol. 26, No. 3, pp. 1338-1348, Aug. 2011.
 [13] R. Billington and R. N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, Second Edition, Plenum Publishing Corporation, 1984.

저 자 소 개



문 원 식 (文 原 植)

1982년 2월 15일생. 2009년 숭실대학교 공과대학 전기공학부 졸업. 2011년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정.
 Tel : 02-824-2416
 Fax : 02-817-0780
 E-mail : chriswsmoon@ssu.ac.kr



조 아 라 (趙 아 라)

1987년 5월 9일생. 2014년 숭실대학교 공과대학 전기공학부 졸업. 현재 동 대학원 전기공학과 석사과정
 Tel : 02-824-2416
 Fax : 02-817-0780
 E-mail : arajo@ssu.ac.kr



김 재 철 (金 載 哲)

1955년 7월 12일생. 1979년 숭실대학교 공과대학 전기공학과 졸업. 1983년 서울대학교 대학원 전기공학과 졸업(석사). 1987년 동 대학원 전기공학과 졸업(박사). 현재 숭실대학교 공과대학장, 전기공학부 교수, 본 학회 부회장
 Tel : 02-817-0647
 Fax : 02-817-0780
 E-mail : jckim@ssu.ac.kr