

해저케이블 비용 모델을 이용한 HVAC 해상변전소 적정 위치 선정에 관한 연구

A Study on Siting of HVAC Offshore Substation for Wind Power Plant using Submarine Cable Cost Model

원 중 남* · 문 원 식* · 허 재 선* · 김 재 철†
(Jong-Nam Won · Won-Sik Moon · Jae-Sun Huh · Jae-Chul Kim)

Abstract - Development of the technologies for offshore wind power is proceeding actively and the installation capacity is continuously increasing because of its many advantages in comparison with the land wind power. Accordingly, project for Southwestern 2.5GW offshore wind power plant is in progress in Korea. Design of electric power systems for offshore wind power plant is very important due to its high investment and operational costs. Hence, it needs to be designed in order to minimize costs. This way can be employed in determining the installation location of offshore substation for HVAC wind power plant. According to the offshore substation site, MV inter-array cable and HV export cable lengths vary and they change a total cost regarding submarine cable. This paper represents cost models with variables which are MV inter-array cable and HV export cable lengths to locate the offshore substation for HVAC wind power plant. It is classified into submarine cable installation cost, reactive power compensator installation cost, ohmic losses, and unsupplied energy cost. By minimizing a total cost, an appropriate installation site of the offshore substation is determined.

Key Words : Offshore wind power plant, Offshore substation, Installation site, Submarine cable, Cost model

1. 서 론

석탄 에너지의 고갈과 지구 온난화 등의 환경문제에 대처하기 위해 세계 각국은 신재생에너지 연구개발에 역량을 기울이고 있다. 그 중 풍력발전은 기술의 완성도 및 경제성을 인정받아 가장 활발히 연구개발이 이루어지고 있다. 세계적으로 육상풍력은 건설 부지의 고갈, 설치에 대한 민원 등으로 인해 입지 확보가 어렵기 때문에 최근 해상풍력발전의 개발이 급성장하고 있으며 이미 유럽의 해상풍력 기술은 상당히 높은 수준에 도달해 있고 많은 수의 해상풍력발전단지가 운영 중이다[1]. 우리나라도 시장 잠재력이 큰 해상풍력 발전에 대한 개발을 위해 2019년까지 2.5GW 규모의 서남해 해상풍력단지 개발을 계획 중이다.

해상풍력발전의 특성상 해상 조건 등으로 인해 설치가 어렵고 구조물이 복잡한 등 많은 이유로 인해 상당히 큰 초기 자본비용 및 운영비용이 필요하며 이는 육상풍력발전과 비교하였을 때 약 2배에 이른다[2]. 이로 인해 해상풍력발전단지 내 전력계통의 구성, 즉 풍력터빈 간 연결되는 해저케이블의 구성에 대한 기존 연구에서는 총 비용의 최소화를 목

적함수로 두고 있다. 참고문헌 [3], [4]에서는 케이블의 설치 비용 및 운영비용을 고려하였으며 참고문헌 [5]에서는 케이블의 고장시 발생하는 비가용 에너지에 대한 비용을 추가적으로 고려하였다.

이는 해상변전소의 설치 위치 선정에서도 동일하게 적용될 수 있다. 기존 연구에서는 각 풍력터빈 간 해저케이블의 설치여부를 변수로 두었기 때문에 케이블의 길이를 상수로 가정하였으나 해상변전소의 설치 위치를 결정하는 문제에서는 해저케이블의 길이가 변동하게 된다. HVAC 시스템의 해상풍력발전단지에서의 해상변전소는 각 풍력터빈에서 생산된 전력의 효율적인 전송을 위하여 내부망 그리드의 배전급 전압을 외부망 송전 케이블의 고압레벨로 승압시키는 역할을 하기 때문에 각 피더로부터의 전력 전송을 위한 내부망 케이블(MV 케이블)과 육상으로의 전력전송을 위한 외부망 송전 케이블(HV 케이블)이 모두 연결된다. 이로 인해 해상변전소 설치 위치에 따라 내·외부망 전체 케이블 길이가 달라지게 되며 이와 관련되는 비용 요소들을 고려하여 총 비용이 최소가 되는 지점을 해상변전소의 적정 설치 위치로 결정할 수 있다[6].

본 논문에서는 가장 일반적인 피더 구조인 Radial 형태의 HVAC 시스템 해상풍력발전단지에 대해서 내·외부망 해저케이블의 길이를 변수로 두고 이에 따른 케이블 설치 비용, 무효전력 보상설비 설치 비용, 손실 및 유지보수 비용 그리고 에너지 공급지장 비용에 대한 모델을 제시한다. 이를 바탕으로 모의 100MW급 해상풍력발전단지에 대한 사례연구를 통해 해상변전소의 적정 설치 위치를 선정한다.

* School of Electrical Engineering, Soongsil University, Korea

† Corresponding Author : School of Electrical Engineering, Soongsil University, Korea

E-mail : jckim@ssu.ac.kr

Received : October 22, 2012; Accepted : March 19, 2013

2. 해상변전소 위치에 따른 케이블 길이

해상풍력발전단지에서의 해저케이블은 그림 1과 같이 내부망 케이블과 외부망 송전 케이블 두 가지로 구분할 수 있다. 내부망 케이블의 경우 Collector 시스템 내부의 각 풍력 터빈을 연결하는 케이블(내부망 케이블 ①)과 각 피더의 터미널(말단) 풍력터빈과 해상변전소(변압기 플랫폼)를 연결하는 케이블(내부망 케이블 ②)로 나뉜다[7]. 내부망 케이블 ①의 경우 각 풍력터빈들의 위치와 내부망 그리드의 피더 구조가 결정되면 그 길이가 결정되기 때문에 케이블의 길이는 고정적인 값이라고 볼 수 있는 반면 내부망 케이블 ②의 경우 해상변전소의 위치에 따라 그 길이가 변동하게 된다. 이하 본 논문에서의 내부망 케이블은 모두 내부망 케이블 ②를 의미한다. 해상변전소와 육상연계지점을 연결하는 외부망 송전 케이블 또한 해상변전소의 위치에 따라 그 길이가 변동하게 된다. 이와 같이 해상변전소의 위치에 따른 변수는 내·외부망 케이블의 길이이다.

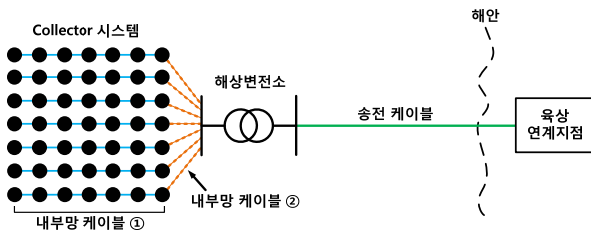


그림 1 해상풍력발전단지의 구성과 내·외부망 케이블

Fig. 1 Configuration of the offshore wind power plant, inter-array and export cable

해상변전소가 해상풍력발전단지 가까이 위치할수록 상대적으로 내부망 케이블의 길이가 짧아지고 외부망 송전 케이블의 길이가 길어지게 된다. 반대로 해상변전소가 해상풍력발전단지에서 멀리 위치할수록 내부망 케이블의 길이는 길어지고 외부망 송전 케이블의 길이는 짧아지게 된다. 결국 해상변전소의 설치 위치에 따라 전체 케이블의 길이가 변동하게 되어 케이블 설치 비용, 무효전력 보상설비 설치 비용, 손실 및 유지보수 비용, 에너지 공급지장 비용 등이 달라지게 된다.

3. 내·외부망 케이블 비용 모델

본 절에서는 내·외부망 케이블 길이에 따른 비용 요소를 네 가지로 구분하고 공식화한다. 초기투자비용에 해당하는 케이블 설치 비용과 무효전력 보상설비 설치 비용을 제외한 케이블 및 무효전력 보상설비에서의 손실 비용과 에너지 공급지장 비용에 대해서는 해상풍력발전단지의 수명 주기에 따라 연간 일정하게 발생하는 비용이기 때문에 현재가치로 환산하여 계산한다[3-5,8].

3.1 케이블 설치 비용

그림 2와 같이 나타낸 각 피더별 내부망 케이블 및 외부망 송전 케이블의 총 설치 비용은 케이블 단가와 매설 비용

을 모두 포함한 비용으로 각각 식 (1)과 같이 나타낼 수 있다.

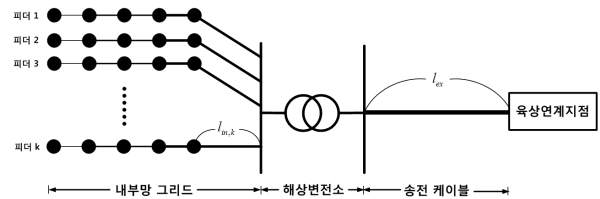


그림 2 내·외부망 케이블 길이

Fig. 2 Length of the inter-array and export cables

$$C_{inst} = \sum_{k=1}^{N_{in}} C_{in} l_{in,k} + N_{ex} C_{ex} l_{ex} \quad (1)$$

여기서, C_{inst} : 내·외부망 케이블 총 설치 비용 [억원]

N_{in} : 내부망 그리드 피더 수

N_{ex} : 외부망 송전 케이블 회선 수

C_{in} : 내부망 케이블의 단위 길이당 설치 비용 [억원/km]

C_{ex} : 외부망 케이블의 단위 길이당 설치 비용 [억원/km]

$l_{in,k}$: k번째 피더 터미널 풍력터빈에서 해상변전소를 연결하는 내부망 케이블 길이 [km]

l_{ex} : 해상변전소와 육상연계지점을 연결하는 송전 케이블 길이 [km]

이 때 해상변전소의 위치에 따라 변동되는 내부망 케이블 길이($l_{in,k}$)와 외부망 송전 케이블 길이(l_{ex})는 해상변전소, 내부망 그리드 각 피더의 터미널 풍력터빈 및 육상연계지점의 (x, y) 좌표를 설정하여 직선 거리를 계산해 구할 수 있다. 본 논문에서는 모든 위치 좌표에 대해 해상변전소 설치 가능 지점이라고 가정한다.

3.2 무효전력 보상설비 설치 비용

HVAC 시스템 해상풍력발전단지의 경우 해저케이블의 정전용량으로 인해 충전전류가 발생하며 이러한 진상 무효전력을 보상하기 위한 보상설비가 설치된다. 본 논문에서의 진상 무효전력은 일반적으로 길이가 길고 전압레벨이 높은 외부망 케이블에서 발생하는 무효전력으로 가정한다. 또한 무효전력 보상설비로는 유도성 리액터와 STATCOM(정지형 동기조상기)이 설치된다고 가정한다. 케이블의 길이에 따라서 전체 무효전력 보상량이 달라지게 되며 이는 보상설비의 설치 비용을 결정한다. 외부망 케이블에서 발생하는 진상 무효전력량은 식 (2)와 같이 계산된다[9].

$$Q_{lead} = \sqrt{3} V_{ex} \cdot 2\pi f \cdot \frac{V_{ex}}{\sqrt{3}} C_{ex, cap} l_{ex} N_{ex} \times 10^{-6} \quad (2)$$

여기서, Q_{lead} : 케이블에서 발생하는 진상 무효전력량 [Mvar]

f : 계통주파수 [Hz]

$C_{ex, cap}$: 외부망 케이블 단위길이당 정전용량 [μ F/km]

케이블 1회선당 유도성 리액터가 케이블 양단에 설치되며 각각 전체 무효전력량의 절반씩의 용량을 갖게 된다. 그리드 코드에 의해 지상 역률 95% 이상으로 유지하기 위한 STATCOM과 유도성 리액터가 설치된다고 했을 때 필요한 무효전력량은 식 (3)과 같이 계산되며 절반씩의 용량으로 지상영역에서의 STATCOM, 스위치 조작이 가능한 인덕터의 용량이 결정된다. 이를 종합한 무효전력 보상설비의 설치비용은 식 (4)와 같이 계산된다[9].

$$Q_{req} = P_{OWP} \tan \theta \quad (3)$$

$$C_Q = c_{reactor} Q_{lead} + (c_{reactor} + c_{STATCOM}) \frac{Q_{req} N_{ex}}{2} \quad (4)$$

여기서, Q_{req} : 그리드 코드에 의한 필요 무효전력량 [Mvar]
 P_{OWP} : 해상풍력발전단지 정격용량 [MW].
 θ : 역률 0.95에서의 역률각 [deg]
 C_Q : 무효전력 보상설비 총 설치 비용 [억원]
 $c_{STATCOM}$: Mvar당 STATCOM 설치 비용 [억원/Mvar]
 $c_{reactor}$: Mvar당 유도성 리액터 설치 비용 [억원/Mvar]

3.3 손실 및 유지보수 비용

손실 및 유지보수 비용은 내·외부망 케이블 및 무효전력 보상설비에 대한 에너지 손실 및 고장으로 인한 유지보수(수리) 비용을 의미한다.

케이블에서의 손실 비용은 케이블의 단위 길이당 저항값을 고려하여 케이블 길이 변동에 따라 계산할 수 있으며 이는 식 (5), (6)과 같이 나타낼 수 있다[5]. 수식에서 사용되는 출력량의 경우 해상풍력발전단지의 설비 이용률(Capacity Factor)을 고려한 평균 출력량을 이용하여 계산되며 식 (7), (8)과 같이 나타낼 수 있다[10].

단, 손실 비용 계산에서 케이블 고장으로 인한 비가용 시간은 매우 짧기 때문에 고려하지 않았다.

$$C_{in,loss} = c_E \times 8760 \times 10^{-5} \times \sum_{k=1}^{N_m} 3 \left(\frac{P_{avg,k}}{\sqrt{3} V_{in} pf} \right)^2 R_{in} l_{in,k} \quad (5)$$

$$C_{ex,loss} = c_E \times 8760 \times 10^{-5} \times 3 \left(\frac{P_{AVG} / N_{ex}}{\sqrt{3} V_{ex} pf} \right)^2 R_{ex} l_{ex} N_{ex} \quad (6)$$

$$P_{avg,k} = CF \cdot P_{Feeder,k} \quad (7)$$

$$P_{AVG} = CF \cdot P_{OWP} \quad (8)$$

여기서, $C_{in,loss}$: 내부망 케이블 연간 손실 비용 [억원]
 $C_{ex,loss}$: 외부망 케이블 연간 손실 비용 [억원]
 c_E : kWh당 에너지 발전 단가 [원/kWh]
 $P_{avg,k}$: k번째 피더의 평균 출력량 [MW]
 P_{AVG} : 해상풍력발전단지 평균 출력량 [MW]
 V_{in} : 내부망 전압레벨 [kV]
 V_{ex} : 외부망 전압레벨 [kV]
 pf : 역률
 R_n : 내부망 케이블의 단위 길이당 저항 [Ω /km]

R_{ex} : 외부망 케이블의 단위 길이당 저항 [Ω /km]

CF : 설비 이용률(Capacity Factor) [%]

$P_{Feeder,k}$: k번째 피더의 모든 풍력터빈의 정격용량의 합 [MW]

내·외부망 케이블의 고장으로 인한 유지보수 비용은 케이블의 고장률과 고장시 요구되는 수리비용을 이용하여 계산할 수 있으며 식 (9)와 같다. 여기서 수리비용은 케이블 수리, 매설 및 선박 운용에 대한 비용을 모두 포함한 것이다 [11,12].

$$C_{m,t} = c_{repair} \left(\sum_{k=1}^{N_m} \lambda_{in} l_{in,k} + \lambda_{ex} l_{ex} N_{ex} \right) \quad (9)$$

여기서, $C_{m,t}$: 내·외부망 케이블 유지보수 비용 [억원]
 λ_{in} : 내부망 케이블 단위 길이당 연간 고장률 [회/년·km]
 λ_{ex} : 외부망 케이블 단위 길이당 연간 고장률 [회/년·km]
 c_{repair} : 케이블 1회 고장시 수리비용 [억원/회]

무효전력 보상설비의 손실 및 유지보수 비용은 각각 초기 설치비용의 0.5%, 15%로 가정한다[9,13].

3.4 에너지 공급지장 비용

해상풍력발전단지에서 생산된 전력이 케이블 고장으로 인해 육상 계통으로 전송되지 못할 경우 이로 인한 비용 손실이 발생하게 된다. 케이블의 전체 고장률은 내·외부망 케이블 길이에 따라 변동하기 때문에 해상변전소 위치를 결정하는 요소가 된다. 이는 에너지 측면에서의 신뢰도 지수 중 하나인 공급지장 에너지 지수(Energy Not Supplied index, ENS)를 이용하여 계산할 수 있으며 이에 대한 에너지 공급지장 비용은 식 (10)과 같다[14].

단, 외부망 케이블 고장으로 인한 공급지장 에너지에 대해서는 2회선 이상인 경우 해상풍력발전단지의 평균 출력량(P_{AVG})에 비해 케이블의 정격 용량이 크기 때문에 1회선인 경우에만 고려한다.

$$C_{ENS} = c_E \times 10^{-5} \times \left(\sum_{k=1}^{N_m} P_{avg,k} U_{in,k} + P_{AVG} U_{ex} \right) \quad (10)$$

여기서, C_{ENS} : 연간 총 에너지 공급지장 비용 [억원]

$U_{in,k}$: k번째 피더의 내부망 케이블 연간 고장 시간 [시간]

U_{ex} : 외부망 케이블 연간 고장 시간 [시간]

내·외부망 케이블의 연간 고장 시간(U)은 식 (11)과 같이 케이블의 고장률(λ), 수리율(μ), 길이(l)를 통해 계산할 수 있다.

$$U = 8760 \times \frac{\lambda}{\mu} \times l \quad (11)$$

3.5 목적함수

해상변전소의 적정 설치 위치 선정을 위한 목적함수는 위 비용 모델 합산 결과의 최소화이다. 이 중 식 (12)의 연간비용(EBITDA) 요소인 손실, 유지보수 및 에너지 공급시장 비용에 대해서는 보다 정확한 평가를 위해 현재가치로 환산시감가상각비와 법인세율을 고려할 수 있다. 본 논문에서는 정액법을 이용하여 감가상각비를 계산하였으며 내용연수는 단지의 수명과 동일하다고 가정하였다. 이를 통한 최종 목적함수는 식 (13)과 같이 나타낼 수 있다[8,15].

$$EBITDA = C_{in,loss} + C_{ex,loss} + C_{m,t} + C_{ENS} \quad (12)$$

$$\min[C_{inst} + C_Q + \{EBITDA \times (1 - tax) - c_{dep} \times tax\} \frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N}] \quad (13)$$

$$subject\ to\ l_{in,k} \geq L_{min}$$

- 여기서, i : 이자율 [%]
- tax : 법인세율 [%]
- c_{dep} : 감가상각비 [억원]
- N : 해상풍력발전단지의 수명(=내용연수) [년]
- L_{min} : 풍력터빈~해상변전소 최소 이격거리 [km]

4. 사례 연구

4.1 모의 해상풍력발전단지 모델

본 논문에서 제시하는 해상변전소 적정 설치 위치 선정 방법에 대한 사례연구를 위해 그림 3과 같은 100MW급 해상풍력발전단지를 모의하였다.

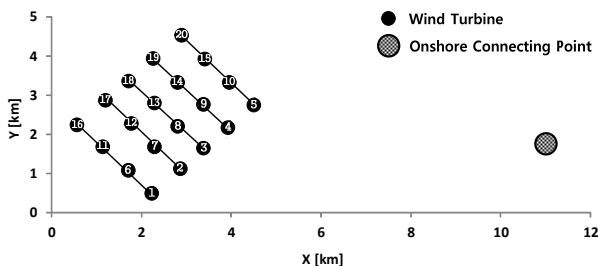


그림 3 시뮬레이션을 위한 모의 해상풍력발전단지
Fig. 3 Offshore wind power plant for simulation

이에 대한 파라미터는 표 1과 같다. 각 피더에 대한 설비 이용률의 경우 평균 풍속이 동일하지 않다는 가정 하에 5개의 피더에 대해 각각 다른 값을 적용하였다.

표 1 모의 해상풍력발전단지 파라미터

Table 1 Parameters of the offshore wind power plant for simulation

구분	값
풍력터빈 정격용량	5 [MW]
풍력터빈 수	20
1개 피더당 풍력터빈 수	4
내부망 그리드 피더 수(N_{in})	5
외부망 송전 케이블 회선수(N_{ex})	1
단지 용량(P_{OWP})	100 [MW]
내부망 전압레벨(V_{in})	33 [kV]
외부망 전압레벨(V_{ex})	154 [kV]
역률(pf)	0.95
계통 주파수(f)	60 [Hz]
설비 이용률(CF)	26~30 [%]
풍력터빈간 이격거리	800 [m]
풍력터빈~해상변전소 최소 이격거리(L_{min})	0.5 [km]
해상풍력발전단지 수명(N)	20 [년]

표 2는 모의된 해상풍력발전단지 내 풍력터빈들의 위치 및 육상연계지점의 x, y축 좌표를 나타낸다.

표 2 풍력터빈 및 육상연계지점 위치좌표

Table 2 Position coordinates of wind turbines and onshore connecting point

풍력터빈	x	y	풍력터빈	x	y
1	2.26	0.57	11	1.13	1.70
2	2.83	1.13	12	1.70	2.26
3	3.39	1.70	13	2.26	2.83
4	3.96	2.26	14	2.83	3.39
5	4.53	2.83	15	3.39	3.96
6	1.70	1.13	16	0.57	2.26
7	2.26	1.70	17	1.13	2.83
8	2.83	2.26	18	1.70	3.39
9	3.39	2.83	19	2.26	3.96
10	3.96	3.39	20	2.83	4.53
육상연계지점	10.99	1.70			

본 사례연구에서 사용된 내·외부망 케이블의 종류, 파라미터 및 비용 관련 데이터를 표 3과 같이 정리하였다 [5,9,12,15,16].

표 3 내·외부망 케이블 및 비용 데이터

Table 3 Datum about cable and cost

구분	데이터	
내부망 케이블 (XLPE Three-core cable with copper, 300mm ²)		
설치 비용(C_{in})	5.21 [억원/km]	
정격용량	30.29 [MW]	
AC 저항(R_{in})	0.079 [Ω /km]	
고장률(λ_{in})	0.00743[회/년·km]	
수리율(μ_{in})	912.5 [회/년]	
외부망 케이블 (XLPE Three-core cable with copper, 400mm ²)		
설치 비용(C_{ex})	6.62 [억원/km]	
정격용량	134.89 [MW]	
AC 저항(R_{ex})	0.0631 [Ω /km]	
고장률(λ_{ex})	0.00895 [회/년·km]	
수리율(μ_{ex})	347.6 [회/년]	
정전용량($C_{ex, cap}$)	0.15 [μ F/km]	
에너지 발전 단가(c_E)	117.86 [원/kWh]	
케이블 수리비용(c_{repair})	7.08 [억원/회]	
무효전력 보상설비 설치비용	STATCOM ($c_{STATCOM}$)	1.0 [억원/Mvar]
	유도성 리액터 ($c_{reactor}$)	0.15 [억원/Mvar]
이자율(i)	4 [%]	
법인세율(tax)	22 [%]	

4.2 시뮬레이션을 통한 해상변전소 위치 선정

위와 같이 모의한 해상풍력발전단지에 대한 해상변전소 위치 선정을 위해 상용 소프트웨어 MATLAB을 이용하여 시뮬레이션을 수행하였다. 해상변전소의 위치 좌표에 따라 계산된 총 비용의 시뮬레이션 결과는 그림 4와 같다.

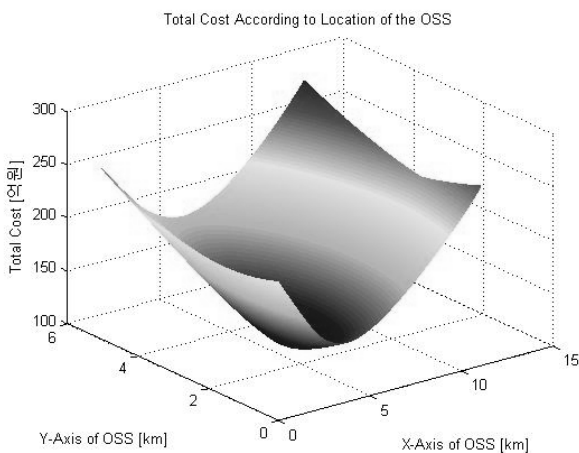


그림 4 해상변전소 위치 좌표에 따른 총 비용
Fig. 4 Total cost according to offshore substation site

이는 x, y축 좌표상에서 모든 해상변전소 위치에 대한 총 비용을 계산한 결과이다. 이 중 최소 비용이 되는 지점의 좌표는 (3.89, 1.77)이며 이를 해상변전소의 적정 설치 위치로 선정한다. 결정된 해상변전소 설치 위치에 대해 각 비용별 계산 결과들을 표 4에 정리하였으며 해상변전소의 적정 설치 위치를 그림 5와 같이 해상풍력발전단지 맵에서 나타내었다.

표 4 각 비용 요소별 계산 결과

Table 4 Calculation results of costs

구분		계산 결과
케이블 설치 비용	내부망	28.70 [억원]
	외부망	46.97 [억원]
무효전력 보상설비 설치 비용		20.33 [억원]
EBITDA	손실 비용	0.41 [억원]
	유지보수 비용	3.79 [억원]
	에너지 공급지장 비용	0.06 [억원]
총 케이블 비용 현가		129.77 [억원]

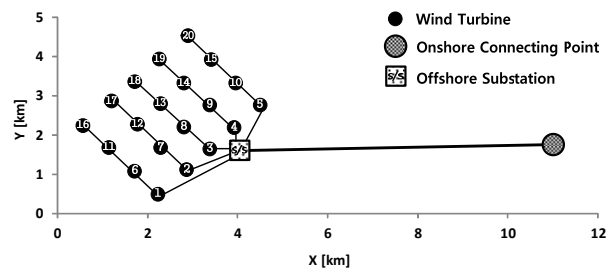


그림 5 해상변전소 설치 위치
Fig. 5 Installation location of the offshore substation

5. 결 론

본 논문에서는 해상풍력발전단지의 높은 초기자본비용과 운영비용을 고려하여 이를 최소화시킬 수 있는 해상변전소의 적정 설치 위치를 선정하기 위해 내·외부망 해저케이블의 길이에 따라 변동되는 케이블 설치 비용, 무효전력 보상설비 설치 비용, 손실 및 유지보수 비용, 에너지 공급지장 비용에 대한 비용 모델을 제시하였다.

이에 대한 사례 연구를 위해 MATLAB을 이용하여 5 피더의 100MW급 해상풍력발전단지를 모의하였으며 총 비용현가의 최소화를 목적함수로 두고 각 비용 요소들에 대한 시뮬레이션을 통해 해상변전소의 적정 위치를 선정하였다.

감사의 글

본 연구는 2011년도 지식경제부의 재원으로 한국에너지 기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다.(No. 2011T100200064)

References

[1] T. Ackermann, Wind Power in Power Systems, 2nd Edition, A John Wiley & Sons, Ltd., 2012

[2] 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

[3] D. Li, C. He, and H. Y. Shu, "Optimization of Electric Distribution System of Large Offshore Wind Farm with Improved Genetic Algorithm", IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1-6, Jul. 2008

[4] F.M. Gonzalez-Longatt, P. Wall, P. Regulski, and V. Terzija, "Optimal Electric Network Design for a Large Offshore Wind Farm Based on a Modified Genetic Algorithm Approach", IEEE Systems Journal, Vol. 6, No. 1, pp. 164-172, Mar. 2012

[5] 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

[6] P.D. Hopewell, F. Castro-Sayas, and D.I. Bailey, "Optimising the Design of Offshore Wind Farm Collection Networks", Universities Power Engineering Conference(UPEC), Vol. 1, pp. 84-88, Sep. 2006

[7] J. Twidell and G. Gaudiosi, Offshore Wind Power, Multi-Science Publishing Co. Ltd, 2009

[8] C. Park, G. Kim, and S. Choi, Engineering Economics, Youngchi Publishers, 2004

[9] D. Hur, "Economic Considerations Underlying the Adoption of HVDC and HVAC for the Connection of an Offshore Wind Farm in Korea", JEET, Vol. 7, No. 2, pp. 157-162, Mar. 2012

[10] S.H. Jangamshetti and V.G. Rau, "Site matching of wind turbine generators: a case study", IEEE Trans. Energy Convers., Vol. 14, No. 4, pp. 1537-1543, Dec. 1999

[11] M. Zhao, Z. Chen, and F. Blaabjerg, "Optimisation of electrical system for offshore wind farms via genetic algorithm", IET Renewable Power Generation, Vol. 3, No. 2, pp. 205-216, Jun. 2009

[12] L.W.M.M. Rademakers and H. Braam, "O&M Aspects of the 500MW offshore Wind Farm at NL7", DOWEC 10080 Rev 2, Jul. 2002

[13] B. V. Eeckhout, "The economic value of VSC HVDC compared to HVAC for offshore wind farms", Master's Thesis of Katholieke Universiteit Leuven, 2007-2008

[14] R. Billington and R. N. Allan, Reliability Evaluation of Power Systems, Second Edition, Plenum Publishing Corporation, 1984

[15] D. Hur, "An Economic Evaluation of Offshore Wind Resources", Proc. KIEE Power System Research and Power Economics Research Group Spring Conf., pp. 150-152, May 2012

[16] "XLPE Submarine Cable Systems, Attachment to XLPE Land Cable Systems - User's Guide", ABB, available via e-mail : sehvc@se.abb.com

저 자 소 개



원 중 남 (元 鍾 南)

1987년 2월 3일생. 2012년 2월 숭실대학교 공과대학 전기공학부 졸업. 현재 동 대학원 전기공학과 석사과정.
Tel : 02-824-2416
Fax : 02-817-0780
E-mail : jnwon@ssu.ac.kr



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



허 재 선 (許 宰 善)

1985년 1월 23일생. 2009년 숭실대학교 공과대학 전기공학부 졸업. 2011년 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 박사과정.
Tel : 02-817-7966
Fax : 02-817-0780
E-mail : jasonh@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