

400MW 급 해상풍력 발전단지의 계통연계를 위한 AC 외부망 해저케이블의 송전전압 선정 및 무효전력 보상 방안 연구

강속현* · 김인재**

A study on the transmission voltage selection of an AC export cable system and countermeasures to compensate for its reactive power for the connection of a 400 MW offshore wind farm to a power system

Sukhyun Kang* and Injae Kim**

Key Words : Export cable (외부망 해저케이블), Offshore substation (해상 변전소), Reactive power compensator (무효전력 보상 장치), Power collector bus (공동 접속 모선)

ABSTRACT

With the technological advances of offshore wind turbines, the share of power generated by offshore wind farms in power systems is increasing significantly. An export cable transmission system is necessary to connect offshore wind farms to power systems. The voltage rating and reactive power compensation methods of the export transmission system are very critical, as they can influence the power transmission capacity and CAPEX. With this in mind, this paper suggests an acceptable transmission voltage and reactive power compensation method for an export cable system connecting a 400[MW] offshore wind farm to a power system.

기호설명

P : 유효 전력 [MW]
 Q : 무효 전력 [Mvar]
 P_l : 송전 전력 [MW]
 I_C : 충전 전류 실효치 [kA]
 Q_C : 충전 용량 [Mvar]
 C : 캐패시턴스 [μ F]
 L : 인덕턴스 [mH]

V_L : 선간 전압 실효치 [kV]
 ω : 각주파수 [rad/sec]
 f : 주파수 [Hz]
 I_C : 진상전류 실효치 [A]
 I_L : 지상전류 실효치 [A]
 $Sh.R$: Shunt reactor(분로리액터)
 l : 공장[km]

1. 서론

현재까지 개발되어온 우리나라의 해상풍력은 Table 1과 같이 한국해상풍력(주)에서 전북 고창 해상에 설치한 실증단지 60[MW]가 최대 규모로 해상변전소에 서 계통으로 전력전송 시 외부망 해저케이블(Export

* 한국전력공사, 해상풍력사업단

** 한국전력공사, 해상풍력사업단 (교신저자)

E-mail : ij5460@kepeco.co.kr

DOI : <https://www.doi.org/10.33519/kwea.2022.13.1.003>

Received : December 8, 2021, Revised : January 14, 2022,

Accepted : January 14, 2022

cable)은 154[kV] 급 3-Core 1회선으로도 충분하였다. 그러나 앞으로 개발될 대규모 해상풍력은 대부분 200~400[MW] 규모 단위로, 한국전력공사의 내부 설계 기준인 해상풍력 내외부 그리드 설계편람[2]에 따르면 Table 2와 같이 154[kV] 급 3-Core 외부망 해저케이블 1회선의 한계송전용량 163[MW]을 초과하여 154[kV] 급 외부망 해저케이블의 증설이 필요하다.

외부망 해저케이블은 자재 구입비도 CAPEX (Capital Expenditure)에 중요한 요인이나 설치비용 또한 큰 부분을 차지한다. 케이블 회선 수가 증가함에 따라 설치비용이 많이 증가할 것이므로, 경제성 측면에서도 매우 불리하다. 그리고 외부망 해저케이블을 해저면에 설치하는 경우 케이블 간 일정 거리를 이격하여 설치하여야 하므로[1, 2], 해상의 점유면적도 증가하여 점유료 증가와 선박의 앵커에 의한 고장 확률도 훨씬 커진다. 따라서 154[kV] 급 해저케이블의 한계 용량보다 큰 송전 용량을 가진 더 높은 전압 레벨의 케이블 시스템을 적용하는 것이 사업의 경제성과 고장 확률 측면에서 유리하다.

그리고 해저케이블은 캐패시턴스 성분이 큰 특성이 있으므로 송전 가능한 송전 거리에 제약이 있고, 경부하 시 페란티 효과에 의해 계통 공통접속점(PCC, Point of common coupling)의 전압을 상승시킬 수 있으므로 편단 또는 양단에 무효전력 보상설비가 필요하다. 특히 편단보다는 양단 보상이 효과적이지만 해상변전소에 분로리액터(Shunt reactor)를 설치하는 경우, Table 3[3]과 같이 해상변전소에 상당한 중량이 증가

Table 3 Weight of a 345[kV] 200[Mvar] variable shunt reactor by HYOSUNG Heavy Industries

Weight of equipment [Ton]	Weight of oil [Ton]	Total weight [Ton]
85.4	35.8	138.8

하여 해상구조물의 대형화로 비용이 증가하게 된다. 또한 다년간의 전력 설비 고장 발생 통계를 고려하였을 때, 고장이 빈번하게 발생하고 있어 향후 고장 발생 시 장기간 발전중단과 유지보수 비용 증가 등 경제성 측면에서 상당히 불리하다.

기존의 연구들은 해상풍력 발전단지의 외부망 해저케이블의 무효전력 보상을 위한 분로리액터의 추가 설치와 설치 위치별 외부망 해저케이블 전송용량에 미치는 영향만을 비교하였으나, 본 논문에서는 400[MW]급 해상풍력 발전단지에 필수적으로 설치하는 해상변전소(Offshore Substation) 변압기(Transformer)의 직렬 리액턴스 성분이 상당히 큰 특성을 활용하여 고장빈도가 높은 분로리액터를 해상변전소에 추가로 설치하지 않고 외부망 해저케이블의 충전용량을 보상하는 방안을 제안하였다. 또한 이 외부망 해저케이블의 전압 레벨에 따른 송전 용량 및 회선 수 등을 검토하여 국내 400[MW]급 해상풍력 발전단지 연계를 위한 AC 공칭 전압을 선정하였다. 최종적으로 PSS/E(Power system simulator for engineering) DB 기반 사례연구를 통해 제안된 방법의 효과를 검토하였다.

Table 1 Operating offshore wind farms in Korea (over 10[MW] as of September 2021)

No.	Project	Operator	Capacity [MW]
1	Jeonbuk-seonam hae test site	Korea Offshore Wind Farm	60
2	Tamna(Jeju)	Korea Energy	30
3	Yeonggwang	Korea East West Power	34.5

Table 2 Capacity of export cables (154[kV], XLPE - 3 cores)

Type [mm]	Core	Continuous current capacity[A]	Capacity [MW]
1,000	3	679	163
800	3	660	158
500	3	567	136

2. 해상풍력 발전단지의 계통 연계 시스템

2.1 해상풍력 발전단지 접속 설비 구성

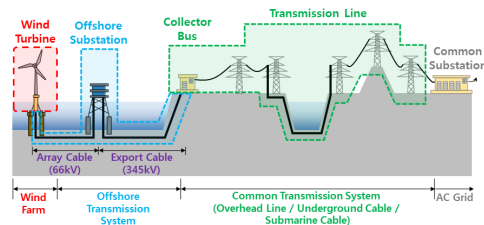


Fig. 1 Schematic diagram of the typical transmission system connecting from the offshore wind farm to the substation

해상풍력 발전단지의 계통 연계를 위한 접속설비는 Figure 1과 같이 구성된다. 해상변전소에서 공동접속 모선까지 연결은 외부망 해저케이블로 구성되며, 공동 접속모선에서 변전소까지의 공동접속선로는 가공송전선 또는 지중/해저 케이블로 구성될 수 있다.

Table 4는 역률 0.9일 때 345[kV] 급 해저케이블과 가공송전 선로의 송전용량을 나타낸다. 해저케이블의 송전용량은 LS전선에서 계산된 값으로 약 400[MW/회선]이고, 가공송전 선로의 송전용량은 한국전력공사의 내부 기준인 송전건설(가공)분야 현장교육교재(2018.6) 송전설비 규모별 용량 기준을 기반으로 계산된 값으로 약 3,000[MW/회선]이다. 가공송전 선로의 송전용량은 해저케이블의 송전용량에 비해 약 7.5배에 달한다.

Table 5는 기준 용량이 100[MVA]일 때 해저케이블과 가공송전 선로의 어드미턴스 값이다. 이 해저케이블의 어드미턴스 값은 LS전선에서 제공한 캐패시턴스 값을 기반으로 계산한 값으로 약 8.03[%/km]이고, 가공송전 선로의 어드미턴스 값은 한국전력공사 내부 기준인 [H-송변질차-0841] 계통해석 DB 구축 및 공개(붙임 6 : 송전선로 정수표)를 기반으로 계산된 값이다. 이와 같이 해저케이블의 어드미턴스는 가공송전선로에 비해 약 12.6배이다.

2.2 국내 해상풍력 발전단지 계통 연계

우리나라에서 풍황계측기 1기 설치를 통해 개발될

Table 4. Continuous current rating and power capacity(cosθ = 0.9) of 345[kV] transmission line

Installation	Type	Continuous current capacity [A]	Capacity [MW]
Submarine	XLPE 3C ×1200[mm ²]	740	400
Overhead transmission line	TACSR 480R[mm ²] ×4B	5,416	2,912

Table 5. Admittance parameters of 345[kV] transmission line (Voltampere base = 100[MVA])

Installation	Type	%Y [%/km]
Submarine	XLPE 3C×1200[mm ²]	8.03
Overhead transmission line	TACSR 480R[mm ²]×4B	0.6266



Fig. 2 Path diagram of the transmission system connecting each offshore wind farm to the substation with each line

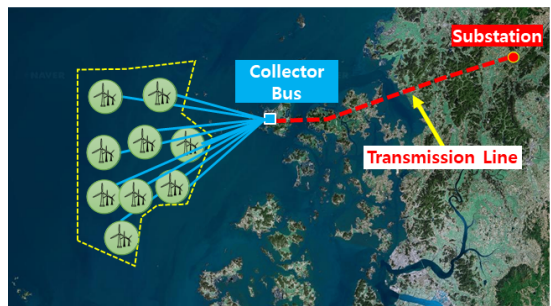


Fig. 3 Path diagram of the transmission system connecting each offshore wind farm to the substation through the collector bus

수 있는 용량을 계산하면 대략 400[MW] 정도가 된다. 따라서 최근 해상풍력 1개 발전단지는 약 400[MW] 규모로 계획되고 있으며, 지방자치단체가 주관하여 수 [GW] 급 대규모 단지로 개발하는 것이 특징이다.

그러나 Figure 2와 같이 각 발전 사업자별로 인근 변전소를 통해 계통에 개별 접속 시 국토의 난개발 및 접속설비 부족 등의 문제점과 건설비 증가 등의 경제성 측면에서도 단점이 많다. 이러한 문제점을 해결하기 위해 현재 우리나라 정부에서는 Figure 3과 같이 다수의 발전사업자가 공동접속모선(Collector Bus)과 공동접속선로로 구성된 공동접속설비의 비용을 공동으로 부담하는 방향으로 검토 연구를 수행하고 있다.

3. 해저케이블 송전 용량

3.1 송전전압 선정

일반적으로 동일 굵기의 케이블을 사용하는 경우 전송 가능한 송전 용량은 전압에 비례한다. 따라서 송

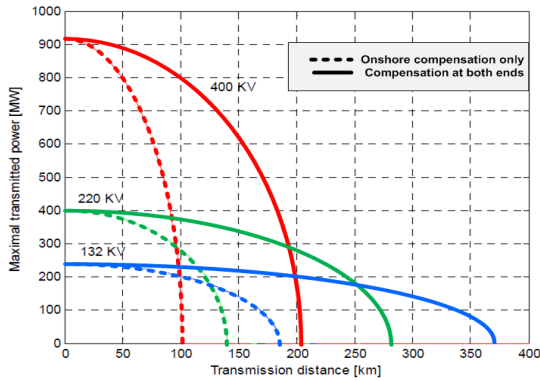


Fig. 4 Maximal transmitted power by transmission distance for each transmission voltage level

전전압을 높이는 경우 전송 가능한 송전 전력도 식 (1) 및 Figure 4와 같이 비례하여 증가하게 됨을 알 수 있다. 따라서 외부망 해저케이블 설치 회선 수도 약 1/2 ~ 2/3 정도 감소한다.

$$P_t(\text{송전 전력}) = \sqrt{3} VI\cos\phi \text{ [MW]} \quad (1)$$

Figure 4에서 400[kV] 케이블을 사용하는 경우 전력전송 능력이 대폭 향상되고, 외부망 해저케이블 포설 물량, 전력 손실 최소화로 CAPEX를 대폭 줄일 수 있을 것으로 예상된다.

Table 6의 임계거리(Critical distance)는 무효전력 보상을 육상, 해상 양단에서 하는 경우 케이블에서 발생하는 무효분 전류의 1/2이 케이블의 정격전류와 같게 되는 거리를 의미한다. 무효전력 보상을 육상에서만 하는 경우 임계거리가 약 1/2 감소한다.

현재 우리나라 전력계통의 송전망 공칭 전압은 송전 용량에 따라 765[kV], 345[kV], 154[kV] 3개 레벨로 사용되고 있고, 이는 경제성과 국토의 효율적 사용을 고려하여 선정된다. 수 [GW] 급 대규모 해상 풍력 발

Table 6 Cable characteristic parameters per voltage[4]

Voltage [kV]	Critical distance [km]	Cable characteristics		
		Capacitance [$\mu\text{F}/\text{km}$]	Rated current [A]	Square [mm^2]
132	370	0.23	1,055	1,000
220	281	0.18	1,055	1,000
400	202	0.18	1,323	1,000

전 단지의 계통연계를 위한 공용 접속 설비는 공동 접속 선로와 공동 접속 모선으로 구성되어 345[kV] 계통에 연계될 예정이다. 765[kV] 계통의 경우 송전용량은 가장 크지만 일부 지역에만 설치되어 있어 계통 연계가 어려움 있고, 전압이 높아 절연 등 기술적인 제약 사항이 많아 시장에 개발되어 있는 지중/해저 케이블이 없어 현실적으로 구축이 불가능하다. 따라서 전국에 여러 변전소가 설치되어 있어 연계 모선을 찾기 쉽고, 한국전력공사의 신재생발전기 송전계통 연계 조건인 Table 7을 고려하여 수 [GW] 급 해상 풍력 발전단지 계통연계도 가능한 345[kV] 계통이 적합하다.

또한 400[MW] 해상 풍력 발전 단지를 345[kV] 외부망 해저케이블을 사용하여 연계하는 경우 Table 8의 케이블 사양을 고려하였을 때, 1회선만으로도 연결할 수 있으므로 경제적인 관점에서 장점이 많을 것으로 예상된다. 만약 154[kV] 급 또는 유럽에서 주로 사용되고 있는 220[kV] 급을 사용하는 경우, 345[kV] 급 공용 접속 설비에 접속하기 위해 발전 사업자별로 육상에 345[kV] 승압용 변압기가 추가로 필요하게 된다. 그러므로 추가설비에 대한 구축 및 유지보수 비용이 많이 증가하게 될 것이다.

Table 7 Transmission capacity criteria per voltage[9]

Voltage [kV]	Transmission capacity criteria	Number of Lines and Routes
22.9	0 ~ 20[MW]	
154	20[MW] ~ 500[MW]	2 lines
	500[MW] ~ 1,000[MW]	2 lines 2 routes
345	500[MW] ~ 3,000[MW]	2 lines 1 route
	3,000[MW] ~	2 lines 2 routes
765	3,000[MW] ~	

Table 8 Continuous current capacity of each cable type per voltage[2]

Voltage [kV]	Cable Type	Continuous current capacity [A]	Capacity [MW]
154	XLPE 3C×500[mm ²]	580	139
	XLPE 1C×1200[mm ²]	760	182
345	XLPE 3C×1200[mm ²]	740	400

3.2 해저케이블 충전 전류에 의한 송전 용량 저감

해상풍력 발전단지의 해상변전소에서 육지 측 공동 접속 모선에 연결하는 외부망 해저케이블의 정격용량은 발전단지에서 생산되는 최대전력이 허용전류 이내가 되도록 설계해야 한다. 해저케이블 허용전류 계산은 지중케이블과 동일하며, IEC-60287(Electric cables - Calculation of the current rating)을 적용한다.

3.2.1 해저케이블의 허용전류 계산

케이블의 용량 계산 시 도체 손실 및 유전체 손실도 지중케이블과 동일하며, 해저케이블의 구조상 외장 부분에 의한 손실분을 추가로 고려해야 한다. 해저케이블 허용전류 계산식은 다음 식 (2)와 같다[2].

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d[0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)}} \quad (2)$$

- n 한 케이블 내 심선(도체) 수 (단심케이블=1)
- $\Delta\theta$ 도체 온도 상승분(= $\theta_c - \theta_a$) [°C]
- θ_c 상시 도체 최고허용온도 또는 운전온도 [°C]
- θ_a 주변 온도 [°C]
- R 교류 도체 저항 [Ω/m]
- λ_1 시스 손실률
- λ_2 외장 손실률
- W_d 유전체 손실 [W/m]
- T_1 절연체의 열저항 [K · m/W]
- T_2 시스와 외장 사이의 열저항 [K · m/W]
- T_3 방식층의 열저항 [K · m/W]
- T_4 케이블 표면에서 주변 온도까지 외부 열저항 [K · m/W]

3.2.2 케이블 허용전류의 유효분과 무효분

상기 식에 의해 구하는 해저케이블의 허용전류는 아래 식 (3)과 같이 유효분과 무효분의 벡터 합으로 구할 수 있다.

$$\text{허용전류}(I) = \sqrt{\text{유효분 전류}^2 + \text{무효분 전류}^2} \quad (3)$$

따라서 전류의 무효분을 줄일 수 있으면 더 큰 유효분 전류가 흐를 수 있다. 그러나 해저케이블의 경우는 가공 송전선로보다 캐패시턴스가 매우 커서 진상전

류(I_C)도 식 (4)와 같이 매우 크므로, 이를 상쇄 할 수 있는 지상전류(I_L)를 공급하는 분로리액터의 설치가 필수적이다. 또한 충전용량은 식 (5)와 같이 전압의 제곱에 비례하여 증가하고, Table 9와 같이 진상 무효분 손실이 많이 증가한다. Table 9는 500[MW]를 송전할 때, 케이블 길이와 전압 및 케이블 수에 따른 손실율 [%]를 나타낸다. 케이블 길이가 50, 100, 150[km] 인 경우까지는 400[kV] 1개 케이블 구성의 손실율이 가장 적고, 200[km]가 넘어가면, 220[kV] 2개 케이블 구성의 손실율이 가장 적다.

<충전 전류>

$$I_C[A] = \frac{2\pi f CV_L}{\sqrt{3}} [A/km] \times l[km] = \frac{\omega CV_L l}{\sqrt{3}} [A] \quad (4)$$

<충전 용량>

$$Q_C[Mvar] = \sqrt{3} \times V_L \times I_C \times l = WCV_L^2 \times l \quad (5)$$

Table 9 Power loss per cable length[4]

Cable length [km]	Power loss at 500[MW] [%]		
	132[kV]- 3 cable	220[kV]- 2 cable	400[kV]- 1 cable
50	2.78	1.63	1.14
100	4.77	3.07	2.54
150	7.53	5.05	4.98
200	11.09	7.76	17.59

4. 무효 전력 보상 설비 설치 위치

4.1 해저케이블 충전용량 보상을 분로리액터 위치 검토

대규모 해상풍력 발전단지의 경우 공동 접속 모선 까지 연계를 위해 해상변전소를 설치하게 된다. 해상변전소에서 육상 공동 접속 모선까지 외부망 해저케이블의 캐패시턴스 성분은 케이블 전 구간에서 분포되어 있으므로, 진상전류(I_C)는 전 구간에서 유입된다. 이를 보상하기 위한 지상전류(I_L)는 분로리액터의 설치 위치에 따라 Figure 5와 같이 유입되는 것을 알 수 있다. 해저케이블의 경우 분로리액터를 중간에 설치하는 것이 현실적으로 불가능하므로, Figure 5의 (2)와 같이 양단에서 보상해야 할 것이다. 따라서 국내 해상풍력 발전단지의 경우 아직 사례가 없으나, 유럽 등의 해상풍력 발전단지를 많이 운영하고 있는 국가들에서도 양단 보상을 채택하고 있다[5].

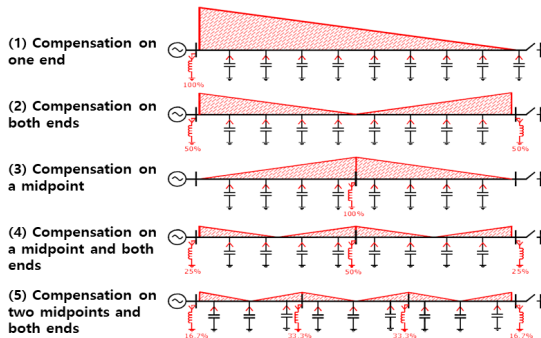


Fig. 5 Compensation methods of the charging current in accordance with the capacitance of cable system and the location of shunt reactors[4]

4.2 해상변전소 분로리액터 설치 검토

Figure 5의 (1)과 같이 해상변전소의 변압기가 휴전 중이거나 운전 불가 상태에서는 육상 공동 접속 모선의 분로리액터에 의해서만 외부망 해저케이블의 진상 전류(I_c)가 보상된다. Figure 5의 (2)와 같이 외부망 해저케이블의 충전용량을 편단에서 보상하는 것 보다 양단에서 보상하는 것이 해저케이블 허용전류 식(3) 측면에서 유리하다. 그러나 무효전력의 양단 보상을 위해 해상변전소에 무효전력 보상설비인 분로리액터를 설치하는 경우 앞의 Table 3과 같이 해상변전소의 중량이 많이 증가하고, 무엇보다도 분로리액터는 Figure 6과 같이 차단기 개폐 시 TRV(Transient recovery voltage) 등에 의한 개폐서지로 인해 고장 발생이 우려된다[6]. Figure 6의 (a)는 차단 성공 사례, (b)는 TRV 초기상승률이 절연 내력을 상회한 차단 실패 사례, (c)는 TRV 파고치가 절연 내력을 상회한 차단 실패 사례이다.

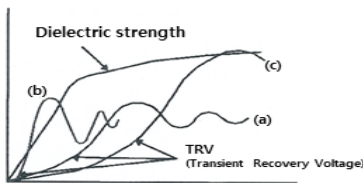


Fig. 6 TRV characteristics of circuit breaker and breaking failure

한국전력공사 내부 통계 자료에 따르면 분로리액터 관련 고장 빈도는 Table 10과 같다. 이와 같이 고장 발생 빈도가 높은 분로리액터를 해상변전소에 설치할

경우, 고장 발생 시 고장복구 기간이 늘어나는 것뿐만 아니라 고장 중 무효전력 손실 증가와 경부하 시 계통 접속점의 전압 상승의 우려가 있다. 따라서 무효전력 보상설비인 분로리액터는 육상 측에만 설치하는 것이 경제적이고 유지보수 측면에서 유리할 것으로 판단된다.

Table 10 Number of faults from 2009 to 2019[7]

Equipment	Number
Shunt reactor	17
Circuit breaker for shunt reactor	18
Total	35

4.3 해상변전소 변압기를 이용한 충전용량 양단 보상

해상변전소가 설치되는 경우 변압기의 리액턴스에 의한 지상분 무효전력으로 외부망 해저케이블의 진상분 무효전력을 보상할 수 있다. 또한 발전 용량이 크고, 역률이 낮을수록 해상변전소 변압기의 리액턴스로 인한 무효전력 보상량이 증가한다. 이 경우 양단 무효전력이 충분히 보상될 수 있으므로, 해상변전소에는 별도의 분로리액터를 설치하지 않아도 양단 보상의 효과를 가질 수 있다. 해상변전소의 변압기가 운전 불가능한 경우는 발전이 정지된 경우로 유효전력이 전송되지 않으므로 외부망 해저케이블의 허용전류에 영향이 없다.

5. 사례연구

본 논문에서는 해상풍력 발전단지 용량을 각 발전단지 당 200[MW]씩 2개소로 가정하여 XLPE 케이블을 사용하는 경우 충전 전류와 충전 용량을 계산하고, 이를 보상하기 위한 방안을 검토하였다. 사례연구를 위한 조건은 다음 Table 11과 같다.

Table 11 Parameters of the offshore wind farm

Parameter	Value	
Generated power in offshore wind farm [MW]	200×2	
Submarine cable	Type	XLPE
	Square [mm ²]	400
	Length [km]	36
Capacitance per distance [μ F/km]	0.1375	

Table 12 Reactive power compensation of the offshore substation in accordance with the generation

%	Generation			Q in offshore transformer [Mvar]		Cable charging capacity [Mvar]	Shunt Reactor [Mvar]	
	MVA		P [MW]	Power Factor (0.9)	Power Factor (0.95)		Power Factor (0.9)	Power Factor (0.95)
	Power Factor (0.9)	Power Factor (0.95)						
0%	0	0	0	0	0	-222.11	222.11	222.11
5%	11.11	10.53	10	4.84	3.30	-222.11	217.27	218.81
10%	22.22	21.05	20	9.68	6.57	-222.11	212.43	215.54
20%	44.44	42.11	40	19.36	13.16	-222.11	202.75	208.95
30%	66.67	63.16	60	29.07	19.73	-222.11	193.04	202.38
40%	88.89	84.21	80	38.75	26.29	-222.11	183.36	195.82
50%	111.11	105.26	100	48.43	32.86	-222.11	173.68	189.25
60%	133.33	126.32	120	58.11	39.46	-222.11	164	182.65
70%	155.56	147.37	140	67.82	46.02	-222.11	154.29	176.09
80%	177.78	168.42	160	77.50	52.59	-222.11	144.61	169.52
90%	200.00	189.47	180	87.18	59.15	-222.11	134.93	162.96
100%	222.22	210.53	200	96.86	65.75	-222.11	125.25	156.36

5.1 충전 전류 및 충전 용량 계산

위 Table 11의 조건을 식 (4), (5)에 대입하여 충전 전류와 충전 용량을 계산하면 다음 식 (6), (7)과 같이 계산된다. 따라서 이와 같이 200[MW] 발전단지의 외부망 해저케이블의 충전 전류로 인한 충전 용량이 약 222[Mvar]로 발전 전력의 대부분이 무효 전력 손실이 된다.

<충전 전류>

$$I_C[A] = \frac{\omega CV_L}{\sqrt{3}} \times l$$

$$= \frac{120\pi \times 0.1375 \times 10^{-6} \times 345 \times 10^3}{\sqrt{3}} \times 36$$

$$\cong 371.7[A]$$

<충전 용량>

$$Q_C[Mvar] = \sqrt{3} \times V_L \times I_C \times l = \omega CV_L^2 \times l$$

$$= \sqrt{3} \times 345[kV] \times 10.32[A/km] \times 36[km]$$

$$= 120\pi \times 0.1375 \times 10^{-6} \times (345 \times 10^3)^2 \times 36$$

$$\cong 222.11[Mvar]$$

5.2 해상변전소 변압기의 무효전력 보상용량 검토

Table 12은 위 Table 11 조건에서 발전량에 따라 해상변전소 변압기에 의한 무효전력 보상량을 계산한 데이터이다. 발전기가 100% 출력 상태이고 역률 0.9

일 때, 케이블에 의한 충전 용량 222.11[Mvar]은 해상 변전소 변압기의 무효전력 보상량 96.86[Mvar]과 분로 리액터의 무효전력 보상량 125.25[Mvar]의 합과 같다.

5.3 해상변전소 변압기의 무효전력 보상용량 검토

Table 12의 조건에서 해상풍력 발전 역률을 0.9로 가정하였을 때, 해상변전소의 변압기에 의한 역률 보상은 다음 Figure 7과 같다.

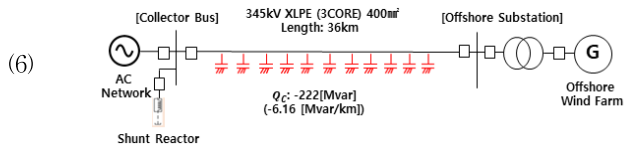


Fig. 7 Single line diagram for the case study

Figure 8는 발전량이 200[MW](100%)이고, 해상변전소가 없는 경우 케이블 캐패시턴스에 의한 무효전력 공급량을 나타낸다.

Figure 9는 발전량을 200[MW](100%)이고, 해상 변전소 변압기가 역률 0.9 유도성 부하로 지상 무효전력 보상과 공동 접속 모선의 분로리액터에 의한 양단 무효전력 보상을 하는 경우이다.

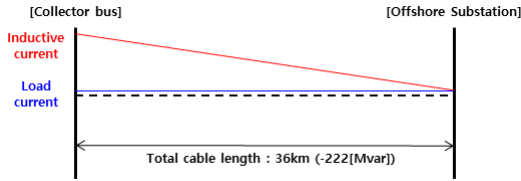


Fig. 8 Reactive power generated by the capacitance in the cable transmission system without any reactive power compensation

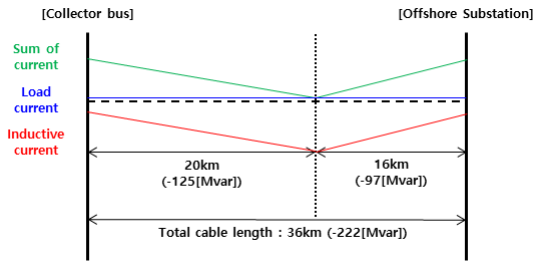


Fig. 9 Reactive power generated by the capacitance in the cable transmission system with a shunt reactor and the transformer in the offshore substation

5.4 PSS/E DB를 이용한 무효전력 보상용량 검토

해상풍력 발전단지 200[MW] 2개소의 연계 전압을 345[kV]로 승압하여 전력 조류 검토를 수행하였다. 345/66[kV] 변압기 사양 확보 및 변압기 역률 반영이 안 되어, 발전기의 정격 전압을 345[kV]로 승압하여 검토하였다. 해상케이블 데이터는 XLPE 400[mm] × 3(Core)로 설정하였고, 발전단지에서 공동 접속 모선까지 연결하였다. 공동 접속 모선에서 신정읍 변전소까지는 HTACSR / AW 480[mm] × 4B로 연결하여 검토하였다.

Figure 10은 케이스 1번으로 해상케이블로 연계하고, 양단에서 무효전력을 보상하지 않은 케이스이다. 각 케이블 당 공동 접속 모선으로 공급되는 무효전력이 약 276[Mvar]로 매우 크다.

Figure 11은 케이스 2번으로 공동 접속 모선에서만 분로리액터 444[Mvar]를 추가하여 무효전력을 보상하는 편단 보상 케이스이다. 각 케이블 당 공동 접속 모선으로 공급되는 무효전력이 약 259[Mvar]로 케이스 1번 보다는 조금 작지만 여전히 유효전력 보다 크다.

Figure 12은 케이스 3번으로 공동 접속 모선에서 분로리액터 444[Mvar]를 추가하고, 해상변전소의 변압

기를 이용하여 보상하는 케이스이다. 이 때, 변압기의 유도성 부하량은 #1호기에서 역률 0.9로 66[Mvar]를, #2호기에서 역률 0.95로 97[Mvar]을 보상하도록 반영하였다. 각 케이블 당 공동 접속 모선으로 공급되는 무효전력이 각각 187[Mvar]와 156[Mvar]로 케이스 1번 보다 각각 89[Mvar], 120[Mvar] 만큼 줄어든 것을 확인할 수 있다. 따라서 케이스 3번과 같이 해상 변전소의 변압기와 공동 접속 모선에서 분로리액터를 모두 이용하여 무효전력을 보상하는 방법이 가장 효율적인 보상 방안이 될 것이다.

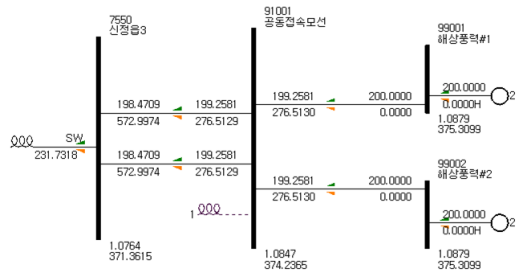


Fig. 10 Single line diagram without any reactive power compensation

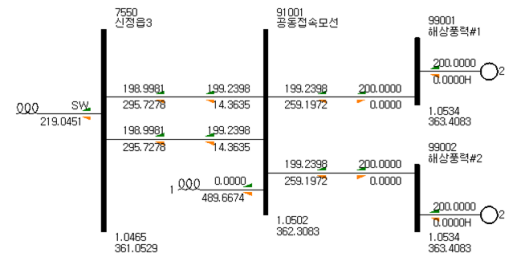


Fig. 11 Single line diagram with the shunt reactor

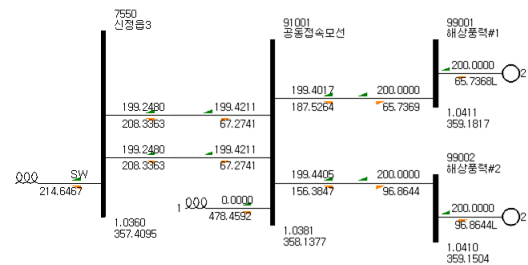


Fig. 12 Single line diagram with the shunt reactor and the transformer in the offshore substation

6. 결론

국내에서 해상풍력 발전단지의 계통 연계를 위해서는 한국전력공사의 신재생발전기 송전계통 연계기준[8]에 따라 검토되어야 한다. 본 논문에서는 대규모 해상풍력 발전단지의 전력을 공동 접속 설비를 통해 계통에 연계하기 위한 외부망 해저케이블 송전 시스템의 최적 전압 선정 및 케이블 충전 용량 보상 방안에 대해 검토하였다.

대규모 해상풍력사업은 특성상 막대한 자금을 투자하여 25년 이상 운영해야 하고, 이 기간에 투자비 회수와 적정이익을 얻어야 하므로 설비구성 시 유지보수와 고장 발생 확률 등 경제성과 안정성을 동시에 확보하여야 한다. 따라서 외부망 해저케이블의 송전전압을 높여 건설비용을 비용을 줄이고, 고장 발생 확률이 낮은 무효전력 보상설비를 설치하여 이용률을 높이는 것이 경제성 측면에서 적합하다.

본 논문에서는 외부망 해저케이블 송전 시스템의 전압에 따른 충전 용량을 검토하였고, 또한 외부망 해저케이블에 의한 충전 전류를 저감하기 위한 무효전력 보상 방안에 대해 검토하였다. 무효전력 보상설비의 설치 위치에 따른 보상을 방안을 검토하고, 최종적으로 해상변전소 변압기의 리액턴스 성분과 육상 공동 접속 모선의 분로리액터를 설치하는 방안을 제시하였다. 그리고 이를 PSS/E DB를 이용하여 추가로 검토를 수행하였다. 향후 345[kV] 가변형 분로리액터의 사양과 제어 전략에 관한 추가 연구가 수행되어야 할 것으로 예상된다.

후기

본 연구는 2020년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구입니다.(No.20203020020080)

참고문헌

- [1] BSEE(Bureau of Safety and Environmental Enforcement) in United States Department of Interior, 2014, Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance
- [2] KEPCO, 2013, Design guidance for the Internal and External Grid of the Offshore Wind Farm
- [3] HYOSUNG HEAVY INDUSTRIES, 345kV Variable Reactor Specification
- [4] T.Ackermann, 2005, Evaluation of Electrical Transmission Concept for Large Offshore Wind Farms
- [5] W. Wiechowski and P.borre Eriksen, 2008, Selected Studies on Offshore Wind Farm Cable Connections - Challenges and Experience of the Danish TSO (P2)
- [6] Kim, Jin-Hwan, 1999, A Study on the Effect of TRV and Fault Current to the Interrupting Ability of Circuit Breakers, Master's thesis, Hanyang University
- [7] KEPCO, 2013, Vocabulary for the Transmission and Distribution System, p.319
- [8] KEPCO, 2021, Renewable Energy Technical Connection Code for Transmission Level