

## 국내 동해지역 20 MW급 초대용량 풍력발전시스템 사전 경제성 분석

이준영\* · 최서윤\* · 육래형\*\* · 하광태\*\*\* · 정재호\*\*\*\*

### Preliminary Economic Analysis of 20 MW Super-Capacity Wind Turbine Generator in the East Sea of Korea

Jun-Young Lee\*, Seo-Yoon Choi\*, Rae-Hyoung Yuck\*\*, Kwang-Tae Ha\*\*\*  
and Jae-ho Jeong\*\*\*\*

*Key Words* : Offshore wind farm (해상풍력발전단지), Economic Analysis (경제성 분석), Annual Energy Production (연간 에너지 생산량), Levelized Cost of Energy (에너지균등화비용)

#### ABSTRACT

Renewable energy is emerging as a way for the government to carry out its 2030 carbon-neutral policy. In this regard, the demand for wind turbine generators for renewable energy is increasing. As a result of restrictions due to civil complaints, offshore wind power generators are actively being developed. At this time, offshore wind power generation has higher maintenance costs, material costs, and installation costs compared to onshore wind power generation. So, an economic evaluation that calculates imports and costs is an important task. The levelized cost of energy (LCOE) is an economic evaluation index used in the energy field. In this paper, based on AEP calculated by windpro, the LCOE calculated by the wind power cost estimation model published in the NREL Economic Analysis Report, installing one 15 MW unit and installing one 20 MW unit and seven units were reviewed and analyzed. As a result, AEP was calculated as 0.140(\$/Kwh) for the installation of a single 15 MW, 0.142(\$/Kwh) for the installation of a single 20 MW, and 0.119 (\$/Kwh) for the installation of a 20 MW farm. Therefore, it was confirmed that the installation of the single 20 MW was more economical than the installation of the single 15 MW and the installation of the 20 MW farm was most economical.

#### 기호설명

$A_{s_i}$  : 상류 터빈 i에 의한 shadow 영역 [m<sup>2</sup>]  
A : downstream 터빈의 회전영역 [m<sup>2</sup>]  
x : downstream 거리 [m]  
n : 하류 터빈의 상류 터빈 수  
k : 후류 감소 계수

$C_t$  : 추력계수 [-]  
 $V_w$  : Wake speed [m/s]  
 $V_f$  : Free wind speed [m/s]  
 $x_i$  : 하류 터빈과 상류 터빈 사이의 거리 [m]  
 $I_0$  : 주변 난류강도 [-]  
 $I_t$  : 난류강도 [-]

## 1. 서론

정부의 2030 탄소 중립 정책을 위한 방안으로 신재생 에너지의 필요성이 대두되고 있으며 최근 이와 관련하여 신재생 에너지를 활용한 풍력발전기의 수요가 늘어나고 있다. 육상 풍력발전기는 단지 조성을 위한 대지 확보가 어렵고 소음으로 인한 민원 문제 등으로 인한 제약이 많아 이 대안으로 해상풍력발전단지가 활발히 개발되고 있다. 해상은 육지보다 풍황이 좋고 상대적으로 대규모 풍력발전 단지를 구성할 수 있는 장점이 있다. 하지만 해상 풍력발전은 육상 풍력발전에 비해 기초지대대의 재료비 및 설치비용, 해상 접근성의 문제로 인하여 유지보수비용이 많이 든다. 또한 해상풍력은 육상풍력과 마찬가지로 입지 조건에 따라 풍황조건이 달라짐에 따라 연간 전력 생산량의 변화에 따른 수입(revenue)의 차이가 발생된다. 따라서 해상용 풍력발전기 대상으로 수입과 비용(Cost)에 대해 산정하는 경제성 평가가 중요하다.

이때 에너지 분야에서 경제성 평가를 수행할 때 활용되는 지수로서 에너지균등화비용(Levelized Cost of Energy)이 있다. 따라서 본 연구에서는 NREL 경제분석 보고서[1]에 발표된 풍력발전 비용 추정 모델을 바탕으로 세부적인 산출과정에 따른 산출 식[2]과 비교 및 검토하였으며, 산출결과를 6.1-MW Floating Offshore Wind Turbine 산출결과인 TCC, BOS, O&M의 비율을 비교하였다[3]. 최종적으로 가천대, 삼성중공업, 윈드놀러지가 공동으로 수행하는 20 MW 초대용량 풍력발전시스템 개발 타당성 분석 연구과제에서 도출한 20 MW (GCU20-297) 초대용량 풍력발전시스템[4]과 IEA 15MW 풍력발전기를 참고하여 설계한 15 MW (GCU15-260) 해상풍력발전 시스템[5]에 적용하여 15 MW 1기 설치 시, 20 MW 1기와 단지(7기) 설치 시 산출되는 LCOE를 계산 후 이를 비교, 검토하여 설계한 20MW급 초대용량 풍력발전시스템의 경제성을 분석하였다.

\* 가천대학교 기계공학과  
 \*\* 삼성중공업 대덕연구센터  
 \*\*\* 울산대학교 부유식풍력학과, 교수  
 \*\*\*\* 가천대학교 기계공학과, 교수 (교신저자)  
 E-mail : jaeho.jeong@gachon.ac.kr  
 DOI : <https://www.doi.org/10.33519/kwea.2022.13.4.005>  
 Received : August 16, 2022, Revised : November 11, 2022  
 Accepted : November 21, 2022

## 2. 해상풍력발전 LCOE

### 2.1 경제성 분석의 기본개념

에너지균등화비용(LCOE)은 풍력에너지의 경제성을 평가할 수 있는 지수이다. 이는 단위 에너지를 생산하는데 드는 비용을 의미하며 아래와 같이 표현할 수 있다.

$$LCOE = \frac{(FCR \times ICC)}{AEP_{net}} + AOE \quad (\$/KWh)$$

AEP<sub>net</sub> = Net annual energy production (MWh/yr)

LCOE = Levelized cost of energy (\$/KWh)

FCR = Fixed charge rate (1/yr)

ICC = Initial capital cost (\$)

AOE = Annual operating expenses

$$= \frac{BLC + (O\&M + LRC)}{AEP_{net}} \quad (\$)$$

BLC = Bottom lease cost (\$)

O&M = Levelized O&M cost (\$)

LRC = Levelized replacement cost (\$)

### 2.2 WINDPRO 활용 통해 가스전 AEP 산출

연간 에너지 생산(AEP)은 풍력 터빈이 1년 동안 생산하는 전기 에너지의 총량이며 LCOE 산출 시 핵심적인 변수이다. 여기서 AEP는 동해가스전의 풍황데이터를 활용하여 WINDPRO를 통해 산출하였다. WindPRO는 WAsP(Wind Atlas Analysis and Application Program)을 Solver로 사용하기 때문에 풍속 예측과 풍력발전량 해석방법이 WAsP와 동일하다. 덴마크 Risø 국립연구소에서 개발한 WAsP는 풍력자원분석 및 평가 프로그램으로서 과거 유럽 전역의 풍력자원지도를 작성하는데 이용되었다. 본 AEP를 예측하기 위해 기상 자료 및 지형자료를 기반으로 WindPRO를 이용하여 바람자원지도와 풍력발전단지 연간풍력발전량 예측을 수행하였다. 풍력발전단지 연간발전량 예측 시 N. O. Jensen (Risø/EMD, 2005) 후류모델을 사용하였으며 후류 감쇠상수의 값을 16방위별로 가정하였다. N.O. Jensen 후류모델은 그림 1과 방정식 (1)에 나타났다. [6, 7,8,9]

$$V_w = v_f \left\{ 1 - \sum_i^n (1 - \sqrt{1 - C_i}) \left( \frac{d}{d_\xi} \right)^2 \left( \frac{A_{s_i}}{A} \right) \right\} \quad (1)$$

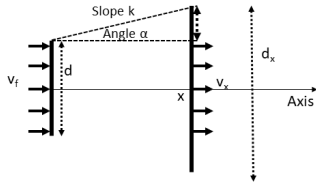


Fig. 1 N.O. Jensen wake model

측정된 풍황 데이터는 ERA5의 풍황을 활용하였다. 풍황의 불확실성을 과약하기 위해 풍력단지 발전량 예측에 대한 재해석 자료 ERA5의 현장적응[10]을 참고하였다. 여기서 현장적응이란 태양광에서 활용하는 풍황 데이터의 불확도를 줄이기 위해 단기간의 정밀한 지상기반 측정자료를 이용하여 장기간의 위성기반 모델자료가 갖는 편차 등 불확도 요인을 감소시키는 일련의 방법을 통칭하는 용어이다. 이때 풍력단지 발전량의 현장적응은 지형적 영향이 없는 해상 또는 해안에 위치한 풍력단지의 경우일 때 가장 높은 상관도를 보이므로 정확도가 가장 높다고 평가할 수 있다. 또한 위도 35.5도, 경도 130.0 위치에서 1979년부터 2021년 4월까지 1시간 간격으로 측정되었다. 측정 높이는 10m이며 10m에서의 평균속도는 7.27 m/s, 에너지 밀도는 413.7 W/m<sup>2</sup>이다. 이때 평균속도는 측정된 데이터만으로 이미 30년 이상의 데이터므로 따로 프로그램에서 제공해주는 장기 풍황 데이터와 비교하여 보정하지 않은 raw 측정값이다.

이를 초대용량 풍력발전시스템 15MW, 20MW의 풍력발전시스템 부유식의 경우 hub 높이인 160, 194m에서 174m, 208m로 보정 할 경우 평균속도는 각각 8.32, 8.42 m/s이고 에너지밀도는 608.7, 631.8 W/m<sup>2</sup>이다. 이에 대해서 표 1에 정리하였다. 각 높이별로 Wind Energy Rose 그래프를 그림 2에 정리하였다.

Table 1 예측높이에 따른 평균속도와 에너지 밀도

Predicted height [m]	Mean Speed [m/s]	Energy Density [W/m <sup>2</sup> ]
10	7.27	413.7
174 (15MW)	8.32	608.7
208 (20MW)	8.42	631.8

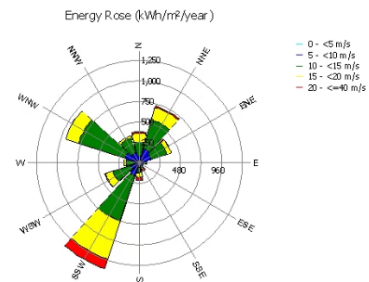
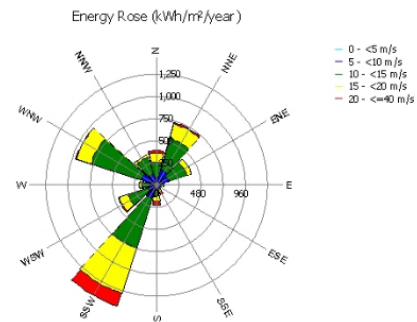
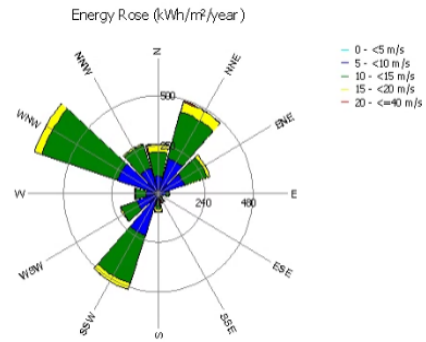


Fig. 2 The annual average energy density (a) At 10 m (b) At 174 m (c) At 208 m

난류 모델은 S.Frandsen(1999) 난류 모델을 이용하였다. 이 모델은 IEC 61400-1에 정의된 난류 모델이다. 이 모델의  $I_t$  (Turbulence Intensity)는 다음과 같은 방정식 (2)로 정의한다.

$$I_t = \sqrt{\frac{1}{\left(1.5 + 0.8 \frac{x}{\sqrt{C_t}}\right)^2} + I_0^2} \quad (2)$$

전체 난류는 후류 윈플 내부에서 일정하다고 가정한다. 이는 다음 방정식 (3)으로 설명된다.

$$\theta_w = \frac{1}{2} \left( \frac{180}{\pi} \circ \tan^{-1} \left( \frac{1}{x} \right) + 10^\circ \right) \quad (3)$$

AEP 산출을 위해 사용한 20 MW와 15 MW 형상 정보는 표 2와 3에 정리하였고 이에 따른 15 MW와 20 MW의 AEP 값, Wake Loss 값 및 Capacity Factor 값은 표4에 정리하였다. AEP는 불확실성을 고려하지 않는 전력생산 평가 결과 ( $P_{50}$ )이다. Capacity Factor 계산은 다음 계산식 (4)에 의해 산출되었으며 이는 이론적인 값이다. [11,12,13]

$$\text{Capacity Factor} = \frac{\text{Annual Energy Production}}{\text{Number of Turbines} \times \text{Power} \times 24 \times 365} \quad (4)$$

Table 2 20 MW Design variable definition

Design Parameters	Values
Rated power	20 [MW]
Design type class	IEC 61400-1 Edition 4 Wind class II B
Design life	30 [years]
Direction of rotation	Clockwise
No. of blade	3
Rotor diameter [m]	297 [m]
Hub diameter [m]	7 [m]
Hub height [m]	194 [m]
Cut-in, Cut-out [m/s]	3 ~ 25 [m/s]
Rated power wind Speed[m/s]	10.5 [m/s]
Rated rotational speed	7.07 [rpm]
Maximum Target Cp	0.48

고정 수수료를 (FCR)은 자본 비용, 부채 및 자본 수익률, 기타 다양한 고정 비용을 충당하는 데 필요한 초기 자본 비용의 달러당 연간 금액이다. 건설 자금 조달, 용자 수수료, 부채 및 자기자본 수익률, 감가상각비, 소득세, 재산세 및 보험을 포함한다. 현재 기본 모델의 경우 연간 11.58 %로 설정한다.

초기 자본 비용(ICC)은 터빈 시스템 비용과 스테이

Table 3 15 MW Design variable definition

Design Parameters	Values
Rated power	15 [MW]
Design type class	IEC 61400-1 Edition 4 Wind class II B
Design life	30 [years]
Direction of rotation	Clockwise
No. of blade	3
Rotor diameter [m]	260 [m]
Hub diameter [m]	6 [m]
Hub height [m]	160 [m]
Cut-in, Cut-out [m/s]	3 ~ 25 [m/s]
Rated power wind Speed[m/s]	10.5 [m/s]
Rated rotational speed	7.8 [rpm]
Maximum Target Cp	0.49

Table 4 AEP, Wake Loss, Capacity Factor

Rated Power	AEP (MWh/y)	Wake Loss (%)	Capacity Factor
15 MW (Single)	73,586.6	0	56
20 MW (Single)	116,305.7	0	66.38
20 MW (Seven)	773,822.9	3.4	63.1

션 비용을 합한 비용이다. 건설 금융이나 금융 수수료는 고정 수수료를 통해 별도로 계산하고 추가하기 때문에, 어느 비용에도 포함되지 않으며 포함하는 풍력발전 시스템의 부품 비용으로 Rotor, Drive train, nacelle, Control, safety system, and condition monitoring, Tower, Balance of station이 있다.

연간 운영 비용 (AOE)에는 육지 또는 해저 임대 비용, 평준화 O&M 비용 및 평준화 교체/정비 비용 (LRC)을 포함하며, 해양 임대 비용 (BLC)은 터빈 설치에 부과되는 해양임대 비용이다.

유지보수 (O&M) 비용에는 터빈유지 관리를 위한 인건비와 부품 및 공급품, 장비 및 시설 유지관리를 위한 부품 및 공급품, 관리 및 지원을 위한 인건비를 포함한다.

2.3 풍력발전시스템 구성요소 계산

LCOE를 산출하기 위해 NREL, Wind Turbine Design Cost and Scaling Model[1]에서 추정된 풍력 발전시스템 비용산출 식을 활용하였으며 이를 통해

TCC (Turbine Capital Cost), Bos (Bottom lease Cost), O&M and Lease의 비용을 산출하기 위한 계산 식은 다음 표 5에 정리하였다.

Table 5 Formula for 20 MW wind turbine components

Components		Cost formulas (\$)
Rotor	Blades	Baseline $[(0.4019 \times R^3 - 955.24) + 2.7445 R^{2.5025}] / (1-0.28)$
		Advanced $[(0.4019 \times R^3 - 21051) + 2.7445 R^{2.5025}] / (1-0.28)$
	Hub	Hub mass $\times 4.25$ $= (0.954 \times \text{single blade mass} + 5680.3) \times 4.25$ where single blade mass = $0.1452 \times R^{2.9153}$ for BL Single blade mass = $0.494 \times R^{2.53}$ for Advanced
	Pitch mechanisms & bearings	$2.28 \times (0.2106 \times D^{2.6578})$
	Spinner, Nose cone	Nose cone mass $\times 5.57$ $= (18.5 \times D - 520.5) \times 5.57$
Drive train, Nacelle	Low speed shaft	$0.01 \times D^{2.887}$
	Bearings	$2 \times \text{Bearing Mass} \times 17.6$ $= 2 \times (D \times 8/600 - 0.33) \times 0.0092 \times D^{2.5}$
	Gearbox	Three-Stage Drive $16.45 \times \text{Machine Rating}^{1.249}$
		Single-Stage $74.1 \times \text{Machine Rating}^{1.0}$
		Multi-Path $15.26 \times \text{Machine Rating}^{1.249}$
		Direct Drive 0
	Mechanical brake, HS coupling, etc	$1.9894 \times \text{Machine Rating} - 0.1141$
	Generator	Three-Stage Drive $65 \times \text{Machine Rating}$
		Single-Stage $54.73 \times \text{Machine Rating}$
		Multi-Path $48.03 \times \text{Machine Rating}$
		Direct Drive $219.33 \times \text{Machine Rating}$
	Variable speed electronics	$79 \times \text{Machine Rating}$
	Yaw drive & bearings	$2 \times (0.0339 \times D^{2.964})$
	Main frame	Three-Stage Drive $9.489 \times D^{1.953} + 0.125 \times (2.233 \times D^{1.953}) \times 8.7$
		Single-Stage $303.96 \times D^{1.067} + 0.125 \times (1.295 \times D^{1.953}) \times 8.7$
		Multi-Path $17.92 \times D^{1.672} + 0.125 \times (1.721 \times D^{1.953}) \times 8.7$
		Direct Drive $627.28 \times D^{0.85} + 0.125 \times (1.228 \times D^{1.953}) \times 8.7$
	Electrical connections	$40 \times \text{Machine Rating}$
	Hydraulic, cooling system	$12 \times \text{Machine Rating}$
	Nacelle Cover	$11.375 \times \text{Machine Rating} + 3849.7$
	Control, Safety system, Condition monitoring	35,000
	Tower	Tower mass $\times$ Material cost
Bottom Lease Cost	Offshore Support Structure	$300 \times \text{machine rating}$
	Offshore Transportation	machine rating $\times$ cost factor above
	Port and staging equipment	$20 \times \text{machine rating}$
	Offshore Turbine Installation	$100 \times \text{machine rating}$
	Offshore Permits, Engineering, and Site Assessment	$37 \times \text{machine rating}$
	Personnel Access Equipment	\$60,000 /turbine (regardless of turbine rating)
	Scour Protection	$55 \times \text{machine rating}$
	Offshore Warranty Premium	15.0% of turbine and tower cost
O&M and Lease	Offshore Levelized Replacement Cost	$17 \times \text{Machine Rating}$
	Offshore Bottom Lease Cost	$0.00108 \times \text{AEP}$
	Offshore O&M	Output (Gwh/y) = $365 \times 24 \times \text{Total Nameplate Capacity (MW)} / 1000 \times \text{capacity Factor (\%)}$ O&M Cost = Output $\times 0.02 \times 100000$

### 3. 해상풍력발전 LCOE 계산

#### 3.1 해상용 풍력발전시스템 설치 절차

해상풍력발전시스템의 설치 절차에 따라 비용산출 방식이 달라지므로 설치 절차는 NREL 경제분석 보고서[1]에서 산출한 방식대로 (1) 터빈 구성 부품들을 항구의 조립 장소로 운송 (2) 조립 장소에서 터빈을 조립 (3) 조립된 터빈을 설치 장소로 옮기는 과정으로 계산하였다.

#### 3.2 15 MW 풍력발전기 1기 설치 시 LCOE 계산

NREL 경제분석 보고서에 따라 산출된 LCOE는 0.140 (\$/Kwh)로 계산되었다. 이때 LCOE의 구성 요소들인 TCC (Turbine capital cost), BOS(Balance of station cost), O&M and Lease는 그림3에 도시하였다. 계산한 값의 비율은 NREL 2019 Cost of Wind Energy Review[2]의 Floating Offshore Reference Project using 6.1MW Turbines의 비용산출 결과인 TCC 약 20 %, BOS 약 40 %, O&M 약 30 %와 비교하였을 때 각 항목의 비율이 잘 일치하는 결과를 확인할 수 있었다.

#### 3.3 20 MW 풍력발전기 1기 설치 시 LCOE 계산

NREL 경제분석 보고서에 따라 산출된 LCOE는 0.142 (\$/Kwh)로 계산되었다. 이때 LCOE의 구성요소들인 TCC (Turbine capital cost), BOS(Balance of station cost), O&M and Lease는 그림4에 도시하였다. GCU 15 MW와 비교하였을 때 LCOE가 약 1.4 % 증

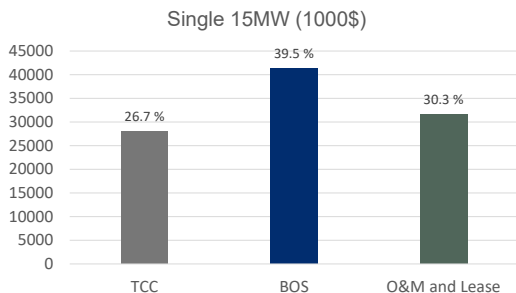


Fig. 3 single 15 MW Component ratio of LCOE

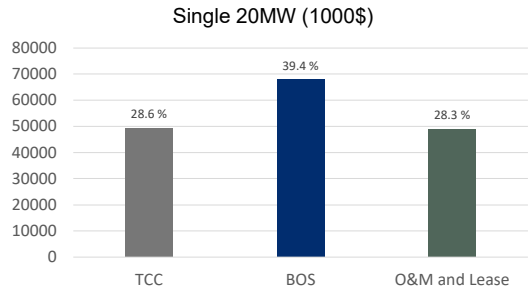


Fig. 4 single 20 MW Component ratio of LCOE

가하였다. 이는 TCC의 비율이 증가한 것에 기인한 것을 확인할 수 있다. TCC의 비용 중 가장 많은 부분은 블레이드이며, 이는 단위 MW의 블레이드 길이가 증가하여 블레이드의 재료인 Carbon fiber, Glass fiber가 GCU 15 MW 블레이드에 비해 많이 사용되었기 때문에 TCC의 비율이 증가하였다. 향후 블레이드의 최적화를 통해 중량을 감소시키기 위한 연구를 수행할 예정이며 블레이드 공력 및 구조 최적화를 통해 블레이드의 중량을 감소시켜 LCOE를 절감할 수 있다. BOS는 GCU 15 MW와 비교하였을 때 20 MW의 하부구조물 비용 및 풍력발전기 크기의 증가로 설치비가 증가하므로 BOS의 가격이 증가한 것을 확인할 수 있고, 대용량을 설치함에 따라 대형화가 되어 O&M의 가격도 증가한 것을 파악할 수 있다. 따라서 GCU 15 MW와 비교하였을 때 전체 비용 중 TCC의 비율이 증가하여 LCOE가 증가하였음을 확인하였다.

#### 3.4 20 MW 풍력발전기 단지(7기) 설치 시 LCOE 계산

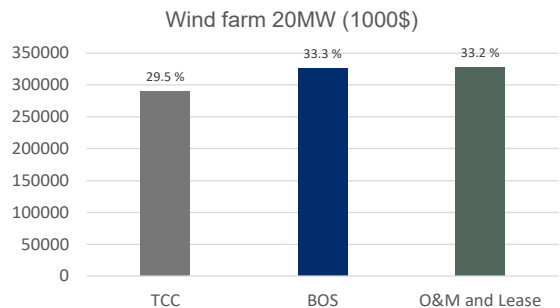


Fig. 5 Wind Farm 20 MW Component ratio of LCOE

20 MW 풍력발전 단지 설치 시 Grid Connection 하는 electrical interface와 Installation 하는 값에 관한 정확한 정보가 없어서 이에 관한 비용들은 공유하는 것으로 가정하였다. NREL 경제분석 보고서에 따라 산출된 LCOE는 0.119 (\$/Kwh)로 계산되었다. LCOE의 구성요소들인 TCC (Turbine capital cost), BOS (Balance of station cost), O&M and Lease는 그림5에 도시하였다. 이때 Grid Connection 하는 electrical interface와 Installation 비용을 공유하였으므로 20MW 1기 설치 시와 비교하였을 때 단지 구성 시 전체 비용 중 BOS의 비율이 줄어든 것을 확인할 수 있다. Wind Farm에서 중요한 항목인 O&M의 가격은 풍력발전기 한기 당 줄어듦을 확인하였다.

### 3.5 Kw당 Cost 비교

TCC, BOS, O&M의 모든 비용을 발전용량으로 나눈 값을 비교하였을 때 (1) 15 MW 1기 설치 시 3,394 \$/KW (2) 20MW 1기 설치 시 6,073 \$/KW (3) 20 MW 단지 (7기) 설치 시 4,570 \$/KW로 계산되었다. 15MW 1기와 20 MW 1기 설치 시 20 MW의 설치용량에 따른 비용이 약 1.79 배 늘어난 것을 확인하였는데 이는 풍력발전기의 크기가 커질수록 설치비용이 늘어남을 파악할 수 있고, 20 MW 1기 설치 시와 7기 설치 시를 비교하였을 때 설치용량에 따른 비용이 0.75 배 줄어든 것을 확인하였다. 이는 단지 설치 시 7기의 풍력발전시스템이 공유하는 비용으로 인해 설치용량에 따른 설치비용이 줄어듦을 확인하였다.

## 4. 결론

본 연구는 NREL 경제분석 보고서를 활용하여 이를 해상풍력발전시스템에 적용하여 그 결과를 분석한 학술적 검토연구이며, 실제 사업의 타당성과 무관하다. 본 연구를 통하여 수행된 연구내용을 요약하였으며, 이는 다음과 같다.

- (1) 15MW 1기 설치 시 LCOE는 0.140 (\$/Kwh)로 계산되었으며 20M 1기 설치 시 LCOE는 0.142 (\$/Kwh)로 계산되어 약 1.4 % 증가하는 것을 확인하였다. 이는 TCC의 가장 많은 부분인 블레이드의 장대화로 Carbon fiber, Glass fiber가 15 MW에 비해 많이 사용되어 TCC의 비율이 증가한 결과이다. 이는 향후 블레이드 공력 및

구조 최적화를 통해 블레이드의 중량을 약 20 % 감소시킬 수 있다. 이때 LCOE를 0.140 (\$/Kwh)에서 0.138 (\$/Kwh)까지 약 1.4 % 절감이 가능하다. 따라서 20 MW 1기 설치하는 15 MW 1기 설치와 비교하였을 때 LCOE 관점에서 20 MW 초대용량 풍력발전시스템의 타당성이 있음을 확인하였다.

- (2) 20 MW 풍력발전 단지(7기) 설치 시 LCOE는 0.119 (\$/Kwh)로 계산되었다. 이는 20MW 1기 설치 시LCOE가 0.142 (\$/Kwh)로 계산된 결과와 비교하였을 때 약 16.2 % 절감을 확인하였다. 이는 Grid Connection 하는 electrical interface와 Installation 비용을 공유하였으므로 이에 따라 전체 Cost에서 BOS의 비율이 1기 설치 시와 비교하였을 때 저감되어 도출된 결과이며, 단지 설치 시 LCOE 측면에서 타당성이 있음을 확인하였다.

## 후기

본 연구는 2022년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제(No. 20223030020070)입니다.

본 연구는 2020년도 미래창조과학부의 재원으로 한국연구재단(NRF)을 지원을 받아 수행한 연구 과제(No. 2020R1G1A1099560)입니다.

본 연구는 2022년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제(No. 20224000000140)입니다.

## 참고문헌

- [1] L. Fingersh, M. Hand, and, A. Laxon, December 2006, "Wind Turbine Design Cost and Scaling Model", Technical report NREL/TP500-40566
- [2] Chung T. Y., Moon S. J. and, Rim C. W., "A Study on the Estimation Model of Cost of Energy for Wind Turbines", New & Renewable Energy. 12 Vol. 8, No. 4, PP. 3-12
- [3] Tyler Stehly, Philipp Beiter, and, Patrick Duffy 2020, "2019 Cost of Wind Energy Review", NREL, Technical report NREL/TP-5000-78471

- [4] Park S. C., Choi S. Y., Yuck R. H., Ha K. T. and Jeong J. H., 2022, "Integrated Load Analysis of 20MW Super-Capacity Wind Turbine Generator System", Korean Wind Energy Association 2022 Spring Conference, Jeju Island, Korea
- [5] Lee J. Y., Choi S. Y., Yuck R. H., Ha K. T. and Jeong J. H., 2022, "Aerodynamic Blade Design of 20MW Super-Capacity Wind Turbine Generator System with PROPID Code", Korean Wind Energy Association 2022 Spring Conference, Jeju Island, Korea
- [6] Kim H. K. and Chanan Singh, "Three dimensional clustering in wind farms with storage for reliability analysis", June 2013, DOI : 10.1109/PTC.2013.6652253
- [7] Riso National Laboratory, Roskilde , Denmark, European, Wind Atlas, The Commission of the European Communities Directorate- General for Science, Research and Development, 1989
- [8] EMD, WindPRO Ver 2.8 Manual, <https://www.emd.dk>, 2013
- [9] Riso National Laboratory, WAsP 9 help facility, Modelling with WAsP, 2007
- [10] Kim J. Y., Hwang S. J., Kim H. G., Park C. Y. and Jeong J. Y., "Site Adaptation of the Reanalysis Data ERA5 on the Power Prediction of Wind Farms", Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 42, No. 4, PP. 79-91
- [11] I. Relnwardt, N. Gerke, P. Dalhoff, D. Steudel, W. Moser, "Validation of wind turbine wake models with focus on the dynamic wake meandering model", The Science of Making Torque from Wind, 2018
- [12] X. Zhang and W. Wang, "Wind farm and wake effect modeling for simulation of a studied power system," IEEE Power Systems Conference and Exposition (PSCE), pp. 1-6, Mar. 2009.
- [13] Wind farm wake effect model in The Wind Atlas Analysis and Application Program [Online]. Available: <http://www.riso.dk/vea/storpark/presentations/WAsP8%20Wake-effect%20model.pdf>