

지형복잡도에 따른 국내 육상풍력발전단지의 LCOE와 그 구성요소에 대한 상관도 분석

이건우¹ · 양경부² · 고경남^{3*}

¹제주대학교 대학원 풍력특성화협동과정, 박사과정

²블루이코노미전략연구원, 연구위원

³제주대학교 전기에너지공학과, 교수

Correlation Analysis for LCOE and Cost Components with Terrain Complexity for Korean Onshore Wind Farms

Lee Keonwoo¹ · Yang Kyoungboo² · Ko Kyungnam^{3*}

¹Ph. D. Candidate, Multidisciplinary Graduate School Program for Wind Energy, Graduate School, Jeju National University

²Chief Researcher, Blue Economy Strategy Institute

³Professor, Department of Electrical and Energy Engineering, Jeju National University

*Corresponding author: gncor2@jejunu.ac.kr

Abstract

A study on the relationship between levelized cost of energy (LCOE), its components, and terrain complexity was conducted for Korean onshore wind farms. The 22 wind farms are selected for this study. The actual capital expenditures (CapExs) and operational expenditures (OpExs) of the wind farms are collected from the Data Analysis Retrieval Transfer (DART) system of the Korean Financial Supervisory Service. The capacity factors (CFs) of the wind farms are estimated using the dataset of system marginal price (SMP), renewable energy certificate (REC), and capacities of wind farms. To evaluate terrain complexity, the ruggedness index (RIX) is calculated using the installed wind turbine locations of analyzed onshore wind farms and the numerical terrain contour data. The average RIX is 25.53% that corresponds to mountainous terrain. The correlation analysis is performed to determine the relationship between CF, CapEx, and OpEx in accordance with RIX. The LCOE is calculated from the actual expenditures and estimated CFs. Consequently, the average LCOE is estimated to be 141.04 USD/MWh. The correlation analysis reveals no relationship between LCOE, its components, and RIX.

Keywords: 풍력에너지(Wind energy), 균등화 발전비용(LCOE), 복잡도 지수(RIX), 육상 풍력(Onshore wind energy), 상관분석(Correlation analysis)

1. 서론

2022년 말 기준 국내 풍력발전 설비의 전체 누적 설치용량과 육상풍력발전의 설치용량은 각각 약 1.80 GW와 1.66 GW이고 2022년 말까지 발전사업허가를 획득한 육상풍력발



Journal of the Korean Solar Energy Society
Vol.44, No.2, pp.27-36, April 2024
<https://doi.org/10.7836/kjes.2024.44.2.027>

pISSN: 1598-6411

eISSN: 2508-3562

Received: 20 January 2024

Revised: 9 February 2024

Accepted: 22 February 2024

Copyright © Korean Solar Energy Society

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution NonCommercial License which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

전단지 수와 설비용량은 각각 231개소와 약 10.5 GW이다^{1,2)}. 전 세계 육상풍력발전의 누적 설비용량은 2010년 178 GW에서 2022년 837 GW로 659 GW 증가하였다³⁾. 또한 2023년부터 2027년까지 전 세계의 풍력발전 설비용량은 680 GW가 추가될 것으로 보이며 이 중 550 GW는 육상풍력발전이 담당할 것으로 예측되고 있다⁴⁾. 이러한 통계는 한국뿐만 아니라 세계적으로 신규 풍력발전 사업 수요가 증대하고 있음을 보여준다.

풍력발전단지의 설치 수요의 증대는 사업성 분석을 중요하게 만들었으며 이러한 사업성 분석은 순현재가치(Net present value, NPV), 내부수익률(Internal rate of return, IRR), 회수기간(Payback period), 비용-편익비율(Benefit-Cost Ratio, BCR) 그리고 균등화발전원가(Levelized cost of energy, LCOE) 등 다양한 기법에 의해 분석된다. 2022년부터 풍력사업에 대한 고정가격계약 경쟁입찰제도가 본격적으로 도입됨에 따라 사업성 분석에서 풍력발전단지의 수익 분석을 위하여 발전 수익인 계통한계가격(System marginal price, SMP)과 신재생 에너지 공급인증서(Renewable energy certificate, REC)의 적정 수준을 분석하는 것이 중요해졌다.

SMP와 REC의 적정 수준을 분석하기 위해서는 발전단지의 발전원가인 LCOE를 추정해야 한다. 국내 육상 풍력발전단지의 LCOE에 대한 선행 연구는 다음과 같이 수행되었다. 먼저, 재무적 가정을 이용하여 풍력발전 단지의 운영비용(Operational expenditure, OpEx)을 총공사비(Capital expenditure, CapEx)의 일정 비율로 가정하여 분석한 연구⁵⁾와 이에 대한 보완 연구로 실제 OpEx를 추정하는 연구⁶⁾가 수행되었다. 실제 OpEx를 활용한 LCOE 추정의 후속 연구로 사회적 할인율의 LCOE에 대한 영향 연구⁷⁾가 수행되었다. 또 다른 연구⁸⁾에서는 국산과 외국산 풍력발전기를 설치한 육상풍력발전단지들의 실제 CapEx와 OpEx를 추정하고 이를 활용하여 LCOE를 추정하였다. 발전원가 추정 연구 외에 기계학습법을 활용한 계통한계가격의 추세 예측에 관한 연구⁹⁾와 주요국의 육상풍력 CapEx 비교 분석을 수행한 연구¹⁰⁾가 있었다.

발전원가의 구성요소는 CapEx, OpEx, 풍력발전단지의 연간발전량(Annual energy production, AEP)과 이용률(Capacity factor, CF)이고 이들은 풍력발전단지의 입지 조건에 영향을 받는 주요 요소들로 알려져 있다. 이들 중 CapEx, OpEx와 LCOE에 대한 추정 연구가 주로 수행되고 있으며 이들에 영향을 미치는 요소들에 연구는 거의 이루어지지 않았다. 따라서 본 연구에서는 지형조건 중 하나인 지형복잡도(Terrain complexity)와 발전원가의 구성요소들 간의 상관성을 분석하고자 한다. 먼저 상관성 분석을 위하여 발전원가의 요소인 CapEx와 OpEx는 금융감독원 시스템의 감사보고서¹¹⁾에서 수집하고 감사보고서의 매출정보와 연평균 SMP, REC 자료를 이용하여 각 풍력발전단지의 AEP와 CF를 추정한다. 그리고 추정된 정보를 이용하여 각 풍력발전단지의 LCOE를 계산한다. 그리고 각 풍력발전단지의 위치정보를 활용하여 지형복잡도를 수치적으로 나타내는 지형 복잡도 지수(Ruggedness index, RIX)를 산출하고 지형복잡도와 LCOE 구성요소 간의 상관성을 분석하였다.

2. 연구방법

Fig. 1은 연구방법을 보여주는 순서도이다. LCOE의 계산은 그림의 좌측의 순서로 이루어지며 RIX 계산과 상관분석은 그림의 우측의 순서로 진행된다. LCOE 계산을 위한 절차는 다음과 같다. 첫째, 육상풍력발전단지

의 실제 CapEx, OpEx 그리고 AEP를 추정하기 위하여 금융감독원 시스템의 감사보고서 데이터를 이용하고 CapEx, OpEx 그리고 매출액을 산정한다. 둘째, 국내의 연평균 SMP와 REC 데이터를 수집하고 육상풍력발전 단지의 전력판매가격에 해당하는 SMP + 1REC의 가격을 이용하여 AEP를 산정하고 육상풍력발전단지의 LCOE를 추정한다. 셋째, 육상풍력단지 위치의 RIX를 계산하고 LCOE, 그 구성요소와 RIX 간의 상관분석을 수행한다.

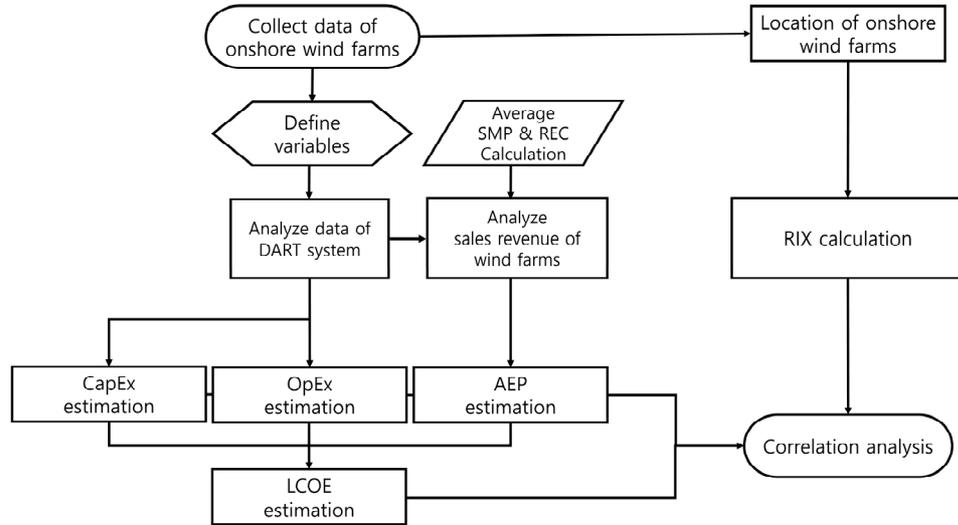


Fig. 1 Flowchart of research method

2.1 LCOE

LCOE 추정을 위한 계산식은 선행 연구^{7,8)}에서 사용한 식을 활용하였다. LCOE는 CapEx와 OpEx의 합을 각 각 연간발전량의 합으로 나눈 값으로 구성되고 그 식은 다음과 같다.

$$LCOE \text{ (USD/MWh)} = \frac{CapEx}{\sum_{i=1}^L \frac{AEP(i)}{(1+r)^i}} + \frac{\sum_{i=1}^L \frac{OpEx(i)}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^L \frac{AEP(i)}{(1+r)^i}} \quad (1)$$

여기서, $OpEx(i)$ 는 i 년의 OpEx이고, $AEP(i)$ 는 i 년의 AEP, r 은 할인율(Discount rate), L 은 풍력발전단지의 운영수명(Life of project)이다.

2.2 지형 복잡도 지수(RIX)

Fig. 2는 선정된 풍력발전단지 위치의 RIX 값 중 일부와 그 지형을 나타낸다. RIX는 특정 위치로부터 반경

3.5 km 지형에 대하여 일정 구간 간격으로 선을 그어 지형 경사도가 0.3을 초과하는 선의 비율을 수치적으로 나타낸다²⁾. RIX는 “0%”, “~10%” 그리고 “10% ~ 50%거나 그 이상”으로 크게 3가지 범주로 나눌 수 있고 이들은 각각 “평탄과 언덕 지형(Flat and hilly)”, “좀 더 복잡한 지형(More complex)” 그리고 “산악지형(Mountainous)”으로 정의¹³⁾된다. 풍력발전단지를 대표하는 RIX값을 도출하기 위하여 설치된 풍력발전기 위치의 RIX를 산출하고 이들을 평균화하였다. 분석에 사용된 육상풍력발전단지의 풍력발전기 위치정보를 활용하여 각 풍력발전단지의 등고선 데이터를 수집하고 이로부터 대푯값인 평균 RIX를 산출하였다.

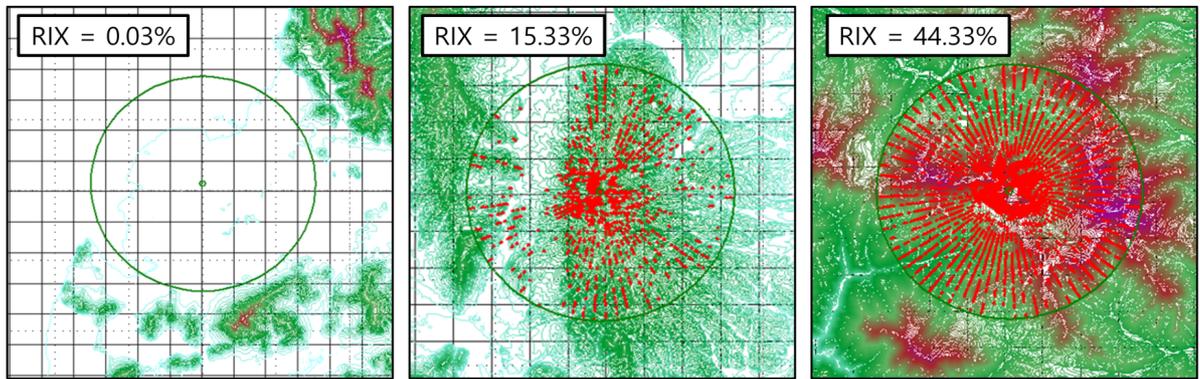


Fig. 2 Examples of different average RIX values

2.3 분석대상 선정

Table 1은 분석을 위하여 선정된 육상풍력발전단지의 CapEx, OpEx, 평균 운영기간, 설비용량(Capacity) 그리고 풍력발전기의 기수를 나타낸다. CapEx와 OpEx는 선행 연구에서 제안된 방법으로 감사보고서의 회계자료로부터 도출되었다⁸⁾. 총 22개소의 육상풍력발전단지의 343기의 풍력발전기가 선정되었으며 이들 중 제주에 위치한 발전단지는 2개소이다. 육상풍력발전단지들의 1 kW 당 CapEx와 OpEx의 평균(Mean)은 각각 2,503.65 USD/kW와 73.11 USD/kW이다. 선정된 풍력발전단지의 설비용량의 최대(Max)와 최소(Min)는 각각 98 MW와 14 MW이며 이들의 총 설비용량은 730.05 MW이다. 선정된 풍력발전단지 운영기간의 최대, 최소, 평균은 각각 16년, 2년, 7.41년이다.

Table 1 CapExs, OpExs, operation periods, capacity and No. of wind turbines of analyzed wind farms

Items	No. of data	Mean	SD	Min	Max	Sum
CapEx [USD/kW]	22	2,503.65	502.91	1,712.15	3,654.70	-
OpEx [USD/kW]	143	73.11	31.38	23.57	200.44	-
Operation periods [years]	22	7.41	3.54	2.00	16.00	-
Capacity [MW]	22	39.04	25.70	14.00	98.00	730.05
No. of wind turbines [unit]	343	-	-	-	-	-

Fig. 3은 선정된 22개 풍력발전단지의 위치, 발전단지의 설비용량 그리고 풍력발전기들(WTGs) 위치에서의 평균 RIX와 평균 해발고도를 보여준다. 이 연구에서 평탄지형에 해당하는 0%의 RIX 값은 거의 없었으므로 1% 미만의 RIX 값을 가지면 평탄과 언덕 지형으로 간주하였다. 분석된 각각의 풍력발전단지의 RIX를 대표하는 평균값은 평탄지형에 해당하는 0.03%부터 산악지형에 해당하는 45.55%까지 다양하게 나타났으며 이들의 평균은 25.53%이다. 분석된 22개의 발전단지 중 16개소가 산악지형 범주에 해당하였고, 이는 국내 육상풍력발전단지의 입지조건이 평균적으로 산악지형임을 보여준다.

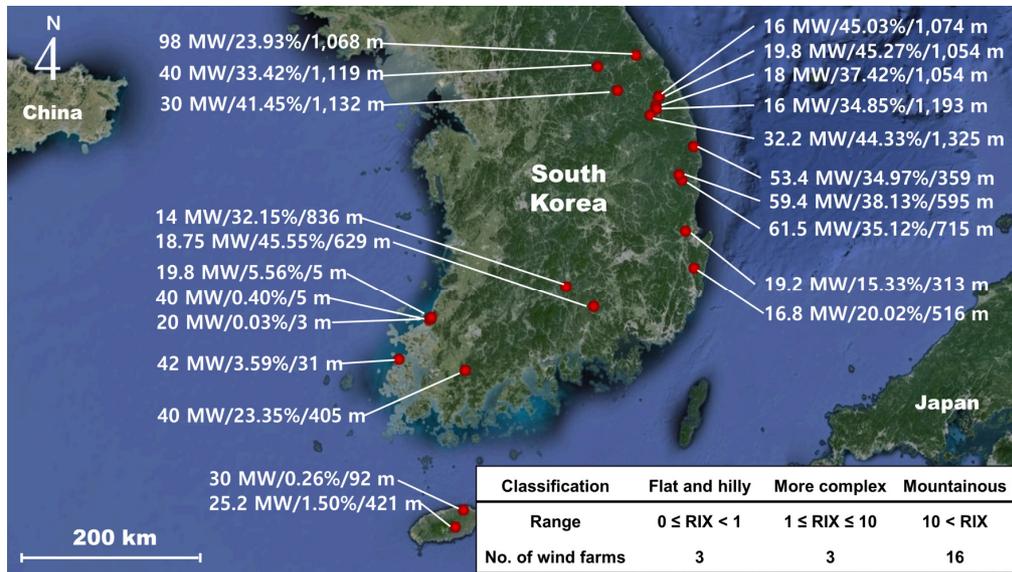


Fig. 3 Locations of onshore wind farms and values of total capacity, average RIX and average elevation of WTGs

2.4 전력판매가격

LCOE 계산에 필요한 풍력발전단지의 AEP와 CF를 계산하기 위해서는 감사보고서의 매출정보와 전력판매가격인 SMP, REC 데이터가 필요하며 풍력발전단지의 매출액은 AEP와 전력판매가격의 곱으로 계산된다. 또한 분석된 풍력발전단지들의 운영기간이 최소 2년에서 최대 16년이므로 20년에 해당되는 AEP를 도출할 수 없었다. 따라서 AEP의 대푯값으로 평균을 사용하여 LCOE를 계산하였다. 또한 DART의 감사보고서로부터 매년의 매출정보를 이용하였고, SMP와 REC는 한국전력거래소의 월별, 연도별 자료를 활용하였다.

본 연구에서는 LCOE 계산을 위한 각 풍력발전단지의 실제 평균 AEP 추정에 SMP + 1REC를 이용하였고 여기서 1REC는 가중치 1의 REC를 나타낸다. 2012년부터 2022년의 육지와 제주 SMP와 REC 데이터^{1,2)}에 연도별 평균 원달러 환율을 적용하여 분석에 사용하였다. 전력판매가격은 SMP와 REC 그리고 REC 가중치로 산정되며, 2021년 개정 전까지 REC 가중치는 1.0¹⁴⁾이었으므로 본 연구에서는 1.0의 가중치를 사용하였다. 육지 SMP + 1REC의 최대, 최소 그리고 평균은 각각 283.65 USD/MWh, 102.19 USD/MWh 그리고 178.97 USD/MWh이고 제주는 각각 342.68 USD/MWh, 110.96 USD/MWh 그리고 207.54 USD/MWh이다.

3. 분석결과

수집된 LCOE 구성요소 데이터와 RIX 간의 관계를 분석하기 위하여 상관분석을 진행하였으며 상관계수는 다음과 같이 5단계로 해석할 수 있다^{15,16}. Table 2는 상관계수와 그에 해당하는 상관관계를 보여주며 상관계수 ($\rho_{x,y}$)는 아래의 식(2)에 의해 산출된다¹⁷.

Table 2 The degree of correlation and interpretation

Correlation	Few	Low	Medium	High	Very high
Value	Less 0.2	0.2 ~ 0.4	0.4 ~ 0.7	0.7 ~ 0.9	0.9 ~ 1.0
Interpretation	No relation	Small	Acceptable	Special	Strong

$$\rho_{x,y} = \frac{\sum_{j=1}^m (x_j - \bar{x})(y_j - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{j=1}^m (x_j - \bar{x})^2 \sum_{j=1}^m (y_j - \bar{y})^2}} \quad (2)$$

여기서, 변수 x 와 y 는 각각 m 개의 수이다. x_j 와 y_j 는 x 와 y 의 j 번째 변수이고 \bar{x} 와 \bar{y} 는 x 와 y 의 평균이다. 상관도 분석을 위하여 95% 신뢰수준 하에서 상관성 검정을 실시하였다. 귀무가설은 “상관계수는 0이다.”이고 유의확률(P-value)이 유의수준(Significant level)인 0.05 이하이면 귀무가설을 기각하여 상관성이 있는 것으로 판별하였다. 상관도 분석 시, 상관관계가 있는 경우에 한하여 추세 분석을 실시하였고 상관관계가 없는 경우의 추세선은 의미가 없는 것으로 간주하였다.

3.1 이용률과 RIX 간의 상관분석

Fig. 4는 평균 CF, 평균 RIX 그리고 정격출력(Rated power) 간의 상관관계를 보여준다. CF는 2.4절의 전력 판매가격과 DART 감사보고서의 매출액 정보를 이용하여 평균 AEP를 산출한 후 발전단지의 설비용량을 이용하여 계산하였다. CF의 최대, 최소, 평균은 각각 35.9%, 15.97%, 23.45%이다. Fig. 4의 (a)를 보면 선정된 풍력 발전단지의 CF와 RIX의 유의확률은 0.7219로 귀무가설이 채택되어 상관성이 없는 것으로 나타났다. CF는 풍속 외에 풍력발전기의 정격용량, 출력곡선, 풍력발전기의 고장 등 여러 요인에 의해 결정되고 그 중 풍속은 지형의 영향을 많이 받는 것으로 알려져 있다. 하지만 분석결과, CF는 RIX와 상관관계를 보이지 않았다. 이는 CF가 국부적인 지형조건 보다 연간 풍향과 같은 전역적인 기후 변화에 민감하고, 더욱이 power boosting등의 풍력발전기 시스템에 대한 최신기술에 연관하기 때문인 것으로 생각된다. Fig. 4의 (b)는 이를 간접적으로 보여준다. 최신 풍력발전기 시스템은 대형화되어 정격출력이 높아지고 있다. 평균 CF와 정격출력의 유의확률은 0.0241로 귀무가설이 기각되었고 이는 상관관계가 있음을 나타낸다. 또한 이들의 추세선은 양의 추세를 보이고 있고 이는 풍력발전기가 최신화되어 정격출력이 높아질수록 평균 CF 또한 높아지고 있음을 보여준다.

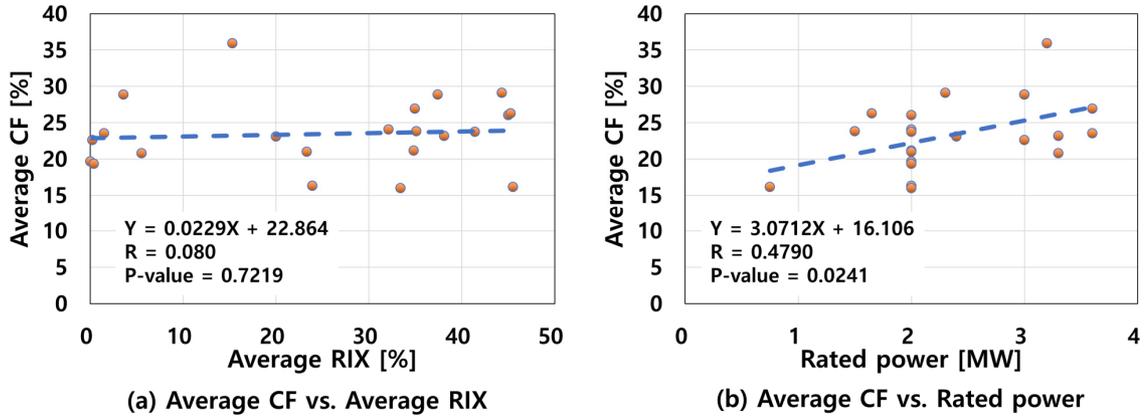


Fig. 4 Correlation between average CF, average RIX and rated power

3.2 총공사비, 연간운영비와 RIX 간의 상관분석

Fig. 5는 CapEx와 평균 OpEx 그리고 평균 RIX 간의 상관분석 결과를 나타낸다. 2022년 상반기 건설공사 표준시장단가 보고서¹⁸⁾에 따르면 도로개설이 불가능한 산악지역에서 노무비가 최대 50%까지 할증된다. 또한 산악지형으로 갈수록 암반의 비율이 높아지므로 평탄지형보다 공사비가 증가하게 된다. 하지만 (a)의 상관분석 결과, CapEx와 평균 RIX의 유의확률은 0.8278로 귀무가설이 채택되어 상관관계가 없는 것으로 나타났다. CapEx에서 가장 큰 비중을 차지하는 요소는 풍력발전기의 가격으로 CapEx의 약 70%를 차지한다⁶⁾. 풍력발전기의 가격은 지형적 조건보다는 원자재의 가격, 제조사의 기술수준, 제조사 간의 가격경쟁 등 다양한 요소에 의해 결정된다. 따라서 CapEx와 RIX는 공사비 증가의 영향보다 풍력발전기 가격의 영향으로 인해 Fig. 5의 (a)와 같이 분석된 것으로 판단된다. (b)는 평균 OpEx와 평균 RIX 간의 상관분석 결과를 보여준다. 이들의 유의확률은 0.0840으로 귀무가설이 채택되어 상관관계가 없는 것으로 나타났으며 이에 따라 추세 분석은 실시하지 않았다.

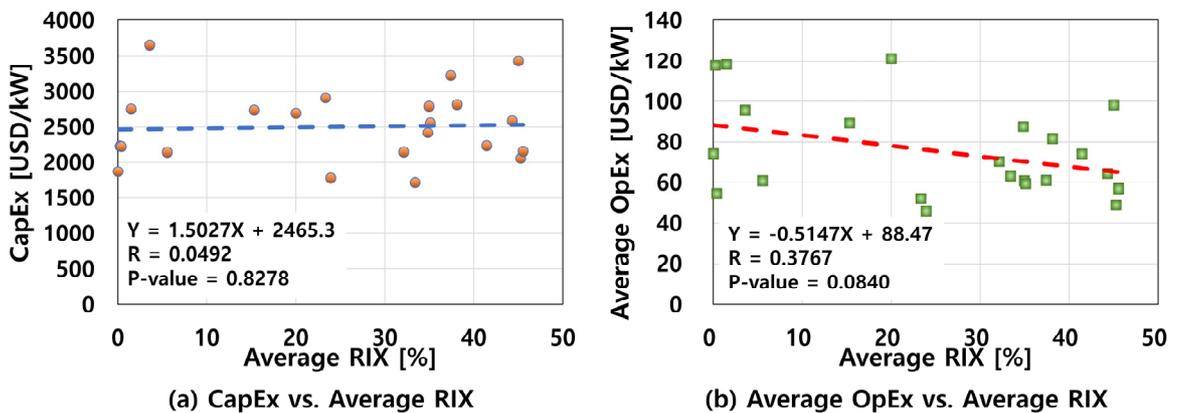


Fig. 5 Correlation between expenditures and average RIX

3.3 LCOE의 추정과 상관분석

Table 3은 LCOE 계산을 위해 사용된 데이터를 보여준다. 할인율(Discount rate)은 선행 연구^{7,8)}에서 사용한 사회적 할인율인 4.5%를 사용하였다. 물가상승률(Inflation rate)은 연간 2%, 풍력발전기의 성능저하율(Degradation rate)은 연간 0.01%를 적용하였고 육상풍력발전단지의 운영기간은 20년으로 하였다. 분석한 육상풍력발전단지들의 LCOE는 Table 3의 평균값을 사용하여 식(1)에 의해 계산되었다. LCOE 계산을 위한 풍력발전단지 AEP의 합은 평균 AEP를 20년에 대한 수열로 구성한 후 연간 성능저하율을 적용하여 산출하였다.

Table 3 Input data for LCOE calculation

Items	No. of data	Mean	SD	Min	Max
CapEx [USD/kW]	22	2,503.65	502.97	1,712.15	3,654.70
Averaged OpEx [USD/kW]	22	75.33	22.51	45.85	121.30
Discount rate [%]	1	4.50	-	-	-
Inflation rate [%/year]	1	2.00	-	-	-
Degradation rate [%/year]	1	0.01	-	-	-
Operation period [years]	1	20.00	-	-	-
Average CF[%]	22	23.45	4.69	15.97	35.90

Fig. 6은 산출된 LCOE의 평균과 RIX 간의 상관분석 결과를 보여준다. 분석된 22개 육상풍력발전단지의 LCOE의 최대, 최소, 평균은 각각 175.88 USD/MWh, 95.24 USD/MWh, 141.04 USD/MWh이다. LCOE와 RIX 간의 유의확률은 0.2858로 상관관계가 없는 것으로 분석되었고 이에 따라 추세 분석은 수행하지 않았다.

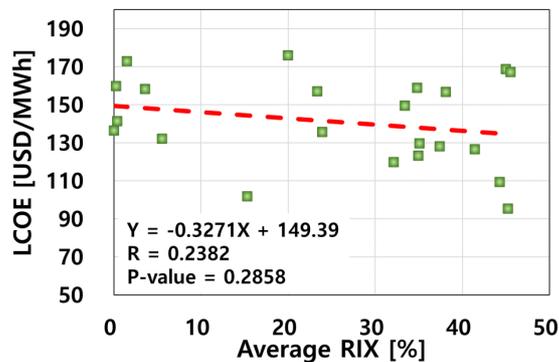


Fig. 6 Correlation between LCOE and average RIX

4. 결론

본 연구에서는 국내 22개소 육상풍력발전단지의 LCOE와 그 구성요소인 CapEx, OpEx, CF의 실제 값을 추정하였고, 풍력발전단지의 RIX와의 상관분석을 수행하였다. 그 결과 다음과 같은 결론을 얻을 수 있었다.

- 국내 22개 육상풍력발전단지의 RIX의 평균과 표준편차는 각각 25.53%, 16.47%이다. 이는 한국 육상풍력발전단지의 설치 위치가 평균적으로 매우 복잡한 산악지형에 설치되고 있음을 보여준다.
- 상관성 검정 결과, CapEx, OpEx 그리고 CF는 RIX와 상관관계가 없는 것으로 분석되었다. 2012년 ~ 2022년의 SMP + 1REC를 이용하여 국내 육상풍력발전단지의 CF를 추정된 결과, 분석된 육상풍력발전단지의 평균 CF는 23.45%이다. 이를 활용하여 국내 22개 육상풍력발전단지의 LCOE를 계산한 결과, 그 평균은 141.04 USD/MWh이고 RIX와는 상관관계가 없는 것으로 나타났다.
- 본 연구는 다양한 변수들이 영향을 주는 육상풍력발전단지의 입지조건을 RIX라는 단일 변수를 선정한 한계가 있으며 추후 다양한 입지 조건 변수들을 활용하여 분석을 추가적으로 수행할 필요성이 있다.

후기

이 성과는 정부(과학기술정보통신부)의 재원으로 한국연구재단의 지원을 받아 수행된 연구입니다(No. 2021R1A2C2009315).

REFERENCES

1. Korea Wind Energy Industry Association, 2022 Annual Report on Wind Energy Industry in Korea, KWEIA, 2023.
2. Korea Energy Agency, New & Renewable Energy Statistics 2022, 2023. <https://www.knrec.or.kr/biz/pds/statistic/view.do?no=270>. last accessed on the 14th January 2024.
3. IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2022, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2023.
4. GWEC, Global Wind Report 2023, Global Wind Energy Council, Brussels, Belgium, 2023.
5. Korea Energy Economics Institute, Study on Estimation of Levelized Cost of Energy by Power Sources, Korea Power Exchange [KPX], 2018.
6. Lee, K. and Ko, K., Analysis of LCOE for Korean Onshore Wind Farms using Monte Carlo Simulation, The 2018 Fall Conference of Korea Wind Energy Association, pp. 27-30, October 2018, Busan, Republic of Korea.
7. Lee, K. and Ko, K., Analysis of LCOE for Korean Onshore Wind Farm Considering Social Discount Rate, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 40, No. 1, pp. 1-13, 2020, <https://doi.org/10.7836/kses.2020.40.1.001>.
8. Lee, K. and Ko, K., Analysis of LCOE for Korean and Foreign Onshore Wind Turbines in Operation in Korea, Journal of Wind Energy, Vol. 13, No. 3, pp. 54-60, 2023, <https://doi.org/10.33519/kwea.2023.14.3.006>.
9. Mun, K., Lee, K., and Ko, K., Long-term Trend of System Marginal Price with Amounts of Machine Learning Train Data, Journal of the Korean Solar Energy Society, Vol. 41, No. 5, pp. 13-24, 2021, <https://doi.org/10.7836/kses.2021.41.5.013>.
10. Yun, S., Kim, Y., Moon, H., Im, H., and Kwon, P., A Study on Onshore Wind Investment Cost : Focusing on Major Countries, The 2019 Spring Conference of Korean Society for New and Renewable Energy, pp. 157, May 2019, Busan, Republic of Korea.

11. Financial Supervisory Service DART. <http://dart.fss.or.kr/>. last accessed on the 14th January 2024.
12. Ju, B., Shin, D., and Ko, K., Accuracy Assessment of Annual Energy Production Estimated for Seongsan Wind Farm, *Journal of the Korean Solar Energy Society*, Vol. 36, No. 2, pp. 9-17, 2016, <https://doi.org/10.7836/kses.2016.36.2.009>.
13. Mortensen, N. G., Heathfield, D. N., Rathmann, O., and Nielsen, M., *Wind Atlas Analysis and Application Program: WAsP 11 Help Facility*, Department of Wind Energy, Technical University of Denmark, Roskilde, Denmark, p. 366, 2014.
14. Yu, J. and Lee, J., REC Distortion as a Quantitative Control Policy due to REC Depreciation, *Journal of Environmental and Resource Economics Review*, Vol. 31, No. 1, pp. 51-83, 2022.
15. Kim, S. and Kim, S., Domain Analysis of Research on Prediction and Analysis of Slope Failure by Co-Word Analysis, *The Journal of Engineering Geology*, Vol. 31, No. 3, pp. 307-319, 2021, <https://doi.org/10.9720/kseg.2021.3.307>.
16. Al-Taai, O. T. and Hadi, S. H., Analysis of the Monthly and Annual Change of Soil Moisture and Evaporation in Iraq, *Al-Mustansiriyah Journal of Science*, Vol. 29, No. 4, pp. 7-13, 2018, <https://doi.org/10.23851/mjs.v29i4.151>.
17. Onyutha, C., From R-squared to Coefficient of Model Accuracy for Assessing “Goodness-of-Fits”, *Geoscientific Model Development Discussions*, pp. 1-25, 2020, <https://doi.org/10.5194/gmd-2020-51>.
18. Construction Technology DIgital Library, Standard Market Unit Price for Construction Work 2022. <https://www.codil.or.kr/>. last accessed on the 14th January 2024.