



امکان سنجی اقتصادی راه اندازی نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی در منطقه لوتک (شهرستان هامون) استان سیستان و بلوچستان

پیمان لشگری^{۱*}

*۱- دانشجوی دکتری تخصصی، گروه مهندسی سیستم‌های انرژی، دانشکده صنعت ساختمان و محیط زیست، واحد تهران شمال، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران peyman.lashgari@iau.ac.ir

دریافت: ۱۴۰۵/۴/۶، بازنگری: ۱۴۰۵/۵/۱۲، پذیرش: ۱۴۰۵/۵/۳۰

چکیده

انرژی بادی به عنوان منبعی پاک و تجدیدپذیر، نقشی مهم در تنوع بخشی به سبد برق و کاهش وابستگی به سوخت‌های فسیلی دارد. هدف این پژوهش، امکان سنجی فنی و اقتصادی احداث نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی در منطقه لوتک، شهرستان هامون، استان سیستان و بلوچستان است. پتانسیل باد منطقه با داده‌های باد سنجی ارزیابی و آرایش هشت توربین بادی ۲۰۵ مگاواتی نوع ۲ مپنا، با فاصله گذاری مناسب برای کاهش اثر سایه باد، با نرم افزار WindPRO طراحی شد. تولید انرژی و شاخص‌های مالی نیز با نرم افزار HOMER Pro و روش جریان نقدی تنزیل شده تحلیل گردید. نتایج نشان داد چگالی توان باد در ارتفاع ۸۵ متری ۶۱۹ وات بر مترمربع، ضریب ظرفیت ۴۲،۳۹ درصد، تولید سالانه ۷۴۰۳۷ گیگاوات ساعت و بهای تمام شده برق ۰۰۰۲۰ دلار به ازای هر کیلووات ساعت است. با فرض سرمایه گذاری اولیه ۲۰ میلیون دلار، عمر ۲۰ سال، نرخ تنزیل ۱۵ درصد، رشد سالانه ۱۸،۴ درصدی درآمدها و هزینه‌ها، و ارزش اسقاط ۲ میلیون دلار، ارزش فعلی خالص پروژه ۳۰۸۷ میلیون دلار مثبت و دوره بازگشت سرمایه تنزیل شده حدود ۱۷/۵ سال محاسبه شد. بنابراین، طرح در فرضیات پایه توجیه پذیر بوده و پایداری آن به قرارداد خرید برق تعدیل پذیر، کنترل هزینه‌ها، مدیریت ریسک ارزی و نگهداری پیشگیرانه وابسته است.

کلمات کلیدی: نیروگاه بادی، امکان سنجی اقتصادی، منطقه لوتک، جریان نقدینگی تنزیل شده، ارزش فعلی خالص، دوره بازگشت سرمایه تنزیل شده.

* **عهده دار مکاتبات:** peyman.lashgari@iau.ac.ir

نحوه استناد به این مقاله: پیمان لشگری. امکان سنجی اقتصادی راه اندازی نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی در منطقه لوتک (شهرستان هامون) استان سیستان و بلوچستان. مهندسی مکانیک تبدیل انرژی. ۱۴۰۵؛ ۱۳ (۲): ۸۱-۶۹.

۱- مقدمه

انرژی بادی به عنوان یکی از مهم ترین گزینه های تولید برق تجدیدپذیر، به دلیل ماهیت پاک، دسترسی نسبتاً گسترده و قابلیت پیاده سازی در ظرفیت های متنوع، جایگاه برجسته ای در مسیر گذار انرژی جهانی پیدا کرده است. توسعه فناوری های مرتبط با توربین های بادی، بهبود عملکرد تجهیزات و کاهش تدریجی هزینه تمام شده برق تولیدی، همراه با افزایش دغدغه های ناشی از تغییر اقلیم، موجب شده است بسیاری از کشورها سرمایه گذاری در این بخش را به طور چشم گیری گسترش دهند. در ایران نیز، اگرچه منابع هیدروکربنی فراوانی وجود دارد، اما افزایش مستمر تقاضای برق، بروز ناترازی میان تولید و مصرف، محدودیت های تأمین مالی برای توسعه نیروگاه های متعارف و الزامات زیست محیطی، ضرورت توجه بیش تر به منابع تجدیدپذیر را آشکار ساخته است. در این میان، انرژی بادی می تواند به ویژه در نواحی دارای پتانسیل مناسب باد، نقش مؤثری در تنوع بخشی به سبد تولید برق کشور ایفا کند. از مهم ترین مزایای این نیروگاه ها می توان به عدم نیاز به مصرف سوخت فسیلی در دوره بهره برداری و پایین بودن انتشار مستقیم آلاینده های هوا و گازهای گلخانه ای در محل تولید اشاره کرد.

ایران به دلیل گستره جغرافیایی، تنوع اقلیمی و قرارگیری در مسیر بادهای منطقه ای، از ظرفیت قابل توجهی برای توسعه انرژی بادی برخوردار است؛ به طوری که ظرفیت اسمی باد کشور حدود ۶۰،۰۰۰ مگاوات و ظرفیت قابل استحصال آن حدود ۱۸،۰۰۰ مگاوات برآورد شده است [۱]. نخستین تجربه های جدی کشور در این حوزه عمدتاً به مناطق منجیل و رودبار بازمی گردد؛ جایی که به دلیل رژیم باد مناسب، بستر اولیه توسعه پذیر، به دلیل ماهیت پاک، دسترسی نسبتاً گسترده و قابلیت پیاده سازی در ظرفیت های متنوع، جایگاه برجسته ای در مسیر گذار انرژی جهانی پیدا کرده است. توسعه فناوری های مرتبط با توربین های بادی، بهبود عملکرد تجهیزات و کاهش تدریجی هزینه تمام شده برق تولیدی، همراه با افزایش دغدغه های ناشی از تغییر اقلیم، موجب شده است بسیاری از کشورها سرمایه گذاری در این بخش را به طور چشم گیری گسترش دهند. در ایران نیز، اگرچه منابع هیدروکربنی فراوانی وجود دارد، اما افزایش مستمر تقاضای برق، بروز ناترازی میان تولید و مصرف، محدودیت های تأمین مالی برای توسعه نیروگاه های متعارف و الزامات زیست محیطی، ضرورت توجه بیش تر به منابع تجدیدپذیر را آشکار ساخته است. در این میان، انرژی بادی می تواند به ویژه در نواحی دارای پتانسیل مناسب باد، نقش مؤثری در تنوع بخشی به سبد تولید برق کشور ایفا کند. از مهم ترین مزایای این نیروگاه ها می توان به عدم نیاز به مصرف سوخت فسیلی در دوره بهره برداری و پایین بودن انتشار مستقیم آلاینده های هوا و گازهای گلخانه ای در محل تولید اشاره کرد.

ایران به دلیل گستره جغرافیایی، تنوع اقلیمی و قرارگیری در مسیر بادهای منطقه ای، از ظرفیت قابل توجهی برای توسعه انرژی بادی برخوردار است؛ به طوری که ظرفیت اسمی باد کشور حدود ۶۰،۰۰۰ مگاوات و ظرفیت قابل استحصال آن حدود ۱۸،۰۰۰ مگاوات برآورد شده است [۱]. نخستین تجربه های جدی کشور در این حوزه عمدتاً به مناطق منجیل و رودبار بازمی گردد؛ جایی که به دلیل رژیم باد مناسب، بستر اولیه توسعه فناوری بادی در ایران شکل گرفت. نیروگاه بادی منجیل در استان گیلان نیز به عنوان قدیمی ترین مجموعه بادی کشور، با حدود ۱۳۰ توربین فعال و ظرفیت نصب شده نزدیک به ۴۴ مگاوات، نقطه آغاز مهمی در توسعه این فناوری محسوب می شود.

امکان سنجی، شناسایی مکان های مناسب و نیز ارزیابی پتانسیل باد به لحاظ قابلیت احداث نیروگاه های بادی به چهار سطح عالی (۴۳ درصد از کل ناحیه)، خوب (۸ درصد از کل ناحیه)، متوسط (۱۰ درصد) و ضعیف (۳۹ درصد) تقسیم بندی می شود [۴]. عابدی و ابراهیمی نیا (۱۴۰۳) نیز با بررسی پتانسیل انرژی های تجدیدپذیر در این استان، نشان دادند که کارایی و پتانسیل این منابع، به ویژه انرژی های خورشیدی، بادی و زمین گرمایی، بسیار چشم گیر و قابل ملاحظه است [۵]. در پژوهشی دیگر، برهانی و همکاران (۱۴۰۱) ظرفیت سنجی نواحی ساحلی استان را جهت توسعه مزارع بادی در دستور کار قرار داده و مشخص کردند که ۹۱ درصد از نواحی ساحلی استان از شرایط مطلوبی در این خصوص برخوردارند [۶]. معینی و پودینه (۱۳۹۴) نیز پتانسیل سنجی، تحلیل رژیم باد و تعیین چگالی توان بادی در چابهار را مطالعه کردند که براساس یافته های آنها، بیش ترین سرعت باد در ماه مه اتفاق افتاده و جهت باد غالب در طول سال، جنوب-جنوب غرب است [۷].

با توجه به این که یکی از مناطق بادخیز و مستعد برای راه اندازی نیروگاه های بادی در استان سیستان و بلوچستان، منطقه «لوتک» واقع در شهرستان هامون است، در پژوهش حاضر امکان سنجی اقتصادی احداث نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی در این منطقه مورد ارزیابی قرار می گیرد. در این راستا، با استفاده از داده های باد منطقه، انرژی قابل استحصال و تولید سالانه برق

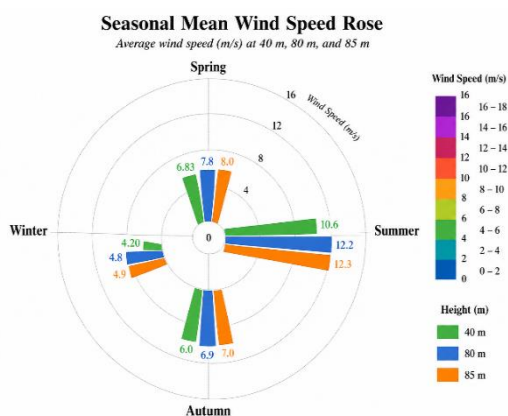
برآورد شده و شاخص‌های اقتصادی شامل سرمایه‌گذاری اولیه، هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری، جریان نقدینگی آزاد، ارزش فعلی خالص، نرخ بازده داخلی و دوره بازگشت سرمایه تحلیل می‌شوند. علاوه بر این، تحلیل حساسیت نسبت به متغیرهای کلیدی اقتصادی از جمله نرخ تنزیل، نرخ تورم، جریان‌های نقدی و نظایر آن انجام می‌گیرد تا پایداری و ریسک‌پذیری پروژه در سناریوهای مختلف سنجیده شود.

۲- موقعیت جغرافیایی و پتانسیل انرژی باد در منطقه لوتک

منطقه لوتک، واقع در شهرستان هامون در شمال استان سیستان و بلوچستان، بخشی از دشت سیستان (شکل شماره ۱) به شمار می‌رود و از منظر اقلیمی در زمره نواحی خشک و بیابانی ایران قرار می‌گیرد. این منطقه با مختصات جغرافیایی تقریبی ۳۰/۷۷ درجه شمالی و ۶۱/۴۰ درجه شرقی به دلیل قرارگیری در پهنه‌ای هموار، کم‌ارتفاع و با زبری سطح پایین، از ظرفیت قابل توجهی برای توسعه سامانه‌های تبدیل انرژی باد برخوردار است. وجود اراضی باز، پوشش گیاهی محدود و فقدان موانع گسترده طبیعی و مصنوعی، شرایط مناسبی برای تداوم جریان‌های باد و کاهش آشفته‌گی مکانیکی فراهم می‌سازد. افزون بر این، موقعیت جغرافیایی لوتک در دشت سیستان و در مجاورت مسیرهای غالب بادهای منطقه‌ای، به‌ویژه بادهای ۱۲۰ روزه سیستان، نقش مهمی در تقویت رژیم باد و افزایش پتانسیل استحصال انرژی ایفا می‌کند. این شرایط می‌تواند منجر به بهبود پروفیل قائم سرعت باد، افزایش سرعت در ارتفاع هاب توربین و در نهایت ارتقای ضریب ظرفیت نیروگاه شود. با وجود این مزیت‌ها، شرایط سخت محیطی منطقه شامل دماهای بالا در فصل گرم، بارش اندک، تبخیر شدید، وقوع مکرر گردوغبار و طوفان‌های ماسه، از جمله عوامل محدودکننده‌ای هستند که می‌توانند بر دوام تجهیزات، نرخ فرسایش اجزا، قابلیت اطمینان عملکرد و هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری اثر منفی بگذارند. بنابراین، ارزیابی فنی و اقتصادی توسعه نیروگاه بادی در این منطقه باید علاوه بر پارامترهای باد، بر پایه ملاحظات محیطی، اقلیمی و الزامات حفاظتی تجهیزات نیز استوار باشد.

مطالعات بادسنجی منطقه لوتک نشان می‌دهد این ناحیه از سرعت باد نسبتاً بالا برخوردار بوده و جهت غالب باد عمدتاً از شمال و شمال شرق است. سرعت متوسط باد در ارتفاع‌های اندازه‌گیری شده و فصول مختلف سال در جدول شماره (۱) ارائه شده است [۸]. همچنین، چگالی متوسط توان باد در ارتفاع‌های ۴۰ و ۸۰ و ۸۵ متر به ترتیب ۴۳۷، ۶۰۱ و ۶۱۹ وات بر مترمربع گزارش شده و ضریب ظرفیت نیروگاه‌های بادی منطقه حدود ۴۲/۳۹ گزارش گردیده [۹].

جدول ۱: جدول و گلباد سرعت باد منطقه لوتک در فصول مختلف سال



ارتفاع (متر)	سرعت متوسط باد (m/s)		
	بهار	تابستان	پاییز
۴۰	۶/۸۳	۱۰/۶	۶/۰
۸۰	۷/۸	۱۲/۲	۶/۹
۸۵	۸/۰	۱۲/۳	۷/۰

۳- مشخصات فنی نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی

نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی مورد نظر شامل هشت توربین بادی با ظرفیت تولید جمعی ۲۰ مگاوات مدل نوع ۲، ساخت شرکت مپنا هریک با ظرفیت ۲/۵ مگاوات و مشخصات فنی به شرح مندرج در جدول شماره (۲) می‌باشد. براساس مدل سازی جریان

WindPRO-Style Wind Farm Layout – Lutak, Hamoun, Sistan and Baluchestan, Iran

8 x 2.5 MW turbines = 20 MW total

Emiling (m)

389,000 390,000 391,000 392,000 393,000 394,000 395,000 396,000

3,275,000

3,274,000

3,273,000

3,272,000

3,271,000

3,270,000

3,269,000

Emiling (m)

389,000 390,000 391,000 392,000 393,000 394,000 395,000 396,000

Along-wind spacing $\geq 5D$

WT01 WT02 WT03 WT04

WT05 WT06 WT07 WT08

Substation

Access Road

Collector Cable

Rotor diameter D

Spacing collectors: $\geq 5D$ along wind, $\geq 3D$ crosswind

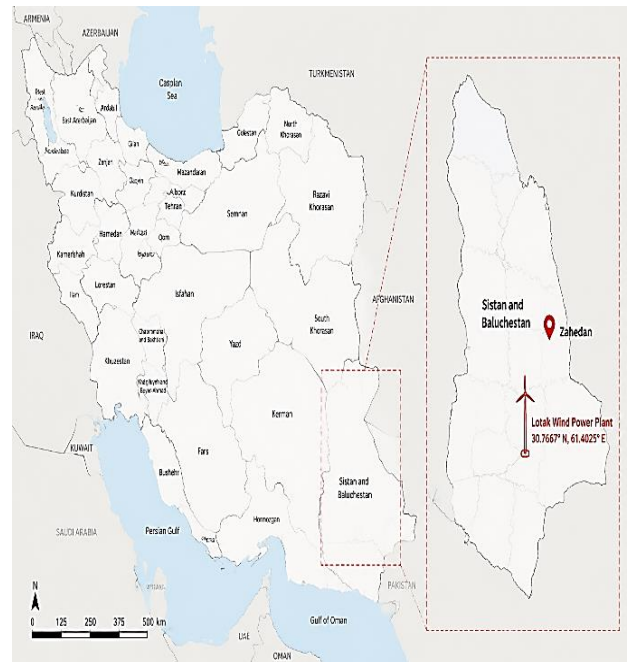
Spacing orientation: $\geq 5D$ along wind, $\geq 3D$ crosswind

Prevaling Wind Direction: N-E

0 250 500 750 1000 m

Scale 1:5,000

Lutak, Hamoun, Sistan and Baluchestan, Iran



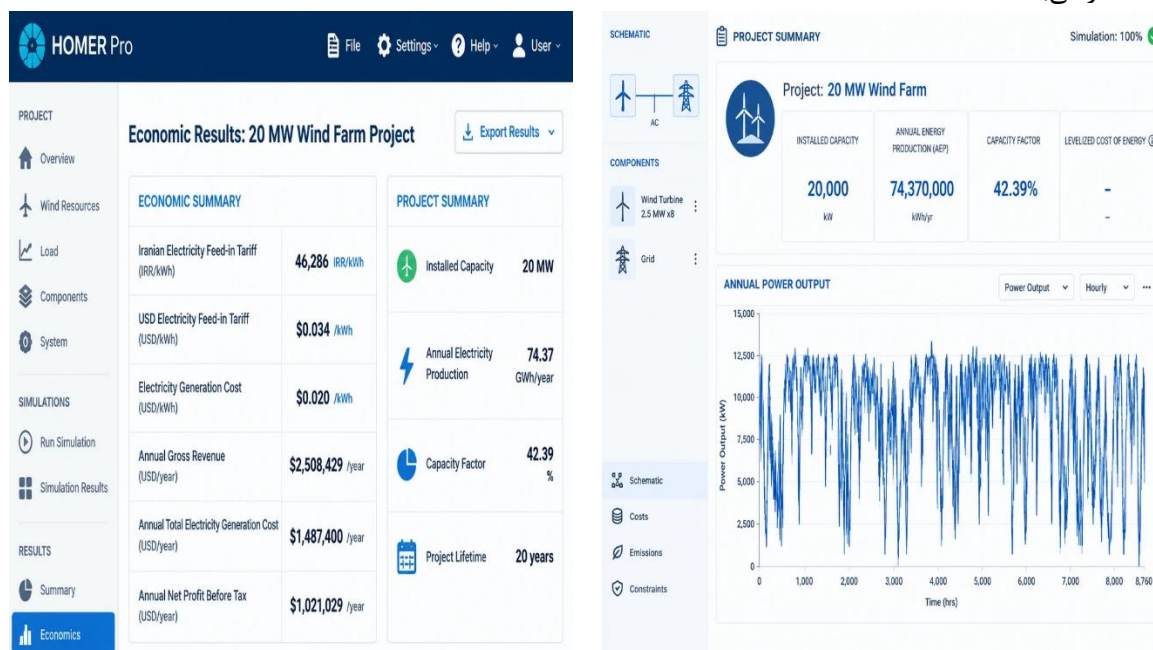
شکل ۲: چیدمان توربین‌های بادی (نرم افزار Wind Pro)

پارامتر فنی	مقدار
تعداد پره (عدد)	۳
ظرفیت نامی (مگاوات)	۲/۵
قطر روتور (متر)	۱۰۴
ارتفاع هاب (متر)	۸۵
سرعت شروع به کار (متر برثانیه)	۳/۵
سرعت نامی (متر برثانیه)	۱۲
سرعت قطع کار (متر برثانیه)	۲۵
سطح جاروب شده (مترمربع)	۸۴۹۵

یکی از مهم‌ترین مباحث در تحلیل و امکان‌سنجی اقتصادی نیروگاه بادی، محاسبه هزینه‌های اولیه (ثابت)، هزینه‌های جاری سالیانه نیروگاه و بهای تمام شده تولید هر کیلووات ساعت برق می‌باشد که برای نیروگاه بادی مورد مطالعه این موارد و براساس اطلاعات مربوط به سال ۱۴۰۵ به شرح ذیل می‌باشد: [۸ و ۱۰ و ۱۱ و ۱۲ و ۱۳ و ۱۴]

- هزینه سرمایه‌گذاری: (I) شامل قیمت خرید توربین به علاوه ۲۰٪ بابت هزینه‌های عملیات ساختمانی، کابل‌های اتصال به شبکه و سایر هزینه‌های راه‌اندازی و نصب است که با توجه به قیمت توربین بادی مدل ۲ شرکت مپنا که رقمی در حدود ۲ میلیون و ۱۰۰ هزار دلار می‌باشد، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه برابر ۲۰ میلیون دلار می‌باشد.

- هزینه‌های بهره‌برداری، نگهداری و تعمیرات (C_{omr}) با توجه به مبلغ ۴۳ دلار برای هر کیلووات ساعت در سال رقمی برابر ۸۶۰,۰۰۰ دلار می‌باشد.
 - طول عمر پروژه: ۲۰ سال
 - ضریب ظرفیت تولید: ۴۲/۳۹ درصد
 - عمر مفید توربین (t) برابر با ۲۰ سال.
 - نرخ بهره (r) و نرخ تورم (i) به ترتیب ۱۶٪ و ۴/۱۸٪.
 - ارزش اسقاط (S) برابر با ۱۰٪ از مجموع هزینه سرمایه گذاری و معادل ۲ میلیون دلار.
 - نرخ تسعیر دلار به ریال: ۱,۳۷۵,۲۵۴ ریال.
 - تامین سرمایه اولیه: ۱۰۰٪ آورده نقدی سهامداران
- برای محاسبه میزان تولید انرژی سالیانه نیروگاه، بهای تمام شده تولید هر کیلووات ساعت برق و نیز تحلیل و امکان سنجی اقتصادی مورد نظر از نرم افزار HOMER Pro استفاده گردیده است.
- خروجی نرم افزار HOMER Pro درخصوص میزان تولید برق سالیانه نیروگاه و نیز تولید در ساعت‌های مختلف طول سال به شکل (۳) می‌باشد که براین اساس، میزان تولید سالیانه برق نیروگاه بادی مورد نظر برابر ۷۴/۳۷ گیگاوات ساعت خواهد بود. همچنین براساس تحلیل نرم افزاری انجام شده، بهای تمام شده تولید هر کیلووات ساعت برق در نیروگاه مورد نظر برابر ۰/۰۲ دلار می‌باشد.



شکل ۳: تولید برق ساعتی و سالیانه نیروگاه

شکل ۴: بهای تمام شده تولید هر کیلووات ساعت برق

با توجه به نرخ مصوب ساتبا در سال ۱۴۰۵ درخصوص تعرفه خرید برق نیروگاههای بادی که برابر ۴۶,۳۸۶ ریال برای هر کیلووات ساعت [۱۵]، جدول تحلیل مالی و برآورد درآمد نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی با تولید سالانه ۷۴/۳۷ گیگاوات ساعت کیلووات ساعت به شرح جدول (۲) خواهد بود.

براساس نتایج جدول مالی زیر، نسبت هزینه تمام شده سالیانه تولید برق به درآمد ناخالص نیروگاه حدود ۵۹۰۳ درصد برآورد می‌شود؛ بنابراین، تقریباً ۴۰۰۷ درصد از درآمد ناخالص، معادل سود عملیاتی پیش از مالیات، برای پوشش بازده سرمایه‌گذاری و سایر تعهدات مالی باقی می‌ماند. با توجه به تعرفه فروش برق معادل ۰۰۰۳۴ دلار به ازای هر کیلووات ساعت و هزینه تولید ۰۰۰۲۰ دلار به ازای هر کیلووات ساعت، حاشیه عملیاتی اسمی پروژه حدود ۰۰۰۱۴ دلار به ازای هر کیلووات ساعت است.

جدول ۲: تحلیل مالی و اقتصادی درآمد نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی

ردیف	شاخص مالی / عملیاتی	نرخ مصوب ساتبا (۱۴۰۵)
۱	تولید سالیانه برق	۷۴/۳۷ گیگاوات ساعت
۲	تعرفه خرید ریالی برق (Kwh)	۴۶,۳۸۶ ریال
۳	تعرفه خرید دلاری برق (Kwh)	۰/۰۳۴ دلار
۴	هزینه تولید برق (Kwh)	۰/۰۲ دلار
۵	درآمد ناخالص سالانه (دلار آمریکا)	۲,۵۰۸,۴۲۹ دلار
۶	هزینه تمام شده سالیانه تولید برق (دلار)	۱,۴۸۷,۴۰۰ دلار
۷	سود خالص سالانه قبل از مالیات (دلار)	۱,۰۲۱,۰۲۹ دلار

بااین حال، این حاشیه سود در صورت افزایش هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری، هزینه تأمین قطعات یدکی و نوسانات نرخ ارز می‌تواند کاهش یابد و در نتیجه، نرخ بازده داخلی پروژه را تحت تأثیر قرار داده و دوره بازگشت سرمایه را طولانی‌تر کند. از سوی دیگر، با توجه به آن که بخش قابل توجهی از هزینه‌های تعمیرات، نگهداری و تأمین تجهیزات ماهیت ارزی دارد، درحالی که درآمد پروژه ممکن است بر مبنای تعرفه ریالی ثابت یا سازوکار تعدیل نشده دریافت شود، عدم تقارن ارزی موجب افزایش ریسک پیش‌بینی جریان‌های نقدینگی آتی می‌شود.

تحلیل جامع مالی و جریان‌های نقدینگی طرح احداث نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی لوتک با استفاده از روش جریان نقدینگی تنزیل شده^۲ برای یک دوره بهره‌برداری ۲۰ ساله و با در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۱۷ درصد به شرح جدول شماره (۳) انجام گرفت. محاسبات بر اساس سناریوی پایه، شامل لحاظ کردن تورم سالانه ۳/۴۸ درصدی در درآمدها و هزینه‌های عملیاتی، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه ۲۰ میلیون دلار و ارزش اسقاط پایان دوره صورت پذیرفت. نتایج به دست آمده حاکی از آن است که خالص ارزش فعلی^۳ پروژه برابر با ۱۲,۸- میلیون دلار بوده و جریان نقدینگی تنزیل شده تجمعی در هیچ یک از سال‌های دوره بهره‌برداری به نقطه سربه‌سر^۴ نمی‌رسد.

این یافته‌ها بیانگر عدم توجیه‌پذیری اقتصادی پروژه با پارامترهای مالی فعلی است. از این رو، به نظر می‌رسد بهبود شاخص‌های سودآوری طرح، مستلزم مداخلات سیاستی نظیر بازنگری در نرخ تعرفه خرید تضمینی برق، کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای از طریق استفاده از مشوق‌های دولتی یا مشارکت‌های مالی با نرخ بهره پایین‌تر است. انجام تحلیل‌های حساسیت بر روی متغیرهای کلیدی ذکر شده، می‌تواند مسیرهای آتی جهت دستیابی به تراز مالی مثبت را برای این طرح انرژی‌های تجدیدپذیر شفاف‌سازی نماید.

بررسی روند جریان نقدینگی تجمعی تنزیل شده^۵ در طول افق بیست ساله طرح، نشان‌دهنده تداوم وضعیت منفی در تمامی سنوات بهره‌برداری است. عدم مثبت بودن جریان نقدینگی تجمعی تنزیل شده در طول چرخه حیات اقتصادی پروژه (بیست سال)، مؤید آن است که درآمدهای حاصله -حتی با لحاظ ارزش اسقاط در پایان دوره- قادر به پوشش هزینه‌های سرمایه‌ای اولیه و هزینه‌های فرصت سرمایه‌ای نمی‌باشند. این انحراف مستمر نمودار به سمت مقادیر منفی، حاکی از آن است که اجرای پروژه در شرایط اقتصادی مفروض، نه تنها منجر به بازگشت سرمایه نمی‌گردد، بلکه ارزش اقتصادی سرمایه‌گذاری را مستهلک می‌نماید.

^۲ - Discounted Cash Flow (DCF)

^۳ - Net Present Value (NPV)

^۴ - Break-even Point

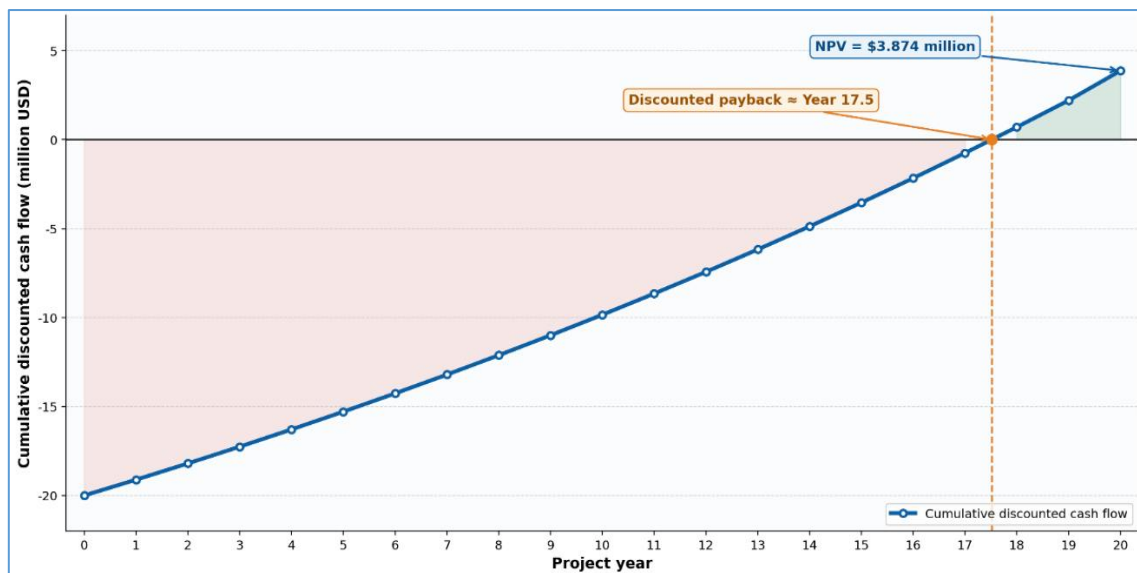
^۵ - Cumulative Discounted Cash Flow (CDCF)

جدول ۳: تحلیل جامع مالی و جریان‌های نقدینگی طرح احداث نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی

سال	درآمد ناخالص (دلار)	هزینه عملیاتی تورمی (دلار)	جریان نقدینگی آزاد (دلار)	ضریب تنزیل ۱۵٪	جریان نقدینگی تنزیل شده (دلار)	جریان نقدینگی تنزیل شده تجمعی (دلار)
۰	۰	۰	-۲۰,۰۰۰,۰۰۰	۱,۰۰۰	-۲۰,۰۰۰,۰۰۰	-۲۰,۰۰۰,۰۰۰
۱	۲,۵۰۸,۴۲۹	۱,۴۸۷,۴۰۰	۱۰,۲۱۰,۰۲۹	۰,۸۶۹۶	۸۸۷,۸۵۱	-۱۹,۱۱۲,۱۴۹
۲	۲,۹۶۹,۹۸۰	۱,۷۶۱,۰۸۲	۱۰,۲۰۸,۸۹۸	۰,۷۵۶۱	۹۱۴,۱۰۱	-۱۸,۱۹۸,۰۴۸
۳	۳,۵۱۶,۴۵۶	۲,۰۸۵,۱۲۱	۱۰,۴۳۱,۳۳۶	۰,۶۵۷۵	۹۴۱,۰۱۲۶	-۱۷,۲۵۶,۹۲۱
۴	۴,۱۶۳,۴۸۴	۲,۴۶۸,۷۸۳	۱۰,۶۹۴,۷۰۱	۰,۵۷۱۸	۹۶۸,۹۵۱	-۱۶,۲۸۷,۹۷۰
۵	۴,۹۲۹,۵۶۵	۲,۹۲۳,۰۳۹	۲,۰۰۶,۵۲۶	۰,۴۹۷۲	۹۹۷,۵۹۸	-۱۵,۲۹۰,۳۷۲
۶	۵,۸۳۶,۶۰۵	۳,۴۶۰,۸۷۸	۲,۳۷۵,۷۲۷	۰,۴۳۲۳	۱,۰۰۲۷,۰۹۲	-۱۴,۲۶۳,۲۸۰
۷	۶,۹۱۰,۵۴۱	۴,۰۹۷,۶۸۰	۲,۸۱۲,۸۶۱	۰,۳۷۵۹	۱,۰۰۵۷,۴۵۹	-۱۳,۲۰۵,۸۲۱
۸	۸,۱۸۲,۰۸۰	۴,۸۵۱,۶۵۳	۳,۳۳۰,۴۲۸	۰,۳۲۶۹	۱,۰۰۸۸,۷۲۳	-۱۲,۱۱۷,۰۹۸
۹	۹,۶۸۷,۵۸۳	۵,۷۴۴,۳۵۷	۳,۹۴۳,۲۲۶	۰,۲۸۴۳	۱,۰۱۲۰,۹۱۱	-۱۰,۹۹۶,۱۸۷
۱۰	۱۱,۴۷۰,۰۹۸	۶,۸۰۱,۰۳۱۸	۴,۶۶۸,۰۷۸۰	۰,۲۴۷۲	۱,۰۱۵۴,۰۵۱	-۹,۸۴۲,۱۳۶
۱۱	۱۳,۵۸۰,۵۹۶	۸,۰۰۵,۲۰۷۶۱	۵,۵۲۷,۸۳۵	۰,۲۱۴۹	۱,۰۱۸۸,۱۷۱	-۸,۶۵۳,۹۶۶
۱۲	۱۶,۰۷۹,۴۲۶	۹,۵۳۴,۴۶۹	۶,۵۴۴,۹۵۷	۰,۱۸۶۹	۱,۰۲۲۳,۲۹۹	-۷,۴۳۰,۶۶۶
۱۳	۱۹,۰۳۸,۰۴۰	۱۱,۲۸۸,۸۱۱	۷,۷۴۹,۲۲۹	۰,۱۶۲۵	۱,۰۲۵۹,۴۶۶	-۶,۱۷۱,۲۰۰
۱۴	۲۲,۵۴۱,۰۴۰	۱۳,۳۶۵,۹۵۲	۹,۱۷۵,۰۸۷	۰,۱۴۱۳	۱,۰۲۹۶,۷۰۳	-۴,۸۷۴,۴۹۷
۱۵	۲۶,۶۸۸,۵۹۱	۱۵,۸۲۵,۲۸۸	۱۰,۸۶۳,۳۰۳	۰,۱۲۲۹	۱,۰۳۳۵,۰۴۰	-۳,۵۳۹,۴۵۷
۱۶	۳۱,۵۹۹,۲۹۲	۱۸,۷۳۷,۱۴۰	۱۲,۸۶۲,۱۵۱	۰,۱۰۶۹	۱,۰۳۷۴,۵۱۱	-۲,۱۶۴,۹۴۶
۱۷	۳۷,۴۱۳,۵۶۱	۲۲,۱۸۴,۷۷۴	۱۵,۲۲۸,۷۸۷	۰,۰۹۲۹	۱,۰۴۱۵,۱۴۹	-۷۴۹,۷۹۸
۱۸	۴۴,۲۹۷,۶۵۷	۲۶,۲۶۶,۷۷۳	۱۸,۰۳۰,۸۸۴	۰,۰۸۰۸	۱,۰۴۵۶,۹۸۸	۷۰۷,۱۹۰
۱۹	۵۲,۴۴۸,۴۲۶	۳۱,۰۹۹,۸۵۹	۲۱,۳۴۸,۵۶۷	۰,۰۷۰۳	۱,۰۵۰۰,۰۶۴	۲,۲۰۷,۲۵۴
۲۰	۶۲,۰۹۸,۹۳۶	۳۶,۸۲۲,۲۳۳	۲۷,۲۷۶,۷۰۳	۰,۰۶۱۱	۱,۰۶۶۶,۶۱۴	۳,۸۷۳,۸۶۸

در شکل (۵)، جریان نقدینگی تنزیل شده تجمعی نیروگاه در ۲۰ سال نشان داده شده که نشان می‌دهد با وجود سرمایه‌گذاری اولیه قابل توجه و منفی بودن جریان نقدی تجمعی در سال‌های ابتدایی بهره‌برداری، پروژه در نرخ تنزیل ۱۵٪ به تدریج به سمت تعادل مالی حرکت کرده و در حدود سال هجدهم به نقطه بازگشت سرمایه تنزیل شده می‌رسد. عبور منحنی از محور صفر بیانگر آن است که منافع اقتصادی آتی پروژه، پس از لحاظ اثر زمان و نرخ تنزیل، قادر به جبران هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه هستند و در پایان دوره ارزیابی، ارزش خالص فعلی پروژه به حدود ۳۰۸۷۴ میلیون دلار می‌رسد.

از منظر اقتصادی، این نتیجه حاکی از آن است که طرح در سناریوی پایه از توجیه‌پذیری مالی برخوردار است، اما حاشیه سودآوری آن نسبت به نرخ تنزیل و ساختار هزینه‌ها حساس بوده و هرگونه افزایش در هزینه‌های سالیانه و یا نرخ تنزیل می‌تواند زمان بازگشت سرمایه را به طور معناداری به تأخیر انداخته و خالص ارزش فعلی را کاهش دهد. بنابراین، پایداری اقتصادی پروژه مستلزم طراحی سازوکارهای حمایتی مؤثر، به‌ویژه در حوزه تعرفه خرید برق، مدیریت هزینه‌های بهره‌برداری و کاهش ریسک مالی است.



شکل ۵: جریان نقدینگی تنزیل شده تجمیعی نیروگاه ۲۰ مگاواتی

جریان نقدینگی آزاد (FCF) شاخصی از وجوه نقد خالص قابل دسترسی پروژه پس از کسر هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری از درآمد حاصل از فروش برق است و در این مطالعه، مبنای اصلی ارزیابی توان پروژه برای جبران سرمایه‌گذاری اولیه و ایجاد بازده برای سرمایه‌گذار به شمار می‌رود. نتایج جدول نشان می‌دهد که در سناریوی تورم صفر در صد، جریان نقدینگی آزاد سالانه (به جز سال پایانی به دلیل لحاظ ارزش اسقاط) در سطح ثابت حدود ۱۰۰۲ میلیون دلار باقی می‌ماند؛

در نتیجه، رشد اسمی درآمدی برای جبران کاهش ارزش زمانی پول وجود نخواهد داشت. با افزایش نرخ تورم و فرض تعدیل هم‌زمان تعرفه فروش برق و هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری، جریان نقدینگی آزاد روندی افزایشی پیدا می‌کند؛ به گونه‌ای که در سناریوهای تورم ۱۰، ۱۸، ۲۵ و ۴۰ درصد، جریان نقدی آزاد سال بیستم، با احتساب ارزش اسقاط ۲ میلیون دلاری، به ترتیب به حدود ۸،۲۴، ۲۷،۲۸، ۷۲،۸۵ و ۶۱۲،۲۰ میلیون دلار می‌رسد. این الگو نشان می‌دهد که در صورت وجود سازوکار تعدیل مؤثر تعرفه برق متناسب با تورم، پروژه می‌تواند در دوره‌های بهره‌برداری پایانی جریان‌های نقدینگی اسمی قابل توجهی ایجاد کند؛ با این حال، نتایج به نرخ تعدیل درآمدها در مقایسه با رشد واقعی هزینه‌ها وابسته است و تحقق آن مستلزم وجود قرارداد خرید برق پایدار، قابل اتکا و دارای سازوکار تعدیل تعرفه خواهد بود.

جریان نقدینگی تنزیل شده (DCF) ارزش فعلی جریان‌های نقدینگی آتی را با لحاظ ارزش زمانی پول و نرخ بازده مورد انتظار سرمایه‌گذار نشان می‌دهد. مقایسه سناریوها بیانگر آن است که در تورم‌های پایین‌تر از نرخ تنزیل، کاهش ارزش زمانی پول بر رشد اسمی جریان‌های نقدینگی غلبه کرده و پروژه از منظر ارزش فعلی فاقد توجیه اقتصادی می‌شود؛ چنان‌که ارزش فعلی خالص در سناریوهای تورم صفر و ۱۰ درصد به ترتیب حدود ۱۳،۴۹ و ۷،۸۵ میلیون دلار منفی است.

در سناریوی تورم ۱۸،۴ درصد، ارزش فعلی خالص به حدود ۳،۸۷ میلیون دلار مثبت می‌رسد و پروژه در حدود سال هجدهم به بازگشت سرمایه تنزیل شده دست می‌یابد. هم‌چنین، افزایش تورم به ۲۵ و ۴۰ درصد، تحت فرض ثابت ماندن نرخ تنزیل و تعدیل کامل درآمد فروش برق، ارزش فعلی خالص را به ترتیب به حدود ۲۴،۰۲ و ۱۸۴،۸۲ میلیون دلار افزایش می‌دهد.

با وجود این، باید توجه داشت که مثبت شدن جریان‌های نقدینگی تنزیل شده در سناریوهای تورمی بالا لزوماً به معنای بهبود واقعی اقتصاد پروژه نیست؛ زیرا در شرایط واقعی، افزایش تورم معمولاً با رشد هزینه سرمایه، نرخ تأمین مالی، ریسک‌های ارزی، هزینه‌های جایگزینی قطعات و نرخ تنزیل همراه خواهد بود. بنابراین، این نتایج باید به عنوان تحلیل حساسیت نسبت به سازوکار تعدیل تعرفه و مفروضات مالی تفسیر شوند، نه پیش‌بینی سودآوری طرح.

جدول (۴): جریان نقدینگی آزاد و تنزیل شده تحت پنج سناریوی تورمی

سال	FCF تورم ۰٪	FCF تورم ۱۰٪	FCF تورم ۱۸٫۴٪	FCF تورم ۲۵٪	FCF تورم ۴۰٪
۰	-۲۰۰۰۰۰۰۰۰۰	-۲۰۰۰۰۰۰۰۰۰	-۲۰۰۰۰۰۰۰۰۰	-۲۰۰۰۰۰۰۰۰۰	-۲۰۰۰۰۰۰۰۰۰
۱	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۱۰۰۲۱۰۰۲۹
۲	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۱۰۱۲۳۰۱۳۲	۱۰۲۰۸۰۸۹۸	۱۰۲۷۶۰۲۸۶	۱۰۴۲۹۰۴۴۱
۳	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۱۰۲۳۵۰۴۴۵	۱۰۴۳۱۰۳۳۶	۱۰۵۹۵۰۳۵۸	۲۰۰۰۱۰۲۱۷
۴	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۱۰۳۵۸۰۹۹۰	۱۰۶۹۴۰۷۰۱	۱۰۹۹۴۰۱۹۷	۲۰۸۰۱۰۷۰۴
۵	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۱۰۴۹۴۰۸۸۹	۲۰۰۰۶۰۵۲۶	۲۰۴۹۲۰۷۴۷	۳۰۹۲۲۰۳۸۵
۶	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۱۰۶۴۴۰۳۷۷	۲۰۳۷۵۰۷۲۷	۳۰۱۱۵۰۹۳۳	۵۰۴۹۱۰۳۳۹
۷	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۱۰۸۰۸۰۸۱۵	۲۰۸۱۲۰۸۶۱	۳۰۸۹۴۰۹۱۷	۷۰۶۸۷۰۸۷۵
۸	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۱۰۹۸۹۰۶۹۷	۳۰۳۳۰۰۴۲۸	۴۰۸۶۸۰۶۴۶	۱۰۰۷۶۳۰۰۲۴
۹	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۲۰۱۸۸۰۶۶۶	۳۰۹۴۳۰۲۲۶	۶۰۰۸۵۰۸۰۷	۱۵۰۰۶۸۰۲۳۴
۱۰	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۲۰۴۰۷۰۵۳۳	۴۰۶۶۸۰۷۸۰	۷۰۶۰۷۰۲۵۹	۲۱۰۰۹۵۰۵۲۸
۱۱	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۲۰۶۴۸۰۲۸۶	۵۰۵۲۷۰۸۳۵	۹۰۵۰۹۰۰۷۴	۲۹۰۵۳۳۰۷۳۹
۱۲	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۲۰۹۱۳۰۱۱۵	۶۰۵۴۴۰۹۵۷	۱۱۰۸۸۶۰۳۴۲	۴۱۰۳۴۷۰۲۳۵
۱۳	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۳۰۲۰۴۰۴۲۶	۷۰۷۴۹۰۲۲۹	۱۴۰۸۵۷۰۹۲۷	۵۷۰۸۸۶۰۱۲۹
۱۴	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۳۰۵۲۴۰۸۶۹	۹۰۱۷۵۰۰۸۷	۱۸۰۵۷۲۰۴۰۹	۸۱۰۰۴۰۰۵۸۰
۱۵	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۳۰۸۷۷۰۳۵۶	۱۰۰۸۶۳۰۳۰۳	۲۳۰۲۱۵۰۵۱۲	۱۱۳۰۴۵۶۰۸۱۲
۱۶	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۴۰۲۶۵۰۰۹۲	۱۲۰۸۶۲۰۱۵۱	۲۹۰۰۱۹۰۳۹۰	۱۵۸۰۸۳۹۰۵۳۷
۱۷	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۴۰۶۹۱۰۶۰۱	۱۵۰۲۲۸۰۷۸۷	۳۶۰۲۷۴۰۲۳۷	۲۲۲۰۳۷۵۰۳۵۲
۱۸	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۵۰۱۶۰۰۷۶۱	۱۸۰۰۳۰۰۸۸۴	۴۵۰۳۴۲۰۷۹۶	۳۱۱۰۳۲۵۰۴۹۳
۱۹	۱۰۰۲۱۰۰۲۹	۵۰۶۷۶۰۸۳۷	۲۱۰۳۴۸۰۵۶۷	۵۶۰۶۷۸۰۴۹۵	۴۳۵۰۸۵۵۰۶۹۰
۲۰	۳۰۰۲۱۰۰۲۹	۸۰۲۴۴۰۵۲۰	۲۷۰۲۷۶۰۷۰۳	۷۲۰۸۴۸۰۱۱۹	۶۱۲۰۱۹۷۰۹۶۵
سال	DCF تورم ۰٪	DCF تورم ۱۰٪	DCF تورم ۱۸٫۴٪	DCF تورم ۲۵٪	DCF تورم ۴۰٪
۰	-۲۰۰۰۰۰۰۰۰۰	-۲۰۰۰۰۰۰۰۰۰	-۲۰۰۰۰۰۰۰۰۰	-۲۰۰۰۰۰۰۰۰۰	-۲۰۰۰۰۰۰۰۰۰
۱	۸۸۷۰۸۵۱	۸۸۷۰۸۵۱	۸۸۷۰۸۵۱	۸۸۷۰۸۵۱	۸۸۷۰۸۵۱
۲	۷۷۲۰۰۴۵	۸۴۹۰۲۴۹	۹۱۴۰۱۰۱	۹۶۵۰۰۵۶	۱۰۰۸۰۰۸۶۲

سال	FCF تورم ۰٪	FCF تورم ۱۰٪	FCF تورم ۱۸٫۴٪	FCF تورم ۲۵٪	FCF تورم ۴۰٪
۳	۶۷۱٫۳۴۳	۸۱۲٫۳۲۵	۹۴۱٫۱۲۶	۱۰۰۴۸٫۹۷۴	۱۰۳۱۵٫۸۳۳
۴	۵۸۳٫۷۷۷	۷۷۷٫۰۰۷	۹۶۸٫۹۵۱	۱۰۱۴۰٫۱۸۹	۱۰۶۰۱٫۸۸۳
۵	۵۰۷٫۶۳۲	۷۴۳٫۲۲۴	۹۹۷٫۵۹۸	۱۰۲۳۹٫۳۳۶	۱۰۹۵۰٫۱۱۹
۶	۴۴۱٫۴۱۹	۷۱۰٫۹۱۰	۱۰۰۲۷٫۰۹۲	۱۰۳۴۷٫۱۰۴	۲۰۳۷۴٫۰۵۷
۷	۳۸۳٫۸۴۳	۶۸۰٫۰۰۱	۱۰۰۵۷٫۴۵۹	۱۰۴۶۴٫۲۴۳	۲۰۸۹۰٫۱۵۷
۸	۳۳۳٫۷۷۶	۶۵۰٫۴۳۵	۱۰۰۸۸٫۷۲۳	۱۰۵۹۱٫۵۶۹	۳۰۵۱۸٫۴۵۲
۹	۲۹۰٫۲۴۰	۶۲۲٫۱۵۶	۱۰۱۲۰٫۹۱۱	۱۰۷۲۹٫۹۶۶	۴۰۲۸۳٫۳۳۳
۱۰	۲۵۲٫۳۸۳	۵۹۵٫۱۰۵	۱۰۱۵۴٫۰۵۱	۱۰۸۸۰٫۳۹۸	۵۰۲۱۴٫۴۹۲
۱۱	۲۱۹٫۴۶۳	۵۶۹٫۲۳۱	۱۰۱۸۸٫۱۷۱	۲۰۰۴۳٫۹۱۱	۶۰۳۴۸٫۰۷۷
۱۲	۱۹۰٫۸۳۸	۵۴۴٫۴۸۲	۱۰۲۲۳٫۲۹۹	۲۰۲۲۱٫۶۴۲	۷۰۷۲۸٫۰۹۴
۱۳	۱۶۵٫۹۴۶	۵۲۰٫۸۰۹	۱۰۲۵۹٫۴۶۶	۲۰۴۱۴٫۸۲۹	۹۰۴۰۸٫۱۱۴
۱۴	۱۴۴٫۳۰۱	۴۹۸٫۱۶۵	۱۰۲۹۶٫۷۰۳	۲۰۶۲۴٫۸۱۴	۱۱۰۴۵۳٫۳۵۶
۱۵	۱۲۵٫۴۷۹	۴۷۶٫۵۰۶	۱۰۳۳۵٫۰۴۰	۲۰۸۵۳٫۰۵۸	۱۳۰۹۴۳٫۲۱۷
۱۶	۱۰۹٫۱۱۲	۴۵۵٫۷۸۸	۱۰۳۷۴٫۵۱۱	۳۰۱۰۱۰۱۵۰	۱۶۰۹۷۴٫۳۵۱
۱۷	۹۴٫۸۸۰	۴۳۵٫۹۷۱	۱۰۴۱۵٫۱۴۹	۳۰۳۷۷٫۰۸۱	۲۰۰۶۶۴٫۴۲۷
۱۸	۸۲٫۵۰۴	۴۱۷٫۰۱۶	۱۰۴۵۶٫۹۸۸	۳۰۶۶۳٫۹۳۰	۲۵۰۱۵۶٫۶۹۳
۱۹	۷۱٫۷۴۳	۳۹۸٫۸۸۵	۱۰۵۰۰٫۰۶۴	۳۰۹۸۲٫۵۳۳	۳۰۰۶۲۵٫۵۴۰
۲۰	۱۸۴٫۵۸۶	۵۰۳٫۷۴۳	۱۰۶۶۶٫۶۱۴	۴۰۴۵۱٫۰۴۰	۳۷۰۴۰۵۰۴۶۶

۵- نتیجه گیری

این پژوهش با هدف امکان سنجی اقتصادی احداث نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی در منطقه لوتک (شهرستان هامون، استان سیستان و بلوچستان)، از ترکیب مدلسازی جریان باد با نرم افزار Wind Pro و تحلیل اقتصادی مبتنی بر روش جریان نقدینگی تنزیل یافته در نرم افزار HOMER Pro بهره می برد. نتایج حاکی از آن است که تولید سالانه برق نیروگاه پیشنهادی با هشت توربین، حدود ۷۴/۳۷ گیگاوات ساعت و بهای تمام شده تولید هر کیلووات ساعت برق (LCOE) حدود ۰/۰۲ دلار محاسبه گردید. از منظر اقتصادی، با فرض سناریوی پایه شامل هزینه سرمایه گذاری اولیه معادل ۲۰ میلیون دلار (۱۰۰ درصد آورده نقدی سهام داران)، هزینه بهره برداری، نگهداری و تعمیرات سالانه ۸۶۰ هزار دلار و لحاظ ارزش اسقاط ۲ میلیون دلاری در پایان عمر اقتصادی ۲۰ ساله، نتایج نشان داد که ارزش فعلی خالص (NPV) پروژه به حدود ۳/۸۷ میلیون دلار مثبت می رسد. همچنین، جریان نقدینگی تنزیل یافته تجمعی در سال هجدهم بهره برداری از نقطه صفر عبور کرده و دوره بازگشت سرمایه تنزیل یافته محقق می شود. این یافته ها مؤید آن است که طرح در چارچوب مفروضات مذکور از توجیه پذیری مالی برخوردار بوده و نرخ بازده داخلی پروژه (IRR) از حداقل نرخ بازده مورد انتظار سرمایه گذار (۱۵ درصد) فراتر می رود.

تحلیل حساسیت نسبت به نرخ تورم، آسیب‌پذیری شدید نتایج اقتصادی را در برابر سازوکار تعدیل تعرفه آشکار ساخت؛ به‌گونه‌ای که در سناریوهای تورم صفر و ۱۰ درصد، ارزش فعلی خالص به ترتیب حدود ۱۳/۴۹ و ۷/۸۵ میلیون دلار منفی شد و پروژه در هیچ‌یک از سال‌های دوره بهره‌برداری به نقطه سر به سر اقتصادی نمی‌رسد. این امر بیان‌گر آن است که در غیاب تعدیل تعرفه متناسب با تورم، کاهش ارزش زمانی پول بر رشد اسمی درآمدها غلبه کرده و طرح از منظر اقتصادی فاقد توجیه خواهد بود. در مقابل، در سناریوهای تورم ۲۵ و ۴۰ درصد (با فرض تعدیل کامل تعرفه و ثابت ماندن نرخ تنزیل)، ارزش فعلی خالص به ترتیب به حدود ۲۴/۰۲ و ۱۸۴/۸۲ میلیون دلار افزایش یافت. با این حال، باید تأکید کرد که نتایج سناریوهای تورمی بالا، صرفاً منعکس‌کننده حساسیت طرح به فرضیات مالی و سازوکار تعدیل است؛ چرا که در شرایط واقعی، افزایش تورم معمولاً با رشد هزینه سرمایه، نرخ تأمین مالی، ریسک ارزی و هزینه‌های جایگزینی تجهیزات همراه خواهد بود. بر پایه یافته‌های این پژوهش، پایداری اقتصادی پروژه به شدت به چهار عامل کلیدی وابسته است:

۱. تضمین و پایداری تعرفه خرید تضمینی برق با سازوکار تعدیل متناسب با نرخ تورم؛
 ۲. کنترل و بهینه‌سازی هزینه‌های سرمایه‌ای اولیه از طریق بهره‌مندی از مشوق‌های دولتی و تسهیلات مالی کم‌بهره؛
 ۳. مدیریت مؤثر هزینه‌های بهره‌برداری، نگهداری و تعمیرات با توجه به شرایط سخت اقلیمی منطقه (دمای بالا، گردوغبار و طوفان‌های شن) که می‌تواند نرخ فرسایش تجهیزات و نیاز به قطعات یدکی ارزی را افزایش دهد؛
 ۴. مدیریت ریسک ناشی از عدم تقارن ارزی میان درآمد ریالی و هزینه‌های ارزی تأمین و نگهداری تجهیزات.
- در مجموع، می‌توان نتیجه گرفت که منطقه لوتک با برخورداری از پتانسیل باد قابل توجه، ضریب ظرفیت بالا و بهای تمام شده تولید رقابتی، از قابلیت اقتصادی مناسبی برای توسعه نیروگاه‌های بادی برخوردار است و احداث نیروگاه ۲۰ مگاواتی مورد مطالعه، در صورت تحقق فرضیات سناریوی پایه و با اتکا به سازوکارهای حمایتی تعرفه‌ای و مالی، کاملاً توجیه‌پذیر است.

مراجع

- [1] A. Aghahosseini, D. Bogdanov, N. Ghorbani, and C. Breyer, "Analysis of 100% renewable energy for Iran in 2030: integrating solar PV, wind energy and storage," *Int. J. Environ. Sci. Technol.*, vol. 15, pp. 17–36, 2018.
- [۲] علی اعراب شیبانی و ابوالفضل اسدی زارچ، "امکان سنجی توسعه نیروگاه بادی در کشور ایران از دیدگاه اقتصادی"، ۱۳۹۴، هشتمین کنفرانس بین‌المللی مهندسی برق با محوریت انرژی‌های نو، دانشگاه آزاد اسلامی.
- [۳] سروش ملازاده، "تحلیل پتانسیل انرژی بادی در ایران و ارائه راهکارهای توسعه نیروگاه‌های بادی کوچک مقیاس"، ۱۴۰۳، بیست و چهارمین کنفرانس ملی مهندسی برق، کامپیوتر و مکانیک.
- [۴] گوهرنیا، عزیزالله، خسروی، محمود، حمیدیان پور، محسن. (۱۳۹۷). "امکان سنجی احداث نیروگاه‌های بادی در شمال استان سیستان و بلوچستان از دیدگاه شرایط اقلیمی و محیطی"، کاوش‌های جغرافیایی مناطق بیابانی، دوره ۶، شماره ۲، ۱-۲۰.
- [۵] عابدی، سپیده و ابراهیمی نیا، دانیال (۱۴۰۲). ارزیابی پتانسیل انرژی‌های تجدیدپذیر در استان سیستان و بلوچستان: منابع انرژی خورشیدی، بادی، زمین گرمایی و زیستی. فصلنامه سیستم‌های انرژی پایدار، ۲ (۴)، ۳۶۷-۳۵۳.
- [۶] محمد برهانی، افشین دانه کار، مظاهر معین الدینی، ۱۴۰۱، ظرفیت سنجی اقلیمی ناحیه ساحلی استان سیستان و بلوچستان برای توسعه مزارع بادی، نشریه محیط زیست طبیعی «دوره ۷۵، شماره ۴ (زمستان ۱۴۰۱)، ۱۶۶-۱۴۹.
- [۷] پتانسیل سنجی، تحلیل رژیم باد و تعیین چگالی توان بادی استان سیستان و بلوچستان مطالعه موردی: ایستگاه چابهار، نویسندگان: سعید معیری، راحله پودینه‌یی، اولین کنفرانس ملی انرژی‌های تجدیدپذیر و توسعه پایدار - ۱۳۹۴، دانشگاه زابل.
- [8] H. Mohamadi, A. Saeedi, Z. Firoozi, S. Sepasi Zangabadi, and Sh. Veisi, "Assessment of wind energy potential and economic evaluation of four wind turbine models for the east of Iran," *Heliyon*, vol. 7, e07394, 2021.
- [9] A. Hosseini, F. Ramezani, and M. Mirhosseini, "Solar and wind energy potential assessment for Razavi Khorasan Province in Iran," *J. Cent. South Univ.*, vol. 31, no. 6, pp. 2027–2038, 2024.

- [10] T. Stehly, P. Duffy, and D. Mulas Hernando, "Cost of Wind Energy Review," National Renewable Energy Laboratory (NREL), Tech. Rep., 2024. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/89409.pdf>
- [11] A. A. Shata and R. Hanitsch, "Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt," *Renew. Energy*, vol. 31, no. 8, pp. 1183–1202, 2006.
- [12] https://www.cbi.ir/PolicyRates/policyrates_fa.aspx
- [13] https://www.cbi.ir/Inflation/Inflation_FA.aspx
- [14] <https://fxmarketrate.cbi.ir/?csrt=13938566197557665809>
- [15] <https://qavanin.ir/Law/TreeText/?IDS=17253736147506142648>

Economic Feasibility Study of Establishing a 20 MW Wind Power Plant in the Lutak Region (Hamoun County), Sistan and Baluchestan Province

Peyman Lashgari^{1,*}

¹ Ph.D. Candidate in Energy Systems Engineering, Department of Energy Engineering, North Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

Received: Summer 2026

Accepted: Summer 2026

Abstract

Wind energy, as a clean and renewable resource, plays a pivotal role in diversifying the electricity generation portfolio and mitigating dependency on fossil fuels. This study aims to evaluate the techno-economic feasibility of establishing a 20 MW wind power plant in the Lutak region, Hamoun County, Sistan and Baluchestan Province, Iran. The regional wind resource potential was evaluated using anemometric ground-station data, and the micro-siting layout of eight 2.5 MW MAPNA Type-2 wind turbines—optimized with appropriate inter-turbine spacing to minimize wake losses—was designed using Wind PRO software. Energy yield and financial viability metrics were subsequently analyzed using HOMER Pro alongside the Discounted Cash Flow (DCF) methodology. The micro-siting and simulation results indicate a wind power density of 619 W/m² at a hub height of 85m, yielding a capacity factor of 42.39%, an Annual Energy Production (AEP) of 74.37 GWh, and a Levelized Cost of Energy (LCOE) of 0.020 \$/kWh. Under baseline assumptions—comprising a Capital Expenditure (CAPEX) of 20\$ Million, a 20-year project lifetime, a 15% discount rate, an annual escalation rate of 18.4% for revenues and Operational Expenditures (OPEX), and a salvage value of 2\$ Million—the project yields a positive Net Present Value (NPV) of 3.87\$ Million and a Discounted Payback Period (DPBP) of approximately 18 years. Consequently, the proposed project is economically viable under baseline conditions; however, long-term economic sustainability remains highly contingent upon index-linked power purchase agreements (PPAs), rigorous operational cost containment, foreign exchange risk hedging, and proactive preventive maintenance strategies.

Key words: Wind Power Plant; Techno-Economic Feasibility; Lutak Region; Discounted Cash Flow (DCF); Net Present Value (NPV); Discounted Payback Period (DPBP).

*corresponding author: peyman.lashgari@iau.ac.ir

Cite this article as: Peyman Lashgari, Economic Feasibility Study of Establishing a 20 MW Wind Power Plant in the Lutak Region (Hamoun County), Sistan and Baluchestan Province. **Journal of Energy Conversion**, 2026, 13(2), 69-81