



The University of Tehran Press

Dynamic Exergy Performance Assessment of a 1-MW Wind Power Plant Under Diverse Climatic Conditions

Erfan Abbasian Hamedanni¹ | Ahmad Hajinezhad² | Mona Mirrazavi³ | Ali Farhadi⁴ | Amir Akbari⁵ | Hossein Yousefi^{6*}

1. Ph.D. Student, School of Energy Engineering and Sustainable Resources, College of Interdisciplinary Science and Technology, University of Tehran, Tehran, Iran. Email: erfan.abbasian@ut.ac.ir
2. Associate Professor, School of Energy Engineering and Sustainable Resources, College of Interdisciplinary Science and Technology, University of Tehran, Tehran, Iran. Email: hajinezhad@ut.ac.ir
3. M.Sc. Student, School of Energy Engineering and Sustainable Resources, College of Interdisciplinary Science and Technology, University of Tehran, Tehran, Iran. Email: mona.mirrazavi@ut.ac.ir
4. Assistant Professor, Mechanical Engineering Faculty, Shahid Rajaee Teacher Training University, Tehran, Iran. Email: a.farhadi@stru.ac.ir
5. CEO, Jam Petrochemical Company, Asaluyeh, Iran. Email: am.akbari@jpcomplex.com
6. Corresponding Author, Professor, School of Energy Engineering and Sustainable Resources, College of Interdisciplinary Science and Technology, University of Tehran, Tehran, Iran. Email: hosseinyousefi@ut.ac.ir

ARTICLE INFO

Article type:
Research Paper

Article History:
Received: 15 February 2026
Revised: 13 March 2026
Accepted: 11 April 2026
Published Online: 22 June 2026

Keywords:
Wind energy,
Wind turbine,
Energy analysis,
Exergy analysis,
Sustainability.

ABSTRACT

In this study, the performance of a 1-MW wind power plant in Iran is evaluated using an integrated transient–thermodynamic simulation framework. To cover the country’s climatic diversity, four cities, including Chabahar, Ardabil, Rasht, and Shiraz, were selected as representative sites. The turbine model was implemented in TRNSYS, and the hourly power output was simulated. Based on the time-series results, first-law indicators, including electrical energy production and capacity factor, and second-law indicators, including exergy efficiency, exergy destruction, and the sustainability index, were calculated and compared on a monthly and annual basis. The annual results showed that the highest energy production was obtained for Ardabil at approximately 1559.7 MWh with a capacity factor of 17.99%, followed by Chabahar at approximately 1532.9 MWh with a capacity factor of 17.68%; whereas Rasht and Shiraz exhibited annual productions of approximately 1010.4 and 882.2 MWh with capacity factors of 11.65% and 10.17%, respectively. From the second-law perspective, the highest exergy efficiency was observed in Ardabil (68.23%), and the lowest in Chabahar (63.25%). The sustainability index also reflected the same pattern (maximum 3.14 in Ardabil and minimum 2.72 in Chabahar). In addition, the highest annual exergy destruction was reported for Chabahar (about 890.8 MWh), which, given the level of energy/exergy input, highlights the need to interpret exergy destruction and exergy efficiency simultaneously. Overall, site rankings based on energy- and exergy-based indicators are not necessarily aligned, and an integrated assessment can provide a more reliable basis for siting and decision-making for wind power development across Iran’s diverse climates.

Cite this article: Abbasian Hamedanni, E.; Hajinezhad, A.; Mirrazavi, M.; Farhadi, A.; Akbari, A. & Yousefi, H. (2026). Dynamic Exergy Performance Assessment of a 1-MW Wind Power Plant Under Diverse Climatic Conditions. *Journal of Sustainable Energy Systems*, 5 (3), 627-645. DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2026.411463.1216>



© Erfan Abbasian Hamedanni, Ahmad Hajinezhad, Mona Mirrazavi, Ali Farhadi, Amir Akbari, Hossein Yousefi

Publisher: University of Tehran Press.

DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2026.411463.1216>

1. Introduction

Rising global energy demand, driven by population growth, urbanization, and industrial development, continues to intensify the need for a reliable and sustainable energy supply, while the ongoing reliance on fossil fuels exacerbates greenhouse gas emissions and environmental impacts. Among low-carbon options, wind power has emerged as a key pillar of the energy transition due to its technological maturity and expanding deployment; however, its intermittency and grid-integration challenges make accurate performance assessment increasingly important. Since conventional first-law (energy) analysis does not adequately reflect the quality of energy conversion or the origins of thermodynamic irreversibilities, exergy-based evaluation offers a more comprehensive framework for assessing losses and identifying priorities for system improvement. Accordingly, this study proposes an integrated dynamic–thermodynamic simulation approach to assess a 1-MW wind power plant in Iran across four representative climates (Chabahar, Ardabil, Rasht, and Shiraz), using NASA climate time-series as inputs to TRNSYS and extracting both energy indicators (e.g., generated energy and capacity factor) and exergy metrics (e.g., exergetic efficiency and exergy destruction) at monthly and annual scales for comparative analysis.

2. Methodology

A transient simulation workflow was implemented to quantify both first- and second-law performance of a 1-MW wind power plant under diverse climatic conditions. Hourly meteorological time series for Chabahar, Ardabil, Rasht, and Shiraz were extracted from the NASA database and preprocessed to ensure consistency of units and time resolution. The wind turbine was then modeled in TRNSYS using a power-curve-based representation with standard operational thresholds (cut-in, rated, and cut-out), and hourly electrical power output was computed over a full year for each site. Based on the simulated hourly power, annual and monthly electricity generation and capacity factor were obtained in this study. For the second-law assessment, the incoming wind exergy was treated as kinetic exergy, and the exergy efficiency was defined as the ratio of useful electrical power to the difference between the inlet and outlet exergy rates of the airflow across the turbine control volume. Also, the exergy destruction rate was evaluated from the exergy balance, and subsequently aggregated to monthly and annual values. Finally, a sustainability index was calculated as a function of exergy efficiency and reported alongside energy and exergy indicators to enable comparative site ranking and interpretation across the four climates.

3. Results and discussion

The results indicate clear climate-driven differences in both energy yield and thermodynamic performance across the four sites. On an annual basis, the highest electricity production and capacity factor were obtained for Ardabil (≈ 1559.7 MWh, 17.99%), closely followed by Chabahar (≈ 1532.9 MWh, 17.68%), while Rasht and Shiraz delivered lower annual generation (≈ 1010.4 and 882.2 MWh) with capacity factors of 11.65% and 10.17%, respectively. From the second-law perspective, Ardabil exhibited the best exergy performance, achieving the highest exergy efficiency (68.23%) and sustainability index (3.14), whereas Chabahar showed the lowest exergy efficiency (63.25%) and sustainability index (2.72). In contrast, cumulative exergy destruction was highest in Chabahar (≈ 890.8 MWh), underscoring that absolute exergy destruction tends to increase with the magnitude of processed wind exergy and should therefore be interpreted jointly with exergy efficiency. Overall, the findings confirm that rankings based solely on energy-based metrics do not necessarily coincide with exergy-based rankings, highlighting the value of an integrated assessment for site selection and wind deployment planning under diverse climatic conditions.

4. Conclusion

Overall, this study demonstrates that combining dynamic simulation with exergy-based metrics provides a more discriminating basis for evaluating wind power performance under diverse climatic conditions than relying on energy indicators alone. While Ardabil and Chabahar were identified as the most favorable sites in terms of annual energy yield and capacity factor, Ardabil consistently showed superior second-law performance, reflected in higher exergetic efficiency and sustainability index. The observed divergence between energy- and exergy-based rankings highlights the importance of

assessing both quantity and quality of conversion when selecting sites and prioritizing operational improvements. Accordingly, integrating first- and second-law indicators is recommended for more robust siting and development decisions for wind projects across heterogeneous climates.



انتشارات دانشگاه تهران

فصلنامه سیستم‌های انرژی پایدار

سایت نشریه: <https://ses.ut.ac.ir>

شاپا الکترونیکی: ۸۶۹۳-۲۹۸۰

ارزیابی دینامیکی عملکرد اگزرژی نیروگاه بادی ۱ مگاواتی در شرایط اقلیمی متنوع

عرفان عباسیان همدانی^۱ | احمد حاجی‌نژاد^۲ | مونا میررضوی^۳ | علی فرهادی^۴ | امیر اکبری^۵ | حسین یوسفی^۶

۱. دانشجوی دکتری مهندسی سیستم‌های انرژی دانشکده مهندسی انرژی و منابع پایدار، دانشکده‌های میان‌رشته‌ای دانشگاه تهران، تهران، ایران. رایانامه: erfan.abbasian@ut.ac.ir
۲. دانشیار مهندسی سیستم‌های انرژی دانشکده مهندسی انرژی و منابع پایدار، دانشکده‌های میان‌رشته‌ای دانشگاه تهران، تهران، ایران. رایانامه: hajinezhad@ut.ac.ir
۳. دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی سیستم‌های انرژی، دانشکده مهندسی انرژی و منابع پایدار، دانشکده‌های میان‌رشته‌ای دانشگاه تهران، تهران، ایران. رایانامه: mona.mirrazavi@ut.ac.ir
۴. استادیار بخش مکانیک خودرو، دانشکده مهندسی مکانیک، دانشگاه تربیت دبیر شهید رجایی، تهران، ایران. رایانامه: a.farhadi@sru.ac.ir
۵. مدیرعامل، شرکت پتروشیمی جم، عسلویه، ایران. رایانامه: am.akbari@jpcomplex.com
۶. نویسنده مسئول، استاد تمام مهندسی سیستم‌های انرژی دانشکده مهندسی انرژی و منابع پایدار، دانشکده‌های میان‌رشته‌ای دانشگاه تهران، تهران، ایران. رایانامه: hosseinyousefi@ut.ac.ir

اطلاعات مقاله

چکیده

نوع مقاله:

پژوهشی

تاریخ‌های مقاله:

تاریخ دریافت: ۱۴۰۴/۱۱/۲۶

تاریخ بازنگری: ۱۴۰۴/۱۲/۲۳

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۱/۲۲

تاریخ انتشار: ۱۴۰۵/۰۴/۰۱

کلیدواژه:

انرژی بادی،

توربین بادی،

آنالیز انرژی،

آنالیز اگزرژی،

پایداری.

در این مطالعه، عملکرد یک نیروگاه بادی با ظرفیت نامی ۱ مگاوات در ایران با تکیه بر یک چارچوب شبیه‌سازی گذرا-ترمودینامیکی ارزیابی شد. برای پوشش تنوع اقلیمی کشور، چهار شهر چابهار، اردبیل، رشت و شیراز به عنوان سایت‌های نماینده انتخاب شده‌اند. مدل توربین در نرم‌افزار TRNSYS پیاده‌سازی و توان خروجی ساعتی شبیه‌سازی شد. بر مبنای خروجی‌های زمانی، شاخص‌های قانون اول شامل انرژی الکتریکی تولیدی و ضریب ظرفیت و شاخص‌های قانون دوم شامل بازده اگزرژی، تخریب اگزرژی و نیز شاخص پایداری محاسبه و به صورت ماهانه و سالانه مقایسه شد. نتایج سالانه نشان داد بیشترین تولید انرژی به اردبیل با حدود ۱۵۵۹/۷ مگاوات ساعت و ضریب ظرفیت ۱۷/۹۹ درصد اختصاص دارد و پس از آن چابهار با حدود ۱۵۳۲/۹ مگاوات ساعت و ضریب ظرفیت ۱۷/۶۸ درصد قرار می‌گیرد؛ در حالی که رشت و شیراز به ترتیب حدود ۱۰۱۰/۴ و ۸۸۲/۲ مگاوات ساعت تولید سالانه و ضرایب ظرفیت ۱۱/۶۵ درصد و ۱۰/۱۷ درصد را نشان دادند. از منظر قانون دوم، بیشترین بازده اگزرژی در اردبیل با ۶۸/۲۳ درصد و کمترین آن در چابهار با ۶۳/۲۵ درصد مشاهده شد و شاخص پایداری نیز همین الگو را بازتاب داد (بیشینه ۳/۱۴ در اردبیل و کمینه ۲/۷۲ در چابهار). همچنین، بیشترین تخریب اگزرژی سالانه در چابهار (حدود ۸۹۰/۸ مگاوات ساعت) گزارش شد که با توجه به سطح ورودی انرژی/اگزرژی، ضرورت تفسیر هم زمان مقادیر تخریب و بازده اگزرژی را برجسته می‌سازد. به طور کلی، نتایج نشان داد رتبه‌بندی سایت‌ها در شاخص‌های انرژی محور و اگزرژی محور الزاماً هم‌راستا نیست و ارزیابی تلفیقی می‌تواند مبنای دقیق‌تری برای مکان‌یابی و تصمیم‌سازی توسعه نیروگاه‌های بادی در اقلیم‌های متفاوت ایران فراهم کند.

استناد: عباسیان همدانی، عرفان؛ حاجی‌نژاد، احمد؛ میررضوی، مونا؛ فرهادی، علی؛ اکبری، امیر و یوسفی، حسین (۱۴۰۵). برنامه‌ریزی بارگذاری ترانسفورماتورهای قدرت با در نظر گرفتن پاسخگویی بار، اثر دمای محیط، نگهداری و فرسودگی ترانسفورماتور. فصلنامه سیستم‌های انرژی پایدار، ۵ (۳) ۶۲۷-۶۴۵
DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2026.411463.1216>

© عرفان عباسیان همدانی، احمد حاجی‌نژاد، مونا میررضوی، علی فرهادی، امیر اکبری، حسین یوسفی

ناشر: مؤسسه انتشارات دانشگاه تهران.

DOI: <http://doi.org/10.22059/ses.2026.411463.1216>



۱. مقدمه

افزایش پیوسته تقاضای انرژی در دهه‌های اخیر، که عمدتاً از رشد جمعیت، گسترش شهرنشینی و توسعه صنعتی ناشی می‌شود، موجب شده است تأمین انرژی قابل اتکا به یکی از دغدغه‌های کلیدی سیاست‌گذاری و پژوهش‌های حوزه انرژی تبدیل شود [۱] و [۲]. نتایج مطالعات مبتنی بر داده‌های تاریخی و سناریوهای پیش‌بینی نشان می‌دهد در افق میان‌مدت، تقاضای انرژی همچنان بالا خواهد بود و مسیرهای تأمین انرژی، تعیین‌کننده بخشی از آثار اقتصادی و زیست‌محیطی سیستم انرژی هستند [۳-۵]. در این میان، با وجود رشد فناوری‌های انرژی‌های تجدیدپذیر و کم‌کربن، سبد انرژی جهان همچنان تا حد زیادی متکی بر سوخت‌های فسیلی است و جایگزینی کامل آن‌ها در کوتاه‌مدت با محدودیت‌های فنی-اقتصادی و ملاحظات نهادی مواجه است [۶ و ۷]. پیامدهای زیست‌محیطی مستقیم این وابستگی، افزایش انتشار آلاینده‌ها و گازهای گلخانه‌ای ناشی از احتراق سوخت‌های فسیلی است که عوامل اصلی تشدید گرمایش جهانی، تغییرات اقلیمی و اثرات نامطلوب بر سلامت انسان و اکوسیستم‌ها است [۸]. بر این اساس، گذار از سوخت‌های فسیلی به سمت گزینه‌های کم‌کربن و تجدیدپذیر به منظور کاهش پیامدهای زیست‌محیطی و دستیابی به پایداری انرژی ضروری است [۹-۱۱].

در میان گزینه‌های کم‌کربن، انرژی بادی به دلیل بلوغ فناوری، قابلیت توسعه در مقیاس‌های مختلف و امکان استقرار در گستره وسیعی از اقلیم‌ها، به یکی از ارکان اصلی گذار انرژی تبدیل شده است [۱۲]. طبق گزارش‌ها، ظرفیت تجمعی نصب‌شده برق بادی تا پایان سال ۲۰۲۳ از مرز حدود ۱/۰۲ تراوات عبور کرده و تنها در سال ۲۰۲۳ حدود ۱۱۷ گیگاوات ظرفیت جدید به شبکه اضافه شده است؛ رشدی که بیانگر شتاب سرمایه‌گذاری و نقش روبه‌افزایش باد در سبد تولید برق جهانی است [۱۳ و ۱۴]. همچنین، تحلیل‌های سیستمی اخیر سهم تولید برق بادی را در سال ۲۰۲۳ حدود ۸ درصد گزارش کرده و آن را از منظر هزینه تولید، در زمره گزینه‌های اقتصادی تولید برق کم‌کربن معرفی می‌کنند [۱۵]. روند کاهش هزینه‌ها نیز با مکانیزم‌های یادگیری فناوریانه و بهبود عملکرد تقویت شده است و مدل‌سازی‌های به‌روز کاهش هزینه تولید برق بادی را در افق ۲۰۳۰ نسبت به ۲۰۲۰ حدود ۲۳ درصد برآورد کرده‌اند [۱۶]. با این حال، ماهیت متناوب باد و افزایش سهم آن در شبکه، چالش‌هایی مانند کاهش اینرسی سیستم، نوسانات توان و نیاز به تنظیم فرکانس را برجسته می‌کند و راهکارهایی نظیر ذخیره‌سازها و کنترل‌های پیشرفته را ضروری می‌سازد [۱۷]. در مقیاس ملی نیز نتایج مطالعات موردی نشان می‌دهد در بخش‌هایی از ایران (به‌ویژه نواحی شرقی)، سرعت متوسط باد در بسیاری از ایستگاه‌ها از ۴ متر بر ثانیه فراتر می‌رود و ارزیابی اقتصادی برخی مدل‌های تجاری توربین، قابلیت سودآوری سرمایه‌گذاری را تأیید می‌کند [۱۸].

با وجود اینکه ارزیابی عملکرد نیروگاه‌های بادی غالباً بر پایه تحلیل انرژی (قانون اول) انجام می‌شود، این رویکرد به‌تنهایی قادر به نشان دادن کیفیت انرژی و پتانسیل واقعی تبدیل آن به کار مفید نیست؛ از این‌رو، تحلیل اگزرژی به عنوان ابزاری دقیق‌تر برای شناسایی ناکارآمدی‌های ترمودینامیکی و تعیین محل و میزان بازگشت‌ناپذیری‌ها^۱ به کار گرفته می‌شود [۱۹]. در چارچوب اگزرژی، مفهوم کلیدی تخریب اگزرژی نمایانگر سهم مستقیم پدیده‌های برگشت‌ناپذیر (مانند اصطکاک، افت‌های آیرودینامیکی، تلفات مکانیکی و الکتریکی و همچنین انتقال‌های غیرایده‌آل) از کاهش قابلیت تولید کار مفید است؛ بنابراین، به خلاف تحلیل انرژی که ممکن است تصویر خوش‌بینانه‌تری از عملکرد ارائه دهد، تحلیل اگزرژی امکان رتبه‌بندی اجزا از منظر پتانسیل بهبود و هدف‌گذاری دقیق اقدامات ارتقایی را فراهم می‌کند [۲۰]. در سال‌های اخیر، تحلیل اگزرژی به طور گسترده‌تری برای ارزیابی سامانه‌های انرژی به کار گرفته شده است؛ زیرا با نمایش سهم بازگشت‌ناپذیری‌ها و تخریب اگزرژی، مسیرهای اصلی اتلاف را روشن کرده و اولویت‌های بهبود عملکرد را مشخص می‌کند. در حوزه سامانه‌های بادی، مطالعات مبتنی بر تحلیل اگزرژی نشان داده‌اند رفتار ترمودینامیکی توربین و اجزای انتقال توان تحت تغییرات سرعت باد و شرایط بهره‌برداری، الگوی متفاوتی از تلفات و کارایی نسبت به معیارهای صرفاً انرژی‌محور ارائه می‌دهد و این امر می‌تواند مبنای بهینه‌سازی طراحی و بهره‌برداری باشد [۲۱]. همچنین، برخی مطالعات موردی انجام‌شده در ایران با بهره‌گیری از رویکردهای مبتنی بر اگزرژی نشان داده‌اند انتخاب چارچوب تحلیلی می‌تواند تأثیر معناداری بر برآورد بازده کلی نیروگاه و نیز بر برداشت از پایداری و کارایی اقتصادی واقعی آن داشته باشد؛ امری که اهمیت انتخاب روش مناسب تحلیل اگزرژی را در مطالعات داخلی بیش از پیش برجسته می‌سازد [۲۲].

تحلیل انرژی در حوزه انرژی بادی هم برای توربین بادی و هم برای زنجیره‌های تبدیل انرژی در سامانه‌های هیبرید دارای باد به کار رفته و در بسیاری از موارد، با گزارش نتایج کمی، امکان مقایسه دقیق‌تر مکانیزم‌های اتلاف و اولویت‌های بهینه‌سازی را فراهم کرده است. در سطح توربین منفرد، مدل‌سازی عددی مبتنی بر قانون دوم نشان داده که شرایط مرزی آزمون می‌تواند بر شاخص‌های انرژی اثر معنادار بگذارد؛ به گونه‌ای که در یک مطالعه^۱ CFD روی توربین، اختلاف نسبی بیشینه‌ی بازده انرژی بین حالت تونل باد و جریان آزاد در سرعت باد ۱۶ متر بر ثانیه برابر ۷/۰۱ درصد گزارش شده و همچنین پارامترهایی مانند فشار، دما و رطوبت بر عملکرد انرژی اثرگذار معرفی شده‌اند [۲۱]. در مقیاس میدانی و با تحلیل‌های مبتنی بر داده‌های واقعی، ارزیابی انجام‌شده برای دو اقلیم متفاوت (تهران و منجیل) نشان می‌دهد بازده‌های سالانه به‌شدت تابع رژیم باد هستند؛ به طوری که بازده انرژی سالانه حدود ۱/۰۸ درصد در برابر ۳/۳۳ درصد و بازده انرژی سالانه حدود ۴۳ درصد در برابر ۱۰/۸ درصد گزارش شده است [۲۳]. Ramírez و همکاران در مطالعه خود کاربرد انرژی را برای توربین‌های بادی خشکی و فراساحلی را بررسی کرده‌اند. در این مطالعه، برای بازه سرعت باد ۵ تا ۲۰ متر بر ثانیه، بازده انرژی بادی فراساحلی حدود ۰/۸۶ تا ۰/۹۸ و بادی خشکی حدود ۰/۴۷ تا ۰/۹۶ درصد گزارش شده است [۲۴].

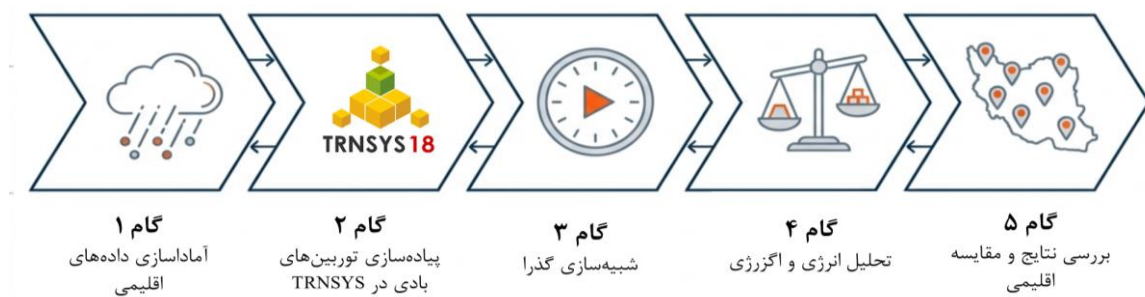
در حوزه سامانه‌های هیبرید دارای انرژی باد، تمرکز قابل توجهی بر زنجیره‌های تبدیل انرژی‌های تجدیدپذیر به هیدروژن سبز دیده می‌شود. برای نمونه، در یک سامانه هیبرید بادی - خورشیدی برای تولید و ذخیره هیدروژن، تولید سالانه ۱۹۱۲ کیلوگرم هیدروژن، بازده انرژی کل ۱۶/۴۲ درصد و بازده انرژی کل ۱۲/۷۶ درصد و نیز دوره بازگشت ۷ تا ۱۳/۸۵ سال گزارش شده است [۲۵]. در مطالعه دیگری توسط Li و همکاران، یک سامانه نوین تولید هیدروژن با ادغام باد و خورشید را ارزیابی کرده، بازده‌های متوسط سالانه انرژی و انرژی به ترتیب ۲۱/۶۹ درصد و ۲۹/۶۱ درصد گزارش شده است. در این مطالعه بازده انرژی و انرژی توربین بادی به ترتیب ۵۹/۵۷ درصد و ۳۵/۳۰ درصد گزارش شده است [۲۶]. Meng و همکاران بیشینه بازده انرژی کل یک سامانه چندتولیدی باد - هیدروژن با بازیافت چندمرحله‌ای گرمای اتلافی را ۲۷/۰۷ درصد گزارش کرده‌اند و نشان داده‌اند با تغییر شرایط کاری برخی اجزا (مانند دمای کاری پیل سوختی)، بازده انرژی زیرسامانه‌ها و حتی کل سامانه می‌تواند تا حدود ۵۱/۹۱ درصد و ۵۸/۸۳ درصد افزایش یابد [۲۷]. در کنار این‌ها، ادغام انرژی بادی با ذخیره‌سازی‌هایی نظیر CAES^۲ و ذخیره‌سازی‌های حرارتی مبتنی بر PCM^۳ نیز با رویکرد انرژی بررسی شده و گزارش شده است که نزدیک به ۶۰ درصد از تخریب انرژی می‌تواند در بخش PCM رخ دهد؛ نتیجه‌ای که اهمیت مرزبندی صحیح سیستم و شناسایی سهم اجزای غالب در تخریب انرژی را برجسته می‌کند [۲۸]. دهشیری و فیروزآبادی در مطالعه خود به بررسی تولید هیدروژن سبز با استفاده از انرژی بادی پرداخته‌اند. در این مطالعه کاربرد مدل‌های متفاوت توربین بادی به عنوان سناریو مورد بررسی قرار گرفته است. نتایج پژوهش یادشده نشان می‌دهد راندمان انرژی مدل‌های متفاوت توربین بادی بین ۵۵ تا ۷۰ درصد متغیر است [۲۹].

در این پژوهش، یک چارچوب یکپارچه شبیه‌سازی دینامیکی-ترمودینامیکی برای ارزیابی عملکرد یک نیروگاه بادی ۱ مگاواتی در ایران ارائه می‌شود. رفتار سیستم بادی در چهار شهر چابهار، اردبیل، رشت و شیراز با رویکرد نمایندگی از اقلیم‌های متفاوت ایران بررسی شده‌است تا اثر تنوع آب‌وهوایی بر شاخص‌های عملکردی نیروگاه بادی به صورت مقایسه‌ای ارزیابی شود. در این چارچوب، سری‌های زمانی داده‌های اقلیمی چهار شهر از NASA استخراج و پیش‌پردازش شده‌اند، به عنوان ورودی به مدل گذرای تولید توان در TRNSYS منتقل می‌شوند. مدل‌سازی نیروگاه بادی در این مطالعه به وسیله نرم‌افزار TRNSYS انجام می‌شود. پس از اجرای شبیه‌سازی، توان خروجی ساعتی محاسبه می‌شود و شاخص‌های مبتنی بر قانون اول (انرژی تولیدی و ضریب ظرفیت) و قانون دوم (بازده و تخریب انرژی) در مقیاس‌های ماهانه و سالانه استخراج و به صورت مقایسه‌ای تحلیل می‌شوند. رویکرد گذرا در TRNSYS برای بازنمایی تغییرات زمانی عملکرد سیستم انتخاب شده است. نوآوری پژوهش در آن است که علاوه بر شاخص‌های انرژی، با تکیه بر تحلیل انرژی امکان ارزیابی دقیق‌تر و مقایسه‌پذیرتر عملکرد در شرایط اقلیمی متفاوت فراهم می‌شود. نتایج می‌تواند در مطالعات مکان‌یابی و برنامه‌ریزی توسعه نیروگاه‌های بادی مورد استفاده قرار گیرد.

1. Computational Fluid Dynamics
2. Compressed Air Energy Storage
3. Phase Change Material

۲. روش‌شناسی

در این مطالعه، یک چارچوب یکپارچه برای ارزیابی عملکرد نیروگاه بادی ۱ مگاواتی بر پایه شبیه‌سازی دینامیکی و تحلیل انرژی-انرژی ارائه می‌شود. همان‌گونه که در شکل ۱ نشان داده شده است، روند پژوهش شامل آماده‌سازی داده‌های اقلیمی، پیاده‌سازی مدل توربین بادی در TRNSYS، اجرای شبیه‌سازی گذرا، استخراج شاخص‌های مبتنی بر قانون اول و دوم، و در نهایت آماده‌سازی خروجی‌ها برای تحلیل مقایسه‌ای در اقلیم‌های مختلف است.



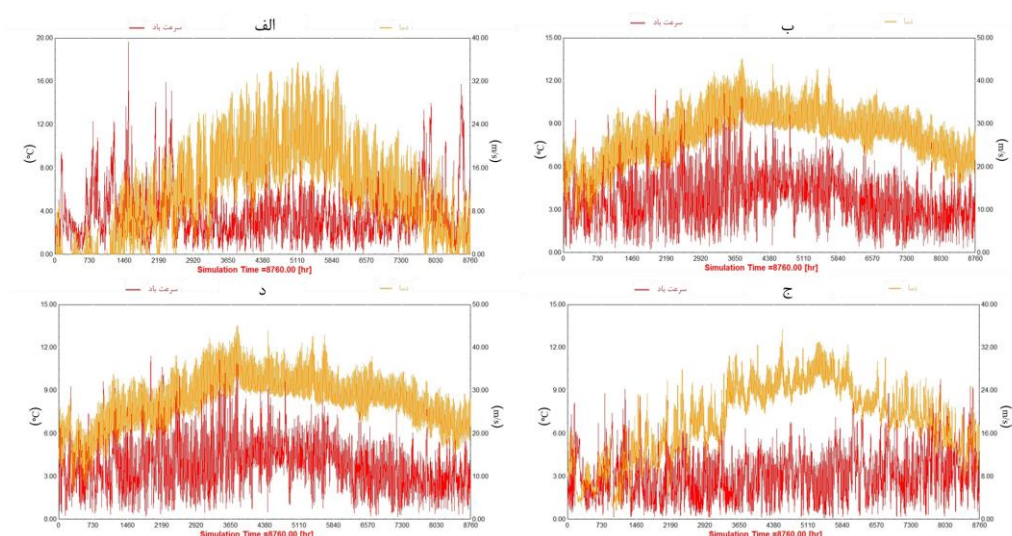
شکل ۱. فلوچارت مراحل کلی پژوهش

۲-۱. مناطق مورد مطالعه و داده‌های ورودی اقلیمی

این پژوهش بر چهار شهر چابهار، اردبیل، رشت و شیراز در ایران متمرکز است. این شهرها به منظور پوشش تنوع اقلیمی ایران انتخاب شده‌اند تا امکان ارزیابی مقایسه‌ای عملکرد نیروگاه بادی در شرایط آب‌وهوایی متفاوت فراهم شود. ویژگی‌های مکانی مناطق مورد مطالعه شامل مشخصات پایه هر شهر شامل مختصات جغرافیایی و ارتفاع از سطح دریا در جدول ۱ ارائه شده است. همچنین در شکل ۲ نمودار سالانه دما و سرعت باد شهرهای مورد نظر نشان داده شده است.

جدول ۱. مشخصات مکانی شهرهای مورد مطالعه

شهر	ارتفاع از سطح دریا (متر)	طول جغرافیایی	عرض جغرافیایی	آب‌وهوا (کیفی)
رشت	۴	۴۹/۵۸۸۸۹	۳۷/۳۷۴۴۴	مرطوب و پربارش
شیراز	۱۵۰۰	۵۲/۵۴۲۵۰	۲۹/۶۱۰۰۰	نیمه‌خشک
چابهار	۱۸	۶۰/۶۴۹۷۲	۲۵/۲۹۲۷۸	گرم و مرطوب ساحلی (بیابانی)
اردبیل	۱۳۵۱	۴۸/۲۹۷۵۰	۳۸/۲۵۱۶۷	نیمه‌خشک سرد



شکل ۲. نمودار دمای هوا و سرعت باد در شهرهای (الف) اردبیل، (ب) چابهار، (ج) رشت، (د) شیراز

۲-۲. مدل‌سازی توربین‌های بادی در TRNSYS

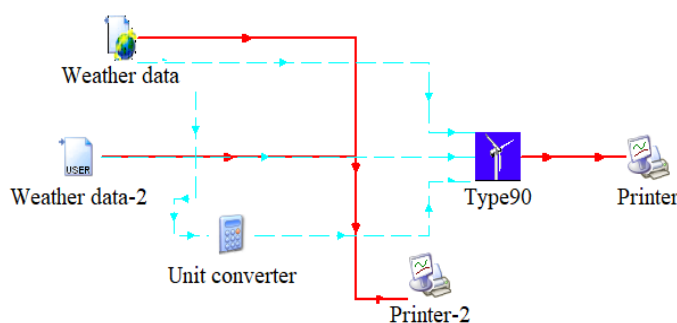
در این پژوهش، توربین بادی به صورت یک واحد تبدیل انرژی باد به برق و در مقیاس کوچک مقیاس/تولید پراکنده مدل‌سازی شده است. انتخاب توربین کوچک مقیاس از این جهت توجیه‌پذیر است که این رده از توربین‌ها به طور گسترده به عنوان گزینه‌ای برای تولید محلی/پراکنده و کاربردهای نزدیک به مصرف (مانند بارهای منفرد، ریزشک‌ها و سامانه‌های هیبرید) مطرح بوده و در مطالعات ارزیابی فنی-اقتصادی، به عنوان بخشی از راهکارهای توسعه تولید پراکنده بررسی شده‌اند [۳۰ و ۳۱]. در این مطالعه از نرم‌افزار TRNSYS به منظور شبیه‌سازی عملکرد توربین‌های بادی استفاده شده است. مدل‌سازی توربین در TRNSYS بر پایه منحنی توان سازنده (رابطه توان-سرعت باد) و اعمال قیود بهره‌برداری انجام می‌شود. در این چارچوب، توان خروجی در هر گام زمانی از روی سرعت باد ورودی (در ارتفاع هاب توربین) خوانده شده و منطق عملکرد توربین مطابق ناحیه‌های متعارف منحنی توان اعمال می‌شود. این رویکرد، همان رویه رایج در مدل‌سازی‌های گذرا است که در آن منحنی توان سازنده به عنوان مشخصه اصلی توربین در شبیه‌سازی به کار می‌رود. برای شبیه‌سازی توربین بادی در TRNSYS از مدل Type 90 (Wind Energy Conversion System) استفاده می‌شود. Type 90 توان خروجی توربین را بر اساس جدول مشخصه توان بر حسب سرعت باد (فایل خارجی) محاسبه می‌کند و در عین حال، اثر تغییرات چگالی هوا و افزایش سرعت باد با ارتفاع را نیز در صورت نیاز شبیه‌سازی می‌کند.

در این مطالعه از توربین ۱۰ کیلووات با مدل Tuge 10 استفاده شده است. پارامترهای کلیدی توربین (توان نامی، سرعت باد نامی، ارتفاع هاب، قطر و سطح جاروب روتور، بازه سرعت باد فعال، سرعت بقا و بازه دمای کارکرد) از برگه مشخصات سازنده استخراج و در جدول ۲ ارائه شده است.

در شکل ۳، شماتیک پیاده‌سازی مدل در TRNSYS ارائه شده است. مطابق این شکل، سری‌های زمانی ورودی (سرعت باد و متغیرهای محیطی) به عنوان داده‌های ورودی به مدل اعمال می‌شوند و پس از تبدیل‌های لازم، به ماژول توربین بادی مبتنی بر منحنی توان منتقل می‌شوند. در ادامه، توان الکتریکی در گام زمانی ساعتی محاسبه و ثبت می‌شود و خروجی‌های زمانی حاصل، برای محاسبه شاخص‌های انرژی و انرژی در بخش‌های بعدی مورد استفاده قرار می‌گیرند.

جدول ۲. مشخصات توربین بادی کوچک مقیاس مورد استفاده در شبیه‌سازی

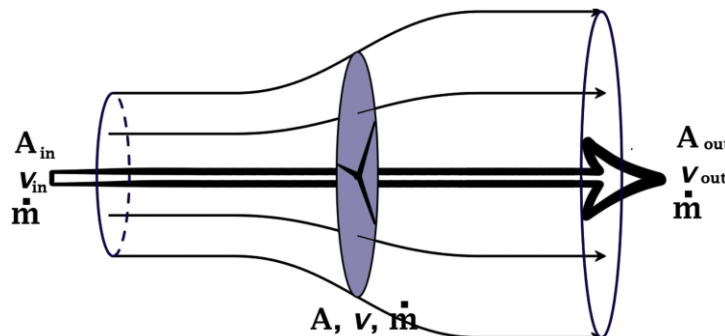
مقدار	مشخصه
۹/۹ kW	بیشینه توان
۱۱ m/s	سرعت باد نامی
۱۸ یا ۲۲ m	ارتفاع هاب
۱۰/۲ m	قطر روتور
۸۱/۷ m ²	سطح جاروب روتور
-۲۵ C° تا +۶۰	بازه دمای کارکرد



شکل ۳. شماتیک پیاده‌سازی مدل توربین بادی در TRNSYS

۲-۳. تحلیل انرژی و اگزرژی توربین بادی

در این پژوهش، توربین بادی به صورت یک سیستم باز مدل سازی می شود که جریان هوا از مقطع بالادست وارد حجم کنترل شده، از صفحه روتور عبور می کند و در پایین دست از سیستم خارج می شود. در شکل ۴، نمایش شماتیک قانون بتز^۱ و چارچوب دیسک محرک ارائه شده است؛ به گونه ای که مفهوم محدودیت برداشت توان از باد و وابستگی کارایی آیرودینامیکی به کاهش سرعت جریان در پایین دست به صورت کیفی نشان داده می شود. بر این مبنا، معادلات حاکم بر جریان عبوری از روتور برای تعریف سرعت های مشخصه و دبی جرمی به کار گرفته می شوند؛ به طوری که دبی جرمی مطابق معادله ۱ و سرعت مؤثر روی صفحه روتور مطابق معادله ۲ تعریف می شود. همچنین، ارتباط سرعت پایین دست با بالادست از طریق فاکتور تداخل در معادلات ۳ و ۴ برقرار شده و ضریب توان آیرودینامیکی مطابق معادله ۵ بیان می شود. چگالی هوا نیز با معادله ۶ تصحیح می شود تا محاسبات توان و شاخص های ترمودینامیکی با شرایط محیطی سایت سازگار باقی بماند [۳۲-۳۴].



شکل ۴. شماتیک قانون بتز برای برقراری موازنه های جرم و انرژی در حجم کنترل توربین بادی [۲۲]

$$\dot{m} = \rho A v \quad (1)$$

$$v = \frac{v_{in} + v_{out}}{2} \quad (2)$$

$$b = \frac{v_{out}}{v_{in}} \quad (3)$$

$$v_{out} = b v_{in} \quad (4)$$

$$C_p = \frac{1}{2} (1 - b^2) (1 + b) \quad (5)$$

$$\rho = \rho_0 \exp\left(-\frac{0.297H}{3048}\right) \quad (6)$$

A سطح جاروب روتور و v سرعت روی صفحه روتور است. همچنین، H ارتفاع از سطح دریا و ρ_0 چگالی مرجع در سطح دریاست.

پس از تعریف رفتار جریان، تحلیل انرژی با تمرکز بر انرژی جنبشی باد آغاز می شود. توان موجود در باد (توان جریان جنبشی) در مقطع بالادست، به صورت معادله ۷ بیان می شود. طبق قانون بتز، بیشینه سهم قابل برداشت از توان باد برای یک توربین ایده آل (دیسک محرک بدون تلفات) محدود است و بیشینه ضریب توان برابر ۵۹/۳ درصد است [۳۵].

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho A v_{in}^3 \quad (7)$$

در شرایط واقعی، توان مکانیکی قابل برداشت از باد تابع ضریب توان بوده و مطابق معادله ۸ محاسبه می شود؛ سپس توان الکتریکی خروجی با لحاظ بازده تجمیعی تبدیل طبق معادله ۹ به دست می آید. که P_m توان مکانیکی روی محور و η_{el} بازده

تجمیعی تبدیل (گیربکس/ژنراتور/الکترونیک قدرت) است. از آنجا که تولید توان توربین در عمل به قیود بهره‌برداری و منحنی توان سازنده وابسته است، رفتار تولید توان به صورت قطعه‌ای مطابق معادله ۱۰ اعمال می‌شود تا نواحی خاموش (کمتر از cut-in)، ناحیه افزایش توان (بین cut-in و rated) که نشان دهنده توان خروجی توربین بادی تحت کنترل MPPT است، ناحیه توان نامی (بین rated و cut-out) و توقف حفاظتی (بیشتر از cut-out) در مدل لحاظ شود. در این پژوهش، توان الکتریکی ساعتی از خروجی شبیه‌سازی گذرا استخراج شده و سپس انرژی تولیدی و ضریب ظرفیت برای دوره‌های ماهانه/سالانه به ترتیب بر اساس معادلات ۱۱ و ۱۲ محاسبه و تجمیع می‌شوند [۳۶ و ۳۷].

$$P_m = \frac{1}{2} \rho C_p A v_{in}^3 \quad (۸)$$

$$P_e = \eta_{el} P_m \quad (۹)$$

$$P_e(k) = N_w \begin{cases} 0 & v_w < v_{cut-in} \\ P_{wt}^{mppt}(v_w(k)) & v_{cut-in} \leq v_w < v_{rated} \\ P_{wt}^{rated} & v_{rated} \leq v_w \leq v_{cut-out} \\ 0 & v_w < v_{cut-out} \end{cases} \quad (۱۰)$$

$$E_{el} = \sum_t P_e(t) \Delta t \quad (۱۱)$$

$$CF = \frac{E_{el}}{P_{wt}^{rated} T} \quad (۱۲)$$

در ادامه، تحلیل قانون دوم با نوشتن موازنه بقای انرژی برای حجم کنترل توربین انجام می‌شود. موازنه نرخ انرژی به صورت رابطه ۱۳ تعریف می‌شود:

$$\dot{E}x_{in} = \dot{W}_{out} + \dot{E}x_{out} + \dot{E}x_{dest} \quad (۱۳)$$

در معادله ۱۴، $\dot{W}_{out}$ کار مفید خروجی و $\dot{E}x_{dest}$ نرخ تخریب انرژی است که به عنوان معیار مستقیم بازگشت‌ناپذیری در فرایند تبدیل انرژی تفسیر می‌شود. برای محاسبه نرخ انرژی جریان، انرژی جریان هوا به مؤلفه‌های اصلی تفکیک می‌شود. این تفکیک به صورت رابطه ۱۴ به کار گرفته می‌شود:

$$\dot{E}x_{flow} = \dot{E}x_k + \dot{E}x_p + \dot{E}x_{ph} + \dot{E}x_{ch} \quad (۱۴)$$

در این مطالعه، مؤلفه پتانسیل به دلیل ناچیز بودن اختلاف ارتفاع در مقیاس توربین، قابل صرف نظر است. انرژی فیزیکی بر پایه اختلاف خواص ترمودینامیکی جریان نسبت به حالت مرجع تعریف می‌شود و از رابطه ۱۵ به دست می‌آید [۳۸]:

$$\dot{E}x_{ph} = \Delta \dot{H} - T_0 \Delta \dot{S} \quad (۱۵)$$

$$\Delta \dot{H} = \dot{m} c_{pa} (T_2 - T_1) \quad (۱۶)$$

$$\Delta \dot{S} = \dot{m} \left[c_p \ln \left(\frac{T_2}{T_1} \right) - R \ln \left(\frac{P_2}{P_1} \right) - \frac{c_p (T_0 - T_{ave})}{T_0} \right] \quad (۱۷)$$

همچنین، انرژی فیزیکی ویژه هوای مرطوب به صورت تابعی از دما، فشار و نسبت رطوبت U به شکل رابطه ۱۸ نوشته می‌شود [۳۹]:

$$e_{ph} = (c_{pa} + \omega c_{pv}) T_0 \left[\frac{T}{T_0} - 1 - \ln \left(\frac{T}{T_0} \right) \right] + (1 + 1.6078 \omega) R T_0 \ln \frac{P}{P_0} \quad (۱۸)$$

در اینجا $T_{i,wind-chill}$ به عنوان دمای مؤثر در تعریف T_1 و T_2 به کار می‌رود (با اعمال تبدیل‌های لازم برای واحد و تراز ارتفاع سرعت باد مطابق رابطه Wind-chill). همچنین، فشار ورودی و خروجی توربین بادی مطابق معادلات ۱۹ و ۲۰ است [۴۰].

$$T_{i,wind-chill} = 13.12 + 0.6215 T_a - 11.37 v^{0.16} + 0.3965 T_a v^{0.16} \quad (۱۹)$$

$$P = P_a + \frac{1}{2} \rho v^2 \quad (۲۰)$$

برای لحاظ اثر ترکیب رطوبت (به‌ویژه در شرایطی که رطوبت هوا طی زمان تغییر می‌کند)، مؤلفه شیمیایی انرژی نیز بر اساس نسبت رطوبت (ω) و حالت مرجع (ω_0) تعریف می‌شود [۴۱]:

$$e_{Ch} = RT_0 \left[(1 + 1.6078\omega) \ln \left(\frac{1 + 1.6078\omega_0}{1 + 1.6078\omega} \right) + 1 + 1.6078\omega \ln \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right) \right] \quad (21)$$

نرخ انرژی جنبشی ورودی و خروجی با استفاده از دبی جرمی عبوری از صفحه روتور و سرعت‌های مشخصه جریان محاسبه می‌شود. در این مطالعه انرژی انرژی جنبشی به عنوان انرژی جریان ورودی خروجی سیستم در نظر گرفته شده است. در نهایت، بازده انرژی به عنوان شاخص کارایی قانون دوم، به صورت نسبت کار مفید به تفاوت انرژی ورودی و خروجی تعریف و گزارش می‌شود [۳۲ و ۴۲]:

$$\dot{E}_{X_{in}} = \dot{E}_{X_k} = \frac{1}{2} \dot{m} v_{in}^2 \quad (22)$$

$$\dot{E}_{X_{out}} = \dot{E}_{X_k} = \frac{1}{2} \dot{m} v_{out}^2 \quad (23)$$

$$\eta_{ex} = \frac{\dot{W}_{wr}}{\dot{E}_{X_{in}} - \dot{E}_{X_{out}}} \quad (24)$$

شاخص پایداری (SI) به عنوان یک معیار فنی مکمل، به‌صورت تابعی از بازده انرژی تعریف می‌شود و می‌تواند برای ارزیابی سطح برگشت‌ناپذیری‌ها و کیفیت ترمودینامیکی عملکرد توربین بادی به کار رود. بر این اساس، شاخص پایداری توربین بادی به صورت رابطه ۲۵ بیان می‌شود [۴۳]:

$$SI = \frac{1}{1 - \eta_{ex}} \quad (25)$$

۳. نتایج و بحث

در این بخش، نتایج حاصل از شبیه‌سازی گذرای نیروگاه بادی مورد مطالعه ارائه و بررسی می‌شوند. خروجی‌های ساعتی مدل پس از پس‌پردازش، در مقیاس‌های ماهانه و سالانه تجمیع شده‌اند تا امکان مقایسه عملکرد چهار شهر منتخب فراهم شود. عملکرد سیستم بر اساس شاخص‌های مبتنی بر قانون اول شامل انرژی الکتریکی تولیدی و ضریب ظرفیت و شاخص‌های مبتنی بر قانون دوم شامل بازده انرژی، نرخ/مقدار تخریب انرژی و شاخص پایداری ارزیابی می‌شود. مطابق جدول ۳، مقادیر سالانه شاخص‌های اصلی عملکرد برای چهار سایت شامل ضریب ظرفیت، راندمان انرژی، راندمان انرژی، تخریب انرژی تجمیعی، تولید انرژی الکتریکی و شاخص پایداری گزارش شده‌اند. این جدول مبنای مقایسه هم‌زمان کمیت تولید و کیفیت ترمودینامیکی تبدیل انرژی در سایت‌های مورد بررسی قرار می‌گیرد.

جدول ۳. خلاصه شاخص‌های عملکرد سالانه نیروگاه بادی برای چهار سایت منتخب

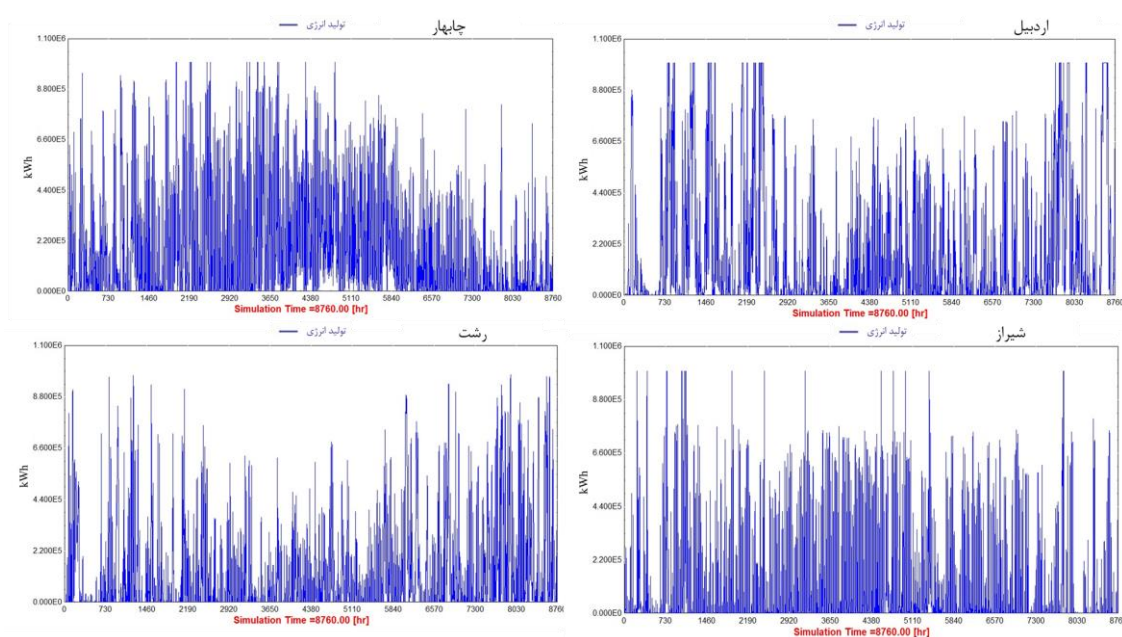
شاخص پایداری	تولید انرژی (kW)	تخریب انرژی (kW)	راندمان انرژی (%)	راندمان انرژی (%)	ضریب ظرفیت (%)	شهر
۲/۷۲	۱۵۳۳۹۱۶/۴۰	۸۹۰۸۱۰/۹۶	۲۷/۴۴	۶۳/۲۵	۱۷/۶۸	چابهار
۳/۱۴	۱۵۵۹۷۴۰/۷۸	۷۲۶۱۸۰/۲۱	۱۹/۶۶	۶۸/۲۳	۱۷/۹۹	اردبیل
۲/۹۰	۱۰۱۰۴۱۰/۴۲	۵۳۱۵۰۷/۵۸	۲۸/۵۶	۶۵/۵۳	۱۱/۶۵	رشت
۲/۷۶	۸۸۲۲۴۱/۱۶	۵۰۱۰۷۱/۸۲	۲۵/۱۳	۶۳/۷۸	۱۰/۱۷	شیراز

از منظر شاخص‌های قانون اول، بیشترین تولید انرژی و بالاترین ضریب ظرفیت به اردبیل اختصاص یافته است؛ به گونه‌ای که تولید انرژی سالانه حدود ۱۵۵۹۷/۷ مگاوات‌ساعت و ضریب ظرفیت حدود ۱۸ درصد به دست آمده است. پس از آن، چابهار قرار می‌گیرد که تولید انرژی سالانه حدود ۱۵۳۳۹/۹ مگاوات‌ساعت و ضریب ظرفیت حدود ۱۷/۷ درصد گزارش شده است. اختلاف تولید انرژی سالانه بین این دو سایت محدود بوده و حدود ۱/۷ درصد برآورد می‌شود؛ با این حال، فاصله آن‌ها با دو سایت

دیگر قابل توجه است، به طوری که در رشت تولید انرژی سالانه به حدود $1010/4$ مگاوات ساعت و ضریب ظرفیت به حدود $11/7$ درصد کاهش یافته و در شیراز نیز تولید انرژی سالانه حدود $882/2$ مگاوات ساعت با ضریب ظرفیت حدود $10/2$ درصد ثبت شده است. بر این اساس، رتبه‌بندی انرژی محور ارائه شده در جدول ۳ نشان می‌دهد عملکرد سالانه از نظر تولید انرژی و ضریب ظرفیت ابتدا توسط اردبیل و سپس چابهار شکل گرفته و رشت و شیراز در سطوح پایین تر قرار گرفته‌اند.

در مقابل، شاخص‌های مبتنی بر قانون دوم تصویر مكملی از کیفیت ترمودینامیکی تبدیل انرژی ارائه می‌کنند. بر اساس جدول ۳، بازده انرژی در بازه نسبتاً فشرده‌ای بین حدود 63 تا 68 درصد قرار دارد، با این حال تفاوت‌های مشاهده شده معنادار است؛ به گونه‌ای که بیشترین بازده انرژی در اردبیل و پس از آن در رشت به دست آمده و مقادیر مربوط به چابهار و شیراز پایین تر گزارش شده‌اند. همین الگو در شاخص پایداری نیز بازتاب می‌یابد؛ به طوری که مقدار این شاخص در اردبیل بیشینه و در چابهار کمینه است، که به طور مفهومی بیانگر وضعیت مطلوب تر اردبیل از نظر کاهش سهم برگشت‌ناپذیری‌ها در فرایند تبدیل انرژی است. از سوی دیگر، مقدار تخریب انرژی تجمعی سالانه بیشترین مقدار را در چابهار و سپس در اردبیل نشان می‌دهد، در حالی که مقادیر پایین تر در رشت و شیراز مشاهده می‌شود. این نتیجه لزوماً به معنای عملکرد ضعیف تر چابهار از منظر قانون دوم نیست، بلکه نشان می‌دهد در سایت‌هایی که انرژی و به تبع آن انرژی جنبشی بیشتری از باد وارد سامانه می‌شود، مقدار مطلق تخریب نیز می‌تواند بزرگ تر باشد؛ بنابراین تفسیر تخریب انرژی باید همراه با بازده انرژی و شاخص پایداری انجام گیرد. همچنین، راندمان انرژی الگوی متفاوتی ارائه می‌دهد؛ به طوری که بیشینه آن در رشت و پس از آن در چابهار و کمینه آن در اردبیل مشاهده شده است. این ناهمخوانی بیانگر آن است که بیشینه شدن تولید انرژی لزوماً به بیشینه شدن راندمان‌های مبتنی بر نسبت‌های انرژی محور نمی‌انجامد و رژیم کارکرد توربین در نواحی مختلف منحنی توان می‌تواند بر مقادیر شاخص‌ها اثرگذار باشد.

در شکل ۵، تغییرات زمانی تولید انرژی شبیه‌سازی شده را در بازه یک سال کامل به صورت ساعتی برای چهار شهر چابهار، اردبیل، رشت و شیراز نشان می‌دهد. همان گونه که از رفتار نوسانی و پیک‌های متعدد مشخص است، تولید انرژی ماهیتاً تابع تغییرات لحظه‌ای/ساعتی سرعت باد بوده و الگوی تولید طی سال به صورت ناپیوسته و متناوب ظاهر می‌شود. با این حال، تفاوت رژیم‌های زمانی بین شهرها قابل مشاهده است؛ به طوری که در برخی سایت‌ها دوره‌های پرتکرارتر تولید در بخش‌هایی از سال غالب شده و در برخی دیگر، تولید به شکل پراکنده تر و با خوشه‌های زمانی محدودتر رخ داده است. این نمودار به صورت کیفی نشان می‌دهد علاوه بر مقدار تولید سالانه، پایداری زمانی و توزیع تولید در طول سال نیز بین سایت‌ها متفاوت است؛ موضوعی که در ادامه با تجمیع ماهانه/سالانه و محاسبه شاخص‌هایی مانند ضریب ظرفیت و راندمان‌ها به صورت کمی مقایسه و تحلیل می‌شود.



شکل ۵. تولید توان توربین‌های بادی در بازه یک سال به صورت ساعتی در شهرهای مورد مطالعه



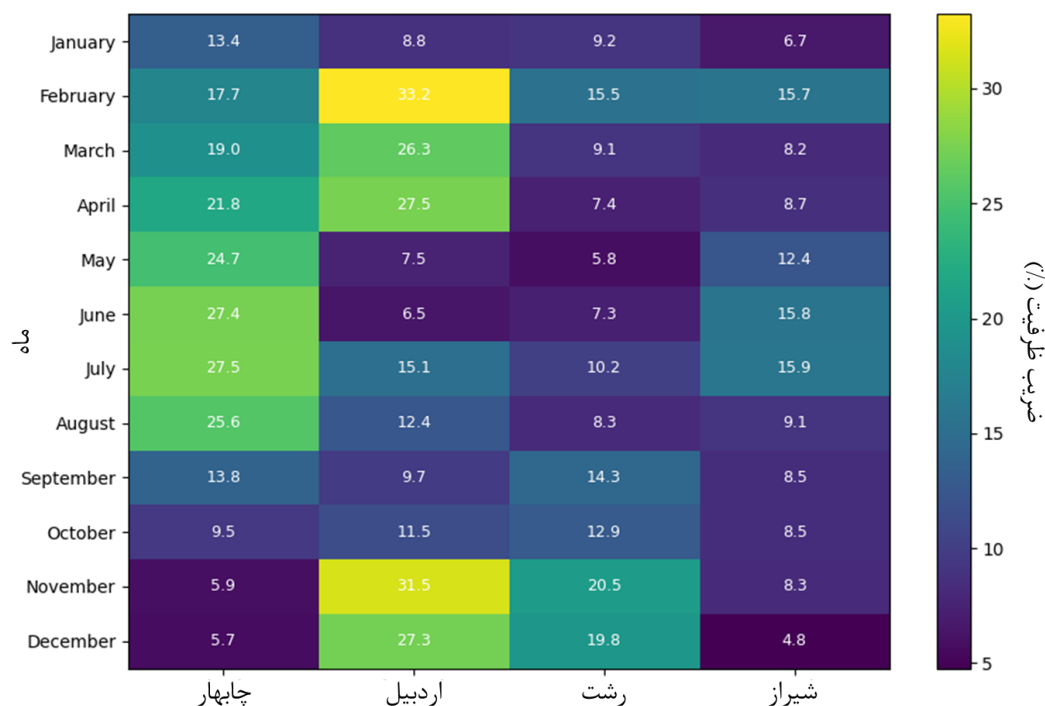
شکل ۶. تغییرات ماهانه انرژی تولیدی و راندمان انرژی توربین بادی در چهار سایت چابهار، اردبیل، رشت و شیراز

در شکل ۶ تغییرات انرژی تولیدی ماهانه و راندمان انرژی برای چهار سایت نشان داده شده است. همان گونه که از نتایج برمی آید، هم زمانی کامل میان بیشینه های تولید و بیشینه های راندمان انرژی مشاهده نمی شود و در برخی ماه ها افزایش تولید الزاماً با بهبود راندمان همراه نیست. برای نمونه، در اردبیل بیشترین انرژی تولیدی در نوامبر حدود ۲۲۴/۷ مگاوات ساعت گزارش شده است، در حالی که راندمان انرژی همان ماه حدود ۱۸/۴ درصد بوده است؛ همچنین در دسامبر با وجود تولید حدود ۲۰۱/۲ مگاوات ساعت، راندمان انرژی به کمینه سالانه خود در حدود ۱۳/۶ درصد کاهش یافته است. این الگو بیانگر آن است که در برخی دوره های پرباد، به دلیل شرایط بهره برداری و نحوه کارکرد توربین در نواحی مختلف منحنی توان، نسبت های انرژی محور می توانند رفتاری مستقل از مقدار انرژی تولیدی نشان دهند.

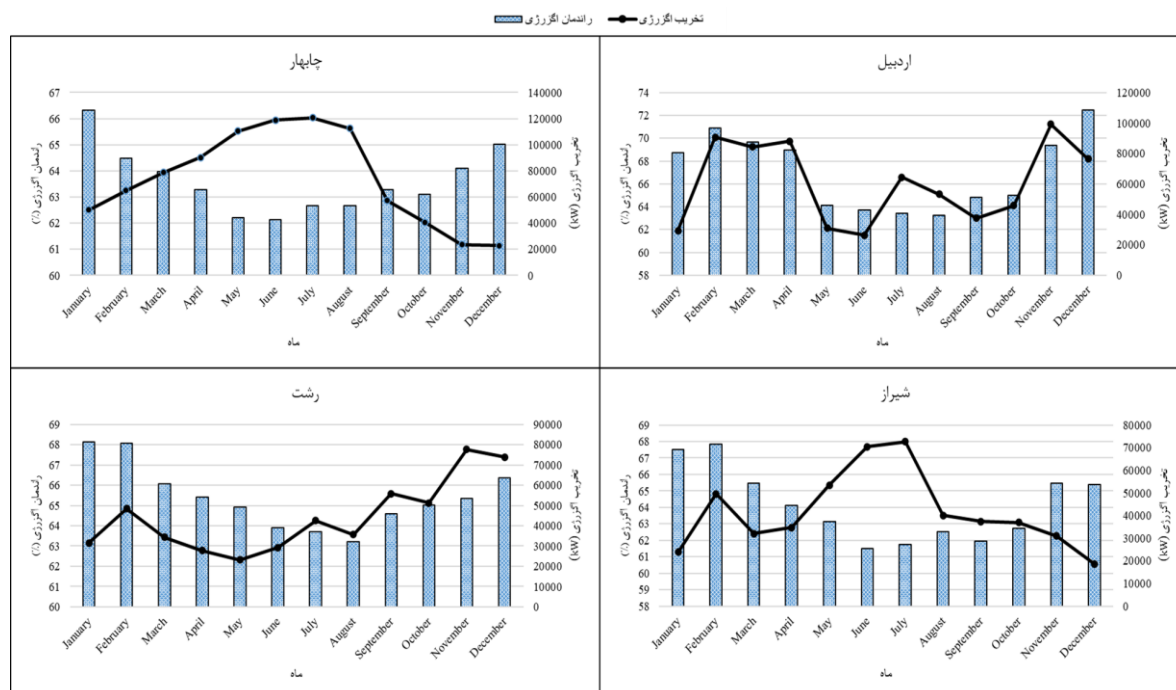
در چابهار روند افزایشی تولید از زمستان تا میانه سال آشکار است؛ به گونه ای که انرژی تولیدی از حدود ۹۸/۸ مگاوات ساعت در ژانویه به حدود ۲۰۲/۵ مگاوات ساعت در ژوئیه رسیده و سپس در نیمه دوم سال کاهش یافته است. در همین سایت، راندمان انرژی در میانه سال مقادیر بالاتری دارد و بیشینه آن در اوت حدود ۳۱/۱ درصد به دست آمده، در حالی که در نوامبر و دسامبر هم زمان با افت تولید به حدود ۴۲ مگاوات ساعت، راندمان نیز به حدود ۲۳ درصد می رسد. در رشت دامنه تغییرات راندمان انرژی محدودتر و عمدتاً در بازه ۲۶/۱ تا ۲۹/۷ درصد قرار دارد و بیشترین تولید ماهانه در نوامبر و دسامبر در حدود ۱۴۶ مگاوات ساعت مشاهده می شود. در شیراز نیز راندمان انرژی عموماً در بازه ۲۲/۱ تا ۲۶/۵ درصد نوسان کرده و بیشترین تولید در ژوئیه حدود ۱۱۷/۳ مگاوات ساعت ثبت شده است. در مجموع، این نتایج نشان می دهد تحلیل ماهانه، علاوه بر مقادیر سالانه، برای تبیین هم زمان کمیت تولید و کیفیت تبدیل انرژی ضروری است و اختلاف رژیم های کارکرد توربین را در سایت های مختلف آشکار می سازد.

در شکل ۷، تغییرات ضریب ظرفیت ماهانه برای چهار شهر ارائه شده است و از آن می توان الگوی فصلی بهره برداری توربین را استخراج کرد. در چابهار ضریب ظرفیت از زمستان به سمت تابستان افزایش می یابد و مقادیر بالاتر در بازه ژوئن تا اوت مشاهده می شود (برای نمونه حدود ۲۷/۴ درصد در ژوئن و ۲۷/۵ درصد در ژوئیه)؛ در حالی که در اواخر پاییز و زمستان افت محسوسی رخ می دهد و کمینه ها در نوامبر و دسامبر حدود ۵/۷ تا ۵/۹ درصد ثبت شده اند. در مقابل، اردبیل رفتار متفاوتی در ماه های متفاوت نشان می دهد؛ به گونه ای که بیشینه سالانه در فوریه با حدود ۳۳/۲ درصد رخ داده و در مارس و آوریل نیز مقادیر بالا تداوم یافته است (حدود ۲۶/۳ تا ۲۷/۵ درصد)، اما در مه و ژوئن افت شدید دیده می شود (حدود ۷/۵ درصد و ۶/۵ درصد). در نیمه دوم سال نیز افزایش دوباره ضریب ظرفیت در نوامبر و دسامبر مشاهده می شود (حدود ۳۱/۵ درصد و ۲۷/۳ درصد) که نشان دهنده تقویت پتانسیل تولید در فصل سرد در این سایت است. برای رشت، دامنه تغییرات ضریب ظرفیت

یکنواخت‌تر است، اما یک الگوی فصلی روشن دارد؛ به طوری که کمینه در مه حدود ۵/۸ درصد و بیشینه در نوامبر حدود ۲۰/۵ درصد گزارش شده و در دسامبر نیز مقدار بالایی در حدود ۱۹/۸ درصد تداوم یافته است. در شیراز مقادیر عمدتاً در سطح متوسط قرار دارند و بیشینه‌ها در بازه ژوئن و ژوئیه حدود ۱۵/۸ تا ۱۵/۹ درصد مشاهده می‌شود، در حالی که کمینه سالانه در دسامبر حدود ۴/۸ درصد ثبت شده است.



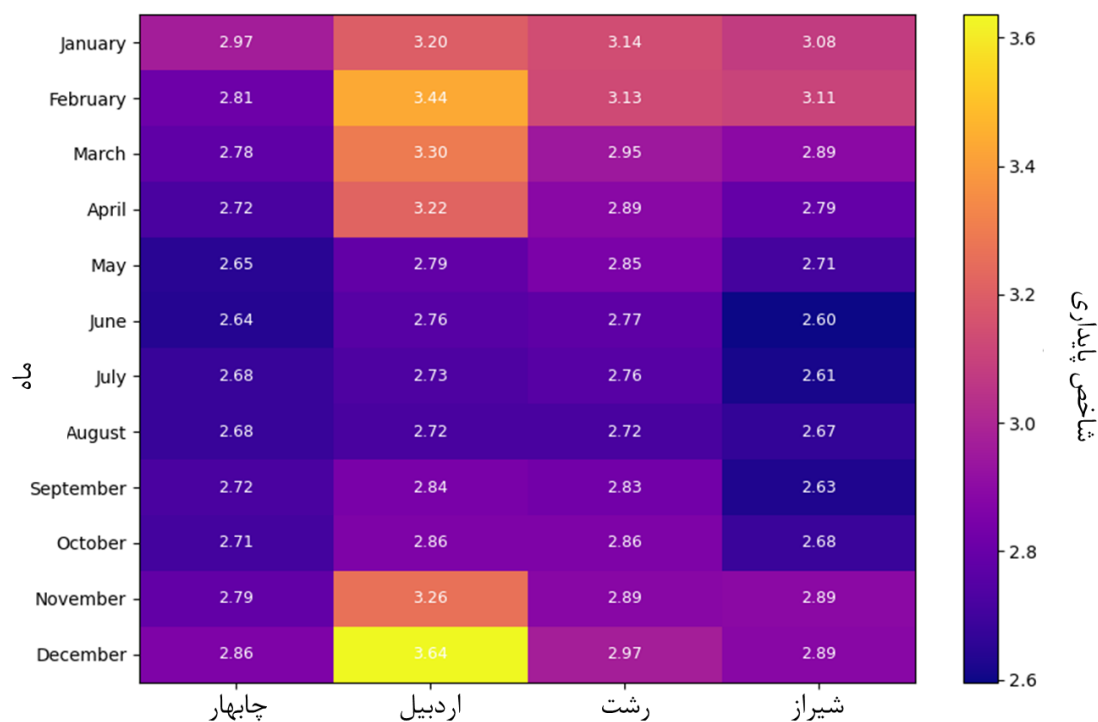
شکل ۷. نقشه حرارتی ضریب ظرفیت ماهانه در چهار شهر مورد مطالعه



شکل ۸. تغییرات ماهانه تخریب انرژی و بازده انرژی برای چهار شهر مورد مطالعه

در شکل ۸، تغییرات ماهانه نرخ متوسط تخریب آگزرژی و بازده آگزرژی برای چهار سایت نشان داده شده است. به طور کلی، بازده آگزرژی در همه شهرها در یک بازه نسبتاً محدود نوسان می‌کند، اما الگوی فصلی تخریب آگزرژی و زمان وقوع بیشینه/کمینه‌ها بین شهرها متفاوت است. برای چابهار، تخریب آگزرژی از ژانویه تا میانه سال افزایش یافته و در ژوئن-ژوئیه به بیشینه‌ای حدود ۱۲۰ تا ۱۲۵ هزار کیلووات می‌رسد و سپس در نیمه دوم سال کاهش یافته و در نوامبر-دسامبر به حدود ۲۲ تا ۲۵ هزار کیلووات نزدیک می‌شود؛ هم‌زمان، بازده آگزرژی از حدود ۶۶ درصد در ژانویه به کمینه‌ای نزدیک ۶۲ درصد در ژوئن کاهش یافته و تا دسامبر دوباره به حدود ۶۵ درصد بازیابی می‌شود. در اردبیل رفتار دوقله‌ای واضح‌تر است؛ به گونه‌ای که تخریب آگزرژی در فوریه تا آوریل در سطح بالایی (حدود ۸۵ تا ۹۰ هزار کیلووات) قرار گرفته‌است، در مه و ژوئن به کمینه‌ای نزدیک ۲۵ تا ۳۵ هزار کیلووات افت کرده و دوباره در نوامبر به بیشینه‌ای در حدود ۱۰۰ هزار کیلووات می‌رسد. بازده آگزرژی در این سایت نیز در میانه سال افت داشته و در دسامبر به بیشترین مقدار خود نزدیک ۷۳ درصد می‌رسد که با نتیجه سالانه مطلوب‌تر این سایت هم‌خوان است.

برای رشت، تخریب آگزرژی در نیمه نخست سال عمدتاً در بازه ۲۳ تا ۴۵ هزار کیلووات قرار دارد و از سپتامبر به بعد روند افزایشی نشان می‌دهد، به طوری که در نوامبر و دسامبر به حدود ۷۴ تا ۷۷ هزار کیلووات می‌رسد. بازده آگزرژی نیز از حدود ۶۸ درصد در ژانویه و فوریه به کمینه‌ای نزدیک ۶۳ درصد در اوت کاهش یافته و سپس تا پایان سال به حدود ۶۶-۶۷ درصد افزایش می‌یابد. در شیراز، بیشینه تخریب آگزرژی در ژوئن و ژوئیه مشاهده می‌شود (حدود ۷۰ تا ۷۳ هزار کیلووات) و کمینه در دسامبر در حدود ۱۸ تا ۲۰ هزار کیلووات رخ می‌دهد؛ بازده آگزرژی نیز در این شهر از حدود ۶۸ درصد در فوریه به کمینه‌ای نزدیک ۶۱-۶۲ درصد در ژوئن رسیده و در نوامبر-دسامبر تا حدود ۶۵ درصد افزایش می‌یابد. در مجموع، شکل ۸ نشان می‌دهد بزرگی تخریب آگزرژی بیشتر با مقیاس آگزرژی عبوری در ماه‌های پرباد هم‌راستا است، در حالی که بازده آگزرژی لزوماً هم‌زمان با بیشینه تخریب تغییر نمی‌کند؛ بنابراین، تفسیر ماهانه زمانی دقیق‌تر خواهد بود که تغییرات بازده و تخریب به صورت توأمان (به عنوان کیفیت تبدیل و شدت برگشت‌ناپذیری‌ها) مورد توجه قرار گیرد.



شکل ۹. نقشه حرارتی شاخص پایداری ماهانه برای چهار سایت مورد بررسی

در شکل ۹، توزیع ماهانه شاخص پایداری برای چهار شهر ارائه شده است. با توجه به اینکه این شاخص به طور مستقیم از بازده انرژی استخراج می‌شود، افزایش آن به عنوان نشانه‌ای از کاهش سهم برگشت‌ناپذیری‌ها و بهبود کیفیت ترمودینامیکی فرایند تبدیل انرژی تفسیر می‌شود. مطابق نتایج، اردبیل در اغلب ماه‌ها بیشترین مقادیر را نشان می‌دهد و بازه تغییرات آن تقریباً از $2/72$ تا $3/64$ است؛ به گونه‌ای که بیشینه در دسامبر با مقدار حدود $3/64$ و مقدار بالای دیگری در فوریه حدود $3/44$ ثبت شده است. در مقابل، چابهار مقادیر پایین‌تری را تجربه می‌کند و در بازه حدود $2/64$ تا $2/97$ قرار دارد؛ به طوری که کمینه در ژوئن حدود $2/64$ و بیشینه در ژانویه حدود $2/97$ مشاهده می‌شود. برای رشت، مقدار شاخص پایداری عموماً در محدوده میانی قرار گرفته و از حدود $2/72$ تا $3/14$ تغییر می‌کند؛ به گونه‌ای که مقدار نسبتاً بالای ژانویه (حدود $3/14$) و سپس کاهش تدریجی تا ماه‌های گرم‌تر مشاهده شده است. در شیراز نیز دامنه تغییرات تقریباً از $2/60$ تا $3/11$ است؛ به طوری که کمینه در ژوئن حدود $2/60$ و بیشینه در فوریه حدود $3/11$ گزارش شده است.

۴. نتیجه‌گیری

در این پژوهش، عملکرد یک نیروگاه بادی با ظرفیت نامی ۱ مگاوات در چهار سایت منتخب ایران (چابهار، اردبیل، رشت و شیراز) با رویکرد شبیه‌سازی گذرا و ارزیابی هم‌زمان شاخص‌های قانون اول و قانون دوم بررسی شد. نتایج نشان داد اتکا به شاخص‌های انرژی‌محور به‌تنهایی برای قضاوت درباره عملکرد کافی نیست و شاخص‌های انرژی‌محور می‌توانند تصویری دقیق‌تر از کیفیت ترمودینامیکی تبدیل انرژی و سطح برگشت‌ناپذیری‌ها ارائه دهند. همچنین تحلیل ماهانه نشان داد تغییرات فصلی می‌تواند رتبه‌بندی سایت‌ها را از منظر تولید و کیفیت تبدیل تحت تأثیر قرار دهد؛ به‌ویژه در دوره‌هایی که رژیم کاری توربین به نواحی مختلف منحنی توان نزدیک می‌شود. نتایج کلیدی این مطالعه در زیر بیان شده‌اند:

- بیشترین تولید انرژی سالانه در اردبیل (حدود $1559/7$ مگاوات-ساعت) و پس از آن در چابهار (حدود $1532/9$ مگاوات-ساعت) به‌دست آمد؛ در حالی که رشت و شیراز به‌ترتیب حدود $1010/4$ و $882/2$ مگاوات-ساعت تولید سالانه داشتند.
- ضریب ظرفیت سالانه در اردبیل و چابهار حدود ۱۸ درصد گزارش شد و برای رشت و شیراز به‌ترتیب به حدود $11/7$ و $10/2$ درصد کاهش یافت؛ بنابراین اختلاف معنی‌دار تولید سالانه بین دو گروه سایت پربازده و کم‌بازده مشاهده شد.
- بیشترین بازده انرژی سالانه در اردبیل (حدود $68/2$ درصد) ثبت شد و کمترین مقدار در چابهار (حدود $63/3$ درصد) مشاهده شد؛ این امر نشان می‌دهد رتبه‌بندی کیفیت تبدیل انرژی الزاماً با رتبه‌بندی تولید انرژی یکسان نیست.
- شاخص پایداری نیز همین الگو را دنبال کرد و بیشترین مقدار آن در اردبیل (حدود $3/15$) و کمترین مقدار آن در چابهار (حدود $2/72$) به‌دست آمد؛ بنابراین اردبیل از منظر قانون دوم تصویر مطلوب‌تری ارائه کرد.

از منظر کاربردی، نتایج نشان داد در صورت تمرکز بر بیشینه‌سازی تولید انرژی، سایت‌های اردبیل و چابهار گزینه‌های مناسب‌تری هستند؛ در حالی که اگر هدف بهبود کیفیت ترمودینامیکی تبدیل انرژی و کاهش برگشت‌ناپذیری‌ها باشد، اردبیل برتری آشکارتری نشان می‌دهد. بر این اساس، در برنامه‌ریزی توسعه نیروگاه‌های بادی پیشنهاد می‌شود شاخص‌های قانون دوم، به‌ویژه بازده انرژی و شاخص پایداری، در کنار شاخص‌های قانون اول به عنوان معیارهای مکمل در ارزیابی مکان‌یابی و انتخاب سایت لحاظ شوند. برای پژوهش‌های آینده نیز توسعه مدل با لحاظ صریح تلفات اجزای الکتریکی و الکترونیک قدرت، انجام تحلیل عدم قطعیت داده‌های اقلیمی و بررسی سناریوهای بلندمدت و همچنین گسترش مطالعه به مقیاس مزرعه بادی با در نظر گرفتن اثر تداخل توربین‌ها و راهبردهای کنترلی توصیه می‌شود.

منابع

- [1] S. Ahmadi, H. Nezhadayni, M. Asvad, and M. Abdoos, "Reducing the share of electricity generation from fossil fuels by replacing renewable energies in rainy areas," *Journal of sustainable Energy Systems*, vol. 2, no. 3, pp. 299–312, 2024, doi: 10.22059/ses.2024.373595.1056.
- [2] E. A. Hamedani and S. Talebi, "Modeling and long-term forecasting of CO2 emissions in Asia: An optimized Artificial Neural Network approach with consideration of renewable energy scenarios," *Energy Conversion and Management: X*, vol. 10, no. 26, p. 101030, 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101030>.
- [3] T. Ahmad and D. Zhang, "A critical review of comparative global historical energy consumption and future demand: The story told so far," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 1973–1991, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.07.020>.
- [4] Y. Noorollahi, A. Sharbati, and A. Hajinezhad, "Energy consumption Forecast modeling using artificial intelligence method (A case study in Hamadan province)," *Journal of sustainable Energy Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 341–360, 2024, doi: 10.22059/ses.2024.383569.1104.
- [5] E. A. Hamedani, P. Khodaparast, E. Hosseini, T. Mahmudy, and A. B. Yajloo, "A mini-review of energy hub: Concept, components, classifications, and applications," *Energy Reports*, vol. 15, p. 108886, 2026, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2025.12.023>.
- [6] D. Londono-Pulgarin, G. Cardona-Montoya, J. C. Restrepo, and F. Munoz-Leiva, "Fossil or bioenergy? Global fuel market trends," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 143, p. 110905, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110905>.
- [7] A. B. Yajloo and E. A. Hamedani, "Simulation of a solar-based small-scale green hydrogen production unit in Iran: A techno-economic-feasibility analysis," *Results in Engineering*, p. 106734, 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.106734>.
- [8] A. Bahrami Yajloo, E. Abbasian Hamedani, P. Maleki, and M. Hosseinpour, "Optimization of economic dispatch for distributed generation-based power networks," *Advances in Energy Sciences and Technologies*, vol. 1, no. 3, pp. 266–279, 2025, doi: 10.22060/aest.2025.24945.1000.
- [9] J. Kim, F. Jaumotte, A. J. Panton, and G. Schwerhoff, "Energy security and the green transition," *Energy Policy*, vol. 198, p. 114409, 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114409>.
- [10] E. Abbasian Hamedani, A. Bahrami Yajloo, and S. Talebi, "A comprehensive review on carbon capture, transportation, storage, and utilization technologies; part I: Carbon capture technologies," *Advances in Energy Sciences and Technologies*, vol. 1, no. 1, pp. 119–132, 2025, doi: 10.22060/aest.2025.5755.
- [11] A. B. Yajloo, S. Setayeshi, M. Hosseinpour, and M. Fakhroleslam, "Superstructure optimization of sustainable formic acid synthesis from hydrogen and carbon dioxide: a scenario-based approach," *Journal of Cleaner Production*, vol. 555, p. 148048, 2026, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2026.148048>.
- [12] H. Wojtaszek *et al.*, "Wind Energy in Transition: Development, Socio-Economic Impacts, and Policy Challenges in Europe," *Energies*, vol. 18, no. 11, p. 2811, 2025, doi: <https://doi.org/10.3390/en18112811>.
- [13] U. Das and C. Nandi, "Life Cycle Assessment of Wind Farm: A review on Current Status and Future Knowledge," *Energy and Climate Change*, p. 100206, 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2025.100206>.
- [14] S. Feng, W. Wang, Z. Wang, Z. Song, Q. Yang, and B. Wang, "Global Wind-Power Generation Capacity in the Context of Climate Change," *Engineering*, 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.eng.2024.09.018>.
- [15] R. McKenna *et al.*, "System impacts of wind energy developments: Key research challenges and opportunities," *Joule*, vol. 9, no. 1, 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.11.016>.
- [16] S. Chen, Y. Xiao, C. Zhang, X. Lu, K. He, and J. Hao, "Cost dynamics of onshore wind energy in the context of China's carbon neutrality target," *Environmental Science and Ecotechnology*, vol. 19, p. 100323, 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.es.2023.100323>.
- [17] F. Ullah *et al.*, "A comprehensive review of wind power integration and energy storage technologies for modern grid frequency regulation," *Heliyon*, vol. 10, no. 9, 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e30466>.

- [18] H. Mohamadi, A. Saeedi, Z. Firoozi, S. S. Zangabadi, and S. Veisi, "Assessment of wind energy potential and economic evaluation of four wind turbine models for the east of Iran," *Heliyon*, vol. 7, no. 6, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e07234>.
- [19] G. Tsatsaronis, "The future of exergy-based methods," *Energy*, vol. 302, p. 131881, 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131881>.
- [20] O. J. Khaleel, F. B. Ismail, T. K. Ibrahim, and S. H. bin Abu Hassan, "Energy and exergy analysis of the steam power plants: A comprehensive review on the Classification, Development, Improvements, and configurations," *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 13, no. 3, p. 101640, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.asej.2021.11.009>.
- [21] A. Khanjari, E. Mahmoodi, and M. H. Ahmadi, "Energy and exergy analyzing of a wind turbine in free stream and wind tunnel in CFD domain based on actuator disc technique," *Renewable Energy*, vol. 160, pp. 231–249, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.183>.
- [22] M. Aghbashlo, M. Tabatabaei, S. S. Hosseini, B. B. Dashti, and M. M. Soufiyan, "Performance assessment of a wind power plant using standard exergy and extended exergy accounting (EEA) approaches," *Journal of Cleaner Production*, vol. 171, pp. 127–136, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.09.263>.
- [23] M. Ehyaei, A. Ahmadi, and M. A. Rosen, "Energy, exergy, economic and advanced and extended exergy analyses of a wind turbine," *Energy conversion and management*, vol. 183, pp. 369–381, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.01.008>.
- [24] F. Baena–Ramírez, A. Molina–Salas, M. Clavero, and A. Moñino, "Exergy and renewability assessment of off-shore wind turbine power production and benchmarking with on-shore wind power," *Journal of Cleaner Production*, vol. 525, p. 146495, 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2025.146495>.
- [25] M. Nasser, T. F. Megahed, S. Ookawara, and H. Hassan, "Performance evaluation of PV panels/wind turbines hybrid system for green hydrogen generation and storage: Energy, exergy, economic, and enviroeconomic," *Energy Conversion and Management*, vol. 267, p. 115870, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115870>.
- [26] C. Li, Y. Gao, H. Liu, and R. Zhai, "Energy, exergy, environmental, and economic analysis of a novel hydrogen production system integrating concentrated photovoltaic thermal collectors and wind turbines," *Energy*, vol. 322, p. 135670, 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.135670>.
- [27] Z. Meng, K. Wang, J. Di, Z. Lang, and Q. He, "Energy analysis and exergy analysis study of a novel high-efficiency wind-hydrogen storage and power generation polygeneration system," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 57, pp. 338–355, 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.01.013>.
- [28] B. Ghorbani, M. Mehrpooya, and A. Ardehali, "Energy and exergy analysis of wind farm integrated with compressed air energy storage using multi-stage phase change material," *Journal of Cleaner Production*, vol. 259, p. 120906, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120906>.
- [29] S. S. H. Dehshiri and B. Firoozabadi, "A multidisciplinary approach to select wind turbines for power-hydrogen production: Energy, exergy, economic, environmental under uncertainty prediction by artificial intelligence," *Energy Conversion and Management*, vol. 310, p. 118489, 2024, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118489>.
- [30] J. D. Bishop and G. A. Amaratunga, "Evaluation of small wind turbines in distributed arrangement as sustainable wind energy option for Barbados," *Energy Conversion and Management*, vol. 49, no. 6, pp. 1652–1661, 2008, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2007.11.008>.
- [31] M. Mehrpooya, P. A. Dezfouli, and M. Shafiee, "Integrated techno-economic modelling and analysis of a wind-powered seawater reverse osmosis desalination plant with hydrogen storage as a backup system," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 186, p. 152031, 2025, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.152031>.
- [32] S. A. Mousavi, M. Mehrpooya, M. A. V. Rad, and M. H. Jahangir, "A new decision-making process by integration of exergy analysis and techno-economic optimization tool for the evaluation of hybrid renewable systems," *Sustainable energy technologies and assessments*, vol. 45, p. 101196, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2021.101196>.

- [33] A. Mohammadi, M. H. Ahmadi, M. Bidi, F. Joda, A. Valero, and S. Uson, "Exergy analysis of a Combined Cooling, Heating and Power system integrated with wind turbine and compressed air energy storage system," *Energy Conversion and Management*, vol. 131, pp. 69–78, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.003>.
- [34] M. Kalantari, H. Yousefi, A. Hajinezhad, and M. Abdoos, "Towards net-zero wastewater treatment: Integrating wind, solar, and hydrogen storage in arid regions," *Edelweiss Applied Science and Technology*, vol. 9, no. 11, pp. 334–359, 2025.
- [35] O. Baskut, O. Ozgener, and L. Ozgener, "Second law analysis of wind turbine power plants: Cesme, Izmir example," *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 2535–2542, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.01.047>.
- [36] Z. Ma, T. Tian, Q. Cui, J. Shu, J. Zhao, and H. Wang, "Rapid sizing of a hydrogen-battery storage for an offshore wind farm using convex programming," *International journal of hydrogen energy*, vol. 48, no. 58, pp. 21946–21958, 2023, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.037>.
- [37] G. Ibarra-Berastegi, J. Sáenz, A. Ulazia, P. Serras, G. Esnaola, and C. Garcia-Soto, "Electricity production, capacity factor, and plant efficiency index at the Mutriku wave farm (2014–2016)," *Ocean Engineering*, vol. 147, pp. 20–29, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2017.10.018>.
- [38] A. M. Redha, I. Dincer, and M. Gadalla, "Thermodynamic performance assessment of wind energy systems: An application," *Energy*, vol. 36, no. 7, pp. 4002–4010, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.05.001>.
- [39] A. Khosravi, R. Koury, L. Machado, and J. Pabon, "Energy, exergy and economic analysis of a hybrid renewable energy with hydrogen storage system," *Energy*, vol. 148, pp. 1087–1102, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.008>.
- [40] A. D. Şahin, I. Dincer, and M. A. Rosen, "Thermodynamic analysis of wind energy," *International Journal of Energy Research*, vol. 30, no. 8, pp. 553–566, 2006, doi: <https://doi.org/10.1002/er.1163>.
- [41] O. Baskut, O. Ozgener, and L. Ozgener, "Effects of meteorological variables on exergetic efficiency of wind turbine power plants," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, no. 9, pp. 3237–3241, 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.06.002>.
- [42] X. Zhong, T. Chen, X. Sun, J. Song, and J. Zeng, "Conventional and advanced exergy analysis of a novel wind-to-heat system," *Energy*, vol. 261, p. 125267, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125267>.
- [43] E. Abbasian Hamedani, A. Abdalisousan, A. Khoshgard, and M. Nazari, "Energy, exergy, and sustainability analysis of an industrial nitric acid plant," *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 45, no. 4, pp. 10952–10970, 2023, doi: <https://doi.org/10.1080/15567036.2023.2253762>.